

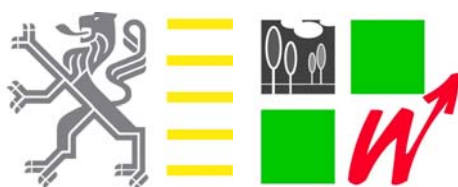
Outil d'inspection

# Réservoirs de stockage aériens atmosphériques

**Deuxième version test**

21/06/2009

**Services belges d'inspection Seveso**



# Introduction

Il s'agit d'un outil d'inspection commun des trois équipes d'inspection régionales formées en application de l'article 27 de l'accord de coopération entre l'Etat fédéral, la Région flamande, la Région wallonne et la Région de Bruxelles-Capitale concernant la maîtrise des dangers d'accidents majeurs impliquant des substances dangereuses.

Les équipes d'inspection régionales sont composées de fonctionnaires des services d'inspection suivants:

- a) Pour la Région flamande:** de dienst Toezicht zware risicobedrijven van de Afdeling Milieu-inspectie van het Departement Leefmilieu, Natuur en Energie
- b) Pour la Région wallonne:** le Département de la Police et des Contrôles de la Direction Régionale opérationnelle de l'Agriculture, des Ressources Naturelles et de l'Environnement du Service Public de Wallonie
- c) Pour la Région de Bruxelles-Capitale:** Bruxelles Environnement – IBGE
- d) Pour le niveau fédéral:**
  - La Division du contrôle des risques chimiques du SPF Emploi, Travail et Concertation Sociale
  - La Direction générale qualité et sécurité du SPF Economie, PME, Classes Moyennes et Energie.

Dans le cadre de la politique de transparence, cet outil d'inspection est mis à la disposition des entreprises, afin de leur permettre d'effectuer elles-mêmes leur propre enquête et d'en tirer les conclusions adéquates en vue d'une amélioration de la prévention des accidents majeurs.

# Table des matières

1	Commentaires sur l'outil d'inspection .....	4
1.1	Champ d'application .....	4
1.2	Utilisation de l'outil d'inspection .....	4
1.3	Cadre de référence .....	5
1.4	Commentaires généraux .....	6
1.4.1	Electrochimie .....	6
1.4.2	Matériaux .....	9
1.4.3	Construction .....	13
1.4.4	Méthodes d'inspection .....	16
2	Questionnaire pour des réservoirs de stockage aériens atmosphériques .....	19
2.1	Conception et construction .....	19
2.1.1	Dossier de construction .....	19
2.1.2	Soudures .....	20
2.1.3	Fondations .....	21
2.1.4	Dimensionnement du réservoir de stockage .....	24
2.1.5	Réglage et dimensionnement des événements .....	28
2.1.6	Exigences du VLAREM lors de la construction .....	29
2.2	Analyse des problèmes de corrosion .....	31
2.3	Inspection interne .....	34
2.3.1	Rapports d'inspection .....	34
2.3.2	Détermination du délai d'inspection .....	35
2.3.3	Test visuel préliminaire .....	38
2.3.4	Inspection du fond du réservoir .....	38
2.3.5	Inspection de la paroi et du toit du réservoir .....	47
2.3.6	Inspection des événements .....	49
2.3.7	Autres .....	49
2.3.8	Exigences du VLAREM lors de l'examen (général) interne .....	50
2.4	Inspection externe .....	51
2.4.1	Inspection externe approfondie .....	51
2.4.2	Contrôle visuel limité .....	54
2.4.3	Exigences du VLAREM pour l'enquête externe limitée .....	55
2.5	Réparations .....	56

# 1 Commentaires sur l'outil d'inspection

## 1.1 Champ d'application

Cet outil d'inspection concerne les réservoirs de stockage aériens atmosphériques. Les tuyauteries reliées aux réservoirs tombent en-dehors du cadre de cet outil.

Cet outil vise l'intégrité mécanique du réservoir de stockage. La fonction de sécurité du réservoir de stockage en tant qu'enveloppe est examinée à l'aide de ce questionnaire. La fonction de sécurité d'une enveloppe, qu'il s'agisse d'un réservoir atmosphérique, d'une tuyauterie ou d'un réservoir sous pression, consiste à offrir une résistance contre les influences menaçant son intégrité, telles que

- des phénomènes pouvant donner lieu à des pressions élevées et basses
- des phénomènes pouvant donner lieu à des températures élevées et basses
- des conditions corrosives à l'intérieur du réservoir
- des conditions corrosives sur la partie extérieure du réservoir
- des affaissements du sol
- des charges dues aux influences de la météo (vent, neige, glace, ...)
- des contraintes thermiques
- des charges cycliques.

La résistance d'une enveloppe contre ces phénomènes n'est bien entendu pas illimitée. Chaque enveloppe possède des limites inhérentes, liées au choix du matériau et à son dimensionnement (par ex. pression de design et température de design). C'est pourquoi, il est essentiel qu'il soit déterminé de manière précise dans quelle mesure l'enveloppe peut offrir une résistance à chacun des phénomènes possibles pouvant être attendu pendant l'exploitation et pouvant menacer son intégrité.

Si des phénomènes peuvent avoir lieu, contre lesquels l'enveloppe ne peut pas résister, d'autres mesures devront être prises pour prévenir la survenance de ces phénomènes ou pour maintenir suffisamment bas la probabilité d'occurrence de ces phénomènes. Ce sont la plupart du temps des mesures dites actives telles que les sécurités instrumentales, les systèmes mécaniques de décharge de pression, les interventions humaines correctives. Ces mesures actives, à l'exception des événements de respiration, tombent en dehors du cadre de cet outil d'inspection.

## 1.2 Utilisation de l'outil d'inspection

Cet outil d'inspection a pour objectif de vérifier si les réservoirs de stockage ont été conçus, construits et sont maintenus en état de manière à ce qu'ils puissent remplir aussi efficacement et avec la fiabilité nécessaire, les fonctions de sécurité qu'ils doivent remplir (comme indiquées dans les analyses de risques).

Le questionnaire commence avec une partie sur la conception et la construction du réservoir. Ensuite viennent des questions sur l'analyse des problèmes de corrosion et finalement, il y a une série de questions relatives à l'inspection des réservoirs. L'ordre des questions a simplement été choisi afin de faciliter l'application du questionnaire. Le fait d'aborder, dans ce questionnaire, la conception avant l'analyse des problèmes de corrosion n'implique évidemment pas le fait que la corrosion ne doit être abordée qu'après la conception et la construction du réservoir.

On choisira un ou plusieurs réservoirs de stockage échantillons sur le(s)quel(s) on appliquera le questionnaire. Lorsque certains manquements ont été déterminés, il faut examiner si ces manquements trouvent leur origine dans la manière dont l'entreprise s'y prend avec la conception, la construction, l'inspection et la réparation des réservoirs de stockage.

Dans ce cas, des actions correctives doivent être entreprises non seulement en ce qui concerne les réservoirs de stockage sélectionnés, mais aussi vis-à-vis de toutes les enveloppes montrant les mêmes manquements, ainsi que vis-à-vis de la méthode de travail suivie (et qui devrait être décrite dans le cadre de la politique pour la prévention des accidents majeurs).

## 1.3 Cadre de référence

Le questionnaire est basé sur les standards applicables suivants :

- API 650: Welded steel tanks for oil storage
- EN 14015: Specification for design and manufacture of tanks for storage of liquids
- API 653: Tank inspection, repair, alteration, and reconstruction
- API 576: Inspection of Pressure Relieving Devices (en ce qui concerne l'inspection des événements pour les réservoirs de stockage)
- API 575: Guidelines and methods for inspection of existing atmospheric and low-pressure storage tanks
- EEMUA 159: users' guide to the inspection, maintenance and repair of aboveground vertical cylinder steel storage tanks

Les standards mentionnés ci-dessus ont été rédigés par l'industrie sur base de nombreuses années d'expérience par rapport à la conception, la construction, l'inspection, l'entretien et la réparation de réservoirs de stockage. Les standards nommés ne sont certainement pas les seuls qui peuvent être appliqués.

L'objectif de cet outil n'est pas non plus de vérifier la conformité complète d'un réservoir de stockage par rapport à une norme déterminée, mais de vérifier à l'aide des aspects qui sont abordés dans les normes, si l'on a aussi tenu compte de ces aspects lors de la conception, la construction et l'inspection. Si pour des aspects spécifiques, on fait référence à des formules, des méthodes de travail ou de calcul, c'est principalement à titre d'illustration et cela a surtout pour objectif d'éclaircir le questionnaire et d'améliorer l'interprétation des exemples présentés. C'est pourquoi on reprend aussi toujours le cas échéant la norme à laquelle on fait référence. Si une autre norme a été utilisée, il est préférable que l'exploitant explique comment cet aspect spécifique est rempli au sein de cette norme. Le fait que cela va diverger de la méthode décrite dans ce questionnaire est cependant logique et ne signifie pas que cela soit moins bon.

Le fait que l'on puise pour les différents exemples au sein de plusieurs normes, peut donner l'impression que ces normes peuvent être utilisées entre elles. Ce n'est certainement pas l'objectif, certainement en ce qui concerne les normes de construction. Le principe de base reste qu'une norme doit être appliquée dans sa totalité, sans imposer des exigences supplémentaires provenant d'autres normes, qui ne sont pas issues d'une même idée de base. Pour les normes traitant de l'inspection, l'entretien et la réparation, il est parfois par contre possible de puiser hors de plusieurs normes. Chaque norme dépeint par contre dans quels cas spécifiques, certaines méthodes sont applicables. Cela doit cependant toujours être respecté.

Pour des raisons pratiques, ce questionnaire contient seulement une sélection des prescriptions de ces standards et ne peut cependant pas être pris comme un substitut à

ces standards. On ne peut également pas décider que les prescriptions qui ne sont pas abordées dans ce questionnaire, sont d'importance secondaire.

Pour être complet, le questionnaire sonde également la conformité avec d'autres prescriptions légales que l'Accord de Coopération (aussi bien fédérales que régionales), qui sont liées à la conception, la construction et l'inspection des réservoirs de stockage aériens atmosphériques.

- Pour le niveau fédéral, ce sont les obligations de l'AR du 13/03/98 relatif au stockage de liquides extrêmement inflammables, facilement inflammables, inflammables et combustibles
- Pour la Région flamande, ce sont les exigences du VLAREM.

Il faut toutefois insister sur le fait que satisfaire à ces prescriptions du VLAREM ne signifie PAS automatiquement que l'on satisfait aussi aux exigences de l'Accord de Coopération.

## 1.4 Commentaires généraux

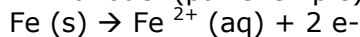
### 1.4.1 Electrochimie

#### A. Réactions chimiques en cas de corrosion

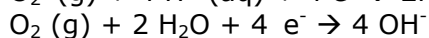
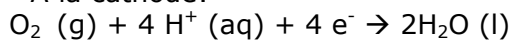
Parce qu'un métal (par ex. le fer) pourrait subir une réaction d'oxydation (anode, libération d'électrons), une réaction de réduction doit en même temps avoir lieu (cathode, capture d'électrons). Cette réaction de réduction concerne la réduction d'un métal plus noble (comme par ex. le cuivre dans le cas du fer) ou de réduction de l'oxygène gazeux ou de l'hydrogène. Une deuxième condition est qu'un circuit électrique fermé puisse exister par la présence d'un électrolyte bon conducteur en contact avec le métal. Cet électrolyte peut être de l'eau liquide ou de la vapeur d'eau. Dans les régions sèches (tels les déserts), le problème de corrosion sera donc moindre. D'un autre côté, des métaux en contact avec de l'eau salée (très bonne conductibilité) formeront un risque important. Vu que cela concerne une réaction chimique normale, la vitesse de réaction va croître lors d'une augmentation de la température.

Concrètement cela concerne les réactions redox suivantes:

- A l'anode (par exemple):



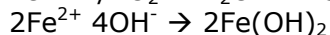
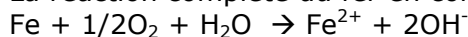
- A la cathode:



$2\text{H}^+ + 2 \text{ e}^- \rightarrow \text{H}_2$  (demi-réaction acide et Fe avec potentiel de demi-cellule de 0,44 V face à une demi-cellule d'hydrogène standard)

Les ions hydrogène dans la réaction de réduction de l'oxygène sont entre autres livrés par la réaction du dioxyde de carbone dissout dans l'eau (jusqu'à la formation de  $\text{H}_2\text{CO}_3$ ). La concentration des ions hydrogène dans la solution est donné par le pH ( $-\log [\text{H}^+]$ ), avec une concentration en mol/l).

La réaction complète du fer en contact avec de l'oxygène sera donc la suivante:



En conclusion, on peut dire que le fer en contact avec un électrolyte et un agent réducteur subira toujours spontanément une réaction d'oxydation.

L'intensité de cette réaction dépend en premier lieu de l'électrolyte pour lequel la conductibilité, le pH, le contenu en oxygène et la température sont des paramètres

importants. Le contenu en oxygène est lié dans l'eau à la température. Deuxièmement, le type d'agent réducteur est important.

Pour des températures très élevées (par ex. dans des fours), l'oxyde métallique va lui-même agir en tant qu'électrolyte, à la place par ex. de la vapeur d'eau, cette sorte de corrosion est appelée corrosion liée à la température. La plupart des métaux qui sont utilisés à des températures très élevées se corrodent donc au cours du temps. La couche d'oxydes conduit les ions métalliques provenant de la surface du métal. Ces ions métalliques se combinent avec les cations d'oxygène qui sont formés à la surface limite entre la couche d'oxyde et l'oxygène, avec en conséquence la formation d'un oxyde métallique. C'est de ce fait que dans l'atmosphère d'un four, une couche d'oxydes n'offre pas une protection contre la poursuite de l'oxydation: la couche d'oxyde devient de plus en plus épaisse ou se sépare, pendant que le métal devient toujours plus mince.

## **B. Electrochimie en général: base théorique**

### *B.a Equation de Nernst*

Lorsque l'on place un métal dans un électrolyte (par ex. de l'eau), il y aura une différence de potentiel sur le bord (mesurable par rapport à une électrode inerte). Pour le calcul de la différence de potentiel à certaines concentrations d'ions dans l'électrolyte, on utilise l'équation de Nernst.

$$E = E_0 + (R * T / n * F) * (\ln a_{Ox} / a_{Red})$$

E= potentiel de l'électrode

E<sub>0</sub>= potentiel de l'électrode standard

R= 8,31 J/molK

F= 96500 C

a<sub>Ox</sub>= produit des concentrations en moles d'oxydant (pour un solide et l'eau, on prend 1)

a<sub>Red</sub>= produit des concentrations en moles de réducteur (pour un solide et l'eau, on prend 1)

### *B.b Equation de Butler Volmer*

#### a) formule originale

Lorsque l'on applique une différence de potentiel ( $\eta$ ), on peut utiliser l'équation de Butler Volmer pour calculer le transfert de charges coulantes résultant (courant).

Cela concerne l'équation suivante:

$$I = I_0 [ \exp (0,5 * n * F * \eta / R * T) - \exp (- (0,5 * n * F * \eta) / R * T) ]$$

I<sub>0</sub> est ce courant qui circule lorsqu'aucune différence de potentiel externe n'est appliquée à l'électrode. Dans cette situation, il y a un équilibre et la réaction cathodique et anodique sera égale, les courants électriques sont donc égaux (à savoir I<sub>0</sub>) et il n'y a pas de courant net.

