

© Б.Й. Маєвський  
д-р геол.-мінерал. наук  
О.С. Паславський  
ІФНТУНГ

## Вплив тріщинуватості порід-колекторів на особливості нафтовилучення і заводнення нафтових покладів Долинського родовища

УДК 622.276.43+622.276.344

*Статтю присвячено вивченню впливу промислово-геологічних факторів на процеси заводнення і нафтогазовилучення з продуктивних горизонтів Долинського нафтового родовища. На основі аналізу цих факторів у роботі доводиться наявність порово-тріщинуватих порід-колекторів у межах родовища та встановлено їх позитивний вплив на процеси заводнення і нафтогазовилучення в межах Долинського нафтового родовища за рахунок збільшення ємнісно-фільтраційних властивостей.*

**Ключові слова:** буріння, керн, свердловина, тріщини, продуктивність, гідропровідність, порода-колектор.

*Статья посвящена изучению влияния промыслово-геологических факторов на процессы заводнения и нефтегазоизвлечения из продуктивных горизонтов Долинского нефтяного месторождения. На основе анализа этих факторов в работе доказываются наличие порово-трещиноватых пород-коллекторов в пределах месторождения и установлено их положительное влияние на процессы заводнения и нефтегазоизвлечения в пределах Долинского нефтяного месторождения за счет увеличения емкостно-фильтрационных свойств.*

**Ключевые слова:** бурение, керн, скважина, трещина, производительность, гидрорободимость, порода-колектор.

*This article is devoted to studying the influence of the field and geological factors on the watering and oil-and-gas recovery processes at the pay horizons of the Dolyna oil field. Based on the analysis of these factors, the article proves the presence of porous-fractured reservoirs within the field and establishes their positive influence on the watering and oil-and-gas recovery processes within the Dolyna oil field through increase in the storage and filtration properties.*

**Key words:** drilling, core, well, fractures, performance, hydraulic conductivity, reservoir rock.

Актуальним є питання визначення впливу промислово-геологічних факторів та уточнення типу порід-колекторів у межах Долинського нафтового родовища.

За промислово-геологічними даними, ознакою наявності порово-тріщинуватих порід-колекторів у нафтогазових родовищах є: поглинання бурового розчину в процесі буріння свердловин, невисокий процент виносу керна, високі коефіцієнти продуктивності окремих свердловин, добрий взаємозв'язок між пластами і свердловинами, нелінійність індикаторних діаграм за даними експлуатаційних та нагнітальних свердловин, значний коефіцієнт нафтовіддачі у режимі розчиненого газу, незначна величина залишкової газонасиченості під час витіснення нафти водою. Ці дані підтверджують наявність тріщин у продуктивних пластах Долинського нафтового родовища.

**Мета дослідження** – встановлення наявності тріщинуватості порід-колекторів за геолого-промисловими ознаками, а також їх вплив на гідродинамічні процеси, що виникають під час заводнення та нафтогазовилучення з продуктивних пластів Долинського нафтового родовища.

На гідродинамічні процеси, які виникають у ході розробки нафтових покладів, впливає багато факторів,

до яких передусім належать структура і властивості порід-колекторів (пористість, проникність, тріщинуватість та будова скелета порового середовища) та фізичні властивості рідин, що його насичують.

Тріщинуватість порід Долинського родовища вивчали багато науковців. Їх думки збігаються тільки у питанні визначення наявності тріщин, в основному, діагенетичних і локальних, що є переривчастими і переважно не змикаються між собою. В оцінці впливу тріщин на ємнісно-фільтраційні властивості порід-колекторів думки дослідників розходяться: автори робіт [1, 2] вважають тріщини основними шляхами руху нафти і газу в нафтових пластах, у роботах авторів [3, 4] вказується на незначний їх вплив на проникність порід, а науковці [5–7] виділяють зони підвищеної тріщинуватості (флюїдопрободності) у межах окремих структур родовища, що пов'язані із зонами розвитку тектонічних порушень, а також згинів продуктивних горизонтів у склепінних частинах складок і розглядалися як основні шляхи перетоків флюїдів.

