

622.276.63(043)

Р83

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ, МОЛОДІ ТА СПОРТУ УКРАЇНИ  
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ  
ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

**РУДИЙ СЕРГІЙ МИРОСЛАВОВИЧ**

УДК 622.276.63(0

Р83

**УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ОБРОБЛЕНЬ  
ПРИСВЕРДЛОВИННОЇ ЗОНИ ПЛАСТА З ВИКОРИСТАННЯМ  
БОРОФТОРИСТОВОДНЕВОЇ КИСЛОТИ**

05.15.06 – Розробка нафтових та газових родовищ

**А В Т О Р Е Ф Е Р А Т**

дисертації на здобуття наукового ступеня  
кандидата технічних наук



Івано-Франківськ — 2013



Дисертацією є рукопис.

Робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки, молоді та спорту України.

**Науковий керівник:** доктор технічних наук, професор,  
**Кондрат Роман Михайлович,**  
Івано-Франківський національний технічний  
університет нафти і газу,  
завідувач кафедри розробки та експлуатації  
нафтових і газових родовищ.

**Офіційні опоненти:** доктор технічних наук, професор,  
**Зарубін Юрій Олександрович,**  
ДП "Науканафтогаз", м. Київ,  
головний науковий співробітник

кандидат технічних наук, доцент,  
**Дмитренко Вікторія Іванівна,**  
Вищий навчальний заклад УКООПСІЛКИ  
"Полтавський університет економіки і торгівлі", м. Полтава  
доцент кафедри хімії

Захист відбудеться " 05 " квітня 2013 р. о 11<sup>00</sup> годині на засіданні спеціалізованої вченої ради Д.20.052.02 при Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу за адресою: 76019, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

З дисертацією можна ознайомитись в науково-технічній бібліотеці Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за адресою: 76019, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

Автореферат розісланий " 01 " березня 2013 р.

Учений секретар спеціалізованої вченої ради,  
кандидат технічних наук, доцент

I.M. Ковбасюк



## ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

**Актуальність теми.** Провідна роль у паливно-енергетичному балансі України належить нафті і газу, більша частина яких імпортується. Тому актуальним є питання збільшення власного видобутку вуглеводневої сировини, для вирішення якого необхідно підвищити ефективність видобування вуглеводнів з родовищ, що розробляються, та прискорити введення в розробку нових родовищ.

Складність проблеми стабілізації і збільшення власного видобутку нафти і газу пояснюється тим, що більшість родовищ знаходиться на пізній стадії розробки. Одним з напрямків інтенсифікації видобування вуглеводнів з виснажених родовищ є проведення кислотних оброблень привибійних зон продуктивних пластів у видобувних і нагнітальних свердловинах. Кислотне оброблення забезпечує відновлення або підвищення їх фільтраційно-емісійних характеристик, що призводить відповідно до збільшення дебіту видобувних та приймальності нагнітальних свердловин. Значний внесок у вивчення механізму діяння різних кислотних розчинів на поруду пласта та створення технологічних процесів їх здійснення зробили Ф.С. Абдулін, І.М. Аметов, А.В. Аміян, Р.С. Алтікаєв, Г.А. Бабалян, Ю.А. Балакиров, В.С. Бойко, В.І. Вілісов, Р.І. Вяхірев, С.М. Гадієв, Р.С. Гаріфулін, Ш.К. Гіматудінов, І.Ф. Глумов, В.П. Городнов, С.В. Даровських, Л.Т. Дитюк, В.М. Дорошенко, М.Д. Економидис, Д.О. Єгер, В.С. Іванін, А.Д. Інтяшин, Ю.В. Зайцев, Ю.О. Зарубін, В.В. Калашнев, Ю.Д. Качмар, О.І. Комісаров, Н.В. Конюшенко, М. Кристіан, І.С. Лазаревич, Б.Г. Логінов, Г.А. Макеєв, Т.М. Мамедов, Н.Р. Махмутов, І.С. Міщенко, Н.Н. Мирошнікова, М.А. Михайлов, Г.Т. Овнатов, М.Ф. Путілов, М.І. Рудий, О.В. Рибчак, Х.Ш. Сабіров, В.М. Світлицький, Б.З. Сергєєв, В.А. Сидоровський, М.Л. Сургучев, Б.М. Сучков, Е.І. Тагієв, Е.М. Тосунов, А.Б. Тумасян, В.С. Уголев, В.П. Шалінов, А.М. Шаріпов, Н.М. Шерстєнов, Н.В. Щукін, П.М. Южанінов, В.А. Яровий та інші.

Для кислотного оброблення на присвердловинні зони пласта використовуються, переважно, солянокислотні та глинокислотні розчини. Первинне діяння на привибійну зону свердловин кислотними розчинами за базовими технологіями забезпечує високі технологічні показники щодо додаткового видобутку нафти і газу. Проте, при повтореннях кислотних оброблень ефективність методу поступово знижується, а в ускладнених геолого-промислових умовах (висока глинистість порід та температура) призводить до неефективного використання кислот. Для зменшення негативного впливу глинокислотного розчину на проникність пласта застосовують різні заходи – зниження концентрації кислот, заміну соляної кислоти на іншу тощо. Проте, зниження концентрації фтористоводневої кислоти в розчині призводить до зменшення глибини кислотного оброблення, особливо на силікатні компоненти теригенної породи.

Для підвищення технологічної та економічної ефективності кислотних методів інтенсифікації видобування нафти і газу при експлуатації нафтових і газових свердловин необхідні пошуки нових реагентів і розроблення удосконалених технологій їх застосування. Одним з таких перспективних реагентів, що може бути використаний для оброблення на теригенні породи, є борофтористоводнева кислота – комплексна сполука фтористоводневої кислоти на основі бору. В літературних

*ак 2344 - ак 2345*

джерелах відсутні дані про взаємодію борофтористоводневої кислоти з основними складовими порід-колекторів і вплив на її розчинні властивості інших кислот та хімреагентів. Тому актуальним є проведення досліджень для оцінки можливості застосування борофтористоводневої кислоти та кислотних сумішей на її основі для оброблення присвердловинних зон продуктивних пластів.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертаційна робота відповідає основним науковим напрямкам діяльності нафтогазового комплексу України. Проведені автором дослідження виконані в Науково-дослідному і проектному інституті ПАТ "Укрнафта" на замовлення ПАТ "Укрнафта" та її шести структурних одиниць з метою інтенсифікації видобування нафти і газу для виконання основних показників Енергетичної стратегії України до 2030 року. Основні результати науково-дослідних робіт, що виконані за наряд-замовленнями та договорами з ПАТ "Укрнафта" (№№ 100641, 100655, 210651, 310651, 410652, 510651, 610651, 210661, 310661, 410661, 510661, 610661, 210671, 310671, 410671, 510671, 610671, 210681, 310681, 410681, 510681, 610681, 212591, 312591, 412591, 512591, 612591, 212501, 312501, 412501, 512501, 612501), використані для розроблення нових технологій кислотного діяння та нормативних документів (СОУ) на ці методи діяння.

**Мета і задачі дослідження.** *Метою дослідження є підвищення ефективності глинокислотного діяння на продуктивні пласти шляхом розроблення нових рецептур глинокислотних розчинів на основі борофтористоводневої кислоти та вдосконалення технологій їх використання.*

*Для досягнення мети поставлені такі задачі:*

1. Вивчення розчинної здатності та руйнування глинистих утворень глинокислотними розчинами різного складу.
2. Вивчення розчинної здатності карбонатних порід глинокислотними розчинами різного складу.
3. Вивчення корозійної активності глинокислотних розчинів на основі борофтористоводневої кислоти.
4. Вивчення впливу глинокислотних розчинів на основі борофтористоводневої кислоти на проникність порід-колекторів.
5. Розроблення та удосконалення технологій обробки привибійної та віддаленої зон пласта з використанням борофтористоводневої кислоти.
6. Проведення промислових випробувань та впровадження розроблених технологій кислотного діяння на пласт у видобувних і нагнітальних свердловинах глинокислотними розчинами на основі борофтористоводневої кислоти.

