

*Геолого-минералогические науки*

**К ВОПРОСУ  
О СОЛЕОБРАЗОВАНИИ  
В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ  
НА СЕВЕРЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

**Сильнов Д.В., Сиднев А.В.**

*ООО «РН-Пурнефтегаз»,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет, Уфа*

Одной из важнейших причин, снижающих эффективность добычи нефти на отдельных месторождениях крайнего Севера России является отложение на поверхности оборудования и трубопроводов неорганических солей. В основном это – карбонат кальция (70 %), карбонат магния (3-4 %), а также оксиды и сульфиды железа. Образование солей приводит к ухудшению, в целом, технико-экономических показателей нефтедобывающих предприятий.

За пять лет работы и личного участия в научно-производственном эксперименте на Восточно-Янгинском месторождении (Губкинский район ХМАО), автор убедился в негативности последствий солеотложения в скважинах. Это – преждевременный выход из строя ЭЦН, затраты на ремонт и закупку нового оборудования, потери нефти из-за простоя скважин, закупорка нефтяных коллекторов, водоводов и многое другое. Использование в добыче нефти высокопроизводительного импортного оборудования дорого обходится предприятию, требует особых подходов и применения технологий ингибирования солеотложения. В рамках обозначенной проблемы авторы приводят систематические с 2006 г. исследования процесса солеотложения и его зависимости от геологического строения месторождения и используемой технологии разработки.

Отложения солей в скважинах и нефтепромысловом оборудовании представляют собой кристаллические неорганические образования, формирующиеся в результате выпадения солей в пластах и во всей цепочке нефтепромыслового оборудования. Установлено, что выпадение солей происходит в результате изменений ионного состава их растворов, pH, давления и температуры. Выявлен широкий спектр твердых отложений, которые могут влиять на эффективность добычи нефти, в том числе кальцит ( $\text{CaCO}_3$ ), сидерит ( $\text{FeCO}_3$ ) барит ( $\text{BaSO}_4$ ) целестин ( $\text{SrSO}_4$ )

ангидрит ( $\text{CaSO}_4$ ), гипс ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), пирит ( $\text{FeS}$ ), галенит ( $\text{PbS}$ ) и сфалерит ( $\text{ZnS}$ ).

Исследователи М. Джордан и Э. Макей из университета Harriot-Watt (Великобритания) приводят три основные причины формирования отложений солей в наземных и морских нефтепромысловых системах [1]. Последнее особенно важно для нашего северного шельфа.

1. Уменьшение давления и/или температуры минерализованных вод, ведущее к снижению растворимости солей (при этом часто выпадают карбонатные соли, такие как карбонат кальция):  
 $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2 = \text{CaCO}_3 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ .

2. Смешение двух несовместимых жидкостей – обычно пластовой воды с высоким содержанием катионов (таких как ионы бария, кальция и/или стронция), с закачиваемой водой (характеризующейся высоким содержанием сульфатов), в результате чего выпадают соли сульфатов, такие как сульфат бария:  $\text{Ba}^{2+}$  (или  $\text{Sr}^{2+}$  или  $\text{Ca}^{2+}$ ) +  $\text{SO}_4^{2-} = \text{BaSO}_4$  (или  $\text{SrSO}_4$  или  $\text{CaSO}_4$ ).

К числу других солей, выпадающих при смешении несовместимых сред, относятся сульфиды (когда серосодержащий газ смешивается с железом, цинком или свинцом, входящими в состав пластовых вод), такие как сфалерит:  $\text{Zn}_2 + \text{H}_2\text{S} = \text{ZnS} + 2\text{H}^+$ .

3. Испарение минерализованной воды, в результате чего концентрация солей в ней возрастает до уровня предела растворимости. Что приводит к их выпадению из раствора. Это может происходить в газовых скважинах, характеризующихся высокими давлениями и температурами, в которых поток сухого газа смешивается с небольшим количеством минерализованной воды, в результате чего выпадает галит ( $\text{NaCl}$ ).

