

ДОСЛІДЖЕННЯ ВЗАЄМНОГО ВПЛИВУ ІНГІБІТОРІВ КОРОЗІЇ ТА ІНГІБІТОРІВ ВІДКЛАДЕННЯ СОЛЕЙ НА ЇХ ЗАХИСНІ ВЛАСТИВОСТІ

Р.М. Кондрат, М.О. Псюк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727141,
e-mail: renga@nung.edu.ua

Проаналізовано основні ускладнення, що виникають за різних умов експлуатації газових і газоконденсатних свердловин. Розглянуто шляхи вирішення проблеми несумісності інгібіторів корозії та відкладення солей при експлуатації свердловин і при розробленні та промислового впровадженні комплексних інгібіторів для боротьби з вуглекислотою корозією, обводненням газових і газо-конденсатних свердловин, відкладеннями солей і гідратуутворенням. Наведено результати лабораторних досліджень з вивчення впливу інгібіторів відкладення солей на захисну дію інгібіторів корозії і впливу інгібіторів корозії та інших хімічних агентів на ефективність інгібіторів відкладення солей. Наведено діаграми, що побудовані за результатами лабораторних досліджень з визначення ступеня захисту інгібіторів корозії при додаванні до них інгібіторів відкладення солей та лабораторних досліджень з визначення ефективності інгібіторів відкладення солей при додаванні до них інгібіторів корозії. Обґрунтовано ефективні композиції хімічних агентів для розроблення комплексного інгібітору.

Ключові слова: обводнення газових і газоконденсатних свердловин, вуглекислота корозія, гідратуутворення, відкладення солей, газ, конденсат, поверхнево-активна речовина, інгібітор корозії, інгібітор відкладення солей, комплексний інгібітор, несумісність хімічних агентів.

Проанализированы основные осложнения, которые возникают при разных условиях эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. Рассмотрены пути решения проблемы несовместимости ингибиторов коррозии и отложения солей при эксплуатации скважин и при разработке и промышленном внедрении комплексных ингибиторов для борьбы с углекислотной коррозией, обводнением газовых и газоконденсатных скважин, отложениями солей и гидратообразованием. Приведены результаты лабораторных исследований по изучению влияния ингибиторов отложения солей на защитное действие ингибиторов коррозии и влияния ингибиторов коррозии и других химических агентов на эффективность ингибиторов отложения солей. Приведены диаграммы, построенные по результатам лабораторных исследований по определению степени защиты ингибиторов коррозии при добавлении к ним ингибиторов отложения солей и лабораторных исследований по определению эффективности ингибиторов отложения солей при добавлении к ним ингибиторов коррозии. Обоснованы эффективные композиции химических агентов для разработки комплексного ингибитора.

Ключевые слова: обводнение газовых и газоконденсатных скважин, углекислотная коррозия, гидратообразование, отложение солей, газ, конденсат, поверхностно-активное вещество, ингибитор коррозии, ингибитор отложения солей, комплексный ингибитор, несовместимость химических агентов.

The analysis of basic complications under different conditions of operation of gas and gas condensate wells has been done. The ways of solving the problem of incompatibility of corrosion and scale inhibitors have been considered while well operating and developing and industrial introducing of complex inhibitors for control of carbon dioxide corrosion, flooding of gas and gas condensate wells, salt deposition, and hydrate formation. The results of laboratory experiments connected with influence of scale inhibitors onto protective action of corrosion inhibitors and influence of corrosion inhibitors and other chemical agents onto efficiency of scale inhibitors have been provided. The diagrams built in accordance with the laboratory experiments results to determine the corrosion inhibitors protection efficiency after scale inhibitors addition and laboratory experiments concerning the determination of scale inhibitors protection efficiency after corrosion inhibitors addition have been provided. Effective compositions of chemical reagents for complex inhibitor work up have been developed.

Key words: gas and gas condensate wells flooding, carbon dioxide corrosion, hydrate formation, salt deposition, gas, condensate, surfactant, corrosion inhibitor, scale inhibitor, complex inhibitor, incompatibility of chemical reagents

Постановка проблеми у загальному вигляді та її зв'язок із важливими науковими чи практичними завданнями. Основними ускладненнями, що виникають в процесі експлуатації газових і газоконденсатних свердловин, є їх обводнення, відкладення солей, гідратуутворення та корозія свердловинного обладнання. Ці ускладнення призводять до суттєвого зниження дебіту свердловин. Для більшої газових і газоконденсатних свердловин характерним є обводнення, що може призвести до їх самоглушіння. За наявності інших видів ускладнення під час експлуатації обводнених сверд-

ловин ситуація погіршується. Досить часто експлуатація свердловин ускладнюється корозією свердловинного обладнання і відкладенням солей. За даними Російського союзу хіміків щорічні втрати внаслідок корозії в країнах СНД складають 60 – 80 млрд. доларів. Відкладення солей у свердловинному обладнанні призводить до суттєвого зниження дебітів свердловин. Отже, необхідно постійно застосовувати методи боротьби з ускладненнями в процесі експлуатації газових і газоконденсатних свердловин для забезпечення їх стабільної експлуатації.

За різних умов експлуатації свердловин (високі тиски, температури, вміст у продукції свердловини корозійноагресивних компонентів – CO_2 і H_2S , наявність умов для відкладення солей та гідратування, характер та ступінь обводнення свердловин, що характеризується значенням водяного фактора) здійснюють вибір найбільш доцільного і ефективного методу для боротьби з наявними ускладненнями.

Основними методами захисту свердловинного обладнання від корозії є: використання корозійно-стійких сталей і сплавів, застосування металічних і неметалічних покриттів, хімічний метод (застосування інгібіторів корозії), катодний і протекторний захист, обмеження швидкості руху газорідного потоку (дебітів газу). Методи запобігання і боротьби з відкладеннями солей поділяються на технологічні, фізичні і хімічні.

