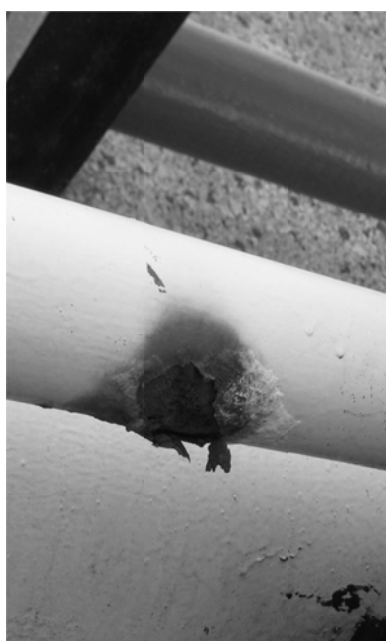
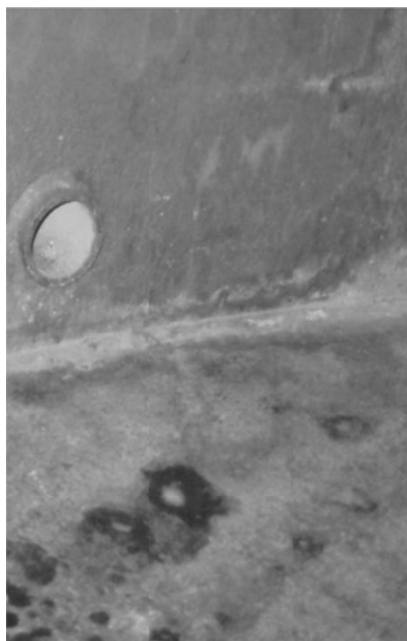


# Outil d'inspection Maîtrise de la dégradation des enveloppes

SEPTEMBRE 2014



Services belges d'inspection Seveso



Cette brochure peut être obtenue gratuitement auprès de la:

Division du Contrôle des risques chimiques  
Service Public Fédéral Emploi, Travail et  
Concertation sociale  
Rue Ernest Blerot 1  
1070 Bruxelles

Tél: 02/233 45 12  
Fax: 02/233 45 69  
E-mail: [CRC@emploi.belgique.be](mailto:CRC@emploi.belgique.be)

Editeur responsable:  
SPF Emploi, Travail et Concertation sociale

Cette brochure peut également être téléchargée à partir des sites internet suivants:

- [www.emploi.belgique.be/drc](http://www.emploi.belgique.be/drc)
- [www.milieu-inspectie.be](http://www.milieu-inspectie.be)

Deze brochure is ook verkrijgbaar in het Nederlands.

La rédaction de cette brochure a été clôturée le 23 septembre 2014.

Cette brochure est une publication commune des services d'inspection Seveso suivants:

- la division Milieu-inspectie van het Departement Leefmilieu, Natuur en Energie van de Vlaamse Overheid, dienst Toezicht zwaariserisicobedrijven
- l'Institut bruxellois pour la Gestion de l'Environnement
- La Direction des Risques industriels, géologiques et miniers de la DGARNE de la Région wallonne
- La Division du Contrôle des Risques Chimiques du SPF Emploi, Travail et Concertation sociale.

Groupe de travail: Wilfried Biesemans, Christof De Pauw, Martine Mortier, Isabelle Rase, Tuan Khai Tran, Peter Vansina, Emeline Verdin

Couverture: Sylvie Peeters  
Référence: CRC/SIT/017-F  
Version: 1  
Dépôt légal: D/2014/1205/16

# Introduction

La directive européenne "Seveso II"<sup>1</sup> vise la prévention des accidents majeurs impliquant des substances dangereuses, ainsi que la limitation de leurs conséquences éventuelles, aussi bien pour l'homme que pour l'environnement. L'objectif de cette directive est de garantir un niveau élevé de protection contre ce type d'accidents industriels dans toute l'Union Européenne.

L'exécution de cette Directive dans notre pays est régie par l'accord de coopération<sup>2</sup> entre l'Etat Fédéral et les Régions. Cet accord de coopération décrit aussi bien les obligations pour les entreprises visées que les tâches, les compétences et la coopération mutuelle des différentes autorités qui sont associées à l'exécution de l'accord de coopération.

Cette publication est un outil d'inspection qui a été rédigé par les autorités qui ont été chargées de la surveillance du respect des dispositions de cet accord. Ces services utilisent cet outil d'inspection dans le cadre de la mission d'inspection qui leur a été accordée dans l'accord de coopération. Cette mission d'inspection implique l'exécution d'enquêtes planifiées et systématiques dans les entreprises Seveso des systèmes techniques utilisés, des systèmes d'organisation et de gestion pour examiner notamment si:

- 1° l'exploitant peut démontrer qu'il a pris des mesures appropriées, compte tenu des activités exercées dans l'établissement, pour prévenir des accidents majeurs
- 2° l'exploitant peut démontrer qu'il a pris des mesures appropriées pour limiter les conséquences des accidents majeurs sur le site et hors du site.

L'exploitant d'une entreprise Seveso doit, en premier lieu, prendre toutes les mesures qui sont nécessaires pour prévenir les accidents majeurs avec des substances dangereuses et pour en limiter les possibles conséquences. La Directive elle-même ne contient pas de prescriptions détaillées sur ces « mesures nécessaires » ou sur la nature précise de celles-ci.

---

<sup>1</sup> Directive 96/82/CE du Conseil du 9 décembre 1996, modifiée par la Directive 2003/105/CE du Parlement européen du Conseil du 16 décembre 2003, concernant la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances dangereuses. Cette directive est aussi communément appelée "Seveso II". Elle remplace la première Directive Seveso 82/501/CEE du 24 juin 1982.

<sup>2</sup> L'accord de coopération du 21 juin 1999 (modifié par l'accord de coopération du 1<sup>er</sup> juin 2006) entre l'Etat fédéral, les Régions flamande, wallonne et la Région de Bruxelles-Capitale concernant la maîtrise des accidents majeurs impliquant des substances dangereuses

L'exploitant doit développer une politique de prévention qui amène à un haut niveau de protection pour l'homme et l'environnement. Cette politique de prévention doit être mise en pratique par l'organisation d'un certain nombre d'activités qui sont énumérées dans l'accord de coopération, telles que:

- la formation du personnel
- le travail avec les tiers
- l'identification des dangers et l'évaluation des risques d'accidents majeurs
- l'assurance d'une exploitation en toute sécurité dans toutes les circonstances (aussi bien en fonctionnement normal que lors du démarrage, de l'arrêt temporaire et de l'entretien)
- la conception de nouvelles installations et la réalisation de modifications à des installations existantes
- l'établissement et l'exécution de programmes d'inspection et de maintenance périodiques
- la notification et l'enquête des accidents majeurs et des presque accidents
- l'évaluation périodique et la révision de la politique de prévention.

La façon dont ces activités sont concrètement organisées et exécutées n'est pas spécifiée dans la directive.

Les exploitants des entreprises Seveso doivent eux-mêmes mettre en place concrètement ces obligations générales et doivent donc déterminer eux-mêmes quelles sont les mesures techniques, d'organisation et de gestion nécessaires. Les services d'inspection doivent aussi développer de leur côté des critères d'évaluation plus concrets pour exécuter leur mission. Ces critères d'évaluation prennent la forme d'une série d'outils d'inspection tels que cette publication.

Lors du développement de leurs critères d'évaluation, les services d'inspection se concentrent en premier lieu sur les bonnes pratiques, telles que celles décrites dans de nombreuses publications. Ces bonnes pratiques, souvent établies par des organisations industrielles, sont le résultat de l'expérience rassemblée sur plusieurs années en matière de sécurité des procédés. Les outils d'inspection sont réalisés dans le cadre d'une politique publique transparente et sont accessibles librement à chacun. Les services d'inspection restent ouverts à toutes remarques et suggestions quant au contenu de ces documents.

Les outils d'inspection ne sont pas une alternative à la réglementation. Les entreprises peuvent déroger aux mesures qui y sont décrites. Dans ce cas, ils devront pouvoir démontrer que les mesures alternatives qui ont été prises permettent d'assurer le même niveau élevé de protection.

Les services d'inspection sont d'avis que les outils d'inspection qu'ils développent peuvent être d'une grande aide pour les entreprises Seveso. En se mettant en conformité par rapport aux outils d'inspection, elles peuvent ainsi remplir concrètement en grande partie les principales obligations de l'accord de coopération. On peut utiliser ces outils d'inspection comme point de départ pour le développement et l'amélioration de ces propres systèmes.

Les outils d'inspection peuvent aussi aider les entreprises à démontrer que les mesures nécessaires ont été prises. Là où les mesures déterminées ont été implémentées, on peut en effet baser son argumentation en se référant aux outils d'inspection concernés.

# Table des matières

<b>1 Explications</b> .....	<b>7</b>
1.1 Risques de dégradation des enveloppes.....	7
1.2 Identification des risques de dégradation .....	8
1.3 Mesures pour maîtriser les risques de dégradation .....	8
1.4 Evaluation des risques de dégradation.....	9
1.5 Choix des méthodes d'inspection.....	9
1.6 Gestion des inspections et des réparations.....	10
1.7 Utilisation de l'outil d'inspection .....	11
1.8 Références.....	12
<b>2 Maîtrise de la dégradation des réservoirs de procédé</b> .....	<b>13</b>
2.1 Dossier de construction et programme d'inspection.....	14
2.2 Inspections externes .....	15
2.3 Inspection de l'intérieur des réservoirs de procédé .....	21
2.4 Enregistrement et traitement des résultats d'inspection.....	26
<b>3 Maîtrise de la dégradation des réservoirs de stockage atmosphériques</b> .....	<b>31</b>
3.1 Dossier de construction et programme d'inspection.....	31
3.2 Inspections externes .....	33
3.3 Inspections de l'intérieur des réservoirs de stockage atmosphériques .....	39
3.4 Enregistrement et traitement des résultats d'inspection.....	44
<b>4 Maîtrise de la dégradation des tuyauteries</b> .....	<b>51</b>
4.1 Dossier de construction et programme d'inspection.....	51
4.2 Inspections externes .....	53
4.3 Enregistrement et traitement des résultats d'inspection.....	61
<b>5 Méthodes d'inspection</b> .....	<b>67</b>





# 1

## Explications

### 1.1 Risques de dégradation des enveloppes

Avec le terme « enveloppe », nous faisons référence aux parois des équipements contenant les substances présentes. Les enveloppes forment la barrière « primaire » entre les substances et l'environnement. En anglais, on parle de « primary containment »<sup>3</sup>. Dans cet outil d'inspection, nous ferons par la suite la distinction entre 3 types d'enveloppes: des réservoirs de procédé, des réservoirs de stockage atmosphériques et des tuyauteries.

Une enveloppe doit pouvoir offrir une résistance aux influences qui s'exercent sur elle lors du fonctionnement normal de l'installation. De plus, on peut aussi choisir dans certains cas de rendre l'enveloppe résistante contre des influences (telles que pression et température) qui se produisent lors de déviations de procédé. La robustesse et la résistance de l'enveloppe sont en premier lieu assurées par une conception professionnelle et une construction suivant les règles de l'art. La résistance initiale de l'enveloppe peut toutefois régresser au cours du temps sous l'influence de toutes sortes de phénomènes de dégradation. De ce fait, une libération peut quand même survenir, même si le procédé se trouve dans sa fenêtre opérationnelle normale.

Dans de nombreux cas, il n'est pas possible d'offrir à l'enveloppe une résistance parfaite contre tous les phénomènes de dégradation auxquels l'enveloppe est exposée et l'attaque de l'enveloppe doit être considérée comme un phénomène normal et attendu. Cela est évidemment uniquement acceptable si l'attaque de l'enveloppe a lieu suffisamment lentement, ainsi l'attaque peut être suivie et l'enveloppe peut être changée à temps ou réparée avant que l'attaque ne conduise à une libération.

Des phénomènes de dégradation très courants sont:

- la corrosion
- l'attaque à l'hydrogène
- l'érosion

<sup>3</sup> 'Secondary containment' fait référence au recueil des substances libérées, par exemple au moyen d'encuvements ou de doubles parois.

- la fatigue
- le tassement<sup>4</sup>.

Les phénomènes de dégradation peuvent conduire à différentes formes de dommage ou d'attaque: diminution de l'épaisseur de la paroi, formation de puits, fissures, bulles, déformations, ...

## **1.2 Identification des risques de dégradation**

L'identification des risques de dégradation est un processus qui doit être effectué pendant toute la durée de vie de l'équipement: depuis la conception jusqu'au moment où l'équipement est mis hors service définitivement.

L'identification des risques de dégradation pour un équipement déterminé commence par la détermination des conditions dégradantes auxquelles l'équipement est exposé. Sur base de ces informations, un choix de matériaux de construction peut être fait en vue d'éviter ou de limiter la dégradation.

En se basant sur la connaissance des conditions de dégradation et des détails de construction de l'équipement, on peut faire un pronostic des phénomènes de dégradation attendus et de la nature de l'attaque. Les techniques d'inspection doivent être choisies pour pouvoir détecter les formes d'attaque attendues.

Ensuite l'analyse des phénomènes de dégradation doit être confrontée aux observations faites au cours des inspections et si nécessaire être adaptée. L'exécution des inspections fait donc intégralement partie de l'identification des risques de dégradation.

## **1.3 Mesures pour maîtriser les risques de dégradation**

En tout premier lieu une dégradation peut être évitée ou limitée par le choix des matériaux pour l'enveloppe. La résistance aux conditions corrosives peut aussi être apportée par une couche de protection (comme une couche de peinture ou un coating). La température maximale à laquelle l'enveloppe est exposée peut être limitée par une isolation ou par un système de refroidissement.

Dans la mesure où la dégradation ne peut pas être évitée par le choix des matériaux et la construction de l'équipement, l'état de l'équipement devra être suivi dans le temps et il conviendra d'intervenir à temps avant qu'une libération ne survienne.

Chaque forme de dégradation demande une inspection adaptée, caractérisée par une méthode d'inspection, un endroit ou une zone à inspecter et une fréquence d'inspection. Il est bien entendu possible, qu'en pratique différentes formes de dégradation soient suivies lors d'une même inspection.

Après une inspection, il doit être évalué si l'équipement est encore apte ou non à être utilisé jusqu'au moment de la prochaine inspection planifiée. Si ce n'est pas le cas, il faut prendre des actions correctives. Des actions possibles sont:

- la mise hors service définitive de l'équipement
- le remplacement de l'équipement

---

<sup>4</sup> Un tassement est en fait une dégradation de la fondation.



- la réparation des dommages
- le passage à une surveillance continue de l'équipement
- l'adaptation des conditions de fonctionnement (par exemple, réduction de la pression opérationnelle)
- la réduction de l'intervalle entre les inspections.

La décision peut aussi contenir une combinaison de plusieurs de ces actions.

Si la nature du dommage constaté est telle que l'intégrité ne peut plus être assurée (jusqu'au moment de l'inspection suivante), alors une action doit être prise immédiatement. L'équipement doit dans ce cas être réparé, remplacé ou mis définitivement hors service.

Quand les dommages constatés sont encore dans les limites acceptables, on peut décider d'appliquer un intervalle d'inspection plus court ou continuer à surveiller l'équipement en continu. Éventuellement on peut adapter les conditions de fonctionnement, par exemple en diminuant la pression normale de service.

## **1.4 Evaluation des risques de dégradation**

L'évaluation des risques de dégradation diffère de l'évaluation des autres risques dans le sens où, encore plus que pour les autres risques, il s'agit ici d'une activité dynamique qui peut apparaître à intervalles réguliers pendant toute la durée de vie de l'équipement.

En fait, une évaluation des risques a lieu après chaque inspection: sur base des résultats d'inspection, on évalue si l'équipement peut encore rester en service pendant un temps déterminé. Cela revient en fait à se poser la question: 'La probabilité de défaillance de l'équipement est-elle suffisamment faible'? En pratique, la plupart du temps on ne fera cependant pas de calculs formels de probabilité, mais on se référera à des méthodes éprouvées telles que:

- la comparaison avec l'épaisseur de paroi minimale (dans le cas de la diminution de l'épaisseur de paroi)
- la comparaison avec des critères de qualité pour la construction (dans le cas des défauts, par ex. dans les soudures)
- l'application de standards (par ex. British Standard 7910 "Guide to methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures" ou API 579 "Fitness-For-Service")
- l'application de la mécanique de rupture ("fracture mechanics").

## **1.5 Choix des méthodes d'inspection**

En général, une inspection doit être à même d'atteindre les objectifs suivants:

- la détection et la localisation des défauts (c'est-à-dire des dommages qui sont apparus dans l'enveloppe)
- la détermination du type de défauts
- la mesure des défauts.

L'information souhaitée sur le type et les dimensions des défauts est dépendante des critères qui sont utilisés pour accepter ou non les défauts. Si on utilise des critères qualitatifs, il peut suffire de connaître la nature et la longueur du défaut. Si par contre l'évaluation est basée sur la mécanique de la rupture, il peut alors être nécessaire de connaître la position exacte, la longueur, la largeur, la hauteur et l'orientation des défauts.

Pour atteindre ces objectifs, il est possible qu'on doive utiliser différentes techniques. Certaines techniques sont par exemple judicieuses pour la détection de défauts, mais pas pour déterminer leur forme et leur dimension.

La probabilité qu'on puisse effectivement détecter un défaut présent dépend de différents facteurs:

- la capacité inhérente de la technique pour détecter les défauts, y compris les caractéristiques techniques des appareils de mesure utilisés (sensibilité, seuil de détection, conditions d'utilisation, ...)
- l'utilisation de la technique, c.-à-d. la compétence de l'inspecteur, la disponibilité des instructions et procédures, la pression du temps et les circonstances dans lesquelles on doit travailler
- l'état de l'équipement (pureté, géométrie, accessibilité, matériaux de construction);
- les formes, dimensions et localisations des défauts.

Ces facteurs déterminent aussi la précision avec laquelle les dimensions et l'orientation des défauts sont mesurées.

Les deux premiers facteurs parmi ceux cités plus haut sont manipulables. La fiabilité peut être augmentée par:

- le choix de méthodes et d'un appareil de mesure plus fiables
- l'emploi de personnel plus qualifié
- l'application des principes de redondance et de diversité.

Les erreurs humaines peuvent être évincées par l'utilisation de techniques d'inspection automatiques ou semi-automatiques. Les techniques avec lesquelles les résultats restent enregistrés (sous forme de photo, de courbes, de chiffres,...) permettent l'évaluation des résultats par plusieurs personnes.

L'application des principes de redondance et de diversité consiste, dans ce contexte, à ce que l'inspection d'une certaine zone soit réalisée plusieurs fois, le cas échéant par différents personnes et/ou par l'utilisation de différentes techniques.

## **1.6 Gestion des inspections et des réparations**

La gestion des inspections et des réparations est entre autres liée à l'existence et au maintien de systèmes organisationnels afin d'assurer que:

- les personnes qui réalisent des inspections et des réparations, disposent des qualifications nécessaires
- les inspections et les réparations à réaliser soient planifiées à temps (y compris les systèmes pour allonger un délai planifié, sur base des évaluations nécessaires)
- les inspections et les réparations planifiées soient réalisées à temps (y compris un suivi et un rapportage actif à la direction)
- en cas de modifications à l'installation, il soit examiné si cela a un impact sur les phénomènes de dégradation et sur les inspections à réaliser
- des modifications au niveau du personnel et des ressources associées à l'exécution des inspections et réparations n'ont pas d'influence négative sur la maîtrise des risques de dégradation.

Ces aspects organisationnels ne sont pas abordés ou seulement de manière limitée dans les questionnaires ci-après. Pour ces aspects, nous renvoyons vers l'outil d'inspection 'Inspection et Entretien'. L'objectif du présent outil d'inspection (Maîtrise de la dégradation des enveloppes) est d'évaluer l'efficacité et l'exhaustivité des programmes d'inspection pour les enveloppes. Les manquements issus de cette évaluation peuvent

cependant aussi trouver leur origine dans les systèmes pour la gestion des inspections et des entretiens. Dans ce cas, les actions correctives attendues de l'entreprise devront aussi concerner ces systèmes.

## **1.7 Utilisation de l'outil d'inspection**

Cet outil d'inspection a été développé par les services d'inspection Seveso afin d'examiner si les entreprises Seveso ont pris les mesures nécessaires pour maîtriser les risques propres à la dégradation des enveloppes. Pour ce faire, il contient 3 questionnaires qui traitent chacun d'un type particulier d'enveloppe:

- les réservoirs de procédé
- les réservoirs de stockage atmosphériques
- les tuyauteries.

Cette subdivision est basée sur l'existence de standards spécifiques pour l'inspection des réservoirs sous pression, des réservoirs de stockage atmosphériques et des tuyauteries (voir aussi section 1.8 'Références'). Le questionnaire sur les réservoirs de procédé est en grande partie basé sur le standard API 510 "Pressure Vessel Inspection Code: In-Service, Inspection, Rating, Repair and Alteration". La plupart des questions sont cependant aussi d'application pour les appareils de procédé atmosphériques et c'est pourquoi le champ d'application a été élargi des réservoirs sous pression aux réservoirs de procédé en général. Un réservoir de procédé peut être aussi bien un réservoir sous pression qu'un appareil qui travaille à pression atmosphérique (à l'exception des réservoirs de stockage atmosphériques verticaux, pour lesquels un questionnaire séparé a été développé).

Le questionnaire sur les réservoirs de stockage atmosphériques est basé en grande partie sur le standard API 653 "Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction" et sur le standard EEMUA 159 "Users' Guide to the Maintenance, Inspection and Repair of Above ground Vertical Cylindrical Steel Storage Tanks".

Le questionnaire sur les tuyauteries est basé en grande partie sur le standard API 570 "Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems".

Les questionnaires ont été rédigés de manière à pouvoir être appliqués séparément. Une discussion approfondie sur la problématique de la dégradation d'un type déterminé d'enveloppes et l'exécution des vérifications nécessaires nécessiteront, dans beaucoup de cas, un ou plusieurs jours d'inspection. L'indépendance des questionnaires fait qu'il vaut mieux répartir l'application de l'outil d'inspection complet sur plusieurs inspections séparées. Un effet secondaire de cette approche est que les questionnaires contiennent une série de questions similaires.

L'objectif est que lors de l'application d'un questionnaire, quelques dossiers du type d'enveloppes traités (réservoirs de procédés, réservoirs de stockage atmosphériques ou tuyauteries) soient demandés à titre d'échantillons. Par 'dossiers' on vise: données de conception, plans de construction, analyses de corrosion, plans d'inspection, rapports d'inspection, données en rapport avec des réparations, etc.

Ce questionnaire vise en premier lieu les enveloppes contenant des substances dangereuses (comme visé dans l'accord de coopération). Cela n'empêche pas que les questions posées ici puissent être appliquées à des enveloppes avec d'autres substances. En effet, la défaillance d'enveloppes contenant par exemple de la vapeur ou de l'eau de refroidissement peut aussi mener indirectement à la libération de substances dangereuses et donc à des accidents majeurs.

