

42

В.И. Тихомиров,
Ф.В. Кухоль,
ЗАО «Тьюбоскоп Ветко Москоу»

Эффективная эксплуатация насосно-компрессорных труб

Наработка на отказ насосно-компрессорных труб (НКТ) характеризует эффективность их использования во времени. В настоящее время в России производится 300–320 тыс. т НКТ в год, из них только 100–140 тыс. т закупаются для новых скважин, остальные идут на замену преждевременно вышедших из строя НКТ, чья наработка составляет не более трех лет.

Максимизация наработки на отказ НКТ является одной из приоритетных задач в процессе эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. В условиях осложненной добычи средняя наработка на отказ НКТ в несколько раз ниже заявленного срока службы завода – изготовителя труб. Достичь желаемых результатов по увеличению наработки – зачастую огромная проблема для нефтегазодобывающих компаний из-за внутреннего коррозионного разрушения НКТ, возникающего в результате интенсивного химического или электрохимического воздействия на металлическую поверхность агрессивных компонентов, входящих в состав извлекаемого флюида – сероводорода, углекислого газа, кислорода, высокоминерализованной пластовой воды, различных типов бактерий и других агрессивных компонентов, входящих в состав добываемой продукции. Даже небольшое, до 2%, содержание CO_2 в добываемой продукции приводит к коррозионному разрушению труб из углеродистых сталей, особенно с повышенным содержанием марганца, со скоростью от 3 до 8 мм в год. Проблема коррозии НКТ стоит не только перед добывающими скважинами, но и перед нагнетательными и сбросовыми, куда зачастую производят закачку подтоварной воды, с содержанием взвешенных частиц свыше 100 мг/л, наличием предельно допустимого уровня хлоридно-натриевых и карбонатных солей. Особое место при нагнетании рабочего агента в пласт занимает биокоррозия НКТ, связанная с деятельностью сульфатвосста-

навливающих бактерий (СВБ), бактерий, поглощающих железо и марганец в форме ионов. 80% коррозии НКТ связано с деятельностью СВБ (т.к. оптимальное условие их роста – нейтральная среда pH 8,5–9,8). Бактерии в результате своего метаболизма образуют сероводород, а также под своей микробиальной массой (размер бактерий 0,2–5 микрон, и скапливаются они колониями между выступами профиля шероховатой поверхности НКТ) на поверхности металла создают анаэробные условия, в результате которых на этом участке образуется электрохимический элемент. Проблема внутренней коррозии НКТ усугубляется при наличии дополнительных, сопутствующих в процессе добычи факторов: температура извлекаемого флюида свыше 85 °С, скорость его потока более 3 м/с, наличие твердых взвешенных частиц в потоке, нагрузки, возникающие в результате растяжения НКТ, а также периодическая прокачка химически агрессивных технологических жидкостей с целью интенсификации добычи (неорганические и органические кислоты, щелочные растворы и т.п.). Например, скорость коррозии 10–20%-го раствора HCl при температуре 80–90 °С может достигать 1000 мм/год. Необходимо отметить, что некоторые сочетания химических и физических факторов особенно опасны для НКТ: так, например, наличие сероводорода в добываемой продукции и растягивающих напряжений, действующих на подвеску труб, – данная комбинация приводит к коррозионному растрескиванию металла (поражает его в глубину). Комбинация большой скоро-

сти потока агрессивного флюида и наличие в нем твердых механических примесей, а также конструктивных выступов и впадин по всей длине колонны НКТ приводит еще к одной проблеме – коррозионной эрозии.

Количество преждевременных отказов НКТ по причине внешней коррозии менее значительно, чем по причине внутренней, тем не менее отсутствие пакерного узла или его негерметичность, форсированная добыча через затрубное пространство, а также поведение ремонтных и профилактических работ на скважине посредством обратной прокачки агрессивных технологических жидкостей влияют на общую коррозионную аварийность НКТ (в данной статье авторы уделяют больше внимания внутренней коррозии, в силу ее большей актуальности).

Однако высокая коррозионная аварийность НКТ не ограничивается только внутренней и внешней коррозией по телу трубы. По данным Американского нефтяного института, порядка 55% аварий НКТ случается по причине отказов по резьбовой части. Щелевая коррозия в муфтовых соединениях НКТ возникает в результате действия турбулентного потока агрессивной среды, особенно с повышенным содержанием твердых взвешенных частиц. В итоге данный вид коррозии приводит к «полетам» подвесок НКТ по резьбовой части, промыслам, сопровождающимся снижением дебита или объема закачки рабочего агента в пласт, с целью поддержания пластового давления.

