

KHKS



保安検査基準

(液化石油ガススタンド関係)

KHKS 0850-6(2024)

令和 6 年 11 月 29 日 改正

特別民間法人高圧ガス保安協会

2024

印利不可

特別民間法人高圧ガス保安協会 高圧ガス規格委員会 構成表
(敬称略・順不同)

	氏名	所属
(委員長)	土橋 律	東京理科大学
(副委員長)	阪上隆英	神戸大学
(委員)	伊里友一朗	横浜国立大学
	佐分利禎	国立研究開発法人産業技術総合研究所
	百瀬英毅	大阪大学
	千葉剛史	三菱ケミカル株式会社
	日野圭太	三井化学株式会社
	三浦 晃	ENEOS 株式会社
	渡辺 要	KW 保安管理システム研究所
	大沼倫晃	エア・ウォーター株式会社
	関原章司	大陽日酸株式会社
	佐々木元	アストモスエネルギー株式会社
	山中耕一	株式会社巴商会
	佐野裕司	レイズネクスト株式会社
	鶴岡 崇	千代田化工建設株式会社
	中西博幸	テックプロジェクトサービス株式会社
	齊藤壽一	ガス保安検査株式会社
	石崎孝幸	茨城県

免責条項

特別民間法人高圧ガス保安協会は、この基準に関する第三者の知的財産権にかかわる確認について責任を負いません。この基準に関連した活動の結果発生する第三者の知的財産権の侵害に対し補償する責任は使用者にあることを認識し、この基準を使用しなければなりません。

特別民間法人高圧ガス保安協会は、この基準にかかわる個別の設計、製品等の承認、評価又は保証に関する質問に対しては、説明する責任を負いません。

著作権に関する同意事項

特別民間法人高圧ガス保安協会は、公益社団法人石油学会が著作権を保有する配管維持規格(JPI-8S-1-2023)の「5.1.1 検査箇所を選定」及び「付属書 A 腐食・エロージョンが起こりやすい箇所」をこの基準の「付属書 B（参考）肉厚測定箇所選定についての参考資料」として転載することについての許可及び条件について事前に承諾を得たものです。したがって、石油学会の事前許可無しに該当部分について本基準からの転載を禁じます。

ここに、石油学会の関係者及び事務局に深く感謝の意を表します。

高圧ガス製造施設の供用中の維持・管理について

高圧ガス保安法における高圧ガス製造施設については、製造施設の供用中に保安検査の受検及び定期自主検査の実施が規定されている。供用中の製造施設の維持・管理及び保安の確保については、高圧ガス保安法の規定による検査等の他、業種別基準、機器別維持管理基準等の活用が重要であり、これら製造施設の供用中の保安の確保のための基準等の関係は次図のとおりとなる。

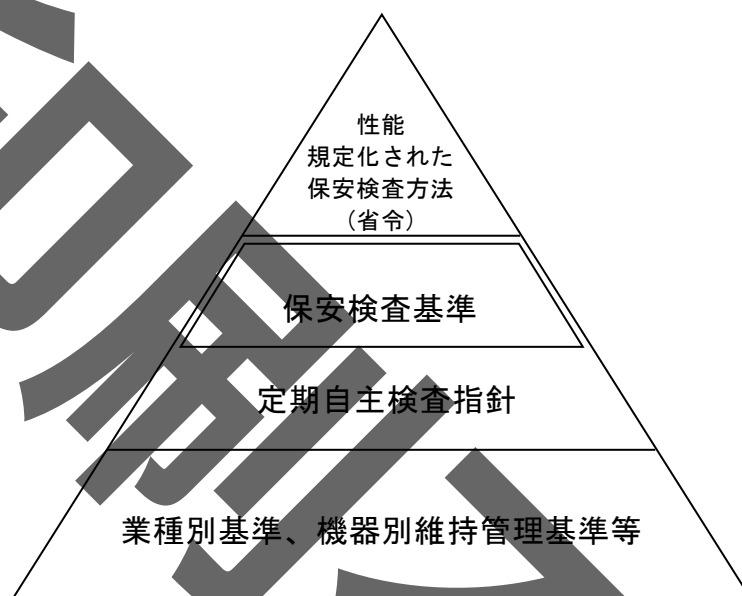


図 保安検査関連基準の体系

今後は、上図に示すような業種別基準、機器別維持管理基準等のきめ細かい規格の整備が重要であるが、液化石油ガスを取り扱う事業者の場合にあっては、一般社団法人日本エルピーガスプラント協会制定の「JLPA 501 LP ガスプラント検査基準」が保安検査基準及び定期自主検査指針を補完するものとして活用されているので、そちらも参照されたい。

この基準に関する質問等について

1. 技術的内容に関わる質問

この基準を使用するにあたって、規定について不都合があり改正が必要と考えられる場合、追加の規定が必要と思われる場合、又は規定の解釈に関して不明な点がある場合には、以下の方法に従って技術的質問状を提出してください。技術的質問状は、特別民間法人高圧ガス保安協会の公正性、公平性、公開性を原則とする技術基準策定プロセスを用いて運営される担当委員会組織により検討された後、書面にて回答されます。

1. 1 技術的質問状の作成方法

1. 1. 1 必要事項

技術的質問状には、以下の事項について明確に示してください。

a) 質問の目的

下記の中の一つを明示してください。

- 1) 現状の基準の規定の改正
- 2) 新しい規定の追加
- 3) 解釈

b) 背景の情報

特別民間法人高圧ガス保安協会及びその担当委員会が、質問の内容について正しく理解するために必要な情報を提供してください。また、質問の対象となっている基準の名称、発行年、該当箇所を明示してください。

c) 補足説明の必要性

技術的質問状を提出する人は、その内容に関してさらに詳細な説明をするため、又は委員会委員から受けるであろう質問に関しての説明を行うため、担当委員会の会議に出席することができます。当該説明の必要がある場合には、その旨明記してください。

1. 1. 2 書式

a) 基準の規定の改正又は追加の場合

基準の改正又は追加に関する質問を提出する場合には、下記の項目を記してください。

1) 改正又は追加の提案

改正又は追加の提案を必要とする基準の該当規定を明確にするため、該当部分のコピーに手書き等で明示するなど、できるだけわかりやすく示したものを添付してください。

2) 必要性の概要説明

改正又は追加の必要性を簡単に説明してください。

3) 必要性の背景の情報

特別民間法人高圧ガス保安協会及びその担当委員会が提案された改正又は追加について、十分に評価し検討できるように、その提案の根拠となる技術的なデータ等の背景情報について提供してください。

b) 解釈

解釈に関する質問を提出する場合には、下記の事項を記してください。

1) 質問

解釈を必要とする規定について明確にし、できるだけ簡潔な表現を用いて質問の提出者の当該規定に関する解釈が正しいか又は正しくないかを尋ねる形式の文章により提出してください。

2) 回答案

解釈に関する質問を提出する人が、上記1)に対する回答案がある場合には、“はい”又は“いいえ”に加えて簡単な説明又はただし書きを付した形式の回答案を付してください。

3) 必要性の背景の情報

特別民間法人高圧ガス保安協会及びその担当委員会が提案された解釈に関する質問について、十分に評価し検討できるように、その提案の背景を示してください。

1. 1. 3 提出形式

技術的質問状は原則ワープロ等で作成し、必要に応じて明瞭な手書きの書類等を添付してください。技術的質問状には、質問者の名前、所属先名称、住所、電話番号、FAX番号、電子メールアドレスを明記し、下記宛に電子メール、FAX又は郵送により送付してください。なお、提出された情報（個人情報も含む）は、特別民間法人高圧ガス保安協会及びその担当委員会における必要な作業を行うために利用され、原則的に一般に公開する担当委員会において公表されることがあります。また、特別民間法人高圧ガス保安協会及びその担当委員会から質問の内容について確認のための問い合わせを行う場合があります。

2. 技術的内容に関わる質問以外の質問

技術的内容に関わる質問以外の質問については、特別民間法人高圧ガス保安協会の基準担当がお答えいたしますので、電子メール、FAX又は郵送により下記宛にお問い合わせください。

3. 問い合わせ先及び技術的質問状の送付先

この基準に関するご質問は下記までお問い合わせください。また、技術的質問状については書面で下記宛にお送り下さい。

記

特別民間法人高圧ガス保安協会 保安技術部門 技術基準担当宛
〒105-8447 東京都港区虎ノ門 4-3-13 ヒューリック神谷町ビル
E-mail : hpg@khk.or.jp
TEL : 03-3436-6103
FAX : 03-3438-4163

印利不可

目 次

I 総則

1 適用範囲	1
2 検査項目及び検査方法	1
3 技術基準条項と対応する検査方法の該当箇所	1
4 検査の周期(時期)	3

II 保安検査の方法

1 警戒標 等	5
1.1 境界線・警戒標	5
1.2 液化石油ガスの貯槽であることが容易にわかる措置	5
1.3 バルブ等の操作に係る適切な措置	5
2 保安距離・施設レイアウト 等	6
2.1 保安距離	6
2.2 設備間距離	6
2.3 火気取扱施設までの距離	6
2.4 埋設貯槽	7
2.5 滞留しない構造	8
2.6 車両の停止位置等	8
3 高圧ガス設備の基礎・耐震設計構造 等	8
3.1 基礎	8
3.2 耐震設計構造	9
3.3 貯槽の沈下状況測定	9
4 ガス設備(導管を除く。)	9
4.1 ガス設備(高圧ガス設備を除く。)の気密構造	9
4.2 ガス設備に使用する材料	10
4.3 高圧ガス設備の耐圧性能及び強度	10
4.4 高圧ガス設備の気密性能	16
5 計装・電気設備	17
5.1 計装設備	17
5.1.1 圧力計	17
5.1.2 液面計等	18
5.2 電気設備	19

5.2.1	電気設備の防爆構造	19
5.2.2	保安電力等	19
5.2.3	静電気除去措置	20
6	保安・防災設備	20
6.1	安全装置	20
6.2	安全弁等の放出管	21
6.3	貯槽の耐熱・冷却措置	21
6.4	貯槽の配管に設けたバルブ	22
6.5	貯槽配管の緊急遮断装置	22
6.6	ガス漏えい検知警報設備	23
6.7	防消火設備	23
6.8	通報措置	23
6.9	ディスペンサーの停止装置及び漏えい防止措置	24
附属書 A(参考)	フレキシブルチューブ類の管理について	25
附属書 B(参考)	肉厚測定箇所選定についての参考資料	27
附属書 C(参考)	劣化損傷が発生するおそれがない設備の具体例	54
附属書 D(規定)	供用中探傷試験	59
附属書 E(規定)	運転状態の高圧ガス、圧力を用いて行う気密試験	61
解説		

I 総則

1 適用範囲

本基準は、液化石油ガス保安規則(以下「液石則」という。)及びコンビナート等保安規則(以下「コンビ則」という。)の適用を受ける製造施設のうち、スタンド(液石則第 2 条第 1 項第 20 号の液化石油ガススタンド及びコンビ則第 2 条第 1 項第 14 号の特定液化石油ガススタンド)に係る高圧ガス保安法(以下「法」という。)第 35 条の保安検査について適用する。

2 検査項目及び検査方法

2.1 一般

技術基準の適合状況(許可時に要求された性能を満足しているかどうか)について、Ⅱ保安検査の方法に示す検査項目に応じた方法又は当該方法に基づき実施された検査についての記録確認により行う。

各検査項目に応じた方法については、ドローン、ロボット、センシング、AI 等の技術を活用することにより、技術基準の適合状況を確認するための必要な情報が得られると検査を実施する者が判断した場合には、これらの技術を活用してもよい。

なお、検査にドローン、ロボット、センシング、AI 等を活用する場合は、経済産業省が公開している次のガイドライン等を参考に、安全に配慮して検査を行わなければならない。

- ・プラントにおけるドローンの安全な運用方法に関するガイドライン
- ・プラント内における危険区域の精緻な設定方法に関するガイドライン
- ・プラント保安分野 AI 信頼性評価ガイドライン

2.2 経済産業大臣特別認可による基準に係る検査方法について

液石則第 97 条及びコンビ則第 54 条等の規定により経済産業大臣が認めた基準に係る保安検査の方法等であって、本基準を適用することが適当でない場合にあっては、本基準の内容に係わらず経済産業大臣が認めた適切な方法により行う。

3 技術基準条項と対応する検査方法の該当箇所

液石則及びコンビ則の技術基準条項とそれに対応する検査方法の該当箇所の一覧を表 1 に示す。

表 1ー液石則及びコンビ則条項と対応する検査項目

液石則条項	コンビ則条項	検査項目
第 6 条第 1 項	第 5 条第 1 項	
第 1 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 1 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	1.1 境界線・警戒標
第 2 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 2 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	2.1 保安距離

液石則条項	コンビ則条項	検査項目
第 3 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 3 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	2.1 保安距離
	第 6 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	2.1 保安距離
	第 7 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	2.1 保安距離
	第 8 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	2.1 保安距離
第 5 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 38 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	2.4 埋設貯槽
第 6 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 39 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	2.4 埋設貯槽
第 7 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 14 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	2.3 火気取扱施設までの距離
第 8 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 12 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	2.2 設備間距離
	第 13 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	2.2 設備間距離
第 9 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 29 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	1.2 液化石油ガスの貯槽であることが容易にわかる措置
第 12 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 51 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	2.5 滞留しない構造
第 13 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 15 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	4.1 ガス設備(高压ガス設備を除く。)の気密構造
第 14 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 16 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	4.2 ガス設備に使用する材料
第 15 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 23 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	3.1 基礎
第 16 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 64 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	3.3 貯槽の沈下状況測定
第 17 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 17 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	4.3 高压ガス設備の耐圧性能及び強度
第 18 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 18 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	4.4 高压ガス設備の気密性能
第 19 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 19 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	4.3 高压ガス設備の耐圧性能及び強度
第 20 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 24 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	3.2 耐震設計構造
第 21 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 21 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	5.1.1 圧力計, 6.1 安全装置
第 22 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 22 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	6.2 安全弁等の放出管
第 24 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 33 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	5.1.2 液面計等
第 25 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 43 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	6.4 貯槽の配管に設けたバルブ
第 26 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 44 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	6.5 貯槽配管の緊急遮断装置
第 27 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 48 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	5.2.1 電気設備の防爆構造
第 28 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 32 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	6.3 貯槽の耐熱・冷却措置

液石則条項	コンビ則条項	検査項目
第 29 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 53 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	6.6 ガス漏えい検知警報設備
第 30 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 47 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	5.2.3 静電気除去措置
第 31 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 54 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	6.7 防消火設備
第 32 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 50 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	5.2.2 保安電力等
第 33 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 63 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	6.8 通報措置
第 34 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 45 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	1.3 バルブ等の操作に係る適切な措置
第 8 条第 1 項	第 6 条第 1 項	
第 2 号	第 2 号	2.1 保安距離
第 3 号		6.9 ディスペンサーの停止装置及び漏えい防止装置
第 4 号	第 3 号	2.6 車両の停止位置等

4 検査の周期(時期)

保安検査は、Ⅱ保安検査の方法に示す周期(時期)により行う。ただし、製造施設の位置、構造及び設備並びに製造の方法等に関する技術基準の細目を定める告示(以下「告示」という。)第 14 条に規定する製造施設については、告示第 14 条の表の上欄に掲げる製造施設に応じ、同表下欄に掲げる期間により行う。

印刷不可

Ⅱ 保安検査の方法

1 警戒標 等

1.1 境界線・警戒標

事業所の境界線及び警戒標に係る検査は目視検査¹⁾とし、外観に腐食、損傷、変形、汚れ及びその他の異常²⁾のないことを1年に1回目視(必要に応じて図面と照合して行うものをいう。以下同じ。)により確認する。

注¹⁾ 目視検査とは、直接目視によるほか、直接目視によるときと同等以上の情報が得られると検査を実施する者が判断した方法(例えば、ファイバースコープ、カメラ、拡大鏡等の検査器具類を使用した結果、直接目視と同等以上の情報が得られる方法)も含むものとする。以下同じ。

注²⁾ 取付位置、方向、記載事項等の確認を含む。

1.2 液化石油ガスの貯槽であることが容易にわかる措置

液化石油ガスの貯槽であることが容易にわかる措置に係る検査は目視検査とし、次による。

a) 貯槽本体への塗色、ガス名朱書(地下埋設貯槽にあつては、貯槽室ピット上面に措置されたもの)又は標紙等貼付による場合

当該措置が明確、明瞭であることを1年に1回目視により確認する。

b) 標識の掲示による場合

外観¹⁾に腐食、損傷、変形、汚れ及びその他の異常のないことを1年に1回目視により確認する。

注¹⁾ 外観には、取付位置、方向、記載事項等を含む。

1.3 バルブ等の操作に係る適切な措置

バルブ等の操作に係る適切な措置に係る検査は目視検査及び作動検査とし、次による。

1.3.1 目視検査

a) 標示板等

外観¹⁾に腐食、損傷、変形、汚れ及びその他の異常のないことを1年に1回目視により確認する。

b) 名称又は塗色等の表示及び流れ方向の表示

当該措置が明確、明瞭であることを1年に1回目視により確認する。

c) 施錠、封印等

外観¹⁾に腐食、損傷、変形及びその他の異常のないことを1年に1回目視により確認する。

d) 操作用足場及び照明等

外観¹⁾に腐食、損傷、変形、汚れ及びその他の異常のないことを1年に1回目視により確認する。

注 ¹⁾ 外観には、取付位置、方向、記載事項等を含む。

1.3.2 作動検査

照明等の点灯状況について、1年に1回作動(点灯)させて確認する。

2 保安距離・施設レイアウト 等

2.1 保安距離

- a) 保安距離に係る検査は距離測定とし、2.1.1による。ただし、前回保安検査以降に製造施設の設置位置及び保安物件の設置状況に変更のないことを記録により確認した場合は、その確認をもって距離測定に代えてもよい。
- b) 保安距離の緩和等のために設けられている障壁等の検査は目視検査とし、2.1.2による。
- c) 保安距離の緩和のために設けられている防火上及び消火上有効な措置に係る検査は6.3による。

2.1.1 距離測定

保安距離の確保状況について、1年に1回巻き尺その他の測定器具を用いた保安距離の実測による検査又は図面上で確認する。ただし、規定の距離を満たしていることが目視又は図面により容易に判定可能な場合は、目視又は図面による確認としてもよい。

2.1.2 目視検査

外観¹⁾に破損、変形及びその他の異常のないことを1年に1回目視により確認する。

注 ¹⁾ 外観には、位置、方向等を含む。

2.2 設備間距離

- a) 設備間距離に係る検査は距離測定とし、設備間距離の確保状況について、1年に1回巻き尺その他の測定器具を用いた設備間距離の実測により確認する。ただし、規定の距離を満たしていることが目視又は図面により容易に判定可能な場合は、目視又は図面による確認としてもよい。
なお、前回保安検査以降製造設備の設置状況に変更のないことを記録により確認した場合は、その確認をもって距離測定に代えてもよい。
- b) 設備間距離の代替措置として設けられている防火上及び消火上有効な措置に係る検査は6.3による。

2.3 火気取扱施設までの距離

火気取扱施設までの距離確保等に係る検査は、次のいずれかの措置の内、該当する措置について検査する。

- a) 火気取扱施設までの距離に係る検査は距離測定とし、2.3.1による。ただし、前回保安検査以降製造設備及び火気取扱施設の設置状況に変更のないことを記録により確認した場合は、その確認をもって距離測定に代えてもよい。
- b) 流動防止措置の内、防火壁、障壁、防火戸、網入ガラス及び二重扉に係る検査

は目視検査とし、2.3.2 による。

c) 連動装置に係る検査は目視検査及び作動検査とし、2.3.2 及び 2.3.3 による。

2.3.1 距離測定

距離の確保状況について、1 年に 1 回巻き尺その他の測定器具を用いた距離の実測により確認する。ただし、規定の距離を満たしていることが目視又は図面により容易に判定可能な場合は、目視又は図面による確認としてもよい。

2.3.2 目視検査

外観¹⁾に腐食、損傷、変形及びその他の異常のないことを1年に1回目視により確認する。

注 ¹⁾ 外観には、取付位置、方向等を含む。

2.3.3 作動検査

連動装置の機能について、1 年に 1 回試験用標準ガスの使用により確実に作動することを確認する。

2.4 埋設貯槽

a) 埋設貯槽の位置及び貯槽室に係る検査は距離測定及び記録確認とし、2.4.1 及び 2.4.2 による。ただし、前回保安検査以降設置状況に変更のないことを記録により確認した場合は、その確認をもって距離測定及び記録確認に代えてもよい。

b) 埋設貯槽本体の状況に係る検査は、目視検査及び測定又は作動検査とし、2.4.3 及び 2.4.4 による。

2.4.1 距離測定

貯槽埋設深さ及び隣接貯槽との相互間距離の確保状況について、1年に1回巻き尺その他の測定器具を用いた距離の実測による確認又は図面上で確認する。ただし、規定の距離を満たしていることが目視又は図面により容易に判定可能な場合は、目視又は図面による確認としてもよい。

2.4.2 記録確認

貯槽室の強度及び防水措置並びに漏えいしたガスの滞留防止措置の状況について、1年に1回記録により確認する。

2.4.3 目視検査

a) 砂詰め方式の場合

砂の乾燥状況及び底部集水桝の浸透水の状況(底部集水桝を有しない構造のものにあつては、ガス検知管等による浸透水の状況)を、1年に1回目視により確認する。

b) 強制換気方式の場合

ピット内の乾燥状況、貯槽外面の状況、外部マンホールの状況及び外部給排気ダクトの状況を、1年に1回目視により確認する。

2.4.4 測定又は作動検査

a) 砂詰め方式の場合

貯槽本体を電気防食しているものは、1年に1回電位測定を行い防食効果を確認

する。

b) 強制換気方式の場合

1年に1回ガス漏えい検知警報設備の作動検査を行い、換気設備が連動して作動すること及びその作動状況を確認する。

2.5 滞留しない構造

製造設備を設置する室の滞留しない構造に係る検査は目視検査及び作動検査とし、次による。

2.5.1 目視検査

外観¹⁾に破損、変形及びその他の異常のないことを1年に1回目視により確認する。

注¹⁾ 外観には、取付位置、方向等を含む。

2.5.2 作動検査

換気装置を設置している場合にあってはその機能について、1年に1回作動させ、確実に作動することを確認する。

2.6 車両の停止位置等

a) 車両の停止位置と貯槽の外表面との距離に係る検査は距離測定とし、2.6.1による。ただし、前回保安検査以降車両の停止位置及び貯槽の設置状況に変更のないことを記録により確認した場合は、その確認をもって距離測定に代えてもよい。

b) 防護措置及び車両の停止位置に係る検査は目視検査とし、2.6.2による。

2.6.1 距離測定

距離の確保状況について、1年に1回巻き尺その他の測定器具を用いた距離の実測による検査又は図面上で確認する。ただし、規定の距離を満たしていることが目視又は図面により容易に判定可能な場合は、目視又は図面による確認としてもよい。

