

УДК 622.276

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО СКЛАДУ ГАЗОВАНОГО КИСЛОТНОГО РОЗЧИНУ ДЛЯ ОБРОБЛЕННЯ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА

В. Р. Возний¹, Д. О. Вольченко¹, Р. Ф. Лагуш², В. Д. Катрич¹

¹Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, Івано-Франківськ, Карпатська 15

²ТзОВ «НУБК»;

м. Новий Уренгой, Східна промзона, вул. Промислова, 27

Стан привибійної зони пласта має визначальний вплив на продуктивність розкритих горизонтів. Погіршення фільтраційно-ємнісних характеристик пластів у привибійній зоні нафтових, газових та нагнітальних свердловин призводить до зниження їх продуктивності.

Застосування газоподібних кислот і їх сумішей з рідинами дає змогу створювати нові технології та удосконалювати відомі методи. Висока ефективність нових і вдосконалених технологій з використанням азоту і природного газу зумовлена його фізико-хімічними властивостями і впливом на гідродинамічні умови процесів фільтрації.

У роботі науково обґрунтовано оптимальний склад газованого кислотного розчину для оброблення привибійної зони пласта.

Ключові слова: привибійна зона, свердловина, кислота, азот, природний газ, породи.

Постановка проблеми

Дебіт видобувної свердловини визначається показниками фільтраційно-ємнісних характеристик продуктивних пластів. Зниження фільтраційно-ємнісних характеристик (ФЄХ) пластів у привибійній зоні нафтових, газових та нагнітальних свердловин, відповідно, призводить до зниження їх продуктивності. Чинники зниження продуктивності свердловин можна розділити в цілому на чотири великі групи: 1) чинники, що зумовлені механічним забрудненням; 2) фізико-літологічні чинники; 3) фізико-хімічні чинники; 4) термохімічні чинники.

Проникність зони пласта поблизу стінки свердловини, як правило, відрізняється від проникності решти пласта. Ця зміна зумовлена забрудненням пор під час буріння свердловини і під час експлуатації або цілеспрямованим використанням методів інтенсифікації продуктивності свердловини.

Для оцінки впливу такої зміни проникності в привибійній зоні внаслідок кольматації чи інтенсифікації на дебіт свердловини, зіставляють дебіт Q зонально неоднорідного пласта з дебітом $Q_{\text{поч}}$ однорідного пласта за коефіцієнта проникності k_2 , тобто

$$\frac{Q}{Q_{\text{поч}}} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\frac{1}{\alpha_k} \ln \frac{R}{r_c} + \ln \frac{R_k}{R}}, \quad (1)$$

де $\alpha_k = k_1/k_2$ – відношення коефіцієнтів проникностей.

Нами за формулою (1) проведено оцінку зміни відношення дебіту свердловини у разі збільшення та зменшення коефіцієнту проникності k_1 у привибійній зоні пласта (ПЗП) та його зменшення від радіусу зміни проникності R , за $R_k = 400$ м та $r_c = 0,073$ м. Відповідно результати розрахунку подано на рис. 1.

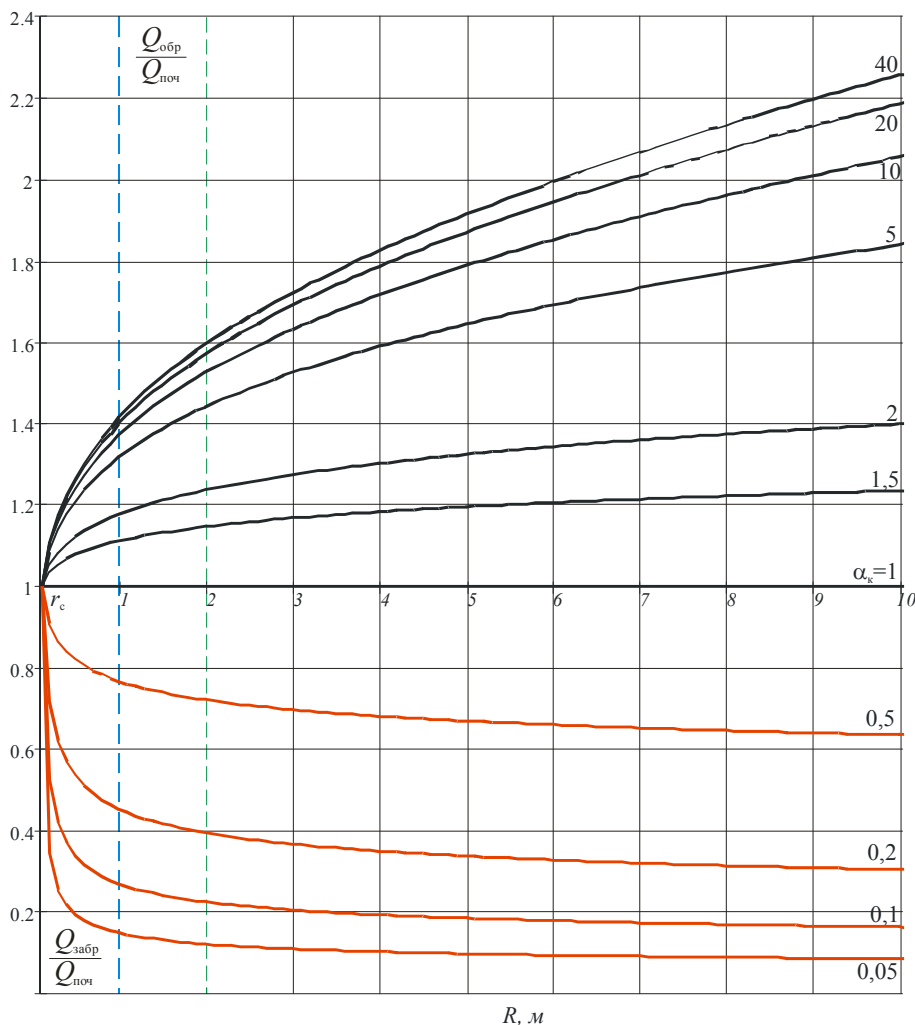


Рис. 1. Зміна відношення дебітів у зонально-неоднорідному й однорідному пластах залежно від радіуса зони зміни проникності за різних значин $\alpha_k = k_1/k_2$ ($R_k = 400$ м; $r_c = 0,073$ м).

