

УДК 622.276.72

**АНАЛИЗ МЕТОДА БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ
ПУТЕМ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЗАКАЧКИ ИНГИБИТОРА СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ
В ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА**

**ANALYSIS OF THE METHOD FOR CONTROLLING
SCALE DEPOSITION BY PERIODICALLY INJECTING THE SCALE INHIBITOR
INTO THE BOTTOMHOLE FORMATION ZONE**

Иолчуев Алишер Муслимович

студент-магистрант,
Институт Нефти, газа и энергетики
Кубанский государственный
технологический университет
alifootball@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет»
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. В статье проведен анализ метода борьбы с солеотложениями путем периодической закачки ингибитора солеотложений в призабойную зону пласта. Эффективность мер борьбы с солеотложением при добыче нефти зависит от комплексного подхода к решению данной проблемы. Необходимо знание физико-химических процессов и причин, вызывающих отложения солей в различных условиях залегания нефти, умение заранее прогнозировать, надежно контролировать и своевременно предотвращать возможное появление солевых осадков в процессе эксплуатации скважин. Особое внимание необходимо уделять правильному выбору нужных методов борьбы с отложением солей, позволяющих добиться наибольшей их эффективности в конкретных промысловых условиях с учетом экономической целесообразности.

Ключевые слова: причины и условия образования солей в скважине; методы предотвращения солеобразования; выбор наиболее эффективного способа удаления солевых осадков; метод периодической продавки ингибитора солеотложений; выбор методов предотвращения образования отложений; контроль за работой скважин с отложением солей; контроль за выносом ингибитора отложения солей из скважины.

Iolchuev Alisher Muslimovich

Masters' student,
Institute of Oil, Gas and Energy
Kuban state technological university
alifootball@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of technical sciences,
Professor of oil and gas engineering
department named after
professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The article analyzes the method of combating scale deposition by periodically injecting the scale inhibitor into the bottomhole formation zone. The effectiveness of measures to combat sedimentation in the extraction of oil depends on an integrated approach to solving this problem. It is necessary to know the physicochemical processes and the causes that cause the deposition of salts in various conditions of oil occurrence, the ability to predict in advance, to reliably control and timely prevent the possible occurrence of salt deposits during the operation of wells. Particular attention should be given to the correct choice of the necessary methods for combating the deposition of salts, which enable them to achieve their greatest effectiveness in specific fishing conditions, taking into account economic feasibility.

Keywords: reasons and conditions of salt formation in the well; methods to prevent salt formation; choosing the most effective way to remove salt deposits; method of periodically selling the scaling inhibitor; choice of methods for preventing deposition; monitoring well work with salt deposition; control over the removal of the inhibitor of salt deposition from the well.

Введение

Процессы добычи нефти или газа часто сопровождаются нежелательным образованием отложений неорганических солей в призабойной зоне пласта (ПЗП), на стенках подземного оборудования скважин, в наземных коммуникациях системы сбора и подготовки нефти и газа. Для предупреждения образования отложений неорганических солей в скважинах применяются химические методы ингибиторной защиты поверхности нефтепромыслового оборудования. В промысловой практике борьбы с отложением

солей наиболее широкое распространение получил метод периодической обработки ПЗП водным раствором ингибитора отложения солей. Сущность обработки заключается в периодической закачке водного раствора ингибитора отложения солей в ПЗП в виде оторочки продавочной жидкостью, адсорбции ингибитора на поверхности породы и постепенной десорбции его в процессе отбора жидкости из скважины. Вынос ингибитора добываемой жидкостью после продавки и пуска скважины в эксплуатацию до минимально необходимых концентраций, требуемых для ингибирования солей, предопределяет период следствия и срок защиты нефтепромыслового оборудования от отложения солей и время между продавками ингибитора. Поэтому чем продолжительнее вынос реагента (в достаточных для ингибирования количествах), тем эффективнее обработка скважины раствором ингибитора солей. Продолжительность выноса ингибитора в значительной мере зависит от величины адсорбции ингибитора солеотложений на поверхности породы пласта. При этом чем больше адсорбция ингибирующего вещества и медленнее его десорбция с породы, тем продолжительнее и эффективнее предотвращения образования отложений солей.

Эффективность мер борьбы с солеотложением при добыче нефти зависит от комплексного подхода к решению данной проблемы. Необходимо знание физико-химических процессов и причин, вызывающих отложения солей в различных условиях залегания нефти, умение заранее прогнозировать, надежно контролировать и своевременно предотвращать возможное появление солевых осадков в процессе эксплуатации скважин. Особое внимание нужно уделять правильному выбору нужных методов борьбы с отложением солей, позволяющих добиться наибольшей их эффективности в конкретных промысловых условиях с учетом экономической целесообразности.

Причины и условия образования отложений солей в скважине

Интенсификация процессов добычи путем заводнения нефтяных пластов позволяет резко увеличить нефтедобычу, однако наблюдаемое при этом опреснение пластовых вод приводит, на ряде месторождений, к образованию гипсовых отложений.

Образование отложений неорганических солей происходит в скважинах, нефтепромысловом оборудовании, системе сбора, подготовки нефти и воды, а также в призабойной зоне пласта. По преимущественному содержанию в отложениях неорганических солей определенного вида выделяются две группы солей – карбонатные и сульфатные.

Самым распространенным видом отложений неорганических солей являются осадки, содержащие в основном сульфат кальция (60–80 %) и карбонаты кальция и магния (5–16 %). Влага и углеводородные соединения составляют 7–27 %. При определенных условиях каждая молекула сульфата кальция связывает две молекулы воды, в результате чего образуются кристаллы гипса, поэтому такие осадки называют гипсовыми отложениями. Если при этом в составе осадков содержится более 15 % твердых и тяжелых углеводородных соединений нефти, то они классифицируются как гипсоуглеводородные отложения. В составе отложений в виде примесей присутствуют до 0,5–4,0 % окислов железа и до 0,5–3,0 % кремнезема, наличие которых объясняется коррозией оборудования и выносом песчинок жидкостью в процессе эксплуатации скважины.

Изучение структуры позволяет выделить три вида осадков:

1. Плотные микро- и мелкокристаллические осадки. В поперечном сечении таких осадков не удается выделить отдельные слои, поскольку отложения представлены сравнительно однородными кристаллами длиной до 5 мм с равномерным включением твердых углеводородов. В ряде случаев такие осадки имеют накипеобразный характер.

2. Плотные осадки с преобладанием кристаллов гипса средних размеров 5–12 мм с включением твердых и жидких углеводородов. При поперечном срезе образца отложений хорошо различим слой мелкозернистого осадка толщиной 3–5 мм в пристенной части, затем прослеживается слой среднекристаллического осадка призматического или игольчатого строения. В этом слое преобладают кристаллы длиной 5–12 мм. В наружном слое пространство между средними и крупными кристаллами заполнено более мелкими.

3. Плотные крупнокристаллические осадки. Крупные игольчатые кристаллы гипса образуют каркас. Между крупными кристаллами гипса длиной 12–25 мм находятся более мелкие кристаллы солей и углеводородные соединения. В некоторых случаях в насосно-компрессорных трубах (НКТ) нет сплошных отложений гипса, а осадок представлен в виде одиночных друз кристаллов длиной 20–27 мм с включением у их оснований мелких.

Выпадение любого вещества в осадок происходит в том случае, если концентрация этого вещества или иона в растворе превышает равновесную (или предельную) концентрацию, т.е. когда выполняется неравенство:

$$C_i > C_i^p,$$

где C_i – концентрация соединения или иона, потенциально способного к выпадению в осадок; C_i^p – равновесная при данных условиях концентрация (предельная растворимость).