#### b) représentation logarithmique

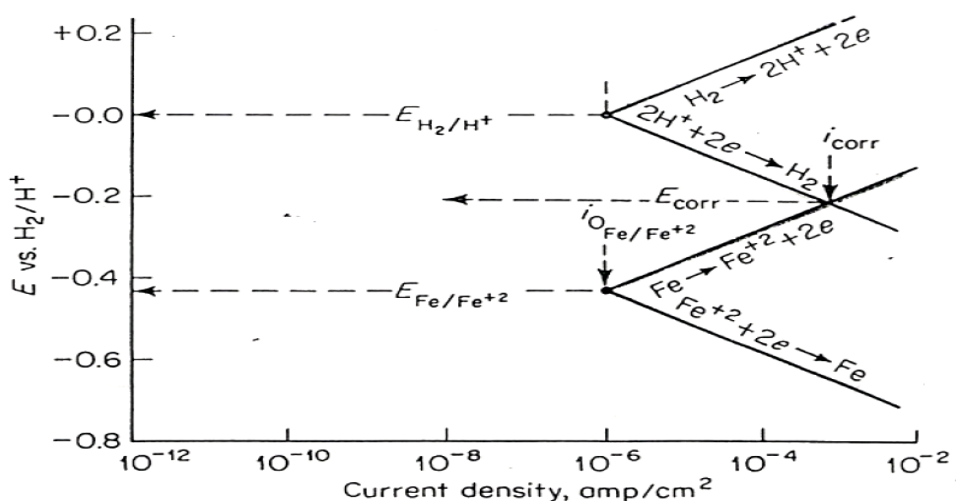
On préfère généralement une représentation logarithmique (E par rapport à log I, droites de Tafel) afin de raisonner sur des courants résultants lors de l'application d'un potentiel déterminé. Ainsi on admet que la différence de potentiel est suffisamment grande pour pouvoir négliger 1 terme dans l'équation de Butler-Volmer. La représentation logarithmique sera alors une droite, ce qui est en effet une simplification importante pour raisonner sur les phénomènes de corrosion (conformément aux figures ci-dessous).

#### c) diagramme pour le fer

La figure ci-dessous montre les droites de Tafel pour la demi-cellule d'hydrogène et la demi-cellule de fer. Cette situation se produira lors d'un contact d'une barre de fer pur dans un milieu acide. L'hydrogène va subir une réaction de réduction et le fer une réaction d'oxydation. Les deux courants doivent cependant être égaux (fournir autant d'électrons qu'il n'y a d'électrons captés).

Le potentiel d'électrode de cette réaction (si nous relirions la barre de fer avec une électrode SHE) est  $E_{corr}$  sur la figure, trouvé à l'intersection des droites de Tafel ( $i_{corr}$ ).

Sur la figure, on peut également voir que si l'on diminuait artificiellement le potentiel (par exemple via une batterie), le courant de corrosion pour le fer serait également fort diminué. C'est ce principe qui est appliqué avec la protection cathodique. En même temps, on peut lire que dans ce cas, la production d'hydrogène gazeux est fortement augmentée, ce qui peut être embêtant. De plus, c'est également désavantageux de devoir ajouter de l'énergie en continu pour protéger le fer.



**Figure:** schéma (droites de Tafel) pour le comportement du fer pur dans une solution acide

#### d) diagramme pour l'acier inoxydable

La figure ci-dessous comprend d'abord la droite de Tafel pour la réaction de réduction de l'hydrogène. Deuxièmement, on peut voir une courbe qui représente la densité de courant d'un métal pouvant être passivé lors d'un potentiel d'électrode changeant. Cette courbe est déterminée expérimentalement pour chaque alliage. On va placer l'alliage dans l'eau et mesurer le courant pour différentes différences de potentiel appliquées. Lors de l'essai, la source de tension externe va donc s'assurer de capturer les électrons à la place d'un milieu acide. La courbe va changer lorsque plus de sel est ajouté à l'eau. De ce fait, la hauteur de la partie verticale devient toujours plus petite (voir figure).

Lorsque la droite de Tafel pour l'hydrogène coupe la courbe dans la partie verticale (partie passive), alors le métal exposé ne subira pas de corrosion, vu que le courant respectif de la réaction d'oxydation est trop faible. Ceci est causé parce que sur la surface externe du métal, une couche d'oxyde est formée avec ce potentiel. Un métal non allié n'est pas en état de former une telle couche stable d'oxyde. Dans le cas de l'acier inoxydable rvs 304 par exemple, ce sera le chrome qui subira la réaction d'oxydation et qui formera une couche d'oxyde.

Le courant  $I_0$  pour  $H_2$  se trouve plus à droite pour des pH plus élevés. Cela signifie qu'un métal n'est passivé uniquement dans certains cas, si le milieu est suffisamment acide (ou une concentration suffisamment élevée). Ce n'est qu'à ce moment-là que la droite de Tafel pour l'hydrogène coupera la courbe dans la partie verticale de la courbe. Par exemple, l'acide sulfurique n'attaquera pas le métal lors de concentrations plus élevées (une couche de sulfate de fer est formée), mais par contre bien pour des concentrations plus faibles.



La présence de sel assure toutefois que la différence entre un potentiel passivant, sûr et un potentiel où de la corrosion par piqûre a lieu, soit très faible (la partie verticale de la courbe devient très petite). Ainsi, la couche d'oxyde peut localement être percée.

Dans le cas de la figure ci-dessous, on peut également obtenir de la passivation en augmentant artificiellement le potentiel. Cette méthode de protection s'appelle la protection anodique.

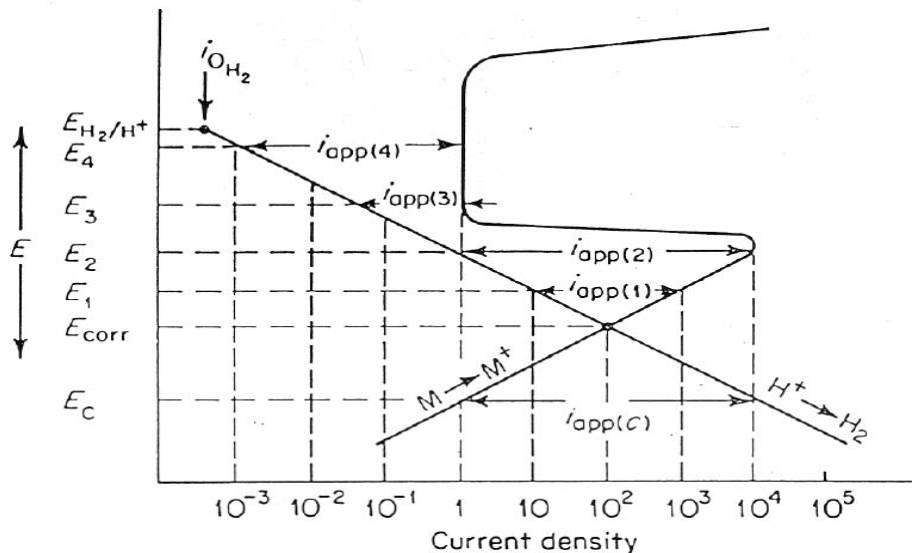


Figure: schéma général pour le comportement d'une sorte d'acier pouvant être passivé

#### e) diagramme de Pourbaix

Est également connu le diagramme de Pourbaix (diagramme avec sur les axes la différence de potentiel et le pH; l'influence sur l'état du fer, l'influence du pH est dans ce cas limitée vu que le fer ne peut pas être passivé car il ne se forme pas de couche d'oxyde stable comme protection).

## 1.4.2 Matériaux

### A. Généralités

L'acier est caractérisé par son contenu en carbone, sa structure interne (austénitique: cubique à faces centrées, ferritique: cubique centré,...) et ses éléments d'alliage. La structure interne est déterminée par les traitements mécaniques lors de la production de l'acier (laminage à chaud, à froid), par les traitements thermiques qu'il a subis et par les éléments d'alliage présents. En plus, on ajoute parfois aussi spécifiquement à la dénomination quelle mesure de désoxydation l'acier a subi. Lors d'une forte désoxydation (par ex. en ajoutant de l'aluminium), on parlera de killed carbon steel. La codification de l'acier dépend de la norme utilisée. Il existe de très nombreuses manières pour caractériser un matériau. Le système le plus connu est celui de l'AISI, qui est expliqué plus en détails ci-dessous, parce que c'est différent pour l'acier inoxydable et pour l'acier au carbone ordinaire.

Un autre système de dénomination est par exemple la dénomination par le Werkstoff-Nummer (WstNr). Il s'agit d'un code de cinq chiffres (X.XXXX) avec lequel le chiffre avant le point donne l'élément principal; pour l'acier, il s'agit du fer, indiqué par 1. Les 2 chiffres suivants donnent un groupe selon un tableau de classification (par exemple le groupe des aciers résistant chimiquement avec plus de 2% de nickel est le numéro 47). Les 2 derniers chiffres n'ont pas de signification et servent uniquement d'indication.

A côté des classifications selon la composition, il est également possible de les classer par exemple sur base des résistances. C'était fait auparavant selon les normes DIN. Par exemple St 37 désigne une sorte d'acier (acier au carbone normal) avec une résistance à la traction de 37 kg/mm<sup>2</sup>.

## **B. Acier au carbone**

L'acier au carbone est un alliage de carbone et de fer, avec une teneur en carbone allant de 0,06 % à 2,0 % environ. Le carbone peut de différentes façons faire partie de l'acier. Ce n'est que dans une grille cubique à faces centrées (austénite) que suffisamment de carbone peut être repris dans la structure de l'acier (jusqu'à 2% à 1150°C) de manière à ce que le matériau soit techniquement utilisable. Lors du refroidissement rapide de l'acier chauffé, cela voudra être ramené à son état d'équilibre à température plus faible (à savoir une grille cubique centrée). A cause des atomes de carbone capturés, cela devient impossible, de sorte qu'une structure cristalline déformée apparaît (martensite). Cette structure déformée est très dure. Si l'on veut à nouveau déformer ou travailler le matériau, il faudra d'abord lui faire subir un traitement thermique, au cours duquel une recristallisation aura lieu et la structure déformée sera réparée.

Une norme importante pour l'acier au carbone est celle de l'American Iron and Steel Institute (AISI), avec laquelle pour de l'acier qui ne tombe pas dans la catégorie inoxydable, on utilise un code de 4 chiffres, dans lequel le premier chiffre indique l'élément principal (y compris le carbone, chiffre 1), suivi du pourcentage de cet élément et de 2 chiffres désignant le contenu en carbone multiplié par 100.

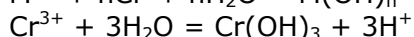
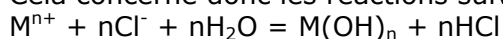
## **C. Acier inoxydable**

### *C.a Dénomination*

Les aciers inoxydables sont désignés par un système à 3 chiffres (cfr code AISI). Le premier chiffre concerne la composition. La série la plus utilisée dans l'industrie chimique, la série 300, est constituée d'alliages nickel-chrome. Dans la série 300, c'est le type 304 (18% Cr – 8% Ni) le plus souvent utilisé pour le stockage de produits chimiques. Si le type 304 ne satisfait pas, on peut utiliser le type 316, qui contient 2% de molybdène, ajouté pour améliorer les propriétés de corrosion et la résistance contre la corrosion par piqûres.

### *C.b Corrosion par piqûres*

La corrosion par piqûres se rencontre souvent avec l'acier inoxydable. La cause se retrouve dans la non continuité de la couche de passivation, par exemple due à une irrégularité ou à la présence de contraintes dans le matériau. La corrosion par piqûres est difficilement détectable par la perte de poids limitée et parce que les trous formés sont petits. Les ions chlorures vont réagir avec le métal. L'hydrolyse du chlorure métallique formé fait baisser le pH. A cause du pH plus faible, l'hydroxyde métallique va mieux se dissoudre, et il y aura plus d'ions métalliques en solution. De ce fait, plus d'ions métalliques vont attirer des ions chlorures ; un processus autocatalytique apparaît. Cela concerne donc les réactions suivantes:



### *C.c Sortes d'acier inoxydable*

Il existe en théorie 5 sortes différentes d'acier inoxydable; à savoir le ferritique, le martensitique, l'austénitique, le duplex et l'acier PH. Les 2 premiers sont en pratique moins utilisés, car ils sont difficiles à souder. L'acier inoxydable austénitique est le plus utilisé, parce qu'il est chimiquement résistant, mais aussi facilement soudable et

durcissable. Les types connus sont les aciers inox du groupe 300 (conformément à l'AISI).

#### *C.d Revêtements particuliers*

Les duplex (combinaison de la structure ferritique et austénitique) et l'acier PH (durcissant par précipitation) sont des types particuliers d'acier inoxydable. L'acier duplex a une résistance améliorée contre la corrosion sous contrainte et est également plus facilement soudable. De plus, l'acier duplex dispose d'une limite d'élasticité plus élevée.

L'acier PH subit un durcissement par précipitation en capturant en faibles pourcentages dans la structure de l'acier des éléments tels que le titane, l'aluminium et le cuivre. Il y a différents types d'acier PH (martensitique, austénitique,...).

### **D. Applications concrètes pour certains phénomènes de corrosion**

#### *D.a Matériaux pour milieu acide*

Si l'on utilisait de l'acier au carbone normal, la présence d'un milieu acide (quelque soit l'acide) augmente le risque, conformément à l'API 575. Une solution peut être d'ajouter une marge de sécurité aux épaisseurs de matériaux exigées du réservoir de stockage. Une autre option est l'usage d'acier inoxydable, avec lequel une couche protectrice de passivation est formée.

L'acier inoxydable est cependant sensible pour la corrosion par piqûres sous certaines circonstances, telles que la présence d'ions chlorures (ou analogues) lors de températures élevées et de contraintes résiduelles dans le matériau. Dans ce cas, on peut opter par exemple pour l'utilisation d'un alliage plus cher (par exemple, de l'inox 316 L).

L'inox 316 contient du molybdène comme élément d'alliage complémentaire, grâce auquel la couche de passivation résiste mieux à une attaque par des ions chlorures. Cela n'implique certainement pas une immunité contre la corrosion par piqûres pour l'inox 316.

En ce qui concerne les risques des acides, on parle parfois de stress corrosion cracking polythionique. Ce sont des acides qui apparaissent suite à l'oxydation de liaisons contenant du soufre (par ex. par l'activation de bactéries).

#### *D.b Présence d'une couche d'eau sur le fond du réservoir*

Si l'on utilise de l'acier au carbone ordinaire, la présence d'une couche d'eau (généralement dans le bas du réservoir) augmente le risque, conformément à l'API 575. En premier lieu, il est recommandé de drainer régulièrement pour éviter cette situation. On peut également éventuellement envisager d'utiliser de l'acier inoxydable ou un supplément de corrosion (épaisseur excessive pour l'enveloppe). La présence d'oxygène va augmenter jusqu'à la formation d'une couche protectrice d'oxyde. L'eau contiendra cependant aussi généralement des ions chlorures (sels).

Dans les systèmes de chauffage ou de refroidissement, on opte souvent pour l'usage d'inhibiteurs qui vont éliminer l'oxygène présent. Dans les procédés, l'utilisation d'inhibiteurs est moins fréquente, parce que ces substances chimiques peuvent avoir une influence sur le procédé.

*D.c Présence d'hydroxyde de sodium, d'éthanol ou d'amines sous des températures élevées, en combinaison avec des contraintes résiduelles dans le matériau (appelé caustic stress corrosion cracking).*

Si l'on utilisait de l'acier au carbone ordinaire, la présence d'hydroxyde de sodium ou d'amines constitue un risque plus important. Certains types d'acier duplex (voir explications) auraient une résistance plus élevée contre ce phénomène (mais ne sont pas immunisés).