З рис. 1 впливають важливі практичні висновки:

1) зменшення коефіцієнта проникності привибійної зони більше впливає на зміну дебіту свердловини, ніж збільшення його в однакову кількість разів і призводить до різкого падіння дебіту, навіть за малих величин радіуса R зони погіршення проникності;

2) найбільше падіння дебіту свердловини у разі кольматації ПЗП спостерігається при забрудненні зони радіусом до 1 м. При цьому початковий дебіт свердловини може зменшуватися в 6-8 разів;

3) у разі фільтрації за законом Дарсі збільшувати коефіцієнт проникності в привибійній зоні більше як у 10 разів недоцільно, оскільки в подальшому зростання коефіцієнта проникності майже не призводить до зростання дебіту;

4) найдоцільніший радіус зони збільшення проникності ПЗП становить від 1 до 2 м, що дозволяє при проведенні СКО збільшувати початковий дебіт свердловини в 1,3-1,6 раз, а у разі попереднього зниження дебіту через кольматацію, відновлювати початковий дебіт та незначно його підвищувати.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Виділення невирішених частин загальної проблеми

Визначення оптимального складу газovanого кислотного розчину. Виконано дослідження для встановлення оптимального значення газового числа суміші G_p (відношення об'єму газової фази до об'єму рідкої фази) і гідродинамічних умов її руху для розроблення і удосконалення технологій азотнокислотного оброблення привибійної зони пласта.

Постановка задачі

У загальному, згідно з довідниковими даними і літературними джерелами [3], виділяють такі технологічні схеми обробок ПЗП свердловин кислотними розчинами:

1) звичайні кислотні оброблення (нагнітання кислотного розчину в пласт);

2) серійні (багаторазові) кислотні оброблення (з періодичним інтервалом в часі);

3) поінтервальні (ступінчасті) кислотні оброблення (з регулюванням місця введення кислотного розчину в пласт);

4) кислотні оброблення під тиском (з використанням пакера для ізоляції експлуатаційної колони);

5) кислото-струминні оброблення (кислотний розчин подається через гідроперфоратор), як різновид вибіркового кислотного оброблення;

6) пінокислотні оброблення (з використанням аерованого кислотного розчину у вигляді піни);

7) газокислотні оброблення (нагнітання газонасиченого кислотного розчину);

8) кислотний гідророзрив пласта (різновид гідравлічного розриву пласта).

Практично всі технологічні схеми згідно з позиціями п.2÷5 та п.8 полягають в запомпюванні кислотного розчину (підбраного складу) через насосно-компресорні труби у свердловину до заданого інтервалу перфорації пласта з наступним протисненням із свердловини в ПЗП.

Відмінністю пінокислотного оброблення свердловини є нагнітання кислотного розчину у вспіненому (аерованому) вигляді зі ступенем аерації 15÷25 за нормальних умов. Для цього в склад кислотного розчину вводять піноутворювачі, а для аерації використовують повітря (різко збільшує корозійну активність кислотного розчину), азот або природний газ.

Фактично виходить, що всі технологічні схеми побудовані на основі звичайного кислотного оброблення ПЗП свердловини, включають практично всі етапи проведення звичайного кислотного оброблення і, відповідно, їм характерні всі типові недоліки. Основною перевагою звичайного кислотного оброблення є простота технології.

Нами додатково проведено розрахунок для визначення необхідної питомої витрати кислотного розчину на 1 метр оброблюваної товщини пласта. Для розрахунку задаємо коефіцієнт пористості продуктивного пласта 10%, 13% та 15%, що фактично відповідає пористості продуктивних пластів нафтових покладів родовищ Передкарпатського прогину.

Для проведення розрахунку використаємо наступну формулу:

$$v = \pi h m \cdot (R_{з.обр.}^2 - r_c^2), \quad (2)$$

де v – питома витрата кислотного розчину, що припадає на 1 м товщини оброблюваного пласта, м³/м; $h=1$ м, питома товщина оброблюваного пласта; m – коефіцієнт пористості пласта, частки од.; $R_{з.обр.}$ – радіус зони оброблення пласта кислотним розчином, м; $r_c=0,073$ м – радіус свердловини.

Відповідно результати розрахунку подано на рис. 2.

З рис. 2 випливають важливі практичні висновки:

1) питома витрата кислотного розчину суттєво залежить тільки від радіусу зони оброблення продуктивного пласта;

2) для оброблення ПЗП в радіусі $R_{з.обр.}=1$ м необхідна питома витрата кислотного розчину, що в залежності від пористості продуктивного пласта становить від 0,31 м³/м (при $m=10\%$) до 0,47 м³/м (при $m=15\%$), а для оброблення в радіусі $R_{з.обр.}=1,5$ м, відповідно, від 0,7 м³/м (при $m=10\%$) до 1,06 м³/м (при $m=15\%$). Фактично виходить, що для обробки ПЗП в радіусі 1,5 м майже в 2,3 рази необхідно більше кислотного розчину, ніж для оброблення в радіусі 1 м.

Отже, можна констатувати, що провести ефективне кислотне оброблення ПЗП в рекомендованому радіусі до 1,5 м за вказаними технологічними схемами згідно з позиціями п. 1÷5 практично важко з наступних причин:

– практично необхідно запомпювати в продуктивний пласт значний об'єм кислотного розчину;

– при великих об'ємах питомого запомповування кислотного розчину важко забезпечити високий темп запомповування, не перевищивши допустимих тисків, що обмежені технічними характеристиками насосних агрегатів з одного боку та тиском гідравлічного розриву пласта і руйнування цементного каменю за експлуатаційною колоною (недопущення заколонних перетоків);

– час освоєння свердловини після кислотного оброблення значно перевищує допустимий час, який відводиться для вилучення продуктів реакції після оброблення. Це значно знижує ефективність кислотного оброблення навіть у разі застосування оптимального складу СКР.