Это неравенство смещается в сторону выпадения осадка, либо за счет увеличения левой части (возрастания фактической концентрации), либо за счет уменьшения правой части (снижения растворимости). Первое из этих условий возникает, как правило, при смешивании вод разного состава, несовместимых друг с другом. Вторым условием выпадения осадков служит перенасыщение вод в результате изменения температуры, давления, выделения газов, когда в исходном растворе снижается величина равновесной концентрации.

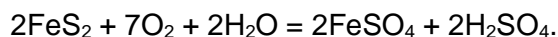
При разработке нефтяных месторождений Урало-Поволжья с применением заводнения происходят гидрохимические изменения, накладывающиеся на природные изменения вод. С закачкой воды в нефтяном пласте образуется сложная многокомпонентная система «закачиваемая вода – пластовая вода – погребенная вода – нефть с растворенным газом – породы пласта». В результате сложных внутрислоевых процессов в этой системе происходит увеличение концентраций сульфатных ионов в попутно добываемых водах. Поэтому все гипотезы о причинах отложений гипса сводятся к объяснению причин увеличения концентрации сульфат-ионов в связи с закачкой пресной или сточной воды. Кроме того, при извлечении нефти с попутной водой, перенасыщенной сульфатом кальция или близкой к предельному насыщению, и изменении термодинамических условий по стволу скважины происходит уменьшение равновесной концентрации сульфата кальция в воде, которое приводит к выпадению гипса в скважинах.

Обобщение литературных данных позволяет выделить следующие основные причины выпадения гипса в скважинах:

- 1) выщелачивание гипса и ангидрита, содержащегося в скелете пласта, закачиваемой пресной водой;
- 2) обогащение попутно добываемой воды сульфатными ионами за счет погребенных вод;
- 3) приток чуждых сульфатных вод из-за некачественного цементирования или негерметичности обсадной колонны и смешение их в скважине с пластовыми хлор-кальциевыми водами;
- 4) обогащение попутных вод за счет окисления до сульфатов сульфидов, имеющих в пласте, и серосодержащихся компонентов нефти кислородом воздуха, вносимым с закачиваемой водой;
- 5) поддержание пластового давления путем закачки несовместимых с пластовыми пресных или сточных вод повышенной сульфатности;
- 6) окисление соединений серы, находящихся в пласте, до сульфатов серобактериями и тиобактериями;
- 7) изменение термодинамических условий газодонефтяной смеси при подъеме жидкости из скважины.

Отмечается, что отложения гипса в скважинах чаще происходит по нескольким причинам, обусловленным геологическим строением, системой разработки залежей и режимов эксплуатации скважин.

Исследование кернов Таймурзинского месторождения показывает, что в составе терригенных продуктивных пород нижнего карбона содержится ангидрит, гипс, пирит. Пресная вода насыщается за счет растворения ангидрита и гипса и десорбции сульфат-ионов с поверхности породы. Насыщение сульфатами пресных вод происходит также за счет внутрислоевого окисления сульфидов кислородом воздуха, вносимым с закачиваемой водой. Содержание пирита в отдельных исследованных кернах достигает 10 %, а в нагнетаемой в пласт воде содержится в значительном количестве растворенный кислород, происходит образование хорошо растворимого в воде сульфата железа по следующей реакции:



Образующаяся при этом серная кислота воздействует на присутствующие в породе карбонаты или вступает во взаимодействие с хлоркальциевыми пластовыми водами с образованием гипса.

Поступление в добывающие скважины высокосульфатных вод может быть не только из продуктивных пластов, но и из выше- и нижележащих водоносных горизонтов по негерметичности цементного кольца за эксплуатационной колонной, либо через негерметичные резьбовые соединения в обсадных трубах. Эта причина выпадения солей, как правило, быстро выявляется и не вызывает массовых отложений. На Таймурзинском месторождении обнаружались единичные случаи отложения солей сульфата и карбоната кальция, это объясняется поступлением высокосульфатных артезианских вод через негерметичности в обсадной колонне.

Также на увеличение сульфатности попутно-добываемых вод отражается и состав закачиваемых вод, так как для поддержания пластового давления (ППД) используются пресные воды повышенной сульфатности р. Белой. Кроме того, для повторной закачки в пласт используются сточные воды из установок подготовки нефти, в которых они обогащаются сульфатами за счет деэмульгаторов.

Образование гипсовых отложений будет происходить в том случае, если концентрация сульфата кальция в растворе превысит при данных условиях, равновесную. Такое условие возникает при смешении пластовой хлоркальциевой воды с пресной, насыщенной сульфатами в процессе продвижения ее по пласту. Воды, поступающие из различных пропластков, существенно отличаются по солевому составу. Одни из них больше насыщены сульфатами, другие, в частности, пластовые, насыщены ионами кальция. В результате смешения таких вод в скважине раствор оказывается перенасыщенным по отношению к сульфату кальция, избыток которого выпадает на оборудовании в виде твердого осадка.

На интенсивность образования гипсовых отложений влияет изменение величины равновесной концентрации (предельной растворимости) сульфата кальция. Это условие возникает при изменении температуры и давления в насыщенных сульфатных растворах при подъеме жидкости из скважины. По обобщенным данным Н.И. Даниловой, перепады давления, которые испытывают растворы при поступлении на забои скважин, оказывают преобладающее влияние на сульфатное равновесие в этих растворах и уменьшают предельную растворимость сульфата кальция в воде. Изменение температурного режима растворов оказывает существенное влияние на растворимость гипса в воде только на поверхностях теплообмена установок по подготовке обводненной нефти.

Для оценки влияния давления на предельную растворимость сульфата кальция в хлоркальциевых водах были проведены лабораторные эксперименты и было установлено, что величина предельной растворимости сульфата кальция зависит прежде от химического состава раствора. Добавление в воду хлористого кальция ведет к снижению предельной растворимости из-за наличия одноименных ионов кальция в CaCl_2 и CaSO_4 . В сложных водных растворах при малых концентрациях хлористого кальция и значительных концентрациях хлористого натрия предельная растворимость сульфата кальция выше, чем в дистиллированной воде. Эти же закономерности присущи и пластовым водам.

Изменение давления в водных растворах оказывает влияние на величину предельной растворимости сульфата кальция. Это влияние выражается в увеличении

предельной растворимости сульфата кальция пропорционально давлению. Уменьшение давления от 20 до 2 МПа приводит к снижению растворимости сульфата кальция на 16–18 %. Это имеет практическое значение. В условиях скважин большие депрессии на забое при ее эксплуатации могут явиться причиной выпадения и отложения гипса, если попутные воды насыщены или близки к насыщению сульфатом кальция.

Также замечено, что увеличение шероховатости стенок оборудования, выделение газа из добываемой жидкости, резкое уменьшение скорости потока способствует ускоренному накоплению отложений.

Большинство авторов сходятся во мнении, что изменение термодинамических условий в процессе добычи жидкости является основным фактором, влияющим на выпадения гипса. Зависимость гипсообразования от температуры исследовалась и для насыщенного, по отношению к кальций- и сульфат-ионам, раствора ($0,43 \text{ г/100 г Ca}^{2+}$, $0,53 \text{ г/100 г SO}_4^{2-}$). Установлено, что с увеличением температуры резко сокращается время начала выпадения гипса из раствора. При температуре 60–35 °С гипс выпадает через 1–3 минуты, при 5 °С гипс начинает выпадать только через 12 суток. В случае обводненного раствора ($0,55 \text{ г/100 г SO}_4^{2-}$ и $0,12 \text{ г/100 г Ca}^{2+}$) с уменьшением температуры время начала выпадения гипса может увеличиться до бесконечности, то есть при концентрации сульфат-ионов и ионов кальция, близкой к критической, температура может являться главным фактором, определяющим выпадения гипса. Снижение температуры при разработке продуктивных пластов не способствует, а ухудшает условия выпадения гипса даже из насыщенного раствора. Это подтверждается промысловыми наблюдениями: в зимнее время трубы наземных коммуникаций реже забиваются гипсом по сравнению с летним периодом.

