

© О.О. Агейчева¹

¹ Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»,
Полтава, Україна

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАСТОСУВАННЯ КИСЛОТНИХ СИСТЕМ ДЛЯ ТЕХНОЛОГІЙ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ПРИТОКУ

© O. Aheicheva¹

¹ National University Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic, Poltava, Ukraine

ACID SYSTEMS USAGE FOR INFLOW INTENSIFICATION TECHNOLOGIES EXPERIMENTAL JUSTIFICATION

Мета. Дослідження та експериментальне обґрунтування застосування кислотних систем для технологій інтенсифікації притоку. Вивчення особливості механізмів і методів відновлення привибійної зони пласта.

Методика дослідження складається з таких п'яти основних кроків. 1. Діагностика причин погіршення стану. 2. Підбір відповідних реактивів для обробки. 3. Вибір способу доставки агента в пласт (проектування). 4. Моделювання (розрахунок). 5. Прогнозування кінцевої продуктивності свердловини

Результати. Досліджено деякі фізичні засоби відведення введеної кислотної композиції для селективної обробки, які включають: використання кульок з гумовим покриттям, що додають до композиції введеної рідини для закупорювання приймальних отворів, і використання пакерів, які ізолюють зону необхідні для очищення під час експлуатації від решти стовбура свердловини. Обґрунтовано, що механічні способи селективного очищення відрізняються від інших тим, що повністю охоплюють нецільові інтервали, направляючи весь потік реагенту у відкриту зону.

Наукова новизна. Встановлено, що підвищення ефективності впливу на привибійну зону свердловин солянокислими розчинами є одним із факторів ефективної розробки покладів нафти в карбонатних колекторах. Для вирішення цієї проблеми досліджено геолого-технологічне обґрунтування вибору свердловин і технологічних параметрів впливу в конкретних геологічних умовах покладів.

Практична значимість. Проведене дослідження дозволило зробити висновок про те, що для проведення успішної кислотної обробки високотемпературного колектора необхідно на етапі вибору технології враховувати цілий ряд факторів, наприклад, на проникаючу здатність кислотного складу, його корозійну активність і сумісність з пластовими флюїдами, термостабільність. За результатами проведеного дослідження встановлено, що за допомогою математичного моделювання пропонуваної технології кислотної обробки пластів з різною проникністю підтверджено потенційну ефективність застосування гідрофобізованого емульсійного кислотного складу.

Ключові слова: видобуток, продуктивність, нафтогазові технології, експлуатація свердловин, кислотні системи.

Вступ. Кислотна обробка привибійної зони пласта є одним із традиційних та загальноприйнятих способів відновлення фільтраційно-ємнісних характеристик (ФЄХ) привибійної зони пласта (ПЗП) шляхом розчинення породи й пода-

льшого утворення високопроникних каналів. Задля збільшення результату обробки активна складова (кислота) має бути розподілена рівномірно обробці всіх закольматованих зон, що після відпрацювання повинна бути легко вилучена на етапі промивання та освоєння після операції. Відхилення складу особливо необхідне у пластах, складених продуктивними горизонтами, які значно відрізняються за проникністю, коли традиційні методи кислотної обробки (КО) не впливають на низькопроникні пропластки. Від буріння, капітального ремонту свердловин (КРС), інтенсифікації, від втручання в техногенний пласт відбувається блокування твердою фазою та гематитом. З часом природний фактор погіршується, це може відбуватись під впливом промивальної рідини, що охолоджує пласт та призводить до випадання в осад кристалів парафіну, або раптового зменшення тиску пластової рідини за рахунок швидкого випаровування розчиненого в ній газу [1].

Метою статті є дослідження та експериментальне обґрунтування застосування кислотних систем для технологій інтенсифікації притоку. Завданнями роботи є вивчення особливостей механізмів і методів відновлення привибійної зони пласта.

Зміни фільтраційних властивостей порід-колекторів відбуваються при проникненні в продуктивні пласти під час первинного розкриття як фільтрату промивальної рідини, так і дисперсної фази [2, 3].

На сьогодні існують ефективні кислотні компоненти. Попри те, що є багато систем забруднення, немає універсальних композицій. Тому актуальною є мета цієї роботи: удосконалити технологію та створити нові склади, нові компоненти та композиції для родовищ України.

