

Технічні науки

УДК 622.279

Когут Назарій Сергійович

магістр нафтогазової інженерії

(Україна, Івано-Франківськ)

Kohut Nazarii

Master Degree in Oil and Gas Engineering

(Ukraine, Ivano-Frankivsk)

**ДОСЛІДЖЕННЯ КИСЛОТНИХ ОБРОБЛЕНЬ КЕРНОВОГО
МАТЕРІАЛУ ПІСКОВИКІВ ГАЗОВИХ РОДОВИЩ
ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО РЕГІОНУ
POSSIBILITY OF ACID TREATMENT APPLICATION IN
THE PRODUCTION WELLS IN SANDSTONES OF CARPATHIAN
FOREDEEP**

***Анотація.** Вступ. Газові родовища Передкарпатського регіону розробляються переважно у складних геолого-технічних умовах, зокрема в пісковикових колекторах, які часто характеризуються низькою проникністю та ущільненим цементним складом. Одним із ефективних методів інтенсифікації припластової зони свердловин є кислотна обробка, що дозволяє покращити фільтраційно-ємнісні властивості породи. Для оптимізації такого впливу необхідне детальне вивчення реакції кернавого матеріалу на різні кислотні композиції з урахуванням мінерального складу, структури та текстури пісковиків. У цьому контексті особливої актуальності набуває дослідження ефективності кислотних оброблень на керні, відібраному з продуктивних горизонтів газових родовищ Передкарпаття.*

Мета. Метою дослідження є розкриття визначенні ефективності впливу кислотних композицій на колекторські властивості пісковиків з метою покращення проникності та інтенсифікації при вибійної зони свердловин у газonosних пластах Передкарпатського регіону.

Матеріали і методи. У ході дослідження були використані зразки кернавого матеріалу пісковиків, відібрані з продуктивних горизонтів газових родовищ Передкарпатського регіону. Керна характеризується різним ступенем ущільнення, наявністю глинистої складової та цементу переважно карбонатного і кременистого типу. Мінералогічний склад зразків досліджувався за допомогою рентгеноструктурного аналізу (РСА) та оптичної мікроскопії в поляризованому світлі. Петрографічні дослідження дозволили визначити текстурно-структурні особливості порід та ступінь їхньої пористості до обробки. Для моделювання кислотного впливу використовувалися стандартні лабораторні методики кислотної обробки із застосуванням різних кислотних систем, зокрема: 15% розчин HCl, суміш HCl:HF (12%:3%) для кременистих цементів, органічні кислоти (як альтернатива мінеральним у слабоактивних колекторах). Зразки занурювались у кислоту за сталої температури (кімнатної або до 60°C – залежно від серії експериментів) на визначені проміжки часу (від 1 до 10 годин). Після обробки зразки промивалися дистильованою водою та сушилися. Колекторські властивості зразків до та після обробки оцінювалися шляхом вимірювання ефективної пористості, проникності та питомої поверхні з використанням: порометрії методом газового проникнення, вагового аналізу для визначення втрати маси після обробки. Також застосовувалися скануюча електронна мікроскопія (СЕМ).

Отримані результати дозволили проаналізувати ефективність різних кислотних складів у покращенні фільтраційно-ємнісних

властивостей порід, а також встановити оптимальні умови для проведення кислотної обробки в умовах реальних родовищ.

Результати. У результаті кислотних оброблень кернавого матеріалу пісковиків Передкарпатського регіону було встановлено такі основні закономірності:

Після обробки 15% HCl спостерігалось збільшення ефективної пористості на 8–15% та підвищення проникності у 2–5 разів (залежно від типу цементу). Найбільше зростання проникності зафіксовано в зразках із карбонатним цементом, де кислота ефективно розчиняла кальцитові включення. У пісковиках із кременистим цементом кислотна обробка HCl була малоефективною; натомість суміш HCl:HF забезпечила зростання проникності до 3 разів. Тобто відбувалась зміна колекторських властивостей

Вібулися мінералогічні зміни, а саме зменшився вміст карбонатів відзначено часткове розчинення кварцу та польових шпатів, що призвело до утворення нових порових просторових елементів. СЕМ-дослідження виявили розширення пор та мікротріщин у зонах контакту зерен після обробки.

Встановлені масові втрати зразків після кислотної обробки, вони склали від 6,6% до 10,18%, залежно від мінерального складу та тривалості експозиції, при чому найбільші втрати маси відбувалися в зразках з високим вмістом кальциту.

Кислотна обробка є дієвим методом покращення колекторських властивостей пісковиків газових родовищ Передкарпатського регіону, особливо для порід із карбонатним цементом. Для кременистих порід доцільне застосування комбінованих кислотних систем. Отримані результати можуть бути використані для оптимізації технічних параметрів кислотних обробок у конкретних свердловинах.

Перспективи Отримані результати лабораторних досліджень відкривають низку перспектив для подальшого удосконалення технологій інтенсифікації видобутку газу в Передкарпатському регіоні: Враховуючи різноманітність мінерального складу пісковиків, перспективним є розроблення селективних кислотних композицій, адаптованих до карбонатно-кременистих та глинистих порід.

На основі лабораторних даних доцільно провести пілотні випробування кислотних оброблень на діючих свердловинах для оцінки реального ефекту за пластових умов. Подальший розвиток досліджень може включати цифрове моделювання впливу кислот на поровий простір і розробку прогнозних моделей зміни колекторських властивостей після обробки. Актуальним залишається вивчення екологічних аспектів використання кислотних реагентів, а також пошук більш безпечних та економічно вигідних альтернатив мінеральним кислотам.

Ключові слова: *пісковики, кислотне оброблення, петрографічний аналіз, інтенсифікація припливу.*

Summary. *Introduction. Gas fields in the Carpathian Foredeep region are developed mainly in difficult geological and technical conditions, in particular in sandstone reservoirs, which are often characterized by low permeability and compacted cement composition. One of the effective methods of intensification of the near-bed zone of wells is acid treatment, which allows to improve the filtration and capacity properties of the rock. To optimize such an effect, it is necessary to study in detail the reaction of the core material to various acid compositions, taking into account the mineral composition, structure and texture of sandstones. The purpose of the study is to reveal the effectiveness of the influence of acid compositions on the reservoir properties of*

sandstones in order to improve the permeability and intensification of the near-surface space of wells in gas-bearing strata of the Carpathian Foredeep.

Purpose. The purpose of the study is to reveal the effectiveness of the influence of acid compositions on the reservoir properties of sandstones in order to improve the permeability and intensification of the near-surface space of wells in gas-bearing strata of the Carpathian Foredeep region.

Materials and methods The study used samples of sandstone core material taken from productive horizons of gas fields in the Carpathian Foredeep region. The core is characterized by varying degrees of compaction, the presence of a clay component and cement of predominantly carbonate and siliceous type. The mineralogical composition of the samples was studied using X-ray diffraction (XRD) and optical microscopy in polarized light. Petrographic studies allowed us to determine the textural and structural features of the rocks and the degree of their porosity before processing. Standard laboratory methods of acid treatment using various acid systems were used to simulate acid exposure, in particular: 15% HCl solution, HCl:HF mixture (12%:3%) for siliceous cements, organic acids (as an alternative to mineral acids in weakly active reservoirs). The samples were immersed in acid at a constant temperature (room temperature or up to 60°C, depending on the series of experiments) for specified periods of time (from 1 to 10 hours). After treatment, the samples were washed with distilled water and dried. The collector properties of the samples before and after treatment were evaluated by measuring the effective porosity, permeability and specific surface area using: gravimetric analysis to determine the mass loss after treatment. Scanning electron microscopy (SEM) and energy dispersive analysis (EDS) were also used to assess changes in the rock microstructure and residual mineral matrix. The results obtained allowed us to analyze the effectiveness of different acid compositions in improving the filtration and capacity properties of rocks, as well as to establish optimal conditions for acid treatment in real field conditions.

Results. As a result of acid treatments of core material of sandstones of the Precarpathian region, the following main patterns were established:

After treatment with 15% HCl, an increase in effective porosity by 8–15% and an increase in permeability by 2–4 times (depending on the type of cement) was observed. The greatest increase in permeability was recorded in samples with carbonate cement, where the acid effectively dissolved calcite inclusions. In sandstones with siliceous cement, acid treatment with HCl was ineffective; instead, the HCl:HF mixture provided an increase in permeability by up to 3 times. That is, a change in collector properties occurred

The mass losses of samples after acid treatment were determined to be from 6.6% to 10.18%, depending on the mineral composition and duration of exposure, with the largest mass losses occurring in samples with a high content of calcite.

