Приложение 3 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 5.4.2 раздела V, пункт 6.1.2, 6.2.4 раздела VІ)

**ПЕРЕЧЕНЬ**

**работ, выполняемых во время технического обследования подземного газопровода методом шурфования, и требования к их выполнени****ю**

1. Перед началом выполнения технического обследования поверхность трубы в шурфе очищают от земли и песка по всему периметру трубы (расстояние между нижней кромкой трубы и грунтом должно быть достаточным для возможности обследования).

2. В шурфе проверяют:

1) состояние изоляционного покрытия газопровода;

2) состояние поверхности металла трубы;

3) коррозионное состояние металла трубы;

4) качество сварных стыков.

3. Проверка изоляционного покрытия:

3.1. Проверку типа и состояния изоляционного покрытия осуществляют по следующим показателям: тип покрытия, толщина покрытия, адгезия (прилипание изоляции к трубе), диэлектрическая целостность (сплошность изоляции). В отдельных случаях измеряют переходное сопротивление изоляции.

Если состояние изоляционного покрытия из полимерных лент, экструдированного полиэтилена и других полимеров удовлетворительное, а именно: отсутствуют повреждения поверхности - царапины, проколы, забоины, расслоение, которые могут вызвать коррозию металла трубы, отсутствуют пустоты (определяются во время легкого постукивания по поверхности изоляционного покрытия газопровода твердым предметом, в случае наличия пустот между изоляционным покрытием и трубой чувствуется глухой звук), проверку адгезии изоляционного покрытия к металлу трубы не проводят.

3.2. Последовательность проверки изоляционного покрытия:

визуально определяют: материал покрытий (битум, полиэтилен и т.п.); состояние внешней поверхности изоляции (гладкая, морщинистая, бугристая, обплывшая, имеет продавленность сверху, снизу, по бокам и т.п.); наличие сквозных повреждений изоляционных покрытий (трещин, пустот, проколов, порезов, пропусков изоляции и т.д.).

Продолжение приложения 3

3.3. Целостность изоляции и наличие посторонних вкраплений(корни деревьев, куски кирпичей, строительный или бытовой мусор и т.д.) определяют прощупыванием (руками) и прослушиванием (простукивание изоляционного покрытия деревянной рукояткой молотка) по периметру и вдоль трубы в шурфе.

3.4. Толщину защитного покрытия газопровода определяют методом неразрушающего контроля с применением толщиномеров не менее чем в четырех точках по кругу и в местах, которые вызывают сомнения:

1) в заводских и базовых условиях – на 100% изолированных труб;

2) в трассовых условиях – на 10% сварных стыков труб и участков, которые ремонтируются;

3) на резервуарах – в одной точке на каждом квадратном метре поверхности, а в местах перегибов изоляционных покрытий – через 1м по длине круга.

3.5. Приборным методом с помощью адгезиметров проверяют степень адгезии. Для определения адгезии битумной изоляции и пленки применяют адгезиметры соответствующих типов.

Разрешается определение адгезии битумной изоляции методом вырезания треугольника под углом 45 град. в двух направлениях. В месте надреза изоляцию поднимают ножом, чтобы отделить ее от трубы. Адгезия считается удовлетворительной, если вырезанный треугольник не отделяется, а при отрыве на металлической поверхности трубы остаются следы изоляции.

3.6. По расслоениям образца, который обследуется, и его толщине определяют тип изоляции (нормальная, усиленная, весьма усиленная).

3.7. После окончания работ по проверке коррозионного состояния, состояния изоляции и металла трубы в шурфе, поврежденный во время обследования участок изоляции должен быть восстановлен по соответствующей технологии ремонта изоляции.

4. Последовательность проверки состояния поверхности металла газопровода:

4.1. Состояние поверхности металла газопровода проверяют в шурфе на зачищенном участке газопровода длиной не менее 0,5 м визуально по кругу.

4.2. При наличии коррозионных повреждений устанавливают степень коррозии металла в зависимости от количества каверн на единицу поверхности и их глубины. Глубину каверн измеряют штангенциркулем или микрометрическим глубиномером. Толщину стенки трубы определяют с помощью ультразвукового толщиномера.

