

А.В. Захаров, директор ИТЦ «Орггазинжиниринг», e-mail: Zaharov@oeg.gazprom.ru; **А.А. Сухолитко**, начальник Управления ЗРА ИТЦ «Орггазинжиниринг», e-mail: Syholitko@oeg.gazprom.ru, ОАО «Оргэнергогаз»

Герметичность – основной параметр при оценке технического состояния трубопроводной арматуры

Трубопроводная арматура является составной частью газотранспортной системы, поэтому ее безотказная работа существенно определяет эксплуатационную надежность и безопасность любого объекта на магистральном газопроводе. На сегодняшний день общее количество арматуры с номинальным диаметром 50–1400 мм, установленной на объектах добычи, транспортировки, хранения и переработки, превышает 500 тыс. единиц различных видов, типов и производителей. В данной статье освещены актуальные вопросы испытаний, наладки, эксплуатации и оценки технического состояния арматуры, в т.ч. герметичности, на объектах газовой отрасли.

Ключевые слова: трубопроводная арматура, газотранспортная система, надежность, безопасность, техническое состояние, эксплуатация, герметичность.

Многие годы одним из направлений деятельности ОАО «Оргэнергогаз» как экспертной организации является формирование и реализация технической политики ОАО «Газпром» в области применения трубопроводной арматуры на объектах газовой отрасли. Специалисты Управления ЗРА ИТЦ «Орггазинжиниринг» проводят планомерную работу по организации, проведению и нормативно-методическому обеспечению испытаний, наладки, обслуживания и диагностирования трубопроводной арматуры (ТПА) на строящихся и эксплуатируемых объектах ОАО «Газпром». ТПА является составной частью газотранспортной системы (ГТС), и поэтому ее безотказная работа в значительной мере определяет эксплуатационную надежность и безопасность любого объекта на магистральном газопроводе. На сегодняшний день общее количество ТПА с номинальным диаметром от 50 до 1400 мм, установленной на объектах добычи, транспортировки, хранения и переработки, по данным электронной информационной системы «Инфотех», составляет около 500 тыс. единиц. Номенклатура этого вида оборудования весьма разнообразна по функцио-

нальному назначению, конструктивным особенностям, техническим характеристикам и срокам эксплуатации. Парк арматуры формировался более 50 лет. Он включает в себя отечественную и импортную арматуру, закупуемую у различных (зачастую уже не существующих сегодня) фирм. Доля отечественных производителей – до 84% и около 16% – зарубежных (рис. 1). Арматура и приводы к ней изготавливались на более чем 20 предприятиях России и бывших республик СССР. Широко используется арматура производства Италии, Франции, ФРГ, Голландии, Японии, Канады. По своему техническому уровню и качеству изготовления отечественная арматура прошлых лет, как правило, уступала продукции зарубежных фирм. В то же время при закупке арматуры по импорту далеко не всегда имелась возможность технически обоснованного выбора наиболее эффективных изделий, в связи с чем разброс в техническом уровне закупленной арматуры достаточно велик. Распределение интенсивности отказов ТПА по изготовителям представлено на рисунке 2. За последние пять лет парк установленной ТПА существенно вырос благодаря

реализации важнейших проектов по развитию ГТС на территории Северо-Западного региона РФ таких магистральных газопроводов, как «СПТО – Торжок», «Ухта – Торжок», «Бованенково – Ухта», Северо-европейский газопровод и других. «Газпром» предъявляет к отечественным производителям ТПА требования, направленные на увеличение срока службы до 40 лет, расширение номенклатуры и совершенствование конструкции, способной конкурировать по техническим характеристикам и качеству с зарубежными аналогами. В рамках реализации концепции технического регулирования, защиты от недобросовестных производителей и исполнения требований стандартов «Газпром» в отрасли создана система допуска газовой ТПА к поставкам на объекты. Данная работа осуществляется под руководством постоянно действующей комиссии ОАО «Газпром», созданной в 2008 г. В работе этой комиссии самое активное участие принимают специалисты Управления ЗРА ИТЦ «Орггазинжиниринг» и специалисты лаборатории испытаний ЗРА филиала «Саратоворгдиагностика». Комиссия допускает к применению арматуру и