Известно, что растворимость гипса в воде имеет максимальные значения 2,05–2,11 г/л в пределах температур 20–50 °С. При температурах выше и ниже указанных, его растворимость резко снижается. Как показывают промысловые наблюдения, в первую очередь отложения гипса появляются на электродвигателе и на рабочих колесах насосов. Это, вероятнее всего, объясняется тем, что при работе электродвигателя насоса наблюдается повышение его температуры.

Растворимость гипса существенно увеличивается в растворах солей, не имеющих с сульфатом кальция общих ионов. Прослеживается тесная зависимость растворимости от состава растворенной соли и общей минерализации раствора: с повышением минерализации растворимость увеличивается, достигает максимума, после чего начинает падать вследствие проявления высаливающего эффекта. Максимальная растворимость гипса в растворах поваренной соли при температуре 25 °С и концентрации NaCl 139 г/л равна 7,3 г/л, т.е. в 3,5 раза превышает растворимость в дистиллированной воде при той же температуре. Однако даже незначительные добавки в раствор соли, имеющей общий ион с сульфатом кальция, резко снижает растворимость гипса. 10 %-ное содержание хлористого кальция в растворе снижает растворимость гипса более чем в 3 раза по сравнению с растворимостью его в пресной воде. Зависимость растворимости гипса от давления сравнительно невелика. В растворах NaCl с минерализацией 80–200 г/л повышение давления на 10–20 МПа приводит к увеличению растворимости гипса всего на 7–10 %. При минерализации менее 80 и более 200 г/л влияние повышения давления на 20–40 МПа совершенно незначительно. Только в интервале давления 50–100 МПа растворимость сульфата кальция резко возрастает. Подводя итог изучения вопроса о причинах и условиях образования гипса при нефтедобыче, можно представить следующую схему формирования состава попутно-добываемых вод с последующим выпадением из них гипсовых осадков: закачиваемые бессульфатные воды в результате взаимодействия с породой нефтewмещающего коллектора, пластовой водой, нефтью и погребенными водами обогащаются сульфат-ионами. Смешение этих вод с пластовыми водами хлоркальциевого типа приводит к образованию попутно-добываемых смешанных вод, представляющих собой насыщенные растворы сульфата кальция (гипса). К подобному же результату приводит и смешение двух пластовых вод, одна из которых содержит значительное количество иона кальция, а другая сульфат-иона. Кроме того, если закачиваемая вода заведомо

обогащена сульфат-ионами, то при смешении ее с пластовой водой хлоркальциевого типа образуются также насыщенные растворы сульфата кальция. Выпадение из таких растворов гипса происходит под влиянием изменения температуры, давления, концентрации других солей, в результате действия активных органических соединений.

Нужно заметить, что выпадение гипса происходит тем интенсивнее, чем больше центров кристаллизации в растворе. При добыче нефти центрами могут быть механические частицы, выносимые из скважины потоком жидкости; пузырьки газа, выделяющиеся из нефти; шероховатые стенки труб и насосного оборудования.

Методы предотвращения солеобразований

Для удаления солей применяют различные способы в зависимости от характера солевых отложений, места отложения неорганических солей и их состава. Для ликвидации отложений солей в обсадной колонне применяют механический способ – разбуривание солевых пробок с последующей дополнительной перфорацией в интервале продуктивного пласта.

На промыслах России и за рубежом широко используют химические способы удаления солей. Нередко различные способы используются одновременно для обеспечения более полного удаления солей.

Отметим, что химические способы применяют для удаления гипса и карбоната кальция. Отложения сульфата бария удаляются, как правило, механическим способом. Поэтому в каждом случае в зависимости от состава солевых отложений необходимо выбирать соответствующие методы и реагенты, чтобы обеспечить наибольшую эффективность проводимых обработок.

Для удаления гипса наибольшее распространение получили следующие реагенты: водный раствор едкого натра (каустической соды), водные растворы соляной кислоты с добавкой хлористого натрия или хлористого аммония, водные растворы углекислого натрия (кальцинированной соды).

На скважинах НГДУ «Чекмагушнефть» наблюдалось отложение солей в призабойной зоне. Это наиболее ярко проявилось при испытании ингибиторов, в тщательно оборудованных для постоянной подачи ингибитора скважинах. Хвостовики были спущены до интервала перфорации, ингибитор подавали постоянно с помощью дозирочных насосов, работа которых находилась под постоянным наблюдением. Тем не менее, через 3–4 месяца эксплуатации дебит скважин начал снижаться. Подъем оборудования и его ревизия показали полное отсутствие отложений солей на поверхности оборудования. После проведения обработок призабойной зоны продуктивность скважин была восстановлена.

Бывают случаи солепроявления за счет неправильного прорыва вод различного состава к забою скважины.

Таким образом, даже при должной организации работ по предупреждению отложений солей не исключается необходимость в периодическом проведении работ по удалению отложения неорганических солей.

Эффективность действия каждого реагента оценивают по скорости растворения образцов, причем исследования проводят при различных температурах (от –7 до +80 °С) и различной концентрации исходного раствора реагента (от 5 до 35 массовых долей %).

Из всех испытанных реагентов для удаления гипса наиболее эффективен и технологичен 20–25 %-ный раствор едкого натра. Солянокислотная обработка эффективна только тогда, когда в составе отложений в большом количестве присутствуют карбонаты. Для повышения эффективности обработок рекомендуется применение стимуляторов растворения осадков.

Выбор наиболее эффективного способа удаления солевых осадков

Образование отложений неорганических солей на глубинно-насосном оборудовании скважин в НГДУ «Чекмагушнефть» впервые было обнаружено в 1965 году в скважине № 94 Манчаровского месторождении. В дальнейшем с каждым годом наблюдается рост числа скважин и месторождений, добыча нефти на которых была осложнена отложениями неорганических солей.

Первоначальным основным методом ликвидации отложений были механические очистки ствола скважин и замена из строя насосов и забитых солями НКТ на новые. Позже стали применяться щелочные, солянокислотные обработки скважин и ТГХВ (впервые в 1976 году).

С 1976 года на промыслах начато внедрение импортных и высокоэффективных отечественных ингибиторов отложения солей.

На Таймурзинском месторождении было внедрено метод непрерывной подачи раствора ингибитора дозировочными насосами в затрубное пространство скважин.

С 1977 года на промыслах были внедрены методы периодической продавки водного раствора ингибитора солеотложения в ПЗП.

Также в НГДУ «Чекмагушнефть» начаты с 1978 года работы по внедрению способа продавки ингибитора солеотложения в ПЗП в составе двухфазной пены.

Большое разнообразие причин, могущих привести к отложению неорганических солей в условиях конкретных месторождений, привело к созданию большого числа самых разнообразных методов удаления и предотвращения. Причины, условия и интенсивность отложения солей различны для различных месторождений. Соответственно различаются и методы борьбы. Отсутствие четкого представления о природе и механизме образования твердых осадков в эксплуатационных скважинах затрудняет выбор эффективных методов борьбы с этим явлением. Только комплексный подход к решению проблемы и умное применение средств борьбы с солеотложением в каждом конкретном случае позволит предотвратить осложнения, вызванные этим явлением.

При эксплуатации ряда площадей НГДУ «Чекмагушнефть» наблюдается снижение продуктивности нефтяных скважин из-за отложения в них неорганических солей. Особенно увеличивается количество скважин, осложненных этими отложениями на поздней стадии разработки с увеличением обводненности добываемой жидкости.

