

附属書 A (参考) 液化石油ガス岩盤貯槽について

コンビ則第2条第1項第9号の2による液化石油ガス岩盤貯槽は、「液化石油ガスを貯蔵するための貯槽（当該貯槽の内面の零パスカルを超える圧力を受ける部分に岩盤を使用するものに限る。）であって、当該貯槽の周囲に作用する水圧により液化石油ガスの漏えいを防止する機能（以下「水封機能」という。）を有するもの」と定義されている。

また、コンビ則第5条第1項64号の2では、「液化石油ガス岩盤貯槽にあつては、次に掲げる措置を講ずること。」と以下の項目が要求されている。

- イ. 水と液化石油ガスの境界面を測定する計器（以下「界面計」という。）の設置
- ロ. 水封機能を維持するための措置
- ハ. 腐食の恐れのある金属管には、腐食を防止するための措置
- ニ. 金属管の破損により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
- ホ. 金属管の地上部分の破損を防止するための措置

岩盤貯槽の特徴は、貯槽周辺地下水圧を貯槽内圧より高く保つことにより貯蔵物の液化石油ガスの漏えいを防ぐ方式（水封方式）を採用していることである。

従来の貯槽は、鋼板製の構造物により、液化石油ガスの液密、気密を確保するのに対し、岩盤貯槽は、地下深い堅固な岩盤を掘削した空洞を貯槽とし、岩盤の空隙、割れ目等を満たしている地下水による水封機能により液密、気密を確保している。特定設備としての岩盤貯槽の概要を図A、構成説明表を表Aに示す。

この方式による貯蔵を安定状態に保つ上での主たる留意点は、貯槽空洞周辺の水圧が、所定の水圧に確保されていること（水封機能の確保）と貯槽空洞が安定していることに集約される。

貯槽空洞は、健全な岩盤内に空洞を計画・設計した上で、入念な施工、施工中検査を行い、貯槽空洞の変位が収束したことを確認すること等により、完成時に貯槽空洞の安定性を確認することができる。操業中は液化石油ガスによる内圧が作用することにより、安定性が増す状態となるが、万が一、貯槽空洞の安定に支障が生じた場合には、水封状態に変化が生じる。

水封機能を維持することは、保安管理上最も重要な要素である。この水封機能の維持の確認は、完成時の気密試験により異常のないことを確認し、操業中は地下水圧の確保、貯槽内圧を設計圧力以下に維持することが重要なポイントとなる。

また、金属管の健全性も重要である。金属管（水封機能により気密性を有する部分に囲まれた空間に通じる金属製の配管）が損傷を受ければ、配管竪坑内に液化石油ガスが漏えいし、水中を上昇して配管竪坑上部に達し、地表部に漏えいする。この金属管には耐久性、耐腐食性を考慮した材料が使用されているが、長期的にみた健全性を定期的に確認する必要がある。万一の金属管の損傷に対しては、漏えいを遮断するフェールセーフバルブシステムを採用している。

