

МЕТОДИ І ЗАСОБИ НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ

УДК 622.691.4.004.58

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПОДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ГАЗОПРОВОДОВ

В. А. Троицкий

*Институт электросварки им. Е.О.Патона НАН Украины,
г. Киев-150, ул. К. Малевича, 11, тел.: (044)200466, e-mail: usndt@ukr.net*

Показана возможность уменьшения количества аварий из-за механических повреждений магистральных газопроводов за счет повышения уровня точности и доступности их разметки. Описан переход от километровой к потрубной нумерации, что важно для обслуживания, объединения результатов разных методов диагностик. Рассмотрены применяемые в настоящее время виды разметки магистральных газопроводов, которые должны быть заменены на персональные штрих- или и точечные коды, читаемые на дефектограммах внутритрубных дефектоскопов.. Это позволяет уменьшить эксплуатационные расходы, объединить результаты ремонтов, осмотров, вести персональную многолетнюю историю каждой трубы, следить за эксплуатацией труб с допустимыми дефектами. Переход от километровой к потрубной системе ведения технического надзора повысит надежность газотранспортных магистралей. Ключевые слова: газопровод, разметка, нумерация, дефекты, диагностика

Показана можливість зменшення кількості аварій через механічні ушкодження магистральних газопроводів за рахунок підвищення рівня точності та доступності їх розмітки. Описано перехід від кілометрової до потрубної нумерації, що є важливим для обслуговування, об'єднання результатів різних методик діагностики. Розглянуто види розмітки магистральних газопроводів, які зараз застосовуються. Вони повинні бути замінені на персональні штрих – або точкові коди, що читаються на дефектограмах внутрішньо трубних дефектоскопів. Це дозволяє зменшити експлуатаційні витрати, об'єднати результати ремонтів, оглядів, вести персональну багаторічну історію кожної труби, слідкувати за експлуатацією труб з допустимими дефектами. Перехід від кілометрової до потрубної системи ведення технічного нагляду підвищить надійність газотранспортних магистралей. Ключові слова: газопровід, розмітка, нумерація, дефекти, діагностика.

It was shown the possibility of the mechanical damages main gas pipeline accident reduction as result of pipeline markup availability and accuracy level increasing. It was described the transition from kilometer to kilometer to the pipe to pipe numeration. It is important for the service, different diagnostics method results association. It was considered the applying kinds of main gas pipelines markup. They must be changed on the personal hatch or point codes, which can be read on the in-tube flaw detector defectograms. It allows to decrease the operating costs, to combine the results or reconstruction, inspections, to keep the personal perennial history for every pipe, to control the pipe operating with the allowable defects. The transition from kilometer to kilometer to the pipe to pipe system of technical supervision can to increase the reliability of gas transport system. Key words: gas pipe, markup, numeration, defects, diagnostics.

Срок службы подземных газопроводных магистралей может быть приближен к времени существования наземных газопроводов. Для этого надо улучшить условия, доступность ухода за каждой трубой, из которых складывается газопровод. Все трубы разные. Они имеют врожденные, оставленные при изготовлении и

приобретенные в процессе эксплуатации дефекты. Поэтому срок надежной эксплуатации труб разный. Внимание к отдельным трубам должно быть повышенное. Они должны иметь свои номера, максимальная информация о них должна быть выведена на поверхность магистралей. При этом поиск необходимой

трубы будет производиться быстро и без больших затрат. Состояние трубы будет проверяться без больших травм, повышенных механических нагрузок, возникающих сейчас при протяженных раскопах, связанных с поиском обезличенных труб. На дефектограммах сейчас нет номеров труб.

В настоящее время для подземных магистральных газопроводов применяется несколько видов диагностик, число которых непрерывно увеличивается. Наиболее распространенными из них являются:

- магнитная / акустическая, внутритрубно. [1, 7];
- ультразвуковая низкочастотная [2];
- электрометрическая [3, 4] изоляции;
- коэрцитивно-метрическая;
- акустоэмиссионная;
- магнитометрическая [5] на основе магнитной памяти;
- термографическая [2, 7], визуально-оптическая и пр.

Все эти 8 типов испытаний дают свою покิโลметровую информацию о подземных газопроводах, которая воспринимается ремонтниками только после ее подтверждения раскапыванием и ручными средствами дефектоскопии. Шурфление, вскрытие одной или нескольких труб в настоящее время производится по дефектограммам каждой из перечисленных видов диагностик, не называя трубу, в которой имеются опасные дефекты, поскольку трубы, из которых состоят подземные газопроводы, обезличены, т.е. не имеют своих номеров (кодов), выведенных на поверхность трассы. Тогда как не существует двух одинаковых труб. Все трубы имеют разные геометрические отклонения, разные внутренние и внешние дефекты, отставленные или отремонтированные при изготовлении или приобретенные в процессе эксплуатации. Эта неопределенность порождает много проблем, заканчивающихся понижением надежности

трубопроводов, повышение расходов на эксплуатацию газопроводов высокого уровня.