У процесі буріння свердловин Долинського нафтового родовища, розташованих на ділянках, які безпосередньо прилягають до тектонічних порушень і особливо до їх взаємопересічень, а також згинів продуктивних гори-

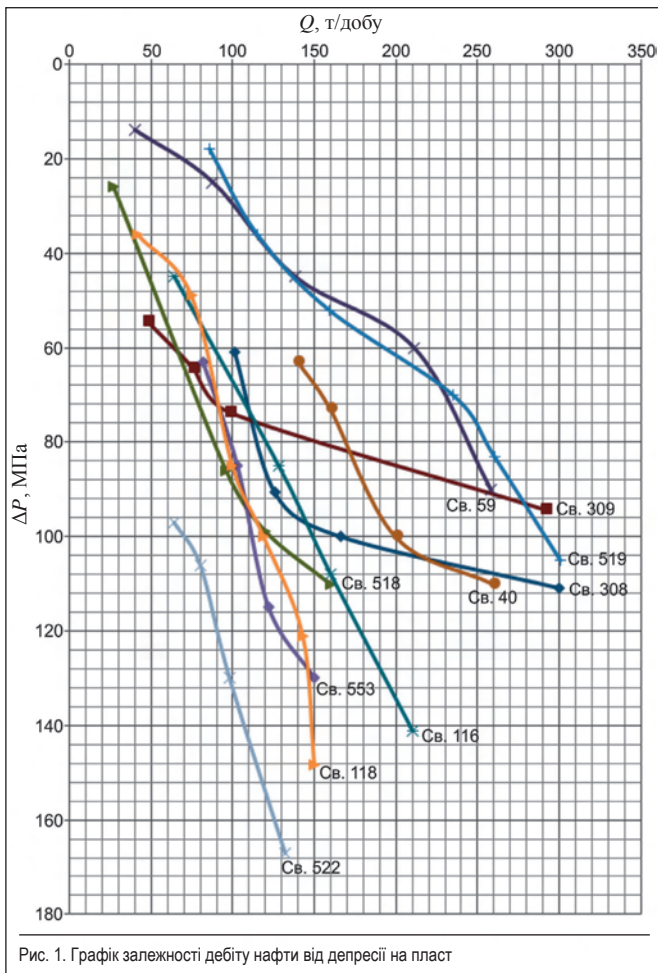


Рис. 1. Графік залежності дебиту нафти від депресії на пласт

зонтів у склепінних частинах складок, відбулося значне поглинання бурового розчину. Так, у св. 519 в інтервалі 2608–2633 м – 85 м<sup>3</sup>, а в св. 308 на глибині 2082 м було поглинуто понад 30 м<sup>3</sup> глинистого розчину. Під час освоєння цих свердловин вільний дебіт нафти становив відповідно 410 та 457 т нафти за добу. У процесі буріння св. 259, під час розкриття вигодського покладу, відбулося поглинання глинистого розчину, що призвело до відкритого фонтанування зі значним об'ємом викиду нафти і газу.

Відбір керн є важливим параметром у процесі буріння свердловин. Однак відсоток виносу кернового матеріалу під час буріння свердловин у межах Долинського родовища дуже низький і в середньому становить 27 % від запланованого відбору. За період із 1972 року колонковим долотом пробурено 870,4 м. Проходка з відбором керн із продуктивних горизонтів олігоцену та еоцену становить відповідно 153,4 та 674,2 м. Висвітленість керном продуктивних горизонтів бистрицько-вигодського покладу сягає 6,01 %, нафтонасичених інтервалів – 9,28 %, маявсько-ямненського – 4,71 %, нафтонасичених пластів – 54,06 %.