Acid treatment is an effective method of improving the reservoir properties of sandstones of gas fields in the Carpathian Foredeep region, especially for rocks with carbonate cement. For siliceous rocks, it is advisable to use combined acid systems. The results obtained can be used to optimize the technical parameters of acid treatments in specific wells.

Discussion. The obtained laboratory research results open up a number of prospects for further improvement of gas production intensification technologies in the Carpathian Foredeep:

Considering the diversity of the mineral composition of sandstones, the development of selective acid compositions adapted to carbonate-silica and clay cements is promising.

Based on laboratory data, it is advisable to conduct pilot tests of acid treatments on operating wells to assess the real effect under reservoir conditions.

Further development of research may include digital modeling of the effect of acids on the pore space and the development of predictive models of changes in reservoir properties after treatment.

The study of environmental aspects of the use of acid reagents, as well as the search for safer and more economically advantageous alternatives to mineral acids, remains relevant.

Key words: sandstones, acid treatment, petrographic analysis, production intensification.

Актуальність теми. Кислотні оброблення свердловин на сьогодні є одним із найбільш розповсюджених методів інтенсифікації припливу до свердловини, що застосовується нафтогазовидобувними компаніями більше ста років. Вони застосовуються для очищення привибійної зони пласта від тріщин, засмічених буровим шламом, глиною або іншими домішками, що суттєво знижують проникність. Це дозволяє відновити потік вуглеводнів, суттєво збільшити нафтовидобуток або газовіддачу і як наслідок - підвищити продуктивність свердловин.

Пісковики Передкарпатського регіону у теригенних колекторах мають специфіку: литотипи з тонкошаруватою петрографічною структурою, нерівномірною проникністю, часто з присутністю застійних глинистих або аргілітових прошарків. Це потребує адаптації кислотних складів та індивідуального підходу до технології обробки.

Складна геологія, зокрема, часті тектонічні порушення, неоднорідність колекторів, водонасичення пластів, ускладнює розвідку й експлуатацію газоконденсатних родовищ. Тому дослідження кислотних обробок допомагає покращити проникність і пристосуватись до реальних умов.

Використання інноваційних методологічних підходів, дослідження сучасних кислотних технологій (соляно-кислотні та глино-кислотні

розчини, інгібітори корозії, нові рецептури) дозволяє адаптувати методику для теригенних умов, підвищити ефективність і безпеку операцій.

Вивчення керну, як фізичного зразка породи з пласта дозволить провести лабораторні кислотні обробки та виміряти зміни пористості, проникності, оптимізувати формули кислот і режими ін'єкцій, передбачати ефективність у реальних умовах.

І насамкінець не дивлячись на те, що тема хімічної інтенсифікації продуктивності свердловин — класика галузі, що впроваджується у світі з кінця 19 ст. для специфічних умов України (теригенні колектори, регіональні відмінності) ця тема є інноваційною, регіонально релевантною і стратегічно важливою.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Тема є глобальною та активною — охоплює як фундаментальні лабораторні дослідження, так і технологічні інновації в індустрії і різні її аспекти досліджують в провідних технічних університетах. Шафик М.У, Махмуд ХКБ [5], досліджують комбінації оцтової та соляної кислот. Для обробки кернів пісковика з детальним аналізом проникності та пористості Ахмед М. Гомаа, Дженніфер Катлер та ін. розроблено систему одноетапного кислотного оброблення (OSSA) для пісковиків — без необхідності попереднього чи постового промиву, що спрощує технологію й знижує корозію. У ‘Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу особливості розкриття та випробування малопроникних газонасичених відкладів, серед яких тонкошарові пісковики вивчають В. Хомин, Н. Гоптарьова, Н. Броніцька.

У 1983 році американський вчений Гаррі О. МкЛеод спільно з SPE створив оригінальні рекомендації по застосуванню кислот та їх концентрацій, що базуються на мінералогічному складі породи та її проникності (таблиця 1). і які потрібно застосовувати тільки при комплексному дослідженні., а не як всеохоплюючий метод.

Таблиця 1

Оригінальні рекомендації МкЛеода

Ситуація	Концентрація
Карбонатні породи	
Перфораційний розчин	5% оцтова
Пошкоджені перфораційні канали	9% HCOOH
	10% оцтова
	15% HCl
Глибоке пошкодження гірської породи	15% HCl
	28% HCl
	Кислотна емульсія HCl
Пісковики	
Розчинність в HCl > 20%	Тільки HCl
Висока проникність (100 мД і вище)	
Кварц 80% і більше; глини < 5%	12.0% HCl/3.0% HF ⁽¹⁾
Польовий шпат > 20%	13.5% HCl/1.5% HF ⁽¹⁾
Заглинизованість > 10%	6.5% HCl/1.0% HF ⁽²⁾
Високий вміст хлоритів	3.0% HCl/0.5% HF ⁽²⁾
Низька проникність (10 мД і нижче)	
Заглинизованість < 5%	6.0% HCl/1.5% HF ⁽³⁾
Високий вміст хлоритів	3.0% HCl/0.5% HF ⁽⁴⁾
Пояснення: ⁽¹⁾ промивка 15% HCl. ⁽²⁾ промивка стабілізованим 5% HCl.	
⁽³⁾ промивка 7.5% HCl або 10% оцтової кислоти. ⁽⁴⁾ промивка 5% оцтовою	

У пропонованій статті петрографічний аналіз зразків міоценських пісковиків з Передкарпатського прогину здійснювався за допомогою СЕМ (растровий електронний мікроскоп) та аналізу шліфу породи, що дозволило оцінити вплив деяких кислотних розчинів на кернові зразки.

Для аналізу використовувались зразки відібрані при бурінні розвідувальних свердловин на газовому родовищі Гура Ропчицька (Польща), які були передані до Гірничо-металургійної академії імені С. Сташиця, м. Краків. Петрографічний аналіз шліфів (рис. 1) із зразків проводився із застосуванням мікроскопів, що дозволило визначити параметри, тип, пропорції, зернистість, форму і стан породи, природу цементації, включаючи мінеральні добавки та ступінь гідратації, карбонатність породи та ін.

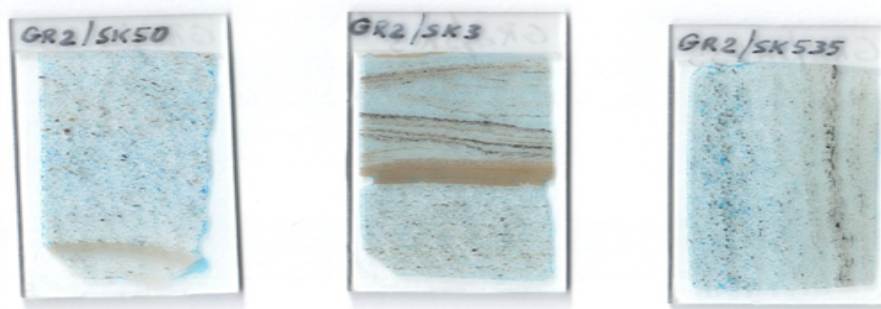


Рис. 1. Шліфи зразків породи із продуктивних покладів
де GR2/sk50 та GR2/sk3 Горизонт – III ; GR2/sk535 – Горизонт I

Пісковик (сублітичний ареніт) із міоценських відкладів, забарвлення змінюється від світло-сірого до сірого із темними пропластками (рис. 2). і має вигляд добре зцементованої та міцної породи.



Рис. 2. Передній вигляд зразка породи

Структура шліфу вірця породи складається із дрібно- та середньозернистого кварцу (0.05 – 0.5 мм). Здебільшого проявляється добре упакована та посортowana матриця складена моно та полікристалічними частинками. Місцями з'являються тонкі малопористі пропластки. Округлість зерен коливається від кутастих до напівокатаних, здебільшого напівкутаста. В складі породи домінують зерна кварцу в різному степені регенерації, багато з них мають темний колір, що зумовлено магматичними змінами під час яких мінерали заліза надали їм темного забарвлення (рис. 3).