Afin de faciliter le déroulement de l'inspection et d'éviter la perte de temps due à la recherche et à l'attente de documents, les entreprises ont tout intérêt à s'organiser lors de l'inspection de manière à ce que tous les documents liés à la construction et à l'inspection des enveloppes soient rapidement accessibles.

Outre l'accès à la documentation, il est aussi important que les inspecteurs puissent poser des questions aux personnes au sein (ou en dehors) de l'organisation impliquées lors de la maîtrise des risques de dégradation.

Ce document est destiné en premier lieu à être utilisé par les services d'inspection Seveso. Cela n'empêche pas que les entreprises peuvent appliquer elles-mêmes ces questionnaires dans le cadre d'une évaluation interne. Il est alors important d'être conscient de la limitation de ces questionnaires. Cet outil d'inspection n'a pas la prétention de résumer l'énorme quantité de littérature disponible sur ce sujet, ni s'y substituer. Le fait de répondre complètement aux questionnaires ne signifie donc pas non plus nécessairement que l'on a pris toutes les mesures nécessaires.

## **1.8 Références**

API 572 "Inspection Practices for Pressure Vessels"

API 579 "Fitness-For-Service"

API 653 "Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction"

API 570 "Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems"

API 510 "Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration"

API 571 "Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry"

API 574 Inspection Practices for Piping System Components

API 575 "Guidelines and Methods for Inspection of Existing Atmospheric and Low-pressure Storage Tanks"

HSE RR509 "Plant ageing: Management of equipment containing hazardous fluids or pressure" (2006)

DT 94 "Guide d'inspection et de maintenance des réservoirs aériens cylindriques verticaux" (2011)

DT 96 "Guide Technique Professionnel pour l'inspection des tuyauteries en exploitation" (2012)

DT 97 "Guide d'inspection et de maintenance des réservoirs cryogéniques" (2012)

DT 98 "Guide de surveillance des ouvrages de génie civil et structures: ponts de tuyauteries" (2012)

EEMUA 159 "Users' Guide to the Inspection, Maintenance and Repair of Above ground Vertical Cylindrical Steel Storage Tanks"



# 2

## Maîtrise de la dégradation des réservoirs de procédé

Dans le contexte de ce questionnaire, on entend par réservoir de procédé chaque enveloppe contenant des substances dangereuses, à l'exception des tuyauteries et des réservoirs de stockage atmosphériques. Pour les tuyauteries et les réservoirs de stockage atmosphériques, des questionnaires plus spécifiques sont repris dans les chapitres suivants.

Le terme de 'réservoir de procédé' n'a pas pour but de faire une distinction entre les enveloppes qui font partie d'une installation de procédé d'une part et d'un lieu de stockage d'autre part.

Ci-dessous est donnée une liste non limitative de réservoirs de procédé pour lesquels ce questionnaire peut être utilisé:

- Réacteurs
- Colonnes de distillation
- Scrubbers
- Echangeurs de chaleur
- Sécheurs
- Centrifugeuses
- Fours
- Réservoirs de stockage, à l'exception des réservoirs de stockage atmosphériques aériens.

Ce questionnaire est basé sur des codes pour des réservoirs sous pression. La plupart des questions sont cependant également pertinentes pour des appareils atmosphériques, tels que des récipients atmosphériques horizontaux ou des colonnes de distillation atmosphériques.

## **2.1 Dossier de construction et programme d'inspection**

### **Dossier de construction**

1. L'entreprise dispose-t-elle pour chaque réservoir de procédé d'un dossier avec les informations sur la construction à l'origine du réservoir de procédé et sur les modifications et réparations ultérieures?
2. A-t-on documenté pour chaque réservoir de procédé quels matériaux de construction ont été utilisés?
3. La pression et la température de conception ont-elles été documentées pour chaque réservoir de procédé?
4. A-t-on documenté pour chaque réservoir de procédé quel code de conception a été utilisé?
5. A-t-on documenté pour chaque réservoir de procédé quel traitement thermique a été appliqué sur les soudures?
6. A-t-on documenté pour chaque réservoir de procédé quelle surépaisseur de corrosion a été appliquée?

Si l'on ne dispose pas pour certains réservoirs de procédé de certaines données sur la construction et sur les modifications ou réparations ultérieures, ce fait doit également être documenté. La méconnaissance de certaines données est en effet un élément dont on doit tenir compte lors d'une analyse des phénomènes de corrosion et lors de l'évaluation des résultats d'inspection.

### **Plan d'inspection pour chaque réservoir de procédé**

7. L'entreprise dispose-t-elle d'un programme d'inspection pour les réservoirs de procédé?
8. Existe-t-il un plan d'inspection pour chaque réservoir de procédé?
9. A-t-on déterminé pour chaque réservoir de procédé quels phénomènes de dégradation peuvent survenir?
10. L'entreprise dispose-t-elle d'instructions pour l'exécution des inspections prévues dans le plan d'inspection?
11. Ces instructions indiquent-elles clairement à quels endroits et quelles formes de dégradations doivent être inspectées et quelles techniques d'inspection doivent être utilisées?

On entend par programme d'inspection pour des réservoirs de procédé, le planning global de toutes les inspections pour tous les réservoirs de procédé.

Un plan d'inspection pour un réservoir de procédé correspond à la notion de 'inspection plan' provenant du standard API 572 et indique, pour un réservoir de procédé bien déterminé, quand et comment il sera inspecté, réparé ou entretenu.

La combinaison des plans d'inspection pour chaque réservoir de procédé donne le programme d'inspection pour les réservoirs de procédé.

L'API 572 stipule que lors de l'établissement d'un plan d'inspection pour un équipement sous pression, il est important de tenir compte des facteurs suivants:

- les phénomènes de dégradation connus ou prévus
- les zones où l'on s'attend à ce que de la dégradation survienne en premier
- la vitesse de dégradation ou la sensibilité à la dégradation attendue
- la durée de vie restante estimée
- les techniques d'inspection capables d'identifier les phénomènes de dégradation.

Ces facteurs sont cependant aussi pertinents pour les réservoirs de procédé atmosphériques.

## **2.2 Inspections externes**

### **Echelles, escaliers, plateformes et passerelles**

12. Le bon état des échelles et plates-formes d'accès est-il inspecté visuellement?
13. La périodicité de ces inspections est-elle fixée?
14. Existe-t-il une instruction pour la réalisation de ces inspections?
15. Les résultats de ces inspections sont-ils enregistrés?

Selon l'API 572, les inspections visuelles externes d'un réservoir de procédé débutent de préférence par une inspection visuelle des échelles, escaliers, plates-formes et passerelles qui sont liés au réservoir de procédé.

Lors du contrôle visuel de ces éléments, on fait attention:

- aux parties cassées ou corrodées
- à la présence de fissures
- au serrage des boulons
- à l'état de la peinture sur les éléments peints
- à la condition générale des éléments galvanisés
- à l'usure des marches (l'usure des marches ne fait pas qu'affaiblir les marches mais les rend souvent glissantes également)
- à la solidité des rampes
- à la présence de creux et de fléchissements car la pluie peut s'accumuler à ces endroits et accélérer la corrosion. Si de telles situations sont constatées, il peut être nécessaire de réaliser des mesures d'épaisseur.

Lors de la réalisation d'inspections visuelles, il peut aussi être nécessaire de gratter les couches d'oxydation. En donnant des petits coups de marteau on peut vérifier si les boulons sont encore suffisamment serrés.

De tels contrôles externes peuvent être réalisés pendant que l'installation est en service. Le standard API 510 utilise comme intervalle maximal entre deux inspections externes approfondies la plus petite des valeurs suivantes: 5 ans ou l'intervalle de l'inspection interne. Les intervalles choisis doivent tenir compte des circonstances auxquelles sont exposées les structures et de l'expérience du passé. De simples contrôles visuels peuvent être réalisés à des intervalles relativement courts (de l'ordre de quelques mois).

### **Fondations et appuis**

16. Le bon état des fondations et des appuis (poutrelles porteuses, tabliers) est-il inspecté pour chaque réservoir de procédé?
17. Les zones de contact entre les appuis et les réservoirs de procédé sont-elles inspectées visuellement?
18. Si l'on a constaté de la corrosion ou des dégradations au niveau des fondations et/ou des appuis, a-t-on alors réalisé une inspection plus approfondie?
19. L'épaisseur minimale requise des éléments porteurs des appuis (les poutres, tabliers, ...) est-elle connue?
20. Le bon état des éventuelles couches de protection contre le feu ou de l'isolation autour des appuis est-il inspecté?
21. Pour chaque réservoir de procédé, le bon état des boulons d'ancrage est-il inspecté?

Les fondations des réservoirs sont la plupart du temps constituées de béton armé ou d'acier renforcé avec du béton comme couche de protection contre le feu. Il est préférable de contrôler les fondations à la recherche de tassements, de fissures et d'écaillés.

L'interstice entre un réservoir de procédé et son appui doit bien être examiné à la recherche de corrosion, parce que l'humidité peut s'y accumuler. Si un produit de colmatage est utilisé pour éviter cette accumulation d'humidité, on contrôle si le colmatage est encore intact. Il faut également veiller à ce que la zone de contact entre le réservoir de procédé et l'appui reste suffisamment grande afin d'éviter des charges ponctuelles et d'éventuels enfoncements ou perforations de la paroi du réservoir de procédé.

Les appuis en acier doivent être examinés à la recherche de corrosion, de déformation, de fissures (surtout au niveau des soudures). Lors de la réalisation d'inspections visuelles, il peut aussi être nécessaire de gratter les couches d'oxydation. La réalisation de mesures d'épaisseur (par ex. avec un compas d'épaisseur) sur les appuis en acier est importante afin de comparer l'épaisseur restante avec l'épaisseur d'origine.

Les boulons d'ancrage doivent être inspectés pour la recherche de corrosion et pour vérifier s'ils sont bien serrés. De légers coups de marteau contre le boulon peuvent donner une indication de l'état du boulon sous la plaque de fixation. On peut aussi utiliser des techniques par ultrasons pour vérifier l'état des boulons.

Si les tabliers sous-jacents sont isolés, l'isolation doit être inspectée. Si l'on soupçonne que de l'eau ou de l'humidité s'est infiltré jusqu'au métal, il faut enlever suffisamment d'isolation pour pouvoir juger de l'ampleur de la corrosion de l'enveloppe.

Le bon état de la protection contre le feu sur les poutres de soutien et les tabliers, doit également être vérifié. Des bosses ou des taches de rouille peuvent être le signe de corrosion sous la couche de protection contre le feu.

De tels contrôles externes peuvent être réalisés pendant que l'installation est en service. Le standard API 510 utilise comme intervalle maximal entre deux inspections externes approfondies la plus petite des valeurs suivantes: 5 ans ou l'intervalle de l'inspection interne. Les intervalles choisis doivent tenir compte des circonstances auxquelles sont exposées les structures et de l'expérience du passé. De simples contrôles visuels peuvent être réalisés à des intervalles relativement courts (de l'ordre de quelques mois).

### **Tassements**

22. L'entreprise a-t-elle identifié les réservoirs de procédé pour lesquels un tassement des fondations peut survenir?
23. Des inspections pour suivre d'éventuels tassements sont-elles réalisées?

Une réponse positive à cette question suppose que ces inspections sont reprises dans un programme et que le résultat de ces inspections (positif ou pas) est enregistré.

L'API 572 stipule que toutes les fondations sont sujettes dans une certaine mesure à des tassements. Aussi longtemps que ceux-ci se situent dans les normes et surviennent uniformément, il n'y a la plupart du temps aucun problème. Des tassements irréguliers peuvent donner lieu à d'importants dommages aux réservoirs de procédé. Selon l'API 572, on peut s'attendre à des tassements irréguliers si les réservoirs de procédé se trouvent sur de longues fondations en béton ou sur deux ou plusieurs fondations séparées.



Si des tassements significatifs sont mesurés pour des réservoirs de procédé, il est recommandé de contrôler également les tuyauteries reliées à ces réservoirs de procédé. La fréquence selon laquelle les mesures de tassements sont réalisées dépend de la grandeur et de la vitesse à laquelle le phénomène survient.

### **Déformations**

24. Les parois et les connexions sont-elles inspectées à la recherche de déformations, de dégradations et de bulles d'hydrogène?

Des déformations telles que des hernies ou des bosses peuvent être détectées visuellement. Ces déformations se retrouvent plus souvent dans la virole que dans les morceaux du toit et du fond des réservoirs. Les connexions peuvent être abimées suite au tassement du réservoir de procédé, à la dilatation excessive des tuyauteries connectées, à une explosion interne,...

Selon l'API 572, des zones situées en dessous de la surface du liquide dans des réservoirs de procédé contenant des produits de corrosion acides peuvent présenter des bulles d'hydrogène. Dans certains cas, ces bulles d'hydrogène peuvent aussi être visibles du côté extérieur du réservoir.

### **Inspection visuelle externe des parois des réservoirs de procédé**

25. Les parois (y compris les tôles du toit et les tôles du fond) et les connexions des réservoirs de procédé sont-ils inspectés visuellement pour la recherche de corrosion?
26. Le type de corrosion, les endroits où la corrosion a été constatée et l'ampleur de la corrosion sont-ils documentés?

La surface externe d'un réservoir de procédé peut être inspectée visuellement en grattant les petites couches d'oxydation. Si l'on constate de la corrosion, il est important d'examiner celle-ci plus en profondeur (détermination de la taille et de la profondeur).

### **Diminution des parois**

27. A-t-on déterminé pour chaque réservoir de procédé la nécessité de réaliser des mesures d'épaisseur externes sur les parois et les connexions?
28. Les endroits pour la réalisation des mesures d'épaisseur ont-ils été indiqués sur un schéma et sur les réservoirs de procédé eux-mêmes?

Lors d'une inspection complète d'un réservoir sous pression, on effectue des mesures d'épaisseur aussi bien sur les parois (y compris les tôles de fond, du toit et les extrémités), que sur les connexions. Ces mesures d'épaisseur peuvent se faire aussi bien en externe qu'en interne. Le choix entre une mesure d'épaisseur interne ou externe dépend de la localisation et de l'accessibilité des surfaces corrodées.

Le nombre de points de mesure sur lesquels des mesures d'épaisseur sont réalisées dépend de la localisation et de l'importance de la corrosion présente ou attendue. S'il y a de la corrosion ou des piqûres locales, plusieurs points de mesure par équipement sont recommandés. Lors de corrosion ou de piqûres locales, on peut également utiliser des techniques automatiques par ultrasons. Une certaine surface est alors complètement scannée. Pour la réalisation de mesures d'épaisseur sur les connexions, on peut utiliser des compas d'épaisseur, des mesures par ultrasons ou la radiographie.

### **Isolation externe et couches de protection sur des réservoirs de procédé**

29. L'état des couches de protection externes (telles que les peintures) est-il inspecté visuellement?
30. L'état de l'isolation thermique externe est-il inspecté visuellement?

Des taches de rouille et la formation de bulles peuvent être constatées visuellement. Le fait de gratter la peinture au droit des bulles et des taches de rouille laisse souvent apparaître la formation de piqûres sur la paroi. Si nécessaire, la profondeur des piqûres doit être mesurée.

Une inspection visuelle suffit généralement pour juger de l'état de l'isolation thermique et des matériaux de fixation. Le cas échéant, quelques échantillons ou des bouchons d'isolation peuvent être prélevés pour contrôler l'état de l'isolation. Le "Backscattering de neutrons" et la thermographie infrarouge peuvent être utilisés pour identifier l'isolation mouillée. La thermographie infrarouge peut aussi être utilisée pour la recherche d'isolation endommagée ou manquant sous le manteau d'isolation.

De tels contrôles externes peuvent être réalisés pendant que l'installation est en service. L'API 510 utilise comme intervalle maximal pour une inspection externe approfondie la plus petite des valeurs suivantes: 5 ans ou l'intervalle de l'inspection interne. Les intervalles choisis doivent tenir compte des circonstances auxquelles sont exposées les structures et de l'expérience du passé. De simples contrôles visuels peuvent être réalisés à des intervalles relativement courts (de l'ordre de quelques mois).

### **Corrosion sous l'isolation thermique externe**

31. L'entreprise a-t-elle identifié les réservoirs de procédé susceptibles de subir de la corrosion sous l'isolation thermique?
32. Les zones (anneaux de renfort, connexions et autres points où l'humidité peut s'infiltrer) des réservoirs de procédé où de la corrosion sous l'isolation peut survenir sont-elles examinées à l'aide d'une technique d'inspection appropriée?

La présence d'une isolation thermique externe ne doit pas systématiquement donner lieu à l'exécution d'inspections périodiques de la corrosion sous l'isolation. Cependant, il faut évaluer pour chaque réservoir de procédé si le risque d'avoir de la corrosion sous l'isolation est présent en fonction des endroits sensibles, de la nature de l'isolation, de la température de fonctionnement et des matériaux de construction. Des sources possibles d'humidité sont la pluie, des fuites d'eau, la condensation et des systèmes de déluge.

La corrosion sous l'isolation se produit surtout au niveau des endroits sensibles tels que les endroits où l'isolation est interrompue, où l'isolation est abîmée, où l'isolation n'est plus étanche ou au niveau des points où l'eau peut être emprisonnée.

Selon l'API 571, il est important de choisir un matériau d'isolation qui contient le moins possible de chlorates et du type à cellule fermée. De la fibre de verre à cellule fermée retient en effet moins d'eau que de la laine minérale. Certains matériaux d'isolation contiennent en outre des ions chlorures (par exemple l'isolation en pvc) qui sont lixiviés par l'humidité et qui peuvent donner lieu à de la corrosion d'aciers inoxydables.

L'API 572 recommande des inspections périodiques de la corrosion sous l'isolation dans le cas où l'on peut supposer que de l'humidité s'est infiltrée dans l'isolation et que les conditions de procédés suivantes se présentent:

- des réservoirs de procédé en acier au carbone et en acier faiblement allié qui sont utilisés entre -12 °C et 175 °; la corrosion sous l'isolation occasionne ici de la corrosion locale
- des réservoirs de procédé en acier inoxydable austénitique qui sont utilisés entre

60 °C et 205 °C; la corrosion sous l'isolation se manifeste dans ces cas sous forme de corrosion sous tension ou « stress corrosion cracking » (SCC)

- des réservoirs de procédé qui ne sont pas utilisés en continu.

La réalisation d'inspections visuelles, de mesures d'épaisseurs ou d'examen des courants de Foucault nécessite l'enlèvement partiel ou complet de l'isolation. On peut prévoir dans l'isolation ce que l'on appelle des "bouchons d'isolation". Ce sont des parties de l'isolation qui peuvent être enlevées et remplacées après l'inspection.

### **Points chauds dus à des couches de protection thermique internes défectueuses**

33. Dans le cas où l'enveloppe des réservoirs de procédé est protégée contre des températures élevées par une isolation thermique interne: des inspections externes sont-elles réalisées afin de détecter d'éventuels points chauds?
34. Dans le cas où des points chauds ont été détectés: a-t-on alors réalisé un examen plus approfondi de la zone?

Selon l'API 572, il est important de détecter les points chauds sur la paroi externe des réservoirs de procédé qui sont pourvus d'une couche de protection thermique interne. Cela doit bien entendu avoir lieu pendant que le réservoir de procédé est en service. Lorsque le réservoir est hors service, des mesures d'épaisseur peuvent alors être réalisées dans les zones où les points chauds ont été constatés.

Un contrôle plus approfondi peut avoir lieu en prenant une réplique ou un échantillon de la paroi externe.

### **Corrosion externe pour des réservoirs enterrés ou sous terre**

35. A-t-on analysé quels réservoirs enterrés ou sous terre sont susceptibles de subir de la corrosion?
36. Le caractère corrosif du sol a-t-il été analysé?
37. Les réservoirs souterrains sont-ils équipés d'un coating externe, d'une autre couche protectrice ou d'une protection cathodique?
38. La protection cathodique est-elle contrôlée périodiquement?
39. Les réservoirs enterrés ou sous terre sont-ils contrôlés périodiquement à l'aide d'une technique adaptée?
40. Existe-t-il un programme d'inspection pour les zones des réservoirs situées à hauteur de la transition entre l'aérien et le souterrain?

La corrosion des structures métalliques enterrées dépend de beaucoup de facteurs tels que la température, l'humidité, le contenu en oxygène, la résistance électrique du sol, le type de sol et l'homogénéité du sol, la présence de protection cathodique, l'existence de courants vagabonds, la nature et l'état d'une éventuelle couche de protection, ...

Les sols avec un taux d'humidité élevé, un contenu élevé en sels dissous et un haut degré d'acidité, sont souvent très corrosifs. La résistance du sol est souvent prise comme mesure pour la corrosion du sol, parce que cette résistance est facile à mesurer. La résistance du sol est liée au taux d'humidité du sol et aux électrolytes dissous dans l'eau souterraine.

Les transitions entre le sol et l'air sont, pour la plupart, des zones sensibles à la corrosion, à cause de la présence d'oxygène et d'humidité. La zone où de la corrosion externe peut survenir s'étend sur quelques dizaines de centimètres au-dessus et en-dessous de la surface du sol.

La vitesse de corrosion augmente avec une température croissante des structures

métalliques. Des matériaux sensibles à ce type de corrosion sont l'acier au carbone et la fonte.

Des courants électriques à travers le sol provenant des systèmes de traction électriques ou de mises à la terre, peuvent donner lieu à une attaque extrêmement rapide (appelée 'corrosion par courants vagabonds' ou 'électrolyse'), qui se manifeste dans la formation de piqûres profondes dans la paroi métallique. C'est surtout le courant continu (DC) qui est dangereux à ce niveau. Les courants alternatifs ne donnent lieu en pratique que très exceptionnellement à des problèmes de corrosion par courants vagabonds. Les principales sources de courants vagabonds dans le sol sont les lignes de chemins de fer et de tram et les installations d'électrolyse (par exemple pour la production de chlore et d'aluminium).

Dans la section 11 de l'API 651, on décrit des directives pour l'inspection et l'entretien de la protection cathodique des sols de réservoirs atmosphériques aériens. Dans la partie 1.2 de cette norme, on mentionne que ces directives sont aussi d'application pour des réservoirs dans d'autres circonstances.

Ci-dessous, une série de techniques d'inspection possibles pour la recherche de corrosion souterraine sont décrites.

