

МЕТОДИКА ТЕСТУВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ СОЛЯНО-КИСЛОТНИХ ОБРОБОК ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ (на прикладі нижньопермських відкладів Дніпровсько-Донецької западини)

¹В.М. Владика, ¹М.Ю. Нестеренко, ¹Р.С. Балацький, ²Т.В. Здерка

¹Львівський комплексний науково-дослідний центр УкрНДГазу, 79026, м. Львів, вул. Стрийська 144, тел. (032) 2632179, e-mail: lkn d c 1 @ r a m b l e r . r u

²ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727121, e-mail: z d e r k a @ u k r . n e t

На прикладі порід-колекторів нижньопермських відкладів Гнідинцівського нафтового родовища Дніпровсько-Донецької западини виявлено, що дія полімер-глинистого бурового розчину призводить до зниження фазової проникності до 4,2 разів. За допомогою запропонованої методики здійснено тестування ефективності дії 14% розчину соляної кислоти. Виявлено, що найбільш ефективною є обробка порід-колекторів, де з порового об'єму витіснено фільтрат і вільну нафту. У процесі чого фазова проникність зростає більш ніж в 13 разів у порівнянні з початковою. Описана методика враховує літолого-петрофізичні особливості порід-колекторів і успішно може застосовуватися також в інших геолого-технічних умовах залягання продуктивних відкладів. Встановлено, що наявність у поровому об'ємі фільтрату і вуглеводнів не сприяє підвищенню ефективності соляно-кислотних обробок у привибійній зоні пласта.

Ключові слова: карбонатність; фільтраційно-ємнісні властивості, промивальна рідина, ефективна (фазова) проникність, флюїдонасичення.

На примере пород-коллекторов нижнепермских отложений Гнединцевского нефтяного месторождения Днепровско-Донецкой впадины обнаружено, что действие полимер-глинистого бурового раствора приводит к снижению фазовой проницаемости до 4,2 раз. С помощью предложенной методики по тестированию эффективности действия 14% раствора соляной кислоты обнаружено, что наиболее эффективной является обработка пород-коллекторов, где порового объема вытеснены фильтрат и свободную нефть. В процессе чего фазовая проницаемость возрастает более чем в 13 раз по сравнению с первоначальной. Описанная методика учитывает литолого-петрофизические особенности пород-коллекторов и успешно может применяться и в других геолого-технических условиях залегания продуктивных отложений. Установлено, что наличие в поровом объеме фильтрата и углеводородов не способствует повышению эффективности соляно-кислотных обработок в призабойной зоне пласта.

Ключевые слова: карбонатность; фильтрационно-емкостные свойства, промывочная жидкость, эффективная (фазовая) проницаемость, флюидонасыщение.

On the example of reservoir rocks of low-permian deposits Hnidyntsiyske in the oil field Dnieper-Donets basin there was found out that the effect of polymer-clay drilling mud results in 4.2 times reduction of the phase permeability. Using the proposed technique the testing of the effectiveness of 14% hydrochloric acid solution was done. The most effective one was revealed to be a treatment of reservoir rocks where filtrate and free oil were displaced from the pore volume. During the process the phase permeability increases in more than 13 times compared with the initial one. The described technique considers the lithologic and petrophysical features of reservoir rocks and can be used successfully in productive deposits with other geological and technical conditions of occurrence. It has been proved that the presence of the filtrate and hydrocarbons in pore volume does not enable to increase the efficiency of hydrochloric acid treatment in formation bottomhole zone.

Keywords: carbonate content, filtration and capacitive properties, drilling mud, efficient (phase) of permeability, fluid saturation.

Вступ

У процесі первинного розкриття продуктивного розрізу відбувається порушення природної рівноваги флюїдонасичення продуктивних пластів. Змінюється характер насичення порового простору порід у привибійній зоні внаслідок проникнення фільтрату, твердої фази промивальних, тампонажних і технологічних рідин, також мають місце інші процеси, зумовлені фізико-хімічною взаємодією вказаних компонентів з породою і пластовими флюїдами. Вплив перелічених чинників призводить до погіршення природних фільтраційних властивостей порід. Отже, збереження природних влас-

тивостей продуктивних пластів, а в багатьох випадках штучне їх покращення, є надзвичайно важливим питанням буріння, ремонту і відновлення свердловин, оскільки саме отримання максимально можливої кількості продукції є кінцевим результатом, за яким визначають ефективність геологорозвідувальних робіт на нафту і газ.

Загальний огляд питання

Вплив промивальних рідин на продуктивні пласти відбувається за рахунок: проникнення у поровий простір колектора фільтрату і дисперсної фази; набухання глинистого цементу;

утворення слабо розчинних осадів та емульсій під час взаємодії з пластовою чи залишковою водою, які закупорюють поровий простір колектора; зменшення ефективного об'єму пор внаслідок прояву капілярних і електростатичних явищ тощо. Ці процеси залежно від часу дії різною мірою погіршують природні фільтраційно-смісні властивості колекторів. Під дією надлишкового тиску, у пласт, складений, зокрема, пісковиками, на різну глибину проникає не лише фільтрат, але й тверді частки розчину (до 20 мкм).

