

Содержание

Введение.....	3
1 Состав сооружений магистрального газопровода.....	5
2 Требования к трубам и материалам.....	8
3 Правила эксплуатации линейной части.....	11
4 Дефекты трубопроводных конструкций и причины их возникновения.....	19
5 Подготовка трубопровода к пропуску дефектоскопа.....	26
6 Метод магнитной дефектоскопии.....	29
7 Анализ результатов контроля.....	34
8 Ремонт трубопровода с применением с муфт.....	42
9 Техника безопасности при эксплуатации газопровода.....	46
Заключение.....	55
Список используемых источников.....	57

Введение

Магистральным газопроводом называется трубопровод, предназначенный для транспорта газа из района добычи или производства в район его потребления, или трубопровод, соединяющий отдельные газовые месторождения.

Ответвлением от магистрального газопровода называется трубопровод, присоединенный непосредственно к магистральному газопроводу и предназначенный для отвода части транспортируемого газа к отдельным населенным пунктам и промышленным предприятиям.

В соответствии со СНиП 2.05.06-85* в зависимости от рабочего давления в трубопроводе магистральные газопроводы подразделяются на два класса: класс I – рабочее давление от 2,5 до 10 МПа включительно; класс II – рабочее давление от 1,2 до 2,5 МПа включительно.

Газопроводы, эксплуатируемые при давлениях ниже 1,2 МПа, не относятся к магистральным. Это внутрипромысловые, внутризаводские, подводящие газопроводы, газовые сети в городах и населенных пунктах и другие трубопроводы.

По характеру линейной части различают газопроводы:

-магистральные, которые могут быть одноконтурными простыми (с одинаковым диаметром от головных сооружений до конечной газораспределительной станции) и телескопическими (с различным диаметром труб по трассе), а также многоконтурными, когда параллельно основной нитке проложены вторая, третья и последующие нитки;

-кольцевые, сооружаемые вокруг крупных городов для увеличения надежности снабжения газом и равномерной подачи газа, а также для объединения магистральных газопроводов в Единую газотранспортную систему страны.

Магистральные газопроводы и их участки подразделяются на категории, требования к которым в зависимости от условий работы, объема неразрушающего контроля сварных соединений и величин испытательного давления, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Категории магистральных трубопроводов и их участков (СНиП 2.05.06-85*, стр.3, табл.1)

На наиболее сложных (болота, водные преграды и т.д.) и ответственных участках трассы категория магистральных газопроводов повышается. Например, для участков подключения компрессорных станций, узлов пуска и приема очистных устройств, переходов через водные преграды шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более СНиП устанавливает категорию I.

К категории В относятся газопроводы, сооружаемые внутри зданий и на территориях компрессорных станций и газораспределительных станций. При проектировании допускается категорию отдельных участков газопроводов повышать на одну категорию, против установленной СНиПом, при соответствующем обосновании.

К категориям магистральных газопроводов и их участкам в зависимости от коэффициента условий работы при расчете на прочность предъявляются определенные требования в части контроля сварных соединений физическими методами и предварительного испытания $R_{исп}$.

1 Состав сооружений магистрального газопровода

В соответствии со СНиП к магистральным газопроводам относят трубопроводы и ответвления (отводы) от них диаметром до 1420 мм с избыточным давлением транспортируемого продукта не более 10 МПа, предназначенные для транспортировки: природного или попутного нефтяного углеводородного газа из районов добычи (от головных компрессорных станций (КС) до газораспределительных станций (ГРС)) городов и населенных пунктов;

сжиженных углеводородных газов с упругостью насыщенных паров не более 1,6 МПа при температуре 45 °С с мест производства (заводов) до мест потребления (перевалочные базы, пункты налива, промышленные и сельскохозяйственные предприятия, порты, ГРС, пусковые базы);

товарной продукции в пределах головных и промежуточных КС, станций подземного

хранения газа, ГРС, замерных пунктов.

Аналогично определяют магистральные водо-, конденсато- и аммиакопроводы.

В состав подземного магистрального газопровода входят линейная часть и наземные объекты (рисунок 1).

Рисунок 1 - Схема магистрального газопровода

1 - газовая скважина со «шлейфом»; 2 - газосборный пункт; 3 - газопромисловый коллектор; 4 - головные сооружения; 5 - ГКС; 6 - магистральный газопровод; 7 - запорная арматура; 8 - промежуточная КС; 9, 11, 13 - переходы соответственно через малую преграду, дорогу и крупную водную преграду; 10 - линия связи; 12 - аварийный запас труб; 14 - вдольтрассовая дорога с подъездами; 15, 26 - ГРС; 16 - отвод от газопровода; 17 - защитное сооружение; 18 - система ЭХЗ; 19 - ЛЭП; 20 - ПХГ; 21 - КС ПХГ; 22 - водосборник; 23 - дом линейного ремонтера-связиста; 24 - лупинг; 25 - вертолетная площадка; 27 - ГРП; 28 - городские газовые сети

На промысле газ от скважин под действием пластового давления по сборным индивидуальным газопроводам («шлейфам») поступает на газосборные пункты, где осуществляют первичный замер его, а при необходимости и редуцирование. От газосборных пунктов газ поступает в промысловый газосборный коллектор и по нему на головные сооружения (установку комплексной подготовки газа - УКПП), где проводят его очистку, осушку, вторичный замер и доведение до товарной кондиции.

На головной КС газ компримируется до номинального рабочего давления (как правило, до 7,5 МПа). Затем он поступает в линейную часть магистрального газопровода.

К линейной части магистрального газопровода относят собственно магистральный газопровод с линейной арматурой, переходами через естественные и искусственные преграды, линиями технологической связи и электропередачи, вдольтрассовыми и подъездными дорогами, защитными сооружениями, отводами к промежуточным потребителям, водо- и конденсатосборниками и другими узлами, системой электрохимической защиты; лупинги, аварийный запас труб, вертолетные площадки и дома линейных ремонтеров-связистов

В состав наземных объектов магистрального газопровода входят КС, ГРС и газораспределительные пункты (ГРП). Основные сооружения КС - компрессорная станция, ремонтно-эксплуатационный и служебно-эксплуатационные блоки, площадка с пылеуловителями, градирня, резервуар для воды, масляное хозяйство, установки охлаждения газа и др. При КС, как правило, сооружают жилой поселок. Головные сооружения и головная КС часто представляют собой единый площадочный комплекс. КС отстоят друг от друга на расстоянии примерно 125 км.

Газ, поступающий на ГРС, дополнительно обезвоживается, очищается, редуцируется (до 1,2 МПа), одоризуется, замеряется и распределяется по трубопроводам отдельных потребителей или групп их.

Подземные хранилища газа (с КС или без них) предназначены для регулирования сезонной неравномерности потребления газа (летом газ в них накапливается, а зимой подается потребителям). Подземные хранилища газа сооружают вблизи крупных городов и промышленных центров. Обычно газ закачивают в водоносные горизонты пористых

пород, выработанные нефтяные и газовые месторождения или в специально разработанные (вымытые) хранилища в соляных отложениях значительной мощности.

2 Требования к трубам и материалам

Для строительства магистральных газопроводов должны применяться трубы стальные бесшовные, электросварные прямо шовные, спиральные и другие специальные конструкции, изготовленные из:

– спокойных и полуспокойных углеродистых, реже легированных сталей диаметром 50 миллиметров включительно;

спокойных и полуспокойных низколегированных сталей диаметром до 1020 миллиметров; низколегированных сталей в термически или термодинамически упрочнённом состоянии для труб диаметром до 1420 миллиметров;

Трубы бесшовные следует применять по ГОСТ8731–87, ГОСТ8732–87, ГОСТ8734–75, группы В. При соответствующем технико-экономическом обосновании можно использовать по ГОСТ9567–75. Трубы стальные электросварные диаметром до 800 миллиметров по ГОСТ20295–85. Для труб диаметром свыше 800 миллиметров по техническим условиям, утверждённым в установленном порядке с выполнением при заказе и приёмке труб требований, перечисленных ниже.

Трубы должны иметь сварное соединение, равнопрочное основному металлу трубы.

Сварные швы труб должны быть плотными, непровары и трещины любой протяжённости и глубины не допускаются. Отклонение от номинальных размеров наружных диаметров торцов труб не должны превышать величин, приведённых в ГОСТах, а для труб диаметром свыше 800 миллиметров не должны превышать плюс минус 2 миллиметра.

Овальность концов труб, то есть отношение разности между наибольшими и наименьшими диаметрами в одном сечении к номинальному диаметру, не должна превышать 1%.

Овальность труб толщиной 20 миллиметров и более не должна превышать 0,8%.

Кривизна труб не должна превышать 1,5 миллиметров на 1 метр длины, а общая кривизна не более 0,2% длины трубы.

Длина поставляемых заводом труб должна быть в пределах 10,5 – 11,6 метров.

Трубы диаметром 1020 миллиметров и более должны изготавливаться из листовой и рулонной стали, прошедшей 100% контроль физическими неразрушающими методами.

