

Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

Designing, construction and operation of pipeline transport system

25.00.19 Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов,
баз и хранилищ (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-2-52-58

УДК 622.692.23:628.147.22:620.193.13

Анализ процесса коррозионного разрушения резервуаров-отстойников подготовки высоковязкой нефти к транспорту по магистральным нефтепроводам

Д. В. Новицкий

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
e-mail: dvnovitskiy@mail.ru

Аннотация. Большинство аварий и отказов вертикальных стальных резервуаров связаны с коррозией металла их оболочек и оборудования. Выбор оптимальной защиты от коррозии для продления ресурса таких резервуаров невозможен без понимания механизмов ее зарождения и развития, а также степени влияния эксплуатационных факторов на эти механизмы.

Особый интерес представляет исследование коррозионных процессов, проходящих в резервуарах для подготовки к транспорту высоковязких нефтей, эксплуатирующихся в специфических условиях Крайнего Севера. Комплексное воздействие таких факторов, как температура, общее солесодержание подтоварной воды, концентрация ингибиторов коррозии, деэмульгаторов и механических примесей, на скорость коррозионных процессов изучено на сегодняшний день недостаточно полно.

В данной работе проведен анализ процесса коррозионного разрушения резервуаров-отстойников для подготовки высоковязкой нефти к транспорту по магистральным нефтепроводам на примере РВС-5000 парка входных резервуаров цеха по подготовке и перекачке нефти нефтешахтного управления «Яреганефть». Анализ условий эксплуатации позволил выделить факторы, влияющие на коррозионные процессы, и выявить потенциально наиболее опасные зоны контакта сред, поступающих в резервуар, и металла стенки, днища и кровли резервуара. Исследование показало, что наибольший интерес представляет изучение влияния наличия механических примесей в поставляемом в резервуар флюиде на интенсивность коррозионных процессов на внутренних поверхностях резервуара в потенциально опасных зонах.

Ключевые слова: резервуар-отстойник; коррозионное разрушение; зоны коррозионного разрушения; механические примеси; высоковязкая нефть

Analysis of the process of corrosion destruction of settling tanks for preparation of high-viscosity oil to transport through main oil pipelines

Dmitry V. Novitskiy

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
e-mail: dvnovitskiy@mail.ru

Abstract. Most of accidents and failures of vertical steel tanks are related to metal corrosion of their shells and equipment. The choice of optimal corrosion protection to extend the life of such tanks is impossible without an understanding of the mechanisms of its origin and development, as well as the degree of influence of operational factors on these mechanisms.

Of particular interest is the study of corrosion processes taking place in tanks to prepare for the transport of high-viscosity oils operating in the specific conditions of the Far North. The complex effect of factors such as temperature, total salt content of bottom water, the concentration of corrosion inhibitors, demulsifiers, and mechanical impurities on the rate of corrosion processes is not fully understood to date.

This article analyzes the process of corrosion destruction of settling tanks for the preparation of high-viscosity oil to transport through main oil pipelines using the example of the RVS-5000 of the park of input tanks of the Yareganefit oil and gas department. Analysis of operating conditions made it possible to identify factors affecting corrosion processes and to identify potentially the most dangerous zones of contact between media entering the reservoir and the shell metal, the bottom and roof of the tank. The study have showed that the greatest interest is the study of the effect of the presence of mechanical impurities in the fluid supplied to the settling tank on the intensity of corrosion processes on the internal surfaces of the tank in potentially dangerous areas.

Key words: settling tank; corrosion damage; corrosion damage zones; mechanical impurities; high-viscosity oil

Введение

Порядка 90 % аварий и отказов вертикальных стальных резервуаров связаны с коррозией металла их оболочек и оборудования. Выбор оптимальной защиты от коррозии для продления ресурса таких резервуаров [1–3] невозможен без понимания механизмов ее зарождения и развития, а также степени влияния эксплуатационных факторов на эти механизмы.

