

# Виробничий досвід

УДК 622.276.64

## ОСОБЛИВОСТІ ВЗАЄМОДІЇ КРЕМНІЙФТОРИСТОВОДНЕВОЇ КИСЛОТИ З КАРБОНІЗОВАНИМИ ПІСКОВИКАМИ ПЕРЕДКАРПАТТЯ

М.І. Рудий

Науково-дослідний і проектний інститут ВАТ “Укрнафта”  
76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар ім. Пушкіна, 2. тел. (0342) 776141,  
e-mail: [nafta@ndpi.ukrnafta.com](mailto:nafta@ndpi.ukrnafta.com)

Рассмотрены основные свойства кремнийфтористоводородной кислоты с целью изучения возможности ее использования при глинокислотной обработке продуктивных пластов месторождений Предкарпатья. В ходе исследований установлено, что нагнетание данной кислоты в карбонизированные песчаники дает неоднозначные результаты – и увеличение, и снижение проницаемости керна. Такой механизм действия кремнийфтористоводородной кислоты связан с одновременным протеканием двух процессов – растворения карбонатного цемента песчаников, что увеличивает проницаемость кернов, и гидролизом образовавшегося кремнийфторида кальция, что способствует снижению проницаемости в результате образования нерастворимых фторида кальция и кремневой кислоты. Использование смеси соляной и кремнийфтористоводородной кислот для обработки карбонизированных песчаников механизм взаимодействия не изменяет, но снижает отрицательное влияние фторсодержащей кислоты на проницаемость. При их обработке гидролиз соли имеет доминирующее влияние на проницаемость, чем растворение породы. Оптимальными условиями при использовании кремнийфтористоводородной кислоты или ее смеси с другими кислотами являются терригенные глинистые коллектора с незначительной карбонатностью.

Одним з важливих чинників стабілізації видобутку нафти і газу на нафтових покладах України, основна частина з яких знаходиться на пізній стадії розробки, є інтенсифікація їх видобутку. З цією метою досить широко застосовуються кислотні обробки, що забезпечують відновлення та збільшення проникності продуктивних пластів. Для оброблення пластів переважно застосовують соляну, фтористоводневу та оцтову кислоти. Однак, “звикання” свердловин до повторних кислотних обробок призводить до зниження їх ефективності. Тому підвищення ефективності повторних обробок є важ-

The main properties of siliconfluoridehydrogen acid have been investigated with the purpose of studying the possibility of its use under the clayacid processing of productive layers of the Precarpathian deposits. During the investigation we have established that the injection of the given acid into carbonized sandstones gives us ambiguous results – both the increase and the decrease of porepermeability. Such mechanism of the action siliconfluoridehydrogen acid is connected with simultaneous flow of two processes – dissolution of carbonate cement of sandstones that increases the porepermeability and hydrolyzm of the formed siliconfluoride calcium that contributes to the decrease of porepermeability as result of the formation of dissoluble calcium fluoride and silicon acid. The use of the mixture of hydrochloric and siliconfluoridehydrogen acids to process carbonized sandstones the mechanism of interaction doesn't change but decreases the negative influence of fluorine acid on permeability. Under their processing, salt hydrolyze has more dominant influence on permeability that dissolution of rock. Optimum conditions under the use of siliconfluoridehydrogen acid and its mixture with other acids turn out to be clay collectors with a slight carbonation.

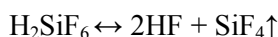
ливою проблемою, що потребує постійного вивчення та вдосконалення існуючих технологій кислотної дії на продуктивний пласт. Одним із шляхів її вирішення є застосування нових кислотних систем для інтенсифікації видобутку нафти і газу з видобувних свердловин.

Продуктивні пласти більшості нафтових покладів України представлені терригенними породами, переважну кількість яких складають силікати. Крім того, у терригенних породах присутні глинисті та карбонатні компоненти. Взаємодіяти з ними здатні тільки фтористоводнева, борофтористоводнева та кремнийфтористовод-

нева кислоти. Соляна, сірчана та органічні карбонові кислоти здатні розчиняти переважно карбонатні компоненти теригенної породи і, частково (не більше 10%) – глинисті компоненти породи.