岩盤貯槽は耐圧性能及び強度に係る検査は適用しないため、この点を十分考慮に入れた点検・検査方法を検討する必要がある。

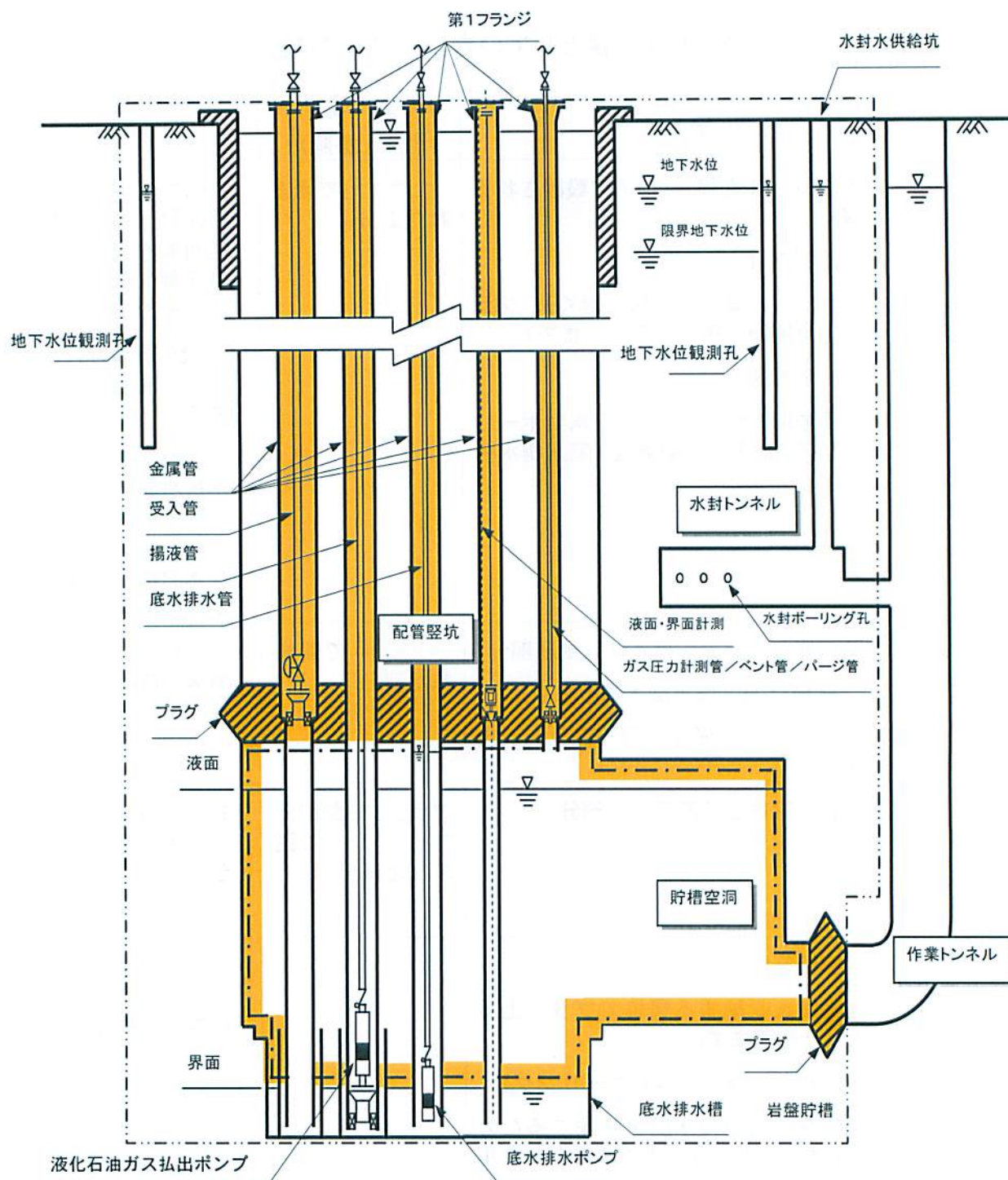


図 A 特定設備としての岩盤貯槽の概要図

表 A 特定設備としての岩盤貯槽の構成説明表

名 称	構 成	表 示 (図 A 参照)	備 考
岩盤貯槽 (特定設備)	作業トンネルを除き、地下に設置される設備 1. 貯槽本体 貯槽空洞（底水排水槽を除く）、プラグ、金属管（第一フランジまで） 2. 付属設備 配管竪坑、水封トンネル・水封ボーリング孔、地下水位観測孔、底水排水槽	-----で囲まれた部分	1. 図のポンプ、揚液管、底水排水管、水封水供給坑等を除いた部分は特定則に基づいて建設される。 2. 液化石油ガス払出ポンプは高圧ガス設備である。 3. 底水排水ポンプ、底水排水管、水封水供給坑等は高圧ガス設備ではないが、コンビ則の「水封機能を維持するための設備」である。
貯槽本体	貯蔵可能な部分で貯槽本体（耐圧部分） 貯槽空洞（底水排水槽を除く） プラグ、金属管（第一フランジまで）	■で囲まれた部分	・金属管を含め液化石油ガスが貯蔵される部分
貯槽空洞	金属管を除いた貯蔵可能な部分	プラグ、岩盤部分で-----で囲まれた部分	・掘削された空洞（底水排水槽を除く）及びプラグ内面
付属設備	1. 配管竪坑 金属管を収納する竪坑でプラグ上面より地表面まで。 2. 水封トンネル・水封ボーリング孔 貯槽空洞周辺の水圧を確保するために必要に応じ、水を供給するトンネルとボーリング孔 3. 地下水位観測孔 貯槽空洞周辺の地下水位を観測するためのボーリング孔 4. 底水排水槽 貯槽空洞に侵出して来た水を一時的に溜めるピット		・底水排水槽は貯槽本体ではないが、機能上、保安上必要な部分

附属書 B

(参考)

検査周期（時期）を 10 年以内とした理由について

金属管及び金属管サポート架構は耐腐食性に優れた材質の SUS316 系を使用するとともに電気防食を行っているので基本的には腐食環境には無いといえる。

参考にできる例として、フランスの液化石油ガスの岩盤貯槽における金属管は炭素鋼+電気防食であるが、検査は 10 年毎に検査機関と打合せの上、代表的な金属管を検査し、異常がなければ、その他の金属管は次回の検査としている。次回の検査では、前回検査していないものを優先して選定し、検査を実施している。

なお、我が国の原油における岩盤タンクの金属管は SUS316 であるが、危険物の規制に関する政令第 8 条の 4 第 2 項第 2 号における岩盤タンクの保安検査時期を 10 年以内としている。

液化石油ガス岩盤貯槽の金属管等は、上記の他事例より腐食しにくいことから健全性の検査は、10 年以内毎に全線にわたる目視検査及び肉厚測定を実施することとした。なお、腐食環境としては最も厳しい箇所と考えられる配管縦坑内の気液界面近傍を 1 年に 1 回検査し、異常が認められた場合には全線にわたる検査を実施することとした。

《参考》危険物の規制に関する政令第 8 条の 4 第 2 項第 2 号

岩盤タンクに係る特定屋外タンク貯蔵所及び特殊液体危険物タンクのうち総務省令で定めるものに係る特定屋外タンク貯蔵所 完成検査を受けた日又は直近において行われた法第 14 条の 3 第 1 項若しくは第 2 項の規定による保安に関する検査を受けた日の翌日から起算して 10 年を経過する日前 1 年目に当たる日から、当該経過する日の翌日から起算して 1 年を経過する日までの間

附属書 C (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。

C.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) 高圧ガスの圧力
- 2) 高圧ガスの種類
- 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

C.2 高圧ガスの圧力

使用される高圧ガスの常用の圧力が 25MPa 以下であること。

C.3 高圧ガスの種類

使用される高圧ガスが次のものであること。

C.3.1 液化石油ガス

次のとおり不純物が管理されているものであること。

- a) 水分 遊離水分¹⁾がないこと。

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(平成 22 年 7 月 日本 LP ガス協会)に基づき、JLPGA-S-02 LP ガスの水分試験法の 1.カールフィッシャー法(平成 11 年 2 月)又は JLPGA-S-02T LP ガスの水分試験法(水晶発振式水分計法)(平成 11 年 2 月)による含有水分の確認若しくは JLPGA-S-02 LP ガスの水分試験法の 3.遊離水分確認法(平成 22 年 7 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 以上でないこと。

注²⁾ 銅板腐食試験方法は、JIS K 2240(2007)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を超えないこと。

