

Литература

1. Малкольм А. Келанд. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли: пер. с англ. яз. 2-го изд.; под ред. Л.А. Магадовой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2015. - 608с.

2. Иванова Л.В. Особенности образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки месторождений / Л.В. Иванова, В.Н. Кошелев, А.А. Васечкин, Е.А. Буров, О.В. Примерова // Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. –№4. – С. 159–167.

3. Миллер В.К. Комплексный подход к решению проблемы асфальтосмолопарафиновых отложений из высокообводненных нефтей (на примере нефтей месторождений Удмуртии): дис... канд. хим. наук / В.К. Миллер. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2016. – 196 с.

4. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: Практическое руководство. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288с.

УДК 622.276.72

Стоцкая О.А., Ракутько А.Г.

(РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»)

БОРЬБА С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ В РУП «ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ «БЕЛОРУСНЕФТЬ»

Проблема солеотложений на внутрискважинном оборудовании в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» весьма актуальна. Накапливаясь отложения солей приводят не только к большим материальным затратам в процессе их удаления, но и к значительным потерям в добыче нефти.

Попутно-добываемые воды нефтяных месторождений РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» сильно минерализованы (до 300 г/дм³ и более), в основном хлоридно-натриевого или хлоридно-кальциевого типа с содержанием ионов кальция 20 - 40 г/дм³. По результатам химического анализа состава солеотложений, отобранных с внутрискважинного оборудования и исследованных в БелНИПИнефть, большинство продуктов солеотложений идентифицировано хлоридом натрия (галит) и карбонатом кальция (кальцит). Внешний вид отложений представлен на рисунке 1.



Хлорид натрия (галит) отобран с поверхности насосно-компрессорных труб скважина 11 Карташовского месторождения



Карбонат кальция отобран с клапанной пары электроцентробежного насоса скважина 292 Речицкого месторождения

Рисунок 1 – Внешний вид отложений солей, отобранных с внутренней поверхности скважинного оборудования

Основной причиной образования солеотложений галита и кальцита является изменение термобарических условий, возникающих по мере продвижения воды в пласте, скважине, приводящих к изменению ее состава, превышению предела растворимости для данного минерала. Карбонатные осадки образуются в результате изменения давления внутри скважины или же любого другого изолированного оборудования. Осадок галита образуется аналогичным образом из высококонцентрированных рассолов, подверженных сильным падениям температуры. Другой причиной образования карбонатных осадков является несовместимость сильноминерализованных пластовых вод с низкоминерализованными водами гидрокарбонатного типа, используемыми для технологических обработок скважин. При смешивании попутно-добываемой и пресной вод возрастает степень насыщения карбонатом кальция смешанной воды за счет образования бикарбоната кальция $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$, образующего осадок карбоната кальция по реакции:



Состав отложений солей и их структура зависят от конкретных скважинных условий.

Эффективное предупреждение образования или удаление осадка солей предполагает применение химических реагентов – ингибиторов или растворителей, причем, выбор технологических решений в процессе всего срока эксплуатации скважины может корректироваться. В РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» по состоянию

на 01.01.2019 г. применение реагентов для предупреждения солеотложений предусмотрено на 42 скважинах осложненного фонда. Благодаря применению химических реагентов число отказов скважин по причине солеотложений снизилось с 33 единиц в 2000 году до 4 единиц в 2018 году.

Ингибиторы солеотложений (ИСО) представляют собой водорастворимые реагенты, которые предотвращают или замедляют зарождение и рост кристаллов солей, а также обладают диспергирующей способностью. Активная основа типичных ИСО (карбонатов, сульфатов, сульфидов и др.) представлена фосфонатными органическими соединениями, механизм действия которых сводится к комплексообразованию с катионами металлов: Ca^{2+} , Mg^{2+} , Ba^{2+} , Fe^{2+} , Fe^{3+} , и предотвращению их взаимодействия с осадкообразующими анионами: SO_4^{2-} , CO_3^{2-} , искажению кристаллической решетки солей на стадии роста без дальнейшей упорядоченной кристаллизации.

Из-за того, что термобарические скважинные условия, составы и свойства добываемой продукции отличны, технология применения ИСО на каждой скважине индивидуальна. Подход, существующий в БелНИПИнефть, предусматривает проведение предварительных лабораторных исследований по выбору наиболее эффективного реагента из ряда применяемых, подбору его оптимальной дозировки на конкретной пробе попутно-добываемой воды (или смеси добываемой и технологической воды). При этом для каждой скважины выполняется химический анализ попутно-добываемой и технологической воды, определяется степень насыщения воды и ее смесей карбонатом кальция, подбираются условия проведения испытаний ИСО.