*Об'єктом дослідження цієї роботи є процес інтенсифікації нафтогазовидобування методом глинокислотного діяння на привибійну та віддалену зону пласта з використанням борофтористоводневої кислоти.*

*Предметом дослідження є глинокислотне діяння на породи продуктивних пластів і підземне обладнання свердловини та технології інтенсифікації нафтогазовидобування з використанням розчинів борофтористоводневої кислоти для дії на продуктивні пласти.*

**Методи дослідження.** При виконанні дисертаційної роботи використано фізичні, хімічні та фізико-хімічні методи досліджень, статистичні методи обробки та аналізу промислових даних і результатів експериментальних досліджень з використанням борофтористоводневої кислоти.

#### **Наукова новизна одержаних результатів.**

1. Вперше встановлено, що при взаємодії бентонітового глинопорошку із сумішшю соляної та фтористоводневої кислот при надлишку породи збільшення тиску призводить до зміни порядку розчинення його складових завдяки збільшенню на 2 – 4% розчинення оксиду кремнію, який при атмосферному тиску є нерозчинним.

2. Вперше встановлено, що при взаємодії розчинів борофтористоводневої кислоти з бентонітовою глиною додавання фтористоводневої або соляної кислот збільшує швидкість розчинення глини в 1,1 – 1,3 рази, а у разі додавання фосфорної або оцтової кислот, неіоногенних ПАР чи водорозчинних полімерів розчинність глин сповільнюється в 1,2 – 17,5 разів.

3. Вперше встановлено, що при фільтрації в поровому колекторі розчину борофтористоводневої кислоти за концентрації 1 – 10 % на відміну від суміші соляної та фтористоводневої кислот забезпечується зменшення частки утворених пелітових частинок.

#### **Основні положення, що захищаються.**

1. Результати лабораторних досліджень з вивчення основних властивостей борофтористоводневої кислоти та сумішей на її основі (розчинна здатність щодо глини, карбонатів і заліза, диспергуюча здатність, вплив на проникність порід-колекторів та інші) залежно від таких чинників як температура, концентрація, тип додатку, карбонатність і глинистість породи тощо.

2. Нові рецептури базових глинокислотних розчинів на основі борофтористоводневої кислоти та удосконалені технологічні схеми їх застосування.

#### **Практичне значення одержаних результатів.**

1. Результати експериментальних досліджень стали базою для розроблення нових та удосконалення існуючих технологій глинокислотного діяння на привибійну зону видобувних (нафтових, газоконденсатних) та нагнітальних свердловин. Розроблено три технології глинокислотного діяння на присвердловинну зони пласта з використанням 9-ти базових складів глинокислотних розчинів на основі борофтористоводневої кислоти, на які отримано 4 патенти України.

2. Для технологічного забезпечення реалізації розроблених процесів глинокислотного діяння на присвердловинну зону пласта розроблено нормативний документ (стандарт підприємства).

3. Проведено 119 свердловино-операцій з використанням розроблених технологій глинокислотного діяння, що дозволило додатково отримати 89,5 тис. т нафти та 63,5 млн. м<sup>3</sup> газу.

4. Результати досліджень увійшли до науково-технічної літератури та використовуються для підвищення науково-технічного рівня інженерно-технічних працівників галузі та в навчальному процесі для аспірантів та студентів.

**Особистий внесок здобувача.** Основні теоретичні та практичні результати дисертаційної роботи отримані здобувачем особисто. Ініційована автором робота виконувалась особисто в частині постановки завдань досліджень, вибору наукових підходів до їхнього вирішення, методології експериментальних і промислових випробувань та під його методичним керівництвом у відділі нафтовіддачі та інтенсифікації видобутку нафти НДПІ ПАТ "Укрнафта". Визначальний внесок автора при обробленні результатів лабораторних і промислових експериментів, формуванні висновків, підготовці публікацій за результатами отриманих досліджень [1 – 8, 12 – 17] та при розробленні основ і технологічних процесів кислотного діяння для родовищ вуглеводнів з ускладненими геолого-промисловими умовами [9 – 11]. Автор особисто приймав активну участь у підготовці та проведенні лабораторних і промислових експериментів та промислового впровадженні результатів дисертаційної роботи. Особистий внесок автора становить 90%.

**Апробація результатів дисертації.** Основні результати та положення дисертаційної роботи відображено у доповідях та при обговореннях на: VII Міжнародній науково-практичній конференції "Нафта і газ України – 2002" – м. Київ, 31 жовтня – 1 листопада 2002 р.; Науково-практичній конференції "Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України" – м. Івано-Франківськ, 18 – 21 листопада 2003 р.; VIII Міжнародній науково-практичній конференції "Нафта і газ України – 2004" – м. Судака, 29 вересня – 1 жовтня 2004 р.; Міжнародній конференції "Нафтогазовий комплекс України: стратегія розвитку" (м. Київ, листопад 2006 р.); II конференції молодих спеціалістів ВАТ "Укрнафта" – м. Івано-Франківськ, 15 червня 2006 р.; III конференції молодих спеціалістів ВАТ "Укрнафта" – м. Івано-Франківськ, 3 липня 2008 р.; IV конференції молодих спеціалістів ВАТ "Укрнафта" – м. Івано-Франківськ, 4 листопада 2010 р.; Науково-технічній конференції "Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України" – м. Івано-Франківськ, 16 – 18 листопада 2010 р.; Міжнародній науково-технічній конференції "Нафтогазова енергетика – 2011" – м. Івано-Франківськ, 10 – 14 жовтня 2011 р.; Міжнародній науково-технічній конференції "Теорія і практика сучасних методів інтенсифікації видобутку нафти і збільшення нафтовіддачі пластів" – м. Речиця, 24 – 25 травня 2012 р.; Міжнародній науково-технічній конференції "Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців нафтогазової галузі" м. Івано-Франківськ, 03-06 жовтня 2012 р.

У повному обсязі дисертаційна робота доповідалась й обговорювалась на міжкафедральних засіданнях кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (листопад 2011 р., червень 2012 р.; вересень 2012 р.).

**Публікації.** За матеріалами дисертації опубліковано 17 наукових праць, зокрема п'ять статей у фахових виданнях України, дві статті у фахових виданнях Російської Федерації, одна монографія, шість праць у матеріалах міжнародних та всеукраїнських наукових конференцій, на три винаходи отримано патенти України.

**Структура і обсяг роботи.** Дисертація обсягом 246 сторінок складається із вступу, чотирьох розділів, висновків і п'яти додатків, включає список використаних джерел із 146 найменувань, містить 56 рисунків і 9 таблиць.

Автор висловлює щиру подяку за цінні поради і допомогу при виконанні даної роботи науковому керівнику, професору, доктору технічних наук Р.М. Кондрату, а також колективам кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ та Науково-дослідного і проектного інституту й нафтогазовидобувних управлінь ПАТ "Укрнафта" за корисні поради та участь у виконанні промислових досліджень і впровадженні розробок дисертаційної роботи, та пропозиції й побажання щодо змісту роботи, які дозволили значно покращити викладений в роботі отриманий на практиці науковий матеріал.

## ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У вступі обґрунтовано актуальність досліджуваної проблеми і теми дисертації, визначено мету та основні напрямки наукових досліджень і подано коротку загальну характеристику роботи.

**Перший розділ** присвячено огляду і аналізу світового та вітчизняного досвіду використання глинокислотних розчинів та напрямкам підвищення їх ефективності.

Використання відомих методів глинокислотного оброблення на ранній стадії розробки родовищ забезпечує значне зростання продуктивності видобувних свердловин завдяки очищенню привибійної зони пласта від привнесених забруднень та збільшенню проникності пласта. Проте, повторне застосування методів глинокислотного оброблення за стандартними технологіями (солянокислотні розчини, суміш соляної та фтористоводневої кислот) характеризується меншою технологічною ефективністю.

Дослідження механізму взаємодії фтористоводневої кислоти з компонентами породи свідчать, що вона є сильною кислотою і забезпечує високі показники розчинення глинистих і силікатних компонентів породи. Це робить її не замінимою при освоєнні свердловин після буріння, для розчинення привнесених глинистих забруднень, для оброблення порового простору продуктивного пласта з пластовою температурою до 80 °С. Проте інтенсивний характер розчинення компонентів породи фтористоводневою кислотою обмежує значення максимальної концентрації кислоти в глинокислотному розчині (не більше 5 %) та глибину оброблення на пласт за високих температур, спричиняє до значного зростання кількості пелітових частинок. Використання сповільнено діючих глинокислотних розчинів (кислотні суміші різного складу) тільки частково мінімізує негативний вплив застосування суміші відомих сильних кислот (соляної і фтористоводневої), що вимагає постійного удосконалення технологій глинокислотного діяння.

Аналіз відомих результатів дослідження різних властивостей кремнійфтористоводневої кислоти та впровадження технологій глинокислотного оброблення на основі цієї кислоти на різних родовищах Поволжя та Західного Сибіру дозволяє рекомендувати її для глинокислотного діяння на пласти, що містять значну кількість глинистих компонентів та невелику кількість карбонатних

компонентів. Такі умови не характерні для більшості нафтових і газових родовищ України, що обмежує можливість її використання для інтенсифікації видобутку нафти і газу.

У зв'язку з обмеженнями щодо застосування глинокислотних розчинів на основі фтористоводневої і кремнійфтористоводневої кислот постає питання удосконалення глинокислотного оброблення з використанням сповільнено діючих кислот у відношенні до глинистих компонентів породи в умовах повторення операцій, зростання пластової температури та вмісту глин в породі пласта. Як сповільнено діючу кислоту рекомендується використати борофтористоводневу кислоту. Відомі з літератури переваги борофтористоводневої кислоти дозволяють теоретично покращити технологічні характеристики глинокислотних розчинів, проте відомості про механізм взаємодії кислоти з основними компонентами породи є або обмеженими, або взагалі відсутніми. З метою вивчення можливості застосування борофтористоводневої кислоти для оброблення порового простору теригенних порід необхідно провести експериментальні дослідження щодо вивчення механізму взаємодії даної кислоти з основними компонентами породи продуктивного пласта.

Зроблений в цьому розділі аналіз сучасного стану проблеми використання різних складів та технологій глинокислотного оброблення на теригенний пласт став основою для удосконалення технологій кислотного впливу на основі борофтористоводневої кислоти.

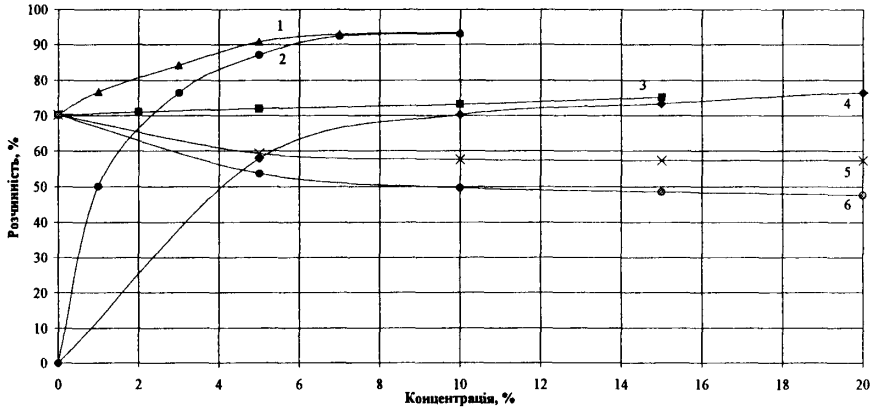
У **другому розділі** наведено результати експериментальних досліджень основних властивостей борофтористоводневої кислоти та кислотних систем на її основі.

Встановлено, що збільшення тиску при взаємодії глинопорошку із сумішшю соляної та фтористоводневої кислот змінює порядок розчинення його складових тільки при надлишку породи, про що свідчить початок розчинення оксидів кремнію та зростання розчинності оксидів алюмінію. При цьому, збільшення тиску взаємодії з атмосферного до 15 МПа призводить до часткового зниження розчинності глинопорошку в цілому в умовах значного зростання питомої витрати кислоти на її проведення (що свідчить про протікання вторинних реакцій, результатом яких є нераціональне використання кислот, особливо, фтористоводневої та зниження розчинності оксиду кремнію при зростанні температури та часу витримування через його повернення при протіканні вторинних реакцій).

Досліджено розчинну здатність на глинистому матеріалі різних кислотних сумішей на основі борофтористоводневої кислоти. Встановлено, що присутність різних кислот по різному впливає на розчинність бентонітового глинопорошку. Уведення більш активних кислот (соляної чи фтористоводневої) в глинокислотний розчин сприяє більш інтенсивному розчиненню глинистого матеріалу. При цьому інтенсивність розчинення бентоніту в значній мірі залежить від концентрації кожної з кислот та її наявності в надлишку до іншої. Наприклад, використання кислотних розчинів на основі борофтористоводневої та фтористоводневої кислот (обидві кислоти здатні розчиняти глини) сприяє найбільш інтенсивному розчиненню бентонітового глинопорошку. При цьому спостерігається синергетичний ефект їх



спільної дії – розчинність бентоніту перевищує показники, що характерні для індивідуальних кислот (рисунок 1). Проте, вказаний ефект спостерігається тільки до певних концентрацій кислот в суміші. Так, розчинність бентоніту при концентрації фтористоводневої кислоти в суміші 7% і вище співпадає з розчинністю, що характерна для самої фтористоводневої кислоти (тобто при її високих концентраціях присутність борофтористоводневої кислоти в суміші практично не відчувається через знаходження останньої в молекулярній формі).

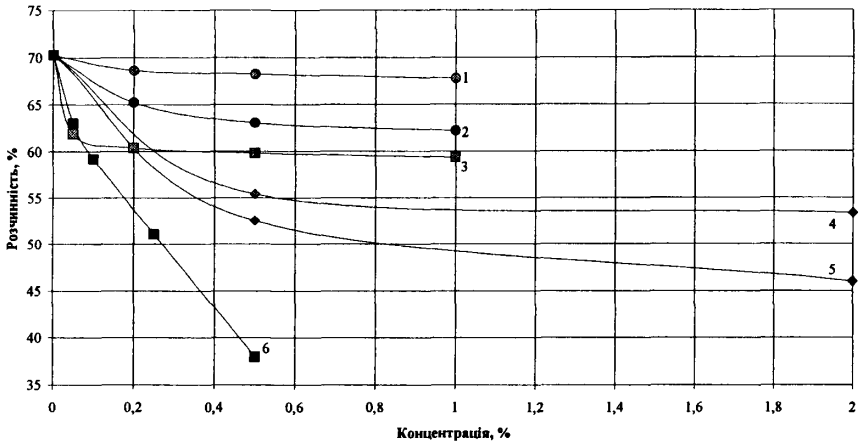


- 1 - суміш 10 % борофтористоводневої та фтористоводневої кислот; 2 - фтористоводнева кислота;  
 3 - суміш 10 % борофтористоводневої та соляної кислот; 4 - борофтористоводнева кислота;  
 5 - суміш 10 % борофтористоводневої та ортофосфornoї кислот;  
 6 - суміш 10 % борофтористоводневої та оцтової кислот.

