

高風險工廠熱媒油鍋爐及附屬設備管線檢查指引

勞動部職業安全衛生署 115 年 8 月 19 日勞職安 1 字第 1151400839 號函訂定

壹、目的

熱媒油鍋爐係以液態熱媒油為傳熱介質之間接加熱系統，具備高溫、低壓運轉特性。熱媒油鍋爐可在接近常壓條件下提供高溫熱能，已廣泛應用於製造業、化學工業、紡織業及食品加工等產業。由於熱媒油具有可燃性，且系統管線及設備長期處於高溫連續運行狀態，若發生洩漏可能引發火災，甚至擴大為重大火災爆炸事故。為協助事業單位辨識及評估其工作場所之熱媒油鍋爐管線及其附屬管線潛在危害，並採取必要之控制措施，特制定此指引，作為事業單位訂定管線檢查之參考與指導。

本指引為行政指導，事業單位應依其廠場實際需求及相關法令規定，適度調整及修正。事業單位得參考本指引對廠內熱媒油鍋爐管線進行潛在危害評估，並依管線分級結果訂定管線檢查計畫，據以執行，並留存相關執行紀錄，確保其管線安全，以保障工作者安全與健康。若熱媒油管線系統之操作溫度在其閃火點以上，或因長期使用產生熱媒油劣化，產生閃火點下降、黏度變化產生積碳、酸價上升、水分混入或不溶物增加等情形，因具備較高潛在風險，事業單位應落實檢查、測試、維修保養及紀錄。

貳、適用範圍

本指引主要適用於熱媒油鍋爐管線系統之分級、檢查、修復、變更及文件保存等相關程序。檢查範圍包含熱媒油鍋爐輸送及相關管線系統，例如：小口徑管線、壓力表導管、壓力傳送器導管、儀表管線、取樣管、排放管、洩放管等。

事業單位可參考本指引所列之檢查原則與方法，但於實際應用時，應另行評估危害特性、操作條件及失效後果，並採取更嚴謹之風險控管措施。建議以專屬之風險評估與管理機制為主，並輔以本指引之相關技術作法，以建立完整之管線完整性管理制度。

參、用語及定義

一、風險基準檢查(Risk Base Inspection, RBI)

係指運用風險管理手法，針對管線腐蝕劣化機制，評估管線失效可能性、失效後果及失效風險等，並據以訂定管線檢查計畫，以確保製程管線完整性。

二、劣化機制(Damage Mechanism)

係設備或管線因任何類型之惡化導致其出現裂紋或缺陷，進而影響設備或管線之完整性(如:腐蝕、開裂、沖蝕、凹陷及其他機械、物理或化學之影響)。劣化機制之規範可參考 API RP 571 或本署「製程安全管理資訊應用及交流網站(<https://psm.osha.gov.tw/>)」之「設備管線劣化機制查詢」專區亦可取得參考資訊。

三、外部目視檢查(VT)

係從管線系統外部進行之視覺檢查，確認管線系統維持壓力之狀況及塗層、絕緣層、支撐結構及附件(如:支柱、管架、梯子、平台、懸掛裝置等)完整性之狀況，並檢查管線是否偏離、振動及洩漏。

四、保溫下腐蝕(Corrosion Under Insulation, CUI)

係保溫管線受到雨水侵入、水氣覆蓋、反覆冷凝或蒸發，致保溫包覆層下發生腐蝕之情形，如碳鋼管線容易發生局部腐蝕，不鏽鋼管線則易發生氯離子應力腐蝕。

五、腐蝕控制文件(Corrosion Control Documents, CCD)

腐蝕控制文件包含所有管線之腐蝕相關資訊，可瞭解特定類型之製程操作單元中材料損壞敏感性問題，並協助辨識管道及設備損壞機制因素，俾採取必要之措施，減少洩漏或停車損失之風險。

六、盲管(Deadlegs)

係管線系統之組成部分，通常無明顯之介質流動處，如堵塞之支管、常閉截止閥之管線、取樣點、儀表連接管等。

七、最小需求厚度

係設計參數計算厚度或結構計算厚度，兩者擇最大者作為最小需求厚度。

八、設計參數計算厚度

係依管線設計規範，將管徑、設計壓力、材質及在設計溫度下之容許應力等綜合計算而得之厚度(不含腐蝕裕度)，即管線承受設計條件之最低厚度。

九、結構計算厚度

係管線承受流體壓力及結構應力以外之其他機械荷載(如管線重量、流體重量、保溫或保冷材料及其他固定或變動荷載)所需之最低厚度，不包括腐蝕裕度或軋製公差之厚度。

十、設計厚度

係考量腐蝕裕度、螺紋、設計壓力、管線尺寸、容許應力、軋製公差及焊接係數等計算參數後，所選用之公稱厚度。(參考 ASME B31.3 之定義)