Цементация може бути описана як нерівномірна, контактноплівочного типу (цемент знаходиться у зоні контакту зерен а також формує плівку наколо деяких із частинок породи).

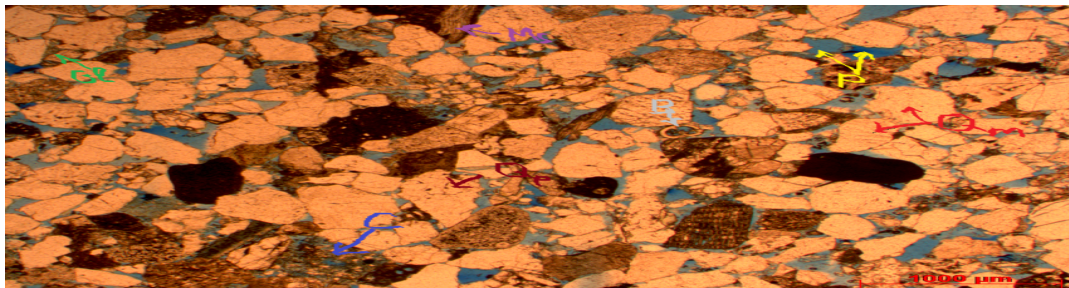


Рис. 3. Петрографічний знімок зразка GR2/sk50, Нیکоль II

Знімок включає частки монокристалічного кварцу – Q_m ; і полікристалічного – Q_p ; пористість – P , карбонати – C ; глауконіт – Gl , мусковіт – Ms , представник макрофауни – B . Поява глауконіту свідчить про те, що порода формувалась у морі (Рис. 4).

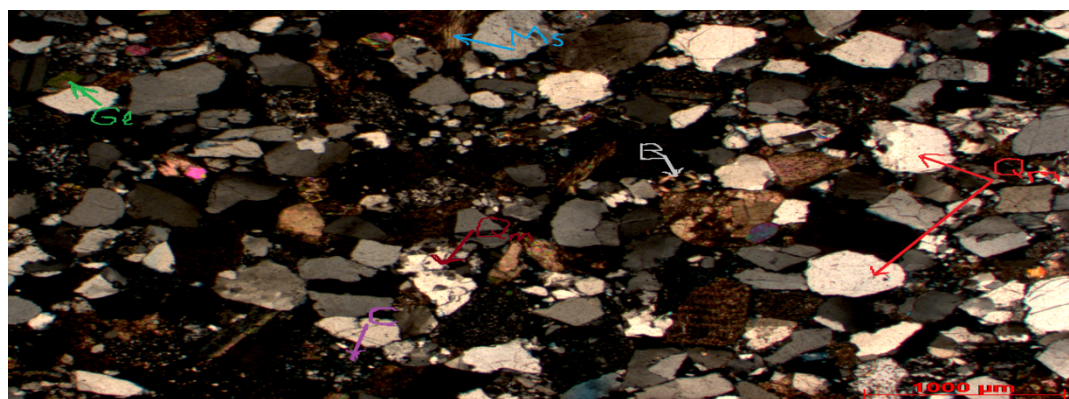


Рис. 4. Петрографічний знімок зразка GR2/sk50, Нیکоль X

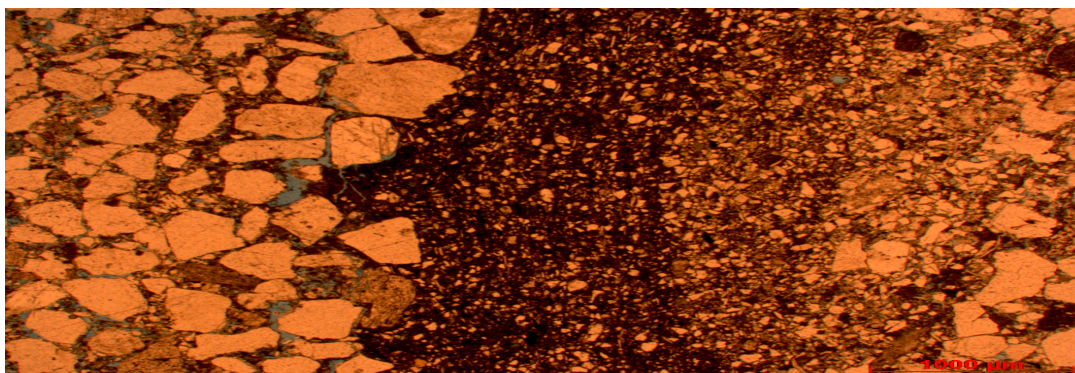


Рис. 5. Петрографічний знімок зразка GR2/sk50, Нیکоль II



Рис. 6. Петрографічний знімок зразка GR2/sk50, Ніколь Х

Рис. 5 та 6 дозволяють показати неоднорідність породи за колекторськими властивостями, що спричинена наявністю мало пористих пропластків.

Текстура таких прошарків – коливається від мікрозернистої (дрібніше 0,01 мм) до тонкозернистої (0,01-0,05 мм). Також певне зниження проникності пов’язане із наявністю карбонатно-глинистої цементації.

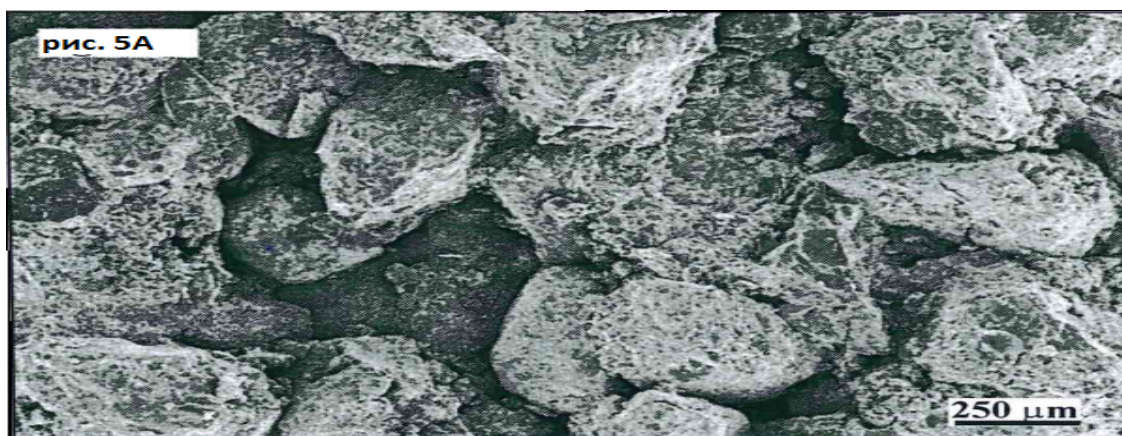


Рис. 7. СЕМ знімок зразка керну (регенерований кварц)

На даному рисунку видно нерівномірність цементації та її природу – регенований кварц у формі плівки. Нижче наведений рис. 8 показує наявність карбонатно-глинистого цементу у низькопроникних зонах.

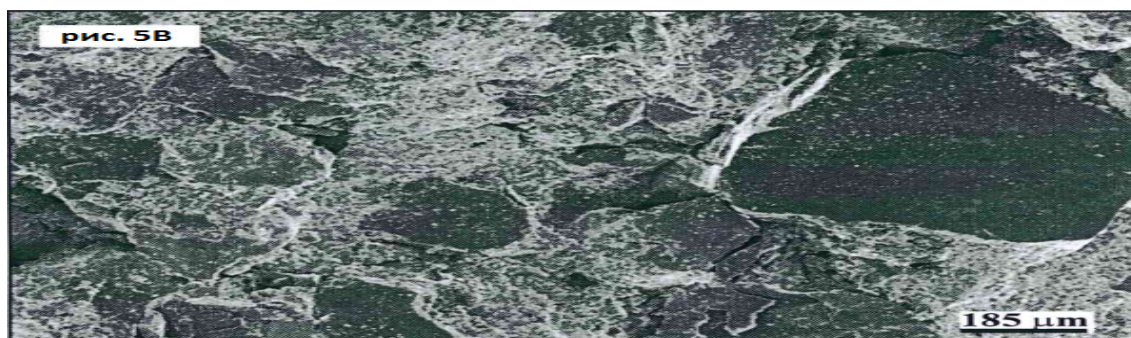


Рис. 8. СЕМ знімок зразка керну (карбонатно-глинистий цемент)

Глинисті частинки розпізнаються під мікроскопом завдяки більшому приближенню. Вони мають вигляд маленьких пластинок рис. 9.