2.6.2 目視検査

外観¹⁾に破損、変形及びその他の異常のないことを1年に1回目視により確認する。

注¹⁾ 外観には、位置、方向等を含む。

3 高圧ガス設備の基礎・耐震設計構造 等

3.1 基礎

基礎に係る検査は記録(図面を含む。以下この細分箇条において同じ。)確認及び目視検査とし、次による。ただし、記録確認については、前回保安検査以降地盤の許容支持力等と地盤上の重量物の荷重との関係に変更のないことを記録により確認した場合は、その確認をもって記録確認に代えてもよい。

3.1.1 記録確認

地盤の許容支持力等と地盤上の重量物の荷重との関係について、1年に1回記録

により確認する。

3.1.2 目視検査

基礎立ち上り部及び貯槽の支柱(支柱のない貯槽はその底部)と基礎の緊結状況について、腐食、損傷、変形及びその他の異常のないことを 1 年に 1 回目視(目視での検査が可能な部分に限る。)により確認する。

3.2 耐震設計構造

耐震設計構造に係る検査は記録(図面を含む。以下この細分箇条において同じ。)確認及び目視検査とし、次による。ただし、記録確認については、前回保安検査以降耐震設計上変更のないことを記録により確認した場合は、その確認をもって記録確認に代えてもよい。

3.2.1 記録確認

耐震設計構造に係る計算結果等について、1 年に 1 回記録により確認する。

3.2.2 目視検査

基礎立ち上り部、ベースプレート、スカート、サドル、支柱及び本体接合部、アンカーボルト等について、腐食、損傷、変形及びその他の異常のないことを 1 年に 1 回目視(目視での検査が可能な部分に限る。)により確認する。

3.3 貯槽の沈下状況測定

貯槽の沈下状況に係る検査は沈下状況の測定とし、不同沈下のないことを 1 年に 1 回レベル用測定器を用いた測定により確認する。ただし、次の条件を満足する貯槽に係る沈下状況の測定は 3 年に 1 回としてもよい(沈下状況の測定を行わない期間においては、不同沈下のないことを 1 年に 1 回目視により確認しなければならない。)

a) 設置後 5 年以上経過した貯槽。

b) 過去 3 年間の沈下状況の測定結果が、次の式を満足する貯槽。

$$\frac{h}{L} \leq 0.005$$

ここに、 h : 貯槽の沈下による傾斜の勾配が最大となる基礎面又は底板上の二点間(以下「二点間」という。)のレベル差 (mm)

L : 二点間の水平距離 (mm)

4 ガス設備(導管を除く。)

4.1 ガス設備(高圧ガス設備を除く。)の気密構造

ガス設備(高圧ガス設備を除く。)の気密構造に係る検査は、1 年に 1 回運転状態、運転を停止した状態又は開放組立後の内圧(運転状態の圧力以上の圧力)のある状態において、漏えい等の異常がないことを確認¹⁾する。

注 ¹⁾ 漏えい等の異常がないことを確認する方法として、発泡液の塗布、ガス漏えい検知器等を用いた測定又は放置法漏れ試験がある。

4.2 ガス設備に使用する材料

ガス設備に使用されている材料に係る検査は、1年に1回記録確認又は図面確認により行う。ただし、前回保安検査以降材料に変更のないことを記録により確認した場合は、その確認をもって記録確認又は図面確認に代えてもよい。

4.3 高圧ガス設備の耐圧性能及び強度

4.3.1 一般

高圧ガス設備の耐圧性能及び強度に係る検査は4.3.3の目視検査及び4.3.4の非破壊検査(肉厚測定を含む。)によるか4.3.5の耐圧試験によるものとし、耐圧性能及び強度に支障を及ぼす減肉、劣化損傷、その他の異常がないことを確認する。

この場合、配管にあっては、配管付属品を含めた相互に連結された配管系¹⁾で管理する。

注¹⁾ 配管系とは、直管部のみならず、エルボ、ティー、ボス等の継手部及び配管付属品(弁、ノズル、ストレーナ、フィルター等であって特定設備に該当しないもの)、並びにローディングアームを含め、相互に連結された系をいう。なお、配管系は、ほぼ同一の腐食環境下において類似の腐食形態を受ける範囲(腐食系)単位で管理する。

4.3.2 耐圧性能及び強度の確認を必要としない設備又は代替検査

4.3.2.1 耐圧性能及び強度の確認を必要としない高圧ガス設備

次の高圧ガス設備は、4.3 高圧ガス設備の耐圧性能及び強度に係る検査は適用しない。

- a) 二重殻構造の貯槽
- b) メンブレン式貯槽
- c) 液化石油ガス岩盤貯槽

4.3.2.2 内部からの検査が不可能な高圧ガス設備の代替検査

設備の大きさ、形状、構造等により内部の検査を行うことが不可能な次の設備²⁾にあっては、4.3.3 a)及び4.3.4 b)の検査に代えて外部からの適切な検査方法(超音波探傷試験、放射線透過試験等)により、内部の減肉及び劣化損傷がないことを確認しなければならない。

- a) 配管
- b) 特定設備検査規則の機能性基準の運用について(令和元年6月14日20190606保局第9号)の別添1特定設備の技術基準の解釈(以下「特定規則例示基準別添1」という。)第45条第1項(1)から(5)又は同別添7第二種特定設備の技術基準の解釈第45条第1項(1)から(5)までに掲げる特定設備
- c) 特定設備以外の圧力容器であって、b)の特定設備に準じるもの

注²⁾ これらの設備であって、点検口、接続フランジ開放部、接続する機器内部等から当該設備の内部の減肉及び劣化損傷がないことの検査を適切に行えないもの

4.3.2.3 検査を行うことが困難な箇所を有する高圧ガス設備の代替検査

設備の大きさ、形状、構造(二重管、ジャケット構造等)、他の設備との接合状況(溶接接合等)等により内部からも外部からも検査を行うことが困難な箇所³⁾を有する設備の当該箇所の検査にあつては、当該設備に接続されている同等の腐食及び劣化損傷が発生するおそれのある環境下の複数の検査箇所の検査結果をもとに、当該箇所の減肉及び劣化損傷のないことを確認する。ただし、この様な設備であっても、検査可能な箇所については可能な限り当該設備について検査を実施しなければならない。

注³⁾ 内部からも外部からも検査を行うことが困難な箇所とは、例えば、次の箇所をいう。

- ・フルジャケット構造の二重管式熱交換器の内管部

4.3.3 目視検査

a) 内部の目視検査

高圧ガス設備の内部の目視検査は、次のとおりとする。

- 1) 原則として、高圧ガス設備の種類、材料等に応じて表 2 に定める期間内に行う。
- 2) 1)にかかわらず、高圧ガス設備のうち、弁類及び動機器の内部の目視検査は、分解点検・整備のための開放時⁴⁾に行う。

注⁴⁾ 分解点検・整備のための開放時とは、摺動部の消耗品についてメーカーが定める推奨交換時期又は運転時間・状況、日常点検結果、過去の分解点検実績等を参考に定めた分解点検・整備の計画時期をいう。以下同じ。

- 3) 腐食性のない液化石油ガスを取り扱う設備⁵⁾(エロージョンによる減肉が発生するおそれがあるものを除く。)については、内部の目視検査は不要とする。

注⁵⁾ 腐食性のない液化石油ガスを取り扱う設備とは、次に掲げる設備であつて、不純物や水分の混入等による腐食や劣化損傷が生じないよう管理されているものをいう。以下同じ。

- ・液化石油ガス受入基地の低温の液化石油ガス設備
- ・フレキシブルチューブ類(高圧ガス設備に設置される金属、ゴム、樹脂製等の可とう管をいい、断面の形状を変化させずに金属製の配管等を螺旋状又はループ状に加工して可とう性を確保したものを除く。以下同じ。)

なお、この場合の腐食や劣化損傷が生じないよう管理されている例として附属書 A を参考に示す。

b) 外部の目視検査

高圧ガス設備の外部の目視検査⁶⁾は、次のとおりとする。

注⁶⁾ 外部の目視検査については、附属書 B 肉厚測定箇所選定についての参考資料 b)項が参考になる。

- 1) 高圧ガス設備の外部(断熱材等で被覆されているものにあつてはその外面)の目視検査は、1 年に 1 回行う。

- 2) 砂詰め方式の地下埋設貯槽の外部の目視検査については、**2.4 埋設貯槽 2.4.3 目視検査 a)**による砂の乾燥状況及び底部集水桝の浸透水の状況の確認(底部集水桝を有しない構造のものにあつては、ガス検知管等による浸透水の状況の確認)をもって外部の目視検査に代えてもよい。ただし、砂の乾燥状況又は浸透水の状況に異常が確認された場合は、砂をピット内から排出し、貯槽外面の防食状況を目視検査し、防食状況に異常がある場合又は異常のおそれのある場合は、当該箇所の防食措置を取り除き貯槽本体外面の腐食状況を確認する(電気防食により防食管理が適切になされているものを除く。)。

c) フレキシブルチューブ類の目視検査

a)及びb)の他、フレキシブルチューブ類については、設置状況が適切に維持されていること(使用場所・目的等に応じた適切な製品の選定、設置したフレキシブルチューブ類に無理な曲げ、捻れがないこと等)を、1年に1回目視により確認する⁷⁾。

また、充填枝管、充填ホース等頻繁に取付け・取外しを行う箇所に用いられるフレキシブルチューブ類のうち、金属製のものにあつては、ブレード部の破損(切断、ほぐれ等)及びブレード部と継手部との接続部における割れ・膨れ等の異常のないことを、ゴム、樹脂製のもの(金属との多層構造のものを含む。)にあつては、補強層の露出、外層のき裂・膨れ、折れ、つぶれ、金属部分との接続部における割れ・膨れ等の異常のないことを、1年に1回確認する。

注⁷⁾ 設置状況が適切に維持されていることの確認については、例えば、次のものが参考になる。

- ・ 製造メーカーの指定する条件
- ・ JIS 規格に適合するものにあつては、当該 JIS による条件
- ・ JLPA209 金属フレキシブルホース基準(2010)

4.3.4 非破壊検査

a) 肉厚測定

高圧ガス設備が十分な肉厚を有していることを確認するため、肉厚測定を1年に1回実施する。ただし、次の設備にあつては、1)、2)又は3)に掲げる時期に実施する。この場合、肉厚測定箇所⁸⁾は、使用環境及び目視検査の結果を十分考慮した上で選定する。

なお、フレキシブルチューブ類(エロージョンによる減肉が発生するおそれがあるものを除く。)のうち、構造、材質等により肉厚測定の実施が困難なもの⁹⁾については、腐食による異常が生じていないことを確認した場合、肉厚測定は不要とする。この場合、腐食による異常が生じていないことの確認については**附属書 A**が参考になる。

注⁸⁾ 測定箇所の選定については、**附属書 B** 肉厚測定箇所選定についての参考資料が参考になる。

注⁹⁾ ブレードで覆われた薄肉のベローズ部を有する場合や、ゴム、樹脂、金属等による多層構造のもの等をいう。

- 1) 過去の実績，経験等により内部の減肉のおそれがないと評価可能な弁類(配管系から除外される圧力容器に直結されたもの(圧力容器の直近に設けられた弁をいう。))及び動機器(ポンプ，圧縮機等の回転機械をいう。また，範囲は，ケーシング，シリンダー，ノズルなど動機器本体のみとし，連結されたスナッパ，配管，小型容器などの付属機器は含まない。)については，分解点検・整備のための開放時の目視検査で異常が認められたとき
 - 2) 腐食性のない液化石油ガスを取り扱う設備(フレキシブルチューブ類*及びエロージョンによる減肉が発生するおそれがあるものを除く。)については，外部の目視検査で減肉が認められたとき
 - * 4.3.3 a) 3)の注⁵⁾において，腐食性のない高圧ガスを取り扱う設備としてフレキシブルチューブ類も含むものとして定義しているが，ここでいう腐食性のない高圧ガスを取り扱う設備はフレキシブルチューブ類を除くものとする。
 - 3) 砂詰め方式の地下埋設貯槽については，開放検査時(貯槽内部から実施)及び4.3.3 b) 2)による砂の乾燥状況又は底部集水桝の浸透水の状況の確認(底部集水桝を有しない構造のものにあっては，ガス検知管等による浸透水の状況の確認)において異常が確認されたとき(電気防食により防食管理が適切になされているものを除く。)
- b) 肉厚測定以外の非破壊検査
- 肉厚測定以外の非破壊検査(磁粉探傷試験，浸透探傷試験，超音波探傷試験，放射線透過試験，渦流探傷試験等)は，高圧ガス設備の内部について，原則として，設備の種類，材料等に応じて表2に定める期間内に行う。ただし，動機器及び配管系から除外される圧力容器に直結された弁類(4.3.4 a) 1)の弁類)は，分解点検・整備のための開放時に行う。この場合，当該高圧ガス設備の減肉及び劣化損傷の検出に対して適切な検査方法を用いて行い，非破壊検査箇所は，使用環境及び目視検査の結果を十分考慮のうえ選定する。
- なお，次の設備にあっては，1)，2)又は3)としてもよい。
- 1) 腐食性のない液化石油ガスを取り扱う設備(エロージョンによる減肉が発生するおそれがあるものを除く。)については，非破壊検査は不要とする。
 - 2) 劣化損傷が発生するおそれがない設備¹⁰⁾については，非破壊検査は不要とする。
- 注¹⁰⁾ 劣化損傷が発生するおそれがない設備とは，流体及び材料の組み合わせ又は使用条件等によって発生する次の劣化損傷を受けない設備をいう。
- ・割れ：応力腐食割れ(塩化物応力腐食割れ，水素誘起割れ等)，疲労(疲労，熱疲労等)，クリープ(クリープ破壊等)等
 - ・材質変化：劣化(水素侵食，水素脆化等)等
- なお，劣化損傷が発生するおそれがない設備の評価に際しては，**附属書 C** 及び **KHK/PAJ/JPCA S 0851(2022)** 高圧ガス設備の供用適性評価に基づく耐圧性能及び強度に係る次回検査時期設定基準の**附属書 4** 損傷の

種類と特徴(参考)が参考になる。

- 3) 内部の状況を外部から検査可能な設備(附属書 D 参照)については、外部から適切な非破壊検査方法で検査する。

表 2－高圧ガス設備の開放検査の周期

設備の種類	期間 ^{a)}
液化石油ガスの貯槽(残ガス回収用貯槽 ^{b)} を除く。)	完成検査を行った日 ^{o)} から 5 年以内 その後保安検査実施日 ^{o)} から 10 年以内 上記に関わらず、開放検査の結果、欠陥が発見され溶接修理等を行った場合にあっては、次回は 1 年以上 2 年以内に開放検査を行い、異常がなければ以後 5 年以内に実施する。溶接修理等以後の開放検査結果で連続して 2 回溶接修理等の必要がなければ、その後は 10 年以内
残ガス回収用貯槽 ^{b)}	完成検査を行った日 ^{o)} から 2 年以内その後保安検査実施日 ^{o)} から 3 年(炉内で応力除去焼鈍を施した後に、溶接修理等を行っていない場合は 5 年)以内
貯槽以外の高圧ガス設備 内容物の種類、性状及び温度を勘案して腐食その他の材質劣化を生じる恐れのない材料のもの ^{e)}	完成検査を行った日 ^{o)} 又は保安検査実施日 ^{o)} から 3 年以内
その他の材料のもの	完成検査を行った日 ^{o)} から 2 年以内その後保安検査実施日 ^{o)} から 3 年以内 ^り
注 ^{a)} 期間は、腐食のおそれがある水分や不純物を含有した液化石油ガスを貯蔵した場合(次の場合をいう。), 減肉又は劣化損傷の状況に応じて短縮しなければならない。 －水分 遊離水分が存在する場合 ・遊離水分の確認は、LP ガスの品質に関するガイドライン(2022 年 3 月 日本 LP ガス協会)に基づき、JLPGA-S-02 LP ガスの水分試験方法の 1.カールフィッシャー法(2018 年 3 月)又は JLPGA-S-02T LP ガスの水分試験方法(水晶発振式水分計法)(2018 年 3 月)による含有水分の確認若しくは JLPGA-S-02 LP ガスの水分試験方法の 3.遊離水分確認方法(2018 年 3 月)による遊離水分の有無の確認による。 －硫化物 銅板腐食試験方法による判定で 2 以上の場合 ・銅板腐食試験方法は、JIS K 2240(2013)液化石油ガス(LP ガス)による。 －水銀(使用材料が、アルミニウム等水銀とアマルガムを生成する場合に限る。) ・プロパン中で 0.009mg/Nm³を超えている場合 ・ブタン中で 0.08 mg/Nm³を超えている場合 ・水銀の分析方法は、JLPGA-S-07 LP ガス中の水銀分析方法(2018 年 3 月)による。 ^{b)} 残ガス回収用貯槽とは、容器等から液化石油ガスを直接回収する貯槽をいい、例えば、この液化石油ガスを直接回収した貯槽から、残液を回収せずに	

ベーパー等のみを受け入れる貯槽については、残ガス回収用貯槽には該当しない。

- c) 完成検査を要しない高圧ガス設備の変更の工事に係る次の開放検査までの期間の起点については、次のとおりとする。
 - ・液石則第 16 条又はコンビ則第 14 条の軽微な変更の工事に基づくものの場合、当該軽微な変更の工事に係る工事を完了した日
 - ・液石則第 34 条又はコンビ則第 17 条の完成検査を要しない変更の工事に基づくものの場合、当該変更の工事を完了した日
- d) 開放検査を含む保安検査を行った日をいう。
- e) 4.3.4 b) 2)の「劣化損傷が発生するおそれがない設備」は、肉厚測定以外の非破壊検査を不要とするための条件で、腐食、減肉を考慮していないのに対し、本表の「内容物の種類、性状及び温度を勘案して腐食その他の材質劣化を生じるおそれのない材料」は、腐食、減肉も考慮した上で評価、判断しなければならない。
- f) 同一配管系内を一部取り替える場合において、取替え前と同等の運転条件で使用される場合であって、当該取替え部位について、3 年以上問題なく使用した実績があり、既存設備と同一形状、同一材料での取替えの場合、取替え部分の開放検査の期間は、取替え箇所の既存配管系と同じとしてもよい。

4.3.5 耐圧試験等

a) 耐圧試験

4.3.3 a)の内部の目視検査、4.3.4 a) の肉厚測定又は 4.3.4 b)の肉厚測定以外の非破壊検査の適用が困難な場合又は余裕のある肉厚、安全率となっていて、耐圧試験を行うことによって過大な応力が負荷されるおそれのない高圧ガス設備については、常用の圧力の 1.5 倍(第二種特定設備にあつては 1.3 倍)以上の圧力で水その他の安全な液体を使用して行う耐圧試験(液体を使用することが困難であると認められるときは常用の圧力の 1.25 倍(第二種特定設備にあつては 1.1 倍)以上の圧力で空気、窒素等の気体を使用して行う耐圧試験)を 1 年に 1 回実施すれば、4.3.3 a)、4.3.4 a)及び 4.3.4 b)の検査は不要とする。

なお、耐圧試験は、設備及び試験の安全性を十分に配慮した上で行わなければならない。

b) 溶接補修を行った場合の耐圧試験の適用等について

保安検査の結果、減肉、割れ等の欠陥が発見され、当該欠陥が表 3 左欄に掲げる欠陥の箇所及び同表中欄に掲げるグラインダー加工等による仕上がりの深さに応じ、同表の右欄に掲げる点数に、表 4 左欄に掲げる欠陥の長さ又は長径に応じ同表の右欄に掲げる点数を乗じて得た点数の和が 6 点(溶接補修を行った場合の欠陥の点数は累計し、耐圧試験を実施した時点で累計されていた点数は 0 点に戻る。)を超え溶接補修した場合には、耐圧試験を実施し、さらに 1 年以上 2 年以内に開放検査を実施し割れ等がないことを確認するものとする。ただし、管台、マンホール部等の取付部に使用される引張強さが 570N/mm²未満の炭素鋼(母材)及び当該炭素鋼(高張力鋼にあつては、溶接後に炉内で応力除去

焼鈍したものに限る。)の溶接部の欠陥の溶接補修については、耐圧試験及び1年以上2年以内の開放検査を省略してもよい。

表 3—欠陥の箇所、仕上がり深さに応じた点数

欠陥の箇所	グラインダー加工等による仕上がりの深さ	点数
管台及びマンホール部	深さにかかわらず	1
胴板及び鏡板	3mm 又は板厚の 30%に相当する深さのうちいずれか小さい値以下	1
	3mm 又は板厚の 30%に相当する深さのうちいずれか小さい値を超え 4mm 以下 ^{a)}	2
注 ^{a)} 4mm を超える欠陥は、6 点を超える欠陥として評価する。		

表 4—欠陥の長さ又は長径に応じた点数

欠陥の長さ又は長径	点数
10mm 以下	1
10mm を超え 20mm 以下	2
20mm を超え 30mm 以下 ^{a)}	3
注 ^{a)} 30mm を超える欠陥は、6 点を超える欠陥として評価する。	

4.4 高圧ガス設備の気密性能

高圧ガス設備の気密性能に係る検査は 4.4.2～4.4.4 に掲げる気密試験とし、1 年に 1 回当該高圧ガス設備から漏えい等の異常がないことを確認する。

4.4.1 気密性能の確認を必要としない高圧ガス設備

次の高圧ガス設備は、気密性能に係る検査は適用しない。

- a) 二重殻構造の貯槽
- b) メンブレン式貯槽

4.4.2 気密試験

漏えい等の異常がないことを確認する方法として、発泡液の塗布、ガス漏えい検知器等を用いた測定又は放置法漏れ試験があり、設備の状況、検査条件等を考慮して、これらの方法の内最適な試験(必要に応じ組み合わせて)を採用して気密性能を確認する。

