Приложение 33 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 5.6.1, 5.6.2, раздела V, пункт 7.1.2, 7.4, 7.6, 7.7, 7.8, раздела VІ, пункт 9.2 раздела ІХ)

**Оценка технического состояния газопроводов**

**1. Оценка герметичности газопроводов.**

1.1. Проверку герметичности газопроводов следует осуществлять с помощью высокочувствительных газоиндикаторов с чувствительностью не менее 0,001% . При возможности отключения газопровода от сети допускается проведение проверки герметичности опрессовкой воздухом согласно требованиям СНиП 3.05.02-88 «Газоснабжение».

1.2. При определении состояния герметичности газопроводов должны учитываться утечки газа, связанные с:

- коррозионными повреждениями металла труб;

- раскрытием или разрывом сварных стыков (стальных или полиэтиленовых газопроводов), выявленные в период эксплуатации, включая и заключительное обследование.

При этом не должны учитываться утечки газа, вызванные механическими повреждениями газопровода во время строительных или ремонтных работ, которые проводились вблизи газопровода, и те, которые имеют эпизодический характер и не связаны с общим ухудшением технического состояния газопровода и утечками газа, которые произошли за время эксплуатации вследствие неплотности и повреждения в арматуре, компенсаторах, узлах и деталях конденсатосборников и других сооружениях на газопроводах, а также после возникновения чрезвычайных ситуаций (стихийные бедствия, оползни грунта, аварии и др.).

Оценка герметичности газопроводов проводится в соответствии с таблицей 1.

Таблица 1

|  |  |
| --- | --- |
| Случаи утечек газа, связанные с коррозионными повреждениями или повреждениями сварных стыков, которые возникли с начала эксплуатации на каждом километре обследуемого газопровода (с учетом обнаруженных при обследовании) | Оценка в баллах |
| Свыше 2 | 1 |
| Свыше 1 до 2 включительно | 2 |
| 1 | 3 |
| 0 | 4 |

Оценка состояния герметичности газопровода, который обследуется, определяется как среднее арифметическое значений оценок, полученных для каждого километрового участка, методом интерполяции - в случае, когда участки газопровода не кратные 1 км. В случаях, когда длина участка менее 1 км, оценка (в баллах) определяется путем приведения количества случаев утечек к длине, равной 1 км.

Продолжение приложения 33

Например, длина проверяемого газопровода составляет 700 м, на нем была обнаружена одна утечка, следовательно, количество утечек, приведенных к длине 1000 м, составляет 1х1000/700 = 1,4, то есть этой величине в табл.1 соответствует оценка 2 балла.

**2. Оценка антикоррозионного изоляционного покрытия.**

2.1. Основными критериями оценки состояния антикоррозионного изоляционного покрытия газопровода является количество, размер и характер повреждений.

Дефекты в зависимости от характера повреждений изоляционного покрытия, следует различать по двум группам:

*первая* - дефекты, которые произошли в период строительства от механических повреждений при транспортировке и монтаже газопроводов или некачественном устройстве подготовки постели под газопровод;

*вторая* - дефекты, которые произошли в процессе эксплуатации вследствие механического и химического воздействия почвы, грунтовых и других вод, а также дефекты, связанные с нарушением технологии при приготовлении и нанесении покрытий (отсутствие адгезии вследствие нарушения технологических режимов или некачественной очистки поверхности трубы, нарушение технологии приготовления мастики и пр.).

Дефекты первой группы, как правило, полностью ликвидируются при ремонте покрытия и существенно не влияют на техническое состояние изоляционного покрытия в целом.

Дефекты второй группы более опасные и, как правило, восстановление первоначальных свойств покрытия с этими дефектами невозможно. Участки газопровода с дефектами второй группы требуют полной замены изоляционного покрытия.

2.2. Оценка состояния изоляционного покрытия должна производиться в два этапа.

