

АНАЛИЗ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ НА ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЛИНИИ НЕФТЕПРОВОДА СП-2 – СИСТЕМА УПН МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРНЫЙ УРТАБУЛАК

Жураев Азамат Шоймурод угли

Тошкент кимё технология институти

Абдурахмонов Аброр Баратович

Академия Наук Республики Узбекистан Институт общей и неорганической химии

<https://doi.org/10.5281/zenodo.7027652>

Аннотация. В статье представлены результаты анализов коррозионных повреждений фрагментов центральных линий нефтепроводов «Сборный пункт (СП)-2 – Установки подготовки нефти (УПН)» месторождения Северный Уртабулак.

Ключевые слова: коррозия, пластовые воды, жизнедеятельные бактерии, сероводород, кислород, ингибитор.

ANALYSIS OF CORROSION PROCESSES ON THE CENTRAL LINE OF THE OIL PIPELINE SP-2 - OPF SYSTEM OF THE NORTH URTABULAK FIELD

Abstract. The paper presents the results of analyzes of corrosion damage of fragments of the central lines of oil pipelines "Collecting point (SP) -2 - Oil treatment units (OTP)" of the North Urtabulak field.

Keywords: corrosion, scaling, formation waters, life-giving bacteria, hydrogen sulfide, oxygen, inhibitor.

ВВЕДЕНИЕ

Коррозионные процессы протекают на границе металл - внешняя среда. При этом внешняя среда называется коррозионной. Возможность коррозии и изменения ее скорости определяются совокупностью внутренних и внешних факторов. Внутренние факторы связаны с природой (составом) и состоянием металла. Внешние факторы коррозии определяют состав и состояние коррозионной среды, ее температуру, скорость перемещения относительно поверхности металла и другие факторы.

В зависимости от механизма процесса различают химическую, электрохимическую и биохимическую коррозию. В процессе химической и электрохимической коррозии принимают участие электроны. Оба эти процесса представляют окисление металлов.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Биохимическая коррозия называется так потому, что в коррозионном процессе непосредственное участие принимают живые организмы, например, бактерии, обитающие в почве, пластовой воде и т.д., или продукты их жизнедеятельности.

Ниже представлен анализ коррозионных повреждений фрагментов центральных линий нефтепроводов «СП-2 – Система УПН» месторождения Северный Уртабулак СП ООО «Jizzakh Petroleum»

Исходными данными являются: Диаметр нефтепровода: 168,0 мм, толщина стенки (по предоставленным данным): 8,0 мм. Ввод в эксплуатацию: ноябрь 2020 года.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Фрагмент подвергся коррозии нескольких типов (рис. 1). Помимо сплошной неравномерной коррозии, локальные коррозионные повреждения представлены хаотично

расположенными, многочисленными кавернами и язвами размером от 10,0 мм до 2 мм, и



Рис. 1. Фото фрагмента подвергнутого коррозии

глубиной от 1 мм до 4,5 мм. Основным коррозионным повреждением является сквозное отверстие размером 36 мм на 41 мм-внутренняя часть, 19 мм на 23 мм-наружная часть. **(Примечание:** При этом необходимо учитывать возможность механического воздействия на данное сквозное отверстие при установке хомута.) Данное коррозионное повреждение вызвано язвенной коррозией смешенного типа. Основные коррозионные повреждения характерны для углекислотной коррозии (форма стенок и дна каверн), а также кислородной коррозии обусловленной наличием свободного O_2 в среде, однако анализ дна некоторых каверн (наличие следов травления), а также анализ формы и стенок сквозного отверстия, говорит об интенсивной биологической коррозии, возникающей под влиянием продуктов жизнедеятельности бактерий в сопровождении сероводородной коррозии.

№ замера	Результат, мм
1	7,63
2	7,61
3	7,61
4	7,60
5	7,62
6	7,63
7	7,59
среднее значение	7,61



Рис.2. Результаты ультразвуковой толщинометрии:

При этом необходимо учитывать тот факт, что сероводородная коррозия напрямую связана с процессом биологической коррозии.

Замер проводился на участках фрагмента нефтепровода подвергшихся сплошной коррозии, в целях определения средней скорости коррозии в условии отсутствия локальных коррозионных очагов.

При изначальной толщине стенки нефтепровода 8,0 мм за 9 полных месяцев эксплуатации потеря толщины стенки нефтепровода составила в среднем, 0,39 мм. Что говорит о скорости сплошной коррозии в 0,59 мм/год, что выше допуска на коррозию (при ДСК 0,1 мм/год) в 6 раз.

По результаты анализа установлено, что углекислотная коррозия развивается по электрохимическому механизму в результате наличия конденсационных пластовых вод. CO_2 , растворяясь в водной фазе, придает электролиту кислую реакцию. В процессе образуется углекислота, которая оказывает на сталь весьма агрессивное воздействие и производит интенсивное коррозионное разрушение.