Il est important de savoir que ce phénomène n'intervient que si les 3 conditions mentionnées ci-dessus sont remplies. Les premiers constats ont eu lieu au 19<sup>ième</sup> siècle pour des chaudières. L'hydroxyde de sodium ajouté à l'eau de la chaudière pour la rendre basique se concentrait sur le côté extérieur par vaporisation lors de fuites, parce que les éléments n'étaient pas parfaitement assemblés (par des liaisons par rivets). Il y avait des contraintes au niveau des points de liaison et l'hydroxyde de sodium se concentrait à cause de l'eau se vaporisant. Cela conduisait à des fissures à ces endroits et à l'explosion de la chaudière.

Les conséquences du caustic stress corrosion cracking peuvent aussi bien être des fissures transgranulaires qu'intragranulaires dans le matériau. Le mécanisme concret n'a pas pu être retrouvé dans la littérature, les produits mentionnés sont ceux pour lesquels le phénomène a déjà été constaté par le passé (par ex. avec la monoéthanolamine).

*D.d Présence d'ions chlorures (ou analogues tels que le brome, l'iode e.a.) sous des températures élevées*

La présence d'ions chlorures augmente le risque, certainement lors de températures élevées, conformément à l'API 575. L'utilisation d'acier inoxydable n'est pas conseillée vu que les ions chlorures rendent possible que la couche de passivation soit localement rompue, avec en conséquence de la corrosion par piqûres. Une solution peut être d'attribuer un supplément de corrosion ou d'ajouter un coating.

Par température plus élevées, on entend généralement plus de 60°C mais des températures plus faibles n'excluent pas encore le phénomène.

*D.e Présence de H<sub>2</sub>S avec en même temps une légère corrosion ou présence d'hydrogène.*

L'H<sub>2</sub>S agit comme catalyseur pour la capture d'H<sub>2</sub> dans le matériau, ce qui entraîne une fragilisation (appelé hydrogen corrosion cracking).

*D.f Présence locale de températures élevées apparaissant dans l'enveloppe (par ex. alimentation chaude, échangeurs de chaleur internes ou externes ...).*

La corrosion est une réaction chimique qui se déroule plus vite ou plus facilement lors d'une augmentation de la température.

## **E. Propriétés mécaniques**

Ci-dessous sont listées les principales propriétés mécaniques de matériaux de construction:

Limite d'élasticité (en N/mm<sup>2</sup>) du matériau: tension de traction pour laquelle une déformation permanente maximale de 0,2% existe. (Terme anglais: yield strength)  
Fluage: élasticité augmentant en fonction du temps lors d'une charge continue.

Fragile, dur et ductile: Un matériau fragile ne subit pratiquement aucune déformation lorsque une force lui est appliquée. Lors d'une force trop grande, ce matériau casse. Un matériau dur ou ductile va d'abord subir une certaine déformation avant de casser.

### 1.4.3 Construction

#### A. Soudures

##### A.a Méthode de travail

La tôle à souder est mise à une tension et l'électrode de soudage est placée à un autre potentiel (tension d'équilibre). Lors de l'approche de l'électrode de soudage, un arc électrique est produit (l'intensité du courant est le paramètre déterminant). Entre l'électrode de soudage, on peut coincer une baguette avec du matériau d'apport de soudure. Il apparaît ainsi une flaque de fonte du matériau de la tôle d'acier et du matériau d'apport de soudure. Le matériau d'apport qui ne va pas dans la fonte est éliminé par après.

Pour éviter que de l'oxygène n'atteigne le bain de fonte, on va couvrir la fonte de poudre ou de gaz inerte. Par exemple, on peut balayer l'électrode de soudage avec un gaz inerte (**TIG**). La position de l'électrode et la vitesse de déplacement ont également une influence sur la soudure.

##### A.b Qualité de la soudure

La procédure de soudage et la qualification du soudeur doivent être connues et attestées dans le dossier de construction. La compétence du soudeur et l'exactitude de la procédure sont testées avec un test de soudure dont les propriétés mécaniques sont examinées. C'est un organisme agréé qui délivre ces attestations.

Lorsque les soudures ne sont pas réalisées soigneusement, des fissures et des trous peuvent apparaître, avec en conséquence une diminution des propriétés mécaniques. Pour des raisons de qualité, environ 10 % des soudures sont contrôlées via radiographie (ou examen par ultrasons). Pour des raisons de sécurité ou autres, ce pourcentage peut être beaucoup plus élevé.

Deux métaux différents qui ne se dissolvent pas entre eux ne peuvent en principe pas être liés entre eux par une soudure de fonte, mais cela n'arrive qu'exceptionnellement. Les sortes d'acier à contenu plus élevé en soufre (éléments pour traitement mécanique détaillé) sont plus difficiles à souder.

Même si les métaux sont compatibles, il peut encore survenir quand même un problème dû au réchauffement et au refroidissement rapide lors du soudage (par ex. formation de martensite fragile, difficilement déformable et donc sensible aux fissures). La température surélevée peut aussi induire en plus une contrainte résiduelle dans le matériau qui plus tard peut donner lieu à de la corrosion sous contrainte, c'est pourquoi parfois il faut réaliser un post-traitement sur la soudure.

##### A.c Soudures sur acier inoxydable

Lorsque l'on soude entre elles des tôles, cela occasionne une température locale plus élevée au niveau des soudures. Pour l'acier inoxydable, cela peut entraîner que le chrome se lie avec le carbone et migre en-dehors de la structure de l'acier (carbures de chrome) et que donc localement on obtienne de l'acier au carbone ordinaire. C'est pourquoi, on utilise des types avec un contenu faible en carbone (indiqué par L après le type d'acier, par ex 304L).

Pour qu'aucune corrosion efficace n'ait lieu avec une soudure non traitée, on peut aussi travailler dans un milieu adapté (en l'absence d'ions chlorures). Le matériau d'apport pour la soudure est également un paramètre important pour éviter la corrosion.

## B. Calcul de l'épaisseur de matériaux des enveloppes

### B.a Principe général

Les enveloppes cylindriques dont l'épaisseur de paroi est petite par rapport au rayon de la coupe, peuvent être calculées avec les formules simples de la traction et de la pression centrales.

Pour des enveloppes qui sont soumises à une surpression, on peut utiliser la formule générale suivante (appelé formule du chaudron) (conformément aux notations de la figure ci-dessous):  $\sigma = q \cdot r / e$ . Cette formule exprime que le travail de la force dû au travail de la pression uniformément répartie ( $2 \cdot r \cdot q \cdot dh$ ) doit être égal à une force opposée dans l'enveloppe, causée par la tension normale ( $2 \cdot \sigma \cdot e \cdot dh$ ) et ce considéré sur un fin anneau avec une hauteur  $dh$ . Pour des pressions très élevées dans des réacteurs, cette formule n'est plus d'application.

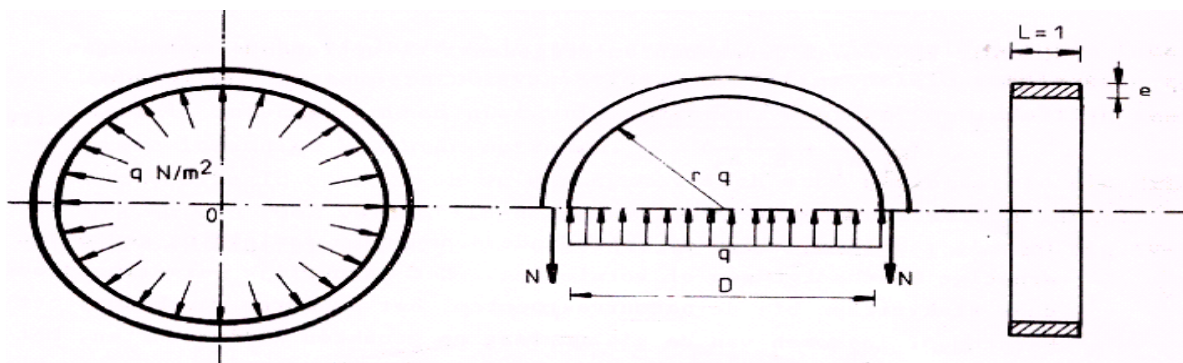


Figure : calcul de la répartition des tensions

Lorsque l'on sélectionne un matériau déterminé, on va surtout tenir compte de l'adaptation pour le produit que l'on souhaite stocker. Chaque matériau est caractérisé par une norme EN. Par exemple, pour l'acier inoxydable, c'est la norme EN nr. EN-10088 qui est valable. Cette norme donne les propriétés mécaniques et la composition de chaque type d'acier inoxydable. La propriété la plus caractéristique est la résistance à la traction à laquelle le matériau présente une déformation permanente minimale, qui est encore juste acceptable. En anglais, c'est appelé le yield strength (limite d'élasticité).

Pour un type déterminé d'acier au carbone par exemple, on accepte une déformation plastique de 0,2%. La pression de travail peut s'élever au maximum à 66% du yield strength selon les normes EN. La pression de test peut s'élever à 75 % du yield strength. On remplit ensuite dans la formule ci-dessus la pression de travail maximale et la contrainte maximale résultante dans le matériau. De cette manière, on obtient l'épaisseur de matériau exigée.

### B.b Application aux réservoirs de stockage

Pour le calcul de la contrainte normale (à une hauteur déterminée) dans l'anneau enveloppant d'un réservoir de stockage atmosphérique avec une hauteur  $H$  et une épaisseur de paroi  $e$  (voir également figure), on peut ainsi utiliser la formule du chaudron. On stipule à cette fin que  $q = H \cdot g \cdot \rho$ .

Dans la norme EN pour les réservoirs de stockage (EN 14015), on utilise la formule suivante pour le calcul de l'épaisseur de paroi (en tenant compte uniquement de la hauteur de liquide):

$$e = 2 \cdot r \cdot ( 98 \rho (H - 0,3) + p) / 20 \sigma$$

On peut négliger ici  $p$  (pression au-dessus de la surface de liquide) si la pression de conception est inférieure à 10 mbar. La hauteur choisie est selon la norme égale à la hauteur de la paroi du réservoir. Si l'on néglige la valeur 0,3 dans la formule et que l'on prend 100 à la place de 98, on voit réapparaître la formule du chaudron.

Comme mentionné précédemment, ces formules sont une simplification et tiennent uniquement compte de la pression hydrostatique de la colonne de liquide. Les autres forces qui agissent sur l'enveloppe sont par exemple les chutes de neige ou le liquide sur le toit, le vent, les affaissements du sol,...

Il faut cependant remarquer que les valeurs calculées doivent par contre encore être comparées aux valeurs minimales qui sont listées dans la norme EN pour les parois du réservoir en fonction du diamètre (tableau 16 de l'EN 14015).

### C. Assemblage des éléments

#### C.a Principes généraux

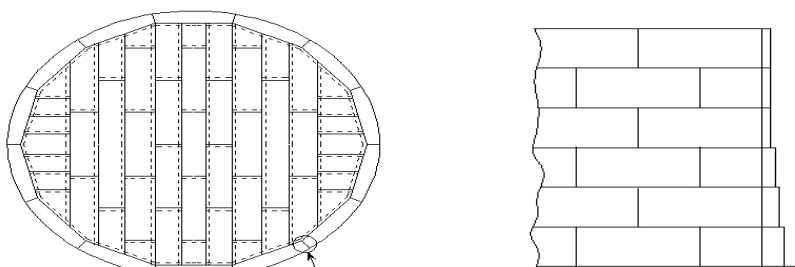
Chaque élément d'un réservoir de stockage doit disposer d'un certificat matériau selon une norme européenne. La numérotation des matériaux diffère par exemple des normes américaines (304 L selon l'AISI devient 1.4306). Si le matériau a subi un traitement (écrouissage, forgeage, laminage,...), un rapport de contrôle supplémentaire est exigé pour confirmer que les traitements ont bien eu lieu selon les normes disponibles. Les différents types de rapports de contrôle sont décrits dans la norme EN- 10204.

#### C.b Construction des réservoirs de stockage

La coque enveloppante du réservoir est constituée d'anneaux (appelés viroles) avec une même épaisseur de matériau qui sont soudées l'un à l'autre (voir figure). L'épaisseur des viroles augmente en allant vers le fond, vu que c'est là que se trouve la plus grande charge pour l'enveloppe. Le fond peut être constitué d'un anneau de tôle sur le pourtour du réservoir avec une épaisseur plus importante (ce que l'on appelle les tôles de bordure annulaire).

A l'intérieur de cet anneau, des tôles sont soudées entre elles en bandes (voir figure). Cette méthode de construction est surtout utilisée pour les fonds de grands réservoirs de stockage. Pour un diamètre plus petit, ce n'est pas nécessaire.

Dans certains cas, on va aussi opter pour un renforcement au milieu du réservoir (sump). A cet effet, des tôles triangulaires sont soudées au renforcement, qui a alors aussi une épaisseur de matériau plus importante. Si l'on souhaite remplacer le fond du réservoir, on va souder des appuis et ajouter à chaque fois des blocs de soutien sous la paroi du réservoir. Ensuite, on peut découper le fond et souder un nouveau.



**Figure:** Construction d'un réservoir de stockage (à gauche: fond, à droite: coque)

Comme c'est visible à la figure 2, les viroles se chevauchent légèrement, c'est également valable pour les tôles du fond. Dans la norme EN, le chevauchement n'est cependant pas permis pour les parois. Les tôles doivent être butt welded (soudure bout à bout des 2

côtés de la paroi du réservoir). Selon les normes EN, les tôles du fond peuvent elles, par contre se chevaucher aux soudures, mais alors une épaisseur de matériau plus importante est exigée (probabilité plus élevée de corrosion à cause de la forme irrégulière du fond). L'épaisseur minimale, selon la norme EN, pour un fond de réservoir est déterminé en fonction du matériau et de la manière de souder. Un fond en acier inoxydable qui est soudé bout à bout ne nécessite que 3 mm d'épaisseur selon la norme.

Les exigences suivantes sont aussi encore pertinentes pour les tôles de paroi:

- si l'épaisseur est faible vis à vis du diamètre, les tôles ne doivent pas être formées parfaitement selon la courbe du pourtour du réservoir (à partir de 5 mm d'épaisseur et de 12 m de diamètre)
- les soudures des différentes viroles du réservoir de stockage (les viroles font généralement 2 m de haut) ne peuvent pas se coïncider
- les tôles de paroi ne peuvent pas être plus courtes qu'1 mètre.

#### **1.4.4 Méthodes d'inspection**

Ci-dessous sont listées et résumées des méthodes d'inspection possibles:

##### **A. Inspection visuelle**

La manière la plus simple de détecter de la corrosion est bien entendu l'inspection visuelle. Cependant, afin d'inspecter à l'intérieur, il est par contre nécessaire d'arrêter l'installation, ce qui rend souvent cette méthode non applicable. Il faut faire attention à ce que des précautions soient prises afin de contrôler aussi à des endroits déterminés s'il n'y a aucune corrosion qui apparaît sous l'isolation.

##### **B. Coupons de corrosion**

Une deuxième méthode consiste à travailler avec des coupons de corrosion, ce qui est bon marché, à condition que les coupons puissent être placés et enlevés facilement.

##### **C. Examen par ultrasons**

Une autre option consiste à réaliser un examen par ultrasons. Ceci est très adapté pour détecter des fissures ou des défauts internes plats 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 de 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 une "éventail" d'ondes.

Pour l'examen par ultrasons, il faut éliminer localement la peinture et mettre un liquide pour le bon fonctionnement de l'appareillage (sonde piézo-électrique). 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.

#### **D. Examen de la résistance électrique**

Le détecteur est constitué d'un fil exposé au milieu corrosif, à cause duquel son diamètre diminue. Lors de la diminution du diamètre, la résistance électrique du fil change. De par cette technique, un monitoring on-line de la corrosion est possible. La résistance du fil exposé est comparée à la résistance d'un fil intact qui est soumis à la même température.