Одним з найбільш ефективних і доцільних методів боротьби з вказаними вище ускладненнями в процесі експлуатації газових і газоконденсатних свердловин є хімічний метод. Він полягає у використанні різних хімічних реагентів для боротьби з ускладненнями. Даний метод є відносно дешевим і простим у застосуванні (для боротьби з ускладненнями немає потреби у використанні складної техніки і пристроїв), що підтверджується багаточисленними дослідженнями [1-3]. Цей метод є найбільш поширеним в промисловості. Досить перспективним напрямком цього методу є розроблення і впровадження комплексних інгібіторів.

Серйозною проблемою під час експлуатації газових і газоконденсатних свердловин є несумісність інгібіторів корозії та відкладення солей, тобто значне зниження ефективності інгібітору корозії після додавання до нього інгібітору відкладення солей. Небажаним наслідком несумісності хімічних реагентів є збільшення витрати дорогих хімічних реагентів та зростання витрат на проведення заходів з боротьби із вказаними ускладненнями (відкладення солей в стовбурі свердловини і корозійне руйнування газопромислового обладнання). У зв'язку з цим при розробленні комплексних інгібіторів необхідно дотримуватись такої вимоги: підбирати такі інгібітори відкладення солей, щоб вплив їх на захисну дію інгібіторів корозії був мінімальний, тобто важливим завданням є вибір таких компонентів комплексного інгібітору, щоб вони при додаванні до розчину не призводили до суттєвого погіршення властивостей інших компонентів (реагентів), що входять до складу цього комплексного інгібітору. Для вирішення цієї проблеми необхідно проводити лабораторні дослідження впливу додавання інгібіторів відкладення солей на захисну дію інгібіторів корозії, а також дослідження впливу інгібіторів корозії та інших хімеагентів на ефективність інгібіторів відкладення солей.

Огляд останніх досліджень і публікацій, в яких започатковано розв'язання даної проблеми. В роботі [4] наведено результати лабораторних досліджень з вивчення корозій-

ної активності кислотних розчинів, що використовуються для інгібування і боротьби з відкладеннями солей. Були проведені дослідження з визначення корозійної активності 0,5 %-ного розчину нітрлотриметилфосфонові кислоти (інгібітор ИСБ-1), що являє собою інгібітор корозії та відкладення солей у пластовій воді (об'єктом дослідження були свердловини Гаймурзінського нафтового родовища). Для лабораторних досліджень використовувались сталеві зразки-свідки (з насосно-компресорних труб згідно АРІ 5СТ (ГОСТ 633-80)). Дослідження проводились гравіметричним методом, тобто визначали втрату ваги зразків-свідків у контрольному середовищі (пластова вода) і у досліджуваному середовищі (пластова вода з ИСБ-1). В результаті проведених досліджень встановлено, що із збільшенням тривалості випробувань втрата ваги зразків, що знаходяться в контрольному середовищі, завжди більша, ніж у пластовій воді з інгібітором корозії. Додавання ИСБ-1 протягом 18 місяців випробувань сповільнює процес корозії в 2,2 рази. Протягом часу проведення лабораторних досліджень рН середовища контрольного розчину поступово знижувався (в 1,5 рази порівняно з початковим значенням), тоді як у пластовій воді з інгібітором рН середовища практично не змінився і склав в середньому 4,87.

В [5] наведено результати лабораторних досліджень з вивчення впливу різних хімічних реагентів (деемульгаторів, поверхнево-активних речовин (ПАР) та інгібіторів корозії) на ефективність інгібіторів відкладення солей НТФ, ДПФ-1 і СНПХ-5301. Зокрема, досліджувались деемульгатори дисольван 4411, дипроксамін 157, R-11, прогамін ДЕМ 15/100, проксамін 385, ПАР МЛ-72, МЛ-80 та інгібітори корозії "Север-1", "Нафтохім-3", СНПХ-4601 [6] та інші. Вивчення впливу наведених вище деемульгаторів, поверхнево-активних речовин та інгібіторів корозії на ефективність інгібіторів відкладення солей проводилось за методикою оцінки ефективності інгібіторів відкладення солей, що наведено в [7] (визначається захисний ефект (в %) за різницею мас осадів, що випали із контрольного та інгібірованого зразків розчину хімеагенту в пластовій воді, відібраній з конкретної свердловини).

З результатів цих лабораторних досліджень видно, що деемульгатори негативно впливають на інгібітори відкладення солей (знижують ефективність інгібіторів відкладення солей). Так, деемульгатор проксамін 385 знижує ефективність інгібіторів відкладення солей на 3–6 %, реагент R-11 – на 6–12 %, а реагент прогамін ДЕМ 15/100 – на 2–4 %. На відміну від деемульгаторів, ПАР (МЛ-72, МЛ-80) та інгібітори корозії "Север-1", "Нафтохім-3" і СНПХ-4601 нейтрально або позитивно впливають на процес запобігання відкладення солей та ефективність інгібіторів відкладення солей. ПАР МЛ-72 і МЛ-80 не змінюють захисний ефект інгібіторів відкладення солей (нейтральний вплив), а додавання інгібіторів корозії "Север-1", "Нафтохім-3"

(РД 39–0147103–306–88) призводить до збільшення ефективності інгібіторів відкладення солей на 1–4 % (позитивний вплив).

З метою вивчення взаємного впливу інгібіторів корозії (“Азол-5010”, “КорМастер-1035” і СНПХ-1004) та відкладення солей (“Акватек-511М”) в роботі [8] наведено результати експериментів з оцінки зміни ефективності сповільнення відкладення карбонату кальцію і корозійної дії водного середовища на свердловинне обладнання (для умов ООО “РН-Юганскнефтегаз”) за присутності даних хімреагентів у водному середовищі.