ОБСУЖДЕНИЕ

Кислород является исключительно агрессивным газом, более агрессивным, чем углекислый газ. Кислород становится особенно агрессивным в присутствии воды. Несмотря на то, что максимальное содержание растворенного кислорода в воде составляет всего 8 промилле, в то время как содержание растворенного CO_2 может достигать 800, а H_2S – 400 промилле (рис. 2.).

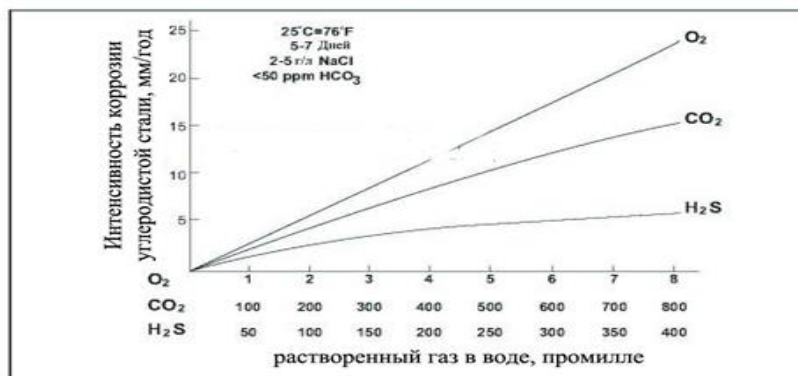


Рис. 3. Интенсивности коррозии углеродистой стали от растворимости газов в воде

За счет ограничения доступа кислорода в систему можно регулировать процесс коррозии. Кроме того, применение поглотителей кислорода может быть весьма эффективно при выполнении буровых операций в тех случаях, когда присутствие кислорода создает большие проблемы.

Общепризнанно, что сероводород, содержащийся в продукции нефтяных скважин, имеет главным образом биогенное происхождение. Благоприятные условия для протекания микробиологических процессов создаются при закачке в пласт высокоминерализованной, сточной, подтоварной воды без предварительной химической подготовки.

Из многочисленных видов бактерий наибольший вред приносят сульфатостанавливающие (СВБ). Примерно 80% коррозионных поражений эксплуатационных скважин связано с деятельностью СВБ. СВБ в процессе своей жизнедеятельности превращают сульфаты и сульфиты в сероводород, окисляя молекулярный водород, всегда присутствующий в природных водах или выделяющийся в результате катодной реакции при коррозии стального оборудования.

Анализ коррозионных повреждений фрагментов нефтепроводов с центральных линий СП – 2, месторождения Северный Уртабулак, наличие совокупности различных видов коррозии и соответственно причин их возникновения, наглядно указывает на отсутствие либо недостаточность мер по защите промышленного оборудования. При этом, учитывая статистику отказов ГНО по причине коррозионного разрушения (малое количество либо отсутствие прецедентов), можно с уверенностью говорить, что основные коррозионные разрушения происходят в условно наземном промышленном оборудовании, и сконцентрированы в местах наибольшего давления (выход с СП).

ВЫВОДЫ

В целях предотвращения и снижения частоты возникновения аварийных ситуаций, а также локализации коррозионных процессов надо начать подачу нового ингибитора коррозии марки «GRDC - 0421» производства ООО «GRDC», в центральные линии нефтепроводов сборных пунктов месторождения Северный Уртабулак согласно утвержденной программе опытно-промышленных испытаний. После чего проводится анализ среды с центральных линий сборных пунктов месторождения Северный Уртабулак на определение степени заражения СВБ. В случае выявления зараженности среды 10^3 Кл/см³ (количество клеток на один кубический сантиметр), рекомендуется применение ингибитора коррозии с выраженными бактерицидными свойствами.

В целях локализации и снижения уровня кислородной коррозии, провести мероприятия по ограничению содержания свободного O₂ в среде. А именно ускорить переход от открытой системы сбора нефти до закрытой (отказ от СП-2).

Провести дополнительное обследование проблемных участков центральных нефтепроводов линий СП – 2 -УПН, которые не были заменены в рамках проведенных мероприятий, методом ультразвуковой толщинометрии. – не менее 1-го раза в полугодие.

REFERENCES

1. ГОСТ 9.502-87 Единая система защиты от коррозии и старения. (ЕСЗКС) Ингибиторы коррозии металлов в воднонефтяных средах. Методы определения защитной способности
2. ГОСТ 9.905-85 Единая система защиты от коррозии и старения. (ЕСЗКС) Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости. Общие требования
3. ГОСТ 9.506-87 Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности.
4. Фокин М.Н., Жигалова К.А. Колотыркин Я.М. Методы коррозионных испытаний металлов. – М., Металлургия, 1986, с. 63-72.