十一、最小警戒厚度

係用於預警管道之使用安全性，並透過詳細檢查和剩餘壽命評估等方式，決定是否應更換管線，該警戒厚度應大於最小需求厚度。

十二、腐蝕裕度

係為確保管線使用安全，於設計階段預先增加之厚度，以避免管線腐蝕洩漏，該厚度值視選用材質及操作條件而定。

十三、變異係數(COV)

係分佈之統計方式，標準差除以平均數所得之百分比值。

十四、小口徑管線

指公稱管徑 2 吋至 4 吋以下的輔助性管線以下之管線或附屬支管，包括壓力表導管、儀表連接管、取樣管、洩放管及其他細部連接管。此類管線因支撐、振動與接合處應力集中等因素，應視為管線完整性管理之獨立風險對象。

十五、壓力表導管

指由主管線或設備取壓點連接至壓力表、壓力傳送器或其他量測元件之導管、接頭、閥件及其支撐構件。

十六、振動誘發疲勞

指管線因旋轉設備、流體脈動、壓力波、流致振動、支撐不足或熱膨脹拘束等因素，於焊道、螺紋、彎管、支撐點或小口徑支管根部產生疲勞裂紋之劣化機制。

十七、隱蔽缺陷

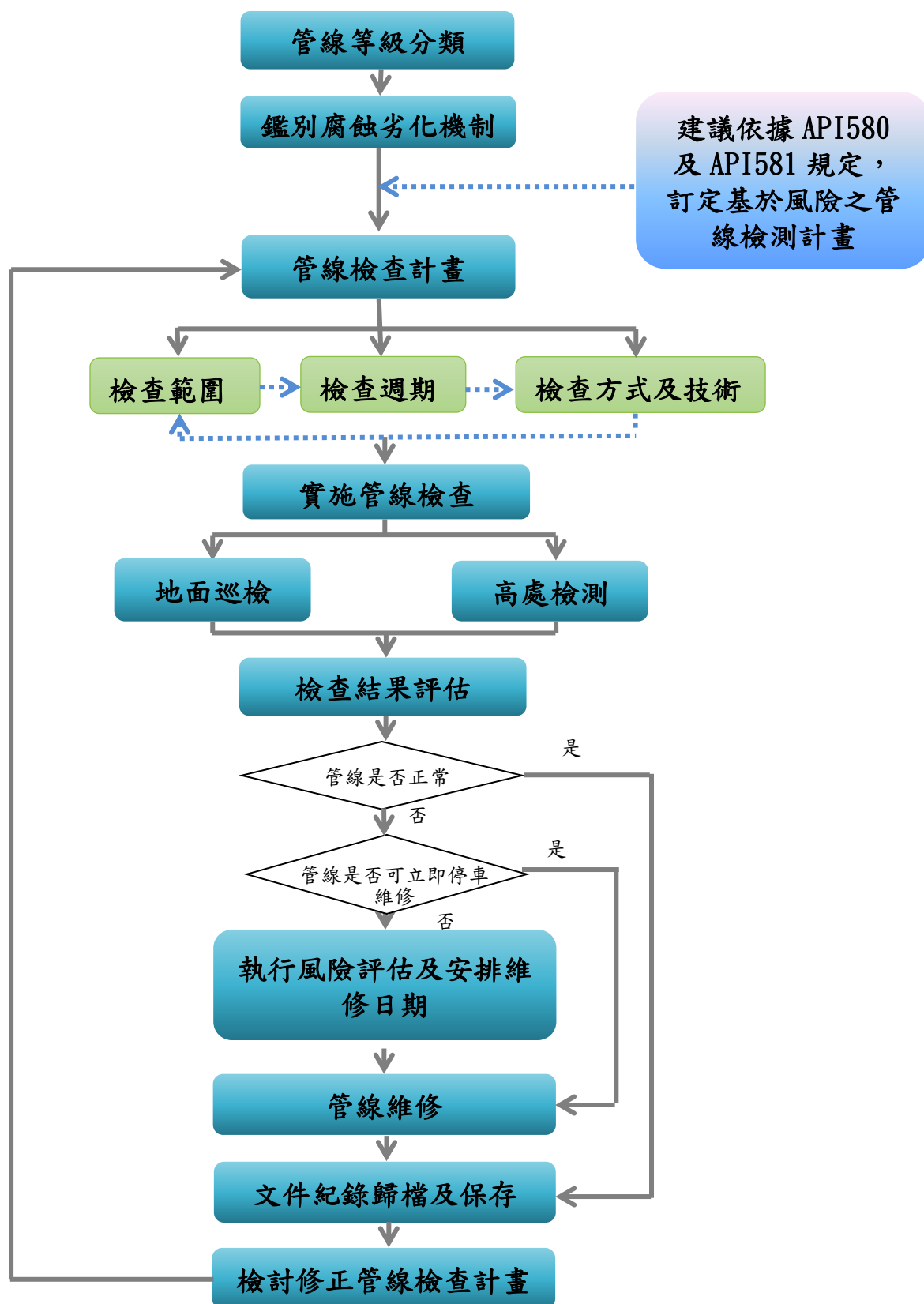
指因保溫層、外護層、夾套、包覆或遮蔽物，使腐蝕、裂紋、洩漏、疲勞或外部損傷無法由一般目視直接判定之情形。