- Des problèmes avec des réservoirs enterrés peuvent être identifiés en contrôlant les modifications de la surface du sol (décolorations, affaissements, ramollissement de l'asphalte, formation de flaque, odeur perceptible, cloches d'eau,...). Cela peut se faire par exemple à l'aide d'une tournée journalière/hebdomadaire.
- Lorsqu'au niveau de la transition sol-air, on constate visuellement de la corrosion externe, il peut être recommandé de réaliser des mesures d'épaisseur, voire même des excavations afin de constater si la corrosion reste limitée à la zone de transition, ou si par contre, elle s'est infiltrée plus loin dans la partie enterrée du réservoir de procédé.
- Une méthode complémentaire ou alternative est un test de fuite des réservoirs enterrés avec un liquide à une pression au moins 10% au-dessus de la pression de fonctionnement, et ceci à des intervalles fixés. Le test de fuite doit être maintenu pendant 8 heures. Des tests de fuite peuvent aussi être réalisés à l'aide de la technique d'émission acoustique.

### **Caustic stress corrosion cracking**

41. L'extérieur des réservoirs de procédé dans lesquels de la soude est présente a-t-il été examiné quant à la présence de fissures?
42. Les zones où des fissures ont été trouvées, ont-elles été examinées plus en profondeur à l'aide d'une technique appropriée?

Des réservoirs de procédé dans lesquels de la soude est présente, peuvent faire l'objet de «caustic stress corrosion cracking». Des fissures apparaissent au niveau des zones présentant des tensions importantes ou au niveau des connexions avec des éléments de chauffage internes.

On doit en premier lieu essayer de détecter ces petites fissures lors des inspections externes. Il est cependant recommandé de prêter aussi attention à la précipitation de cristaux blancs lors des inspections externes. Ceux-ci peuvent être la conséquence de l'infiltration de soude via les fissures.

Les dommages eux-mêmes peuvent être mesurés via les techniques d'inspection suivantes:

- contrôle par flux magnétique
- contrôle par ressuage

- contrôle par ultrasons (sous un angle).

## **2.3 Inspection de l'intérieur des réservoirs de procédé**

### **Inspection visuelle interne d'un réservoir de procédé**

43. Les parois d'un réservoir de procédé sont-elles inspectées visuellement pour la recherche de corrosion?
44. Le type de corrosion, les points où de la corrosion a été constatée et l'ampleur de la corrosion sont-ils documentés?

L'inspection interne d'un réservoir de procédé commence la plupart du temps par une inspection visuelle de l'état du réservoir de procédé.

L'objectif est que toutes les zones du réservoir de procédé soient inspectées à la recherche de corrosion, d'érosion, de bulles d'hydrogène, de déformations, de fissures et d'écaillés.

Les endroits où de la corrosion nouvelle a été détectée (par rapport à la précédente inspection interne) sont repris dans la liste des points où des inspections supplémentaires (par ex. des mesures d'épaisseurs) doivent être réalisées.

### **Diminution de l'épaisseur de la paroi**

45. A-t-on identifié les zones où des mesures d'épaisseur seront réalisées?
46. Des mesures d'épaisseur ont-elles été réalisées à des points prédéterminés (définis dans une instruction ou sur un dessin pour le réservoir de procédé concerné)?

Selon l'API 572, il est préférable de réaliser des mesures d'épaisseurs aux endroits les plus endommagés. Si les dégâts s'étendent largement sur le réservoir de procédé, il est nécessaire d'identifier beaucoup de points de mesure.

Le piquage peut la plupart du temps être constaté en grattant les zones suspectes avec un grattoir en forme de pointe. En cas de piqûres, la profondeur de celles-ci est mesurée.

Une forme spécifique de corrosion donnant lieu à une diminution générale de l'épaisseur de la paroi est la sulfuration. Cette forme de corrosion peut se produire à des températures élevées pour des flux de procédé contenant du soufre. Il est préférable de prévenir cette forme de corrosion par un choix correct des matériaux lors de la conception.

### **Corrosion sous tension (stress corrosion cracking)**

47. L'entreprise a-t-elle analysé pour chaque réservoir de procédé si certaines formes de corrosion sous tension peuvent être attendues (sur base des matériaux utilisés et des conditions de procédé)?
48. Les zones où l'on soupçonne que des fissures peuvent apparaître (sur base des matériaux utilisés et des conditions de procédé) sont-elles inspectées visuellement à cet effet?
49. Les zones où des fissures ont été détectées sont-elles examinées plus profondément à l'aide d'une technique appropriée?

Il existe beaucoup de formes différentes de corrosion sous tension. Une série de formes sont mentionnées ci-dessous à titre d'illustration.

- Chloride Stress Corrosion Cracking: un problème typique de l'acier inoxydable austénitique, induit par des chlorures, suite à l'humidité et les chlorures sous l'isolation, des dépôts, sous des joints ou dans des interstices.
- Amine Stress Corrosion Cracking: dans des réservoirs qui n'ont pas subi un traitement thermique réduisant les tensions
- Caustic Stress Corrosion Cracking : causée par la présence de NaOH ou KOH
- Hydrogen Stress Corrosion Cracking: causée par exemple par H<sub>2</sub>S ou HF
- Polythionic Acid Stress Corrosion Cracking des aciers alliés austénitiques par exposition à des sulfures, à de l'humidité de condensation ou à de l'oxygène.

L'objectif n'est en effet pas que les entreprises se limitent aux phénomènes mentionnés ci-dessus lors de la recherche de corrosion sous tension.

La corrosion sous tension se manifeste surtout au niveau des soudures et dans la zone à côté des soudures, dont la structure a été influencée par la température lors du soudage. Des circonstances pouvant donner lieu à la formation de fissures sont:

- la présence d'amines, de sulfure d'hydrogène humide, d'ammoniac
- des charges cycliques
- une température élevée.

Selon l'API 572, les matériaux suivants sont sensibles à la corrosion sous tension:

- types d'acier avec une tension de traction élevée (plus de 483 MPa)
- types d'acier avec une grossière structure de grains
- soudures de matériaux avec un faible taux de chrome qui sont utilisées à température élevée.

Des petites fissures peuvent être inspectées visuellement en utilisant une lumière intense ou une loupe. Si de petites fissures sont constatées, l'API 572 recommande alors d'examiner plus en profondeur la zone concernée avec une technique d'inspection appropriée telles que le contrôle par ressuage ou un contrôle avec des particules magnétiques. C'est surtout la technique WFMPT (Wet Fluorescent Magnetic Particle Technique) qui semble très appropriée pour examiner des petites fissures. A côté de cela, on peut aussi utiliser des mesures d'épaisseur par ultrasons et la technique par courants de Foucault pour détecter des fissures de surface. Des mesures par ultrasons sous un angle permettent d'avoir une certaine image de petites fissures volumétriques (c.à.d. des petites fissures sous la surface du métal).

Des sondes d'hydrogène, qui suivent la formation de l'hydrogène atomique, sont principalement utilisées dans des raffineries pour détecter de la corrosion sous tension suite à la présence d'H<sub>2</sub>S avec de l'acier au carbone. Les sondes d'hydrogène sont moins efficaces pour détecter la corrosion par piqûres.

## Déformations

50. Les parois et les connexions sont-elles inspectées à la recherche de déformations et de dégradations ?

51. Les parois et les connexions sont-elles inspectées à la recherche de bulles d'hydrogène?

La plupart du temps, des déformations de réservoirs de procédé peuvent être constatées via des inspections externes, à moins que les réservoirs de procédé ne soient thermiquement isolés.

Des bulles d'hydrogène peuvent apparaître lorsque des atomes d'hydrogène, provenant d'un processus de corrosion à la surface du métal, se diffusent dans la paroi métallique

et s'accumulent à la hauteur d'une discontinuité dans la structure métallique. A cet endroit, les atomes d'hydrogène se combinent en molécules d'hydrogène, qui sont trop grandes pour continuer à se diffuser à travers le métal. L'hydrogène gazeux occasionne une augmentation de la pression et la formation de bulles et aussi dans certains cas des fissures. Dans ce dernier cas, on parle d'Hydrogen Induced Cracking.

### **Dégradation des couches de protection internes et corrosion sous-jacente**

52. Dans le cas où des couches de protection interne sont présentes sont-elles examinées à la recherche de dégradations?
53. Dans le cas où une dégradation a été constatée: a-t-on alors examiné de manière plus détaillée l'état du matériau de base (à protéger)?

Les couches de protection internes peuvent être constituées de différents matériaux: métal, verre, plastique, caoutchouc, céramique, ... Les couches d'isolation thermique internes destinées à protéger l'équipement contre des températures élevées sont traitées dans la section suivante.

L'API 572 mentionne les points d'attention suivants lors de l'inspection des couches de protection internes:

- présence de corrosion
- la bonne mise en oeuvre de la couche de protection
- la présence de trous ou de petites fissures.

La corrosion sous des couches de protection peut souvent être détectée visuellement.

Pour détecter de petites fissures dans la couche de protection, on peut en premier lieu réaliser une inspection visuelle. S'il y a des doutes quant à la présence de petites fissures, l'examen visuel peut être complété par une technique plus poussée telle que le contrôle par ressuage ou la méthode de test par étincelle.

Si la couche de protection est en bon état et qu'il n'y a pas de soupçon de présence de corrosion sous la couche de protection, alors il n'est pas nécessaire d'enlever la couche de protection pour inspecter l'enveloppe en-dessous. Par contre, si la couche de protection est endommagée, il est recommandé d'enlever de petites zones de la couche de protection et d'inspecter la surface de l'enveloppe sous-jacente. Cela peut se faire dans certains cas en réalisant des mesures externes d'épaisseur par ultrasons. Le contrôle interne de l'enveloppe sous la couche de protection est cependant toujours préférable.

### **Dégradation des couches d'isolation thermique internes et corrosion sous-jacente**

54. Les couches d'isolation thermique internes sont-elles inspectées à la recherche de dégradations?
55. Dans le cas où une dégradation de la couche d'isolation thermique interne a été constatée: a-t-on alors examiné l'état de l'enveloppe (sous-jacente)?
56. A-t-on examiné s'il peut y avoir de la condensation et par conséquent de la corrosion sous l'isolation thermique interne?
57. Dans le cas où il peut y avoir de la condensation entre la couche d'isolation et la paroi du réservoir de procédé: la paroi du réservoir de procédé a-t-elle alors été examinée avec une technique d'inspection appropriée?

Les couches d'isolation thermique sont constituées la plupart du temps de béton ou de matériel réfractaire. Dans certains cas, il y a encore en plus une isolation thermique insérée entre l'enveloppe métallique et les blocs réfractaires.

Une inspection visuelle permet déjà de détecter toutes sortes de formes de dégâts: blocs réfractaires cassés, fentes et fissures, formation de bulles.

Si le métal de l'enveloppe a été exposé à de hautes températures suite à une isolation thermique endommagée, une inspection visuelle du métal est recommandée. En fonction des constatations, des techniques plus poussées peuvent ensuite être appliquées.

### **Corrosion sous les dépôts**

58. A-t-on analysé s'il pouvait y avoir de la corrosion sous les dépôts?  
59. Dans le cas où il peut y avoir de la corrosion sous les dépôts: la paroi sous-jacente du réservoir de procédé est-elle alors examinée avec une technique d'inspection appropriée?

Dans certains cas, une couche de produits déposés se forme sur la paroi interne d'un réservoir de procédé. Lorsque de telles couches ne nécessitent pas d'être enlevées régulièrement (pour des raisons opérationnelles ou de qualité), il est quand même important d'examiner s'il n'y a pas de la corrosion qui apparaît sous ces couches.

Pour de grands réservoirs de procédé, on peut éliminer les dépôts dans une zone déterminée et voir s'il y a de la corrosion présente sur la paroi de l'enveloppe. Pour des réservoirs de procédé plus petits, on peut opter de réaliser des radiographies ou des mesures externes d'épaisseur sur des zones sélectionnées.

### **Corrosion induite microbiologiquement (MIC)**

60. A-t-on analysé s'il pouvait y avoir de la corrosion induite microbiologiquement?  
61. Réalise-t-on des prises d'échantillons pour vérifier la présence d'organismes vivants dans les appareils où il peut y avoir de la corrosion induite microbiologiquement?

Dans les endroits où de l'eau stagne ou de l'eau à faible courant est présente ou peut être présente dans des réservoirs de procédé, il est probable d'avoir de la corrosion induite microbiologiquement (MIC), causée par des organismes vivants.

La MIC est difficile à combattre. C'est pourquoi, il est important de prévenir la MIC le plus possible. Cela peut se faire en évitant le plus possible la présence d'eau dans les appareils. Après les tests hydrodynamiques des appareils, l'eau doit être éliminée le plus rapidement possible et les appareils doivent être séchés.

Lorsqu'une phase aqueuse apparaît dans des équipements, il est recommandé d'y contrôler la présence d'organismes vivants. Si nécessaire, des systèmes contenant de l'eau peuvent être traités avec des biocides.

### **Fatigue**

62. L'entreprise a-t-elle évalué quels réservoirs de procédé sont susceptibles de subir de la fatigue?  
63. A-t-on estimé la durée de vie attendue pour ces réservoirs de procédé où la survenance d'une fatigue est pertinente?

La fatigue apparaît suite à l'exposition cyclique à certaines conditions:

- des fluctuations de température occasionnant des tensions dues aux dilatations et aux rétractations (valeur guide pour les fluctuations de température: 100°C)
- charge mécanique (dépend fortement du matériau : pour certains matériaux, il y a une valeur seuil de sécurité, pour d'autres pas)



- vibrations (très grands effets si elles sont synchrones avec la fréquence naturelle de l'équipement).

Les points sensibles sont:

- les piquages
- les points où des métaux avec différents coefficients de dilatation thermique ont été soudés ensemble, peuvent être soumis à une fatigue due aux cycles de dilatation thermique (chauffage et refroidissement)
- les endroits où une attaque locale (par exemple des piqûres) a eu lieu (il peut y avoir plus rapidement une formation de fissure à la surface)
- les vannes.

La fatigue peut entraîner la défaillance du réservoir de procédé avant que cela ne soit détecté par des techniques non destructives. La conception et l'installation doivent donc avoir pour objectif d'éviter la survenance d'une fatigue. La méthode « fuite de champ magnétique » (Magnetic Particle testing) ou le ressuage (Liquid-Penetrant Testing) peuvent être utilisés pour détecter des signes précurseurs de fatigue sur les connexions liées à des tuyauteries qui vibrent.

### **Fluage**

64. L'entreprise a-t-elle identifié les zones des réservoirs de procédé qui sont sensibles au fluage?
65. Existe-t-il pour ces zones un programme d'inspection spécifique qui examine le fluage?

Des températures plus élevées peuvent donner lieu au fluage des réservoirs de procédé. Le fluage est un allongement irréversible à charge constante et ce sur une période de temps déterminée. A une certaine température (élevée), le fluage va s'accélérer au cours du temps jusqu'à ce qu'une rupture se produise. Des températures élevées peuvent donc, en fonction des propriétés de l'enveloppe, donner lieu à une rupture rapide ou peuvent limiter la durée de vie d'une enveloppe.

La vitesse de la corrosion due au fluage dépend de la charge (tension) et de la température. L'API 571 donne les températures limites indicatives suivantes pour l'apparition du fluage:

- Acier au carbone (carbon steel): 370°C
- Acier faiblement allié (Low alloy steel): 400- 425°C
- Acier inoxydable austénitique: 480°C – 540°C.

Une enveloppe doit exercer une résistance suffisante contre les températures les plus élevées survenant pendant le fonctionnement normal de l'installation. Cela signifie que soit il n'y a pas de fluage, soit le fluage et les phénomènes de vieillissement en découlant se manifestent suffisamment lentement, de manière à pouvoir être suivis et que l'enveloppe puisse être mise hors service et remplacée avant que la durée de vie de l'enveloppe n'arrive à sa fin.

L'API 571 indique que pour la constatation de dommage dû au fluage une combinaison de différentes techniques peut être utilisée telles que l'examen par ultrasons, la radiographie, l'examen de courants de Foucault (eddy current) et la prise de répliques. Les soudures peuvent être examinées par un contrôle par ressuage ou par la méthode de fuite de champ magnétique.

### **Effets métallurgiques à températures plus élevées (>300°C)**

66. L'entreprise a-t-elle évalué s'il y avait des conditions dans lesquelles des effets métallurgiques à températures plus élevées (> 300°C) peuvent survenir?
67. Ces effets sont-ils évités par le choix d'un matériau approprié?

Il y a différents mécanismes qui peuvent apparaître à température élevée et qui peuvent attaquer la structure métallurgique (taille des grains, formes des cristaux, ...).

Les phénomènes suivants peuvent survenir avec de l'acier au carbone et de l'acier allié:

- graphitisation (lors d'une longue exposition à des températures dans l'intervalle 400-600°C)
- ramollissement (lors d'une longue exposition à des températures dans l'intervalle 450-760°C)
- fragilisation thermique (lors d'une longue exposition (plusieurs années) à des températures dans l'intervalle 340-600°C).

Les phénomènes possibles dans le cas de l'acier inoxydable sont:

- 475°C-fragilisation (exposition à des températures dans l'intervalle 315 à 540°C)
- fragilisation de la phase sigma (exposition à des températures dans l'intervalle 540°C à 950°C).

Ces phénomènes affaiblissent le matériau et peuvent aller jusqu'à la rupture. Si des réservoirs de procédé sont exposés à des températures plus élevées, il est donc important de connaître ces mécanismes et si possible, de choisir des matériaux adéquats, de suivre les mécanismes ou de prendre certaines mesures de précaution.

## **2.4 Enregistrement et traitement des résultats d'inspection**

### **Enregistrement des résultats d'inspection**

68. L'entreprise dispose-t-elle pour chaque réservoir de procédé des résultats des inspections réalisées?
69. Le rapport d'inspection décrit-il clairement la manière dont l'inspection a été réalisée?
70. Le rapport d'inspection mentionne-t-il clairement les résultats d'inspection?

Ce bloc de questions se rapporte à tous les types d'inspections, donc aussi bien aux inspections visuelles qu'aux inspections réalisées avec un appareil de mesure.

Le rapport d'inspection comprend au minimum les informations suivantes:

- date
- exécutant
- données d'identification du réservoir de procédé
- localisations des mesures d'épaisseurs (éventuellement réalisées)
- les techniques et les appareils de mesure utilisés
- les résultats fournis par l'appareil utilisé et/ou les observations de l'inspection visuelle.

### **Evaluation des mesures d'épaisseur**

71. L'épaisseur minimale requise a-t-elle été déterminée?
72. Les résultats des mesures d'épaisseur sont-ils comparés avec l'épaisseur minimale requise?

73. Si l'épaisseur mesurée est plus petite que l'épaisseur minimale requise, réalise-t-on alors un examen plus approfondi (ou l'équipement est-il mis hors service ou réparé)?
74. Calcule-t-on la vitesse de corrosion, la durée de vie restante et les dates de la prochaine inspection?
75. Les prochaines dates ultimes d'inspection sont-elles choisies de manière à ce que la durée de vie restante des réservoirs de procédé ne soit pas encore dépassée lors de la prochaine inspection?

L'API 572 recommande de réaliser des mesures d'épaisseur afin de pouvoir déterminer la vitesse à laquelle les épaisseurs de plaque diminuent.

Après que les mesures d'épaisseur aient été réalisées, l'état du réservoir de procédé est déterminé comme suit.

- Etape 1: l'épaisseur mesurée est comparée avec l'épaisseur nominale, l'épaisseur à l'origine et l'épaisseur minimale exigée. Si l'épaisseur mesurée est inférieure à l'épaisseur à l'origine ou nominale moins la tolérance de corrosion, alors les réparations nécessaires sont réalisées ou on passe à l'étape 2.
- Etape 2: l'épaisseur requise des différents composants d'un réservoir de procédé est calculée à partir du code de construction utilisé. Si la valeur mesurée est inférieure à l'épaisseur minimale requise selon le standard de construction, alors les réparations nécessaires sont réalisées ou on passe à l'étape 3.
- Etape 3: une analyse fitness-for-service est réalisée conformément à la norme API 579.

### **Evaluation des fissures ('cracks')**

76. Les dimensions des fissures sont-elles comparées à une taille acceptable de fissures?
77. Évalue-t-on si la probabilité existe que les fissures puissent grandir si l'appareil est remis en service?
78. Applique-t-on un monitoring en service des fissures ou des techniques de détection de fuite afin d'avoir une meilleure vue sur la durée de vie restante du réservoir de procédé?

Une fissure (ou crevasse, en anglais: 'crack') dans un objet métallique est stable si la fissure ne peut pas donner lieu à une rupture fragile et si la fissure ne peut pas se développer davantage de manière ductile.

Selon la norme API 579, il y a 3 niveaux d'évaluation différents pour déterminer si les fissures ou crevasses présentes sont acceptables ou pas.

Les niveaux d'évaluation 1 et 2 sont applicables si:

- l'appareil ne se trouve pas dans le domaine de fluage
- les données de conception originales répondent à celles d'un standard ou d'une norme reconnue
- les forces dynamiques sont négligeables
- on peut s'attendre à aucune croissance de fissure pendant l'usage de l'appareil.

Afin de pouvoir appliquer le niveau 1, il y a en plus des limitations spécifiques en ce qui concerne la forme des composants et les forces présentes. Si ces limitations pour appliquer le niveau 1 ou 2 ne sont pas satisfaites, il est nécessaire de passer au niveau 3 pour évaluer si l'appareil peut être maintenu en service en toute sécurité.

Avec les niveaux d'évaluation 1 et 2, on vérifie sur base des dimensions mesurées des fissures et des propriétés du matériau si la taille mesurée des fissures est plus petite qu'une taille acceptable. Pour une évaluation de niveau 1, on utilise pour ce faire

quelques courbes types pour des équipements sphériques, en forme de cylindre ou plats. Ces courbes types sont appelées Failure Assessment Diagrams. Avec une évaluation de niveau 2, on examine plus en profondeur les tensions complexes qui peuvent être présentes dans un équipement, pour évaluer si une fissure ou une crevasse déterminée est acceptable ou pas.

Si les conditions de tension ne satisfont pas aux limitations pour appliquer le niveau d'évaluation 1 ou 2 ou si le risque de croissance de la fissure est présent, il est alors nécessaire de réaliser une évaluation approfondie conformément au niveau 3.

Le développement de fissures dans un appareil en service, peut être classé en 4 types: développement de fissures par fatigue, développement de fissures par corrosion sous tension, développement de fissures induites par l'hydrogène et développement de fissures dues à de la corrosion de fatigue.

Pour déterminer la durée de vie restante d'un appareil qui est sujet à des fissures, on a en fait besoin d'informations sur la vitesse de croissance des fissures lorsque l'appareil est en service. Avec une évaluation conforme au niveau 3, on évalue d'abord si la fissure initiale est acceptable, ensuite (si l'information nécessaire est présente), un modèle de croissance de fissure peut être appliqué pour calculer la durée de vie restante du réservoir de procédé. Cependant, la plupart du temps il n'y a pas assez d'informations connues pour effectuer ce calcul. Dans ces cas-là, il faudra revenir vers d'autres options, telles que la réalisation de réparations, le monitoring pendant l'utilisation (par une technique non destructive) ou une méthode de détection de fuite ('leak before break method').