Досліди з вивчення характеру закупорювання дисперсними частинками промивальної рідини порового простору проведені на штучних зразках довели, що у пори радіусом менше 5 мкм ці частинки не проникають, пори розміром 5-7,5 мкм закупорюють повністю, пори розміром більше 15 мкм – закупорюють частково [1,2]. Зрештою, саме структура порового простору досліджуваних порід-колекторів після блокування порових каналів твердою фазою розчину і визначає ефективну (фазову) проникність, а, отже, і їх продуктивність.

Розмаїття геологічних умов залягання продуктивних пластів визначає необхідність проведення лабораторних досліджень з прогнозування дії вибраних технологій розкриття чи освоєння на зміну фізичних властивостей конкретних об'єктів.

Суть методів інтенсифікації видобутку нафти полягає у покращенні фільтраційних властивостей привибійної зони пласта, зокрема за рахунок хімічної взаємодії присвердловинної зони останнього з розчином соляної кислоти відповідної концентрації. В результаті такої взаємодії розчиняється карбонатна складова породи і присвердловинна зона колектора очищується від глинистої складової промивальної рідини, фільтрату бурового розчину, а порові канали розширюються внаслідок розчинення цементуючого карбонатного матеріалу. Як наслідок, значно підвищуються умови припливу нафти до вибою свердловини.

Процес хімічної взаємодії розчинів кислот з окремими компонентами порід і, відповідно, час нейтралізації кислоти значною мірою визначається такими чинниками: пластовою температурою і пластовим тиском, структурно-літологічними особливостями порід, структурою порового простору і насичуючим флюїдом, концентрацією кислот і вмістом у них різних домішок. Оцінка впливу кожного із зазначених факторів і їх оптимальний вибір при розробці рецептур кислотних розчинів і технологій проведення обробок пласта в конкретних геологічних умовах дозволяє суттєво підвищити ефективність соляно-кислотних обробок (СКО).

Технологія обробки свердловини повинна бути індивідуальною для кожного конкретно випадку і враховувати: ступінь карбонатності порід; гранулометричний і мінералогічний склад; характер розподілу цементуючої речовини і порового простору; фільтраційно-смісні властивості порід; фізико-хімічні властивості флюїдів, що насичують колектор; пластові тер-

мобаричні умови; конструкцію і стан привибійної зони свердловини.

З урахуванням зазначених чинників, необхідно обгрунтовувати рецептуру і об'єм кислотного розчину, а також швидкість закачування його в пласт. Перед проведенням СКО обов'язково повинні проводитись лабораторні дослідження. Ефект кислотних обробок у всіх випадках визначається величиною приросту проникності, отриманого після обробки кислотними розчинами.

Конкретної залежності кількості розчиненої карбонатної речовини від тиску продавлювання кислотного розчину не спостерігається. Тривалість реакції соляної кислоти, як правило, не перевищує однієї години. Як показали проведені експерименти (М.М. Іванюта, Б.Ю. Гульгун, М.І. Зазуляк та ін. УкрНДГРІ, 1973 р.), розчинність більшої частини карбонатів у породі відбувається після прокачування 40 мл кислотного розчину, що в перерахунку на 1 м³ породи становить близько 1,5 м³ соляно-кислотного розчину. Дослідженнями також виявлено, що оцтову і лимонну кислоту можна додавати в якості стабілізуючих засобів.

Хімічне розчинення цементуючої карбонатної частини порід призводить до розширення відкритого міжзернового простору, яке полягає у збільшенні просвіту пор, що добре помітно у шліфах, а також у розширенні надкапілярних і капілярних пор.

Об'єкт досліджень

Керн, відібраний із порід ранньопермського віку свердловини 222 Гнідинцівського родовища в інтервалі 1859-1867 м (зразки Г-2, Г-12, Г-15).

Завдання досліджень

Визначити ступінь впливу використаного під час розкриття нижньопермських продуктивних відкладів полімер-глинистого бурового розчину, на погіршення фільтраційно-смісних властивостей порід-колекторів, а також дослідити вплив соляно-кислотних обробок (14% розчин НС1) на фазову проникність, а отже, і дебіт свердловин. Передбачалось визначення наступних показників:

- оцінка впливу промивальної рідини (полімер-глинистого бурового розчину) на ефективну (фазову) проникність для нафти;
- вивчення фільтраційних властивостей (абсолютна і фазова проникність для нафти) порід-колекторів після дії соляно-кислотного розчину;
- визначення відкритої пористості порід-колекторів у поверхневих і пластових умовах після дії соляно-кислотного розчину;
- проведення літолого-петрографічних досліджень трьох зразків після дії соляно-кислотного розчину на базі виготовлення і аналізу шліфів;
- проведення рентгено-структурного аналізу глинистої складової для визначення впливу набухання на фільтраційні властивості порід;

Таблиця 1 – Параметри полімер-глинистого бурового розчину, який використовувався під час розкриття продуктивних відкладів по свердловині 222 Гнідинцівського родовища

Параметри	Одиниця виміру	На початку довбання	Наприкінці довбання
Густина	кг/м ³	1110	1120
Умовна в'язкість	с	45	47
Показник фільтрації	см ³ /30 хв.	4	4
Водневий показник (рН)	безрозм.	10	9
Пластична в'язкість	сР	15	16
Границя текучості	дПа	80	85
КОЕ	кг/м ³	10	15
Міцність гелю: – 10 сек. – 10 хв.	дПа	35 67	37 70
Тверда фаза/змазка	%	6,0/1,0	7,3/1,0

– дослідження структури порового простору порід після дії на них 14%-го соляно-кислотного розчину.

