

АНАЛІЗ ПРИЧИН СОЛЕВІДКЛАДЕНЬ І МЕТОДІВ БОРТЬБИ З НИМИ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

Р.М.Кондрат, О.Р.Кондрат

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

Охарактеризованы причины солеотложений при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. Выполнен анализ известных методов борьбы с отложениями солей. Обоснованы направления предупреждения солеотложений.

Causes of salt scale formation in the course of gas and gas condensate wells exploitation have been characterized. The analysis of well-known methods of salt scale formation control have been realized. Besides, there have been proved directions of prevention of salt scale formation.

Одним із серйозних ускладнень, яке зустрічається під час експлуатації газових і газоконденсатних свердловин, є солевідкладення у присвердловинній зоні пласта, на обладнанні свердловин, промислових комунікаціях та установках комплексного підготовки пластової продукції.

Солевідкладення викликають різке зниження продуктивності свердловин, закупорювання та розрив промислових комунікацій, передчасний вихід з експлуатації газліфтних клапанів, теплообмінників, насосів та іншого газопромислового обладнання і вимагають трудомістких ремонтних робіт з ліквідації відкладів солей, що зрештою призводить до зменшення обсягів видобутку та подорожчання газу і конденсату. Окремі особливості процесу солевідкладення і методи боротьби з відкладами неорганічних солей розглянуто в роботах [1-14].

Основне джерело виділення солей – вода, що видобувається разом з газом. Тверді сольові відклади можуть мати у своєму складі органічні і неорганічні компоненти, продукти корозії, а саме: карбонати кальцію, магнію, барію, стронцію, кальцієво-магнієві і залізисті карбонати, сульфати кальцію, барію і стронцію, галіт, двооксид кременію, хлористий натрій і калій, гідроксид магнію, оксиди і гідроксиди заліза (продукти корозії), кварц, польовий шпат, кремнезем, органічні речовини (асфальтени, смоли, тугоплавкі парафіни, сірчисті та водорозчинні з'єднання, яких міститься не більше 0,5% від маси всіх органічних з'єднань). Органічні компоненти, продукти корозії і частинки породи цементуються неорганічними солями, тому деякі дослідники вважають, що відклади солей краще називати органо-мінеральними з'єднаннями.

Осади солей в насосно-компресорних трубах (НКТ) мають кристалічну структуру: від великих, чітко представлених кристалів до щільних, каменеподібних осадів, складених мікрокристалами. Безпосередньо до стінок труб прилягає шар осаду, представлений мікрокристалами, які скріплені органічними речовинами.

В напрямі до центру кристали стають більшими, відклади органічних речовин зменшуються.

Солевідкладення викликають такі причини.

1. Змішування в пласті несумісних вод різного складу (пластової і запомпованої з поверхні для витіснення із пористого середовища вуглеводнів, а також твердих (жорстких) і лужних пластових вод із різних горизонтів).

2. Контактуювання вод (пластової і запомпованої з поверхні для витіснення із пористого середовища вуглеводнів) із породою з вилугуванням розчинних (переважно карбонатних) складових породи.

3. Дифузія у воду з нафти активних водорозчинних компонентів (водорозчинних нафтових кислот та їх солей).

4. Змішування у видобувальних свердловинах вод різного складу з різних пластів і прошарків.

5. Змішування пластової води з метанолом.

6. Змішування пластової води із синтезованими хімічними з'єднаннями (деякі типи демульгаторів, інгібіторів корозії, кислот, лугів та ін.).

7. Дегазація води з переходом двооксиду вуглецю із води в газову фазу в результаті зниження тиску, підвищення температури і турбулізації потоку, що призводить до порушення рівноваги між вуглекислим газом і розчиненими у пластовій воді двовуглекислими солями та відкладання на стінках труб карбонату кальцію.

8. Випаровування води, наприклад, в результаті підвищення температури чи змішування пластової води з газом, недонасиченим вологою.

9. Зміна термобаричних умов під час руху газорідного потоку.

За відсутності випаровування і розгазування води підвищення температури призводить до збільшення розчинності мінеральних солей у воді, а також сульфату кальцію, баріту, гідроксиду магнію і карбонату кальцію в сильнолужному середовищі (рН>10). В кислому, нейтральному і слабколужному середовищах роз-

чинність кальциту зменшується з підвищенням температури.

Всі відомі методи боротьби із солевідкладеннями спрямовані на попередження випадання з води солей і видалення відкладів солей.

Методи попередження випадання з води солей діляться на три основні групи: технологічні, фізичні і хімічні.