Отсутствие качественного управления и контроля процесса коррозии НКТ вызывает сокращение их срока службы и значительное увеличение прямых и косвенных затрат. Затраты на регулярную защиту от коррозии НКТ, затраты, направленные на ликвидацию аварий по причине их коррозии, а также упущенная выгода из-за простоя скважины в итоге приводят к нерентабельным показателям добычи.

В настоящее время существуют различные методы борьбы с коррозией НКТ: технологические, защитные покрытия различного исполнения, ингибирование, стекло- и металлопластиковые трубы, легирование металла труб и комбинации перечисленных методов. Каждый метод имеет свои преимущества и недостатки.

Технологические методы, такие как снижение скорости потока, проведение водоизоляционных работ, эффективны при грамотном подходе их проведения, однако несут в себе высокие риски отрицательного эффекта и имеют относительно недолгий временной отрезок положительного результата. Ингибирование является эффективным методом защиты

от коррозии при регулярной подаче реагента в правильно выбранном месте закачки, однако ингибирование неэффективно при высоких скоростях потока, а также требует постоянного контроля и обслуживания системы подачи, что приводит к дополнительным эксплуатационным затратам. К тому же эффективность ингибитора коррозии существенного снижается в присутствии в добываемой системе кислорода. На месторождениях Приволжья России наблюдается тенденция применения стеклопластиковых НКТ, которые имеют неоспоримые достоинства: высокая стойкость к любым типам коррозии, меньший собственный вес подвески. Однако нельзя не отметить существенные недостатки данного типа труб: низкая стойкость к механическим повреждениям, ограничения по глубине спуска (до 2000 м), рабочей температуре в скважине (не выше 100 °С) и окружающей среды (до -30 °С), конструктивные особенности, требующие специального подхода к монтажу НКТ, а также существенное удорожание данной подвески труб в сравнении со стальной. Коррозионно-стойкие НКТ все чаще рекомендуются трубными компаниями в качестве эффективной защиты от коррозии. Действительно, легирование стали такими элементами, как хром, никель, молибден, помогает существенно повысить химическую стойкость металла, а также дополнительно улучшить показатели по износу НКТ. Проведенный анализ расчета стойкости легированных сталей к питтинговой коррозии по индексу PREN, а также мировой опыт применения легированных сталей показывает, что стали с содержанием хрома менее 11% не обладают заявленным производителями труб свойством – повышенной стойкостью к коррозии (необходимо отметить, что состав стали коррозионно-стойких НКТ российских производителей не превышает даже 1% содержания хрома). Тем не менее научные исследования крупнейшего мирового поставщика труб Atlas Steels (Австралия) выявили множество различных видов коррозии стали, легированной 13% Cr, в зависимости от условий ее эксплуатации. Так, например, точечная коррозия на теле НКТ образуется в результате комбинированного действия высокой концентрации хлоридов в добываемой продукции и температурой флюида выше 60 °С, коррозионное растрескивание под напряжением – в результате влияния повышенных нагрузок на НКТ, высокой концентрации хлоридов в добываемой продукции и температуры флюида выше 50 °С. Необходимо отметить, что при увеличении температуры среды от 60 °С до 100 °С концентрация хлоридов увеличивается практически в два раза. Межкристаллитная коррозия легированной 13% Cr НКТ наблюдается в результате выде-

ДВУХЭЛЕМЕНТНЫЙ БАРЬЕР



Рис. 1. Защитное покрытие ТК в разрезе под увеличением

ления карбидов на поверхности металла вследствие реакции углерода с хромом, что влечет за собой уменьшение количества хрома в сплаве на участках таких выделений. При изготовлении легированных сталей металл подвергается шлифовке, что приводит к наличию остатков мелких частиц углеродистой стали на поверхности сплава, в результате высок риск возникновения контактной коррозии НКТ. Научные исследования причин возникновения коррозии легированных сталей подтверждают результатыми практического их применения в полевых условиях. В дополнении к вышесказанному необходимо отметить фактор стоимости коррозионно-стойких НКТ, который существенно возрастает при увеличении их индекса стойкости.