Вопросам коррозии вертикальных стальных резервуаров и повышения их эксплуатационной надежности посвящен ряд исследований [3–9], в которых фрагментарно и комплексно рассматривались предпосылки и механизмы развития коррозионных процессов, а также факторы, их стимулирующие. Наиболее полно характеризует коррозионные процессы классификация авторов [10], основанная на зонировании по высоте конструкции резервуаров для нефтепродуктов.

К характерным зонам резервуара в данной классификации отнесены следующие:

- зона контакта металла резервуара с паровоздушной смесью;
- зона переменного смачивания металла стенок резервуара с нефтепродуктом;
- зона постоянного смачивания металла стенок резервуара с нефтепродуктом;
- часть корпуса, находящаяся в области постоянного смачивания нефтепродуктами;
- зона контакта металла резервуара с подтоварной водой.

Выделенные таким образом по виду коррозионных повреждений и механизму воздействия на металл коррозионно-активных сред четыре зоны вертикальных стальных резервуаров для хранения нефтепродуктов можно приложить и к резервуарам для хранения товарной нефти.

В зоне контакта металла резервуара с паровоздушной смесью (ПВС) скорость коррозии определяется характеристиками попадающего в газовое пространство резервуара воздуха (влажность, состав, концентрация в ПВС). Колебания температуры, приводящие к образованию конденсации воды из воздуха ПВС, выступаю-

шего в качестве электролита при наличии кислорода-деполяризатора, запускают процесс электрохимической коррозии стенок верхних поясов резервуара и его кровли.

Дифференциальная аэрация в зоне переменного смачивания приводит к образованию гальванического элемента «смоченная-несмоченная поверхность». Здесь стоит отметить, что при длительном хранении в резервуарах с малым коэффициентом оборачиваемости данная зона и соответствующие ей коррозионные процессы выражены слабо. Таким образом, основными факторами, влияющими на коррозию в данной зоне, являются степень загрузки емкости и характеристики операций заправки-выгрузки.

Коррозионные процессы в зоне постоянного смачивания металла стенок резервуара хранимой нефтью и продуктом ввиду смачивающих свойств жидких углеводородов, выполняющих защитные функции, как правило, выражены в меньшей степени по сравнению с остальными зонами, а при изотермическом хранении практически не существенны. Однако при изменении температуры пристенного слоя хранимого продукта возникают восходящие и нисходящие конвекционные потоки, которые транспортируют к металлу стенки кислород и воду, что может инициировать коррозионное воздействие. Здесь стоит отметить, что скорость коррозии в данном случае характеризуется степенью насыщения продукта кислородом, которая имеет обратную зависимость от его плотности, а следовательно, такой конвективный перенос кислорода имеет низкую степень опасности для резервуаров с высоковязкими нефтями.

Зона контакта металла резервуара с подтоварной водой с характерным развитием язвенной и ножевой коррозии традиционно считается наиболее опасной по ряду причин [9], при этом авторы [10] отмечают, что значительную долю в этой опасности имеет синергетический эффект от совместной электрохимической коррозии и эрозионного воздействия механических примесей.

Особый интерес представляет исследование коррозионных процессов, проходящих в резервуарах для подготовки к транспорту высоковязких нефтей, эксплуатирующихся в специфических условиях Крайнего Севера. Отделение механических примесей, деэмульгирование, обезвоживание и обессоливание высоковязкой нефти перед магистральным транспортом сопровождается рядом технологических особенностей, приводящих в то же время к интенсификации коррозионного воздействия на металл стенок резервуаров-отстойников.

Комплексное воздействие таких факторов, как температура, общее солесодержание подтоварной воды, концентрация ингибиторов коррозии, деэмульгаторов и механических примесей, на скорость коррозионных процессов изучено на сегодняшний день недостаточно полно и требует внимательного исследования.