Основна частина. Дослідна частина ґрунтується на вивченні фільтрації, самостійної дії, на кольматанта, визначенні швидкості фільтрації з конденсатом, з соляною кислотою, потім під температурою. На основі експерименту планується обрати рецептуру для розкольматзації та хімічні реагенти, щоб розблокувати сучасні полімерні розчини. Приклад приготування бурового розчину при різних співвідношеннях компонентів подано у таблиці 1.

Таблиця 1

Приклад приготування бурового розчину при різних співвідношеннях компонентів, pH=11

№ з/п	Склад бурового розчину, мас.%			
	DUO-VIS	CELPOL SLX	КМЦ-HV	KCL
1	1	1	0,5	5

Для моделювання кислотної обробки у складних гірничо-геологічних умовах були докладно вивчені результати вже проведеної КО на одному з родовищ Полтавської області (з двома продуктивними горизонтами, що близько залягають, з різними ФЄХ). Для повноцінного розуміння механізму розподілу кислоти за продуктивними горизонтами були проаналізовані характеристики сверд-

ловини, її історія та результати КО. Чисельне моделювання підтвердило необхідність розробки й використання нових композицій на Мачухському родовищі, як основну технологію обробки привибійної зони. Для підтвердження результатів моделювання було проведено наближене фізичне моделювання процесу обробки розглянутої свердловини. Згодом результати проведених експериментів були зіставлені з результатами, отриманими при моделюванні [4–6]. Оптимальний склад був розроблений та перевірений у два етапи:

- а) розробка компонентного та хімічного складу;
- б) проведення фільтраційних досліджень на керні для перевірки реальних властивостей розробленого кислотного складу (КС).

Розробка компонентного та хімічного складу охопила:

- а) знаходження оптимальної концентрації полімеру;
- б) проведення досліджень системи за 4 різних умов середовища для моделювання потоку від гирла до вибою свердловини.

Для підбору ефективної основної пачки КС проведено випробування (швидкість реакції та ступінь розчинення) кислотних складів на основі соляної кислоти з різною концентрацією та додаванням органічних кислот (оцтової та мурашиної) та полімерів.

Як гідрофобна поверхнево-активна речовина (ПАР) обраний «ГКЖ-10», оскільки він є досить доступним гідрофобізатором як в Україні, так і за кордоном. Для запропонованої технології можна використовувати будь-який ПАР-гідрофобізатор з оптимальною концентрацією.

Під час другої фази експериментальних досліджень для оцінки ступеня забруднення порід був проведений дослід з пропускання рідини через фільтр під дією перепаду тиску. Фільтр виготовлений з кварцового пісковика. Розміри пор пісковика знаходились у межах від 2 до 10 мкм [7]. При прокачуванні керосином рідина проходила через пісковик за 8 хв. Після змішування піску насиченим керосином з розчином на основі ПАА DK Dril концентрацією 0,2% в результаті дослідів пласт було заблоковано. Подібні процеси відбуваються і у проникних пластах свердловини під час циркулювання в ній різних технологічних рідин.

Дизайн КО виглядає наступним чином: введення партії HCl, HCl + органічні кислоти. Кислотний склад розподіляється по необробленим зонам і створює нові червоточини.

Для проведення експериментальних досліджень, які лягли в основу даної статті, було створено модель, яка ґрунтується на реальному родовищі, що розташоване в Полтавській області. На цьому родовищі більшість свердловин розкривають два продуктивні горизонти, які сильно відрізняються за ФЄХ. Вище-лежачий пропласток має кратно більшу проникність, ніж нижній. У даній статті розглянуто складно-побудований карбонатний колектор, який складається з двох пропластків, що мають різні колекторські властивості. Колектор є неоднорідним.

Основний алгоритм дослідження полягає в таких етапах:

представлення чисельної моделі вже проведеної кислотної обробки в свердловині для розуміння механізму розподілу кислоти між пропластками;

створення нових складів, нових композицій для конкретних різних умов на родовищах України;

вивчення ефективності розробленої композиції під час експерименту з одночасною фільтрацією паралельно закріплених кернів.

Дослідження дозволило вивчити дві технології, які вможливають підвищення ефективності кислотної обробки нафтогазових пластів зі значною різницею проникності. У разі недоступності пакерного обладнання його можна легко замінити правильним підбором технологічних рідин та оптимальною послідовністю обробки колекторів при їхній одночасній експлуатації.

Для проведення успішної операції з обробки продуктивних покладів кислотними складами пропонується використовувати дві технології, які обираються з урахуванням розташування нафтогазових колекторів різної проникності [7, 8].