Une méthode de détection de fuite est applicable dans les cas où l'on peut démontrer qu'une fissure peut grandir à travers la paroi sans que cela ne mène à une rupture brutale de l'enveloppe. On détecte la fuite parce que la fissure traverse la paroi.

### **Evaluation des déformations**

79. Évalue-t-on pour des réservoirs de procédé sur lesquels des déformations ont été constatées, si les déformations sont acceptables?

80. Dans le cas où les déformations ne sont pas acceptables, a-t-on alors opté pour des réparations, un remplacement ou un recalcul du réservoir de procédé?

Les déformations de réservoirs de procédé peuvent être classées comme suit:

- déformation géométrique (avec laquelle un réservoir rond obtient une section ovale)
- fosses (avec ou sans sillon)
- rides (combinaison de fosses et de bosses)
- formation de bulles (suite à la formation de molécules d'hydrogène).

Pour évaluer si des déformations sont acceptables, différentes procédures peuvent être appliquées. L'API 579 fait une distinction entre les évaluations de niveau 1, 2 ou 3.

La procédure la plus simple est celle de niveau 1. A ce niveau, on examine si les déformations tombent dans les tolérances de conception prévues dans les codes de constructions originaux. Si les réservoirs de procédé satisfont à ces critères, la durée de vie restante peut être calculée. Si la durée de vie restante n'est pas acceptable, on peut passer à la réalisation des réparations nécessaires ou à une évaluation de niveau 2.

Avec une évaluation de niveau 2, on examine l'intégrité structurelle d'un réservoir de procédé avec des déformations. Dans cette évaluation, on tient compte des forces de pression, des forces supplémentaires et de différentes géométries. On vérifie si le facteur de contrainte résiduelle ('remaining stress factor') calculé est plus grand que

celui acceptable (celui-ci s'élève à 0,9 pour la plupart des normes de construction). Si c'est le cas, le réservoir de procédé satisfait à l'évaluation de niveau 2. Après quoi, on calcule si la durée de vie restante est acceptable ou pas. Si ce n'est pas le cas, on passe au niveau d'évaluation suivant (ou les réparations nécessaires sont réalisées). Une évaluation de niveau 3 exige encore plus de calculs.

Si une évaluation conformément au niveau 2 ou au niveau 3 ne permet pas de décider que le réservoir de procédé peut continuer à être utilisé en toute sécurité aux mêmes conditions de procédé, l'API 579 prévoit la possibilité de modifier les conditions de procédé (diminution de la température et/ou de la pression de service) de manière à pouvoir assurer ainsi un fonctionnement en toute sécurité. On parle alors de « recalcul » du réservoir de procédé aux nouvelles conditions de procédé.

Si en réalisant un recalcul, l'évaluation est encore négative, on doit passer à une réparation ou à un remplacement du réservoir de procédé.

### **Réparations des réservoirs de procédé**

81. Dispose-t-on de documents prouvant que les réparations ont été réalisées dans le matériau d'origine?
82. Dispose-t-on de documents prouvant que toutes les soudures ont été réalisées par des soudeurs qui disposaient des qualifications nécessaires?
83. Dispose-t-on des contrôles qualité des soudures (par ex. des radiographies)?
84. Peut-on démontrer que tous les réservoirs de procédé réparés disposent des mêmes pression et température de conception que le réservoir de procédé original?

C'est une bonne pratique de joindre au dossier de construction du réservoir de procédé les informations relatives aux réparations.

La sélection des soudures sur lesquelles un contrôle qualité est exercé et la manière dont ce contrôle qualité est réalisé, sont en conformité avec le code de construction du réservoir de procédé.

L'API 510 donne les recommandations suivantes sur les réparations.

- Tous les nouveaux becs, nouvelles connexions ou composants remplacés doivent satisfaire aux conditions de conception du code de construction qui est d'application.
- Les matériaux utilisés pour des réparations aux réservoirs de procédés doivent satisfaire aux conditions de conception du code de construction qui est d'application. Les matériaux utilisés pour réaliser des soudures de réparation, doivent être compatibles avec le matériau d'origine.
- Pour la réalisation de soudures, il est recommandé que la firme qui réalise les réparations, puisse présenter les procédures de soudage et qu'elle fasse appel à des soudeurs disposant d'un certificat de soudeur en conformité avec les conditions du code de construction qui est d'application.
- Des contrôles qualité doivent être réalisés sur les soudures, à l'aide d'une technique non destructive. Les mêmes méthodes d'examen que celles prescrites dans le code de construction doivent être utilisées pour de nouvelles soudures faisant partie d'une réparation. Les codes de construction demandent typiquement des examens radiographiques pour des soudures sur le pourtour et sur la longueur. Si un examen radiographique n'est pas possible, des méthodes de test alternatives peuvent être utilisées.

### **Recalcul des réservoirs de procédé**

85. Dans le cas d'une modification des conditions de procédé, peut-on présenter des documents prouvant que le réservoir de procédé est adapté aux nouvelles conditions de procédé?
86. Dans le cas d'un recalcul d'un réservoir sous pression, a-t-on réalisé un test de pression avant que le réservoir sous pression n'ait été mis en service sous les nouvelles conditions de procédé?

Si l'état d'un réservoir de procédé n'est plus satisfaisant pour être exploité en toute sécurité sous les mêmes conditions de procédé, on a la possibilité d'adapter les conditions de procédé, de manière à ce que le réservoir de procédé puisse encore être utilisé en toute sécurité.

L'API 510 impose les conditions suivantes pour les calculs réalisés pour démontrer qu'un réservoir sous pression convient aux nouvelles conditions de procédé:

- les calculs doivent être réalisés par quelqu'un ayant de l'expérience en matière de conception de réservoirs sous pression
- le recalcul est en conformité avec le code de conception original.

Les résultats d'inspection doivent démontrer que le réservoir de procédé convient aux nouvelles conditions de procédé proposées et que la surépaisseur de corrosion est appropriée pour ce cas. Dans le cas de réservoirs sous pression, il faut en plus qu'un test de pression en conformité avec le code de conception soit réalisé avant que le réservoir sous pression ne soit remis en service dans les nouvelles conditions de procédé.



# 3

## Maîtrise de la dégradation des réservoirs de stockage atmosphériques

Ce questionnaire est d'application pour les réservoirs de stockage atmosphériques aériens et verticaux, avec un toit fixe, un toit flottant interne ou un toit flottant externe.

### 3.1 Dossier de construction et programme d'inspection

#### Dossier de construction

87. L'entreprise dispose-t-elle pour chaque réservoir de stockage d'un dossier avec les informations sur la construction à l'origine du réservoir de stockage et sur les modifications et réparations ultérieures?
88. A-t-on documenté pour chaque réservoir de stockage quels matériaux de construction ont été utilisés?
89. La pression et la température de conception ont-elles été documentées pour chaque réservoir de stockage?
90. A-t-on documenté pour chaque réservoir de stockage quel code de conception a été utilisé?
91. A-t-on documenté pour chaque réservoir de stockage quel traitement thermique a été appliqué sur les soudures?
92. A-t-on documenté pour chaque réservoir de stockage quelle surépaisseur de corrosion a été appliquée?

Si l'on ne dispose pas pour certains réservoirs de stockage de certaines données sur la construction et sur les modifications ou réparations ultérieures, ce fait doit également être documenté. La méconnaissance de certaines données est en effet un élément dont on doit tenir compte lors d'une analyse des phénomènes de corrosion et lors de l'évaluation des résultats d'inspection.

### Plan d'inspection pour chaque réservoir de stockage

93. L'entreprise dispose-t-elle d'un programme d'inspection pour les réservoirs de stockage?
94. A-t-on déterminé pour chaque réservoir de stockage quels phénomènes de dégradation peuvent survenir?
95. Existe-t-il un plan d'inspection pour chaque réservoir de stockage?

On entend par programme d'inspection, le planning global de toutes les inspections.

Un plan d'inspection pour un réservoir de stockage donne pour un réservoir de stockage bien déterminé quand et comment il sera inspecté, réparé ou entretenu.

La combinaison des plans d'inspections de chaque réservoir de stockage donne le programme d'inspection pour les réservoirs de stockage.

Un plan d'inspection pour des réservoirs de stockage atmosphériques contient selon l'API 653, quatre types de contrôle:

- des contrôles de routine (via des tournées)
- le suivi des tassements
- des contrôles externes par des experts
- des contrôles internes par des experts.

L'EEMUA 159 mentionne également une telle subdivision.

Par «experts», l'API 653 vise des personnes avec beaucoup d'expériences et de connaissances au sujet d'aspects pertinents pour réaliser les contrôles. Il s'agit donc de personnes différentes de celles qui font les contrôles de routine. Il peut s'agir d'experts agréés comme visés dans la législation régionale, mais ce n'est pas nécessaire dans tous les cas.

Ce questionnaire n'est construit qu'en partie selon ces différents types d'inspection. Il est aussi construit en partie selon la partie du réservoir et selon les phénomènes de dégradation qui peuvent survenir. C'est à l'entreprise de regrouper les sortes de contrôles dans les types ci-dessus pour réaliser suffisamment fréquemment certaines choses d'une part et pour maintenir l'ensemble réalisable d'autre part. Pour un certain nombre de ces contrôles, des directives sont aussi données par les normes au sujet des fréquences. Un résumé de ces directives est donné à titre d'information ci-dessous. Ce n'est cependant qu'à titre indicatif et il vaut mieux consulter les normes elles-mêmes afin de pouvoir les appliquer, parce que souvent, des nuances supplémentaires sont apportées et il faut tenir compte de facteurs supplémentaires qu'il est impossible de reprendre dans un résumé.

L'API 653 recommande les intervalles d'inspection suivants:

- tournées: un mois
- contrôle visuel externe: 25% de la durée de vie restante mais pas plus de 5 ans
- mesures d'épaisseur de la paroi extérieure:
  - si la vitesse de corrosion est inconnue: tous les 5 ans
  - si la vitesse de corrosion est par contre connue: 50% de la durée de vie, mais pas plus de 15 ans
- le premier contrôle interne après mise en service: dans les 10 ans à moins qu'une fréquence plus élevée puisse être motivée via RBI (risk based inspection) ou d'autres méthodologies décrites
- contrôles internes ultérieurs: sur base de l'estimation de la durée de vie restante, issue des résultats de mesure des contrôles précédents, mais sans qu'il y ait plus de 20 ans entre deux contrôles ou sur base de RBI.



L'EEMUA 159 ne donne pas de prescriptions spécifiques pour les tournées et les contrôles externes, seulement 'régulièrement' et 'assez fréquemment'. Pour les contrôles internes, on donne une méthode liée au temps et une méthode basée sur le risque pour déterminer l'intervalle d'inspection.

Selon la méthode liée au temps, le délai entre les contrôles internes est fonction du produit stocké. Le délai varie entre 3 ans pour des produits corrosifs et 16 ans pour des produits très purs, peu corrosifs. Ces délais peuvent éventuellement être allongés si plusieurs réservoirs similaires avec le même produit sont présents et qu'il y a eu quelques contrôles avec de bons résultats.

La méthode basée sur le risque pour le contrôle interne est appelée PPM (Probabilistic Preventive Maintenance). C'est une combinaison de RBI (risk based inspection) et de RCM (reliability centered maintenance). Afin de déterminer le délai pour réaliser une inspection, il faudra calculer la durée de vie restante sur base des données de conception, des expériences avec d'autres réservoirs et des données des précédentes inspections. On calcule alors le temps jusqu'à une certaine épaisseur critique du matériau.

La prochaine inspection interne doit se faire après qu'un certain pourcentage de la durée de vie restante s'est écoulé. Ce pourcentage dépend du risque lié à la défaillance du réservoir et varie entre 0,3 et 1. Le risque est déterminé en faisant une estimation de la probabilité et des conséquences de la défaillance. Cela conduit à une catégorie de risque à laquelle appartient un facteur déterminé (entre 0,5 et 0,9). Ce facteur est ensuite corrigé jusqu'au minimum 0,3 et maximum 1 en tenant compte de la fiabilité de la méthode d'inspection. Cela se fait en répondant à une série de questions à choix multiples.

Indépendamment de ces méthodologies dans les normes pour déterminer les délais, il y a aussi bien dans la réglementation fédérale que régionale, des délais maximum imposés au sujet de l'inspection des réservoirs de stockage. Ceux-ci doivent bien entendu toujours être respectés.

## **3.2 Inspections externes**

### **Echelles, escaliers, plateformes et passerelles**

96. Le bon état des échelles, escaliers, plateformes et passerelles est-il inspecté visuellement?

Lors du contrôle visuel de ces éléments, on fait attention:

- aux parties cassées ou corrodées
- à la présence de fissures
- au serrage des boulons
- à l'état de la peinture sur les éléments peints
- à la condition générale des éléments galvanisés
- à l'usure des marches (l'usure des marches ne fait pas qu'affaiblir les marches mais les rend souvent glissantes également)
- à la solidité des rampes
- à la présence de creux et de fléchissements car la pluie peut s'accumuler à ces endroits et accélérer la corrosion. Si de tels points sont constatés, il peut être nécessaire de réaliser des mesures d'épaisseur.

Lors de la réalisation d'inspections visuelles, il peut aussi être nécessaire de gratter les couches d'oxydation. Pour inspecter profondément l'état des structures portantes sous-jacentes, il peut être nécessaire d'enlever les parties amovibles (par ex. les revêtements du sol).

Si un toit flottant est présent, il est également équipé d'échelles, d'escaliers, de plateformes, de passerelles, ... Ces structures doivent également être examinées.

### **Fondations et boulons d'ancrage**

- 97. Le bon état des fondations est-il inspecté (absence de fissures, d'effritements, ...)?
- 98. Le bon état du joint entre le terte et le fond du réservoir est-il inspecté?
- 99. Le bon état des boulons d'ancrage (si présents) a-t-il été examiné?

Les fondations peuvent se dégrader de différentes façons, principalement par érosion, par formation de fissures et par des tassements irréguliers. Ces phénomènes peuvent être détectés via des inspections visuelles. L'évaluation de tassements nécessite parfois des mesures de tassements (voir plus loin). Des tassements peuvent endommager le joint entre les fondations et le fond du réservoir. Ainsi, de l'eau peut s'infiltrer sous le fond et occasionner de la corrosion du côté inférieur des plaques de fond. L'état de ce joint et le fait que l'eau de pluie s'écarte encore de cette zone, doivent donc être un point d'attention spécifique lors du contrôle des fondations.

Les boulons d'ancrage sont souvent sensibles à la corrosion. Il est donc préférable de les contrôler visuellement de manière approfondie à la recherche de corrosion, lors des contrôles externes. Si nécessaire, on complète l'examen en défaisant les boulons et par des mesures d'épaisseur.

### **Tassements**

- 100. Le système d'inspection prévoit-il le suivi des tassements?
- 101. Les points de mesure sont-ils repris sur un schéma?
- 102. Si des tassements importants ont été constatés, réalise-t-on alors des mesures complémentaires afin de déterminer la verticalité de la paroi du réservoir et l'ovalité du contour du réservoir?

Des tassements du sous-sol peuvent donner lieu à une rupture catastrophique du réservoir de stockage. Deux manières doivent être suivies pour y remédier.

En premier lieu, la stabilité du sol doit être analysée, évaluée et si nécessaire améliorée lors de la phase de conception. Avant la mise en service, un test de pression hydrostatique est aussi nécessaire : on contrôle entre autres alors la stabilité des fondations. A ce moment-là, on détermine aussi le tassement initial.

En deuxième lieu, les tassements qui ont lieu à long terme, doivent être suivis. La fréquence à laquelle cela doit se faire, doit être déterminée sur base des pronostics au sujet des tassements possibles. Les études initiales sur la stabilité du sol, les constatations concernant les tassements initiaux et les éventuelles données d'expérience avec des réservoirs de stockage dans le voisinage constituent la base pour faire ces pronostics. Il n'est donc pas possible de donner une fréquence indicative claire pour ces mesures. De plus, ce programme peut être modifié au cours du temps sur base des mesures réalisées.

Le programme de monitoring a pour objectif de détecter suffisamment tôt des éventuels problèmes. Dans ce cas-là, une analyse plus intensive est nécessaire la plupart du temps avec des mesures complémentaires (verticalité de la paroi du réservoir, ovalité du contour du réservoir, ...). Dans des cas exceptionnels, une réparation (lever et remettre le réservoir à plat) peut être nécessaire.

L'annexe B de l'API 653 décrit une méthodologie pour évaluer les tassements. Selon cette méthodologie, la hauteur est mesurée en une série de points le long du contour du

réservoir. Ces points sont répartis de manière uniforme le long du contour. On prévoit au moins 8 points de mesure. Si la distance entre deux points (mesurés le long du contour) est plus grande que 10 m (suivant le standard, en fait 32 pieds = 9,75 m), le nombre de points de mesure doit être augmenté jusqu'à ce que ce ne soit plus le cas.

### Déformations de la paroi

103. Les parties accessibles (accessibles sans échafaudages ou sans enlever l'isolation) de la paroi extérieure sont-elles inspectées visuellement de manière approfondie à la recherche de déformations?
104. A-t-on examiné si des bulles d'hydrogène pouvaient être formées?
105. Les parois de réservoirs sont-elles examinées de l'intérieur à la recherche de bulles d'hydrogène?

A côté des indications de diminution de l'épaisseur de paroi (corrosion), il faut aussi faire attention lors du contrôle visuel externe aux déformations (bosses et boursouflures). Le cas échéant, il faut les examiner plus en profondeur (voir partie évaluation). Ces déformations peuvent être la conséquence de tassements, de surpression ou dépression, de coups de vent ou de fautes de construction et de réparation.

Une forme spécifique de déformations sont les bulles d'hydrogène (hydrogen blisters). Des bulles d'hydrogène peuvent apparaître lorsque des atomes d'hydrogène atomaires, qui proviennent d'un processus de corrosion à la surface du métal, se diffusent dans la paroi métallique et s'accumulent à la hauteur d'une discontinuité dans la structure métallique. Les atomes d'hydrogène se combinent à cet endroit en molécules d'hydrogène, qui sont trop grandes alors pour continuer à se diffuser dans le métal. L'hydrogène gazeux occasionne une augmentation de la pression et la formation de bulles et aussi dans certains cas de fissures. Dans ce dernier cas, on parle de Hydrogen Induced Cracking. Dans certains cas, ces bulles d'hydrogène peuvent aussi être visibles du côté extérieur du réservoir.

### Diminution de l'épaisseur de la paroi latérale

106. Les lieux accessibles (accessibles sans échafaudages ou sans enlever l'isolation) de la paroi extérieure sont-ils inspectés visuellement de manière approfondie à la recherche de corrosion?
107. Les zones où des traces de corrosion sont constatées sont-elles nettoyées (enlever la peinture et si nécessaire sabler) et examinées de manière approfondie avec des techniques complémentaires (e.a. mesures d'épaisseur)?
108. L'examen de la paroi extérieure est-il étendu (par exemple en plaçant des échafaudages et/ou en réalisant des mesures étendues d'épaisseur de paroi) si des problèmes sont constatés lors de l'examen des zones accessibles?

Un bon examen externe visuel peut au départ se limiter à l'examen approfondi des parties accessibles de la paroi externe. Pour ce faire, une attention particulière doit être portée à la partie inférieure de la première virole parce que celle-ci est la plus sensible à la pollution par des matériaux étrangers (sol, fuite de produit). Les zones qui sont suspectées sur base de cet examen, doivent être examinées avec plus d'attention et éventuellement avec des techniques complémentaires. Si l'on constate une attaque dans les zones accessibles, l'examen doit également être étendu aux zones non accessibles.

A côté de la première virole, il faut également porter une attention supplémentaire aux zones où des structures sont fixées à la paroi externe (points de connexion de tuyauteries, trous d'homme, anneaux de renforts, escaliers, ...). Ces aspects peuvent également déjà être repris (en partie) par d'autres contrôles.

### **Diminution de l'épaisseur de la paroi du toit (flottant ou fixe)**

109. Le toit est-il inspecté visuellement de manière approfondie à la recherche de corrosion?
110. Des mesures d'épaisseur sont-elles réalisées?

En opposition à la paroi où des mesures d'épaisseur sont plutôt conseillées comme technique de contrôle complémentaire en complément aux inspections visuelles, il est recommandé pour les toits d'effectuer toujours (donc aussi sans motifs spécifiques) des mesures d'épaisseur avec une certaine fréquence.

On peut en effet s'attendre à une corrosion générale au niveau de la paroi intérieure du toit où il est exposé aux vapeurs de produit et (la plupart du temps aussi) à de la vapeur d'eau. Un amincissement général de la paroi du toit peut donc survenir sans que l'on en remarque quelque chose de l'extérieur.

Avant d'examiner la paroi du toit, il est important de savoir quelle charge le toit peut supporter. Une isolation éventuelle forme une charge supplémentaire pour le toit, dont on ne tient pas toujours compte lors de la conception initiale. Il n'est pas forcément évident que les parois du toit peuvent dans de tels cas supporter le poids d'une personne et d'éventuels appareils (par ex. floorscanning).

### **Isolation externe et couches de peinture**

111. L'état des éventuelles couches de peinture est-il inspecté?
112. Le bon état de l'isolation est-il inspecté périodiquement?

Des taches de rouille et la formation de bulles peuvent être constatées visuellement. Le fait de gratter la peinture des bulles et des tâches de rouille laisse souvent apparaître la formation de piqûres sur la paroi. Si nécessaire, la profondeur des piqûres doit être mesurée.

Les endroits les plus probables pour constater de la dégradation de la couche de peinture, sont les endroits qui sont le plus exposés à la lumière du soleil (toit et côté sud du réservoir, à moins qu'il ne soit dans l'ombre d'un autre réservoir). La peinture au niveau des soudures, des piquages, des silures, ... est aussi particulièrement sensible à l'attaque. Dans le cas de toits flottants, il est recommandé d'examiner très attentivement l'état de la couche de peinture, certainement au niveau des endroits où des flaques d'eau peuvent être présentes.

Une inspection visuelle suffit généralement pour évaluer l'état de l'isolation thermique et des matériaux de fixation. Le cas échéant, des échantillons d'isolation peuvent être prélevés afin de contrôler effectivement l'état de l'isolation. Le "Backscattering de neutrons" et la thermographie infrarouge peuvent être utilisés pour identifier l'isolation mouillée. La thermographie infrarouge peut aussi être utilisée pour la recherche d'isolation endommagée ou manquante sous le manteau.

### **Corrosion sous l'isolation (externe)**

113. L'entreprise a-t-elle identifié les réservoirs de stockage qui sont sensibles à la corrosion sous l'isolation?
114. Les zones des réservoirs de stockage où de la corrosion sous l'isolation peut survenir, sont-elles examinées via une technique d'inspection appropriée?

