Проект доклада начальника МОМТ Гладкова А.Н. на тему

«Результаты расследования аварий, произошедших на магистральных трубопроводах в 2022-2023 гг.»

На поднадзорных объектах магистрального трубопроводного транспорта по Северо-Западному управлению Ростехнадзора несчастных случаев и аварий за период с 2018 г. и до августа 2022 г. не зарегистрировано. Системы трубопроводного транспорта, как любое оборудование, подвержены процессу старения. Сроки эксплуатации труб не регламентированы ни одним документом, как и некоторые аспекты диагностирования состояния трубопроводов.

Несмотря на то, что эксплуатирующие предприятия уделяют большое внимание безопасной эксплуатации магистральных трубопроводов, в 2022-2023 гг. произошло сразу пять аварий.

Так, 03.08.2022 на участке магистрального газопровода Волхов-Петрозаводск, DN 700, Волховского линейного производственного управления магистральных газопроводов, эксплуатируемого ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», произошла разгерметизация трубопровода с последующим неконтролируемым взрывом (с возгоранием) и выбросом опасных веществ, разрушение технических устройств.

Комиссией по расследованию установлено, что причиной аварии стал недостаточный уровень строительного контроля при строительстве объекта, при укладке газопровода допущено уменьшение радиуса упругопластичного изгиба, наличие несплошностей, выявленных в металле труб ввиду низкого уровня контроля за производством труб в период их изготовления.

В целях дальнейшей безопасной и безаварийной эксплуатации магистральных нефтепроводов и предупреждения возникновения подобных аварий комиссией предложены к выполнению следующие мероприятия:

1. Выполнить внеплановое ВТД.
2. Выполнить ЭПБ.
3. Провести капитальный ремонт трубопровода методом сплошной замены.

Следующая авария произошла 15.10.2022 на участке магистрального нефтепровода «Уса-Ухта», нефтепровод «Ухта-1», участок магистрального нефтепровода «Ухта-Ярославль» Ухтинского РНУ, эксплуатируемого АО «Транснефть-Север».

Произошло разрушение технических устройств – разрыв трубопровода с последующим разливом нефти (без возгорания).

Комиссией по расследованию установлено, что причиной аварии послужило наличие в продольном заводском сварном шве и околошовной зоне множественных дефектов в виде подрезов, пор и шлаковых включений, а также с внутренней стороны стенки подрезы, которые переходят в трещины, расположенные начиная с линии сплавления и переходящие в основной металл по зоне термического влияния. Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод, что совокупность вышеперечисленных факторов и воздействий циклических нагрузок в течение длительного периода явилась причиной зарождения и развития трещины в заводском дефекте, и как следствие, привела к разрушению трубы.

 В целях дальнейшей безопасной и безаварийной эксплуатации магистральных нефтепроводов и предупреждения возникновения подобных аварий комиссией предложены к выполнению следующие мероприятия:

1. Провести плановое внутритрубное диагностирование (ВТД).
2. Обеспечить устранение дефектов на участке «Синдор-Микунь» согласно сроков безопасной эксплуатации на основании отчетов ВТД.
3. При проведении анализа отчета ВТД особое внимание уделить аналогичным отводам холодного гнутья, изготовленных из трубы.
4. Актуализировать методику интерпретации данных в части повышения эффективности выявления дефектов, параметры которых не соответствуют паспортным характеристикам.
5. Провести анализ дефектов на отводах холодного гнутья, изготовленных из трубы в соответствии с требованиями при необходимости провести замену отвода.

19.11.2022 на участке магистральных газопроводов Северного линейного производственного управления магистральных газопроводов, эксплуатируемого ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петребург», расположенного по адресу: Ленинградская область, Всеволожский район произошел неконтролируемый взрыв с выбросом опасных веществ и разрушением технических устройств.

В ходе проведения расследования с целью установления возможных причин разрушения участка трубопровода была установлена совокупность нескольких факторов, повлиявших на потерю прочности металла трубы, которые привели к её разрушению:

1) На поверхности трубы, непосредственно в месте разрыва, имеются многочисленные следы механических, продольно ориентированных задиров, уменьшающих площадь поперечного сечения стенки трубы и, как следствие, способность выдерживать рабочую нагрузку.

2) По механическим задирам были выявлены индикаторные следы, соответствующие зарождающимся трещинам. На одном из механических задиров выявлена трещина, уходящая вглубь материала на глубину.

3) На испытанных образцах были замечены следы расслоения.

 Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод, что трещины, образовавшиеся по механическим задирам, в совокупности с вышеперечисленными факторами и эксплуатационными нагрузками получили развитие в процессе эксплуатации газопровода и, как следствие, привели к его разрушению.

Стоит отметить, что обнаруженные механические задиры частично покрыты слоем изоляционного покрытия. Это косвенно дает основание предположить, что появились эти задиры до нанесения изоляции.

По результатам расследования рекомендованы следующие мероприятия:

1. ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» провести первичное ВТД МГ Белоусово-Ленинград.
2. Провести ЭПБ МГ Белоусово-Ленинград.
3. Подать заявление в Северо-Западное управление Ростехнадзора об исключении заключения ЭПБ на указанный трубопровод.
4. Провести экспертную оценку заключений экспертиз промышленной безопасности, выполненных ООО «ИТЦ – «ТЕКФ» в период с 2016 года по настоящее время на эксплуатируемых опасных производственных объектах, относящихся к линейной части магистральных газопроводов.
5. Строительный контроль за выполнением капитального ремонта объектов линейной части МГ ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» выполнять собственными силами.

В 2023 году было зарегистрировано 2 аварии на магистральных газопроводах, эксплуатируемых ООО «Газпром трансгаз Ухта».

Так, 13.02.2023 в зоне ответственности Мышкинского ЛПУМГ на участке магистрального газопровода «Ухта-Торжок III» (3 нитка), на резервном (переходе) дюкере через р. Волга (на расстоянии 1 км до д. Еремейцево) произошло техногенное событие с разрывом подземного газопровода, выбросом опасных веществ, повреждением магистрального газопровода и элементов природной среды. В представленной оперативной информации эксплуатирующей организацией ООО «Газпром трансгаз Ухта» вышеперечисленное техногенное событие было классифицировано как инцидент.

В этот же день в зоне ответственности Нюксенского ЛПУМГ около п. Нюксеницы (9,3 км) произошла разгерметизация магистрального газопровода с последующим возгоранием, с выбросом опасных веществ и разрушением технических устройств.

 В представленной оперативной информации эксплуатирующей организацией ООО «Газпром трансгаз Ухта» вышеперечисленное техногенное событие было классифицировано также как инцидент.

По результатам анализа полученной информации о случившихся 13.02.2023 техногенных событиях на участках магистральных газопроводов «Ухта-Торжок III» (3 нитка) и «Ухта-Торжок 1», а также учитывая характеристики техногенных событий и в соответствии с требованиями Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» данные техногенные события классифицируются как аварии. Поэтому согласно Приказу № ПР-240-155-о «О создании комиссии по техническому расследованию причин аварии на участке магистрального газопровода «Ухта-Торжок III» (3 нитка), «Ухта-Торжок 1» 04.04.2023 ООО «Газпром трансгаз Ухта» вышеперечисленные техногенные события были классифицированы как аварии и были направлены оперативные сообщения об авариях.

Исследование, проведенное с целью определения возможных причин разрушения участка трубопровода показало, что вероятным началом разрушения стал монтажный сварной шов между трубами.

На сварном шве присутствуют недопустимые дефекты, выявленные по результатам неразрушающего контроля: подрезы, трещины, непровары, несплавления, шлаковые включения и поры. В теле стенки трубы обнаружены трещины, расположенные как на линии сплавления, так и в околошовной зоне. Подобного рода трещины являются концентраторами напряжений и при воздействии рабочих нагрузок могут получить развитие до полной потери сплошности трубы.

Исходя из вышеизложенного можно сделать вывод, что выявленные дефекты сварного шва получили развитие в процессе работы газопровода и, как следствие, привели к его разрушению.

 Комиссией рекомендованы следующие мероприятия:

1. Выполнить в 2023 году внутритрубную диагностику резервной нитки ПП р. Волга-2 МГ «Ухта-Торжок III» (3 нитка).
2. Выполнить катодную поляризацию участка резервной нитки на наличие повреждения защитного изоляционного покрытия.
3. Выполнить обследование в шурфах участков резервной нитки необследованных ВТД.
4. На основании комплексной оценки технического состояния выполнить ремонт резервной нитки.
5. Выполнить экспертизу промышленной безопасности участка.
6. Провести анализ исполнительной документации, идентифицировать кольцевые швы, выполненные бригадой сварщиков сварного соединении труб № 105/106. Выполнить анализ отчётов ВТД с целью выявления дефектов на данных стыках, аналогичных сварному соединению труб № 105/106.