Как показывают ранее проведенные исследования, эти соли в основном отлагаются на глубинном оборудовании и эксплуатационной колонне в виде кристаллов игольчатой формы, ориентированных к оси труб. Представлены они преимущественно гипсом и сульфидом железа.

На 01.01.2017 г. количество осложненных отложений неорганических солей составляет по НГДУ «Чекмагушнефть» порядка 250 скважин, т.е. более 15 % от общего фонда действующих нефтяных скважин. Отметим, что в данный фонд входят скважины, где когда-то наблюдались отложения гипса в той или иной мере, а также скважины, склонные к отложению солей по результатам анализа изменения солевого состава попутно-добываемой воды и расчетным показателям степени перенасыщенности их сульфатами кальция и находящиеся на сегодняшний день в консервации из-за нерентабельности.

В таблице 1 представлено распределение фонда гипсующихся скважин по нефтепромыслам НГДУ «Чекмагушнефть».

Таблица 1 – Распределение фонда гипсующихся скважин по нефтепромыслам НГДУ «Чекмагушнефть»

Нефтепромысел	Количество гипсующихся скважин				
	всего	фонтанные	ЭЦН	ШГН	в консервации
ЦДНГ-1	59		40	5	14
ЦДНГ-2	98	3	41	38	16
ЦДНГ-3	80	1	43	17	19
ЦДНГ-4	13		11	2	
Всего по НГДУ	250	4	135	62	49

Как видно из таблицы 1, основной фонд скважин находится на нефтепромыслах 1, 2 и 3 соответственно 59, 98 и 80 скважин.

Отметим, что на Таймурзинской и Манчаровской площадях отложения преимущественно представлены гипсом, а на Юсуповской площади – сульфидом железа. Эксплуатируются эти скважины в основном электроцентробежными насосами с обводненностью более 60 %. Доля таких скважин составляет порядка 54 % от всего фонда гипсующихся скважин.

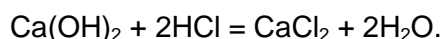
Проблема борьбы с отложениями неорганических солей в добывающих скважинах в НГДУ «Чекмагушнефть» практически решена за счет применения различных ингибиторов солеотложения как в отдельности, так и в комплексе с другими методами воздействия на призабойную зону скважин и глубинно-насосного оборудования.

Методы удаления отложений солей из скважин подразделяются на *механические* и *химические*. Сущность механических методов удаления отложения заключается в проведении очисток скважин путем разбуривания мощных солевых пробок или путем переработки колонны расширителя, скребками с последующим шаблонированием. Механические очистки – дорогостоящие мероприятия, поэтому в настоящее время наибольшее распространение получили химические методы удаления.

Сущность химических методов удаления отложений солей заключается в проведении обработок скважин реагентами, эффективно растворяющими неорганические соли. Для удаления карбонатных солей успешно применяются простые солянокислотные отработки. Для удаления сульфатных солей существуют два основных принципа разрушения сульфатов: конверсия осадка с последующим растворением преобразованного осадка соляной кислотой или растворение кислотами и хелатными соединениями.

В НГДУ «Чекмагушнефть» для удаления отложений с НКТ и штанг применяется циркуляция раствора каустической соды скважинным насосом без подъема глубинно-насосного оборудования. Технология обработки заключается в подготовке обвязки устья скважины, позволяющей осуществить прямую и обратную промывку с обеспечением циркуляции жидкости по замкнутому циклу «емкость → насосный агрегат → скважина → емкость». Приготовленное расчетное количество 20–25 % раствора каустической соды закачивается в скважину. Прокачка раствора ведется при небольших скоростях. В процессе обработки скважины целесообразно производить допуск труб, периодически контролировать концентрацию реагентов. Обработка скважины завершается промывкой водой.

При продавке раствора каустической соды в пласт для удаления отложения гипса из призабойной зоны пласта может произойти уменьшение проницаемости. Это обусловлено тем, что перфорационные отверстия, поровые каналы и трещины частично перекрываются продуктами реакции каустической соды с гипсом – хлопьевидными осадками гидроокиси кальция. В таких случаях гидроокись кальция удаляется путем обработки скважины 13–15 %-ным раствором соляной кислоты:



Образующийся в результате этой реакции хлористый кальций хорошо растворим в воде.

Также применяют для ликвидации осадков гипса из призабойной зоны пласта термогазохимическое воздействие (ТГХВ). Сущность этого метода заключается в том, что в интервал перфорации спускают аккумулятор давления скважинный (АДС), содержащий медленно горящий порох, при сгорании которого на забое создается большое давление и развивается высокая температура. В продуктах сгорания содержится углекислый газ и соляная кислота. Все эти факторы влияют на быстрое разрушение и растворение гипсоуглеводородных отложений любой плотности в призабойной зоне скважины.

Метод периодической продавки ингибитора солеотложений в призабойную зону пласта

Процессы добычи нефти или газа часто сопровождаются нежелательным образованием отложений неорганических солей в призабойной зоне пласта (ПЗП), на стенках подземного оборудования скважин, в наземных коммуникациях системы сбора и подготовки нефти и газа. Для предупреждения образования отложений неорганических солей в скважинах применяются химические методы ингибиторной защиты поверхности нефтепромыслового оборудования. В промысловой практике борьбы с отложением солей наиболее широкое распространение получил метод периодической обработки ПЗП водным раствором ингибитора отложения солей. Сущность обработки заключается в периодической закачке водного раствора ингибитора отложения солей в ПЗП в

виде оторочки продавочной жидкостью, адсорбции ингибитора на поверхности породы и постепенной десорбции его в процессе отбора жидкости из скважины. Вынос ингибитора добываемой жидкостью после продавки и пуска скважины в эксплуатацию до минимально необходимых концентраций, требуемых для ингибирования солей, предопределяет период последствия и срок защиты нефтепромыслового оборудования от отложения солей и время между продавками ингибитора. Поэтому чем продолжительнее вынос реагента (в достаточных для ингибирования количествах), тем эффективнее обработка скважины раствором ингибитора солей. Продолжительность выноса ингибитора в значительной мере зависит от величины адсорбции ингибитора солеотложений на поверхности породы пласта. При этом чем больше адсорбция ингибирующего вещества и медленнее его десорбция с породы, тем продолжительнее и эффективнее предотвращения образования отложений солей.

Для улучшения адсорбционно-десорбционных свойств используемых ингибиторов отложения солей на основе органических фосфатов их применяют с кислотными реагентами. В качестве кислот известно применение соляной, уксусной или смеси монокарбоновых кислот. Обработка поверхности продуктивных пород ингибирующей композицией, содержащей активную кислоту, повышает величину адсорбции ингибитора и замедляет его десорбцию при отборе жидкости из скважины. Механизм улучшения адсорбционно-десорбционной способности ингибитора солеотложений объясняется улучшением качества очистки поверхности пор породы от пленочной нефти, покрывающей поверхность пор ингибирующей композицией, поскольку состав за счет кислоты значительно уменьшает поверхностное натяжение на границе «нефть – ингибирующий раствор – порода», а отторжение пленочной нефти приводит к гидрофилизации и увеличению поверхности адсорбента. Кроме того, кислота, реагируя с карбонатными породами, увеличивает их шероховатость, в результате чего площадь адсорбента дополнительно увеличивается. Практики использования подобных составов показала, что их эффективность выше в тех случаях, когда в продуктивных пластах содержится значительное количество карбонатов. Эффективность состава снижается при обработке ПЗП скважин, эксплуатирующих терригенные пласты, представленные песчаниками с включением глинистого цементирующего материала и содержанием карбонатов менее 2 %. Это объясняется тем, что песок и глинистый материал не реагируют с вышеуказанными кислотами и на поверхности породы молекулы ингибитора удерживаются только за счет физической адсорбции (сил Ван-дер-Ваальса) при ограниченном участии хемосорбции, обладающей более сильными молекулярными связями.