Isoler thermiquement est dans certains cas nécessaire pour des raisons économiques ou pour éviter la solidification du produit stocké. Cela occasionne cependant certains désavantages. Tout d'abord, l'inspection visuelle est impossible. De plus, l'isolation peut

jouer un facteur important dans l'apparition de corrosion externe.

Les matériaux d'isolation qui peuvent absorber de l'eau donnent lieu à des conditions sous l'isolation qui sont beaucoup plus corrosives que dans le cas d'une exposition à l'atmosphère. L'humidité peut provenir de la pluie ou d'équipements pour le refroidissement ou de lutte incendie (qui est testé régulièrement). Les endroits où l'isolation est interrompue sont en conséquence très critiques: raccords pour l'instrumentation, les trous d'homme, les appuis, les anneaux de levage, les points de drainage et de prise d'échantillons, etc. L'eau peut également être aspirée des flaques si l'isolation atteint le sol. Une autre source d'eau est la condensation de l'humidité de l'air. Ce problème se pose en particulier lorsque la température varie (dans un domaine de température au sein duquel l'humidité peut se condenser), par exemple en conséquence du démarrage ou de la mise à l'arrêt de l'installation ou dans le cadre de la conduite normale du procédé.

Certains matériaux d'isolation contiennent en plus des ions chlorures (par exemple de l'isolation en pvc) qui sont lixiviés par l'humidité et peuvent donner lieu à de la corrosion d'aciers de type inoxydable. Selon l'API 571, il est dès lors important de choisir un matériau d'isolation qui contient le moins possible de chlorates et un matériau d'isolation du type à cellule fermée. De la fibre de verre à cellule fermée retient en effet moins d'eau que de la laine minérale.

Le matériau d'isolation n'est pas la seule source possible de sels. Les sels peuvent également provenir de l'humidité de l'environnement, par exemple dans des zones côtières ou suite à des émissions dans l'environnement.

La corrosion externe sous l'isolation a principalement lieu dans un domaine de températures allant de -5°C à 105°C et en particulier entre 60°C et 80°C. Pour des températures plus basses, la vitesse de réaction est trop faible et à des températures plus élevées, l'humidité est en grande partie dissipée.

Des couches de peinture peuvent procurer une (certaine mesure de) protection contre la corrosion sous l'isolation.

La présence d'une isolation thermique externe ne doit pas par définition donner lieu à l'exécution d'inspections périodiques de la corrosion sous l'isolation. Cependant, il faut évaluer pour chaque réservoir de procédé si le risque d'avoir de la corrosion sous l'isolation est présent en fonction des endroits sensibles, de la nature de l'isolation, de la température de fonctionnement et des matériaux de construction. Des sources possibles d'humidité sont la pluie, des fuites d'eau, la condensation et des systèmes de déluge.

La réalisation d'inspections visuelles, de mesures d'épaisseurs ou d'examen des courants de Foucault nécessite l'enlèvement partiel ou complet d'isolation. On peut prévoir dans l'isolation ce que l'on appelle des "bouchons d'isolation". Ce sont des parties de l'isolation qui peuvent être enlevées et remplacées après l'inspection.

### **Fissures dans les soudures**

115. Les soudures sont-elles inspectées visuellement lors du contrôle externe?
116. Cet examen est-il complété par un examen plus poussé (ressuage ou examen mécanique par particule) lorsque des problèmes sont constatés?

A côté des indications de diminution de l'épaisseur de paroi et de déformations, il faut aussi faire attention à l'état des soudures et ce, aussi bien pour les soudures entre les plaques de paroi, que celles entre les plaques de paroi et la structure (connexions des tuyauteries, trous d'homme, anneaux de renfort, escaliers, ...). En premier lieu, cela

peut se limiter à un contrôle visuel approfondi à la recherche de fissures d'un échantillon des soudures accessibles. Lors de la constatation de problèmes, un contrôle plus poussé (aussi bien dans le nombre de soudures à contrôler que dans la profondeur des contrôles) doit être réalisé.

### **Joint et drainage de toits flottants**

117. L'état des joints est-il inspecté visuellement?
118. Examine-t-on s'il y a encore une bonne adhésion du joint contre la paroi?
119. Si le réservoir montre une certaine ovalité, la bonne étanchéité est-elle alors contrôlée à différentes hauteurs?
120. Le bon fonctionnement des systèmes de drainage est-il contrôlé (fuites, blocages, accumulation d'eau sur le toit flottant).
121. Les pontons de flottage sont-ils inspectés à la recherche de fuites?
122. L'état des liaisons électriques entre le toit flottant et le reste du réservoir est-t-il contrôlé?

En fonction du produit, la bonne étanchéité est importante du point de vue sécurité (ignition, exposition) et/ou de l'environnement (émissions dans l'air). De plus, il y a aussi des aspects économiques (perte de produit). A côté d'un contrôle visuel, des pertes par respiration peuvent aussi être détectées par d'autres techniques.

Des tassements irréguliers de la paroi du réservoir peuvent mener à l'ovalité du contour du réservoir et donc à une mauvaise étanchéité, de sorte que lorsque de tels tassements sont constatés pour un réservoir à toit flottant, un contrôle plus poussé est certainement opportun.

En cas d'ovalité, il peut arriver qu'à certaines hauteurs du toit flottant, on ait une bonne étanchéité, mais que ce n'est plus le cas à d'autres hauteurs. La suspicion d'ovalité nécessite donc un contrôle bien pensé, qui peut consister en une mesure du contour du réservoir à différentes hauteurs, des contrôles visuels de l'étanchéité du toit flottant et en un monitoring des pertes par respiration avec le toit flottant à différentes hauteurs.

Le mauvais fonctionnement des systèmes de drainage ou la fuite au niveau des tuyaux des pontons de flottage peut avoir comme conséquence que le toit flottant s'enfonce dans le produit. Il est donc évident que le bon fonctionnement de ces systèmes doit être un point d'attention important pendant les inspections.

En cas de foudre sur un toit flottant, il est très important que l'électricité statique soit menée à la terre sans qu'il y ait formation d'étincelle entre le toit et la paroi, ce qui peut occasionner un feu du réservoir. Pour détourner l'électricité statique, on peut par exemple utiliser des câbles de liaison ou des 'shunts' (contacts glissants).

### **Caustic stress corrosion cracking**

123. Dans le cas où du NaOH, du KOH ou des amines sont présents dans les réservoirs de stockage, recherche-t-on alors les dépôts de sel qui peuvent être une indication de la présence de fissures?

Des réservoirs dans lesquels de la soude est présente, peuvent faire l'objet de «caustic stress corrosion cracking». Des fissures apparaissent au niveau des zones présentant des tensions importantes ou au niveau des connexions avec des éléments de chauffage internes.

On doit en premier lieu essayer de détecter ces petites fissures lors des inspections externes. Il est cependant recommandé de prêter aussi attention à la précipitation de cristaux blancs lors des inspections externes. Ceux-ci peuvent être la conséquence de

l'infiltration de soude via les fissures.

Les dommages eux-mêmes peuvent être mesurés via les techniques d'inspection suivantes:

- contrôle par flux magnétique
- contrôle par ressuage
- contrôle par ultrasons (sous un angle).

### **3.3 Inspections de l'intérieur des réservoirs de stockage atmosphériques**

#### **Diminution de l'épaisseur de la paroi latérale**

124. Les endroits accessibles (sans échafaudages) de la paroi interne sont-ils inspectés visuellement de manière approfondie à la recherche de corrosion?
125. L'examen de la paroi interne est-il étendu (par exemple en plaçant des échafaudages et/ou en réalisant des mesures d'épaisseur) si des problèmes sont constatés lors de l'examen des zones accessibles ?
126. Si l'on a eu dans certaines zones un niveau de liquide fixe pendant de longues périodes, ces zones sont-elles alors spécifiquement examinées?
127. Si l'on a un toit flottant qui reste régulièrement à des hauteurs bien déterminées, ces hauteurs sont-elles alors spécifiquement examinées?

L'intensité de l'examen de l'intérieur des parois doit être déterminée en fonction de l'utilisation du réservoir. Dans beaucoup de cas, l'examen peut se limiter à un contrôle visuel approfondi de la partie inférieure de la paroi et à un contrôle visuel plus général (en étant debout sur le fond) des parties plus élevées de la paroi. Une intensité lumineuse suffisante obtenue en plaçant suffisamment de lampes est un paramètre important.

Lors de la constatation de problèmes, un examen plus étendu (aussi bien sur l'étendue que sur la profondeur) est nécessaire. Mais aussi indépendamment de cela, sur base de l'utilisation du réservoir, un contrôle plus étendu peut être nécessaire, parce que d'expérience, on sait que cet usage accélère la dégradation dans certaines zones et donc qu'aucune bonne conclusion ne peut être tirée sur base de l'examen limité décrit ci-dessus. Voici quelques exemples généraux de telles circonstances:

- un niveau de liquide fixe pendant de longues périodes
- un niveau fixe du toit flottant pendant une période plus longue.

Dans les blocs de questions suivants, quelques phénomènes plus spécifiques (au produit) et qui donc peuvent donner lieu à un examen plus étendu de la paroi du réservoir, sont encore abordés.

Il existe des appareils qui peuvent réaliser des mesures d'épaisseur de paroi sur la hauteur totale, sans que des échafaudages ne doivent être installés. Elles peuvent être une alternative pour le placement d'échafaudages afin de détecter une diminution uniforme de l'épaisseur de la paroi. Pour constater des phénomènes très locaux (e.a. du pitting), elles sont moins adaptées.

#### **Déformations**

128. Les endroits accessibles de la paroi intérieure sont-ils inspectés visuellement de manière approfondie à la recherche de déformations?
129. Dans le cas où des bulles d'hydrogène peuvent être formées : les parois de réservoirs sont-elles examinées de l'intérieur à la recherche de bulles d'hydrogène?

A côté des indications de diminution de l'épaisseur de paroi (corrosion), il faut aussi faire attention aux déformations (bosses et boursouflures) lors du contrôle visuel interne. Le cas échéant, celles-ci doivent être examinées plus en profondeur (voir aussi les questions ci-dessous sur l'évaluation des mesures d'épaisseur). Ces déformations peuvent être la conséquence de tassements, de dépression ou surpression, de coups de vent ou de fautes lors de la construction ou de réparation.

### **Fissures dans les soudures**

130. La soudure et la zone avoisinante de celle-ci entre la paroi et le fond (à moins qu'il n'y ait un coating) sont-elles examinées visuellement en détails?
131. D'autres soudures que celle entre le fond et la paroi sont-elles soumises par échantillonnage à une inspection visuelle?
132. Ces contrôles sont-ils complétés par un examen plus approfondi (contrôle par ressuage ou par particule mécanique) lors de la constatation de problèmes?

Pendant la durée de vie d'un réservoir, les tensions les plus élevées se produisent la plupart du temps au niveau de la soudure entre la paroi et le fond. C'est pour ces raisons que cette soudure mérite donc un contrôle visuel complet et détaillé. Il est aussi recommandé d'impliquer dans la mesure du possible et par échantillonnage d'autres soudures lors de ce contrôle. Lors de la constatation de problèmes, un examen plus approfondi doit être mené.

### **Toit et structure portante du toit**

133. L'état général du côté inférieur du toit du réservoir est-il contrôlé visuellement de manière approfondie?
134. L'état général de la structure portante du toit du réservoir est-il contrôlé visuellement de manière approfondie?
135. Si lors de l'inspection visuelle du côté inférieur du toit ou de la structure portante du toit des défauts sont constatés, ceux-ci sont-ils alors examinés de manière plus étendue (par exemple par des mesures d'épaisseur ou contrôle par ressuage des soudures)?

La plupart du temps, un examen visuel suffit, mais s'il y a des indications de corrosion, un examen plus étendu s'impose. De telles indications peuvent par exemple être livrées par des mesures externes de l'épaisseur du toit ou par l'examen de la paroi interne (avec ou sans mesures d'épaisseur). Ce qui est important de remarquer ici, c'est que lors d'une diminution uniforme de l'épaisseur de la paroi du toit, on peut s'attendre pour les structures portantes au double de cette diminution, vu que ces structures, contrairement au toit, sont exposées via deux côtés à l'environnement corrosif. Ce qui est aussi important pour interpréter des mesures d'épaisseur, c'est de connaître les épaisseurs initiales, pas seulement de la paroi du toit mais aussi des structures portantes.

### **Diminution de l'épaisseur de paroi du fond**

136. Le fond est-il nettoyé de manière approfondie avant l'inspection?
137. Le fond complet est-il inspecté visuellement de manière approfondie?
138. Recherche-t-on alors la corrosion générale et les piqûres?
139. Utilise-t-on des techniques avec lesquelles il est possible d'estimer une éventuelle attaque du côté inférieur du fond (par exemple scanning MFL du fond)?
140. Dans les zones où l'on a constaté une perte de matière sur base de ces techniques, réalise-t-on des mesures d'épaisseur plus détaillées?

L'examen du fond nécessite une attention particulière lors du contrôle interne. L'état du



Le fond est souvent le facteur le plus important pour déterminer quelle est la réelle durée de vie restante du réservoir tout entier et on pourra donc, sur base de cet état estimer au mieux combien de temps on peut attendre pour un prochain contrôle interne. Plus le fond est examiné de manière approfondie et étendue, plus l'estimation de la vitesse réelle de dégradation est fiable et plus la marge entre la durée de vie restante estimée et le délai jusqu'à un prochain contrôle interne peut être petite.

Ainsi, l'API 575 prévoit aussi que l'on réalise une inspection du fond tout entier afin d'avoir une idée de la diminution d'épaisseur de la paroi. Vu que l'on s'attend aussi à de l'attaque du côté inférieur, il faut choisir des techniques qui permettent aussi d'avoir une image à ce sujet. Après un nettoyage approfondi, on peut appliquer des techniques telles que le scanning MFL du fond (magnetic flux leakage) afin de dresser la carte des zones de risques qui peuvent alors être examinées de manière plus détaillée par des mesures d'épaisseur. Des explications supplémentaires sur les techniques pouvant être appliquées à ce sujet sont données dans la norme.

### **Déformations et affaissements du fond**

141. Réalise-t-on des inspections visuelles à la recherche de déformations du fond?
142. Si l'on constate des (indications d') affaissements, dresse-t-on une carte de la topographie du fond du réservoir?
143. A-t-on contrôlé si des bulles d'hydrogène pouvaient être formées?
144. Examine-t-on le fond à la recherche de bulles d'hydrogène?

Des déformations et des affaissements dans le fond peuvent donner lieu à toutes sortes de problèmes. S'il y a de l'eau dans les substances stockées, elle peut s'accumuler à terme dans ces endroits de sorte que cela ne peut pas être empêché via le drainage. La présence d'eau peut occasionner de la corrosion dans ces zones plus basses.

Un autre problème est une charge irrégulière du sous-sol. Des pressions plus grandes apparaissent alors dans certaines zones, ce qui peut mener à l'attaque des fondations ou à des tassements irréguliers, avec à leur tour toutes sortes d'autres problèmes.

Une troisième conséquence possible des déformations est la création de tensions trop grandes dans le fond ou les parois latérales du réservoir, ce qui peut mener à des fissures ou à l'existence de zones sensibles à la corrosion.

Lorsqu'un réservoir est vide, il se peut que des fléchissements ne soient pas remarqués directement. Vu que le fond n'est pas chargé avec du produit, il peut en effet arriver que la plaque de fond à cet endroit ne touche plus le sous-sol. Il peut donc être utile de marcher d'abord partout afin de détecter par surcharge (avec le poids du corps) ces zones où le fond va fléchir.

L'annexe B de l'API 653 décrit une méthodologie afin de déterminer les tassements de fond de réservoir. On mesure le long d'au moins 4 diamètres ou plus, si le diamètre du réservoir est plus grand que 25 m, de manière à ce que la distance intermédiaire au niveau de la paroi latérale entre deux diamètres soit plus petite que 10 mètres. La distance entre les points de mesure sur chaque diamètre n'est pas supérieure à 3 mètres.

### **Protection cathodique**

145. Les systèmes (éventuellement présents) pour la protection cathodique sont-ils inspectés?

La corrosion des structures métalliques enterrées dépend de beaucoup de facteurs tels que la température, l'humidité, le contenu en oxygène, la résistance électrique du sol, le type de sol et l'homogénéité du sol, la présence de protection cathodique, l'existence de courants vagabonds, la nature et l'état d'une éventuelle couche de protection, ...

Les transitions entre le sol et l'air sont pour la plupart sensibles à la corrosion, à cause de la présence d'oxygène et d'humidité. Des matériaux sensibles sont l'acier au carbone et la fonte.

Dans certains cas, il peut donc être souhaitable de munir le fond d'une protection cathodique. L'API 651 traite de la protection cathodique de fonds de réservoirs. En cas de présence d'une protection cathodique, son bon fonctionnement doit bien entendu être contrôlé périodiquement. Dans l'API 651 section 11, on décrit des directives pour l'inspection et l'entretien de la protection cathodique pour des sols de réservoirs atmosphériques aériens. Dans la partie 1.2 de cette norme, on mentionne que ces directives sont aussi d'application pour des réservoirs dans d'autres circonstances.

### **Erosion et corrosion corrosion-érosion**

146. L'entreprise a-t-elle identifié les zones dans le réservoir de stockage qui sont sensibles à l'érosion et à la corrosion-érosion?
147. Réalise-t-on des mesures d'épaisseurs dans les zones de réservoirs de stockage où de l'érosion et de la corrosion-érosion peuvent survenir?

La corrosion-érosion est un phénomène au cours duquel la couche corrodée est raclée de sorte que des nouvelles couches de métal viennent toujours en contact avec le milieu corrosif. La combinaison d'érosion et de corrosion résulte en une perte de métal considérablement plus grande que prévue lors de l'apparition séparée de ces phénomènes de dégradation. Cette forme de corrosion se présente dans des zones à vitesses élevées et à grande turbulence.

La zone en aval des tuyauteries d'alimentation peut être sensible pour l'apparition de la corrosion-érosion dans les réservoirs de stockage. En choisissant la direction du flux entrant lors de la conception du réservoir, on peut limiter ou complètement éliminer la corrosion-érosion.

Les techniques d'inspection adéquates pour l'inspection des zones où de la corrosion par érosion peut être attendue, sont:

- scanning par ultrason
- profil radiographique
- courants de Foucault.

### **Dégradation des couches de protection internes et corrosion soujacent**

148. Dans le cas où des couches de protection interne sont présentes, sont-elles inspectées à la recherche de corrosion, de trous et de fissures?
149. Dans le cas où une dégradation d'une couche de protection a été constatée: a-t-on alors examiné plus loin l'état du matériau de base (à protéger)?

Des couches de protection internes peuvent être constituées de différents matériaux: métal, verre, plastique, caoutchouc, céramique, .... Les couches de protection internes destinées à l'isolation thermique sont traitées spécifiquement dans la section suivante.

L'API 575 (section 7.4.7) demande de contrôler lors de l'inspection des couches de protection internes s'il y a de la corrosion, si la couche de protection a été bien appliquée et s'il n'y a pas de trous ou de fissures présents dans la couche de protection.

La corrosion sous des couches de protection peut souvent être détectée visuellement.

Pour détecter de petites fissures dans la couche de protection, on peut en premier lieu réaliser une inspection visuelle. S'il y a des doutes quant à la présence de petites

fissures, l'examen visuel peut être complété par une technique plus poussée telle que le contrôle par ressuage ou la méthode de test par étincelle.

La méthode de test par étincelle permet de réaliser un examen approfondi de petites fissures dans des couches de protection en verre, plastique, caoutchouc et dans des couches de peinture. Avec cette technique, une électrode est reliée à l'enveloppe, la deuxième électrode est passée comme une brosse sur la couche de protection. Une étincelle apparaît à la hauteur des détériorations.

Si la couche de protection est en bon état et qu'il n'y a pas de soupçon de présence de corrosion sous la couche de protection, alors il n'est pas nécessaire d'enlever la couche de protection pour inspecter l'enveloppe en-dessous. Par contre, si la couche de protection est endommagée, il est recommandé d'enlever de petites zones de la couche de protection afin d'inspecter la surface de l'enveloppe sous-jacente. Cela peut se faire dans certains cas en réalisant des mesures externes d'épaisseur par ultrasons. Le contrôle interne de l'enveloppe sous la couche de protection est cependant toujours préférable.

### **Corrosion de tension**

150. L'entreprise a-t-elle identifié les zones des réservoirs sensibles aux différentes formes de corrosion de tension?
151. Les zones sensibles à la corrosion de tension sont-elles inspectées à la recherche de fissures?

Il existe beaucoup de formes différentes de corrosion de tension. Une série de formes sont mentionnées ci-dessous à titre d'illustration:

- Chloride Stress Corrosion Cracking de l'acier inoxydable austénitique, suite à l'humidité et les chlorures sous l'isolation, des dépôts, sous des joints ou dans des interstices.
- Amine Stress Corrosion Cracking dû aux amines dans des tuyauteries qui n'ont pas subi un traitement thermique réduisant les tensions
- Caustic Stress Corrosion Cracking causé par la présence de NaOH ou KOH
- Hydrogen Stress Corrosion Cracking, causé par exemple par H<sub>2</sub>S ou HF).

L'objectif n'est en effet pas que les entreprises se limitent aux phénomènes mentionnés ci-dessus lors de la recherche de corrosion de tension.

Des inspections dans les zones sensibles aux différentes formes de corrosion de tension peuvent avoir lieu à l'aide d'examen par ultrason ou des techniques NDE superficielles telles que l'examen par ressuage (PT) ou le wet fluorescent magnetic-particle testing (WFMT).

Les soudures sont généralement inspectées lors de nouvelles constructions, de réparations ou de modifications. Des soudures sont aussi souvent contrôlées à la recherche de corrosion à l'occasion d'une inspection interne ou comme faisant partie d'une inspection de profil radiographique. Lorsque de la corrosion est constatée sur des soudures, des soudures supplémentaires dans le même réservoir doivent être contrôlées à la recherche de corrosion.

### **Corrosion induite microbiologiquement (MIC)**

152. A-t-on analysé s'il pouvait y avoir de la corrosion induite microbiologiquement?
153. Réalise-t-on des prises d'échantillons pour vérifier la présence d'organismes vivants dans les réservoirs où il peut y avoir de la corrosion induite microbiologiquement?

Dans les endroits où de l'eau stagne ou de l'eau à faible courant peut être présente, il est probable d'avoir de la corrosion induite microbiologiquement (MIC), causée par des organismes vivants.

La MIC est difficile à combattre. C'est pourquoi, il est important de prévenir la MIC le plus possible. Cela peut se faire en évitant l'eau le plus possible par contrôle du produit lors de la livraison et si nécessaire en drainant régulièrement.

Lorsqu'une phase aqueuse apparaît dans des équipements, il est recommandé d'y contrôler la présence d'organismes vivants. Si nécessaire, des systèmes contenant de l'eau peuvent être traités avec des biocides.

