

ЛАБОРАТОРНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВИХ ФАКТОРІВ НА ЗАХИСНІ ВЛАСТИВОСТІ ІНГІБІТОРА СОЛЕВІДКЛАДЕНЬ СНПХ-5314

Р.М.Кондрат, О.Р.Кондрат, Я.Д.Климишин

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua*

Наведено результати лабораторних досліджень впливу на солезахисні властивості інгібітора СНПХ-5314 температури, вуглеводневого конденсату, інгібітора гідратуутворення метанолу, інгібіторів корозії нафтохіму-3, ТАЛу, коразолу-1, спінюючої ПАВ савенолу SWP і вплив інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 на процеси корозії обладнання і спінювання пластової рідини. Обґрунтовано склад комплексного інгібітору для боротьби з ускладненнями в процесі експлуатації свердловин і винесення рідини із свердловин спінюванням.

Ключові слова: свердловина, експлуатація, газ, вуглеводневий конденсат, вода, температура, солевідкладення, корозія, гідратуутворення, спінювання, інгібітор, пар, інтенсифікація

Приведены результаты лабораторных исследований влияния на сольезащитные свойства ингибитора СНПХ-5314 температуры, углеводородного конденсата, ингибитора гидратообразования метанола, ингибиторов коррозии нефтехима-3, ТАЛа и коразола-1, вспенивающего ПАВ савенола SWP и влияния ингибитора солеобразования СНПХ-5314 на процессы коррозии оборудования и вспенивание пластовой жидкости. Обоснован состав комплексного ингибитора для борьбы с осложнениями (солеотложениями, гидратообразованием и коррозией оборудования) в процессе эксплуатации скважин и выноса жидкости из скважин вспениванием.

Ключевые слова: скважина, эксплуатация, газ, углеводородный конденсат, вода, температура, солеотложение, коррозия, гидратообразование, вспенивание, ингибитор, пав, интенсификация

Presented the results of the laboratory investigations of the influence on salt-protecting properties of inhibitor SNPH-5314 temperature, hydrocarbon condensate, inhibitor of hydroformation of methanol, inhibitors of corrosion of petrochemical-3, TAL, pentylenetetrazol, foam PAB savenole SWP and the influence of scale SNPH-5314 inhibitor on the process of the equipments and foam of formation liquid. Substantiated the structure of complex inhibitor for the struggle with the complication in the process of exploitation of the well and the replacement of liquid from the well by foam.

Keywords: well, exploitation, gas, hydrocarbon condensate, water, temperature, salt scale, corrosion, hydrate formation, foam, inhibitor, pav, intensification

Експлуатація видобувних свердловин на родовищах природних газів часто супроводжується солевідкладенням у привибійній зоні, стовбурі і викидних лініях свердловин. Випадання солей з попутної пластової води, яка видобувається разом з газом, призводить до зменшення поперечного перерізу каналів, якими рухається газ, аж до їх повного перекриття і припинення руху газу. У процесі накопичення солей на поверхні порових каналів у пласті і стінках труб поступово зростає додатковий опір рухові газу і, відповідно, зменшується дебіт газу. За наявності рідини у пластовій продукції передчасно припиняється природне фонтанування свердловин.

До основних причин солевідкладень відносяться дефіцит вологи в газі (у випадку поступлення у свердловину з різних горизонтів води і газу, який недонасичений водою); дегазація води з переходом двооксиду вуглецю з води в газову фазу у процесі зниження пластового тиску під час розробки родовища; змішування у свердловині несумісних пластових вод різного хімічного складу з різних горизонтів; зміна термобаричних умов (зменшення температури) вздовж шляху руху газорідинного потоку; змішування з пластовою водою певного хімічного

складу метанолу та інших хімічних реагентів, які використовуються для оброблення свердловин; в деяких випадках перенасичення пластової води солями за рахунок розчинення окремих складників породи під час руху води у пористому середовищі та інші.

Відомі методи боротьби із солевідкладеннями ґрунтуються на попередженні випадання з води солей і відкладання їх на поверхні пористого середовища і труб, а також видаленні солевих відкладів [1-5].

Методи видалення відкладів солей поділяються на механічні, хімічні та комбіновані. До механічних методів відноситься ліквідація твердих осадів за допомогою гідромоніторів та інших спеціальних пристроїв, розбурювання буровим інструментом (в тому числі з використанням колтубінгових установок), а також встановлення на гирлі свердловин спеціальних гіпсозбірників та інші. Хімічні методи ґрунтуються на розчиненні твердих осадів прісною водою (хлоридні сольові відклади) та розчинами у воді різних хімічних речовин залежно від складу солей (розчини соляної кислоти, натрію їдкого, гідроксидів лужних металів (наприклад, соди каустичної), етилендіамінтетраоцтової кислоти та її солей, карбонатні і бікарбона-

тні розчини лужних металів, суміш соляної кислоти і хлориду натрію тощо).