5. Последовательность проверки коррозионного состояния газопровода:

Продолжение приложения 3

5.1. Коррозионное состояние газопровода нужно определять по коррозионной агрессивности грунта, в котором проложен газопровод, и по результатам опасного действия блуждающих токов.

5.2. Коррозионную агрессивность грунта по отношению к стальным подземным газопроводам определяют по двум показателям:

1) удельное электрическое сопротивление грунта;

2) средняя плотность катодного тока при смещении потенциала на 100 мВ в отрицательную сторону относительно потенциала коррозии.

Показатели коррозионной агрессивности грунта относительно стали приведены в таблице 1 настоящего приложения.

Таблица 1

Коррозионная агрессивность грунта к стали

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Коррозионная агрессивность грунта к стали | Удельное сопротивление грунта, Ом\*м | Средняя плотность катодного тока, А/м2 |
| Низкая | Более 50 | До 0,05 |
| Средняя | От 20 до 50 | От 0,05 до 0,2 |
| Высокая | До 20 | Более 0,2 |

5.3. Измерение удельного электрического сопротивления грунта выполняется по четырех электродной схеме. Электроды располагают по одной линии, которая для сооружения, которое проектируется, должна совпадать с осью трассы, а для уложенного в землю трубопровода должна проходить перпендикулярно или параллельно ему на расстоянии от 2м до 4м от оси сооружения. Электроды должны располагаться на одинаковом расстоянии друг от друга, равном глубине заложения стального трубопровода. Глубина забивания электродов в грунт не должна быть больше 1/20 расстояния между электродами. Удельное электрическое сопротивление грунта по трассе определяют последовательными измерениями в отдельных точках с шагом не менее одного замера на 1000м.

5.4. Наличие блуждающих токов проверяют путем измерения разности потенциалов "трубопровод - земля" при включенной и отключенной защитной установке, в зоне действия которой находится обследуемый газопровод. По показаниям прибора делают вывод о наличии или отсутствии блуждающих токов, а также устанавливают степень опасности блуждающих токов.

Измерения выполняют регистрирующим или показывающим вольтметром с внутренним сопротивлением не менее 20 кОм на 1 В шкалы. Для этой цели используют ампервольтметр, цифровые измерители разности потенциалов, цифровые мультиметры, электронные самописцы с программным обеспечением, а также регистрирующие мультиметры G и измерители разности потенциалов.

Продолжение приложения 3

5.5. Если газопровод находится в зоне опасного воздействия блуждающих токов, то измерения следует проводить регистрирующим прибором. Как вспомогательный электрод для измерения разности потенциалов "газопровод - земля" используют неполяризующийся

медносульфатный насыщенный электрод сравнения – Cu/CuSO4. В зимнее время используют также электрод, выполненный для работы в зимнее время (до - 30 ° С) с добавлением этиленгликоля. Стальным электродом сравнения пользоваться запрещено из-за способности металла поляризоваться во внешнем поле, что приводит к значительным искажениям измерений.

6. Последовательность проверки качества сварных стыков:

6.1. Проверку качества сварных стыков осуществляют в таких случаях:

1) если в процессе эксплуатации наблюдалось раскрытие или разрыв сварных стыков;

2) если во время последней проверки на герметичность было установлено, что местом утечки газа является некачественный сварной стык.

6.2. Работы выполняют в следующем порядке:

1) по обе стороны от каждого дефектного сварного стыка проверяют по одному прилегающему стыку методом гамма или рентгенографии;

2) если во время просвечивания этих стыков будет обнаружен хотя бы один некачественный стык, необходимо дополнительно провести проверку методом гамма или рентгенографии не менее 5% сварных стыков проверяемого газопровода. Кроме того, все стыки этого газопровода дополнительно проверяют на герметичность путем бурения скважин на расстоянии не менее 0,5 м от стенки трубы газопровода, глубиной не менее 0,7 глубины заложения газопровода с проверкой загазованности газоиндикаторами чувствительностью 0,001%. При обнаружении загазованности в скважине эти стыки проверяют методом гамма или рентгенографии. Если загазованность в указанных скважинах не выявлена, то эти стыки признают годными;

3) если в процессе эксплуатации на данном газопроводе не было разрывов и утечек газа, то сварные стыки признают качественными и проверку их состояния не осуществляют.