## **3.4 Enregistrement et traitement des résultats d'inspection**

### **Enregistrement des résultats d'inspection**

154. L'entreprise dispose-t-elle pour chaque réservoir atmosphérique des résultats des inspections réalisées?
155. Le rapport d'inspection décrit-il clairement la manière dont l'inspection a été réalisée?
156. Le rapport d'inspection mentionne-t-il clairement les résultats d'inspection?

Ce bloc de questions se rapporte à tous les types d'inspections, donc aussi bien aux tournées de contrôles et aux mesures de tassement.

Le rapport d'inspection comprend au minimum les informations suivantes:

- date
- exécutant
- données d'identification du réservoir
- localisations des mesures d'épaisseurs (éventuellement réalisées)
- résultats de mesure (des éventuelles mesures d'épaisseur)
- les techniques utilisées
- l'appareil utilisé
- les observations de l'inspection visuelle.

### **Evaluation des mesures d'épaisseur**

157. L'épaisseur minimale requise a-t-elle été déterminée?
158. Les mesures d'épaisseur sont-elles comparées avec l'épaisseur minimale requise?
159. Si l'épaisseur mesurée est plus petite que l'épaisseur minimale requise, réalise-t-on alors un examen plus approfondi (ou l'équipement est-il mis hors service ou réparé)?
160. Calcule-t-on la vitesse de corrosion, la durée de vie restante et les dates de la prochaine inspection?
161. Les prochaines dates ultimes d'inspection sont-elles choisies de manière à ce que la durée de vie restante des réservoirs de procédé ne soit pas encore dépassée lors de la prochaine inspection ?

On peut retrouver dans différentes normes comment on peut déterminer l'épaisseur minimale requise par élément (toit, paroi, fond). Nous donnons seulement quelques valeurs guides ci-dessous. Celles-ci ne peuvent pas être utilisées telles quelles mais doivent être examinées ensemble avec les autres obligations de la norme. De plus, il faut faire remarquer que si ces valeurs sont atteintes, la poursuite de l'utilisation du réservoir de stockage n'est pas permise si ce n'est après un examen plus poussé. Il doit

donc toujours y avoir une marge et sur base de cette marge, une durée de vie restante du réservoir peut être déterminée, à savoir le temps auquel la valeur mentionnée pourra être atteinte au plus tôt.

Valeurs guides pour l'épaisseur minimale des plaques de membrane du fond:

- EEMUA 159: 2,5 mm
- API 653: 2,54 mm (0,1 inch).

Valeurs guides pour l'épaisseur minimale des plaques de couronne du fond:

- EEMUA 159: la moitié de l'épaisseur de conception calculée
- API 653: l'épaisseur est déterminée via des calculs et des tableaux et se situe entre 70 et 90% de l'épaisseur de conception.

Valeurs guides pour l'épaisseur minimale du toit:

- EEMUA 159: dans aucune zone de 500 x 500 mm, l'épaisseur moyenne ne peut être inférieure à 2 mm
- API 653: dans aucune zone de 645 cm<sup>2</sup> (100 sqi), l'épaisseur moyenne ne peut être inférieure à 2,28 mm (0,09 inch).

L'épaisseur minimale de la paroi doit être déterminée par virole via des calculs. Les formules dans l'EEMUA 159 et l'API 653 sont très semblables mais les facteurs de sécurité utilisés pour les tensions admises varient entre les deux méthodes et dans chaque méthode, pour chaque virole. De plus, les valeurs calculées ne doivent pas seulement être comparées aux épaisseurs mesurées, mais aussi aux épaisseurs corrigées si l'on parle en plus de piqûres dans la paroi. A côté de cela, il y a encore des critères complémentaires au sujet de la profondeur et du nombre de piqûres de la paroi.

### **Evaluation des fissures ('cracks')**

162. Les dimensions des fissures sont-elles comparées à une taille acceptable de fissures?
163. Evalue-t-on si la probabilité existe que les fissures puissent grandir si le réservoir atmosphérique est remis en service?
164. Applique-t-on un monitoring en service des fissures et/ou des techniques de détection de fuite afin d'avoir une meilleure vue sur la durée de vie restante du réservoir atmosphérique?

Les standards EEMUA 159 et API 653 ne disent pas comment la formation de fissure doit être évaluée. Pour ce faire, on peut conseiller de consulter l'API 579.

Une fissure (ou crevasse, en anglais: 'crack') dans un objet métallique est stable si la fissure ne peut pas donner lieu à une rupture fragile et si la fissure ne peut pas se déchirer plus loin de manière ductile.

Selon la norme API 579, il y a 3 niveaux d'évaluation différents pour déterminer si les fissures ou crevasses présentes sont acceptables ou pas.

Les niveaux d'évaluation 1 et 2 sont applicables si:

- l'appareil ne se trouve pas dans le domaine de fluage
- les données de conception originales répondent à celles d'un standard ou d'une norme reconnue
- les forces dynamiques sont négligeables
- on ne peut s'attendre à aucune croissance de fissure pendant l'usage de l'appareil.

Afin de pouvoir appliquer le niveau 1, il y a en plus des limitations spécifiques en ce qui concerne la forme des composants et les forces présentes. Si ces limitations pour

appliquer le niveau 1 ou 2 ne sont pas satisfaites, il est nécessaire de passer au niveau 3 pour évaluer si l'appareil peut être maintenu en service en toute sécurité.

Avec les niveaux d'évaluation 1 et 2, on vérifie sur base des dimensions mesurées des fissures et des propriétés du matériau si la taille mesurée de la fissure est plus petite qu'une taille tolérée. Pour une évaluation de niveau 1, on utilise pour ce faire quelques courbes types pour des équipements sphériques, en forme de cylindre ou plats. Ces courbes types sont appelées Failure Assessment Diagrams. Avec une évaluation de niveau 2, on examine plus en profondeur les tensions complexes qui peuvent être présentes dans un équipement, pour évaluer si une fissure ou une crevasse déterminée est acceptable ou pas.

Si les conditions de tension ne satisfont pas aux limitations pour appliquer le niveau d'évaluation 1 ou 2 ou si le risque de croissance de la fissure est présent, il est alors nécessaire de réaliser une évaluation approfondie conformément au niveau 3.

Le développement de fissures dans un appareil en service, peut être classé en 4 types: développement de fissures par fatigue, développement de fissures par SCC, développement de fissures par des fissures induites par l'hydrogène et développement de fissures due à de la corrosion de fatigue.

Pour déterminer la durée de vie restante d'un appareil qui est sujet à des fissures, on a en fait besoin d'informations sur la vitesse de croissance des fissures lorsque l'appareil est en service. Avec une évaluation conforme au niveau 3, on évalue d'abord si la fissure initiale est acceptable, ensuite (si l'information nécessaire est présente), un modèle de croissance de fissure peut être appliqué pour calculer la durée de vie restante du réservoir de procédé. Cependant, la plupart du temps il n'y a pas assez d'informations connues pour effectuer ce calcul. Dans ces cas-là, il faudra revenir vers d'autres options, telles que la réalisation de réparations, le monitoring pendant l'utilisation (par une technique non destructive) ou une méthode de détection de fuite ('leak before break method').

Une méthode de détection de fuite est applicable dans les cas où l'on peut démontrer qu'une fissure peut grandir à travers la paroi sans que cela ne mène à une rupture catastrophique de l'enveloppe. On détecte la fuite parce que la fissure traverse la paroi.

### **Evaluation des tassements de la paroi du réservoir**

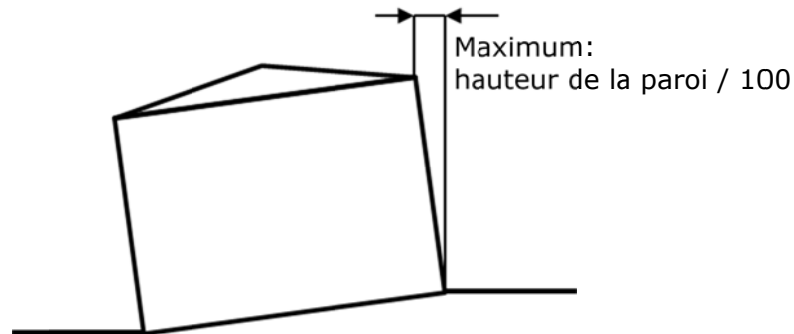
165. Évalue-t-on si d'éventuels tassements des parois des réservoirs de stockage sont acceptables?

Des tassements peuvent donner lieu aussi bien à des tensions dans la paroi du réservoir qu'à des tensions dans le fond du réservoir. Pour l'évaluation des tassements pour l'intégrité de la paroi du réservoir, c'est le tassement du fond du réservoir sous la paroi qui est important. On distingue 3 composants dans le tassement de la paroi du réservoir, qui peuvent apparaître séparément ou en combinaison:

- Un tassement uniforme, où tous les points du pourtour du fond du réservoir font le même déplacement vertical.
- Un tassement planaire où le réservoir se penche dans son ensemble: les points du fond du réservoir restent dans le même plan mais la paroi du réservoir présente une certaine inclinaison (voir figure ci-dessous)
- Un tassement non planaire ou différentiel où les points du fond du réservoir ne restent pas dans le même plan.

La composante uniforme n'introduit pas de tension dans la paroi du réservoir, mais peut par contre être à l'origine de tensions au niveau des connexions des tuyauteries.

Pour l'inclinaison du réservoir, l'EEMUA 159 permet une déviation jusqu'à  $1/100^{\text{ième}}$  de la hauteur de la paroi verticale. L'API 653 ne donne pas de valeur limite à ce sujet.



Pour les tassements différentiels du pourtour du fond du réservoir, l'API 653 fait une distinction entre deux situations.

- La situation où les points sont situés par approximation dans un plan (incliné): les déviations des points mesurés par rapport au plan incliné déterminé par interpolation sont évaluées
- La situation où aucun plan incliné qui correspond aux points mesurés ne peut être déterminé.

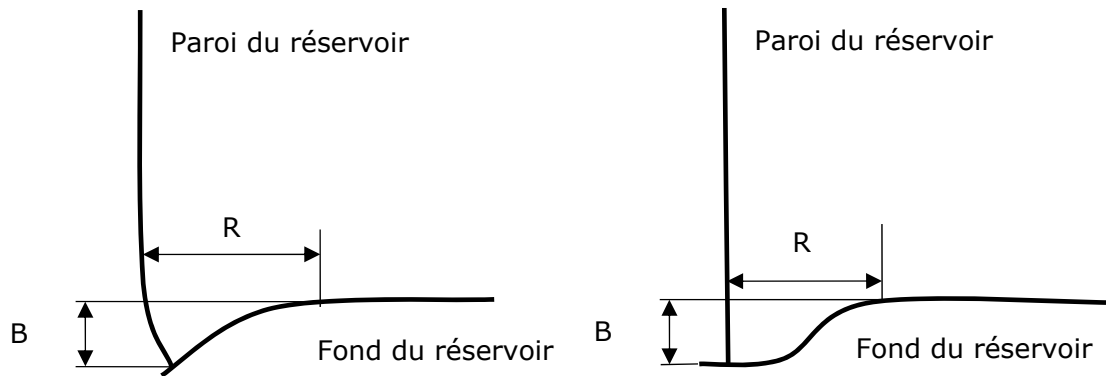
L'EEMUA 159 contient une méthode pour l'évaluation des affaissements différentiels pour des réservoirs avec un diamètre allant jusqu'à 40 m et sans toit flottant. Les différences de hauteur entre des points mesurés le long du pourtour du réservoir doivent satisfaire à deux conditions.

- Pour des points à moins de 10 m l'un de l'autre (mesuré le long du pourtour du réservoir), la différence de hauteur ne peut jamais dépasser 100 mm
- Pour chaque set de deux points au hasard, indépendamment de la distance entre eux, la différence de hauteur ne peut jamais dépasser une valeur qui peut être déduite sur base du diamètre du réservoir. Pour des réservoirs avec un diamètre inférieur à 6 m, l'affaissement différentiel maximal tolérable est de 100 mm, pour des réservoirs avec un diamètre supérieur à 36 m, il est de 300 mm. Pour des réservoirs avec un diamètre entre 6 et 36 m, cette valeur se trouve entre 100 et 300 mm, qui est déterminée par interpolation linéaire.

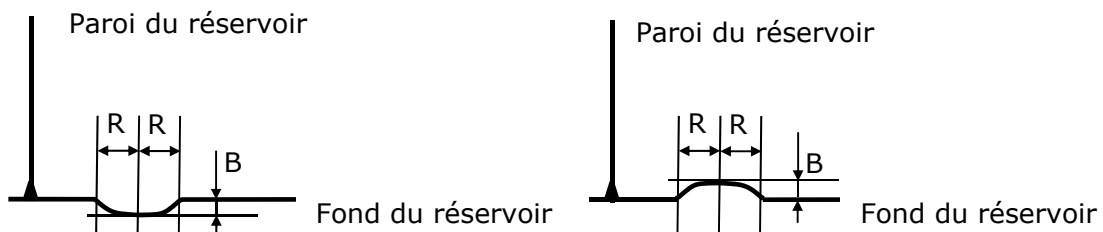
### **Evaluation des tensions dans le fond du réservoir dues aux tassements**

166. Évalue-t-on si des éventuels tassements dans le fond des réservoirs de stockage sont acceptables?

Des tassements ne peuvent pas uniquement former un problème pour la paroi mais aussi pour les plaques de fond. L'API 653 donne des critères d'évaluation en fonction des paramètres R et B représentés sur les schémas ci-dessous.



L'API 653 donne aussi des critères d'évaluation pour des affaissements ou des bosses dans le fond du réservoir en fonction des paramètres R et B tels que définis ci-dessous. Lors de l'évaluation, on fait une distinction entre des déformations à proximité de la paroi du réservoir et des déformations à l'écart de la paroi du réservoir.



Dans l'EEMUA 159, on retrouve également des critères pour l'évaluation des déformations dans le fond du réservoir:

- le rapport entre la hauteur et la largeur des rides (une combinaison des trous et des bosses) doit toujours être inférieur à 0,15.
- le rapport entre la hauteur et la largeur des bosses sous lesquelles se trouve un espace vide, doit toujours être inférieur à 1/15; si l'espace sous une bosse est rempli de matériau de fondation, elle ne constitue pas une menace pour le réservoir.

### Evaluation des déformations dans la paroi du réservoir

167. Pour les réservoirs de stockage pour lesquels on a constaté des déformations dans la paroi, a-t-on évalué si les déformations sont acceptables?
168. Dans le cas où les déformations ne sont pas acceptables, a-t-on alors opté pour des réparations, un remplacement ou un recalcul du réservoir?

Des déformations typiques de la paroi des réservoirs sont:

- déformation géométrique (avec laquelle un réservoir cylindrique acquiert une section ovale)
- fosses
- bosses
- zones plates.
- formation de bulles (suite la formation de molécules d'hydrogène).

Pour évaluer si des déformations sont acceptables, différentes procédures peuvent être appliquées. L'API 579 fait une distinction entre les évaluations de niveau 1, 2 ou 3.

La procédure la plus simple est celle de niveau 1. A ce niveau, on examine si les



déformations tombent dans les tolérances de conception prévues dans les codes de constructions originaux. Si les réservoirs satisfont à ces critères, la durée de vie restante peut être calculée. Si la durée de vie restante n'est pas acceptable, on peut passer à la réalisation des réparations nécessaires ou à une évaluation de niveau 2.

Avec une évaluation de niveau 2, on examine l'intégrité structurelle d'un réservoir avec des déformations. Dans cette évaluation, on tient compte des forces de pression, des forces supplémentaires et de différentes géométries. On vérifie si le 'remaining stress factor' calculé est plus grand que le 'remaining stress factor' acceptable (celui-ci s'élève à 0,9 suivant la plupart des normes de construction). Si c'est le cas, le réservoir satisfait à l'évaluation de niveau 2. Après quoi, on calcule si la durée de vie restante est acceptable ou pas. Si ce n'est pas le cas, on passe au niveau d'évaluation suivant (ou les réparations nécessaires sont réalisées). Une évaluation de niveau 3 exige encore plus de calculs.

La norme API 579 prévoit aussi le recalcul des réservoirs si l'évaluation conformément au niveau 2 ou au niveau 3 ne livre pas de résultats acceptables. Si en réalisant un recalcul, le résultat est encore négatif, on doit passer à une réparation ou à un remplacement du réservoir.

### **Réparations aux réservoirs de stockage**

169. Dispose-t-on des certificats de matériaux desquels il ressort que les réparations ont été réalisées dans le matériau d'origine?
170. Dispose-t-on des certificats nécessaires desquels il ressort que toutes les soudures ont été réalisées par des soudeurs qui disposaient des qualifications nécessaires?
171. Dispose-t-on des contrôles qualité nécessaires des soudures (par ex. des radiographies)?

C'est une bonne pratique d'ajouter les informations sur les réparations au dossier de construction du réservoir de stockage. L'attention doit être portée sur les dessins d'exécution, les matériaux utilisés et les soudures.

La sélection des soudures sur lesquelles un contrôle qualité est exercé et la manière dont ce contrôle qualité est réalisé, sont en conformité avec le code de construction du réservoir de stockage.





# 4

## Maîtrise de la dégradation des tuyauteries

### 4.1 Dossier de construction et programme d'inspection

#### Dossier de construction

172. L'entreprise dispose-t-elle pour chaque section de tuyauterie d'un dossier avec les informations sur la construction à l'origine et sur les modifications et réparations ultérieures?
173. A-t-on documenté pour chaque section de tuyauterie quels matériaux de construction ont été utilisés?
174. La pression et la température de conception pour chaque section de tuyauterie ont-elles été documentées?
175. A-t-on documenté pour chaque section de tuyauterie quel code de conception a été utilisé?
176. A-t-on documenté pour chaque section de tuyauterie quel traitement thermique a été appliqué sur les soudures?
177. A-t-on documenté pour chaque section de tuyauterie quelle surépaisseur de corrosion a été appliquée?

Si l'on ne dispose pas pour certaines sections de tuyauterie de certaines données sur la construction et sur les modifications ou réparations ultérieures, ce fait doit également être documenté. La méconnaissance de certaines données est en effet un élément dont on doit tenir compte lors d'une analyse des phénomènes de corrosion et lors de l'évaluation des résultats d'inspection.

#### Plan d'inspection pour chaque système de tuyauterie

178. L'entreprise a-t-elle classifié toutes les sections de tuyauteries dans des systèmes de tuyauterie clairement délimités et identifiés de manière univoque?
179. L'entreprise dispose-t-elle d'un programme d'inspection pour les systèmes de

tuyauterie?

180. A-t-on établi un plan d'inspection pour chaque système de tuyauterie?
181. Les plans d'inspections prévoient-ils des inspections visuelles externes?
182. L'entreprise dispose-t-elle d'instructions pour l'exécution des inspections visuelles externes?
183. Ces instructions indiquent-elles clairement à quels endroits et quelles formes de dégradations doivent être inspectées?
184. Les plans d'inspections prévoient-ils des mesures d'épaisseur?
185. L'entreprise dispose-t-elle d'instructions pour la réalisation de mesures d'épaisseur?
186. Les points de mesures ont-ils été indiqués sur des dessins d'inspection et sur les tuyauteries elles-mêmes?

Avec le terme 'systèmes de tuyauterie', on vise dans ce questionnaire: un ensemble de sections de tuyauterie qui est clairement identifié et délimité dans l'espace. Un système de tuyauterie fait l'objet d'un plan d'inspection spécifique et est un 'item individuel' dans le programme d'inspection. La définition de systèmes de tuyauterie est donc une manière pour garder gérable de manière pratique l'inspection d'un grand nombre de tuyauteries (aussi bien en ce qui concerne le planning que le rapportage des inspections). Cette publication n'a pas pour objectif de donner des directives strictes pour la détermination des différents systèmes de tuyauteries dans une installation, bien qu'il soit évident que l'on regroupera des sections de tuyauterie avec des conditions de conception, des conditions de procédé et des problèmes de corrosion comparables. Les services d'inspection s'attendent à ce que chaque section de tuyauterie fasse partie d'un système de tuyauterie.

On entend par programme d'inspection le planning global de toutes les inspections pour tous les systèmes de tuyauterie.

Un plan d'inspection pour un système de tuyauterie donne pour un système de tuyauterie déterminé quand et comment il sera inspecté, réparé ou entretenu.

L'API 570 stipule que chaque système de tuyauterie doit être suivi via des inspections visuelles externes et via des mesures d'épaisseur. Le standard distingue trois classes de tuyauteries. Pour chaque classe, on donne des recommandations relatives:

- aux intervalles de temps pour la réalisation de mesures d'épaisseur
- aux endroits recommandés pour la réalisation de mesures d'épaisseur
- aux intervalles de temps pour des inspections visuelles
- aux points d'attention nécessitant d'être abordés lors des inspections visuelles.

Lors des inspections visuelles externes, il faut certainement examiner l'état de la surface externe, l'isolation, la peinture et le revêtement des tuyauteries. De plus, des signes de vibration, de mauvais alignement et des fuites doivent être dépistés. L'annexe D de l'API 570 est constituée d'une check-list avec des points d'attention spécifiques pour l'inspection externe de tuyauteries de procédé (y compris l'inspection de la corrosion sous l'isolation). Les points dans la tuyauterie méritant une attention particulière lors de l'inspection visuelle (par ex. brides, appuis, ...) peuvent être indiqués sur un dessin.

En ce qui concerne la réalisation de mesures d'épaisseur, l'API 570 recommande ce qui suit.

- Pour la réalisation de mesures d'épaisseur, les techniques par ultrasons sont les plus appropriées pour des NPS<sup>5</sup> > 1. Pour des NPS ≤ 1, la prise d'un profil radiographique est plus indiquée.
- Lorsque la corrosion n'est pas uniforme ou lorsque l'épaisseur restante se rapproche de l'épaisseur minimale requise, un examen radiographique, un scan par ultrasons ou un examen par 'courants de Foucault' est recommandé.

---

<sup>5</sup> NPS: nominal pipe size. 1 correspond à un diamètre externe de la tuyauterie de 25 mm.

Lors de la réalisation de mesures par ultrasons au-dessus de 65°C, il faut s'assurer que l'on utilise des appareils qui peuvent faire des mesures exactes à ces températures.

## 4.2 Inspections externes

### Liaisons par bride dans les tuyauteries

187. Réalise-t-on des inspections visuelles sur les liaisons par brides?

Les substances qui sont libérées au niveau d'une fuite à une liaison par bride peuvent occasionner de la corrosion. C'est pourquoi une inspection visuelle des liaisons par bride pour rechercher des fuites est recommandée. La présence de taches, de dépôts ou de gouttes sont des signes d'une fuite.

### Appuis des tuyauteries

188. Le bon état des appuis et des boulons d'ancrage est-il inspecté visuellement?

189. Les zones de contact entre les appuis et les tuyauteries sont-elles inspectées visuellement?

190. Dans le cas où de la corrosion ou des dégradations ont été constatées, a-t-on alors réalisé une inspection plus approfondie?

