

Техніка і технології

УДК 622.279.72

ПРОМИСЛОВІ ДОСЛІДЖЕННЯ ІНГІБІТОРНОГО МЕТОДУ БОРТЬБИ З ВІДКЛАДЕННЯМ СОЛЕЙ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБВОДНЕНИХ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат

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

Охарактеризовано причини відкладення солей і методи боротьби з ними під час експлуатації газових і газоконденсатних свердловин. За результатами лабораторних досліджень з різними хімреагентами обґрунтовано доцільність застосування інгібітора СНПХ-5314 для боротьби з відкладенням солей і створення на його основі комплексного інгібітора з багатфункціональними властивостями інгібітора солевідкладень, корозії обладнання, гідратоутворення і спінювача пластової рідини. Розглянуто різні технології боротьби з відкладенням солей і узагальнено промисловий досвід їх застосування. Запропоновано технологію боротьби з відкладенням солей у свердловині з використанням інгібітора СНПХ-5314, суть якої полягає у попередньому очищенні стовбура свердловини (насосно-компресорних труб і експлуатаційної колони) та привибійної зони пласта від відкладів солей, заповнюванні у привибійну зону пласта робочого розчину інгібітора і подальшому дозованому введенні розчину інгібітора в затрубний простір з присвердловинного інгібіторного бачка. Технологія випробувана на свердловині 105 Рудівсько-Червонозаводського газоконденсатного родовища. В результаті її застосування збільшився вміст іонів Ca^{2+} і HCO_3^- у пробах пластової води, відібраних з гирла свердловини; зменшилися вміст іонів заліза і рН води; збільшилася густина води; зросли дебїти газу й конденсату, що свідчить про ефективність інгібітора СНПХ-5314 і запропонованої технології його використання.

Ключові слова: свердловина, газ, конденсат, вода, експлуатація, відкладення солей, інгібітор, технологія

Охарактеризованы причины и описаны методы борьбы с отложениями солей газовых и газоконденсатных скважин при их эксплуатации. По результатам лабораторных исследований с различными химреагентами подтверждена целесообразность применения ингибитора СНПХ-5314 для борьбы с отложениями солей и создан на его основе комплексный ингибитор с многофункциональными свойствами ингибитора солеотложений, коррозии оборудования, гидратообразования и вспенивателя пластовой жидкости. Рассмотрены различные технологии борьбы с отложениями солей и обобщен промышленный опыт их применения. Предложена технология борьбы с отложениями солей в скважине с использованием ингибитора СНПХ-5314, состоящая в предварительной очистке ствола скважины (насосно-компрессорных труб и эксплуатационной колонны) и призабойной зоны от отложений солей, закачке в призабойную зону пласта раствора ингибитора и последующей дозированной подаче раствора ингибитора в затрубное пространство с прискважинного ингибиторного бачка. Технология испытана на скважине 105 Рудивско-Краснозаводского газоконденсатного месторождения. В результате её применения увеличилось содержание ионов Ca^{2+} и HCO_3^- в пробах пластовой воды, отобранных с устья скважин; уменьшилось содержание ионов железа и рН воды; увеличилась плотность воды, возрасли дебїты газа и конденсата, что свидетельствует об эффективности ингибитора СНПХ-5314 и технологи его применения.

Ключевые слова: скважина, газ, конденсат, вода, эксплуатация, отложение солей, ингибитор, технология

The reasons of salt depositing and control methods to prevent it under gas and gas-condensate operations are described in this article. According to the results of the laboratory analysis with different chemical reagents, it is grounded that there is the reasonability of the СНПХ-5314 inhibitor application for the elimination of salt depositations as well as the expediency of making on its basis the complex inhibitor with multi-function properties of salt deposition preventing inhibitor, equipment corrosion, hydrating and formation water foam. Different technologies of salt deposition prevention are considered and the field experience of the application is summed up. The technology of salt deposition preventing in the well under the СНПХ-5314 inhibitor application is suggested. The essence

of this technology is in the previous salt deposition clearing of well bore (well tubing strings and a production string) and bottomhole formation zone, inhibitor solution injection into the bottomhole formation zone and further measured injection of inhibitor solution into the annulus from the near-well inhibitor tank. The technology has been tested at the 105 well in the Rudkivsk-Chervonozavodsk gas-condensate field. As a result the ions Ca^{2+} and HCO_3 content has increased in formation water samples taken out from the well-head, the content of iron ions and water pH has decreased, water density has increased, gas and condensate yield has increased. It testifies the efficiency of the СНПХ-5314 inhibitor and the suggested technology of its application.