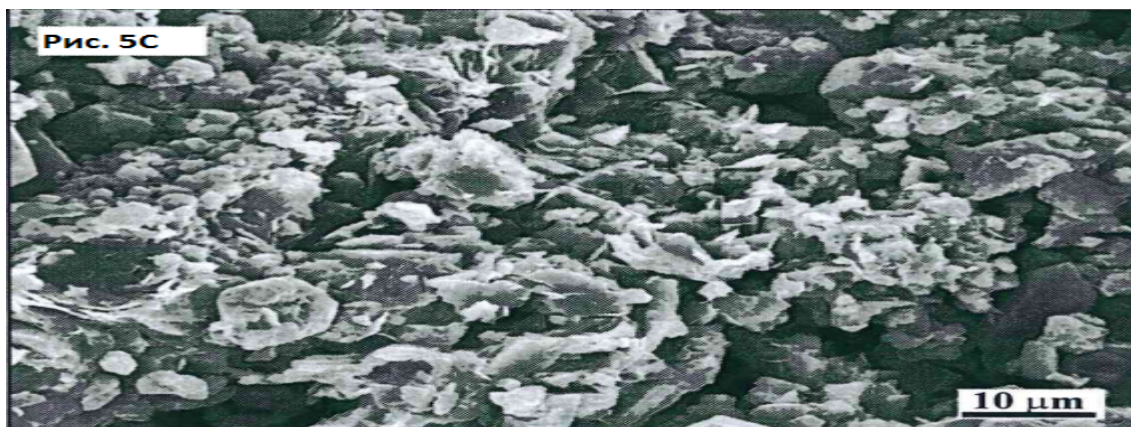


Рис. 9. СЕМ знімок зразка керну (глинисті частинки)

Загалом колекторські властивості породи нерівномірно змінюються: високі в зонах де виступають численні канали з доброю міжпоровою комунікацією (рис. 3, 7) та низькі у слабо поруватих зацементованих частинах породи (рис. 5, 8). Варто зазначити, що порода підходить під кислотне оброблення, зважаючи на доволі високий вміст карбонатів та високу проникність (хоча і неоднорідну). Перешкодою у досягненні найбільш ефективних результатів операції можуть стати хибні проектні рішення щодо складу кислоти та технології оброблення.

Для приблизної оцінки кількісного складу породи і подальшого підбору кислотних розчинів, користуючись рекомендаціями МкЛеода та

ін., проведено планіметричний аналіз шліфів породи за допомогою мікроскопу CarlZeiss.

Після проведення дослідів розпізнано 300 позицій і обраховано відсотковий склад зразка GR2/sk50: Кварц – 216 позицій (65,6%); карбонатні частинки – 41 позиція (12,46%); Пори – 67 позицій (20,36%); Мусковіт – 2 позиції (0,6%); польовий шпат – 1 позиція (0,3%); глауконіт – 2 позиції (0,6%), результати якого наведені у таблиці 2.

Таблиця 2

Результати планіметричного аналізу зразків породи

Назва зразка (інтервалзалагання)	Мінерал	Нараховані позиції	Відсоткови й склад, [%]	Відсотковий склад, [%] (без пор)
Горизонт III GR2/sk50 (1848-1857 м)	Кварц	216	65.6	82.44
	Доломіт/кальцит	41	12.46	15.65
	Пори	67	20.36	-
	Мусковіт	2	0.6	0.76
	Польовий шпат	1	0.3	0.38
	Глауконіт	2	0.6	0.76
Горизонт I GR2/sk535 (1634-1633 м)	Кварц	187	59.75	73
	Доломіт/кальцит	67	21.4	26.2
	Пори	57	18.2	-
	Мусковіт	1	0.3	0.4
	Польовий шпат	1	0.3	0.4
	Глауконіт	0	0	0

Точність даного методу обмежується кількістю розпізнаних позицій, а також складністю розпізнавання дрібних мінералів та цементації. Проте дає чітке уявлення щодо усередненого процентного складу мінералів породи-колектора.

Отже, врахувавши проведений аналіз гірської породи та теоретичні знання, для проведення лабораторних досліджень із впливу кислот на зразки кернавого матеріалу було обрано наступні кислотні розчини:

15%НCl та 10% НCl для оцінки попередньої промивки; глинокислота (12%НCl+3%HF), 12%НCl+1.5HF та 7.5%НCl+1.5HF для основного етапу.

Для обробки піщаних колекторів велику роль відіграє вміст карбонатних порід, які є легко розчинними у соляній кислоті при цьому виділяється вуглекислий газ. Саме на принципі виділення CO₂ засноване застосування приладу Шайблера.

Після проведення заміру температури та атмосферного тиску; змащення вентилів для уникнення витоку CO₂, подрібнення та відваження 1г породи поміщається у заздалегідь помиту та висушену колбу та заливається 20 мл кислоти. врівноважуються меніски рідини. Ємність з кислотою виливається на породу і одночасно натискається на секундомір. Вуглекислий газ, що виділяється, витісняє воду з мірного циліндра. Таким чином за допомогою зміни рівня рідини можна визначити об'єм виділеного CO₂.

Рівняння, що використовується для розрахунку карбонатності породи:

$$y = \frac{b \cdot K}{a} (1)$$

b – об'єм CO₂, см³; a – маса породи, г ;

K – коефіцієнт, що враховує атмосферний тиск та температуру.

Виділення CO₂ під час проходження реакції 10% НCl зі зразком GR2/sk50: 10 сек – 7см³; 30 сек – 12см³; 1 хв – 15см³; 3 хв – 20см³; 5 хв – 23см³; 10 хв – 25см³; 15 хв – 27см³; Загальний вміст CO₂ V_{CO2}=27см³

Для більш достовірних результатів та можливості усереднення дослід проведено тричі для кожного зразка і кислоти, Результати - V_{CO2} = 26см³ та 27 см³.

Середній об'єм CO₂, що виділився $V = \frac{V_1+V_2+V_3}{3} = \frac{27+26+27}{3} = 26.83 \text{ см}^3$

$K = f(P, T) = 0,39504$ (для P=734 мм.рт.ст. t=21°C)

Розрахунок

карбонатності

породи:

$$y = \frac{b \cdot K}{a} = \frac{26.83 \cdot 0.39504}{1} = 10.6\%$$

Ідентична процедура була проведена для зразка GR2/sk50 із застосуванням 15% HCl кислоти.

Виділення CO₂ під час проходження реакції 15% HCl зі зразком GR2/sk50:

10 сек – 15см³; 30 сек – 18см³; 1 хв – 20см³; 3 хв – 22см³; 5 хв – 24см³; 10 хв – 26см³; 15 хв – 28см³; Загальний вміст CO₂ V_{CO2}=28см³

Наступні два експерименти зі зразком GR2/sk50 показали схожі результати V_{CO2} = 26,5 см³ та 27 см³.

Середній об’єм CO₂, що виділився $V = \frac{V1+V2+V3}{3} = \frac{28+28+27}{3} = 27.67\text{см}^3$.