Отношение предела текучести к временному сопротивлению (то есть пределу прочности) и относительное удлинение металла труб должны удовлетворять требования СНиП.

Кольцевые сварные соединения должны выполняться с применением дуговых методов сварки (в том числе ручной, автоматической под флюсом, механизированной в среде защитных газов, механизированной само защитной порошковой проволокой), а также электроконтактной сваркой – оплавлением.

Сталь труб должна хорошо свариваться.

Пластическая деформация металла в процессе производства труб (экспандирование) должно быть не более 102%.

В металле труб не допускается наличие трещин, плён, закатов, а также расслоений длиной более 80 миллиметров в любом направлении. Расслоение любого размера на торцах труб и в зоне шириной 25 миллиметров от торца не допускается.

Зачистка внешних дефектов труб (кроме трещин) допускается при условии, что толщины стенки труб после зачистки не выходят за пределы допусков на толщину стенки.

Сварные соединения труб должны иметь плавный переход от основного металла к металлу шва без острых углов, подрезов, непроваров, утяжек, осевой рыхлости и других дефектов в формировании шва. Усиление наружного шва для труб с толщиной стенки до 10 миллиметров должно находиться в пределах 0,5 – 2,5 миллиметров, а более 10 миллиметров 0,5 – 3 миллиметров. Высота усиления внутреннего шва должна быть не менее 0,5 миллиметров.

Смещение наружного и внутреннего слоёв заводского сварного шва не должно превышать 20% толщины стенки при толщине до 16 миллиметров и 15% более 16 миллиметров.

Концы труб должны быть обрезаны под прямым углом и иметь раздел кромок под сварку. Форма разделки кромок определяется техническими условиями.

Косина реза торцов труб должна быть не более 2 миллиметров.

Каждая труба должна проходить на заводах изготовителях испытания гидростатическим давлением.

Все сварные соединения труб должны быть полностью проверены физическими неразрушающимися методами контроля (ультразвуком с последующей расшифровкой дефектных мест расшифровкой просвечиванием).

3 Правила эксплуатации линейной части

Линейная часть магистрального газопровода — наиболее фондоемкое сооружение.

Состоянием линейной части во многом определяется надежность газоснабжения потребителей. В связи с тем, что объекты линейной части газопровода рассредоточены на сотни и тысячи километров, значительно усложняется их эксплуатация. Для поддержания необходимого уровня технического состояния объектов линейной части газопровода, требуется квалифицированное и своевременное проведение профилактических и ремонтных работ. Для этого в структуре производственного газотранспортного объединения предусмотрены соответствующие отделы и подразделения.

Производственное газотранспортное объединение осуществляет эксплуатацию одного или нескольких магистральных газопроводов. Для эксплуатации участков магистральных газопроводов в составе объединения создаются линейные производственные управления (ЛПУМГ), в которых непосредственным обслуживанием линейной части занимаются линейно-эксплуатационные службы (ЛЭС). Руководство организацией эксплуатации линейной части в объединении осуществляет главный инженер через производственно-технический отдел (ПТО) по эксплуатации магистральных газопроводов, на который возложены следующие основные обязанности:

- проведение единой технической политики в области эксплуатации газопровода,
- разработка планов организационно-технических мероприятий по эксплуатации линейной части и планов проведения особо сложных огневых работ,
- составление планов и инструкций на переиспытание участков магистральных газопроводов,
- разработка планов внедрения новой техники,
- прием исполнительной документации от подрядно-строительных организаций на вновь вводимые и отремонтированные участки газопроводов, средств защиты.

Кроме того, отдел координирует работу ЛПУМГ объединения в части проведения всех работ на подведомственных ему объектах, следит за ходом выполнения организационно-технических мероприятий по линейной части по всему объединению, ведет и предоставляет в вышестоящие инстанции все виды отчетности по своей деятельности.

Эксплуатацию линейной части магистральных газопроводов на местах осуществляют линейно-эксплуатационные службы (ЛЭС), которые непосредственно подчинены

заместителю начальника ЛПУМГ и включают в себя аварийную и линейную бригады, группы электрохимзащиты, автотранспорта, энерговодоснабжения и ГРС.

На службу ЛЭС возлагаются следующие обязанности:

- обеспечивать бесперебойную транспортировку газа на обслуживаемых участках газопроводов и отводов путем своевременного контроля и поддержания в технически исправном состоянии линейной части газопровода со всеми линейными сооружениями и оборудованием; выполнять необходимые ремонтные работы и профилактические мероприятия, обеспечивающие долговечность и надежность газопровода, обеспечивать бесперебойную работу ГРС;
- периодически осматривать газопроводы и сооружения на них для выявления и ликвидации утечек газа, контроля состояния грунтового основания газопроводов и грунтов охранной зоны, своевременного выявления эрозионного размыва грунтов в охранной зоне газопровода, просадки грунтового основания, разрушения насыпей; измерять давление газа на линейных кранах, продувать конденсатосборники и т. п.;
- ликвидировать аварии и неисправности на линейной части газопровода, ГРС, КС;
- участвовать в проведении капитальных ремонтов магистрального газопровода;
- осуществлять своевременный ремонт грунтового основания и насыпей, а также проводить мероприятия по предотвращению эрозионного размыва грунтов;
- осуществлять ремонт газопровода, отводов, технологического оборудования ГРС, газовых сетей жилых поселков и аварийной техники;
- проводить врезки в магистральные газопроводы и отводы от них для подключения новых потребителей газа, реконструкцию узлов переключения, монтаж перемычек;
- осуществлять контроль над состоянием переходов через естественные и искусственные преграды и обеспечивать их надежную работу;
- осуществлять контроль над тепловым режимом грунтов основания и охранной зоны газопровода в районах распространения вечномёрзлых грунтов;
- содержать охранную зону, оборудование и предупредительные знаки по трассе газопровода и ГРС в состоянии, предусмотренным «Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов», СНиП и санитарными нормами промышленных объектов;
- оформлять в установленном порядке документацию на выполненные ремонтные работы и ликвидированные аварии;
- содержать аварийную технику в исправном состоянии и укомплектованной, согласно утвержденному перечню оснащения;
- обеспечивать своевременную заливку метанола в газопровод и коммуникации ГРС для исключения в них гидратообразования;
- проводить подготовку газопроводов, отводов и всех сооружений на них к осенне-зимней эксплуатации и паводку;
- выполнять работы, предусмотренные организационно-техническими мероприятиями;
- не менее одного раза в квартал проводить аварийно-тренировочные выезды для проверки готовности аварийной техники и бригады к выполнению работ по ликвидации возможной аварии;
- осуществлять технический надзор и принимать непосредственное участие в продувках и испытаниях вновь вводимых в эксплуатацию газопроводов, отводов;

разрабатывать планы проведения огневых работ;
совместно с диспетчерской службой контролировать гидравлическое состояние и очищать внутреннюю полость газопроводов;

обеспечивать защиту от коррозии подземных металлических сооружений магистральных газопроводов, а также защиту от атмосферной коррозии надземных трубопроводов.

В зависимости от структуры и состава ЛЭС в нее может включаться группа энерговодоснабжения, на которую возлагается обязанность по обслуживанию и ремонту средств энерговодоснабжения ГРС, домов обходчиков, ремонтно-эксплуатационных пунктов (РЭП). Численность персонала ЛЭС устанавливается на основании действующих нормативов в зависимости от протяженности и сложности обслуживаемого участка, наличия машин и механизмов.

ЛЭС возглавляет начальник, который несет ответственность за состояние и обслуживание линейной части газопровода и ГРС, содержание в исправном состоянии вверенной техники, своевременную и качественную ликвидацию аварий и проведение ремонтно-восстановительных работ на газопроводе, а также за соблюдение персоналом ЛЭС действующих Правил технической эксплуатации магистральных газопроводов, должностных инструкций и правил техники безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов и других нормативных документов. Начальнику ЛЭС непосредственно подчинены инженерно-технические работники, являющиеся руководителями групп: линейный мастер, старший инженер (инженер) ГРС, начальник (механик) автотранспортного хозяйства.

Линейный мастер осуществляет руководство аварийной и линейной бригадами. Линейная бригада осуществляет повседневный контроль за состоянием линейной части магистрального газопровода и выполняет все виды ремонтно-профилактических работ, кроме огневых. Аварийная бригада выполняет все виды огневых работ на линейной части, а также на КС и ГРС.

Старший инженер (инженер) электрохимзащиты (ЭХЗ) руководит группой электромонтеров, в обязанности которой входит своевременное обслуживание и ремонт установок защиты. Старший инженер (инженер) ГРС осуществляет руководство работой операторов ГРС, замерных узлов и операторами-прибористами.

Автотранспортной группой руководит начальник (автомеханик). Ее назначение – обеспечить обслуживание и ремонт автотракторной, землеройной техники, всех основных и вспомогательных механизмов (сварочных агрегатов, передвижных электростанций, компрессорных и водоотливных установок и т. д.). На отдаленных участках, а также в труднодоступных местностях (горы, болота, водные преграды) прохождения трассы газопровода могут организовываться ремонтно-эксплуатационные пункты, которые возглавляются мастером. В их задачу входит проведение профилактических осмотров и ремонтов (без ведения огневых работ) на закрепленном участке газопровода.