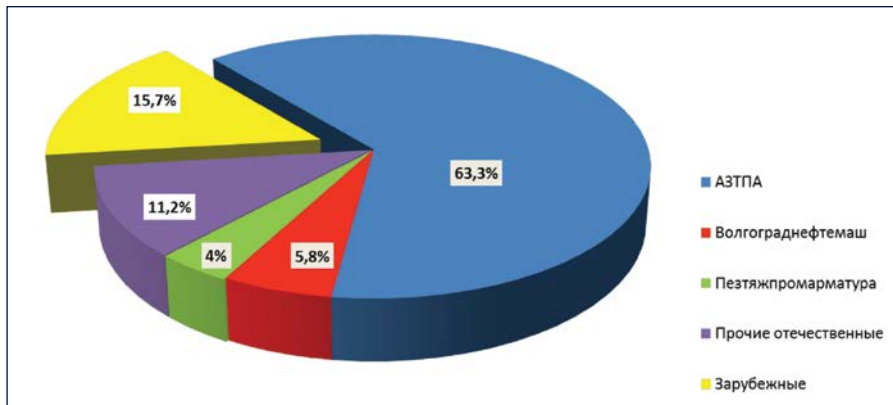


Рис. 1. Распределение ТПА DN 50-1400 линейной части МГ

приводов к ней гарантированного заводскими-изготовителями качества после процедуры приемочных испытаний, экспертизы технических условий (ТУ) в соответствии с СТО Газпром 2-4.1-212-2008 «Общие технические требования к трубопроводной арматуре, поставляемой на объекты ОАО «Газпром», стандартами на конкретные типы и виды арматуры, конструкторской и проектной документацией, нормами и правилами безопасности федеральных надзорных органов в области эксплуатации газопроводов. Приемочные и периодические испытания ТПА и приводов проводятся на полигоне филиала «Оргэнергогаз» в г. Саратове (в непосредственной близости от Елшанской ПХГ), разработанном «ВНИПИгаздобыча» и введенном в эксплуатацию в 1978 г. в соответствии с приказом

Мингазпрома (рис. 3). В 2006 г. испытательному полигону «Саратоворгдиагностика» придан статус отраслевого испытательного полигона «Газпром». За период 2010–2013 гг. на полигоне испытано с проведением экспертизы технической документации более 250 единиц ТПА и приводов отечественного и зарубежного производства различных конструктивных видов и типов. Оснащенность полигона обеспечивает проведение испытаний, приближенных по условиям к эксплуатационным, с использованием в качестве рабочей среды неагрессивного природного газа с давлением до PN 10,0 МПа и с расходом до 50 тыс. нм³/час. Наличие многофункциональной схемы технологической обвязки позволяет проводить цикличность (наработку ресурса) ТПА на полном перепаде давления газа на затво-

ре, что дает возможность проверить работоспособность, герметичность и надежность всех узлов и деталей. Вместе с этим в 2014–2015 гг. планируется проведение реконструкции полигона, а именно – замена отработавшей ресурс арматуры подводящего газопровода высокого давления, строительство дожимной мини-КС для возможности поднятия давления с 5 до 16 МПа в период снижения давления на Елшанской ПХГ. В 2008 г. по результатам испытаний разработан Реестр ТПА и приводов, технические условия которых соответствуют требованиям ОАО «Газпром». На сегодняшний день разработаны также четыре дополнения к действующему реестру, которые утверждены Департаментом по транспортировке газа и газового конденсата ОАО «Газпром». Немаловажную, а зачастую и определяющую роль в продлении срока службы арматуры играет подготовка, монтаж и наладка арматуры и приводов к ней перед вводом в эксплуатацию на строящемся объекте. В соответствии с требованиями ОАО «Газпром» арматура перед монтажом в крановый узел должна проходить процедуру входного контроля и предмонтажной подготовки. Арматура с приводом проверяется на соответствие своему назначению в части рабочих параметров, сред, условий эксплуатации, характеристик надежности и безопасности. Специалисты должны проводить операции по подготовке арматуры к врезке в газопровод и осуществлять инженерно-техническое сопровождение монтажа арматуры. На сегодняшний день это стало наиболее актуальным в связи с отдельной поставкой арматуры и приводов на строящиеся объекты, а также качеством проведения строительного-монтажных работ. Неоднократно на технических совещаниях подчеркивалась важность и необходимость организации и проведения работ по предмонтажной подготовке арматуры (в т.ч. с электрогидравлическими приводами) на строящихся объектах с привлечением квалифицированных специалистов, а не проведение ее силами строительного-монтажных организаций (рис. 4). Однако на сегодняшний день такие работы производятся не всегда, в связи с чем службами строи-