Для обработки терригенных пластов разработаны ингибирующие композиции, содержащие помимо ингибитора отложения солей, соляную и кремнисто-водородную кислоты. Механизм действия композиции при контакте с терригенными породами заключается в хемосорбционном взаимодействии кремнефтористоводородной кислоты (КФВК) с силикатными и алюмосиликатными соединениями. При применении КФВК на поверхности породы одновременно протекают сложные процессы. При поступлении в поры терригенного пласта малоцентрированного раствора КФВК происходит только хемосорбция молекул КФВК и молекул ингибитора отложения солей с образованием пленки кремнезоля. Наличие соляной кислоты обеспечивает качественную очистку поверхности породы от пленочной нефти и увеличение поверхности адсорбента. Благодаря этим факторам на очищенной и увеличенной площади поверхности пор молекулы ингибитора солеотложения прочно удерживаются на породе в составе силикатной пленки кремнезоля и очень медленно десорбируются. В случае использования более концентрированных растворов КФВК происходит химическое взаимодействие ее с силикатными породами с образованием золь и гелей. В объеме этих гелей находятся молекулы ингибитора солеотложения. При взаимодействии КФВК с оксидом кремния образуется фторид кремния SiF_4 , который, реагируя в последующем с водой, образует гидроксид кремния в виде золя. Золь этого состава получается также при гидролизе гексафторсиликата кальция (образуется при реакции КФВК с карбонатными породами или при смешении с хлоркальциевыми водами). Предотвратить или уменьшить коагуляцию силикатной пленки золь в студнеобразный гель, способный значительно снизить проницаемость пласта, позволяет наличие в ингибирующей композиции соляной кислоты.

За счет того, что ингибитор находится преимущественно в составе силикатного золя и геля, десорбция ингибитора будет протекать медленнее. Поскольку силикатные системы с ингибитором устойчивее к вымыванию, нежели обычные адсорбционные слои ингибитора на твердой поверхности. При этом период десорбции увеличивается, а это означает, что повышается и эффективность использования ингибитора солеотложения. Поскольку гель из силикатного золя предотвращается соляной кислотой, то такой ингибирующий состав солеотложения можно применять даже в малопроницаемых коллекторах. В высокопроницаемых коллекторах содержание соляной кислоты можно уменьшить. Это приведет к образованию плотного геля в крупных порах и снижению притока воды в скважину. При этом молекулы ингибитора солеотложения будут находиться как в составе силикатной пленки, так и в объеме студнеобразного геля.

В качестве ингибитора отложения солей в составе композиции можно использовать нитрилотриметилфосфовую кислоту (НТФ), инкредол (реагент на основе НТФ) или дифонат (тринатриевая соль НТФ). Разработка ингибирующей композиции на основе дифоната в лабораторных условиях осуществлялась в четыре этапа. Вначале подбирались наиболее благоприятное сочетание КФВК с соляной кислотой, обеспечивающее наибольшее снижение поверхностного натяжения на границе «нефть – кислотные растворы». Затем изучалась способность дифоната и благоприятного сочетания этих кислот понижать поверхностное натяжение на границе «нефть – кислотные растворы с дифонатом». На третьем этапе изучалась ингибирующая способность композиции, содержащей дифонат, КФВК и соляную кислоту. На четвертом этапе определялась адсорбционно-десорбционная характеристика ингибирующей композиции солеотложения. Лабораторные исследования позволили установить, что наиболее эффективная композиция содержит дифонат 0,5–4 %, КФВК 1–3 %, соляную кислоту 6–13 %. Введение в композицию гелеобразующего реагента КФВК позволяет улучшить процесс десорбции дифоната в 1,58 раза.

Выбор методов предотвращения образования отложений.

Расчет потребного оборудования и материалов.

Оптимизация параметров продавки ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта

Существующие методы предотвращения солей можно разделить на две группы – безреагентные и химические.

К безреагентным методам предотвращения отложений солей относятся: воздействие на перенасыщенные солями растворы магнитными силовыми и акустическими полями, использование защитных покрытий труб и рабочих органов насосов.

К химическим методам относятся подготовка и использование для закачки в пласты высокоминерализованных вод, совместимых с пластовыми.

Наиболее эффективным и технологичным в настоящее время является способ с применением химических реагентов – ингибиторов отложения солей.

К ингибиторам солеотложения предъявляются жесткие требования:

- не должны оказывать отрицательного воздействия на технологические процессы добычи, сбора, транспорта и подготовки нефти;
- не должны оказывать отрицательного влияния на технологический процесс переработки нефти и не снижать качество продуктов переработки;
- не должны повышать коррозионную активность среды, в которой они растворены;
- не должны способствовать повышению стойкости водонефтяной эмульсии;
- должны быть безопасными для обслуживания и безвредными для окружающей среды;
- содержание ингибиторов в различных по составу растворах должно надежно определяться в промысловых условиях;
- должны обладать способностью предотвращать отложение неорганических солей при малых концентрациях реагента;
- должны быть совместимые с пластовыми, попутно-добываемыми и нагнетаемыми водами различного состава и хорошо растворяться в них;
- должны быть стабильными при хранении и транспортировке.

Механизм работы реагентов-ингибиторов отложения солей сложен и недостаточно полно изучен. Было обнаружено, что наиболее эффективными и экономически целесообразными ингибиторами являются те, которые обнаруживают «пороговый эффект». Этот эффект возникает тогда, когда реагент покрывает микрокристаллические ядра образующегося осадка, замедляет их рост и удерживает в растворе во взвешенном состоянии при концентрациях выше уровня осаждения. Так как адсорбционные слои ингибитора возникают и на поверхности защищаемого оборудования, эти молекулы имеют плохую адгезию и легко уносятся потоком жидкости. Некоторые ингибиторы мало препятствуют кристаллизации солей, но при этом видоизменяют форму кристаллов и препятствуют их дальнейшему росту.

Различают способы подачи ингибитора:

- непрерывная дозировка в систему с помощью дозирующих насосов или специальных устройств;
- периодическая закачка раствора ингибитора в скважину с последующей задавкой его в ПЗП;
- периодическая подача раствора ингибитора в затрубное пространство скважины насосными агрегатами.

На сегодняшний день наиболее эффективным является метод предупреждения отложения солей путем добавки в попутно-добываемую воду ингибиторов солеотложения. В НГДУ «Чекмагушнефть» принята технология периодической продавки полного раствора ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта (РД 39-23-1212-84). Для этих целей применяются в основном отечественные реагенты Инкредол, ИСБ-1 и Дифонат.

Расчетные технические параметры продавки раствора ингибитора солеотложения определяются по руководящим документам, разработанным в институте «БашНИПинефть». Количество ингибитора солеотложения для обработки скважины предлагается определять по формуле:

$$G = A \cdot d \cdot \frac{Q_e \cdot t}{1000},$$

где G – расчетное количество ингибитора, кг; A – коэффициент увеличения расхода ингибитора, учитывающий неравномерность его выноса из призабойной зоны (рекомендуется принимать $A = 1,0 \div 2,0$); d – оптимальная дозировка ингибитора, г/м³ (для каждого типа рекомендуется свой диапазон дозировки); Q_e – производительность скважины по воде, м³/сут.; t – предполагаемое время защиты оборудования и скважин от солеотложения, сут. (рекомендуется принимать 120–150 сут.).

Рассмотрим на примере скважины № 235 Таймурзинского месторождения. Примем оптимальную дозировку для реагента ИСБ-1 (НТФ) равную 10 г/м³, коэффициент $A = 2$, производительность скважины по воде 25 м³/сут., время защиты оборудования за 100 сут. Тогда отсюда:

$$G = 1,5 \cdot 5 \cdot \frac{25 \cdot 150}{1000} = 28,125 \text{ кг.}$$

На основе рассчитанного количества ингибитора приготавливается раствор ингибитора в пресной воде. Для отечественных реагентов рекомендуется 0,2–2,0 % растворы. Наши 50 кг ИСБ-1 затворим в 6,25 м³ для получения 0,8 %-ного раствора ингибитора.