**Рисунок 1** – Вплив концентрації кислоти в розчині або в кислотній суміші на розчинність бентоніту при температурі 80 °C

Уведення до суміші соляної кислоти сприяє незначному збільшенню розчинності бентоніту – всього на 6%. Уведення у глинокислотний розчин слабших кислот сприяє пониженню розчинної здатності борофтористоводневої кислоти. При цьому чим менше розчинний глинопорошок у вихідній кислоті, тим більший негативний вплив цієї кислоти на розчинність борофтористоводневої кислоти. Наприклад, за присутності 10% фосфornoї кислоти (що володіє посередніми показниками щодо самостійного розчинення глинопорошку) в кислотній суміші розчинність бентоніту зменшується на 12%. У разі використання оцтової кислоти (що характеризується найменшими показниками щодо самостійного розчинення глинопорошку) в кислотній суміші, зниження розчинності бентоніту є ще більшим і становить 22%. Таку особливість фосфornoї та оцтової кислот в кислотних сумішах можна використовувати для збільшення глибини глинокислотного діяння, особливо в умовах зростання пластової температури.

Вплив різних хімічних речовин на швидкість розчинення глинистих порід вивчався як в 10 % розчині борофтористоводневої кислоти (рисунок 2), так і кислотній суміші на основі 5% соляної та 10 % борофтористоводневої кислот. З цієї метою досліджені неіоногенні та катіоноактивні поверхнево-активні речовини



1 – інгібітор корозії СВК; 2 – інгібітор корозії Додікор 2725; 3 – поліакриламід марки AN-125; 4 – ПАР савенол; 5 – ПАР стінол; 6 – біополімер А-1.

**Рисунок 2** – Залежність розчинності бентоніту в 10 % розчині  $\text{HBF}_4$  при температурі  $80^\circ\text{C}$  від концентрації різних додатків до кислотного розчину

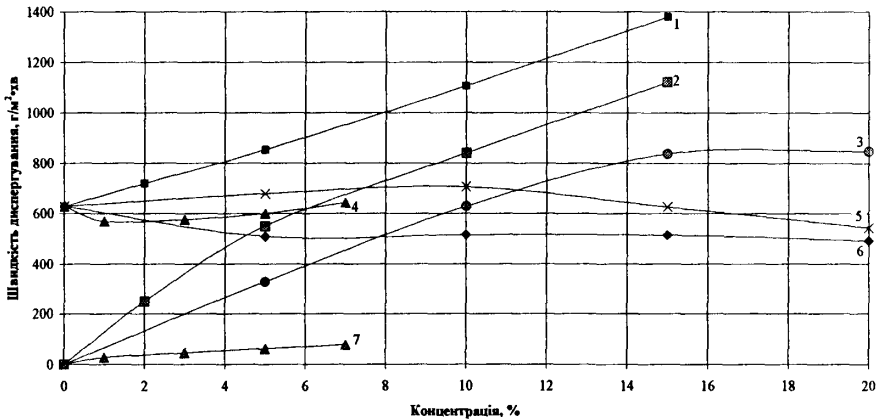
і водорозчинні полімери. Встановлено, що швидкість розчинення глини залежить як від типу і концентрації використаної речовини, так і від складу кислотної основи. Наприклад, при введенні неіоногенних ПАР до складу 10 % розчину борофтористоводневої кислоти спостерігається зниження розчинності бентоніту. Максимальний ефект пониження розчинності характерний для жириноксу. При 5 % його концентрації розчинність бентоніту зменшується в 10 разів, що характеризує жиринокс як високоефективний сповільнювач швидкості розчинення. Додавання савенолу спричиняє тільки незначне зниження розчинності глинопорошку. Стінол в цьому відношенні займає посереднє місце. При уведенні неіоногенних ПАР до складу суміші соляної та борофтористоводневої кислот також спостерігається зниження розчинності бентоніту. Максимальний ефект пониження розчинності характерний для жириноксу, але його сповільнена здатність є вже меншою. Савенол як сповільнювач в таких кислотних системах практично не працює. Проте, сповільнена здатність стінолу в кислотній суміші щодо розчинення бентоніту тільки посилюється, а в інтервалі концентрацій від нуля до 2 % він є найкращим сповільнювачем.

Використання катіоактивних ПАР в глинокислотних розчинах також призводить до зниження розчинності глинистих порід. За здатністю сповільнювати швидкість розчинення катіонні ПАР такі як СВК, коразол або додікор є слабшими, ніж неіоногенні ПАР. Найменше сповільнення спостерігається при використанні СВК. Коразол незначно поступається йому, а додікор в цьому відношенні забезпечує отримання найбільших показників. Необхідно відмітити, що оптимальною концентрацією катіонних ПАР щодо зниження розчинності глинопорошку є 0,2%. Подальше зростання концентрації ПАР до суттєвих змін

розчинності не призводить. Отримані результати свідчать про те, що використання інгібованих глинокислотних розчинів, крім зниження корозійної активності, також забезпечує часткове зниження розчинності глинистих компонентів. Додаткове уведення в склад попереднього глинокислотного розчину соляної кислоти практично не змінює характер розчинення глинопорошку – спостерігається зниження розчинності бентоніту.

Різний характер розчинення глинистих порід залежно від кислотної основи характерний і для водорозчинних полімерів. При створенні загущених кислотних розчинів зазвичай використовуються ефіри целюлози такі як КМЦ, сульфовані поліакриламіді такі як AN-125, біополімери такі як А-1 та С-1. При використанні суміші соляної та борофтористоводневої кислот всі досліджені полімери є сповільнювачами швидкості розчинення породи, а залежність розчинності від концентрації типовою для кислотних розчинів (зниження швидкості розчинення бентоніту на початковій стадії з наступною її стабілізацією при концентраціях, вищих за оптимальну). Досліджені водорозчинні полімери забезпечують практично однакову сповільнену здатність (виняток становить тільки біополімер С-1, який суттєво здатний зменшувати розчинність бентоніту).

Результати лабораторних досліджень з вивчення швидкості диспергування глинистих кульок бентоніту за допомогою кислот різного складу показують, що найкращими реагентами є соляна та борофтористоводнева кислоти. Так, використання 10 % розчину борофтористоводневої або соляної кислот забезпечує швидкість руйнування взірців, відповідно, 630 г/м<sup>2</sup>·хв та 840 г/м<sup>2</sup>·хв (рисунок 3).



- 1 – суміш 10 % борофтористоводневої та соляної кислот; 2 – соляна кислота;  
 3 – борофтористоводнева кислота; 4 – суміш 10 % борофтористоводневої та фтористоводневої кислот;  
 5 – суміш 10 % борофтористоводневої та фосфорної кислот;  
 6 – суміш 10 % борофтористоводневої та оцтової кислот; 7 – фтористоводнева кислота.

