

ВПЛИВ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТУ НА ПРОЦЕСИ КОРОЗІЙНОГО РУЙНУВАННЯ ПІДЗЕМНОГО СВЕРДЛОВИННОГО ОБЛАДНАННЯ

¹В.І. Дмитренко, ²І.Г. Зезекало

¹Полтавський університет економіки і торгівлі, 36014, м. Полтава, вул. Ковалюка, 3;
тел. (05322) 21687; e-mail: puskuchem@mail.ru

²Полтавське відділення Українського державного геологорозвідувального інституту,
36002, м. Полтава, вул. Фрунзе 149; тел. (0532) 592666

Проведено комплекс експериментальних досліджень із метою зниження активності корозійних процесів підземного свердловинного обладнання. Встановлено особливості корозії металу у видобувному свердловинному флюїді залежно від концентрації та складу вуглеводневої фази. Результати досліджень свідчать, що вуглеводневі суміші, які характеризуються високим вмістом вищих вуглеводнів та кислотних компонентів, сприяють інтенсивній корозії. Визначено вплив продуктів корозії на швидкість процесу.

Ключові слова: корозія, газовий конденсат, вуглеводні, продукти корозії.

Проведен комплекс експериментальних досліджень з метою зниження активності корозійних процесів підземного обладнання скважин. Встановлені особливості корозії металу в видобувному флюїді в залежності від концентрації та складу вуглеводневої фази. Результати досліджень показують, що вуглеводні суміші, які характеризуються високим вмістом вищих вуглеводнів та кислотних компонентів, сприяють інтенсивній корозії. Визначено вплив продуктів корозії на швидкість процесу.

Ключевые слова: коррозия, газовый конденсат, углеводороды, продукты коррозии

The complex experimental researches for decrease activity of corrosion processes the underground equipment of well are conducted. The corrosion features in fluid well on concentration and structure of a hydrocarbonic phase are established. The hydrocarbonic mixes with the higher hydrocarbons and sour components promote intensive corrosion by researches results are showed. The influence of corrosion products on speed of process are defined.

Keywords: corrosion, gas condensate, hydrocarbons, corrosion products

Корозія обладнання та споруд у нафтогазовій промисловості є однією з основних причин зниження їх працездатності, що зумовлює величезні економічні втрати та екологічні збитки. Це пов'язано з великою металоємністю обладнання та споруд, наявністю високоагресивних середовищ унаслідок гетерогенності продукції, яку видобувають, та вмісту в ній кислотних газів. Питання корозії на конкретному підприємстві потрібно вирішувати комплексно. Тобто це повинно стосуватися не тільки вибору методів боротьби з корозією, але й урахування впливу всіх чинників на цей процес [1, 2].

Враховуючи великий обсяг досліджень у галузі виявлення причин виникнення, механізму розвитку і проблеми розробки заходів, які попереджують внутрішню корозію газопромислових трубопроводів, а також різноманіття підходів до оцінки цього явища, зупинимось на одному із аспектів. Розглянемо вплив вуглеводневого чинника як найменш вивченого, але який, безсумнівно, має практичний інтерес.

Таким чином, метою досліджень було виявити якісний характер та кількісне співвідношення впливу вуглеводневого чинника на швидкість корозії металу для того, щоб знайти способи зниження активності корозійних процесів.

Методика експерименту

Для визначення впливу вуглеводнів на швидкість корозії використовували стабільний

вуглеводневий конденсат Розпашнівського, Загорянського і Гадяцького газоконденсатних родовищ та газ. Як модельне середовище пластової води обрали розчин 0,5 М NaCl+3 г/дм³ СН₃COOH у дистильованій воді, як газоподібне середовище – вуглекислий газ. Час експозиції становив 2 год.

Швидкість корозії сталі визначали гравіметричним методом на зразках-свідках, виготовлених зі сталі марки Р-110 у термостатичній установці, де коловий рух рідини відбувається в турбулентному режимі. Швидкість потоку в зоні розміщення зразків-свідків становила 7–8 м/с.

Компонентний склад газового конденсату і елементний склад продуктів корозії досліджували на газовому хроматографі «СХ-04ПТ». Кислотність нафтопродуктів визначали титруванням кислотних сполук досліджуваних вуглеводнів спиртовим розчином калій гідроксиду згідно з ГОСТ 5985-79.

Результати експерименту

Наявність вуглеводневої фракції у водних електролітах суттєво впливає на кінетику і характер протікання корозійного процесу.

Встановлено, що корозійна активність середовища в системі залежить від співвідношення вуглеводень – вода. Аналіз результатів досліджень свідчить, що у разі вмісту конденсату 30–35% швидкість корозії максимальна (рис. 1).