Key words: well, gas, condensate, water, operation, salt depositing, inhibitor, technology

Експлуатація обводнених газових і газоконденсатних свердловин часто супроводжується випаданням солей з пластової води у привибійній зоні, стовбурі і викидних лініях. Можливе солеутворення і на промислових установках комплексної підготовки газу до транспортування. До основних причин солевідкладення відносяться перенасиченість пластової води солями, змішування у свердловині пластових вод різного хімічного складу з різних горизонтів, змішування пластової води з метанолом та деякими іншими хімеагентами, що використовуються у процесах газовидобування, дегазації пластової води при зниженні тиску з виділенням діоксиду вуглецю, зміна термобаричних умов по шляху руху пластового газорідного потоку, розчинення у воді деяких складових породи, наприклад, карбонатів.

Відкладання солей на стінках порових каналів у привибійній зоні пласта і на внутрішній поверхні труб призводить до зменшення їх перерізу і можливого повного перекриття. В результаті зростають втрати тиску при русі газорідного потоку, що супроводжується зменшенням дебітів свердловин з подальшим припиненням їх природного фонтанування.

Відомі дві групи методів боротьби із солевідкладеннями [1-4]. Методи першої групи ґрунтуються на попередженні відкладання солей на поверхні породи і стінках труб. До них відносяться ізолювання обводнених пластів і попередження змішування у свердловинах пластових вод різного хімічного складу; усунення дефіциту вологи в газі і перенасичення солями пластової води шляхом уведення в затрубний простір прісної води, в т.ч. з додаванням спінюючих ПАР; турбулізація і збільшення швидкості руху газорідного потоку в насосно-компресорних трубах (НКТ) з метою попередження прилипання кристалів солей до поверхні труб; нанесення на внутрішню поверхню труб та обладнання захисного покриття з низькою адгезійною здатністю; діяння на газорідний потік фізичними полями (магнітним, акустичним та іншими); застосування інгібіторів солевідкладення. До другої групи відносяться методи видалення відкладів солей шляхом їх розмивання, розбурювання, розчинення і комбінованого діяння. Методи видалення відкладів солей вимагають значних коштів і часу, а у разі виснажених родовищ можуть супроводжуватись надходженням значних об'ємів робочих технологічних рідин у привибійну зону пласта зі зниженням її проникності, що значно ускладнить процес подальшого освоєння свердловини після ремонтних робіт.

Найбільш простим і поширеним у промисловій практиці є інгібіторний метод боротьби із солевідкладеннями. Для його реалізації необхідно вибрати тип інгібітора залежно від хімічного складу пластової води і спосіб уведення його у свердловину. Високомінералізовані пластові води можуть викликати корозію газопромислового обладнання. Можливе гідратуутворення в насосно-компресорних трубах і викидних лініях свердловин. З появою води у пластовій продукції погіршується продуктивна характеристика свердловин: утворюються „завислі” пульсуючі рідинні корки і пристінний шар рідини в НКТ, рідина скупчується на вибої. Ефективним методом інтенсифікації винесення рідини із свердловин є застосування спінюючих ПАР. Тому для боротьби з виникненням ускладнень в процесі експлуатації газових і газоконденсатних свердловин доцільно застосовувати комплексний інгібітор, який, крім солезакисних властивостей, володіє антигідратними та антикорозійними характеристиками і був би спінювачем пластової рідини.

З метою вибору ефективного інгібітора солевідкладень для попередження випадання з водних розчинів карбонату кальцію, оцінки впливу на захисні властивості інгібітора солевідкладень метанолу, вуглеводневого конденсату, інгібіторів корозії і температури та оцінки впливу інгібітора солевідкладень на процеси корозії металу і спінювання пластової рідини в ІФНТУНГ виконано комплекс лабораторних досліджень.

Досліди проводились з перенасиченим водним розчином карбонату кальцію у дистильованій воді. Як інгібітор солевідкладення досліджували СНПХ-5314, коразол-1, поліакрилат натрію, савенол SWP, КТІ-С; як інгібітор корозії – нафтохім-3 і ТАЛ; як інгібітор гідратуутворення – метанол. У дослідах використовували вуглеводневий конденсат еоценового газоконденсатного покладу Битківського нафтогазоконденсатного родовища. За результатами досліджень визначали ступінь захисту від солевідкладень, ступінь захисту від корозії, кратність і стійкість піни. Методику та основні результати досліджень наведено в роботах [3, 4]. Узагальнені результати досліджень зводяться до наступного.