$K = f(P, T) = 0,39462$ (для P=740 мм.рт.ст. t=23°C)

Розрахунок карбонатності породи:

$$y = \frac{b \cdot K}{a} = \frac{27.67 \cdot 0.39462}{1} = 10.92\%$$

Залежність об’єму виділеного CO₂ при обробленні породи 10% та 15% соляною кислотою від часу проходження реакції відображена на рис. 10 та 11

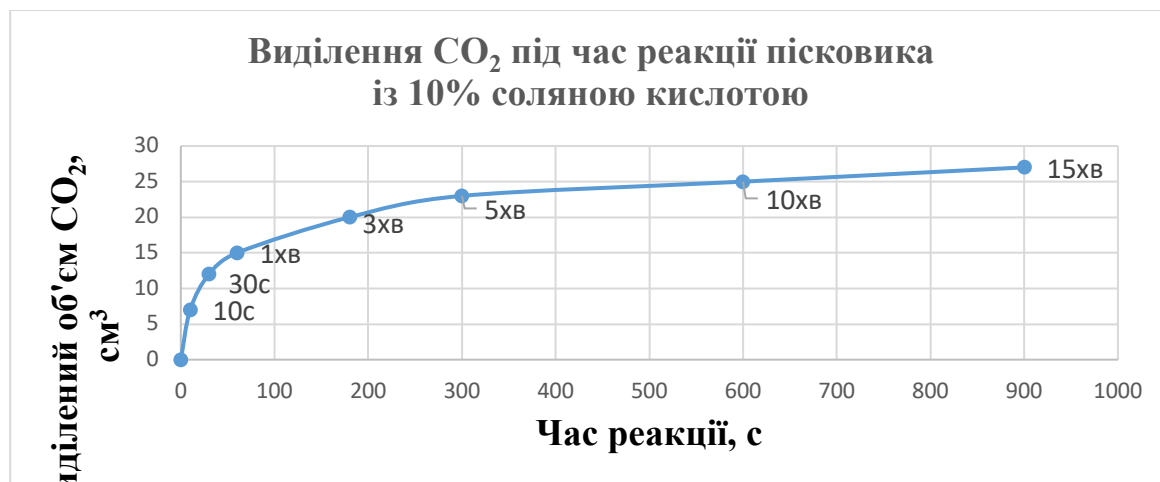


Рис. 10. Залежність об’єму виділеного CO₂ від часу реакції (10% HCl)

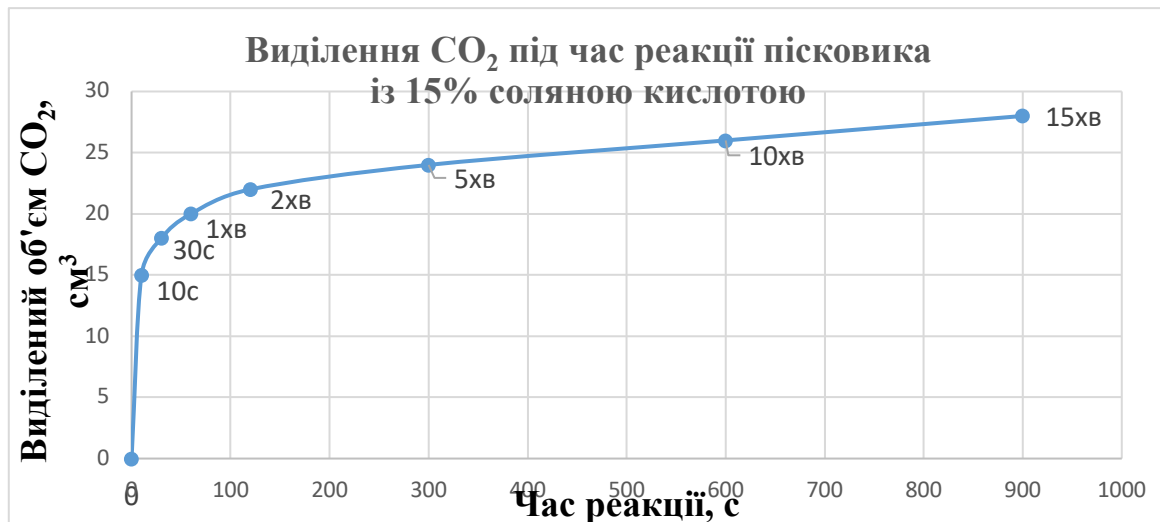


Рис. 11. Залежність об'єму виділеного CO₂ від часу реакції (15% HCl)

Загалом реакція 10% розчину проходить швидко, - половина об'єму CO₂ виділилася протягом 1 хвилини реакції. Як видно із рис. 10 та 11, 15% розчин HCl реагує ще швидше, тут половина вуглекислого газу виділилася протягом перших 10 секунд. Кінцевий об'єм газу що виділився при взаємодії породи із різними кислотами має порівнювані значення, з незначною перевагою для 15%-го соляного розчину.

Отже, у обох випадках карбонатність породи перевищила 10%, при цьому визначена за петрографічним аналізом карбонатність склала 12,46%. З цього випливає, що як 10%-ва так і 15%-ва соляні кислоти розчинили більше 80-ти процентів карбонатних компонентів і можуть бути застосовані на етапі промивки.

Проте варто зазначити, що у даний метод не є вичерпним і має ряд недоліків. Перш за все, така мала кількість пісковика (1г) не може повністю відтворити реальний компонентний склад. По-друге, не варто переносити кількість розчиненого CaCO₃ на реальні умови – оскільки порода попередньо змелена, що значно полегшує розчинення карбонатних мінералів. По-третє, відношення кислота: порода у даному досліді рівна 20:1, що не відповідає реальним умовам.

При дослідженні кислотної дії на зразок керну двома запропонованими розчинами та оцінка ефективності розчинення ними карбонатних компонентів і встановлено, що перевага надається 15% соляній кислоті, незважаючи на вищу корозійність та швидкість реакції. Дана кислота є більш ефективною, що у реальних умовах (при наявності забрудненої ПЗП та складнішого проходження реакції) може принести кращий результат. А беручи до уваги неглибоке залягання продуктивних пластів з температурою не вище 60°C, корозійну активність можна з легкістю знизити за допомогою інгібіторів корозії. Швидкість реакції не відіграє ключову роль на етапі промивки.

При дослідженні зміни проникності породи під впливом кислотного розчину проникність для порід із газових родовищ вимірювалась з допомогою рідини

Врахувавши всі недоліки, вирішено, що використання 500 г зразка породи для подібного експерименту є втратою цінного матеріалу для досліджень. Оскільки, залишки подрібленої породи з попереднього дослідження склали 80г, постановлено їх використати для пробного експерименту. Щоб заповнити пористе середовище зразок було змішано із лабораторним піском (мінералогічний склад невідомий). Результати проведеного дослідження, що базується на оцінці зміни проникності через зміну витрати після обробки глинокислотою наведені у таблиці 3.

Таблиця 3

Експериментальні заміри витрати води

Замір	Об'єм води, [мл]	Час, [с]	Витрата, [мл/с]	Середня витрата
Перед обробкою	50	310	0.161	0.166 [мл/с]
	100	590	0.169	
	150	888	0.169	
Післяобробки	50	472	0.106	0.1063 [мл/с]

	100	934	0.107	
	150	1414	0.106	

Для обрахунку ефективних змін проникності можна застосувати рівняння $k = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta p \cdot F} = \frac{\frac{m^3}{c} \cdot Pa \cdot c \cdot m}{Pa \cdot m^2} = m^2$ (2)

k – проникність [m^2]; Q – витрата [m^3/c]; μ – динамічна в'язкість [$Pa \cdot c$]; L – довжина порового середовища [m]; Δp – різниця тисків [Pa]; F – площа поперечного січення порового середовища [m^2]. (2), зміна проникності виражається:

$$\frac{k_2}{k_1} = \frac{Q_2}{Q_1} \cdot 100\% = \frac{0.1063}{0.166} \cdot 100\% = 64\% \quad (3)$$

В результаті дослідів встановлено, що після кислотного оброблення наступило погіршення проникності пористого середовища. Це спричинене багатьма факторами, наприклад, некоректним заповненням пористого середовища, утворенням непроникних осадів (неможливо оцінити, оскільки не відомий склад лабораторного піску), та ін. Було прийняте рішення провести експериментальне дослідження впливу різних кислотних розчинів на теригенну породу-колектор на основі оцінки втрати маси зразка при взаємодії з кислотою.

Для визначення ефективності запропонованих кислот при взаємодії із кернам матеріалом було запропоновано провести експеримент, що полягає на обсервації реакції та подальшій оцінці кількості розчиненої породи. З огляду на те, що важливу роль під час кислотного оброблення відіграє температура, кислотна дія на зразки проводилася у електричній печі.

Перш за все, проводимо підготовку до процесу оброблення: приготування кислотних розчинів, встановлення температури в печі,

дроблення породи на частинки (5-15г) їх зважування та підготовки обладнання сформовано 4 групи дослідів по три зразки

Всі значення отримані під час процесу зважування (до реакції) наведені у таблиці 4.