2) ブタン中 0.08mg/Nm³を超えないこと。

注³⁾ 水銀の分析方法は、JLPGA-S-07 LP ガス中の水銀分析方法(平成 21 年 6 月)による。

C.3.2 液化石油ガス以外の高圧ガス

使用材料に対して腐食性を有する高圧ガス以外のものであって、次のとおり不純物が管理されているものであること。

- a) 水分 高圧ガス中の水分が露点温度-50℃以下に脱湿されていること。
- b) 水分以外の不純物 フレキシブルチューブ類の耐圧部を構成する材料に影響を及ぼすおそれのある有害な不純物が含まれていないこと。

C.4 選定及び設置状況

次の事項について、適切な状況にあること。

- 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(高圧ガスの種類、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

C.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こと。

- a) 本文における 4.2.3 b)及び c)の目視検査
- b) 本文における 4.3 高圧ガス設備の気密性能

C.6 総合評価

C.2～C.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、評価すること。

附属書 D
(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-1-2007 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-1-2007 の該当部分を参照されたい。

4.1.1 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 (腐食・エロージョンが起りやすい箇所) に示す。

- **滞留部及びスケール堆積部** 通常運転時に他端が閉止状態にある枝管(事例 2 3)やクーラー出入口ヘッダー両端のキャップ部など(事例 3)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。(事例 4) (事例 4 0)

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。(事例 4 1)

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。(事例 3 6)

オフサイトスロップ配管など広範囲に及ぶ配管では、間欠運転等、運転状況が多様であり、スロップの発生源の違いによ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。(事例 4 2) (事例 4 3) (事例 4 4)

- **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。

- **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。
- **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、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、オリフィス口での流速の上昇、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に腐食の発生事例が多い。空気抜きなどのために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)
- **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。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、注入水が直接衝突する部位が、注入頻度の変化などの影響により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計画する必要がある。^(事例24)
- **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管^(事例26)及び排ガス回収系統などでベーパー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。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)^(事例45)などにも影響される。
- **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することがある。このとき気相中に腐食性物質が濃縮され、配管が腐食される。スチームトレースとの接触部は配管内での液体の激しい蒸発によって、配管内面に形成されていた硫化鉄被膜が破壊され、エロージョンが発生した事例があるので注意が必要である^(事例3)。またスチームコンデンセートの部分フラッシュにより調節弁下流では、エロージョンが発生することがある。
- **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。ベント管下流にノズル、マンホール、温度計等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ジョンは、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。

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り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)

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 4.1.2 及び表 4.1.3 に示す。

保温材下腐食の起りやすい箇所例を付属書 A（腐食・エロージョンが起りやすい箇所）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、4.2.1 b) に記載する。

表 4.1.2 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 ^(事例 8) に直接曝される。	・ 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 ・ 栈橋上の保温配管^(事例 8)
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配管 ・ 使用中は 150°C以上であるが、間欠運転される炭素鋼配管 ・ 本管から分岐され 150°C以下となる滞留部及び付属品 ・ 火傷防止対策施工配管^(事例 9)
保温材に含まれる塩素が応力腐食割れに対して活性となる。	・ 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
保温外装が損傷して水分が浸入する。	・ 振動配管 ・ 塗材（マスチック等）が劣化（亀裂、剥離、防水性能の劣化など）している配管

備考 表中の温度は、配管内部流体温度を示す。

表 4.1.3 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 ^(事例 10)	ベント、ドレン部 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 サポート取付けなどのため保温を切欠いた箇所 ^(事例 10)
保温末端部	フランジ、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
--	------------------------------------

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。
- **塗装、コーティング、メッキ施工配管など** 塗装、コーティング、メッキ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を認めた場合には、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。
- **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、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ので留意する。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(腐食・エロージョンが起りやすい箇所)に示す。
- **防油堤貫通部** 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等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侵入により貫通部内が湿潤雰囲気となり、防食テープ端部付近が腐食を受けやすい。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ので留意する^(事例28)
(事例46)。