Перечисленные выше физические методы технических диагностик имеют собственные точки начала и средства отсчета координат, правила и средства привязки своих результатов не к телу трубы, а к поверхности магистрали. Для этого часто используют устройства систем космической навигации GPS. Поэтому трудно сравнивать результаты разных видов диагностик, которые должны дополнять друг друга. Для каждого вида испытаний всегда остро стоит вопрос ошибок первого (перебор, лишнее забраковано) и второго (недобор, пропуск дефектоскопии) рода при сравнении результатов каждого вида диагностик. Из-за обезличенности труб больше всех страдают ремонтные службы. Объединить результаты разных видов диагностики может только присвоенные трубам собственных номеров, видные на дефектограммах внутритрубных дефектоскопов, выведенных на поверхность магистрали, зная которые можно многие годы вести наблюдение за каждой трубой. Труб без дефектов не бывает, меняется только их число и допустимость. С возрастом число дефектов растет (от коррозии, смещений, деградации металла и т.п.), механических травм и от ошибочных раскопов.

На рис. 1 показана схема мониторинга состояния изоляции за счет измерения поляризационного потенциала газопровода [3, 4], который используют для изучения влияния агрессивной среды грунта разрушающего изоляцию и металл газопроводов. Для защиты металла от коррозии применяют противокоррозионную электрическую защиту. Показателем состояния изоляции [3, 4] считают разницу потенциалов между металлом и средой.

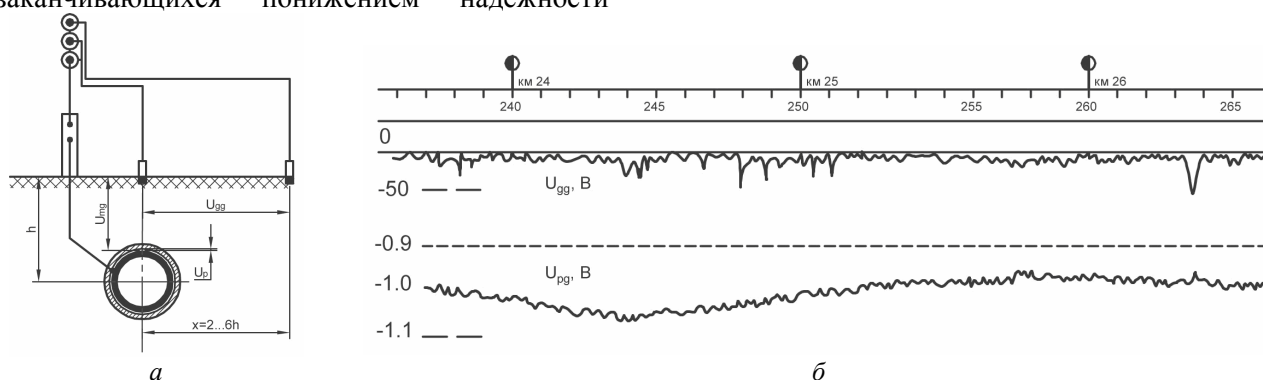


Рисунок 1 – Оценка качества изоляции газопровода по результатам измерений поляризационного потенциала U_p : а – схема, б – результаты измерений,

U_{mg} – напряжение между трубой и электродом, U_{gg} – тоже на x -расстоянии от оси,
 h – глубина залегания трубопровода

На рис. 1 показана упрощенная схема измерения поляризационного потенциала [3, 4]. Здесь изображен пункт измерений, электрод, заглубляемый в грунт через 5 – 15 метров по оси трубопровода, и дополнительный электрод, перемещаемый параллельно оси на расстоянии (2–6)h.

На рис. 2, 3 приведены примеры реализации магнитометрической [5] и низкочастотной [2, 13] ультразвуковой диагностики. Каждый из этих видов испытаний, как и внутритрубная диагностика [1, 7, 11], реализуется с помощью