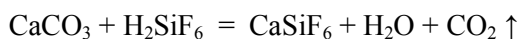
Кремнійфтористоводнева кислота як самостійно, так і в суміші з іншими реагентами знайшла застосування в процесі інтенсифікації видобутку нафти і газу на родовищах Поволжжя та Західного Сибіру [1-4]. Однак, інформація про її властивості щодо розчинення компонентів гірської породи продуктивних пластів родовищ України відсутня. З метою вивчення основних властивостей кремнійфтористоводневої кислоти та визначення можливості її застосування під час кислотної обробки продуктивних порід нафтових покладів України виконано запропоновану роботу.

Кремнійфтористоводнева (гексафторкремнієва) кислота –  $H_2SiF_6$  – відноситься до сильних кислот. Її властивості проявляються сильніше, ніж у сірчаної кислоти: ступінь дисоціації кислоти в 0,1 н розчині складає близько 75%. Густина 34% розчину  $H_2SiF_6$  дорівнює 1314 кг/м<sup>3</sup>. За температур, вищих 50°C, розчин  $H_2SiF_6$  димить на повітрі. Виділення газу (фториду кремнію -  $SiF_4$ ) збільшується з підвищенням концентрації та температури:



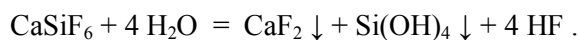
За концентрації понад 60% кислота повністю розкладається і переходить у газоподібний стан. В той же час 13,3% розчин кремнійфтористоводневої кислоти піддається перегонці без розкладання.

Взаємодія кремнійфтористоводневої кислоти з карбонатами призводить до утворення гексафторсилікатів ( $CaSiF_6$ ), а також фторидів кальцію або магнію:



Під час реакції з карбонатами відбувається утворення густої піни та виділення тепла. Утворений під час реакції з карбонатами гексафторсилікат кальцію -  $CaSiF_6$  - добре розчинний у воді (до 25°C), але за температури понад 25°C піддається гідролізу з утворенням важкорозчинних у воді продуктів. Розчинність  $CaSiF_6$  і  $MgSiF_6$  у воді за температури 20°C становить відповідно 22,3 та 23,5%. У розчинах кислоти розчинність їх солей зменшується з підвищенням концентрації  $H_2SiF_6$  в кислотній системі. Так, максимальна розчинність  $CaSiF_6$  в 5% розчині кремнійфтористоводневої кислоти становить 22,5%, а в 20% розчині  $H_2SiF_6$  розчинність солей магнію та кальцію відповідно тільки 6,3 та 7,5%.

У воді гексафторсилікати металів піддаються гідролізу за такою схемою:



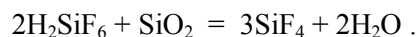
Встановлено, що за температури 20°C гідролізу піддається тільки 1,5% від кількості  $CaSiF_6$ . При цьому чим вища температура, тим вищий ступінь гідролізу  $CaSiF_6$ . За температури 70°C 10% розчин  $CaSiF_6$  гідролізується вже на

95% протягом першої години. Гексафторсилікат магнію в цьому відношенні більш стійкий. Так, за температури 80°C в насиченому розчині знаходиться 32,4%  $MgSiF_6$  та 1,4%  $H_2SiF_6$ .

Розчинення карбонатної породи кремнійфтористоводневою кислотою відбувається зі швидкістю того ж порядку, що й у випадку соляної кислоти. Однак, через 40-45 хвилин взаємодії реакція сповільнюється, а через 60-80 хвилин – практично припиняється, хоча кислотність розчину залишається достатньо високою (1-8%). Це пояснюється утворенням нерозчинних продуктів реакції, які, екрануючи поверхню карбонатної породи, повністю припиняють розчинення. Одним із таких продуктів є фторид кальцію –  $CaF_2$  (його вміст особливо збільшується з підвищенням температури або з введенням соляної кислоти). Іншим продуктом є кремнієва кислота –  $H_2SiO_3$ .