Виніс керн у процесі буріння спостерігався переважно у зцементованих породах, оскільки найбільш тріщинуваті керни здебільшого розсипаються по тріщинах у ході відбору та підйому зразків керн. Тому визначені за даними

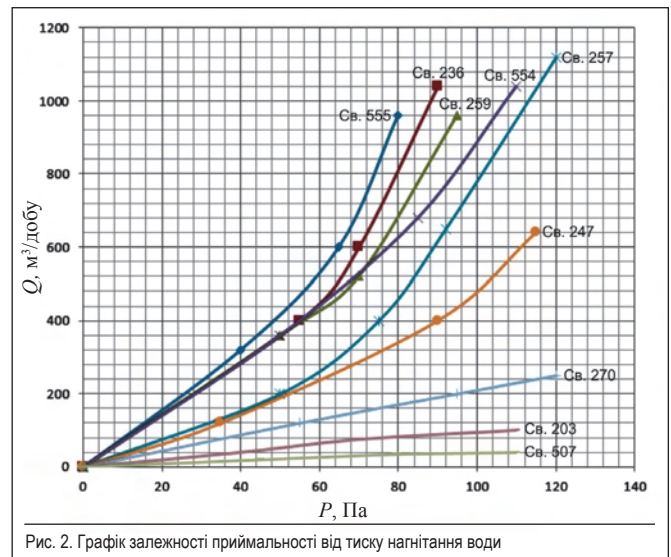


Рис. 2. Графік залежності приймальності від тиску нагнітання води

лабораторних досліджень кернового матеріалу середньозважені величини параметрів колекторських властивостей нафтонасичених пластів значно занижені через низький відсоток відбору керн та неповний облік наявності в розрізі високопроникних порово-тріщинуватих пропластків, які визначають промислові припливи нафти.

Величина початкових дебітів нафти у процесі розробки родовищ залежить від режиму покладів та від розміщення свердловин за структурою за наявних величин проникності, товщини порово-тріщинуватих нафтонасичених пластів. Найбільш високі початкові дебіти нафти мали свердловини, розташовані в склепінних частинах покладів, які досягли 140–330 т/добу. Найнижчі початкові дебіти мали свердловини, пробурені в приконтурній зоні покладів, – 25–30 т/добу, за винятком св. 18, початковий дебіт нафти якої становить 110 т/добу. Зменшення початкових дебітів від склепіння до приконтурної зони зв'язано із зменшенням в цьому напрямку продуктивності покладів та впливу тріщинуватості порід-колекторів на роботу свердловин.

На думку С.І. Шагиніна, місця значних перегинів порід у склепінних складок є, відповідно, місцями з максимальною розвиненою тріщинуватістю, і тому на таких ділянках структур тріщинуватість порід у декілька разів більша, ніж на крилах [9]. Фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів по родовищах дуже низькі, але вищі, ніж визначені за даними аналізу кернів. Вони суттєво змінюються як по площі, так і по товщині розрізу. В середньому величина відношення проникності до пористості порід колекторів становить  $3 \cdot 10^{-3}$  [2]. Промислові припливи нафти з порід із такими колекторськими властивостями можливі тільки у разі роботи свердловин із оптимальними (які не перевищують 7,5 МПа) депресіями на пласт та наявності тріщинуватості порід-колекторів.

Під час переходу розробки родовищ із пружного режиму на режим розчиненого газу відбувається зниження дебітів нафти та інтенсивне зростання газового фактора. На цей процес розвитку режиму розчиненого газу впливає структура порово-тріщинуватого середовища та фізичні параме-

Таблиця

Зміна продуктивності свердловини відносно значення газового фактора

№ свердловини	Початковий дебіт, т/добу	Г, м <sup>3</sup> /т	K <sub>пр</sub> , т/добу МПа
309	291	220	3,54
		1400	1,98
		2500	0,8
308	300	200	3,3
		900	0,5
116	216	160	2,06
		381	1,8
		980	1,23
		1100	1,1
238	52	238	1,35
		424	1,07
		666	0,88

три флюїдів, що їх насичують. За таких умов проявляється характер швидкого збільшення фазової проникності газу разом із різким зниженням фазової проникності нафти.

Із таблиці видно, як залежно від зростання газового фактора знижується коефіцієнт продуктивності свердловин, тому по цих свердловинах вони знаходилися у межах 0,5–16 т/добу МПа.