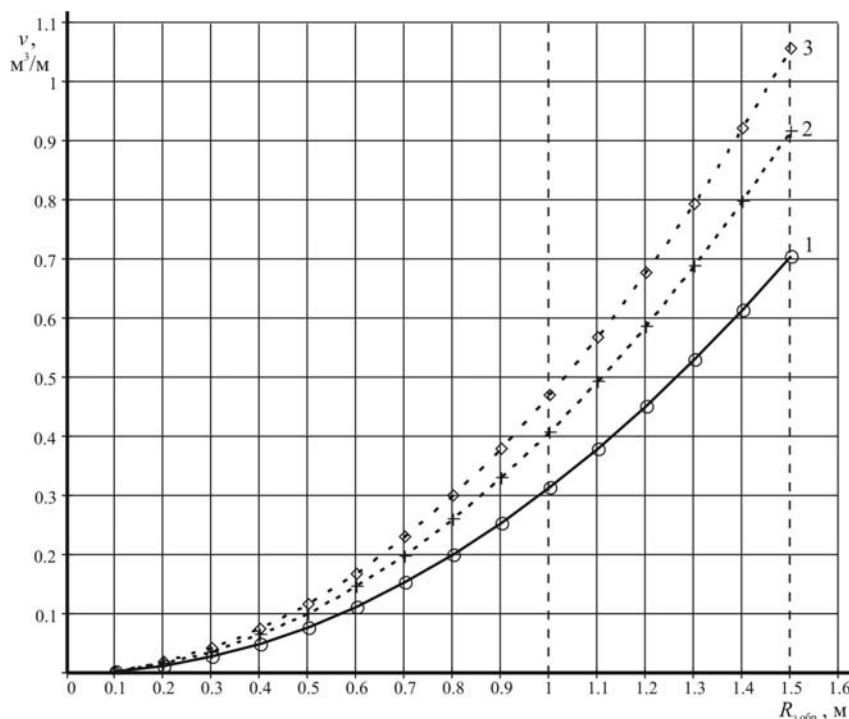


Рис. 2. Зміна питомої витрати кислотного розчину залежно від радіуса оброблюваної зони продуктивного пласта за різних значень коефіцієнта пористості: 1 – 10%; 2 – 13%; 3 – 15%.

Для забезпечення виконання усіх умов проведення ефективного кислотного оброблення, нами проведено дослідження використання кислотних обробок газованими кислотами.

Дослідження проникнення газованих і негазованих кислотних розчинів у поровий простір

Разом з вивченням пористості та проникності досліджували зміну в шліфах структури порового простору пісковиків від фільтрації кислотних розчинів і кислотних розчинів у суміші з азотом (АКС). Досліджували дві групи зразків. Уламкова частина пісковиків складалася з

кварцу (до 70%) і глауконіту (до 5%). Цемент плівково-поровий, глинистий (15-20%) і поровий кальцитовий (5-8%). Гідро-слюда є основною складовою глинистого матеріалу. Карбонатність порід становила 4,2-8,3%, відкрита пористість 5-8%, проникність $(1-5) \times 10^{-3}$ мкм² [2].

Кислотну дію з азотом і без азоту проводили в два етапи. Спочатку нагнітали розчин 10%-ої HCl для вилугування всіх карбонатів (V_C) в об'ємі, більшому V_C . Потім обробляли породу розчином 10%-ої HCl + 1%-ої HF в кількості $20V_{\text{пор}}$ без азоту та з азотом. При цьому розчинення глауконіту і глинистої речовини здійснюється неоднаково. Для оцінки інтенсивності вторинних змін після кислотної дії поровий простір умовно розділений за величиною відкритої пористості на три зони, які відрізняються складом і вмістом цементу, структурно-текстурними формами та будовою пор: високопористої ($m' \geq 20\%$), середньопористої ($10\% < m' < 20\%$) і низькопористої ($m' < 10\%$) текстур. У результаті глинокислотної обробки високопориста та середньопориста зони виявляють тенденцію до фронтального поширення по найпроникніших ділянках з поступовим загасанням з віддаленням від входу кислоти, яка втрачає активність. Внаслідок застосування глинокислоти в АКС формуються зони у вигляді каналів, які пронизують низькопористе середовище з незмінною компактною будовою уламкової частини та цементу.

На рис. 3 зображені зони вторинної текстури після обробки зразків кислотою та газованою кислотою – АКС.

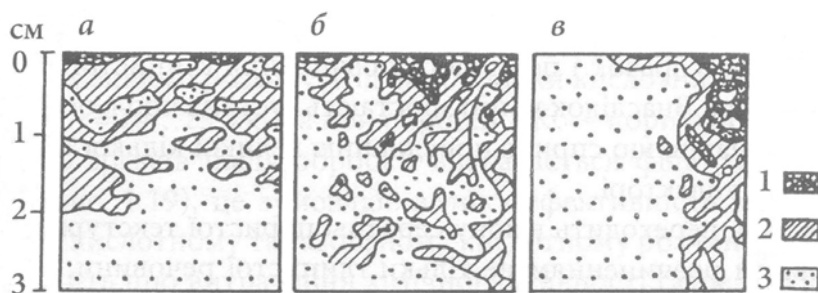


Рис. 3. Зони вторинної текстури у пісковика після оброблення глинокислотою: *а* – в рідкій фазі; *б, в* – у кислоті, газованої азотом; 1, 2, 3 – відповідно зони високопористої, середньопористої та низькопористої текстури.

Відмінності у властивостях колекторів у зонах вторинної текстури пояснюють таким чином. У межах високопористої зони розчинення цементуючих мінералів дуже значне. Відкриті пори становлять 80-95% від суми вільних і заповнених цементом порожнин. Глауконіт розчиняється практично повністю, глинистий цемент – частково. Розчинення глинистої речовини після фільтрації глинокислоти з азотом значно більше, ніж без азоту, на 80-90% і 40-50% відповідно. Знищення

цементуючих мінералів веде до ущільнення кварцового скелету пісковиків, тобто до втрати зв'язку між уламковими зернами та збільшення вільного простору. Проте цей процес не сприяє повній дезагрегації даної породи, оскільки частина зерен кварцу міцно скріплена між собою. Внаслідок цього високопориста зона набуває характерної мікробудови, що характеризується чергуванням ділянок з агрегатною та роздільно-зернистою структурою.