Рабочий персонал, обслуживающий линейную часть магистрального газопровода, включает в себя линейных обходчиков, линейных трубопроводчиков, сварщиков, водителей аварийных машин, монтеров ЭХЗ, операторов ГРС. Линейные обходчики, операторы ГРС живут, как правило, вблизи трассы в домах обходчиков и операторов и обслуживают определенные участки трассы и ГРС. За каждым обходчиком закреплены

определенные участки газопровода со всеми находящимися на них сооружениями: газопровод, запорная арматура, переходы через естественные и искусственные препятствия, конденсатосборники, метанольницы, редуцирующие колонки, устройства протекторной и дренажной защиты, контрольно-измерительные колонки, линейные сооружения связи, источники электроэнергии и линии электропередач с трансформаторными подстанциями. Каждый линейный трубопроводчик должен уметь обслуживать и управлять закрепленной за ним техникой, строительными механизмами (трубоукладчиком, экскаватором, водоотливной или сварочной установкой, передвижной электростанцией и т. д.). Кроме того, должен знать порядок и ведение ремонтно-восстановительных работ на трассе газопровода, погрузочно-разгрузочных работ, заливки реагентов в газопровод и других работ, предусмотренных должностной инструкцией. ЛЭС оснащается транспортом и механизмами в соответствии с Нормативным табелем оснащения ЛЭС магистральных газопроводов материальными ресурсами (транспортными средствами, механизмами, приспособлениями, инвентарем и материалами) для выполнения аварийно-восстановительных и ремонтно-профилактических работ в различных природно-климатических условиях. Выделенные для ЛЭС транспортные средства и ремонтно-строительные механизмы должны быть разделены на хозяйственные и аварийные и закреплены персонально за работниками ЛЭС, которые несут ответственность за содержание их в исправном состоянии, укомплектованность и постоянную готовность к выезду и проведению аварийных и плановых ремонтных работ. В комплект оснащения аварийных автомашин и механизмов должны входить материалы, инструменты и механизмы в точном соответствии с перечнем, утвержденным заместителем начальника производственного отдела (ПО).

Газотранспортное объединение ежегодно на основании Положения о планово-предупредительном ремонте линейной части и технологического оборудования магистральных газопроводов разрабатывает план - график проведения планово-предупредительного ремонта объектов линейной части газопровода, которым предусматривается текущий, средний и капитальный ремонты. Одновременно ПО рассчитывает потребности в материальных и трудовых средствах для каждого вида ремонта.

В периоды между очередными плановыми ремонтами предусматривается проведение межремонтного обслуживания и планового осмотра.

Межремонтное обслуживание включает комплекс профилактических работ по уходу и надзору за оборудованием в период работы между двумя плановыми ремонтами. К ним относятся: надзор за правильной эксплуатацией объектов линейной части магистрального газопровода в соответствии с Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов, технологическими картами и паспортными данными оборудования.

Межремонтное обслуживание линейной части газопровода проводится по утвержденному графику персоналом ЛЭС во время выезда (вылета) на трассу. На участках трассы, где имеются линейные обходчики, выполнение мероприятий по межремонтному обслуживанию возлагается на них. Выявленные в процессе осмотра дефекты и принятые меры по их устранению фиксируются в технической документации.

Плановый осмотр - комплекс ремонтно-профилактических работ по контролю над

техническим состоянием оборудования, выявлению возникающих дефектов и своевременному предупреждению появления неисправностей, связанных с незначительной разборкой. При этом устраняются только те неисправности оборудования, при наличии которых нельзя его нормально эксплуатировать до ближайшего ремонта. Плановый осмотр включает в себя все элементы межремонтного обслуживания и регулярно проводится бригадами ЛЭС. По результатам осмотров составляются дефектные ведомости для текущих, средних и капитальных ремонтов и предусматриваются работы в ежегодных планах организационно-технических мероприятиях по устранению выявленных неисправностей. Плановые осмотры совмещаются с работами по межремонтному обслуживанию.

Содержание и сроки проведения межремонтного обслуживания и плановых осмотров регламентируются Положением о ППР линейной части и технологического оборудования магистральных газопроводов. Указанные в нем сроки проведения профилактических работ могут корректироваться с учетом конкретных местных условий.

4 Дефекты трубопроводных конструкций и причины их возникновения

Дефект – это любое несоответствие регламентированным нормам. Главной причиной появления дефектов является отклонение рабочего параметра от нормативного значения,

обоснованного допуском.

Дефекты трубопроводных конструкций подразделяются на:

- дефекты труб;
- дефекты сварных соединений;
- дефекты изоляции.

Различают следующие дефекты труб:

- металлургические – дефекты листов и лент, из которых изготавливаются трубы, т.е. различного рода расслоения, прокатная плена, вкатанная окалина, поперечная разнотолщинность, неметаллические включения и др.
- технологические – связаны с несовершенством технологии изготовления труб, которые условно можно разделить на дефекты сварки и поверхностные дефекты (наклеп при экспандировании, смещение или угловатость кромок, овальность труб)
- строительные – обусловлены несовершенством технологии строительно-монтажных работ, нарушениями технологических и проектных решений по транспортировке, монтажу, сварке, изоляционно-укладочным работам (царапины, задиры, вмятины на поверхности труб).

Причины возникновения дефектов труб

- существующая технология прокатки металла, технология непрерывной разливки стали на отдельных металлургических заводах является одной из причин изготовления некачественных труб. Нередки случаи разрушения по причине расслоения металла.
- на трубных заводах входной контроль сырья несовершенен или полностью отсутствует. Это приводит к тому, что дефекты сырья становятся дефектами труб.
- при изготовлении труб приходится подвергать металл нагрузкам, при которых он работает за пределом текучести. Это приводит к появлению наклепа, микрорасслоений, надрывов и других скрытых дефектов. Из-за кратковременности последующих заводских испытаний труб (20...30 с) многие скрытые дефекты не выявляются и «срабатывают» уже в процессе эксплуатации МТ.
- в недостаточной степени контролируется заводами и геометрическая форма труб. Так, на трубах диаметром 500...800мм смещение кромок достигает 3мм (при норме для спирально-шовных труб 0,75...1,2мм), овальность – 2%
- механические воздействия при погрузочно-разгрузочных, транспортных и монтажных операциях приводят к появлению на трубах вмятин, рисок, царапин, задириков
- при очистке трубопроводов скребками-резцами возникают дефекты пластической деформации локальных участков поверхности трубы – риски, подрезы и т.д. Эти концентраторы напряжений являются потенциальными очагами развития коррозионно-усталостных трещин. Очистка трубопроводов с помощью проволочных щеток исключает повреждение труб в виде подрезов, но при определенных режимах обработки приводит к деформациям поверхности металла, снижающим его коррозионную стойкость.
- коррозионные повреждения труб (внешние - в местах нарушения сплошности изоляции, а внутренние - в местах скопления воды)

Дефект сварного соединения – это отклонения разного рода от установленных норм и технических требований, которые уменьшают прочность и эксплуатационную надежность сварных соединений и могут привести к разрушению всей конструкции. Наиболее часто

встречаются дефекты формы и размеров сварных швов, дефекты макро- и микроструктуры, деформация и коробление сварных конструкций.

Нарушение формы и размеров шва свидетельствуют о наличии таких дефектов, как наплывы (натеки), подрезы, прожоги, незаваренные кратеры.

Наплывы – чаще всего образуются при сварке горизонтальными швами вертикальных поверхностей, в результате натека жидкого металла на кромки холодного основного металла. Они могут быть местными (в виде отдельных застывших капель) или протяженными вдоль шва. Причинами возникновения наплывов являются большая сила сварочного тока, длинная дуга, неправильное положение электрода, большой угол наклона изделия при сварке на подъем и спуск.

Подрезы – представляют собой углубления, образующиеся в основном металле вдоль края шва. Подрезы образуются из-за повышенной мощности сварочной горелки и приводят к ослаблению сечения основного металла и разрушению сварного соединения.

Прожоги – это проплавление основного или наплавленного металла с возможным образованием сквозных отверстий. Они возникают вследствие недостаточного притупления кромок, большого зазора между ними, большой силы сварочного тока или мощности горелки при невысоких скоростях сварки. Особенно часто прожоги наблюдаются в процессе сварки тонкого металла и при выполнении первого прохода многослойного шва, а также при увеличении продолжительности сварки, малом усилии сжатия и наличии загрязнений на поверхностях свариваемых деталей или электродах (точечная и шовная контактная сварка).

Незаваренные кратеры – образуются при резком обрыве дуги в конце сварки. Они уменьшают сечение шва и могут явиться очагами образования трещин.

К дефектам макроструктуры относят дефекты: газовые поры, шлаковые включения, непровары, трещины, выявляемые с помощью средств оптики (увеличение не более чем в 10 раз).