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。

※この付属書Aは JPI-8S-1 の付属書であり、本基準の附属書ではない。

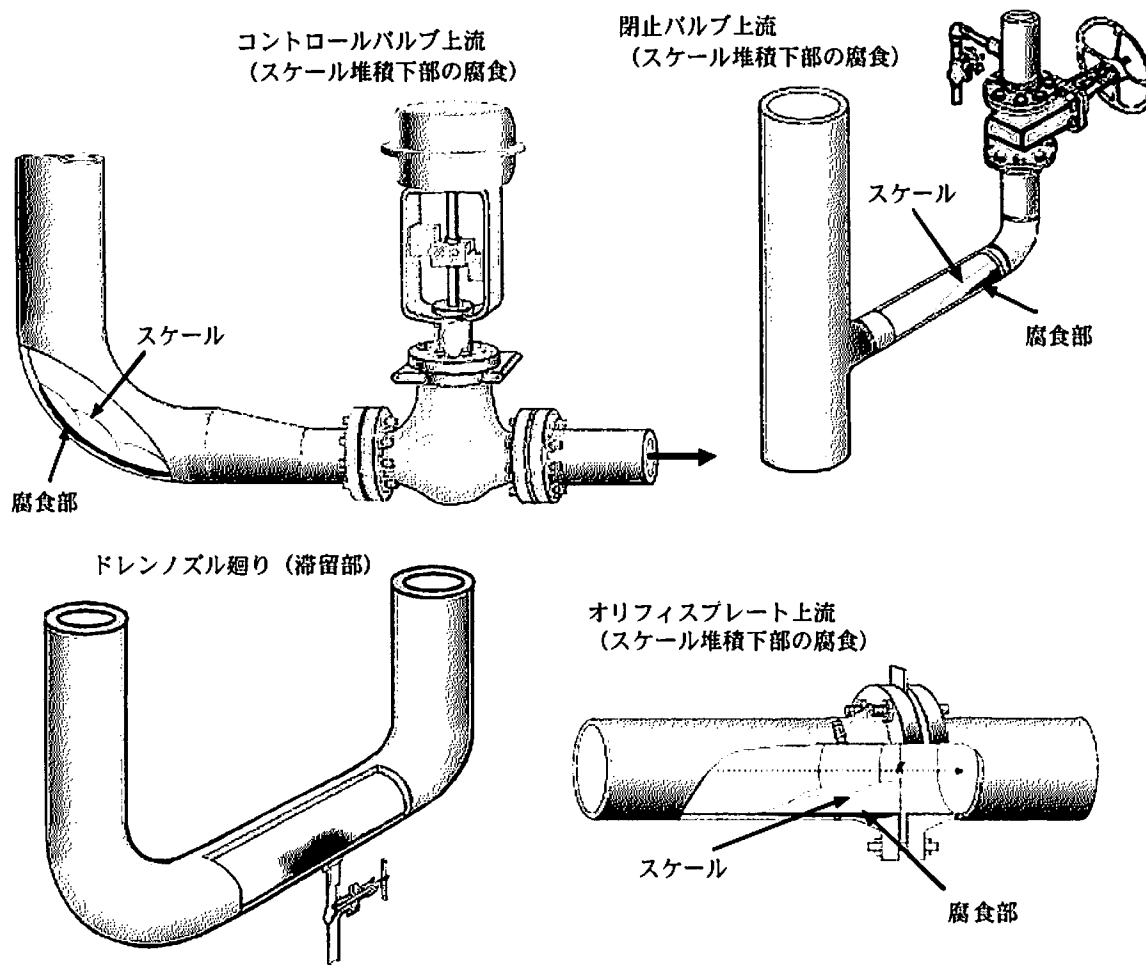
付属書A 腐食・エロージョンが起りやすい箇所

この付属書は、本文の 4.1.1 a) 2) の“腐食・エロージョンの検査箇所”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 4.1.3 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。