Під час розчинення вапняку максимум швидкості розчинення спостерігається за 20% вмісту  $H_2SiF_6$ . За 45% концентрації кремнійфтористоводневої кислоти в 17,5 раз повільніше розчиняє карбонатну породу, ніж 20% розчин  $HCl$ . Зниження швидкості розчинення за концентрації 20-45% пов'язане зі зменшенням ступеня дисоціації молекул кислоти, низькою розчинністю  $CaSiF_6$  в кремнійфтористоводневій кислоті та утворенням захисної плівки з продуктів реакції. Це спонукає рекомендувати висококонцентровані розчини  $H_2SiF_6$  для обробки віддалених зон карбонатних пластів. При цьому утворення важкорозчинних солей  $CaF_2$  не спостерігається, як і у випадку глинокислотних розчинів.

Взаємодія кремнійфтористоводневої кислоти з силікатними породами відбувається за такою схемою:

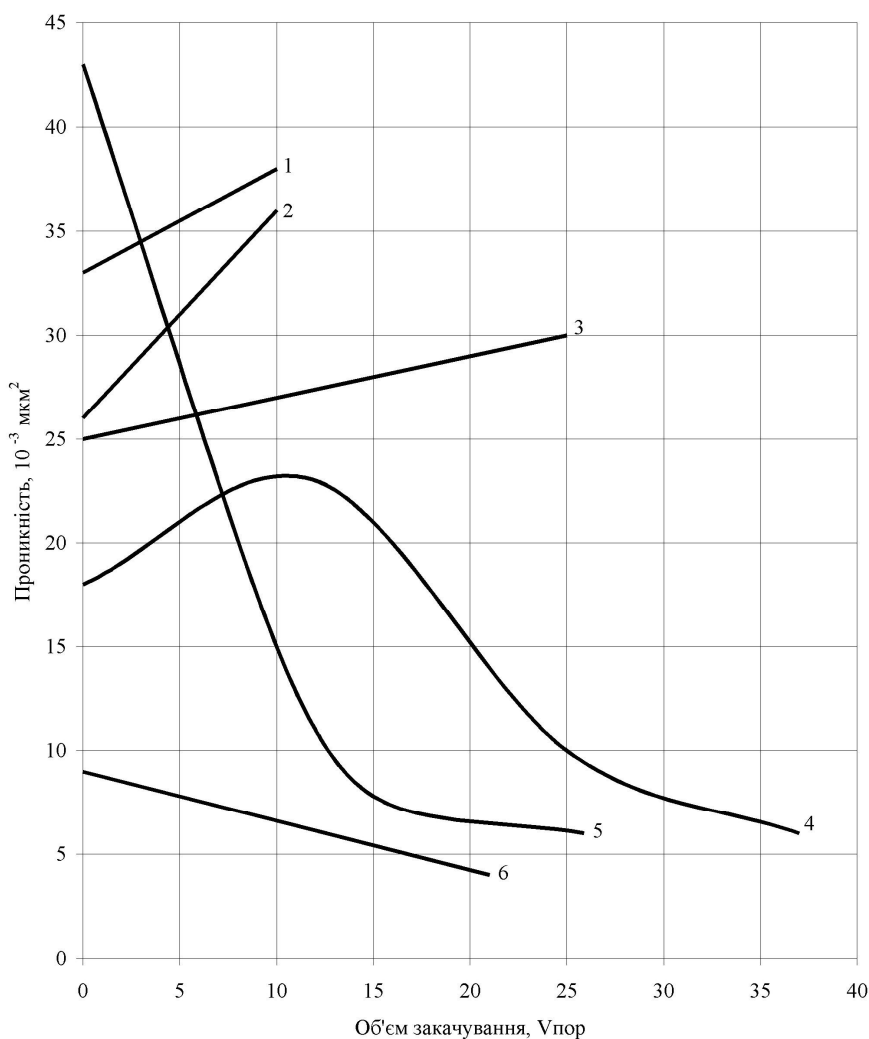


Фторид кремнію, в свою чергу, розчиняється у воді з утворенням метакремнієвої кислоти:



Встановлено, що 40-45% розчин  $H_2SiF_6$  розчиняє алевроліт з такою ж швидкістю, як і глинокислота, що містить 10%  $HCl$  та 10% фтористоводневої кислоти або біфториду амонію (в перерахунку на  $HF$ ). Аргіліт також ефективно розчиняється як самою кремнійфтористоводневою кислотою, так і кислотними сумішами на її основі. При цьому збільшення концентрації  $H_2SiF_6$  та додавання сильної кислоти дає змогу покращити розчинність аргіліту. Необхідно зауважити, що суміш кремнійфтористоводневої кислоти з соляною за однакових мольних концентрацій  $H_2SiF_6$  та  $HF$  розчиняє глинисті породи, як і розчини фтористоводневої кислоти. Основна кількість аргіліту розчиняється менш ніж за 18 годин.

З метою вивчення можливості застосування кремнійфтористоводневої кислоти для обробки теригенних порід родовищ України проведено комплекс експериментальних досліджень на взірцях гірських порід – карбонізованих

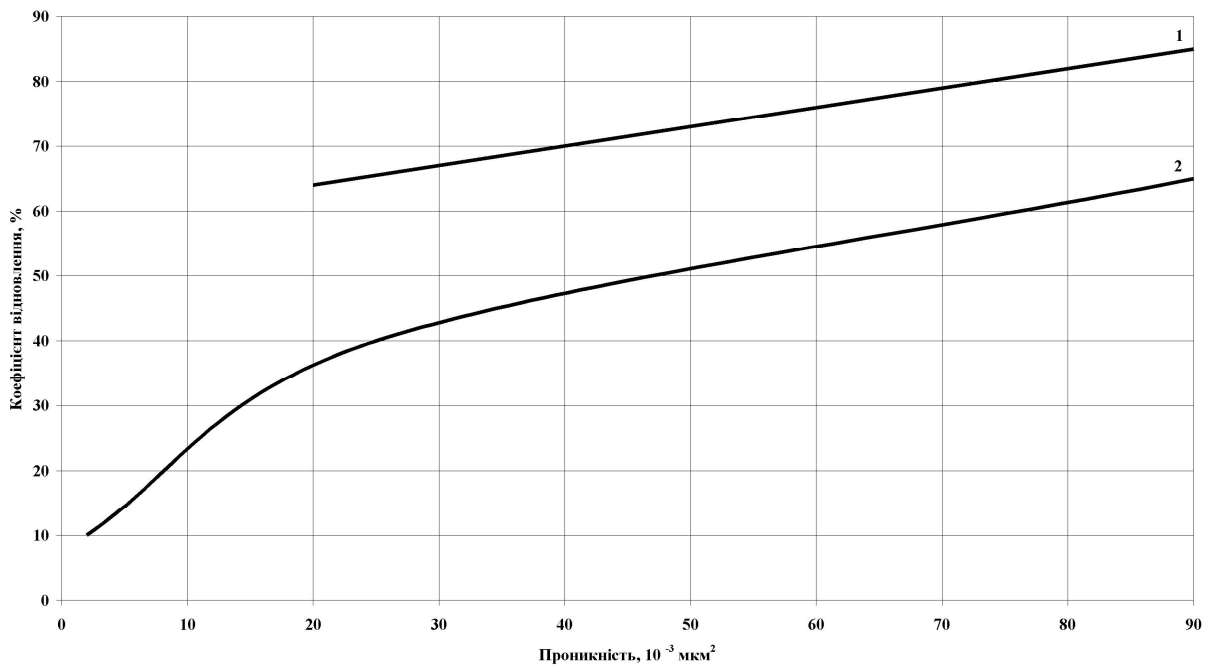


- 1, 2 - суміш HCl та H<sub>2</sub>SiF<sub>6</sub>, рідина насичення - 2 % розчин CaCl<sub>2</sub> ;  
 3 - H<sub>2</sub>SiF<sub>6</sub>, рідина насичення - газ ;  
 4, 5, 6 - H<sub>2</sub>SiF<sub>6</sub>, рідина насичення - 2 % розчин CaCl<sub>2</sub>.

