

地下管線檢測之評估

王瑞坤*

The Evaluation of Underground-Piping Inspection Methods

R. C., WANG*

摘要

目前有關地下管線的檢測主要依據API 570 Piping Inspection Code，此 Code乃針對石油煉製業及化學製程工業而發展，實用上亦可適用於任何管路。但地下管路因為可能會受土壤之影響而引起嚴重之外表腐蝕，故其檢測方法是與其他製程管線之檢查有所不同。因為地下管路有無法接近之特性，故其檢查也以獨立的章節呈現在API-570中。本文所敘之檢測方法，皆為非破壞檢測並且以不影響原管線之正常操作為原則。其他相關但非強制性之參考法規有：NACE RP-0169, NACE RP-0274, NACE RP-0275以及API RP-651之第九節。

關鍵字：地下管線、檢測、腐蝕

ABSTRACT

The current underground piping inspection method is according to the "API 570 Piping Inspection Code" which is developed for petrochemical and chemical processes. As the outer surface of underground pipe line may suffer sever corrosion by soil, and for its unaccessable characteristics, the inspection method of underground piping is quite different from other processing pipings, so that it was issued as an independent section in the API-570 Code. This review paper focus the non-destructive inspection methods from the API-570 and other non-mandatory referent practices such as NACE RP-0169, NACE RP-0274, NACE RP-0275 and API-651.

Key words: underground Piping, Inspection, Corrosion.

一. 前言

國內有許多地下管線埋設年限已達二十年以上，由於埋設當初材料科技較不發達，因此包覆材料品質較差。經過二十幾年的變化，包覆材料可能早已老化；雖然有些管線已做陰極防蝕保

護，但二十幾年來管線並未依照標準進行檢測，因此就無從了解管線真正的狀況。最近新聞報導時常可看到地下管線破損，發生嚴重洩漏造成污染事件。這些發生問題的管線幾乎都未依照標準進行檢測，而預先發現問題並加以維修。其實這些管線破損污染事件，都是可以預先防止的，除

*工業技術研究院 工業材料研究所

Industrial Technology Research Institute, Materials Research Laboratories, Hsinchu, Taiwan 310, R.O.C

了正常的管線防蝕包覆及陰極防蝕，定期的地下管線檢測、修護更是重要的工作。對於地下管線檢測評估工作，除了能準確的找出問題的位置外，最重要的不可破壞管線設備，更不能影響管線正常操作。

二. 地下管路檢測方法

2.1 管路上方目視巡察 (Above-Ground Visual Surveillance)

因地下管路洩漏可能會造成地表形貌變動，土壤顏色改變，覆面柏油之軟化，坑洞形成，冒氣泡之水窪或引起令人注意之異味，故沿管路埋藏路線進行地表巡察，可以有助於確認發生問題之區位。

2.2 緊密電位調查 (Closed-Interval Potential Survey)

地下管路沿線地表的緊密電位測量，可用以標示管路外表腐蝕較嚴重之區位。在裸鋼與土壤接觸的地方，腐蝕電池可形成在裸鋼或有被覆之管路表面。由於管路腐蝕區位之電位會與其他未腐蝕區位有所不同，故藉由此方法便可進行管路腐蝕區位之標定。

2.3 管路塗裝針孔調查 (Pipe Coating Holiday Survey)

管路塗裝針孔調查乃是一個可用以標定地下管路的塗裝缺陷，且亦可用以確保新建管路系統完整及無針孔的方法。通常此調查方法亦常被用於評估地下管路塗裝的耐久使用性能。塗裝針孔的調查數據，除了用以判定塗裝的有效性及其劣化速率外，尚可進一步用於預測特定區位之腐蝕強度及塗裝應更新之時間。