Газовые поры – образуются в сварных швах вследствие быстрого затвердевания газонасыщенного расплавленного металла, при котором выделяющиеся газы не успевают выйти в атмосферу.

Рисунок 2 – Газовые поры

Такой дефект наблюдается при повышенном содержании углерода в основном металле, наличии ржавчины, масла и краски на кромках основного металла и поверхности сварочной проволоки, использовании влажного или отсыревшего флюса.

Шлаковые включения – результат небрежной очистки кромок свариваемых деталей и сварочной проволоки от окалины, ржавчины и грязи, а также (при многослойной сварке) неполного удаления шлака с предыдущих слоев.

Они могут возникать при сварке длинной дугой, неправильном наклоне электрода, недостаточной силе сварочного тока, завышенной скорости сварки. Шлаковые включения различны по форме (от сферической до игольчатой) и размером (от микроскопической до нескольких миллиметров). Они могут быть расположены в корне шва, между отдельными

слоями, а также внутри наплавленного металла. Шлаковые включения ослабляют сечение шва, уменьшают его прочность и являются зонами концентрации напряжений.

Рисунок 3 – Шлаковые включения

Непровары – местное несплавление основного металла с наплавлением, а также несплавление между собой отдельных слоев шва при многослойной сварке из-за наличия тонкой прослойки окислов, а иногда и грубой шлаковой прослойки внутри швов.

Рисунок 4 – Непровары

Причинами непроваров являются: плохая очистка металла от окалины, ржавчины и грязи, малый зазор в стыке, излишнее притупление и малый угол скоса кромок, недостаточная сила тока или мощности горелки, большая скорость сварки, смещение электрода в сторону от оси шва. Непровары по сечению шва могут возникнуть из-за вынужденных перерывов в процессе сварки.

Трещины – в зависимости от температуры образования подразделяют на горячие и холодные.

Рисунок 5 – Трещины

Горячие трещины появляются в процессе кристаллизации металла шва при температуре 1100 – 1300 С. Их образование связано с наличием полужидких прослоек между кристаллами наплавленного металла шва в конце его затвердевания и действием в нем растягивающих усадочных напряжений. Повышенное содержание в металле шва углерода, кремния, водорода и никеля также способствует образованию горячих трещин, которые обычно располагаются внутри шва. Такие трещины выявить трудно.

Холодные трещины возникают при температурах 100 – 300 С в легированных сталях и при нормальных (менее 100 С) температурах в углеродистых сталях сразу после остывания шва или через длительный промежуток времени. Основная причина их образования – значительное напряжение, возникающее в зоне сварки при распаде твердого раствора и скопление под большим давлением молекулярного водорода в пустотах, имеющих в металле шва. Холодные трещины выходят на поверхность шва и хорошо заметны.

К дефектам микроструктуры сварного соединения относят

- микропоры,
- микротрещины,
- нитридные, кислородные и другие неметаллические включения,
- крупнозернистость,
- участки перегрева и пережога.

Дефекты изоляции - нарушение сплошности; адгезия; заниженная толщина; гофры; морщины; задиры; царапины; проколы.

Основные причины образования дефектов изоляционного покрытия на трубопроводах: при хранении и подготовке материалов – засорение битума и обводнение готовой мастики и ее составляющих;

при приготовлении грунтовки и мастики – небрежная дозировка составляющих;

несоблюдение режима разогревания котла; недостаточное размешивание битума при приготовлении грунтовки;

при нанесении грунтовки и битумной мастики – загустение грунтовки; образование пузырьков на поверхности трубопровода; оседание пыли на поверхность труб; пропуски грунтовки и мастики на поверхности трубопровода и особенно около сварных швов; неровное нанесение мастики; охлаждение мастики; конструктивные недостатки изоляционной машины;

при нанесении армирующих и оберточных рулонных материалов – нарушение однородности покрытия; выдавливание слоя мастики; недостаточное погружение стеклохолста в мастику;

при нанесении полимерных лент – сквозные отверстия в ленте; несплошной клеевой слой; неравномерность толщины ленты в рулоне; неправильная регулировка намоточной машины; нарушение температурного режима нанесения ленты; плохая очистка поверхности труб;

при укладке трубопровода – нарушение технологии укладки, особенно при отдельном способе укладки; захват изолированных труб тросом; трение трубопровода о стенки траншеи при укладке; отсутствие подготовки дна траншеи; отсутствие подсыпки не менее 10см дна траншеи на участках с каменистыми и щебенистыми грунтами; плохое рыхление мерзлых грунтов и особенно отсутствие регулировки изоляционных машин;

при эксплуатации трубопровода – действие грунта; вес трубопровода; почвенные воды; микроорганизмы; корни растений; температурные воздействия; агрессивность грунта.

5 Подготовка трубопровода к пропуску дефектоскопа

Очистка полости трубопровода выполняется в два этапа.

На первом этапе производится его очистка от грязи, парафиносмолистых отложений и инородных предметов очистным скребком. Необходимость данного этапа обуславливается тем, что металлические предметы и окалина регистрируются измерительной системой

дефектоскопа - как дефекты трубы, а отложения смолотарафиновых веществ – как нарушения геометрии сечения.

На втором этапе производится очистка участка трубопровода от частиц черных металлов, путем пропуска по нему специального магнитного скребка.

Если обследование участка трубопровода с помощью дефектоскопа производится впервые, то прежде, чем пропустить по нему зондовый прибор, необходимо убедиться, что он свободно и беспрепятственно проходит через обследуемый участок трубопровода. С этой целью предусматривается пропуск по нему специального снаряда-шаблона. Снаряд-шаблон представляет собой упрощенную металлоконструкцию без блоков электроники и питания, тех же размеров, что и дефектоскоп.

Перед пропуском инспекционного аппарата по трассе обследуемого участка трубопровода устанавливаются маркеры, которые служат для привязки дефектограмм к местности и предварительной оценки поврежденных участков трубопровода. Маркеры являются генераторами сигналов, воспринимаемых дефектоскопом. Они размещаются на расстоянии 5-20 км друг от друга.

Частота установки маркеров определяется количеством и расположением по длине участка трубопровода естественных «маркеров» (задвижек, отводов, промежуточных насосных станций и т.д.).

При подготовке камер пуска и приема дефектоскопа прежде всего должно быть определено соответствие геометрических размеров камер размерам зонда. При необходимости производится переоборудование камер или установка новых. Камеры должны иметь площадку с твердым покрытием, т.к. для запуска и приема дефектоскопа необходимо использовать специальные приемные и запасочные лотки, а также применять передвижные краны и другие механизмы.

Сборку, настройку и калибровку дефектоскопа для пропуска по обследуемому участку трубопровода производят в стационарных условиях.

Дефектоскоп доставляют к месту запуска с соблюдением мер предосторожности.

Предпусковую функциональную проверку дефектоскопа выполняют непосредственно перед запаской в камеру пуска скребка.

Пропуск снаряда-шаблона и дефектоскопа производят при одинаковых режимах перекачки. Во время движения дефектоскопа по трубопроводу его сопровождает специальная бригада на автомобиле, оснащенная устройством слежения за перемещаемым в трубопроводе аппаратом, что позволяет в любой момент времени точно указать его местонахождение.

Извлечение дефектоскопа из камеры приема производится с помощью штатных технических средств. После этого аппарат очищается от перекачиваемой жидкости и подвергается осмотру с целью определения поломок и механических повреждений. Для вскрытия дефектоскоп доставляется в удобное невзрывоопасное место. Здесь отключается электропитание, разъединяются все электрические разъёмы и извлекается из контейнера электронный блок с записанной информацией. Далее производят перенос запоминающего устройства с зафиксированной информацией обследования из электронного блока в считывающее и печатающее устройство в передвижной лаборатории.

После предварительного анализа результатов первого пропуска дефектоскопа по

обследуемому участку трубопровода отбираются наиболее крупные, характерные дефекты, местоположение которых следует уточнить. Затем выбираются и подготавливаются места установки маркерных устройств, вблизи от выделенных дефектных мест.

Второй запуск дефектоскопа в обследуемый трубопровод производят аналогично первому. По результатам сопоставления данных обоих пропусков определяются наиболее опасные дефекты и их местонахождение.

6 Метод магнитной дефектоскопии

Метод магнитной дефектоскопии является многообещающим для обследования подземных магистральных газопроводов. Магнитные дефектоскопы позволяют при малых эксплуатационных расходах выявлять коррозионные повреждения стенок трубы на больших расстояниях, но нужно иметь в виду, что они малочувствительны к трещинам, хотя и могут обнаруживать достаточно большие трещины, всё же для их выявления следует использовать устройство, использующее ультразвук, либо вихревые токи.

Метод магнитной дефектоскопии металлов основан на обнаружении и регистрации полей рассеяния, возникающих в местах дефектов при намагничивании контролируемых изделий. При этом магнитные силовые линии распространяются в металле стенки трубы без изменения направления, если в ней отсутствуют дефекты. При наличии дефектов в стенках труб магнитные силовые линии отклоняются, и возникает поле рассеяния, величине этого поля зависит от размеров и конфигурации дефекта при определенном значении намагниченности стенки трубы.