**Рисунок 1 – Вплив початкової проникності та об'єму розчину на проникність карбонізованих пісковиків кислотними системами на основі H<sub>2</sub>SiF<sub>6</sub> за t=20°C**

пісковиках Передкарпаття. Дослідження свідчать, що нагнітання кремнійфтористоводневої кислоти призводить до неоднозначних результатів. Карбонізовані пісковики з порід вигодського покладу являють собою теригенний поровий колектор із карбонатним цементом. Карбонатність взірців гірських порід змінюється від 3 до 9%. Встановлено, що у разі нагнітання 20% розчину H<sub>2</sub>SiF<sub>6</sub> за температури 20°C спостерігається як збільшення, так і зменшення проникності карбонізованих пісковиків (рис. 1). При цьому коефіцієнт зміни проникності залежить від багатьох чинників. Для водонасичених взірців у більшості випадків спостерігається зниження проникності пісковиків (керна № 5, 6). Збільшення об'єму кислотного розчину, що нагнітається у візреть, призводить до подальшого зниження проникності. Зростання початкової проникності карбонізованих пісковиків в досліджуваному інтервалі (0,005–0,05 мкм<sup>2</sup>) негативно впливає на коефіцієнт зміни – блокуючий

ефект дії кислоти зростає. Слід зауважити, що в окремих кернах у початковий період нагнітання кремнійфтористоводневої кислоти спостерігається часткове збільшення проникності на 20–50% (керна № 4). Проте, надалі збільшення об'єму нагнітання кислотного розчину призводить до зменшення проникності пісковиків. Заміна рідини насичення (2% розчин хлориду кальцію) на дистильовану воду або 2% розчин хлориду калію (з яким можливе утворення нерозчинного кремнійфториду калію) на характер поведінки карбонізованих пісковиків з кремнійфтористоводневою кислотою не впливає – спостерігається зниження проникності кернів в тих самих межах. І тільки у разі використання гасонасичених взірців відбувається збільшення їх проникності в середньому на 20–30% за використання 10–25 порових об'ємів розчину (керна №3). Збільшення об'єму нагнітання 20% розчину H<sub>2</sub>SiF<sub>6</sub> призводить до додаткового підвищення проникності кернів.

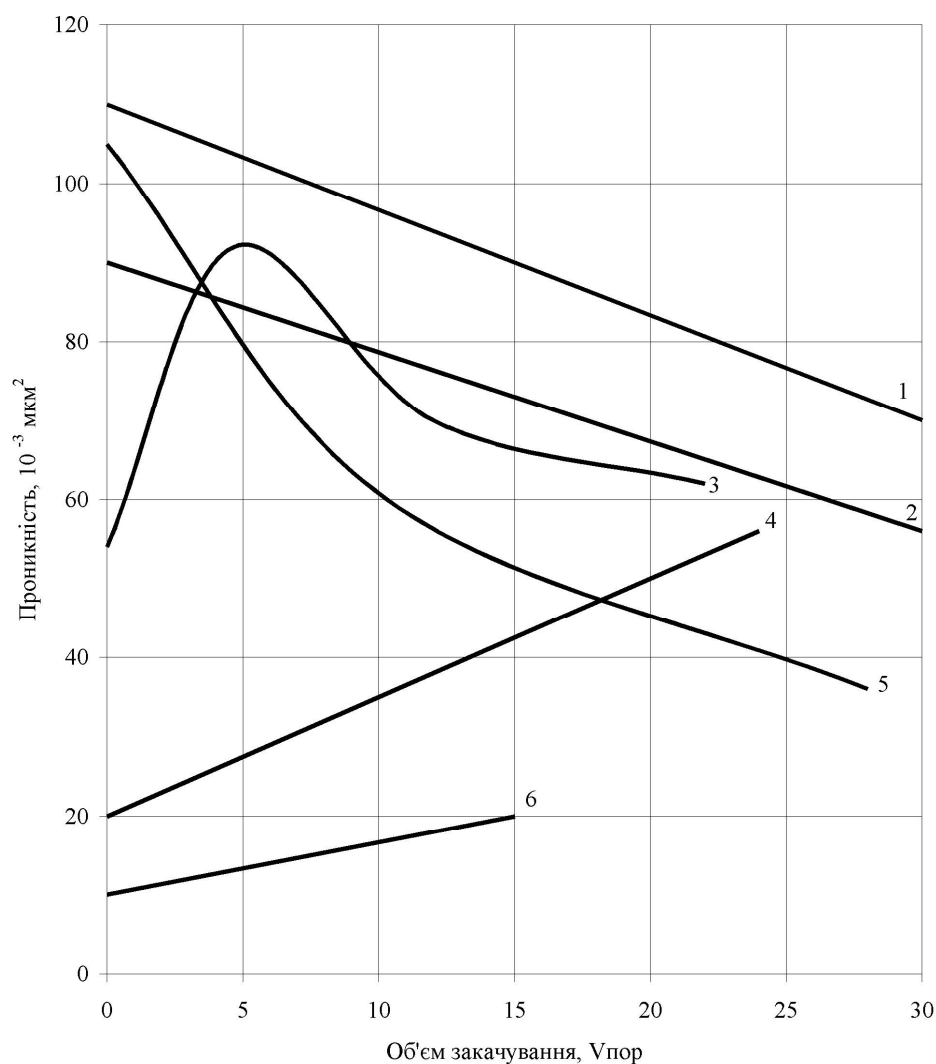
1 - за  $T=20^{\circ}\text{C}$ 2 - за  $T=60^{\circ}\text{C}$ 