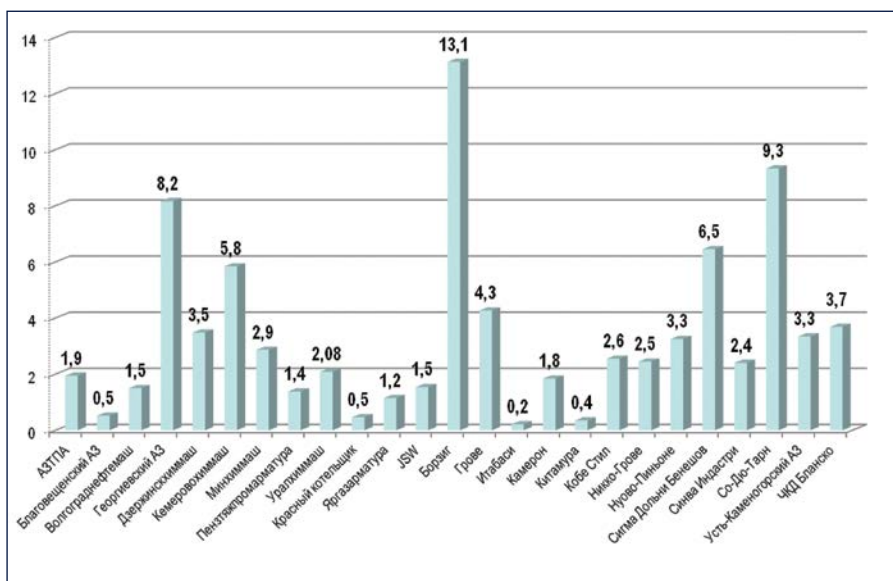


Рис. 2. Интенсивность отказов ТПА DN 50-1400 линейной части МГ

тельного контроля выдаются предписания. Подрядчиками (строительными организациями) проведение вышеуказанных работ зачастую оспаривается ввиду отсутствия этих затрат в сметной документации заказчика.

Многие годы важнейшим направлением в деятельности нашего центра является проведение работ по наладке и пуску оборудования на линейной части МГ, в том числе и 100%-ному выполнению ввода в эксплуатацию ТПА.

В 2010–2013 гг. специалисты центра выполняли и продолжают выполнять пусконаладочные работы арматуры на строящихся газопроводах – «Северо-европейский», «Починки – Грязовец», «Ухта – Торжок» и «Бованенково – Ухта». Работы проводятся в соответствии с «Порядком проведения пусконаладочных работ шаровых кранов на объектах ОАО «Газпром», разработанным «Оргэнергогазом» и утвержденным в 2006 г. Департаментом инвестиций и строительства.

Основными проблемами, которые приходится решать при проведении работ, являются дефекты арматуры и приво-

дов, возникающие при транспортировке, разгрузке, монтаже, испытаниях и перепусках газа в трубопроводе. Неудовлетворительные проектные решения, плохая организация и низкое качество строительно-монтажных работ, некачественная очистка и осушка газопровода, дросселирование газа через не полностью открытый затвор крана, замерзание влаги в затворе и импульсных обвязках также приводят к возникновению неисправностей и отказов в период проведения ПНР. Негерметичность затвора шаровых запорных кранов может приводить к тому, что приходится вырезать арматуру и менять ее на новую. Так, на 1-й нитке СМГ «Бованенково – Ухта» произведена замена 37 единиц арматуры диаметром 50–500 мм «Тяжпромарматура», МГ «Ухта – Торжок» – 4 единицы «Тяжпромарматура» и МГ «Северо-европейский газопровод» – 6 единиц арматуры диаметром 1000 мм «Пензатяжпромарматура». Аналогичные отказы возникали при вводе в эксплуатацию арматуры (изготовитель – «Камерон-Грове», «Орбит») на КС «Портовая» и некоторых

других объектах. В ОАО «Оргэнергогаз» проведен анализ причин возникновения отказов. Основной причиной негерметичности для арматуры диаметром до 300 мм является повреждение полиуретановых уплотнительных колец, возникших в результате воздействия механических частиц (превышающих размер и объем, предусмотренный СТО Газпром 2-4.1-212-2008) в потоке газа при высоких скоростях; диаметром 1000 мм – разрушение элементов полиуретановых уплотнительных колец в результате недостаточной конструктивной надежности уплотнений седла в момент открытия затвора при наличии давления газа в трубопроводе с двух сторон и отсутствии давления газа в «зашаровой» полости (рис. 5).