#### **E. Technique TOFD (time of flight diffraction)**

Cette technique utilise aussi des ondes ultrasoniques mais alors via la diffraction de l'onde ultrasonique à la limite du défaut au lieu de détecter une réflexion au niveau de la discontinuité. Cette technique est utilisée comme alternative pour la radiographie lors du contrôle des soudures. On déplace la sonde, qui contient l'émetteur et le récepteur, parallèlement à la soudure. L'output de l'examen est directement utilisable et sous forme digitale, donc facile à enregistrer.

Cette technique peut détecter des fissures sous la surface du métal, mieux que la mesure par ultrasons ordinaire.

#### **F. 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. Elle peut cependant aussi être utilisée pour d'autres affaires. 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.

#### **G. 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 l'utilise souvent comme première étape dans un programme d'inspection.

#### **H. Méthode fuite de champ magnétique**

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. Cette méthode est surtout utilisée pour les fonds de réservoirs.

#### **I. 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 MFL peut être utilisée sans l'aide de mesures par ultrasons. La technique MFL va détecter aussi bien la corrosion interne qu'externe des tôles du fond.

#### **J. Thermographie**

Elle 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).

#### **K. Techniques chimiques**

La corrosion engendre une présence du métal dans les flux du procédé, sous forme d'une liaison dissoute. La prise d'échantillons du liquide de procédé peut donner une idée de l'étendue de la corrosion. De plus, on peut suivre la situation on-line via des sondes de pH et d'oxygène.

Des sondes d'hydrogène, qui suivent la formation de l'hydrogène atomique, sont principalement utilisées dans des raffineries pour détecter de la corrosion sous contrainte 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.

#### **L. Electrodes de mesure du potentiel**

Le potentiel adopté par le matériau dans le liquide de procédé est mesuré vis à vis d'une électrode inerte. Cette technique exige cependant une bonne connaissance de l'électrochimie du système.

#### **M. Techniques laser**

L'examen par laser peut uniquement être utile pour la détection de corrosion externe. Cette méthode est moins appliquée mais est par contre très précise.

#### **N. Examen par courant induits (dits courants de Foucault)**

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.

#### **O. Examen par pénétrant**

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. Cette méthode est uniquement applicable sur des matériaux pas encore trop bruts et avec des températures pas encore trop élevées.

## 2 Questionnaire pour des réservoirs de stockage aériens atmosphériques

### 2.1 Conception et construction

#### 2.1.1 Dossier de construction

##### Code d'identification et dossier de construction

1. Le réservoir de stockage dispose-t-il d'un code d'identification univoque?
2. Dispose-t-on d'un dossier de construction pour le réservoir de stockage?
3. S'il n'est pas complet, êtes-vous d'avis que ce dossier de construction contient quand même encore les informations les plus essentielles (voir aussi les questions plus loin) pour avoir une bonne estimation de l'état actuel du réservoir et le délai pour un nouvel entretien?
4. Si ce n'est pas le cas, a-t-on prévu de réaliser un nouveau contrôle endéans les 10 ans après la dernière inspection interne (ou la mise en service), au cours duquel les informations manquantes essentielles (voir aussi les questions plus loin) seront ajoutées au dossier existant? Ce délai est prévu dans les normes API.
5. Si l'on a prévu un délai plus long que 10 ans, peut-on expliquer sur quelles normes l'on se base?

Tous les réservoirs doivent avoir un code univoque. C'est nécessaire pour le lien avec la documentation de conception. Ce code est également mentionné sur le réservoir de stockage lui-même avec des informations complémentaires (voir section 20.2 de l'EN 14015 en ce qui concerne la plaque d'identification).

##### Dossier de construction

6. Le dossier de construction mentionne-t-il la norme ou le code de construction utilisé?

La plupart des réservoirs de stockage aériens atmosphériques en Belgique ont été construits selon une des normes de construction suivantes:

- EN 14015: Specification for the design and manufacture of site built, vertical, cylindrical, flat-bottomed, above ground, welded, steel tanks for the storage of liquids at ambient temperature and above (Norme européenne pour la construction des réservoirs de stockage)
- API 650: Welded steel tanks for oil storage (American Petroleum Institute)
- BS 2654: Specification for manufacture of vertical steel welded non-refrigerated storage tanks with butt-welded shells for the petroleum industry (British Standard, similaire à l'API)
- DIN4119-1: Oberirdische zylindrische Flachboden-Tankbauwerke aus metallischen Werkstoffen; Grundlagen, Ausführung, Prüfungen et DIN4119-2: Oberirdische zylindrische Flachboden-Tankbauwerke aus metallischen Werkstoffen; Berechnung (normes allemandes).

- CODRES: Code Français de Construction des Réservoirs Cylindriques Verticaux en Acier UCSIP et SNCT

### **Éléments du réservoir de stockage**

7. Quel matériau a-t-on utilisé pour la construction du réservoir de stockage?
8. Connaît-on les propriétés mécaniques de ce matériau (limite d'élasticité, résistance à la traction, épaisseur originale)?
9. Connaît-on les propriétés chimiques de ce matériau (propriétés liées à la corrosion + interaction et stabilité vis-à-vis de certains produits chimiques)?
10. Peut-on prouver les propriétés mentionnées (par exemple, avec un certificat de matériau du fournisseur de cet élément ou d'une autre manière)?
11. Dispose-t-on de dessins de construction pour le réservoir de stockage, sur lesquels on précise comment l'assemblage des éléments (numérotés) a été réalisé?

Plus d'informations sur la documentation nécessaire peuvent être trouvées dans les normes. Par exemple en ce qui concerne la documentation exigée, l'EN 14015 prévoit une liste récapitulative dans la section 20 de la norme.

Pour les nouveaux réservoirs, on devrait en principe obtenir les informations suivantes du fournisseur:

- une liste des éléments (par exemple tôles d'acier formées, armatures pour vannes et instrumentation,...) avec lesquels le réservoir de stockage a été construit
- un certificat matériau du fournisseur pour chaque élément. Ce certificat mentionne la conformité avec les normes respectives pour les matériaux de construction et les propriétés mécaniques de l'élément
- pour chaque élément qui a subi un traitement supplémentaire (pliage, déformation, ...), un rapport de conformité conforme à une norme (par ex. EN 10204)

### **Alliages métalliques avec différents coefficients de dilatation**

12. A-t-on fait attention à ne pas relier entre eux des alliages métalliques qui ont des coefficients de dilatation très différents en cas de chauffage?

Par exemple l'usage de boulons en acier normal dans une liaison par brides en acier inoxydable. Cela peut parfois être souhaitable pour atteindre certaines exigences mécaniques (les boulons en inox ne sont pas tout le temps réutilisables après avoir été vissés). Le coefficient de dilatation de l'acier au carbone est beaucoup plus faible de sorte qu'ils peuvent se détacher.

## **2.1.2 Soudures**

### **Procédures de soudage**

13. Toutes les soudures placées ont-elles été identifiées?

L'identification des soudures sous-entend que les soudures sont numérotées de sorte qu'il doit être clair qui les a placées et selon quelle procédure. En fonction de la

norme utilisée, la manière d'identifier peut légèrement différer.

On peut trouver d'autres prescriptions au sujet des soudures dans les sections 17 et 18 de l'EN 14015 ou dans la section 7 de l'API 650.

Pour les nouveaux réservoirs, on devrait en principe recevoir de la documentation de la procédure d'approbation de la procédure de soudage selon une norme (par ex. EN 15614), cette procédure comprend le soudage d'une pièce test.

### **Contrôle des soudures**

14. Est-il documenté dans le dossier de construction quels contrôles ont-été réalisés sur les soudures après leur exécution?

On peut, par exemple, distinguer les différentes sortes de soudures suivantes:

- soudure verticale dans la virole inférieure du réservoir
- soudures verticales dans la paroi du réservoir
- soudures horizontales dans la paroi du réservoir
- joints en T (à tester à 100% si acier au carbone avec une épaisseur de plus de 30 mm).

Le pourcentage des soudures que l'on doit examiner dépend des paramètres suivants:

- type d'élément du réservoir (fond, toit, paroi, transitions)
- force de traction, épaisseur du matériau
- acier au carbone ou acier inoxydable
- localisation de la soudure (verticale, joint en T,...)
- type de soudure (soudure bout à bout = butt weld, soudure d'angle = fillet weld).

On peut examiner des soudures entre autres via les techniques suivantes : visuellement, examen par pénétration, examen par particule magnétique, examen par boîte à vide, examen par ultrasons.

On peut trouver d'autres exigences au sujet du test des soudures placées dans la section 19 de l'EN 14015. Les pourcentages concrets sont mentionnés dans les tableaux 29, 30 et 31 de l'EN 14015.

Si l'on constate une erreur lors des tests, EN14015 prescrit par exemple d'examiner 1 mètre de soudure de part et d'autre de la faute. Si on trouve à nouveau une faute, il faut examiner la production totale du jour, de la machine automatique de soudage ou du soudeur.

## **2.1.3 Fondations**

### **Dessins des fondations**

15. Le dossier de construction contient-il des dessins clairs des fondations?

Les dessins représentent clairement les couches de construction et les tuyauteries de drainage avec leurs dimensions respectives.

L'information relative à la construction des fondations pour des réservoirs de stockage peut être retrouvée dans l'appendice B de l'API 650 et la section 14 de l'EN 14015.

On peut globalement diviser les possibilités pour une fondation comme suit:

- le sous-sol existant présent
- un anneau en béton ou en pierres
- une plaque en béton
- un sous-sol appliqué tels que des cailloux ou du stabilisé (mélange de sable et de ciment).

Il y a 3 options pour la réalisation d'une fondation. L'option la plus simple est l'usage du sous-sol existant comme fondation. Dans certaines circonstances, ce n'est cependant pas possible vu l'état du sous-sol et l'on va couler un socle en béton, éventuellement sur des plaques en béton. L'usage du sous-sol existant ne peut pas non plus être suffisant pour des réservoirs de stockage plus grands avec une paroi de réservoir élevée. Le poids de la paroi du réservoir exigera un anneau en béton. A l'intérieur de l'anneau, on peut remplir avec des couches de gravier ou de sable.

Tous les types de fondation (à l'exception de celles sur un socle coulé complet) nécessitent une couche de 5 cm de sable contenant de l'huile en dessous du fond du réservoir pour éviter que l'eau n'atteigne le fond du réservoir et pour éviter de la corrosion sous contrainte dans le fond du réservoir (voir plus loin ci-dessous).

#### **Hauteur du fond du réservoir**

16. Y a-t-il une différence de hauteur suffisante entre le fond du réservoir et la surface du sol environnant?

L'API 650 exige une hauteur d'au moins 150 mm après le test de pression hydrostatique.

#### **Mesures de tassement**

17. Des mesures de tassement ont-elles été réalisées avant la mise en service du réservoir de stockage?
18. Un planning a-t-il été rédigé pour les mesures dans le futur (marquage des points de mesure et fixation des déviations admises)?
19. Peut-on s'attendre à des affaissements du sous-sol?

L'API 653 (voir annex B: evaluation of tank bottom settlement) prescrit de sélectionner au moins 8 points de mesure (et de les marquer pour des mesures futures). La distance entre 2 points de mesure ne peut pas être supérieure à 9 m le long du pourtour du réservoir. Le réservoir peut s'affaisser sur un front horizontal uniforme mais peut aussi basculer légèrement dans son ensemble dans un plan uniforme (planar tilt). Après détermination du tassement général du réservoir, on devra examiner en plus s'il y a des affaissements locaux. Ces derniers peuvent par exemple avoir lieu à cause de la charge de la paroi du réservoir sur la fondation.

### **Couche de fond sous le fond du réservoir**

20. La surface sous le fond du réservoir est-elle pourvue d'une couche de sable à grains fins (contenant éventuellement de l'huile) dont la construction est telle qu'elle ne peut pas être repoussée dans les couches inférieures à cause de la charge du réservoir? Si le socle est complètement coulé en béton, une telle couche n'est cependant pas nécessaire.

L'utilisation de matériau à gros grains (par ex. du gravier) sous le fond du réservoir est déconseillée dans la norme API 650. Un contact du fond du réservoir avec des particules plus grosses ou plus tranchantes pourrait donner lieu à des charges ponctuelles locales dans le fond du réservoir, ce qui donne lieu à de petites cellules de corrosion et résulte finalement à de la corrosion par piqûres.

### **Calculs de stabilité**

21. Le dossier de construction contient-il les calculs nécessaires qui indiquent que la fondation garantit une stabilité suffisante?

Pour ce faire, il faut d'une part calculer les forces de pression dues à la colonne de liquide ( $\rho \cdot g \cdot h$ ) et à l'enveloppe du réservoir. D'un autre côté, on doit connaître les propriétés matérielles du béton (résistance à la pression et à la traction) et de son armement (force de traction) et la portance du fond. Avant d'entamer la construction d'un réservoir, le sous-sol doit être préparé. En premier lieu, il faut examiner la stabilité globale du sol. Il faut déterminer si ce dernier peut supporter le poids du réservoir constitué des fondations, des constructions métalliques et du contenu futur. Cela peut se faire en comparant d'une part la pression que va subir le sous-sol et d'autre part la résistance à la pression du sol. La première valeur peut être déterminée en calculant le rapport entre le poids total du réservoir rempli et la grandeur de la surface d'appui. La résistance à la pression du sol peut de préférence être déterminée en réalisant des sondages en profondeur ou en étudiant les données de sondages en profondeur réalisés plus tôt. Aussi sur base d'un profil de forage ou de cartes géologiques, on peut avoir une idée de la résistance à la pression du sol à partir de la constitution du sol. Si la stabilité est insuffisante, la solution peut consister à placer des pieux en béton jusqu'à une couche stable plus profonde. Ce sera la plupart du temps la première couche d'argile dans le sous-sol.

### **Ancrage**

22. Le réservoir de stockage peut-il se mouvoir à cause de forces externes (coups de vent)?

Un ancrage du réservoir sera éventuellement nécessaire.

On peut vérifier via un calcul si le risque est présent, si c'est le cas, le réservoir doit être ancré. Le cas échéant, le nombre d'ancrages et les matériaux utilisés devront également être déterminés conformément à la norme de construction.

Le renversement est possible si le moment causé par les coups de vent sur le réservoir est plus grand que le moment nécessaire pour faire renverser le réservoir.

Méthode selon API 650: Pour calculer le premier moment, on se base sur des coups de vent de 160 km/h. La norme prévoit des formules de correction pour des vitesses de vent supérieures et inférieures. Une déviation vers le haut est nécessaire pour certaines régions, des déviations vers le bas doivent être motivées. Les coups de vent exercent une pression (force par  $m^2$ ) sur le réservoir<sup>(1)</sup>.

En multipliant cette pression par les surfaces exposées <sup>(1)</sup> et la hauteur du centre de gravité du réservoir, on obtient le premier moment. Pour calculer le deuxième moment, le poids du réservoir (à l'exclusion des tôles de membranes) diminué de l'effet de levée dû à la pression maximale interne (cette force = projection horizontale de la surface du toit x cette pression) multiplié par le rayon du réservoir. Comme facteur de sécurité, on prescrit 2/3, le moment 1 doit donc être plus petit que 2/3 du moment 2.