Методи боротьби із солевідкладеннями шляхом ліквідації твердих осадових вимагають залучення значних коштів і спеціальної техніки, є трудомісткими і тривалими в часі, призводять до втрат у видобутку газу і вуглеводневого конденсату і не запобігають подальшому відкладенню солей, які потрібно періодично видаляти. Ефективнішими є методи попередження солевідкладень. Вони включають уведення в газорідний потік спеціальних хімічних речовин – інгібіторів солевідкладень, діяння на газорідний потік фізичними полями (магнітогідродинамічним, ультразвуковим, струмами високої частоти) і вибір відповідного підземного обладнання та технологічного режиму експлуатації свердловин [1-5]. Методи попередження солевідкладень з допомогою фізичних полів знайшли застосування в теплоенергетиці і використовуються частково для попередження солевідкладень у теплообмінних апаратах на родовищах природних газів Російської Федерації [5]. До технологічних методів попередження солевідкладень відносяться: періодичне або неперервне (дозоване) уведення прісної води в затрубний простір високодебітних свердловин з метою попередження дефіциту вологи в газі і випаровування пластової води; вибір такого технологічного режиму експлуатації свердловин, при якому значення термобаричних параметрів (тиску і температури) газорідного потоку в стовбурі будуть перебувати за межами області солевідкладень; збільшення швидкості руху газорідного потоку в насосно-компресорних трубах (НКТ) шляхом зменшення тиску на гирлі свердловин і діаметра НКТ, що скорочує тривалість періоду перебування перенасичених розчинів у НКТ і тим самим знижує інтенсивність прилипання мікрокристалів солей до внутрішньої поверхні труб; турбулізація газорідного потоку в стовбурі свердловини шляхом обладнання НКТ штуцерами і диспергаторами різного типу, що зменшує тривалість безпосереднього контакту водної фази з поверхнею труб, попереджує утворення застійного шару рідини на внутрішній поверхні НКТ і погіршує умови прилипання мікрокристалів солей до поверхні труб; нанесення на внутрішню поверхню НКТ гладкого захисного покриття з низькою адгезійною здатністю до мікрокристалів солей тощо.

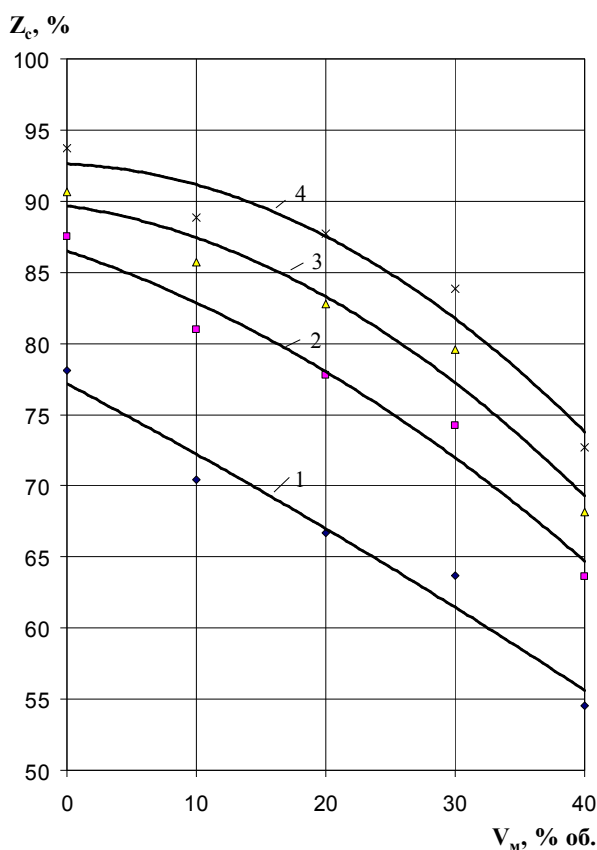
Найбільшого застосування в промисловій практиці для попередження відкладання з води солей набули інгібітори солевідкладень. Вони складаються з однокомпонентних хімічних реагентів або суміші різних однокомпонентних реагентів, при змішуванні яких отримують синергетичний ефект захисної дії. Інгібітори солевідкладень уводять у газорідний потік неперервно або періодично у вигляді розведених чи концентрованих розчинів, дисперсної системи (емульсії, суспензії, аерозолі) і в твердому вигляді (гранули, таблетки тощо). При уведенні інгібіторів солеутворень у розчин солей різко

сповільнюється процес осадоутворення і зменшується кількість утвореного осаду.

З метою вибору ефективного інгібітора солевідкладень для попередження випадання з водних розчинів карбонату кальцію згідно з умовами експлуатації газоконденсатних свердловин верхньовізейських покладів родовищ НГВУ „Полтаванафтогаз” в ІФНТУНГ виконано комплекс лабораторних досліджень, в яких оцінювались позахисні властивості таких хімреагентів: СНПХ-5314, коразол-1, поліакрилат натрію, савенол SWP, КТІ-С. Основні результати досліджень наведено в роботі [6]. У ході дослідів у пробірці з розчином гідрокарбонату кальцію опускали в зразки із сітки з нержавіючої сталі, що мали вигляд пластинок прямокутної форми, скручених у трубочки, і витримували їх за температури 80°C впродовж 24 годин. При підвищенні температури гідрокарбонат кальцію розкладається з утворенням карбонату кальцію, який, випадаючи в осад, потрапляє на зразки із сітки. За зміною маси зразка із сітки, площею поверхні зразка і тривалістю часу проведення досліду визначали швидкість відкладання солей на зразках. За відносною зміною швидкості відкладання солей в неінгібованому та інгібованому середовищі визначали ефективність досліджуваного інгібітора солевідкладень (ступінь захисту від солевідкладень Z_c).

За результатами виконаних експериментів із досліджених хімічних речовин найкращими захисними властивостями проти випадання з води солей карбонату кальцію володіє інгібітор СНПХ-5314. Ступінь захисту від солевідкладень при вмісті в робочому розчині 0,1% мас. інгібітора СНПХ-5314 перевищує 70%, при вмісті 0,5% мас. – становить близько 90%, а при подальшому збільшенні концентрації інгібітора змінюється мало. У порядку зменшення солезакисних властивостей інші інгібітори розміщуються так: КТІ-С, коразол-1, савенол SWP і поліакрилат натрію.

