

Здравствуйтесь, уважаемые члены аттестационной комиссии!

Тема моей выпускной квалификационной работы – « ».

Слайд 1. Публичное акционерное общество «Верхнечонскнефтегаз» (ВЧНГ) ведет разработку Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения, одного из крупнейших в Восточной Сибири, которое расположено в Катангском районе Иркутской области, в верхнем течении реки Чона, в 110 км от областного центра – г. Иркутска.

Современное состояние технологии и техники добычи нефти требует решений, позволяющих без больших затрат совершенствовать процессы добычи нефти, особенно в осложненных условиях эксплуатации обводненных скважин.

Одной из причин, снижающих эффективность эксплуатации скважин, является образование из попутно - добываемых вод неорганических солей, которые отлагаются в призабойной зоне скважин и на поверхности нефтепромыслового оборудования. Как правило, отложения солей встречаются: на стенках нижней части эксплуатационных колонн, в приемных и рабочих органах электроцентробежных и штанговых насосов, на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб.

Отложения солей являются причиной снижения или полной потери производительности скважинных насосных установок и возникновения на нефтепромысловых объектах аварийных ситуаций.

Целью данного дипломного проекта является анализ методов предотвращения и борьбы с отложениями солей при добыче нефти. Эффективность методов определяется технико-экономическими показателями предприятия, а также выяснением причин, условий образования отложения солей и зон накопления осадков.

В пределах месторождения широко развиты интрузивные тела траппов раннетриасового возраста, представленные микродолеритами и долеритами и имеющие как пластообразную, так и дайкообразную форму. В верхней части разреза в толще ангарской свиты на глубинах с альтитудами от -30 до +200 м по буровым данным откартировано субпластовое тело долеритов с общим падением на север, известное в регионе под названием «Усольский силл» и имеющее мощность от 30 до 190 м. Обнаженные на поверхности фрагменты этого тела образуют полуовал, открытый на северо-восток. Наиболее крупная из долеритовых даек пересекает всю территорию месторождения, имеет запад-северо-западное простирание и субвертикальное падение.

Для месторождения характерно наличие большого количества дизъюнктивных нарушений, затрагивающих, судя по материалам сейсморазведки и буровым данным, весь разрез чехла. Наиболее хорошо выраженным из них является Могинско-Ленский разлом, имеющий запад-северо-западное простирание, разделяющий территорию месторождения на "северный" и "центральный" блоки и сопровождающийся упомянутой выше дайкой траппов. Кроме того, с юго-востока, запада и северо-запада территория месторождения обрамлена разрывными нарушениями северо-западного и северо-восточного простирания, фиксированными выходами на поверхность фрагментов усольского силла траппов.

Слайд 2. Для предупреждения и удаления неорганических солей на поверхности нефтепромыслового оборудования применяются следующие химические методы:

кислотные, щелочные и бактерицидные обработки скважин - удаление солей;

применение ингибиторов солеотложения (ИСО) – предотвращение выпадения солей.

Механизм действия ингибиторов отложений солей связан с процессами диффузии в растворе и последующей адсорбцией на поверхности микрочастиц солей. Процесс сорбции поверхностью частиц молекул ингибитора сопровождается образованием достаточно устойчивых ассоциаций. При этом ингибиторы подавляют дальнейший рост зародышевых кристаллов гипса, кальцита или другой малорастворимой соли. Образовавшиеся адсорбционные слои препятствуют не только соединению кристаллов, но

и прилипанию к внутренней поверхности оборудования и труб. Это обеспечивает унос частиц потоком жидкости.

Известно три механизма процесса ингибирования солеотложений:

предупреждение зародышеобразования;

замедление роста кристаллов за счет снятия пересыщения по одному из ионов;

адсорбционное ингибирование ПАВ, полимерами или комплексонами, изначально присутствующими в формирующих осадки растворах.

В соответствии с механизмом процесса ингибирования солеотложений ИСО условно делятся на три типа: хелаты, порогового действия, кристаллоразрушающие.

Слайд 3. Многие ингибиторы, в том числе и выпускаемые в последние годы за рубежом, представляют собой сложные композиционные составы на основе минеральных и органических кислот и щелочей, состоящие из веществ, обладающих высокими ингибирующими свойствами, так называемого «активного начала», соответствующих растворителей и добавок, улучшающих технологичность в применении реагента.

Иногда в состав ИСО вводят несколько типов веществ с целью получения универсального действия по отношению к неорганическим солям различного состава. В качестве основного вещества используют большое число различных соединений, к наиболее распространенным из которых можно отнести неорганические фосфаты (гексаметафосфат натрия, триполифосфат натрия, полиметаллические фосфаты и т.д.), фосфорорганические соединения (кислоты и их соли), полимерные соединения и др. По своей химической природе потенциальными ИСО могут быть неионогенные полифосфаты, производные сульфокислот, органические производные фосфоновой и фосфорной кислот, низкомолекулярные поликарбоновые кислоты, полимеры и сополимеры карбонатных кислот типа акриловой или малеиновой, различные композиции перечисленных соединений.

Особенно интенсивное влияние на процесс кристаллизации и индукционный период оказывают ПАВ с наличием комплексообразующих групп. Они оказывают значительные изменения на всех стадиях процесса образования и стабилизации пересыщенных растворов, зародышеобразования и роста кристаллов, что обусловлено адсорбцией ПАВ на поверхности кристаллов в концентрации до 0,2 мг/г. Однако теоретически вопрос влияния таких ПАВ исследован недостаточно. Тем не менее, из литературных данных следует, что адсорбция на границе раздела фаз зародыш – раствор, представляющих активные центры кристаллизации, приводит к снижению свободной энергии поверхности раздела, блокирует активные центры, результатом чего является замедление процесса массопередачи вещества к граням растущего кристалла вследствие сопротивления адсорбционных слоев ПАВ. При этом происходит замедление роста первоначальных кристаллов с увеличением количества в единице объема, что приводит к уменьшению их размеров.