**Рисунок 3** – Вплив концентрації кислоти в розчині або в кислотній суміші на швидкість диспергування глинистих кульок бентоніту при температурі 20 °С

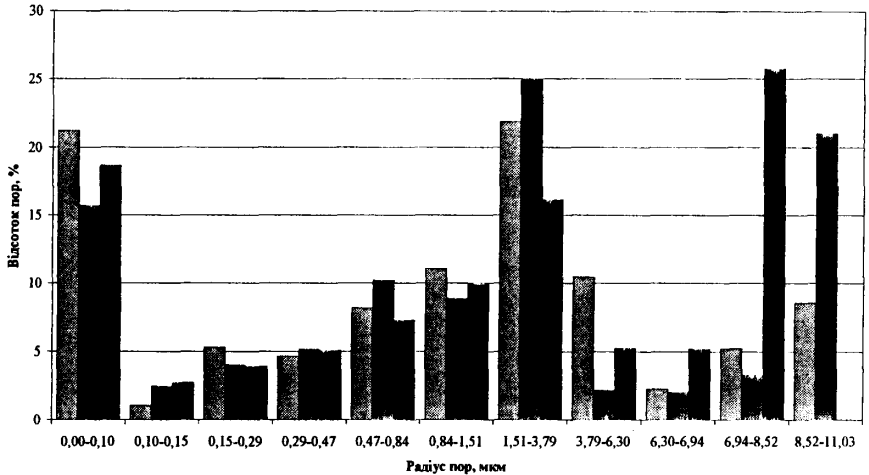
Такі високі показники швидкості руйнування дозволяють ефективно дезінтегрувати привнесені глинисті нашарування. Використання при цьому самостійно борофтористоводневої кислоти дозволяє окрім розглинизації, ще й додатково розчиняти глинисті компоненти, що сприяє проникненню кислотного розчину в більш віддалені від стовбуру свердловини зони пласта.

Використання для розглинизації глинистих нашарувань глинокислотної системи на основі соляної та борофтористоводневої кислот є найбільш ефективним, оскільки, при їх спільному використанні забезпечується більша ефективність, ніж по окремісті. Так, зокрема, використання суміші 5% соляної та 10% борофтористоводневої кислоти забезпечують швидкість диспергування в  $853 \text{ г/м}^2 \cdot \text{хв}$ . При збільшенні концентрації соляної кислоти ефективність діяння зростає й уже при вмісті в 15% соляної кислот забезпечується швидкість диспергування в  $1380 \text{ г/м}^2 \cdot \text{хв}$ . Використання фтористоводневої кислоти для розглинизації пластів виявилось малоєфективним, оскільки 5% розчин фтористоводневої кислоти забезпечує швидкість диспергування  $60 \text{ г/м}^2 \cdot \text{хв}$ , тоді як для 10% борофтористоводневої кислоти цей показник є на порядок вищим.

В ході досліджень фільтраційних властивостей встановлено, що коефіцієнт збільшення проникності взірців гірських порід після нагнітання глинокислотних розчинів на основі борофтористоводневої кислоти залежить як від складу кислотного розчину та часу витримування розчину, так і від інших чинників таких як абсолютна проникність та карбонатність взірця, тип рідини насичення, порядок нагнітання різних кислотних розчинів. Враховуючи залежність ефективності використання даної кислоти від карбонатності породи її дослідження проводились на двох колекціях кернів: з малим та великим вмістом карбонатів в породі. Як взірці з малим (переважно до 3%) вмістом карбонатів були використані породи-колектори з Рудівського, Анастасіївського, Бугруватівського та Каспійського родовищ. Як взірці з великим (переважно більше 5%) вмістом карбонатів були використані породи-колектори з Долинського родовища та Надвірнянського кар'єру.

Встановлено, що при самостійному прокачуванні борофтористоводневої кислоти при витримуванні до однієї години у взірцях гірських порід з карбонатністю менше 3% спостерігається збільшення їх коефіцієнта абсолютної проникності по воді. При цьому, чим менше значення початкової проникності взірця, тим більший коефіцієнт зростання абсолютної проникності. Наприклад, для взірця з коефіцієнтом проникності  $15,2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  після прокачування 5% розчину борофтористоводневої кислоти коефіцієнт проникності збільшується тільки в 1,02 рази, а для взірця гірської породи з коефіцієнтом проникності  $1,05 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  – вже в 1,71 рази. Аналіз гістограми розподілу порових каналів після нагнітання борофтористоводневої кислоти у взірць №11810 показує, що її використання призводить до зменшення пелітової частини пласта та зростання пор великого діаметру (рисунок 4). Про це свідчить зменшення кількості пор з діаметром до  $0,1 \text{ мкм}$  з 22% до 16%. Частка великих пор (особливо з діаметром  $1,5\text{-}3,8 \text{ мкм}$  та  $8,5\text{-}11 \text{ мкм}$ ) при цьому зростає. Все це в комплексі забезпечує зростання коефіцієнта проникності взірця з  $0,0036$  до  $0,005 \text{ мкм}^2$  (для відрізаної частини взірця зростання коефіцієнта проникності є більшим і становить 152%). Наступне нагнітання у взірць стандартного глинокислотного розчину (суміш 10% соляної та 2%

фтористоводневої кислоти), хоча і забезпечує зростання його проникності, але призводить до утворення пелітових частинок, які спричиняють до зростання частки пор малих розмірів та зникнення порових каналів з діаметром 8,5-11 мкм. Отримані результати свідчать про основну перевагу борофтористоводневої кислоти при концентраціях 1-10% над стандартним глинокислотним розчином – зниження частки пелітових частинок завдяки меншій швидкості розчинення породи при кислотному обробленні продуктивного пласта.



■ – до експерименту    ■ – після нагнітання 5% HBF<sub>4</sub>    ■ – після нагнітання ГРП

**Рисунок 4** – Гістограма розподілу порових каналів за розмірами в торцевій частині взірця 11810 до і після нагнітання 5% розчину борофтористоводневої кислоти та стандартного глинокислотного розчину (суміш 10% соляної і 2% фтористоводневої кислот)

Використання сумішей борофтористоводневої кислоти з іншими кислотами при нагнітанні у карбонатні пісковики засвідчило своєрідність взаємодії досліджуваної кислоти з породою та її залежність від властивостей іншої кислоти (соляної, фосфорної чи оцтової). Найбільш вживаною на практиці може бути суміш соляної та борофтористоводневої кислот. Встановлено, що в значній мірі коефіцієнт зростання абсолютної проникності теригенних взірців залежить від складу такої кислотної суміші та карбонатності породи. У разі пісковиків з карбонатністю до 3% зростання проникності взірців досягається вже в процесі самостійного прокачування суміші соляної та борофтористоводневої кислот. При цьому коефіцієнт зростання абсолютної проникності в значній мірі залежить від використаного об'єму глинокислотного розчину та його складу. Наприклад, нагнітання суміші 10% соляної та 5% борофтористоводневої кислот у взірці з Анастасіївського та Бутруватівського родовищ забезпечує зростання коефіцієнта їх проникності від 121% (при використанні п'яти порових об'ємів) до 240% (десять порових об'ємів).

За цим показником використання суміші соляної та борофтористоводневої кислот є більш ефективним, ніж самостійне нагнітання борофтористоводневої кислоти (при якому максимальне зростання проникності не перевищує двократного значення).

У разі використання висококарбонатних пісковиків нагнітання суміші соляної та борофтористоводневої кислот вимагає попереднього нагнітання солянокислотного розчину. Завдяки такій двоетапній технології оброблення забезпечується суттєве зростання проникності пісковиків. При цьому спостерігається залежність коефіцієнту зростання проникності від об'єму використаного кислотного розчину (чим більший попередній об'єм солянокислотного розчину, тим більше зростання проникності взірця на другому етапі глинокислотного оброблення).