十八、基線檢查

指管線或附屬導管首次納入本指引或重新分級後，為建立其初始完整性狀態、狀態監測位置（CML/TML）、振動狀態、保溫層完整性及後續檢查週期所執行之初始檢查。

肆、熱媒油管線檢查程序

一、熱媒油管線檢查作業程序如下：



二、管線等級分類：

(一) 雇主應建立廠內熱媒油之鍋爐本體與相關設備及輸送管線系統之管線迴路清單，俾利維修保養單位查詢及管理管線檢查任務，管線迴路清單至少應包含下列事項：

1. 熱媒油鍋爐相關管線系統說明，包含：管線編號、P&ID 或等角圖對應位置、管徑、材質、設計壓力、設計溫度、操作壓力、操作溫度、保溫層或外護層、鄰近泵浦或其他振動源等。
2. 熱媒油鍋爐之流體系統相關附屬元件之說明及標示，包含：小口徑管線、壓力表導管、儀表管線、取樣管、排放管、旁通管及盲管等。
3. 熱媒油物質資料表，及流體品質規範。
4. 管線風險評估分級結果。
5. 腐蝕評估與檢查計畫內容應包含：檢測位置、檢測方法。
6. 檢查週期。

(二) 廠內熱媒油鍋爐管線系統，應依其危害風險高低、發生洩漏時對人員安全及環境影響之潛在風險為基礎考量，俾運用有限資源，集中檢查較高風險之管線，以有效防止災害之發生。參考 API 570 分級方式，說明如下(如已依 RBI 流程建立管線檢查計畫者，依 API 580 及 API 581 規定辦理管線風險分級)：

1. 若鍋爐本體與相關設備及輸送管線系統操作溫度在其閃火點以上，則管線熱媒油發生洩漏時具潛在性危險，其管線內容物發生洩漏時會產生工安或環保之危害(參考 API 570 管線分級，列為第二級管線)。
2. 若鍋爐本體與相關設備及輸送管線系統操作溫度在其閃火點

以下時，則管線內容物具可燃性但洩漏時不會明顯氣化(參考 API 570 管線分級，列為第三級管線)。

3. 事業單位進行上述分級評估時，應注意長期使用之熱媒油可能因熱裂解、氧化、聚合與結焦、金屬催化與水損等機制，造成閃火點下降、黏度變化造成積碳、酸價上升、水分混入、不溶物增加等劣化結果。故事業單位應定期對熱媒油流體取樣，進行品質檢測以確認測其閃火點資訊。當發生過熱、泵浦跳脫、低流量、氧氣或水分侵入、異常補油、火災曝露或產品污染時，應立即執行熱媒油取樣及檢測，確保熱煤油品質。

三、鑑別腐蝕劣化機制

(一) 依據製程特性發掘製程管線可能發生之損害情形，廠內熱媒油管線腐蝕劣化機制，建議參考 API RP 571 或參考表 1 範例，並依實際操作條件及環境因素進行適當調整。

(二) 管線腐蝕劣化可考量下列事項進行評估：

1. 製程簡介(包含流體、操作條件及其上下限)。
2. 熱媒油流體品質檢測要求，例如：閃火點、酸值、水分、低沸物或其他劣化指標資料。
3. 腐蝕控制：設備及管線材質選用、注入點/混合點資訊、腐蝕控制策略。
4. 管線設計圖標示小口徑管線、壓力表導管、儀表管線、盲封管、注入點、保溫層、檢測孔、管架及支撐件位置，並保存、振動巡檢資料、NDT 紀錄及歷次改善紀錄。
5. 泵浦出口、旋轉設備附近、具有明顯振動、支撐不足或可能產生隱蔽裂紋之壓力表導管、儀表管線、小口徑支管、盲管