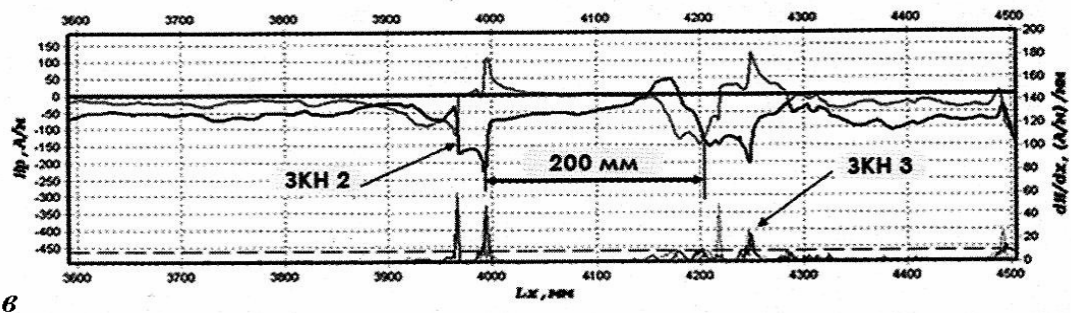
специализированных дефектоскопов с километровой отчетностью трудно переносимой на конкретную трубу. Все виды диагностик имеют собственные вспомогательные средства, свои начала отсчета и т.п. Магнитометрический метод (рис. 2) находит зоны концентраций напряжений. В этих зонах даже при полноценной изоляции могут быть утонения металла и другие дефекты [5]. Здесь магнитограмма, так же как и результаты измерений поляризационного потенциала, не привязана к конкретным трубам.



а



б



в

Рисунок 2 – Магнитометрическая диагностика, определяющая зоны концентраций напряжений (зкн): а, б – процесс измерений; в – распределение напряженности H (А/м) магнитного поля на поверхности и его градиент dH/dx вдоль оси магистрали

На рис. 3 показан пример диагностики магистрального трубопровода с помощью низкочастотного (НЧ) [2, 13] ультразвукового контроля (УЗК). Здесь измерения, отсчет координат идет от места установки кольцевой антенны на теле трубы. Это уже какое-то более конкретное начало отсчета по телу изучаемого объекта. Метод НЧ УЗК может дать сравнительную информацию о качестве большого числа кольцевых монтажных швов магистрали. Это важно делать перед опусканием газопровода в траншею. По уровню проникновения НЧ-колебаний в металл можно

судить об его износе, деградации структуры. НЧ дальнедействующий УЗ-контроль успешно применяется для диагностики различных трубопроводов.

Перечисленные виды диагностик дают собственные важные сведения об особенностях локальных местах магистрали. Далеко не все выделенные тем или иным видом диагностики места являются недопустимыми для дальнейшей эксплуатации. В то время как эта же зона по другому виду диагностики может оказаться критичной, недопустимой без ремонта

для дальнейшей эксплуатации. Поэтому важно сравнивать результаты разных диагностик.



Рисунок 3 – Низкочастотная ультразвуковая диагностика

Все многочисленные виды наблюдений за состоянием магистрали стают сопоставимыми друг с другом, если у них будет единая система координат – собственно газопровод с пронумерованными трубами (монтажными швами), каждая из которых имеет свою историю старения, ремонтов, развития дефектов. Все номера труб будут выведены на поверхность. Эти сведения должны быть известны обходчикам, которые должны легко находить место залегания особых для наблюдения труб.

Из всех перечисленных видов диагностик наиболее широко применяемой для газовых магистралей является внутритрубная. Внутритрубные дефектоскопы непрерывно совершенствуются, растут объемы получаемой от них информации. Неоднородности, утонения и другие отклонения от нормы по рекомендациям диагностов после расшифровки дефектограмм должны быть найдены и обсуждены на конкретной трубе. Сейчас интересующую трубу после внутритрубной диагностики разыскивают по косвенным признакам: по расстоянию от определенного репера, который визуализируется на дефектограмме и имеется на поверхности трассы. Расстояние от репера до интересующей трубы, до места шурфления может исчисляться сотнями метров, т.к. реперы располагают на расстояниях 1,5 – 2 км. Косвенность и покิโลметровость дорого обходятся эксплуатационником, поскольку вероятность допущения ошибки в определении места раскопа почти стопроцентная. Можно раскопать трубу, в которой дефектов нет. На старых газопроводах, кроме проблемы «ремонтировать нечего», чаще возникает более опасная ситуация – проблема «избыточности». На старых газопроводах внутритрубный дефектоскоп может отметить более 100 дефектов на одном километре. Ручная дефектоскопия обычно

находит намного больше дефектов, чем внутритрубный дефектоскоп. Поэтому возможны случаи, когда что-то отремонтировали, но, как позже выяснится, не самое опасное дефектное место, которое, к сожалению, не было раскопано из-за обезличенности, покิโลметровости и косвенности поиска места раскопа. Из-за отсутствия номеров на дефектограмме труб, из-за неуверенности приходится вскрывать большие участки трассы и, в конечном итоге, самый опасный дефект может быть не найден, поэтому отремонтирована еще работоспособная труба. Через какое-то время происходит авария на «отремонтированном» участке. Это одна из причин, почему считается нерентабельным ремонтировать отдельные участки газопроводов, а прокладывать новые. Покิโลметровая отчетность и косвенный поиск опасных дефектов обходится очень дорого.