191. L'épaisseur minimale requise des appuis est-elle connue?

192. Le bon état des éventuelles couches de protection contre le feu ou d'isolation autour des fondations est-il inspecté visuellement?

L'interstice entre une tuyauterie et l'appui doit bien être contrôlé pour la recherche de corrosion parce que l'humidité peut s'y accumuler. Si un produit d'étanchéité a été utilisé afin d'éviter cette accumulation d'humidité, on examine si l'étanchéité est encore intacte.

Lorsque de la corrosion est constatée au niveau de l'appui, il peut être nécessaire de soulever localement la tuyauterie de manière à pouvoir mieux examiner la zone de contact. Cependant, cela doit se faire très prudemment, en particulier lorsque la tuyauterie reste en service pendant l'opération de levage.

### Dégradation autour des points d'injection

193. L'entreprise a-t-elle identifié des zones au niveau des points d'injection, qui sont soumises à une corrosion accélérée ou locale?

194. Des mesures d'épaisseur sont-elles réalisées autour de ces points d'injection?

Les points d'injection sont des endroits où de relativement faibles quantités de substance sont injectées dans des flux de procédé. Les points d'injection sont parfois sensibles à la dégradation à cause d'une corrosion accélérée ou locale.

L'API 570 recommande d'examiner une zone s'étendant de 300 mm en amont du point d'injection à au moins 10 fois le diamètre de la tuyauterie en aval.

### Dégradation dans des 'deadlegs'

195. L'entreprise a-t-elle identifié des zones dites 'deadlegs'?

196. Des mesures d'épaisseurs sont-elles réalisées sur ces 'deadlegs'?

Les 'deadlegs' sont des morceaux de tuyauteries avec peu ou pas d'écoulement. Voici des exemples (non limitatifs):

- tuyauteries isolées
- tuyauteries avec des vannes qui sont fermées en fonctionnement normal
- bypass de pompes, de débitmètres, de vannes
- tuyauteries autour de pompes de réserve
- tuyauteries autour de soupapes de sécurité
- points de prise d'échantillons
- drains
- connexions d'instrumentation
- ...

L'API 570 recommande de faire des mesures d'épaisseur aussi bien sur la partie stagnante que sur le point de connexion avec une tuyauterie avec écoulement.

### **Erosion et corrosion-érosion dans des tuyauteries**

197. L'entreprise a-t-elle identifié les zones des tuyauteries sensibles à l'érosion et à la corrosion-érosion?
198. Des mesures d'épaisseurs sont-elles réalisées dans les zones des tuyauteries où de l'érosion et de la corrosion-érosion peuvent survenir?

L'érosion-corrosion est un phénomène au cours duquel la couche corrodée est raclée de sorte que des nouvelles couches de métal viennent toujours en contact avec le milieu corrosif. La combinaison d'érosion et de corrosion résulte en une perte de métal considérablement plus grande que prévue lors de l'apparition séparée de ces phénomènes de dégradation. Cette forme de corrosion se présente dans des zones à vitesses élevées et à grande turbulence.

Voici des points sensibles pour l'apparition d'effets combinés d'érosion et de corrosion:

- en aval de vannes de régulation, en particulier lorsque du flashing se produit
- en aval de disques de mesure ('orifices') et de rétrécissements
- dans les tuyauteries de sortie de pompes
- dans les coudes entrant et sortant de tuyauteries.

Les techniques d'inspection adéquates pour l'inspection des zones où des effets combinés d'érosion et de corrosion peuvent être attendues, sont:

- scanning par ultrason
- profil radiographique
- courants de Foucault.

### **Isolation externe et couches de protection sur les tuyauteries**

199. L'état des couches de protection externes (telles que des couches de peinture) est-il inspecté visuellement?
200. L'état de l'isolation thermique externe est-il inspecté visuellement?
201. Les tuyauteries sont-elles inspectées visuellement à la recherche de fuites du tracing à la vapeur?

Des taches de rouille et la formation de bulles dans des couches de peinture peuvent être constatées visuellement. Le fait de gratter la peinture des bulles et les taches de rouille laisse souvent apparaître des piqûres dans la paroi. Si nécessaire, la profondeur des piqûres doit être mesurée.

Une inspection visuelle suffit généralement pour juger de l'état de l'isolation thermique et des matériaux de fixation. Le cas échéant, quelques échantillons d'isolation peuvent être prélevés pour contrôler l'état de l'isolation. Le "Backscattering de neutrons" et la thermographie infrarouge peuvent être utilisés pour identifier l'isolation mouillée. La thermographie infrarouge peut aussi être utilisée pour la recherche d'isolation endommagée ou manquant sous le manteau d'isolation.

### Corrosion sous l'isolation thermique externe

202. L'entreprise a-t-elle identifié les tuyauteries susceptibles de subir de la corrosion sous l'isolation?
203. Les zones des tuyauteries où de la corrosion sous l'isolation peut survenir sont-elles examinées via une technique d'inspection appropriée?

La présence d'une isolation thermique externe ne doit pas systématiquement donner lieu à l'exécution d'inspections périodiques de la corrosion sous l'isolation. Cependant, il faut évaluer pour chaque tuyauterie si le risque d'avoir de la corrosion sous l'isolation est présent en fonction des endroits sensibles, de la nature de l'isolation, de la température de fonctionnement et des matériaux de construction. Des sources possibles d'humidité sont la pluie, des fuites d'eau, la condensation et des systèmes de déluge.

L'API 574 mentionne une série de conditions pouvant favoriser la corrosion sous l'isolation:

- tuyauteries situées à des lieux en aval du vent de tours de refroidissement, dans le voisinage de points de soufflage de vapeur d'eau et de vapeurs acides, de systèmes de pulvérisation d'eau et de refroidissement complémentaire à l'aide de rideaux d'eau
- tuyauteries en acier au carbone utilisées à des températures entre -12°C et 175°C
- tuyauteries en acier au carbone utilisées par intermittence à des températures au-dessus de 175°C
- deadlegs et attaches ressortant de tuyauteries isolées et à une autre température que la tuyauterie elle-même
- tuyauteries en acier inoxydable austénitique utilisées à des températures entre 60°C et 205°C
- la présence de vibrations à cause desquelles l'isolation peut être endommagée
- tuyauteries équipées de traçage à la vapeur
- tuyauteries avec des revêtements endommagés.

L'API 574 mentionne plus loin encore une série d'endroits spécifiques sensibles à la corrosion sous l'isolation:

- toutes les traversées ou interruptions dans le système d'isolation telles que les événements, les drains, les appuis, les vannes, les brides, les joints, ...
- points où l'isolation est endommagée ou manquante
- points de terminaison de l'isolation
- des silicones durcis
- des bosses ou des taches sur l'isolation
- des points bas dans des longs morceaux de tuyauteries non soutenues
- des brides, des boulons ou d'autres composants en acier au carbone ou en acier faiblement allié sous l'isolation dans des tuyauteries hautement alliées
- bouchons d'isolation (morceaux d'isolation qui peuvent être enlevés pour la réalisation de mesures d'épaisseur).

Selon l'API 571, il est important de choisir un matériau d'isolation qui contient le moins possible de chlorures et un matériau d'isolation du type à cellule fermée. De la fibre de verre à cellule fermée retient en effet moins d'eau que de la laine minérale. Certains matériaux d'isolation contiennent des chlorures (par exemple l'isolation en pvc) qui sont lixiviés par l'humidité et qui peuvent donner lieu à de la corrosion d'aciers inoxydables.

La réalisation d'inspections visuelles, de mesures d'épaisseurs ou d'examen des courants de Foucault nécessite l'enlèvement partiel ou complet d'isolation. On peut prévoir dans l'isolation ce que l'on appelle des "bouchons d'isolation". Ce sont des parties de l'isolation qui peuvent être enlevées et remplacées après l'inspection.

### **Corrosion externe sur les tuyauteries enterrées**

204. L'entreprise a-t-elle également classifié les sections enterrées de tuyauterie dans des systèmes de tuyauterie?
205. A-t-on analysé quelles tuyauteries enterrées étaient susceptibles de subir de la corrosion?
206. Le caractère corrosif du sol a-t-il été analysé?
207. A-t-on vérifié si des courants vagabonds peuvent apparaître?
208. Les tuyauteries enterrées sont-elles pourvues d'un coating, d'une autre couverture protectrice ou sont-elles équipées d'une protection cathodique?
209. La protection cathodique est-elle contrôlée périodiquement?
210. Les tuyauteries enterrées sont-elles périodiquement contrôlées à l'aide d'une technique appropriée?
211. Existe-t-il un programme d'inspection pour les morceaux de tuyauterie où il y a une transition de l'aérien au souterrain?

La corrosion de tuyauteries enterrées dépend de beaucoup de facteurs tels que la température, l'humidité, le contenu en oxygène, la résistance électrique du sol, le type de sol et l'homogénéité du sol, la présence de protection cathodique, l'existence de courants vagabonds, la nature et l'état d'une éventuelle couche de protection, ...

Les sols avec un taux d'humidité élevé, un contenu élevé en sels dissous et un haut degré d'acidité, sont souvent très corrosifs. La résistance du sol est souvent prise comme mesure pour la corrosion du sol, parce que cette résistance est facile à mesurer. La résistance du sol est liée au contenu en humidité du sol et à la quantité d'électrolytes dissous dans l'eau souterraine.

Les transitions entre le sol et l'air sont pour la plupart sensibles à la corrosion, à cause de la présence d'oxygène et d'humidité. La zone où de la corrosion externe peut survenir s'étend sur quelques dizaines de centimètres au-dessus et en-dessous de la surface du sol. Les tuyauteries posées sur la surface du sol peuvent aussi subir ce type de corrosion.

La vitesse de corrosion augmente avec une température croissante des structures métalliques. Des matériaux sensibles sont l'acier au carbone et la fonte.

Des courants électriques à travers le sol provenant des systèmes de traction électriques ou de mises à la terre, peuvent donner lieu à une attaque extrêmement rapide (appelée 'corrosion par courants vagabonds' ou 'électrolyse'), qui se manifeste dans la formation de creux profonds dans la paroi métallique. C'est surtout le courant continu (DC) qui est dangereux pour cela. Les courants alternatifs ne donnent lieu en pratique que très exceptionnellement à des problèmes de corrosion par courants vagabonds. Les principales sources de courants vagabonds dans le sol sont les lignes de chemins de fer et de tram et les installations d'électrolyse (par exemple pour la production de chlore et d'aluminium).

L'API 570 fait référence au NACE RP0169 et à l'API 651 section 11 pour des directives au sujet de l'inspection et de l'entretien de la protection cathodique pour des tuyauteries enterrées.

En Flandre, on applique une obligation de contrôle de la protection cathodique (au moins tous les ans pour des tuyauteries reliées à des réservoirs enterrés situés dans les régions de captage d'eau et les zones de protection et tous les 2 ans pour ceux situés dans d'autres zones) par un expert reconnu de l'environnement pour des tuyauteries enterrées liées à des réservoirs de stockage (article 5.17.2.8 du Vlarem II).



Ci-dessous, sont décrites une série de techniques d'inspection possibles pour la recherche de corrosion souterraine.

- Des problèmes avec des tuyauteries enterrés peuvent être identifiés en contrôlant des modifications de la surface du sol (décolorations, affaissements, ramollissement de l'asphalte, formation de flaque, odeur perceptible, bulles d'eau,...). Cela peut se faire par exemple à l'aide d'une tournée journalière/hebdomadaire.
- La 'close interval potential survey', réalisée au niveau du sol au-dessus d'une tuyauterie enterrée, peut localiser des points de corrosion actifs à la surface de la tuyauterie. Avec une close interval potential survey, on détermine la différence de potentiel entre la tuyauterie et le sol tous les demi-mètres à l'aide d'un instrument de mesure spécial.
- L'efficacité de la protection cathodique est déterminée conventionnellement à l'aide de la valeur du potentiel à des points de test, la plupart du temps séparés de 1 à 2 km.
- La 'pipe coating holiday survey' peut être utilisée pour détecter des défauts dans le revêtement de tuyauteries enterrées revêtues. Cette technique est aussi connue sous le nom de Pearson survey et fait usage d'un signal AC qui est injecté dans la tuyauterie et auquel on compare ensuite le gradient de potentiel à travers la tuyauterie entre deux contacts mobiles à la terre. Lors de défauts dans le coating, des augmentations dans le gradient de potentiel surviennent. La méthode permet aussi de déterminer l'efficacité du revêtement et d'en déduire sa vitesse de dégradation.
- L'intelligent pigging' et l'examen par caméra peuvent donner des informations sur l'état du côté interne de la tuyauterie enterrée. Pour ce faire, un 'pig' ('pipeline inspection gauge') est introduit dans la tuyauterie. Le pig s'avance dans la tuyauterie grâce à la pression du flux du produit et peut être utilisé pour différents objectifs en fonction du type de pig (nettoyage, inspection, réunir des informations géométriques sur la tuyauterie).
- L'excavation est nécessaire dans de nombreux cas afin d'inspecter le côté externe et le côté interne de tuyauteries enterrées. Si la tuyauterie est équipée d'une protection cathodique, l'excavation est uniquement nécessaire lorsqu'il y a des indications de dommage au coating ou à l'enveloppement.
- Lorsqu'au niveau de la transition sol-air, on constate visuellement de la corrosion externe, il peut être recommandé de réaliser des mesures d'épaisseur, voire même des excavations afin de constater si la corrosion reste limitée à l'interface, ou si par contre, elle s'est infiltrée plus loin dans la partie enterrée.
- Une méthode complémentaire ou alternative est un test de fuite des tuyauteries enterrées avec un liquide à une pression au moins 10% au-dessus de la pression de fonctionnement dans la tuyauterie, à des intervalles fixés. Le test de fuite doit être maintenu pendant 8 heures. Des tests de fuite peuvent aussi être réalisés à l'aide de la technique d'émission acoustique.

### **Corrosion sous tension (stress corrosion cracking)**

212. L'entreprise a-t-elle identifié les zones des tuyauteries sensibles aux différentes formes de corrosion sous tension?
213. Dans le cas où des formes de corrosion sous tension ont été détectées lors des inspections internes de réservoirs de procédé, en tient-on compte dans le programme d'inspection pour les tuyauteries reliées à ces réservoirs de procédé?
214. Les zones dans les tuyauteries, sensibles à la corrosion sous tension sont-elles inspectées à la recherche de fissures?

Il existe beaucoup de formes différentes de corrosion sous tension. Une série de formes sont mentionnées ci-dessous à titre d'illustration.

- Chloride Stress Corrosion Cracking: un problème typique de l'acier inoxydable austénitique, induit par des chlorures, suite à l'humidité et les chlorures sous

- l'isolation, des dépôts, sous des joints ou dans des interstices.
- Amine Stress Corrosion Cracking: dans des tuyauteries qui n'ont pas subi un traitement thermique réduisant les tensions
- Caustic Stress Corrosion Cracking : causée par la présence de NaOH ou KOH
- Hydrogen Stress Corrosion Cracking: causée par exemple par H<sub>2</sub>S ou HF.

L'objectif en effet n'est pas que les entreprises se limitent aux phénomènes mentionnés ci-dessus lors de la recherche de corrosion sous tension.

Lorsque de la corrosion sous tension est constatée lors des inspections internes de réservoirs sous pression, il est recommandé de réaliser également une inspection à la recherche de corrosion sous tension dans les tuyauteries y attenantes (aussi bien en aval qu'en amont du réservoir sous pression concerné). En général, les soudures et les zones environnantes sont relativement sensibles à la corrosion sous tension.

La corrosion sous tension peut être constatée par des techniques telles que l'examen par ultrasons, le contrôle par ressuage (PT) ou la wet fluorescent magnetic-particle testing (WFMT).

Dans certains cas, il peut être nécessaire d'enlever des morceaux de tuyauterie suspects pour un examen plus approfondi de la surface interne.

Les soudures dans les tuyauteries sont généralement inspectées lors de nouvelles constructions, de réparations ou de modifications. Les soudures sont cependant aussi souvent contrôlées pour la recherche de corrosion, à l'occasion d'une inspection interne ou comme partie d'une inspection par profil radiographique. Lorsque de la corrosion est constatée sur des soudures, des soudures supplémentaires doivent être contrôlées pour la corrosion dans le même système de tuyauterie.

### **Dégradation des couches de protection internes et corrosion sous-jacente**

215. Dans le cas où des couches de protection internes sont présentes dans les tuyauteries, ces couches sont-elles inspectées à la recherche de corrosion, de trous et de fissures?
216. Dans le cas où une dégradation a été constatée, a-t-on alors examiné plus en détails l'état du matériau de base (à protéger)?

Des inspections visuelles internes ne sont pas d'usage dans des tuyauteries. Néanmoins, des inspections visuelles internes sont parfois planifiées pour des tuyauteries de grand diamètre. Des caméras peuvent être utilisées pour réaliser des inspections visuelles internes.

Les couches de protection internes peuvent être constituées de différents matériaux: métal, verre, plastique, caoutchouc, céramique, .... Les couches de protection internes destinées à l'isolation thermique sont traitées spécifiquement dans la section suivante.

Si les coatings et les revêtements anticorrosion internes sont en bon état, selon l'API 570, il n'y a aucune raison de les enlever pour inspecter plus en profondeur la tuyauterie sous-jacente.

L'efficacité du revêtement résistant à la corrosion est fortement diminuée en cas d'ouvertures ou de trous dans le revêtement. L'API 570 recommande d'inspecter ces revêtements pour détecter des ouvertures, des trous et des bulles. Lorsque de telles conditions sont découvertes, il peut être nécessaire d'éliminer le revêtement afin d'examiner plus en détails la tuyauterie sous-jacente. Comme alternative, l'API 570 recommande une inspection par ultrason de la surface externe afin de détecter via des mesures d'épaisseur de la paroi des ouvertures, des trous et de bulles situées sur la

surface interne.

### **Dégradation des couches d'isolation thermique internes et corrosion sous-jacente**

217. Les couches d'isolation thermique internes sont-elles inspectées à la recherche de dégradations?
218. Dans le cas où une dégradation de la couche d'isolation thermique interne a été constatée: a-t-on alors examiné l'état de l'enveloppe (sous-jacente)?
219. A-t-on examiné s'il peut y avoir de la condensation et par conséquent de la corrosion sous l'isolation thermique interne?
220. Dans le cas où il peut y avoir de la condensation : la tuyauterie a-t-elle alors été examinée avec une technique d'inspection appropriée?

De la corrosion sous le revêtement réfractaire peut résulter en des boursoufflures ou en un détachement du matériau réfractaire. Si cela est constaté, l'API 570 recommande d'éliminer des parties de réfractaire afin de permettre une inspection de la tuyauterie sous-jacente. Comme alternative, l'API 570 recommande des mesures d'épaisseurs via une inspection par ultrasons de la surface externe.

### **Corrosion sous les dépôts**

221. A-t-on analysé s'il pouvait y avoir de la corrosion sous les dépôts?
222. Dans le cas où il peut y avoir de la corrosion sous les dépôts: la tuyauterie est-elle examinée avec une technique d'inspection appropriée?

L'API 570 stipule qu'en cas de présence de dépôts (tels que du coke) sur la surface de la tuyauterie, il est recommandé de vérifier si de la corrosion active est présente sous ces dépôts. Cela peut nécessiter une inspection approfondie dans des zones sélectionnées.

Pour de grandes tuyauteries, il est recommandé d'éliminer les dépôts pour un examen local des zones critiques sélectionnées. Avec des plus petites tuyauteries, il peut être recommandé de prélever certains tronçons de tuyauterie ou d'appliquer des méthodes non destructives telles que la radiographie.

### **Fatigue**

223. L'entreprise a-t-elle évalué quelles tuyauteries sont susceptibles de subir de la fatigue?
224. A-t-on estimé la durée de vie attendue pour ces tuyauteries où la fatigue est pertinente?

La fatigue apparaît suite à l'exposition cyclique à certaines conditions:

- fluctuations de température occasionnant des tensions dues aux dilatations et aux rétractions (valeur guide: 100°C)
- charge mécanique (dépend fortement du matériau: pour certains matériaux, il y a une valeur seuil de sécurité, pour d'autres pas)
- vibrations (très grands effets si synchrones avec la fréquence naturelle de l'équipement).

Les points sensibles sont:

- les piquages
- les points où des métaux avec différents coefficients de dilatation thermique sont soudés ensemble: ces zones peuvent être soumises à une fatigue due aux cycles de dilatation thermique (chauffage et refroidissement)
- les endroits où une attaque locale (par exemple des piqûres) a eu lieu: il peut y avoir plus rapidement une formation de fissure à la surface

- les vannes.

La fatigue peut entraîner la défaillance de tuyauteries avant que cela ne soit détecté par des techniques non destructives. La conception et l'installation doivent donc avoir pour objectif d'éviter la survenance d'une fatigue. Des 'magnetic particle testing' ou 'liquid-penetrant testing' périodiques peuvent être utilisés pour détecter des signes de fatigue sur les connexions liées à des tuyauteries qui vibrent.

Des vannes qui sont exposées à de fortes fluctuations de température doivent être contrôlées périodiquement pour la recherche de la fatigue thermique ('thermal fatigue cracking').

Une analyse 'piping stress' peut être utilisée pour choisir judicieusement des points d'inspection, par exemple des points qui semblent subir de la fatigue suite à des cycles thermiques d'expansion.

### **Fluage**

225. L'entreprise a-t-elle identifié les zones des tuyauteries qui sont susceptibles de subir du fluage?

226. Existe-t-il pour ces zones un programme d'inspection spécifique qui examine le fluage?

Des températures plus élevées peuvent donner lieu au fluage des tuyauteries. Le fluage est un allongement irréversible à charge constante et ce sur une période de temps déterminée. A une certaine température (élevée), le fluage va s'accélérer au cours du temps jusqu'à ce qu'une rupture se produise. Des températures élevées peuvent donc, en fonction de la valeur et des propriétés de l'enveloppe, donner lieu à une rupture rapide ou peuvent limiter la durée de vie d'une enveloppe.

La vitesse de la corrosion due au fluage dépend de la charge (tension) et de la température. L'API 571 donne les températures limites indicatives suivantes pour l'apparition du fluage:

- Acier au carbone (carbon steel): 370°C
- Acier faiblement allié (low alloy steel): 400- 425°C
- Acier inoxydable austénitique: 480°C – 540°C.

Une tuyauterie doit exercer une résistance suffisante contre les températures les plus élevées survenant pendant le fonctionnement normal de l'installation. Cela signifie que soit il n'y a pas de fluage, soit le fluage et les phénomènes de vieillissement en découlant se manifestent suffisamment lentement, de manière à pouvoir être suivis et que la tuyauterie puisse être mise hors service et remplacée avant que sa durée de vie n'arrive à sa fin.