及注入點及振動環境，劣化機制評估應考量振動誘發疲勞、熱循環疲勞、螺紋根部裂紋、支管根部裂紋、支撐拘束損傷。對具保溫層遮蔽位置應評估保溫層下腐蝕機制。

表 1 典型金屬管線劣化型態和劣化機制

劣化型態	劣化機制
均勻腐蝕及局部腐蝕 (General and local metal loss)	硫化 (Sulfidation)
	氧化 (Oxidation)
	微生物影響之腐蝕 (Microbiologically influenced corrosion)
	有機酸腐蝕 (Organic acid corrosion)
	沖蝕/沖蝕-腐蝕 (Erosion/erosion-corrosion)
	伽凡尼腐蝕 (Galvanic corrosion)
	包覆下腐蝕 (CUI)
表層銜接處發生破裂 (Surface connected cracking)	疲勞 (Fatigue)，包含：振動誘發疲勞、熱循環疲勞、焊趾裂紋及螺紋根部裂紋等。
	鹼性應力腐蝕破裂 (Caustic stress corrosion cracking)
	硫化物應力破裂 (Sulfide stress cracking)
	氯化物應力腐蝕破裂 (Chloride stress corrosion cracking)
	聚硫酸應力腐蝕破裂 (Polythionic acid stress corrosion cracking)
	其他型式之環境破裂 (Other forms of environmental cracking)
次表面破裂 (Subsurface cracking)	氫誘發破裂 (Hydrogen induced cracking)
形成微細裂縫或空洞 (Microfissuring / microvoid formation)	高溫氫侵蝕、潛變 (High temperature hydrogen attack、Creep)
冶金學上改變 (Metallurgical changes)	石墨化作用、回火脆化 (Graphitization、Temper embrittlement)
起泡現象 (Blistering)	氫起泡 (Hydrogen blistering)
尺寸大小變更 (Dimensional changes)	潛變與應力破裂、熱影響 (Creep and stress rupture、Therma)
材料性質改變 (Material properties changes)	脆裂 (Brittle fracture)

四、管線檢查計畫

雇主針對本指引適用範圍內所有熱媒油鍋爐管線系統，指派專業

檢查人員或工程師依腐蝕評估結果訂定管線檢查計畫，必要時，應諮詢材料腐蝕專家，以確認潛在劣化機制極可能出現劣化之確切位置。另對於在高溫(400°C)運作及在脆性過度溫度運作之管線系統，亦應諮詢防蝕專家之意見。

管線檢查計畫應考量腐蝕劣化類型、劣化擴大速率、設備對劣化類型之耐受性、非破壞性檢測方法識別劣化之能力、最大檢查間隔時間及檢查範圍等因素，對高風險管線系統，包含：小口徑附屬設備、保溫層下管線及振動敏感區等區域，訂定適當之檢查週期實施管線檢查(若使用 RBI 方法，則檢查範圍及檢查週期依 RBI 評估結果自訂)，說明如下：

(一) 檢查範圍：

1. 外部目視檢查及 CUI 檢查範圍：外部目視檢查包含 CUI 檢查，建議檢查範圍及種類如表 2 所示，事業單位可依照管線檢查紀錄及其他資料調整檢查範圍；並依據操作條件選擇以導波超音波、脈衝渦電流及熱影像檢查等方式進行檢查，並視需要對異常位置配合拆保溫、直接以 UT、RT 或其他可定量方法確認。
2. 保溫層下管線之外部目視檢查僅能判斷外護層狀態，不能排除保溫層下腐蝕、裂紋或洩漏。高風險管線之關鍵接合處、取壓點、螺紋、焊道及支撐點，應於基線檢查時以 PT/MT 或等效 NDT 確認；保溫層遮蔽處應拆除局部保溫、設置檢測孔，或採 RT、UT、導波超音波、脈衝渦電流等可驗證方法(可參考 API 583)。

表 2 保溫下腐蝕(CUI)建議檢查範圍

管線風險分級	保溫層受損區域	保溫層未受損區域 (經目視檢查未發現明顯受損)
	對受損區域採非破壞檢測或 拆除保溫層檢查之大約比例	對未受損區域採非破壞檢測或 拆除保溫層檢查之大約比例
操作溫度高於熱媒油 閃火點之管線系統	50%	33%
操作溫度低於熱媒油 閃火點之管線系統	25%	10%

註 1：建議檢查範圍為經評估處於 CUI 溫度影響範圍內之管線系統。

2：第 3 欄為建議額外進行檢查區域(並非增加第 2 欄所列檢查範圍)。

3. 厚度量測之檢查範圍：

- (1) 訂定一條管線之狀態監測位置(CMLs)時，應考量該管線可能之腐蝕劣化機制、不同之管件(直管、彎頭、三通、大小頭等)及不同方向(水平、垂直)等。
- (2) 厚度量測之檢查範圍應涵蓋該條管線一定比例之 CMLs(業者應依管線級別個別訂定)，並取得厚度之數據。測厚點之選取應具有代表性，至少應包含水平與垂直之直管及彎頭，如發現顯著減薄之情形，應加做其他 TMLs，甚至新增 TMLs。
- (3) 實施厚度量測時，應將上次未量測之 TMLs 間隔最久之點納入，測厚點量測越多，下次檢查時間之推估越準確，爰管線之計畫性檢查應取得足夠之厚度數據。

(二) 檢查週期

1. 管線檢查週期之訂定應考量下列項目：

- (1) 管線風險分級。
- (2) 腐蝕速率及殘餘壽命。
- (3) 管線劣化形式及管線失效之後果
- (4) 法規要求。
- (5) 管線檢查人員、管線工程師或材料專家依據操作條件，歷