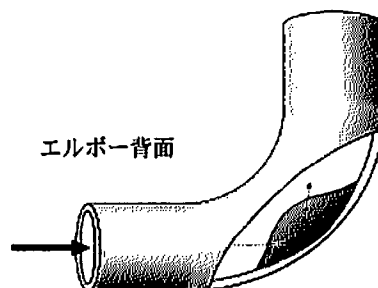
図示例の類別

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

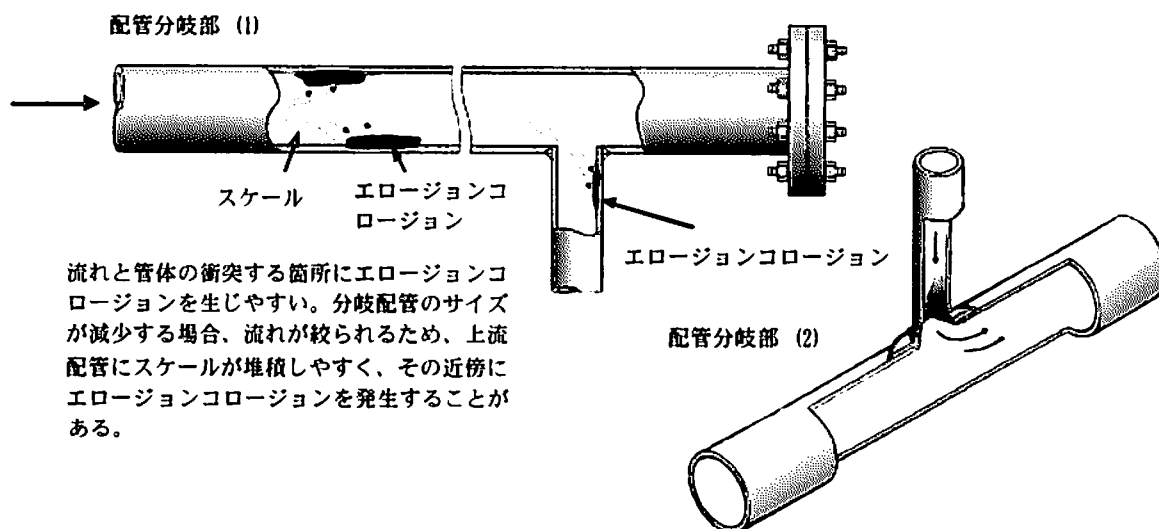
1. 流れの滞留箇所



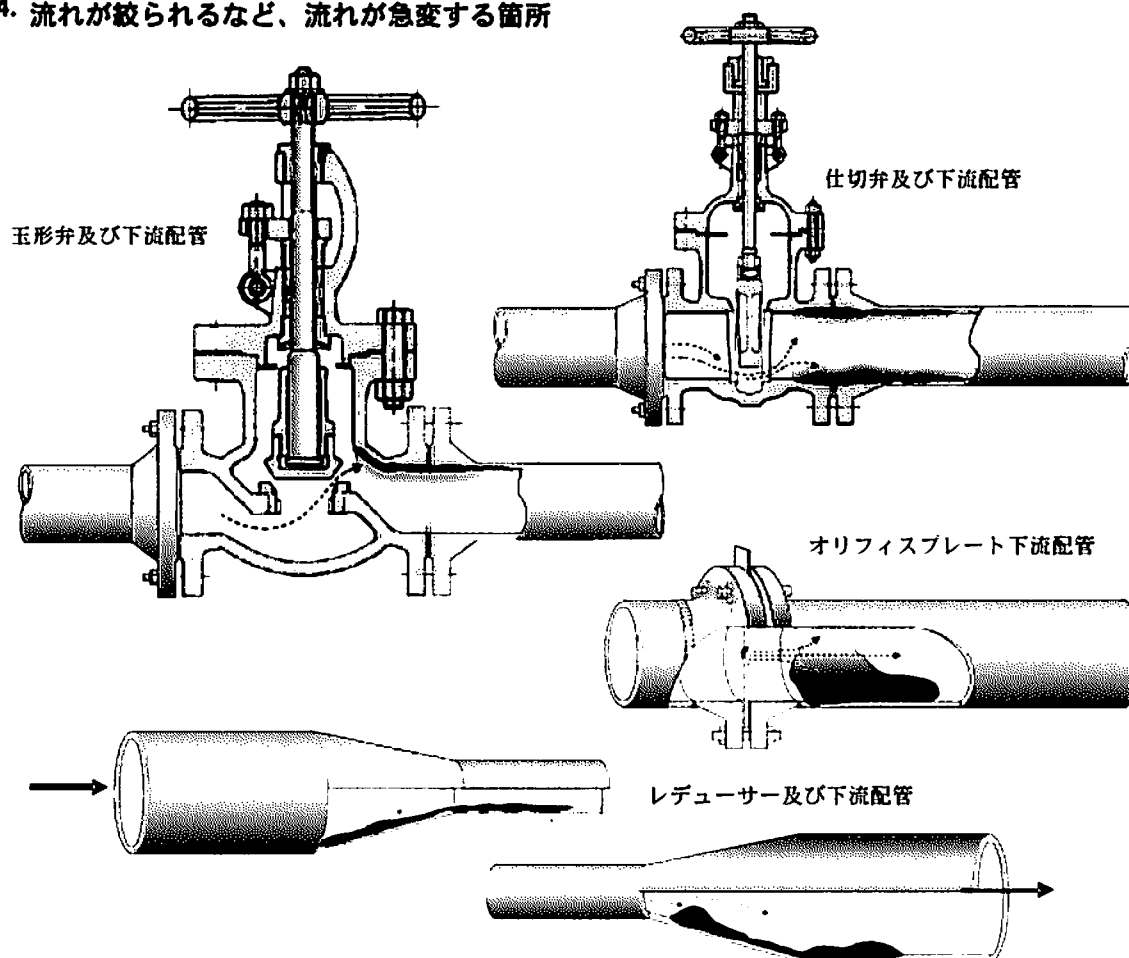
2. 管路の曲り箇所



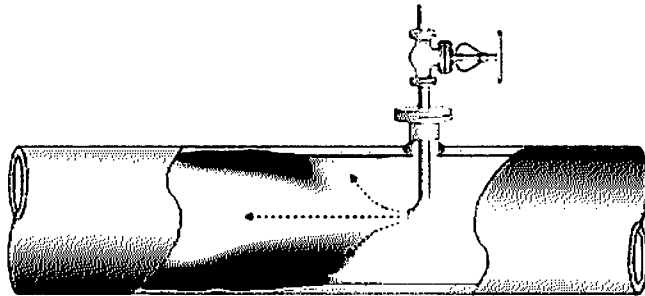
3. 流れの分流・合流箇所



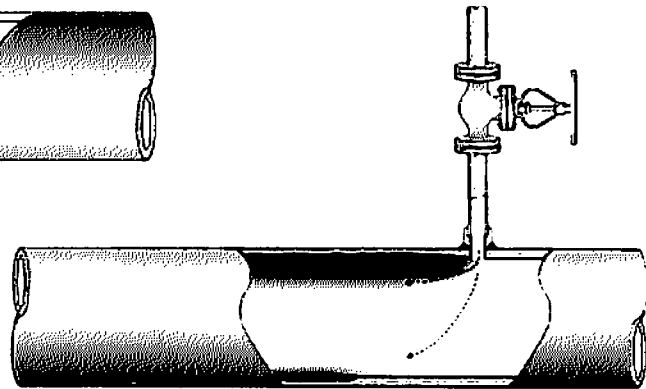
4. 流れが絞られるなど、流れが急変する箇所



5. 注入箇所



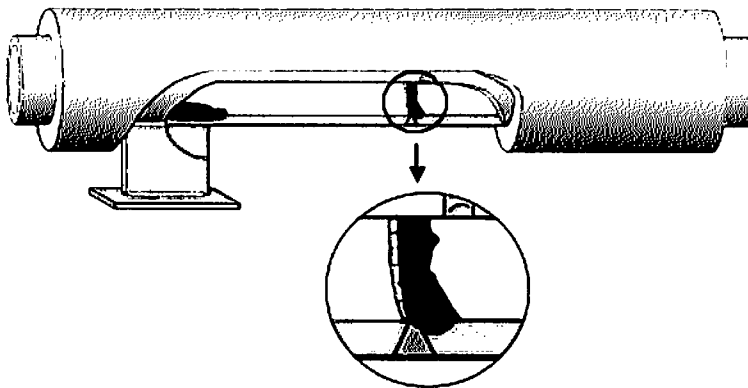
(インナーノズルタイプ)



(インナーノズルなし)