Цікавими виявились результати дослідження особливостей взаємодії борофтористоводневої кислоти з поліміковими взірцями Каспійського родовища. Їх особливістю є відсутність карбонатного цементу та висока концентрація глинистого цементу (близько 20 %). Застосування стандартних кислотних розчинів для збільшення проникності таких взірців виявилось взагалі не ефективним. Так, прокачування 10 % розчину соляної кислоти призводить до зниження коефіцієнта абсолютної проникності поліміктового пісковика на 3 %. Наступне прокачування суміші 10 % соляної та 2 % фтористоводневої кислот дозволило тільки відновити початкову проникність взірця. І тільки нагнітання 10 % водного розчину борофтористоводневої кислоти дозволило збільшити коефіцієнт проникності взірця на 14 %. Через значну кількість глин довготривале витримування взірця у 2 % розчині хлориду калію призводить до їх набрякання та зниження коефіцієнта проникності на 16 %. Прокачування 10 % водного розчину борофтористоводневої кислоти в такий взірець дозволяє не тільки відновити його проникність, але і додатково збільшити її. Так, в результаті оброблення набряклого взірця коефіцієнт його проникності зростає на 42 %.

**Третій розділ** присвячений розробленню технологій глинокислотного оброблення з використанням борофтористоводневої кислоти.

Борофтористоводнева кислота може бути застосована за трьома технологіями з використанням дев'яти базових рецептур глинокислотних розчинів. Запропоновані склади глинокислотних розчинів на основі борофтористоводневої кислоти залежно від конкретних умов свердловини дозволяють розробити технології глинокислотного оброблення виключно на привибійну зону або на віддалену зону пласта.

Первинне глинокислотне діяння передбачає запомповування глинокислотного розчину на основі борофтористоводневої кислоти в поровий простір продуктивного пласта на глибину не більше 2 м. Привибійна зона цих свердловин може містити, а може і не містити привнесених глинистих чи інших забруднень. Такі умови вимагають використання широкого спектру нових складів глинокислотних розчинів. При однопорційному нагнітанні глинокислотного розчину рекомендується використовувати дев'ять базових рецептур кислотних композицій на основі борофтористоводневої кислоти, вибір яких проводиться з врахуванням карбонатності та глинистості порід, пластового тиску та температури, обводнення

продукції та неоднорідності пластів за проникністю. При повторному глинокислотному обробленні пласта перевага надається кислотним сумішам зі сповільненим характером розчинення. При двопорційному нагнітанні глинокислотних розчинів вибір типу кислотних розчинів також проводиться з врахуванням карбонатності та глинистості породи продуктивного пласта.

Глинокислотне діяння на привибійну та віддалену зони пласта передбачає запомповування глинокислотних розчинів на значну глибину (не менше як на 2 м) в продуктивний пласт. Суттєвою різницею цих технологій від оброблення привибійної зони є відсутність процесу освоєння свердловини зразу ж після витримування кислотного розчину, оскільки продукти реакції відтискують в глибину пласта. Тому такі технології повинні передбачати заходи щодо збереження проникності в привибійній зоні пласта, що є вже збільшеною завдяки прокачуванню кислотних розчинів різного складу. Суть такої технології полягає в послідовному нагнітанні в пласт першого буферного розчину ПАР, одного або двох глинокислотних розчинів та другого буферного розчину ПАР.

**У четвертому розділі** наведено результати дослідно-промислових випробувань технологій глинокислотного оброблення присвердловинної зони пласта з використанням борофтористоводневої кислоти.

Результати випробування розроблених технологій глинокислотного оброблення на родовищах ПАТ "Укрнафта" є промисловим підтвердженням правильності поставлених завдань та їх вирішення шляхом застосування глинокислотних розчинів на основі борофтористоводневої кислоти. Впровадження розроблених рецептур та технологій виробовж 2002-2010 років дозволило додатково видобути із 119 свердловин 89,5 тис. т нафти з конденсатом та 63,5 млн.м<sup>3</sup> газу.

Використання борофтористоводневої кислоти на різних покладах Долинського родовища свідчить про те, що найбільша технологічна ефективність глинокислотного діяння досягається в колекторах з найменшою проникністю – в менілітовому покладі (для таких пластів характерна найбільша нафтонасиченість). Проведення гідродинамічних досліджень до і після кислотного діяння свідчить про те, що завдяки цьому зменшується скін-ефект та зростає коефіцієнт продуктивності свердловин. Використання вдосконаленої графоаналітичної методики оцінки результатів гідродинамічних досліджень свердловин до і після проведення методів інтенсифікації дозволило підтвердити можливість проведення спрямованого кислотного діяння виключно на привибійну або віддалену зону, або одночасно і на привибійну і віддалену зони продуктивного пласта завдяки використанню різних технологій кислотного оброблення в комплексі із запропонованими глинокислотними розчинами на основі борофтористоводневої кислоти.

## ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в якій на підставі результатів експериментальних досліджень основних властивостей борофтористоводневої кислоти та сумішей на її основі, розроблено та впроваджено технології глинокислотних оброблень присвердловинних зон продуктивних пластів

з використанням борофтористоводневої кислоти. Отримано наступні основні результати:

1. За результатами лабораторних досліджень встановлено, що із збільшенням тиску з атмосферного до 15 МПа частково знижується розчинність бентонітового глинопорошку в суміші соляної та фтористоводневої кислот в умовах значного зростання їх питомої витрати в результаті протікання вторинних реакцій та зниження розчинності оксиду кремнію при зростанні температури та часу витримування. Такий механізм взаємодії стандартного глинокислотного розчину з глинистими мінералами вимагає використання при високих пластових температурах сповільнено діючих аналогів фтористоводневої кислоти – одним з представників цього класу є борофтористоводнева кислота.

2. За результатами лабораторних досліджень впливу різних хімічних реагентів (кислоти, полімери, ПАР, інгібітори тощо) на розчинну здатність розчинів борофтористоводневої кислоти встановлено, що додавання до неї фтористоводневої або соляної кислоти збільшує розчинність бентонітової глини в 1,1-1,3 рази, а використання інших кислот, ПАР, полімерів сповільнює розчинність глин в 1,2-17,5 разів. В процесі вивчення швидкості диспергування глинистих нашарувань кислотними розчинами на основі борофтористоводневої кислоти встановлено, що позитивний ефект від її використання (на відміну від фтористоводневої кислоти, швидкість диспергування глин в якій є меншою в 10 разів) досягається завдяки тому, що, окрім руйнування глинистих нашарувань, відбувається також повільне розчинення глинистих утворень.

3. За результатами лабораторних досліджень борофтористоводнева кислота є достатньо корозійноактивною (на рівні фтористоводневої кислоти). Це вимагає використання в глинокислотних розчинах на основі борофтористоводневої кислоти інгібіторів кислотної корозії, які при цьому володіють мінімальним сповільнюючим ефектом щодо розчинення глинистих мінералів. Найбільш ефективними інгібіторами для використання в таких кислотних системах є ИКУ-118, Додікор-2725 та АІ-600.

4. Встановлено, що прокачування розчинів борофтористоводневої кислоти у поровий простір взірців гірських порід забезпечує зростання коефіцієнтів їх проникності за умови низьких показників карбонатності порід при одночасному зменшенні частки утворених пелітових частинок (що характерно для розчинів з 1-10% концентрацією кислоти). Зростання карбонатності породи вимагає застосування додаткових заходів (наприклад, уведення інших кислот, попереднє нагнітання соляної чи іншої кислоти тощо) при використанні глинокислотних розчинів на основі борофтористоводневої кислоти.