次檢查資料及近一次檢查結果進行分析及判斷。

2. 事業單位應依上開條件訂定外部目視檢查及厚度量測之檢查週期(如表 3 建議檢查週期)，且厚度量測之檢查週期不應超過下列數值之較小值：

- (1) 殘餘壽命之一半。
- (2) 表 3 建議之檢查週期。

表 3 檢查週期最大間隔建議(厚度量測僅適用於金屬製管線)

管線風險分級	外部目視檢查	厚度量測
操作溫度高於熱媒油 閃火點之管線系統	5 年	10 年
操作溫度低於熱媒油 閃火點之管線系統	10 年	10 年

註：檢查週期係參考 API 570 規範。

(三) 管線檢查方式及技術

鑑於檢測方法選用之正確與否，將影響設備之風險老化評估結果，雇主應依操作環境之條件、檢查位置及覆蓋範圍等，選擇適當之檢查方式，以確保製程管線安全無虞。檢測方法之選用應依劣化機制決定，例如：目視檢測(VT)及紅外線熱影像檢測(IRT)得作為巡檢與快速篩選、射線檢測(RT)適用於保溫層下局部輪廓與減薄確認、超音波檢測(UT)/陣列式超音波(PAUT)適用於測厚及部分裂紋檢測、液滲檢測(PT)/磁粒檢測(MT)適用於壓力表導管根部、焊趾、螺紋附近及振動接合處之表面或近表面裂紋確認。典型位置包含泵浦出口壓力表導管、儀表取壓管、小口徑支管根部、盲管及支撐拘束點，建議檢測方法包含：PT、MT、近表面 UT、PAUT 或拆除保溫後目視與放大檢查。熱媒油鍋爐管線系統多為金屬管線，其常見劣化機制可能發生位置及對應之檢測方法如表 4。事業單位可參考建議之檢測方式，並依據實際操作條件及環境因素進行適當調整。

表 4 熱媒油鍋爐管線可能劣化機制位置及對應之檢測方法範例

編號	經評估確定之劣化機制	建議之 NDE 檢測方法	檢測位置、範圍說明
1	沖蝕/沖蝕腐蝕 (Erosion/ Erosion Corrosion)	VT、UT、RT、IRT	彎管、三通、歧管等位置，檢測局部區域厚度減薄
2	蠕變/應力斷裂 (Creep and Stress Rupture)	VT、PT、UT *常規 NDT 方法 (如 WFMT、VT、PT 或 UT 技術) 無法在蠕變裂紋形成之前檢測出蠕變損傷。	高溫(達材料熔點之一半)及應力集中處
3	水性有機酸腐蝕 (Aqueous Organic Acid Corrosion)	UT、RT	酸性腐蝕造成管線厚度減薄區域進行對應之 NDE 檢測

註 1：常見非破壞檢測方法包含目視檢測(VT)、超音波檢測(UT)、射線檢測(RT)、磁粒檢測(MT)、液滲檢測(PT)、渦電流檢測(ECT)、紅外線熱影像檢測(IRT)。

註 2：建議事業單位對管線沖蝕或腐蝕，除使用 VT、RT、UT 等傳統非破壞檢測法外，亦可使用新檢測法，如導波、電磁超音波及即時 RT 等，提早有效掌握管線腐蝕情形，提升管線使用安全。

註 3：VT 與 IRT 不得作為保溫層下完整性或疲勞裂紋不存在之合格證明。疑似異常、曾有洩漏、熱媒油性質異常、振動加劇或支撐鬆脫者，應以 NDT、拆保溫、檢測孔或停機檢查方式進行驗證。

註 4：相關檢測方法，可參考以下 CNS 標準或同等以上之國際標準：

1. CNS 11047 液滲檢測法通則
2. CNS 11048 磁粒檢測法通則
3. CNS 11049 射線檢測法通則
4. CNS 11050 渦電流檢測法通則
5. CNS 11051 脈波反射式超音波檢驗法通則
6. CNS 12618 鋼結構焊道超音波檢測法
7. CNS 13020 鋼結構焊道射線檢測法
8. CNS 13021 鋼結構焊道目視檢測法
9. CNS 13341 鋼結構焊道磁粒檢測法

10. CNS 13464 鋼結構焊道滲液檢測法

11. CNS 14135 金屬材料超音波測厚法

五、實施熱媒油鍋爐流體管線檢查

(一)雇主對於在高度 2 公尺以上之處所進行作業時，使勞工有墜落之虞者，應依職業安全衛生設施規則第 225 條規定，架設施工架或以其他方式設置工作台。如設置工作台有困難時，應採取張掛安全網或使勞工使用安全帶等防止勞工因墜落而遭致危險之措施。事業單位可規劃固定檢測孔、可拆式保溫、永久平台、延伸檢測工具或其他可安全執行之方法。

(二)管線之地面巡檢方式，例舉如下：

1. 外部目視檢查(VT)