6. 凝縮箇所

サポート取付部及び溶接部

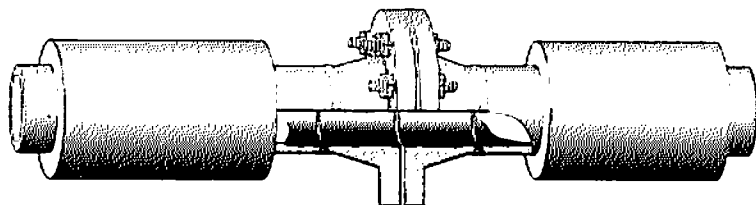


サポート取付部はフィン効果による局部冷却により、優先的に腐食されやすい。

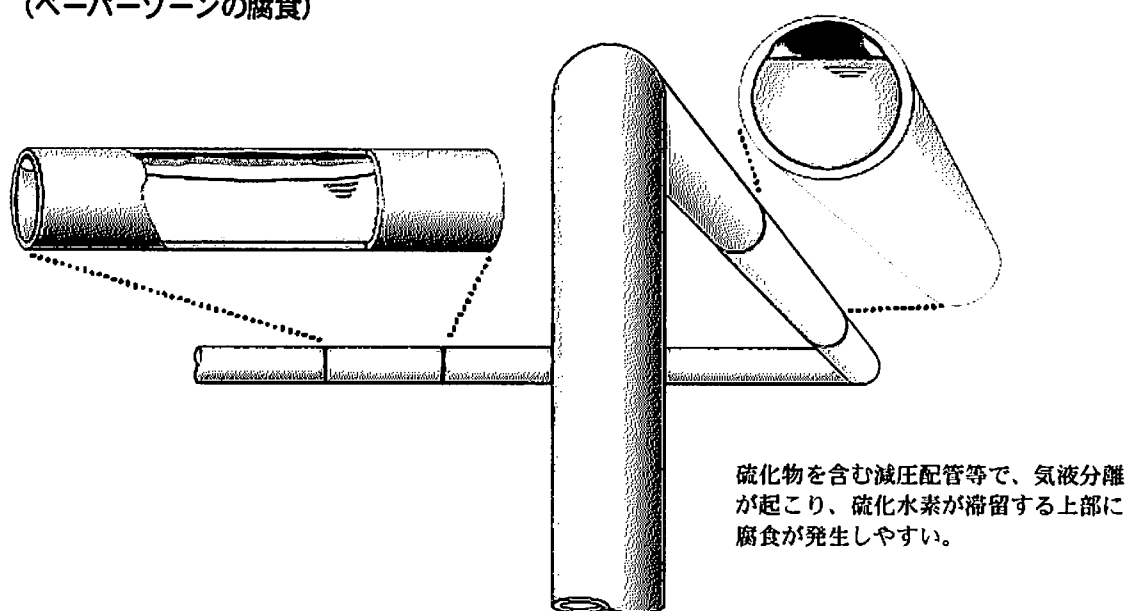
また、溶接部は、裏波ビードの形状により、流れが乱れ、局部的な初期凝縮部となりやすい。

保温を施工していない部位

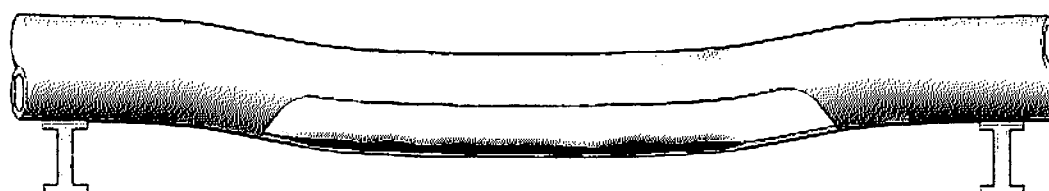
局部的に保温を施工していない部分で水分が凝縮しやすく、優先的に腐食を受けやすい。



7. 蒸発する箇所
(ベーパーゾーンの腐食)



8. 撓み配管下部

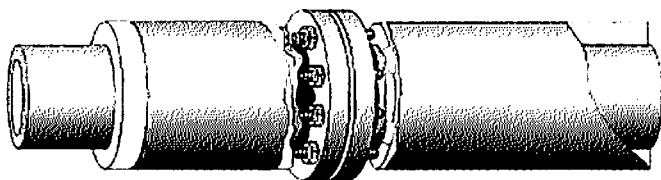


長い導管の撓み部分にドレンが滞留し、下部に腐食を受けやすい。

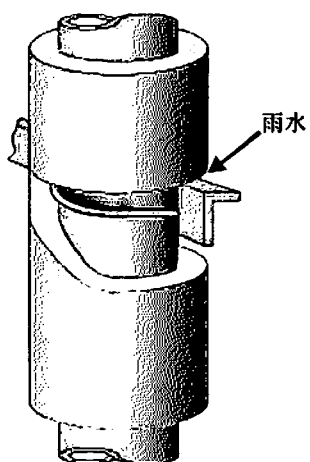
9. 保温材施工部

(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)

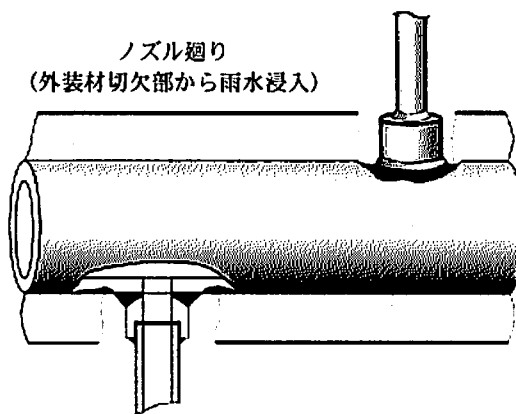
フランジ部 (外装材端部から雨水浸入)



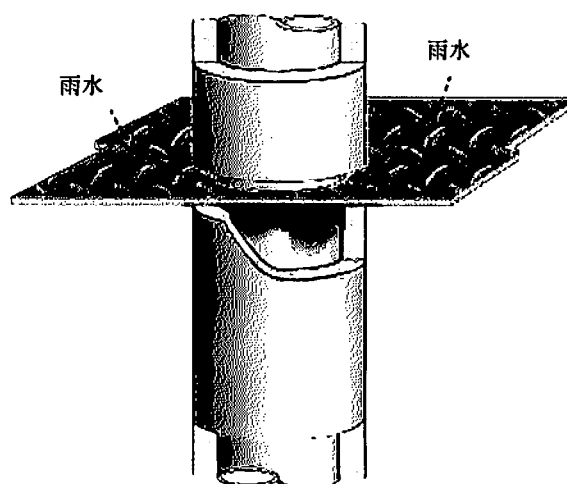
サポート取付部
(外装材切欠部から雨水浸入)



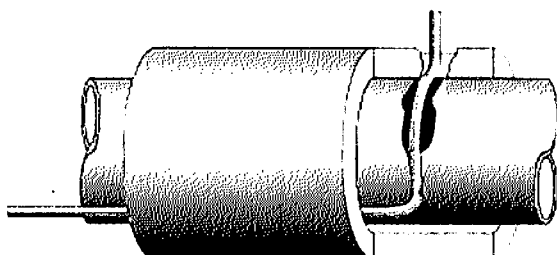
ノズル廻り
(外装材切欠部から雨水浸入)