Первый этап заключается в определении количества повреждений изоляционного покрытия приборным методом без раскрытия газопроводов, а также при раскрытии газопроводов в шурфах, траншеях и прочее. Надтрассовое определение состояния изоляционного защитного покрытия осуществляется приборами АНПИ, ИПИТ, Спрут, АППК и т. д..

В зависимости от количества выявленных на каждые 100 м газопровода мест повреждений изоляции производится оценка в баллах состояния изоляционного покрытия в соответствии с таблицей 2.

Таблица 2

|  |  |
| --- | --- |
| Количество мест повреждений изоляции, выявленных приборами при проверке газопровода без вскрытия грунта на каждом стометровом участке | Оценка на каждом  стометровом участке |
| 0 – 1 | 4 |
| 2 – 3 | 3 |
| 4 – 8 | 2 |
| Более 8 | 1 |

Оценка в целом состояния изоляционного покрытия газопровода должна проводиться в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3

Продолжение приложения 33

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Номер стометрового участка газопровода (№ пикета) | Оценка состояния изоляционного покрытия, баллы | | |
| на стометровом участке по результатам проверки приборным методом | В общем, по результатам проверки приборным методом | Общая оценка с учетом результатов шурфовых осмотров |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | an |  |  |
| 2 | an |  |  |
| 3 | an | a | A |
| 4 | an |  |  |
| 5 | an |  |  |
| … | … |  |  |
| … | … |  |  |
| n | an |  |  |

В графе 1 проставляются номера стометровых участков газопровода.

В графе 2 проставляются оценки, определенные по табл.2 для каждого проверенного стометрового участка.

Оценка состояния изоляционного покрытия газопровода в целом в баллах определяется как среднее арифметическое значений оценок, полученных для стометровых участков газопровода, по формуле:

где а1, а2, а3, ... аn - оценка в баллах по каждой обследованной области;

n - количество стометровых участков.

Результат проставляется в графе 3.

2.3. На втором этапе на участках, где приборным методом контроля выявлены места возможных повреждений изолирующего защитного покрытия газопровода, а также на участках газопровода, где не обнаружено повреждений защитного покрытия и отсутствуют данные шурфовых осмотров за период эксплуатации, на каждые 500 м обследуемого газопровода следует вскрыть не менее одного контрольного шурфа длиной 1,5 - 2 м. Шурфы вскрываются также в местах наибольшего повреждения изоляции, обнаруженных во время приборного обследования. Когда при шурфовом осмотре установлено, что состояние изоляционного покрытия в целом хорошее, а есть только отдельные незначительные повреждения (проколы, порезы), после ремонта, которых защитные свойства, покрытия восстанавливаются, то оценку изоляции газопровода (а) следует повысить на один балл.

Если обнаружены дефекты изоляции - такие, как хрупкость, осыпаемость и отсутствие адгезии покрытия, то оценка состояния изоляционного покрытия (а) должна быть снижена на один балл.

Участки газопровода, которые имеют изоляционные покрытия с такими дефектами, подлежат переизолированию. Общая оценка состояния изоляционного покрытия газопровода в целом, с учетом результатов шурфовых осмотров, проставляется в графе 4.

2.4. При оценке состояния изоляционного защитного покрытия определяют:

Продолжение приложения 33

- состояние внешней поверхности изоляции (гладкость, сморщенность, бугристость, наличие продавливаний по бокам, сверху, снизу)

- наличие сквозных повреждений, сдиров и пропусков изоляции, трещин, морщин и полостей и т.д.);

- тип изоляции (битумная, полимерная, усиленная, весьма усиленная и др.)

- хрупкость, трещиноватость, расслаиваемость, осыпаемость изоляции, адгезию или прилипаемость изоляции.

**3. Оценка состояния металла трубы**

3.1. При определении состояния металла трубы для накопления данных, проверка его должна проводиться во всех шурфах, которые вскрываются в процессе эксплуатации с целью проведения ремонта изоляции или устранения утечек газа, а также при обследовании газопровода, которое проводится с целью назначения его на ремонт или замену.