Проведені промислові дослідження нафтових свердловин на трьох, чотирьох режимах роботи та побудова індикаторних діаграм залежності дебіту нафти ( $Q$ ) від депресії на пласт ( $\Delta P$ ) здебільшого непрямої лінійні. Із рис. 1 бачимо, як зі зростанням депресії на пласти дебіти рідини по свердловинах збільшуються неоднаково: залежності від коефіцієнта їх продуктивності. За даними дослідження нафтових свердловин методом відновлення вібійного тиску визначили значення гідропровідності, яке знаходиться в межах  $3,5 \div 91,4 \cdot 10^{-11}$  м<sup>3</sup>/Па·с для менілітового покладу,  $10 \div 76,5 \cdot 0^{-11}$  м<sup>3</sup>/Па·с для вигодсько-бистрицького покладу і  $3 \div 58 \cdot 10^{-11}$  м<sup>3</sup>/Па·с для манявського покладу.

Потрібно зауважити, що свердловини з найвищою величиною гідропровідності розташовані в межах покладу в склепінних зонах структури, вони мали великі початкові дебіти нафти.

Наявність порово-тріщинного типу породи-колектора підтверджують дослідження нагнітальних свердловин по кривих відновлення тиску, оскільки відновлення тиску з переходом із одного режиму нагнітання на інший відбувається дуже швидко в тих свердловинах, у яких прямої лінійна залежність між витратою і тиском нагнітання порушується. Це нагнітальні свердловини з приймальністю понад 200 м<sup>3</sup>/добу води, по яких нахил індикаторних кривих нелінійний (рис. 2).

По нагнітальних св. 255–260, 263, 325, 554, 555 та інших протягом значного часу роботи відбувалося не зменшення, а збільшення коефіцієнтів приймальності привибійної зони та продуктивності свердловини (рис. 3). Гідропровідність, за даними досліджень нагнітальних свердловин менілітового покладу, змінюється від  $2-70 \cdot 10^{-11}$  м<sup>3</sup>/Пас, для вигодсько-бистрицького покладу –  $5-180 \cdot 10^{-11}$  м<sup>3</sup>/Пас і для манявського покладу –  $4-65 \cdot 10^{-11}$  м<sup>3</sup>/Пас.

У ряді нагнітальних св. 555, 263, 259, 554, 257, 247 (див. рис. 2) зі збільшенням тиску нагнітання  $6 \div 15$  МПа

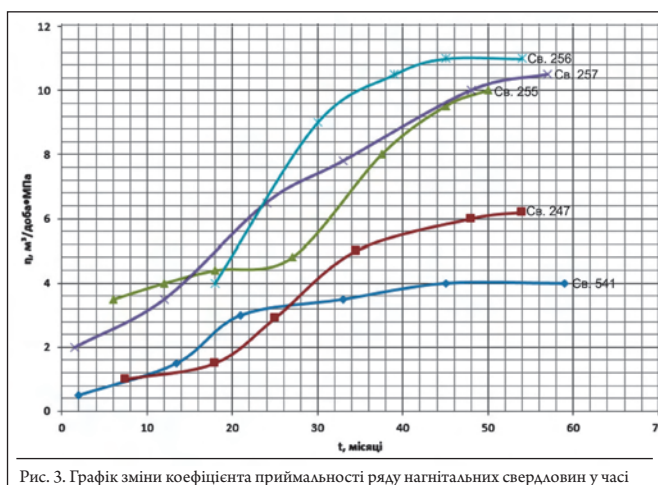


Рис. 3. Графік зміни коефіцієнта приймальності ряду нагнітальних свердловин у часі

коефіцієнт видобутку нафти зростав у декілька разів, що підтверджує тріщинуватість колектора в продуктивних пластах (проходить розкриття тріщин). Однак у нагнітальних св. 270, 203, 507 (див. рис. 2) із приймальністю менше 200 м<sup>3</sup>/добу води відбувається поступове зниження продуктивності, а форма індикаторних кривих лінійна. Це вказує на незначну тріщинну проникність нафтонасичених відкладів, розкритих свердловинами по площі родовищ, в яких при тиску нагнітання 15 МПа не відбувається розкриття тріщин у поглинаючих продуктивних пластах. Це підтверджується проведенням на цих свердловинах гідророзриву пластів, розкриття тріщин відбувається при тиску нагнітання 60–65 МПа.