Методика експериментальних досліджень

Із кернавого матеріалу паралельно до напрямку нашарування порід вирізали зразки циліндричної форми діаметром 3 см і довжиною 3 см. Готові зразки спочатку відмивали від солей дистильованою водою у вакуумі, висушували за температури 105°C до постійної маси, після цього відмивали у спиртобензольній суміші і висушували. Від процедури гарячого екстрагування зразків у спиртобензольній суміші ми відмовилися, оскільки вона призводить до вимивання залишкового бітуму, а отже і штучного завищення відкритої пористості, абсолютної і ефективної проникності, залишкового водонасичення і змочуваності порід [3].

Зразки із залишковою водою і донасичені гасом (моделювання природного флюїдонасичення порід-колекторів) поміщалися у фільтраційну установку, яка забезпечувала ефективний тиск 23 МПа. Після стабілізації деформаційних процесів, на кожному із досліджених зразків вимірювався питомий електричний опір, а потім під тиском 2,5 і 5,0 МПа з поршневого розділювача подавався полімер-глинистий буровий розчин на верхній торець зразка. На виході із керна фіксувався об'єм витісненого газу і поява фільтрату, зазначеного розчину (табл. 1).

Після цього дослідження зразка повторювалося з тією лише різницею, що мінялось розташування торцевих поверхонь на протилежні. Через інший поршневий розділювач за умов певного перепаду тиску подавався гас і вимірювалась зміна ефективної (фазової) проникності після дії на породу-колектор полімер-глинистого бурового розчину. Після стабілізації ефективної проникності повторно вимірювався питомий електричний опір порід.

В одному із зразків (Г-2) у відцентровому полі відбувалось витіснення залишкового газу і фільтрату зазначеної промивальної рідини (для зразків Г-12, Г-15 зазначена процедура не використовувалась, оскільки на них досліджувалась дія соляно-кислотного розчину із моделю-

ванням природного флюїдонасичення порід у привибійній зоні – залишкова вода + залишкова нафта + фільтрат).

Дія 14%-го розчину соляної кислоти вивчалась шляхом почергового розміщення зазначених зразків в ексикаторі і періодичного вакуумування до припинення реакції соляно-кислотного розчину з породою.

Кожен зразок із залишковою водою і донасичений 14% розчином соляної кислоти почергово виймали з ексикатора, поміщали у фільтраційну установку і під тиском 2,5-5 МПа із поршневого розділювача подавався гас і ним витіснявся зазначений соляно-кислотний розчин з продуктами реакції. Через певні проміжки часу вимірювалась ефективна (фазова) проникність за гасом, кінцеве значення якої розраховувалось за стабілізованим об'ємом витісненого газу.

Ефективність соляно-кислотних обробок визначали, як відношення фазових проникностей після проведення СКО до початкової фазової проникності. Порівнювали зміну структури порового простору після дії соляної кислоти на карбонатну складову порід шляхом отримання повторних кривих капілярного тиску для водонасичених порід, а також проводилось вивчення у шліфах.

Результати виконаних робіт та їх експериментальне обґрунтування

Дані про літолого-петрофізичну характеристику порід свідчать про те, що доломітова матриця у них складала 52-64%, тегигенний матеріал розміром < 0,25 мм – 13,8-36%, уламки розміром > 0,25 мм зафіксовано лише в одному зразку (Г-15) – 10,6%. Результати вивчення мінерального складу проб за допомогою рентгеноструктурного аналізу показали, що серед карбонатних мінералів присутній виключно доломіт, глиниста фаза присутня у незначній кількості (не більше 1-2%), у невеликій кількості (на рівні перших процентів) присутні слюдисті мінерали. Уламкова частина представлена кварцом (можливо незначною кількістю інших форм кремнезему) і польовими шпатами (плагіоклаз і калієвий польовий шпат).

Таблиця 2 – Зміна фільтраційних властивостей порід-колекторів після дії на них полімер-глинистого бурового розчину і обробки 14% розчином соляної кислоти

Лаб. № зразка*	Тиск нагнітання бурового розчину (репресія на пласт) ΔP , МПа	Час прориву фільтрату через керн t , год.	Об'єм витісненого фільтратом газу V , см ³	Інтенсивність проникнення фільтрату в керн I , см ³ /год	Ефективна (фазова) проникність $K_{пр,е}$, 10^{-15} м ²		Кратність зменшення фазової проникності після дії фільтрату n , рази	Ефективна (фазова) проникність після дії соляно-кислотного розчину 10^{-15} м ²	Кратність збільшення фазової проникності після дії соляно-кислотного розчину n	Абсолютна газо-проникність $K_{пр,г}$, 10^{-15} м ²	
					початкова	після дії фільтрату				початкова	після СКО
Г-2	5,0	117,0	0,9	0,0077	3,3	1,66	1,99	44,1	13,4	14,9	41,4
Г-12	2,5	23,0	1,3	0,057	20,2	19,7	1,025	24,8	1,23	55,6	64,9
Г-15	2,5	20,0	1,6	0,08	6,8	1,6	4,25	4,0	0,588	11,0	24,8