Із досліджених інгібіторів солевідкладення найкращими захисними властивостями проти випадання з води карбонату кальцію володіє інгібітор СНПХ-5314. Ступінь захисту від солевідкладень при вмісті в робочому розчині 0,1% мас. інгібітора СНПХ-5314 перевищує 70%, а при вмісті 0,5% мас. становить близько 90% і змінюється мало при подальшому збіль-

шенні вмісту інгібітора. У порядку зменшення солезакисних властивостей інші інгібітори розміщуються так: КТІ-С, коразол-1, савенол SWP і поліакрилат натрію. При цьому СНПХ-5314 і КТІ-С мають близькі за значенням ступені захисту від солевідкладень. Найменшими і близькими за значенням ступенями захисту від солевідкладень характеризуються савенол SWP і поліакрилат натрію. За вмісту 0,5% мас. цих інгібіторів у робочому розчині ступінь захисту від солевідкладень становить 67-68%. Рекомендована концентрація інгібітора СНПХ-5314 у пластовій воді становить 0,25-0,5% мас.

Із збільшенням температури дещо погіршуються захисні властивості інгібітору СНПХ-5314, але загальний вплив температури є незначним. Так, при 0,5% мас. концентрації інгібітора СНПХ-5314 у системі і збільшенні температури від 20⁰С до 50⁰С і від 20⁰С до 80⁰С ступінь захисту від солевідкладень зменшується відповідно в 1,018 і 1,067 разів.

Додавання до робочого розчину гідрокарбонату натрію метанолу призводить до погіршення солезакисних властивостей інгібітора СНПХ-5314. Так, при вмісті в системі „робочий розчин-метанол” 20% метанолу ступінь захисту від солевідкладень зменшується з 90,63% до 82,8%, а при вмісті 40% об. метанолу – до 68,18%.

Порівняно з метанолом вуглеводневий конденсат мало впливає на солезакисні властивості інгібітора СНПХ-5314. Із збільшенням об'ємного вмісту вуглеводневого конденсату в досліджуваній системі до 20% ступінь захисту від солевідкладень зменшується на 4,52%, а при вмісті 40% об. вуглеводневого конденсату є вищою, ніж за його відсутності.

За наявності в системі одночасно метанолу і вуглеводневого конденсату солезакисні властивості інгібітора СНПХ-5314 знижуються менше, ніж за наявності тільки метанолу. Так, при вмісті в системі 40% об. метанолу і вуглеводневого конденсату (по 20% об. кожного) і 0,5% мас. концентрації інгібітора СНПХ-5314 ступінь захисту від солевідкладень зменшується в 1,049 разів.

Додавання до перенасиченого водного розчину карбонату кальцію інгібіторів корозії нафтохім-3 і ТАЛІ призводить до зменшення солезакисних властивостей інгібітора СНПХ-5314. Так, при 0,5% мас. концентрації в досліджуваному розчині інгібітора СНПХ-5314 додавання 2,5 г/л інгібіторів корозії нафтохім-3 і ТАЛІ зменшує ступінь захисту від солевідкладень відповідно в 1,27 і 1,428 разів.

За результатами досліджень інгібітор солевідкладень СНПХ-5314 володіє також антикорозійними властивостями. Як корозійне середовище в досліді використовували розчин хлористого натрію в дистильованій воді з вмістом NaCl 100 г/л. У робочий розчин додавали в різній кількості інгібітор солевідкладень СНПХ-5314 (0,125; 0,25; 0,5 % мас.) і окремо вводили інгібітор корозії (0,5 г/л коразол-1; 2,5 г/л нафтохім-3; 2,5 г/л ТАЛІ), метанол (10% об.) і вуглеводневий конденсат (10% об.).

Згідно з дослідними даними за концентрації в робочому розчині 0,5% мас. інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 ступінь захисту від корозії становить близько 48%. При додаванні до 0,5% мас. розчину інгібітора солевідкладень СНПХ-5314, 0,5 г/л коразолу-1, 2,5 г/л нафтохіму-3 або 2,5 г/л ТАЛІ ступінь захисту від корозії зростає відповідно до 62,5; 58,97 і 54,26%. Наведені інгібітори корозії мають близькі за значенням захисні властивості і кожен з них можна використовувати для боротьби з корозією обладнання.

Метанол і вуглеводневий конденсат погіршують антикорозійні властивості інгібітора СНПХ-5314 і при його концентрації в досліджуваному розчині 0,5% мас. забезпечують ступінь захисту від корозії відповідно 29% і 37,28%.

Результати додаткових досліджень процесу спінювання водних розчинів свідчать, що додавання до водного розчину NaCl (100 г/л) з вмістом 0,5% мас. савенолу SW інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 призводить до певного (незначного) зростання кратності піни. Стійкість піни дещо зменшується, але її можна підвищити використанням стабілізаторів піни.

За результатами виконаних досліджень інгібітор солевідкладень СНПХ-5314 має високі солезакисні властивості і одночасно зменшує швидкість корозії металу і сприяє зростанню кратності піни при застосуванні спінюючих ПАР. Вуглеводневий конденсат і температура майже не впливають на солезакисні властивості інгібітора СНПХ-5314. Більше впливають метанол та інгібітори корозії, але їх негативний вплив можна зменшити підвищенням концентрації інгібітора СНПХ-5314 у пластовій воді.

