

Рис. Модель обвязки ГПА в программном продукте

Литература

1. СТНГ-ОПИА-МГСС-КС-1. Специальная рабочая инструкция по проведению осушки и заполнению азотом технологических трубопроводов и оборудования компрессорной станции КС-1 «Салдыкельская» объекта: "Магистральный газопровод "Сила Сибири" Этап 5.1 Компрессорная станция КС-1 «Салдыкельская».
2. Дубинский В. Г., Лопатин А. С., Шотида К. Х. Испытания и осушка газопроводов (в примерах и задачах). – 2017.
3. Тухбатуллин Ф. Г., Короленок А. М., Колотилов Ю. В. Реализация эффективной работы компрессорной станции с соблюдением принципов промышленной безопасности техногенных объектов // Территория Нефтегаз. – 2015. – №. 6. – С. 110-112.

КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Волков Р.А.

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современный трубопроводный транспорт углеводородов (УВ) характеризуется особенностями, связанными с технологиями перекачки, заданным расстоянием и объемами транспортировки. Исходя из принадлежности трубопровода определяется еще одна специфика, обусловленная составом перекачиваемых сред и местом расположения. Это формирует разнообразие трубопроводов по принадлежности их к видам, классам и категориям, что может оказывать влияние на условия и режимы эксплуатации опасных производственных объектов.

Если по магистральным трубопроводам осуществляют транспорт нефти и газа, которые уже подготовлены до товарных качественных характеристик, то промышленные трубопроводы (ПТП) соприкасаются с агрессивными нефтегазосодержащими средами, что негативно влияет на эксплуатационный ресурс объектов. И, в последнем случае, такой ресурс, как правило, короткий из-за интенсивного развития различных коррозионных процессов. Также необходимо отметить, что отрицательное воздействие нестационарных процессов усугубляет раскрытие микротрещин, возникающих при контактировании тела трубы с агрессивной средой.

Обзор статистических данных, в том числе отчетов Ростехнадзора, свидетельствует об отказах ПТП, 95 % из которых связано с коррозионными повреждениями различного характера и вида. Но общим для указанной статистики является то, что речь идет о нефтегазосборных коллекторах, по которым перекачивают один из самых агрессивных флюидов, в состав которого входят растворенные газы (такие как CO_2 и H_2S) и растворенные соли, входящие в пластовые воды, добываемые попутно с УВ. Поэтому важным становится вопрос, связанный с обеспечением надежности и сохранении (продлении) эксплуатационного ресурса опасных участков. Решение этого вопроса невозможно без мониторинга текущего состояния.

Как показывает литературный обзор [3-5], в настоящее время нашли применение множества вариантов методик и средств, позволяющих оценивать техническое состояние систем и объектов (рис. 1). Одна часть методов основана на чисто физических принципах измерения, а другая – на аналитических и математических. Тем не менее, широкий набор предлагаемых производителями сортаментов оборудования и технологий не всегда может гарантировать полное

и качественное обследование проблемных зон и участков. Эффективность применяемых методов будет отличаться друг от друга, что связано с непосредственными условиями эксплуатации и характеристиками самих участков (диаметр, протяженность, материал труб).

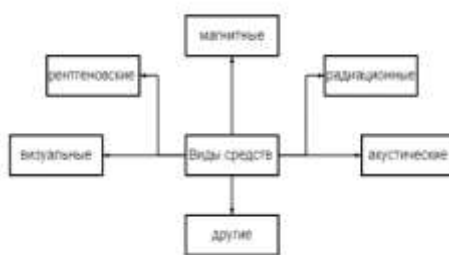


Рис. 1. Виды средств оценки технического состояния [3]

Отметим, что на объектах трубопроводного транспорта немаловажное значение приобретает возможность проведения обследований без остановки перекачки и демонтажа (ненарушение объемов поставки продукции потребителю), то есть при проведении диагностических мероприятий не требуется вывод трубопровода из эксплуатации. Поэтому экспертиза проводится способами неразрушающего контроля (НК), наиболее эффективные из которых по данным [4], представлены на рис. 2.



Рис. 2. Наиболее эффективные методы проведения диагностики [4]

Часто компании выбирают сочетание разных методов мониторинга, что положительно влияет на их качество и позволяет получать информацию об одном объекте разными физическими методами. Это увеличивает вариабельность представленной информации и повышает точность при интерпретации исходных данных о текущем состоянии объекта, классифицируемого в соответствии с ФЗ-116 [Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997] как опасный производственный объект.

Любая промышленная экспертиза, к которой относят мероприятия по мониторингу, нацелена на недопущение развития техногенных событий разного уровня, классифицируемых, согласно требованиям Ростехнадзора [«Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»]. Поэтому мероприятия мониторинга проводят и снаружи и внутри объекта. При этом внутренние обследования проводят при помощи внутритрубной диагностики (ВТД), которая, согласно [3] имеет несомненные преимущества, связанные с высокой разрешающей способностью, эффективной производительной способностью и приемлемыми экономические затратами. Это определяется сущностью метода ВТД: разновидность использования магнитного и ультразвукового принципов контроля.