ステージ貫通部
(外装材端部から雨水浸入)

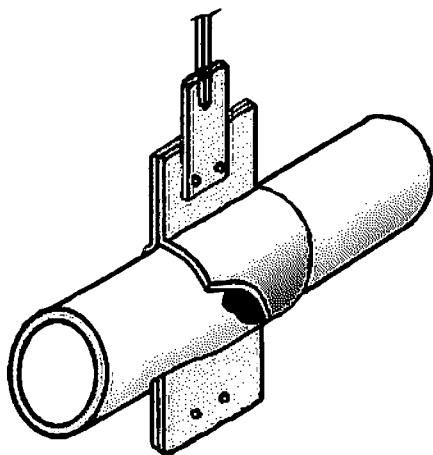


抱線入口出口
(外装材切欠部から雨水浸入)

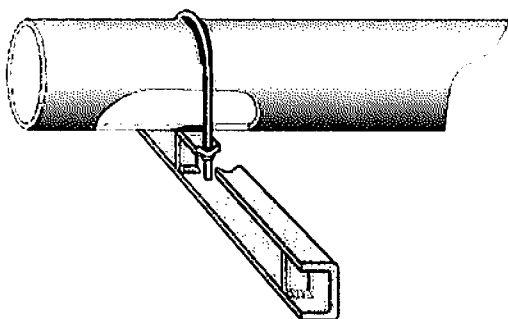


10. サポート取付部

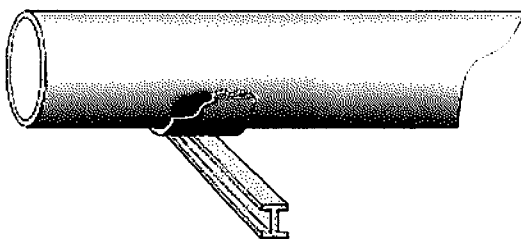
ハンガーサポート部



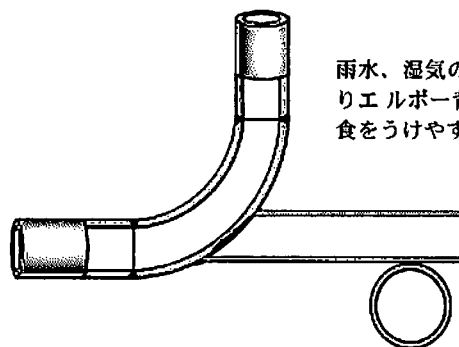
U バンド下部及びサポート接触部



サポート・スリパー接触部

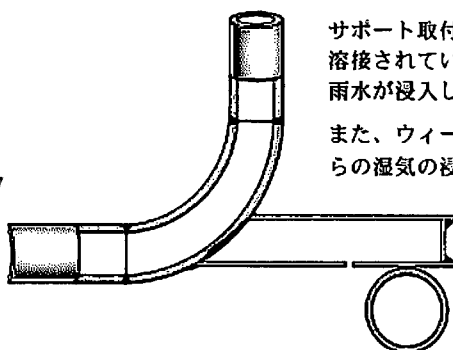


ダミーサポート取付部（エンドプレートなし）



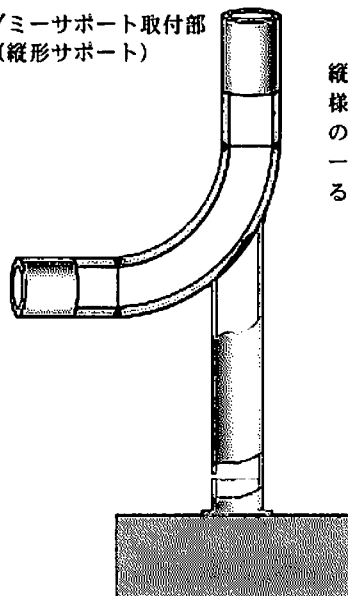
雨水、湿気の浸入によりエルボー背面に腐食をうけやすい。

ダミーサポート取付部（エンドプレートあり）



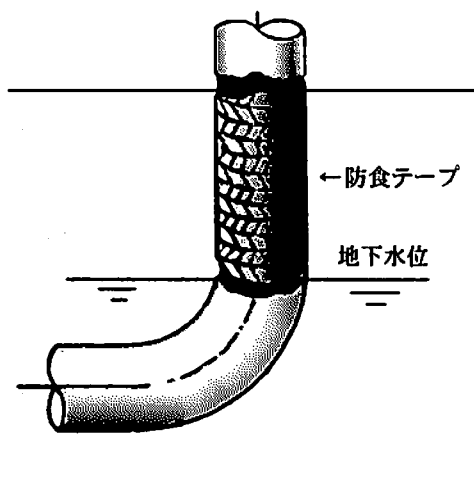
サポート取付部が全周溶接されていない場合雨水が浸入しやすい。
また、ウィーブホールからの湿気の浸入もある。