*Примітка: Залишковий фільтрат і газ із зразка Г-2 витіснили у відцентровому полі, а потім ефективний поровий об'єм під вакуумом донасичували 14% розчином соляної кислоти протягом 2 год 40 хв.; зразок Г-12 із залишковим фільтратом і газом донасичували під вакуумом 14% розчином соляної кислоти протягом 2 годин; зразок Г-15 із залишковим фільтратом і газом донасичували під вакуумом 14% розчином соляної кислоти протягом 1 години.

Об'єм пустотного простору становив близько 11,6-12%. Відкрита пористість досліджуваних порід змінювалась від 16,6 до 21,1%, абсолютна газопроникність – $11-55,6 \cdot 10^{-15}$ м², а карбонатність – від 45,4 до 65,6%. Ефективна проникність при залишковому водонасиченні (23-28 %) змінювалась від $3,3 \cdot 10^{-15}$ до $20,2 \cdot 10^{-15}$ м².

Для зразків Г-2, Г-12 і Г-15, насичених залишковою водою і газом, моделювалася репресія на пласт величиною 2,5, і 5,0 МПа (під цим тиском нагнітався полімер-глинистий буровий розчин на верхній торець циліндричного зразка), який перебував у кернотримачі під ефективним тиском 23 МПа. У часі фіксувався об'єм витісненого фільтратом бурового розчину газу і час появи (прориву) фільтрату через керн (табл. 2). На основі цих даних розраховувалась середня інтенсивність проникнення фільтрату в породу. Потім зразок виймали з кернотримача і повторно вставляли в нього, попередньо змінивши розташування торцевих поверхонь на протилежні. Фільтрат витісняли газом, у часі фіксували витрати газу і після їх стабілізації визначали фазову проникність. Кратність зменшення фазової проникності розраховували за відношенням останньої до початкової. Після цього зразок Г-2 виймався з кернотримача і у відцентровому полі з нього витіснявся газ і залишковий фільтрат бурового розчину. У такому стані зразок поміщався в ексікатор і донасичувався під вакуумом протягом 2 год. 40 хв. досліджуваним розчином соляної кислоти. Потім зразок, насичений розчином соляної кислоти, вставлявся в кернотримач, і з нього шляхом нагнітання газу під тиском 0,23 МПа витіснявся соляно-кислотний розчин. За стабілізованим значенням витрат газу розраховувалась фазова проникність після дії розчину соляної кислоти. Ефективність соляно-кислотної обробки визна-

чалась як відношення фазових проникностей, отриманих після СКО до початкової. У даному випадку, для зразка Г-2 проникність зросла до 13,4 разів.

За схемою, описаною вище, досліджувались зразки Г-12 і Г-15. Різниця лише полягала в тому, що в останніх двох поровий простір був заповнений залишковим фільтратом і донасичений газом, тобто, на них вивчалась ефективність дії соляної кислоти. Як свідчать експериментальні дані, для зразка Г-12 фазова проникність після дії 14% розчину соляної кислоти зросла лише в 1,23 рази, при цьому час дії СКО становив 2 год. Зразок Г-15 піддавався дії розчину соляної кислоти лише протягом 1 год. Фазова проникність після дії СКО, навпаки, зменшилась на 58,8 %, що можна пояснити недостатнім часом дії соляної кислоти на породу і можливим випаданням продуктів реакції останньої з доломітовою і карбонатною складовою у надкапілярних порових каналах (радіусом 7-100 мкм).

За отриманими результатами, (таблиця 2) розраховано, що за середньої швидкості проникнення фільтрату полімер-глинистого бурового розчину $0,03$ м / $53,3$ год. = $5,63 \cdot 10^{-4}$ м/год за середньої репресії 3,3 МПа за час контакту полімер-глинистого бурового розчину близько 170 годин з продуктивними відкладами, фільтрат бурового розчину проникне лише на глибину близько 0,1 м. Оскільки статична репресія на пласт величиною 2,5-3,0 МПа становила близько 170 годин, то фактично за цей час зона проникнення не могла сформуватись, що узгоджується із даними інтерпретації ГДС в інтервалі 1858,8-1870 м (О.Ш. Кнішман, Ніжинська ЕГДС, 2012 р.), де зона проникнення відсутня.

Зміна ємнісних властивостей досліджених зразків після дії на них 14% розчину соляної

Таблиця 3 – Зміна ємнісних властивостей порід-колекторів після дії на них 14% розчину соляної кислоти

Лаб. № зразка	Відкрита пористість за газоволюметричним методом, %		Відкрита пористість у пластових умовах, %		Коефіцієнт залишкового водонасичення, %	
	початкова	після СКО	початкова	після СКО	початковий	після СКО
Г-2	17,9	19,2	16,6	17,8	28,0	29,0
Г-12	21,9	22,6	20,3	20,9	23,0	22,0
Г-15	22,8	28,0	21,1	25,9	23,0	34,0

кислоти наведена в таблиці 3, а на рисунку 1 зображені зміни у структурі їхнього порового простору.