По этим и другим причинам для реконструируемых газопроводов должна быть использована хорошо считываемая на дефектограммах внутритрубных дефектоскопов и считываемая ручными средствами система кодирования (номерации) труб, выведенная на поверхность трассы. В настоящее время для разметки магистрали используют разные косвенные системы [9, 10, 11], основанные на применении различных на дефектограмме маркерных пластин (рис. 4), располагаемых на теле трубы, реперов, специальных маркерных труб (рис. 5). Маркерные знаки на теле трубы не закрывают полностью неопределенности, описанные выше проблемы.

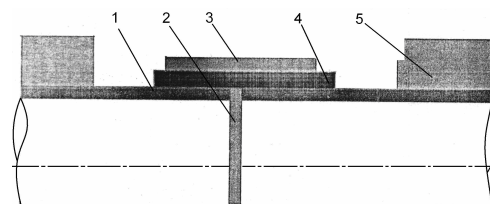


Рисунок 4 – Расположение маркерных пластин на газопроводе:

- 1 – стенка трубы; 2 – кольцевой монтажный стык; 3 – хомут;
 4 – маркерная пластина; 5 – бетон

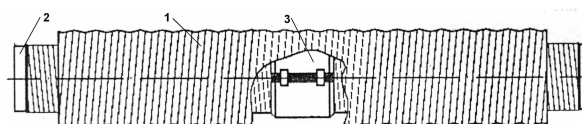


Рисунок 5 – Маркерная труба:

- 1 – балластное покрытие; 2 – тело трубы;
 3 – маркер KD 13229.00.000

В работе [11] описана разметка с помощью накладных маркерных пластин (рис. 4), размещенных вдоль газопровода на стыковых соединениях отдельных труб и соответствующих реперов на поверхности трассы. Последним достижением в этой серии разметок является разметка [11] на основе видимых на дефектограмме маркерных труб (рис. 5), изготавливаемых в заводских условиях, и располагаемых в магистрали через 1 – 2 км.

Для больших диаметров труб номера (штрих-коды) могут быть выполнены в виде кодовых панелей, состоящих из коротких кодовых элементов различной геометрии. На рис. 6 приведен пример такой кодовой панели, состоящей из пяти кодовых элементов.

Панель по рис. 6 представляет собой набор кодовых элементов, собранных на шпильках с втулками, определяющими дистанцию между штриховыми элементами. Изменяя набор, конструкцию элементов и дистанцию между ними, формируются коды (номера).

В мировой логистике в настоящее время штрих-коды вытесняются точечными кодами. Рассмотрим возможности точечных кодов для магистральных газопроводов.

На рис. 7 показано расположение точечной кодовой пластины 1 в зоне пересечения кольцевого монтажного 3 и продольного 4 швов. Вариантов точечных кодов, их конструктивного и смыслового наполнения может быть очень много. Опишем четыре принципиально разные системы построения точечных кодовых обозначений. Все они предполагают наличие ферромагнитной пластины с отверстиями, располагаемой на теле трубы.

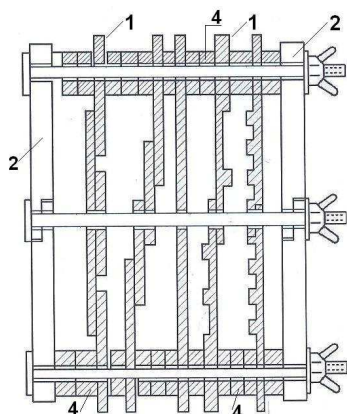


Рисунок 6 – Панель штрих-кодов, состоящая из 5 разных кодовых элементов, сочетание которых определяет номер трубы: 1 - кодовые элементы, 2 - щека, 4 - стягивающие шпильки

Формирование штрих-кодовых панелей по рис. 6, их сборка на месте требует определенных интеллектуальных усилий. Значительно проще изготавливать и понимать точечные кодовые панели (пластины) с отверстиями (рис. 8 – 11).

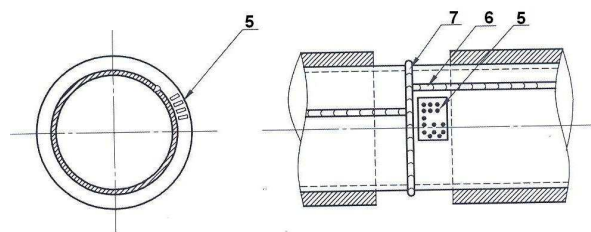


Рисунок 7 – Расположение кодовой пластины (5) в зоне пересечения продольного (6) и монтажного (7) швов