Ефективність інгібітору відкладення солей “Акватек-511М” в присутності інгібіторів корозії “КорМастер-1035”, “Азол-5010” і СНПХ-1004 оцінювали по сповільненню відкладення карбонату кальцію на моделях пластової води Приобського родовища ООО “РН-Юганскнефтегаз”, на якому свердловини та нафтопромислове обладнання піддаються інтенсивній дії відкладення солей і корозії. Дослідження з визначення ефективності інгібітору відкладення солей “Акватек-511М” проводили при температурі 40 °С, що є найбільш характерним для нафтопроводних комунікацій та умов пунктів підготовки нафти, на моделях пластової води з різним вмістом осадоутворюючих іонів та різною схильністю пластової води до відкладення карбонату кальцію.

Ефективність інгібування (у відсотках) визначали за формулою:

$$E_{\text{інг.в.с.}} = \frac{C_p - C_x}{C_0 - C_x} \cdot 100, \quad (1)$$

де C_p, C_x, C_0 – вміст катіонів Ca^{2+} в розчині з інгібітором відкладення карбонату кальцію після проведення досліду, в розчині без інгібітору та у вихідному розчині відповідно, мг/л;

$E_{\text{інг.в.с.}}$ – ефективність інгібування, %.

За результатами проведених дослідів зроблено такі висновки:

1) в присутності інгібіторів корозії “Азол-5010”, СНПХ-1004 і “КорМастер-1035” ефективність запобігання відкладення карбонату кальцію інгібітором відкладення солей “Акватек-511М” знижується, причому в присутності інгібітору корозії СНПХ-1004 ефективність інгібування відкладення солей знижується на менше значення порівняно із інгібіторами корозії “Азол-5010” і “КорМастер-1035”. При концентрації хімреагенту “Акватек-511М”, що становить 30 мг/л і вище, для моделі пластової води із вмістом іонів Ca^{2+} 300 мг/л його ефективність перевищує 90 %;

2) в присутності інгібітору корозії “КорМастер-1035” ефективність запобігання відкладення карбонату кальцію реагентом “Акватек-511М” знижується на 49–68 % залежно від складу моделі пластової води;

3) в присутності інгібітору корозії “Азол-5010” ефективність запобігання відкладення карбонату кальцію інгібітором відкладення солей “Акватек-511М” знижується на 35 – 58 % залежно від складу моделі пластової води;

4) зі збільшенням насиченості водного середовища карбонатом кальцію ефективність інгібування відкладення солей в присутності інгібіторів корозії знижується в більшій мірі.

В [8] наведено також результати експериментів з оцінки зміни ефективності інгібіторів корозії “КорМастер-1035”, “Азол-5010”, СНПХ-1004 в присутності інгібітору відкладення солей “Акватек-511М”. Дослідження проводились гравіметричним методом з використанням зразків-свідків, виготовлених із сталі Ст.20 у вигляді прямокутних пластинок розміром $5 \times 1 \times 0,1$ см. Досліджувана концентрація інгібіторів корозії становила 30 мг/л.

Ефективність захисної дії інгібіторів корозії розраховували за формулою:

$$Z_{\text{інг.кор.}} = \frac{V_{\text{к.0.}} - V_{\text{к.}}}{V_{\text{к.0.}}} \cdot 100, \quad (2)$$

де $V_{\text{к.0.}}, V_{\text{к.}}$ – швидкість корозії відповідно у контрольному середовищі (без інгібітору корозії) та інгібірованому середовищі, г/(м² год);

$Z_{\text{інг.кор.}}$ – ефективність захисної дії інгібітору корозії, %.

З результатів проведених досліджень впливає, що в присутності інгібітору відкладення солей “Акватек-511М” захисна дія інгібіторів корозії, “Азол-5010” і “КорМастер-1035” збільшилась, а СНПХ-1004 – знизилась. Ефективність захисної дії наведених інгібіторів корозії в присутності інгібітору відкладення солей “Акватек-511М” при досліджуваній концентрації становить 71 % для “Азол-5010”, 58 % для “КорМастер-1035” і 66 % – для СНПХ-1004.

Значна кількість публікацій як вітчизняних, так і зарубіжних дослідників присвячена розробці композицій хімреагентів, які би забезпечували захист свердловинного обладнання одночасно від корозії та відкладення солей, за результатами вивчення впливу поверхнево-активних речовин та інгібіторів корозії на ефективність інгібіторів відкладення солей та впливу хімреагентів на ефективність інгібіторів корозії. Зокрема, в [9-10] вказується на те, що композиції водорозчинних поліакрилатів з хімреагентом ОЕДФЦ забезпечують не лише надійний захист сталі від корозії, але і ефективно запобігають відкладенню солей. Крім того, досліджена здатність композиції на основі анавідіна (фосфат полігексаметиленгуанідині) з лігносульфонатним інгібітором корозії, окислювачем та іншими додатками (композиція ИФХАН-43) значно сповільнювати корозію обладнання і запобігати відкладенню солей. Ця композиція зберігає високі захисні властивості навіть в присутності нафтоводяних або конденсатноводяних емульсій і сірководню, підтверджує те, що композицію ИФХАН-43 можна застосовувати для захисту як обладнання нафтопереробних заводів, так і свердловинного обладнання.