2.4 土壤比電阻值

裸鋼或塗裝不良的地下管路之所以腐蝕，通常是因為管路表面與不同土壤之混合體接觸所引起。土壤的腐蝕性可藉由土壤比電阻的量測而決定。比電阻值較低的土壤，其腐蝕性相對較高，尤其是當管路同時曝露在比電阻明顯不同的土壤裏時，更是明顯。土壤比電阻值的量測宜依循 ASTM G57 的 Wenner4(reference)針法。但若地下管路現場附近有平行管存在或是有與其他管路交錯情事的發生時，則可能需要改用單針法，以便能夠精確測得數值。另外對於由土壤表面坑洞取得的土壤樣本比電阻值之量測，則可使用簡便的土壤比電阻盒法。土壤樣品的取樣與測量方法之選擇宜考量管路埋管深度。檢測與評估工作的執行，宜由具有良好專業經驗之人士為之。

2.5 陰極防護監測 (Monitoring)

採用陰極防護的地下管路，應定期實施監測以確保適當的保護。監測應該是由專業人士就管路對土壤電位進行定期量測與分析。對於關鍵性的陰極防護系統組件，如外加電流用之整流器等，應進行更頻繁的監測，以確保系統的可靠運作。陰極防護系統檢測與維護工作的詳細內容，亦可參考 NACE RP0169 及 API RP651 指引。

2.6 其他檢查方法

有許多檢查方法可以使用，其中部份方法可用以指示管路外部或管壁之狀況，而其他方法則只能指示管內狀況。茲舉例如下：

a. 智慧探頭 (Intelligent Pigging)

此一方法乃是利用探頭 (Pig) 在操作中或已開放的管路內部移動。依據檢測方式，探頭亦

有許多種類。檢查前，受測管路之幾何形狀必須加以確認不會造成探頭卡管才能採用。一般而言，傳統管路之 L 型彎頭，其彎曲弧度之半徑必須是五倍管路直徑或以上才可進行此法。當然，管路亦必須有配合探頭打、收能力之適當裝置或設計才行。

b. 目視相機 (Vedio Camera)

電視相機是可以為伸進管路內部進行檢測的工具。此類相機可以提供管路內部的目視狀況資訊。

三. 檢測頻率與程度 (Frequency and Extent)

3.1 管路沿線目視檢查

業主或使用者至少應每六個月對每一管路段經之處，就其地表或附近區域進行巡察。

3.2 管路對土壤電位調查

緊密電位測量可以確認受陰極防護管路的全線電位是否皆達適當防護值以上。對於陰極防護效果不足且塗裝亦不良之管路，應每五年進行緊密電位測量乙次，以便符合連續性之腐蝕監測。對於未有陰極防護或已有外部腐蝕致漏之管路，可以就管路沿線進行管路對土壤電位之量測。在確定管路腐蝕較顯著的區位後，應進行開挖以決定腐蝕損傷的程度。管路腐蝕區之定位，可藉由連續電位分佈圖或緊密電位量測結果判讀而得。

3.3 管路塗裝針孔調查

此調查的頻率端賴其他形式的防蝕措施是否無效。譬如，對於一個陰極防護電位逐漸下降中或是洩漏已發生的管路而言，管路塗裝針孔調

查可以被用來評估塗裝的狀況。

3.4 土壤比電阻

對於埋管長度超過 30 公尺且未做陰極防護的管路而言，土壤比電阻值應每五年量測乙次。土壤比電阻值可用來做為土壤腐蝕性之分級依據。在進行土壤分級工作時，尚應合併考量其他的因子有土壤化學成分及土壤與管路介面間之極化阻抗分析值。

3.5 陰極防護

對於安裝有陰極防護裝置的管路而言，其系統狀況應依 NACE RP0169 的第十節或 API RP651 之第九節的規定時間進行監測。

3.6 洩漏測試週期

依據表 1 規定時間 (陰極防護管路) 或其一半時間 (未安置陰極防護管路)，以至少為操作壓力值 1/10 以上之水壓進行試驗，亦是在必要時可用之檢查方法。洩漏測試應持續 12 小時，建壓 6 小時後，應就壓力值加以記錄。若有必要，應進行復壓至初建壓力值，並隔斷壓力源。在隨後之 6 小時內，若壓力下降超過 5%，則管路應進行外部或內部目視檢查，以找出洩漏部位並加以評估其腐蝕狀況。洩漏定位時，音波量測技術或可有所助益。地下管也可以移離現場，並