<sup>(1)</sup> On travaille avec des surfaces projetées dans un plan et des pressions corrigées. Pour un réservoir standard, la paroi et le toit sont soumis au vent:

	Surface projetée	Pression ressentie (pour 160 km/h)
Paroi	Hauteur de la paroi x diamètre réservoir	0,86 kN/m <sup>2</sup>
Toit	Dépend de la forme	0,72 kN/m <sup>2</sup>

## 2.1.4 Dimensionnement du réservoir de stockage

### Spécification et calcul des épaisseurs de parois

23. Le dossier de construction mentionne-t-il les épaisseurs minimales requises des éléments suivants de l'enveloppe:
  - fond du réservoir (tôles de membrane)
  - viroles de la paroi du réservoir (environ 2 mètres de hauteur)
  - tôles de bordure annulaire (anneau extérieur du fond du réservoir, normalement plus épais que le reste du fond)
  - construction du toit
  - armatures (pour les vannes et l'instrumentation)
24. Les calculs des épaisseurs minimales exigées sont-ils repris dans le dossier de construction?
25. Le calcul de la résistance tient-il compte d'un remplissage maximal à l'aide d'un produit avec la même densité que le (ou les) produit(s) stocké(s) dans le réservoir?
26. Est-il clairement indiqué dans le calcul de résistance le taux de remplissage maximal dont on a tenu compte dans les calculs ?

### Explications sur les calculs pour les épaisseurs minimales nécessaires des différentes tôles de fond.

Il faut faire une distinction entre les tôles de bordure annulaire (pourtour extérieur) et les tôles de membranes (centre). Ceci est précisé sur la figure ci-dessous qui illustre la configuration classique du fond. Pour certains réservoirs (certainement ceux avec un petit diamètre), on peut dévier de ce concept classique.



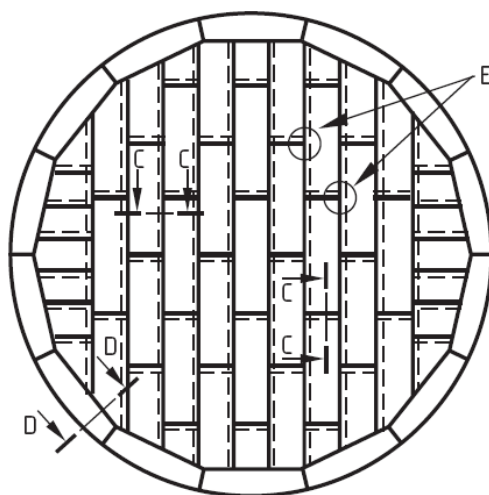


Figure: Configuration classique d'un fond

### 1. Tôles de membrane

L'épaisseur minimale des tôles de membranes dépend de la méthode de construction et du type de matériau.

L'API 650 prescrit pour un réservoir standard (acier au C) une épaisseur minimale de 6 mm.

Le tableau ci-dessous donne un aperçu des épaisseurs minimales pour les tôles de membranes selon l'EN 14015 en fonction du matériel utilisé et du type de soudure. Si l'on parle de produits corrosifs, ces épaisseurs doivent toujours être multipliées par un supplément de corrosion.

	Soudure se recouvrant	Soudure bout à bout avec une bande à proximité immédiate
Acier C	6 mm	5 mm
INOX	5 mm	3 mm

### 2. Tôles de bordure annulaire

Les tôles de bordure annulaire ont comme fonction importante de soutenir la paroi. Ces dernières seront donc la plupart du temps plus épaisses que les tôles de membrane. L'épaisseur minimale dépend aussi du poids des tôles de paroi. Vu que l'épaisseur de la tôle de la virole située dans le bas est déterminante pour le poids de la paroi (les épaisseurs des autres viroles sont calculées d'une même façon) l'épaisseur minimale des tôles de bordure annulaire peut être déduite de l'épaisseur de la tôle de la virole du bas (calcul voir question 32).

L'API 650 exige à côté de cela que l'on tienne aussi compte de la contrainte tolérable dans la virole du bas S. Sur base de ces deux valeurs, l'épaisseur minimale peut être déduite du tableau ci-dessous.

Épaisseur virole du bas t (mm)	Contrainte tolérable dans la virole du bas S (N/mm <sup>2</sup> )			
	≤ 190	≤ 210	≤ 230	≤ 250
t ≤ 19	6	6	7	9
19 < t ≤ 25	6	7	10	11
25 < t ≤ 32	6	9	12	14
32 < t ≤ 38	8	11	14	17
38 < t ≤ 45	9	13	16	19

Où 
$$S = \frac{4,9 D (H - 0,3)}{t}$$

avec S = Contrainte tolérable dans la virole du bas (N/mm<sup>2</sup>)  
D = Diamètre du réservoir (m)  
H = Hauteur maximale de liquide dans le réservoir (m)  
t = Épaisseur de la virole du bas (mm)

Selon l'EN 14015, l'épaisseur minimale de la tôle de bordure annulaire est égale à 3 mm multiplié par un tiers de l'épaisseur de la virole du bas sans que cela puisse être inférieur à 6 mm.

### Explications sur les calculs pour les épaisseurs minimales nécessaires des différentes tôles de paroi.

Le calcul de l'épaisseur des tôles de paroi (par virole) dépend de la pression hydrostatique et de la surpression interne admise au-dessus du liquide stocké. Dans la norme EN pour des réservoirs de stockage (EN 14015), on utilise la formule suivante pour le calcul de l'épaisseur de paroi :

$$e = \text{maximum de} \\ 2 * r * ( 98 \rho (H - 0,3) + p) / 20 \sigma \text{ et} \\ 2 * r * ( 98 \rho_t (H - 0,3) + p) / 20 \sigma_t$$

Explication sur les symboles:

e = épaisseur minimale nécessaire (en mm)

$\sigma$  = contrainte acceptable dans le matériau aux conditions opératoires, c'est-à-dire 2/3 de la limite d'élasticité (en N/mm<sup>2</sup>) du matériau (résistance à la traction avec laquelle il existe au maximum une déformation permanente de 0,2%). (Terme anglais : yield strenght)

Par exemple : de l'acier avec une teneur en carbone de 0,1% a une limite d'élasticité entre 180 et 220 N/mm<sup>2</sup>.

$\sigma_t$  = contrainte acceptable dans le matériau aux conditions de test, c'est-à-dire 3/4 de la limite d'élasticité (en N/mm<sup>2</sup>)

H= hauteur (en m) de la colonne de liquide au dessus du côté inférieure de la virole considérée

R= rayon (en m) du réservoir de stockage

$\rho$ = densité (en kg/l) du produit que l'on souhaite stocké

$\rho_t$  = densité du produit (en kg/l) avec lequel l'épreuve hydraulique est réalisée. La plupart du temps, ce sera 1, vu que l'on travaille avec de l'eau.

p = pression (en mbar) au-dessus de la surface du liquide. Cette pression peut être négligée si la pression de conception est réglée inférieure à 10 mbar. De plus amples explications peuvent être trouvées dans la section 9 de l'EN 14015.

L'API 650 utilise cette formule (avec d'autres symboles) mais pour les contraintes acceptables, il faut choisir le minimum:

Aux conditions opératoires: 2/3 de la limite d'élasticité et 2/5 de la résistance à la traction (tension à la traction avec laquelle le rétrécissement a lieu) (Terme anglais : (ultimate) tensile strenght)

Aux conditions de test: 3/4 de la limite d'élasticité et 3/7 de la résistance à la traction

L'API 650 permet également d'autres méthodes de calcul.

Indépendamment du résultat des formules reprises ci-dessus, chaque virole doit avoir une épaisseur minimale mentionnée dans les normes. Quelques valeurs sont résumées dans le tableau ci-dessous. Ce tableau n'est valable que pour l'acier au C, pour l'INOX, ce sont d'autres épaisseurs minimales qui sont valables.

Diamètre du réservoir (m)	Épaisseur minimale des tôles de paroi (mm) selon ...	
	API 650 - 3.6.1.1	EN 14015 - table 14
< 15	5	5
15-30	6	6
30-36	6	8
36-60	8	8
60-90	10	10
>90	10	12

Dans la pratique, cela signifie que (pour un réservoir construit selon l'API 650 ou l'EN 14015) l'épaisseur de la virole du bas est déterminée sur base des calculs de résistance via les formules reprises ci-dessus. A partir d'une certaine virole, cette valeur calculée sera cependant inférieure à la valeur minimale provenant du tableau ci-dessus et ce sera le tableau qui sera déterminant. A partir de cette hauteur, toutes les tôles ont la même épaisseur.

### Résistance contre la charge due à la neige et au vent

27. Tient-on compte dans les calculs de résistance avec des valeurs réalistes pour les charges dues au vent et à la neige?

### Résistance contre la charge lors de l'accès au toit

28. La construction du toit est-elle suffisamment solide pour y permettre un accès en toute sécurité?

Si nécessaire, on doit pouvoir avoir accès au toit pour des travaux ou pour la lecture de l'instrumentation.

## 2.1.5 Réglage et dimensionnement des événements

### Réglage des événements

29. Chaque événement dispose-t-il d'un code d'identification indiqué sur place sur la soupape et lié à la documentation de conception?
30. Le dossier de construction mentionne-t-il la surpression, la dépression et la température extrêmes contre lesquelles l'enveloppe peut résister?
31. La pression de tarage (set pressure) des événements est-elle adaptée à la pression de conception du réservoir?
32. La pression de tarage (dépression/surpression) est-elle également lisible sur place au niveau de l'événement?
33. Le diamètre des conduites d'entrée et de sortie est-il connu?
34. Le diamètre de la conduite d'entrée est-il mentionné sur l'identification sur place?
35. En cas de stockage possible de liquides inflammables, y a-t-il un arrêteur de flamme (flame arrestor) présent dans la conduite de sortie?
36. A-t-on tenu compte de l'influence de la perte de charge à travers l'arrêteur de flamme dans les calculs de dimensionnement?

Conformément aux dispositions de l'EN 14015.

### Capacité d'évacuation

37. La capacité maximale d'évacuation exigée (en Nm<sup>3</sup>) est-elle connue et correspond-elle à la capacité des événements?
38. Les calculs pour la capacité maximale d'évacuation sont-ils repris dans le dossier de construction?

Conformément aux dispositions de l'EN 14015.

Cette capacité d'évacuation à une pression de tarage déterminée doit être mentionnée sur place au niveau de l'événement.

Pour le dimensionnement des soupapes d'évacuation, on doit considérer les différents scénarios d'évacuation pertinents et retenir la valeur extrême. Ces scénarios sont classiquement l'évacuation ou l'aspiration lors:

- des pompages
- du réchauffement ou du refroidissement
- d'un incendie.

De plus amples explications peuvent être trouvées dans l'annexe L de l'EN 14015 (événements). Des formules y sont données pour le calcul de la capacité maximale d'évacuation requise. Cette dernière dépend de la capacité de la pompe, des propriétés thermiques du liquide et de l'isolation utilisée. Cette annexe donne également des prescriptions en matière d'inspections périodiques des événements (tests avec de l'air).

La situation la plus rencontrée est celle d'un réservoir non isolé avec une tension de vapeur limitée. Pour illustration, voici les formules dans ce cas:

Lors de pompages:  $U_{op} = U_{pt}$

Lors du réchauffement:  $U_{ot} = 0,25 * V_T^{0,9} * R_o$  avec  $R_o = (1 - dP_{ap}/140)^{1,6}$

Où:

$U_{op}$  = capacité d'évacuation exigée lors du pompage en  $Nm^3/h$

$U_{pt}$  = capacité maximale de déchargement en  $m^3/h$

$U_{ot}$  = capacité d'évacuation exigée lors du réchauffement en  $Nm^3/h$

$V_T$  = volume du réservoir en  $m^3$

$dP_{ap}$  = pression accumulée dans le réservoir

$R_o$  = facteur de réduction, on peut prendre 0 si  $dP_{ap} < 5$  mbar

Dans l'API650, on fait référence aux calculs selon l'API Std 2000.

## 2.1.6 Exigences du VLAREM lors de la construction

Cette partie du questionnaire est uniquement applicable en Région flamande et n'a pas été traduite dans la version française de la version test de cet outil d'inspection. Elle est incluse à titre d'information.

In Vlareem dient onderscheid gemaakt tussen bestaande en nieuwe tanks. Bestaande tanks zijn in geval van opslag van P-producten (vloeistoffen met vlampunt < 250°C) tanks waarvoor een vergunning werd verleend (of aanvraag in behandeling was) vóór 01.01.1993. Voor niet P-producten spreekt men van bestaande tanks indien een vergunning werd verleend (of aanvraag in behandeling was) vóór 01.05.1999.

Bij onderstaande vragen is aangegeven of zij (volgens Vlareem) enkel gelden voor nieuwe tanks, bestaande tanks of alle tanks.

Aspecten van vele vragen werden in voorgaande vragenreeks reeds bekeken. Vele vragen hoeven dat ook niet meer uitgebreid behandeld. Voor de duidelijkheid zijn deze vragen hieronder nog eens samen opgesteld.

39. Nieuwe tanks: Beschikt de exploitant over attesten aangaande de bouwwijze, keuringen en beproevingen waarin de gebruikte codes van goede praktijk, de uitgevoerde controles en de relevante vaststellingen duidelijk vermeld zijn?

Conform de bepalingen van VLAREM II (5.17.1.20).

40. Nieuwe tanks: Zijn deze gebruikte bouwwijze, keuringen en beproevingen aanvaard door een milieudeskundige of door een bevoegd deskundige?

Conform de bepalingen van VLAREM II (5.17.3.2.§1 en bijlage 5.17.2).

41. Alle tanks: Zijn alle metalen gedeelten van de houders, bestemd voor de opslag van P1- en/of P2-producten, het vlottend dak van de houders inbegrepen, op equipotentiaal gebracht?

Conform de bepalingen van VLAREM II (5.17.3.2.§2)

42. Nieuwe tanks: Beschikt de exploitant over een indienststellingskeuring?

Conform de bepalingen van VLAREM II (5.17.3.4):

- uitgevoerd na de installatie, maar vóór de in gebruikname van de houder
- controle van de houder, de leidingen en de toebehoren, het waarschuwings- of beveiligingssysteem tegen overvulling, de inkuiping en de brandbestrijdingsmiddelen en in voorkomend geval, het lekdetectiesysteem en de aanwezige voorzieningen ten behoeve van damprecuperatie

- onder toezicht van een milieudeskundige of een bevoegd deskundige

Voor bestaande tanks werd een termijn opgelegd waarbinnen, ter vervanging van de indienststellingkeuring, een eerste algemeen onderzoek diende te gebeuren. Dit wordt behandeld bij vraag 126-130.

43. Nieuwe tanks: Vermeldt het verslag de naam en het erkenningsnummer van de deskundige die het onderzoek heeft uitgevoerd?

Conform de bepalingen van VLAREM II (5.17.3.17).

44. Nieuwe tanks: Blijkt uit het verslag (attest opgesteld door deskundige naar aanleiding van onderzoek) ondubbelzinnig of de houder en de installatie al dan niet voldoen aan de voorschriften?

Conform de bepalingen van VLAREM II (5.17.3.17).

45. Nieuwe tanks: Is op de houder een kenplaat aangebracht?

Conform de bepalingen van VLAREM II (5.17.3.5.§1 en bijlage 5.17.2)

Op elke houder is op een zichtbare en goed bereikbare plaats een kenplaat blijvend aangebracht, waarop vermeld zijn (strikt genomen enkel voor tanks gebouwd volgens prototype):

- de naam en het merkteken van de constructeur;
- het fabricagenummer;
- de laatste twee cijfers van het jaartal van de controle;
- de inhoud in liter en de globale afmetingen (diameter en lengte);
- de aangewende norm;
- het nummer van de prototypekeuring;
- de proefdrukken in bar.

46. Alle tanks: Zijn volgende aanduidingen op een goed zichtbare plaats aanwezig op de houder?

Conform de bepalingen van VLAREM II (5.17.3.5.§2)

- het nummer van de houder;
- de naam of de codenummers of -letters van de opgeslagen vloeistof;
- de gevaarsymbolen;
- het waterinhoudsvermogen van de houder.

#### **Question pour des réservoirs > 50.000 litres**

47. Nieuwe tanks : Is een stabiliteitsstudie gemaakt door een deskundige ?

Conform de bepalingen van VLAREM II (5.17.3.6.§2).