5. Розроблено оптимальні склади дев'яти базових глинокислотних розчинів на основі борофтористоводневої кислоти, які можуть використовуватись за трьома основними технологіями діяння на пласт – шляхом нагнітання однієї порції глинокислотного розчину, шляхом нагнітання двох порцій та шляхом послідовного нагнітання розчину ПАР, одного або двох порцій глинокислотного розчину та розчину ПАР. На чотири модифікації технологій глинокислотного діяння отримано патенти України (№№ 47474, 72622, 88196, 91583).



6. Результати випробування розроблених технологій глинокислотного діяння на родовищах ПАТ "Укрнафта" підтверджують доцільність застосування глинокислотних розчинів на основі борофтористоводневої кислоти. Упродовж 2002-2010 років з використанням розроблених кислотних систем оброблено присвердловинні зони пласта в 119 свердловинах. Додатковий видобуток становить 89,5 тис. т нафти з конденсатом та 63,5 млн. м<sup>3</sup> газу, а успішність проведених робіт - 86,5 %.

7. Технологічна ефективність розроблених технологій глинокислотних оброблень присвердловинної зони пласта підтверджена наведеними в дисертації даними гідродинамічних досліджень свердловин до і після проведення робіт. Встановлено, що на пізній стадії розробки покладів застосування розчинів борофтористоводневої кислоти є більш ефективним у пластах з меншою проникністю. Наприклад, для Долинського родовища технологічна ефективність глинокислотного оброблення є вищою в менлітових породах, ніж у вигодсько-бистрицьких чи манявських. Згідно з результатами досліджень свердловин, залежно від стану привибійної зони пласта і складу глинокислотного розчину на основі борофтористоводневої кислоти, розроблені композиції дозволяють обробляти тільки привибійну або віддалену зону пласта чи одночасно обидві зони.

## СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Кислотне діяння на нафтогазовий пласт [Текст]: у 2 кн. / М.І. Рудий, С.М. Рудий, С.В. Наследніков. – Івано-Франківськ: ПП "Галицька друкарня плюс". – Кн. 1. – 2011. – 482 с. – Кн. 2. – 2011. – 576 с.

2. Рудий С.М. Фізико-хімічні особливості взаємодії борофтористоводневої кислоти з карбонатними та глинистими компонентами породи [Текст] / М.І. Рудий, С.М. Рудий, А.Г. Кукуєв // Проблеми нафтогазової промисловості: зб.наук.праць. – К.: Науканазтогаз, 2006. – С.212-217.

3. Рудий С.М. Розроблення нових технологій глинокислотної дії на привибійну зону пласта на основі борофтористоводневої кислоти [Текст] // Нафтова і газова промисловість. – 2007.– № 1. – С. 35-37.

4. Рудий М.І. Водні поверхнево-активні системи з покращеною проникною здатністю [Текст] / М.І. Рудий, С.М. Рудий, С.В. Касянчук // Нафтова і газова промисловість. – 2011.– № 4.– С. 42 – 44.

5. Рудий С.М. Підкислені сольові концентрати для дії на привибійну зону пласта [Текст] // Нафтова і газова промисловість. – 2012.– № 1.– С. 49-51.

6. Касянчук С.В. Поверхнево-активні системи з покращеною проникною здатністю на основі розчинника "Пропаніл" [Текст] / С.В. Касянчук, А.О. Станішовський, В.М. Войтків, Ю.В. Лукін, С.М. Рудий / Нафтова і газова промисловість. – 2012.– № 4.– С. 28 – 30.

7. Рудий М.И. Загущенные кислотные растворы на основе неионогенных поверхностно-активных веществ [Текст] / М.И. Рудый, С.М. Рудый // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2011.– № 2.– С. 48 – 52.

8. Рудый М.И. Загущенные кислотные растворы на основе полимеров и сополимеров акриламида [Текст] / М.И. Рудый, С.М. Рудый // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2012. – № 4. – с. 36 – 39.

9. Пат. України № 72622, МКВ Е21В 43/27. Спосіб кислотної обробки заглинених пластів / І.В. Копач, С.В. Манюк, С.М. Рудий, М.І. Мачужак, А.В. Боднар, В.І. Іваненко; заявник та патентовласник ВАТ „Укрнафта”. – № 20021210717; заявл. 28.12.2002; опубл. 15.03.2005, Бюл. № 3.

10. Пат. України № 88196, МПК Е21В 43/00, Е21В 43/27. Спосіб кислотної дії на привибійну та віддалену зону пласта / С.М. Рудий, О.В. Босяк, І.П. Дирів, В.А. Ровенчак, П.В. Гаджун, В.Д. Михайлюк, М.І. Рудий; заявник та патентовласник ВАТ „Укрнафта”. – № а200712652; заявл. 25.05.2009; опубл. 25.09.2009, Бюл. № 18.

11. Пат. України № 91583, МПК Е21В 43/27. Спосіб кислотної дії у видобувній свердловині / С.М. Рудий, В.А. Петриняк, І.П. Дирів, В.А. Ровенчак, В.А. Панков, Ю.В. Лукін; заявник та патентовласник ВАТ „Укрнафта”. – № а200810178; заявл. 10.02.2010; опубл. 10.08.2010, Бюл. № 15.

12. Мачужак М.І. Використання борофтористоводневої кислоти як новий підхід до обробки заглинених пластів [Текст] / М.І. Мачужак, С.В. Манюк, С.М. Рудий, А.Г. Кукуєв, М.І. Рудий/ Нафта і газ України – 2002: зб. наук. праць: матеріали 7-ої Міжнар. наук.-практ. конф.; Київ, 31 жовтня – 1 листопада 2002 р.; у 2-х томах. – К: Нора-прінт, 2003 –. Том 2. – С. 72-73.

13. Рудий С.М. Борофтористоводнева кислота як новий підхід до покращення ефективності глинокислотних обробок [Текст] / С.М. Рудий, А.Г. Кукуєв, М.І. Мачужак // Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України: Матеріали наук.-практ. конф., Івано-Франківськ, 18-21 листопада 2003 р. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – С. 240 – 242.

14. Кукуєв А.Г. Шляхи покращення ефективності глинокислотних обробок в НГВУ „Полтаванaftогаз” [Текст] / А.Г. Кукуєв, М.І. Мислюк, С.М. Рудий // Нафта і газ України – 2004: матеріали 8-ої Міжнар. наук.-практ. конф., Судак, 29 вересня – 1 жовтня 2004 р.; у 2-х томах. – Л.: Центр Європи, 2004 –. Том 1. – С. 410-411.

15. Рудий С.М. Технології глинокислотної дії з використанням борофтористоводневої кислоти [Текст] / Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України: тези доповідей наук.-техн. конф., Івано-Франківськ, 16-18 листопада 2010 р. – Івано-Франківськ, 2010. – С.136-140.

16. Рудый С.М. Разработка новых составов глинокислотных растворов замедленного действия [Текст] / С.М. Рудый, М.И. Рудый // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь: сб. науч. тр. – Гомель: БелНИПИнефть, 2010. – Вып.7.– С. 354 – 361.

17. Визначення технологічної ефективності використання борофтористоводневої кислоти за результатами гідродинамічних досліджень свердловин [Текст] / С.М. Рудий, О.М. Зазуляк, І.П. Дирів // Тези доповідей міжнародної науково-технічної конференції "Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців нафтогазової галузі" [Івано-Франківськ], 03-06 жовтня 2012 р. – Івано-Франківськ, 2012. – С.243 – 245.