Ступінь ущільнення пісковиків при дії АКС вищий внаслідок глибшого проникнення розчину в зразок і повнішого розчинення глинистого цементу в міжзерновому просторі. Внаслідок цього зростають густина пор і, особливо, кількість з'єднувальних каналів, що сприяє приєднанню великої кількості крупних пор до поля фільтрації в колекторі.

Описана зона переходить в зону середньопористої текстури, яка характеризується неповним розчиненням не тільки глинистої речовини, але й глауконіту під час обробки газованою чи негазованою кислотою. Ступінь їх збереження сягає 50-80%, що призводить до зниження пористості та проникності в межах цієї зони. В зоні низькопористої текстури значення порових показників зберігаються на рівні, досягнутому після первинної обробки 10% НСІ.

Виявлений під час даного дослідження ефект зростання ємнісних і фільтраційних властивостей піщаного колектора після дії газованими глинокислотними розчинами полягає у збільшенні ступеня розчинення пласта та формуванні глибоко проникаючих в породу високопроникних зон вторинної текстури.

Проникнення кислотних розчинів і АКС в поровий простір і механізм кислотної дії на породу вивчали також методом ртутної порометрії. Розглянемо одержані дані. Для дослідження методом ртутної порометрії характерні результати, зображені на рис. 4, до обробки і після неї відрізали пластинки пісковика з боку нагнітання в зразок кислотного розчину і АКС. Порівняння розподілу пор за розмірами свідчить, що після обробки зменшився вміст порових каналів радіусом $r < 2,5$ мкм і збільшилося число пор великого розміру з $r = 2,5-10,0$ мкм за рахунок розширення пор меншого розміру. Під час оброблення кислотними розчинами утворилися нові пори $r = 10-25$ мкм, а при обробленні АКС – пори радіусом до 40 мкм.

Проникність зразків після оброблення визначається фільтрацією через новостворені пори (рис. 4), це зумовлює велику ефективність дії АКС. Оскільки об'єми кислоти в кислотному та газованому кислотному розчинах однакові, ефективність дії свідчить про витрачання хімічної активності газованої кислоти в порах найбільшого розміру і може пояснюватися наступним. При нагнітанні АКС в насичене рідиною пористе середовище газ, будучи незмочувальною фазою, рухається по центральній частині найбільших порових каналів з

випередженням. Швидкість руху газу внаслідок його низької в'язкості значно більша від швидкості руху кислоти. Проходження суміші крізь розширені та звужені пори, часта зміна напрямку руху, пов'язана із звивистістю порових каналів, сприяють турбулізації потоку.

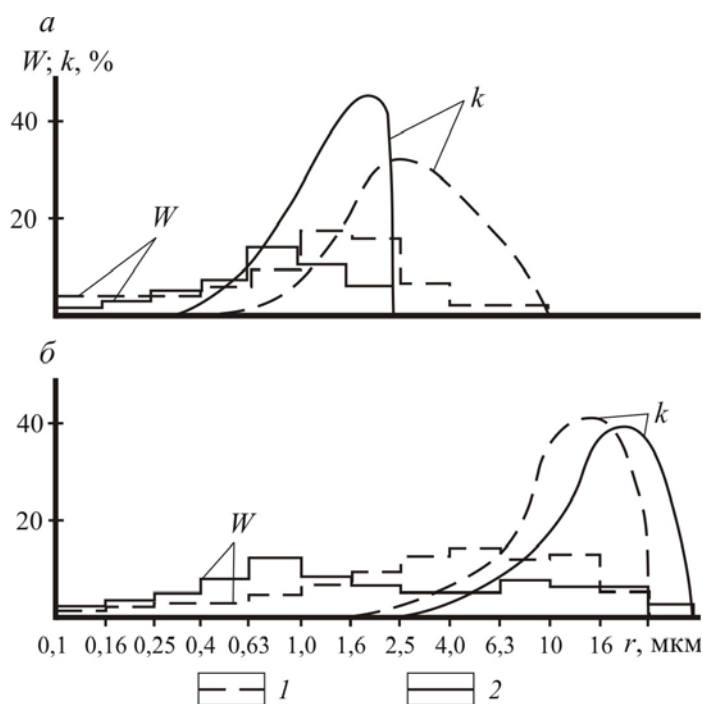


Рис. 4. Гістограми розподілу порових каналів за розмірами W і частка їх участі в проникності k до обробки (а) і після неї (б): 1, 2 – відповідно негазиована ($\Gamma_p = 0$) ігазиована азотом ($\Gamma_p = 1 \div 2$) кислота.

Внаслідок турбулізації потоку виникають умови для захоплення кислоти газом у найбільші порові канали, кращого контакту її з цементуючою речовиною і для вибіркового розчинення ділянок пористого середовища.

Вивчення швидкості реакції кислотних розчинів у суміші з газовою фазою

Проведені експериментальні дослідження з вивчення дії газокислотними сумішами на низькопроникні (від 5×10^{-3} μm^2), слабокарбонатні (від 0,3 до 1,5%), гірські породи. Дослідження здійснювали у термобаричних ($p=60$ МПа і $T=60^\circ\text{C}$) і гідродинамічних ($20 \times 10^{-4} < \text{Re}_{\text{vm}} < 300 \times 10^{-4}$) умовах, близьких до пластових. Вивчений вплив газового числа суміші Γ_p (відношення об'єму газової фази до об'єму рідкої фази), гідродинамічних умов її руху на швидкість реакції солянокислотного розчину 10%-ної HCl і зміну проникності гірських порід [3].

