УДК 622.276

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ОТЛОЖЕНИЯ СОЛЕЙ В СКВАЖИННОМ ОБОРУДОВАНИИ И ПРОДУКТИВНОМ ПЛАСТЕ ПРИОБСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

PREVENTION OF SCALE IN THE DOWNHOLE EQUIPMENT AND THE FORMATION OF PRIOBSKOE OIL FIELD

Балденкова Дарья Ивановна
студент,
Санкт-Петербургский горный университет
darya_baldenkova@mail.ru

Шангараева Лилия Альбертовна
кандидат технических наук, доцент кафедры РНГМ,
Санкт-Петербургский горный университет,
l.shangaraeva@mail.ru

Baldenkova Daria Ivanovna
Student,
Saint-Petersburg mining university
darya_baldenkova@mail.ru

Shangaraeva Liliya Albertovna
Ph. D., associate professor,
Saint-Petersburg mining university
l.shangaraeva@mail.ru

Аннотация. В статье произведен подбор наиболее эффективной технологии предотвращения солеотложения в скважинном оборудовании и продуктивном пласте. Приведены результаты экспериментальных исследований и расчетов.

Ключевые слова: солеобразование, ингибитор солеотложения, попутно добываемые воды, призабойная зона пласта, жидкость глушения.

Annotation. The article presents a selection of the most effective technologies to prevent scale in the downhole equipment and the formation. The results of experimental studies and calculations are given.

Keywords: scaling, inhibitor, produced water, bottomhole formation zone, well killing fluids.

Важнейшей задачей в нефтяной промышленности является повышение эффективности добычи нефти. Одно из существенных направлений – это решение задач борьбы с отложениями неорганических солей при эксплуатации скважин. Образование солеотложений приводит к снижению продуктивности скважин, преждевременному выходу из строя глубиннонасосного оборудования, внеплановым текущим и дорогостоящим капитальным ремонтам скважин и, как следствие, значительному ухудшению технико-экономических показателей нефтегазодобывающих предприятий.

Особую актуальность проблема повышения эффективности эксплуатации скважин приобретает в настоящее время, поскольку многие нефтяные месторождения страны вступили в период интенсивного обводнения. Основным методом разработки нефтяных месторождений является заводнение продуктивных пластов. При этом в пласте протекают сложные геохимические процессы взаимодействия закачиваемой воды с породой пласта и насыщающими ее жидкостями, приводящие к формированию попутно добываемых вод, насыщенных неорганическими солями.

Солеобразование – достаточно сложный и многофакторный процесс, обусловленный как природными, так и техногенными явлениями. В целом, можно выделить ряд основных факторов, влияющих на интенсивность солеобразования: начальная минерализация пластовой воды; содержание солевых включений в пластовой породе; режимы эксплуатации добывающих скважин и способов добычи скважинных флюидов; совместимость вод различных продуктивных пластов при эксплуатации многопластовых скважин; совместимость попутно добываемых вод с применяемыми при геологических мероприятиях водным растворами и растворами глушения. Доминирующим направлением в борьбе с данным процессом является предотвращение солеотложений, приоритетным из которых является применение ингибиторов солеотложения (рис. 1) [1].

Объектом изучения в данной работе и последующей оценки стало Приобское нефтяное месторождение. В соответствии с опытом внедрения в ООО «РН-Юганскнефтегаз» технологий предупреждения солеотложений, как наиболее действенная зарекомендовало себя задавливание ингибитора в пласт и постоянное дозирование через дозировочною электронасосную установку (УДЭ). На Приобском нефтяном месторождении эксплуатируется 196 добывающих скважин, оборудованных УДЭ для подачи ингибитора солеотложения в затрубное пространство скважины. Однако, интенсификация добычи нефти, связанная со снижением забойных давлений в добывающих скважинах, а также необходимость более широкого использования при проведении ремонтных работ в скважинах кальцийсодержащих тяжелых жидкостей глушения, повысили концентрацию ионов Ca^{2+} в попутно добываемой воде, и, как следствие, приведи к интенсификации процесса солеотложения в скважинном и наземном промысловом оборудовании. Вышеописанные факторы снизили эффективность применения технологии постоянного дозирования ингибитора.