В [11] вказується на те, що ООО “ИНКОР-МЕТ” (Росія, м. Ростов-на-Дону) випускає двофункціональний інгібітор відкладення солей і

корозії ВНПП-ОС-3 (ТУ 2439-015-57518521-05). Хімреагент ВНПП-ОС-3 розроблений для використання в нафтогазовидобувній промисловості для боротьби із відкладеннями солей під час експлуатації нафтових і газових свердловин та захисту обладнання від корозії. Робоча концентрація ВНПП-ОС-3 – 10–50 мг/дм³. При цій концентрації реагент забезпечує ступінь захисту сталі Ст. 3 до 95 % (в розчині 3 % мас. NaCl). ООО “ИНКОРМЕТ” випускає також інгібітор корозії комплексної дії “ФЛОЕТ-ИБ” (ТУ 2458-003-75005788-2004), що призначений для захисту трубопроводів та обладнання нафтових і газових свердловин від корозії в середовищах, що містять сірководень та вуглекислоту, і для боротьби з відкладеннями солей під час експлуатації нафтових і газових свердловин. Інгібітор “ФЛОЕТ-ИБ” може також використовуватись для запобігання асфальтосмолопарафінових відкладень. Рекомендована концентрація хімреагенту “ФЛОЕТ-ИБ” для захисту обладнання свердловин від корозії та запобігання і боротьби з відкладеннями солей становить 50 г/м³.

В [12] наведено характеристику реагенту Корректор (ТУ РБ 29003723.001-99), що являє собою інгібітор корозії та відкладення солей. Як інгібітор корозії реагент має властивості інгібіторів плівкоутворюючого типу, а також анодного і катодного типу. Він адсорбується на поверхні металів і утворює між металом і водою гідрофобну плівку, що перешкоджає проникненню до поверхні металу корозійно-агресивних речовин. Як інгібітор відкладень солей реагент Корректор взаємодіє з уже існуючими відкладеннями солей (накипу), і в результаті проходження реакції обміну та лужного гідролізу він переводить їх із твердого стану в стан шламу, що не злипається і легко вилучається. Постійне додавання інгібітору корозії та відкладення солей Корректор (насосами-дозаторами) або періодичне запомповування його в середовище, де має місце відкладення солей перешкоджає утворенню нових відкладень солей або істотно знижує швидкість їхнього утворення. Виробник реагенту Корректор – ООО АГАТ-АТ (Білорусія). Реагент випускають і постачають споживачам в концентрованому вигляді – з концентрацією 350 – 375 г/л активної діючої речовини.

В [13] наведено характеристику реагенту поліфункціональної дії КИСК (КИСК-1, КИСК-2), що випускається НВО “Агротех” (Росія).

Реагенти КИСК (ТУ 2415-007-76499798-2009) – це інгібітори поліфункціональної дії нового покоління (інгібітори відкладення солей і корозії), основу яких складають композиції органофосфонатів та їх комплексонатів із солями polyvalentних металів. Реагент КИСК-1 є комплексним інгібітором відкладення солей і корозії і являє собою водний розчин натрієвих солей органічних фосфонових кислот, серед яких переважають нітрлотриметилфосфонова (НТФ), метилімінодиметилфосфонова (МИДФ) і гексаметилендіамінтетраметилфосфонова (ГМДФ) кислота та їх комплексонатів з цин-

ком. Реагент КИСК-2 є комплексним інгібітором відкладення солей і корозії і являє собою водний розчин натрієвих солей органічних фосфонових кислот, серед яких переважає оксиділендіфосфонова кислота (ОЕДФ) та їх комплексонатів з цинком у композиції із сульфідом натрію.

Поліфункціональність реагенту КИСК визначається властивостями речовин-комплексонів, що входять до його складу:

- адсорбуються на активних центрах мікрозародків солі, що кристалізується, перешкоджають їхньому подальшому росту і запобігають тим самим утворенню відкладень солей (накипу);

- утворюють на поверхні металу захисну плівку, що перешкоджає процесам електрохімічної корозії і пітингуотворенню;

- мають біоцидні властивості і придушують розвиток мікроорганізмів у широкому діапазоні рН середовища.

Реагент КИСК за своєю ефективністю перевершує вітчизняні реагенти ОЕДФ, НТФ, ПАФ-13, ИОМС та їх цинкові солі.

В [14] вказується на те, що для захисту обладнання свердловин від корозії та відкладення солей можуть використовуватись інгібуючі композиції, до складу яких входять азотвмісні піни. Тривалість захисного ефекту після проведення оброблень газоконденсатної або нафтової свердловини цими інгібуючими композиціями в 2,3 – 2,9 рази більша, ніж після оброблення звичайними інгібіторами корозії.

В [15] наведено характеристики інгібіторів корозії, розроблених УкрНДІгаз – “И1” (водорозчинний інгібітор, що містить до 95 % активної речовини), “И2 – И11” (інгібітори, що володіють захисними властивостями за концентрації 1 – 1,5 мг/л), “1 НКО” (водооливорозчинний інгібітор), які в комбінації з поверхнево-активними речовинами та розчинниками можуть використовуватись для захисту свердловин та їх шлейфів від корозії, гідратуотворень і твердих малодисперсних забруднень. Ці реагенти недорогі, нетоксичні, негорючі, нелеткі і не поступаються кращим світовим аналогам.

В [16] наведено умови і технологію застосування складу для одночасного інгібування корозії, запобігання відкладенню солей і асфальтосмолопарафінових відкладень (АСПВ) під час експлуатації обводнених газоконденсатних свердловин, компонентами якого є (мас. %) : інгібітор відкладення солей 1 – 4 (оксиділендіфосфонова або нітрлотриметилфосфонова кислота); інгібітор АСПВ твердого стану 29 – 36 (ИПП-2 сополімер на основі вінілацетату або ИПП-3 сополімер на основі акриламід); інгібітор корозії твердого стану 12 – 18 (ИКБ-4 або ИКБ-2 (ИКБ-6В)); кубовий залишок виробництва первинних амінів C₁₇ – C₂₀ – решта. Особливістю запропонованого складу є те, що він забезпечує високий рівень захисту від корозії свердловинного обладнання, відкладень солей та від АСПВ протягом тривалого часу за різної обводненості пластових флюїдів.

В [17] наведено характеристики і технологію застосування комплексного інгібітору для винесення пластової води, захисту свердловинного обладнання від сірководневої корозії, боротьби з гідрато-утвореннями та відкладеннями солей для умов Оренбурзького ГКР.