Объект и методы исследования

В качестве технологического объекта для аналитического исследования процесса коррозионного разрушения резервуаров-отстойников для подготовки высоковязкой нефти к транспорту по магистральным нефтепроводам выбран РВС-5000 парка входных резервуаров цеха по подготовке и перекачке нефти (ЦППН) нефтешахтного управления (НШУ) «Яреганефть» (рисунок).

ЦППН предназначен для приема высоковязкой Ярегской нефти, добываемой термошахтным методом, и ее подготовки к транспорту термохимическим способом с применением сепарационного оборудования путем глубокого обезвоживания и очистки от механических примесей, а также подготовки подтоварной (пластовой) воды с последующим ее использованием в технологических целях. Цех осуществляет подготовку товарной нефти I группы качества в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические требования».

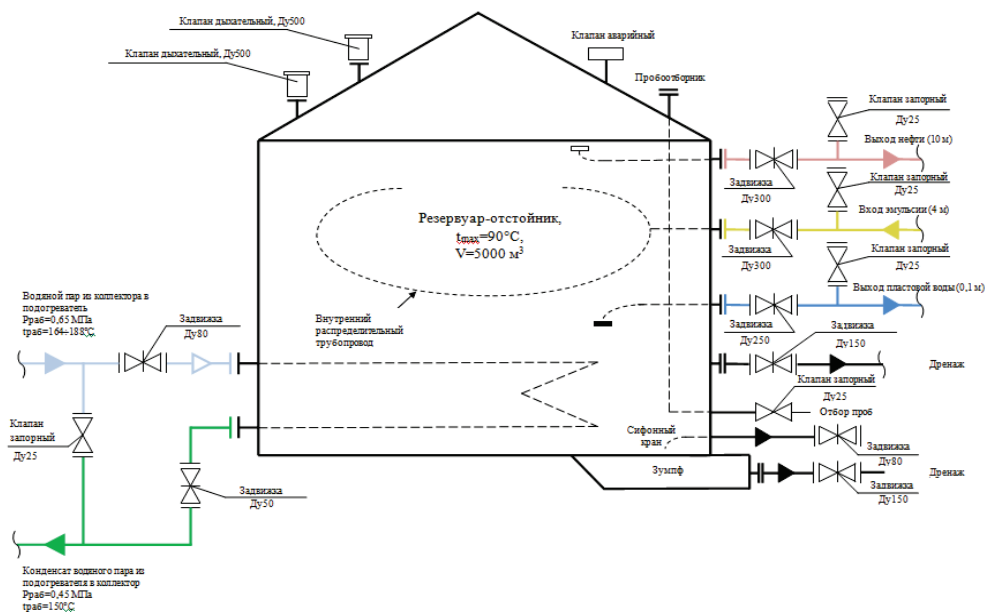


Рисунок. Схема включения резервуара-отстойника РВС-500 парка входных резервуаров ЦППН НШУ «Яреганефть»

Физико-химические свойства пластовой воды имеют следующие усредненные показатели: концентрация гидрокарбонатов составляет 306,8 мг/дм³, сульфат-ионов — 32,1 мг/дм³, хлорид-ионов — 12 247,5 мг/дм³, кальция — 850 мг/дм³, магния — 289,4 мг/дм³, натрия-калия — 6 541,2 мг/дм³, сероводорода H₂S — 0,1 мг/дм³, свободной углекислоты CO₂ — 35,64 мг/дм³, кислорода O₂ — 2,6 мг/дм³, трехвалентного железа — 1,87 мг/дм³. Минерализация подтоварной воды составляет 20,267 г/дм³, плотность при температуре 20 °C — 1,011 г/см³, pH — 6,78 единиц. Отдельно стоит отметить наличие в пластовой воде сульфатовосстанавливающих бактерий (СВВ) в количестве 10 кл/мл.

Для обеспечения защиты резервуаров-отстойников от коррозии, вызванной высоким содержанием CO₂ и H₂S, применяется ингибитор коррозии Норуст 760, а для предотвращения образования отложений карбонатов, сульфатов кальция и магния в резервуарах и трубопроводах используется ингибитор солеотложения СИНОЛ-ИС-001.