## 2.2 Analyse des problèmes de corrosion

### Corrosion due aux substances présentes

48. Quels produits peuvent être stockés dans le réservoir?
49. Quel produit est actuellement stocké dans le réservoir?
50. Connaît-on la composition concrète des produits stockés (pollutions éventuelles)?
51. Comment vérifie-t-on que le produit transporté présente la composition correcte?
52. Peut-on démontrer que le matériau de construction utilisé est adéquat pour les produits stockés?
53. A-t-on examiné quelles substances peuvent être présentes dans des circonstances anormales?
54. Les éventuels problèmes de corrosion pouvant être la conséquence de la présence de substances indésirées ont-ils été analysés?

La présence de conditions suivantes peut occasionner une accélération de la corrosion :

- un milieu légèrement acide: utiliser éventuellement de l'INOX.
- un milieu fortement acide: si une couche de passivation est formée, de l'acier au carbone peut être utilisé, sinon éventuellement ajout d'une couche d'émail.
- ions chlorures: pour des hautes concentrations, ne pas utiliser de l'INOX, pour de faibles concentrations, on peut utiliser de l'INOX 316L à la place de 304L.
- un milieu basique avec des températures plus élevées (hydroxyde de sodium, amines, éthanol, monoéthanolamine,...): éventuellement usage d'acier duplex.
- sulfure d'hydrogène: matériau résistant aux phénomènes de HCC (hydrogen corrosion cracking).
- une couche d'eau dans la partie inférieure du réservoir de stockage: drainage régulier.
- températures locales élevées (alimentation chaude, échangeurs de chaleur internes ou externes): des épaisseurs de matériau plus élevées peuvent être exigées.

### Corrosion sous l'isolation

55. Le réservoir est-il isolé?
56. Y a-t-il des changements de température pouvant être à l'origine de condensation derrière l'isolation?
57. L'isolation est-elle perméable?
58. L'isolation arrive-t-elle jusqu'au niveau du sol?
59. Le matériau d'isolation contient-il des ions chlorures?
60. Le réservoir a-t-il été muni d'une couche de peinture protectrice en-dessous de l'isolation?

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

Deuxièmement, 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.

Des températures élevées peuvent donner lieu à une concentration des sels présents dans l'humidité à basses températures. Ces sels peuvent donner lieu à une augmentation de la corrosion lorsque la température diminue et que l'isolation aspire à nouveau de l'humidité.

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.

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.

### **Corrosion due à l'utilisation de différents métaux**

61. Est-il autorisé de mettre en contact des métaux moins nobles avec le métal du réservoir de stockage (par exemple des armatures ou des morceaux de tuyauterie connectés)?

Il faut éviter de mettre en contact des métaux moins nobles avec le métal du réservoir de stockage (par exemple des armatures ou des morceaux de tuyauterie connectés).

Lorsqu'une quantité limitée d'un métal moins noble est mis en contact avec une grande quantité d'un métal plus noble (potentiel d'électrode plus élevé), alors cela donnera lieu à des phénomènes graves de corrosion. L'intensité de courant à l'anode sera alors en effet plus élevée.



### **Erosion-corrosion**

62. Le flux de liquide entrant jaillit-il directement contre la paroi du réservoir?

Lorsque le flux de liquide entrant jaillit directement contre la paroi du réservoir, la couche de passivation sur la paroi peut être endommagée par érosion.

### **Corrosion suite à des dépôts**

63. Des dépôts ou des phases non aqueuses peuvent-ils s'accumuler dans le bas du réservoir?

64. Y a-t-il une possibilité pour drainer régulièrement l'eau?

65. L'enveloppe est-elle conçue de manière à ce que toute l'eau dans la couche du fond puisse être drainée?

Si de l'eau peut stagner à certains endroits, alors cela peut donner lieu à une corrosion sévère à cet endroit. Même après utilisation de tout l'oxygène dans l'eau stagnante, la corrosion peut parfois progresser par le principe de l'aération différentielle ou à cause des conditions acides.

### **Corrosion suite à une aération différentielle**

66. Est-il possible que le niveau de liquide dans le réservoir reste inchangé pendant une longue période?

L'endroit le plus riche en oxygène (au-dessus de la surface du liquide, potentiel d'électrode plus élevé conformément à l'équation de Nernst) va fonctionner comme une cathode et l'endroit le plus pauvre en oxygène comme une anode et donc va se corroder plus rapidement. Le risque est augmenté lorsque le produit est plus lourd que l'eau et qu'il y a donc une couche d'eau présente à la limite du liquide.

Un niveau de liquide constant donne donc un risque élevé de corrosion au niveau de la surface du liquide.

### **Exigences complémentaire du VLAREM (tous les réservoirs)**

67. Le liquide remplissant le réservoir est-il celui pour lequel le réservoir a été conçu?

68. Sinon, un expert en environnement ou un expert compétent a-t-il examiné que le réservoir était adéquat pour ce dernier?

Conformément aux prescriptions du VLAREM II (5.17.1.17.9)

## 2.3 Inspection interne

### 2.3.1 Rapports d'inspection

#### Disponibilité des rapports d'inspection

69. Dispose-t-on d'un rapport documenté complet (voir aussi les questions plus loin) de la dernière inspection interne du réservoir de stockage?
70. S'il n'est pas complet, êtes-vous d'avis que ce rapport contient quand même encore les informations les plus essentielles (voir aussi les questions plus loin) pour avoir une bonne estimation de l'état actuel du réservoir et le délai pour un nouvel entretien?
71. Si ce n'est pas le cas, a-t-on prévu de réaliser un nouveau contrôle endéans les 10 ans après la dernière inspection interne? Ce délai est prévu dans les normes API.
72. Si l'on a prévu un délai plus long que 10 ans, peut-on expliquer sur quelles normes l'on se base?

Un rapport d'inspection détaillé et suffisamment documenté est une exigence selon l'API 575 et 653. Il doit constituer la base pour l'inspection et l'entretien dans le futur.

Une visite interne implique la mise hors service du réservoir de stockage et un nettoyage approfondi. Conformément à l'API 575, une méthode d'inspection alternative telle que l'émission acoustique pour la recherche de la corrosion interne ne doit être utilisée qu'en complément. Ces contrôles ne peuvent pas mener à un allongement des délais minimum mentionnés dans l'API 653 (basés sur la vitesse de corrosion) pour le contrôle interne ou à un affaiblissement du respect des principes de base mentionnés (en matière de profondeur du contrôle).

L'EEMUA 159 conseille en fonction du produit stocké, un délai de maximum 3 ans (produits corrosifs) à 16 ans (produits très purs, peu corrosifs). Ces derniers délais sont éventuellement allongeables s'il y a plusieurs réservoirs similaires avec le même produit et pour lesquels des examens ont eu lieu pour quelques uns avec de bons résultats.

#### Qualification des inspecteurs

73. La qualification des inspecteurs est-elle mentionnée dans le rapport de contrôle?

Dans le code API (API 653 point 4.10), il est indiqué quelles sont les qualifications requises. Ce sera une combinaison de l'expérience et du niveau de formation. Par exemple, quelqu'un avec un diplôme d'ingénieur avec 1 an d'expérience pertinente et comparable en matière de contrôle de réservoirs, sera considéré comme apte pour examiner ces derniers de manière autonome.

Pour le code EEMUA, on peut obtenir un certificat pour 3 niveaux différents dont le niveau 2 permet de réaliser des contrôles de réservoirs de manière autonome.

### Conclusions du rapport d'inspection

74. Le rapport d'inspection mentionne-t-il clairement si des réparations à réaliser immédiatement sont nécessaires, afin qu'aucun dommage pour l'homme et l'environnement ne puisse avoir lieu?
75. Le rapport d'inspection mentionne-t-il clairement si des réparations pouvant être reportées jusqu'à la prochaine inspection interne sont nécessaires ou non?

Les prescriptions concernant les conclusions du rapport d'inspection peuvent être retrouvées dans la norme API 575 § 10.3.

### 2.3.2 Détermination du délai d'inspection

#### Délai d'inspection

76. Quel délai a-t-on déterminé pour une nouvelle inspection interne du réservoir de stockage ?
77. Le délai pour une inspection interne a-t-il été fixé sur base de l'état actuel du réservoir de stockage et de la vitesse de corrosion attendue?
78. Si ce n'est pas le cas, sur quoi se base-t-on pour fixer le délai pour une nouvelle inspection interne?

#### API 653

C'est la corrosion du fond du réservoir qui influence le plus la détermination du délai d'inspection. Pour déterminer la vitesse de corrosion, il faut réaliser des inspections internes précises du fond du réservoir. A cet effet, il faut déterminer aussi bien la vitesse de corrosion uniforme que la vitesse de corrosion par piqûres (si ce problème se pose, ce qui est le plus souvent le cas). Ensuite, il faut additionner les deux pour arriver à la vitesse de corrosion totale.

Par après, il faut déterminer la profondeur de corrosion par piqûres maximale et moyenne et la profondeur de corrosion uniforme vis-à-vis de l'épaisseur originale. Les paramètres libres sont alors jusqu'où on va dans la réparation de la corrosion et le délai d'inspection.

Au plus on répare les dégâts de corrosion, au plus on peut alors allonger le délai d'inspection. L'épaisseur restante lorsqu'on atteint le délai d'inspection ne peut jamais être inférieure à 2,4 mm (voir partie 4.4.2.1 de l'API 653), à moins qu'il y ait une détection de fuite ET un encuvement pour récolter d'éventuelles fuites. Le système de détection de fuites doit être testé régulièrement conformément aux instructions du fabricant.

L'API 653 prévoit deux restrictions pour cette méthode. Si le délai calculé dépasse 20 ans, il faut réaliser une inspection interne après maximum 20 ans. Si l'on dispose de données insuffisantes pour réaliser les calculs, il faut réaliser une inspection interne après maximum 10 ans.

#### EEMUA 159

A côté d'un système d'inspection lié au temps avec des délais fixes en fonction du produit stocké (voir plus haut), l'EEMUA 159 décrit aussi une méthode d'inspection basée sur le risque appelée PPM (Probabilistic Preventive Maintenance). Il s'agit d'une

combinaison du RBI (risk based inspection) et de RCM (reliability centered maintenance). Pour déterminer le délai pour réaliser une inspection, on devra calculer la durée de vie résiduelle sur base de données de conception, de données tirées de l'expérience avec d'autres réservoirs et des données des précédentes inspections. On calcule alors le temps jusqu'à une épaisseur déterminée de refus du matériau. Pour le fond, qui est la plupart du temps le facteur déterminant, ce sera la moitié de l'épaisseur initiale.

La prochaine inspection interne doit avoir lieu après qu'un certain pourcentage de la durée de vie résiduelle soit 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 en minimum 0,3 et en 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 multiple.

#### RBI (risk based inspection)

Les deux systèmes peuvent être considérés comme des RBI pour des réservoirs de stockage. L'API 580 est une norme qui décrit des principes généraux pour des RBI. Ces principes sont complétés très concrètement par l'API 581 qui décrit une méthode quantitative très poussée, applicables sur beaucoup d'installations de procédé (par ex. colonnes de distillation, chaudières, réacteurs, ...). De tels systèmes (complexes) qui demandent le soutien d'un logiciel, peuvent aussi être appliqués sur des réservoirs de stockage, mais seront probablement peu rencontrés en pratique.

RBI ne mènera certainement pas nécessairement à un allongement des délais minimum d'inspection mentionnés, basés sur le temps dans l'API 653 ou l'EEMUA 159 ou à un affaiblissement des principes généraux mentionnés dans ces normes.

Un système RBI vise à répondre à 3 questions dont le moment de l'inspection n'en représente qu'une seule. La méthode donne aussi une réponse à la question que faut-il inspecter et comment l'inspecter.

Indépendamment de la technique utilisée, le délai légal maximal pour une inspection interne (partie de l'examen général) de réservoirs de stockage est de 20 ans selon la réglementation VLAREM. On peut cependant obtenir une dérogation auprès de l'afdeling Milieuvergunningen qui est compétent pour l'environnement. Une telle dérogation est possible si la méthode alternative proposée permet d'estimer la qualité et la durée de vie du réservoir et que l'on peut démontrer que la méthode de contrôle sert de base pour la prévention des dégâts à l'environnement qui peuvent survenir à partir du premier contrôle avec ce système (VLAREM II art. 5.17.3.16 §4).

#### **Vitesse de corrosion**

79. Quelle est la vitesse de corrosion uniforme moyenne attendue pour l'intérieur du réservoir de stockage?
80. Quelle est la vitesse de corrosion par piqûres moyenne attendue pour l'intérieur du réservoir de stockage?
81. Ces valeurs sont-elles basées sur des examens internes (via mise hors service temporaire et nettoyage du réservoir de stockage)?
82. Ces valeurs sont-elles mentionnées dans le rapport d'inspection?

De préférence, on utilise des informations provenant des examens internes précédents pour l'estimation de la vitesse de corrosion. Si ce n'est pas possible, on peut se baser sur les données de réservoirs de stockage similaires ou via des coupons de corrosion placés dans le réservoir. Dans ce cas, il faut démontrer clairement que ces données sont pertinentes.

A titre d'illustration, on donne quelques valeurs pour la vitesse de corrosion uniforme, l'aperçu complet peut être retrouvé dans la norme EMUA:

produit	fond	Paroi (phase gazeuse)
nafta	0,15 - 0,35 mm/an	0,15 - 0,35 mm/an
Crude (high sulfur content)	0,4- 0,8 mm/an	0,4 - 0,6 mm/an

### Calcul du délai d'inspection sur base de la vitesse de corrosion

83. Pour la détermination du délai d'inspection a-t-on utilisé une formule provenant d'une norme (par ex API 653)?

Pour illustration, voici une formule mentionnée dans l'API 653 (partie 2.4.7.1). Cette formule est valable pour l'hypothèse d'une corrosion par piqûres interne maximale vis-à-vis d'une corrosion par piqûres externe moyenne faible (en ce qui concerne la corrosion déjà présente, la corrosion future est estimée au maximum pour chaque type de corrosion).

$$MRT_2 = T_o - GC_a - StP_m - UP_a - (StP_r + UP_r + GC_r) * O_r$$

Où:

$MRT_2$  = épaisseur minimale restante à la fin du délai d'inspection suite à une corrosion par piqûres interne maximale et par piqûres externe moyenne

$T_o$  = épaisseur de tôle originale à la construction

$StP_m$  = profondeur maximale de piqûres interne après réalisation des réparations

$UP_a$  = profondeur moyenne de piqûres externes (sous le fond)

$StP_r$  = vitesse maximale de piqûres interne

$UP_r$  = vitesse maximale de piqûres externe

$O_r$  = délai d'inspection attendu ou période pendant laquelle le réservoir doit rester en service

$GC_a$  = profondeur moyenne d'une zone touchée par de la corrosion générale (vis à vis de l'épaisseur originale)

$GC_r$  = vitesse maximale pour la corrosion générale (uniforme)

### 2.3.3 Test visuel préliminaire

#### Réalisation et rapportage du test visuel préliminaire

84. A-t-on réalisé une inspection visuelle préliminaire?
85. Les résultats de cette inspection ont-ils été documentés?
86. A-t-on déterminé dans le rapport quels travaux étaient nécessaires pour autoriser un accès en toute sécurité de l'intérieur du réservoir de stockage (par ex. réparation du toit)?
87. Ressort-il clairement du rapport que toutes les parties du réservoir de stockage ont été examinées visuellement?
88. A-t-on déterminé dans le rapport (en l'indiquant sur un schéma) à quels endroits (tôles) on a observé de la corrosion et de quel type de corrosion il s'agit?
89. Pour les toits flottants a-t-on déterminé dans le rapport quels sont les conclusions d'un examen de la suspension et de l'étanchéité du toit vis-à-vis de la paroi du réservoir (parties pouvant pendre ou phénomènes d'abrasion sur la paroi du réservoir)?