**Рисунок 2 – Вплив початкової проникності та температури на коефіцієнт відновлення проникності карбонізованих пісковиків після нагнітання солянокислотного розчину  $\text{H}_2\text{SiF}_6$**

Отримані результати дають змогу запропонувати такий механізм взаємодії кислоти з породою. В процесі нагнітання кремнійфтористоводневої кислоти у карбонізованих пісковиках Передкарпаття відбувається два різних процеси. Перший – це розчинення карбонатного цементу розчином  $\text{H}_2\text{SiF}_6$ , що призводить до збільшення проникності пісковиків. Підтвердженням цього є збільшення проникності газонасичених взірців та окремих водонасичених взірців гірських порід. Другий процес – це гідроліз кремнійфториду кальцію, що утворився в результаті розчинення карбонатного цементу. Внаслідок цього в порових каналах утворюються нерозчинні у воді фторид кальцію та метакремнієва кислота. Винесення останньої спостерігалось візуально на окремих кернах. Утворення осаду в порових каналах призводить до зниження проникності пісковиків, що спостерігається в більшості випадків. Крім того, заміна водного середовища, в якому відбувається гідроліз солі, на газ призводить до послаблення другого процесу, що забезпечує збільшення проникності за використання кремнійфтористоводневої кислоти в таких умовах. Взаємним впливом цих двох процесів і пояснюється такий широкий спектр результатів нагнітання кислоти в карбонізовані пісковики.

Експериментальні дослідження, здійснені на карбонізованих пісковиках Передкарпаття, засвідчили, що нагнітання солянокислотних розчинів кремнійфтористоводневої кислоти дає змогу збільшувати їх проникність. Так, за використання 5–10 порових об'ємів суміші 10%  $\text{HCl}$  та 15–20%  $\text{H}_2\text{SiF}_6$  досягається збільшення проникності кернів на 20–60% (рис. 2). Зни-