Результати виконаних досліджень свідчать про можливість використання інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 одночасно з дослідженим інгібітором гідратуутворення (метанолом), інгібіторами корозії (нафтохім-3, ТАЛом і коразолом-1) і спінюючою ПАР (савенолом SWP) для створення комплексного інгібітора з метою одночасної боротьби із солевідкладеннями, корозією обладнання та гідратуутворенням та інтенсифікації винесення рідини із свердловин спінюванням.

Можливі такі способи уведення робочих розчинів інгібітора солевідкладень до газорідного потоку у свердловинах:

- централізоване запомповування інгібіторпроводами з УКПГ у затрубний простір свердловин;
- дозоване подавання в затрубний простір свердловин за допомогою присвердловинних бачків;
- періодичне запомповування в затрубний простір за допомогою пересувних насосних агрегатів;
- періодичне запомповування насосно-компресорними трубами у привибійну зону пласта у вигляді розчинів, емульсій, суспензій, аерозолів;
- періодичне уведення через спеціальний лубрикатор по насосно-компресорними трубами

на вибій свердловин інгібіторів солевідкладень у твердому вигляді (гранули, таблетки і т.п.).

Згідно з дослідженнями інституту ВНИИТ-нефть найефективнішим є постійне дозування інгібітора солевідкладень через затрубний простір на вибій свердловин централізовано інгібіторопроводами чи з допомогою присвердловинних бачків [5]. Робочий розчин інгібітора готують на прісній (технічній) воді концентрацією 5-15% мас. У зимовий період до робочого розчину інгібітора солевідкладень додають метанол.

Застосування методу постійного дозування інгібітора солевідкладень у затрубний простір свердловин може, залежно від типу реагенту, призвести до корозії експлуатаційної колони і насосно-компресорних труб і не захищає від відкладів солей нижню частину експлуатаційної колони і привибійну зону пласта [6, 7].

Перед початком оброблення нових свердловин або тривалого припинення подачі розчину інгібітора слід провести запомповування ударної дози інгібітора з розрахунку 3-10 кратного збільшення його питомої витрати на один кубічний метр пластової води, що досягається шляхом збільшення витрати робочого розчину або концентрації в ньому інгібітора. Впродовж доби питому витрату розчину інгібітора поступово зменшують до заданого (робочого) значення.

За відсутності інгібіторопроводів і присвердловинних бачків робочі розчини інгібіторів солевідкладень періодично наповнюють пересувними насосними агрегатами в затрубний простір або по насосно-компресорними трубами у привибійну зону пласта.

За даними ВНИИТнефть [5] для свердловин з дебітом нафти до 60 т/д, що еквівалентно дебіту газу до 60 тис.м³/д, раціональним є періодичне запомповування робочого розчину інгібітора солевідкладень в затрубний простір один раз на місяць, а для свердловин з більшим дебітом – один раз на 3-6 місяців.

На багатьох родовищах мають місце солевідкладення у привибійній зоні пласта. За результатами оброблення кривих відновлення вибієного тиску в свердловинах 5 Манчаровського і 811, 815 Таймурзанського нафтових родовищ зниження дебіту нафти зумовлено здебільшого зменшенням ступеня їх досконалості за характером розкриття пласта через закупорювання солями перфораційних каналів, а радіус зони солевідкладень не перевищує довжини перфораційних каналів, утворених, наприклад, перфораторами типу ПК-103 та іншими [8].

За результатами дослідження свердловин на нафтових родовищах Пермської області і Шебелинському газоконденсатному родовищі радіус зони солевідкладення не перевищує 1 м [8, 9].

Для оброблення привибійної зони пласта використовують 20-30% мас. розчини інгібітора солевідкладень у прісній воді, які протискують углиб пласта. За результатами досліджень на Самотлорському нафтовому родовищі об'єм робочого розчину інгібітора солевідкладень

рекомендується вибирати рівним 0,2-1,3 м³ на один метр розкритої ефективної товщини пласта [10].

У разі газових і газоконденсатних свердловин робочий розчин інгібітора солевідкладень протискують у привибійну зону максимально можливим тиском газу, а за його відсутності – вуглеводневим конденсатом в об'ємі, при якому висота стовпа конденсату в НКТ від середини інтервалу перфорації зрівноважує поточний пластовий тиск. У разі високого пластового тиску створюють додатковий протитиск на гирлі свердловини.