Верхній високопроникний поклад є інтервалом поглинання флюїду, який закачується, що не дає реагентам потрапляти в нижчележачий поклад зі значно меншою проникністю.

Для цього випадку послідовність етапів технології та робочі рідини будуть наступні:

1. Закачування через насосно-компресорні труби(НКТ) підібраного кислотного складу у свердловину.

2. Закачування та продавка розрахункового обсягу емульсії «нафта в кислоті» у високопроникний пласт.

3. Промивання із забезпеченням циркуляції підібраного КС.

4. Закачування та продавка розрахункового обсягу підібраного КС в низькопроникний пласт.

5. Виклик припливу.

Саме така послідовність дозволяє спочатку потрапити кислотному складу переважно у віддалені зони високопроникного пласта, а нижній інтервал залишається не залученим до процесу КО [9]. Наступне закачування розробленої емульсії закупорює тріщини, порожнечі та червоточини в силу своєї високої в'язкості, що дозволить спрямовувати підібраний кислотний склад в обхід зони поглинання. Прокачування підібраного кислотного складу вимиває емульсію зі стовбура свердловини шляхом циркуляції рідини на вибої та під тиском продавлюється в низькопроникний пласт. Останній етап являє собою промивання свердловини і виклик припливу з вилученням блокуючої емульсії і кислоти, що взаємодіє з продуктами реакції з ПЗП [10].

Це дає можливість обробити два розкриті продуктивні пласти значно різної проникності без використання додаткового обладнання.

Високопроникний пласт залягає нижче низькопроникного. У цьому випадку нижчерозташований високопроникний поклад, як і раніше, є інтервалом поглинання флюїду, що закачується. Однак послідовність етапів інша:

1. Закачування через НКТ розрахункового обсягу підібраного кислотного складу високопроникний пласт.
2. Закачування розрахункового обсягу емульсії «нафта в кислоті» у свердловину.
3. Протискування кислотної емульсії підібраного КС у високопроникний пласт.
4. Продавка розрахункового обсягу підібраного КС у низькопроникний пласт.
5. Виклик притоку.

Отже, запропоновано технології інтенсифікації припливу нафти з пластів зі значною різницею проникності без використання пакерного обладнання. Основний ефект досягається шляхом використання активних рідин з різними реологічними властивостями та послідовністю їх закачуваннях [11].

Для чисельного моделювання КО на реальному об'єкті використовувалося спеціалізоване програмне забезпечення (ПЗ) (StimCADE). Програмне забезпечення StimCADE створено корпорацією Schlumberger для прикладного використання на всіх етапах проведення обробки привибійної зони (ОПЗ): підбір свердловин-кандидатів для КО, розробка дизайну, супровід, оцінка результатів у режимі реального часу та після проведення операції.

У роботі для чисельного моделювання використовувалися доступні дані з історії роботи обробленої свердловини та її експлуатаційні характеристики до і після ОПЗ. Обробка складається з використання основної промивної рідини та продавочної рідини.

Основна промивна рідина представлена 28% розчином соляної кислоти з 15% нафтокислотою емульсією. Як продавочна рідина використовується гас. Соляна кислота в концентраціях 15% і 28% традиційно застосовується на Мачухському родовищі як робочий агент при проведенні КО.

Перший крок у розробці пакера-відхилювача – це підбір оптимального емульгатора та його робочої концентрації у складі рідини. Для знаходження оптимального емульгатора, що дозволяє створити емульсію необхідного рівня в'язкості та стабільності в умовах проникнення в порове середовище та реагування з породою-колектором, було протестовано понад двадцять різних зразків. Для знаходження найбільш технічно та економічно ефективної концентрації були проведені випробування на визначення міжфазного натягу. Серед розглянутих емульгаторів найбільш ефективним виявився емульгатор зі складноефірними сполуками, що включає розчини олеїнової, лінолевої, ліноленової та смоляної кислот.

Було з'ясовано, що необхідна в'язкість емульсії кислотної досягається при 70% об'ємному вмісті розчину 15% соляної кислоти і 30% нафти.

Кислотна фаза емульсії підготовлена змішуванням концентрованої соляної кислоти з дистильованою водою та інгібітором корозії. Нафтова фаза емульсії готується шляхом перемішування нафти та емульгатора при високих обертах. Потім кислотна фаза повільно додається до нафтової та перемішується на високих обертах протягом 30 хвилин.

