

ПРОБЛЕМА СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ВОД СЕНОМАНСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.К. Омаров

Научный руководитель – профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для того чтобы поддерживать пластовое давление на постоянном уровне возможно проведения работ по закачиванию попутной воды. Данная вода должна соответствовать характеристикам, указанным в отраслевом стандарте (ОСТ) 39 -225-88, к ним относятся следующие требования:

- вода, закачиваемая в продуктивный пласт, должна быть совместима с водой и породой пласта, при этом фильтрационная характеристика может быть понижена на 20 %;
- значение рН должно находиться в промежутке между 4,5 до 8,5;
- содержание в воде растворенного кислорода не должно составлять более чем 0,5 мг/л;
- величина набухания глины при закачивании попутной воды не должна превышать значения набухания глины при пластовой воде;
- если пластовые воды в своем составе не содержат сероводород или ионы железа, то в таком случае они не должны быть и в закачиваемой воде;
- в случае если коррозионное воздействие воды на трубы составляет 0,1 мм/год, то тогда необходимо проводить антикоррозионные мероприятия для обеспечения защиты оборудования;
- вода, закачиваемая в пласт, не должна включать в себя сульфатовосстанавливающие бактерии (СВБ). В данном случае при невыполнении условия, требуется проведение обработки бактерицидами;
- в случае заводнения богатыми сероводородом пластов существует вероятность образования сернистого железа, который должен быть удален.

Для проведения анализа на содержание нефтепродуктов и твердых веществ (ТВ), периодичность отбора проб воды осуществляется в соответствии с регламентом.

В соответствие с требованиями ОСТ 39-225-88 допустимое содержание твердых веществ в воде -40 мг/л и нефти- 40 мг/л. Частицы твердых веществ должны быть не крупнее 1 мкм. [2]

В соответствии с правилами разработки нефтяных месторождений необходимо усилить контроль качества закачиваемых вод и приёмности нагнетательных скважин путём проведения обязательного комплекса промышленно-геофизических и гидродинамических исследований. Определение размеров и количества твердых веществ с учетом содержания кислорода входит в контроль качества закачиваемой воды. В соответствии с руководящим документом (РД) 39-1-1155-84 «Основные положения по качеству поверхностных пресных и промышленных вод, применяемых на месторождениях Западной Сибири».

В процессе эксплуатации месторождений характерные признаки добываемых флюидов видоизменяются, это обуславливает индивидуальный подход к решению проблем как в нефтепромысле, так и в управление солеотложением.

Важно учитывать совместимость пластовой воды, попутно добываемой и закачиваемой в систему для поддержания пластового давления (ППД) с использованием сеноманской воды и оценивать возможность вторичного солеобразования в пластовых условиях.

Химический состав отложений в Западной Сибири представлен карбонатом кальция (кальцитом), а также сульфатами и другими солями. Воды, заключенные в отложениях апт – сеноманского комплекса, хлор – кальциевого типа (классификация В. А. Сулина) с минерализацией 16 – 22 г/л. Основными солеобразующими компонентами являются хлор и натрий. Воды характеризуются отсутствием в них сульфатов и карбонатов. Содержание йода в подземных водах колеблется в пределах 9,1 – 15,2 мг/л (в среднем, не превышая 10 мг/л), брома – от 41,0 до 58,0 мг/л. Газ, растворенный в водах комплекса, метанового состава. Экспериментальным путем было выявлено, что при вытеснении посредством сеноманской воды нефти, коэффициенты выше на 6-9%, нежели при вытеснении речной водой.

Опытами по фильтрации различных типов вод через керны продуктивных отложений доказано, что установившиеся значения проницаемости при фильтрации подземных вод вдвое выше, чем при фильтрации речных при одинаковой начальной проницаемости образцов. [1]

Блокирование рабочих органов насоса, а также заклинивание вала насоса происходит в связи с отложениями солей, особенно негативные последствия наблюдаются на внутренней поверхности насосно-компрессорной трубы (НКТ), и на теле корпуса погружного электрического двигателя (ПЭД). Источником отложений может служить падение забойного давления, а это ведет к высвобождению свободного углекислого газа из добываемых флюидов, в том числе и из воды. Это вызывает падение содержания угольной кислоты в смеси ионов, содержащихся в воде, а также увеличение кислотно-щелочного показателя. Вследствие, выпадает кальцит. А также при взаимодействии с нагретым погружным оборудованием добываемый флюид нагревается, и это приводит к осаждению карбоната кальция.