Затем определяется количество продавочной жидкости для доставки приготовленного раствора в пласт с радиусом проникновения не менее одного метра. Имеются различные рекомендации по глубине продавки ингибитора в пласт. Так, по рекомендациям РД 39-1-219-79 (Технология применения новых ингибиторов отложения солей импортного производства) глубина продавки составляет 1 м, а по исследованиям А.Ш. Сыртланова для условий НГДУ «Чекмагушнефть» эта величина составляет 1,6–1,9 м. Возьмем для нашего расчета величину продавки 1,6 м.

Объем продажной жидкости, продавливаемой в пласт, рассчитываем по формуле:

$$V_{пж} = \pi \cdot r^2 \cdot h \cdot m,$$

где r – внутренний радиус оторочки раствора реагента, м; m – пористость ($m = 0,22$); h – вскрытая толщина пласта, м (в нашем расчете вскрытая толщина пласта 1295,6–1300 м (5 м)).

$$V_{пж} = 3,14 \cdot 1,6^2 \cdot 5 \cdot 0,22 = 8,84 \text{ м}^3.$$

Общий объем продавки равен:

$$V = V_{инг} + V_{пж} + V_{затр},$$

где $V_{затр}$ – объем затрубного пространства, который находится по формуле:

$$V_{затр} = \left(\frac{D_{вн}^2 - d_{нар}^2}{4} \right) \cdot \pi \cdot L,$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $d_{нар}$ – наружный диаметр НКТ, м; L – глубина спуска НКТ, м.

$$V_{затр} = \left(\frac{0,109^2 - 0,073^2}{4} \right) \cdot 3,14 \cdot 1290 = 6,65 \text{ м}^3.$$

В скважине № 235 эксплуатационная колонна с внутренним диаметром 109 мм и трубы НКТ ($d_{нар} = 73$ мм) спущены на глубину 1290 м.

Итого:

$$V = V_{инг} + V_{пж} + V_{затр};$$

$$V = 6,25 + 11,2 + 6,65 = 24,1 \text{ м}^3.$$

Подберем и рассчитаем режим работы оборудования. Для нашей обработки выберем две автоцистерны АЦН-11-257 и агрегат Азинмаш-30А. В соответствии с требованиями к обсадным (эксплуатационным) колоннам давление на их стенки не должно превышать 25 МПа. Таким образом, надо выбрать такое давление продавки насосным агрегатом, которое на устье должно быть меньше разницы между допустимым гидростатическими давлениями:

$$P_{уст} < 25 - P_{гст},$$

где $P_{уст}$ – устьевое давление, МПа; $P_{гст}$ – гидростатическое давление, МПа:

$$P_{гст} = \rho \cdot g \cdot L_{скв},$$

где ρ – плотность воды, кг/м³; $L_{скв}$ – глубина скважины, м.

$$P_{гст} = 1000 \cdot 9,8 \cdot 1295 = 12,7 \text{ МПа}.$$

Отсюда:

$$P_{уст} = 25 - 12,7 = 12,3 \text{ МПа}.$$

За основу расчета берем формулу Дююи:

$$Q = K_{прод} \cdot (P_{пл} - P_{заб}),$$

где $K_{прод}$ – коэффициент продуктивности скважины, м³/сут·МПа; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $P_{заб}$ – забойное давление, МПа.

Условно примем коэффициент продуктивности равным коэффициенту приемистости, тогда соответственно дебит скважины равен объему закачки и формула запишется:

$$Q_{зак} = K_{пр} \cdot (P_{зак} - P_{пл}),$$

где $Q_{зак}$ – объем закачки, м³/сут.; $K_{пр}$ – коэффициент приемистости, м³/сут·МПа;
 $P_{зак}$ – давление закачки, МПа.

Коэффициент приемистости скважины № 235 равен 26 м³/сут·МПа, пластовое давление равно 11,6 МПа, тогда

$$Q_{зак} = 26 \cdot (25 - 11,6) = 348,4 \text{ м}^3/\text{сут.} = 4,03 \text{ л/с.}$$

Из расчета видно, что производительность должна быть не более 4,03 л/с. В таблице 1 показана производительность и давление, развиваемые агрегатом типа Азинмаш-30А.

Таблица 1 – Производительность и давление, развиваемые агрегатом типа Азинмаш-30А

Скорости	Частота вращения коренного вала насоса, об./мин.	Диаметр плунжера, мм			
		100		120	
		производительность, л/с	давление, МПа	производительность, л/с	давление, МПа
II	49,3	2,24	50,0	3,23	34,4
III	94,0	4,28	25,9	6,16	18,0
IV	143,0	6,50	17,1	9,36	11,8
V	215,0	9,78	11,3	14,08	1,9

Согласно таблице 1, надо качать на II скорости с производительностью 2,24 л/с или 193,5 м³/сут. В этом случае устьевое давление будет вычислено по формулам:

$$P_{зак} = \frac{Q_{зак} + K_{пр} \cdot P_{пл}}{K_{пр}};$$

$$P_{уст} = P_{зак} - P_{ест};$$

$$P_{зак} = \frac{193,5 + 26 \cdot 11,6}{26} = 19 \text{ МПа};$$

$$P_{уст} = 19 - 12,7 = 6,3 \text{ МПа.}$$

Сравним с допустимым $P_{уст}^{доп}$, равным 12,3 МПа. $P_{уст} < P_{уст}^{доп}$, следовательно, раствор допустимо качать на II скорости насосного агрегата.

Проверим, нельзя ли качать на III скорости. Производительность $Q_{III} = 4,28$ л/с или 369,8 м³/сут., отсюда:

$$P_{зак} = \frac{368,9 + 26 \cdot 11,6}{26} = 25,8 \text{ МПа};$$

$$P_{уст} = 25,8 - 12,7 = 13,1 > 12,3.$$

Следовательно, недопустимо качать на III скорости.

Рассчитаем время задавки, которое состоит из нескольких частей:

1) время задавки для заполнения скважины ингибирующим раствором до закрытия задвижки:

$$t_1 = \frac{6,25 \cdot 1000}{2,24} = 2790,1 \text{ с};$$

2) закачка ингибирующей жидкости в ПЗП с последующей продавкой:

$$t_2 = \frac{6,65 - 6,25}{2,24} \cdot 1000 + \frac{6,25 + 11,2}{2,24} \cdot 1000 = 7968,7 \text{ с.}$$

Общее время работы насосного агрегата по закачке реагентов:

$$T = t_1 + t_2 = 2790 + 7968,7 = 10758,8 \text{ с.}$$

После истечения этого времени все задвижки закрываются, скважина остается на 8–24 часов для более полной адсорбции ингибитора на породе и распределения его в порах пласта, после чего скважина пускается в эксплуатацию. На скважине организуется контроль за выносом ингибитора путем анализа периодически отбираемых проб жидкости в соответствии с РД-39-1-237-79.

Определим параметры процессы продавки ингибитора и период защиты оборудования от отложения солей с учетом оптимизации процесса, зная, что $\frac{V_p}{h_{эф}} = 0,8 \text{ м}^3/\text{м}$

и $\frac{V_n}{h_{эф}} = 2,2 \text{ м}^3/\text{м}$ по лабораторным данным. Определим объем ингибирующего раствора V'_p , затворяемого на пресной воде и необходимого для закачки в пласт толщиной 5 м:

$$V'_p = \left(\frac{V_p}{h_{эф}} \right)_{уд} \cdot h_{эф} = 0,8 \cdot 5 = 4 \text{ м}^3,$$

где $\left(\frac{V_p}{h_{эф}} \right)_{уд}$ – оптимальный удельный объем продавки раствора ингибитора.