Защитные покрытия в качестве метода защиты от коррозии НКТ довольно успешно применяются на месторождениях РФ, однако имеют ряд особенностей и ограничений по их применению. Например, диффузионно-цинковые покрытия имеют ограничения по водородному показателю среды ($pH < 7$, $pH > 14$), а также чувствительны к горячей азотированной водной среде. Силикатно-эмалевые покрытия очень хрупкие, что сказывается на их рабочем состоянии уже после одной спуско-подъемной операции, а также в процессе транспортировки, хотя данные покрытия способны работать в широком температурном диапазоне. Полимерные покрытия (авторы в данном случае рассматривают только порошковые полимерные терморезистивные покрытия, по причине того что жидкие двухкомпонентные покрытия имеют более существенные ограничения при эксплуатации) также имеют ряд эксплуатационных ограничений по рабочей температуре и давлению в системе, стойкости к химически агрессивным компонентам, наличию в добываемой продукции механических примесей. Большим ограничением использования полимерных покрытий для НКТ в России



Рис. 2. НКТ с внутренним покрытием ТК 236

является отсутствие нормативно-технической документации, определяющей требуемое качество покрытий для труб нефтяного сортамента, а также многочисленные попытки использовать материал внутренних покрытий, предназначенных для НКТ, и для других труб нефтяного сортамента (в частности – линейных труб), не учитывая при этом отличительные особенности условий эксплуатации труб – НКТ с полимерным покрытием, которое предназначено для эксплуатации в системе закачки подготовленной воды, спускают в скважину для добычи нефти с высоким содержанием сероводорода.

Анализируя вышеперечисленные методы, можно сделать основной вывод: чтобы значительно увеличить наработку на отказ НКТ, сократив коррозионную аварийность НКТ, необходимо решение, которое обладает максимальным набором достоинств и минимальным количеством ограничений по эксплуатации, а также имеет не только положительные лабораторные результаты, но эффективно работает именно в полевых условиях.

Поэтому возвращаясь к методам борьбы с коррозией, хотелось бы более подробно остановиться на защитных полимерных покрытиях марки ТК, 70-летний практический опыт применения которых демонстрирует отличные результаты в борьбе с коррозией различного типа.

Долговременная антикоррозионная защита покрытий ТК достигается за счет следующих основных факторов: химический состав покрытий, двухслойная конструкция, технология их нанесения, обеспечение качества нанесения. Покрытия ТК представляют собой двухэлементную структуру – своего рода защитный барьер между металлической поверхностью труб и электролитом, с наличием перекрестных межмолекулярных связей высокой плотности. В основе верхнего слоя покрытий ТК лежат термоусадочные смолы – Дуропласты различного типа: фенольные, эпоксидные, уретановые, новолачные, нейлоновые, а также различные их мо-

дификации. Уникальное молекулярное строение покрытий ТК достигается за счет входящих в состав покрытий ТК компонентов (пигментов, наполнителей, пластификаторов и др.) и их пропорционального содержания.

Для обеспечения 100%-ной антикоррозионной защиты НКТ покрытие должно наноситься в максимально возможных ее участках. Так, покрытие ТК наносится толщиной слоя 50–70 микрон на вершине резьбы и до 180 микрон на рабочей части профиля резьбы, а также на внутренней стороне муфты (защита между ниппельной частью соединенных между собой НКТ), обеспечивая полную защиту трубы от коррозионного воздействия агрессивной среды.

Неотъемлемой частью покрытий ТК в качестве подслоя является низковязкий фенольный праймер ТК8007, который способствует повышению адгезии покрытия с поверхностью металла и снижает газопроницаемость покрытия. В результате нанесения верхнего слоя покрытия, спекаясь при температуре 240 °С, расширяется и заполняет микротрещины, образуя прочное механическое сцепление с грунтовыми и металлом.

Каждое покрытие ТК (их насчитывается более 21) соответствует определенным условиям эксплуатации труб и выполняет требуемые функции. Так, например, порошковое покрытие нового поколения ТК236 на основе смолы Новолак разработано специально для эксплуатации труб в экстремально-агрессивной среде с содержанием H₂S до 30% (об.) и рабочей температурой до 204 °С. Другое порошковое покрытие ТК70ХТ является эффективным решением для защиты НКТ от коррозии в условиях добычи, сопровождающейся внутренним механическим трением – добыча с помощью ШГН, а также обладает стойкостью к многократному проведению соляно-кислотных обработок.