У дослідах з метанолом до робочого розчину гідрокарбонату кальцію додавався метанол в кількості 10; 20; 30 і 40% об. з розрахунку на загальний об'єм системи „робочий розчин – метанол”. Згідно з експериментальними даними наявність у робочому розчині метанолу призводить до зниження ступеня захисту від солевідкладень з допомогою інгібітора СНПХ-5314 (рис. 1), причому темп його зниження зростає з підвищенням вмісту метанолу в системі. Так для вмісту у робочому розчині 0,5% мас. інгібітора СНПХ-5314 додавання 20% об. метанолу спричиняє зменшення ступеня захисту від солевідкладень з 90,63% до 82,8%, а 40% об. метанолу – до 68,18%. Найбільш істотно ступінь захисту від солевідкладень зростає із збільшенням вмісту інгібітора СНПХ-5314 до 0,25% мас. З подальшим збільшенням концентрації інгібітора СНПХ-5314 в робочому розчині темп зростання ступеня захисту від солевідкладень зменшується.



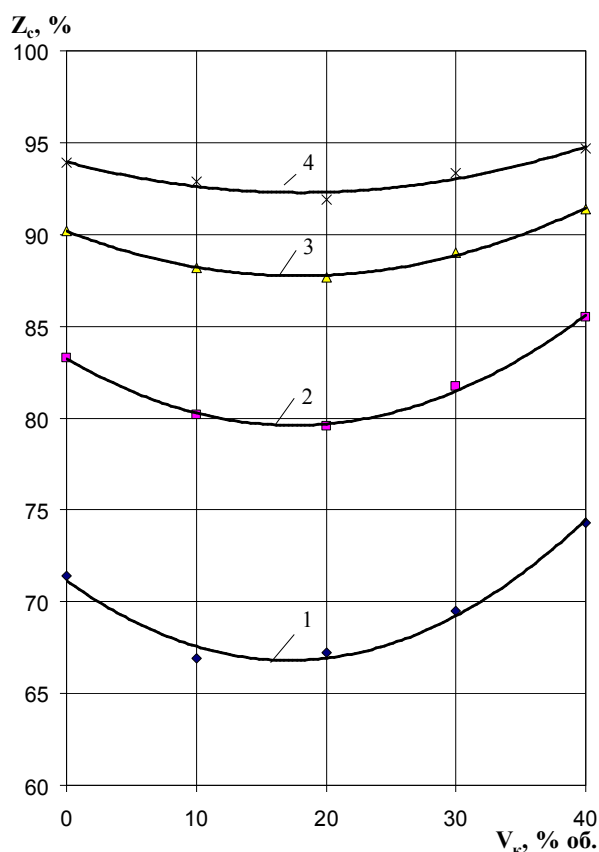
1-0,125; 2-0,25; 3-0,5; 4-1% мас.

Рисунок 1 – Графіки залежності ступеня захисту від солевідкладень від вмісту в системі метанолу для різного вмісту в робочому розчині інгібітора СНПХ-5314

У досліджах з вуглеводневим конденсатом вміст його в системі „робочий розчин-конденсат” становив 10; 20; 30 і 40% об. За результатами експериментів абсолютне значення ступеня захисту від солевідкладень дещо зменшується (на 2,0 – 4,52%) із збільшенням об’ємного вмісту конденсату до 20%. У подальшому ступінь захисту від солевідкладень зростає і при об’ємному вмісті конденсату понад 30% стає більшою, ніж за його відсутності у системі (рис. 2). Величина зниження ступеня захисту від солевідкладень тим менша, чим більший вміст інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 у робочому розчині. Темп зростання ступеня захисту від солевідкладень найвищий в області збільшення концентрації інгібітора СНПХ-5314 до 0,25%, а потім – сповільнюється. Порівняння результатів дослідів з метанолом і конденсатом свідчить, що негативний вплив конденсату на захисні властивості інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 є незначним і набагато меншим, ніж метанолу.

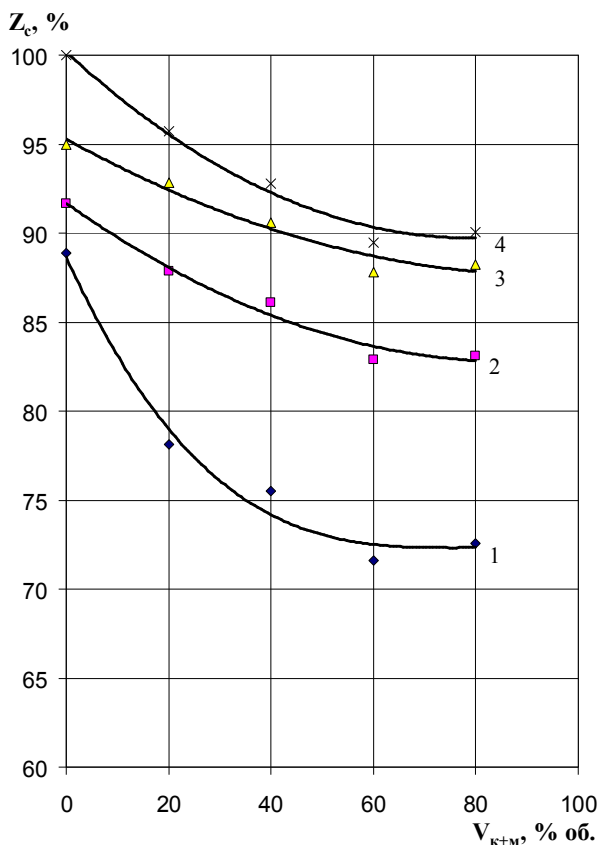
Спільний вплив метанолу і вуглеводневого конденсату на солезакисні властивості інгібітора СНПХ-5314 вивчався в досліджах, в яких сумарний вміст цих добавок у системі становив 20; 40; 60; 80% об. у їх співвідношенні 1:1. За дослідними даними із збільшенням вмісту метанолу і вуглеводневого конденсату в системі