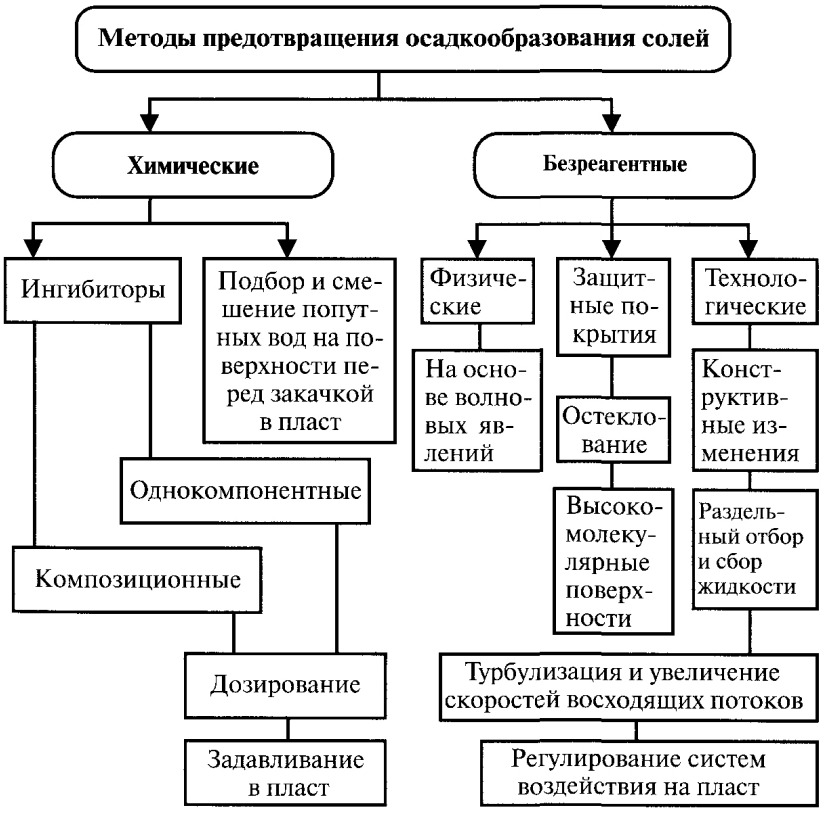

Рисунок 1 – Методы предотвращения солеотложения

Для защиты таких скважин от солеотложения требовалось применение других технологий, которые бы могли обеспечить защиту от выпадения солей ниже приема насоса, начиная с призабойной зоны пласта (ПЗП), а именно технологию задавливания ингибитора солеотложения под давлением в ПЗП. Предложенная технология представляет собой последовательную закачку и продавку пачек реагентов в пласт. Далее ингибитор в пласте адсорбируется, в процессе освоения скважины выносится совместно с попутно добываемой водой и работает в общем объема добываемой воды, тем самым защищая ее от солеотложения. Испытания данной технологии на 8 скважинах месторождения показали высокую ее эффективность, а также риски возможного повреждения пласта. Риск возможного повреждения пласта связан с тем, что при проведении операций по задавливанию реагента в пласт вводится значительно е количество жидкости, особенно при вводе водных растворов ингибитора солеотложения. А так как некоторые пласты Приобского месторождения имеют высокую глинистость, то после большеобъемного глубокопроникающего задавливания раствора в ПЗП существует высокая вероятность снижения продуктивности обработанных скважин. Для недопущения подобной проблемы были выявлены 3 ключевых момента:

– закачка и продавливание небольшого объема ингибитора в пласт во время ремонта скважины;

– расчет оптимальных объемов закачки для защиты скважины на время вывода на режим исходя из геологических и технологических параметров;

– неглубокая продавка.

Следует отметить, способность породы удерживать ингибитор солеотложения является важной характеристикой, которая определяет длительность выноса ингибитора при задавливании его в пласт, и как следствие влияет на время защиты скважины.

При расчете корректного числа объема закачиваемого реагента в ПЗП добывающей скважины следует учитывать тот факт, что скважины Приобского месторождения являются многопластовыми с различными фильтрационными характеристиками. Именно поэтому является необходимой оценка перераспределения закачиваемой воды в пласты.