Начиная с 2008 г. при комплектации арматуры компрессорных станций и узлов подключения КС на строящихся объектах все большее применение для управления арматурой находят электрогидравлические приводы, у которых отсутствуют выбросы газа в атмосферу. Комплектация шаровых кранов импортными электрогидравлическими

Уважаемые читатели!

Редакция журнала «Территория «НЕФТЕГАЗ» сердечно поздравляет Вас с наступающим Новым годом и желает Вам всего наилучшего! Благодарим Вас за то, что Вы были с нами в течение этого года и надеемся, что и в 2014 году мы сможем соответствовать Вашим самым высоким требованиям!

Оформить подписку Вы всегда можете:

- в редакции – по адресу 119501 Москва, а/я 891, издательство «Камелот Пабблишинг», редакция журнала «Территория «НЕФТЕГАЗ», тел. +7 (495) 276 0973, e-mail: info@neftegas.info
- по каталогу Роспечати – подписной индекс 36129

СТОИМОСТЬ ПОДПИСКИ	по России:	для стран СНГ:
1 номер любого журнала	1200 рублей	1500 рублей
6 номеров ТНГ	7200 рублей	9000 рублей
12 номеров ТНГ	14400 рублей.....	18000 рублей
15 номеров (ТНГ+3 Коррозия).....	18000 рублей	22500 рублей



Фото 1. Испытательный полигон ТПА, г. Саратов

приводами добавляет головной боли и проблем пусконаладочному и эксплуатационному персоналу. Сегодня к поставкам на объекты «Газпрома» допущены 12 производителей ЭГП следующих фирм-изготовителей: CAMERON-Ledeen, FASEK, Rotork (PC-Intertechnik GmbH), FAHLKE, BIFFI, PALADON SDT, Franz Schuck, DVG, Servovalve, Nivatek и «Тяжпромарматура». Принцип работы этих приводов одинаков, но имеются конструктивные особенности и различия. Персонал испытывает трудности в наладке и обслуживании этих приводов (можно сказать, изучает устройство «на ходу»), так как система управления ЭГП конструктивно сложнее ПГП, техническая документация заводов-изготовителей имеет некачественный технический перевод, на приводах отсутствуют схемы управления, сервисное обслуживание и техническая помощь со стороны поставщиков фактически отсутствуют. При вводе в эксплуатацию возникает немало отказов и неисправностей: разрегулировка привода и крана (поставляемых раздельно, минуя завод-изготовитель шарового затвора), поломки или неудовлетворительное функционирование электрогидравлических насосов, утечки гидрожид-

кости и азота, неправильный монтаж кабелей (приводящий к перегоранию предохранителей), самопроизвольные перестановки и т.д. Через 2–3 года могут появиться проблемы с запасными частями, что уже происходило с импортной арматурой, поставляемой в 1970–1980-х гг.

В период эксплуатации техническое состояние ТПА имеет определяющее значение в обеспечении режимов нормальной эксплуатации и при аварийных ситуациях на магистральных газопроводах. Так, неисправности арматуры могут приводить к серьезным потерям транспортируемых объемов газа в случае негерметичности по затвору или возникновению отказов при невыполнении функций закрытия или открытия. Для предприятий «Газпрома», осуществляющих эксплуатацию арматуры, важной задачей является обеспечение безопасного применения по их прямому назначению в пределах установленного нормативной документацией срока службы и/или ресурса. Поддержание работоспособного состояния на должном техническом уровне должно осуществляться путем проведения технического обслуживания и ремонта (в трассовых условиях) ТПА в соответ-