表 1 地下管之檢測頻率

Table 1 The inspection frequency of underground piping

土壤比電阻 (ohmcm)	檢查時距 (years)
< 2,000	5
2,000 至 10,000	10
> 10,000	15

利用放射線性氣體進行示蹤 (Tracing) 檢驗，以便確定洩漏部位。

四. 開挖檢測

倘因地面巡管所得或緊密電位測量結果而對管路腐蝕有所懷疑時，地下管的檢測方法與週期應配合進行調整。檢查人員應熟悉並考量在管路所處環境判斷該部位有否加速腐蝕可能性。若另由探頭或其他方法測得外部腐蝕嚴重時，則不論是否有陰極防護系統，管路皆應開挖並進行評估。定期性管路開挖，宜就腐蝕最嚴重區位進行開挖一處或數處，每處長度 6~8 呎 (1.8~2.4 公尺)。開挖的管段，宜就其整個環向的腐蝕型態 (點蝕或均勻腐蝕)、程度以及塗裝狀況進行檢查。若檢查結果發現有塗膜破損或管路腐蝕，則額外的開挖乃是必要的，直至整個狀況能被判定為止。當平均管壁厚度已達或低於汰管基準時，則應進行修換工作。

4.1 管線包覆阻抗測試

在地下管線的防蝕措施中，最有效的方法是選擇優良的管線包覆材料作為油管的第一道保護，再以陰極防蝕作為補充，如此則可達到完善的防蝕效果。但如果包覆做得不好，再做任何的防蝕措施都會事倍功半，因此管線的包覆品質是相當重要的。一般評估包覆的良窳，主要是判斷缺陷的多寡，包覆缺陷多的阻抗低，防蝕效果較差，包覆缺陷少的塗膜阻抗高，防蝕效果較好。包覆材料對電的有效程度常以每平方公尺之塗膜電阻表示之 ($\Omega \cdot m^2$)，一個良好的包覆其阻抗值可達 $10000 \Omega \cdot m^2$ 以上，但一個有缺陷的包覆阻抗可能很低，一般判斷管線包覆好壞的標準可以表 2。

4.2 管對地電位測量

表 2 判斷管線包覆好壞的標準

Table 2 Acceptance criteria for outer surface linings of pipe

塗膜破損程度	塗膜電阻 ($\Omega \cdot m^2$)	塗膜之評價
損傷皆無	10000 以上	非常優良
損傷極微(小點)	10000~2500	良好
損傷微小(少數)	2500~500	可接受
局部大面積損傷	500~50	不適用

此方法是利用鋼鐵對地電位與管線位置之關係圖，藉以了解陰極防蝕效果或管線包覆效果。

4.3 土壤 pH

一般土壤 PH 值介於 5 ~ 8 間僅發生均勻腐蝕，酸性較強的土壤 pH 值 4 以下管線會發生激烈孔蝕。在 pH 值 10 以上幾乎不發生腐蝕。

4.4 土壤比電阻

通常鋼鐵的腐蝕依法拉第法則與流出土壤的電流量成正比，而支配其電流量的重要因素除了電位差最重要的是迴路電阻，而迴路電阻包含活性極化電阻、濃度極化電阻及土壤比電阻，其中土壤比電阻佔的比例最大。腐蝕速率與土壤比電阻之關係可以表 3 表示。

表 3 鋼鐵腐蝕速率與土壤比電阻之關係

Table 3 The dependence of steel corrosion rate and soil impedance

腐蝕性	概略腐蝕度 (mm/yr)	比電阻系數 ($W \cdot cm$)	
		美國	俄羅斯
甚大	> 1	0 ~ 100	0 ~ 500
大	0.2 ~ 1	100 ~ 1000	500 ~ 2000
中	0.05 ~ 0.2	1000 ~ 6000	2000 ~ 10000
小	< 0.05	> 6000	> 10000