В [18] наведено характеристику комплексного інгібітору, розробленого Харківським політехнічним інститутом, до складу якого входять спіновач АО, карбамід (сечовина) та інгібітор гідратуутворення – хлористий кальцій.

В роботі [19] вказується на можливість застосування для одночасного захисту свердловинного обладнання від корозії та відкладення солей композицій, що містять 0,7...0,8 % ПАР неонулу і мікродози інгібіторів відкладення солей біфункціональної дії, що мають комплексні властивості (володіють високою поверхневою активністю, запобігають відкладення солей та інгібують корозійну активність). Композиції ПАР з інгібіторами відкладення солей характеризуються стабільністю за різних термобаричних умов та економічністю.

Виділення невирішеної раніше частини загальної проблеми та постановка завдання.

В зв'язку з тим, що в процесі експлуатації газових і газоконденсатних свердловин на родовищах НГВУ "Полтава-нафтогаз" характерні такі ускладнення, як вуглекислотна корозія, гідратуутворення, обводнення свердловин та відкладення солей в умовах високих тисків (5 – 40 МПа) і температур (90 – 120 °С), то виникла необхідність у розробленні комплексного інгібітору для ефективної боротьби з наведеними вище ускладненнями для конкретних умов експлуатації газових і газоконденсатних свердловин (високі тиски, температури, вміст CO₂ в продукції свердловин, ступінь обводнення свердловин – високий водяний фактор та ін.). При розробленні комплексного інгібітору важливою проблемою є обґрунтування таких компонентів комплексного інгібітору, щоб вони при додаванні до розчину не призводили до суттєвого погіршення властивостей інших компонентів (реагентів), що входять до складу комплексного інгібітору. В тому числі, необхідно підібрати та обґрунтувати такі інгібітори відкладення солей, щоб вплив їх на захисну дію інгібіторів корозії був мінімальний, а також підібрати та обґрунтувати такі інгібітори корозії та інші хімеагенти, щоб їх додавання до інгібіторів відкладення солей не призводило до суттєвого зниження їх ефективності.

Вплив інгібіторів відкладення солей на захисну дію інгібіторів корозії ТАЛ-3 і карбозолін СД досліджувався в роботі [20]. Проте, виникла необхідність розширення досліджень, тобто дослідити більшу кількість реагентів, а саме: інгібітори відкладення солей КТІ-С, поліакрилат натрію, СОНСОЛ-3000 (3003М), інкредол-1 та інгібітори корозії (ПАР) сульфенол, савенол SWP і карбозолін-О.

Викладення основного матеріалу дослідження з обґрунтуванням одержаних наукових результатів. Для вирішення вказаної вище проблеми лабораторією підвищення газоконденсатовилучення із пластів (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу) проведено дослідження з обґрунтування найбільш ефективних реагентів з метою розроблення комплексного інгібітору для боротьби з ускладненнями в процесі експлуатації газових і газоконденсатних свердловин (в тому числі лабораторні дослідження впливу додавання інгібіторів відкладення солей на захисну дію інгібіторів корозії, а також дослідження впливу інгібіторів корозії та інших хімеагентів на ефективність інгібіторів відкладення солей).

Для запобігання і боротьби з відкладеннями солей у свердловинному обладнанні використовується значна кількість хімеагентів. До інгібіторів відкладення солей, що застосовуються на промислах вже тривалий час, відносяться поліфосфат натрію (ПФН), фосфорований триетаноламін (ФТЕА), нітрилотриметилфосфоновна кислота (НТФ), реагенти КТІ-С, поліакрилат натрію та інші.

Хімеагенти, що почали застосовуватись відносно нещодавно, – це СНПХ, Додіген, Додіскейл, СОНСОЛ-3000, СОНСОЛ-3003М, інкредол-1 та двофункціональні реагенти ОПТИОН-313, ЭКТОСКЕЙЛ-450, АФОН 230-23А, КИСК-1 та інші.

У лабораторії підвищення газоконденсатовилучення із пластів (ІФНТУНГ) проведено дослідження з визначення ступеня захисту інгібіторів корозії ТАЛ-3 і карбозолін СД окремо і з додаванням до них інгібіторів відкладення солей КТІ-С, поліакрилату натрію, СОНСОЛ-3000 (3003М), інкредол-1. Дослідження проводились гравіметричним і аналітичним методами. При проведенні досліджень за першим методом визначали швидкість корозії (масометричний показник швидкості корозії) K_m (в г/(м² год)), далі визначали ступінь захисту Z_k (у відсотках) і після цього розраховувався глибинний показник швидкості корозії P_k (в м/год) [21]. При проведенні досліджень за аналітичним методом визначали відносну швидкість корозії K_a (в г/(м² год)). І аналогічно, як і для гравіметричного методу, визначали ступінь захисту Z_k і глибинний показник швидкості корозії P_k [21]. Для проведення досліджень використовувались стандартні зразки-свідки, виготовлені із сталі Ст.20 та зразки мінералізованої пластової води із свердловин газових і газоконденсатних родовищ, що розробляються НГВУ "Полтаванфтогаз".

Масометричний показник швидкості корозії розраховувався за формулою:

$$K_m = \frac{m_0 - m}{S \cdot \tau} \cdot 100, \quad (3)$$

де m_0, m – маса вихідного зразка-свідка та зразка-свідка після проведення досліду і вилучення продуктів корозії, г;

S – площа поверхні зразка-свідка, м²;

τ – тривалість проведення досліду, год.