Количество ингибитора $m_{инг}$, требуемого для приготовления 4 м³ ингибирующего раствора оптимальной концентрации $C = 1,4 \%$. По справочным данным находим плотность ингибирующего раствора заданной концентрации (в данном случае $\rho_{инг} = 1018 \text{ кг/м}^3$):

$$m_{инг} = \frac{V'_p \cdot \rho_{инг} \cdot C}{100} = \frac{4 \cdot 1018 \cdot 1,4}{100} = 57 \text{ кг.}$$

Определим объем продавочной жидкости. Он складывается из объема жидкости продавливаемой в пласты V'_n и объема скважины с учетом находящегося в ней подземного оборудования V''_n . Объем жидкости:

$$V'_n = \left(\frac{V_n}{h_{эф}} \right)_{уд} \cdot h_{эф} = 2,2 \cdot 5 = 11 \text{ м}^3,$$

где $\left(\frac{V_n}{h_{эф}} \right)_{уд}$ – удельный оптимальный объем продавочной жидкости.

Значение V''_n определим как:

$$V''_n = \frac{\pi \cdot (D_{вн}^2 - d_{нар}^2)}{4} \cdot L = \frac{3,14 \cdot (0,109^2 - 0,073^2)}{4} \cdot 1290 = 6,65 \text{ м}^3,$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны; $d_{нар}$ – наружный диаметр НКТ; L – глубина спуска НКТ.

Средний радиус проникновения продавочной жидкости составит:

$$R_{пр} = \frac{V'_n}{\pi \cdot h \cdot m} = \frac{11}{3,14 \cdot 5 \cdot 0,22} = 3,18 \text{ м.}$$

Величина радиуса закачки продавочной жидкости одновременно является внутренним радиусом кольцевой оторочки раствора ингибитора. Внешний радиус этой оторочки будет равен:

$$R_{инг} = \frac{V'_n + V'_p}{\pi \cdot h \cdot m} = \frac{11 + 4}{3,14 \cdot 5 \cdot 0,22} = 4,34 \text{ м.}$$

Продолжительность эффективной защиты оборудования от отложения гипса и время, через которое следует проводить следующую продавку раствора ингибитора отложения солей, определим по уравнению:

$$t = 51,44 \cdot \left[(2,25 - 3,1 \cdot 10^{-6} \cdot Q_{\text{ж}}^2) - (2,29 - 1,14 \cdot 10^{-3} \cdot Q_{\text{с}}) \right] = \\ = 51,44 \cdot \left[(2,25 - 3,1 \cdot 10^{-6} \cdot 50^2) - (2,29 - 1,14 \cdot 10^{-3} \cdot 25) \right] = 260 \text{ сут.}$$

Таким образом, для проведения обработки скважины следует приготовить 4 м³ ингибирующего раствора, для чего необходимо использовать 57 кг ингибитора ИСБ-1. Для задавки этого раствора в пласт и заполнения скважины требуется 17,65 м³ продавочной жидкости. Предполагаемый срок эффективной защиты оборудования от отложения гипса равен 260 сут. Зная t , подсчитаем расчетное количество ингибитора по формуле:

$$G = A \cdot d \cdot \frac{Q \cdot t}{1000} = 2,0 \cdot 10 \cdot \frac{25 \cdot 260}{1000} = 130 \text{ кг,}$$

где A – коэффициент увеличения расхода ингибитора, учитывающий неравномерность выноса его из ПЗ ($A = 2,0$); d – оптимальная дозировка ингибитора.

Отсюда видно, что внедрение оптимизации технологии продавки ингибитора, исходя из структуры эмпирических зависимостей, приводит к экономии расхода ингибитора ИСБ-1 – вместо 130 кг требуется 57 кг, что достаточно для получения того же срока защиты оборудования от отложения гипса.

Контроль за работой скважин с отложением солей. Определение периодичности обработок скважин реагентами. Проведение специальных исследовательских работ

Для установившихся условий эксплуатации добывающих скважин при контроле за появлением в них твердого осадка используются данные динамометрирования работы насосного оборудования в сочетании с другими показателями, например, характеристиками вытеснения нефти на стадии обводнения добывающих скважин, динамикой их дебита, динамического уровня и др.

На основе многочисленных промысловых наблюдений и анализа работы нефтяных скважин со штанговыми скважинными насосами в условиях выпадения неорганических солей было выявлено, что при появлении осадка в зоне фильтра, а также насосном оборудовании наблюдаются определенные изменения промысловых динамограмм.

При эксплуатации скважин центробежными электронасосами (ЭЦН) проявление твердых осадков солей в скважине и насосном оборудовании можно фиксировать по снижению дебита скважины и резкому повышению динамического уровня. При отложении твердых осадков солей в центробежных насосах динамический уровень нередко повышается до устья скважины.

Таким образом, если наблюдать за показателями работы добывающих скважин в условиях солеобразования комплексно, можно фиксировать наличие солевых отложений уже на ранних стадиях их проявления.

Контроль за выносом ингибитора отложения солей из скважины

С целью прогнозирования выпадения осадков, установления периодичности обработок организован систематический контроль:

- проведение полного анализа попутно-добываемой воды из скважин;
- контроль за выносом ингибитора после продавки его в призабойную зону по РД 39-1-237-79.

В настоящее время ведется постоянное определение содержания ингибиторов отложения солей в попутно-добываемых водах. Определение производится калориметрическим способом в специализированной лаборатории ЦНИГР. В работах прошлых лет по определению выноса реагента из призабойной зоны выявлено, что около

половины закачанного реагента выносится в первую очередь всего периода действия, особенно в течение 10–16 сут. эксплуатации, и что при последующих увеличивается продолжительность действия реагентов. Отметим, что для прогнозирования выпадения осадков в лаборатории ТТНД успешно применяется методика по определению склонности добываемых вод к отложению сульфата и карбоната кальция Скилмана-МакДональда-Стиффа, которая позволяет обработать скважины ингибиторами до появления отложения солей. Одной из важнейших проблем лаборатории ТТНД по данной теме является снижение расхода дорогостоящих ингибиторов. Одним из направлений решений данного вопроса является использование ингибирующих композиции улучшенными адсорбционно-десорбционными характеристиками. Отличие состоит в приготовлении раствора, т.е. кроме ингибиторов солеотложения в раствор добавляется определенное количество кремнефтористоводородной кислоты, которая в свою очередь перемешивается с 13 % соляной кислоты.

Данный метод разработан в ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Литература:

1. Антипин Ю.В., Валеев М.Д., Сыртланов А.Ш. Предотвращение отложений при добыче обводненной нефти. – Уфа : Башкирское книжное издательство, 1987. – 168 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
3. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
4. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
8. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика: монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
9. Кащавцев В.Е., Гантенбергер Ю.П., Люшин С.Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. – М. : Недра, 1985. – 215 с.
10. Люшин С.Ф., Глазков А.А., Галеева Г.В. Отложения неорганических солей в скважинах, призабойной зоне пласта и методы их предотвращения // Серия «Нефтепромысловое дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 1983. – 100 с.
11. Лялина Л.Б., Исаев М.Г. Формирование состава попутно добываемых вод и их влияние на гипсоотложение при эксплуатации нефтяных месторождений // Серия «Нефтепромысловое дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 1983. – 48 с.
12. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложненными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
13. Сыртланов А.Ш. Методы борьбы с отложениями гипса в нефтяных скважинах и пути их совершенствования : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Уфа, 1983. – 216 с.
14. Узбеков Р.Б., Кучумов Р.Я., Хайруллин Р.Ф. Методика определения склонности добываемых и сточных вод к отложению сульфата и карбоната кальция. – Уфа : Башкирское книжное издательство, 1982. – 47 с.
15. Технология применения новых ингибиторов отложения солей импортного производства : РД 39-1-219-79 / Люшин С.Ф., Рагулин В.А., Галеева Г.В. – Уфа : БашНИПИнефть, 1979.
16. Руководство по технологии применения ингибиторов солеотложения на основе оксиэтилендифосфоновой кислоты и полиэтилендиаминметилфосфоновой кислоты для предотвращения отложения солей : РД 39-23-702-82 // Маринин Н.С., Инхайлов С.А. – Тюмень : СибНИИ НП, 1982.