Таблиця 4

Дані отримані при зважуванні (до кислотного діяння)

Тип кислоти	Назвазразка породи	Маса, г			
		порода	посуд	кислота	кислота+посуд
глинокислота	GR2/sk50 (1)	9.514	20.817	28.124	58.455
	GR2/sk50 (2)	10.915	20.686	27.934	59.535
	GR2/sk50 (3)	9.757	20.283	36.209	66.249
7.5% HCl + 1.5% HF	GR2/sk50 (4)	9.297	20.883	30.248	60.428
	GR2/sk50 (5)	7.383	20.559	30.758	58.7
	GR2/sk50 (6)	9.311	20.801	26.616	56.728
2 год 15% HCl +глинокислота	GR2/sk50 (7)	19.669	32.234	42.07	93.973
	GR2/sk50 (8)	13.283	32.48	32.656	78.419
	GR2/sk50 (9)	10.065	20.864	32.869	63.798
12.5% HCl + 1.5 HF	GR2/sk535 (1)	22.065	32.806	53.122	107.993
	GR2/sk535 (2)	15.518	20.971	32.266	68.755
	GR2/sk535 (3)	12.173	14.897	29.696	56.766

Час взаємодії кислот і породи становив 10 годин.

Втрати маси породи протягом реакції із наведеними розчинами та їх графічне зображення наведені в таблиці 5. Всі вони включають і випаровування кислоти.

Таблиця 5

**Втрати маси зразків при реакції із глинокислотою при $t = 61^\circ\text{C}$
(включно із випаровуванням кислоти)**

Зразок	Маса, г
--------	---------

	початкова	через 15хв	через 1 год	через 2 год	кінцева(~12 год)
GR2/sk50 (1)	58.455	57.972	56.885	55.27	44.272
GR2/sk50 (2)	59.535	59.238	58.361	57.26	46.324
GR2/sk50 (3)	66.249	66.051	65.047	63.764	51.026

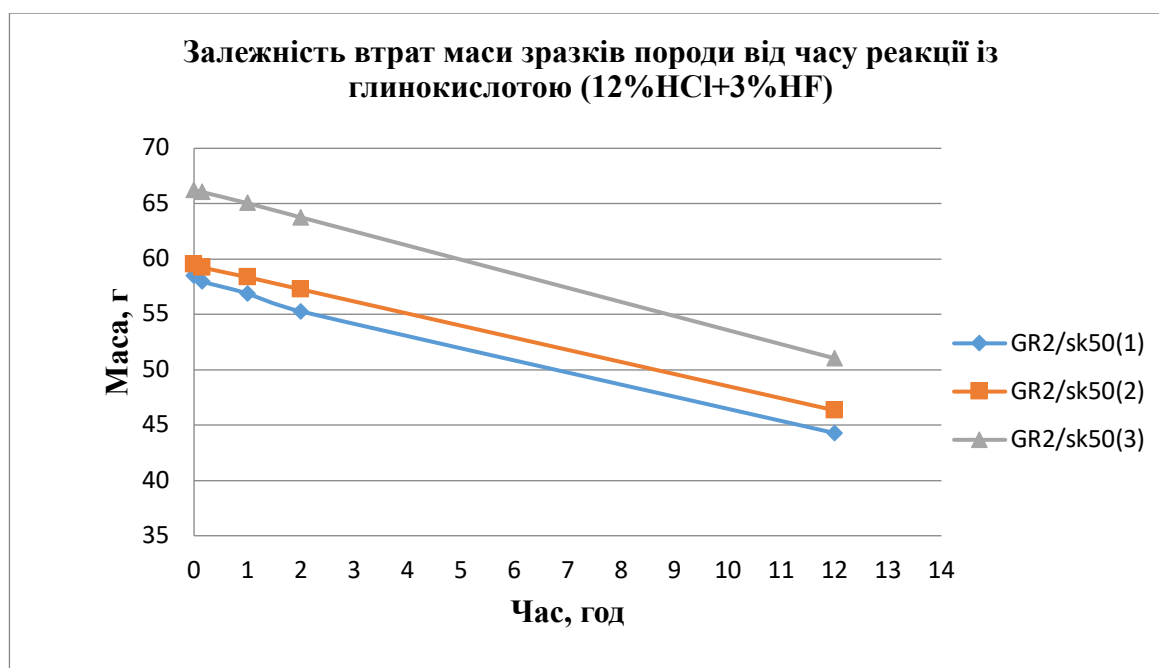


Рис. 12. Графічна залежність втрат маси від часу проходження реакції (із врахуванням випаровування кислотного розчину)

Оскільки побудовані криві на рис.1.12 носять прямолінійний характер, можна сказати, що основна частина втрат маси пов'язана із випаровуванням кислоти. Слабовиражений гіперболічний характер має тільки відрізок, що відповідає першим 15 хвилинам, на жаль, на графічних залежностях цього не видно.

Дослід стосовно 12% HCl +1.5% HF кислотного розчину, що за рекомендаціями повинна застосовуватись у породах-колекторах із низьким вмістом глини та середньою проникністю (10-100 мД). Дана кислота вибрана через наявність неоднорідності петрофізичних характеристик у

оброблюваної породи. Результати кислотного діяння наведені нижче (таблиця 6).

Таблиця 6

Втрати маси зразків при реакції із 12% HCl +1.5% HF кислотним розчином при $t = 61^\circ\text{C}$ (включно із випаровуванням кислоти)

Зразок	Маса, г			
	початкова	15 хв	2 год	12 год
Sk50 (4)	60.428	60.126	58.151	47.531
Sk50 (5)	58.7	58.481	56.53	45.62
Sk50 (6)	56.728	56.463	54.438	44.232

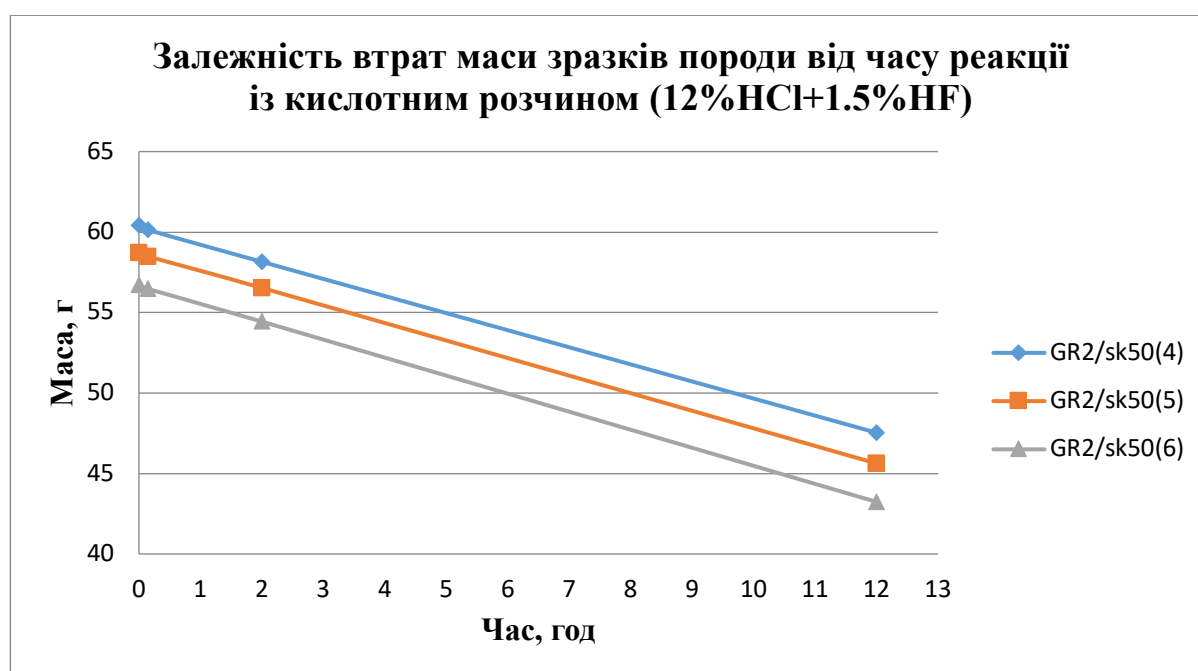


Рис. 14. Графічна залежність втрат маси від часу проходження реакції (із врахуванням випаровування кислотного розчину)

Як і у попередньому випадку, лінії мають прямолінійний характер, що підтверджує домінуючий характер випаровування кислоти.