Робочий розчин витримують у привибійній зоні впродовж 8-24 годин для забезпечення адсорбції інгібітора на поверхні породи і рівномірного розподілу його в порах пласта. Для підвищення ступеня адсорбції інгібітора солевідкладень на поверхні порових каналів рекомендується додавати в робочий розчин 3-5% мас. савенолу SWP. Після витримування робочого розчину у привибійній зоні пласта свердловину освоюють і пускають в експлуатацію.

Згідно з результатами оброблень привибійних зон пласта розчинами інгібітора солевідкладень на Арланському нафтовому родовищі дебіт свердловин і тривалість ефекту збільшуються переважно після другого оброблення, що пояснюється втратою в процесі первинного оброблення значної кількості реагенту в результаті адсорбції на поверхні порових каналів [6].

За результатами оброблень привибійних зон пласта на родовищах Західного Сибіру після першого оброблення свердловина експлуатується без відкладів солей 3-4 місяці, після другого – до 8 місяців, після третього – більше року [12]. До застосування інгібітора солевідкладень міжремонтний період роботи свердловин становив 20-90 діб. Після першого оброблення вміст інгібітора у пробах пластової води спостерігався близько 70 діб, після другого оброблення – до 250 діб, після третього оброблення – до 300 діб.

Стосовно до карбонатних порід науковцями інституту ПермНИПИнефть запропоновано дві технології періодичного запомповування розчину інгібітора солевідкладень у привибійну зону пласта: інгібітор солевідкладень розчиняють у соляній кислоті і запомповують разом з кислотою у привибійну зону; спочатку як буферну рідину запомповують, соляну кислоту, а потім – розчин інгібітору солевідкладень у технічній воді [11]. Такі технології дозволяють за одну операцію провести кислотне оброблення привибійної зони і запомповування інгібітора в пласт під тиском. В результаті кислотного оброблення збільшується площа поверхні колектора, на якій адсорбується більше інгібітора. За промисловими даними при застосуванні наведених технологій міжопераційний період збільшується до 200 діб і більше. Окрім того, відсутній безпосередній контакт водного розчину інгібітора солевідкладень з пластовою водою, що у разі неправильного вибору інгібітора може призвести до випадання солей з пластової води. Проте, як свідчать результати робіт на

Арланському родовищі, послідовне кислотне оброблення привибійної зони пласта з наступним запомповуванням поліакриламідом чи гексаметафосфатом натрію є менш ефективним, ніж періодичне запомповування водних розчинів інгібіторів солевідкладення [6]. В останньому випадку у привибійну зону запомповується менший об'єм рідини, зростає міжремонтний період, уповільнюється корозія обладнання.

До початку застосування інгібітора солевідкладень необхідно очистити від відкладів неорганічних солей стовбур, вибій і привибійну зону свердловин (наприклад, соляною кислотою з додатками ПАР, хлористого або азотнокислого амонію та ін.)

У процесі подальшої експлуатації свердловини після оброблення привибійної зони необхідно систематично здійснювати контроль за вмістом інгібітора солевідкладень у супутній пластовій воді і процесом солевідкладення шляхом відбирання та аналізу проб води з гирла свердловини в перші два тижні – один раз на тиждень, в подальшому – не рідше два рази на місяць. Одночасно (не рідше двох разів на місяць) визначається вміст іонів заліза у супутній пластовій воді. Контроль за вмістом інгібітора солевідкладень у супутній пластовій воді здійснюється спектрофотометричним методом. Іншим методом контролю за ефективністю інгібітора солевідкладень є визначення вмісту солей кальцію і магнію у пробах води з гирла свердловини. Стабілізація, або навіть збільшення кількості солей кальцію і магнію в пробах води, свідчить про відсутність солевідкладень.

За результатами лабораторних досліджень солезакисних властивостей інгібітора СНПХ-5314 в різних середовищах та узагальнення промислових даних про впровадження інгібіторів на різних родовищах розроблена технологія застосування інгібітора СНПХ-5314 для боротьби із солевідкладеннями, яка випробувана на свердловині 105 Рудівсько-Червонозаводського газоконденсатного родовища НГВУ „Полтаванафтогаз”. Експлуатація свердловин на цьому родовищі ускладнюється відкладеннями солей в насосно-компресорних трубах і привибійній зоні. За результатами хімічного аналізу, проведеного лабораторією НГВУ „Полтаванафтогаз”, відклади солей із свердловин родовища мають такий склад, % мас.: FeCO_3 – 3,18; CaCO_3 – 40,52; CaSO_4 – 55,35. Сольові відклади у метанолі і розчині хлористого кальцію не розчиняються; у технічній воді при температурі 70°C розчиняються слабо; у 5%-ній фосфорній кислоті розчиняється 57,03% солевих відкладів; у 10%-ній фосфорній кислоті – 62,83%; у 4%-ній соляній кислоті солеві відклади розчинилися повністю через 2 години; у 6%-ній соляній кислоті – через 0,5 годин; у 8%-ній та 12%-ній соляній кислоті – миттєво.