Товарная нефть Ярегского месторождения характеризуется следующими показателями: плотность при 20 °C составляет 964,3 кг/м³, динамическая вязкость при 30, 50 и 80 °C — 3 699; 310,2 и 68,72 мПа·с соответственно, массовая доля воды — 1,8 %, массовая доля серы — 1,21 %, массовая концентрация хлористых солей — 35,5 мг/дм³, массовая доля смол — 21,71 %, массовая доля асфальтенов — 1,19 %, Массовая доля механических примесей — 0,921 %. При этом содержание пластовой воды в поступающей на подготовку нефти может достигать 90 %. Для получения на стадии предварительного сброса воды на выходе из парка входных резервуаров-отстойников водонефтяной эмульсии остаточной обводненностью не более 40 % масс. потребное время отстоя составляет не менее 8 часов, а также используется деэмульгатор СНПХ-4810А в количестве 150 г/т нефти.

Осложненные условия эксплуатации резервуаров-отстойников парка входных резервуаров ЦППН обусловлены северным климатом и особенностями сырья Ярегского месторождения, а именно — высоким содержанием в нем механических примесей и солей. Кроме того, поступающая нефть характеризуется высокой вязкостью

и плотностью, что значительно осложняет процесс ее обезвоживания. К факторам, отрицательно влияющим на процесс обезвоживания, также можно отнести наличие высокомолекулярных эмульгаторов типа асфальтенов, смол и твердых поверхностно-активных эмульгаторов, образуемых высокодисперсными частицами пород.

Рассматриваемые резервуары-отстойники, как правило, используются в двух режимах: в режиме обычного заполнения и опорожнения резервуара и в режиме циклического заполнения, при этом частота цикла зависит от производительности скважин.

При циклическом режиме объем подтоварной воды достаточно велик и занимает 2...5 м высоты взлива в резервуаре, далее над ним располагается слой водонефтяной эмульсии различной обводненности, затем слой нефти, а выше — активная газовоздушная зона, которая является газовым пространством резервуара. Уровень взлива в резервуарах рассматриваемого ЦППН поддерживается постоянно и составляет в среднем 12 500 мм, при проектной высоте резервуара 14 490 мм. Уровень пластовой воды в среднем колеблется от 150 до 400 мм. Наибольший объем в резервуаре занимает водонефтяная эмульсия — от 450 до 800 мм с массовым содержанием воды от 10 % в средних поясах резервуара до 80 % в нижних.

В связи с этим можно предположить, что коррозионные процессы на внутренних стенках резервуаров распределяются пропорционально объему четырех фаз (подтоварная вода, эмульсия, нефть и ПВС), а также с учетом смачивающего и экранирующего действия самой нефти при циклах заполнения и опорожнения.

Результаты

В отличие от работы [10] в данной работе предлагается в резервуарах-отстойниках выделить следующие пять зон по виду коррозионных повреждений и механизму воздействия на металл коррозионно-активных сред:

- зона I: зона контакта металла резервуара с подтоварной водой;
- зона II: зона постоянного смачивания металла стенок резервуара водонефтяной эмульсией различной степени обводненности;
- зона III: зона постоянного смачивания металла стенок резервуара с нефтью;
- зона IV: зона переменного смачивания металла стенок резервуара с нефтью;
- зона V: зона контакта металла резервуара с паровоздушной смесью.

Для получения новых знаний о механизмах коррозионного воздействия сред на металл резервуаров-отстойников представляет интерес изучение II зоны, ввиду сложности процесса взаимодействия эмульсии со стенками резервуара и ее аномальной стойкости в рассматриваемом объекте исследования, высокой температуры подающейся в резервуар эмульсии, а также значительной частоты заполнения и опорожнения резервуара, когда смачивающие (защитные) свойства нефти на поверхности металла не проявляются в полной мере из-за быстрого ее удаления. Последнее утверждение касается и зоны III. При этом стоит отметить, что температурный перепад между содержащимся в резервуаре продуктом (температура вводимой в резервуар водонефтяной эмульсии составляет 80...90 °С) и окружающей средой (температура воздуха в зимний период может достигать 40 °С) неизбежно приведет к возникновению конвекционных потоков и связанных с ними процессов.