Самый простой точечный код (рис. 8) – это когда количество отверстий в пластине равно номеру без каких-либо комбинаций. Сколько отверстий, такой и номер. Все просто. Это простейшая возможность получения (рис. 8) номеров. Более сложный вариант – с помощью отверстий написать цифровой номер так, как показано на рис. 9. Если в пластине по рис. 8 отверстия могут быть выполнены в произвольном порядке, то на маркерной пластине по рис. 9 изображен цифровой номер, который принадлежит трубе № 9175. И в первом (рис. 8) и во втором (рис. 9) вариантах надо иметь много отверстий. Покажем, что выполняя в пластинах только 2 – 3 отверстия, можно создавать огромное количество кодов (рис. 10 – 11). Многочисленность точечных кодов достигается за счет комбинаций расположения нескольких отверстий относительно детерминированных точек их возможного расположения.

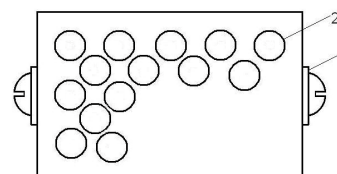


Рисунок 8 – Маркерная пластина с 14 произвольно расположенными отверстиями, число которых соответствует номеру монтажного шва (№14)

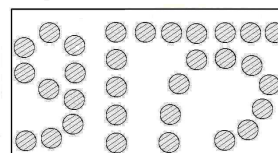


Рисунок 9 – Маркерная пластина, содержащая 55 точек, с форсированным номером из 31 отверстия для трубы № 9175

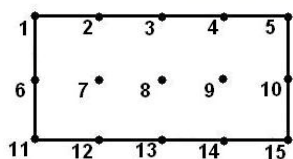


Рисунок 10 – Кодовая пластина на 15 возможных отверстий для 105 или 210 точечных кодов

На рис. 10 показана небольшая пластина, содержащая 15 детерминированных точек, в которых могут быть открыты отверстия. С помощью такой пластины, открывая в детерминированной точке по одному

отверстию, можно получить 15 обозначений, а при открывании двух одинаковых отверстий можно получить уже 105 кодов, показанных в табл. 1. Если на этой кодовой пластине отверстия имеют собственные отличительные признаки, например разные диаметры отверстий, то число таких кодов удваивается и делается равным 210. Общее число вариантов из 15 по два подсчитывается по формуле $N = A_m^n = m \cdot (m-1) \cdot \dots = A_{15}^2 = 210$. Здесь каждая пластина имеет два разных отверстия.

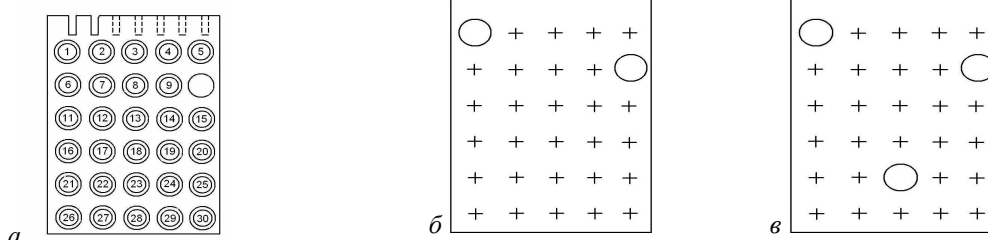


Рисунок 11 – Кодовая пластина: а – с одним (10) открытым отверстием из 30 возможных и 7-ю возможными прорезами по периферии; б – с двумя и в – с тремя открываемыми отверстиями

В том случае, если оба отверстия одного диаметра, т.е. не имеют собственных отличительных признаков, то число кодов уменьшается в два раза и равно $N = A_n^m / n = 105$. Они приведены в табл. 1.

Например, для обозначения м.ш., имеющего номер 47, согласно табл. 1, на кодовой панели должны быть открыты четвертое и двенадцатое отверстия и т.д., и т.п.

Таблица 1 – Соответствие номерам труб точечного кода в виде двух одинаковых отверстий на пластине с 15-ю возможными точками для отверстий