від 0 до 60% об. ступінь захисту від солевідкладень з допомогою інгібітора СНПХ-5314 неперервно зменшується, причому тим інтенсивніше, чим менша концентрація інгібітора СНПХ-5314 в робочому розчині (рис. 3). Так, при вмісті в системі 40% об. метанолу і вуглеводневого конденсату (по 20% об. кожного) ступінь захисту від солевідкладень зменшується: в 1,177 разів – при концентрації інгібітора 0,125% мас., у 1,065 разів – при концентрації інгібітора 0,25% мас., у 1,049 разів – при концентрації інгібітора 0,5% мас. Інтенсивність зменшення ступеня захисту від солевідкладень сповільнюється із збільшенням вмісту в системі метанолу і вуглеводневого конденсату. При сумарному вмісті в системі 80% об. метанолу і вуглеводневого конденсату (по 40% об. кожного) спостерігається деяке зростання ступеня захисту від солевідкладень порівняно з 60% об. вмістом наведених добавок. Аналогічно як в досліджах окремо з метанолом і вуглеводневим конденсатом за наявності в системі одночасно метанолу і вуглеводневого конденсату із збільшенням концентрації інгібітора СНПХ-5314 понад 0,25-0,5% мас. темп зростання ступеня захисту від солевідкладень поступово сповільнюється.



1 – 0,125; 2 – 0,25; 3 – 0,5; 4 – 1% мас.

Рисунок 2 – Графіки залежності ступеня захисту від солевідкладень від вмісту в системі вуглеводневого конденсату для різного вмісту в робочому розчині інгібітора СНПХ-5314



1 – 0,125; 2 – 0,25; 3 – 0,5; 4 – 1% мас.

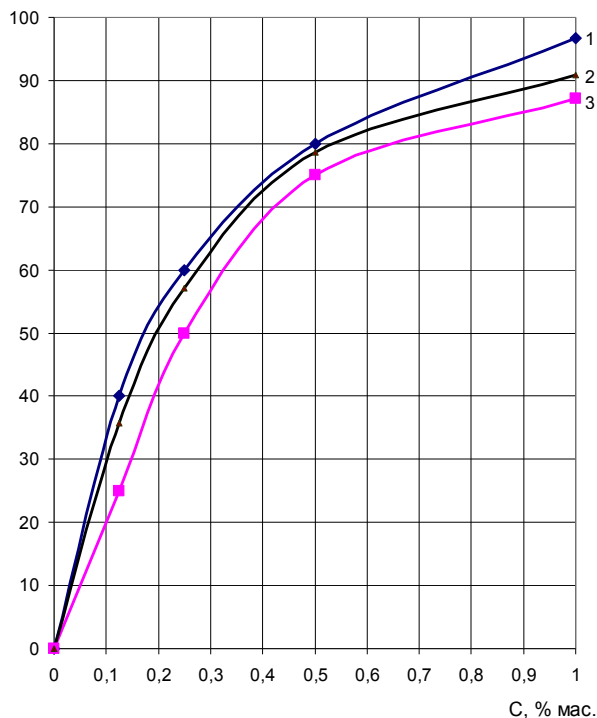
Рисунок 3 – Графіки залежності ступеня захисту від солевідкладень від вмісту в системі метанолу і вуглеводневого конденсату у співвідношенні 1:1 для різного вмісту в робочому розчині інгібітора СНПХ-5314

Таким чином, наявність у газорідному потоці у стовбурі свердловини одночасно вуглеводневого конденсату, який видобувається разом з газом з пласта, і метанолу, який подається з поверхні для боротьби з гідратуутворенням, сприяє випаданню солей з пластової води і зменшує солезакисні властивості інгібітора СНПХ-5314. Найбільше негативно впливає метанол, оскільки вплив конденсату є незначним і лише за малого вмісту його в пластовій рідині (до 20% об.).

Наведені дослідження проводились при 80⁰С. В реальних умовах температура в стовбурі свердловин змінюється в широких межах (від пластової (вибійної) до остьової), а процес експлуатації свердловин може ускладнюватися гідратуутворенням і корозією обладнання, для боротьби з якими використовуються інгібітори гідратуутворення і корозії. У газоконденсатних свердловинах процес солевідкладень протікає за наявності в пластовій продукції вільного вуглеводневого конденсату. З метою оцінки впливу на процес солевідкладень температури, інгібіторів солевідкладень і корозії і вуглеводневого конденсату виконано додаткові лабораторні дослідження за методикою [6], результати яких наведено нижче.

Подальші дослідження проводились з іншою пробою інгібітора солевідкладень СНПХ-5314, відібраною з партії реагента з дещо гіршими солезакисними властивостями. Дослідні дані свідчать про однаковий характер залежності ступеня захисту від солевідкладень від масового вмісту в робочому розчині інгібітора СНПХ-5314 з обох його проб, що дає змогу якісно інтерпретувати і зіставляти результати досліджень з обома пробами реагента.