なお、放置法漏れ試験は、採用に当たって試験体の温度変化及び圧力変化の影響を補正しなければならない。

4.4.3 高圧ガス設備を開放した場合の気密試験

高圧ガス設備を開放(分解点検・整備、清掃等のために行う開放を含み、内容物を放出する場合をいう。4.4.4 において同じ。)した場合には、原則として、当該高圧ガス設備の常用の圧力以上の圧力で、空気、窒素等の危険性のない気体¹⁾を用いて気密試験を実施する。

注¹⁾ 検査の状況によって危険がないと判断される場合は、当該高圧ガス設備

の常用の圧力以上の圧力で、運転状態の高圧ガスを用いて気密試験を実施してもよい。

ただし、運転状態の高圧ガスを用いることが適当な場合には、当該高圧ガス設備の運転状態の圧力で、運転状態の高圧ガスを用いて気密試験を実施してもよい(附属書 E 参照)。

4.4.4 高圧ガス設備を開放しない場合の気密試験

当該高圧ガス設備の運転状態の圧力で、運転状態の高圧ガス又は危険性のない気体を用いて気密試験を実施する。

5 計装・電気設備

5.1 計装設備

5.1.1 圧力計

高圧ガス設備の圧力計に係る検査は目視検査及び精度検査とし、5.1.1.1 及び 5.1.1.2 による。ただし、運転を停止することなく検査を行うことが可能な次の施設(以下「運転状態検査施設」という。)の運転状態で行う検査において、圧力計の検出部の取外しが困難な場合は、精度検査に代え 5.1.1.3 に示す代替比較検査としてもよい。

- a) 認定高度保安実施者及び認定保安検査実施者の運転を停止することなく検査が可能な製造施設
- b) 高圧ガスの製造の目的から運転を停止することが困難な製造施設であって、取り扱うガスに腐食性がなく、かつ、不純物や水分の混入等による腐食や劣化損傷が生じないように管理されているもの

5.1.1.1 目視検査

圧力計に破損、変形及びその他の異常がないことを、2年に1回目視により確認する。

5.1.1.2 精度検査

圧力計精度確認用器具¹⁾を用いて精度を測定し、圧力計の誤差があらかじめ定められた許容差以内であることを2年に1回確認する。

注¹⁾ 圧力計精度確認用器具は、計量法等に基づきトレーサビリティの取れた計測器とする。

許容差は次のいずれかを満足しなければならない。

- a) 該当するJIS規格に定める許容差又はこれと同等若しくはより精度の高いもの
- b) 当該圧力計の1/2目量(一定間隔をもって断続的に指示又は記録をする装置を有する圧力計²⁾の場合にあっては通常用いられる測定範囲の最大値の5/1 000)

注²⁾ 一定間隔を持って断続的に指示又は記録をする装置を有する圧力計とは、検出部、変換器部、DCS、記録計等の指示又は記録を行う装置により構成された圧力計測装置の検出部のことをいう。

5.1.1.3 代替比較検査

次の全ての要件を満足する場合にあっては、当該圧力計と指示変化が同一な範囲

に設置された圧力計(以下「比較圧力計」³⁾という。)との指示差を半年に1回以上確認することで、精度検査に代えてもよい。

a) 当該圧力計の残寿命が次回停止検査までの期間以上である。

例 残寿命は、当該圧力計のメーカーが推奨する寿命から使用期間を差し引いた期間をいう。

b) 当該圧力計と比較圧力計との間で応答に遅れが生じない(運転圧力等の変化に対して両者の指示の変化に保安上、あるいは運転操作上有害なタイムラグがないことをいう。)

c) 比較圧力計との比較を2年以上の期間において半年に1回以上行い、当該圧力計と比較圧力計との指示差(一定差で推移している場合は指示差の振れ幅⁴⁾)が5.1.1.2で示す許容差以内である。ただし、当該圧力計と比較圧力計の種類が異なる場合は大きい方の許容差を採用する。

注³⁾ 比較圧力計とは当該圧力計と圧力変化が同一な範囲に設置された圧力計で、適正な周期(時期)のもと校正がなされている圧力計をいう。

注⁴⁾ 保安検査対象の圧力計と比較圧力計との指示に、常時一定の差がある場合の当該差の増減をいう。

5.1.2 液面計等

5.1.2.1 液面計

貯槽に設けられた液面計に係る検査は目視検査とし、5.1.2.4による。

5.1.2.2 液面計の破損防止措置

液面計にガラス液面計を使用している場合における当該液面計の破損を防止するための措置に係る検査は目視検査とし、5.1.2.4による。

5.1.2.3 止め弁

液面計にガラス液面計を使用している場合において、貯槽と当該液面計とを接続する配管に設けた止め弁に係る検査は、目視検査及び作動検査とし、5.1.2.4及び5.1.2.5による。

5.1.2.4 目視検査

外観¹⁾に破損、変形及びその他の異常のないことを1年に1回目視により確認する。

注¹⁾ 外観には、位置、方向等を含む。

5.1.2.5 止め弁の作動検査

貯槽と液面計とを接続する配管に設けた手動式及び自動式の止め弁が正常に作動することを、1年に1回確認する。ただし、当該貯槽に貯液されており、液面計が取り付けられた状態での自動式の止め弁の作動検査を行うことが不適当な場合²⁾は、手動式の止め弁が確実に作動することを確認する(この場合、貯槽開放検査時等に液面計を取り外して、自動式止め弁の適切な整備を実施し、作動検査を行う。)

注²⁾ 自動式の止め弁の作動検査を行うことが不適当な場合とは、作動検査を実施することで保安上の問題を生じる可能性がある場合をいう。

5.2 電気設備

5.2.1 電気設備の防爆構造

高圧ガス設備に設けられた電気設備の防爆構造に係る検査は目視検査とし、外観¹⁾に破損、腐食、変形及びその他の異常²⁾がないことを1年に1回目視により確認する。

注¹⁾ 外観には、取付位置、構造等を含む。

注²⁾ ボルト緩み、腐食、異物衝突等による電気設備本体、端子箱の合わせ面等の破損、変形等をいう。

5.2.2 保安電力等

保安電力等に係る検査は目視検査、図面確認及び作動検査とし、次による。ただし、図面確認については、前回保安検査以降変更がないことを記録により確認した場合は、その確認をもって図面確認に代えてもよい。

5.2.2.1 目視検査

保安電力等について、次に掲げる事項を1年に1回目視により確認する。

a) 設備の状態

1) 電源装置

状態表示灯、電圧・周波数、スイッチ類の位置、各部の温度や異音の有無等を確認する。

2) 停止待機中のエンジン駆動発電機等

表示灯、燃料や潤滑油のレベル、スイッチ類の状態等について確認する。

3) 空気又は窒素だめを用いる設備、ワイヤー等により駆動する緊急遮断装置

外観に腐食、損傷、変形及びその他異常のないことを確認する。

4) 通常電池を使用する設備（予備電池又は充電式電池のもの）

外観に腐食、損傷、変形及びその他異常のないことを確認する。また、予備電池の必要個数、充電状況等を確認する。

b) 周囲の状態

保安電力等が作動した時に運転に支障となる物がないことを確認する。

5.2.2.2 図面確認

保安電力等について、次に掲げる事項を1年に1回図面により確認する。

a) 自動又は遠隔手動によって直ちに安全側に作動する設備

自動又は遠隔手動によって直ちに安全側に作動する機構を備えていることを図面により確認する。

b) 常時必要水量を必要な水頭圧をもつタンク又は貯水池等に保有する設備（ポンプを使用しない場合）

必要な水頭圧を保有する構造であることを図面により確認する。

5.2.2.3 作動検査

停電等により設備の機能が失われることのないよう、直ちに保安電力等に切り替わることについて、次に掲げる事項を作動検査により1年に1回確認する。

a) 保安電力

模擬の停電状態にして作動させ、確実に保安電力が供給されることを確認する。また、買電 2 系統受電や買電と自家発電との組合せ受電設備にあっては、保安電力が給電されていることを電圧確認で行う。ただし、運転状態検査施設の運転状態で行う検査においては、代替検査¹⁾としてもよい。

注¹⁾ 保安電力が給電されていることをメーター、計測器又は表示灯で確認する。無停電電源装置(UPS)を含む蓄電池装置にあっては、蓄電池の供給電圧が維持されていることを確認する。エンジン駆動発電機にあっては、エンジンが起動し、定格電圧が得られることを確認する。

b) 空気又は窒素だめを用いる設備

確実に空気又は窒素が供給されることを確認する。ただし、圧縮機等を使用して空気又は窒素だめに供給する場合にあっては、模擬の停電状態にして作動させ、確実に空気又は窒素が供給されることを確認する。

c) 自動又は遠隔手動によって直ちに安全側に作動する設備及びワイヤー等で駆動する緊急遮断装置
確実に作動することを確認する。

5.2.3 静電気除去措置

製造設備に設けられた静電気除去措置に係る検査は目視検査及び接地抵抗値測定とし、次による。

5.2.3.1 目視検査

外観に腐食、破損、変形及びその他の異常¹⁾がないことを1年に1回目視により確認する。

注¹⁾ 静電気除去措置としての接地極、配管や塔槽類の接地ピース、避雷針、ボンディング用接続線等及びそこに接続する接地線等について、取付忘れ、接続の状態並びに締付部での割れや破断がないことを確認する。

5.2.3.2 接地抵抗値測定

接地抵抗値について、1 年に 1 回接地抵抗測定器具を用いた測定により確認する。

6 保安・防災設備

6.1 安全装置

高圧ガス設備の安全装置に係る検査は目視検査及びバネ式安全弁等作動検査を行うことが可能な装置について行う作動検査とし、次による。

6.1.1 目視検査

外観に腐食、損傷、変形及びその他の異常のないことを 1 年(表 5 に掲げるバネ式安全弁については、その種類に応じた期間)に 1 回目視により確認する。

6.1.2 作動検査

バネ式安全弁等を設置した状態又は取り外した状態で、作動検査用器具若しくは設備を用いた作動検査を1年(表5に掲げるバネ式安全弁については、その種類に応じた期間)に1回行う。

表 5ーバネ式安全弁の目視検査及び作動検査期間

バネ式安全弁の種類 ^{a)}	検査の期間
日本工業規格 B8210(1994)蒸気用及びガス用ばね安全弁(揚程式でリフトが弁座口の径の 1/15 未満のもの、呼び径が 25 未満のソフトシート形のもの及び以下に掲げるものを除く。)	2 年
日本工業規格 B8210(1994)全量式の蒸気用及びガス用ばね安全弁(呼び径が 25 未満のソフトシート形以外のものであって法第 35 条第 1 項第 2 号の認定に係る特定施設に係るものに限る。)	4 年
注^{a)} 日本工業規格 B8210(1994)蒸気用及びガス用ばね安全弁では、次に示すものは適用範囲外とされている。 ・液体の圧力を開放するために供するもの。 ・設定圧力 0.1MPa{1kgf/cm²}未満及び 42.9MPa{429kgf/cm²}を超えるもの。 ・車両用など特殊構造のもの。 ・圧力調整に用いるアンローダに類するもの。 ・弁座口の径が 15mm 未満のもの。	

6.2 安全弁等の放出管

高圧ガス設備の安全弁又は破裂板の放出管に係る検査は目視検査及び測定とし、次による。ただし、測定については、前回保安検査以降放出管に変更のないことを記録により確認した場合は、その確認をもって測定に代えてもよい。

6.2.1 目視検査

外観に腐食、損傷、変形及びその他の異常のないこと¹⁾を1年に1回目視により確認する。

注¹⁾ 開口部位置付近の状況確認を含む。

6.2.2 測定

放出管の開口部の位置を、1年に1回巻き尺その他の測定器具を用いた実測により確認する。ただし、規定の高さを満たしていることが目視又は図面により容易に判定可能な場合は、目視又は図面による確認としてもよい。

6.3 貯槽の耐熱・冷却措置

貯槽及びその支柱に講じた十分な耐熱性を有するための措置又は有効に冷却するための措置に係る検査は目視検査及び作動検査とし、次による。

6.3.1 目視検査

外観に腐食、損傷、変形及びその他の異常のないことを1年に1回目視により確

認する。

6.3.2 作動検査

貯槽及びその支柱に講じた十分な耐熱性を有するための措置又は有効に冷却するための措置で作動させることにより当該機能を満足させる装置については、その機能を1年に1回作動検査により確認する。ただし、作動させることにより被対象設備へ悪影響を及ぼす可能性がある場合(水利として海水を使用している場合等)は、当該措置について、次のa)～d)全てを確認することにより空気等安全な気体を用いた通気テストとしてもよい。

- a) 事業所内の用役供給量の確認により、所定量が当該装置に確保されている。
- b) 対象設備直近の一次弁まで通水作動させ、当該措置の直近弁一次側に適正な圧が確保されている。
- c) 散水設備本管内の流体の適当量のブローを行い、錆等の詰まりがない。
- d) 出口ノズル及び給水配管に異常がない。

6.4 貯槽の配管に設けたバルブ

貯槽の配管に設けたバルブに係る検査は目視検査及び作動検査とし、次による。

6.4.1 目視検査

外観に腐食、破損、変形及びその他の異常がないことを1年に1回目視により確認する。

6.4.2 作動検査

バルブの作動について、1年に1回良好に作動¹⁾することを検査する。

注 ¹⁾ 良好に作動とは、弁軸等の固着がないことを確認するための検査であり、必ずしも弁を全域作動させることを要しない。

6.5 貯槽配管の緊急遮断装置

貯槽の配管に講じた液化石油ガスが漏えいしたときに安全に、かつ、速やかに遮断するための措置に係る検査は目視検査、作動検査及び弁座の漏れ検査とし、次による。

6.5.1 目視検査

緊急遮断に係る設備が、緊急遮断に支障の無い状態であることを1年に1回目視により確認¹⁾する。

注 ¹⁾ 設備の腐食、損傷、変形、汚れ、シグナルランプ等の表示を確認する。

6.5.2 作動検査

作動検査は、作動域全域について遠隔操作にて正常に作動することを1年に1回確認する。ただし、運転状態検査施設の運転状態で行う検査及び開放検査の周期(時期)が5年を超える貯槽又は開放検査を実施する必要がない貯槽の弁座漏れ検査を行わない年の検査においては、部分作動検査(弁を全域動作させるものでなく、弁軸等の固着が無いことを確認する検査)にて代替してもよい。

6.5.3 弁座漏れ検査

弁座漏れ検査は、保安上支障のない漏れ量以下であることを、5 年以内の間に 1 回確認する。

6.6 ガス漏えい検知警報設備

製造施設におけるガス漏えい検知警報設備に係る検査は目視検査及び作動検査とし、次による。

6.6.1 目視検査

外観に腐食、損傷、変形及びその他の異常がないことを 1 年に 1 回目視により確認する。

6.6.2 作動検査

検知警報設備について、1 年に 1 回その検知及び警報に係る作動検査を次のとおり行い、正常に作動することを確認する。

- a) 試験用標準ガスにより実施する。
- b) 検知警報設備の発信に至るまでの遅れは、警報設定値の 1.6 倍の濃度において、通常 30 秒以内とする。
- c) 取扱説明書又は仕様書に記載された点検事項(表示灯・指示計の指針・検知部の状態、サンプリング系の状態等)を確認する。

6.7 防消火設備

防火設備に係る検査は目視検査及び作動検査とし、6.7.1 及び 6.7.2 による。

消火設備に係る検査は目視検査とし、6.7.1 による。

6.7.1 目視検査

外観に腐食、破損、変形及びその他の異常がなく、使用可能な状態となっていることを 1 年に 1 回目視により確認する。

6.7.2 作動検査

防火設備の機能について、1 年に 1 回作動検査により確認する。ただし、作動させることにより被対象設備へ悪影響を及ぼす可能性がある場合¹⁾は、当該措置について、次の a)～d)全てを確認することにより空気等安全な気体を用いた通気テストとしてもよい。

- a) 事業所内の用役供給量の確認により、所定量が当該装置に確保されている。
- b) 対象設備直近の一次弁まで通水作動させ、当該措置の直近弁一次側に適正な圧が確保されている。
- c) 散水設備本管内の流体の適当量のブローを行い、錆等の詰まりがない。
- d) 出口ノズル及び給水配管に異常がない。

注¹⁾ 作動させることにより被対象設備へ悪影響を及ぼす可能性がある場合は、水利として海水を使用している場合や冷却効果により被対象設備の保安に影響を与える(漏えい等)可能性のある場合等をいう。

6.8 通報措置

緊急時に必要な通報を速やかに行うための措置に係る検査は目視検査及び作動検査とし、次による。

6.8.1 目視検査

通報設備の外観について、破損、変形及びその他の異常がないことを1年に1回目視により確認する。

6.8.2 作動検査

通報設備について、設備が正常に機能することを1年に1回確認する。

6.9 ディスペンサーの停止装置及び漏えい防止措置

ディスペンサーに設置された停止装置に係る検査は目視検査及び作動検査とし、

6.9.1 及び 6.9.2 による。

充填ホースに設置された漏えい防止措置に係る検査は目視検査とし、6.9.1 による。

6.9.1 目視検査

外観に腐食、損傷、変形、汚れ及びその他の異常のないことを1年に1回目視により確認する。

6.9.2 作動検査

停止装置を1年に1回作動させ、確実に作動することを確認する。

附属書 A
(参考)
フレキシブルチューブ類の管理について

序文

この附属書は、腐食や劣化損傷を生じさせないためのフレキシブルチューブ類の管理について参考のために記載するものであって、規定の一部ではない。

A.1 適用範囲

フレキシブルチューブ類に関して、腐食や劣化損傷を生じさせないための管理について、以下の確認事項を示す。

- 1) 液化石油ガスの圧力
- 2) 液化石油ガスの種類
- 3) 選定及び設置状況
- 4) 漏えい等の異常の有無
- 5) 総合評価

A.2 液化石油ガスの圧力

使用される液化石油ガスの常用の圧力は 2.5MPa 以下とする。

A.3 液化石油ガスの種類

使用される液化石油ガスは、次のとおり不純物が管理されていなければならない。

- a) 水分 遊離水分¹⁾がない。

注¹⁾ 遊離水分の確認は、LP ガスの品質に関するガイドライン(2022年3月日本 LP ガス協会)に基づき、JLPGA-S-02 LP ガスの水分試験方法の 1.カールフィッシャー法(2018年3月)又は JLPGA-S-02T LP ガスの水分試験方法(水晶発振式水分計法)(2018年3月)による含有水分の確認若しくは JLPGA-S-02 LP ガスの水分試験方法の 3.遊離水分確認方法(2018年3月)による遊離水分の有無の確認による。

- b) 硫化物 銅板腐食試験方法²⁾による判定で 2 以上でない。

注²⁾ 銅板腐食試験方法は、JIS K 2240(2013)液化石油ガス(LP ガス)による。

- c) 水銀³⁾(使用材料がアルミニウム合金等、水銀とアマルガムを生成する場合に限る。)

1) プロパン中 0.009mg/Nm³を超えない。

2) ブタン中 0.08mg/Nm³を超えない。

注³⁾ 水銀の分析方法は、JLPGA-S-07 LP ガス中の水銀分析方法(2018年3月)

月)による。

A.4 選定及び設置状況

次の事項について、適切な状況でなければならない。

- a) 使用されるフレキシブルチューブ類の接ガス部の材料と内容物の性状(高压ガスの種類, 温度, 圧力等)の組み合わせ
- b) 使用場所・目的等に応じた製品の選定及びその設置

A.5 漏えい等の異常の有無

次の事項の確認により、漏えい等の異常がないものでなければならない。

- a) 4.3.3 b)及び c)の目視検査
- b) 4.4 高压ガス設備の気密性能

A.6 総合評価

A.2～A.5 の確認事項, 過去の使用実績, 当該フレキシブルチューブ類の製造メーカーが耐用期間を推奨している場合にあってはその期間等を勘案し, 評価する。

附属書 B (参考) 肉厚測定箇所選定についての参考資料

序文

この附属書は、肉厚測定箇所の選定について参考のために記載するものであって、規定の一部ではない。

D.1 公益社団法人石油学会規格の掲載(抜粋)

高圧ガス設備の外部の目視検査及び肉厚測定の実施に際しての参考に、JPI-8S-1-2023 配管維持規格の一部を抜粋し、掲載する。

なお、本抜粋の中で、配管維持規格の抜粋箇所以外の章番号や事例などを引用している部分の詳細については、JPI-8S-1-2023 の該当部分を参照されたい。

5.1.1 検査箇所の選定 配管系の腐食・エロージョンの検査箇所の選定手順を以下に示す。

a) 配管系内面の腐食・エロージョン 略

1) 腐食・エロージョンの種類 略

2) 腐食・エロージョンの検査箇所 略

一般部に比べて腐食・エロージョンが発生しやすい部位は、以下のとおりである。
具体的な詳細箇所は、**付属書 A**に示す。

- **滞留部及びスケール堆積部** 腐食性物質を含む流体で、流れが長期間滞留する部位及びスケールが堆積する部位では、局所的な腐食が発生することがある。

表 5.1.2 滞留部及びスケール堆積部などの発生しやすい環境と配管系

腐 食 環 境	該 当 配 管 の 例
滞留部及びスケール堆積部	オンサイト配管 ・ 通常運転時に他端が閉止状態にある枝管 (事例100, 159) ・ 安全弁行き配管 (事例241, 343) ・ クーラー出入口ヘッダー両端のキャップ部など流動がない滞留範囲 (事例3, 143) ・ 流れの遅い配管系で、立上がり部や分岐部近傍の配管下部 (事例81, 128, 144, 180, 181, 229) ・ 長期間停止した配管側面のスケール堆積境界部 (事例145) ・ 通常空の状態の間欠使用配管 (事例36)

腐 食 環 境	該 当 配 管 の 例
	オフサイト配管 ・ 通常流れが無い行止り配管 (事例 23, 56, 83, 90, 101, 102, 125, 126, 127, 133, 148, 160, 162, 163, 265, 266) ・ 流れの遅い配管系で、立上がり部や分岐部近傍の配管下部 (事例4, 40, 161, 177, 178, 179, 182, 242) ・ 滞留部がスチームトレースで加熱された配管のスチームトレース近傍 (事例103) ・ ドレン抜き配管の長期間水分滞留部 (事例14, 57, 82, 233) ・ 長期間休止中の配管 (事例41, 71, 183, 206, 207, 224) ・ 非定常時使用配管、使用頻度の低い間欠使用配管 (事例12, 146, 147, 267) ・ タンク水切り配管 (事例43, 44, 87, 115, 149, 218) ・ スロップ配管滞留部 (事例42, 228, 268, 269, 375, 376)