4.5 氧化還原電位

若土壤含有硫酸鹽類而且通氣性差，則這種環境最適合厭氧硫酸還原菌繁殖，由於細菌會將硫酸鹽還原；而加速腐蝕的進行。這種細菌腐蝕作用檢測的方法一般採用測量土壤氧化還原電位。氧化還原電位的測量方法是將白金電擊插入土壤，再以飽和甘汞電極測量白金電擊電位，並配合土壤 pH 校正，則可依 $E_{redox} = E_m + 0.247 + 0.059 \times (7 - \text{pH 值})$ 求得土壤氧化還原電位，土壤氧化還原電位與細菌腐蝕作用之傾向可依表 4 表示。

表 4 氧化還原電位與細菌腐蝕作用之傾向
Table 4 The dependence of Redox potential and MIC (Microbiology induced corrosion) effects.

E_{redox} 標準氫電極 電位(mV)	細菌腐蝕傾向
< 100	激烈
100 ~ 200	中程度
200 ~ 400	輕微
> 400	無

4.6 管線超音波測厚

對管子的公稱厚度 大於 1mm 者，超音波測厚通常是最精確的一種厚度量測方法。當管路系統有不均勻腐蝕或剩餘厚度已達最小所需厚度，將需要額外的厚度測量。有此情形時，超音波掃描是較佳的方式。

五. 管線堪用評估

5.1 腐蝕率的決定

對於許多金屬設備如地下管線、油井套管及油槽等來說，因為發生腐蝕，而造成它們使用壽命終結的情況，通常決定於兩種因素。第一種、

對於壓力容器而言，由於均勻腐蝕造成容器壁變薄，使容器承受應力不足而破裂；第二種、由於最深的腐蝕孔而造成容器的洩漏。因此腐蝕速率的量測對於壽命的評估將是最重要的工作。

對於長途地下管線在土壤中埋設若干年以後，要檢查其平均及最大腐蝕速率，不可能將管線全部挖出，然後進行腐蝕孔沫的量測。正常的方法只能每隔一段距離，挖掘出一段管線進行取樣測量，再將所得到的數據進行統計分析，以定出最大的腐蝕速率。當然要得到較準確的數據，取樣的樣品也就要愈密。由於管線開挖的費用相當昂貴，因此本次管線評估並不採用隨機取樣，我們希望開挖的地方都是最關鍵的地方，因此決定開挖的位置，是經過管線緊密電位測量技術分析後所決定，因此所量測到的數據應較隨機取樣統計分析結果更近於實際腐蝕速率。

a. 腐蝕速率之計算：

管路長期(L.T.)腐蝕速率下式計算：

$$\text{Corrosion rate}(L.T) = \frac{t_{in} - t_{la}}{T(\text{year})}$$

式中

t_{in} = 起始厚度

t_{la} = 最終厚度

T = 從最初檢查至上次檢查所經之時間(年)

管路短期(S.T.)腐蝕速率以下式計算：

$$\text{Corrosion rate}(S.L) = \frac{t_{in} - t_{la}}{T_1 - T_2}$$

式中

T = 從前檢查至上次檢查所經之時間(年)

對已有的管路系統針對短期腐蝕率的計算，要使用二個最近檢查結果的讀數。而長期的腐蝕率計算將使用最近一次檢查的管厚值與最初(公稱)檢查的數值。在大部份例子中，使用這兩種腐蝕率之最高者來評估剩餘壽命及設定下次檢查之時間。長期與短期腐蝕率要相互比較看

何者所得的剩餘壽命最短，由於本管線長期以來未曾檢測過，因此只能依管路長期(L.T.)腐蝕率計算。

5.2 最大容許工作壓力(MAWP)之決定

若材質未知，可假設用最低 Grade 的材質及法規所定的接合效率來計算之。當要重新計算 MAWP 時，要使用由檢查結果的真實厚度減去二倍下次檢查時間所預估的腐蝕量為管厚值。應對所應用的法規所規定的其他負荷定出其容許值。假若均滿足所有相關法規的準則，應用法規對壓力及溫度的容許值是允許從 MAWP 改變的。

$$MAWP = \frac{2SEFt}{D}$$

式中

- t = 針對內壓的壓力設計厚度， in(mm)
- P = 管子的內壓設計錶(gauge)壓， psi(kPa)
- D = 管子的外徑， in(mm)
- S = 設計溫度下的容許設備應力， psi(kPa)
- E = 縱向接合效率