Кроме того, наличие в Ярегской нефти компонентов, сходных по структуре с типичными поверхностно-активными веществами (ПАВ), ведет к проявлению на границах раздела фаз комплекса свойств, потенциально значимых для развития коррозионных процессов на границе раздела «металл — водонефтяная эмульсия».

Скорость коррозии металлов под тонкими пленками электролитов намного превышает скорость коррозии металла в объеме электролита. Объясняется это главным образом отсутствием диффузионных ограничений при поступлении деполяризаторов (кислорода или сероводорода) к корродирующей поверхности. Вместе с тем контакт значительной по объему нефтяной среды с поверхностью металла через тонкий слой электролита создает дополнительные возможности для

процесса коррозии. С одной стороны, нефтяная среда аккумулирует в себе повышенное количество агрессивных агентов (кислорода, сероводорода и других кислых соединений), что приводит к заметной разности концентраций этих агентов между водной и неводной фазами среды. С другой стороны, благодаря более низкому поверхностному натяжению между водой и нефтью по сравнению с границей раздела «вода — воздух» проникновение агрессивных агентов (деполяризаторов) из нефти в водную фазу среды существенно облегчается. В совокупности это позволяет поддерживать в водной прослойке постоянно высокую скорость диффузии агрессивных агентов к поверхности металла и интенсивное его корродирование. Если в системе «электролит — нефть» в качестве деполяризатора действует кислород, то на металле образуется макрогальваническая пара, в которой поверхность под тонкой пленкой воды из-за облегченного поступления сюда кислорода выступает в качестве эффективного катода, а металл в объеме подтоварной воды, где имеются обычные диффузионные ограничения для транспорта кислорода, действует как анод и заметно разрушается, что отмечается на нижних поясах резервуаров, контактирующих с минерализованной водой.

Другой опасной зоной в рассматриваемом случае предположительно будет зона I ввиду наличия в продукте значительного количества механических примесей. Абразивное воздействие механических примесей на металл, защитные пленки и антикоррозионные покрытия усиливают электрохимическую коррозию участков резервуара, омываемых минерализованной подтоварной водой высокой электропроводности, в которой присутствует также сероводород, свободная углекислота и СвБ.

Обсуждение

Анализ условий эксплуатации резервуара-отстойника РВС-5000 парка входных резервуаров ЦППН НШУ «Яреганефть» позволил выделить факторы, влияющие на коррозионные процессы, и выявить потенциально опасные зоны контакта сред, поступающих в резервуар, и металла стенки, днища и кровли резервуара.

К таким факторам следует отнести агрессивный состав подтоварной воды, большой температурный перепад между температурой продукта в резервуаре и окружающей средой, степень загрузки емкости и характеристики товарно-коммерческих операций, устойчивость водонефтяной эмульсии, наличие значительного количества механических примесей, играющих одновременно роль абразива и эмульгатора.

При наличии сероводорода, кислорода, углекислого газа и СвБ коррозионные условия характерны для всех без исключения зон резервуара, с преобладанием разрушения днища и нижних поясов на высоту отстаивающейся воды, а также верхних поясов и крыши на объем газовой воздушной среды.

В первом приближении можно утверждать, что коррозионные процессы на внутренних стенках резервуаров распределяются соизмеримо объему четырех фаз (подтоварная вода, эмульсия, нефть и ПВС), а также с учетом смачивающего и экранирующего действия самой нефти при циклах заполнения и опорожнения.