ダミーサポート取付部
（縦形サポート）



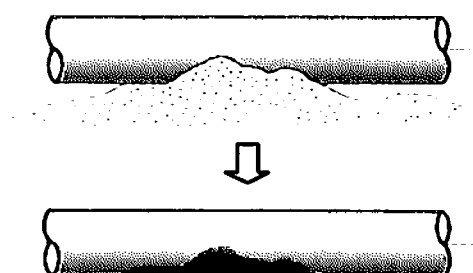
縦形でも、上図と同様に、雨水又は湿気の浸入によりエルボーの背面が腐食される。

11. 埋設配管立上り部

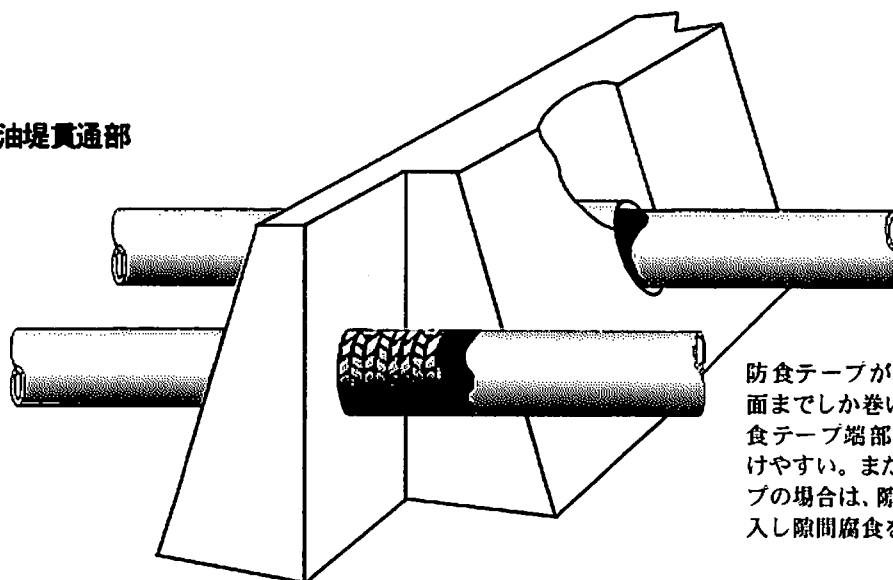


地表面付近及び防食テープ端部に腐食を受けやすい。特に防食テープが地中部分にしか巻いてないものは注意を払う必要がある。また、地下水位レベル付近にも腐食を受けやすい。

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。

附属書 E (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。

E.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。

E.2. 損傷形態が割れであるもの

E.2.1 塩化物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。

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かかる割れである。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。

E.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のが高サイクル疲労、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、板厚の変化をできるだけ減らす。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。

E.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℃、オーステナイト系ステンレス鋼では 540℃、Ni 基耐熱合金では 650℃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。

附属書 F (規定) 供用中探傷試験

F.1 適用範囲

高压ガス設備の内部の状況を外部から代替検査できる設備について、次の事項について規定する。

- 1) 適用できる高压ガス設備の条件
- 2) 外部から行う代替検査(以下「供用中探傷試験」という。)の方法

F.2 供用中探傷試験を行うことができる高压ガス設備の条件

a) 次の条件に適合する第一種製造者の高压ガス設備であること。

- 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、文書化していること。
- 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、文書化していること。
- 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、文書化していること。
- 4) 検査の一部又は全部を委託する場合にあっては、その委託先の管理に関する事項を適切かつ明確に定め、文書化していること。
- 5) 検査のデータを適切に評価できる担当者((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 2 種(UT2 種)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。)を置いていること。
- 6) 検査の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できる体制を有すること。

b) 高压ガス設備は、次の条件に適合するものであること。

- 1) 炭素鋼又は低合金鋼を材料として使用するものであること。
- 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ものであること。
- 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ものであること。
- 4) 高压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こと。
- 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。)が行われていないものであること。

F.3 供用中探傷試験

a) 供用中探傷試験は、次に該当する試験であること。

- 1) 超音波探傷試験により高压ガス設備外部から高压ガス設備の内面における欠陥を検査すること。
- 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できること。

- 3) 高圧ガス設備の内面における深さ 0.5mm 以上の欠陥を確認できる性能を有していること。
 - 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 2 種(UT2 種)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。)が行うこと。
- 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、連続して採用することはできない。
 - 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 G (規定)

運転状態の高圧ガス、圧力を用いて行う気密試験

G.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

G.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。)

G.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うことができる。
- 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。

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、ホットボルト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ければならない。

KHKS 0850-8
保安検査基準 液化石油ガス岩盤備蓄基地関係
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

高圧ガス製造施設（液化石油ガス岩盤備蓄基地関係）については、従来の高圧ガス保安法の省令においてその検査方法の詳細が規定されておらず、今後、液化石油ガス岩盤備蓄基地関係の設備についての保安の維持・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、関係法令との調和を図ることを目的に 2012 年にこの基準を制定した。

2 主な検討内容

液化石油ガス岩盤備蓄基地の運用は、日本国内において初めてのところみであり、従来の保安検査基準（コンビナート等保安規則関係）と異なる部分があるため、次の事項について検討を行った。

- a) 従来の保安検査基準（コンビナート等保安規則関係）の考え方をベースとして液化石油ガス岩盤備蓄基地における特有項目を選定して追加し、液化石油ガス岩盤備蓄基地に関連性のない項目については削除した。
- b) 配管竪坑内深部の検査のあり方について検討を行った。また、参考として附属書 B に検査周期を 10 年以内に 1 回とした理由について整理した。
- c) 底水排水ポンプの保安電力に対する検査のあり方について、その方法を検討した。
- d) 金属管の腐食防止措置及び破損による漏えいを遮断するための措置について検討を行った。
- e) 岩盤貯槽の健全性を確認するための方法について検討を行った。

3 解説事項

液化石油ガス岩盤備蓄基地における特有項目で、コンビナート等保安規則第 5 条第 1 項第 64 号の 2 におけるものとコンビナート等保安規則に記載はあるが検査方法が異なるものは以下の通りである。

3.1 コンビナート等保安規則第 5 条第 1 項第 64 項の 2 におけるもの

- イ. 水と液化石油ガスの境界面を測定する計器（以下「界面計」という。）の設置
- ロ. 水封機能を維持するための措置
- ハ. 腐食のおそれのある金属管には、腐食を防止するための措置
- ニ. 金属管の破損により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
- ホ. 金属管の地上部分の破損を防止するための措置

3.2 コンビナート等保安規則における保安検査基準には記載されているが、岩盤貯槽では検査方法が異なるもの

- イ. 耐震設計構造

口. 氣密性能
八. 保安電力等