通常運転時に他端が閉止状態にある枝管、安全弁行き配管やクーラー出入口ヘッダー両端のキャップ部などで流動がない滞留範囲にはスケールなどの堆積が生じやすく、堆積物下の腐食が生じる。滞留部と流動部との境界付近は特異な流れ状態となっていることが多く一様な腐食とはならない。更に、流れの遅い配管系では、立上がり部や分岐部近傍の配管下部にスケールが堆積しやすく、スケール堆積部位では水分が凝縮して溜まり、腐食しやすい傾向にある。

また、滞留部がスチームトレースで加熱されていたために、配管下部よりもむしろスチームトレース近傍で流体中の塩分が濃縮して局部的に腐食した事例がある。

ドレン抜き配管部は、長期間経過中に水分が滞留し腐食傾向にあるので、定期的なパージなどが望ましい。

スチームパージ後、長期間停止した配管でも同様の腐食が発生する。また、長期停止中にスケール堆積部の境界で配管側面が減肉した事例もある。

また、通常空の状態の配管においては、間欠使用時の流体衝突や流体中の金属（例えば Cu）の析出による電位差腐食が局部的減肉を起こした例もある。

オフサイトスロップ配管など広範囲に及ぶ配管では、間欠運転など、運転状況が多様であり、高濃度の塩素イオンが存在する場合があるなど、スケール堆積や腐食状況が一様とはならないので注意が必要である。

表 5.1.3 オフサイト配管滞留部で内面腐食穿孔が見られた油種および条件

構 造 / 使 用 条 件	オフサイト配管滞留部で内面腐食が発生し易い油種
オフサイト行止り配管、長期休止配管、間欠使用配管、非定常時使用配管	・ 原油配管、スロップ配管 (事例378) ・ タンク水切り配管 ・ 未脱硫あるいは海上受入れのナフサ (事例301) ・ ジェット燃料・灯油・重油配管 ・ ドレン配管

オフサイトでは特に長大な行止り配管、長期休止配管、間欠使用配管（使用していない期間が長い配管）、非定常時使用配管において、滞留部及びスケール堆積部の内面腐食が発生しやすい。

油種別に見ると、原油配管、スロップ配管、タンク水切り配管、未脱硫あるいは海上受入れナフサ/ジェット燃料/灯油配管、ドレン配管など、腐食性物質を含む流体が長期間滞留した結果として内面腐食により漏洩している。

検査対象が長大である一方で、減肉形態が局所的な内面腐食であるため、検査対象の優先順位付けと検査箇所・範囲の絞り込みが重要となる。検査対象を油種と不使用期間と行止り長さによって優先順位付けした事例や、ラック配管の検査箇所をサポート部の中間の垂れ下った低所に絞り込んだ事例がある。

検査技術については、**JPI-8R-13の4.3章**の「局部腐食の検出に用いられる検査法」を参照する。

- **高所のガス溜まり部** 未脱硫ナフサ等の荷揚げ配管などで、酸素が混入する配管では、高所のガス溜まりでの腐食に注意を要する。内部流体に同伴される水分が、配管のガス溜まりで結露し、減肉が発生した事例がある。（事例 344）
- **異種金属、異種組織の接触部** 異種金属溶接部において異種金属接触腐食により局部腐食が発生する。海水などの電気伝導度の大きい水溶液中において生じやすい。（事例 142）
- **管路の曲り箇所** エルボやベンドなどの流れ方向が急激に変化する箇所では、流速の増大、偏流及び旋回流が発生し、局所的に大きい腐食・エロージョンを生ずる。（事例 264, 270）
- **流れの分流・合流箇所** 分流、合流及びそれに伴う偏流によって流れの状態が変化する箇所及び流体が管壁に衝突する箇所では、エロージョン及びエロージョンコロージョンが発生する。特にティー部のような構造上流動状態が変化する部位では局所的な乱流が発生するため、減肉は広範囲に及ぶ可能性があることに留意する必要がある。**写真 5.1.1 参照**（事例 63）



写真 5.1.1 事例 63

また、遊離水を含む常圧蒸留装置由来の

LPG と塩素を含むドライな接触改質装置由来の LPG とが、運転条件の変更に伴う配管新設によって混合されるようになり、配管合流部で腐食環境を形成した事例がある。（事例 92）さらに、配管合流部において、主配管の運転条件が連続からバッチ運転に変更された結果、枝配管側からのエロージョンコロージョンが加速した事例がある。（事例 93）

- **流れが絞られるなど、急変する箇所** オリフィスの挿入箇所、バルブ下流など、管径や流路が急変する箇所では、流れの状態が変化する。オリフィスの例では、オ

リフィスロでの流速の上昇、オリフィス下流における渦流の発生が挙げられ、静圧回復点近傍までの箇所へ腐食の発生事例が多い。空気抜きなどのためオリフィス上部にベント孔が設けられている場合は、下流部にエロージョン・コロージョンが発生する可能性がある。(事例 25)

また、バルブ下流側に生じる流れの乱れによって、エロージョン・コロージョンが発生する事例も報告されている。(事例 64) 流量調整のため仕切り弁を極端に絞り込んで使用する等、本来の使用法とは異なる目的で使った場合にも生じやすい。(事例 84) ジャケット管（二重管）の立上りエルボ部で、熱源のスチーム及び凝縮水の液滴の衝突により、内管のエルボ腹側の外面がエロージョンを受けて開孔した事例が報告されている。(事例 271)

— **注入箇所** 水や薬品を注入する箇所では、注入される流体の物性と運転条件によって局部腐食が生じる。この為、注入部及びその上下流は、必要に応じて面での肉厚測定（多点肉厚測定、超音波による面探傷等）を行なう。(事例 243) また、注入流体の拡散が十分でない場合は、偏流が生じ、この影響は上下流に及ぶ。直管部の主流が乱流の場合の腐食範囲は、注入点より上流方向へはおおよそ管径の 3 倍、下流方向へはおおよそ管径の 20 倍までである。インナーノズルがない場合では、注入された流体は本管内壁に沿って流れたり、注入水が直接衝突したりして、注入頻度の変化などの影響によって激しく腐食した事例があるので注意を要する。(事例 5) また、インナーノズルが腐食開口していたために薬剤の分散が不均一となり下流配管が腐食した事例もある。したがって、インナーノズルで水等を注入している場合は定期的にインナーノズルの点検を行う必要がある。(事例 24, 116, 302, 377)

— **凝縮部** 蒸留装置の塔頂系、リアクター下流の反応生成物系、高温油のベント配管 (事例 26)、排ガス回収系統及びアシッドガス系などで蒸気が部分的に凝縮する際、凝縮液（特に凝縮水）中に腐食性物質が濃縮し、配管系が腐食されることがある。(事例 184, 185, 303) 特に初期の凝縮液は、腐食性物質で飽和され高濃度となるので腐食が激しくなる。初期凝縮の起る位置は運転条件、局部的冷却（フィン効果による）の有無 (事例 6, 45, 124) などにも影響される。(事例 117) 凝縮部の腐食防止のためにスチームトレースを取り付けている場合は、その機能が保たれていることを定期的に確認する必要がある。(事例 304)

— **蒸発する箇所** ホットバイパスが混入する箇所、減圧箇所、本管の流れが停滞している場合のジャケット配管、トレース付き配管などで配管系内の液体が蒸発し、気相中に腐食性物質の濃縮やフラッシュにより保護被膜の剥離によるエロージョン・コロージョンなどによって、配管の腐食が加速される事例がある。(事例 33, 150, 186, 223) また、スチームコンデンサートの部分フラッシュによって調節弁下流では、エロージョンが発生することがある。

また、装置停止時しか使用せず、運転中はドレンが滞留している滞油移送配管で、高温の本管との境界にて蒸発・凝縮が繰り返されて著しい減肉が発生した事例がある。(事例 118)

— **固体又は液滴、気泡を含む流速のある流体の配管系** スラリー、触媒などの固体

を含む流体や、スチームコンデンセートなどの液滴を含む気体が流れの方向を変える部位でエロージョンが発生しやすい。(事例 164) ベンド管下流にノズル、マンホール、温度計などが設置されている場合、取り付け部近傍は流れの乱れが発生しエロージョンを受ける恐れがあることに留意する。(事例 27) また、圧力の変動によって液体中で気泡が発生と消滅を繰り返す環境では、キャビテーションエロージョンを生じる可能性がある。

— **高流速で乱流の激しい箇所** 腐食とエロージョンが同時に発生・進展すると、各々が単独に発生する場合よりも著しい減肉がある。このようなエロージョンコローションは、高流速で乱流の激しいところで発生する。特に、流体中に水硫化アンモニウム及び硫酸を含む環境では流速による影響に注意する。

— **ガス溜まり箇所（高所のラック部等）** 腐食性物質を含む流体で、水分及び酸素が混入する配管は、高所のラック部等のガスが溜まる箇所において、気相部で結露した水分と酸素との反応により腐食が発生することがある。(事例 344)

b) 配管系外部の腐食 配管外部の腐食の検査箇所について、以下の 1) 及び 2) に示す。

1) **保温のある配管系（保冷、火傷防止及び耐火施工配管も含む）** 保温配管では、保温材への雨水浸入などによって保温材下の配管に腐食や損傷が発生する。最も一般的な現象は、炭素鋼では局部腐食、オーステナイト系ステンレス鋼では塩化物応力腐食割れである。これら保温材下腐食発生の可能性を評価するため、保温、外装板、外装板継目のシールなどの健全性を点検することが重要である。(事例 7, 65, 104, 105, 216, 225, 230, 272, 273, 274, 275, 345, 346, 347, 379, 380, 381,

382, 383, 413) なお、目視点検が行き届きにくいラック上配管などは、高所点検用のポールカメラ等による外装板の点検が有効である。(事例 305) 検査等で保温材を解体し、その後復旧する場合は、防水性能が低下しないよう注意が必要である。(事例 187) また、火傷防止対策（保温）が行われているようなケースで外面腐食が生じた事例(事例 106)、不要となった保温材（保冷材を含む）を撤去せず、その内部に雨水が滞留して外面腐食を生じた事例(事例 276, 384) 等があることから、可能な限り不要な保温は撤去し、火傷防止が必要な個所は金網を施工することが望ましい。(事例 277)

保温材下腐食が起りやすい配管例及び共通的な部位を表 5.1.4 及び表 5.1.5 に示す。保温材下腐食の起りやすい箇所例を付属書 A に示す。

オーステナイト系ステンレス鋼の塩化物応力腐食割れについては、5.2.1 b) に記載する。

表 5.1.4 保温材下腐食などの発生しやすい環境と配管系

周囲の環境	該 当 配 管 の 例
噴霧、水蒸気、海水飛沫に直接さらされる。	・冷水塔付近の配管 ・スチームトラップ近傍の配管 ・スチームトレース配管の保温内継手 (事例 151) ・スチームトレース配管の腐食や損傷による開口で湿潤環境になった配管 (事例 187, 188, 189, 191, 232, 306, 348, 385, 386) ・栈橋上の保温配管 (事例 8) ・エアフィンクーラー下部近傍の配管 (事例 76) ・上部の構造物の影響で雨滴や海水等のドレンのかかる配管 (事例 222, 349) ・大雨、高潮などによって冠水した配管 (事例 96, 107, 152, 190, 220, 234, 307) ・隣接配管の漏洩などによって、水等の漏洩飛沫の影響を受けた配管 (事例 308)
保温材内に湿気を吸収蓄積する可能性がある。	・-4°C～150°C程度で運転されている炭素鋼・低合金鋼配管 (事例 153, 309, 350, 387) ・使用中は 150°C 以上であるが、間欠運転される炭素鋼・低合金鋼配管 (事例 310, 388) ・通常は氷点下で大気中の水分は配管表面に氷結するが、間欠運転である為に付着している氷が度々融解し、湿潤環境となる炭素鋼・低合金鋼配管 (事例 244, 278) ・本管から分岐され 150°C 以下となる滞留部及び付属品や計装機器への導圧配管 (事例 89, 119, 279, 280, 311, 312, 351) ・本管に設置されたサポート及びストッパーのフィン効果によって局部的に 150°C 以下となる本管 (事例 66) ・火傷防止対策施工配管 (事例 9, 106) ・コンクリートなどの構造物に接している保温施工配管 (事例 95) ・保温施工された遊休配管 (事例 165) ・劣化した外装板シール材下の配管 (事例 225, 271, 272, 275, 313) ・ステージ貫通部やウィープホール等の影響で雨滴に著しく晒される箇所 (事例 314) ・配管を支えるため、低温配管の保冷材外面にサポート付きの保護カバーを取り付けた部位 (事例 387)
保温外装が損傷して水分が浸入する。	・振動配管 ・たわみのある配管 (事例 281) ・塗材 (マスチックなど) が劣化 (亀裂、剥離、防水性能の劣化など) している配管
上記の環境に加え保温材下に塩素イオンが存在する。	・65°C～210°C程度で運転されているオーステナイト系ステンレス鋼配管 (事例 191)

備考 表中の温度は、配管内部流体温度を示す。

表 5.1.5 保温材下腐食の発生しやすい共通的部位

部 位	具体的な箇所
保温及び外装材の貫通部又は切欠き部	ベント、ドレン部 (事例 389) ハンガー保持部 パイプシュー取付部 トレース管貫通部 ステージなどの貫通部 架台に配管直置きしている保温を切欠いた箇所 (事例 129, 245) サポート取付、近接する配管のフランジ、分岐管との干渉を避けるため保温を切欠いた箇所 (事例 10, 67, 166, 167, 315, 316, 390) 抱線取付けのために配管上面の保温材に設けた貫通部 (事例 97)
保温末端部	フランジ、バルブ、(事例 130) 付属品 鉛直配管末端
外装の損傷又は欠落部	膨れ部 (腐食生成物が予想される) 変色部 (高温やけ) 止めバンドの外れ部 重ね合せ部の外れ部 はぜ掛けの弛み部、上向き施工部 (事例 391) 外装板が損傷した垂直保温配管の直下部 (エルボおよびエルボ近傍の水平部) (事例 279, 352) 垂直配管で上部保温板金とのシールが未施工部 (事例 317) 隣接配管と抱き合わせて保温施工している配管 (外装板上部に水分が滞留しやすい) (事例 318) インサルコート等の不良部に生じる間隙、損傷部 (事例 353) 歩廊下の外装未施工部 (流体の用途変更に伴い保温を後付け) (事例 354)

2) 保温のない配管系

- 裸配管** 目視検査にて、配管外面の腐食状況の確認を行う。配管下部で土壌、トレンチ等のコンクリート躯体と接触している箇所 (事例 355)、地面との距離がほとんどない箇所であって、湿潤環境となっている部位、梁あるいはサポートに配管が直接接触している箇所 (事例 319, 356, 392)、配管上部の構造物やレイアウトの影響で雨滴、結露水、ドレン、スチーム等に晒される箇所、および隣接配管の損傷などによって漏洩した水等に晒されていた箇所、大雨時等に雨水に浸かる箇所、スチームトラップ吹出口の直近、冷却目的等で散水を行なっている機器やクーリングタワー周り等では外面腐食の有無を検査する。 (事例 71, 108, 131, 282, 283, 284, 285, 320, 357, 393)

また、オーステナイト系ステンレス鋼 (内部温度 100℃) の裸配管に工業用水が飛散・蒸発を繰り返し、その成分中の塩化物とカルシウムが濃縮した硬質スケール下

で、塩化物 SCC による不具合が発生した事例もあるため、注意する必要がある。(事例 192)

- **塗装、コーティング、メッキ、防食テープ施工配管など** 塗装、コーティング、メッキ、防食テープなどの外観を目視検査する。塗装、コーティングなどに欠陥あるいは錆コブ状やうろこ状の錆を認めた場合には、その欠陥部から雨水が浸入し局部的な腐食が生じることがあることから(事例 88) それらの欠陥部を除去して配管本体の腐食の有無を検査する。(事例 58, 59, 60, 193, 286, 394) また、防食テープの劣化や膨らみが認められた場合は、それらの部位を剥がして腐食の有無を検査する。(事例 72, 120, 121, 287, 321, 322, 323, 324, 395, 396) 特に防食テープ巻きの端部付近では、水分浸入による配管の外面腐食を生じ易いので注意する。(事例 397) 防食テープの外側にステンレス薄板を貼り保護板としたケースは、防食テープの劣化状況が確認しにくいので注意が必要である。(事例 398) 栈橋上のサポート接触部で防食シートが処置されていたにもかかわらず、防食シートが劣化し海水が浸入し腐食開口した事例がある。(事例 94, 235) なお、再塗装の際には特に下地処理を十分に行わないと、期待したとおりの塗装の効果が得られないことがあるので注意が必要である。(事例 194, 195)

- **サポートなどの取付部** サポート取付部の配管表面に注意して、目視検査を行う。特に、ダミーサポート取付部(事例 236, 399)、ハンガー取付部などのサポート接触面(事例 11)には、腐食が発生しやすい。また、サポートの構造によっては目視検査が困難な箇所(事例 85, 221)があるので留意する。ダミーサポート取付部が連続全周溶接されていない場合(事例 358)やダミーサポートが腐食開口している場合は雨水が浸入しやすい。(事例 400, 401) 特にダミーサポート取付部はウィープホールからの湿気の浸入(事例 325)により外面腐食が進行しやすい。(事例 196, 219, 326, 403) サポート取付部の腐食の発生しやすい箇所例を付属書 A に示す。

- **トレンチ配管** トレンチ内は雨水が滞留しやすいため、目視検査にて配管外面の腐食状況の確認を行う。また、腐食抑制の観点から、トレンチ内の排水を適宜行うなど、環境管理に努めることが望ましい。(事例 169) また、過去に津波や高潮等によって海水が流入した経歴のあるトレンチでは、残留塩分によって内部の配管の外面腐食速度が高くなる場合があり、通常よりも短い周期で外面腐食検査を行なう等の配慮が必要である。(事例 213)

3) 防油提貫通部の配管系 貫通部は一般に防食テープ巻きによる防食対策を行い、配管部材が貫通部のコンクリートなどと直接接触しないように施工するが、シール材が経年劣化すると雨水浸入によって貫通部内が湿潤雰囲気となり、防食テープ端部付近あるいは防食テープ劣化剥離部が腐食を受けやすい。(事例 246, 359, 404) また、貫通部内に部分的に防食テープが未施工の部位が存在すると、シール材の劣化と雨水浸入により防油堤を構成する鉄筋と防食テープ未施工部で電位差が生じ、局部減肉を発生させる。(事例 327, 405, 406) 防食テープの替りにモルタル被覆された配管では、モルタル劣化にともない腐食開口した事例がある。(事例 168) また、スリーブタイプの場合は、隙間部に雨水が浸入し隙間腐食を発生しやすいので留意する。(事例

28, 46, 132, 154)

防食テープの施工の際には、施工管理を十分に行わないと、期待した通りの防食効果が得られないことがあるので注意が必要である。(事例 197)

防油堤を貫通している保温配管においても、外装板が劣化・損傷すると雨水等が浸入し、外面腐食を発生しやすいので注意が必要である。(事例 217, 234)

なお検査計画立案時や掘削補修時には、配管の防油堤部のジャンプオーバー化を検討する。

印刷不可

※この付属書 A について

- ・ JPI-8S-1 の付属書であり、本基準の付属書ではない。
- ・ 14.に示す CUI は、保温材下腐食(CUI : Corrosion Under Insulation) のことをいう。

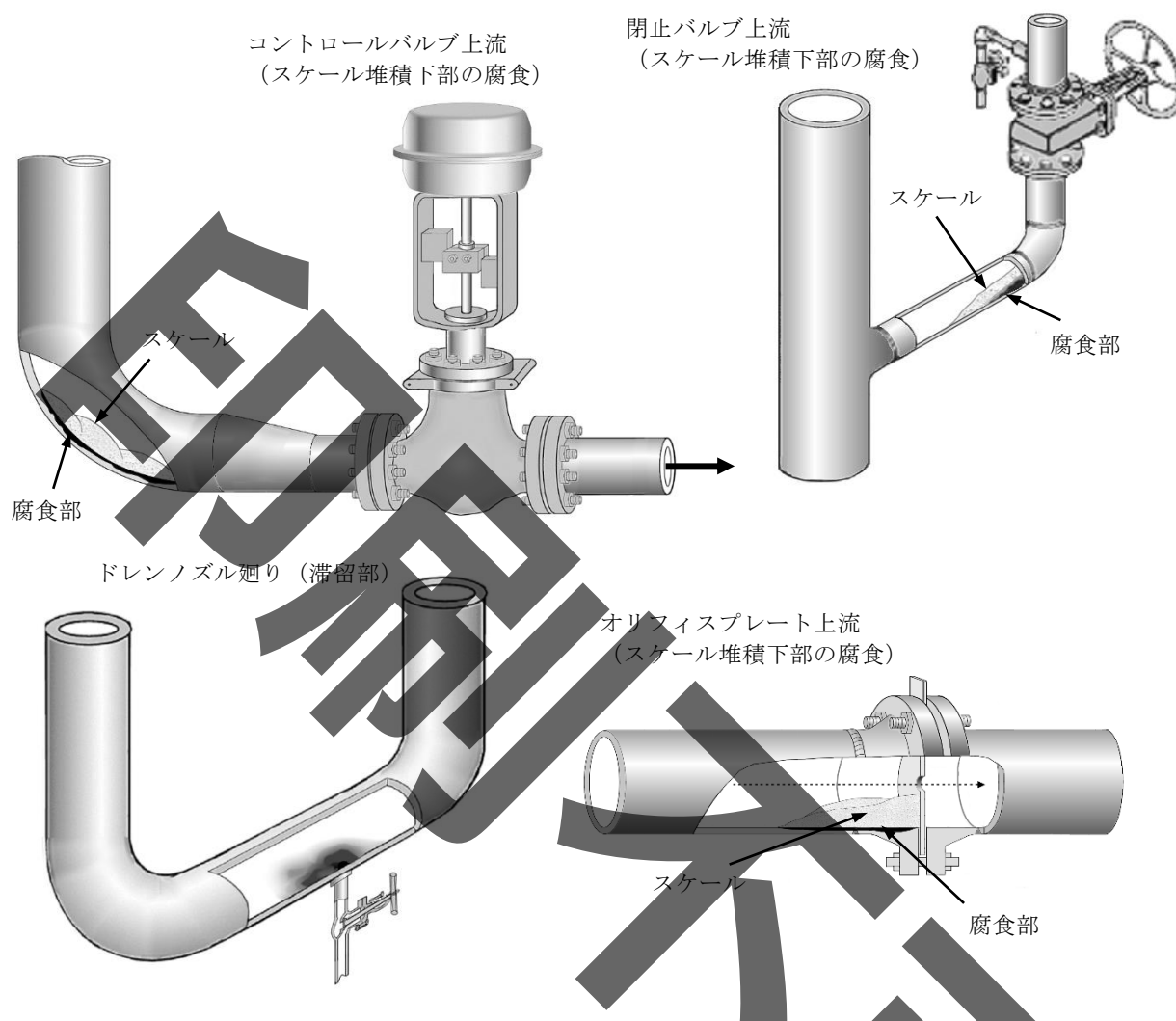
付属書 A 腐食・エロージョンが起こりやすい箇所

この付属書は、本文の **5.1.1 a) 2)** の“腐食・エロージョンが起こりやすい箇所”の中で記述されている事例を、一部の自明な例を除き、具体的に図示したものである。石油精製装置の配管系は、その構造上、分流・合流箇所、管路の曲り箇所、滞留箇所、流れが急変する箇所などが多く、このような箇所では、腐食・エロージョンによる減肉速度が増加することがある。配管の維持管理を充実させるためには、このような減肉しやすい箇所を高い確度で予測することが重要であり、そのためには、石油精製事業所における長年の経験を生かし、共通に経験すると予測される事例を整理する必要がある。このような事例は、文章表現だけでは適確に把握することが難しいため、できるだけ目に見える形で示し、必要に応じて注釈を付けることにした。この付属書で採用した事例は、下記の 13 類別の全 32 例であり、上述の配管構造上流れが変化しやすい箇所のほかに、本文の表 5.1.3 に示した保温配管の保温材下腐食など、石油精製事業所で共通に起こりやすいと推定されるその他の事例も含めて図示した。なお保温材下腐食については、一般財団法人 エンジニアリング協会の「被覆配管等の運転中検査技術に関する調査研究」も参考とした。