Тем не менее, следует отметить тот факт, что данный метод в настоящее время не дает информации в режиме онлайн, что актуально для наиболее опасных участков, подверженных интенсивному коррозионному износу, скорость коррозии на которых, согласно классификации [ГОСТ 9.908-85] превышает 0,1 мм/год. Этот вопрос неоднократно рассматривали в центре технической диагностики «ДИАСКАН», в результате специалистами центра предложено применение методики «поэтапных режимов», суть которой заключается в постепенном выявлении дефектов, начиная от дефектов геометрии и заканчивая выявлением трещиноватых повреждений (рис. 3).



Рис. 3. Этапы выполнения диагностики [5]

Следует отметить, что на объектах магистрального транспорта, предложенное решение нашло положительный отклик. А вот для объектов промысловых трубопроводов такого решения оказалось недостаточно, так как при всей высокой вариабельности получаемой информации метод относится к единовременным, то есть не в режиме постоянного контроля. Поэтому, оптимальным решением указанной проблемы является размещение постоянно действующего оборудования, которое можно располагать на наружной части проблемного участка или разработать приборы, для размещения в специальные карманы внутрь проблемных участков. Если первый подход в настоящее время уже реализован в ряде нефтегазодобывающих компаний, то второй находится еще на стадии разработки. Поэтому далее охарактеризуем наружный контроль. Наружный НК проводят при помощи устройств, считывающих информацию с поверхности трубопровода. Основные преимущества одной из технологий можно представить в виде рис. 4.

Система мониторинга коррозии «АРКТЕХ-УЛЬТРАКС» работает по принципу регистрации отраженных импульсов в режиме постоянной эксплуатации и не мешает процессам перекачки. Микропроцессорное устройство обрабатывает полученный отраженный сигнал, а далее регистрирует толщину стенки трубопровода с точностью до 2,5 мкм. Получаемая круглосуточно информация обеспечивает возможность постоянного контроля и мониторинга состояния [4].

Указанный метод реализован на ряде месторождений Томской области. Результаты проведенных обследований опасных участков позволяют судить об эффективном применении такой технологии. Примеры обработки статистических параметров на разных участках промысловых трубопроводах (участок 1 – обводненность 90 %, высокое содержание солей и механических примесей; участок 2 – обводненность 95 %, высокий газовый фактор (содержание сероводорода свыше 15 %), неравномерность режима работы; участок 3 – обводненность более 90 %, высокое содержание механических примесей, повышенный газовый фактор в) в соответствии с ГОСТ Р 53713–2009, ГОСТ Р 58367–2019

Как следует из рисунка 5, в 2021 году при применении метода стандартной ВТД обнаружено меньшее количество выявленных дефектов на заданных участках. Применение технологии «АРКТЕХ-УЛЬТРАКС» позволило увеличить статистику выявленных дефектов типа – коррозия на 60 %, тем самым скорректировать план проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту и снизить вероятность развития аварийных ситуаций.

Полученный опыт при эксплуатации промысловых трубопроводов позволяет рассматривать в перспективе применение данного методического подхода и к объектам магистрального транспорта, особенно на участках прохождения трубопроводов по территориям, относящимся к объектам культурного наследия, территориям с условиями распространения криолитозоны, подводных переходов и т. д. то есть где разрушения могут принести максимальный ущерб либо на данных участках возможны интенсивные изменения напряженно-деформированного состояния.



Рис. 4. Преимущества технологии АРКТЕХ-УЛЬТРАКС [6]

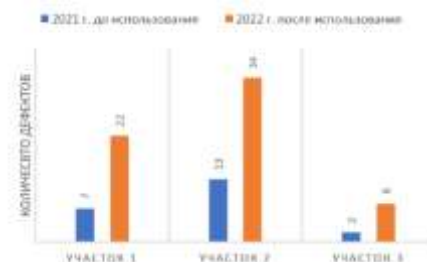


Рис. 5. Статистика выявленных дефектов типа – коррозия

Литература

1. ГОСТ Р. 53710-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки //М.: Стандартинформ. – 2010. – С. 54.
2. ГОСТ Р 58367–2019. Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование. – М.: Стандартинформ, 2019. – 120 с.
3. Кормильцин Г. С., Воробьев А. М., Промтов М. А. Диагностика и техническое обслуживание технологического оборудования // Электронное учебное пособие. – 2013.
4. Миронова Т. А. и др. Современные методы контроля и диагностирования технологических трубопроводов // Евразийский научный журнал. – 2015. – №. 9. – С. 51-53.
5. Официальный сайт Сибирского государственного автомобильно-дорожного университета [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://portal.sibadi.org/pluginfile.php/193582/mod_folder/content/0/Lektsia_9.doc?forcedownload=1
6. Официальный сайт компании «АРКТЕХ Арктические технологии» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://arctex.ru/category/sistemy-monitoringa-korrozii>.