Після обробки привибійних зон із метою збільшення приймальності нагнітальних свердловин (гідророзрив пласта, різноманітні кислотні обробки) не дали позитивних результатів при початковій приймальності свердловин до 40 м<sup>3</sup>/добу. Тому за рахунок цих методів досягти приймальності у 150–200 м<sup>3</sup>/добу води неможливо. Це вказує на те, що більша частина продуктивного розрізу цих свердловин представлена слабопроникними породами. У зв'язку з цим коефіцієнти продуктивності по нагнітальних свердловинах змінюються у широких діапазонах: по менілітовому покладу – 0,5–7 м<sup>3</sup>/добу МПа, по вигодсько-бистрицькому покладу – 2–30 м<sup>3</sup>/добу МПа та по манявському покладу – 2–23 м<sup>3</sup>/добу МПа.

Для контролю за розміром приймальності продуктивними пластами по всіх нагнітальних свердловинах проводили термометричні дослідження та визначали профілі поглинання води глибинним витратоміром. Ці дослідження свідчать про те, що воду у всіх покладах приймають продуктивні пласти, потужність яких не перевищує 25 % від ефективної потужності продуктивних пластів, що була визначена за геофізичними даними. У менілітовому покладі нагнітальні свердловини приймають воду від одного до чотирьох пропластків із потужністю від 5 до 32 м. Тільки по св. 277, 506 потужність пластів, що приймають воду, відповідно дорівнює 46 та 48 м. Тому коефіцієнт нафтовіддачі по менілітовому покладу занижений, оскільки для підрахунку запасів нафти було взято середню ефективну нафтонасичену потужність пластів 40,1 м [2].