Боротьба із солевідкладеннями на родовищах НГВУ „Полтаванафтогаз” здійснюється шляхом руйнування (розчинення) осадів солей, які утворилися. Для ліквідації солевих осадів у НКТ, затрубному просторі і привибійній зоні пласта переважно застосовують солянокислотні

оброблення у поєднанні з газованими розчинами ПАР. Рідше застосовують фосфорнокислотні і газокислотні оброблення. Технологія кислотного розчинення солевих відкладів вимагає значних коштів і корозійно небезпечна.

На свердловині 105 Рудівсько-Червонозаводського газоконденсатного родовища випробувана технологія попередження солевідкладень шляхом запомповування у привибійну зону пласта робочого розчину інгібітора СНПХ-5314. Починаючи з 1997 р., на цій свердловині щорічно проводилися кислотні розчинення солевих відкладів за допомогою соляної кислоти (24.12.1997 р.) і використання соляної кислоти у поєднанні з газованим розчином ПАР (08.07.1999 р., 21.01.2000 р., 04.08.2000 р. і 24.08.2000 р., 07.02.2001 р., 12.06.2002 р.). На момент проведення робіт свердловина 105 мала таку геолого-промислово характеристичну: штучний вибій – 4860 м, експлуатаційна колона умовним діаметром 168x146 мм опущена на всю глибину свердловини, продуктивний горизонт – В-21н, інтервал перфорації – 4767-4771 м, насосно-компресорні труби умовним діаметром 73 мм опущені на глибину 4759 м, пластовий тиск на середині інтервалу перфорації (на 18.06.2001 р.) – 29,42 МПа, пластова температура – 117°C , параметри роботи свердловини (згідно зі звітом за серпень 2002 р.): дебіт газу – 141,1 тис.м³/д, дебіт конденсату – 12,9 т/д, дебіт води – 1,5 м³/д, робочі тиски (на буфері/в затрубному просторі): 14/15,8 МПа.

Оброблення свердловин проведено згідно із затвердженим планом робіт від 17.05.2002 р., в такій послідовності.

До проведення оброблення свердловини виконують контрольні вимірювання дебітів газу, води і конденсату, тисків на буфері і в затрубному просторі і відбір на аналізи проб води для визначення вмісту солей та іонів заліза, рН і густини води.

Обв'язують між собою насосні агрегати та обладнання і насосні агрегати через ежектор з фонтанною арматурою, опресовують нагнітальну і газову лінії.

Готують 6% робочий розчин соляної кислоти (до 4,7 м³ технічної води додають 1,3 м³ товарної соляної кислоти), робочий розчин суміші соляної і борофтористоводневої кислот (до 1 м³ технічної води додають 2,5 м³ товарної соляної кислоти, 1,5 м³ борофтористоводневої кислоти і 1 м³ моноетаноламіну), робочий розчин неіоногенних ПАР (до 5,6 м³ технічної води додають 0,3 м³ жириноксу і 0,1 м³ ТЕАСу) і робочий розчин інгібітора солевідкладень (до 5 м³ технічної води додають 500 кг СНПХ-5314).

У зв'язку з тим, що на свердловині 105 раніше не застосовувались інгібітори солевідкладень, а кислотні руйнування солевих відкладів проводились більше чотирьох місяців (12.06.2012 р.), необхідно провести очищення підземного свердловинного обладнання і привибійної зони від солей.

4. Очищують від солевідкладень НКТ і експлуатаційну колону.

Для цього під час роботи свердловини (у робочому режимі свердловини) затрубним простором послідовно запомповують агрегатами в НКТ (при подачі газу на ежектор) за мінімально допустимих витрат робочі розчини соляної кислоти і ПАР і закривають свердловину на 0,5 год. Потім при роботі свердловини затрубним простором на факел витискують проредаговані розчини із стовбура свердловини подачею в НКТ газу високого тиску.

5. Очищують від солевідкладень привибійну зону пласта.

Для оброблення привибійної зони пласта використовують робочий розчин, запропонований НДПІ ПАТ „Укрнафта” (суміш соляної і борофтористоводневої кислот з додаванням моноетаноламіну). При закритому затрубному просторі запомповують агрегатом у НКТ (при подачі газу на ежектор) робочий розчин і протискують його в пласт газом високого тиску. Залишають свердловину під тиском на 2 години, після чого продувають її по затрубному простору на амбар для винесення з пласта продуктів реакції.

6. Відпрацьовують свердловину на установку підготовки газу (УКПГ) від 2 до 6 діб до відсутності продуктів реакції у свердловинній продукції.

7. Обробляють привибійну зону розчином інгібітора солевідкладень.

