НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
НАУКА И МИРОВОЗЗРЕНИЕ

УДК-658

КОРРОЗИЯ ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМ ДОБЫЧИ, СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Кадыров Якуп Ахмедович
Преподаватель, Международного университета нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева
г. Ашхабад Туркменистан

Промысловая практика показывает, что коррозия подземного оборудования скважин в первую очередь проявляется на обсадных колоннах и насосно-компрессорных трубах. Вызывают коррозию следующие причины:

1. повышенная минерализация пластовой воды (140-230 г/л);
2. механические примеси, песчинки;
3. повышенная температура добываемой смеси (80°С).

Коррозия может приводить к следующим негативным последствиям:

1. потеря герметичности насосно-компрессорных труб, что вызывает бесполезную энергозатратную внутрискважинную циркуляцию или обрыв колонны НКТ;
2. порывы нефтепроводов с утечкой углеводородов и загрязнением окружающей среды;
3. потеря герметичности обсадных колонн, вызывающая перетоки между разобщёнными пластами.

К потере герметичности может привести многократное проведение спускоподъёмных операций НКТ, например, при проведении ремонтных работ, так как они приводят к износу резьбовых соединений.

В процессе разработки месторождения есть вероятность возникновения осложнений из-за отложения неорганических солей. Это может привести к нарушению стабильной добычи нефти. Наиболее вероятно возникновение осложнений на таких участках, как:

1. система добычи нефти: призабойная зона пласта, насосно-компрессорные трубы, глубинные насосы, устьевая арматура;
2. система внутрипромыслового сбора и передачи: запорная арматура, замерные устройства, выкидные линии;
3. система подготовки нефти и утилизации вод: водоводы, насосы, печи подогрева, замерные устройства;

Отложения солей в оборудовании нефтяного промысла обусловлено наличием рассолов, то есть растворов, перенасыщенных солями, возникающих в пластовых условиях. Соли из этих растворов выпадают в осадок при изменениях условий температуры и давления, а также гидрохимического состояния.

Мероприятия противокоррозионной защиты

В зацементированных участках обсадных колонн значительно меньше случаев нарушения герметичности, чем в не зацементированных. Так что можно говорить о том, что цементное кольцо предотвращает коррозию материала. Поэтому вместе с началом строительства скважин рекомендуется поднятие уровня цементного раствора и качественное выполнение цементажа.

Противокоррозионные покрытия предотвращают разрушения на внутренней поверхности подъёмных труб и линий скважин. Покрытия позволяют выдерживать агрессивные среды с температурами до 50-80°С. В случае отсутствия труб с внутренней изоляцией, возможно обеспечение защиты с помощью ингибиторов коррозии. Ингибиторы подаются в нефтяные скважины через передвижные агрегаты. Ингибиторы оказываются в кольцевом пространстве между обсадной колонной и подъёмной трубой, для чего предусмотрено пакерующее устройство (манжета, обладающая небольшим отверстием для выхода ингибитора). Попадающее в скважину количество ингибитора предусмотрено на 10-15 дней.

Для расчёта необходимого для полной обработки поверхностей (внутренней поверхности колонны и выкидной линии, поверхности подъёмных труб, штанг) количества ингибитора используется следующая формула:

$P = qS,$

где q — норма расхода ингибитора на 1 м^2 поверхности, кг/м^2; S — суммарная площадь поверхности защищаемого оборудования, м^2.

В системе поддержания пластового давления желательно применение труб, обладающих внутренней изоляцией из полимерного покрытия. В случае, если это невозможно, защитную функцию выполняют ингибиторы коррозии. Снизить вероятность возникновения коррозии также помогает подготовка воды до её поступления в систему. В ходе этого проводится удаление опасных частиц, газов, а вместе с этим и ингибиторов коррозии.

Предотвращение коррозии в межтрубном пространстве обеспечивают пакеры, обладающие пространством для заполнения противокоррозионным раствором.

С помощью спуска труб из устойчивых к коррозии материалов или обладающих защитным покрытием, а также спуска цементируемых хвостовиков, обеспечивается защита обсадных колонн в интервале перфорации.

Проблемы, связанные с потерей герметичности насосно-компрессорных труб в местах резьбовых соединений, способны устраняться с помощью применения уплотнительных герметиков.

Для предотвращения отложений неорганических солей используются следующие методы:

1. выборочная изоляция скважин с ограничением притока воды;
2. исправление нарушений в цементных кольцах;
3. применение ингибиторов солеотложений в обработке воды;

Процесс ингибирования может осуществляться с помощью постоянного поступления ингибиторов в поток или быть периодическим с интервалами в 3-6 месяцев.

Метод ингибирования химическими веществами, которые с помощью небольших добавок (от 0,0005 до 0,005%) замедляют скорость процессов кристаллизации солей является самым эффективным и экономичным.

Фосфорорганические соединения типа SP-203; СНПХ-5301 (РД 39-0148332-007ВНИИ- 86); корексит-7647 (РД 39-1-219-79) применяются как ингибиторы солеотложений. Но, кроме этого, могут применяться и более усовершенствованные и выгодные ингибиторы, успешно прошедшие испытания. Также удаление солеотложений возможно с применением соляной кислоты и эмульсий.

Коррозионный контроль

Техническая диагностика и специальные методы обнаружения коррозии позволяют оценивать состояние оборудования и трубопроводных коммуникаций. Характер коррозии определяет метод её обнаружения. В результате чего качественно и количественно можно оценить коррозионные проявления. Наблюдать за работой коммуникаций трубопровода возможно с помощью ревизий, проводимых по регламенту документа «Правила безопасности при сборе, подготовке и транспортировке нефти и газа на предприятиях нефтяной промышленности».

Для выбора методов неразрушающего контроля и способа их применения учитываются возможность средств технической диагностики, разрешающая способность методов контроля и выявляемость дефектов.

Для проведения контроля появления коррозии выбираются места наиболее ей подверженные. Например, зоны нижней и верхней образующей с повышенной концентрацией влаги и скоплением водной фазы, также зона раздела фаз между газом и жидкостью, в котором коррозия происходит наиболее быстро. Также возможно проведение контроля в местах изгибов труб.

Для контроля за состоянием трубопроводов применяют:

1. техническое освидетельствование;
2. применение оптических и измерительных приборов для визуально-измерительного контроля;
3. радиография;
4. ультразвуковая толщинометрия.

Для ведения контроля за скоростью коррозии также используются специальные приборы (коррозионно-индикаторные установки), а также в некоторых случаях толщинометры и водородные зонды. Скорость коррозии фиксируется в пунктах, содержащих все необходимые измерительные приборы и датчики.

Выводы

Снижение количества аварий и увеличение срока службы оборудования нефтяных промыслов подтверждает обязательность своевременного проведения противокоррозионных мероприятий. Несмотря на то, что противокоррозионные мероприятия требуют немалой затраты средств, отказ от них может привести к ещё большему количеству трат на ремонтные работы или замены оборудования. Коррозионный контроль необходим для оценки состояния оборудования, и его проведение должно быть регулярным. А для экономии расходов проводить коррозионный контроль следует только на участках, которые к нему склонны.

Самую высокую коррозионную опасность на месторождениях несут: отложение солей, высокие температуры, наличие механических примесей. Самыми эффективными средствами защиты от коррозии можно назвать защитные покрытия для труб и ингибиторв коррозии. В роли ингибиторов солеотложений наиболее применяемыми стали фосфорорганические соединения типа SP-203; СНПХ-5301 (РД 39-0148332-007ВНИИ-86), а также корексит-7647 (РД 39-1-219-79).