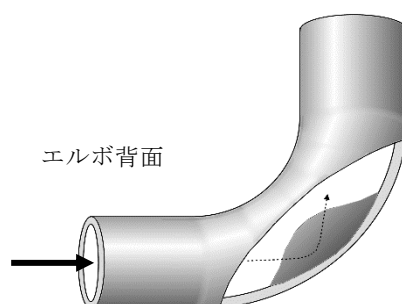
図示例の類別

1. 流れの滞留箇所
2. 管路の曲り箇所
3. 流れの分流・合流箇所
4. 流れが絞られるなど、流れが急変する箇所
5. 注入箇所
6. 凝縮箇所
7. 蒸発する箇所
8. 撓み配管下部
9. 保温材施工部
10. サポート取付部
11. 埋設配管立上り部
12. 土壌との接触部
13. 防油堤貫通部
14. CUI の発生しやすい箇所と環境例

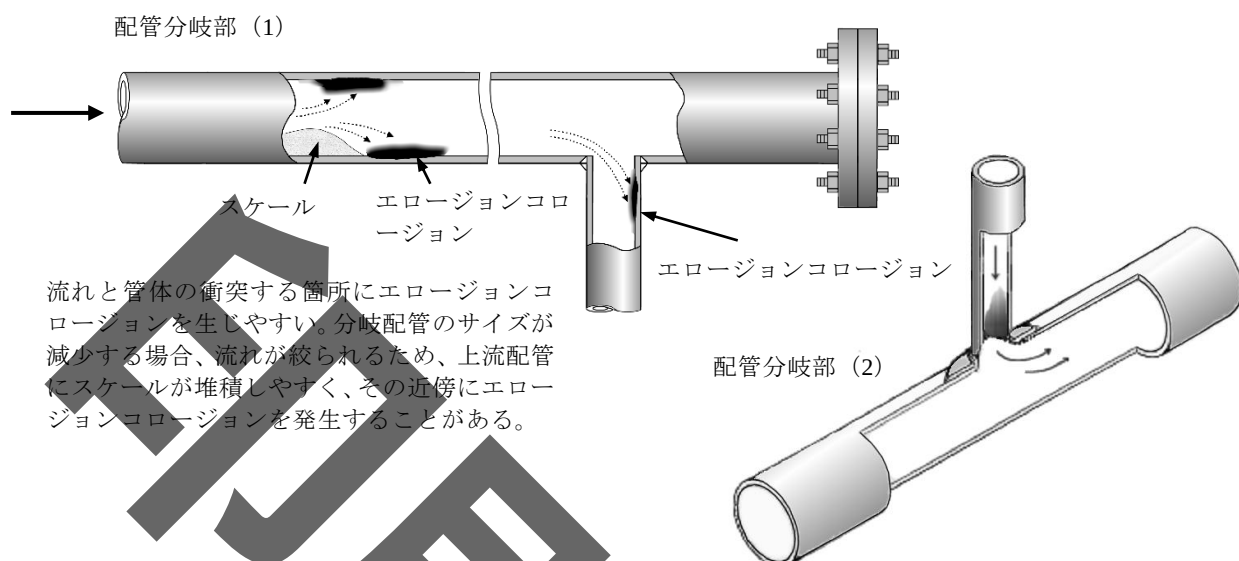
1. 流れの滞留箇所



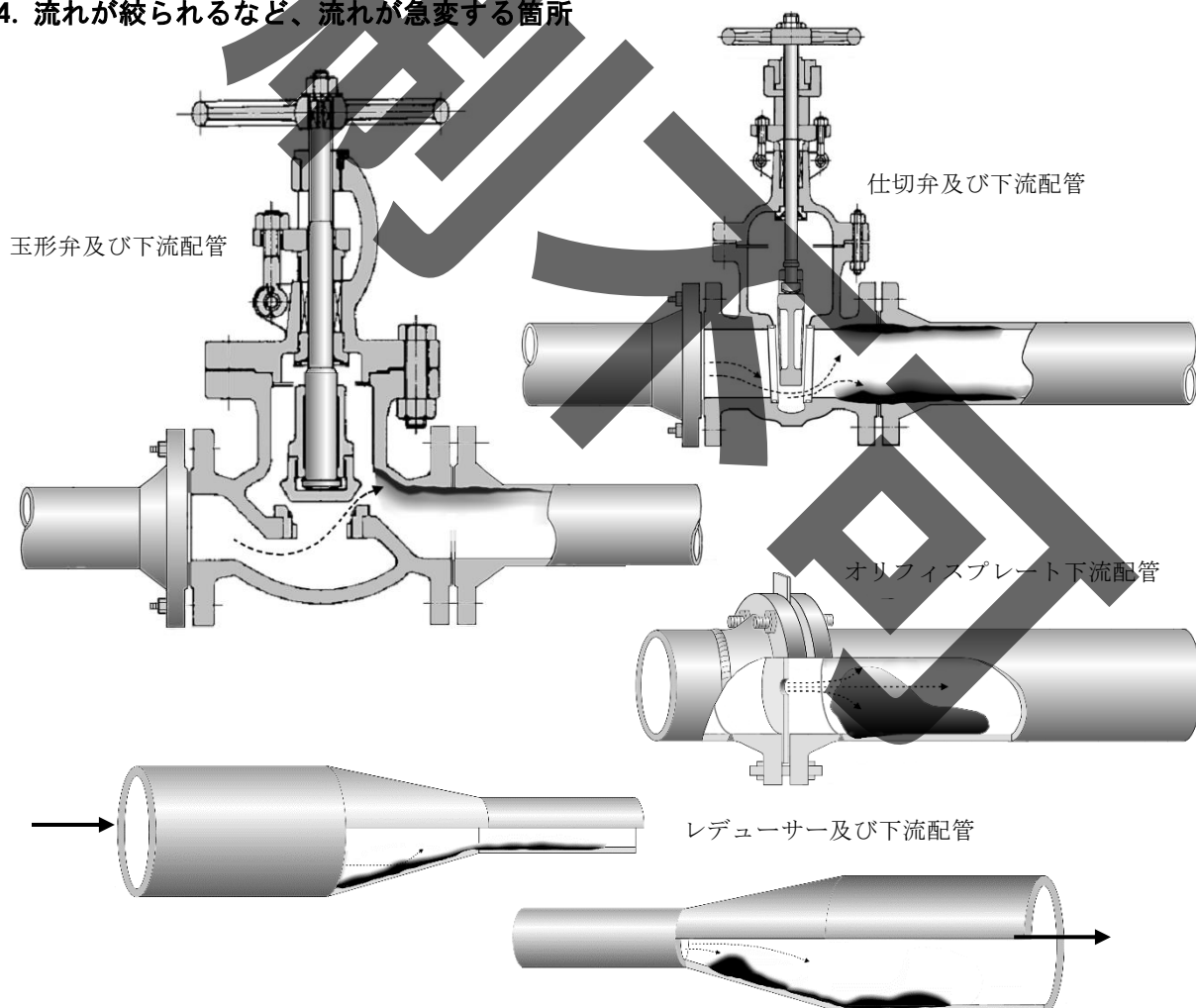
2. 管路の曲り箇所



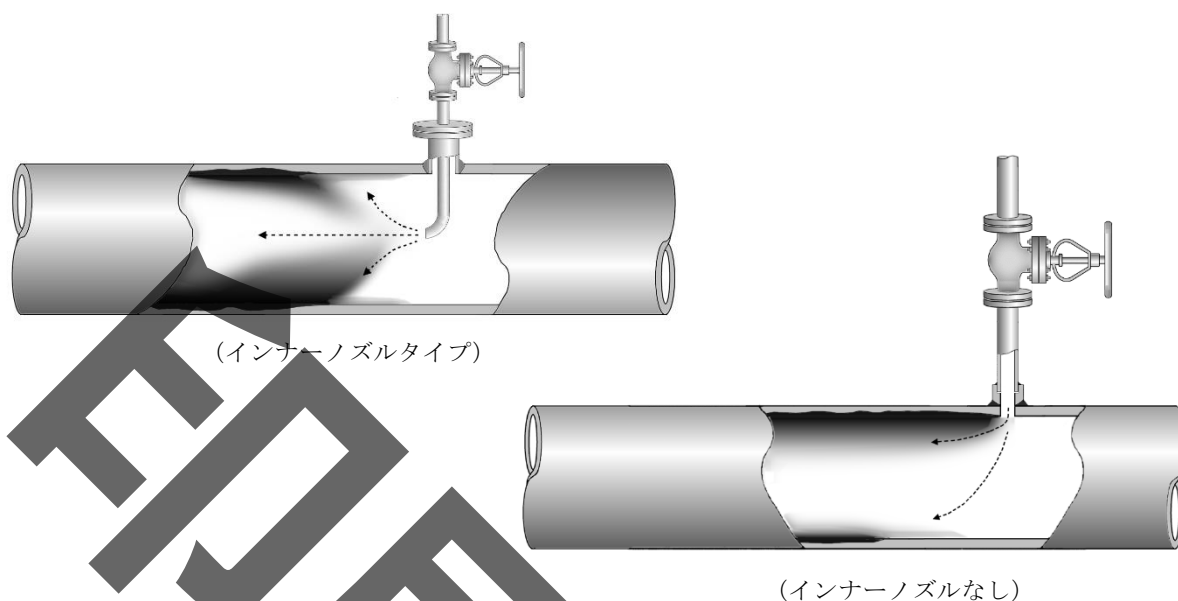
3. 流れの分流・合流箇所



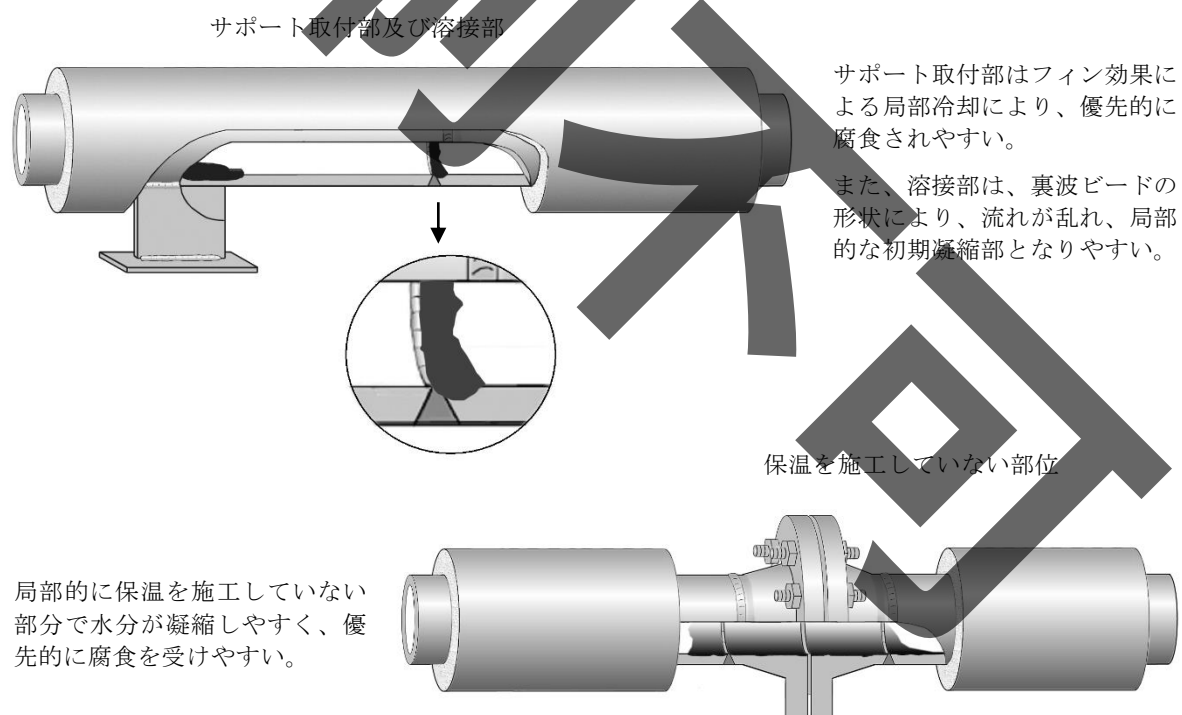
4. 流れが絞られるなど、流れが急変する箇所



5. 注入箇所

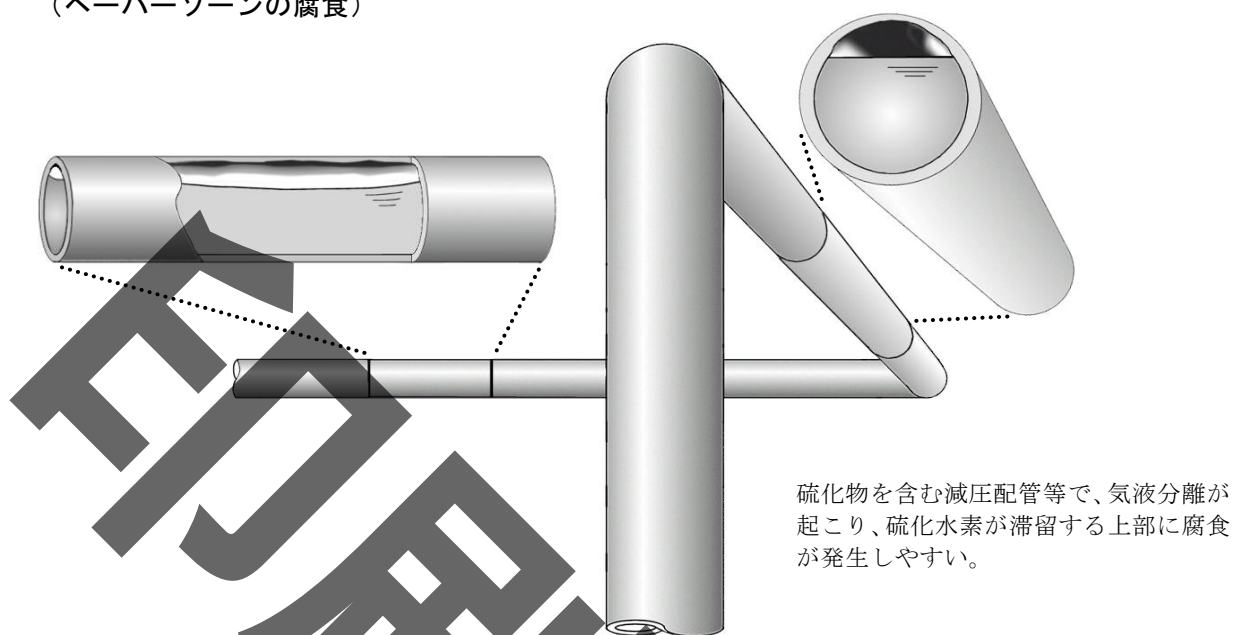


6. 凝縮箇所

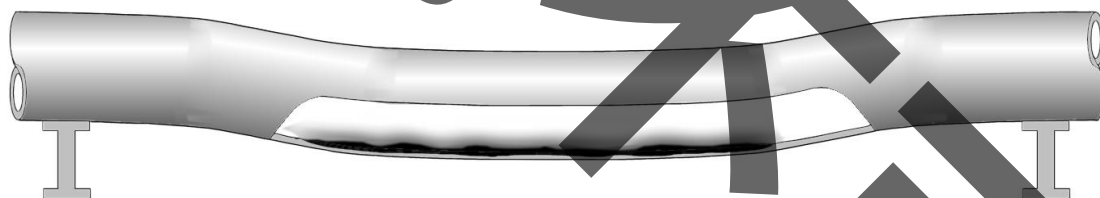


7. 蒸発する箇所

(ベーパーゾーンの腐食)

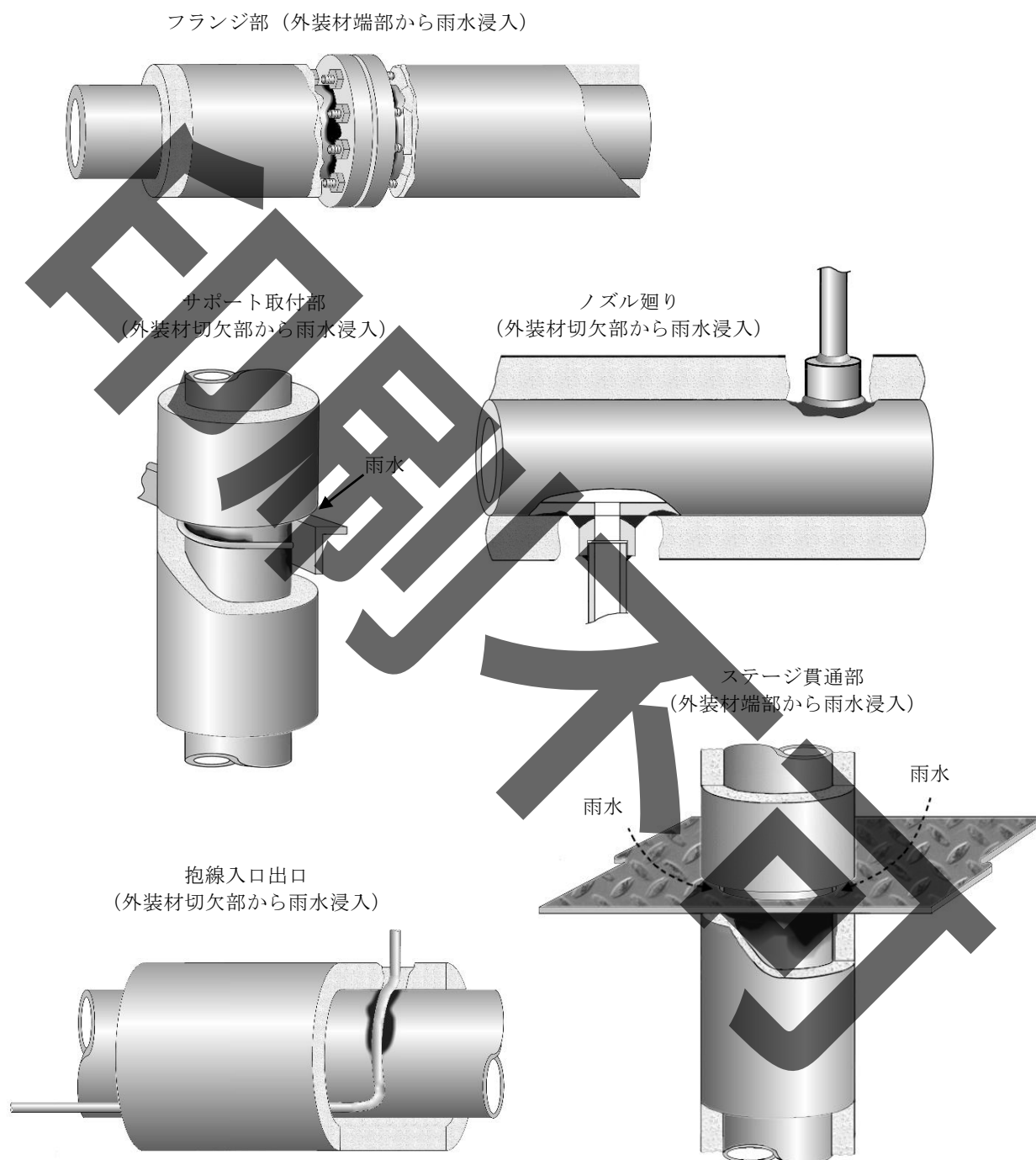


8. 撓み配管下部



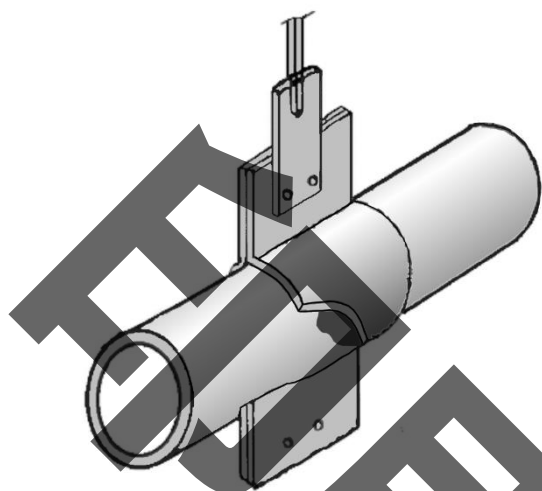
9. 保温材施工部

(保温が施工しにくい部位で、雨水の浸入により発生する腐食)