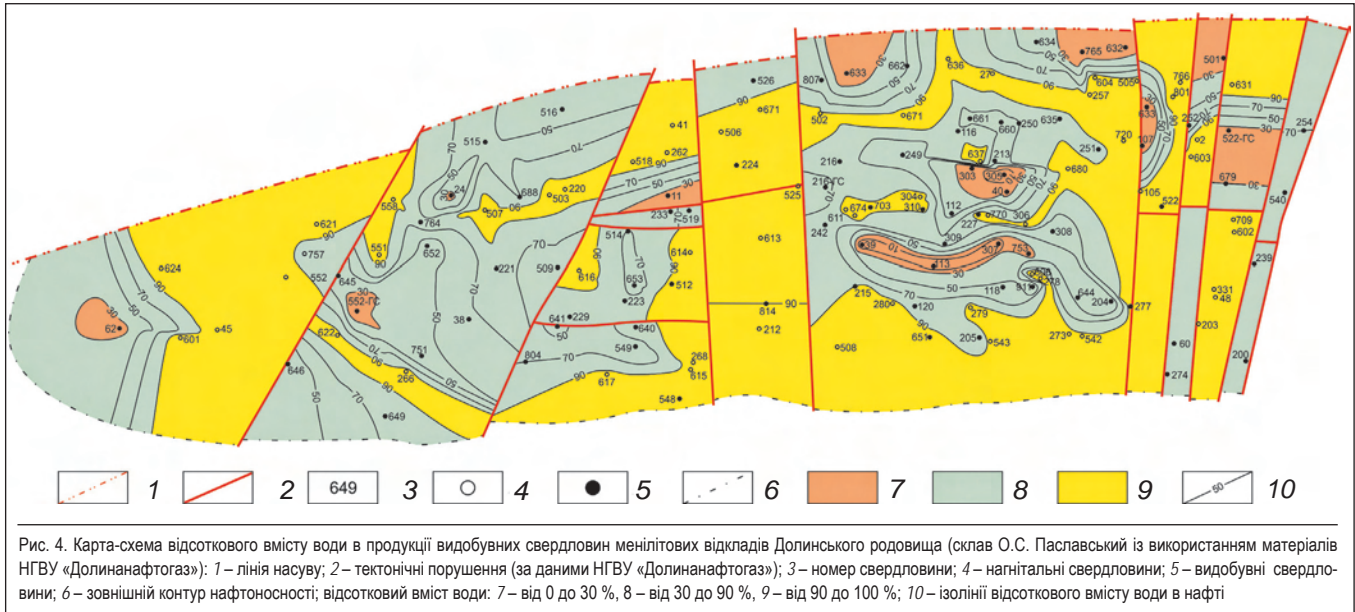


Рис. 4. Карта-схема відсоткового вмісту води в продукції видобувних свердловин менілітових відкладів Долинського родовища (склав О.С. Паславський із використанням матеріалів НГВУ «Долинанафтогаз»): 1 – лінія насуву; 2 – тектонічні порушення (за даними НГВУ «Долинанафтогаз»); 3 – номер свердловини; 4 – нагнітальні свердловини; 5 – видобувні свердловини; 6 – зовнішній контур нафтоносності; відсотковий вміст води: 7 – від 0 до 30 %, 8 – від 30 до 90 %, 9 – від 90 до 100 %; 10 – ізолінії відсоткового вмісту води в нафті

Промисловими ознаками наявності тріщинуватості порід у привибійній зоні є висока приймальність промислових вод за наявності в них значної кількості нафтопродуктів та механічних домішок. На практиці промислові стічні води, які нагнітають у нафтові поклади, не відповідають встановленим нормам (нафтопродукти  $10\text{--}15 \cdot 10^{-3}$  кг/м<sup>3</sup>, механічні домішки  $20\text{--}30 \cdot 10^{-3}$  кг/м<sup>3</sup>), що повинно негативно впливати на приймальність свердловин. Упродовж перших років роботи зниження приймальності та зростання вибієних пробок практично не спостерігалось. Закачування великих об'ємів води з механічними домішками від 46 до  $250 \cdot 10^{-3}$  кг/м<sup>3</sup> при стійкій приймальності з високою продуктивністю свердловин можливе тільки за наявності в привибійній зоні розгалуженої системи тріщин. Для нагнітальних свердловин із приймальністю менше 200 м<sup>3</sup>/добу стічної води (особливо по менілітовому покладу), де розміри фільтраційних каналів колекторів відповідають розмірам до 5 мкм основної маси механічних домішок у воді, спричиняє утворення в привибійній зоні свердловин шару осаду та поступового загущання фільтрації в пластах від зміни проникності в часі. Тому роль тріщинуватості порід продуктивних пластів при низькій приймальності свердловин мінімальна. Однак приймальність нагнітальних свердловин еоценових покладів за 49 років поступово знижувалася. Наприклад, по св. 255, 257, 261, 554, 555 знизилася від 800–1050 м<sup>3</sup>/добу до 102, 15, 212, 208, 150 м<sup>3</sup>/добу відповідно. За цей час до кожної свердловини закачано від 3,7 до 6,3 млн м<sup>3</sup> стічних вод, за рахунок