Le contenu et la méthode de travail pour l'exécution d'une inspection visuelle préalable est décrite dans le paragraphe 7.4.2 de l'API 575. A cet effet, il faut d'abord entreprendre les travaux nécessaires pour permettre un accès en toute sécurité. Ensuite, on va examiner en premier les endroits où il y a le plus de chance d'avoir de la corrosion, à savoir:

- la partie de la paroi du réservoir dans la phase gazeuse
- la transition entre la phase liquide et la phase gazeuse
- le fond.

L'examen doit être réalisé avec un éclairage suffisant.

### 2.3.4 Inspection du fond du réservoir

#### Préparation

90. Le fond a-t-il été correctement nettoyé afin d'obtenir des résultats de mesures corrects?

Certains dépôts ne peuvent parfois être éliminés qu'à l'aide d'un sablage ou d'un nettoyeur haute pression.

#### Techniques utilisées

L'objectif de ces questions est de sonder les techniques utilisées et le cas échéant, de demander des informations complémentaires sur la manière de les appliquer. Le fait qu'une technique déterminée soit abordée, ne signifie pas que cette dernière doit toujours être appliquée. Il semble cependant recommandé de ne pas limiter un examen interne à un contrôle visuel mais d'au moins réaliser une série de mesures générales d'épaisseur du fond, de la paroi et du toit et d'examiner plus en détails des zones suspectes (sur base de constatations visuelles ou à cause de la connaissance du risque plus élevé lors de circonstances particulières). Si aucune mesure générale

d'épaisseur n'a été réalisée dans des zones déterminées (par ex. viroles plus élevées), on peut par contre s'attendre à ce que cela soit motivé.

91. Le fond du réservoir a-t-il été complètement examiné pour toute perte de matériau et des défauts dans le matériau via MFL (magnetic flux leakage) ou une autre méthode qui permet d'examiner l'intégralité du fond de manière adéquate (y compris corrosion soil-side)?
92. Le réglage (calibration via échantillon) du scanner MFL ou de l'autre méthode utilisée a-t-il été clairement décrit dans le rapport?
93. Des zones suspectes ont-elles été examinées plus en détails via une recherche par ultrasons (si le MFL a été utilisé)?
94. Le type d'examen par ultrasons réalisé (diffraction ou réflexion par exemple) est-il décrit en détails?
95. Le réglage de l'instrument de mesure pour l'examen par US (fréquence) est-il décrit dans le rapport?
96. Ressort-il du rapport que l'estimation de l'épaisseur du fond est basée sur des résultats de mesure suffisants pour être pertinent statistiquement?

Un examen via MFL est indiqué dans la norme API 575 (§7.4.4) comme la meilleure méthode disponible pour l'examen de l'entièreté du fond du réservoir. Seule la corrosion par piqûres avec de très petits diamètres ne sera parfois pas détectée et devra donc être remarquée visuellement. Cette méthode est également utilisable pour les réservoirs de stockage avec un coating dont l'épaisseur est limitée.

La norme API 575 (§7.4.4) prescrit que les endroits suspects doivent être analysés plus en détail via un examen par ultrasons ou une autre méthode utilisable. Le type d'examen par ultrasons et le réglage de l'outil de mesure est de grande importance. Pour l'examen du fond, la radiographie n'est pas utilisable parce que les deux côtés ne sont pas disponibles.

On n'a pas pu retrouver, dans la littérature ou les normes, des données concernant le nombre minimum de valeurs de mesure, pour que l'estimation de l'épaisseur de paroi restante soit pertinente statistiquement.

### **Inspection des liaisons par rivets**

97. Si des liaisons par rivets ont été utilisées, de quelle manière a-t-on testé l'étanchéité de la liaison?
98. L'examen des liaisons par rivets a-t-il été décrit dans le rapport?

On trouve encore des liaisons par rivets uniquement pour des anciens réservoirs. Les tôles reliées ont besoin d'une plus grosse épaisseur qu'exigée de nos jours. La liaison est réalisée en frappant un ongle chauffé. Le refroidissement va resserrer les tôles reliées. Pour contrôler ces liaisons, on peut essayer d'aller avec un fin couteau entre les 2 tôles reliées. Si le couteau passe, la liaison n'est donc plus en ordre.

### **Compétence de l'inspecteur**

99. La compétence de l'inspecteur a-t-elle été démontrée via l'examen d'un échantillon?  
Les normes ne l'exigent pas mais le recommandent.

La norme API 575 (§7.4.4) conseille de soumettre l'inspecteur et ses méthodes à un test, parce qu'il semble qu'il existe une grande variation dans la fiabilité des examens des fonds de réservoir. La qualité de l'examen dépend de la compétence de l'inspecteur et de la qualité des procédures utilisées et des instruments de mesure.

### **Inspection des systèmes d'évacuation des eaux**

100. L'état des systèmes d'évacuation de l'eau est-il clairement indiqué dans le rapport?

La norme API 575 (§7.4.4) admet que les systèmes d'évacuation de l'eau sont particulièrement sensibles à la corrosion.

### **Inégalités et affaissements dans le fond du réservoir**

101. A-t-on examiné le fond du réservoir dans le but de rechercher des inégalités et de faibles affaissements?

102. Les résultats de cette recherche ont-ils été décrits dans le rapport?

La norme API 653 (appendice C) donne des directives en matière d'acceptabilité d'inégalités et d'affaissements locaux.

A titre d'illustration, il est donné un aperçu de quelques méthodes d'évaluation pour les effets de tassements provenant de l'API 653 (1th edition) et de l'EEMUA 159 (3th edition). A côté de cela, d'autres méthodes d'évaluation sont aussi possibles.

Il faut cependant faire remarquer que cela concerne ici toujours des méthodes d'évaluation relativement simples. Le principe de ces méthodes est toujours que le fait de satisfaire à un critère donné signifie qu'il ne faut pas s'attendre à des problèmes pour le réservoir en ce qui concerne l'aspect examiné. Le fait de ne pas satisfaire ne signifie pas automatiquement qu'il y a réellement un problème, mais qu'un examen plus approfondi est nécessaire pour pouvoir donner un jugement final.

#### **1. Affaissements différentiels le long du pourtour du réservoir**

API 653 décrit une méthode pour l'évaluation des affaissements différentiels au niveau de la paroi. Sur base de la méthode, on peut comparer les affaissements entre eux pour aboutir à une conclusion quant au fait qu'ils pourraient ou non constituer une menace pour le réservoir.

Pour l'application de la méthode, il faut mesurer la hauteur sur une série de points le long du pourtour du réservoir. Ces points sont répartis de manière uniforme le long du pourtour et choisis de manière à satisfaire aux deux conditions suivantes:

- N points de mesure sont au moins prévus. N est obtenu en divisant le diamètre en mètres du réservoir par 3,048 (ou en pieds divisé par 10) et de l'arrondir à l'unité supérieure. Si N est inférieur à 8, 8 points de mesure sont prévus.
- La distance mesurée le long du pourtour entre 2 points de mesure est de maximum 9,14 m (30 pieds).

La différence de hauteur vis à vis de la situation conçue (axe y) par point de mesure (axe x) est représentée graphiquement. Si la hauteur originale n'est pas connue, on peut ici utiliser une hauteur de référence théorique qui est située plus haut que le



point de mesure le plus haut. Le choix précis de cette hauteur de référence théorique n'a pas d'importance, vu que cela n'a pas d'influence sur l'évaluation finale des affaissements différentiels. Un exemple d'une telle représentation pour un réservoir avec 24 points de mesure est donné aux figures 1 et 2.

De ce graphique, on peut déduire l'affaissement différentiel relatif  $S_i$  pour chaque point de mesure. Ce chiffre, exprimé en mm, doit, pour chaque point de mesure, être inférieur à une valeur qui peut être calculée à partir des dimensions du réservoir et des propriétés du matériau de construction à l'aide de la formule (1).

$$S \leq \frac{11000 R_e L^2}{2 E H} \quad (1)$$

- avec  $R_e$  = limite d'élasticité du matériau utilisé (N/mm<sup>2</sup>)  
 $L$  = distance mesure le long du pourtour du réservoir entre 2 points de mesure (m)  
 $E$  = module d'élasticité du matériau utilisé (N/mm<sup>2</sup>)  
 $H$  = hauteur du réservoir (m)

A partir de la représentation graphique, on peut déduire les affaissements différentiels, en divisant l'affaissement de paroi proposé en différentes composantes (affaissement uniforme, affaissement planaire et affaissement différentiel). La différence entre la hauteur originale (lors de la construction) et le point de mesure le plus élevé est considéré comme déterminant pour l'affaissement uniforme. Si l'on travaille avec une hauteur de référence théorique, cette valeur est uniquement indicative et elle peut servir pour des comparaisons mutuelles avec des mesures futures. La taille de l'affaissement uniforme est donc sur le graphique, la valeur  $y$  du point de mesure avec le plus petit affaissement (voir figure 2).

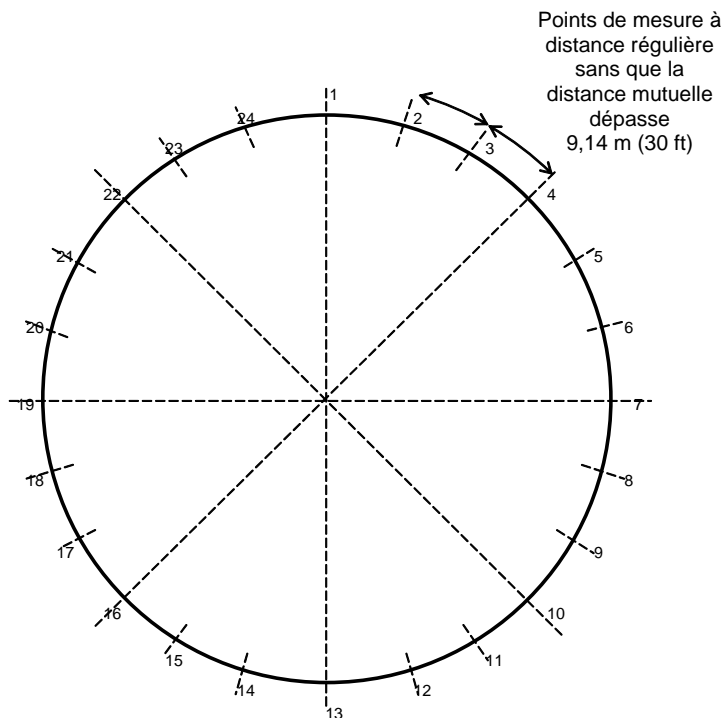
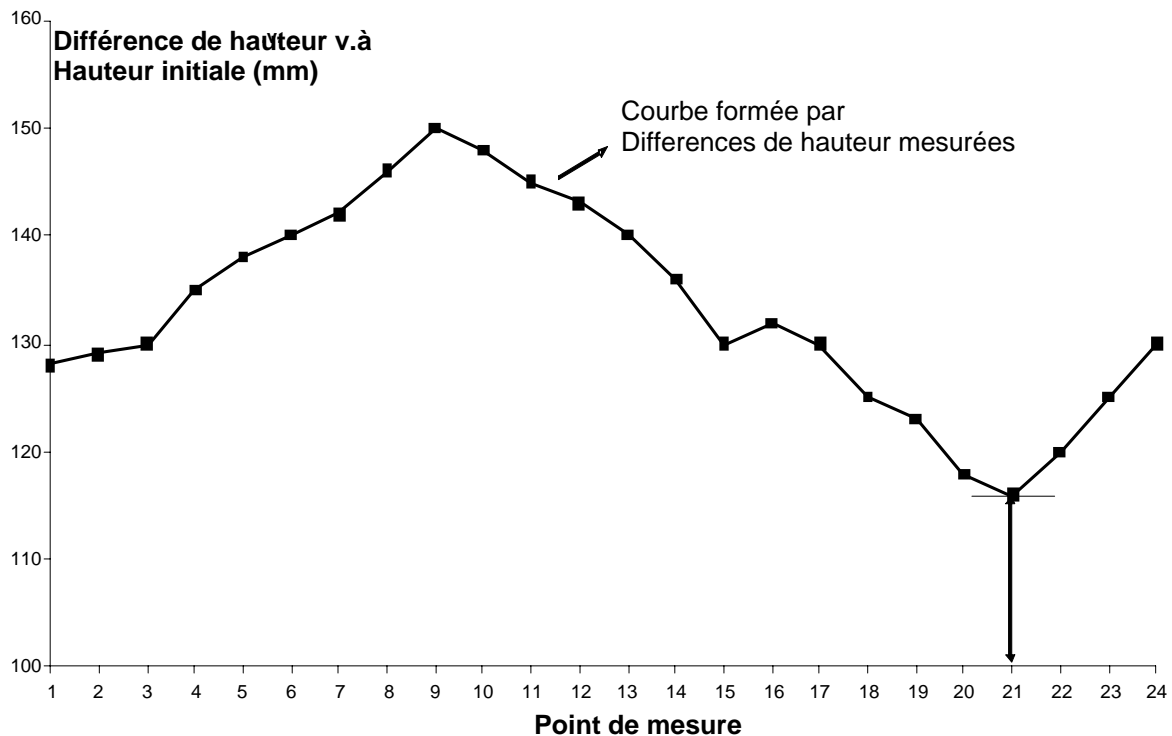


Figure 1: Localisation des points de mesure



**Figure 2: Différence de hauteur par point de mesure**

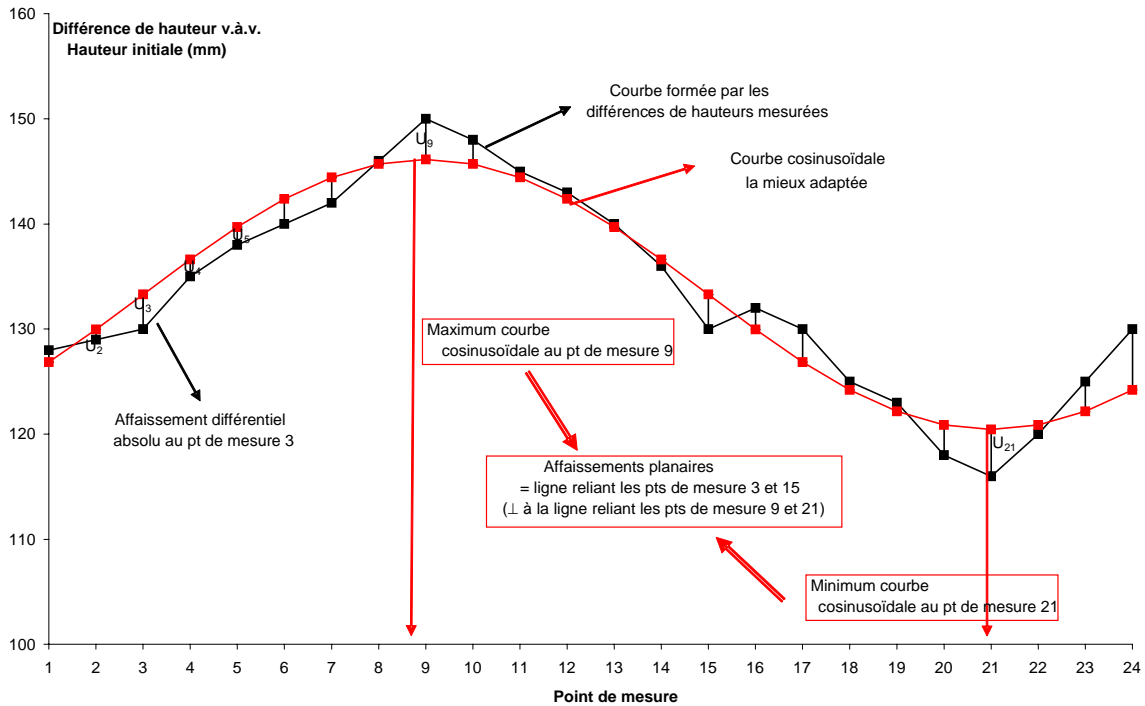
Si le réservoir n'encourt que des affaissements planaires à côté des affaissements uniformes, la représentation graphique sera une courbe cosinusoidale. L'axe autour duquel la surface du fond tourne pour cet affaissement planaire, correspond à la ligne du milieu du réservoir qui est perpendiculaire à la ligne de liaison entre les points de mesure pour lesquels la courbe cosinus atteint son minimum et son maximum. Les déviations dans le graphique par rapport à la courbe cosinusoidale sont donc la conséquence des affaissements différentiels. Pour séparer les affaissements planaires des différentiels, on part du fait que la conséquence des affaissements planaires correspond à la meilleure courbe cosinusoidale qui peut être tracée via les points de mesure.

