

КРИТЕРИИ ВЫБОРА ИНГИБИТОРА СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ. ТЕХНОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ И ЭФФЕКТИВНЫЕ ХИМИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ГК «МИРРИКО»

Проблема солеотложений, возникающая в процессе добычи и подготовки нефти, для некоторых НГДП на сегодняшний день приобретает огромный масштаб, ведь затраты на ликвидацию последствий и убытки от не добытой нефти колоссальны. Следует отметить, что эта проблема — одна из тех, с которой с середины прошлого века и по нынешний день борются с помощью химических реагентов. Рынок нефтепромысловой химии представлен различными марками ингибиторов солеотложения, причем цены варьируются в весьма широких пределах: от 25 тыс. рублей до \$3,5 тыс. за тонну, а заявленные в ТУ и регламентах удельные расходы колеблются от 4–50 и выше г/м³. В таких условиях заказчику не всегда просто выбрать и принять правильное решение. В настоящей статье освещена проблема солеотложения, а также затронут научный аспект механизма работы ингибиторов солеотложения, знание и понимание которого позволяет сделать правильный выбор в пользу того или иного химического продукта.

Причины образования минеральных отложений на поверхности технологического оборудования хорошо известны. Условно их можно подразделить на две группы.

1. Естественные причины:

- испарение;
- смешение несовместимых вод;
- растворение горных пород и газов;
- изменение термобарических условий;
- дегазация воды, изменение ее общей минерализации.

Все вышеперечисленные факторы ведут к образованию **пересыщенного раствора пластовой воды** — обязательного условия для выпадения минеральных солей.

2. Искусственные причины:

Они связаны с деятельностью человека и могут быть весьма разнообразны. Такими причинами являются, например, дополнительный ввод осадкообразующих ионов и ионов, «катализирующих» выпадение солевых отложений в систему, что происходит во время применения кальциевых

растворов глушения ремонта скважин, а также обработки соляной кислотой. Так, установлено, что с ростом содержания ионов Cl⁻ выпадение CaCO₃ происходит интенсивнее, поэтому частое использование HCl не всегда оправдывает себя и свою дешевизну.

Рассмотрим механизм образования кристаллов солей и их отложения на стенках оборудования. Присутствующие в растворе пластовой воды катионы и анионы в какой-то момент времени ориентируются по отношению друг к другу в пространстве в так называемый «кластер» (рис.1,2). Далее идет процесс кристаллизации и образуются микрокристаллы, на микронеровностях которых адсорбируются другие «кластеры»; микрокристаллы, в свою очередь, в определенный момент времени адсорбируются на поверхности оборудования, где и происходит их дальнейший рост. Причем рост может быть как незначительным, так и очень быстрым. Как видно, в процессе выпадения солей и их отложения на поверхности трубопроводов важную роль играет процесс адсорбции.

Ингибиторы солеотложения:

Делятся на ингибиторы порогового действия, комплексообразователи, хелатообразователи.

Комплексообразователи и хелатообразователи:

Действуют на микроуровне. Их основная задача — связать осадкообразующие катионы в водорастворимые комплексы и удерживать в общем потоке. На рис.2 показано, на какой стадии механизма солеобразования действуют комплексообразователи.

Исходя из механизма действия таких ингибиторов солеотложения понятно, что их эффективность находится в прямой зависимости от стехиометрии, а экономическая целесообразность применения зависит от минерализации воды, вернее, от исходного содержания осадкообразующих катионов.

Ингибиторы солеотложения порогового действия:

Действуют на макроуровне. Обволакивают **уже образовавшиеся** микрокристаллы и гидрофилизуют их. Такие микрокристаллы не могут адсорбироваться

10 лет на рынке химических решений технологических задач

в нефтегазовой, нефтеперерабатывающей и металлургической отраслях



на стенках оборудования и трубопроводов, а также слипаться между собой. В результате микродиспергированные частицы минеральных солей остаются постоянно взвешенными в потоке. На **рис.6** показана стадия, на которой действуют ингибиторы солеотложения порогового действия. В отличие от реагентов-комплексобразователей их можно вводить и после начала кристаллизации.

Дозировка таких реагентов до 1000 раз меньше, чем необходимо по стехиометрии.

Опытно-промышленные испытания ингибитора солеотложения Descum 3811-C в ЦППН-7 Приобского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз»

ЦППН-7 является одним из самых крупных цехов по подготовке нефти региона. Проблема с образованием солевых отложений здесь более чем актуальна. Скорость образования солей очень велика. На **рис.3** приведена фотография «соляного блина», образовавшегося на обратном клапане центробежного насоса за 12(!) дней.

При проведении ОПИ Descum-2D-3811-C, помимо стандартной лабораторной методики определения эффективности ингибиторов солеотложения, основанной на определении содержания ионов кальция до и после нагрева в ингибированной и неингибированной среде с последующим расчетом по известной формуле, также был осуществлен монтаж образцов-«свидетелей» в трубопровод при помощи специальных зондов, для контроля интенсивности солеотложений на базовом и испытываемом реагентах. Время экспозиции образцов-«свидетелей» составило 43 дня.

На **рис.4** изображен внешний вид образцов-«свидетелей» до и после экспозиции на базовом реагенте и на «Descum 3811-C».

Средний удельный расход базового реагента составлял 50 г/м³,

обеспечивая при этом защитный эффект на уровне 65%, средняя дозировка Descum 3811-C по результатам испытаний составила 20 г/м³, защитный эффект — 95%. Значения защитного эффекта при соответствующем удельном расходе базового реагента и Descum-3811C приведены в **табл.1**.