Окончательное решение о выборе ИСО принимается после проведения предварительных лабораторных и опытно-промышленных испытаний.

Слайд 4. Проведем расчет при подаче ингибитора в скважину для скважин, основные параметры которых указаны в таблице 3.2: дебит скважины по воде Q_v , м³/сут; коэффициент пористости m ; продуктивная толщина пласта h , м; объем перфорированного участка эксплуатационной колонны V_1 , м³; производительность установки по жидкости $Q_{уст}$, м³/сут.

В качестве ингибитора солеотложения применим ингибитор солеотложений Ипроден К-2 м.Б: рекомендуемое содержание ингибитора в рабочем растворе при подаче в скважину $C_{и} = 5\%$; при разовой задавке $C_{и} = 1\%$; плотность раствора ингибитора $\rho_p = 1180$ кг/м³.

Таким образом, для обеспечения защиты скважин от образования отложений солей данным методом на период 60 суток необходимо 5 блоков дозирования реагентов и ингибитор количеством 204 кг.

Нефтепромысловая практика показывает, что даже при должной организации работ по предупреждению солеотложений в скважинах и оборудовании не исключается необходимость в периодическом проведении работ по удалению образовавшихся осадков неорганических солей.

Слайд 5. При добыче нефти, с применением методов повышения нефтеотдачи, различных растворов в процессе бурения скважин, добычи и подготовки нефти осложняющим фактором является солеобразование.

Опыт эксплуатации Верхнечонского месторождения показал, что продукция скважин характеризуется высоким содержанием солей, отложения которых затрудняют эксплуатацию промыслового оборудования и повышают риски его преждевременного выхода из строя. Отложения неорганических солей на оборудовании скважин и наземных коммуникациях системы сбора и транспорта нефти существенно осложняют процесс добычи, что приводит к порче дорогостоящего оборудования, к трудоемким ремонтным работам, а в итоге – к значительному недобору и потерям нефти и к снижению прибыли.

В данном дипломном проекте рассматривается вопрос об эффективности применения химических методов предупреждения отложения солей.

Ниже приведенные расчеты которые позволяют сравнить окончательную экономическую эффективность методов выбранных для расчета, а именно:

1) ингибирование скважин способом постоянного дозирования, считается надежным методом, но требует постоянного контроля и обслуживания дозирующих насосов и устройств, применим при отложении солей в подземном оборудовании и трубах подъемного лифта;

2) ингибирование скважин способом разовой задавки ингибитора в пласт, данный метод используется при разработки залежи с заводнением.

Для устранения заклинивания насоса необходимо провести промывку ЭЦН и НКТ с применением раствора каустической соды (NaOH). Стоимость проведения одной операции по очистке от отложений гипса составляет 85 000 рублей. В среднем на одну операцию необходимо 3 тонны каустической соды. Стоимость одной тонны каустической соды составляет 40 000 рублей.

Применение ингибитора солеотложений позволяет уменьшить простой скважин связанный с ремонтными работами как для большинства вводимых, так и уже находящихся в эксплуатации скважин.

Слайд 6. За базу сравнения принимается технико-экономические показатели удаления солеотложений в оборудовании скважин.

Подсчитаем затраты необходимые на удаление образовавшихся отложений.

Количество операций по удалению: 3.

Стоимость одной операции: 85 000 рублей.

Необходимое количество реагента: 3 тонны.

Стоимость одной тонны реагента: 40 000 рублей.

Количество скважин: 5.

Тогда для исходных данных получим общие затраты в течение 100 суток, Z_1 :

$$Z_1 = 5 \cdot ((3 \cdot 85000) + (9 \cdot 40000)) = 1\,695\,000 \text{ рублей.}$$

Таким образом общие затраты без применения ингибитора на срок 600 суток составляют:

$$Z_1 = 1695000 \cdot 6 = 10\,170\,000 \text{ рублей.}$$

Внедрение метода борьбы с солеотложением оборудования скважин требует капитальных дополнительных вложений и обеспечивает при этом уменьшение количества и стоимости ремонтов скважин.

Источником исходных данных для расчета является ингибирование скважин с помощью постоянного дозирования ингибитора в скважину и разовой задавки в пласт с применением ингибитора Ипроден К-2 м.Б. Работы по сравнению экономической эффективности рассмотрим на примере пяти скважин Верхнечонского месторождения.

Экономическая эффективность в расчете на 600 суток от метода ингибирования скважин способом постоянного дозирования в общем составит 816 621 070,00 рублей. При ингибировании скважин способом разовой задавки ингибитора в пласт 813 106 324,50 рублей на пять скважин. Ингибирование скважин способом разовой задавки ингибитора в пласт экономичней способа постоянного дозирования на 3 514 745,50 рублей. Увеличение прибыли обеспечит окупаемость расходов на внедрение технологий за счет поддержания добычи нефти на стабильном уровне. Оба метода позволяют увеличить наработку скважинного оборудования.

Таким образом, Цель работы - анализ методов предотвращения и борьбы с отложениями солей при добыче нефти. Эффективность методов определяется технико-экономическими показателями предприятия, а также выяснением причин, условий образования отложения солей и зон накопления осадков— **достигнута.**

Спасибо за внимание! Доклад окончен.