Далі для оцінки якості підготовленої емульсії заміряється її електропровідність (приблизно дорівнює нулю). На додаток до цього було проведено реологічний тест, який, складається з чотирьох стадій:

1. Випробування реологічних властивостей емульсії у поверхневих умовах.
2. Прокачування рідини через колектор.
3. Проходження рідини з колектора в пласт з подальшим його розчиненням (на цій стадії в емульсію поступово додавався карбонат кальцію).
4. Відкачування емульсії із системи колектора.

На третьому і четвертому етапах відбувається взаємодія кислоти з породою, що імітує поведінку емульсії при КО, зокрема, можна простежити зміну її в'язкості. У таблиці 2 узагальнено типи проведених випробувань кожної стадії дослідження.

Таблиця 2

Методи лабораторних досліджень щодо визначення реологічних властивостей відповідно до зовнішніх умов та стадій досліджень

Стадія	Вид випробування	Температура, С	Тривалість випробування, хв
Поверхневі умови	Визначення коефіцієнту тиксотропії	20	0
Прокачування емульсії через колектор	Визначення в'язкості емульсії та коефіцієнту тиксотропії	20	30
Закачка у пласт	Визначення в'язкості емульсії та коефіцієнту тиксотропії	60	90
Відтік із пласта	Визначення в'язкості емульсії та коефіцієнту тиксотропії	60	90

Як основна партія кислотного складу для ОПЗ має бути обрана кислота, яка б мала найнижчу швидкість реакції при найбільш високій розчинній здатності при контакті з породою. Крім того, має бути можливість регулювання корозійної активності реагенту. Найбільш поширений реагент, що використовується при КВ в карбонатних колекторах, – соляна кислота. Однак соляна кислота в чистому вигляді не використовується через її високу швидкість реакції з породою і високу корозійну активність. Для контролю цих характеристик при використанні розчинів соляної кислоти, як основного реагенту, застосовується два підходи: перший – це змішування соляної кислоти з органічними кислотами, які виступають як буфер і пролонгатор реакції, що дозволяє створювати більш протяжні червоточини, що підвищує продуктивність свердловини. А другий підхід – це використання повільно діючої кислоти, яка виходить шляхом змішування кислоти з ПАР (уповільнювачами реакції).

Виходячи з вищевказаних відомостей для використання у складі основної партії КС були досліджені суміші соляної кислоти з органічними кислотами та соляної кислоти з ПАР у різних концентраціях при пластовій температурі

(60 °C). Як методи випробування для досліджень були обрані тести на швидкість реакції кислоти з породою і ступінь розчинення породи в кислоті (розчинна здатність). Кількісна оцінка ефективності тієї чи іншої суміші реагентів проводилася щодо результатів випробувань розчину соляної кислоти без домішок. Додавання органічних кислот і ПАР до розчинів соляної кислоти проводилося з метою не тільки знизити швидкість реакції складу з породою, а й збільшити при цьому розчинну здатність складу, оскільки оптимальним є реагент з найбільш низькою швидкістю реакції при найбільш високій розчинній здатності [11]. Окрім цього, додатковою метою було знаходження суміші речовин, які пролонгують дію кислоти (що збільшують час нейтралізації).

За основу взяті традиційно використовувані на родовищі розчини соляної кислоти в концентрації 15% і 28%. До них додавалася оцтова кислота з концентраціями 8 – 13% та мурашина – концентрацією від 5% до 9%. Вимірювання швидкості реакції та розчинної здатності сумішей соляної кислоти з мурашиною та оцтовою кислотами проводилося протягом 3 годин. Відповідно для цієї групи випробувань використовували бюретку з піском/пропантом, що імітують породу. Ступінь розчинення фіксувався через 5, 15, 30, 60, 120 та 180 хвилин.

Наступна група випробувань передбачала дослідження суміші розчинів соляної кислоти з ПАР у концентраціях 0,2%, 0,5% та 1% щодо всієї маси суміші. Випробування проводилися з використанням тих самих методик, обладнання та витратних матеріалів, що і при випробуваннях сумішей соляної та органічних кислот.

Фізико-хімічні властивості соляної кислоти залежать від концентрації та молярної частки HCl у розчині. Соляна кислота виробляється у концентрації 38% (товарна форма). У хімічних лабораторіях зберігається та закуповується товарна форма кислоти, відповідно завжди виникає необхідність розрахунку частки концентрату для отримання розчину необхідної для експерименту концентрації.

