

ВВЕДЕНИЕ

Большинство проблем, возникающих в процессе нефтедобычи, связано с заводнением нефтяного пласта. В частности, пластовые воды, добываемые совместно с нефтью, являются источником минеральных солей, способны накапливаться на внутренних поверхностях оборудования и нефтепроводов. Солеобразования закупоривают обсадные и эксплуатационные колонны, перфорационные каналы, клапаны, насосы, НКТ, а также внутреннюю поверхность оборудования, засоряя, таким образом, скважину и препятствуя потоку жидкости.

Знание причин, условий возникновения и своевременное предупреждение возникновения осложнений позволяет предотвратить вывод из строя дорогостоящего оборудования, снижение дебита добывающих скважин и пропускной способности нефтепроводных коммуникаций.

Настоящая работа посвящена исследованию причин возникновения солеотложения в скважинном и нефтепромысловом оборудовании КК месторождения и разработке мероприятий по их удалению и предупреждению.

На сегодняшний день из известных способов борьбы с отложениями неорганических солей самым эффективным является химический способ предупреждения отложения с применением ингибиторов солеотложений.

При правильном подборе ингибитора и подходящей технологии его использования способно обеспечить наиболее полное предупреждение выпадения минеральных солей на всем протяжении движения продукции скважин.

Рассмотрены преимущества и недостатки основных предложенных технологий для предупреждения солеотложения кальцита. Даны рекомендации по тактике ведения работ по борьбе с солеотложением.

АННОТАЦИЯ

Целью выпускной квалификационной работы является исследование причин возникновения солеотложения в скважинном и нефтепромысловом оборудовании КК месторождения и разработке мероприятий по их удалению и предупреждению.

Работа состоит из четырех основных глав:

1. Геологический раздел
2. Технологический раздел
3. Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность
4. Социальная ответственность

В первой главе рассмотрены общие сведения о КК месторождении: его расположение, рельеф, орогидрографический план, геологическое строение месторождения, стратиграфическое расчленение разреза и показана стратиграфическая привязка по основным отражающим горизонтам, тектонические нарушения, нефтеносность, приведено подробное описание продуктивных пластов и залежей, представлены сведения о запасах углеводородного сырья.

Во второй главе работы рассмотрены факторы, обуславливающие солеотложение в скважинах и нефтепромысловом оборудовании, исследованы свойства отложений, попутно-добываемых и закачиваемых вод КК месторождения, анализ солеобразования в скважинах и нефтепромысловом оборудовании, проведено исследование реагентов для удаления и ингибирования выпадения кальцита.

Проведено исследование свойств отложений, где были получены данные элементного состава солей, которые указывают на примесь в составе кристаллизующегося кальцита солей бария и стронция.

Проведен анализ физико-химических свойств скважинной продукции, где был определен ионный состав и тип пластовых вод.

Для анализа процесса кальцитообразования основное внимание было обращено на скважины, добывающие скважинную продукцию средней и высокой обводненности, ибо основная причина солеотложения — это состав и объемы добываемой и транспортируемой воды на месторождении.

Проведены исследования эффективности реагентов для удаления и ингибирования выпадения кальцита и были выявлены подходящие ингибиторы солеотложения. Так же рассмотрены коррозионная активность и коррозионная агрессивность ингибиторов солеотложения и их растворов.

Рассмотрены технологии ингибирования солеотложения и даны рекомендации по ингибированию скважинной продукции КК месторождения.

Так же были рассмотрены преимущества и недостатки основных предложенных технологий для предупреждения солеотложения кальцита и предложена тактика борьбы с отложениями неорганических солей.

Для реализации технологии закачки ингибитора, совместно с нагнетаемой в пласт водой на рассматриваемом месторождении, произведен расчет потребности в ингибиторе солеотложения.

В третьей главе рассмотрена экономическая эффективность использования ингибиторов солеотложения. Применение технологии обработки ингибитором показало высокую технологическую эффективность с дополнительной добычей нефти.

В четвертой главе указана профессиональная социальная безопасность. В ней предусмотрены основные технологические организационно-технические мероприятия, которые обеспечивают безопасность населения, охрану окружающей среды и недр от возможных вредных воздействий, связанных с проведением мероприятий по закачке ингибитора, КК месторождения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализом минерального состава осадков установлено, что солеотложения в системе нефтесбора и подготовки нефти Крапивинского месторождения представлены кальцитом.

Попутно-добываемая вода осложненных скважин КК месторождения принадлежит к хлоркальциевому типу. Ее отличительной особенностью является высокое содержание ионов Ba^{2+} и Sr^{2+} , изменяющееся в диапазоне 248-1003 и 59-243 мг/л, соответственно. В водах отмечено преобладание катиона кальция над гидрокарбонат-анионом для большинства скважин.

Анализ изменения содержания ионов в попутно-добываемой воде с ростом обводненности продукции скважин указывает на снижение содержания ионов бария и гидрокарбоната. В отношении ионов натрия, хлора и кальция наблюдается некоторый оптимум в диапазоне обводненности 50-70 %.

Для предупреждения солеотложения кальцита рекомендуется применение ингибиторов солеотложения в жидкой товарной форме – ПАФ 13А, Инсан, СНПХ 5311 в дозировке 50 г/м³, Серво 367 в дозировке 100 г/м³, ингибиторов ОЭДФК, НТФ (твердая товарная форма) в дозировке 5-10 г/м³.

Для снижения коррозионной агрессивности рекомендуется введение ингибиторов коррозии в товарную форму ингибитора солеотложения. Добавление в товарную форму ингибиторов солеотложения СНПХ 5312 и СНПХ 5311 ингибитора коррозии СНПХ-1004Р в дозировке 100 и 200 г/м³ снижает их скорость коррозии в отношении металла в 4,3 и 6,2 раза, соответственно.

Применение ингибиторов солеотложения в рекомендуемых эффективных дозировках практически не влияет на коррозионную агрессивность водной среды.

Композиция для нефтедобычи Синол-КМК-БС, выпускаемая в соответствии с ТУ 2481-008-52412574-01, и состав 5-10 % HCl + 0,5 % ПАВ + 0,5 % ИК могут быть рекомендованы для удаления карбонатных отложений из сква-

жин и нефтепромыслового оборудования. Растворимость карбонатных отложений в растворе сульфаминовой кислоты значительно ниже. Кроме того, смешение воды, содержащей катионы бария, с раствором сульфаминовой кислоты приводит к выпадению солевых осадков. В связи с чем, не рекомендуется применять данный реагент для удаления карбонатных отложений на месторождениях, пластовая вода которых содержит катионы бария и стронция, дающие с производными серной кислоты плохо растворимые осадки.

Предложены основные технологии для удаления и предупреждения солеотложения кальцита. Рассмотрены их преимущества и недостатки. Даны рекомендации по тактике ведения работ по борьбе с солеотложением.

Для реализации технологии закачки ингибитора, совместно с нагнетаемой в пласт водой на рассматриваемых месторождениях, произведен расчет потребности в ингибиторе солеотложения для технологии дискретной закачки реагента ОЭДФК в течение 30 суток с периодичностью 1 раз в 2 суток, т.е. 15 циклов, в виде 5-10 % раствора ингибитора в оптимальной дозировке 5 г/м³. Количество реагента для обработки всех действующих нагнетательных скважин КК месторождения в режиме оптимальной дозировки на одну 15 цикловую обработку составит 64,35 и 35,19 т, соответственно.