До технологічних методів попередження випадання з води солей відносяться такі:

1. Правильний вибір джерел водопостачання у випадку заводнення покладів нафти і газу з тим, щоб не допустити змішування хімічно несумісних вод у пластових умовах (наприклад, лужних із жорсткими).

2. Селективна ізоляція обводнених пластів і прошарків у видобувних свердловинах, що дає змогу ліквідувати поступлення пластових вод у свердловини або обмежити приплив тих вод, які у випадку змішування сприятимуть інтенсивному солевідкладенню.

3. Турбулізація потоку газорідної суміші у свердловині (наприклад, за допомогою штуцерів різного типу, диспергаторів), що зменшує безпосередній контакт водної фази з поверхнею труб і тим самим знижує інтенсивність солевідкладення. Проте, в процесі турбулізації газорідного потоку можливе розгазування рідини з виділенням вуглекислого газу, що знижує карбонатну стійкість води.

4. Збільшення швидкості руху газорідного потоку в НКТ, що скорочує тривалість періоду перебування перенасичених розчинів в НКТ і тим самим знижує інтенсивність прилипання мікрочастин солей до внутрішньої поверхні труб.

5. Використання труб та обладнання із захисним покриттям внутрішньої поверхні, що володіє низькою адгезійною здатністю (наприклад, скло, високомолекулярні сполуки – смоли та ін.).

Фізичні методи попередження випадання з води солей ґрунтуються на оброблянні обводненої продукції свердловин магнітним, електричним і акустичним полями та їх комбінацією. Генерація, наприклад, ультразвукових коливань сприяє інтенсивному випаданню в об'ємі розчинів мікрочастин, які легко виносяться газорідним потоком на поверхню. Фізичні методи забезпечують тільки локальний ефект.

Хімічні методи попередження солевідкладень ґрунтуються на використанні різних хімічних реагентів (здебільшого інгібіторів солевідкладень).

Методи видалення відкладів солей поділяються на механічні і хімічні.

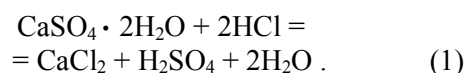
Механічні методи видалення відкладів солей ґрунтуються на використанні для ліквідації твердих осадових гідромоніторів чи інших спеціальних пристроїв та розбурюванні осадових бурових інструментом. Метод розбурювання є досить дорогим і застосовується тільки тоді, коли інші методи виявились неефективними. Із впровадженням у промислову практику колтюбінгових установок метод розбурювання відкладів солей став досить перспективним. До

механічних методів відноситься також встановлення на гирлі свердловин спеціальних гіпсозбірників (наприклад, горизонтальних з діаметром близько 0,3 м і довжиною до 10 м) для осадження частинок гіпсу з перенасиченої сульфатами кальцію пластової води.

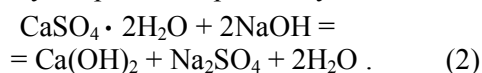
Хімічні методи видалення відкладів солей ґрунтуються на їх розчиненні за допомогою хімічних реагентів. Багато хімічних методів розроблено для ліквідації гіпсових пробок і гіпсовуглеводневих відкладів.

Для пухких відкладів використовують карбонатні і бікарбонатні 10-15% розчини лужних металів.

Тверді гіпсові відклади руйнують комплексними розчинами за температури 60-70⁰С, наприклад, сумішшю 27% соляної кислоти і 15% хлориду натрію в об'ємному співвідношенні 15:12. Соляна кислота реагує з гіпсом з утворенням хлористого кальцію, який добре розчиняється у воді.



Високою розчинністю володіє 20% розчин натрію їдкого, який реагує із гіпсом з утворенням сульфату натрію та гідроксиду кальцію



Сульфат натрію добре розчиняється у воді, а гідроксид кальцію являє собою нещільну пухку масу, яка за найменшого гідродинамічного діяння утворює в рідині дрібнодисперсну легковилучувану суспензію.

Для ліквідації щільних пробок гіпсу запропоновано також використовувати суміш 15% соляної кислоти і 4% амонію хлористого за температури 60-70⁰С, розчини гідроксидів лужних металів (наприклад, соди каустичної), 18% розчини етилендіамінтетраоцтової кислоти та її солей та ін.

За наявності в твердих осадах вуглеводневих з'єднань (парафін, асфальтеносмолисті речовини, важкі компоненти нафти) з метою прискорення розчинення солей до складу хімічного реагенту додають компонент, який діє на вуглеводневу складову сольових відкладів (наприклад, реагент Т-66 чи ЗМ).

Хлоридні сольові відклади розчиняють у прісній воді.

Найбільше застосування в промисловій практиці для попередження відкладання з води солей отримали інгібітори солевідкладень - хімічні реагенти, при додаванні яких в розчин неорганічної солі різко сповільнюється процес осадоутворення і зменшується кількість утвореного осаду.