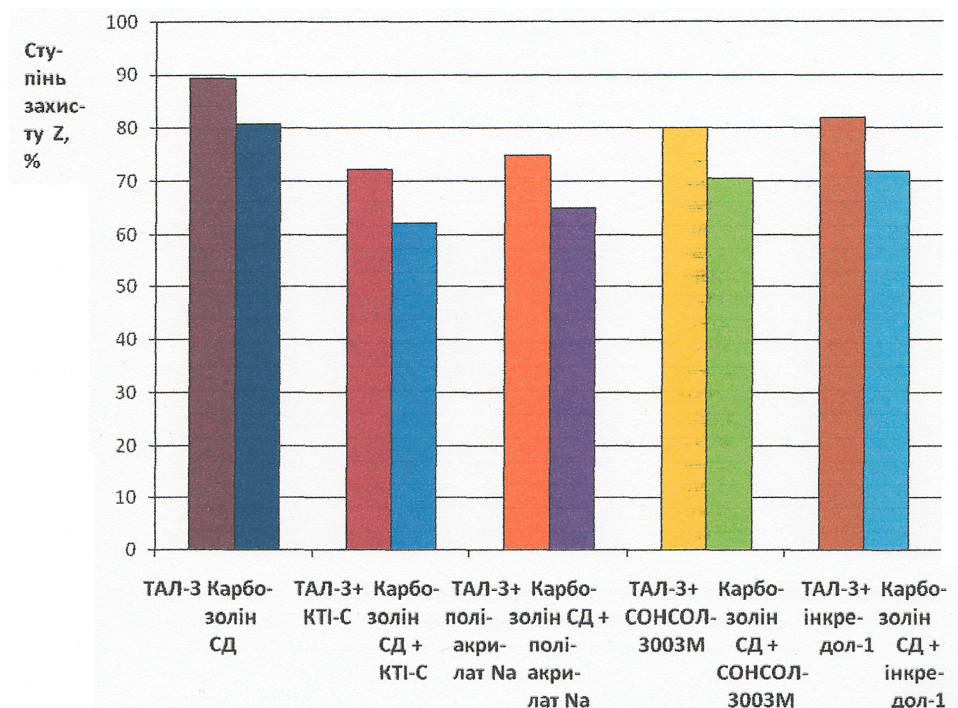


Рисунок 1 – Результати лабораторних досліджень з визначення ступеня захисту інгібіторів корозії ТАЛ-3 і карбозолін СД при додаванні до них інгібіторів відкладення солей КТІ-С, поліакрилату натрію, СОНСОЛ-3003М та інкредол-1

Ступінь захисту інгібітору корозії $Z_{інг.кор.}$ розраховували за формулою (2).

Глибинний показник швидкості корозії P_K розраховували за формулою:

$$P_K = \frac{8,76 \cdot K_M}{\rho_M}, \quad (4)$$

де ρ_M – густина металу, г/см³;
8,76 – перевідний коефіцієнт.

Відносну швидкість корозії K_a визначали за формулою:

$$K_a = \frac{C \cdot Q}{S_k}, \quad (5)$$

де K_a – відносна швидкість корозії, г/(м² год);
 C – загальний вміст іонів заліза в рідинному середовищі, г/л;

Q – витрата рідини (води, вуглеводневого конденсату) в розрахунковій точці, л/год;

S_k – площа поверхні контакту металу з аналізованим рідким середовищем, м².

За результатами проведених досліджень встановлено, що інгібітор відкладення солей КТІ-С знижує ступінь захисту інгібіторів корозії ТАЛ-3 і карбозоліну СД (концентрація 0,5 % мас.) на 17,2 і 18,5 % відповідно; інгібітор відкладення солей поліакрилат натрію знижує ступінь захисту ТАЛ-3 і карбозоліну СД на 14,5 і 15,7 % відповідно; інгібітор відкладення солей СОНСОЛ-3003М знижує ступінь захисту ТАЛ-3 і карбозоліну СД на 9,3 і 10,2 % відповідно і додавання інгібітору відкладення солей інкредол-1 знижує ступінь захисту ТАЛ-3 і карбозоліну СД на 7,4 і 8,9 % відповідно.

На рис. 1 зображено результати лабораторних досліджень з визначення ступеня захисту інгібіторів корозії ТАЛ-3 і карбозолін СД при додаванні до них інгібіторів відкладення солей КТІ-С, поліакрилату натрію, СОНСОЛ-3000 (3003М), інкредол-1.

Отримані результати вказують на те, що для запобігання і боротьби з корозією обладнання та відкладеннями солей під час експлуатації газових і газоконденсатних свердловин доцільно одночасно з інгібіторами корозії ТАЛ-3 і карбозолін СД застосувати хімреагенти СОНСОЛ-3003М та інкредол-1.

Крім того, проведено лабораторні дослідження з вивчення впливу ПАР (сульфонол і савенол SWP) та інгібіторів корозії ТАЛ-3, карбозолін СД і карбозолін-О на ефективність інгібіторів відкладення солей КТІ-С, поліакрилат натрію та “Коразол-1” (інгібітор двофункціональної дії).

На рис. 2 зображено результати лабораторних досліджень з визначення ефективності інгібіторів відкладення солей КТІ-С, поліакрилат натрію та “Коразол-1” при додаванні до них інгібіторів корозії сульфонолу і савенолу SWP.