Принцип магнитной дефектоскопии иллюстрируются на рисунке 10. Стенка трубы намагничивается до насыщения блоком постоянных магнитов, которые создают в ней магнитное поле. Магнитные силовые линии распространяются параллельно друг другу до тех пор, пока на их пути не встретятся какие – либо дефекты трубопроводных конструкций. Аномалии в стенке трубопровода вызывают изменение однородности магнитного потока, которые при перемещении устройства фиксируются чувствительными элементами (датчиками). К аномальным отклонениям относятся утоньшения стенки, связанные с коррозией внутренней или внешней поверхности трубы, различные повреждения, твердые включения, а также изменения магнитной проницаемости трубы.

Рисунок 6 - Принципы магнитной дефектоскопии: 1; 2 - обмотка

Кроме того, с помощью магнитного метода контроля выявляются различные дефекты в сварных швах газопроводов, выполненных автоматической сваркой при толщине основного металла от 2 до 20 мм. Наиболее хорошо выявляются продольные микротрещины, непровары и скопления шлаковых включений и газовых пор.

При использовании метода магнитной дефектоскопии, выполняются две последовательные операции:

- намагничивание стенки газопровода специальным устройством, при котором поля обнаруженных дефектов «записываются» на магнитную ленту;
- воспроизведение или считывание «записи» с ленты, осуществляемое с помощью магнитографических дефектоскопов.

Для контроля технического состояния металла труб газопровода разработан ряд дефектоскопов, перемещающихся внутри трубопровода и регистрирующих различные коррозионные дефекты (коррозионные каверны, трещины и т.п.).

К наиболее известным устройствам следует отнести систему «Лайналог», разработанную фирмой «АМФ ТЮБОСКОП» (США) и предназначенную для неразрушающего контроля газопроводов. Сила, движущая систему, создается за счет разности давления подаваемого газа.

Снаряд (рисунок 11) действует по принципу регистрации изменения силовых линий магнитного поля, образованного в металле стенки трубы, в пределах прерывности (каверны, трещины и т.п.), которая препятствует распространению этих линий.

Прибор обнаруживает и регистрирует дефекты, расположенные как на внутренней, так и на внешней поверхности стенки трубы.

Снаряд состоит из трех секций, соединенных шарнирно для обеспечения беспрепятственного прохождения на криволинейных участках трассы газопровода. Первая секция содержит систему питания и оборудована уплотняющими манжетами, которые позволяют перемещать комплекс под рабочим давлением газа, а также служат для центрального ведения прибора в трубопроводе.

Вторая секция содержит магнитный блок, который производит намагничивание стенки трубы, создавая тем самым магнитное поле.

Третья секция содержит электронные элементы и систему регистрации. В данной секции происходит запись и обработка полученной первичной информации.

При движении снаряда по газопроводу (с оптимальной скоростью 1+5 м/сек.) изменения магнитного поля (между магнитом и датчиком), вызванные изменением толщины стенки трубы (дефектом), регистрируются на 28-дорожечную магнитную ленту. Очень важен выбор метода обработки сигналов. Необходимо отличать полезные сигналы от помех, идентифицировать различные аномалии с помощью датчиков разного типа с последующей корреляцией полученных результатов.

Рисунок 7 - Снаряд-дефектоскоп типа «Лайналог»:

1 - секция питания; 2 - магнитная секция; 3 - секция регистрации; 4 - направляющая манжета; 5 - колесо записи пройденного пути; 6 - шарнирное соединение

Снаряд работает на принципе намагничивания короткого отрезка стенки трубопровода, которое он осуществляет по мере своего продвижения по трубе. Генерация малого поля при этом осуществляется мощными постоянными магнитами, расположенными критически для оптимизации силы и конфигурации налагаемого поля.

Если на стенке трубы имеется потеря металла, вызванная коррозией или механическим повреждением, это вызывает локальное искажение конфигурации магнитного поля, что

фиксируется электромагнитными датчиками.

Регистрации сигналов, поступающие от сотен датчиков дефектоскопов, фиксируется мощным магнитофоном и специальным бортовым компьютером. Внутренние и внешние поверхности проверяются независимо друг от друга, при этом не однократно сканируются и ранжируются на следующие типы повреждений металла:

- питтинговая коррозия – определяется как разрушение на поверхности площадью свыше $3? \times 3?$ при глубине $0,4?$ и выше(? – толщина стенки);
- общая коррозия – определяется как разрушение на поверхности площадью свыше $3? \times 3?$ при глубине $0,2?$ и выше;
- осевая зазубрина – определяется как поверхностная резка, проходящая по оси трубы и имеющая глубину до $0,2?$ и выше;
- круговая зазубрина - определяется как поверхностная резка, сориентированная по окружности трубы и имеющая глубину $0,4?$ и выше;
- производственные, строительные или ремонтные дефекты – определяются как дефекты с поверхностной площадью свыше $3? \times 3?$ при глубине $0,2?$ и выше.

7 Анализ результатов контроля

После пропуска снаряда-дефектоскопа специалистами инспектирующей организации проводится экспресс-анализ результатов внутритрубного обследования и представляется

отчет, в котором должны быть отражены;

- полнота и качество записи информации;
- наличие отметок реперных точек (элементов обустройства, установленных маркеров);
- соответствие скорости снаряда режиму, обеспечивающему получение достоверной информации о техническом состоянии газопровода;
- информация о всех значительных дефектах.

По результатам экспресс-анализа проводятся контрольные обследования (шурфовки) в объеме, определяемом эксплуатирующей организацией. В ходе их проведения:

- измеряют расстояние между смежными реперными точками на участках, где планируется производить шурфовку;
- проверяют соответствие действительного характера обнаруженного повреждения его описанию в отчете об экспресс-анализе;
- погрешности в привязке дефектов по периметру трубы и относительно кольцевых стыков. По результатам контрольных шурфовок составляется соответствующий акт.

Отчет обязательно должен включать:

- таблицу используемых реперных точек с описанием вида реперной точки (кран, установленный маркер, отвод и др.), ее обозначением, расстояниями от камеры пуска и до следующей ближайшей реперной точки;
- таблицу особенностей трассы, включающую их описание (патрон, пригрузы, сегментные участки) с координатами начала и конца, с указанием длины;
- таблицу результатов обследования с идентификацией выявленной аномалии (коррозионные и - металлургические дефекты, гофры, вмятины, дефекты сварных соединений, тройники, отводы и др.), угловой ориентацией, размерами (длиной, шириной, глубиной), расстояниями от камеры пуска, ближайших реперных точек, поперечного сварного шва;
- трубный журнал с указанием типа трубы (прямошовная, спиральношовная), координат начала и конца, длины и толщины стенки каждой трубы.

К отчету в качестве приложений прилагаются:

- графики движения снаряда-дефектоскоп по трассе (с указанием скорости и ориентации снаряда);
- подробная информация о наиболее значительных дефектах, с указанием их трассовой привязки и визуальным цветным изображением дефектной зоны;
- масштабная схема обнаруженных элементов газопровода, особенностей и дефектов, в которой трасса газопровода графически представляет собой масштабное изображение уложенных труб по всей длине трассы, с условными обозначениями камер запуска и приема внутритрубных снарядов, линейных кранов, тройников, патронов, пригрузов, сварных стыков, установленных маркеров, выявленных дефектов и аномалий;
- диаграмма общей оценки состояния участка с указанием числа дефектных секций по видам и степени повреждений;
- график распределения дефектов вдоль трассы с координатами "глубина дефекта - длина участка газопровода";
- угловое распределение дефектов по окружности газопровода с указанием числа дефектов и их угловой ориентации;

- цифровая информация об инспекции на машинных носителях (дискете или компакт-диске), включающая дефектограммы обследованного участка; компьютерную программу, обеспечивающую просмотр этих материалов; и текстовые файлы отчетных документов.

При приемке отчета об инспекции проверяется наличие обязательных разделов и их полнота. Далее все дефекты классифицируются как:

- дефекты потери металла (наружные, внутренние, в теле трубы);
- дефекты геометрии поперечного сечения трубы (овальность, вмятины, гофры и пр.);
- аномалии.

В случае необходимости может быть принято решение о контроле результатов инспекции с помощью шурфовки. При проведении шурфовки необходимо обратить внимание на то, сохранили ли после идентификации обнаруженные дефекты свою прежнюю классификацию на группы, указанные выше, и укладываются ли выявленные погрешности в измерения геометрии дефектов в установленные производителем приборов-дефектоскопов допуски.

В случае получения отрицательного ответа на приведенные выше вопросы инспектирующей организации выставляются претензии, и вопрос решается в рамках действующего договора на выполнение внутритрубного обследования.

Под идентификацией дефектов понимается процедура, в ходе которой визуально и средствами наружной дефектоскопии определяется вид повреждения (коррозия, механическое повреждение, внутренний дефект), характер (геометрические особенности дефекта), местоположение и возможные причины образования дефектов.