Інгібітори солевідкладень поділяються на: маслорозчинні, нафторозчинні і водорозчинні, однокомпонентні і багатокомпонентні. Однокомпонентні інгібітори діляться на аніонні і катіонні. На практиці найчастіше використовують водорозчинні інгібітори.

До найбільшого класу аніонних інгібіторів входять похідні карбонових кислот (полімерні

з'єднання акрилового ряду, сополімери на основі малеїнового ангідриду), похідні сульфокислот і фосфорпохідні (неорганічні поліфосфати і фосфорорганічні з'єднання, які входять до складу ефірів фосфорної кислоти, фосфати, амінофосфати). До класу катіонних інгібіторів входять полімерні похідні алкіленамінів, моноаміни, четвертинні амонієві з'єднання, поліетилоксиновані аміни.

Багатокомпонентні інгібітори солевідкладень включають суміш різних однокомпонентних інгібіторів, при змішуванні яких отримують синергетичний ефект захисної дії, або суміш інгібіторів з іншими хімічними речовинами, наприклад, ПАР неіоногенного типу, які посилюють захисну дію композиції (або мають самостійне призначення), не погіршуючи дії основного компонента.

За механізмом дії інгібітори солевідкладень умовно діляться на три типи: хелати, "порогової" дії і кристалоруйнуючі. Хелати "зв'язують" іони кальцію, барію чи заліза, перешкоджаючи їх взаємодії з іонами сульфату і карбонату. Інгібітори "порогової" дії обволікають мікрочастинки ядра солей, в результаті чого обмежується (чи попереджується) ріст кристалів солей і вони утримуються у зваженому стані. Кристалоруйнуючі інгібітори не перешкоджають кристалізації солей, а лише видозмінюють форму кристалів і перешкоджають їх подальшому росту.

На практиці в основному використовують гексаметафосфат натрію, триполіфосфат натрію, амофос, органічні фосфати, солі сульфокислот, полікомплексони та ін.

Найчастіше використовують інгібітори солевідкладень, які належать до аніонних фосфорорганічних з'єднань фосфонових кислот. До них відносяться нітрлотриметилфосфорова кислота (НТФ) та отримані на її основі композиції (ІСБ-279, ІСБ-281, ІСБ-382, НТФ-ЕГ, НТФ-ПАА), оксиетилідендіфосфорова кислота (ОЕДФ), 1,3 діамінопропанол-2 - N, N, N, N - тетраметилфосфорова кислота (ПАФ). На основі НТФ, ОЕДФ і ПАФ з додаванням води, етиленгліколю та інших компонентів отримано інгібітори солевідкладень ПАФ - 1,13,41, ДПФ-1, СНПХ-5301, інкредол-1, ІСТ-1, фосфанол (ДПФ-1Н).

До другої групи інгібіторів солевідкладень відносяться аніонні неорганічні поліфосфати: поліфосфат натрію (ПФН), триполіфосфат натрію (ТПФН), гексаметафосфат натрію (ГМФН), тринатрійфосфат (ТНФ), фосфорований триетаноламін (ФТЕА).

До третьої групи інгібіторів солевідкладень відносяться гідролізований поліакриламід (ПАА), гідролізований поліакрилонітрил (гіпан), нітролінгіт, сополімер вінілацетату з малеїновим ангідридом та ін.

Інгібітори солевідкладень подають у газорідинний потік у вигляді розведених чи концентрованих розчинів, дисперсної системи (емульсії, суспензії чи аерозолів), суміші вихідних компонентів інгібітора, а також у твердому вигляді (гранули, таблетки і т.п.).

Інгібітори солевідкладень вводять у газорідинну систему неперервно, періодично чи вводять в систему всю масу інгібітора з наступним обробленням газорідинного потоку малими дозами.

Найефективнішим є неперервне подавання інгібітора солевідкладень в затрубний простір свердловин дозувальними насосами з УКПГ інгібіторопроводами чи за допомогою пригрілових дозувальних установок.

Періодичне запопсування розчинів інгібіторів солевідкладень в затрубний простір свердловин можливе у випадку малодобітних і періодично працюючих свердловин.

У тих випадках, коли подавання розчинів інгібіторів солевідкладень у свердловину ускладнене (кліматичні умови, складність дозування, неможливість під'їзду насосних агрегатів та ін.) використовують тверді інгібітори.

Для оброблення привибійної зони свердловин використовують інгібітори солевідкладень у вигляді розчинів, емульсій, суспензій, аерозолів.