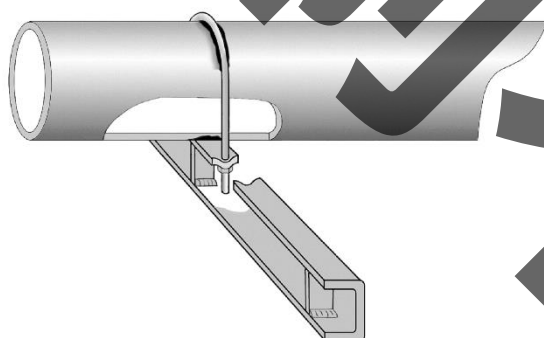


10. サポート取付部

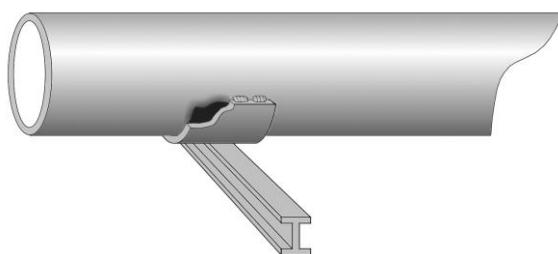
ハンガーサポート部



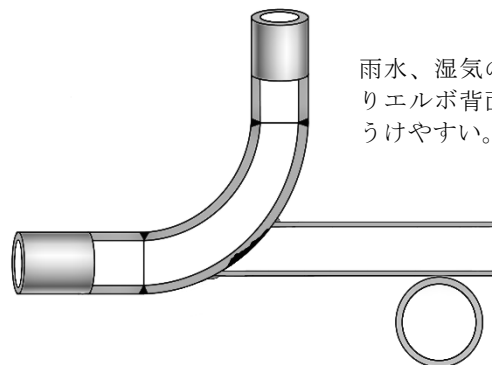
Uバンド下部及びサポート接触部



サポート・スリーパー接触部

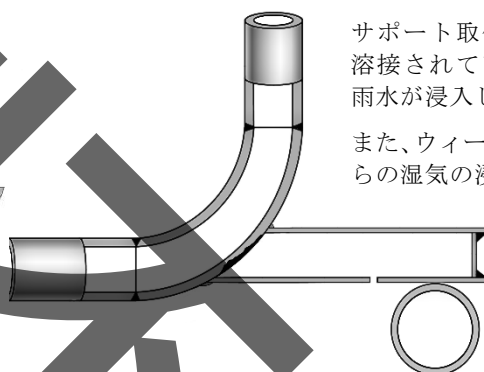


ダミーサポート取付部（エンドプレートなし）



雨水、湿気の浸入によりエルボ背面に腐食を受けやすい。

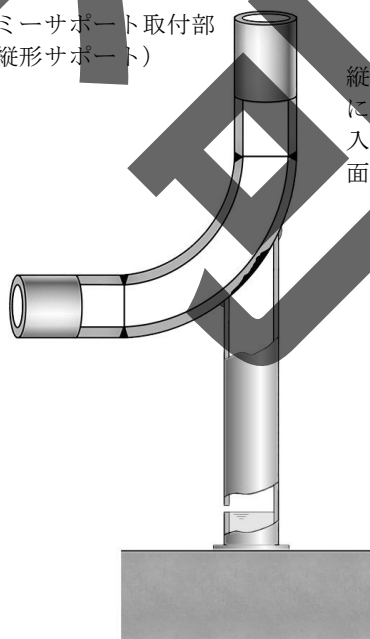
ダミーサポート取付部（エンドプレートあり）



サポート取付部が全周溶接されていない場合雨水が浸入しやすい。

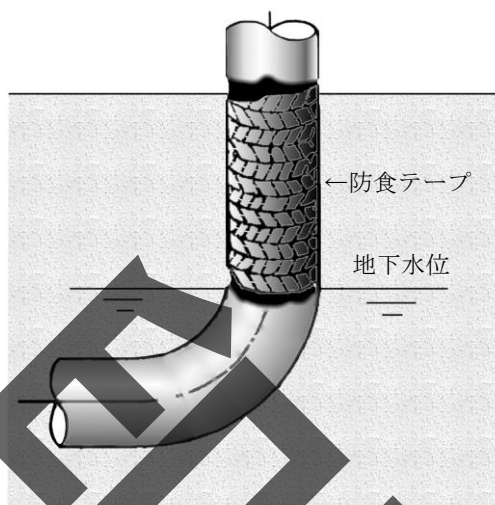
また、ウィープホールからの湿気の浸入もある。

ダミーサポート取付部（縦形サポート）



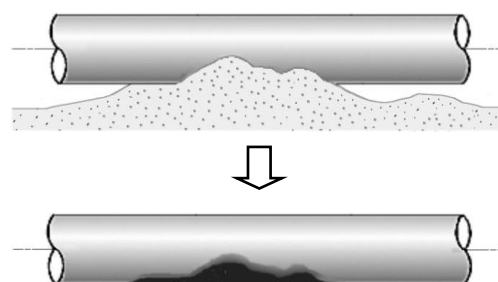
縦形でも、上図と同様に、雨水又は湿気の浸入によりエルボの背面が腐食される。

11. 埋設配管立上り部

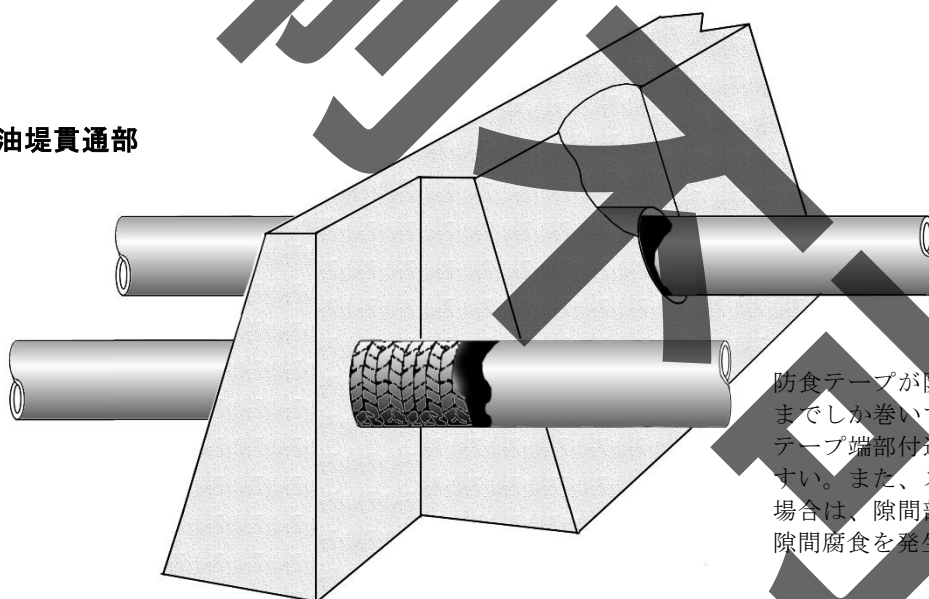


地表面付近及び防食テープ端部に腐食を受けやすい。特に防食テープが地中部分にしか巻いてないものは注意を払う必要がある。また、地下水位レベル付近にも腐食を受けやすい。

12. 土壌との接触部



13. 防油堤貫通部



防食テープが防油堤内又は法面までしか巻いてない場合、防食テープ端部付近に腐食を受けやすい。また、スリーブタイプの場合は、隙間部に雨水が浸入し隙間腐食が発生しやすい。

14. CUI の発生しやすい箇所と環境例

1) 保温材の不連続部

保温材の切欠き構造となる保温材の不連続部は、雨水等の侵入により保温材が吸湿し湿潤環境を形成して配管外面腐食環境となるためにCUI発生箇所となる。代表的箇所の事例を以下に提示する。

(1) 保温材貫通・切欠き部

事例① ドレン、ベント配管の保温材貫通部のCUI

保温材の貫通・切欠き部として雨水の侵入対策が講じられていない箇所や、長期使用により当該箇所のシール部が損傷してしまった箇所等では、侵入した雨水により湿潤環境を形成してCUI発生箇所となる。図-1は「ドレン、ベント配管の保温材貫通部のCUI」の発生箇所を示す。

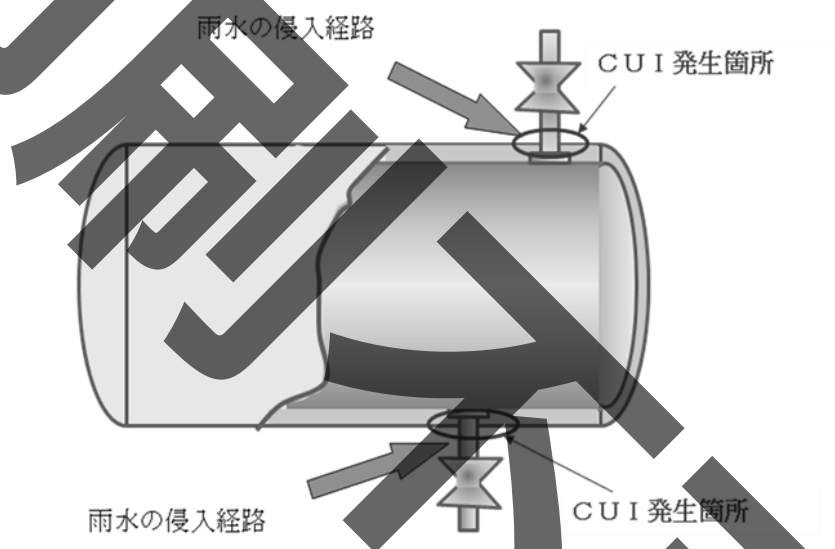


図-1 ドレン、ベント配管の保温材貫通部のCUI

事例② フロアー貫通部などの構造欠陥部のCUI

フロアー貫通部などで、設置された保温配管で、貫通部の雨養生が不良な場合は、構造欠陥部からの雨水などの侵入により、CUIが発生する。図-2に「フロアー貫通部の雨養生不良状況によるCUI」の発生箇所を示す。

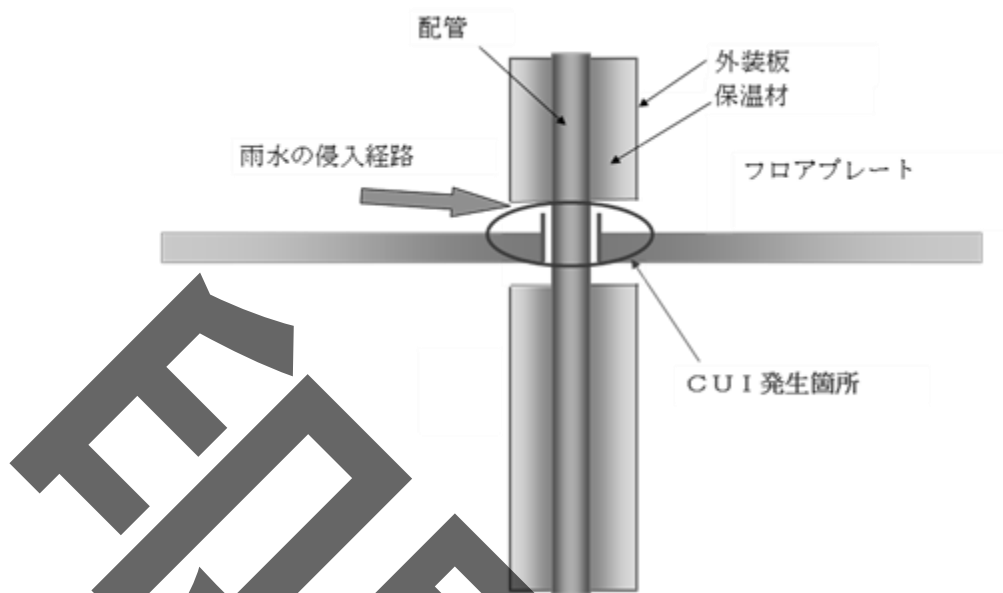


図-2 フロアー貫通部の雨養生不良状況によるCUI

事例③ 保温配管サポート部の保温材切欠き部のCUI

保温配管のサポート部外装板との隙間など、雨養生不良部の保温材切欠き部より侵入する雨水によりCUI発生箇所となる。図-3は「保温配管サポート部の保温材切欠き部のCUI」の発生箇所を示す。

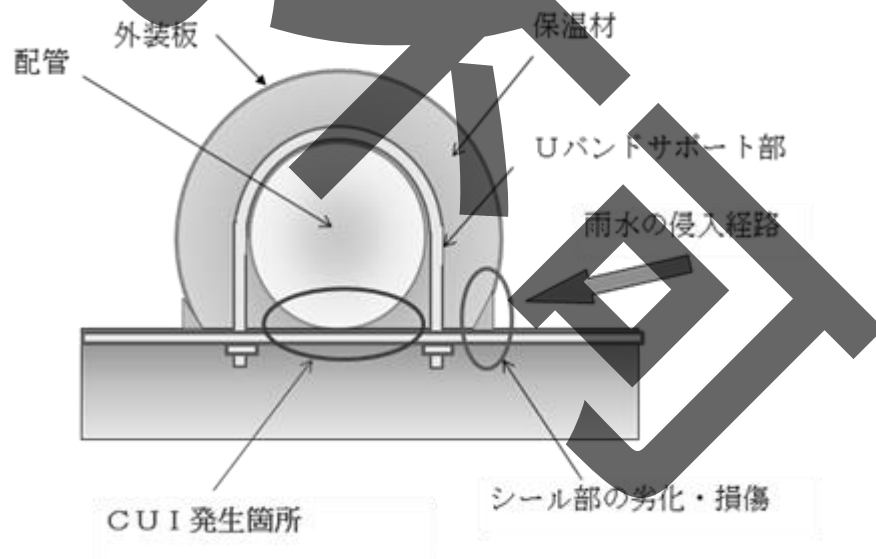


図-3 保温配管サポート部の保温材切欠き部のCUI

事例④ 圧力容器ノズル部の保温材切欠き部のCUI

圧力容器の出入り口ノズル配管や、ゲージ等配管の保温材の貫通切欠き部においては雨水の侵入防止対策が不備な箇所において、CUI発生対象箇所となる。図-4は「圧力容器ノズル部の

保温材養生不良箇所のCUI」の発生箇所を示す。

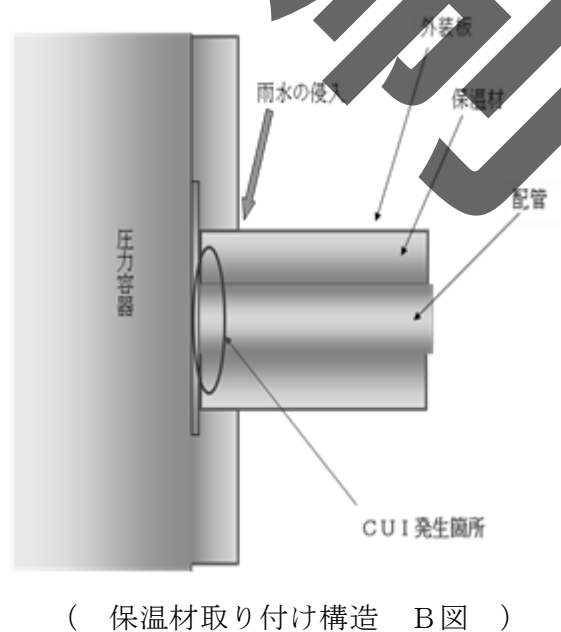
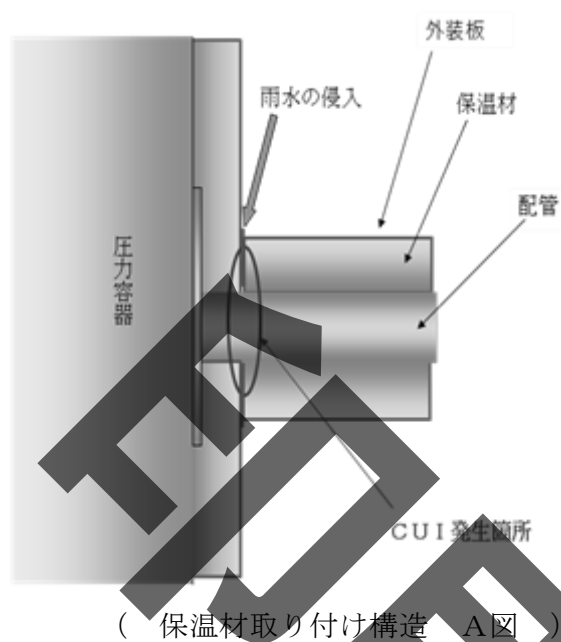


図-4 压力容器ノズル部の保温材養生不良箇所のCUI

事例⑤ 温度計や圧力計の取り出し計装配管の保温材切欠き部のCUI

温度計や圧力計の取り出し計装配管の保温材貫通部は切欠き部があれば、前記の場合と同様でCUI発生対象箇所になる。図-5は「(圧力計) 計装配管の取り出し部の保温材養生不良箇所のCUI」の発生箇所を示す。

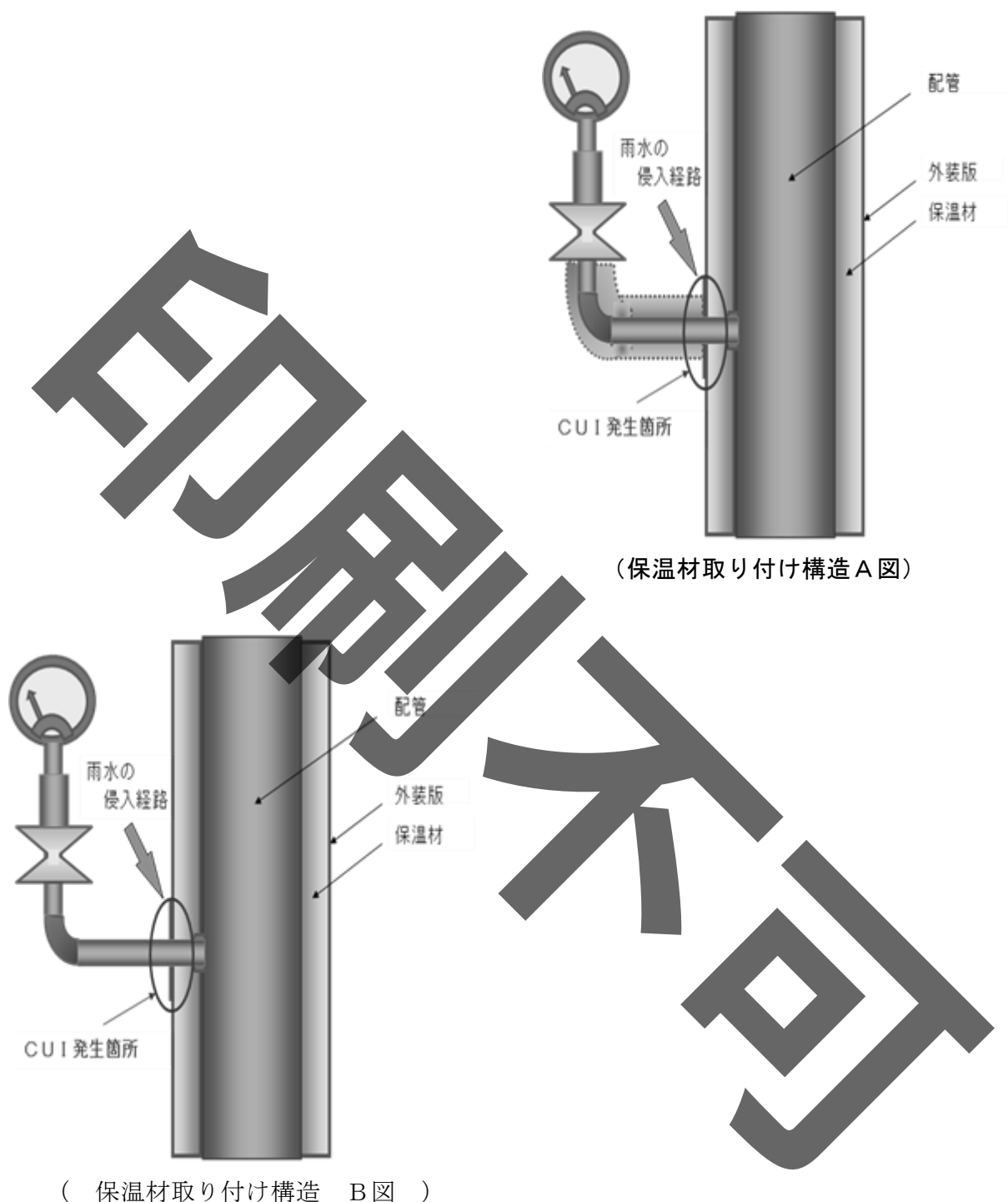


図-5 計装配管の取り出し部の保温材養生不良箇所のCUI

(2) 保温材末端部

事例⑥ 保温材末端部フランジ・付属品

図-6 は「保温配管の末端部のCUI」が発生する部分を示すものである。端部の処理としてキャップで保温材を被覆したもので雨養生のシール不良箇所や、フランジ締結でフ

ランジ部を雨養生していない場合などと、その構造も色々とあるが、いずれも外装板等の損傷が発生して雨水侵入し易い場所や雨水侵入防止処理していないものはCUI発生箇所として対象となる。