Результати досліджень обробляли так, щоб одержати залежність коефіцієнта масопередачі від режиму руху рідини в порах. Для моделювання умов гідродинамічної аналогії моделі та природи застосували умовний параметр Рейнольдса

$$Re_{ум} = \frac{U_k d_{ср}}{\nu_k}, \quad (3)$$

де U_k – усереднена швидкість руху кислотного розчину в порах з урахуванням газонасиченості порового простору,

$$U_k = \frac{q_k}{Fm(1 - \rho_{зв} - \rho_r)}, \quad (4)$$

q_k – витрата кислотного розчину; F – площа фільтрації; m – коефіцієнт відкритої пористості; $\rho_{зв}$ – залишкова водонасиченість; ρ_r – насиченість порового простору газовою фазою; ν_k – кінематична в'язкість кислотного розчину; $d_{ср}$ – середній діаметр порових каналів породи.

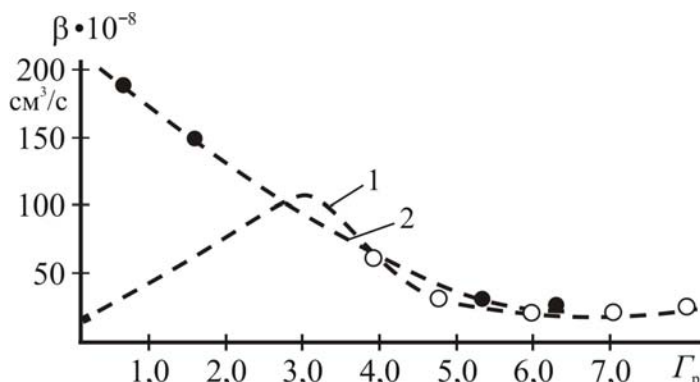


Рис. 5. Залежність коефіцієнта масопередачі від газового числа суміші для різних величин умовного параметра Рейнольдса:

1, 2 – експериментальні криві для умовного параметра Рейнольдса, рівного відповідно 25×10^{-4} і 86×10^{-4} .

Як бачимо з рис. 5, під час збільшення газового числа суміші від 0 до 2 зростає коефіцієнт масопередачі β , а отже, і швидкість реакції кислотного розчину з породою при малих значеннях умовного параметра Рейнольдса ($Re_{ум} < 50 \times 10^{-4}$), яка різко знижується при великих значеннях ($Re_{ум} > 50 \times 10^{-4}$). Збільшення газового числа до $\Gamma_p = 3$ при умовному параметрі Рейнольдса $Re_{ум} = 25 \times 10^{-4}$ спричинює зростання коефіцієнта масопередачі. Під час подальшого збільшення газового числа суміші знижується коефіцієнт масопередачі. Після досягнення $\Gamma_p = 5,5$ подальше його зростання не впливає на швидкість реакції глинокислотного розчину з породою і експериментальні залежності $\beta = f(\Gamma_p)$ для умовних параметрів Рейнольдса 25×10^{-4} і 86×10^{-4} суміщаються, тобто в цій області впливу газового числа суміші та умовного параметра Рейнольдса не помічено.

Така зміна коефіцієнта масопередачі залежно від газового числа суміші та умовного параметра Рейнольдса, очевидно, пояснюється наступним. Для малих значень умовного параметра Рейнольдса ($Re_{\text{вм}} \ll 50 \times 10^{-4}$) домішки газової фази до солянокислотного розчину зумовлює інтенсивніше перемішування його, за рахунок чого збільшується швидкість реакції солянокислотного розчину з породою. Для великих значень умовного параметра Рейнольдса ($Re_{\text{вм}} > 50 \times 10^{-4}$) відбувається досить інтенсивне перемішування солянокислотного розчину під час руху в поровому просторі і без газової фази. Домішка газової фази в цьому випадку приводить до відриву від поверхні реагування крапель солянокислотного розчину і заміщення його хімічно нейтральним газом. Це спричинює зниження швидкості реакції. Під час збільшення газового числа суміші ($\Gamma_p \geq 5$) газова фаза рухається по найбільших порових каналах, а солянокислотний розчин частково відтісняється в пори менших розмірів, де фільтрація практично відсутня. Інша частина солянокислотного розчину стає внутрішньою фазою газокислотної суміші, внаслідок чого швидкість реакції залишається постійною. Характер зміни коефіцієнта масопередачі залежно від газового числа суміші та умовного параметра Рейнольдса дає змогу достатньо чітко визначити області перебігу взаємодії кислоти з породою. Кислотні обробки, що здійснюються під час зміни газового числа суміші в межах ($0 < \Gamma_p < 3$) незалежно від значення умовного параметра Рейнольдса, належать до обробок свердловин газокислотними неатомізованими сумішами. Під час зміни газового числа суміші в межах ($3 < \Gamma_p < 5$) обробки можна віднести до кислотних обробок газованими кислотами, перехідними від неатомізованих до атомізованих, і після збільшення газового числа ($\Gamma_p \geq 5$) – до обробок атомізованими кислотами.

Для області факторного простору зі зміною факторів ($0 \leq \Gamma_p \leq 1,75$ і $24 \times 10^{-4} \leq Re_{\text{вм}} \leq 280 \times 10^{-4}$) у реально існуючих межах під час проведення кислотних обробок газованими кислотними розчинами одержано рівняння регресії, що одночасно враховують вплив газового числа суміші та умовного параметра Рейнольдса на коефіцієнт масопередачі.

Для області зміни факторів $0 < \Gamma_p < 1,75$ і $24 \times 10^{-4} < Re_{\text{вм}} < 84 \times 10^{-4}$ коефіцієнт масопередачі

$$\beta = \left\{ 111,2 + \frac{Re_{\text{вм}} - 54 \cdot 10^{-4}}{30 \cdot 10^{-4}} [53,9 - 35,8 \cdot (\Gamma_p - 1)] \right\} 10^{-8}, \quad (5)$$

а для області факторного простору $0 < \Gamma_p < 1,75$ і $84 \times 10^{-4} < Re_{\text{вм}} < 280 \times 10^{-4}$

$$\beta = \left\{ 257,2 + \frac{Re_{\text{вм}} - 154 \cdot 10^{-4}}{68 \cdot 10^{-4}} [92 - 67,2 \cdot (\Gamma_p - 1)] - 100 \cdot (\Gamma_p - 1) \right\} 10^{-8} \quad (6)$$

Рівняння регресії (4) і (5) використані нами для розрахунків коефіцієнта масопередачі активного кислотного розчину при його

радіальному поширенні в пласті. Результати розрахунків зображені на рис. 6 у вигляді профілів поширення кислотного розчину в пласті пористістю 13%, середнім діаметром пор 5×10^{-4} см, товщиною 2,5 см при витраті кислоти 3×10^{-3} см³/с, $\Gamma_p = 0; 0,5; 1$ та 1,5, газонасиченістю порового простору відповідно 0 і 0,21, насиченістю нерухомою фазою 0,22.