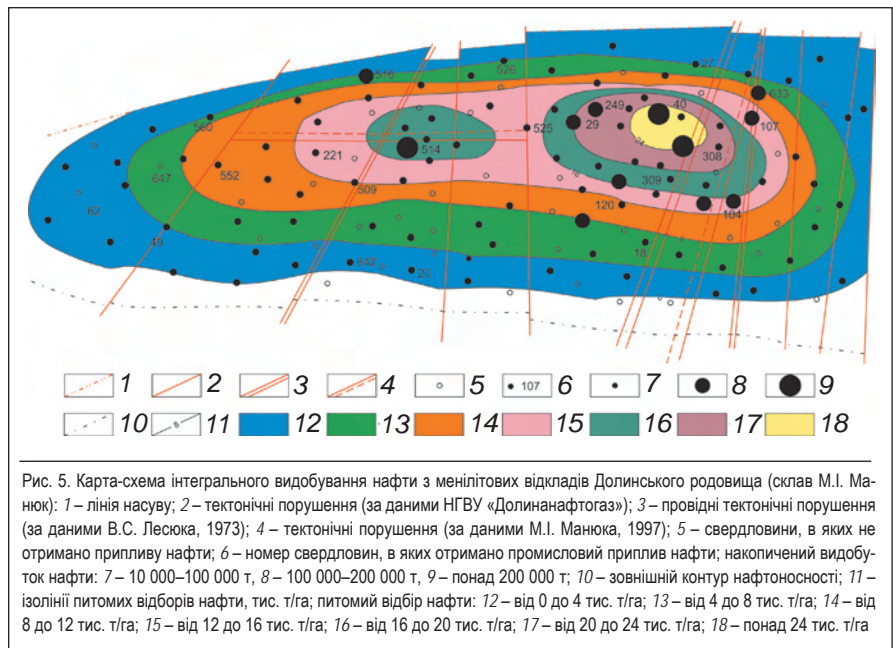


Рис. 5. Карта-схема інтегрального видобування нафти з менілітових відкладів Долинського родовища (склав М.І. Манюк): 1 – лінія насуву; 2 – тектонічні порушення (за даними НГВУ «Долинанафтогаз»); 3 – провідні тектонічні порушення (за даними В.С. Лесюка, 1973); 4 – тектонічні порушення (за даними М.І. Манюка, 1997); 5 – свердловини, в яких не отримано припливу нафти; 6 – номер свердловин, в яких отримано промисловий приплив нафти; накопичений видобуток нафти: 7 – 10 000–100 000 т, 8 – 100 000–200 000 т, 9 – понад 200 000 т; 10 – зовнішній контур нафтоносності; 11 – ізолінії питомих відборів нафти, тис. т/га; питомий відбір нафти: 12 – від 0 до 4 тис. т/га; 13 – від 4 до 8 тис. т/га; 14 – від 8 до 12 тис. т/га; 15 – від 12 до 16 тис. т/га; 16 – від 16 до 20 тис. т/га; 17 – від 20 до 24 тис. т/га; 18 – понад 24 тис. т/га

чого в продуктивні пласти надійшли тисячі тонн механічних домішок. Профілактичні ремонти по цих свердловинах за час їх експлуатації не проводилися. Це ще раз вказує на наявність порово-тріщинуватого колектора в зонах розташування цих свердловин [2].

Доцільно показати як приклад вплив тріщинуватості порід продуктивних менілітових пластів на процес заводнення Долинського нафтового родовища. З рис. 4 видно, що заводнення менілітових продуктивних пластів у межах родовища проходить неоднорідно. Найбільш заводнені зони покладу знаходяться в районах поширення тектонічних порушень, тобто в зонах поширення тектонічної тріщинуватості, і практично збігаються із зонами максимальної продуктивності видобув-

них свердловин та високої приймальності нагнітальних свердловин, що знаходяться в склепінних частинах складки (рис. 5). Як приклад можна привести св. 27, яку пробурено в зоні склепіння менілітового покладу і введено в експлуатацію в січні 1955 року з дебітом 250 т/добу нафти. На час переведення її під нагнітання води з неї було видобуто 100,2 тис. т нафти. Початкова приймальність становить 470 м<sup>3</sup>/добу води при тиску нагнітання 12 МПа. Згідно з термометричним дослідженням, воду приймає клівський пісковик в інтервалі 2060–2090 м у кількості 420 м<sup>3</sup>/добу.

За даними [2], під час буріння св. 27 із розрізу клівського пісковика піднято kern, який представлений світло-сірим середньозернистим тріщинуватим пісковиком із пористістю 15,8 %, проникністю 100·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. За 50 років до свердловини закачано 1084,5 тис. м<sup>3</sup> стічної води. Приймальність свердловини в грудні 2011 року становила 72 м<sup>3</sup>/добу води при тиску нагнітання 15 МПа. Потрібно визнати, що за увесь період експлуатації як нафтової, так і нагнітальної свердловини на ній майже не проводилися ремонтні роботи. Пояснити довгострокову приймальність св. 27 стічної води можливо тільки наявністю розгалуженої сітки тріщин у заводнених пластах. Таким чином, при-

ймальність свердловин вказує на наявність порово-тріщинуватих порід-колекторів.