## АНОТАЦІЯ

Рудий С.М. Удосконалення технологій оброблень присвердловинної зони пласта з використанням борофтористоводневої кислоти. – На правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.15.06 – Розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ, 2012 р.

Дисертація присвячена удосконаленню методів глинокислотного діяння на присвердловинну зону пласта з використанням борофтористоводневої кислоти. З цією метою проаналізовано сучасний стан використання глинокислотних розчинів на основі фтористоводневої, кремнійфтористоводневої та борофтористоводневої кислот. Для розроблення ефективних технологій глинокислотного діяння проведено дослідження основних властивостей розчинів борофтористоводневої кислоти – розчинності бентонітової глини залежно від різних чинників (концентрація різних кислот, неіоногенних та катіонактивних ПАР, водорозчинних полімерів тощо), диспергування глинистих нашарувань в глинокислотних розчинах різного складу, розчинності карбонатної породи, корозійної активності розчинів борофтористоводневої кислоти як самостійно, так і в суміші з інгібіторами кислотної корозії, впливу нагнітання глинокислотних розчинів на проникність порід-колекторів. На основі лабораторних досліджень запропоновано дев'ять базових рецептур глинокислотних розчинів на основі борофтористоводневої кислоти, які можна використовувати за трьома основними технологіями. Дослідно-промислові випробування та подальше впровадження розроблених технологій глинокислотного діяння у видобувних свердловинах ПАТ "Укрнафта" підтвердили правильність отриманих результатів та їх ефективність в промислових умовах. Технологічна ефективність розроблених технологій глинокислотного діяння підтверджена результатами гідродинамічних досліджень свердловин до і після проведеного оброблення.

**Ключові слова:** глинокислотне діяння, борофтористоводнева кислота, швидкість розчинення, швидкість диспергування, проникність, інтенсифікація видобутку нафти і газу.

## АННОТАЦИЯ

Рудый С.М. Совершенствование технологий воздействия на прискважинные зоны пласта с использованием борофтористоводородной кислоты. – На правах рукописи.

Диссертация на соискание научной степени кандидата технических наук по специальности 05.15.06 – Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, г. Ивано-Франковск, 2012 г.

Диссертация посвящена совершенствованию методов глинокислотного воздействия на прискважинную зону пласта с использованием борофтористоводородной кислоты. С этой целью проанализировано современное

состояние использования глинокислотных растворов на основе фтористоводородной, кремнийфтористоводородной и борофтористоводородной кислот. Для разработки эффективных технологий глинокислотного воздействия проведены исследования основных свойств растворов борофтористоводородной кислоты – растворимости бентонитовой глины в зависимости от различных факторов (концентрация различных кислот, неионогенных и катионоактивных ПАВ, водорастворимых полимеров и другое), диспергирования глинистых компонентов в глинокислотных растворах различного состава, растворимости карбонатной породы, коррозионной активности растворов борофтористоводородной кислоты как самостоятельно, так и в смеси с ингибиторами кислотной коррозии, влияния нагнетания глинокислотных растворов на проницаемость пород-коллекторов.

В ходе исследований установлено, что дополнительный ввод в раствор борофтористоводородной кислоты фтористоводородной или соляной кислоты обеспечивает увеличение скорости растворения бентонита в 1,1 – 1,3 раза, а уксусной или фосфорной кислоты, поверхностно-активных веществ и водорастворимых полимеров – снижение растворимости бентонита в 1,2 – 17,5 раз. Способность борофтористоводородной кислоты (скорость разрушения бентонитовых образцов 630 – 1380 г/м<sup>2</sup>·мин) в отличие от фтористоводородной (скорость разрушения 60 г/м<sup>2</sup>·мин) к увеличению скорости разрушения глинистых образований может быть использована в технологиях разглинизации призабойной зоны пласта. Наиболее эффективными ингибиторами кислотной коррозии для использования в растворах борофтористоводородной кислоты являются ИКУ-118, Додикор-2725 та АІ-600, которые при этом также обеспечивают незначительное снижение скорости растворения бентонита.

Снижение скорости растворения глинистых минералов при использовании борофтористоводородной кислоты при концентрациях 1 – 10 % в условиях ее фильтрации через терригенный поровый коллектор обеспечивает снижение степени образования пелитовых частиц, которые в свою очередь не оказывают негативного влияния на проницаемость образцов горных пород. Следует учитывать, что при самостоятельном использовании борофтористоводородной кислоты увеличение коэффициента проницаемости наблюдается только в образцах с карбонатностью до 2,5 – 3 %. При большей карбонатности образцов горных пород необходимо применять дополнительные мероприятия для снижения карбонатности породы (ввод соляной или иной кислоты в раствор борофтористоводородной кислоты, предварительное нагнетание кислотного раствора).

На основе лабораторных исследований рекомендованы девять основных рецептур глинокислотных растворов на основе борофтористоводородной кислоты, которые можно использовать за тремя основными технологиями. Опытно-промысловые испытания и последующее использование разработанных технологий глинокислотного воздействия в добывающих скважинах ОАО "Укрнафта" (на протяжении 2002 – 2010 гг. с использованием новых кислотных систем проведено 119 скважино-операций, что обеспечило дополнительную добычу 89,5 тыс. т нефти с конденсатом и 63,5 млн. м<sup>3</sup> газа при успешности работ – 86,5 %) подтвердили правильность полученных результатов и их эффективность в промысловых условиях. Технологическая эффективность разработанных технологий

глинокислотного воздействия подтверждена результатами гидродинамических исследований скважин до и после проведенных обработок. Установлено, что в зависимости от технологии воздействия и состава глинокислотного раствора обеспечивается исключительное воздействие или на призабойную, или на отдаленную зону пласта, или одновременное воздействие на призабойную и отдаленную зону пласта.

**Ключевые слова:** глинокислотное воздействие, борофтористоводородная кислота, скорость растворения, скорость диспергирования, проницаемость, интенсификация добычи нефти и газа.

## ANNOTATION

Rudyi S.M.. Technological advancement of boricfluorhydric treatment of downhole zone. –On the manuscript.

Thesis for a scientific degree of the candidate of technical sciences in speciality 05.15.06 – Development of oil and gas fields. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2012.

The thesis is devoted to the problems of method advancement of mud-acid treatment of downhole and step-out well zones using boricfluorhydric acid. The modern use of mud-acid solutions based on hydrofluoric, silicafluorhydric and boricfluorhydric acids is analysed. The basic properties of boricfluorhydric acid solutions - solubility of bentonite clay depending on various factors (concentration of different acids, non-ionogen and cation-active surfactants, water-soluble polymers, etc.), dispersion of clay layers in mud-acid solutions of different composition, solubility of carbonate rocks, corrosion activity of boricfluorhydric acid solutions both independently and in mixture with inhibitors of acid corrosion, effect of mud-acid solutions injection on the permeability of reservoir rocks are studied to develop effective technologies of mud-acid treatment. Nine basic formulae of mud-acid solutions based on boricfluorhydric acid that can be used in three main technological schemes are offered on the basis of laboratory studies. Field testing and subsequent implementation of the developed technologies of mud-acid treatment of producing wells of public company "Ukrnafta" proved the results and their effectiveness in field conditions. Technological efficiency of the developed technologies of acid treatment confirmed the results of hydrodynamic investigations of wells before and after the treatment.

**Key words:** mud-acid treatment, boricfluorhydric acid, dissolution rate, dispersion rate, permeability, production stimulation of oil and gas