Порівняння отриманих нами кривих капілярного тиску (ККТ) для досліджених зразків у початковому стані і після дії на них 14% розчину соляної кислоти, дає підстави стверджувати: у *зразку Г-2* після дії соляно-кислотного розчину об'єм надкапілярних порових каналів (радіусом 7-100 мкм) зріс на 6%, а капілярних зменшився на 9% (можливо за рахунок їх часткового блокування продуктами реакції соляної кислоти з доломітовою матрицею після заміщення соляно-кислотного розчину гасом).

Вміст субкапілярних пор (радіусом < 0,4 мкм) залишився незмінний – 28-29%, тобто, розчин соляної кислоти туди не проник.

У *зразку Г-12* вміст надкапілярних пор теж зріс, але вже на 14%, проте, капілярних – зменшився на 13% з цієї ж причини (часткове розчинення стінок надкапілярних пор і часткове осідання продуктів реакції у капілярних порах після витіснення із зразка соляно-кислотного розчину гасом).

Структура порового простору для *зразка Г-15* наступна: вміст надкапілярних пор зменшився на 13%, капілярних збільшився лише на 22%, проте, субкапілярних зріс на 11%. Зазначеним також пояснюється зменшення фазової проникності для гасу майже на 60% за час перебування соляно-кислотного розчину у поровому об'ємі протягом 1 години. На наш погляд, цей час скоріше за все, виявився не оптимальним для завершення реакції соляної кислоти з карбонатною складовою породи, оскільки вміст субкапілярних пор (радіус < 0,5 мкм) зріс на 11%, пропорційно зросло залишкове водонасичення за рахунок можливої зміни змочуваності пор і часткового зменшення вмісту надкапілярних порових каналів. Отже можна дійти висновку, що у досліджуваному зразку відбулися суттєві зміни у структурі порового простору (рис. 1).

Порівняльний петрографічний аналіз карбонатних порід до і після кислотної обробки

Для аналізу було відібрано три проби (Г-2, Г-12, Г-15). Головна увага зверталась на зміну об'єму і характеру пустотного простору. Для визначення впливу на них кислотної обробки проведено повторний інструментальний підрахунок компонентів породи (включаючи і пустотний простір). Зазначимо, що за незначної присутності слюдистої фази вона під час прове-

дення підрахунку об'єднана разом з карбонатною. Встановлені зміни об'єму і характеру пустотного простору полягають у наступному:

Проба Г-2. До кислотної обробки порода представляла собою доломіт алевро-дрібно-псамітовий згустково-грудкуватий з поровим типом пустотного простору і наступним кількісно-мінеральним складом: карбонатна частина (доломіт) – 52%; уламкова частина (зерна кварцу і польових шпатів) – 36%; пустотний простір – 12%.

Після кислотної обробки кількісно-мінеральний склад дещо змінився і відповідає такому співвідношенню: карбонатна частина – 48%; уламкова частина – 29%; пустотний простір – 23%.

У кількісно-мінеральному складі відбулися такі зміни: об'єм карбонатної частини зменшився на 4%; уламкової частини – на 7%; об'єм пустотного простору збільшився на 11%.

Отже, зазнала розчинення карбонатна частина, внаслідок чого вивільнилася певна кількість уламків. Відповідно, зріс об'єм пор до розміру каверн, які, у свою чергу, об'єднувалися у ізометрично- та лінійнозональні пустотні ділянки (рис. 2 і 3).

Проба Г-12. Породи даної проби практично не відрізняється від породи проби Г-2 (характер кристалічності карбонатної матриці, кількість та розмірність уламкової частини породи, характер пустотного простору) і відповідає доломіту алевро-дрібнопсамітовому згустково-грудкуватому з поровим типом пустотного простору. Єдина суттєва відміна даної проби – присутня гідротермальна сульфідна фаза (пірит) у помітній кількості. Результати кількісно-мінерального підрахунку: карбонатна частина – 44%; уламкова частина – 33%; пустотний простір – 20%; вкраплена сульфідна мінералізація – 3%.

Отже, новим компонентом породи є вкраплення піриту, зерна якого розсіяні здебільшого серед карбонатної і краще розкристалізованої частини, меншою мірою – серед уламкової частини породи. Це свідчить, що циркуляція сульфідних гідротермальних розчинів у розкристалізованій частині карбонатів та на границі їх з уламками відбувається набагато краще ніж у пелітоморфній частині карбонату. В окремих випадках видно, як новоутворений пірит закупорює повністю або частково поровий простір. Отже, накладені гідротермальні процеси, які супроводжувались привнесенням сульфідів, до певної міри “заліковували” первинний пустотний простір.