Результаты осмотров должны отражаться в паспорте технического состояния газопровода.

3.2. В актах осмотра следует отражать степень коррозии металла трубы, которая определяется в соответствии с таблицей 4.

Таблица 4

|  |  |
| --- | --- |
| Степень коррозии | Характеристика повреждений стенки трубы |
| Незначительная | Металл на поверхности имеет ржавые пятна и одиночные язвы глубиной до 0,6 мм |
| Сильная | Поверхностная коррозия трубы с одиночными гнездовыми язвами глубиной до 30% толщины стенки трубы |
| Очень сильная | Коррозия стенки трубы с одиночными и гнездовыми язвами более 30% толщины стенок трубы и до сквозных коррозионных повреждений |

Примечание. Гнездовыми язвами считают две или более язв, расстояние между которыми составляет не менее 10 диаметров наименьшей из язв.

3.3. Для проверки состояния металла трубы в открытом шурфе следует тщательно очистить от изоляции участок трубы длиной не менее 0,5 м и осмотреть поверхность металла трубы.

Следует иметь в виду, что места язвенного поражения металла часто забиты продуктами коррозии и выявление их возможно только при внимательном осмотре и при изъятии продуктов коррозии острым инструментом.

Для измерения глубины язв следует использовать штангельциркуль или спиральный микрометрический глубиномер.

При наличии сплошной коррозии поверхности трубы следует определить толщину стенки трубы.

3.4. Для определения толщины стенки трубы следует использовать импульсные или резонансные толщиномеры, которые позволяют проводить измерения толщины при одностороннем доступе.

Для этого могут быть использованы толщиномеры типа УТ, УИТ-Т.10 и др.

Продолжение приложения 33

3.5. Если на поверхности трубы при осмотре, который проводился в соответствии с требованиями п.3.4., обнаружена сильная или очень сильная коррозия (степень коррозии следует определять по таблице 4), то следует провести дополнительное обследование газопровода путем осмотра металла трубы в двух шурфах, вскрываемых на каждые 500 м, и в местах с наибольшими повреждениями изоляционного покрытия, которые были обнаружены приборами.

При обнаружении 5 мест с сильной и очень сильной коррозией, которые расположены на 70% длины обследуемого газопровода, газопровод подлежит замене.

Когда места с такими повреждениями расположены на длине менее 70% длины обследуемого газопровода, то замене подлежат только участки газопровода с указанными дефектами.

3.6. Общая оценка состояния внешней металлической поверхности газопровода определяется в баллах в соответствии с таблицей 5.

Газопроводы, которые получили по состоянию металла трубы оценку водин балл, независимо от общей суммы баллов, полученных по другим критериям, подлежат замене.

Таблица 5

|  |  |
| --- | --- |
| Состояние металла трубы | Оценка в баллах |
| Более 50% осмотренных мест имеют сильную и очень сильную коррозию трубы | 1 |
| До 50% осмотренных мест имеют сильную и очень сильную коррозию трубы | 2 |
| Незначительная коррозия | 3 |
| Коррозия отсутствует | 4 |

**4. Оценка качества сварных стыков**

4.1. Контроль качества сварных стыков на действующих газопроводах проводится в случаях, если:

- в процессе эксплуатации на данном газопроводе наблюдались случаи раскрытия или разрыва сварных стыков;

- при последней проверке газопровода на герметичность установлено, что местом утечки газа является некачественный сварной стык.

Если в процессе эксплуатации на данном газопроводе разрывов сварных стыков не отмечалось, и не было зафиксировано утечек газа через них, то сварные стыки признаются пригодными и проверка их не производится.