№ мш	Ø n ₁ -n ₂	№ мш	Ø n ₁ -n ₂	№ мш	Ø n ₁ -n ₂	№ мш	Ø n ₁ -n ₂	№ мш	Ø n ₁ -n ₂	№ мш	Ø n ₁ -n ₂	№ мш	Ø n ₁ -n ₂
1.	1-2	17.	2-5	33.	3-9	49.	4-14	65.	6-11	81.	8-12	97.	11-13
2.	1-3	18.	2-6	34.	3-10	50.	4-15	66.	6-12	82.	8-13	98.	11-14
3.	1-4	19.	2-7	35.	3-11	51.	5-6	67.	6-13	83.	8-14	99.	11-15
4.	1-5	20.	2-8	36.	3-12	52.	5-7	68.	6-14	84.	8-15	100.	12-13
5.	1-6	21.	2-9	37.	3-13	53.	5-8	69.	6-15	85.	9-10	101.	12-14
6.	1-7	22.	2-10	38.	3-14	54.	5-9	70.	7-8	86.	9-11	102.	12-15
7.	1-8	23.	2-11	39.	3-15	55.	5-10	71.	7-9	87.	9-12	103.	13-14
8.	1-9	24.	2-12	40.	4-5	56.	5-11	72.	7-10	88.	9-13	104.	13-15
9.	1-10	25.	2-13	41.	4-6	57.	5-12	73.	7-11	89.	9-14	105.	14-15
10.	1-11	26.	2-14	42.	4-7	58.	5-13	74.	7-12	90.	9-15		
11.	1-12	27.	2-15	43.	4-8	59.	5-14	75.	7-13	91.	10-11		
12.	1-13	28.	3-4	44.	4-9	60.	5-15	76.	7-14	92.	10-12		
13.	1-14	29.	3-5	45.	4-10	61.	6-7	77.	7-15	93.	10-13		
14.	1-15	30.	3-6	46.	4-11	62.	6-8	78.	8-9	94.	10-14		
15.	2-3	31.	3-7	47.	4-12	63.	6-9	79.	8-10	95.	10-15		
16.	2-4	32.	3-8	48.	4-13	64.	6-10	80.	8-11	96.	11-12		

На рис. 11 показана кодовая пластина в два раза большего размера, чем по рис. 10, в которой детерминированных точек для отверстий в два раза больше (30), чем в пластине по рис. 10. Причем отверстия могут быть разных и равных диаметров. Если в такой пластине открывать только по одному отверстию одного диаметра, то так можно обозначить только $N_1^1=30$ м.ш., а если их открывать по два отверстия (рис. 11б) одного диаметра, то число кодов будет $N = A_{30}^2 = 435$. Если открывать два отверстия разного диаметра, то $N_{30}^2 = A_{30}^2 = 870$. Если аналогично открывать по три отверстия (рис. 11в) разных диаметров, то число кодов будет $N_{30}^3 = 24360$. Это уже слишком много. Так можно обозначить все трубы в магистрали протяженностью $24.360 \times 12 = 292.320$ м ≈ 300 км. Для облегчения понимания использования точечных кодов избыточность возможностей желательнее уменьшить, например, все отверстия делать одного диаметра. Тогда $N_1=30$; $N_2=435$; $N_3=8120$ (~ 97 км).

Как видно из этих цифр, система точечных кодов с количеством открываемых отверстий более 3 для трубных задач уже избыточна. С расширением возможностей усложняется понимание точечных кодов. Лучше сделать акцент на периодической повторяемости простых кодов с одним или двумя отверстиями после естественного артефакта магистрали.

Добавить информативности можно простыми вспомогательными возможностями. Например, введением прорезей, показанных на верхней кромке кодовой пластины (рис. 11а), или изменением детерминированного места расположения кода, что также является легким для понимания отличительным признаком.

Таким образом, из трех рассмотренных систем простейшими являются точечные коды на основе отверстий в кодовой пластине, которые могут быть в следующих исполнениях:

- 1) произвольно расположенные отверстия (рис. 8б), количество которых определяет номер;
- 2) цифровое изображение (рис. 9) в виде арабских (1, 2, 3. ...) или римских (I, II, III, ...) цифр;
- 3) комбинации 2 или 3 отверстий (рис. 11б, 11в);
- 4) посредством одного кодового отверстия, местоположение которого определяет номер (рис. 11а).

Пока нет стандартов, требующих применения по-трубного кодирования, проектант имеет возможность разработки

собственных систем нумерации. Он может выбирать одну из четырех перечисленных точечных кодовых систем с учетом особенностей ожидаемого строительства или реконструкции.

Самый упрощенный (рис. 11а) и достаточно ёмкий способ предполагает открытие по одному отверстию разного диаметра и использование ряда прорезей на периферии пластины. На рис. 11а показаны два возможных диаметра и семь прорезей по верхней периферии кодовой пластины. Боковые прорези, количество которых соответствует номеру участка трубопровода, являются вспомогательным информативным признаком и могут быть использованы для дополнительного обозначения огромного количества труб.

Потрубная разметка важна как для подземных, так и для подводных газопроводов, в зонах активных грунтов, включая тектонические разломы в горных местностях, где надо следить и за напряженным состоянием газопровода. Специфика среды определяет способ выведения номеров (кодов) на поверхность трассы для периодической инспекции, наблюдения за отдельными трубами.