Причины аварии МГ «Ухта-Торжок I» при проведении капитального ремонта объекта «Восстановление проектного положения газопровода р. Либеньга. Нюксенское ЛПУМГ: исследование, проведенное с целью определения возможных причин разрушения участка трубопровода показало, что вероятным началом разрушения стал сварной шов между трубами.

В ходе исследования было выявлено:

1) При проведении рентгенографического контроля кольцевого монтажного сварного шва между трубами выявлены дефекты в виде цепочек пор, шлаковых включений, несплавления кромок в корне шва, глубокие подрезы. Из чего можно сделать вывод, что качество кольцевого монтажного сварного шва не соответствует требованиям.

2) При проведении макроструктурного анализа на кольцевом монтажном сварном шве между трубами выявлены трещины, уходящие на глубину до половины толщины стенки трубы, многочисленные подрезы и шлаковые включения. При детальном рассмотрении шлаковых включений зафиксировано зарождение трещины от шлакового образования. В свою очередь в околошовной зоне выявлены локальные следы язвенной коррозии.

Рекомендованы следующие мероприятия:

1. Выполнить обследование сварных стыков на участке МГ «Ухта-Торжок I» при проведении капитального ремонта объекта «Восстановление проектного положения газопровода км 634 р. Либеньга. Нюксенское ЛПУМГ».
2. Выполнить внутритрубную дефектоскопию МГ «Ухта-Торжок I» (1 нитка).
3. Выполнить экспертизу промышленной безопасности участка км 610 – км 642 МГ «Ухта-Торжок I».
4. Выполнить ремонт дефектных труб по результатам внутритрубной дефектоскопии МГ «Ухта-Торжок I» (1 нитка) на участке км 610 – км 642.
5. Провести анализ исполнительной документации, идентифицировать кольцевые швы на участке км 610 – км 642 МГ «Ухта-Торжок I» (1 нитка), выполненные бригадой сварщиков сварного соединении труб.

При этом оба трубопровода – Ухта-Торжок 1 и Ухта-Торжок 3 находились в эксплуатации свыше 45 лет.

 Следует отметить, что большинство рекомендаций было выполнено еще в ходе работы комиссии по расследованию причин аварий.

Как видно из результатов расследования причин аварий, основную опасность представляет разрушение конструкций по причине коррозийного растрескивания и изменения характеристик металла под напряжением и вследствие резких изменений погодных условий, продолжительность эксплуатации, отсутствие возможности запустить диагностический снаряд, достаточно большое количество участков газопроводов имеют разный диаметр труб, что также снижает уровень достоверности проведенной диагностики труб. В части случаев интерпретирование результатов ВТД не дает необходимого результата выявления дефектов. Также при проведении ЭПБ применяется метод шурфирования трассы, но расстояние между шурфами также не регламентировано, что приводит к некорректности заключения экспертиз о продлении срока службы трубопровода. При определении рисков возникновения аварий зачастую не учитываются геодезические данные трассы магистрального трубопровода – состав почвы, сезонные промерзания, подтапливаемая, болотистая или сухая местность. На отдельных станциях отсутствуют камеры запуска диагностического снаряда (в силу давности постройки).

Анализируя результаты работы комиссий, можно сделать следующие выводы:

1. Необходимо разработать и принять к исполнению план по устранению разнокалиберности труб, а также по установке арматуры, позволяющей запускать диагностический снаряд. Вырезанные ремонтные участки труб подвергать анализу и изучению с целью установления фактического состояния металла трубы.
2. Существующий уровень выявления и идентификации дефектов не обеспечивает возможность объективной оценки безопасности магистральных трубопроводов, что приводит к авариям на участках, где дефекты не были выявлены и надлежащим образом оценены. В связи с чем необходимо повышение информативности и результативности работ по внутритрубной инспекции диагностическими устройствами, ужесточение критериев отбраковки дефектов труб; разработать и внедрить новую интерпретацию результатов ВТД.
3. Произошедшие аварии показывают, что на всех ОПО имелись продленные сроки безопасной эксплуатации на основании проведенных экспертиз промышленной безопасности, а не выявление опасных дефектов, и неверная оценка состояния магистральных газопроводов становится причинами непринятия действенных мер и предотвращения аварий, поэтому необходимо повышение качества проводимых экспертиз промышленной безопасности путем ужесточения контроля за их проведением и использованием исходных данных о состоянии газопроводов, отдельно ввести нормативы по шурфированию.