L'API 570 recommande les méthodes non destructives suivantes pour détecter les fissures dues au fluage: contrôle par ressuage, méthode « fuite de champ magnétique » (magnetic particle testing), examen par ultrasons, radiographie et métallographie in-situ, et émission acoustique.

Une analyse piping stress peut être utilisée pour choisir judicieusement des points d'inspection, par exemple des points qui semblent sensibles au fluage dans les tuyauteries à haute température ou les points avec de grandes tensions.

### **Effets métallurgiques à températures plus élevées (>300°C)**

227. L'entreprise a-t-elle évalué s'il y avait des conditions pour lesquelles des effets métallurgiques à températures plus élevées (>300°C) peuvent survenir?
228. Ces effets sont-ils évités par le choix d'un matériau approprié?

Il y a différents mécanismes qui peuvent apparaître à température élevée et qui peuvent attaquer la structure métallurgique (taille des grains, formes des cristaux, ...).

Les phénomènes suivants peuvent survenir avec de l'acier au carbone et de l'acier allié:

- graphitisation (lors d'une longue exposition à des températures dans l'intervalle 400-600°C)
- ramollissement (lors d'une longue exposition à des températures dans l'intervalle 450-760°C)
- fragilisation thermique (lors d'une longue exposition (plusieurs années) à des températures dans l'intervalle 340-600°C).

Les phénomènes possibles dans le cas de l'acier inoxydable sont:

- 475°C-fragilisation (exposition à des températures dans l'intervalle 315 à 540°C)
- fragilisation de la phase sigma (exposition à des températures dans l'intervalle 540°C à 950°C).

Ces phénomènes affaiblissent le matériau et peuvent mener à la rupture. Si des tuyauteries sont exposées à des températures plus élevées, il est donc important de connaître ces mécanismes et si possible, de choisir des matériaux adéquats, de suivre les mécanismes ou de prendre certaines mesures de précaution.

## **4.3 Enregistrement et traitement des résultats d'inspection**

### **Enregistrement des résultats d'inspection**

229. L'entreprise dispose-t-elle pour chaque tuyauterie des résultats des inspections réalisées?
230. Le rapport d'inspection décrit-il clairement la manière dont l'inspection a été réalisée?
231. Le rapport d'inspection mentionne-t-il clairement les résultats d'inspection?

Ce bloc de questions se rapporte à tous les types d'inspections, donc aussi bien aux inspections visuelles qu'aux inspections réalisées avec un appareil de mesure.

Le rapport d'inspection comprend au minimum les informations suivantes:

- la date
- l'identification de l'exécutant (noms de la firme et de l'inspecteur)
- les données d'identification du réservoir de procédé
- la localisation des points de mesure d'épaisseurs (éventuellement réalisées)
- les résultats de mesure (des éventuelles mesures d'épaisseur)
- les techniques utilisées
- l'appareil utilisé
- les observations de l'inspection visuelle.

### Evaluation des mesures d'épaisseur

232. L'épaisseur minimale requise a-t-elle été déterminée?
233. Les résultats des mesures d'épaisseur sont-ils comparés avec l'épaisseur minimale requise?
234. Détermine-t-on sur base de la vitesse de corrosion, la durée de vie restante d'une tuyauterie?
235. Les prochaines dates ultimes d'inspection sont-elles choisies de manière à ce que la durée de vie restante des tuyauteries ne soit pas encore dépassée lors de la prochaine inspection?
236. Si l'épaisseur mesurée est plus petite que l'épaisseur minimale requise, réalise-t-on alors un examen plus approfondi (ou l'équipement est-il mis hors service ou réparé)?

L'épaisseur minimale exigée d'une tuyauterie est définie dans l'API 570 comme la plus grande des valeurs entre la 'pressure design thickness' et la 'structural minimum thickness':

- 'pressure design thickness': épaisseur minimale sans surépaisseur de corrosion, basée sur des calculs pour la pression selon le code de conception
- 'structural minimum thickness': épaisseur minimale sans surépaisseur de corrosion, basée sur la charge structurelle et autre.

L'API 570 distingue trois classes de tuyauteries, avec des intervalles maximaux d'inspection correspondant pour la réalisation de mesures d'épaisseurs:

- classe 1: tous les 5 ans
- classe 2 et 3: tous les 10 ans
- points d'injection: tous les 3 ans.

La classe 1 comprend les tuyauteries auxquelles une fuite peut immédiatement donner lieu à une situation d'urgence, pour laquelle il faut tenir compte aussi bien de menaces pour l'homme que pour l'environnement. Le standard donne une série d'exemples:

- tuyauteries avec des gaz inflammables qui se vaporisent lors d'une fuite et qui peuvent donner lieu à une rupture fragile à cause du refroidissement
- tuyauteries contenant des substances qui peuvent se vaporiser rapidement lors d'une libération et former un mélange inflammable, telles que des flux de C2, C3 et C4
- tuyauteries avec des gaz contenant plus de 3 pourcents en poids de sulfure d'hydrogène
- tuyauteries avec du chlorure d'hydrogène (100%)
- tuyauteries avec du fluorure d'hydrogène
- tuyauteries au-dessus ou à proximité d'eau.

La classe 2 contient les tuyauteries ne pouvant pas être classées dans les classes 1 et 3. Des exemples sont:

- tuyauteries avec des hydrocarbures se vaporisant seulement très lentement après libération
- tuyauteries avec de l'hydrogène (gaz) ou du gaz naturel
- tuyauteries avec des bases ou des acides forts.

Dans la classe 3, on classe les tuyauteries contenant des substances combustibles dont la vaporisation après libération peut être négligée et qui ne sont pas situées dans des zones à fortes activités. Des tuyauteries avec des substances nocives pour la peau mais qui sont placées dans des zones écartées, peuvent aussi être classées dans la classe 3.

### Evaluation des fissures ('cracks')

237. Lors de la constatation de fissures procède-t-on à la réparation ou au remplacement de la tuyauterie ou à une analyse plus approfondie?
238. Dans le cas où l'on opte pour une analyse plus approfondie: les dimensions des fissures sont-elles comparées à une taille acceptée de fissures?
239. Évalue-t-on si la probabilité existe que les fissures puissent grandir si l'appareil est remis en service?
240. Applique-t-on un monitoring en service des fissures et/ou des techniques de détection de fuite afin d'avoir une meilleure vue sur la durée de vie restante de la tuyauterie?

Une fissure (ou crevasse, en anglais: 'crack') dans un objet métallique est stable si la fissure ne peut pas donner lieu à une rupture fragile et si la fissure ne peut pas se déchirer davantage de manière ductile.

Selon la norme API 579, il y a 3 niveaux d'évaluation différents pour déterminer si les fissures ou crevasses présentes sont acceptables ou pas.

Les niveaux d'évaluation 1 et 2 sont applicables si:

- l'appareil ne se trouve pas dans le domaine de fluage
- les données de conception originales répondent à celles d'un standard ou d'une norme reconnue
- les forces dynamiques sont négligeables
- on ne peut s'attendre à ce qu'il y ait aucune croissance de fissure pendant l'usage de l'appareil.

Afin de pouvoir appliquer le niveau 1, il y a en plus des limitations spécifiques en ce qui concerne la forme des composants et les forces présentes. Si ces limitations pour appliquer le niveau 1 ou 2 ne sont pas satisfaites, il est nécessaire de passer au niveau 3 pour évaluer si la tuyauterie peut être maintenue en service en toute sécurité.

Avec les niveaux d'évaluation 1 et 2, on vérifie sur base des dimensions mesurées des fissures et des propriétés du matériau si la taille mesurée de la fissure est plus petite qu'une taille tolérée. Pour une évaluation de niveau 1, on utilise pour ce faire quelques courbes types pour des équipements sphériques, en forme de cylindre ou plats. Ces courbes types sont appelées Failure Assessment Diagrams. Avec une évaluation de niveau 2, on examine plus en profondeur les tensions complexes qui peuvent être présentes dans un équipement, pour évaluer si une fissure ou une crevasse déterminée est acceptable ou pas.

Si les conditions de tension ne satisfont pas aux limitations pour appliquer le niveau d'évaluation 1 ou 2 ou si le risque de croissance de la fissure est présent, il est alors nécessaire de réaliser une évaluation approfondie conformément au niveau 3.

Le développement de fissures dans un appareil en service, peut être classé en 4 types: développement de fissures par fatigue, développement de fissures par corrosion sous tension, développement de fissures par des fissures induites par l'hydrogène et développement de fissures du à de la corrosion de fatigue.

Pour déterminer la durée de vie restante d'un appareil qui est sujet à des fissures, on a en fait besoin d'informations sur la vitesse de croissance des fissures lorsque l'appareil est en service. Avec une évaluation conforme au niveau 3, on évalue d'abord si la fissure initiale est acceptable, ensuite (si l'information nécessaire est présente), un modèle de croissance de fissure peut être appliqué pour calculer la durée de vie restante du réservoir de procédé. Cependant, la plupart du temps il n'y a pas assez d'informations connues pour effectuer ce calcul. Dans ces cas-là, il faudra revenir vers

d'autres options, telles que la réalisation de réparations, le monitoring pendant l'utilisation (par une technique non destructive) ou une méthode de détection de fuite ('leak before break method').

Une méthode de détection de fuite est applicable dans les cas où l'on peut démontrer qu'une fissure peut grandir à travers la paroi sans que cela ne mène à une rupture brutale de l'enveloppe. On détecte la fuite parce que la fissure traverse la paroi.

### **Evaluation des déformations**

241. Évalue-t-on pour des tuyauteries où des déformations ont été constatées, si les déformations sont acceptables?

242. Dans le cas où les déformations ne sont pas acceptables, a-t-on alors opté pour des réparations, un remplacement ou un recalcul de la tuyauterie?

Les déformations de réservoirs de procédé peuvent être classées comme suit:

- déformation géométrique (telle qu'une courbure de la tuyauterie)
- fosses (avec ou sans sillon)
- rides (combinaison de fosses et de bosses)
- formation de bulles (suite la formation de molécules d'hydrogène).

Pour évaluer si des déformations sont acceptables, différentes procédures peuvent être appliquées. L'API 579 fait une distinction entre les évaluations de niveau 1, 2 ou 3.

La procédure la plus simple est celle de niveau 1. A ce niveau, on examine si les déformations tombent dans les tolérances de conception prévues dans les codes de construction originaux. Si les tuyauteries satisfont à ces critères, la durée de vie restante peut être calculée. Si la durée de vie restante n'est pas acceptable, on peut passer à la réalisation des réparations nécessaires ou à une évaluation de niveau 2.

Avec une évaluation de niveau 2, on examine l'intégrité structurelle d'un réservoir de procédé avec des déformations. Dans cette évaluation, on tient compte des forces de pression, des forces supplémentaires et de différentes géométries. On vérifie si le 'remaining stress factor' calculé est plus grand que le 'remaining stress factor' acceptable (celui-ci s'élève à 0,9 pour la plupart des normes de construction). Si c'est le cas, la tuyauterie satisfait à l'évaluation de niveau 2. Après quoi, on calcule si la durée de vie restante est acceptable ou pas. Si ce n'est pas le cas, on passe au niveau d'évaluation suivant (ou les réparations nécessaires sont réalisées). Une évaluation de niveau 3 exige encore plus de calculs.

Si une évaluation conformément au niveau 2 ou au niveau 3 ne permet pas de décider que la tuyauterie peut continuer à être utilisée en toute sécurité aux mêmes conditions de procédé, l'API 579 prévoit la possibilité de modifier les conditions de procédé (diminution de la température et/ou de la pression de service) de manière à pouvoir assurer ainsi un fonctionnement en toute sécurité. On parle alors de « recalcul » du système de tuyauterie aux nouvelles conditions de procédé.

Si en réalisant un recalcul, l'évaluation est encore négative, on doit passer à une réparation ou à un remplacement de la tuyauterie.



## Réparations des tuyauteries

243. Dispose-t-on des certificats de matériaux pouvant prouver que les réparations ont été réalisées dans le matériau d'origine?
244. Dispose-t-on des certificats pouvant prouver que toutes les soudures ont été réalisées par des soudeurs qui disposaient des qualifications nécessaires?
245. Dispose-t-on des contrôles qualité des soudures (par ex. des radiographies)?
246. Peut-on démontrer que tous les morceaux de tuyauterie réparés disposent des mêmes pression et température de conception que la tuyauterie originale?

Il est de bonne pratique de joindre les informations sur des réparations au dossier de construction de la tuyauterie.

La sélection des soudures sur lesquelles un contrôle qualité est exercé et la manière dont ce contrôle qualité est réalisé, sont en conformité avec le code de construction des tuyauteries.

L'API 570 donne les recommandations suivantes en ce qui concerne la réparation de tuyauteries.

- Tous les travaux de soudure relatifs à des réparations sont réalisés en conformité avec les principes de l'ASME B31.3 ou du code selon lequel la tuyauterie a été construite.
- Tous les travaux de soudure réalisés sur des tuyauteries en service doivent avoir lieu conformément à la publication API 2201, en appliquant la "Suggested Hot Tap Checklist" de cette publication.
- Lors de réparations à des tuyauteries réalisées en alliage, l'inspecteur vérifiera si l'utilisation de nouveaux matériaux est consistant avec les matériaux de construction sélectionnés ou spécifiés. Ces vérifications de matériau sont réalisées conformément à l'API 578.
- Les matériaux utilisés pour des réparations à des réservoirs de procédé doivent satisfaire aux conditions de conception du code de construction qui est d'application. Les matériaux utilisés pour réaliser des réparations de soudure, doivent être compatibles avec le matériau d'origine.
- Des méthodes de contrôle non destructives appropriées doivent être appliquées après achèvement du travail de soudure.
- Des tests de pression sont normalement exigés après des modifications et de grandes réparations.
- Lorsqu'aucun test de pression n'est exigé ou qu'un tel test n'est pas réalisable en pratique, un contrôle non destructif sera appliqué.

## Recalcul des tuyauteries

247. Dans le cas d'une adaptation des conditions de procédé, peut-on présenter des documents prouvant que la tuyauterie est adaptée aux nouvelles conditions de procédé?
248. Dans le cas d'un recalcul d'une tuyauterie, a-t-on réalisé un test de fuite avant que la tuyauterie n'ait été mise en service sous les nouvelles conditions de procédé?
249. A-t-on vérifié que la pression de tarage et les dimensions des sécurités de surpression sont en accord avec les pression et température maximales modifiées de la tuyauterie?

Si l'état d'une tuyauterie n'est plus suffisant pour pouvoir continuer à être exploitée sous les mêmes conditions de procédé en toute sécurité, on a la possibilité de modifier les conditions de procédé, de manière à ce que la tuyauterie puisse encore être utilisée en toute sécurité.

Un test de fuite est réalisé sur des tuyauteries recalculées, conformément au code selon

lequel la tuyauterie a été construite ou à la dernière version du code applicable pour les nouvelles conditions de procédé, à moins que l'on puisse démontrer qu'un test de fuite précédent a été réalisé à une pression supérieure ou égale à la pression de test pour les nouvelles conditions. Un test de fuite n'est pas exigé pour une augmentation de la température avec laquelle la force de traction n'est pas influencée.



# 5

## Méthodes d'inspection

Quelques méthodes d'inspection sont mentionnées dans les questionnaires: celles-ci sont brièvement expliquées ci-dessous. L'objectif n'est donc nullement de donner ici une liste exhaustive des méthodes d'inspection.

### **Close interval potential survey**

Réalisée au niveau du sol au-dessus d'une tuyauterie enterrée, cette technique peut localiser des points de corrosion actifs à la surface de la tuyauterie. On détermine la différence de potentiel entre la tuyauterie et le sol tous les demi-mètres à l'aide d'un instrument de mesure spécial.

### **Contrôle par ressuage**

Un liquide, le pénétrant, est appliqué sur la surface du matériau et le traverse donc via les dégradations. Ensuite, la surface est nettoyée et un révélateur qui aspire le pénétrant absorbé est appliqué, ce qui donne donc une image des détériorations débouchant en surface (craquelures, fissures, piqûres, porosités). Cette méthode est uniquement applicable sur des matériaux pas encore trop bruts et avec des températures pas encore trop élevées.

### **Emission acoustique**

Avec des déformations et des fissures (microscopiques) d'un matériau, des ondes acoustiques détectables seront émises. Il s'agit bien entendu de sons très faibles et il y a donc déjà un problème lorsqu'il y a beaucoup de bruits de fond (par ex. des compresseurs, pompes... en fonctionnement). On utilise souvent cette technique comme première étape dans un programme d'inspection.

### **Examen par courant induits (dits courants de Foucault ou « eddy current »)**

Lors de cet examen, une bobine d'inspection excitatrice est placée sur ou dans un tuyau. Le courant d'échange dans la bobine induit des courants de Foucault dans l'échantillon,

qui induisent à leur tour un champ d'induction magnétique, qui est détecté à l'aide d'une bobine secondaire ou avec la bobine d'inspection. La présence de défauts dans le matériau occasionne des changements dans la distribution des courants de Foucault. Pour des structures plus complexes, cette méthode n'est, il est vrai, pas utilisable, parce que l'interprétation devient trop compliquée. Cette méthode est donc surtout utilisée pour des tuyauteries. L'avantage est que cette méthode est utilisable pour des températures plus élevées, vu que le capteur ne doit pas être placé près de la paroi.

Cette méthode n'exige en principe pas de technique de mesure supplémentaire.

### **Examen par ultrasons**

Un examen par ultrasons est très adapté pour détecter des fissures ou des défauts internes dans les matériaux. C'est un avantage par rapport à la radiographie. Un autre avantage est qu'il s'agit d'une méthode rapide. Le désavantage est de nouveau que l'on ne peut pas utiliser l'examen par ultrasons pour toutes les sortes de matériaux (le matériau doit pouvoir être traversé par des ondes ultrasoniques et la forme ne peut pas être trop irrégulière). On ne peut pas non plus contrôler tous les endroits et donc une éventuelle corrosion localisée est plus difficilement détectable.

Un nouveau type de détection par ultrason (phased array, utilisée par certains organismes de contrôle agréés) est utilisé depuis quelques années et devrait par contre quand même permettre que l'examen par ultrasons soit applicable pour toutes les sortes de matériaux. Par exemple une soudure d'acier inoxydable sur de l'acier au carbone ou entre 2 éléments en acier inoxydable est en principe plus difficile à inspecter via la détection par ultrasons.

La méthodologie « phased array » serait beaucoup plus fiable que la méthode par ultrasons ordinaire, parce que l'on travaille avec un "éventail" d'ondes.

Le fonctionnement de l'examen par ultrasons repose sur le principe qu'une onde sonore se réfléchit lors du passage entre 2 matériaux, de sorte qu'une faute interne peut être détectée. Le bruit ultrasonique est obtenu via des cristaux piézo-électriques et dispose d'une fréquence entre 0,5 et 10 MHz. Plus la fréquence est élevée, plus l'examen est précis, mais plus faible est la profondeur de pénétration.

### **Méthode « fuite de champ magnétique » (Magnetic Particle testing)**

Avec cette méthode, un champ magnétique est produit dans un matériau ferromagnétique, après quoi des discontinuités sont recherchées en appliquant une solution avec des particules magnétiques. Un spécialiste peut déceler d'éventuels défauts dans le matériau à partir des lignes de champ résultantes.

### **MFL (Magnetic Flux Leakage)**

Comme pour la précédente méthode, on produit ici un champ magnétique dans un matériau ferromagnétique. Si le matériau est attaqué par de la corrosion, cela va induire une modification dans la densité de flux magnétique. La détection a lieu par des capteurs qui sont placés dans le même corps que les aimants qui occasionnent le champ. Les capteurs détectent des modifications tridimensionnelles dans la densité de flux magnétique (exprimées en Tesla). En principe, on part du fait que c'est surtout une perte de matériau qui peut être détectée avec cette méthode et que pour les dimensions et le type de corrosion, on doit passer à des mesures complémentaires avec une technique par ultrasons. Certains fournisseurs stipulent cependant que leur outil peut quand même faire une estimation sur base de certains algorithmes, ce qui rendrait un examen par ultrasons superflu. Il est admis provisoirement qu'il n'existe aucune méthode fiable avec laquelle la technique MFL peut être utilisée sans l'aide de mesures

par ultrasons. La technique MFL détecte aussi bien la corrosion interne qu'externe des tôles du fond.

### **Backscattering de neutrons**

Le Backscattering de neutrons est une technique adaptée pour détecter de l'isolation mouillée sur des tuyauteries et des réservoirs. Avec cette technique, on utilise une source radioactive qui émet des neutrons à énergie élevée dans l'isolation. Si de l'humidité est présente dans l'isolation, les noyaux d'hydrogène diminuent l'énergie des neutrons. Comme l'instrument de mesure est seulement sensible aux neutrons à faible énergie, le comptage est proportionnel à la quantité d'eau dans l'isolation. De faibles comptages par période de temps indiquent une présence faible d'humidité.

### **Pipe coating holiday survey / Pearson survey**

Utilisée pour détecter des défauts dans le revêtement de tuyauteries enterrées revêtues, cette technique fait usage d'un signal AC qui est injecté dans la tuyauterie et auquel on compare ensuite le gradient de potentiel à travers la tuyauterie entre deux contacts mobiles à la terre. Lors de défauts dans le coating, des augmentations dans le gradient de potentiel surviennent. La méthode permet aussi de déterminer l'efficacité du revêtement et d'en déduire sa vitesse de dégradation.

### **Radiographie**

On irradie la structure d'un côté et on détecte le rayonnement reçu, qui dévie en fonction de la présence ou non de défauts ou d'anormalités dans le matériau. Cela se fait à l'aide de deux sortes de rayonnement électromagnétique: rayonnement « röntgen » et rayonnement « gamma ». Le désavantage est bien entendu le danger lié au rayonnement et le fait que les 2 côtés doivent être accessibles.

De plus, il est vrai que ce sont surtout des défauts volumétriques (inclusions de gaz et de scories par ex) qui sont facilement détectables avec cette méthode, la détection de fissures est plus difficile. L'épaisseur à traverser est aussi limitée. Cette méthode est surtout utilisée pour la détection de défauts dans les soudures ou pour la détection de défauts sous l'isolation. Le principal avantage est finalement que cette méthode est utilisable pour toutes les sortes de matériaux, en opposition par ex. à l'examen par ultrasons.

### **Test par étincelle**

La méthode de test par étincelle permet de réaliser un examen approfondi de petites fissures dans des couches de protection en verre, plastique, caoutchouc et dans des couches de peinture. Avec cette technique, une électrode est reliée à l'enveloppe, la deuxième électrode est passée comme une brosse sur la couche de protection. Une étincelle apparaît à la hauteur des détériorations.

### **Thermographie**

Cette technique peut être utilisée pour la détection des défauts sous l'isolation. Elle est en fait plus adaptée pour la détection des défauts en général (par ex. échauffement de paliers dû à une usure, mauvais contacts électriques).