Згідно проведеного розрахунку, глибина проникнення активного солянокислого розчину становить до 75 см. Відповідно глибина проникнення активного газованого солянокислого розчину сягає до 100 см ($\Gamma_p = 0,5, 1$ і 1,5), що викликано вищим значенням числа Рейнольдса внаслідок наявності газонасиченості пласта.

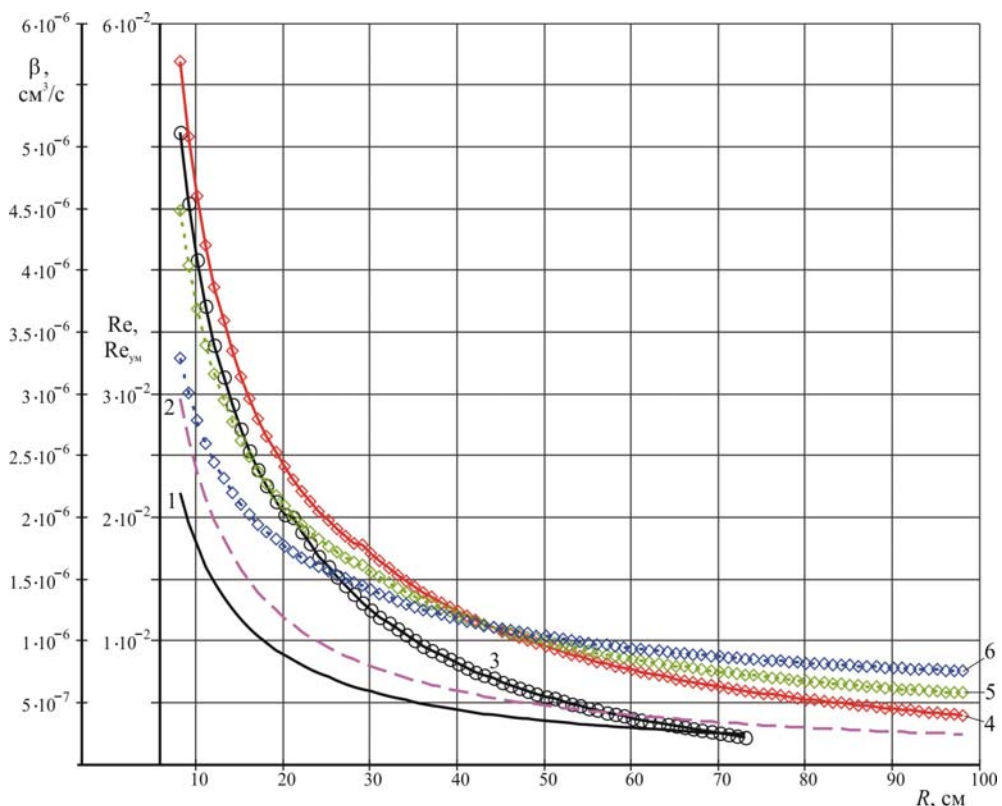


Рис. 6. Зміна гідродинамічних умов Re (1), Re_{vm} (2), коефіцієнта масопередачі β (3, 4, 5, 6) при її радіальному розповсюдженні:

1, 3 – негасована соляна кислота ($\Gamma_p = 0$); 2, 4, 5, 6 – газована соляна кислота ($\Gamma_p = 0,5, 1$ і 1,5).

Отже, приходимо до висновку, що після розчинення легко-розчинних компонентів породи контур початкової концентрації звичайної та газованої кислоти просувається в глибину пласта. При радіальному, (для $R=50$ см) проникненні звичайної і газованої кислоти перша нейтралізується швидше, внаслідок чого масопередача

негазованої кислоти падає і зменшується її активний вплив на породу пласта, а масопередача газованої кислоти стабілізується за рахунок зменшення тиску, при фільтрації по пласту, від вибійного до пластового, що дозволяє використати рухливість газу для перенесення кислотного розчину вглиб пласта. Додаткові розрахунки також свідчать, що при підвищенні витрати кислоти вдвічі профілі нейтралізації розширюються при збільшенні Γ_p у 1,8 разу.

Відповідно, при обробленні негазованою чи газованою кислотою порових колекторів соляна кислота практично повністю прореагує ще при нагнітанні, тому немає необхідності спеціально витримувати її в пласті для реагування. Більше того, потрібно зразу ж приступати до вилучення продуктів реакції, щоб уникнути закупорення порового простору тимчасово розчинними та нерозчинними продуктами реакції соляної кислоти. Ця задача легко розв'язується при обробці газованою кислотою.

Глибина проникнення активної кислоти, як підтверджують розрахунки, більше залежить від наявності розчинних компонентів у солянокислотному розчині. Для повного використання хімічної активності кислоти об'єм протискуючої рідини рекомендовано збільшити приблизно на $0,5 \text{ м}^3/\text{м}$ з метою витіснення активної кислоти за межі зони з $0,1 < R < 0,9 \text{ м}$.

Проведемо аналогічні розрахунки для умов заданої типової свердловини, що експлуатується НГВУ «Долина нафтогаз» з наступними вхідними даними: коефіцієнт пористості пласта 13%; середній діаметр пор $5 \times 10^{-4} \text{ см}$, товщина пласта 2000 см (20м); газове число $\Gamma_p = 0,5$; газонасиченість порового простору відповідно 0 (при фільтрації звичайного кислотного розчину) і 0,20 (при фільтрації газонасиченої кислоти), насиченість нерухомою фазою (пластовою водою) 0,22.