ження проникності взірців при цьому виявлено не було. Але необхідно зауважити, що використання тільки соляної кислоти в тих самих об'ємах забезпечує збільшення проникності не менш як на 100%. Тому подальші дослідження суміші кислот проводили на кернах, що попередньо були оброблені надлишком (приблизно 20 порових об'ємів) 10% розчину  $\text{HCl}$ . Встановлено, що нагнітання кислотної суміші 10%  $\text{HCl}$  та 15–20%  $\text{H}_2\text{SiF}_6$  в декарбонізовані пісковики за температури  $20^{\circ}\text{C}$  призводить до зниження їх проникності (рис. 3). Збільшення об'єму кислотного розчину, що нагнітається у взірць, сприяє подальшому зниженню проникності. Темп зниження складає приблизно 10–20% на кожних 10 порових об'ємів кислотної суміші. За недостатнього вимивання карбонатів із взірця (наприклад, у керні №3 для цього було використано тільки 6 порових об'ємів) на початковій стадії нагнітання кислотної суміші може спостерігатись часткове зростання проникності, яке повністю нівелюється подальшим нагнітанням кислотної суміші. Заміна рідини насичення з водної фази на газ дає змогу отримувати знову збільшення проникності взірців гірських порід. Такий результат підтверджує домінуючу роль гідролізу кальцієвих солей у процесі зниження проникності пісковиків. Застосування для обробки таких взірців гірських порід суміші соляної та фтористоводневої кислоти забезпечує постійне зростання їх проникності. Підвищення температури до  $60^{\circ}\text{C}$  тільки посилює блокуючий ефект за використанням кислотної суміші (рис. 2). Це відбувається в результаті гідролізу кремнійфториду кальцію, що утворився внаслідок розчинення карбонатного цементу.



- 1, 2, 3, 5 - суміш HCl та H<sub>2</sub>SiF<sub>6</sub>, рідина насичення - 2 % розчин CaCl<sub>2</sub> ;  
 4 - суміш HCl та HF, рідина насичення - 2 % розчин CaCl<sub>2</sub> ;  
 6 - H<sub>2</sub>SiF<sub>6</sub>, рідина насичення - гас .

**Рисунок 3 – Вплив початкової проникності та об'єму розчину на проникність карбонізованих пісковиків, попередньо оброблених надлишком HCl, після нагнітання солянокислотного розчину H<sub>2</sub>SiF<sub>6</sub> за t=20°C**

ту. При цьому збільшення температури посилює процес гідролізу і, відповідно, збільшує кількість осаду, що утворюється. Зниження початкової проникності кернів за цих умов посилює процес блокування порових каналів.

Проведений комплекс експериментальних досліджень кремнійфтористоводневої кислоти на взірцях гірських порід засвідчив, що її застосування для обробки продуктивних пластів залежить від карбонатності породи. Під час нагнітання розчину кремнійфтористоводневої кислоти у породи з карбонатним цементом спостерігається зниження проникності порового колектора через гідроліз кальцієвих солей. Застосування для цієї мети солянокислотних розчинів кремнійфтористоводневої кислоти зменшує негативний вплив гідролізу на проник-

ність, але не забезпечує досягнення тих показників зростання проникності, що характерні у разі застосування солянокислотних розчинів. Тому для теригенних порід нафтових і газових родовищ України застосування тільки кремнійфтористоводневої кислоти допускається у випадку карбонатності порід, що менша за 1%. Оптимальним для дії на продуктивні пласти з карбонатно-глинистим цементом є солянокислотні розчини кремнійфтористоводневої кислоти. Але при цьому карбонатність порід не повинна перевищувати 3%. Оскільки продуктивних пластів з такими характеристиками на родовищах України є обмежена кількість, то використання кремнійфтористоводневої кислоти для обробки привибійної зони пласта є проблематичним, а тому і не перспективним.

## Література

1 Уголев В.С., Вахитов Г.Г., Мордухаев Х.М. и др. Обработка призабойной зоны скважин кремнефтористоводородной кислотой // Нефтяное хозяйство. – 1977. – № 4. – С. 44-47.

2 Южанинов П.М., Шалинов В.П., Вилисов В.И. Взаимодействие кремнефтористоводородной кислоты с терригенными породами // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 7. – С. 64-67.

3 Южанинов П.М., Якимов С.В., Вилисов В.И. Применение кремнефтористоводородной кислоты для обработок призабойной зоны скважин // Обз. инф. ВНИИОЭНГ, сер. Нефте-промышленное дело. – М., 1989. – Вып. 14. – 30 с.