Химическое решение для ООО «РН-Юганскнефтегаз»

В настоящий момент основной проблемой скважинного, наземного оборудования и трубопроводов на Приобском и Приразломном месторождениях является проблема солеотложений. Любую систему добычи, подготовки и транспортировки нефти в любом НГДП, вне зависимости от его объемов и масштабов, необходимо рассматривать как единое целое. В обобщенном виде это выглядит так:

- фонд скважин;
- нефтепромысловые трубопроводы;
- наземная инфраструктура — ППН и УПН, где производится подготовка нефти.

В настоящий момент во многих НГДП, в том числе и в «РН-ЮНГ», работой скважин, эксплуатацией трубопроводов и функционированием ППН занимаются три различных управления. При таком подходе, несмотря на удобство административного управления, проблемы нежелательных процессов, в том числе проблема солеотложений, решаются локально, в то время как необходим масштабный подход.

Начинать бороться с солеотложениями, ингибировать их необходимо уже на забое скважин солевого фонда. Правильно определить проблемные скважины, установить и обслуживать дозирующее устройство либо выбрать график и технологию обработки каждой конкретной скважины в случае периодического дозирования — достаточно объемная и ответственная работа. В случае постоянной и технологи-

Рис.1. Стадии действия ингибиторов-комплексобразователей

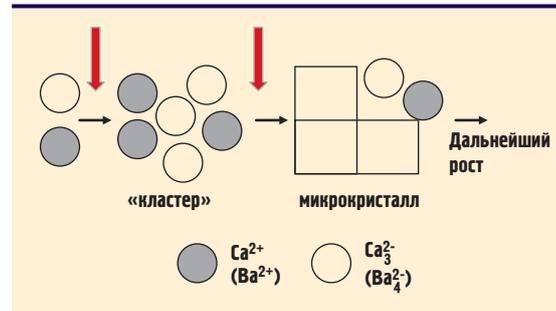
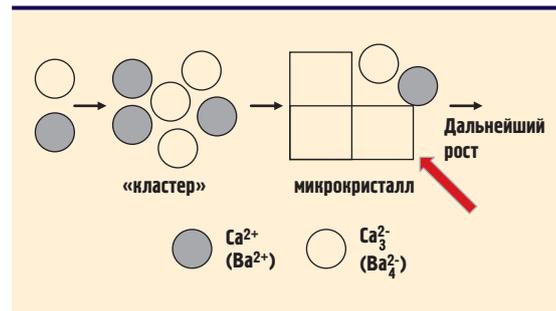


Рис.2. Стадия действия ингибиторов порогового действия



чески верной обработки скважин эффективным ингибитором солеотложения можно коренным образом изменить ситуацию — постоянное дозирование реагента непосредственно перед аппаратами подготовки нефти существенно сократится, причем не только на скважинах, но и в трубопроводах и ППН.

Для комплексного решения проблем заказчика компания «Миррико» предлагает открыть сервисные участки и лаборатории

Рис.3. «Блин» с обратного клапана насоса



10 лет на рынке химических решений технологических задач

в нефтегазовой, нефтеперерабатывающей и металлургической отраслях



Рис.4. Внешний вид образцов-«свидетелей»



Табл.1. Защитный эффект ингибиторов при различном удельном расходе

реагент	средний уд. расход, г/м ³	эффективность (лаб), %
базовый	50	65
	40	57
	30	38
Descum 3811-C	25	98
	20	95
	15	92

непосредственно вблизи от технологических объектов, задача которых — заниматься химической обработкой скважин с использованием стационарных дозирующих устройств, а также их ревизия и установка новых.

Кроме того, борьба с солеотложениями по предлагаемой схеме — далеко не единственное, что можно осуществить. Коррозионный мониторинг, проблема с АСПО, СВБ, оперативная разработка деэмульгирующих составов — вот далеко не полный перечень проблем, решаемых при помощи комплексной

химизации. Несомненно, за комплексной химизацией будущее, успешность и эффективность функционирования, тенденция к которой в последнее время уже наблюдается во многих НГДП.

Выводы:

1. Предупреждать солеотложения всегда экономически целесообразнее, чем бороться с последствиями;
2. Современные эффективные ингибиторы солеотложения должны содержать компоненты, имеющие пороговый

механизм предотвращения солеотложения, особенно в условиях высокой минерализации, а также ингибирующие вещества;

3. Современный ингибитор солеотложения должен обеспечивать защитный эффект не менее 90% при удельном расходе не более 30 г/м³, вне зависимости от условий;
4. Защита от отложения минеральных солей на технологическом оборудовании — это систематизированный комплекс работ, с акцентом на работу скважин осложненного фонда, для эффективной работы которой необходимо создание отдельной службы, отдела либо привлечение сервисного подрядчика.

Список используемой литературы:

1. Кащавцев В.С., Гаттенбергер Ю.Т. Предупреждение солеобразования при добыче нефти — М.: Недра, 1985—216с.
2. Шерстнев Н.М., Гурвич Л.М., Булина И.Г. др. Применение композиций ПАВ при эксплуатации скважин — М.: Недра, 1988—184с. Методические указания «Синтез и испытание поверхностно-активных веществ для нефтепромыслов».
3. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнения и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: Справ. пособие: в 6 т.-М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2001 — Т.3. - 399 с.