С целью максимального срока службы НКТ с внутренним покрытием и предотвращения преждевременного разрушения покрытия, как и любая сложная технологическая система, покрытие должно подбираться высококвалифицированными инженерами-коррозионистами и специалистами по покрытиям согласно условиям эксплуатации НКТ с внутренним покрытием и требованиям к покрытию Оператора месторождения. Деградация внутреннего покрытия является не только причиной несоблюдения правильной технологии нанесения покрытия и необеспечения надлежащего контроля качества в процессе его нанесения, но и причиной некорректного выбора типа материала покрытия. В результате добывающая компания

несет убытки из-за преждевременного выхода из строя покрытия и, как следствие, самой НКТ, по причине ненадлежащей подготовки НКТ к спуску в скважину. Чтобы оптимально подобрать покрытие, необходимо проанализировать целый спектр скважинных параметров: реологические свойства извлекаемого флюида, геолого-физические параметры пласта, состав коррозионно-агрессивных компонентов, входящих в состав добываемой продукции, дополнительно осложняющие факторы и др. В частности, при оценке стойкости покрытия ТК к коррозионному разрушению при заданных скважинных условиях с целью моделирования реальной среды флюида должен применяться метод испытания в автоклаве, в соответствии с требованиями NACETM0185.

Любые технологические операции на месторождениях с НКТ, имеющие внутреннее защитное покрытие ТК, могут проводиться в обычном режиме работы, без особых специальных мер. Несмотря на возможные повреждения внутреннего покрытия от инструмента при спуско-подъемных операциях, трубы с покрытием ТК меньше подвержены коррозии, чем трубы, не имеющие аналогичного покрытия. Это объясняется тем, что большая площадь трубы изолирована полимерным покрытием: все аноды и катоды будут теперь формироваться на участке металла трубы с повреждением покрытия, и их отношение друг к другу будет мало. В результате этого на внутренней поверхности НКТ не образуется электрохимическая пара «большой катод – маленький анод» и процесс коррозии локализуется только на месте повреждения и не распространяется на остальную площадь трубы. Снизить аварийность НКТ по причине коррозионно-эрозионного воздействия агрессивных компонентов скважинной продукции до минимума и тем самым максимально увеличить наработку на отказ НКТ является основной задачей разработчиков покрытий ТК.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО С ПОМОЩЬЮ ПОКРЫТИЙ ТК МОЖНО ПОВЫСИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДОБЫЧИ ЗА СЧЕТ:

- снижения различных типов отложений на внутренней стенке НКТ (неорганические соли, АСПО);
- улучшения гидравлических характеристик потока, проходящего через колонну НКТ.

Поверхностная энергия материала определяет свойства адгезии, в частности отложения парафина к металлу. Наиболее высокой поверхностной энергией обладают металлы, сульфиды,



Рис. 2. Отсутствие следов коррозии в результате истирания покрытия ТК 236 каротажным кабелем (нефтедобывающая компания ВР)

а наиболее низкой – полимерные материалы: в частности, значение поверхностной энергии покрытий ТК чуть выше, чем тефлона (фторопласт). Покрытия ТК химически инертны, что благоприятно отражается на процессе снижения различных отложений.

Другой причиной образования различных отложений на внутренней стенке НКТ является значительная шероховатость на их металлической поверхности. С увеличением шероховатости коррозионная стойкость НКТ снижается, так как облегчается смачивание металла, в дополнение к этому значительно увеличиваются потери на трение в процессе подъема скважинной продукции. Полимерное покрытие позволяет создать оптимальный микро рельеф поверхности, заполняя неровности и поры металла, что в конечном счете позволяет снизить значение шероховатости внутренней поверхности НКТ в 8–10 раз, а также увеличить пропускную способность НКТ до 20–25% в результате малых потерь на трение, в сравнении с НКТ обычного исполнения (без внутреннего покрытия). Например, НКТ с эпоксидным покрытием ТК 216 имеет шероховатость 4 микрона, в сравнении с обычной стальной трубой (45 микрон) и трубой легированной хромом (60 микрон), что позволяет одновременно решить коррозионную проблему, в частности бактериальную (так как колонии бактерий при таком малом значении шероховатости не способны скапливаться между выступами профиля поверхности), а также значительно снизить различные типы отложений и уменьшить повышенные потери на трение.