Идентификацию дефектов проводит отдельная бригада, состоящая из дефектоскописта, аттестованного на второй уровень в центрах Национального аттестационного комитета по неразрушающему контролю, слесаря и представителя ЛПУ (ЛЭС), в обязанности которого входят:

- проведение вводного инструктажа и оформление наряд-допуска для работы в шурфе;
- контроль безопасности при проведении дефектоскопии обследуемого участка трубопровода.

После получения наряд-допуска дефектоскописты по карте привязки дефекта проверяют правильность выбора дефектной трубы и разметки заявленных дефектов.

Идентификация наружных дефектов имеет некоторые особенности, зависящие от вида дефекта.

Описание локальных дефектов протяженностью до 50 мм (задиры, раковины) обычно ограничивается составлением схемы дефекта на развертке трубы с указанием максимальной глубины и длины дефекта в осевом направлении и фактической толщины стенки в окрестности дефектов (рисунок 12).

Рисунок 8 - Описание поверхностных наружных дефектов

Для более протяженных локальных дефектов необходима съемка топографии дефектов на кальке в масштабе 1:1 с измерением глубин по сетке, например, 10 x 10 мм.

Описание протяженных наружных коррозионных повреждений включает в себя:

- вид коррозии (равномерная, неравномерная; сплошная, пятнами; скопление язв, одиночные язвы; растрескивание);
- местоположение повреждения на развертке трубы с указанием общих размеров повреждения (длина, ширина, фоновая глубина);
- местоположение локальных, наиболее глубоких каверн, входящих в состав основного повреждения с указанием длины, ширины и глубины (таблица 2);
- съемку наиболее опасного участка на кальку в масштабе 1:1с измерением глубин (рисунок 13);
- толщинометрию по периметру основного повреждения с шагом 100-500 мм.

Рисунок 9 - Схема коррозионных повреждений наружной поверхности газопровода (фрагмент)

Таблица 2 – Местоположение дефектов

Границы обнаруженных дефектов на трубе обводятся масляной краской.

Полученные при внутритрубной инспекции данные должны пройти соответствующую обработку. Для этого составляются:

- конструктивная схема трубопровода с указанием отметок запорной арматуры, тройников и врезок, колен и кривых вставок, участков ручной категоричности;
- ситуационный план трассы с указанием отметок переходов трубопровода через препятствия и коммуникации, гидрогеологических особенностей трассы;
- совмещенный план конструктивной схемы и ситуации с отметками выявленных дефектов;
- диаграмма распределения дефектов по трассе в координатах "глубина дефекта - длина трубопровода";
- то же "положение дефекта (час.)-длина трубопровода";
- то же "количество дефектов разной степени опасности - длина трубопровода" (по предварительной классификации фирмы-исполнителя).

При наличии подобным образом обработанной информации предыдущих внутритрубных инспекций и электрометрических обследований представляется возможность комплексного анализа технического состояния трубопровода, а именно:

- оценить динамику развития дефектов во времени;
- оценить влияние рельефа и гидрогеологии трассы, состояния изоляции и катодной защиты на зарождение и развитие дефектов трубопроводов;
- откорректировать конструктивную схему трубопровода и трассовые отметки.

На основе комплексного анализа данных разрабатывается перспективная программа внутритрубных, электрометрических и других обследований трубопроводов. Периодичность внутритрубной инспекции действующих магистральных газопроводов не должна превышать 8 лет.

Ранжировка дефектов производится в два этапа. На первом этапе дефекты

ранжируются согласно "Рекомендациям по расчету трубопроводов с дефектами" на опасные, потенциально-опасные и неопасные. Балльные оценки приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Оценка опасности дефектов по несущей способности

На втором этапе производится корректировка ранга каждого дефекта в зависимости от его местоположения на трассе трубопровода согласно таблице 4.

Сумма основного и корректирующего балла дает количественную оценку степени опасности (ранг) каждого дефекта, представленного в отчете об инспекции. Согласно установленным рангам весь список дефектов разбивается на группы, характеризующие разную степень опасности или риска эксплуатации поврежденных участков трубопровода. Все последующие работы, связанные с идентификацией и ремонтом поврежденных участков, осуществляются с учетом установленной приоритетности дефектов.

Таблица 4 - Оценка опасности дефектов в зависимости от трассовых условий

8 Ремонт трубопровода с применением муфт

Если трубопровод не может быть выведен из эксплуатации, то оперативным и экономически оправданным средством ремонта дефектов трубопроводов являются муфты. Одним из современных методов ремонта трубопроводов, принятых в мировой практике, является метод с использованием сварных полноохватывающих муфт. В этом случае ремонт дефектов трубопровода проводят без остановки перекачки продукта.

Установка напряженных кольцевых муфт на дефектные участки труб действующего газопровода приводит к понижению кольцевых напряжений в трубе под муфтой. Разгрузка основной трубы в месте дефекта значительно замедляет или приостанавливает рост дефектов, а сама муфта, увеличивая суммарную толщину металла, дополнительно повышает сопротивление трубопровода расширению в районе дефекта за счет сдерживания деформаций. По зарубежным нормам такое муфтование считается капитальным ремонтом трубопроводов на весь последующий срок его эксплуатации без

замены.

Однако опыт по применению муфт для ремонта газопроводов больших диаметров - 1420 мм - в зарубежной практике отсутствует. Газопроводы такого диаметра в России являются основными и составляют по протяженности около половины всех газовых магистралей. В связи с актуальностью такого способа ремонта ВНИИСТом разработаны конструкция муфт и технология ремонта с их помощью дефектных мест металла и сварных соединений газопроводов, в том числе диаметром 1420 мм.

До промышленного апробирования на действующем трубопроводе были проведены полигонные испытания (в Арзамасском ЛПУМГ предприятия "Волготрансгаз") трубопроводного образца с установленной ремонтной муфтой, сваренной по технологии ВНИИСТа.

Образец для испытаний представлял собой трубу диаметром 1420x15,7 мм (сталь X70) длиной 5 м с приваренными по концам сферическими заглушками.

На среднюю часть трубного образца в месте установки муфты были предварительно нанесены механическим способом следующие искусственные дефекты:

канавка размером 200x10 мм и глубиной 12 мм, имитирующая, например, задира, полученный от удара ковшом экскаватора по поверхности трубы; канавку наносили в продольном направлении по длине трубы (вдоль образующей); несквозные отверстия в количестве 9 шт. диаметрами: 6 мм - 3 отв., 8 мм - 3 отв. 10 мм - 2 отв. соответственно глубиной 7, 8 и 12 мм и отверстие диаметром 10 мм, глубиной 11 мм, которое снаружи трубы доводилось до диаметра 30 - 35 мм на глубине - 4-5 мм, имитирующие коррозионные поражения (питтинги) на теле трубы.

Канавка соответствовала дефекту глубиной 80% толщины стенки трубы и длиной 14% диаметра трубы.

Несквозные отверстия на поверхности трубы соответствовали дефектам глубиной от 60 до 80% толщины стенки трубы.

Дефекты на трубном образце были заполнены быстротвердеющей двухкомпонентной шпатлевкой "Коломикс" и защищены заподлицо с поверхностью трубы. Время затвердения шпатлевки составило 30 мин.

Для ремонта дефектного участка трубы была выбрана герметичная составная сварная муфта (конструкция "муфта на муфту"), предназначенная для ремонта при наиболее значительных повреждениях поверхности труб.

Составная муфта состояла из центральной муфты, двух воротников и двух наружных муфт. Каждая деталь составной муфты состояла из двух полумуфт, которые после установки на трубе сваривались между собой продольными стыковыми швами.

Для испытания была применена муфта заводского изготовления. Материал муфты - сталь 09Г2С толщиной 16 мм.

Перед установкой муфты продольный шов трубы сошлифовывали заподлицо с основным металлом, а места приварки муфты к трубе зачищали по периметру трубы до металлического блеска.

После подготовки на дефектный участок трубного образца устанавливали центральную муфту длиной 300 мм, которая перекрывала зону дефектов с каждой стороны на 50 мм. Сборку и обжатие муфты по периметру трубы осуществляли наружными центраторами.

Промышленное опробование технологии ремонта было проведено на действующем магистральном газопроводе Уренгой-Ужгород из труб диаметром 1420 мм предприятия "Волготрансгаз" и др.;

Ремонтные работы проводили на участке газопровода из труб с толщиной стенки 15,7 мм (сталь X70) импортной поставки. Дефектами наружной поверхности были общая коррозия с отдельными питтингами глубиной до 5-6 мм.

Работы по ремонту выполняли при снижении рабочего давления до 20 ат в траншее без подъема ремонтируемого участка газопровода.

Выбор конструкции муфт по разработанной ВНИИСТом инструкции определялся видом и размером дефектов, а также характером поражения труб.

Для ремонта коррозионных поражений труб были применены три муфты: одна - герметичная составная сварная и две - усиливающие.