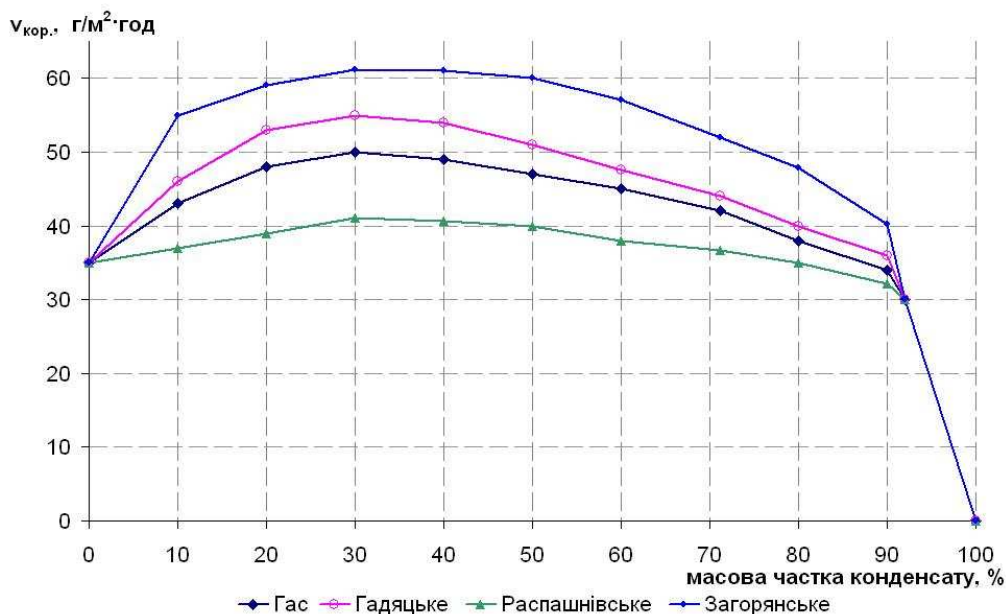


Рисунок 1 – Залежність швидкості корозії від концентрації вуглеводнів у модельному середовищі пластової води ($T=80\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P_{\text{CO}_2}=0,1\text{ МПа}$, $t = 2\text{ год}$)

Таблиця 1 – Склад вуглеводневого конденсату

Конденсат родовища	Кислотність, мг КОН/100 см ³	Масова частка, %						
		C ₅ -C ₁₀	C ₁₀ -C ₁₇	> C ₁₇	алкани	ароматичні	нафтенові	S
Гадяцького	0,48	67,5	12,4	5,2	55,2	27,8	6,5	–
Розпашнівського	0,45	70,2	8,9	–	42,3	16,8	15,6	–
Загорянського	1,06	60,7	14,2	5,1	57,3	21,6	6,5	сліди
Гас	0,41	60,3	10	2,3	49,7	22,6	4,7	–

Не залежно від типу газового конденсату при його співвідношенні із пластовою водою 1:2 процес корозії посилюється в 1,2–1,7 рази порівняно з однофазним водним середовищем. Вуглеводнева фаза гетерогенного середовища практично інертна до металу, але акумулює підвищену порівняно з водною фазою кількість H_2S , O_2 , CO_2 . Унаслідок цього на поверхні металу, що кородує, виникають тонкі прошарки електроліту, де корозійний процес в умовах вільного надходження деполаризатора протікає з більшою швидкістю, ніж в об'ємі середовища [3, 4].

Інтенсивна корозія обладнання починається вже тоді, коли вміст води у системі становить 0,1–2%, при цьому швидкість корозії зростає у 30 разів. За концентрації водного середовища 2% швидкість корозії поступово збільшується і набуває максимуму за концентрації 70%, після чого зменшується в 1,1–1,7 рази.

Результати експериментів свідчать, що на інтенсивність корозії у двофазному середовищі також впливає склад вуглеводневого конденсату. Так, наприклад, виявлена висока агресивність середовища досліджуваних систем за наявності газового конденсату Загорянського та Гадяцького газоконденсатних родовищ, які містять вуглеводнів C₁₀-C₁₇ – 12,4–14,2%, >C₁₇ – 5,2–6,8% (табл. 1).

Конденсат із меншим вмістом вуглеводнів C₁₀-C₁₇ (8,9–10%) менш відчутно впливає на корозійні процеси. Швидкість корозії у водному середовищі за наявності газового конденсату Розпашнівського родовища в 1,1–1,3 рази, а за наявності гасу в 1,1 рази менша, ніж за наявності конденсату Гадяцького родовища.

Як видно з рисунка 1, швидкість корозії у вуглеводневому середовищі при всіх концентраціях зменшується в ряді:

$$\text{конденсат з концентрацією } C_{10}-C_{17} > 10\% > \text{гас} > \text{конденсат з концентрацією } C_{10}-C_{17} < 10\%$$

Встановлено, що швидкість корозійного впливу прямо пропорційна вмісту C_{10+вище}. Так, навіть гас є більш корозійно активним, ніж надлегкі газові конденсати з вмістом C_{10+вище} < 5%. Це обумовлено тим, що більша частина гетероатомів, зокрема кисню та сульфору, зосереджена у важких фракціях, особливо у її смолистій частині.