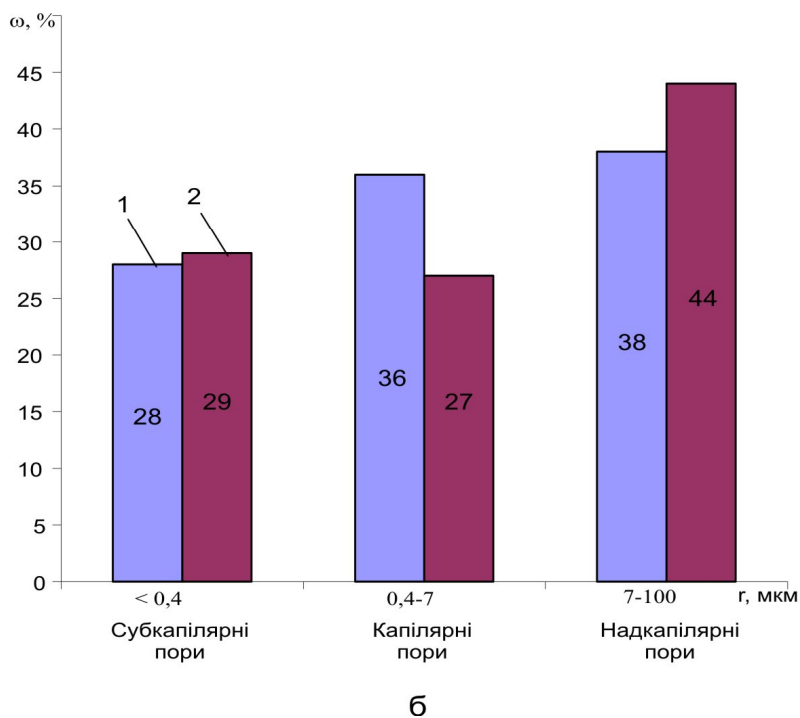
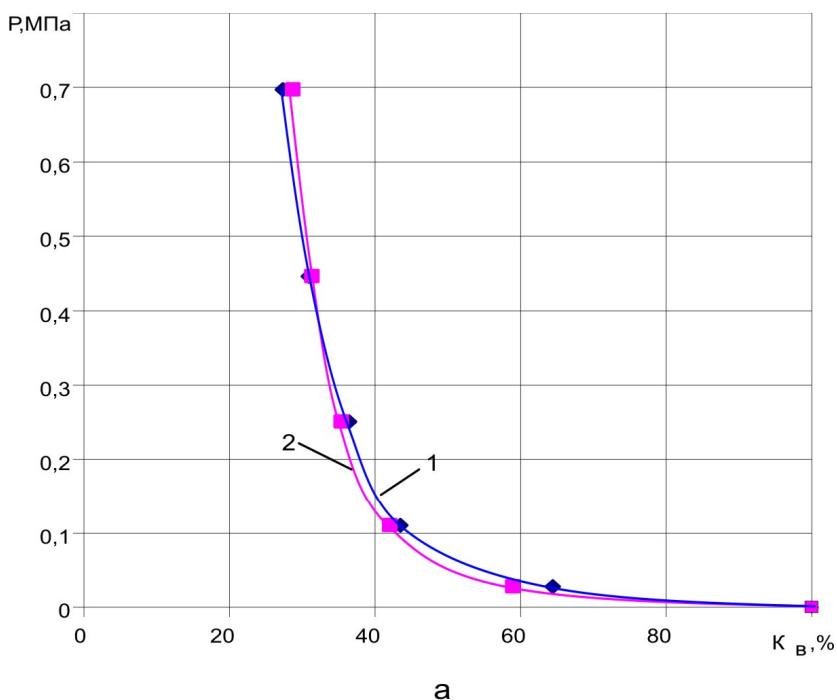


Рисунок 1 – Криві капілярного тиску (а) для зразка Г-2 у початковому стані (1) і після дії 14% розчину соляної кислоти (2); розподіл порових каналів (б) у породі в початковому стані (1) і після дії соляно-кислотного розчину (2)

Зміна характеру пустотного простору після проведення кислотної обробки (виходячи з припущення, що початковий пустотний простір мав виключно поровий характер) полягає у доволі значному зростанні об'єму. Спостерігається перетворення порового пустотного простору у порово-кавернозний. Ділянки, які зазнали найбільш інтенсивної кислотної обробки, представляють собою практично суцільні дренажні мікрозони площею до 25-30 мм². Форма їхня

різноманітна, але здебільшого неправильна. Границі між окремими кавернами і порами мають вигляд тонких перемичок, що свідчить про їхню відкритість і сполучення з іншими пустотами подібного типу.

Отже, після кислотної обробки було отримано доломіт алевро-дрібнопсамітовий згустково-грудкуватий з порово-кавернозним до зонально-тріщинного типом пустотного простору.