ствии с действующей в «Газпроме» нормативной документацией СТО Газпром 2-2.3-385-2009 «Порядок проведения технического обслуживания и ремонта трубопроводной арматуры», которой предусматривается обслуживание всех основных узлов и деталей арматуры с приводом. Однако здесь необходимо отметить, что в соответствии с нормативами трудоемкости на проведение обслуживания арматуры численность эксплуатационного персонала, занимающегося ремонтно-техническим обслуживанием ТПА на линейной части МГ, КС и ГРС, недостаточна. Более того, часть арматуры не осматривается и не обслуживается годами и выполняет свои функции вплоть до возникновения отказа. Такое положение недопустимо. В настоящее время основной причиной выхода из строя арматуры и ее дальнейшей замены является неустраняемая негерметичность по затвору. Как любому механизму, арматуре требуется регулярное техническое обслуживание. В процессе эксплуатации при открытии и закрытии затвора, когда сопрягаемые детали сухие, возникают повреждения на затворе в виде царапин и износа мягких уплотнений. Негерметичность арматуры в процессе

эксплуатации можно напрямую связать с отсутствием должного обслуживания, важной частью которого является смазка сопрягаемых деталей. При регулярной подаче смазки в набивочную систему арматуры уменьшается риск загрязнения и износа деталей седла и затвора, продлевается срок службы арматуры. То же можно сказать и о своевременной замене демпферных технических жидкостей в цилиндрах гидравлических приводов, срок эксплуатации которых – не более 5 лет. В отрасли давно назрел вопрос о привлечении к работам по обслуживанию специализированных сервисных компаний, в зависимости от территориального расположения объектов, и назначения единого централизованного оператора по организации сервисного технического диагностирования и обслуживания ТПА. В настоящее время на этом рынке работают «Оргэнергогаз», «Промгаз-инжиниринг», «ЭкваРемСервис», «Сургутгазарматура», «Юггазсервис» и ряд других небольших фирм. Создание системы сервисного обслуживания позволит существенно повысить надеж-

ность и безопасность эксплуатации ТПА, а также значительно увеличить срок ее использования без вырезки. В III квартале текущего года «Оргэнергогаз» приступил к выполнению сервисного технического обслуживания ТПА на линейной части МГ «Бованенково – Ухта» для подготовки объекта к зимнему периоду эксплуатации.

На сегодняшний день более 10% всего парка арматуры имеет срок службы более 30 лет и 3% – более 40 лет, поэтому в отрасли проводятся работы по диагностированию технического состояния, экспертизе промышленной безопасности с продлением срока службы (ресурса) ТПА на действующих объектах в соответствии с СТО Газпром 2-4.1-408-2009 «Методика оценки ресурса запорно-регулирующей арматуры».

В процессе эксплуатации под влиянием конструктивно-технологических, климатических, производственных и других факторов происходят нарушения нормального функционирования отдельных узлов арматуры. В основном выявляемые дефекты ремонтпригодны в условиях эксплуатации, а основной

причиной (98%) замены ТПА является невосстанавливаемая потеря герметичности в затворе (наличие утечки, превышающей установленные нормы по условиям эксплуатации). Случаи потери плотности корпусных деталей или сварных соединений редки, процент этих дефектов ничтожно мал.

Ежегодно вырезается около 1500 тыс. единиц арматуры. Начиная с 2010 г. в ОАО «Газпром» производится капитальный ремонт трубопроводной арматуры. В настоящее время разработан и проходит согласование нормативный документ «Порядок повторного применения трубопроводной арматуры, демонтированной при проведении капитального ремонта, модернизации и ликвидации объектов ОАО «Газпром».

Вернемся к диагностике. До недавнего времени неразрушающий контроль корпусных деталей арматуры с целью экспертизы промышленной безопасности ТПА в отрасли не проводился вообще, т.к. в 1997 г. в «Газпроме» было распространено письмо Госгортехнадзора о том, что арматура не является сосудом, работающим под давлением, в



ufi
Approved
Event

13-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ И ТЕХНИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА В ПРОМЫШЛЕННОСТИ

18-20 ФЕВРАЛЯ 2014

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ | МОСКВА, СК «ОЛИМПИЙСКИЙ»

- **Техногенная диагностика:** неразрушающий контроль, разрушающий контроль, услуги по НК, лабораторный контроль
- **Экологическая диагностика**
- **Антитеррористическая диагностика**
- **Измерения и испытания**

0+



Организаторы:



Получите бесплатный электронный билет: www.ndt-russia.ru

Тел.: +7 (812) 380 6002 | Факс: +7 (812) 380 6001 | ndt@primexpo.ru

связи с чем регистрация в органах РТН не требуется и Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов на данный вид оборудования не распространяются. Однако за последнее время объемы по диагностике резко возросли. Наш центр не остался в стороне и от этой работы, основной упор в этом направлении делается на оценку технического состояния по таким параметрам, как герметичность в затворе, работоспособность привода и систем управления. В вопросах качественной и количественной оценки герметичности ТПА в Управлении ЗРА накоплен большой опыт.