Вплив температури на солезакисні властивості інгібітора СНПХ-5314 вивчався у ході дослідів, за температури робочого розчину 20; 50 і 80⁰С. У міру підвищення температури спостерігається зниження захисного ефекту інгібітора СНПХ-5314 (рис. 4). Підвищення температури інтенсифікує процес солевідкладень, що пояснюється збільшенням швидкості утворення мікрокристалів карбонату кальцію і зниженням здатності інгібітора адсорбуватись на поверхні зародків мікрокристалів через зменшення (послаблення) взаємодії в системі „мікрокристал-інгібітор”. При вмісті в системі понад 0,5% мас. інгібітора СНПХ-5314 відповідні графічні залежності на рис. 4 виположуються. Вплив температури на захисний ефект інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 зменшується із збільшенням вмісту його в системі. Так, для вмісту в системі 0,125% мас. інгібітора СНПХ-5314 абсолютне зменшення ступеня захисту від солевідкладень при збільшенні температури від 20 до 50⁰С становить 4,29%, а при збільшенні температури від 20 до 80⁰С – 15%. Для вмісту в



1 – 20; 2 – 50; 3 – 80⁰С

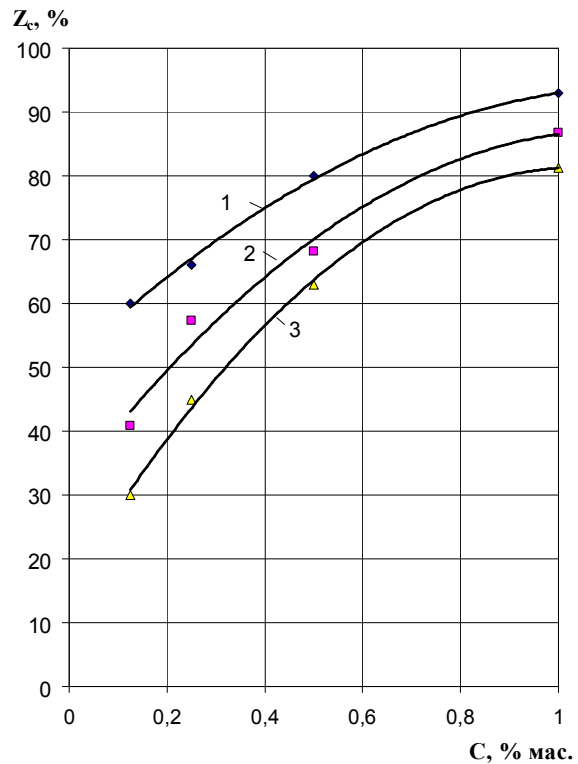
Рисунок 4 – Графіки залежності ступеня захисту від солевідкладень від вмісту в робочому розчині інгібітора СНПХ-5314 для різних температур

системі 0,5% мас. інгібітора СНПХ-5314 абсолютне зменшення ступеня захисту від солевідкладень становить відповідно 1,43 і 5%. Загалом, вплив температури на солезакисні властивості інгібітора СНПХ-5314 є невеликим. Так, для вмісту в системі 0,5% мас. інгібітора СНПХ-5314 збільшення температури від 20 до 50⁰С і від 20 до 80⁰С призводить до зменшення ступеня захисту від солевідкладень відповідно в 1,018 і 1,067 разів.

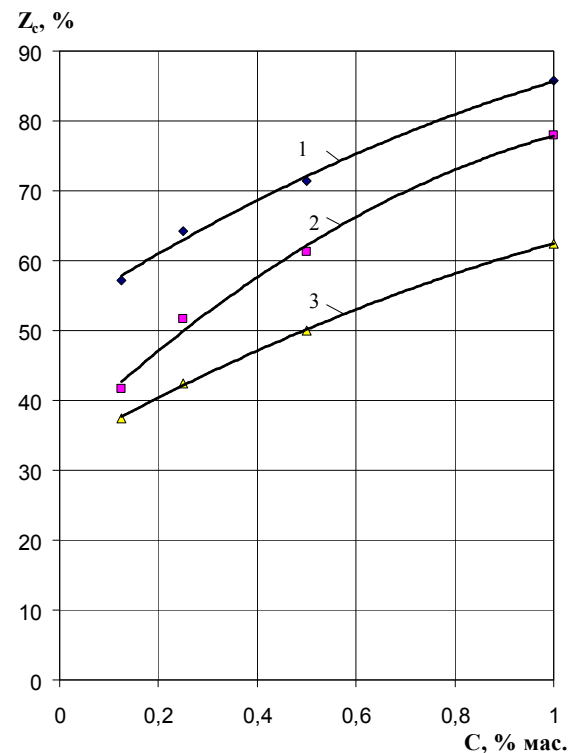
Процес солевідкладень часто супроводжується корозією нафтогазопромислового обладнання. Так, аналіз сольових відкладів і продуктів корозії, що утворюються у свердловинах на родовищах ВО „Оганскнефть” свідчить, що процеси солевідкладень і корозії під час експлуатації свердловин взаємопов'язані [2]. Для боротьби з цими ускладненнями в роботі свердловин доцільно використовувати реагенти-інгібітори, які володіють багатофункціональними властивостями і забезпечують ефективну боротьбу із солевідкладенням, корозією обладнання, гідратуутворенням і, у разі необхідності, є також спінювачами пластової рідини.