Существуют системы в программах, направленные на моделирование солеотложений при спуске установки в скважину, с учетом характеристик добываемых флюидов. Каждое прогнозирование и моделирование приводит к определению индекса насыщения солеобразующих ионов в воде. Найденный индекс отражает опасность солеотложения.

Крупные нефтяные компании чтобы уменьшить риск солеотложений на месторождениях вводят комплекс организационных и технологических мероприятий, направленных на устранение образования негативных результатов данного явления.

На практике интенсивное солеотложение кальцита фиксировано на жаровых трубах печей нагрева, водоотводах сброса подтоварной воды с аппаратов установки подготовки нефти (УПН) и установки предварительного сброса воды (УПСВ), в резервуарах сбора подтоварной воды очистных сооружений. Умеренное осаждение кальцита отмечается также на центробежных (ЦНС) и на кустовых насосах (КНС), которые закачивают подтоварную воду в систему ППД месторождения.

Водная среда значимо перенасыщена не просто растворимыми солями вследствие конфигурации физико-химических характеристик системы добычи нефти (температуры, давления, выделения газа, сосредоточении осадкообразующих ионов и т.д.). Химический состав промышленных вод каждый день изменяется по мере выработки запасов нефти. Формированию карбонатных отложений (карбоната кальция, железа) содействует понижение давления и наращивание температуры в процессе добычи воды. В процессе осадкообразования



понижение содержания CO_2 в растворе приводит к сокращению сосредоточения угольной кислоты, собственно что наращивает показатель рН раствора, и, как следствие важно понижает растворимость CaCO_3 .

Для проведения исследований сопоставимости подтоварной, сеноманской и пресной вод проведено лабораторное испытание консистенций данных вод во всевозможных соотношениях и изучение их насыщенности солями по термодинамической модели, которая учитывает сложное равновесие в системах вода – газовая фаза, нефть – вода.

Солевая насыщенность кальцитом может быть определена, как при пластовых критериях при разном содержании растворенного CO_2 и температуре 90 °С, так и при поверхностных критериях при температуре 40 °С в попутно-добываемой воде.

Для борьбы с соевыми отложениями существуют различные методы, к ним относятся: технологические, физические, химические и биологические методы.

К технологическим методам относятся:

- Проведение работ по промывке забоя;
- Использование на месторождениях оборудования и труб, покрытых полимерным слоем;
- Увеличение скорости водонефтяного потока в трубах.

Химические методы основаны на использовании ингибиторов.

Использование химических реагентов при вводе в призабойную зону или в общий поток является одним из продуктивных методов, борющихся с солеотложением.

Подбор ингибиторов происходит в лабораторных условиях исходя из особенностей месторождения. Качество проведенных работ по препятствию солеотложению зависит от периодичности обработки скважины и точности технологий подачи ингибиторов.

Ввод ингибиторов происходит по способу:

- постоянного увеличения объема используемого ингибитора при помощи дозировочного насоса;
- повременной закачки ингибитора в затрубное пространство скважины;
- добавления ингибитора солеотложения в случае остановки работы скважины.

Предъявляются определенные требования к ингибиторам, которые различны по своим физико-химическим свойствам, формой реагентов, применяемые либо в летнее, либо в зимнее время.

Существуют технологии по применению ингибиторов: одна из которых является непрерывная дозировка в затрубное пространство скважин, а другая периодическая заправка в призабойную зону пласта.

Физические методы

Применяются следующие профилактические средства на основе высокообводненной продукции, где обводненность составляет более 60%, посредством магнитных, акустических и электрических полей.

Можно отметить, что из физических методов по борьбе с отложением солей рекомендованы магнитоактиваторы (МАС), они могут быть установлены на башмаке НКТ при фонтанном способе добычи, а также на установках штанговых скважинных насосов (УШСН) и на установках электроприводного центробежного насоса (УЭЦН), где скорость отложения солей уменьшается в 2 – 3 раза.

Литература

1. Гидрогеология СССР. Том XVI. Западно-Сибирская равнина. Под ред. В.А. Нуднера, М., Недра, 1970 г.
2. Министерство нефтяной промышленности СССР, 28.03.1988.