5.3 最小要求厚度之決定

管壁厚的最低要求或退休壁厚應用適當設計公式及法規容許應力以壓力、力學及結構為基本考量。考慮因素應同時包含一般及局部腐蝕的狀況。若發生破損有高潛在危險性的管路，管路工程師應考慮增加由上述計算的最小要求壁厚的管厚值，以考慮不可預期及未知的負荷，未發生的減薄或一般不當的操作...等因素。

a. 退休厚度的決定

管路對原始安裝所列出的管路，當要決定管厚時，ASME B31.3 要考慮下列各項：a.腐蝕。b.螺栓。c.由力學負荷，水力突增壓力，熱膨脹

及其他狀況引起的應力。

當考慮 a~c 項時，幾乎總是要增加管厚。建立所需管厚時也必須考慮製造公差。ASME B31.3 對直管受內壓的公司允許使用簡單的巴羅氏(Barlow)公式來決定所需的管厚。其條件為管厚 t 小於 D/6 且 P/SE 不大於 0.385。巴羅氏公式如下：

$$t = \frac{PD}{2SE}$$

式中

- t = 針對內壓的壓力設計厚度， in(mm)
- P = 管子的內壓設計錶(gauge)壓， psi(kPa)
- D = 管子的外徑， in(mm)
- S = 設計溫度下的容許設備應力， psi(kPa)
- E = 縱向接合效率

5.4 剩餘壽命的計算

管路系統的剩餘壽命可由以下公式計算：

$$remaining\ life = \frac{t_{act} - t_{min}}{corrosion\ rate}$$

式中

- t_{act}=定期檢查出的真正最小厚度[in(mm)]
- t_{min}=針對該區所而之最小厚度[in(mm)]

六. 局部減薄區域的評估

局部減薄的區域，管路工程師可使用以下的方法之一來評估：

- a. 根據最新版的 ASME B31G。
- b. 此區域的詳細數值應力分析(如：FEA)以決定是否足以繼續使用。分析結果將以 ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Division 2, Appendix 4, Article 4-1 所敘述的方法評估之。
- c. 當接合因子小於 1 的縱向銲道及離銲道較遠

的表面腐蝕時，另一種使用適當的銲接接合因子的計算法。若銲道或遠離銲道的厚度影響容許工作壓力，就要用這種計算法來決定。基於此計算的目的，銲道的表面(包含銲道兩邊各 1 吋遠的母材或銲道兩旁最小測量厚度的兩倍之較大值)。另外，銲接接合因子可以藉 ASME B31.1 原理的 RT 檢查而增大。

- d. 管帽(pipe caps)的腐蝕區域可以根據 API 510, 3.7 節，h 項的方法評估之。

七. 結論

地下管線所處環境複雜，檢測方式之適用性與環境之關連性極為密切，本文僅針對常用之檢測方法做初步介紹。若欲增加檢測結果之可靠性，則必須進行管線包覆、土壤腐蝕性、電位測量等整體性評估，方能掌握管線之腐蝕現況。

參考文獻

1. ASME B31.3, Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping, ASME, New York, (1993).
2. J.T. Reynolds, API 570: The new Inspection Code for In-Service Piping System, Shell Oil Company, (1993).
3. S.Kannappan, Introduction to Pipe Stress Analysis, John Wiley & Sons,(1986).
4. NACE RP-01-69 "Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems".
5. NACE RP-02-74 "High Voltage Electrical Inspection of Pipeline Coatings Prior to Installation".
6. NACE RP-02-75 "Application of Organic Coatings to the External Surface of Steel Pipe for Underground Service".