У дослідах оцінено вплив на солезакисні властивості інгібітора СНПХ-5314 інгібіторів корозії нафтохім-3 і ТАЛ, які використовуються в НГВУ „Полтаванaftогаз” для боротьби з корозією нафтогазопромислового обладнання. Вказані інгібітори корозії додавались до робочого розчину в кількості 2,5 г/л. На рис. 5 і 6 зображено результати досліджень окремо з інгібітором СНПХ-5314 при температурі 80⁰С і разом з інгібіторами корозії при температурах 50 і 80⁰С. Згідно з результатами досліджень додавання по 2,5 г/л інгібіторів корозії нафтохім-3 і ТАЛу призводить до зменшення солезакисних властивостей інгібітора СНПХ-5314. Так, при вмісті в робочому розчині 0,25% мас. інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 і додаванні 2,5 г/л інгібітора корозії ступінь захисту від солевідкладень при температурі 80⁰С зменшується для нафтохіму-3 у 1,467 разів, для ТАЛу – у 1,517 разів. Для вмісту в робочому розчині 0,5% мас. інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 ступінь захисту від солевідкладень зменшується у 1,27 разів – для нафтохіму-3 і у 1,428 разів – для ТАЛу. Експериментальні дані свідчать про більший негативний вплив ТАЛу порівняно з нафтохімом-3 на солезакисну властивість інгібітора СНПХ-5314. Із збільшенням вмісту в робочому розчині інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 вплив на процес солевідкладень інгібіторів корозії зменшується. Результати досліджень підтверджують висновок про зменшення ступеня захисту від солевідкладень з допомогою інгібітора СНПХ-5314 із збільшенням температури (див. рис. 4 і рис. 5 і 6).

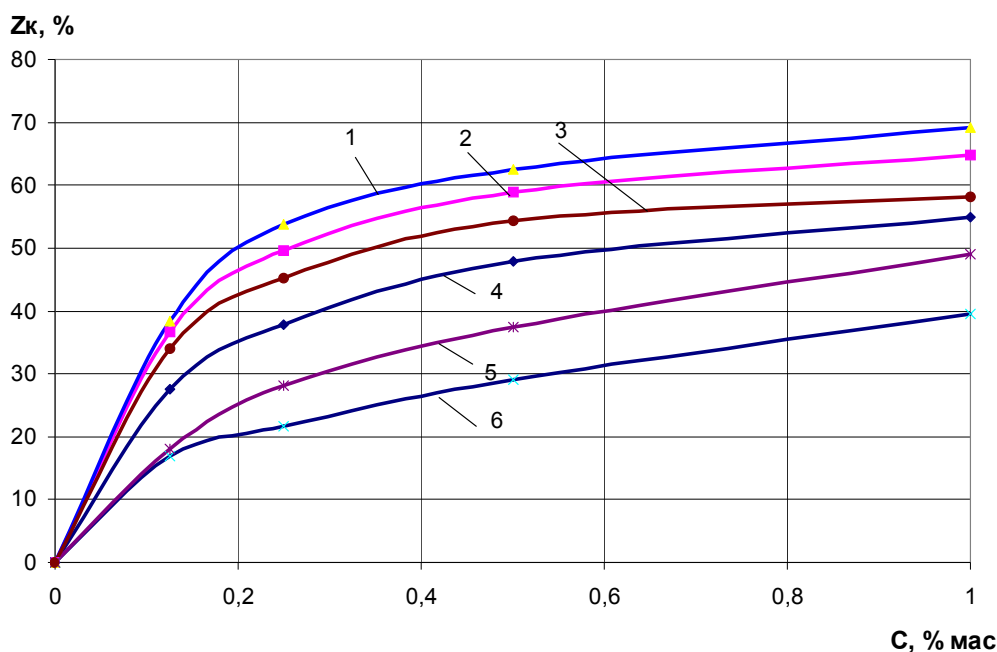
Для оцінки впливу інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 на процес корозії нафтогазопромислового обладнання в різних корозійних середовищах при використанні різних інгібіторів корозії виконано додаткові дослідження. Як корозійне середовище використовувався розчин хлористого натрію в дистильованій воді з вмістом NaCl 100 г/л. Як інгібітори корозії



1,3 – 80; 2 – 50⁰С
Рисунок 5 – Графіки залежності ступеня захисту від солевідкладень від вмісту в робочому розчині інгібітора СНПХ-5314 (1-3) і добавки 2,5 г/л нафтохіму-3 (2,3) для різних температур



1,3 – 80; 2 – 50⁰С
Рисунок 6 – Графіки залежності ступеня захисту від солевідкладень від вмісту в робочому розчині інгібітора СНПХ-5314 (1-3) і добавки 2,5 г/л ТАЛу (2,3) для різних температур



1 – СНПХ+0,5 г/л коразолу-1; 2 – 1 – СНПХ+2,5 г/л нафтохіму-3;
3 – СНПХ+2,5 г/л ТАЛУ; 4 – СНПХ; 5 – СНПХ+10% об. конденсату;
6 – СНПХ+10% об. метанолу

Рисунок 7 – Графіки залежності ступеня захисту від корозії від вмісту у водному розчині NaCl (100 г/л) інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 з різними добавками

досліджувалися нафтохім-3, ТАЛ і коразол-1. Для моделювання природних умов в окремих дослідах до робочого розчину додавали 10% об. вуглеводневого конденсату або 10% об. метанолу. Процес корозії вивчався на зразках із сталі Ст.20. Ступінь захисту від корозії визначалася як відношення різниці між швидкістю корозії за відсутності інгібітора СНПХ-5314 і швидкістю корозії при вмісті заданої кількості інгібітора СНПХ-5314 до швидкості корозії за відсутності інгібітора СНПХ-5314. Визначена таким способом ступінь захисту від корозії характеризує вплив на процес корозії інгібітора СНПХ-5314.