17. Борьба с солеотложениями путем периодической закачки ингибитора солеотложений в призабойную зону пласта. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2ac78b5d43a88421316d27_0.html

18. Антипин Ю.В., Кочинашвили С.Т., Сыртланов А.Ш. Изучение состава неорганических солей, отлагающихся в скважинах НГДУ «Чекмагушнефть» // Труды Уфимского нефтяного института. – Уфа : Издательство Уфимского нефтяного института, 1975. – Вып. 30. – С. 170–174.

19. Балденкова Д.И., Шангараева Л.А. Предотвращение отложения солей в скважинном оборудовании и продуктивном пласте Приобского нефтяного месторождения // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенко. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 27–29.

20. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенко О.В., Кошелев А.Т. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.

21. Емков А.А., Панов В.А., Позднышев Г.Н. Оценка склонности пластовых вод к отложению гипса в нефтепромысловом оборудовании // Нефтяное хозяйство. – 1980. – № 2. – С. 39–41.

22. Ладенко А.А. Очистка от отложений солей // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенко. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 216–218.

23. Савенко О.В. Проблема солеотложения – общие принципы и особенности конкретных решений // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар : КубГАУ, 2013. – № 03 (87). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2013/03/pdf/41.pdf>.

24. Савенко О.В., Шарыпова Д.Д. Проблема солеотложения – общие принципы и особенности конкретных решений // Сборник тезисов 67-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2013» (9–12 апреля 2013 года, г. Москва). Секция 2 Разработка нефтяных и газовых месторождений, бурение скважин. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. – С. 129.

25. Савенко О.В., Шарыпова Д.Д. Основные методы и решения проблемы солеотложения // Материалы 8-й научно-технической конференции молодых специалистов филиала «Краснодар бурение» «Новые технологии в бурении скважин». г. Краснодар, пос. Яблоновский, 18–19 апреля 2013 г.

26. Савенко О.В., Барамбонье Соланж. Анализ технологии проведения реагентной обработки в призабойной зоне пласта // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенко. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 116–128.

27. Салов С.А., Очередыко Т.Б. Обоснование технологий борьбы с солеотложениями в скважинах Мамонтовского нефтяного месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 51–73.

28. Самойлов А.С., Иолчуев А.М. Анализ причин и совершенствование методов предотвращения и борьбы с отложениями солей при добыче нефти на примере Арланского месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 3.

References:

1. Antipin Yu.V., Valeev M.D., Syrtlanov A.Sh. Prevention of deposits at extraction of the flooded oil. – Ufa : Bashkir book publishing house, 1987. – 168 p.

2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.

3. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 1–2.

4. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.

6. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.

7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
8. Damask steels A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.
9. Kashchavtsev V.E., Gantenberger Yu.P., Lyushin S.F. Prevention of salt formation at oil production. – M. : Nedra, 1985. – 215 p.
10. Lyushin S.F., Glazkov A.A., Galeyeva G.V. Eyes. Deposits of inorganic salts in wells, a bottomhole zone of layer and methods of their prevention // Series «Oil-field Business». – M. : VNII OENG, 1983. – 100 p.
11. Lyalina L.B., Isaev M.G. Formation of composition of in passing extracted waters and their influence on a gipsootlozheniye at operation of oil fields // the Oil-field Business Series. – M. : VNII OENG, 1983. – 48 p.
12. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013. – 336 p.
13. Syrtlanov A.Sh. Methods of fight against deposits of plaster in oil wells and a way of their improvement : the abstract of the thesis for a degree of Candidate of Technical Sciences. – Ufa, 1983. – 216 p.
14. Uzbekov R.B., Kuchumov R.Ya., Khayrullin R.F. A technique of determination of tendency got and sewage to adjournment of sulfate and a carbonate of calcium. – Ufa : Bashkir book publishing house, 1982. – 47 p.
15. Technology of use of new inhibitors of adjournment of salts of import production: RD 39-1-219-79 / Lyushin S.F., Ragulin V.A., Galeyeva G.V. – Ufa : Bashnipineft, 1979.
16. The guide to technology of use of inhibitors of salt sedimentation on the basis of oksitilendifosfonovy acid and polietilendiaminmetilfosfonovy acid for prevention of adjournment of salts: RD 39-23-702-82 // Marinin N.S., Inkhaylov S.A. – Tyumen : Sib-NIINP, 1982.
17. Fight against salt sedimentations by periodic pumping inhibitor of salt sedimentations in a bottomhole zone of layer. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2ac78b5d43a88421316d27_0.html
18. Antipin Yu.V., Kochinashvili S.T., Syrtlanov A.Sh. Studying of composition of the inorganic salts which are deposited in wells of NGDU Chekmagushneft // Works of the Ufa oil institute. – Ufa : Publishing house of the Ufa oil institute, 1975. – Issue 30. – P. 170–174.
19. Baldenkova D.I., Shangarayeva L.A. Prevention of adjournment of salts in the borehole equipment and productive layer of the Priobskoye oil field // Bulatovskiyе of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : The publishing house is the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 27–29.
20. Berezovsky D.A., Lavrentyev A.V., Savenok O.V., Koshelev A.T. Development of physical and chemical models and methods of forecasting of a condition of breeds collectors // Oil economy. – 2014. – № 9. – C. 84–86.
21. Emkov A.A., Panov V.A., Pozdnyshev G.N. Assessment of tendency of reservoir waters to adjournment of plaster in the oil-field equipment // Oil economy. – 1980. – № 2. – P. 39–41.
22. Ladenko A.A. Cleaning of deposits of salts // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 216–218.
23. Savenok O.V. Problema of salt sedimentation – the general principles and features of concrete decisions // the Polythematic network online scientific magazine of the Kuban state agricultural university (The scientific magazine of KubGAU). – Krasnodar : KubGAU, 2013. – № 03 (87). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2013/03/pdf/41.pdf>.
24. Savenok O.V., Sharypova D.D. Problem of salt sedimentation – the general principles and features of concrete decisions // the Collection of theses of the 67th International youth scientific conference «Oil and Gas – 2013» (on April 9–12, 2013, Moscow). Section 2 Development of Oil and Gas Fields, well-drilling. – M. : RGU of oil and gas of I.M. Gubkin, 2013. – P. 129.
25. Savenok O.V., Sharypova D.D. Main methods and solutions of the problem of salt sedimentation // Materials of the 8th scientific and technical conference of young specialists of Krasnodar Drilling branch «New technologies in well-drilling». Krasnodar, settlement of Yablonovsky, on April 18–19, 2013.
26. Savenok O.V., Barambonie Solange. The analysis of technology of carrying out reagent processing in a bottomhole zone of layer // Bulatovsky readings: materials II of the International nauch-but-practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 116–128.

27. Salov S.A., Ocheredko T.B. Justification of technologies of fight against salt sedimentations in wells of the Mamontovsky oil field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 4. – P. 51–73.

28. Samoylov A.S., Iolchuyev A.M. The analysis of the reasons and improvement of methods of prevention and fight against deposits of salts at oil production on the example of the Arlansky field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 3.