管路外部目視檢查包括瞭解管線外部狀況、保溫系統、油漆和塗層、管路偏移、振動、洩漏等跡象，可搭配使用高空繩索技術或延伸錄像等輔助裝備，檢查項目可參考附件範例，巡檢人員可利用該檢點表發掘管線是否異常，俾即時處理及修復。

2. 紅外線熱影像檢查(IRT)

紅外線熱影像檢查採用非接觸式監測，設備不需停機，能遠距離檢測且可測量整個物體表面溫度分布，不受限於單點溫度，用於日常巡檢時，可作為快速篩選技術。外部目視檢查無法發掘之管線腐蝕、堵塞、變薄、裂紋等缺陷，可透過熱像儀之溫度變化，偵測缺陷之可能位置，並進一步實施檢查。但 IRT 不能直接定量管線剩餘厚度，也不能證明不存在腐蝕或裂紋，異常區仍應以適當 NDT 或拆除保溫方式確認。

3. 管線振動檢查

操作人員應將有振動、搖晃、敲擊、異音、明顯移位、支

撐鬆脫或自由端過長之管線告知檢查部門，俾派員實施檢查。檢查人員對於泵浦出口、旋轉設備附近、振動管路受拘束之接合處、壓力表導管及小口徑支管根部，應定期利用液體滲透檢測（PT）、磁粒檢測（MT）或等效方法檢查是否有疲勞裂紋，並應特別注意歧管連接處未固定或支撐不足之小管線。

4. 金屬疲勞斷裂

金屬疲勞斷裂係由反覆應力作用所引起，其裂紋通常自材料表面或近表面起始，並隨循環載重逐步擴展，最終導致突發性斷裂。相關檢測方式可參考 API 574 所建議之非破壞檢測（NDE）技術，包含液滲檢測（PT）、磁粒檢測（MT）及斜射超音波檢測（Angle Beam UT）等方法，以利偵測表面及近表面裂紋。需特別注意者，厚度量測（UT Thickness）僅適用於腐蝕減薄評估，不得用以取代裂紋檢測。

但因疲勞裂紋自起始至最終破裂之成長時間可能較短，尤其在高振動或高應力集中環境下，其失效發展具突發性，常使定期檢測週期難以有效涵蓋裂紋成長階段，故僅仰賴定期檢測可能不易防治疲勞斷裂問題。建議事業單位應優先由源頭進行預防，透過合理之管線結構設計與支撐配置降低疲勞風險，並定期確認其結構完整性，例如：定期確認管線支撐系統之穩定性、以及振動防制措施之有效性。設計相關規範，管線系統可選擇參考 ASME B31.1 相關要求、管線支撐設計則可選擇參考 ANSI/MSS SP-58 相關要求。

5. 應力集中處

主管上的所有小口徑管線分支、懸臂段等沒有支撐的儀表導管、閥門組件等因重心偏移會放大振動幅度、與泵浦、壓縮機等，會產生流體脈動或機械振動設備所連接之第一個支撐點、管線穿牆或穿過結構平台處易造成拘束、銲縫外觀不平整、成

形不良的位置，為管線應力集中區域，應配合失效機制選用檢查方法，例如：振動主導之失效機制優先採用振動監測與表面裂紋檢測（PT/MT）、腐蝕強化厚度量測（UT）、焊接及表面裂隙問題可選用 PT/MT 或 UT/RT。

6. 輔助檢查

其他輔助檢查包括射線檢測、紅外線檢查管路積汙或內部阻塞，耐火管線系統是否有熱斑或環境引起之破裂，音洩技術 (Acoustic Emission, AE)和紅外線可遠距離監視洩漏。

(三)檢查人員應定期進行管線檢查，檢查方式除上開外部目視檢查、紅外線熱影像檢查、管線振動檢查及輔助檢查外，尚包含(不限於)下列檢查方式：

1. 厚度量測

管線組件厚度量測可瞭解管內狀況、腐蝕速率及管線殘留厚度，可在操作中或停機時實施，俾及早更換不良管線。

2. 運轉中檢查

運轉中檢查需訂定檢查計畫，執行運轉中檢查可能使用數種非破壞性檢測技術確認不同之劣化型態。運轉中檢查依選用技術，可由外部辨識特別劣化機制之能力及在管線運作條件下（如金屬溫度）其可執行之能力。

3. 焊道檢查

管線焊道品質之檢查係新建、修補及變更之要求項目，但焊縫之腐蝕情況則需藉助於射線輪廓照相(RTP)檢查或內部檢查。當 RTP 檢查出裂紋型態之缺陷時，應進一步確認其大小，並評估其係原始建造之缺陷或環境引起之裂紋。另焊道被檢查出腐蝕時，同一管線系統之焊道應進行檢查。

4.法蘭接合檢查

應目視檢查法蘭和閥蓋(bonnet)螺栓是否腐蝕或具洩漏跡象，如變色、沉積及水漬等，製程洩漏可能引起螺栓腐蝕和龜裂。新安裝之螺栓(bolt)和墊片亦應檢視標示是否符合事業單位之材料使用標準，螺栓應完全飽牙。