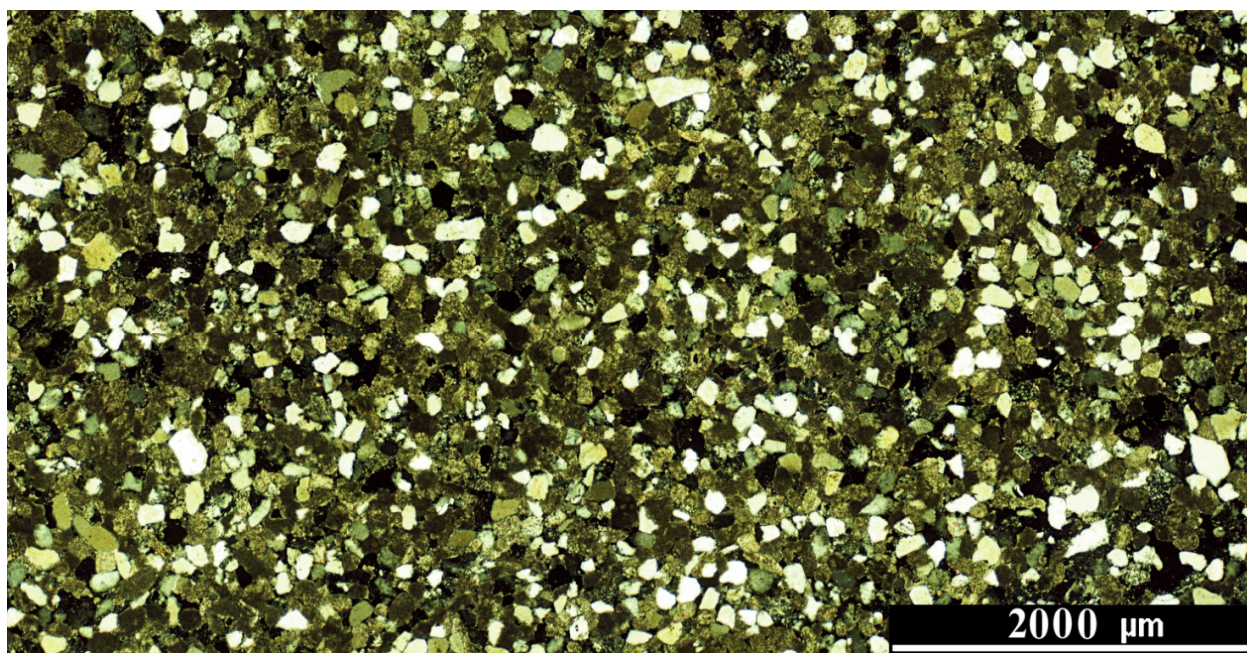


Рисунок 2 – Доломіт алевро-дрібнопсамітовий згустково-грудкуватий з поровим типом пустотного простору у природному стані (до кислотної обробки). Ніколи ×

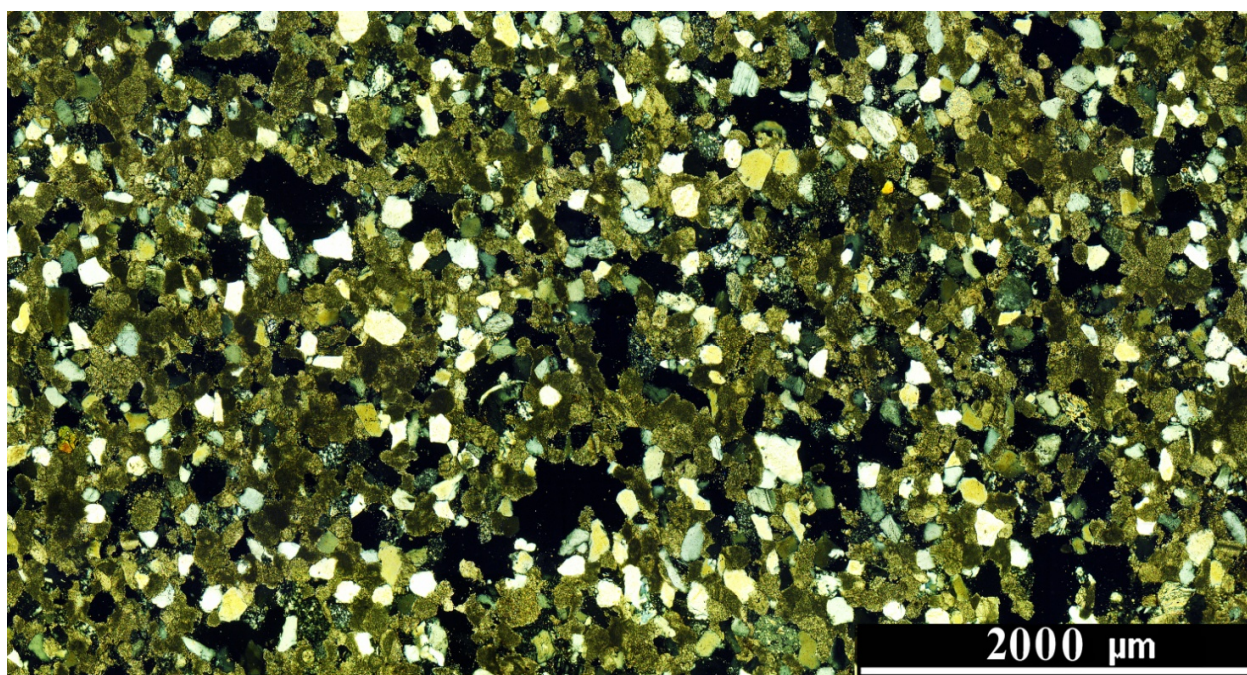


Рисунок 3 – Доломіт алевро-дрібнопсамітовий згустково-грудкуватий з порово-кавернозним типом пустотного простору (після кислотної обробки). Ніколи ×

Проба Г-15. Доломіт згустково-грудкуватий псамо-алевритовий водоростевий пелітоморфно-тонкокристалічний з поровим типом пустотного простору. Кількісно-мінеральний склад, який визначено до кислотної обробки наступний: карбонатна частина – 64%; уламкова частина – 24,4%; пустотний простір – 11,6%.