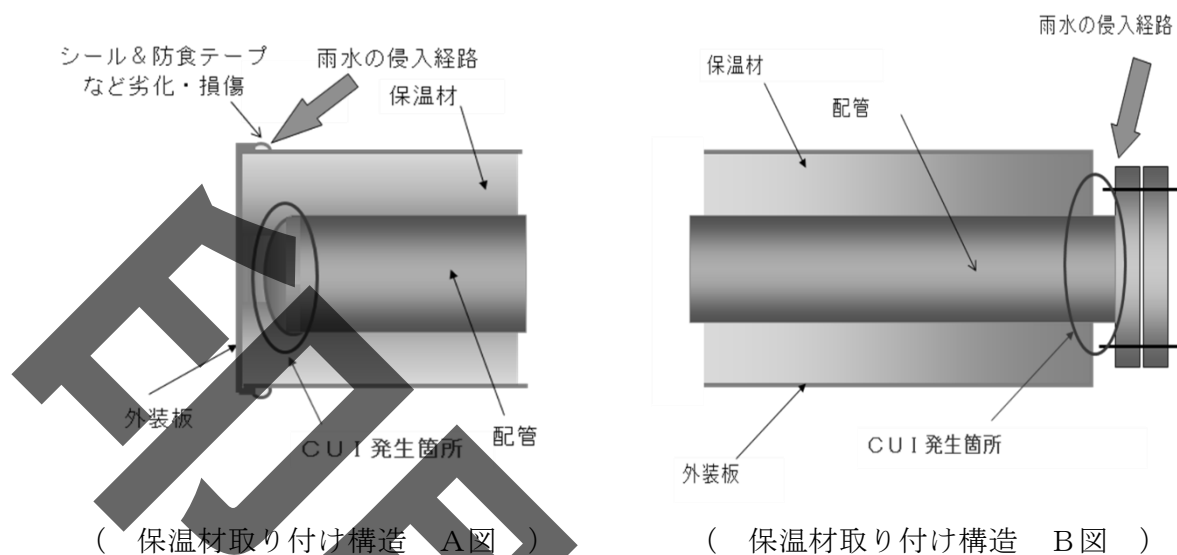


図-6 保温配管末端部のCUI

事例⑦ フランジ締結部の保温材養生不良箇所のCUI

図-7は「フランジ締結部の保温材養生不良箇所のCUI」で、当該箇所は配管連結部としてフランジ接続箇所に対しての保温材の雨養生効果が不十分な箇所や、雨養生が無い場合には大気中の水分が凝縮する湿潤環境の影響も想定される相乗効果などで起こるCUI発生箇所を示す。

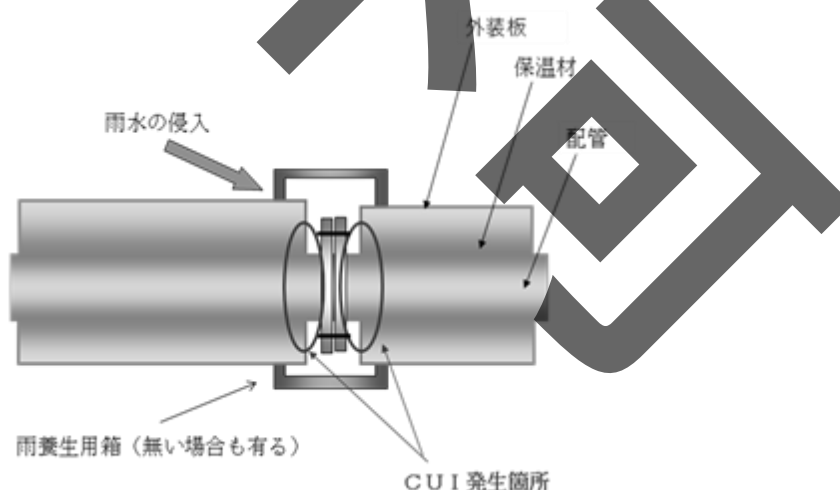


図-7 フランジ締結部の保温材養生不良箇所のCUI

事例⑧ 保温材連結部の防食不良箇所のCUI

防食対策で実施した防食テープなどによる雨水侵入防止対策の施工箇所が経年劣化等

でシール効果が無くなり、逆に浸透した水分が抜けきれずに湿潤環境を形成するようになった箇所の劣化によるCUIも見逃せない。図-8に「保温材の連結部のシール不良箇所のCUI」を示すが当該図は、シールのために施した防水対策が、劣化等で雨水が侵入し、また逆に排水効果が悪いと言う観点から構造欠陥となり、CUI発生箇所となる例を示す。

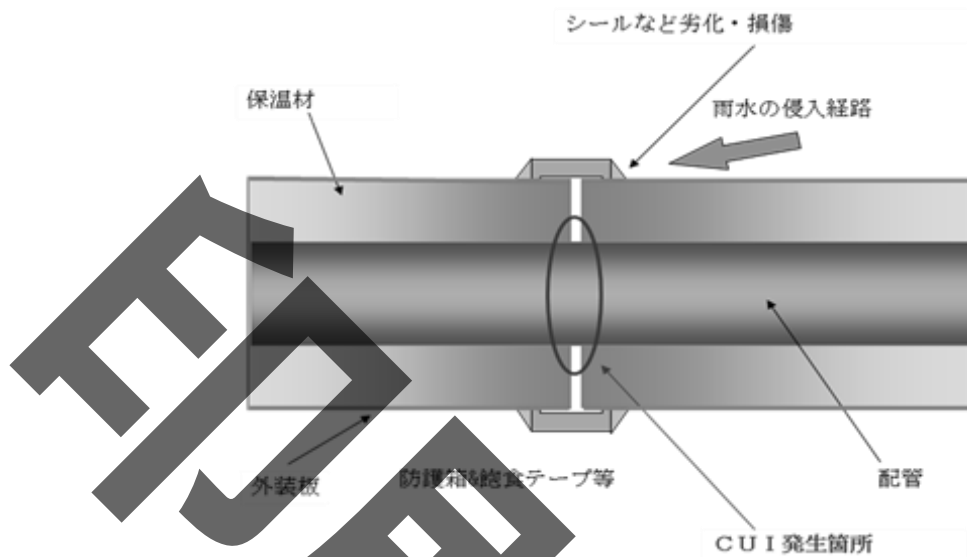


図-8 保温材連結部のシール不良箇所のCUI

2) 外装板の劣化・損傷箇所

保温材外装板の腐食・劣化等の損傷による雨水等の侵入により保温材部分が湿潤環境になってCUI発生箇所となる。代表的な箇所の事例を以下に提示する。

事例⑨ 保温配管外装板の損傷によるCUI

保温材の切欠き構造箇所のCUIとして、最も典型的なCUI発生箇所は、保温材外装板損傷（捲れ、ズレ、破損、落下等）により、雨水侵入箇所となり、保温材が湿潤環境になって配管にCUIが発生する。図-9は「保温配管の外装板の損傷によるCUI」を示すもので、保温材の長期使用に伴う外装板損傷による雨水侵入箇所を示す。

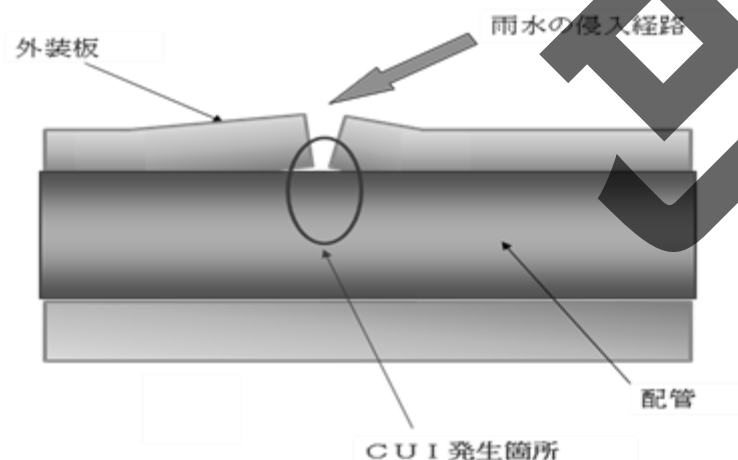


図-9 保温配管の外装板の損傷によるCUI

事例⑩ 配管エルボ背側の外装板の損傷箇所部のCUI

保温配管のエルボ部の背側がエビ構造外装版の場合は、外装板の長期使用によるずれや損傷により、雨水侵入し易い開口箇所を形成する。当該箇所から侵入した雨水により配管のCUIが発生する。**図-10**に「保温配管エルボ部の外装板の損傷によるCUI」の発生箇所を示す。特にカブト型成形外装板を使用している部分は外装板が破損しやすく、保温にロックウールを使用しているため雨水で湿潤しやすくCUIを起こしやすい。

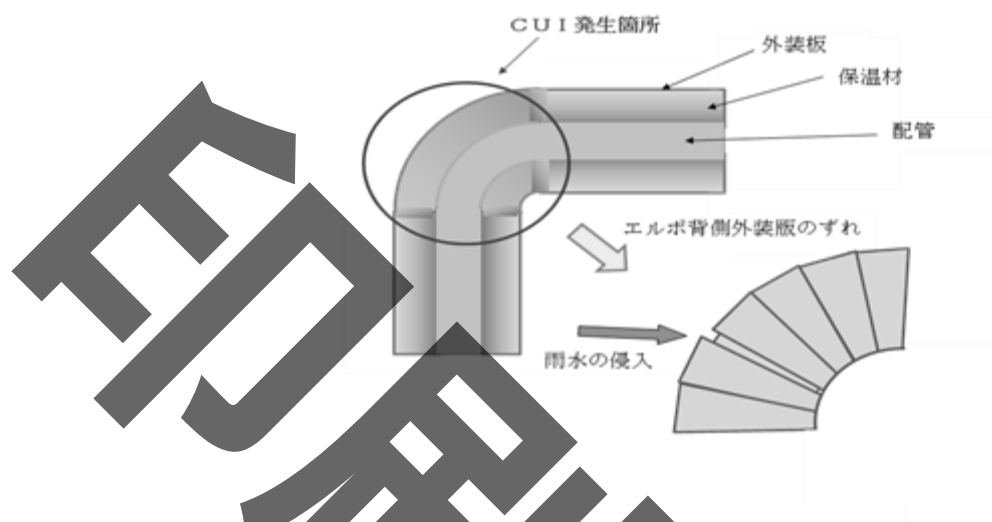


図-10 配管エルボ背側の外装板の損傷箇所部のCUI

3) 水の滞留箇所

保温材と配管メタルの間で設計・施工・経年劣化等の不具合箇所から発生する水滞留箇所等で湿潤環境を形成するCUI発生箇所である。この場合は保温材の損傷や劣化、または板金の繋ぎ部が雨水の侵入経路となり、雨水が貯まる箇所がいつまでも乾燥しきらずにCUI発生箇所となる場合で、代表箇所の特徴を以下に提示する。

事例⑪ 垂直保温配管の直下部（エルボ部）のCUI

垂直配管で保温板金の繋ぎ部から雨水が侵入して、立下り直下のエルボ部で水が貯まり、いつまでも湿潤環境になったままでCUIが発生してしまう箇所を示す。**図-11**は、タワーなどの大型機器のオーバーヘッド配管を示すもので、ノズル保温材の貫通部などや、板金のつなぎ目から雨水が侵入するケースで、腐食箇所の様子を示したものである。

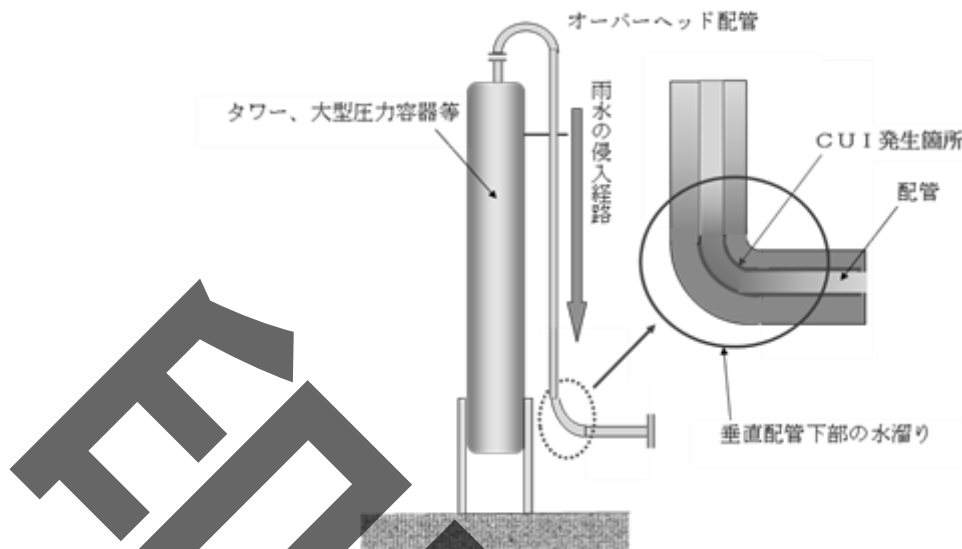


図-11 垂直保温配管直下部のCUI

事例⑫ 水平保温配管の垂れ下がり部位のCUI

図-12 は主に施工時の不具合で、水平配管が撓んでしまったなどの不良施工のために、配管が水平な構造とならずに、保温板金の繋ぎ部から雨水が侵入して垂れ下がり中央部が湿潤環境になったCUIを示す。

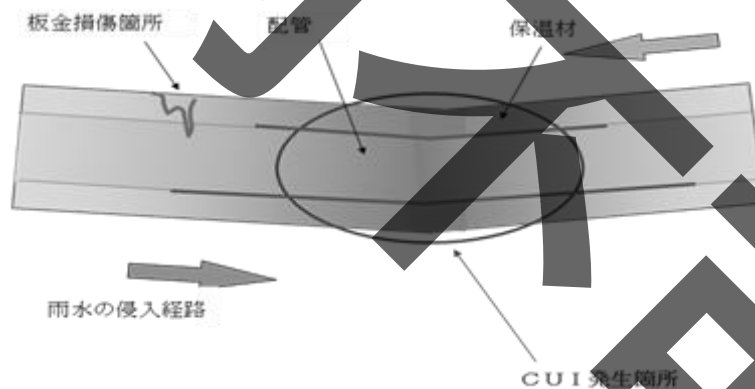


図-12 水平配管垂れ下がり部のCUI

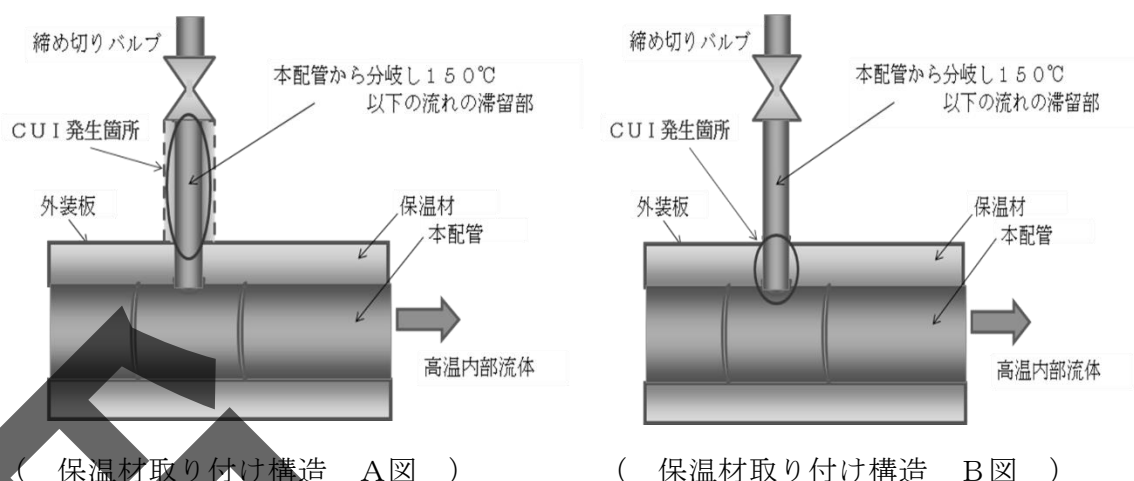
4) 保温材中に湿気を吸収蓄積する環境

保温材配管内部流体温度が温度降下等などの理由により、露点環境を形成するような接続配管（枝管等）箇所では湿潤環境を形成してCUI発生箇所となる。代表的箇所事例を以下に提示する。

事例⑬ 露点以下になる分岐枝管等のCUI

本配管から分岐して、配管の温度が露点以下になる流れの停留部や停止部、又は不規則な流れによる配管、もしくは停止・休止配管に関してはCUI発生の対象箇所になる恐れがある。これらの事例箇所では結露により発生した水膜や、雨水の侵入により湿潤環境を形成してCUI発生箇所となる。図-13は「デッド部（使用停止）配管&温度降下のある配管の

CUI」の発生箇所を示す。



(保温材取り付け構造 A図)

(保温材取り付け構造 B図)

図-13 デッド部（使用停止）配管&温度降下のある配管のCUI

事例⑭ 枝管の取り出し部のCUI

大気の水分子が配管内部流体温度の降下する影響で露点環境になり、凝縮して湿潤環境になる事例に関しては、該当箇所が多数考えられるが、ここでは代表的な2事例について示す。図-14は「(枝管等の接続配管) 保温施工目地部のCUI」の発生箇所を示すもので、保温配管に接続している枝管の取り出し部で、保温材の切れ目部に内部流体温度からの温度勾配により、大気中の水分が凝縮した湿潤環境で発生するCUIである。

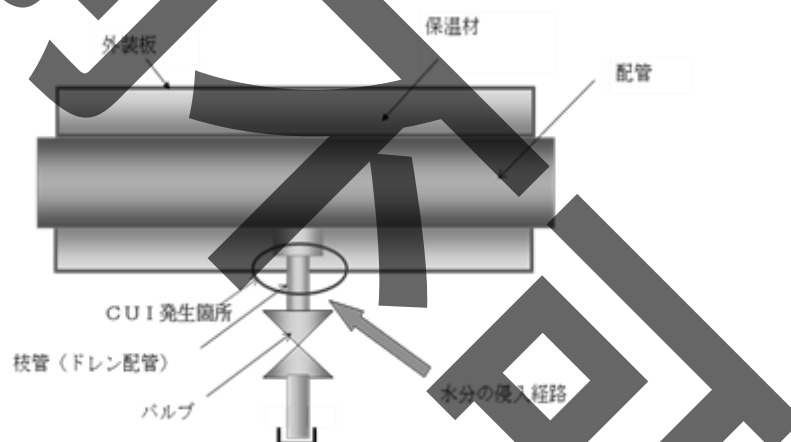


図-14 (枝管等の接続配管) 保温施工目地部のCUI

5) 水噴霧・水蒸気・海水飛沫に曝される環境

保温被覆材と配管メタルの間で湿潤環境を形成する部位は同様であるが、この場合は該当保温配管の上側に水分が滴り落ちる構造になっていて、滴り落ちた水分が保温材の損傷や劣化から板金の繋ぎ部などを介して保温材の中に浸透するもので、水分は雨水の他に保冷配管の凝縮水や圧力容器の冷却用に用いた散水の漏水などがある。

事例⑮、⑯水滴直下に位置する保温配管

図-15並びに、図-16は「水滴直下に位置する保温配管のCUI」の発生箇所を示すが、

フロアの雨水抜き穴や、常時外表面が結露して水分が滴り落ちるような結露配管直下に保温配管が位置した時のCUIの発生箇所を示したものである。

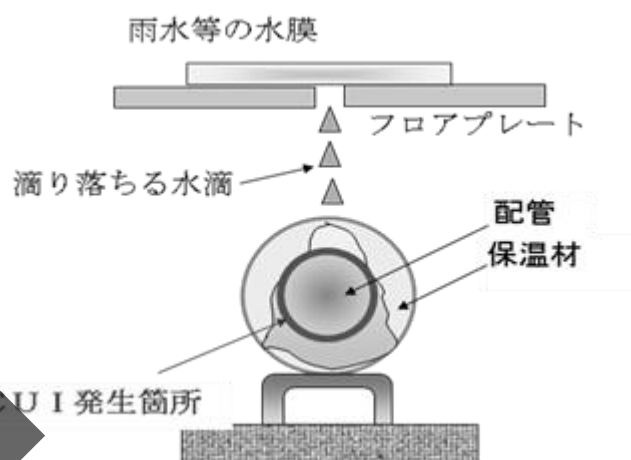


図-15 水滴直下に位置する保温配管のCUI（その1）

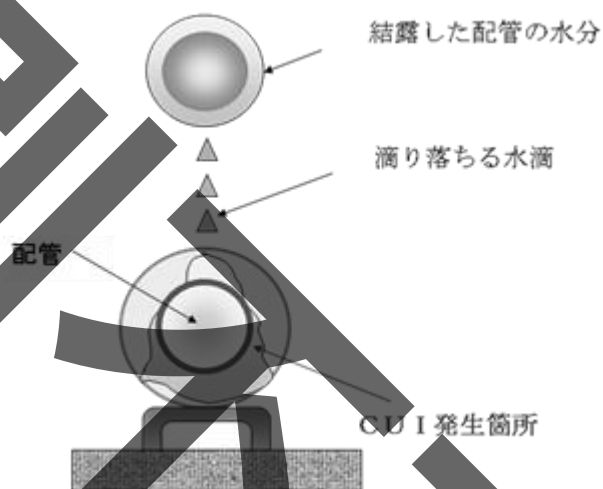


図-16 水滴直下に位置する保温配管のCUI（その2）

附属書 C (参考) 劣化損傷が発生するおそれがない設備の具体例

序文

この附属書は、劣化損傷が発生するおそれがない設備について参考のために記載するものであって、規定の一部ではない。

C.1 劣化損傷が発生するおそれがない設備について

劣化損傷が発生するおそれがない設備についての具体例(参考)を、損傷形態毎に分類し、次に示す。

C.2. 損傷形態が割れであるもの

C.2.1 応力腐食割れによる損傷

応力腐食割れとは、腐食と引張応力の共同作用により陽極溶解が局部的に生じてき裂となり、さらにき裂先端の陽極溶解によりき裂が進展する現象であり、時間依存型破壊である。

応力腐食割れは特定の環境、材料及び引張応力の組合せのもとで生じるが、その種類としては、塩化物応力腐食割れ、ポリチオン酸応力腐食割れ、アルカリ応力腐食割れ、アミン応力腐食割れ、アンモニア応力腐食割れ、カーボネイト応力腐食割れ等がある。また、陽極溶解により発生する水素が材料に拡散侵入して生じる水素誘起割れも応力腐食割れの一種である。

ここでは、その代表例として、a)塩化物応力腐食割れと b)水素誘起割れの例を示す。

a) 塩化物応力腐食割れ

発生する条件：

塩化物応力腐食割れは、工業用水、海水その他塩化物(主に塩化物イオン)を含む水溶液、または流体中に塩化物イオンを含むプロセス流体中で、溶接、冷間加工などによる引張残留応力の存在する箇所に起こる割れである。熱交換器の例でいうと、濃縮しない限り塩化物イオン濃度の限界は 10ppm で、温度 75℃ 以上で割れが生じることが報告されている。割れ形態は主に粒内割れであるが、鋭敏化された溶接熱影響部などは粒界割れを生じる。塩化物イオン濃度及び温度は、高いほど塩化物応力腐食割れは生じやすく、また、pH は低いほど応力腐食割れの発生可能範囲は拡大する。