В частности, с целью оценки гидравлической эффективности потока в НКТ с внутренним покрытием ТК возможно моделирование процесса движения жидкости посредством программного обеспечения WellEvaluationModel (WEM) и на основе выполненных программой рас-

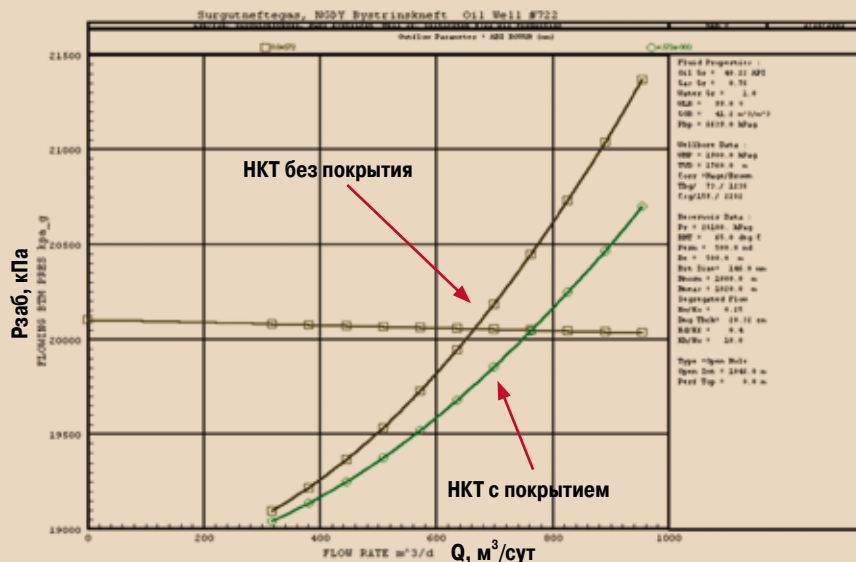


Рис. 3. Оценка гидравлических характеристик потока нефтяной скважины компании ОАО «Сургутнефтегаз» с помощью ПО WEM – увеличение дебита на 13,06% при неизменном забойном давлении в результате снижения шероховатости НКТ в 10 раз

четов и полученных результатов, проанализировать целесообразность применения конкретного покрытия ТК для конкретной скважины. В России данная работа проводилась для оценки снижения гидравлических сопротивлений на одной из скважин НГДУ «Быстринскнефть» компании ОАО «Сургутнефтегаз».

Учитывая актуальность проблемы оптимизации режима работы скважин, в условиях постоянного уменьшения потенциальной энергии пласта, а также оптимизации энергозатрат на подъем продукции скважин на поверхность ОАО Газпром «ВНИИГАЗ» совместно с компанией NOV Tuboscope (разработчик покрытий торговой марки ТК) планирует провести ряд испытаний гидравлических характеристик колонн НКТ с внутренним покрытием ТК 236 прямым измерением, на специальном Стенде ОАО «Газпром ВНИИГАЗ» по отработке технологий эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений.

Максимизация наработки на отказ НКТ является комплексной задачей, справиться с которой возможно, только используя решение, позволяющее предотвратить ряд проблем: коррозию труб, их механический и абразивный износ, снизив при этом различные типы отложений, осложняющих процесс добычи. Покрытия ТК позволяют предотвратить вышеперечисленные проблемы комплексно и тем самым максимально увеличить наработку на отказ НКТ. Многолетний практический опыт нанесения покрытий ТК на НКТ, а также тщательный мониторинг компании NOV Tuboscope возможного появления коррозии НКТ с внутренним покрытием НКТ в процессе их эксплуатации демонстрирует отличные результаты надежности труб на ведущих нефтегазовых месторождениях мира. Это подтверждено регулярными отчетами при-

менения НКТ с внутренним защитным покрытием ТК технических служб компаний Shell, Exxon, Chevron, Aramco и др.

ВЫВОДЫ

1. Низкие показатели наработки на отказ НКТ в добывающих и нагнетательных скважинах приводят к многократному увеличению себестоимости процесса добычи.
2. Существует множество методов борьбы с коррозией – основной причиной снижения наработки на отказ НКТ, однако внутренние защитные покрытия ТК являются оптимальным решением в данном вопросе, позволяющие обеспечить защиту по всей длине колонны.
3. Правильно подобранное внутреннее покрытие для НКТ позволяет оптимизировать прямые и косвенные затраты, возникающие в результате их коррозии. Так, увеличение наработки на отказ НКТ в 2 раза в результате нанесения на них внутреннего покрытия ТК позволяет сократить эксплуатационные затраты на добычу в 2,5 раза, а при увеличении наработки в 4 и 8 раз затраты сокращаются в 5,5 и 10 раз соответственно (данные результаты основаны на технико-экономических расчетах для обычных НКТ с наработкой на отказ до одного года, работающих в условиях сильной агрессивной среды).



ЗАО «Тьюбоскоп Ветко Москву»
119071, г. Москва,
Ленинский пр-т, д. 15а
Тел.: +7 (495) 287-26-37
Моб.: +7 (916) 590-36-75
e-mail: felix.kukhol@nov.com