Однако значительный интерес представляет изучение влияния наличия механических примесей в поставляемом в резервуар флюиде на интенсивность коррозионных процессов на внутренних поверхностях резервуара в потенциально опасных зонах, при этом результаты исследования могут изменить ранжирование опасности выявленных в ходе данного исследования зон.

При наличии на внутренней поверхности резервуара антикоррозионного покрытия механические примеси при высоком коэффициенте оборачиваемости резервуара с интенсивной производительностью закачки-выкачки могут разрушать это покрытие, снижая его эффективность. Уточнение зон «истирания» покрытия, соотнесение их с зонами контакта сред в резервуаре и металла стенок, оценка эффективности покрытий и ингибиторов коррозии становится важной практической

задачей для прогнозирования остаточного ресурса резервуаров-отстойников и разработки мероприятий по их защите от коррозии, требующей научного обоснования.

Выводы

- Выявлены факторы, стимулирующие процессы коррозионного разрушения резервуаров-отстойников для подготовки высоковязких нефтей к транспорту по магистральным нефтепроводам.
- Разработана классификация опасных зон резервуаров-отстойников по виду коррозионных повреждений и механизму воздействия на металл коррозионно-активных сред.
- Несмотря на общую опасность всех выделенных в разработанной классификации зон, установлено, что потенциально наиболее опасными зонами контакта металла со средами, поступающими в рассматриваемый резервуар, являются зоны I и II.
- Для конкретизации и ранжирования опасности классифицированных зон необходимо провести исследования по оценке степени влияния вышеуказанных факторов и их комбинаций на степень коррозионного воздействия сред, находящихся в резервуаре, на металл его стенки, днища и кровли резервуара.

Автор данной статьи выражает глубокую признательность за консультации и содействие в подготовке статьи доценту кафедры проектирования и эксплуатации магистральных газонефтепроводов Ухтинского государственного технического университета, к. т. н., доценту Сальникову Александру Викторовичу.

Библиографический список

1. Ионов А. В. Разработка стратегии технического обслуживания и ремонта стальных вертикальных резервуаров на основании прогноза индивидуального остаточного ресурса: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 1997. – 251 с.
2. Красиков Д. В. Повышение ресурса стальных вертикальных резервуаров на основе использования лакокрасочных покрытий и ингибиторов коррозии: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2005. – 140 с.
3. Макаренко О. А. Управление ресурсом безопасной эксплуатации стальных резервуаров для хранения нефтепродуктов: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2010. – 342 с.
4. Тамбова О. В. Повышение стойкости понтонов из алюминиевых сплавов в стальных резервуарах к воздействию водных электролитов: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2007. – 126 с.
5. Семин Е. Е. Оценка долговечности уторных узлов вертикальных стальных резервуаров в процессе эксплуатации: дис. ... канд. техн. наук. – М., 2012. – 146 с.
6. Сильницкий П. Ф. Влияние дефектов сварки на напряженно-деформированное состояние резервуаров: дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 2012. – 181 с.
7. Тарасенко М. А. Разработка методики восстановления несущей способности резервуара с коррозионными повреждениями: дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 2012. – 155 с.
8. Алешкина А. А., Бурков П. В., Буркова С. П. Исследование состояния днища резервуаров вертикальных стальных // Машиностроение. – 2013. – № 4. – С. 92–98.
9. Кондрашова О. Г. Назарова М. Н. Причинно-следственный анализ аварий вертикальных стальных резервуаров // Нефтегазовое дело. – 2004. – Вып. 2. – 8 с.
10. Коршак А. А., Коробков Г. Е., Муфтахов Е. М. Нефтебазы и АЗС. – Уфа: Дизайн-ПолиграфСервис, 2006. – 416 с.

Сведения об авторе

Новицкий Дмитрий Владимирович, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский промышленный университет, г. Тюмень, e-mail: dvnovitskiy@mail.ru

Information about the author

Dmitry V. Novitskiy, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, e-mail: dvnovitskiy@mail.ru