六、檢查結果評估

檢查結果評估應區分厚度減薄、裂紋型缺陷、洩漏、振動異常、保溫層失效及熱媒油性質異常。厚度合格不得推論無疲勞裂紋；對裂紋型缺陷，應依 NDT 結果、缺陷位置、操作壓力、操作溫度、振動程度及洩漏後果判定是否停止運轉或立即更換。腐蝕或減薄情形之判定可參考下列原則辦理下次檢查：

- (一) 建立管線最小警戒厚度（minimum alert thickness），用於預警管道之使用安全性，並透過詳細檢查和剩餘壽命評估等方式，決定是否應更換管線，其值應大於最小需求厚度。
- (二) 量測厚度如高於最小需求厚度時，可繼續使用。
- (三) 腐蝕已達 60%腐蝕裕度以上時，至下次量測厚度可滿足最小需求厚度者，可繼續使用，但應列入追蹤。
- (四) 若下次量測厚度將低於最小需求厚度以下時，則需予以換新或降低操作壓力至管線目前最高容許壓力以下。
- (五) 點蝕深度如超過 50%設計厚度須修補。
- (六) 管線表面腐蝕區深度未超過 50%設計厚度，但範圍為 50%圓周以上時，該處管線應換新。
- (七) 局部腐蝕各點量測厚度之變異係數(COV)如超過平均量測厚度之 10%時，則將量測厚度與最小需求厚度比較：

1.量測厚度在最小需求厚度以上時，可繼續使用，但須考量腐

蝕率而需調整下次檢查週期。

2.量測厚度低於最小需求厚度時，則需予以換新或降低操作壓力至管線目前最高容許壓力以下。

- (八) 經非破壞檢測証明為裂紋者，應予以磨除或更換；磨除後剩餘厚度低於最小需求厚度時，應予以焊補或更換。
- (九) 應定期評估熱煤油管線內流體檢測結果，若因長期使用、汙染或其他異常，導致其潛在風險增加時，應檢討操作條件並評估更換流體。例如：閃火點下降、酸值上升、低沸物增加或偏離原廠規範時。
- (十) 熱煤油鍋爐管線系統之保溫外護層破損、滲水、鏽痕、熱斑、異常低溫或高溫區，應列為 CUI 疑似點並以拆保溫或 NDT 確認。流體系統出現油漬、霧化、煙霧、異味、液位異常下降或洩漏警報者，應進行處理並檢查導管與保溫層下洩漏源。
- (十一) 熱煤油鍋爐管線系統之壓力表導管、焊道、支管根部、螺紋或支撐點經 PT、MT、RT、UT 或等效檢測顯示裂紋或疑似裂紋者，應立即隔離或停機評估；不得僅以剩餘厚度合格作為繼續使用依據。
- (十二) 熱煤油鍋爐管線系統相關之小口徑導管如發現有可見晃動、敲擊、自由端過長、支撐鬆脫或振動量測超過內部標準，應立即進行 PT/MT 或等效裂紋檢測，必要時降載、停機、補強支撐或修改配置。

七、管線維修

管線之維修或變更須符合 ASME B31.3、ASME PCC-2 或適用建造標準之規定。針對第一級、第二級危害後果較高或使用 RBI 定義為中高風險之管線維修，應列為優先處理項目，且須確認維修過程可能造成之危害並採取相關預防措施。若上述之管線遇緊急狀況，例如：管

線高壓達操作上限，應先停機將劣化處進行維修，以避免劣化擴大導致洩漏爆炸之後果。

八、文件紀錄歸檔及保存

每個管線系統使用壽命期間，均應保管其永久性紀錄，並應定期更新累計之檢查及維護紀錄，例如：管線系統操作、檢查及維護相關資訊。紀錄至少應包括設計資料、材質證明、施工與試壓紀錄、P&ID、等角圖、管線清冊、RBI報告、CCD、CML/TML位置、NDT報告、流體品質檢測結果、振動量測、維修更換、變更管理、復工查核及缺失關閉證明，並應能由管線編號追溯至實際現場位置、照片、檢測方法、檢測紀錄與判定結果。

熱媒油系統作業、技術、工程和原有作業規範或設計規範有所改變或偏離時，應啟動變更管理，例如：熱媒油種類或品牌改變時；操作條件溫度、壓力、流量或最低循環流量改變時；管線材質、管徑及支撐配置、泵浦、閥件、膨脹槽或密封型式、保溫材、外護層改變時；新增設或取消旁通、盲管、取樣管、排放管時。

九、檢討修正管線檢測計畫

在評估完檢查紀錄後，檢查人員應考慮是否修訂管線之檢查方法與檢測週期，如採用更合適之方法進行檢查、增減檢核表之內容，並依據腐蝕裕度及風險來評估管線上狀態監測點之位置是否增加或減少，以確保下次檢查計畫及管線完整性之完善。