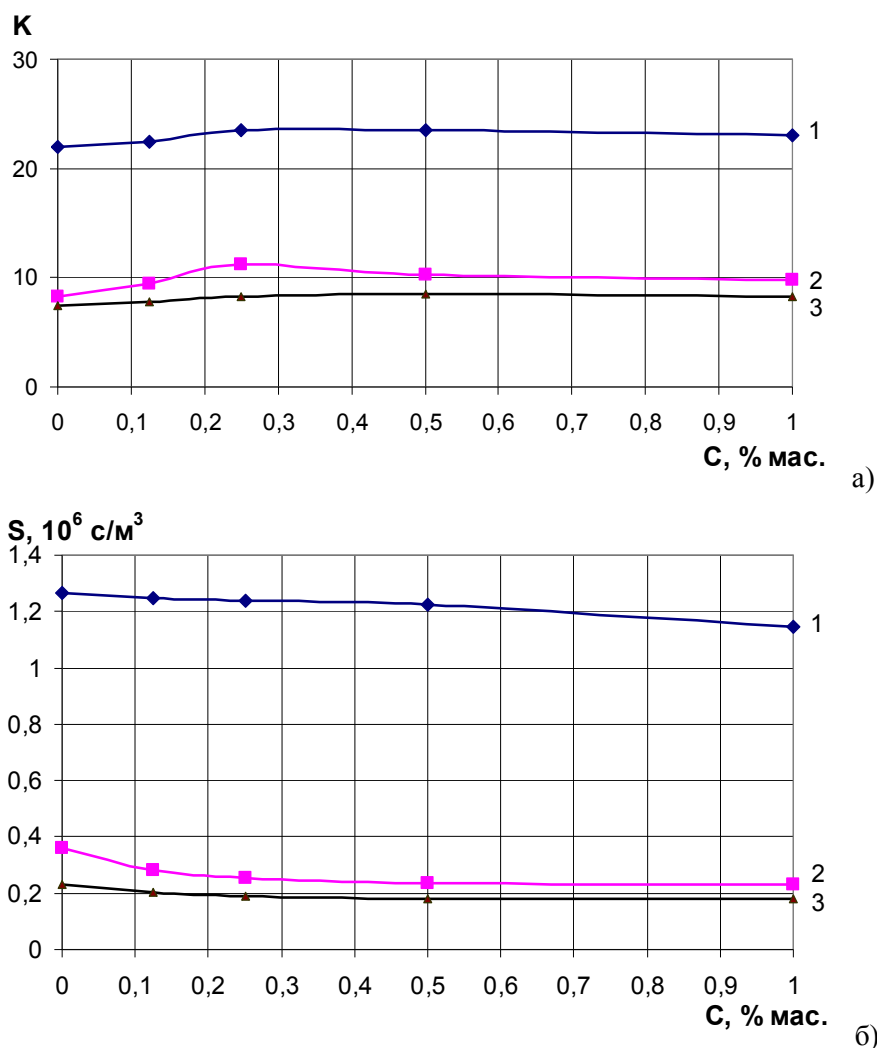
На рис. 7 зображено залежності ступеня захисту від корозії від вмісту в робочому розчині інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 з різними добавками. Аналіз дослідних даних свідчить, що інгібітор солевідкладень СНПХ-5314 володіє також антикорозійними властивостями і при вмісті в робочому розчині 0,5% мас. забезпечує ступінь захисту від корозії близько 48%.

Ступінь захисту від корозії зростає із збільшенням вмісту в робочому розчині інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 і при його концентрації понад 0,5% мас. змінюється мало (рис. 7, крива 4). Додавання до робочого розчину з інгібітором солевідкладень СНПХ-5314 інгібіторів корозії призводить до зростання ступеня захисту від корозії в усьому дослідженому діапазоні зміни концентрації інгібітора солевідкладень від 0 до 1% мас. (рис. 7, криві 1,2,3). Найкращими антикорозійними властивостями характеризується інгібітор коразол-1, який ви-

пускається Івано-Франківським ВАТ „Барва” (рис.7, крива 1). Нижчий ступінь захисту від корозії в інгібіторів нафтохім-3 і ТАЛ (рис. 7, криві 2, 3). При вмісті в робочому розчині 0,5% мас. інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 і додаванні 0,5 г/л коразолу-1, 2,5 г/л нафтохіму-3 або 2,5 г/л ТАЛУ ступінь захисту від корозії становить відповідно 62,5; 58,97 і 54,26%. Різниця в значеннях ступеня захисту від корозії обладнання наведеними інгібіторами є невеликою і для боротьби з корозією обладнання в умовах солевідкладень може використовуватися кожний з цих інгібіторів корозії (з врахуванням можливості їх придбання і ціни).

Додавання до робочого розчину з інгібітором солевідкладень СНПХ-5314 вуглеводневого конденсату і метанолу призводить до зниження ступеня захисту від корозії (рис. 7, криві 5 і 6). Найбільше ступінь захисту від корозії знижує метанол, менше – вуглеводневий конденсат. Так, для вмісту в робочому розчині 0,5% мас. інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 ступінь захисту від корозії знижується з 48 до 37,38% при додаванні 10% об. вуглеводневого конденсату і до 29% при додаванні 10% об. метанолу.