Детали механизма выпадения солей обсуждаются уже более 10 лет во многих работах [1-4]. Показано, что технологии предотвращения осложнений, связанных с выпадением солей в осадок, могут быть разделены на четыре группы – выбор источника закачиваемого флюида; применение ингибиторов; химико-механическая обработка и регулирование расходов.

Основные риски, связанные с отложениями солей в процессе добычи углеводородов, могут быть оценены по массе отложений и степени насыщенности раствора, из которого выпадают соли, с учетом его химических характеристик и состава входящих в него компонентов.

Для защиты скважин и нефтепромыслового оборудования от солеотложения, в компании «РН-Пурнефтегаз» используются дорогостоящие ингибиторы (попеременно) отечественного и зарубежного производства: СНПХ-5306, Сансал 2001А, ФЛЭК ОЗК №1, ИНСАН, Аквотек 511М, SP203W и др.

В других регионах России с учетом совместимости ингибиторов солеобразования с пластовыми водами применяются также и другие марки. Так, на месторождениях Среднего Поволжья – ингибитор типа ДПФ-1, ИСБ-1 (на основе фосфорных кислот); ПАФ и ИСП (на основе полимеров); СНПХ, ФТЭА (с участием этаноламинов) и др. [2]. На территории Башкортостана в АНК «Башнефть» технологически наиболее эффективным оказался ингибитор солеотложения «Аквакор 001С», предотвращающий выпадение карбоната кальция более чем на 95 % при дозировке, не превышающей 20 мг/л. Данный ингибитор, разработанный на основе натриевой соли, по сравнению с известными обладает пониженной коррозионной активностью (не более 0,1 мм/год) [3].

Не менее сложная картина наблюдалась в последние годы в ОАО «Юганскнефтегаз». Там число осложненных солеотложением скважин порой достигало более 1000. Для удаления солевых отложений из призабойной зоны скважины и с рабочих органов оборудования в «Юганскнефтегазе» широко используются и сегодня кислотные обработки [4]. Авторы показали, что с целью предупреждения отложений солей было опробовано несколько технологий: – непрерывного дозирования ингибитора при помощи наземных дозирующих установок (УДЭ); периодической подачи реагента в затрубное пространство скважин; – закачку ингибитора солеотложения совместно с нагнетаемой в пласт водой через систему ППД; ингибирование добываемых флюидов с использованием погружных скважинных контейнеров-дозаторов, заполненных композиционным ингибитором типа «Акватек-511М», Азол 3010», «Сансол 2001А» и др. Многолетние исследования позволили авторам определить критерии выбора скважин для

наиболее эффективного применения основных технологий.

В настоящее время на Восточно-Янгинском месторождении для борьбы с солеотложениями используются только две технологии:

1) постоянного дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины дозирующей установкой типа «УДЭ» и

2) задавливания пачки ингибитора в призабойную зону пласта.

Первый вариант имеет недостатки. Он не защищает от солеотложения ПЗП скважины и интервал «от забоя до приема» ЭЦН. Успешные испытания на скважинах второй технологии – «задавливания ингибитора в пласт» - показали эффективность ее применения даже при значительном удорожании.

Мы понимаем, что однозначного решения по эффективности применяемых технологий пока нет. Экспериментальные исследования с разными ингибиторами и поиск новых предложений защиты от солеотложения – наша задача на ближайшее время. Все зависит от геологического видения строения пластов. Одновременно и проблема совершенствования качества ингибиторов солеотложения остается актуальной по сей день.

#### Список литературы

1. Джордан М, Макей Э. Предотвращение отложения солей в процессе добычи нефти на глубоководных месторождениях. /Нефтегазовые технологии. – 2006. – № 1. – С. 44–48.
2. Кашавцев В.Е. Подбор ингибиторной защиты скважины от солеобразования при добыче нефти / Нефтепромысловое дело. – 1993. – № 607. – С. 21–23.
3. Шайдаков В.В., Масланов А.А., Емельянов А.В. и др. Предотвращение солеотложений в системе поддержания пластового давления / Нефтяное хозяйство. – 2007. – №6. – С. 70–71.
4. Семеновых А.Н., Маркелов Д.В., Рагулин В.В. и др. Опыт и перспективы ингибирования солеотложения на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2005. – №8. – С. 94–97.