Для розробки основної партії КС необхідно досліджувати безліч розчинів кислот у різних концентраціях. У лабораторії, на основі якої проводилися дослідження, була лише товарна форма соляної кислоти. Для отримання розчину кислоти з необхідною для експерименту концентрацією варто було зробити розрахунок необхідної кількості концентрованої кислоти та води. У рамках цього завдання за наведеною нижче методикою було здійснено розрахунок об'ємного співвідношення товарної форми кислоти та води.

З метою дослідження здатності емульсії у складі розробленого КС виступати як хімічний пакер-відхильник проведено фільтраційний експеримент. Дослідження проводилося з використанням двох паралельно розташованих керн-насосів. Один керн – високопроникний, імітує верхній продуктивний горизонт, другий керн – низькопроникний, імітує нижчий продуктивний горизонт. Такий метод дослідження був проведений з метою симуляції кислотної обробки у свердловині, що розкриває кілька продуктивних горизонтів з різними властивостями. Використання багатостадійної технології КО необхідне для перенаправлення основної партії розчину (активної частини) від високопроникного колек-

тора до нижнього низькопроникного [10]. Протитиск на вихідній стороні зразків було задано на рівні 7,58 МПа. Динаміка зміни тиску вимірювалася за допомогою відповідного датчика тиску. Тиск обтиску на обидва зразки було встановлено на рівні 17,24 МПа, відповідно до реальних тисків у пласті. Дослідження проводилося за умов постійно заданої температури (60°C).

Процедура проведення експериментального дослідження складалася з таких етапів:

1. Закачування дистильованої води до стабілізації тиску на вході в зразок;
2. Закачування першої партії КС (15% розчин соляної кислоти з ПАР у масовій концентрації 0,5%) при постійному рівні витрати – 0,5см³/хв;
3. Закачування емульсії для створення ефекту хімічного пакеру та перенаправлення кислоти;
4. Промивання труб системи, відпрацювання (моделювання промивання вибою свердловини);
5. Закачування основної партії КС (15% розчин соляної кислоти з ПАР масової концентрації 0,5%) з метою обробки низькопроникного зразка;
6. Проведення заходів щодо очищення порового простору та труб системи після проведення обробки (відпрацювання, промивання, освоєння, виклик приливу).

Процес фізичного моделювання кислотної обробки було проведено за поданим далі планом:

1. Проведення низки хіміко-аналітичних досліджень у процесі розробки емульсійно-кислотної системи (ЕКС).
2. Проведення досліджень щодо визначення ефективності різних сумішей кислот і ПАР, визначення оптимального складу основної активної пачки КС.
3. Проведення досліджень на визначення відхиляючих характеристик КС при випробуванні технології на установці.

Висновки. Значна кількість запропонованих на сьогодні технологій інтенсифікації привибійної зони соляною кислотою свідчить про велику різноманітність продуктивних пластів за умовами залягання, геолого-фізичними та фізико-хімічними властивостями порід-колекторів і флюїдів, що насичують їх, відмінностями в технології розробки, які необхідно враховувати при впливі для підвищення його ефективності. Математичне моделювання підтвердило необхідність розробки ЕКС з покращеною відхиляючою здатністю, що дозволить рівномірно впливати на обидва продуктивні горизонти з різними ФЄХ. Проведено аналіз профільної літератури, на підставі якого виділено і розглянуто основні проблеми, що виникають в ході кислотних обробок високотемпературних пластів колекторів. У число розглянутих проблем такі як: швидка нейтралізація кислоти, інтенсивні процеси осадоутворення, прискорення процесу корозії металу, а також обмеження по термостабільності розчинів. Розглянуто також і існуючі методики вирішення наведених проблем, які вже знайшли своє застосування в нафтогазовій галузі. Сплановано подальші експерименти з математичного та фізичного моделювання процесу кислотної обробки.