伍、參考資料

- 一、 職業安全衛生法
- 二、 職業安全衛生設施規則
- 三、 製程安全評估定期實施辦法
- 四、 高壓氣體勞工安全規則
- 五、 API 570 管線檢驗規範
- 六、 API RP 571 影響煉油工業固定設備之劣化機制
- 七、 API RP 574 管線系統組件檢驗推薦方法
- 八、 API RP 580 基於風險的檢驗
- 九、 API RP 581 基於風險的檢驗技術
- 十、 API RP 583 保溫下腐蝕與耐火材
- 十一、 API RP 970 腐蝕控制文件
- 十二、 ASME B31.3 製程管線
- 十三、 ANSI/MSS SP-58 管架與支撐
- 十四、 CCPS 機械完整性體系指南, 2015 年
- 十五、 API 579-1/ASME FFS-1 適用性評估

附件、熱媒油鍋爐管線系統檢核表

檢核表單號: _____

1. 管線及檢查人員資訊			
管線系統名稱:		核可日期:	
管線編號/名稱:		管線規格:	
檢查人:		工號:	
		電話/分機:	
備註:			
2. 識別資訊	是	否	位置及檢查結果說明
管線標籤是否有設備編號?	☐	☐	
管線是否有充分識別資訊?	☐	☐	
管線標籤是否清楚可讀?	☐	☐	
管線標籤是否需更換?	☐	☐	
3. 洩漏	是	否	位置及檢查結果說明
是否有任何洩漏來自此管線?	☐	☐	
是否有任何閥件洩漏?	☐	☐	
修復夾具處是否有洩漏?	☐	☐	
是否有過去曾發生線漏之證據?	☐	☐	
4. 管線支撐	是	否	位置及檢查結果說明
是否有任何管線脫落?	☐	☐	
任何支撐結構是否有遺失或損壞?	☐	☐	
任何支撐結構是否有材料疲乏之現象?	☐	☐	
任何支撐結構是否有鬆動?	☐	☐	
任何支撐結構是否有腐蝕現象?	☐	☐	
任何支撐結構是否有其他問題?	☐	☐	
5. 振動	是	否	位置及檢查結果說明
是否觀察到任何明顯之振動?	☐	☐	
是否有任何過度移動之證據?	☐	☐	
是否觀察到任何管線(包含小口徑導管、相關附屬元件)之震動或變形?	☐	☐	
6. 流體品質檢測	是	否	位置及檢查結果說明
閃火點、酸值、低沸物或廠內規定之劣化指標是否發現異常?	☐	☐	
7. 包覆層(無包覆層可忽略)	是	否	位置及檢查結果說明
是否有任何物理損壞或穿透?	☐	☐	
防水密封處之任何惡化/損壞?	☐	☐	
包覆層是否有任何鼓脹或潮濕處?	☐	☐	
任何顯示有洩漏現象之異色位	☐	☐	

置?				
是否有任何固定帶遺失或破裂?	☐	☐		
任何夾套、栓塞或包覆層之遺失?	☐	☐		
拆除保溫並選用 RT、UT、PT/MT、導波或其他 NDT 方法檢查是否發現異常?	☐	☐		
8. 腐蝕現象	嚴重	中等	輕微	無
任何支撐點或固定裝置是否有腐蝕?	☐	☐	☐	☐
任何塗層或油漆是否變質?	☐	☐	☐	☐
任何區域是否有水垢、凹坑或生鏽?	☐	☐	☐	☐
法蘭之間是否有任何腐蝕?	☐	☐	☐	☐
法蘭螺栓是否有任何明顯之腐蝕?	☐	☐	☐	☐
9. 檢測結果紀錄(依腐蝕劣化機制評估結果進行對應檢測)				
檢測廠商		檢測方法名稱		檢測日期:
檢測管線一覽表				
實施檢測單元位置(編號)	管線檢測數據	管線減薄率	現場管線相片	
10. 檢查人員				
是否存在任何缺陷? ☐ 是, 見備註。 ☐ 否				
是否需要負責人後續處理以解決問題(非缺陷)? ☐ 是, 見備註。 ☐ 否				
關注之缺陷及問題已通知設備負責人或相關部門?				
☐ 是, 通知人員/部門: ☐ 否, 見備註。				
缺陷類別	☐ 洩漏 ☐ 管線支撐 ☐ 振動 ☐ 腐蝕 ☐ 包覆層 ☐ 小口徑管線振動疲勞疑慮 ☐ 流體品質異常(閃火點/酸值/低沸物) ☐ 其他:			
檢查人員:	工號:		日期:	
設備負責單位主管:	工號:		日期:	
備註:				

註：管道系統包含注入點、泵、壓縮機、閘門、過濾器、管線與管線配件、連接之機械設備、儀器及管線支撐結構等。