Для лабораторных испытаний реагентов ингибиторов солеотложений карбонатов применяется метод оценки эффективного действия ингибитора по остаточной концентрации солеобразующего иона в обработанном и необработанном реагентом растворе, в котором осаждается карбонат кальция [1]. В данном методе, критерием эффективности реагента, является количество солей жесткости, осаждающихся в условиях лабораторных испытаний. Однако современные ингибиторы солеотложений представляют сложные композиционные составы, содержащие несколько типов веществ, для получения наибольшего ингибирующего действия. В их состав входят не только комплексоны ионов кальция и магния, но и вещества, обеспечивающие диспергирующие и поверхностно-активные свойства. В реальных условиях эксплуатации оборудования часто бывает более важным не количество солей жесткости, а то, в каком виде присутствуют соли в растворе, образуют ли твердые отложения на поверхности технологического оборудования. Поэтому,

при лабораторных испытаниях также учитываются и диспергирующие свойства ИСО, оценка которых выполняется визуальным наблюдением структуры образующегося осадка, его способности отлагаться на поверхности лабораторного оборудования в ходе испытаний.

Ингибиторный эффект зависит от химического состава и индекса насыщения карбонатом кальция попутной и пресной вод. Чем выше индекс насыщения карбонатом кальция воды, тем более вероятно выпадение малорастворимых карбонатных солей. Хелатообразующие ингибиторы, какими является большинство реагентов ИСО, связываются с ионами отложений в стехиометрических отношениях, поэтому блокируют осаждение или рост солевых отложений только до определенного ограниченного уровня насыщения. Наличие в водах значительных концентрации растворимых солей железа, продуктов коррозии оборудования, и т.д. может приводить к значительному снижению эффективности ингибитора.

Отложения хлорида натрия можно контролировать разбавлением перенасыщенной галитом попутно-добываемой воды. При этом требуются значительные объемы пресной воды, совместимой с попутно-добываемой. Технологически не всегда возможно обеспечить постоянную закачку пресной воды в скважину для рассоления. Галит содержит одновалентный анион, поэтому ингибиторы для отложения солей с двухвалентными анионами непригодны для работы с хлористым натрием. Затормозить образование галитных отложений, изменить морфологию кристаллов галита могут, например, соли гексацианоферрата натрия или калия, нитрилотриалканамиды.

Для тестирования реагентов ингибиторов солеотложений галита не существует стандартных методов. Весьма сложным и трудно управляемым в лаборатории является процесс кристаллизации солей в объеме раствора. Одним из методов испытаний, применяемых в отрасли и в БелНИПИнефть, является статический метод, основанный на определении массы осадка соли выпавшей из пересыщенного раствора при понижении температуры и сравнении его с массой осадка соли, выпавшей из обработанного ингибитором пересыщенного раствора [2, 3]. При этом производится оценка морфологии кристаллов галита, диспергирующих, антиагломерирующих свойств ингибитора с помощью микроскопических исследований. Это особенно важно в тех случаях, когда масса осадка соли без и в присутствии ингибитора, может быть примерно одинаковой, но морфология кристаллов под влиянием ИСО совершенно иная.

Ежегодно в БелНИПИнефть, проводятся детальные испытания большого количества различных ИСО. Реагенты, которые показывают

достаточно высокий ингибиторный эффект (на уровне 80% и более) рекомендуются к опытно-промышленным испытаниям. Из-за сложного состава вод, факторов, описанных выше и влияющих на эффективность ИСО, далеко не все, применяемые в других нефтедобывающих компаниях реагенты, подходят к применению в скважинных условиях нефтяных месторождений Республики Беларусь.

Литература

1. NACE Store – TM0374-2016, Laboratory Screening Tests to Determine the Ability of Scale Inhibitors to Prevent the Precipitation of Calcium Sulfate and Calcium Carbonate from Solution (for Oil and Gas Production Systems).

2. SPE 74679. The Importance of Appropriate Laboratory Procedures for the Determination of Scale Inhibitor Performance. G.M. Graham, I.R. Collins, R. Stalker and I.J. Littlehales.

3. SPE 114058. Mechanistic Study of Chemicals Providing Improved Halite Inhibition. H. Guan, R. Keatch, C. Benson, N. Grainger, L. Morris.