За результатами проведених лабораторних досліджень можна зробити висновок, що ПАР сульфонол і савенол SWP зменшують захисний ефект інгібіторів відкладення солей КТІ-С, поліакрилат натрію та Коразол-1” відповідно на 3,6 %, 5,1 % і 7,3 % для сульфонолу і на 2,4 %, 3,7 % і 6,1 % для савенолу SWP, а інгібітори корозії ТАЛ-3, карбозолін СД і карбозолін-О збільшують захисний ефект інгібіторів відкладення солей КТІ-С, поліакрилату натрію та “Коразол-1” відповідно на 3,5%, 7,2%

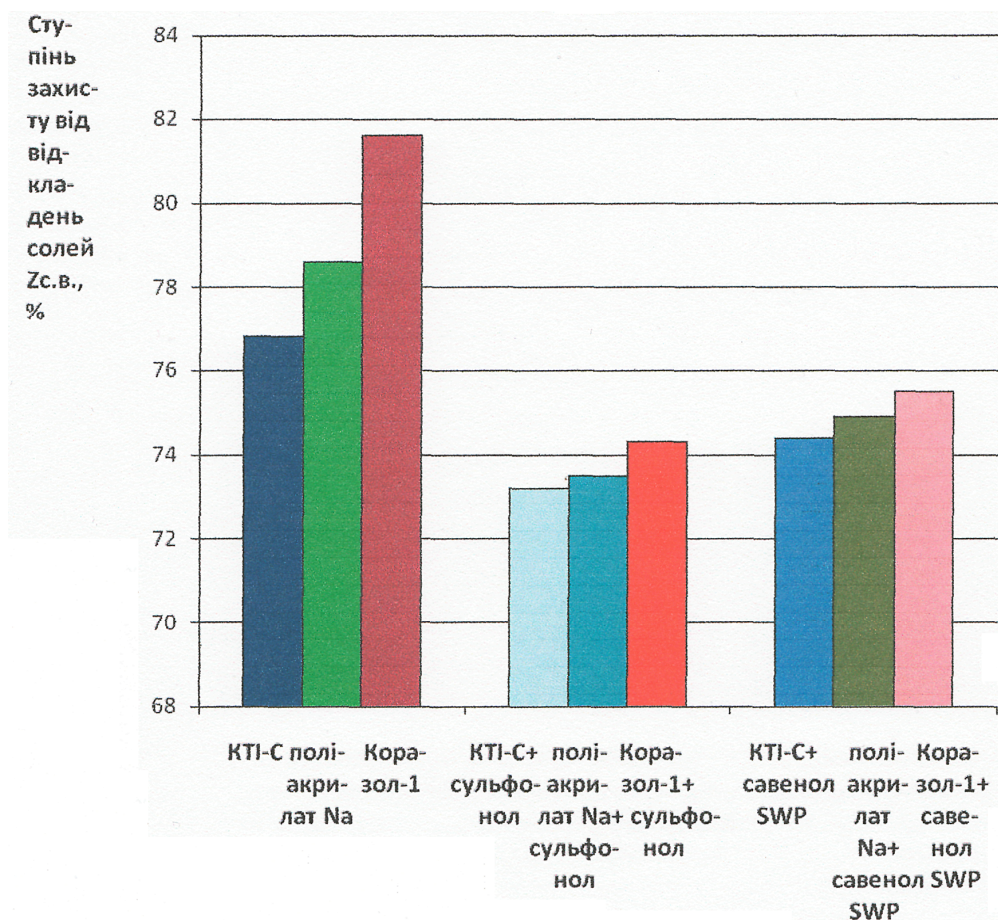


Рисунок 2 – Результати лабораторних досліджень з визначення ефективності інгібіторів відкладення солей КТИ-С, поліакрилату натрію та “Коразолу-1” при додаванні до них інгібіторів корозії сульфолату і савенолу SWP

і 5,4 % (середні значення для трьох інгібіторів корозії). Це вказує на те, що найбільш ефективними композиціями при розробленні комплексного інгібітору є, в першу чергу, інгібітор корозії карбозолін СД і “Коразол-1”, а також ПАР савенол SWP та інгібітор відкладення солей поліакрилат натрію.

Висновки з даного дослідження і перспективи подальшої роботи у даному напрямку. При розробленні комплексних інгібіторів необхідно дотримуватись вимоги: необхідно підібрати такі інгібітори відкладення солей, щоб вплив їх на захисну дію інгібіторів корозії був мінімальним, тобто необхідно виявити і обґрунтувати такі компоненти комплексного інгібітору, щоб вони при додаванні до розчину не призводили до суттєвого погіршення властивостей інших компонентів (реагентів), що входять до складу цього комплексного інгібітору. Вирішення цієї проблеми неможливе без лабораторних досліджень впливу додавання інгібіторів відкладення солей на захисну дію інгібіторів корозії, а також дослідження впливу інгібіторів корозії та інших хімреагентів (ПАР) на ефективність інгібіторів відкладення солей.

За результатами проведених досліджень встановлено, що для запобігання і боротьби з корозією обладнання та відкладеннями солей

під час експлуатації газових і газоконденсатних свердловин доцільно одночасно з інгібіторами корозії ТАЛ-3 і карбозолін СД застосувати хімреагенти СОНСОЛ-3003М та інкредол-1.

Другим важливим висновком, зробленим за результатами проведених лабораторних досліджень з вивчення впливу ПАР та інгібіторів корозії на ефективність інгібіторів відкладення солей КТИ-С, поліакрилат натрію та “Коразол-1”, є те, що ефективними композиціями з-поміж випробуваних нами хімреагентів при розробленні комплексного інгібітору є, в першу чергу, ПАР савенол SWP та інгібітор відкладення солей поліакрилат натрію, а також інгібітор корозії карбозолін СД і “Коразол-1”.

Лабораторні дослідження з вивчення впливу додавання інгібіторів відкладення солей на захисну дію інгібіторів корозії, а також дослідження впливу інгібіторів корозії та інших хімреагентів (ПАР) на ефективність інгібіторів відкладення солей дають змогу пришвидшити і оптимізувати процес розроблення комплексних інгібіторів.

В подальших дослідженнях передбачається розширити асортимент можливих хімреагентів для створення комплексного інгібітору і провести дослідно-промислові випробування розроблених комплексних інгібіторів.