Перед началом ремонтных работ ремонтируемый участок газопровода был очищен от изоляционного покрытия, а места установки муфт - от загрязнений и ржавчины. Места приварки муфты к основной трубе зачищали до металлического блеска. Продольные швы на трубе под муфтой шлифовались шлифмашинкой заподлицо с основным металлом. Коррозионные поражения труб заполняли эпоксидной смолой и выравнивали с поверхностью трубы.

Ремонтные муфты на трубу газопровода устанавливали с помощью крана, сборку двух половин муфт выполняли двумя наружными центраторами, которые обеспечивали обжатие муфты по отношению к трубе по предусмотренной технологии.

После контроля сварных швов осуществляли изоляцию самих муфт и всего ремонтируемого участка, а затем повышали давление в газопроводе до рабочего.

9 Техника безопасности при эксплуатации газопровода

Эксплуатацию магистрального газопровода должны проводить в соответствии с Инструкцией по производству строительных работ в охранных зонах магистрального газопровода и Правилами безопасности при эксплуатации магистрального газопровода. Предприятия, эксплуатирующие магистральный газопровод, должны контролировать состояние трубопроводов, в том числе:

безопасное техническое состояние газопровода, линии связи, ЛЭП и других линейных узлов и сооружений;

появление утечек газа;

нарушение опознавательных знаков закрепления трассы;

ведение работ в охранной зоне;

выявление неразрешенных работ, проводимых в охранной зоне магистрального газопровода и в полосе, ограниченной нормативными разрывами до населенных пунктов, дорог, зданий и сооружений;

изменения в охранной зоне, прошедшие после предыдущего осмотра.

На магистральный газопровод предприятием должен быть заведен специальный паспорт, составленный в двух экземплярах. К экземплярам паспорта должна быть приложена его исполнительная схема с нанесенными трубопроводными деталями и указанием типа и марок, сталей труб, установленной запорной, регулирующей и другой арматур. Один экземпляр паспорта должны хранить в производственном объединении, другой – у ответственного за эксплуатацию газопровода, назначенного приказом по предприятию. Записи, дополнительно вносимые в паспорт газопровода, должны одновременно фиксировать в обоих экземплярах.

Ответственным за общее и безопасное состояние магистрального газопровода является начальник ЛПУМГ. Кроме начальника ЛПУМГ, приказом по ЛПУМГ должны быть назначены специально подготовленные ИТР, ответственные за техническое состояние и безопасную эксплуатацию определенного участка магистрального газопровода.

На трассе магистрального газопровода и отводах должны быть установлены:

- железобетонные столбики высотой 1,5 ? 2 м на прямых участках в пределах видимости через 300 ? 500 м и на углах поворота магистрального газопровода с указанными на них километражем магистрального газопровода и фактической глубиной заложения труб; для закрепления трассы магистрального газопровода вместо железобетонных столбиков можно использовать также контрольно-измерительные колонки катодной защиты; при прохождении вдоль магистрального газопровода воздушных линий связи возможно закрепление трассы газопровода с использованием опор связи и указанием на них километража, глубины заложения газопровода и расстояния от оси опоры связи до оси магистрального газопровода; знаки закрепления трассы магистрального газопровода (километровые и катодные столбики) должны быть окрашены в оранжевый цвет;
- знаки границ трассы магистрального газопровода между ЛПУМГ и участками,

обслуживаемыми отдельными линейными обходчиками;

- сигнальные знаки по обеим сторонам охранной зоны на подводных переходах (дюкерах) в соответствии с требованиями Устава внутреннего водного транспорта на расстоянии 100 м от оси магистрального газопровода и подводного кабеля связи;

- дорожные знаки в местах пересечения магистрального газопровода с автомобильными дорогами всех категорий по согласованию, с органами ГИБДД, запрещающие остановку транспорта на расстояниях от оси магистрального газопровода.

Установку опознавательных знаков магистрального газопровода необходимо оформлять совместным актом предприятия, эксплуатирующего магистральный газопровод и землепользователя.

Переходы магистрального газопровода через реки, овраги должны быть оборудованы ограждениями, исключающими возможность перехода по трубопроводу.

Трассу магистрального газопровода, проходящего по землям Гослесфонда, в пределах 3 м от оси крайнего газопровода в каждую сторону необходимо периодически расчищать от поросли и содержать в безопасном и противопожарном состоянии.

В период эксплуатации линейная часть магистрального газопровода подлежит осмотру путем обхода, объезда или облета.

Периодичность обхода, объезда или облета и объем проверки устанавливается графиком, разработанным ЛПУМГ и утвержденным главным инженером производственного объединения в соответствии с Нормами обслуживания и нормативами численности для линейных, обходчиков, осуществляющих обслуживание и охрану линейной части магистрального газопровода.

Обследовать переходы магистрального газопровода через автодороги всех категорий необходимо не реже одного раза в год, в том числе с анализом проб воздуха из вытяжной свечи.

Результаты обхода, объезда или облета следует фиксировать в специальном журнале. В случае обнаружения неисправностей или других нарушений обходчик докладывает о них ответственному за эксплуатацию участка, который, в свою очередь, докладывает диспетчеру или начальнику ЛПУМГ. Последний принимает меры к устранению обнаруженных недостатков.

ЛЭС должна иметь утвержденные руководством порядок оповещения об аварии, сбора аварийной бригады и выезда к месту аварий, а также перечень необходимых для ликвидации аварий транспортных средств, оборудования, инструмента, материалов, средств связи, пожаротушения, средств индивидуальной и коллективной защиты.

Внеочередной осмотр и обследование магистрального газопровода должны быть проведены на участке, где после стихийного бедствия могло повредить газопровод и сооружения его линейной части, и в случаях обнаружения утечки газа из газопровода или арматуры.

Газопроводы на переходах через реки, ручьи и балки должны предохранять от размывов и повреждений.

В ЛЭС должны быть составлены и храниться у диспетчера и в аварийно-ремонтных транспортных средствах схемы оптимальных путей их движения (маршрутные карты) от мест их базирования ко всем участкам трассы в разные времена года и при различных

метеорологических условиях.

Движение линейного обходчика, бригады при обходе трассы проводится в соответствии с действующими маршрутными картами, с учетом метеорологических условий, паводка, оползня и других возможных факторов (препятствий) на трассе.

Линейные обходчики, бригады при выезде на трассу должны быть обеспечены в соответствии с табелем оснащения, климатическими, метеорологическими условиями, снабжены запасами питания и воды, средствами защиты и оказания доврачебной помощи, а также средствами связи с диспетчером. Транспортные средства должны быть исправны и снабжены достаточным количеством ГСМ и быстроизнашивающихся запчастей.

Выход и выезд на трассу магистрального газопровода линейных обходчиков и бригад для осмотра и обследования, их возвращение или прибытие в контрольные пункты, должны регистрировать в специальном журнале и контролировать диспетчер или другое ответственное лицо, назначенное руководством ЛПУМГ.

В случае неприбытия персонала в установленное время в контрольный пункт или отсутствия с ним связи диспетчер обязан принять необходимые меры к его поиску и оказания необходимой помощи.

Если в процессе обхода (объезда) обнаружено нарушение герметичности газопровода или другая опасная ситуация, опасная зона должна быть ограждена знаками безопасности. При этом необходимо немедленно известить дежурного диспетчера или другое лицо, ответственное за эксплуатацию.

После сообщения диспетчеру необходимо:

- организовать объезд транспортом участка дороги, близкого к месту утечки газа, а при необходимости перекрыть движение;
- вблизи наиболее опасных мест, особенно в ночное время, организовать посты для предупреждения об опасности и исключения проникновения в опасную зону людей, транспортных средств, животных;
- при угрозе железнодорожному транспорту принять меры к временному прекращению движения поездов.

В необходимых случаях диспетчер или ответственное должностное лицо предупреждает об опасности органы власти, предприятия, базирующиеся или работающие вблизи этих участков, а также жителей близлежащих населенных пунктов.

После прибытия на место аварии, руководитель работ обязан проверить наличие оградительных средств, знаков безопасности и при необходимости выставить посты, разместить технические средства на безопасном расстоянии от места аварии и установить связь с диспетчером.

Ликвидацию неисправностей на МГ, его сооружениях и арматуре, требующих проведения огневых или газоопасных работ, следует проводить в соответствии с Инструкцией по безопасному проведению огневых работ на объектах транспортировки и хранения газа.

Запрещается устранять утечку газа из МГ через трещину, сквозное коррозионное повреждение и поры путем их подчеканки. Допускается в отдельных случаях временная установка бандажей и других устройств по разрешению руководства производственного объединения.