### Висновки

Поглинання бурового розчину в процесі буріння свердловин, невисокий процент виносу керна, високі коефіцієнти продуктивності свердловин, добрий взаємозв'язок між пластами і свердловинами, нелінійність індикаторних діаграм за даними експлуатаційних та нагнітальних свердловин, значний коефіцієнт нафтовіддачі у режимі розчиненого газу тощо підтверджують наявність порово-тріщинуватих порід-колекторів у менілітових відкладах Долинського нафтового родовища.

Висока продуктивність видобувних та приймальність нагнітальних свердловин можуть свідчити про те, що в склепінних частинах менілітового покладу і ділянках, що знаходяться неподалік від тектонічних порушень, є зони покращених емнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів.

Наявність порово-тріщинуватих колекторів має значний вплив як на характер заводнення продуктивних горизонтів, так і на видобуток нафти та газу під час розробки менілітового покладу Долинського нафтового родовища.

### Список використаних джерел

1. **Бортницкая В.М.** Сравнительная оценка методов определения коллекторских свойств трещиноватых пород Прикарпатья по кернам / В.М. Бортницкая // Труды II Всесоюзного совещания по трещиноватым коллекторам нефти и газа. – М: Недра, 1965. – С. 267–270.
2. **Характеристика** коллекторов Долинского, Битковского и Бориславского нефтяных месторождений // Отчёт ЦНИЛ; руководитель темы Л.К. Гурьба. – Борислав, 1957. – 57 с.
3. **Мончак Л.С.** Коллекторские свойства олигоценых и эоценовых отложений Долинского нефтепромыслового района : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол.-мінерал. наук: спец. 04.00.17 «Геологія нафти і газу» / Мончак Лев Савович; Івано-Франківський філіал Львівського політехнічного інституту. – Івано-Франківськ, 1965. – 16 с.
4. **Василечко В.П.** Особенности разработки неоднородных, слабопроницаемых коллекторов многопластовых месторождений : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол.-мінерал. наук: спец. 04.00.17 «Геологія нафти і газу» / Василечко Володимир Петрович; Івано-Франківський інститут нафти і газу. – Івано-Франківськ, 1969. – 20 с.
5. **Маєвський Б.Й.** Вплив геодинамічних чинників на фільтраційно-емнісні характеристики порід-колекторів Передкарпатського прогину / Б.Й. Маєвський, С.С. Куровець, М.І. Манюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 3. – С. 30–35.
6. **Манюк М.І.** Дослідження неоднорідності піщано-алевритових порід-колекторів родовищ центральної частини Передкарпатського прогину / М.І. Манюк, С.С. Куровець, Б.Й. Маєвський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 3. – С. 55–59.
7. **Манюк М.І.** Вплив тріщинуватості порід-колекторів на характер нафтогазоносності локальних структур Долинського нафтопромислового району: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол.-мінерал. наук: спец. 04.00.17 «Геологія нафти і газу» / Манюк Михайло Іванович; Івано-Франківський інститут нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2002. – 26 с.
8. **Лозин Е.В.** Результаты геологического и гидродинамического моделирования переформирования нефтяных месторождений после первичной разработки / Е.В. Лозин, В.Б. Леви // Нефть хоз. – 2005. – № 10. – С. 40–42.
9. **Шишигин С.И.** Об изучении трещинных коллекторов нефти и газа / С.И. Шишигин // Тр. всесоюзн. совещ. по трещинным коллекторам нефти и газа. – Львов, 1961. – С. 248–251.

### Шановні колеги!

*Вітаємо з Днем працівників стандартизації та метрології, який кожного року традиційно святкують 10 жовтня!*

*У нинішніх умовах реформування держави за необхідності визначення пріоритетних напрямів та розроблення ефективних механізмів реформування нафтогазової галузі, реалізації заходів щодо інтеграції до Європейського співтовариства, зокрема формування конкурентного ринку природного газу, як ніколи актуальним стає завдання впровадження передових міжнародних стандартів і досконалих систем метрологічного забезпечення.*

*Бажаємо успіхів у реалізації амбітних планів щодо реформування нафтогазової галузі і досягнення високих стандартів в усіх сферах нашого життя.*

*Колектив управління науково-технічної політики  
Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України»  
Головна організація стандартизації в нафтогазовій галузі*