Література

- 1 Шарипов А.Х. Анализ ингибиторной защиты / А.Х.Шарипов // Газ. пром-сть. – 1990. – № 2. – С. 47 – 49.
- 2 Воробьёв А.П. Ингибиторная защита на нефтяных месторождениях и повышение её эффективности / А.П.Воробьёв, Ю.В.Фёдоров, Г.Р.Ольхов // Науч.-произв. достиж. нефт. пром-сти в нов. условиях хозяйствования. Трансп. нефти, защита от коррозии и охрана окруж. среды. – 1989. – № 2. – С. 11 – 13.
- 3 Легезин Н.Е. Ингибиторы коррозии в процессах добычи и внутрипромыслового транспорта газа / Н.Е.Легезин. // Разраб. газоконденсат. месторожд. : Междунар. конф., Краснодар, 29 мая – 2 июня, 1990: Докл. Секц. 5. – Краснодар, 1990. – С. 29 – 33.
- 4 Антипин Ю.В. Влияние ингибитора отложения солей на коррозию насосно-компрессорных труб / Ю.В.Антипин, Н.Л.Виноградова, О.И.Целиковский // Пробл. нефти и газа : Тез. докл. респ. науч.-техн. конф. Башк. обл. правл. науч.-техн. о-ва работн. нефт. и газ. пром-сти. Уфим. нефт. ин-т. – Уфа, 1990. – С. 17 – 18.
- 5 Сучков Б.М. Интенсификация работы скважин. / Б.М.Сучков. – Москва–Ижевск: НИЦ “Регулярная и хаотическая динамика”; Институт компьютерных исследований, 2007. – 612 с.
- 6 Тудрий Г.А. Новый реагент комплексного действия СНПХ-4601 / [Г.А.Тудрий, Н.И.Рябинина, А.С.Назмутдинова и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 4. – С. 67.
- 7 Ибрагимов Г.З. Химические реагенты для добычи нефти: Справочник рабочего / Г.З.Ибрагимов, В.А.Сорокин, Н.И.Хисамудинов. – М.: Недра, 1986. – 240 с.
- 8 О совместимости ингибиторов в процессах добычи нефти / С.С.Ситдинов, А.Г.Телин, В.В.Рагулин и др. // Научно-технический вестник ОАО “НК “Роснефть”. – 2012. – № 1. – С. 34 – 36.
- 9 Ингибирование коррозии низкоуглеродистой стали в мягких водах анавидином / А.А.Чиркунов, Ю.И.Кузнецов, В.П.Томин. // Коррозия: материалы, защита. – 2007. – № 4. – С. 18 – 23.
- 10 Защита низкоуглеродистой стали в водных растворах лигносульфонатными ингибиторами / А.А.Чиркунов, Ю.И.Кузнецов, М.А.Гусакова // Защита металлов. – 2007. – Т. 43. – № 4. – С. 396 – 401.
- 11 <http://www.inkormet.ru/protection.htm>.
- 12 Принцип работы реагента Корректор. <http://agat-at-net.ru/news/2012-05-23/novost-4>.
- 13 Ингибиторы коррозии и солеотложений. http://isestais.ucoz.ua/news/ingibitory_korrozii/2013-02-06-88.
- 14 Защита оборудования скважины от коррозии и отложения солей ингибирующими композициями в составе азотсодержащих пен / Р.Ф.Габдуллин, Р.Р.Мусин, Ю.В.Антипин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 7. С. 102 – 105.
- 15 Васильченко А.А. Комплект ингибиторов коррозии / А.А.Васильченко, М.В.Боровик // Науч.-техн. сб. – 1996. – № 11 – 12. – С. 67 – 68. Сер. Геол., бурение, разраб. и эксплуат. газ. и газоконденсат. месторожд. на суше и на шельфе.
- 16 А.с 1543052 СССР. МКИ⁴ Е 21 В 37/06, С 09 К 3/00, С 23 Р 11/08. Состав для обработки обводнённых пластовых флюидов / Лялина Л.Б., Исаев М.Г., Южанинов П.М., Черкасов А.Д., Рунец С.А.; Перм. к-и. и проект. ин-т нефт. пром-сти. – № 4298497/23-03; заявл. 08.07.87; опубл. 15.02.90, Бюл. № 6.
- 17 Петришак В.С. Совершенствование технологии эксплуатации обводнённых газовых скважин в условиях солеотложений и сероводородной коррозии газопромыслового оборудования (на примере Оренбургского газоконденсатного месторождения): дисс. на соиск. уч. степени канд. техн. наук. : 05.15.06 (Скважинная разработка нефтегазовых месторождений) / Петришак Василий Степанович. – Ивано-Франковск, 1986. – 208 с.
- 18 Технологическая инструкция на приготовление и применение комплексного ингибитора. – Харьков: ХПИ им. В.И.Ленина, 1988. – 125 с.
- 19 Лабораторные исследования комплексной технологии повышения нефтеотдачи пластов и ингибирования солеотложений / Гусев С.В., Салмин А.В., Коваль Я.Г., Валиева К.А., Гусев А.В., Кольчугин И.С., Балакин В.М. // Нефт. и газ. пром-сть. Сер. Нефтепромысл. дело. – 1992. – № 5. – С. 14 – 17.
- 20 Псюк М.О. Дослідження впливу інгібіторів відкладення солей на захисну дію інгібіторів корозії ТАЛ-3 і карбозолін СД. / М.О.Псюк // Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців нафтогазової галузі : Міжнародна науково-технічна конференція, Івано-Франківськ, 3 – 6 жовтня 2012 р. : тези доповідей. – Івано-Франківськ, 2012. – С. 277 – 279.
- 21 Саакян Л.С. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии : Справочник рабочего / Л.С.Саакян, А.П.Ефремов, И.А.Соболева и др. – М.: Недра, 1985. – 206 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
02.09.13

Рекомендована до друку
канд. техн. наук **Марчуком Ю.В.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Дорошенком В.М.**

(Управління геології і розробки родовищ
нафти і газу ПАТ «Укрнафта», м. Київ)