オーステナイト・フェライト系 2 相ステンレス鋼 SUS329J4L の塩化物応力腐食割れの発生限度は、中性付近の pH では約 200℃である。低 pH 環境では約 100℃以上で応力腐食割れが発生する可能性がある。高純度フェライト系ステンレス鋼の SUS444 は 100～200℃の温度範囲で低塩化物イオン濃度において、

塩化物応力腐食割れ対策鋼として最も多く採用されている。しかし、SUS444を採用する際には孔食、隙間腐食に注意する必要がある。

劣化損傷を受けない事例：

応力腐食割れは、特定の環境、材料及び引張応力の影響の組合せにより発生するため、劣化損傷を防止するためには、特定の組合せとならないような措置を講ずることが必要である。すなわち、環境制御としてプロセス溶液中の塩化物イオンと溶存酸素を低減させる処置をし、材料選定についての配慮をし(例えば、オーステナイト系ステンレス鋼への Ni, Si の添加及び P の低減、フェライト系ステンレス鋼の採用、2 相ステンレス鋼の採用、銅合金、チタン合金等の非鉄金属の採用等)、さらに引張残留応力を軽減する措置を行い、劣化損傷が発生する特定の組合せにならないようにすれば、劣化損傷が発生するおそれはないと考えられる。

b) 水素誘起割れ

発生する条件：

水素誘起割れ(HIC)は、応力が負荷された条件において金属中に原子状の水素が拡散侵入して起きる時間依存型破壊である。金属表面の腐食により発生した水素が鋼中に侵入し、鋼に内在する非金属介在物近傍で分子状水素となり空洞を生成し、この分子状水素による内部圧力によって鋼中にき裂が発生し、またブリスタ(膨れ)が生ずる。さらに、鋼中の異なるき裂発生面同士が結合し、階段状き裂となる。また、腐食環境に硫化水素を含む場合は、さらに侵入水素が多くなる。

HIC の形成過程は、次の 4 つに分けられる。

- 1) 水素の発生及び鋼表面への吸着
- 2) 水素の鋼中への侵入と拡散
- 3) 非金属介在物または偏析部の低温変態組織による水素の捕捉と割れ発生
- 4) 割れの進展と合体、及び貫通による破壊

HIC の生成過程には、鋼材の有する HIC 発生 of 臨界水素濃度(Cth)と鋼中水素濃度(Co)が関係し、Cth が低いほど、Co が高いほど HIC は発生しやすい。過程 1)及び 2)は Co に関係し、Co を低減させるためには環境制御、鋼と環境の遮断、または耐食材料の使用が効果的である。過程 3)及び 4)は Cth に関係し、Cth を向上させるためには冶金面からの対策が必要である。環境制御としては、運転条件またはインヒビターの添加により pH を上昇させることが効果的である。この他、脱水、硫化水素濃度の低減、運転温度の変更などが考えられるが、完全な制御は難しく、材料面からの対策と組み合わせることが望ましい。

材料面からの対策としては、Co の低減及び Cth の向上の 2 つの面を考慮した耐 HIC 鋼の適用が効果的である。

劣化損傷を受けない事例：

対策としては、ステンレスクラッド鋼の使用、ステンレス鋼ライニング、耐酸モルタルライニング、インヒビターの投入、湿分を露点以下に脱水、などの環

境面からの配慮と、耐 HIC 鋼の適用などの材料面の配慮があり、そのような対策を施した設備は劣化損傷が発生するおそれはないと考えられる。

C.2.2 疲労による損傷

a) 疲労

発生する条件：

疲労は、静的に負荷されれば問題ない応力または変位が繰り返されることにより、き裂が発生・進展する現象である。あらゆる金属材料が発生の可能性を持つ。また一般に、繰返し応力が降伏点未満で破断までの負荷回数が多いたが高サイクル疲労、降伏点以上の繰返し応力により比較的少ない繰返し回数で破断に至る現象を低サイクル疲労という。

疲労は材料表面に優先的に発生・進展し、主に構造不連続部等の応力集中部を起点とする。また、繰返し応力の原因は、圧力等の荷重に加えて、流体振動(脈動、カルマン渦列などを含む)及び機械的振動、さらには温度変動(熱応力)がある。疲労による損傷を及ぼす因子としては、材料、部材の形状、繰返し応力(応力振幅と平均応力)等があり、設計・製作時に考慮する必要がある。

劣化損傷を受けない事例：

運転圧力による圧力変動が少なく、起動・停止が少ない条件で使用される設備については、 10^7 回に及ぶ高サイクル疲労はほとんど想定されず、起動・停止に伴う 10^4 回程度の低サイクル疲労が考慮の対象となる。一般に金属材料の疲労限度 (10^7 回疲労強度) は材料の引張強さの 0.5 倍であり、特定設備検査規則の許容応力の引張強さに対する設計マージンが 4 又は 3.5 としていることから、設計裕度は 2 又は 1.75 と十分に考慮されている。また 10^4 回程度の低サイクル疲労の疲労強度としては 10^7 回のそれに比して約 2 倍の余裕があるため、上記設計裕度は 4 又は 3.5 となり、切欠きによる応力集中係数が 3 を超えるような場合でも、設計裕度がなくなることはない。

したがって、圧力変動、振動等による繰返し回数条件で使用される設備を除いて、特定則に従い製造された設備であれば、劣化損傷が発生するおそれはないと考えられる。

ただし、圧力変動、振動等による繰返し回数の多い条件で使用される設備と部位については、疲労を考慮した設計を行う措置が必要であることに注意を要する。

b) 熱疲労

発生する条件：

熱疲労は、熱応力の繰返しにより発生する損傷であり、損傷の基本的な特徴は一般的な疲労と同じである。熱的過渡による低サイクル熱疲労に加えて、高温と低温の流体が共存する設備では、熱成層化、間欠流、混合流、熱的衝突による高サイクル熱疲労が問題となる。また熱サイクルの過程において、高温域での保持時間は熱疲労寿命に大きく影響し、高温で一定時間保持される場合にはクリープ効果を考慮に入れる必要がある。設備の部材が起動・停止に伴って

温度変動を受ける場合に、熱疲労が発生することがある。また、圧力容器の支持部、ノズル部などの構造不連続部で、設備の起動・停止による温度変動により熱疲労が発生することがある。さらに配管内部を流れる流体の温度が変動する場合に、高サイクル熱疲労が発生する例がある。

劣化損傷を受けない事例：

対策としては、材料面では使用環境が許される範囲でインバー、コバール、ニレジストなどのいわゆる低線膨張係数材料を使用する。また、設計的には異材を接合する場合は線膨張係数の近い材料を使用したり、部材の拘束を少なくして温度変化による変形の自由度を増して、急激な温度勾配にならない構造にする。さらに、構造不連続部などの応力集中部をなくし、板厚の変化を可能な限り減らす。同時に設備の起動・停止時に温度をコントロールする。そのような対策を施した設備は、劣化損傷が発生するおそれはないと考えられる。

C.2.3 クリープによる損傷

a) クリープ破壊

発生する条件：

金属材料は、高温条件下(金属材料の融点の約 $1/2$ 以上の温度)において、一定応力のもとで、ひずみが時間的に増大し続け、破壊に至る現象である。このように応力により時間とともに変形が進行する現象をクリープといい、これによる破断をクリープ破壊という。クリープが問題となる概略の温度は、特定則の許容応力算定基準でいえば、炭素鋼と低合金鋼では 440°C 、オーステナイト系ステンレス鋼では 540°C 、Ni 基耐熱合金では 650°C 程度である。

劣化損傷を受けない事例：

設計・使用条件がクリープ温度領域でない設備は、原則としてクリープによる劣化損傷が発生しないと考えられる。また、クリープ温度領域において使用される設備であっても、ラーソンミラーカーブ等を使用しクリープ損傷を評価して適切な設計マージンを採用すれば、少なくとも設計寿命の間はクリープ損傷が問題となることはない。

C.3 損傷形態が材質変化であるもの

C.3.1 劣化による損傷

a) 水素侵食

発生する条件：

炭素鋼、低合金鋼が、API 941 のネルソン線図(水素分圧と温度に関し水素侵食が起こるかどうかを判定するための線図)上で使用限界を超えた条件に長時間曝される場合に、水素が鋼中に侵入して結晶粒界でセメントイト(炭化物)と反応し、メタンガスを生成して粒界割れを発生する現象で、水素アタックともいう。

なお、オーステナイト系ステンレス鋼は水素侵食されないと考えられている。

劣化損傷を受けない事例：

高温・高圧の水素雰囲気で使用される設備であっても、ネルソン線図により材料選定を行うか、オーステナイト系ステンレス鋼を採用した設備については、劣化損傷が発生するおそれはないと考えられる。

b) 水素脆化

発生する条件：

水素脆化は、金属中に固溶した原子状水素による脆化であって、材料の伸び・絞りが低下する現象である。例えば、運転中に高温・高圧で解離した水素が、高温のために水素の固溶度が高く、原子状水素として材料中に拡散し、運転停止時の温度低下により水素が残留し、脆化する。

劣化損傷を受けない事例

材料が水素を吸収する環境(例えば、高温の水素環境などの原子状水素が生成される雰囲気、湿潤硫化水素と弗化水素環境)で使用されていないければ、劣化損傷は問題となることはないと考えられる。また、材料が水素を吸収する環境で使用されている設備であっても、運転停止時に温度低下による水素脆化の発生を避けるため、運転中に吸収された水素が鋼材中に残留しないような運転停止操作を行う措置により、劣化損傷が発生するおそれはないと考えられる。

附属書 D (規定) 供用中探傷試験

D.1 適用範囲

高圧ガス設備の内部の状況を外部から検査可能な設備について、次の事項について規定する。

- 1) 適用可能な高圧ガス設備の条件
- 2) 外部から行う検査(以下「供用中探傷試験」という。)の方法

D.2 供用中探傷試験を行うことが可能な高圧ガス設備の条件

- a) 次の条件に適合する第一種製造者の高圧ガス設備とする。
 - 1) 供用中探傷試験に係る方法及び基準を適切かつ明確に定め、文書化している。
 - 2) 試験設備の作動前における精度の確認等性能についての点検に係る方法及び基準を適切かつ明確に定め、文書化している。
 - 3) 欠陥が検出された場合における検出以後の欠陥の状態に対する定期的な確認、欠陥の除去及び修理等検出された欠陥についての対応策を適切かつ明確に定め、文書化している。
 - 4) 検査の一部又は全部を委託する場合にあつては、その委託先の管理に関する事項を適切かつ明確に定め、文書化している。
 - 5) 検査データの評価を適切に行える担当者((社)日本非破壊検査協会が認定する非破壊検査技術者のうち、超音波探傷試験(UT)レベル 2 以上又は甲種機械責任者免状の資格を有している者をいう。)を置いている。
 - 6) 検査データ及び検査結果を時系列順に保管し、これらを適切に把握する体制を有している。
- b) 高圧ガス設備は、次の条件に適合するものとする。
 - 1) 炭素鋼又は低合金鋼を材料として使用している。
 - 2) 応力腐食割れ、著しい腐食その他欠陥の原因となる物質を取り扱っていない。
 - 3) 溶接部の表面が供用中探傷試験の実施に支障がないように仕上げ処理されている。
 - 4) 高圧ガス設備の減肉及び劣化損傷箇所が検査箇所として明確になっている。
 - 5) 前回の開放検査の時点から溶接を伴う修理又は改造(以下「溶接修理等」という。)が行われていない。

D.3 供用中探傷試験

- a) 供用中探傷試験は、次に該当する試験とする。
 - 1) 超音波探傷試験により高圧ガス設備外部から高圧ガス設備の内面における欠陥を検査する。

- 2) 検査のデータが自動記録され、欠陥の程度又は位置の確認が再現可能である。
 - 3) 高圧ガス設備の内面における深さ **0.5mm** 以上の欠陥を確認可能な性能を有している。
 - 4) 適切な技能を有する者((社)日本非破壊検査協会が認定する非破壊検査技術者のうち、超音波探傷試験(UT)レベル 2 以上の資格及び高圧ガス設備の検査に十分な経験がある者をいう。)が行う。
- b) 供用中探傷試験の採用等について
- 1) 供用中探傷試験は、連続して採用してはならない。
 - 2) 供用中探傷試験にあつては、高圧ガス設備の内面の傷又は割れが高圧ガス設備の材料の最小厚さに達せず、かつ、その深さが **2mm** 以下のものであるときは、当該高圧ガス設備の内部は欠陥がないものとみなす。この場合において、当該箇所に関する供用中探傷試験を毎年 **1** 回以上行わなければならない。高圧ガス設備の内面の傷又は割れの深さが **2mm** を超えるか又は最小肉厚に達するときは、直ちに開放検査を実施し、必要な補修及び試験を行う。
なお、供用中探傷試験は、目視検査における内部の目視検査の代替検査にもなる。

附属書 E

(規定)

運転状態の高圧ガス，圧力を用いて行う気密試験

E.1 適用範囲

高圧ガス設備を開放した場合の気密試験方法として，運転状態の高圧ガス，圧力により気密試験を行う場合について，次の事項について規定する。

- 1) 適用要件
- 2) 気密試験の手順

E.2 適用要件

運転状態の高圧ガスを用いることが適当な場合とは，停止した状態での試験用ガスを用いた気密試験では，気密試験の目的を達せない場合(ポンプ等の動機器の軸封部は，運転状態において内部流体の漏えいを防ぐ目的で設計されており，停止時にガスを用いて試験すれば漏えいが生じるので，運転状態の高圧ガスを用いることが適当である。)をいう。

E.3 気密試験の手順

- a) まず，ユーティリティ窒素等危険性のない気体を用いた試験により，漏えいの有無を確認する。ただし，軸封部を有する動機器又は多段式の圧縮機等で危険性のない気体による漏えいの確認が適切でない場合は，軸封部，出入口配管等の組立状態等の確認を行い，十分な安全確認をした上で，運転状態の高圧ガスを用いて気密試験を行ってもよい。
- b) 次に，運転状態の高圧ガスを用いた気密試験を行う。この場合，圧力は段階的に上げることとし，異常のないことを確認しながら昇圧する。
- c) 別途，運転圧力が高くなる時点(夏期，製品グレード変更時)に再度運転状態で気密試験を行い，漏えいの有無を確認する。

この場合，保安検査時とは別に再度各段階の運転圧力が高くなった時点又は高くなると予測される時点で自主的に漏えいの有無を確認，評価し，その結果を保安検査実施機関に報告等を行い，確認を受けるものとする。

なお，a)及びb)に先立つ開放検査に際して，並びにa)及びb)の気密試験に際しては，気密試験要領及びフランジ等の継手開放部のボルトの締付管理，ホットボルティングその他の入念な施工管理に関する規定・基準類が整備され，現に設備管理に活用されていないなければならない。

印利不可

KHKS 0850-6 保安検査基準 液化石油ガススタンド関係 解 説

この解説は、基準に規定・記載した事柄を説明するものであり、規格の一部ではない。

1 制定の趣旨

高压ガス製造施設の保安検査については、従来、高压ガス保安法の省令にてその検査方法の詳細が規定されていたが、製造施設(設備)の使用環境等によらず一律の検査方法が適用されている等の問題があったため、検査の実態、対象設備の状況等を踏まえ、保安の維持・向上の観点から実効性のある望ましい検査の方法を検討し、関係法令の見直しに反映することを目的として、2004年にこの基準を制定した。

2 前回までの改正の趣旨及び経緯

この基準は、2005年、2009年、2011年6月、10月及び2017年の改正を経て今回(2024年)の改正に至った。改正の経緯を、次に示す。

a) 2005年改正

総合資源エネルギー調査会 高压ガス及び火薬類保安分科会高压ガス部会 保安検査規格審査小委員会(以下「小委員会」という。)の指摘を踏まえ、小規模な改正を行った。

なお、2005年3月30日付け保安検査の方法を定める告示により本基準が保安検査の方法として指定を受けたが、余寿命予測に関わる箇所については、告示指定の対象外とされた。

b) 2009年改正

圧力容器に直結された弁類に係る肉厚測定以外の非破壊検査の実施時期等について改正を行った。

なお、2010年3月12日付け保安検査の方法を定める告示の一部改正において、2009年版の本基準が保安検査の方法として指定を受けた。ただし、高压ガス設備の耐圧性能及び強度に係る検査のうち、フレキシブルチューブ類及びフルジャケット構造の二重管式熱交換器等に関わる箇所については、告示指定の対象外とされた。

c) 2011年6月改正

2009年(9月及び11月)の小委員会の評価書を踏まえ、基準の全体構成及びb)に示す告示指定の対象外とされた事項について見直し、改正を行った。

- 1) 基準の全体構成については、JIS Z 8301規格票の様式及び作成方法に準拠するように努め、整理、見直しを行った。
- 2) 4.3 高压ガス設備の耐圧性能及び強度 フレキシブルチューブ類の検査の

あり方について整理した。また、参考として**附属書 A**をまとめた。

- 3) 4.3.2.3 検査を行うことが困難な箇所を有する高圧ガス設備の検査 フルジャケット構造の二重管式熱交換器の内管部に代表される“検査が困難な箇所”を有する高圧ガス設備の検査のあり方について整理した。

- 4) その他 解釈の明確化のため、字句の修正、表現の見直し等を行った。

d) 2011 年 10 月改正

2011 年(7 月及び 10 月)の小委員会の内容を踏まえ、6.6 について小規模な改正を行った。

なお、2012 年 6 月 29 日付け保安検査の方法を定める告示により 2011 年版の本基準が保安検査の方法として指定を受けた。

e) 2017 年改正

2011 年(7 月及び 10 月)の小委員会の評価書並びに都道府県、関係団体及び認定検査実施者への意見募集の結果を踏まえた見直しを行い、改正を行った。

- 1) 4.3.4 非破壊検査 同一配管系内を一部取り替える場合の開放検査周期の整理、見直しを行った。
- 2) 5.2.2 保安電力等 電力以外の措置に係る検査方法について整理、見直しを行い、検査方法を追加した。
- 3) その他 解釈の明確化のため、字句の修正、表現の見直し等を行った。

3 今回(2024 年)の改正の趣旨

- a) KHKS の構成及び表現形式については JIS Z 8301 規格票の様式及び作成方法に準拠するよう努めなければならないとしており、当該 JIS の内容を踏まえ、表現の見直しを行った。
- b) これまでに公表している保安検査基準（定期自主検査指針）に係る質疑応答のうち、一般化可能な質疑応答について整理を行い、基準に取り込む改正を行った。

主な改正点を、解説表 1 に示す。

解説表 1-主な改正点

該当箇条・箇条題名など		改正内容
I 総則	2.1 一般	各検査項目に応じた方法については、ドローン、ロボット、センシング、AI 等の技術を活用してもよい旨、明確化した。
II 保安検査の方法	1.1 境界線・警戒標等	目視検査とは、一般的な直接目視によるほか、直接目視によるときと同等以上の情報が得られると検査を実施する者が判断した方法も含む旨、明確化した。
II 保安検査の方法	4.4.3 高圧ガス設備を開放した場合の気密試験	高圧ガス設備を開放した場合の気密試験について、高圧ガス設備の開放を内容物を放出する場合と明確化した。

解 2

著作権法により無断での複製、転載等は禁止されております。

該当箇条・箇条題名など		改正内容
II 保安検査の方法	附属書 E (運転状態の高圧ガス、圧力を用いて行う気密試験) E.3 気密試験の手順	運転状態の気密試験について、保安検査時の気密試験の圧力よりも、運転圧力が高くなる時点(夏季、製品グレード変更時)に、再度各段階の運転圧力が高くなった時点又は高くなると予想される時点で漏えいの有無を確認、評価し、その結果を、保安検査実施機関に報告し確認を受ける旨、明確化した。

- c) 4.3.3 目視検査 a) 内部の目視検査 1) 及び 4.3.4 非破壊検査 b) 肉厚測定以外の非破壊検査 表 2-高圧ガス設備の開放検査の周期 中の残ガス回収用貯槽を明確化するために、改正した。また、同表中の完成検査を要しない工事を行った高圧ガス設備に係る開放検査の周期の起点を明確化するために、改正した。
- d) 6.1 安全装置 表 5-バネ式安全弁の目視検査及び作動検査期間 中の日本工業規格 B8210(1994)において適用範囲外とされている安全弁を明確化するために、注として明記した。
- e) 附属書 A (フレキシブルチューブ類の管理について) について、参考文献の改正年度を最新版にした。
- f) 附属書 B (肉厚測定箇所選定についての参考資料) について、引用している JPI-8S-1 が 2023 年に改正されたため、最新版の引用とした。
- g) その他 解釈の明確化のため、字句の修正、表現の見直し等を行った。

4 解説事項

4.1 高圧ガス設備の耐圧性能及び強度の確認について(4.3)

- a) 省令の技術基準では高圧ガス設備の耐圧性能と強度は別の号で規定されているが、保安検査では両号に基づき高圧ガス設備の耐圧性能・強度に支障を及ぼす減肉、劣化損傷、その他の異常がないことを確認することとし、耐圧性能及び強度に係る検査として一つの項目にまとめた。
- b) 耐圧試験は、設備の製作完了時点で強度上の健全性が確保されていることを確認するための試験であり、使用されている設備に実際に加わる圧力以上の負荷を与えることはその設備の安全性を損なうおそれがある。このため、保安検査では原則として耐圧試験は実施しないこととしている。
- ただし、耐圧性能を確認する適切な非破壊検査の方法がないもの及び動機器、弁類等で、余裕のある肉厚、安全率となっていて、耐圧試験を行うことによって過大な応力が負荷されるおそれのない設備については、設備の安全性を十分に配慮した上で耐圧試験により確認することができることとした。
- c) 表 2 において、液化石油ガスの貯槽(残ガス回収用貯槽を除く。)の初回の開放検査の期間を 5 年以内としているが、その理由は、液化石油ガスの貯槽の開放検査で検出される欠陥の多くが製造時の残存欠陥であるためである。

解 3

著作権法により無断での複製、転載等は禁止されております。

4.2 目視検査について(4.3)

耐圧性能及び強度に係る検査としての目視検査は、設備内部及び外部表面の腐食、膨れ、割れ等の異常の有無を目視により観察し、設備の健全性を評価する検査であり、これを踏まえ非破壊検査等の必要性についても検討を行うものである。したがって、非破壊検査は目視検査の結果を踏まえて行うことが重要である。

Copyright © 2024 KHKS