Досліджуючи глинокислоту із попереднім застосуванням 15% HCl отримано наступні результати, що наведені в таблиці 7.

Таблиця 7

Втрати маси зразків при реакції із 15% HCl із подальшим впливом глинокислотним розчином (включно із випаровуванням кислоти)

Зразок	Маса, г						Кінцева 9 год глино- кислота
	початк ова	15 хв 15%Н Cl	1 год 15%НС l	2 год 15%НС l	початкова (глинокисл ота)	15хв глинокис лота	
GR2/sk50 (7)	93.973	93.493	92.391	90.758	86.244	86.045	70.021
GR2/sk50 (8)	78.419	78.11	77.312	75.824	70.386	70.25	56.695
GR2/sk50 (9)	63.798	63.486	62.698	61.48	52.674	52.66	43.161

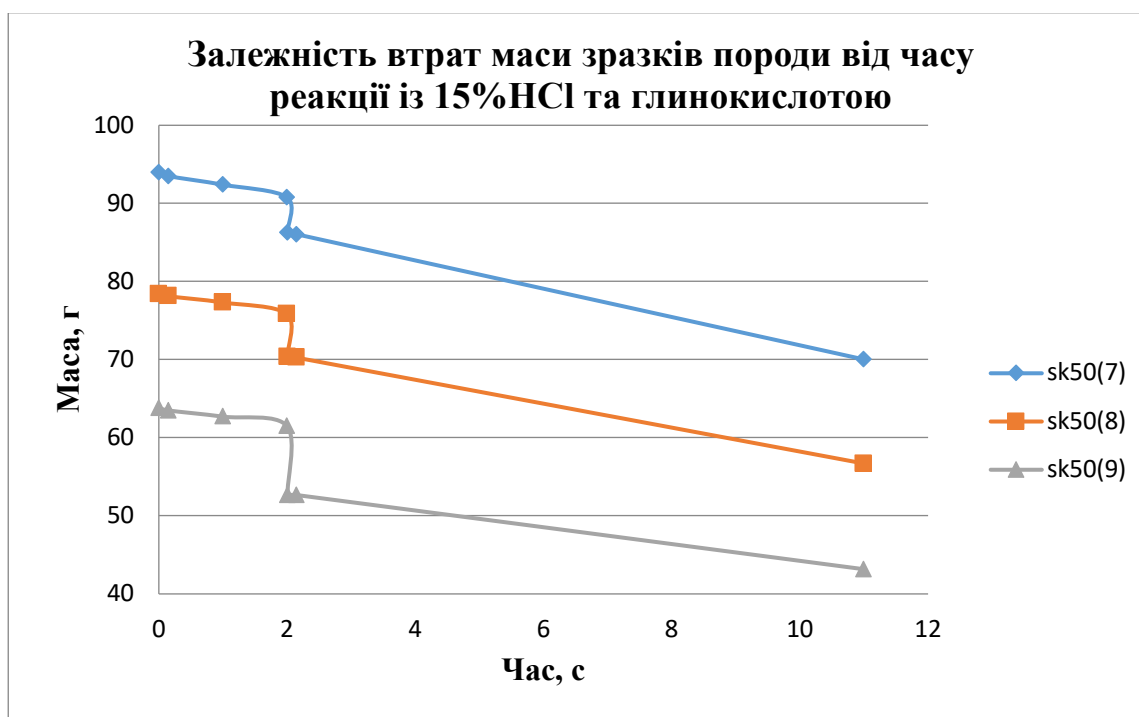


Рис. 15. Графічна залежність втрат маси від часу проходження реакції (із врахуванням випаровування кислотного розчину)

Різке падіння лінії на графічній залежності відповідає часу заміни 15%HCl на глинокислоту. Дана залежність має найбільш виражений із всіх

наведених характер, тут можна виділити дві важливі ділянки: 0-15 хв та 2год – 2год15хв. На першій ділянці – прослідковується більш різке падіння лінії(початок реакції), з невеликим впливом випаровування, а на другій – низьке падіння лінії, що характеризує період нагрівання кислоти перед подальшим випаровуванням та повільної реакції свіжого кислотного розчину із уже прореагованою породою.

Аналіз реакції даного зразка із глиноокислотним розчином показує утворення відкладів, природу яких необхідно вивчити, можливо вони мають кольматуючий характер, а отже можуть знизити ефективність обробки.

Останнім із досліджених кислотних розчинів став 7.5% HCl +1.5% HF . Даний розчин рекомендований до застосування у проникних олігоміктових пісковиках де частка кварцу перевищує 80%, а вміст глини – нижче 5%. Результати отримані під час проведення дослідів наведені у таблиці 8.

Таблиця 8

Втрати маси зразків при реакції із 7.5% HCl +1.5% HF кислотним розчином при $t = 61^\circ\text{C}$ (включно із випаровуванням кислоти)

Зразок	Маса, г				
	початкова	15хв	1 год	2 год	кінцева (11год)
GR2/Sk50 (10)	107.993	107.577	106.301	104.201	88.381
GR2/Sk50 (11)	68.755	68.451	67.293	65.658	53.938
GR2/Sk50 (12)	56.766	56.45	55.593	54.35	44.389

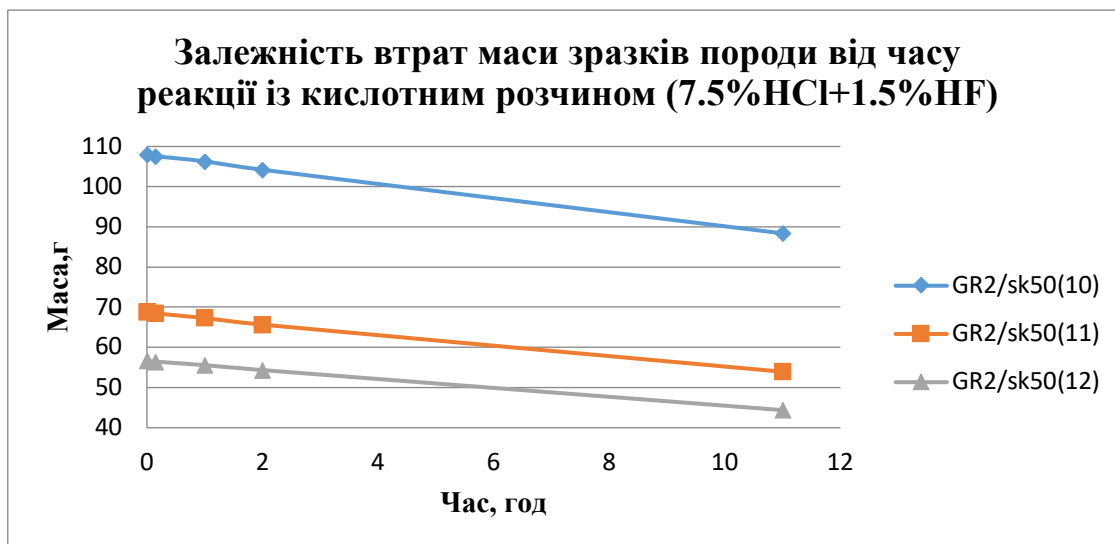


Рис. 16. Графічна залежність втрат маси від часу проходження реакції (із врахуванням випаровування кислотного розчину)

Основною метою даного експерименту було проаналізувати втрати виключно маси породи. Тому, щоб робити будь-які висновки щодо ефективності застосованих кислотних розчинів, після завершення дослідів оброблені зразки були добре висушені та знову зважені. Результати проведених дослідів наведені у таблиці 9.