Требования к точности систем разметки подземных газопроводов будут возрастать с ростом культуры эксплуатации. Потрубная разметка облегчит преодоление спорных ситуаций, возникающих периодически на подземных газопроводах в течение многолетнего периода их эксплуатации, для которых практикуют различные виды диагностик (рис. 1 – 3). Так может быть обеспечено наблюдение за каждой трубой, которая была или должна быть в ремонте, но ждет своей очереди. Теперь можно после расшифровки дефектограммы все дефекты, обнаруженные внутритрубным дефектоскопом обозначить на её поверхности. На дефектограммах видны коды и дефекты труб, которые должны быть вынесены на поверхность магистрали. Поверхность над газопроводом фактически может повторить все, что видно на дефектограмме с точностью до нескольких метров. Так можно следить за состоянием не всей трубы, а за ее слабой частью, раскапывать не всю трубу, а только определенную ее часть. Так может быть реализован принцип очередности ремонта по степени опасности, которая в мировой практике имеет цветную ориентировку (красная, оранжевая, серая). Вынесенный на поверхность трассы цвет определит отношение эксплуатационников к этой трубе с дефектами и дополнит историю наблюдения за ней.

Система кодирования труб, изложенная в техдокументации, сократит эксплуатационные расходы, время для профилактики и наблюдения за отдельными трубами, их ремонта, будет способствовать сокращению объемов земляных работ. Это повысит надежность газопроводов.

Достаточное упрощенное ёмкое кодирование может быть достигнуто с помощью всего двух или трех отверстий, двух или трех штрих-кодовых элементов. Трубы с отклонениями от нормы должны периодически наблюдаться различными средствами неразрушающего контроля путем точечного шурфования без травмирования соседних полноценных зон трубопровода. Точное место расположения дефекта на конкретной трубе легко находится на её дефектограмме и может быть выведено на поверхность. Цифровой номер легко читается обходчиками. Штриховой или точечный код читается обычными ручными толщиномерами без зачистки изоляции и специалистами, указываются в цифре с помощью переводных таблиц. Для обходчиков, диагностов и остального персонала, перемещающегося по поверхности трассы должны быть доступны номера труб и степень (цвета) опасности дефектов, который обнаружил внутритрубный дефектоскоп. Таким образом, будет стерто одно из основных информационных отличий в эксплуатации подземных и наземных магистралей, будут меньше протяженных раскопов.

Из-за протяженных раскопов обезличенных труб и другим причинам по данным [14] наибольшая доля повреждений (69 %) на подземных трубопроводах различного назначения связана с внешними механическими воздействиями. В США 26,1 % аварий происходит от воздействия машин. Надо повышать точность разметки газопроводов во всех странах. Для вывода потрубной разметки на поверхность проектант может использовать все, что расположено вдоль трассы. Это пикеты, измерительные пункты, покิโลметровые и промежуточные столбы, вехи, пересекающие трассу внешние коммуникации, включая ЛЭП и пр., и т.п. Любой раскоп, любое шурфование – это травма для газопровода, которая должна быть минимизирована. В США перед раскопом часто применяют специальные радары, с помощью которых до десятка сантиметров уточняется возможная зона приближения раскапывающего механизма к телу газопровода. Внутритрубная диагностика [15] иногда выявляет до 150 – 200 дефектов на 1 км, глубина коррозии которых достигает 60 % толщины стенки трубы, несмотря на наличие у них электрохимической защиты. Отремонтировать все и сразу невозможно. Надо изучать ситуацию, установить очередность

ремонта. После ремонтов, различных посторонних нагрузений, влияний внешней среды в одном газопроводе нельзя найти двух одинаковых труб. Все они разные и требуют индивидуальных профилактических работ. Только с учетом персональных, потрубных историй можно установить очередность ремонта и продолжения эксплуатации без ремонта. С выведением номеров труб на поверхность поднимется культура обслуживания газопроводов. При этом возрастет и авторитет диагностов, которые научатся в своих отчетах указывать номер (код) и точное месторасположение опасного дефекта у проблемной трубы. Потрубная разметка будет способствовать увеличению долголетия безаварийной эксплуатации газопроводов высокого уровня ответственности, например, находящихся вблизи компрессорных станций, в зонах повышенного риска, которые хорошо известны проектантам.

Выводы

1. Оставленные при изготовлении допустимые и приобретенные в процессе эксплуатации дефекты делают все трубы подземных газопроводов разными, по-разному опасными. Опасность с возрастом, с деградацией металла растет. Поэтому техническое состояние, учет результатов ремонтов, диагностик, расчетов на прочность, планирование мероприятий по поддержанию работоспособности должно вестись потрубно, а не покิโลметрово.

2. Все трубы (секции) должны иметь свои номера(коды), читаемые внутритрубными и ручными дефектоскопами. Все номера труб должны быть вынесены на поверхность трассы.