В РАЗНОЕ ВРЕМЯ МЫ ОПРОБОВАЛИ РАЗЛИЧНЫЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ГЕРМЕТИЧНОСТИ НА ДЕЙСТВУЮЩИХ ОБЪЕКТАХ ОАО «ГАЗПРОМ»:

- метод теплового баланса, основанный на смешении потоков газа низкого и высокого давлений, сопровождаемом повышением температуры;
- анемометрический и пневмометрический методы испытывались при замере утечек через свечной выброс и основаны в одном случае на измерении скоростей движения газового потока

в поперечном сечении свечи (анемометрия), а в другом – на измерении динамического давления потока газа в том же сечении (пневмометрия);

- метод трассерной метки, основанный на введении в поток газа на высокой стороне давления микродозы маркирующего вещества с последующей регистрацией его концентрации в потоке на стороне низкого давления с помощью газоанализирующего прибора ТИГ-8 (течеискатель газовый);
- измерение герметичности прибором ИГ-4 через свечные краны, основанное на отсечении известного объема свечи с помощью надувного герметизатора, снабженного калиброванными насадками для управления потоком истекающего из негерметичного крана газа, с последующим измерением параметров этого истечения стандартными физическими приборами, показания которых абсолютно достоверны и находятся в пределах допустимых погрешностей;
- метод локализирующей камеры, аналогичный предыдущему методу по методике измерений управляемого потока газовой смеси через калибровочный канал с регистрацией параметров тече-

ния этого потока стандартными сертифицированными физическими приборами с использованием газоанализаторов, газовых счетчиков и побудителей протяжки газовой смеси. Особенностью метода является обустройство локализирующей (изолирующей) камеры вокруг источника утечки газа. В качестве камер могут служить любые газонепроницаемые оболочки – от пленочной обмотки до каркасных сооружений, способные локализовать газ утечки и направить его в измерительный канал.

Все вышеперечисленные методы не нашли широкого применения в газовой отрасли, и на сегодняшний день единственным методом оценки герметичности по затвору является акустико-эмиссионный метод.

Более семи лет специалистами ОАО «Оргэнергогаз» эффективно применяется метод оценки протечек через затворы запорной арматуры с использованием прибора модели 5131 Physical Acoustics Corp.

Прибор зарекомендовал себя как надежный и простой инструмент при проведении работ по обследованию герметичности запорной арматуры в