Последующая оценка технологического эффекта от задавливания ингибитора произведена согласно математической модели И.Т. Мищенко [2], позволяющей рассчитать концентрацию ингибитора солеотложения в период отбора закачанного раствора. В модели приняты следующие исходные допущения: фильтрация жидкостей одномерная; объем пласта, занятый раствором ингибитора в течение цикла нагнетания, такой же, как и освобождаемый от раствора; фильтрация однофазная, присутствием нефти пренебрегаем, а расход ингибитора связывается только с расходом воды; адсорбционные свойства среды однородны; пластовые флюиды несжимаемые, жидкости являются ньютоновскими.

$$C = \begin{cases} V \geq V_{ВП}, \\ C_{зак} \cdot \left[\frac{1}{\alpha} \cdot \left(\frac{V}{V_{ПП}} - 1 \right) \right]^{-1/(n-1)}, \end{cases} \quad (1)$$

$$\alpha \cdot \left[\frac{n \cdot V_{ЗИ} \cdot (1+n)}{\alpha \cdot (1-n)} \right]^{n-\frac{1}{n}} \times V_{ПП}^{\frac{1}{n}} + V_{ПП} - V_{ВП} = 0, \quad (2)$$

где $V_{ВП}$ – объем продавочной воды при закачке ингибитора в пласт; $V_{ЗИ}$ – объем закачанного в пласт объема ингибитора; $V_{ПП}$ – объем порового пространства, пройденного фронтом раствора ингибитора, когда продавка закончена; $C_{ЗАК}$ – концентрация ингибитора солеотложения в закачиваемом растворе при продавке в пласт;

$$\alpha = N_{ad} \cdot n,$$

где N_{ad} – адсорбционное число, равное

$$N_{ad} = \frac{1-n}{n} \cdot k \cdot C_{зак}^{n-1}, \quad (3)$$

где k, n – параметры изотермы Фрейндлиха.

По результатам лабораторных исследований были определены значения коэффициентов адсорбции ингибитора ОЭДФ на керне Приобского месторождения:

$$n = 0{,}195; \quad k = 747;$$

$$\alpha = N_{ad} \cdot n = n \cdot \frac{1-n}{n} \cdot k \cdot C_{зак}^{n-1} = 0{,}195 \cdot \frac{1-0{,}195}{0{,}195} \cdot 747 \cdot 400^{0{,}195-1} = 1{,}67.$$

Поскольку тривиальное решение для уравнения (2) осуществлено быть не может, воспользуемся программным пакетом математических расчетов MathCAD, в котором сначала представим уравнение в графическом виде, а далее итерационным методом находим корень уравнения. По построенным профилям выноса ингибитора солеотложения после проведения задавливания в зависимости от объема добытой воды, определяем время защиты от отложений и изменение концентрации ингибитора в добываемой продукции во время его выноса из пласта. Выполнение подобных расчетов для отдельных пластов дает возможность с большей точностью определить время выноса ингибитора, а также своевременно и быстро корректировать объемы жидкостей для обеспечения требуемой продолжительности эффекта от мероприятия.

Проведение операции по малообъемному задавливанию ингибитора солеотложения ОЭДФ в ПЗП увеличит продолжительность работы в среднем до 47 суток, что в 4,7 раза превосходит прошлую наработку.

Литература:

1. Крабртри М., Эслингер Д., Флетчер Ф., Миллер М. Борьба с солеотложениями – удаление и предотвращение их образования // Нефтегазовое обозрение. – 2002. – № 2. – С. 52–73.

2. Кащавцев В.Е. Солеобразование при добыче нефти / В.Е. Кащавцев, И.Т. Мищенко. – М., 2004. – 432 с.

References:

1. Crabtree M., Eslinger D., Fletcher F., Miller M. Fighting scale – removal and prevention of their formation // Oil and gas review. – 2002. – № 2. – P. 52–73.

2. Kasantsev V.E. Scaling in oil production / V.E. Kasantsev, I.T. Mishchenko. – M., 2004. – 432 p.