Після кислотної обробки кількісно-мінеральний склад відповідає такому співвідношенню: карбонатна частина – 62%; уламкова частина – 20%; пустотний простір – 18%.

У кількісно-мінеральному складі відбулися такі зміни: об'єм карбонатної частини зменшився на 2%; уламкова – на 4,4%; пустотний простір збільшився на 6,4%.

У даному випадку більша частина пустотного простору зобов'язана вивільненню уламків і меншою мірою – розчиненню карбонатного матеріалу. Останній факт зумовлений, на нашу думку, низьким ступенем кристалічності (переважає пелітоморфна та тонкокристалічна форма доломіту).

Зростання пустотного простору відбулося головним чином за рахунок незначного збільшення об'єму пор. утворення найдрібніших нових пор і найменше за рахунок збільшення окремих пор до розміру каверн. Новоутворений пустотний простір може бути охарактеризований як розсіяно-поровий.

Отже, соляно-кислотна обробка доломітових порід має значний позитивний ефект, який проявляється у збільшенні об'єму пустотного простору практично в 1,5-2 рази. Разом з тим, зростання об'єму пустотного простору залежить від особливостей породи, а саме:

– ступеня кристалічності карбонатної частини (об'ємного співвідношення пелітоморфної та кристалічної фази);

– характеру розподілу уламкового матеріалу (ознаки шаруватого розташування уламкового матеріалу, низька ступінь окатаності та відсутність сортування сприятимуть інтенсивному збільшенню пустотного простору);

– проникнення кислоти в об'єм породи залежить від ступеня кристалічності карбонатного матеріалу (характеру просторового взаємного розташування дрібних кристалів), сортованості уламків, шаруватого розташування останніх, кількості уламків (чим їх більше, тим більше буде зростати пустотний простір), прихованої тріщинуватості.

Висновки

1. Дія полімер-глинистого бурового розчину на породи-колектори у привибійній зоні зумовила зниження фазової проникності порід до 4,2 разів, тож проведення соляно-кислотних обробок повинно бути обов'язковою технологічною процедурою, яка сприяє відновленню їх первинної фазової проникності.

2. Обробка порід-колекторів, поровий об'єм яких насичений залишковою водою, залишковою нафтою і частково фільтратом полімер-глинистого бурового розчину 14% розчином соляної кислоти протягом 2 годин сприяла збільшенню фазової проникності лише в 1,2 рази.

3. Обробка порід-колекторів, поровий об'єм яких насичений залишковою водою, нафтою і частково фільтратом полімер-глинистого бурового розчину 14% розчином соляної кислоти протягом 1 години сприяв погіршенню фазової проникності майже наполовину за рахунок часткового випадання продуктів реакції у порових каналах.

4. Найбільш ефективною виявилась обробка порід-колекторів у тому випадку, коли спочатку з порового об'єму витіснявся фільтрат і частково гас (нафту), а після цього ефективний поровий об'єм насичувався 14% розчином соляної кислоти впродовж 2 год. 40 хв. (зразок Г-2). За таких умов фазова проникність зросла у 13,4 рази у порівнянні з початковою. Отже, наявність у поровому об'ємі колекторів вуглеводнів не сприяє підвищенню ефективності соляно-кислотних обробок.

Описана методика тестування ефективності соляно-кислотних обробок може успішно застосовуватись перед впровадженням тих чи інших методів інтенсифікації припливів вуглеводнів для конкретних геологічних умов залягання порід-колекторів.

Література

1 Иванюта М.М. Пути повышения качества вскрытия продуктивных горизонтов и исследования углеводородных систем / М.М. Иванюта // Вскрытие продуктивных горизонтов и исследование углеводородных систем: Сб. науч. тр. – Львов: УкрНИГРИ, 1985. – С.3-9.

2 Антонишин Т.И. Зависимость результатов испытания скважин от коллекторских свойств продуктивных горизонтов Талалаевской группы месторождений / Т.И. Антонишин, О.М. Гуневская // Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение нефтегазовых скважин: Тез. докл. Всесоюз. науч.-техн. конф. (Ивано-Франковск, октябрь, 1982). – С. 128-129.

3 Нестеренко М.Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів: Монографія / М.Ю. Нестеренко. – К.: УкрДГРІ, 2005. – 148 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
10.09.13

Рекомендована до друку
професором **Маєвським Б.І.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Максимчуком В.Ю.**
(Карпатське відділення інституту геофізики
ім. С.І.Субботіна НАН України, м. Львів)