4.2. Проверка качества сварных стыков должна проводиться в строго определенной последовательности:

- по обе стороны от каждого дефектного сварного стыка проверяется по одному прилегающему сварному стыку гамма - или рентгенографированием;

- если при просвечивании этих сварных стыков был обнаружен хотя бы один некачественный стык, то необходимо дополнительно провести проверку гамма - или рентгенографированием не менее 5% всех сварных стыков проверяемого газопровода, кроме того, все сварные стыки этого газопровода следует дополнительно проверить на герметичность путем пробуривания над каждым стыком скважины глубиной не менее 0,7 глубины заложения газопровода с проверкой загазованности скважины высокочувствительными газоиндикаторами чувствительностью 0,001%.

Продолжение приложения 33

При обнаружении загазованности в скважинах эти стыки должны быть проверены гамма - или рентгенографированием. Если загазованность в указанных скважинах не обнаружена, то стыки признаются годными.

Оценка качества сварных стыков определяется в баллах в соответствии с таблицей 6

Таблица 6

Оценка качества сварных стыков

|  |  |
| --- | --- |
| Качество сварных стыков | Оценка в баллах |
| 50% и более стыков, проверенных гамма - или рентгенографированием, признаны непригодными | 1 |
| То же менее 50% | 2 |
| Стыки пригодны | 3 |

4.3. Если установлено, что 50% и более проверенных сварных стыков являются дефектными, то проставляется оценка в один балл (дальнейшую проверку по другим показателям, характеризующим техническое состояние газопровода, проводить не обязательно, потому что газопровод назначается на перекладку).

**5. Оценка коррозионного состояния газопроводов**

5.1. Коррозионное состояние подземных газопроводов должно определяться:

- по результатам проверки состояния изоляционного покрытия;

- по наличию анодных и знакопеременных зон, вызванных блуждающими токами;

- по наличию защитных потенциалов на газопроводах;

- по коррозионной активности грунта.

5.2. Для оценки коррозионной опасности газопроводов следует выявить:

- участки газопроводов, находящиеся в зонах с коррозионно-опасными грунтами;

- участки газопроводов, имеющие анодные и знакопеременные потенциалы, вызванные блуждающими токами;

- зоны влияния действующих электрозащитных установок, защищающих смежные подземные сооружения.

5.3. Коррозионная агрессивность грунтов должна определяться в соответствии с таблицей 1 приложения 3 к данному Порядку.

5.4. Для выявления условий распространения блуждающих токов необходимо получить данные о потенциалах рельсов и отсасывающих пунктов относительно земли, о разнице потенциалов между «минус– шинами» тяговых подстанций.

5.5. Определение наличия блуждающих токов на действующих газопроводах следует проводить по результатам измерений разницы потенциалов между газопроводом и землей.

Изменение разности потенциалов по величине и знаку или только по величине указывает на наличие в грунте блуждающих токов.

5.6. При измерениях электропотенциалов на газопроводах через контрольно-измерительные пункты, оборудованные стальными электродами сравнения, необходимо,

Продолжение приложения 33

чтобы избежать ошибок, проводить выборочный контроль за измерениями с помощью переносных медносульфатных электродов сравнения.

При получении значительных расхождений между результатами измерений указанными электродами, измерения электропотенциалов следует проводить только с помощью медносульфатных электродов, которые должны устанавливаться в грунте рядом с контрольным проводником.

5.7. Измерение разности потенциалов между газопроводом и землей, а также величины и направлений токов в газопроводе и обработку результатов измерения следует проводить в соответствии с Регламентом ГК «Донбассгаз» «Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт средств ЭХЗ, комплексное приборное обследование подземных газопроводов».

5.8. Наличие на газопроводах, при воздействии на них внешней поляризации, анодных или знакопеременных зон указывает, что газопроводы подвержены коррозионной опасности независимо от величины разности потенциалов "труба-земля" и коррозионной активности грунтов.