4 Шалинов В.П., Южанинов П.М., Вилисов В.И. Обработка кремнефтористоводородной кислотой как метод снижения пластовых и поверхностных потерь нефти в Пермском Приуралье. – М.: ИГиРГИ, 1982. – С. 97-102.

УДК 622.276.6

## ДЕЯКІ ТЕХНОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ЗАСТОСУВАННЯ ГІДРОІМПУЛЬСНИХ ТЕХНОЛОГІЙ У СВЕРДЛОВИНАХ

<sup>1</sup>Я.Б. Тарко, <sup>2</sup>Я.Я. Тарко

<sup>1</sup>ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195, e-mail: jart\_b@ukr.net

<sup>2</sup>НГВУ „Охтирканафтогаз” ВАТ „Укрнафта”, 42700, Сумська обл., м. Охтирка, вул. Київська, 119, e-mail: yarosl@mail.ru

*Изложены особенности технологии повышения производительности скважин созданием на пласт высоких мгновенных депрессий и репрессий давления с использованием некоторых типов устройств. Обоснован ряд требований, которым должны удовлетворять скважины и продуктивные пласты при их выборе для данного вида воздействия.*

*The features of technology of the increase of wells' productivity by creation of high instantaneous depressions and repressions of pressure on the layer with the use of some types of devices have been given. The row of requirements to which the wells and productive layers must satisfy at their choice for this type of influence has been grounded.*

Гідроімпульсні технології підвищення продуктивності свердловин із застосуванням устаткування УСМД є одними з найбільш перспективних з точки зору як ефективної дії на продуктивний пласт, так і відносної простоти процесу. Вони базуються на створенні високих миттєвих депресій та репресій тиску шляхом витіснення стисненим газом рідини з обладнаного пакером затрубного простору, стравлення у ньому надлишкового тиску та подальшим періодичним сполученням і роз'єднанням привибійної зони із затрубним та трубним просторами. Під дією високих миттєвих депресій тиску пластова рідина з великою швидкістю фільтрується в привибійній зоні, виносячи в свердловину продукти забруднення, а створення високих репресій тиску ударного типу призводить до відкриття тріщин у породі, різкої зміни напрямку руху рідини, що сприяє руйнуванню агрегатних структур кольматанту, полегшує його відривання від поверхні фільтраційних каналів та винесення із пласта.

За даними Е. Brieger під час миттєвого створення депресії, тобто за ударного навантаження виникають напруження та деформації в гірській породі, які удвічі перевищують такі ж за статичного навантаження, тому ефективність імпульсних технологій значно вища [7]. Про те, що найкраще очищає прифільтрову зону миттє-

вий приплив рідини вказують і J. Regalbuto, R. Riggs [12], що підтверджено лабораторними дослідженнями Р. Halleck [8]. М. Monacher, Ch. Morris, D. Hill, С. Branner пишуть, що ефективність очищення перфораційних отворів прямопропорційна величині перепаду тиску і затримка в цьому негативно впливає на відновлення проникності [11]. Перепад тиску, який створюється у свердловинах на родовищах США, встановлюється методом проб і помилок у межах від 14 до 35 МПа [9, 10].

Величини депресії  $\Delta p_{\text{деп}}$  та репресії  $\Delta p_{\text{реп}}$  тиску на привибійну зону пласта у момент створення першого циклу визначають за формулами

$$\Delta p_{\text{деп}} = p_{\text{пл}} - \rho_p g (H - h_{\text{рзп}}); \quad (1)$$

$$\Delta p_{\text{реп}} = \rho_p g (H - h_{\text{рт}}) + p_{\text{нкт}} - p_{\text{пл}}, \quad (2)$$

де:  $H$ ,  $h_{\text{рзп}}$ ,  $h_{\text{рт}}$  – відповідно глибини залягання пласта та встановлення рівня рідини в затрубному та трубному просторах;  $\rho_p$  – густина свердловинної рідини;  $g$  – прискорення вільного падіння;  $p_{\text{нкт}}$  – надлишковий тиск на гирлі в НКТ.

Подальша динаміка депресій, репресій та градієнтів тиску у привибійній зоні пласта визначається за методиками, описаними в роботі [4].