Таблиця 9

Результати проведених досліджень

Зразок	Тип кислотного розчину	Початкова маса, [г]	Кінцева маса, [г]	Втрата маси, [%]	Середній результат
GR2/sk50 (1)	глинокислота	9.514	8.627	9.32	8.78 [%]
GR2/sk50 (2)	глинокислота	10.915	10.085	7,6	
GR2/sk50 (3)	глинокислота	9.757	8.837	9.43	
GR2/sk50 (4)	12% HCl +1.5% HF	9.297	8.68	6.64	7.14 [%]
GR2/sk50 (5)	12% HCl +1.5% HF	7.383	6.798	7,92	
GR2/sk50 (6)	12% HCl +1.5% HF	9.311	8.672	6.86	
GR2/sk50 (7)	2год 15% HCl + глинокислота	19.669	17.798	9.51	9.82 [%]
GR2/sk50 (8)	2год 15% HCl +	13.283	11.985	9.77	

	глинокислота				
GR2/sk50 (9)	2год 15%НCl + глинокислота	10.065	9.04	10.18	
GR2/sk50 (10)	7.5%НCl+1.5HF	22.065	20.374	7.66	7.94 [%]
GR2/sk50 (11)	7.5%НCl+1.5HF	15.518	14.285	7.95	
GR2/sk50 (12)	7.5%НCl+1.5HF	12.173	11.174	8.21	

На рис. 17 та 18 нижче, показано результати дослідів згідно із таблиці 9.

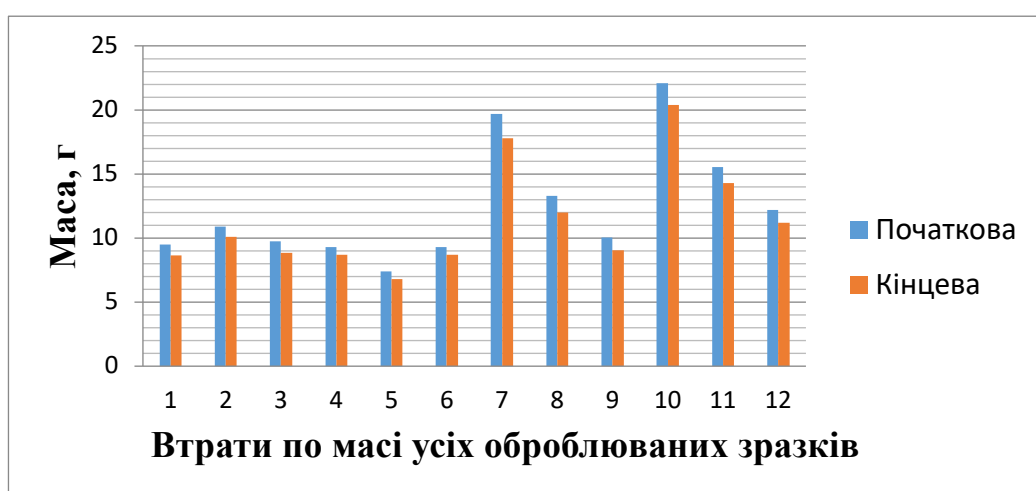


Рис. 17. Різниця між масами зрізків до та після кислотного оброблення

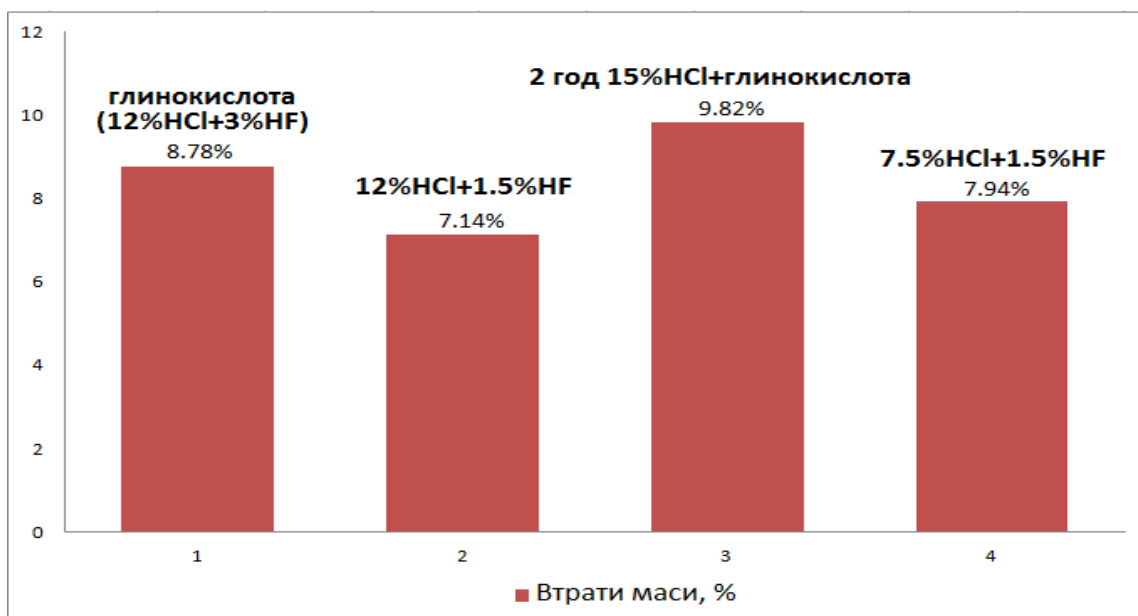


Рис. 18. Ефективність розчинення зразків породи різними кислотами

Аналіз таблиць 9 та рис. 17–18, показує, що результати застосованих кислотних розчинів є порівнюваними, хоча найефективнішою із випробуваних стала глинокислота. Найвищого розчинення породи досягнуто при застосуванні 15% HCl із подальшим діянням глинокислотою. Також можна побачити деяку закономірність, що стосується відношення об’єму кислоти до кількості породи. Так, зразки з меншою масою при застосуванні ідентичного кислотного розчину показали дещо вищий результат по втраті маси.

Висновки і перспективи подальших досліджень. Враховуючи результати проведених досліджень, рекомендовані до застосування кислотні розчини: ГураРопчицька 15% HCl із подальшим обробленням глинокислотою; або промивкою 10% HCl із подальшим обробленням 7.5HCl+1.5% HF. Обидві кислоти показали схожі результати із невеликою перевагою першого. Проте на даному родовищі ще не проводились кислотні оброблення, тому можна обробити продуктивний горизонт менш активною кислотою, а при успішності операції, для повторих обробок застосовувати глинокислоту. Таке рішення можна пояснити так званім «привиканням» покладу до кислотного розчину, про яке у своїй праці описали Рудий [7]. Петрографічний аналіз — це один із найважливіших методів дослідження гірських порід, особливо при підборі технологій кислотної обробки. З допомогою петрографічного аналізу можна виявити не тільки основні мінерали (кварц, польовішпати), але й чутливі до кислот компоненти (карбонати, глини, опал, сидерит). Він дозволяє встановити: тип цементації (карбонатний, силікатний глинистий чи сульфатний), а це допомагає визначити, чи розчиниться цемент при кислотній обробці, або навпаки — може заблокувати пори. Метод показує, де розташований цемент — у поровому просторі чи на межах зерен та дає змогу передбачити реакції між мінералами і кислотами, щоб уникнути утворення шкідливих осадів. Недоліками петрографічного аналізу є те, що не завжди

відображається повна гетерогенність пласта, так як аналіз проводиться на шліфах. Він не визначає точну реакційну здатність мінералів та не дає кількісної інформації про кислотну реакцію. Тому його доцільно використовувати при первинній оцінці мінерального складу, для виявлення цементації, для візуального аналізу порової структури, на етапі підбору кислотного складу

Подальші дослідження у напрямку кислотної обробки пісковиків повинні бути спрямовані на комплексне вивчення геолого-технологічних особливостей колекторів, адаптацію методик до пластових умов і пошук інноваційних підходів для підвищення ефективності розробки газових родовищ Передкарпаття.

Література

1. Kalfayan, L.J., Production Enhancement with Acid Stimulation (Second Edition), 2008, Penn Well.
2. Khamis M.A., Sandstone acidizing, 2016.
3. Kalfayan L.J., Metcalf A.S., Successful sandstone acid design case histories: Exceptions to conventional wisdom., SPE, 2000.
4. McLeod H.O. Jr., Matrix Acidizing. 1984.
5. Shafiq M.U., Mahmud H.B., Sandstone matrix acidizing knowledge and future development, 2017.
6. Качмар Ю.Д. Інтесифікація припливу вуглеводнів у свердловину. Львів: Центр Європи, 2004. 352 с.
7. Рудий Р.М. Удосконалення технологій оброблень присвердловинної зони пласта з використанням борфтористоводневої кислоти. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. 21 с.