Для проведення розрахунку приймали критичну умову, що запомповування і протиснення кислотного розчину відбувалося за умов найбільшого тиску закачування в 30-32 МПа, що розвиває насосний агрегат ЦА-320М згідно технічної характеристики, а також умову, що роботи проводять одним або двома насосними агрегатами. Результати порівняльних розрахунків подано на рис. 7 та 8.

Як видно з рис. 7 та 8, збільшення витрати кислотних розчинів призводить до зростання умовного параметра Рейнольдса і відповідно радіусу зони масопереносу активного кислотного розчину. Отже, приходимо до висновку, що запомповувати і протискувати кислотний розчин в пласт потрібно при максимальній продуктивності, або двома насосними агрегатами.

Так, при роботі одного насосного агрегату і витраті в 2,9 л/с, що становить $2,9 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$, радіус зони оброблення активною негазованою кислотою буде становити до 40см, а насиченою азотом – до 55см.

Відповідно зона оброблення ПЗП активною кислотою при обробленні АКС буде на 30-35% більшою ніж при використанні негазованої соляної кислоти.

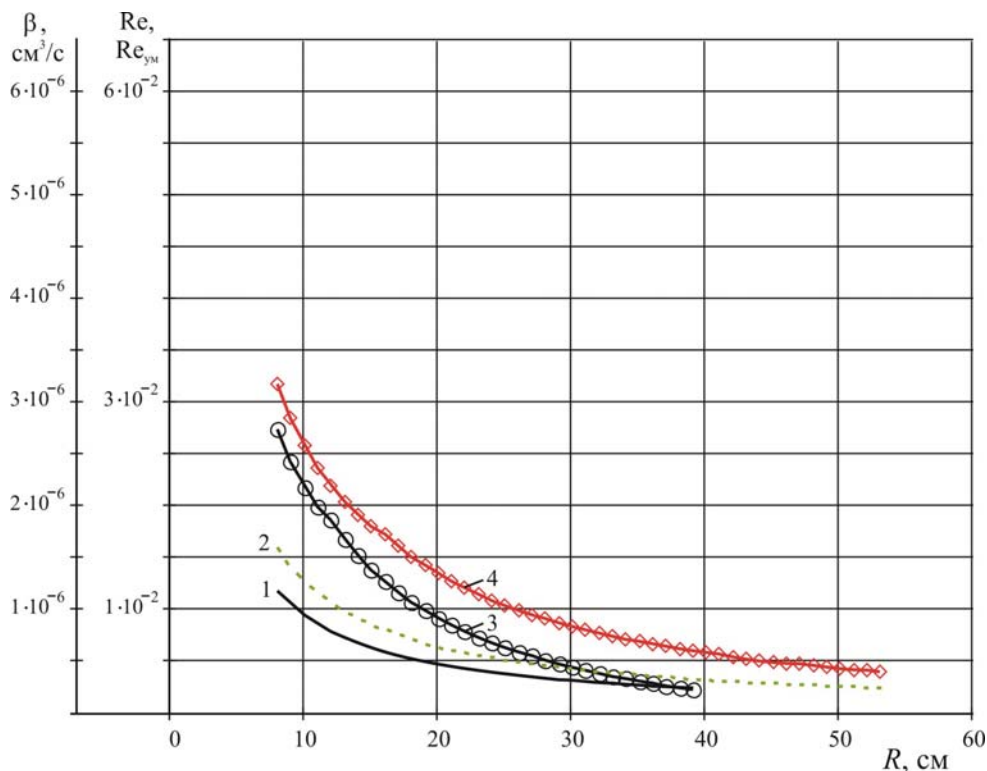


Рис. 7. Зміна гідродинамічних умов $Re_{ум}(1)$, $Re(2)$, коефіцієнта масопередачі β (3, 4) при її радіальному розповсюдженні у привибійній зоні пласта товщиною $h = 20$ м при роботі одним насосним агрегатом ЦА-320М: 1, 3 – негазована соляна кислота ($\Gamma_p = 0$); 2, 4, – газувана соляна кислота ($\Gamma_p = 0,5$).

У даній статті нами виконано дослідження використання кислотного оброблення свердловин газуваними кислотами.

1. Детально проведено дослідження проникнення газуваних і негазованих кислотних розчинів у поровий простір і результат їх взаємодії з взірцями. В результаті дослідження отримано, що після оброблення взірців зменшився вміст порових каналів радіусом $r < 2,5$ мкм і збільшилось число пор великого розміру з $r = 2,5-10,0$ мкм за рахунок розширення пор меншого розміру. Під час оброблення кислотними розчинами утворювалися нові пори $r = 10-25$ мкм, а при обробленні АКС – пори радіусом до 40 мкм.

2. Досліджено швидкість реакції кислотних розчинів у суміші з газуваною фазою. В результаті дослідження встановлено, що при малих значеннях числа умовного параметра Рейнольдса ($Re_{ум} < 50 \times 10^{-4}$) кис-

лота реагує досить швидко, а потім різко знижується при великих значеннях ($Re_{ум} > 50 \times 10^{-4}$). Збільшення газового числа до $\Gamma_p = 3$ при умовному параметрі Рейнольдса $Re_{ум} = 25 \times 10^{-4}$ спричинює зростання коефіцієнта масопередачі, а подальше збільшення газового числа суміші знижує коефіцієнт масопередачі. Після досягнення $\Gamma_p = 5,5$ подальше його зростання не впливає на швидкість реакції солянокислотного розчину.