5.9. Опасными по коррозии являются зоны на газопроводах, где под влиянием стекающего тока электротранспорта, работающего на переменном токе, наблюдается смещение разности потенциалов между трубой и медносульфатным электродом сравнения в сторону уменьшения более чем на 10 мВ по сравнению со стационарным потенциалом газопровода.

5.10. При наличии на газопроводах электрокоррозионно опасных зон следует уточнить:

- зоны действия электрозащитных установок, защищающих эти газопроводы (в том числе и режимы работы электрозащитных установок);

- пути утечки защитного тока.

Особое внимание следует обратить на наличие электроизолирующих соединений (фланцевых – ЭИФ, вставок), на газопроводах тех объектов газоснабжения, которые имеют непосредственный контакт с заземленным оборудованием и другими сооружениями (газорегуляторные пункты, котельные, жилые и общественные здания, оборудованные проточными газовыми водонагревателями и др.).

5.11. Для ориентировочного подсчета потерь защитного тока при отсутствии электроизолирующих фланцев на перечисленных в п.5.10. объектах следует пользоваться показателями из таблицы 7.

Таблица 7

Средние потери защитного тока на объектах газоснабжения, имеющих непосредственный контакт через оборудование и смежные коммуникации с землей при отсутствии электроизолирующих соединений (фланцевых – ЭИФ, вставок), на газопроводе

|  |  |
| --- | --- |
| Объекты | Потери защитного тока, А |
| Газорегуляторные пункты | 2 – 4 |
| Котельные | 12 – 15 |
| Жилые и общественные здания, оборудованные газовыми  водонагревателями | До 5 |

Продолжение приложения 33

Если при ориентировочном подсчете будут получены значительные величины потери электрозащитного тока, то необходимо проверить потери защитного тока непосредственными измерениями на указанных в п.5.10. объектах.

5.12. В зависимости от факторов, указанных в пункте 5.1, определяется объем ремонтных работ и назначается вид ремонта.

Особое внимание следует обратить на возможность уменьшения потерь защитного тока за счет электроизолирующих соединений (фланцевых – ЭИФ, вставок), возможность прерывания работы электрозащитных установок, целесообразность размещения дополнительных электрозащитных установок или изменений режимов их работы с целью полного использования мощности установок.

5.13. Общую оценку коррозионной опасности для газопроводов необходимо проводить в соответствии с таблицей 8 при наличии на газопроводах анодных и знакопеременных зон.

Таблица 8

Оценка коррозионной опасности при наличии анодных и знакопеременных зон

|  |  |
| --- | --- |
| Наличие анодных и знакопеременных зон | Оценка в баллах |
| Более 50% длины газопровода | 1 |
| До 50% длины газопровода | 2 |
| Отсутствуют | 3 |

**6. Определение состояния электрохимической защиты газопроводов**

6.1. Наличие или отсутствие электрохимической защиты (далее - ЭХЗ) газопроводов определяется комплексно, согласно данным организации, эксплуатирующей газопроводы, и результатами непосредственного осмотра обследуемого газопровода.

6.2. Если на обследуемом газопроводе электрохимическая защита отсутствует, то оценка А6 (пункт 7.1.) принимается минус один балл, а при наличии электрохимической защиты оценка А6 принимается как один балл.

**7. Оценка технического состояния газопроводов**

7.1. Оценка технического состояния газопровода определяется по балльной системе путем суммирования оценок по каждому показателю основных критериев согласно пункту 7.2. главы VII:

**Sт = А1 + А2 + А3 + А4 + А5 + А6,**

где: S т - общая оценка в баллах;

А1 - количество баллов, характеризующих герметичность газопровода (табл. 1);

А3 - количество баллов, характеризующих состояние металла трубы (табл. 5);

А4 - количество баллов, характеризующих качество сварных стыков (табл. 6);

А5 - количество баллов, характеризующих коррозионную опасность (табл. 8);

А6 - количество баллов, при определении которых характеризуется наличие или отсутствие электрохимической защиты (п.6.2.).