Слід відмітити, що швидкість корозії за наявності газового конденсату Загорянського родовища за всіх концентрацій значно вища, порівняно з іншими досліджуваними системами (в 1,1–1,5 рази), що можна пояснити високим вмістом у ньому, крім вищих вуглеводнів C_{10+вище} ≈ 19,3%, речовин із кислотними властивостями (див. табл. 1).

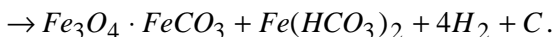
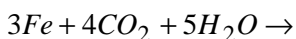
Таблиця 2 – Хімічний склад зразків вуглеводневих продуктів

Продукти корозії	Елементний склад, %									
	C	H	Cl	Na	K	Ca	Al	Fe	Si	O
Видалені із пробовідбірників свердловин родовищ										
Яблунівського	98,5	0,15	0,50	0,43	0,09	0,05	0,20	0,28	0,10	0,20
Машівського	97,1	0,23	0,49	0,59	0,09	0,04	0,32	0,58	0,17	0,49
Опішнянського	98,7	0,12	0,38	0,30	0,03	0,05	0,14	0,12	0,06	0,10
Отримані в лабораторних умовах	99,3	0,10	0,23	0,12	–	–	–	0,15	–	0,10

Отже, чим більше у конденсаті вищих вуглеводнів та кислотних компонентів, тим інтенсивніше протікає корозія.

Результати досліджень чорного осаду, що утворюється на зразках-свідках та на межі поділу рідких фаз електроліт – вуглеводень, свідчать, що за хімічним складом він ідентичний сажоподібним речовинам, що видалені зі свердловини (табл. 2). Утворений осад не розчиняється у воді, метанолі, ацетоні, уайт-спіриті, бензолі та інших розчинниках. Установлено, що в однофазних водних системах із аналогічним корозійним середовищем і в двофазному корозійному середовищі без наявності металевих зразків утворення подібних продуктів не спостерігається. За результатами проведених хімічних аналізів продуктів корозії, крім оксидів і карбонатів феруму, виявлено 1-2% елементарного карбону.

Таким чином, аналізуючи склад вуглеводневого осаду та умов його утворення, можна зробити висновок, що він є продуктом перетворення вуглеводневого конденсату в кислому середовищі за участі металу:



Для виявлення впливу карбону на корозію газопромислового обладнання в модельному середовищі проводили дослідження з додаванням 1 кг/м³ графітного порошку. Виявлено, що швидкість корозії сталі в усіх випадках зросла на 25-30% порівняно з корозією в електроліті без домішки. На поверхні металевих зразків з'явилися значні пітинги та виразкоподібні руйнування. Отже, у процесі корозії металу в середовищі природного газу, який містить CO₂ і низькомолекулярні карбонові кислоти, на поверхні обладнання відбуваються утворення і адсорбція вуглеводневих продуктів, які є стимуляторами процесу.

Із усього вищезгаданого можна зробити такі **висновки** про значну роль вуглеводневого чинника в активації корозійних процесів газопромислового обладнання.

Встановлено, що не залежно від типу газового конденсату при його при його співвідношенні із пластовою водою 1:2 процес корозії посилюється в 1,2-1,4 рази порівняно з однофазним водним середовищем.

Вуглеводневі суміші, які характеризуються високим вмістом вищих вуглеводнів та кислотних компонентів, сприяють інтенсивній корозії.

Продукти вуглекислотної корозії є стимуляторами процесу.

При визначенні швидкостей корозії і прогнозі корозійних руйнувань необхідно враховувати не лише концентрацію CO₂ та низькомолекулярних карбонових кислот, а й склад і вміст газового конденсату у видобувному флюїді.

Література

1 Саакян Л.С. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии / Л.С. Саакян, А.П. Ефремов. – М.: Недра, 1982. – 32 с.

2 Маркин А.Н. CO₂-коррозия нефтепромыслового оборудования // А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов. – М.: «ВНИИОЭНГ», 2003. – 188 с.

3 Хуршудов А.Г. Прогнозирование углекислотной коррозии нефтегазопроводов / А.Г. Хуршудов, И.С. Сивоконь, А.Н. Маркин // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 11. – С. 59-61.

4 Зезекало И.Г. Разработка и применение ингибиторов для защиты от коррозии газопромислового оборудования в среде природного газа с повышенным содержанием карбоновых кислот: дис... кандидата техн. наук : 05.17.14 / Иван Гаврилович Зезекало. – М., 1986. – 170 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
29.05.11

Рекомендована до друку професором
Мойсишиним В.М.