Після обв'язки насосного агрегату через ежектор з трубним простором свердловини і опресовки нагнітальної лінії продувають свердловину через смінь-сепаратор на факел і подають по шлейфу з УКПГ у затрубний простір газ із максимально можливим тиском до його стабілізації. Потім запомповують у НКТ робочий розчин інгібітора солевідкладень, протискують його в глибину пласта максимально можливим тиском газу і витримують у пласті впродовж 8-24 годин, після чого свердловину продувають на амбар і пускають у роботу на УКПГ.

8. Здійснюють безперервну дозовану подачу з присвердловинного інгібіторного бачка в затрубний простір свердловини водного розчину інгібітора солевідкладень з витратою 40 л/д (2 кг/д інгібітора солевідкладень). Для цього кожні 10 днів заповнюють інгібіторний бачок 5%-им водним розчином інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 (до 400 л води додають 20 кг інгібітора).

9. Один раз на тиждень виконують контрольні вимірювання параметрів роботи свердловини і відбір проб води з гирла свердловини на аналіз.

Оброблення привибійної зони свердловини 105 інгібітором солевідкладень проведено у жовтні – листопаді 2002 р. 28.10.2002 р. проведено кислотне оброблення свердловини. За результатами контрольних вимірювань дебіт газу до кислотного оброблення становив 116 тис.м³/д при тисках на буфері 13,72 МПа і в затрубному просторі 14,22 МПа. На другий день після пуску свердловини в роботу 29.10.2002 р. дебіт газу становив 105 тис.м³/д за тих самих

робочих тисків. Незначне зниження дебіту газу пояснюється недостатнім часом для повного очищення привибійної зони від продуктів реакції після кислотного оброблення. Запомпсування розчину інгібітора солевідкладень у привибійну зону проведено 01.11.2002 р., через 3 дні після пуску свердловини в роботу. До оброблення свердловини розчином інгібітора солевідкладень тиск на буфері становив 10,8 МПа, а тиск в затрубному просторі – 12,75 МПа. Оскільки наступні два дні були вихідними, то свердловину пустили в роботу тільки 04.11.2002 р. У подальшому впродовж двох місяців (листопад-грудень) здійснювалась дозована подача робочого розчину інгібітора солевідкладень у затрубний простір свердловини з інгібіторного бачка. За результатами контрольних вимірювань 07.11.2002 р. дебіт газу становив 125 тис.м³, за тисків на буфері 12,75 МПа і в затрубному просторі – 13,73 МПа. В результаті оброблення свердловини дебіт газу збільшився на 9 тис.м³/д (з 116 до 125 тис.м³/д).

До і після оброблення свердловини відбирались проби води, результати аналізу яких наведено в таблиці 1.

За результатами аналізу проб пластової води в результаті оброблення свердловин розчином інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 вміст іонів Ca²⁺ збільшився з 12525 до 144529 мг/л (на 2004 мг/л), вміст іонів HCO₃⁻ збільшився з 164,73 до 189,13 мг/л (на 24,4 мг/л). Збільшення кількості солей у воді свідчить про те, що інгібітор СНПХ-5314 володіє солеутримуючими властивостями і попереджує солевідкладення як у привибійній зоні, так і в стовбурі свердловини. Про ефективність інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 свідчить також зменшення рН проб води з 7,65 до 7,33 і збільшення густини води з 1107 до 1113 кг/м³. Як відомо, зменшення рН води сповільнює процес відкладення карбонату кальцію [13]. Збільшення густини води свідчить про збільшення вмісту розчинених солей. Інгібітор солевідкладень володіє також антикорозійними властивостями, про що свідчить зменшення вмісту іонів заліза у пробах пластової води з гирла свердловини з 124 мг/л до оброблення свердловини до 99,25 мг/л після оброблення. Якщо взяти до уваги тільки три останні значення вмісту іонів заліза у воді (15.11, 18.11 і 25.11.2002 р.), то середній вміст іонів заліза у воді становить 51,67 мг/л.

Результати промислових випробувань інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 повністю узгоджуються з результатами лабораторних досліджень.