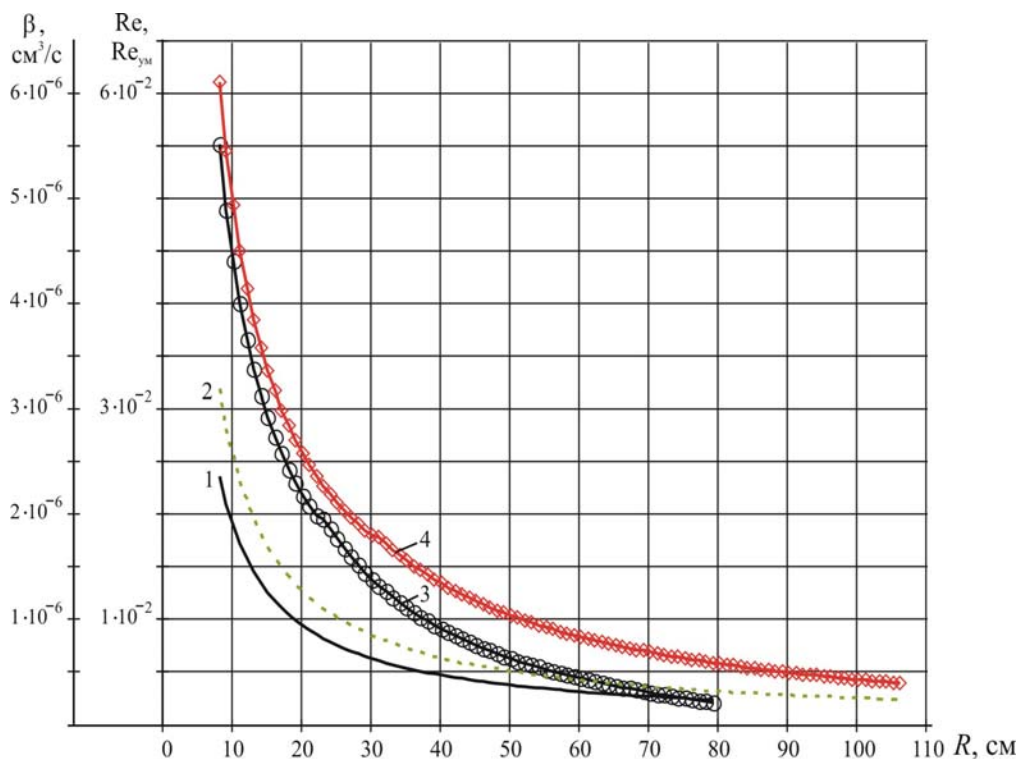


Рис. 8. Зміна гідродинамічних умов $Re_{ум}(1)$, $Re(2)$, коефіцієнта масопередачі β (3, 4) при її радіальному розповсюдженні у привибійній зоні пласта товщиною $h = 20$ м при роботі двома насосними агрегатами ЦА-320М: 1, 3 – негазована соляна кислота ($\Gamma_p = 0$); 2, 4, – газувана соляна кислота ($\Gamma_p = 0,5$).

3. На основі результатів лабораторних дослідів виведено рівняння регресії коефіцієнт масопередачі в залежності від умовного параметра Рейнольдса та газового числа Γ_p . Виконано розрахунки по визначенню глибини проникнення активного солянокислотного розчину при радіальному поширенні в пласті. Згідно розрахунків, при радіальному (для $R = 50$ см) проникненні звичайної і газуваної кислоти перша нейтралізується швидше, внаслідок чого масопередача негазуваної кислоти падає і зменшується її активний вплив на породу пласта, а масопередача газуваної кислоти стабілізується за рахунок зменшення тиску, при фі-

льтрації по пласту, від вибійного до пластового, що дозволяє використати рухливість газу для перенесення кислотного розчину вглиб пласта.

4. Фактичний досвід застосування, обробки з азотом забезпечує значне зростання успішності (більше ніж на 50%) і майже триразове збільшення видобутку порівняно з результатами КО, проведеними раніше на тих же свердловинах.

5. На підставі промислових дослідів визначено, що об'єктами для газокислотної обробки можуть бути низькопроникні порові колектори, що раніше підлягали кислотному обробленню за звичайною технологією, на яких повторні кислотні оброблення за такою технологією неефективні. Ефективність газокислотного оброблення таких об'єктів зумовлена глибшим радіальним проникненням активного кислотного розчину в пласт і утворенням великої кількості глибоких каналів більших розмірів. Відповідно, завдяки великим можливостям оброблення АКС на родовищах з теригенними низькопроникними колекторами, де свердловини неодноразово підлягали кислотній дії, збільшується фонд свердловин, перспективний для оброблення.

Література

1. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. Книга перша / Ю.Д. Качмар, В.М. Світлицький, Б.Б. Синюк, Р.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2004. – 352 с.
2. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. Книга друга / Ю.Д. Качмар, В.М. Світлицький, Б.Б. Синюк, Р.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2005. – 414 с.
3. Рудий М.І. Кислотне діяння на нафтогазовий пласт. Том 1. Кислоти / М.І. Рудий, С.М. Рудий, С.В. Наследніков. – Івано-Франківськ: ПП "Галицька друкарня плюс", 2011. – 482 с.
4. Нарощування ресурсної бази вуглеводнів шляхом кислотної дії на продуктивний пласт / А.Б. Меркур'єв, М.І. Рудий, В.В. Цьомко, Ю.Д. Качмар // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – № 3 (24)

*Стаття надійшла до редакційної колегії 7.12.2017 р.
Рекомендовано до друку д.т.н., професором **Бойком В.С.**,
д.ф.-м.н., професором **Світлицьким В.М.** (м. Київ)*

DETERMINATION OF OPTIMAL COMPOSITION OF GASEOUS ACID FOR TREATMENT BOTTOMHOLE ZONE**V. R. Vozny¹, D. O. Volchenko¹, R. F. Lagush², V. D. Katrych¹**¹*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;**76019, Ivano-Frankivsk, Karpatska str., 15*²*«NUBK»; Novy Urengoy, Promyslovaya str., 27*

The state of the bottomhole formation zone has a determining effect on the productivity of the open horizons. Deterioration of reservoir filtration and capacitance in the bottomhole zone of oil, gas and injection wells leads to a decrease in their productivity.

The use of gaseous acids and their mixtures with liquids makes it possible to create new technologies, improve and intensify known methods. The high efficiency of new and improved technologies using nitrogen and natural gas is due to its physico-chemical properties and the influence on hydrodynamic conditions of filtration processes.

The optimal composition of the aerated acid solution for treating the bottomhole formation zone is scientifically based.

Key words: *bottomhole zone, well, acid, nitrogen, natural gas, rocks.*