Фото 2. Предмонтажная подготовка и шефмонтаж ТПА на объекте



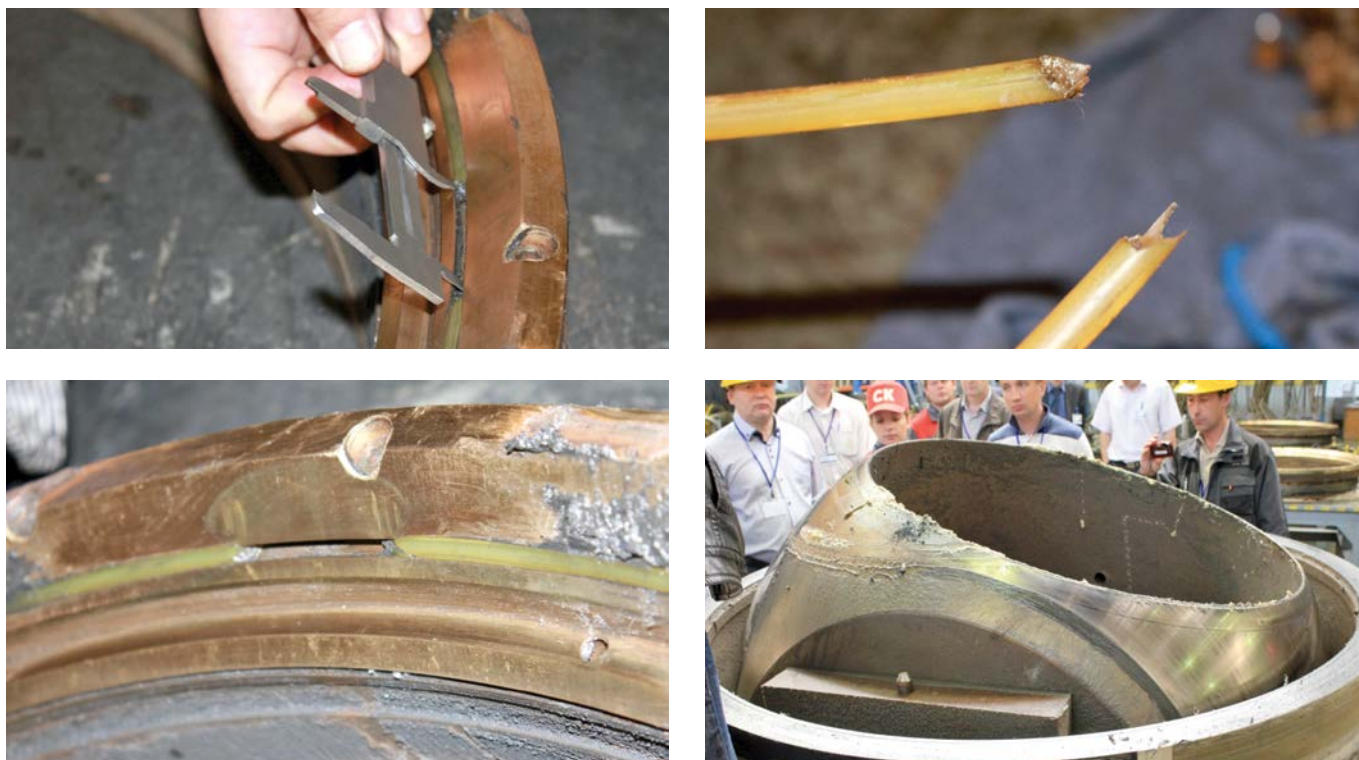


Фото 3. Разрушение уплотнительных элементов в ТПА

любых погодных условиях. Не имеющих аналогов, легкий и удобный в обращении, он был незаменим для специалистов, проводящих такие работы.

Принцип действия его основан на регистрации высокочастотного акустического сигнала, возникающего от протечки газа через дефекты уплотнения седел затвора арматуры, находящейся в закрытом положении. Так как датчик прибора необходимо было устанавливать в непосредственной близости к месту предполагаемой протечки, т.е. на корпус, на арматуре подземного исполнения приходилось производить шурфовку. Но несмотря на это, при-

бор неоднократно применялся для диагностики протекающей арматуры при проведении огневых работ на линейной части ремонтируемого магистрального газопровода. По его показаниям можно было определить степень негерметичности, провести регулировку конечных положений затвора и контролировать процесс набивки арматуры уплотнительными смазками.

Еще больший эффект прибор показывает при использовании его в надземных технологических обвязках КС, в непосредственной близости от работающих турбоагрегатов. Здесь учитывается влияние фоновых шумов от работы нагне-

тателя турбоагрегата и протекающего по коллекторному газопроводу газа. В настоящее время широкое применение в отрасли и в ОАО «Оргэнергогаз» находит оборудование для устранения протечек по затвору запорной арматуры, автоматические и ручные нагнетатели смазки в уплотнительные соединения арматуры. ОАО «Оргэнергогаз» проводит работы по оценке степени герметичности, устранению протечек с подачей очистительных и уплотнительных смазок и регулировкой положений затвора при проведении диагностических обследований и сервисного технического обслуживания.

A.V. Zakharov, Director of Orggazengineering Information and Technical Center, e-mail: Zaharov@oeg.gazprom.ru; **A.A. Sukholitko**, Head of the Shut-Off and Control Valves Department of Orggazengineering, Information and Technical Center, e-mail: Syholitko@oeg.gazprom.ru, Orgenergogaz JSC

Tightness is the major parameter for evaluation of the valves technical condition

Valves are a part of the gas transportation system, therefore, operational reliability and safety of any facility of the main gas pipeline largely depends on failure-free valves operation. The total number of valves of 50–1,400 mm rated diameter currently installed at the field production, transportation and storage sites exceeds 500 thousand units of various kinds, types and manufacturers.

This article covers the topical issues on testing, adjustment, operation and evaluation of the valves technical condition, including tightness, at the gas industry facilities.

Keywords: valves, gas transportation system, reliability, safety, technical condition, operation, tightness.