Перед выездом бригад ЛЭС на трассу проверяют исправность автотранспорта, строительных механизмов, оборудования, инструмента и приспособлений, которые будут использованы в работах на трассе газопровода. Заправляют автотранспорт и механизмы горюче-смазочными материалами. Аварийные автомашины должны быть оборудованы обогреваемыми фургонами, где рабочие могут переодеться и обогреться в ненастную погоду. В фургоне также должен быть верстак с выдвижными ящиками для хранения инструмента, с тисками и заточным станком. Кроме того, в комплект оборудования аварийной автомашины входят бачки с питьевой водой, определенный запас изоляционных материалов, землеройного, слесарного и плотничного инструмента, резиновые запорные шары, манометры, средства пожаротушения. Кислородные и ацетиленовые баллоны перевозят в специальных шкафах, установленных на наружной задней стенке фургона или под ним. После подготовки машин и оборудования перед самым выездом на трассу газопровода всему персоналу должен быть проведен инструктаж по безопасным методам ведения намеченных работ. При наличии особых условий (горная и болотистая местность и т. д.) инструктаж дополнительно проводят на месте их ведения. При обходе и объезде трассы необходимо внимательно осматривать валик над газопроводом для выявления утечек газа, места движения ливневых и весенних паводковых вод. При обнаружении утечки выставляют предупредительные знаки с надписью: «Газ! С огнем не приближаться».

Паводковые и ливневые воды при движении могут проникать в траншею, размывать постель газопровода и разрушать изоляцию, поэтому для недопущения аварийного разрыва трубы необходимо безотлагательно принять меры по устранению выявленных особо опасных мест.

При объезде трассы газопровода на вездеходе или автомашине особую осторожность необходимо соблюдать во время переправы через водные преграды. В зимнее время, прежде чем переправляться через замерзшие реки и водоемы необходимо проверить несущую способность ледяного покрова.

Проезд автомобильного и другого транспорта вдоль трассы газопровода должен быть упорядочен. Водители должны хорошо знать местонахождение газопровода и порядок движения. В зависимости от состояния грунта и дорог назначают минимальное расстояние проезда от оси газопровода для исключения создания дополнительной нагрузки на трубу.

При проверке запорной арматуры, расположенной в колодцах и киосках, необходимо принимать следующие меры предосторожности: подойдя к колодцу или киоску необходимо осмотреть его, после чего открыть крышку или дверцу; при наличии шума внутри колодца или киоска открывать крышку или дверцу следует медленно, без рывков и ударов для исключения образования искры и предотвращения возможности взрыва газозооной смеси; крышки и лестницы колодцев должны быть исправными.

Проверку герметичности всех соединений и соединительных линий в обвязке управления запорными кранами необходимо проводить мыльным раствором. Применение открытого огня для этих целей категорически запрещается. Выявленные утечки газа необходимо сразу же устранять, в противном случае в местах пропуска газа может произойти его дросселирование, что приведет к образованию пробки и закупорке импульсных линий. Во время продувки соединительных шлангов высокого давления следует остерегаться

удара свободным его концом. В этом случае сначала закрепляют свободный конец шланга и только после этого подают газ на его продувку.

Обслуживающему персоналу очень часто приходится встречаться со случаями утечек газа через обратные клапаны в системе уплотнительной смазки кранов. Замену клапанов необходимо выполнять с помощью специальных приспособлений, обеспечивающих безопасное проведение работ. Порядок их ведения должен четко соответствовать действующей инструкции.

Обслуживание электропневматических узлов управления и конечных выключателей следует проводить только при отключенном электропитании. Узлы управления должны быть всегда заземлены.

Для обеспечения безопасности при производстве работ по пуску и приему очистных поршней без остановки газоподачи необходимо выполнять следующее:

руководить данными работами должен начальник ЛЭС или ответственный работник из числа ИТР, назначенный приказом;

персонал, участвующий в работе, должен хорошо знать технологическую последовательность операций пуска и приема поршней и безопасные приемы их выполнения;

перед проведением работ весь участвующий персонал должен быть проинструктирован с записью в журнале повторного инструктажа;

перед каждой запасовкой в камеру пуска и выемкой из камеры приема необходимо убедиться по манометру в отсутствии газа в камере (краны на продувочных свечах должны быть открыты, остальные закрыты);

не допускается нахождение персонала у концевого затвора камеры при его открытии; запрещается проводить работы по очистке полости газопровода с помощью очистных поршней в ночное время;

запрещается при движении поршня во избежание гидравлических ударов создавать в газопроводе искусственные перепады давления путем закрытия (или частичного перекрытия) запорной арматуры;

земля у камер приема, загрязненная конденсатом, должна перекапываться и засыпаться песком;

используемые для поднятия поршней грузоподъемные механизмы должны быть исправными и допущены к эксплуатации органами Госгортехнадзора, а персонал, обслуживающий их, должен быть аттестован.

Работы с применением метанола – яда необходимо выполнять в строгом соответствии с «Инструкцией о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на объектах газовой промышленности». Метанольницы на трассе газопровода ограждают, входные двери закрывают на замки. На дверцах и ограждениях вывешивают плакаты: «Метанол – яд!», «Огнеопасно!», «Смертельно!». По окончании заливки метанола емкости, насосы, шланги тщательно промывают водой. При отравлении метанолом пострадавшего необходимо срочно доставить в медицинское учреждение.

Не допускается продувка конденсатосборников и освобождение от газа участков газопровода в атмосферу во время грозы. Удалять конденсат из конденсатосборников разрешается только в огражденные металлические емкости. Категорически запрещается

слив конденсата из газопровода непосредственно в бензовозы или емкости, установленные на автомашине. Рабочие, работающие с конденсатом, должны быть одеты в брезентовую спецодежду.

При обходе трассы газопровода персонал должен также тщательно следить за состоянием проводов воздушных линий электропередач, проходящих вблизи газопровода. При обрыве одного из проводов воздушной линии, находящейся под напряжением, на земле вокруг него образуется опасная зона потенциалов, попадая в которую человек оказывается под действием так называемого шагового напряжения.

Для выхода из опасной зоны необходимо соединить ноги вместе и выходить мелкими шажками или выпрыгивать из нее на двух ногах, одновременно отрываясь и касаясь поверхности земли. В случае своевременного обнаружения места обрыва провода воздушной линии электропередач его необходимо оградить и выставить предупредительные знаки. Запрещается приближаться к нему на расстояние менее 10 м.

Заключение

В целях обеспечения надежности трубопроводов, увеличения межремонтного периода, повышения качества и безопасности капитального ремонта необходимо продолжить работы, ведущиеся в этом направлении, и в ближайшие годы решить ряд крупных задач. В первую очередь необходимо:

1. Пересмотреть СНиПы и другие нормативные документы на строительство магистральных трубопроводов с внесением в них коррективов исходя из опыта эксплуатации и ремонта трубопроводов, с учетом полученного и апробированного обширного научно-экспериментального материала института ИПТЭР и других научных и научно-производственных организаций.

Учитывая, что эксплуатационный персонал несет ответственность за надежность магистральных трубопроводов, показатели которой заложены прежде всего в требованиях нормативных документов, а также осуществляет трудоемкие и много затратные работы по капитальному ремонту трубопроводов и т.д., необходимо, чтобы инициатором и организатором разработки, доработки, пересмотра и т.д. СНиПов и других нормативных документов в части, касающейся строительства магистральных трубопроводов и продуктопроводов, выступали акционерные компании трубопроводного транспорта. Соисполнителями разработки СНиПов и т.д. должны быть научно-исследовательские, проектные, опытно-конструкторские организации и предприятия, работающие в области проектирования и эксплуатации трубопроводного транспорта.

2. Разработать технику и технологию производства ремонтных работ в горных условиях. Особое внимание следует уделить вскрышной технике, трубоукладчикам, передвижным лебедкам, сварочным агрегатам и т.д., которые должны быть оборудованы индивидуальными средствами якорения и стопорения для работы на склонах и косогорах.

3. Разработать комплект вскрышных экскаваторов, способных выполнять работы в грунтах повышенной категории, в мерзлых грунтах глубиной более 0,25 м, в горных условиях и

т.д., так как от решения этого вопроса во многом зависят возможность, качество и безопасность производства работ.

4. Провести исследования и разработать технику и технологию капитального ремонта нефтепроводов диаметром 820 — 1220 мм с подъемом трубопровода.

5. Периодически, с участием всех заинтересованных лиц выпускать сборник материалов, отражающих направления работ, достижения, опыт и предложения по вопросам капитального ремонта трубопроводов.

Список используемых источников

1. Юфин В.А., Москва, Недра 2007 г., «Трубопроводный транспорт нефти и газа».
2. Деточенко А.В. и др., Москва, Недра 2009 г., «Спутник газовика».
3. СНиП 2.05.06-85, Москва 2008г, «Магистральные газопроводы»
4. Справочное пособие, Москва, Недра 2007г., «Эсплуатационнику магистральных газопроводов»
5. Шпатаковский М.М., Методические указания, Москва ГАНГ 1991г.,
6. Белоусов В.Д. и др., Москва ГАНГ 2008г., «Технологический расчет газопроводов».
7. Комарова Л.А., Москва, Недра 2005г., «Экономика транспорта и хранения нефти и газа».
8. Бородавкин П.П., Москва, Недра 2007г., «Подводные трубопроводы»
9. Самойлов Б.В., Москва, Недра 2012 г., «Сооружение подводных трубопроводов»
10. Поршаков Б.П., Москва 2012г., «Газотурбинные установки».