Таким чином, інгібітор СНПХ-5314 можна рекомендувати для боротьби із солевідкладеннями під час експлуатації газових і газоконденсатних свердловин на родовищах України. Як свідчать результати лабораторних досліджень, можна створити комплексний інгібітор з багатифункціональними властивостями шляхом додавання до інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 інгібітора корозії (наприклад, нафтохіму-3, коразолу-1 чи ТАЛу), інгібітору гідратуутворення (наприклад, метанолу) і спінювача пластової

Таблиця 1 – Результати аналізу проб води, відібраних з гирла свердловини 105 Рудівсько-Червонозаводського родовища

Дата вимірювання	Вміст іонів, мг/л			рН води	Густина води, кг/м ³
	заліза	Ca ²⁺	HCO ₃ ⁻		
До оброблення свердловини					
02.09.2002 р.	11				
10.09.2002 р.	162				
23.09.2002 р.	84				
02.10.2002 р.	202				
21.10.2002 р.	61				
	Середнє значення 124				
10.10.2002 р.		12525	164,73	7,65	1107
Після оброблення свердловини					
13.11.2002 р.	243				
15.11.2002 р.	45				
18.11.2002 р.	70				
25.11.2002 р.	39				
	Середнє значення 99,25				
22.11.2002 р.		14529	189,13	7,33	1113

води (наприклад, савенулу SWP). Запропонована технологія боротьби із солевідкладеннями шляхом послідовного очищення від відкладів солей стовбура свердловини і привибійної зони пласта (якщо раніше інгібітор солевідкладень не застосовувався або міжопераційний період є значним), запомповування розчину інгібітора у привибійну зону пласта з наступною дозованою подачею розчину інгібітора в затрубний простір свердловини з інгібіторного бачка. Наведена технологія боротьби із солевідкладеннями успішно випробувана на свердловині 105 Рудівсько-Червонозаводського родовища. За відсутності інгібіторних бачків здійснюється тільки періодичне запомповування розчину інгібітора у привибійну зону пласта. Якщо солевідкладення у привибійній зоні пласта відсутні, то розчин інгібітора солевідкладень періодично запомповують у затрубний простір свердловини. Періодичність оброблень свердловини вибирається такою, щоб за міжопераційний період не відкладались солі у привибійній зоні пласта і на обладнанні стовбура свердловин.

У подальших дослідженнях передбачається оцінити ефективність різних технологій боротьби із солевідкладенням з використанням різних складів хімреагентів на свердловинах з різною геолого-промисловою характеристикою.

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 Кондрат Р. М. Аналіз причин солевідкладень і методів боротьби з ними під час експлуатації газових і газоконденсатних свердловин / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат // Розвідка та роз-

робка нафтових і газових родовищ. – 2008. – №2(27). – С. 39-42.

3 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 та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – №3(28). – С. 44-48.

4 Кондрат Р. М. Лабораторні дослідження впливу геолого-промислових факторів на захисні властивості інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Я. Д. Климишин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – №4(33). – С. 24-31.

5 Ефимова Г. А. Исследования химических реагентов для борьбы с отложениями солей / Г. А. Ефимова, О. М. Елашева, Н. И. Христенко // Труды ВНИИТнефть. – 1978. – Вып. 10. – С. 133-136.

6 Абдурахманов А. Г. Новые методы ликвидации отложений гипса в скважинах Арланского месторождения / А. Г. Абдурахманов, Ф. Я. Исламов, Е. А. Борисов, С. Ф. Люшин // Нефтяное хозяйство. – 1978. – №7. – С. 64-68.

7 Однорог Д. С. Применение ингибиторов отложений солей на нефтяных месторождениях Мангышлака // Нефтяное хозяйство. – 1980: V. – №3. – С. 7-68.

8 Антипин Ю. В. Исследование отложения гипса в пластах / Ю. В. Антипин, Р. Г. Шагиев, А. М. Ершов, А. Ш. Сыртданов // Нефтяное хозяйство. – 1978. – №9. – С. 42-45.

9 Билецкий М. М. Предупреждение солетождений в пластах Шебелинского ГКМ / М. М. Билецкий, М. П. Яцків, А. Я. Строгий // Нефтяная и газовая промышленность. – 1991. – №2. – С. 28-31.

10 Маричев Ф. Н. Опыт применения ингибиторов отложения солей задавливанием в призабойную зону пласта / Ф. Н. Маричев, А. А. Глазков, В. К. Ким [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1980. - №5. – С. 30-32.

11 Исаев М. Г. Технология применения ингибиторов отложения солей / М. Г. Исаев, Г. М. Гнеев, Г. Б. Ляпина, Г. Р. Сидоренко // Нефтяное хозяйство. – 1980. - №11. – С. 40-41.

12 Дунаев Н. П. Ликвидация отложения солей при эксплуатации скважин / Н. П. Дунаев, Н. С. Маринин, Г. М. Ярышев, Ф. Н. Маричев // Нефтяное хозяйство. – 1979. - №10. – С. 51-54.

13 Ахметшина И. З. Влияние поверхностного натяжения и температуры на отложение солей в нефтепромысловом оборудовании / И. З. Ахметшина, Я. М. Каган, Г. А. Багальян, В. П. Максимов // Нефтяное хозяйство. – 1979. - №3. – С. 43-45.

Стаття надійшла до редакційної колегії

05.09.12

Рекомендована до друку професором

Тарком Я.Б.