3. При потрубном обслуживании и наличии номеров труб на поверхности может быть полностью воспроизведена картина расположения дефектов видимых на дефектограмме внутритрубного дефектоскопа.

4. Для индикации разнообразных дефектов, число которых может исчисляться сотнями на 1 км, для установления очередности ремонтов необходимо использовать трехуровневое принятое в мировой практике цветное ранжирование опасности дефектных зон, которая, если не принимать мер, не делать ремонт, переходит от серого к оранжевому и красному.

5. Номера (коды) труб, места расположения ранжированных дефектных зон, их расположение цвета (опасности) должны быть вынесены на поверхность трассы, что облегчит наблюдение за ними без шурфования и раскопов, т.е. почти как у наземных трубопроводов. Появятся до раскопов

возможности анализировать историю эксплуатации каждой трубы.

6. Для кодирования (номерации) труб (секций), считываемого как внутритрубными, так и ручными дефектоскопами, достаточно использовать комбинации двух-трех штриховых элементов или комбинации двух-трех отверстий на кодовой пластине, располагаемой на теле трубы под изоляцией в детерминированном месте, например, в околошовной зоне на пересечении монтажного кольцевого и продольного швов.

7. Для газопроводов высокого уровня ответственности может быть реализован следующий порядок. После получения дефектограммы производится разметка, ранжирование дефектных зон без оценки их опасности. Это дает общую картину расположения дефектных зон. Далее по мере изучения материалов о каждой дефектной трубе, после выполнения прочностных и экспертных расчетов с учетом весовых коэффициентов, учитывающих размеры дефектов и другие обстоятельства, устанавливается степень опасности и очередность ремонта. Таким образом будет уменьшено количество раскопов, размеры шурфов, а ответственные газопроводы будут более надежными.

1. Абакумов А.А., Абакумов А.А. (М.Л.). *Магнитная диагностика газонефтепроводов*. – М.: Энергоатомиздат, 2001., 440 с. 2. Патон Б.Е., Троицкий В.А. *Основные направления работ ИЭС им.Е.О.Патона в совершенствовании неразрушающего контроля сварных соединений*. – *Материалы 8-й Национальной конференции УкрNDT-2016*, с. 8-28. 3. Цих В.С., Яворский А.В. *Электромагнитный контроль изоляции подземных трубопроводов с поверхности земли*. – *Материалы 8-й Национальной конференции УкрNDT-2016*, с. 206-207. 4. Джала Р.М., Вербенець Б.Я., Мельник М.І. *Нові методи*

контролю ПКЗ підземних трубопроводів за вимірами струмів і потенціалів. – *Материалы 8-й Национальной конференции УкрNDT-2016*, с. 236-239. 5. Дубов А.А. *Магнитометрическая диагностика подземных трубопроводов*. www.energodagnostika.ru. 6. *Строительство магистральных трубопроводов*. *Справочник*. Чирсков В.Г., Березин Л.Г. и др. – М. Надра, 1991. – 475 с. 7. Клюев В.В. (ред.), Мужижкий В.Ф., Горкунов Э.С., Щербинин В.Е. *Неразрушающий контроль*. *Справочник в 8 томах*, 2010. Книга I. Москва, изд-во «Спектр». 8. Троицкий В.А. *Магнитопорошковый контроль сварных соединений и деталей машин*. К., 2002, изд-во «Феникс», 300 с. 9. А.С. № 1214984, МПК⁸:F17D3/00, опубл. 28.02.86. 10. Патент РФ № 2511787, МПК⁹:F17D5/02, опубл. 10.04.2014. 11. Коваленко А.Н. *Системы определения местоположения дефектов на трубопроводе*. *ж. Контроль и диагностика*, № 2, 2016, с. 27-35. 12. Бут В.С., Олійник О.І. *Стратегія розвитку технологій ремонту діючих магистральних трубопроводів*. *Збірник «Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин» за 2004 – 2006 рр.*, Ресурс, с. 490-500. 13. Саража С.В. *Внедрение новой концепции диагностики технологических трубопроводов в ОАО «Самотлорнефтегаз»*. *ж. «Территория NDT»*, № 4, 2013, с. 36-41. 14. Галиулин Р.В., Башкин В.Н., Галиулина Р.А. *Проблема несанкционированных врезок в трубопроводы жидких углеводородов*. *Журнал нефтегазового строительства*. 2013, № 4, с. 46 – 49. 15. Галяутдинов А.А., Зубаилов Г.И. и др. *К вопросу о демонтаже трубопроводов. Нефтегазовое дело*. 2007. <http://www.ogbus.ru>.

Поступила в редакцію 25.09.2017 р.

Рекомендували до друку: докт.техн.наук, проф. Олійник А. П., докт. техн. наук, проф. Карпаш О. М.