В умовах низьких дебітів газу і високого об'ємного вмісту рідини в пластовій продукції експлуатація свердловин ускладнюється накопиченням рідини на вибої. У промисловій практиці для інтенсифікації винесення рідини із свердловин широко застосовування отримали спінюючі ПАР, зокрема савенол SWP. Як було показано в попередніх дослідженнях [6], савенол SWP володіє також полезахисними власти-



1 – 20; 2 – 50; 3 – 80°C

Рисунок 8 – Графіки залежності кратності (а) і стійкості піни (б) водного розчину NaCl (100 г/л) з вмістом 0,5% мас. савенолу SWP від вмісту інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 для різних температур

востями проти випадання з водного розчину солей карбонату кальцію. Згідно з результатами проведених нами додаткових досліджень додавання савенолу SWP в кількості 0,25 і 0,5% мас. до робочого розчину з вмістом 0,5% мас. інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 дає змогу збільшити ступінь захисту від солевідкладень відповідно в 1,116 і 1,153 разів. Таким чином, спінююча ПАР савенол SWP покращує солезакисні властивості інгібітора СНПХ-5314.

Для оцінки впливу інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 на оцінюючі властивості савенолу SWP виконано дослідження на лабораторній моделі свердловини. Під час дослідів у вертикальну скляну колонку з фільтром у нижній частині заливали 20 см³ досліджуваного розчину ПАР та інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 і впродовж 30 с пропускали низзу угору газ (повітря) з постійною витратою 16,6 см³/с (1 л за 60 с) при постійному тиску 760 мм водяного стовпа, після чого визначали характеристики утвореної піни. На рис. 8 зображено

графіки залежності кратності і стійкості піни водного розчину NaCl (100 г/л) з вмістом 0,5% мас. савенолу SWP від масового вмісту інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 для різних температур. Аналіз дослідних даних свідчить, що уведення в робочий розчин із спінюючою ПАР савенолом SWP інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 призводить до деякого зростання кратності піни, яка досягає максимального значення при вмісті інгібітору солевідкладень 0,25-0,5% мас. Стійкість піни зменшується із збільшенням вмісту інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 в усьому дослідженому діапазоні – від 0 до 1% мас. Стійкість піни можна підвищити уведенням у спінювану рідину стабілізаторів піни. Дослідні дані свідчать про негативний вплив температури на процес піноутворення з використанням савенолу SWP. Із збільшенням температури кратність і стійкість піни різко зменшуються в області температур від 20 до 50°C, після чого вплив температури стає меншим.

Результати виконаних досліджень свідчать про можливість використання інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 спільно з дослідженим інгібітором гідратоутворення (метанолом), інгібіторами корозії (нафтохімом-3, ТАЛом, коразолом-1) і спінюючою ПАР (савенолом SWP) для одночасної боротьби із солевідкладеннями, корозією обладнання і гідратоутворенням та інтенсифікації винесення пластової рідини із свердловин спінуванням. Інгібітор солевідкладень СНПХ-5314 також володіє антикорозійними властивостями і сприяє зростанню кратності піни. Вуглеводневий конденсат і температура мало впливають на солезахисні властивості інгібітора СНПХ-5314. Більше впливають інгібітори гідратоутворення і корозії, проте їх негативний вплив можна зменшити збільшенням вмісту інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 у пластовій рідині. За результатами лабораторних досліджень оптимальна концентрація інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 у воді, що виноситься із свердловин, становить 0,25-0,5% мас. Значення концентрації СНПХ-5314, а також концентрацій інгібіторів корозії і гідратоутворення та спінюючої ПАР у пластовій рідині слід вибирати за результатами дослідно-промислових випробувань залежно від геолого-промислової характеристики конкретних свердловин.

Література

- 1 Кашавцев В.Е. Предупреждение солеобразования при добыче нефти / В.Е. Кашавцев, Ю.П. Гаттенбергер, С.Ф. Люшин. – М.: Недра, 1985. – 215 с.
- 2 Кашавцев В.Е. Прогнозирование и контроль солеотложений при добыче нефти: Учебное пособие / В.Е. Кашавцев, И.Т. Мищенко. – М.: Изд-во „Нефть и газ” РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2001. – 134 с.
- 3 Пути повышения эффективности предотвращения образования отложений неорганических солей в скважинах / А.Ш. Сиртланов, Р.А. Фасхутдинов, Ф.Д. Шайдуллин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №4. – С. 59-61.
- 4 Синергизм и эффективность смесей ингибиторов солеотложения и коррозии / А.Г.Перекупка, О.С.Елизарова, А.А.Машошина, Э.П.Мингалеев // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №3. – С. 84-85.
- 5 Болотов А.А. Импульсно-волновая технология предупреждения солеотложений в теплообменных аппаратах / А.А. Болотов, Г.А. Лазарев, В.П. Студиев // Газовая промышленность. – 2006. – №2. – С. 83-85.
- 6 Кондрат Р.М. Лабораторні дослідження з вибору інгібітора для боротьби із солевідкладеннями під час експлуатації обводнених газових і газоконденсатних свердловин / Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Я.Д. Климишин // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 3(28). – С. 44-48.

*Стаття поступила в редакційну колегію
02.10.09*

*Рекомендована до друку професором
Мислюком М.А.*