Перелік посилань

1. Stotts, G. W. J., Anderson, D. M., & Mattar, L. (2007, April 16). Evaluating and Developing Tight Gas Reserves—Best Practices. *All Days*.
<https://doi.org/10.2118/108183-MS>
2. Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. Sh., Khafizov, A. R., Kharina, S. B., Abutalipova, E. M. & Avrenyuk, A. N. (2017). Peculiarities of selecting well-killing fluids composition for difficult conditions. *Oil Industry*, 1, 66–69.
3. Зезекало, І.Г., Іваницька, І.О., & Агейчева, О.О. (2020). Основні принципи відновлення продуктивності свердловин закольматованих у процесах буріння та експлуатації методом кислотних обробок. *Вісник НТУ «ХПІ»*, 6 (1360). 90–94.
<https://doi.org/10.20998/2220-4784.2020.06.14>
4. Агейчева, О.О., Зезекало, І.Г., & Бухкало, С.І. (2020). Загальні системи аналізу віддачі пластів свердловин. *XXIX Міжн. н-практ. конф. «Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я» (MicroCAD2020) 18–20 травня 2021 р.: у 5 ч. Ч. II* (за ред. проф. Сокола Є.І.), 103.
5. Зезекало, І.Г., Бухкало, С.І., & Агейчева, О.О. (2020). Деякі задачі з підвищення віддачі пластів свердловини. *XXIX Міжн. н-практ. конф. «Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я» (MicroCAD2020) 18–20 травня 2021 р.: у 5 ч. Ч. II* (за ред. проф. Сокола Є.І.), 149.
6. Bukhkalov, S. (2021). The systems and models for complex polymer solid waste. *XXIX Міжн. н-практ. конф. «Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я» (MicroCAD-2020) 18–20 травня 2021 р.: у 5 ч. Ч. II* (за ред. проф. Сокола Є.І.), 114.
7. Бухкало, С.І. (2018) Особливості розробки об'єктів інтелектуальної власності зі студентами. *XXV Межд. н-практ. конф. «Информационные технологии: наука, техника, технология, образование, здоровье» (MicroCAD-2018) 17–19 мая 2018. X.: Ч. II*, 201.
8. Зезекало, І.Г., Бухкало, С.І., Іваницька, І.О., & Агейчева, О.О. (2021). Аналіз підвищення якості кислотних обробок за рахунок використання нових робочих агентів. *Вісник НТУ «ХПІ»*, 6 (1360), 18–23.
<https://10.20998/2220-4784.2021.01.04>
9. *Determination of Oil and Gas Reserves, Petroleum Society Monograph Number 1, Chapter 18* (2004). Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum.
10. Rabie, A. I., & Nasr-El-Din, H. A. (2015, September 14). Effect of Acid Additives on the Reaction of Stimulating Fluids During Acidizing Treatments. *Day 2 Tue, September 15, 2015*.
<https://doi.org/10.2118/175827-MS>
11. Sarma, D. K., Rao, Y. R., Mandal, B., & Bhargava, P. K. (2012, March 28). Application of Self-Diverting Acid System for Stimulation of Multilayered Wells in Carbonate Reservoir: A Case Study. *All Days*.
<https://doi.org/10.2118/154554-MS>

ABSTRACT

Purpose. Research and experimentally substantiate the use of acid systems for inflow intensification technologies. To study the peculiarities of the mechanisms and methods of restoration of the near-outbreak zone of the reservoir.

The methods. 1. Diagnosis of the causes of deterioration. 2. Selection of appropriate reagents for processing. 3. Selection of the method of delivery of the agent into the reservoir (design). 4. Modeling (calculation). 5. Prediction of the final productivity of the well.

Findings. There are some physical means of diverting the injected acid composition for selective treatment, which include: the use of rubber-coated balls added to the injected fluid composition to plug the receiving holes, and the use of packers that isolate the zone necessary for cleaning during

operation from the rest of the wellbore. Mechanical methods of selective cleaning differ from others in that they completely cover non-target intervals, directing the entire flow of the reagent to the open area.

The originality. Increasing the effectiveness of the influence of hydrochloric acid solutions on the near-cut zone of wells is one of the factors in the effective development of oil deposits in carbonate reservoirs. To solve this problem, geological and technological justification of the choice of wells and technological parameters of influence in specific geological conditions of the deposits is necessary.

Practical implementation. A significant number of technologies proposed today for the intensification of the subsurface zone with hydrochloric acid indicate a great variety of productive layers in terms of their occurrence, geological-physical and physico-chemical properties of reservoir rocks and fluids that saturate them, differences in development technology that must be taken into account when influencing increasing its efficiency. Acid treatment is one of the traditional and generally accepted methods of restoring by dissolving the rock and the subsequent formation of highly permeable channels. In order to maximize the effect of the treatment, the active part of the composition (acid) should be redistributed to evenly treat all clogged areas, and the entire composition after working out should be easily removed at the stage of washing and development after the operation.

Keywords: *production, productivity, oil and gas technologies, well operation, acid systems*