Ліквідація сольових відкладів розбурюванням, за допомогою гідромоніторів чи кислотними розчинами вимагає великих витрат, призводить до втрат у видобутку газу і газового конденсату, а у разі використання кислот супроводжується інтенсивною корозією газопромислового обладнання. Тому боротьба із солевідкладеннями повинна проводитись шляхом попередження відкладання солей, а не видалення відкладів солей.

Стосовно до умов експлуатації газоконденсатних свердловин на родовищах України можливі такі методи попередження відкладання солей.

Селективна ізоляція обводнених пластів і прошарків.

Для цього потрібно провести промислово-геофізичні дослідження свердловин, визначити шляхи поступлення у свердловину пластової води і провести ізоляційні роботи з обмеження водоприпливу.

Неперервне подавання в затрубний простір високодебітних свердловин прісної води чи прісної води із спінюючою ПАР у низькодебітні свердловини з метою зменшення концентрації солей у пластовій воді.

Вибір такого технологічного режиму експлуатації свердловин, за якого термобарична характеристика газорідинного потоку в стовбурі свердловин не сприятиме випаданню з води солей.

Обладнання НКТ диспергаторами для турбулізації, диспергування і збільшення швидкості руху газорідинного потоку.

Дозоване (неперервне) введення в затрубний простір свердловин розчинів інгібіторів солевідкладень. У разі необхідності запопсується суміш інгібіторів солевідкладень, корозії, гідратуутворення і спінювачів пластової рідини чи комплексний інгібітор, який володіє наведеними властивостями.

Періодичне запопсування в затрубний простір свердловин водних розчинів інгібіторів

солевідкладень з допомогою пересувних насосних агрегатів.

Періодичне запомповування інгібіторів солевідкладень у привибійну зону свердловин у вигляді розчинів, емульсій, суспензій чи в аерозольному вигляді.

Принципова особливість наведених методів полягає у боротьбі з солевідкладеннями шляхом попередження випадання з води солей, а не у видаленні відкладів солей. Комплексне застосування наведених методів залежно від геолого-технічної характеристики свердловин дає змогу ефективно вирішувати проблему боротьби із солевідкладеннями. Найбільший інтерес являють хімічні методи боротьби із солевідкладеннями, а саме використання комплексних інгібіторів, які би володіли властивостями спінювача пластової рідини, інгібітора солевідкладень, а в разі необхідності також інгібітора корозії. Вибір складових такого комплексного інгібітора може бути здійснений за результатами відповідних лабораторних досліджень із числа хімічних речовин, що випускаються вітчизняними підприємствами.

Література

- 1 Кашавцев В.Е., Гаттенбергер Ю.П., Люшин С.Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. – М.: Недра, 1985. – 215 с.
- 2 Ахметов А.Н., Гриценко А.И., Гафаров Н.А. Методы борьбы с солеотложениями на Оренбургском месторождении. // Обз. информ. Сер.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, вып. 2. – М.: ВНИИЭгазпром, 1987. – 43 с.
- 3 Отложения неорганических солей в скважинах, призабойной зоне пласта и методы их предотвращения / С.Ф.Люшин, А.А.Глазков, Г.В.Валева и др. // Обзор информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – 100 с.
- 4 Ингибиторы отложений неорганических солей / В.А.Панов, А.А.Емков, Г.Н.Познышев и др. // Обз. информ.: Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1978. – 44 с.
- 5 Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти: Справочник. – М.: Недра, 1991. – 384 с.
- 6 Исследование минерального состава и причин отложения солей в нефтепромысловом оборудовании / Р.Г.Галеев, Р.Н.Дияшев, Ф.М.Саттарова, С.С.Потапова // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 6. – С.44-45.
- 7 Кашавцев В.Е., Мищенко И.Т. Прогнозирование и контроль солеотложений при добыче нефти: Учебное пособие. – М.: Изд-во „Нефть и газ” РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. – 2001. – 134 с.
- 8 Кашавцев В.Е. Компьютерное моделирование прогнозных оценок отложения солей при добыче нефти // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 12. – С.73-75.
- 9 Кашавцев В.Е. Солеобразования при смешении вод в процессе разработки залежей нефти месторождений морского шельфа Вьетнама // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №1. – С.36-37.
- 10 Перекупка А.Г., Елизарова Ю.С. Эффективность и перспективы применения многокомпонентных смесей ингибиторов солеотложения // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 6. – С.82-84.
- 11 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.
- 12 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.
- 13 Опыт и перспективы ингибирования солеотложений на месторождениях ОАО „Юганскнефтегаз” / А.И.Семеновых, Д.В.Маркелов, В.В.Рагулин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2005. – №8. – С.94-97.
- 14 Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.