Cette courbe peut éventuellement être tracée à la main via essai et erreur, mais est de préférence déterminée via une régression cosinusoidale sur base d'un programme mathématique. L'affaissement différentiel absolu  $U_i$  par point de mesure est la différence entre la valeur mesurée et la valeur donnée par la courbe cosinusoidale. Si la courbe des hauteurs mesurées se trouve au-dessus de la courbe cosinusoidale,  $U_i$  est positif, si elle est en-dessous,  $U_i$  est négatif. La courbe cosinusoidale convenant le mieux peut être définie comme celle pour laquelle  $\sum(U_i)^2$  est minimal. L'un et l'autre sont précisés sur la figure 3.

A partir de l'affaissement différentiel absolu  $U_i$ , l'affaissement différentiel relatif est calculé pour chaque point de mesure via la formule (2).

$$S_i = U_i + \frac{1}{2}(U_{i-1} + U_{i+1}) \quad (2)$$

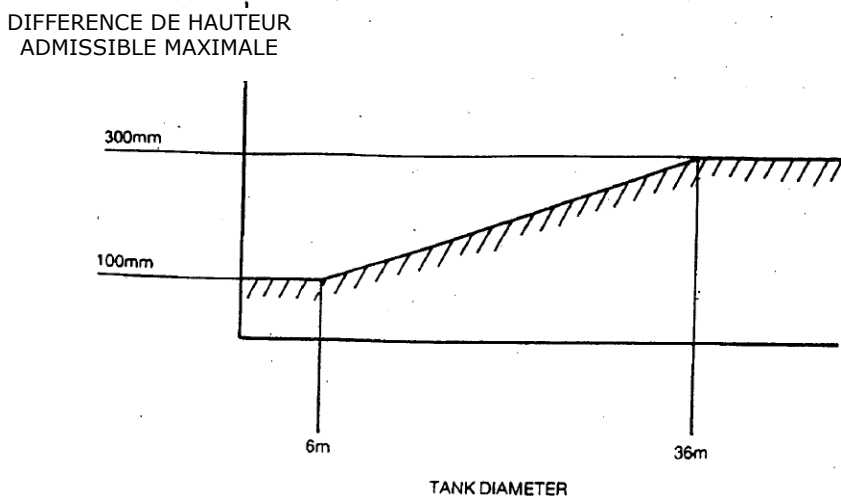
Ces affaissements différentiels relatifs doivent tous en valeur absolu être plus petits que la valeur calculée selon la formule (1).



**Figure 3: Détermination de l'affaissement différentiel absolu par point de mesure**

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 doivent satisfaire à deux conditions:

- Pour des points à moins de 10 m l'un de l'autre (mesuré le long du pourtour), 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 de la figure 4 sur base du diamètre du réservoir.



**Figure 4: Différence de hauteur maximale tolérable entre deux points de mesure en fonction 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 peut être déterminée par interpolation, vu que cette partie du graphique est linéaire.

Si l'on parle de réservoirs avec un diamètre supérieur à 40 m et/ou avec un toit flottant, l'EEMUA 159 fait alors référence à la méthode décrite dans l'API 653.

2 Affaissements différentiels entre les côtés intérieur et extérieur du fond, qui assurent un allongement de la distance que doit couvrir la tôle de fond

L'EEMUA 159 détermine une méthode pour évaluer cet effet. Tout d'abord, en mesurant le fond, on doit quantifier la différence de hauteur entre le centre et le pourtour. A l'aide de la formule (3), on peut ensuite évaluer si cela ne diverge pas déjà de trop de la différence de hauteur initiale. Quelques paramètres sont expliqués à la figure 5.

$$\frac{100f}{D} \leq \sqrt{\left(\frac{100f_o}{D}\right)^2 + \frac{3280 R_e}{E}} \quad (3)$$

- avec  $f$  = La différence de hauteur mesurée entre le centre et le pourtour (m)
- $f_o$  = La différence de hauteur initiale (situation à la conception) entre le centre et le pourtour (m)
- $R_e$  = Limite d'élasticité du matériau utilisé (N/mm<sup>2</sup>)
- $E$  = Module d'élasticité du matériau utilisé (N/mm<sup>2</sup>)
- $D$  = Diamètre du réservoir (m)

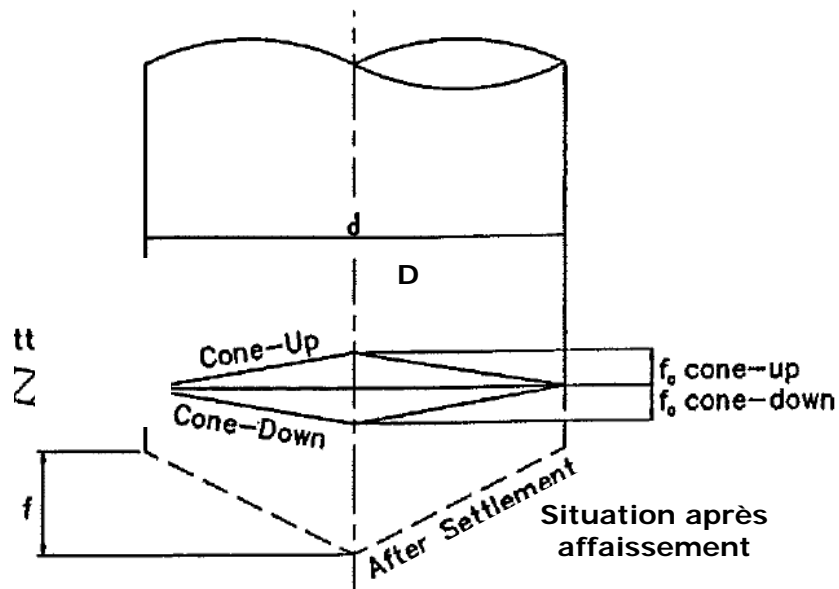
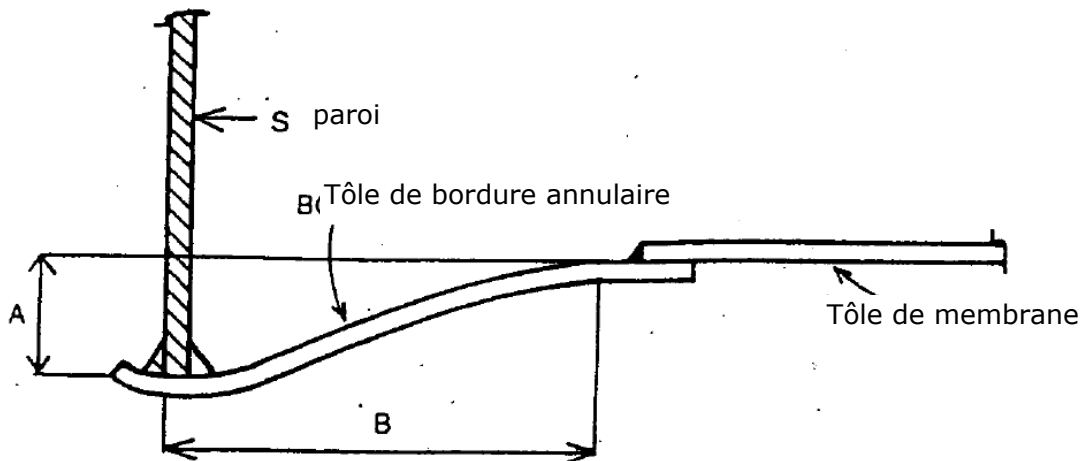


Figure 5: Modification du cone-up ou cone-down dû à des affaissements

### 3 Affaissements différentiels entre les côtés intérieur et extérieur du fond qui assurent des contraintes dans la tôle de bordure annulaire

Selon l'EEMUA 159, on peut évaluer cela en mesurant sur la même ligne médiane la hauteur sur le côté extérieur juste contre la paroi et sur le côté intérieur à 750 mm de la paroi. La différence de hauteur ne peut jamais dépasser 125 mm (figure 6). Si la plus grande déclinaison se trouve très près de la paroi et donc que le point à 750 mm est donc quasi à la même hauteur que des points beaucoup plus près de la paroi, il est mentionné que l'on doit examiner plus en détails la déclinaison et que l'on ne peut pas décider sur base de cette méthode qu'il n'y a pas de problème. Une méthode concrète n'est pas donnée.



**Figure 6: Déclinaison de la tôle de bordure annulaire due à des affaissements (pour  $B = 750$  mm, il faut que  $A < 125$  mm)**

La méthode décrite dans l'API 653 est comparable mais n'impose pas de distance fixe pour la mesure le long du côté intérieur. Il faut mesurer à l'endroit le plus près de la paroi où la position originale du fond a été conservée. Le rapport entre la différence de hauteur et la distance le long du côté intérieur ne peut pas dépasser 0,030833.

Cette méthode est beaucoup plus sévère que l'EEMUA 159, car si le point le plus près de la paroi où la position originale du fond a été conservée se trouve à 750 mm, la différence de hauteur peut s'élever à 23 mm seulement selon l'API 653, en opposition aux 125 mm selon l'EEMUA 159. Cela s'explique certainement par le fait que cette méthode prend également en compte les déclinaisons près de la paroi et que pour cela, une évaluation plus sévère est nécessaire.

### 4 Rides dans les tôles de fond

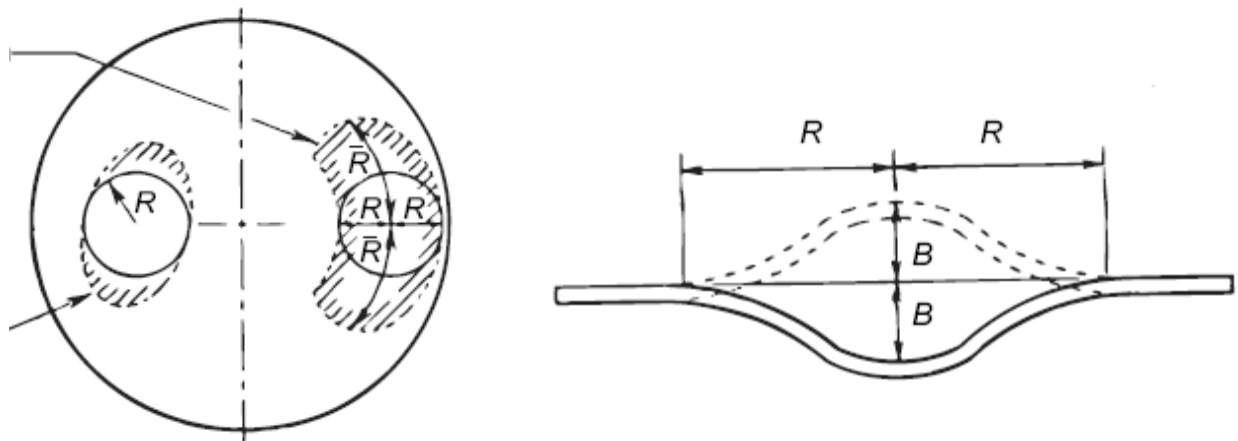
Selon l'EEMUA 159, le rapport entre la hauteur et la largeur des rides doit toujours être inférieur à 0,15. L'API 653 ne contient aucun critère de refus pour des rides.

### 5 Bosses dans les tôles de fond

Selon l'EEMUA 159, le rapport entre la hauteur et la largeur des bosses sous lesquelles se trouve un espace vide, doit toujours être inférieure à  $1/15 \approx 0,0667$ . C'est donc beaucoup plus petit que pour des rides. Si l'espace sous la bosse est rempli de matériau de fondation, elles ne constituent pas une menace pour le réservoir.

La méthode dans l'API 653 consiste à déduire des dimensions de la bosse, trois paramètres déterminants, à savoir une demi-longueur  $\bar{R}$ , une hauteur B et un rayon

R (figures 7 et 8).



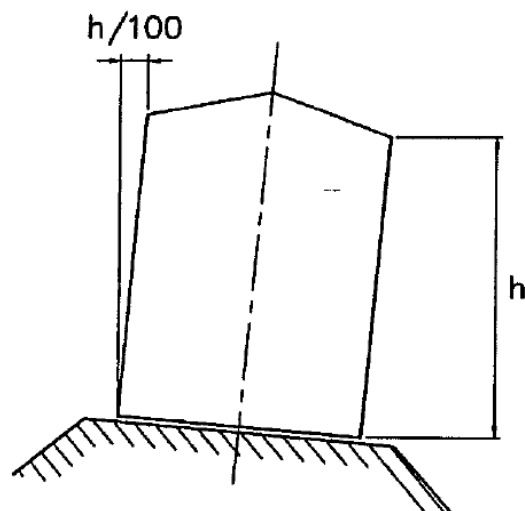
**Figures 7 et 8: détermination des dimensions déterminantes des bosses**

Le rapport entre B et R ne peut pas dépasser 0,030833. Pour des bosses dont  $\bar{R} > 2R$  et qui sont situées dans le voisinage de la paroi, cela ne suffit pas. Une évaluation plus approfondie doit se faire. Un complément sera donné sur ce sujet dans des éditions futures de l'API 653.

Les critères des deux normes se rapprochent fortement vu que la hauteur et la largeur de la bosse selon l'EEMUA correspondent quasi respectivement avec la hauteur déterminante B et deux fois le rayon déterminant R selon l'API 653. Le rapport entre les critères se rapproche très bien de deux.

## 6 L'inclinaison du réservoir

L'EEMUA 159 permet une déviation jusqu'à 1/100<sup>ième</sup> de la verticalité (figure 9). Cela peut être évalué le plus facilement en mesurant la verticalité des parois, mais peut éventuellement aussi être déduit de la pente de la tôle de fond sur base des mesures d'affaissement le long du pourtour ou de la tôle de fond.



**Figure 9: Inclinaison autorisée du réservoir de stockage**

Dans la première édition de l'API 653, on ne donne aucune méthode d'évaluation pour l'inclinaison.

### **Etanchéité du fond**

103. A-t-on réalisé un test hydrostatique ? Il ne s'agit pas d'une obligation, d'autres examens peuvent également démontrer de manière suffisante l'étanchéité.

Le test hydrostatique est décrit dans l'EMUA et comprend le remplissage avec de l'eau jusqu'à la hauteur maximale de remplissage.

## **2.3.5 Inspection de la paroi et du toit du réservoir**

### **Paroi du réservoir**

104. Ressort-il du rapport que des tôles de la paroi du réservoir présentant des phénomènes de corrosion ont-été examinées plus en détail via un examen par ultrasons?

105. Ressort-il du rapport que les liaisons des buses (nozzles) avec la paroi du réservoir ont été examinées d'une manière plus précise (avec une loupe et un bon éclairage)?

106. Ressort-il du rapport que l'estimation de l'épaisseur de la paroi est basée sur suffisamment de résultats de mesure pour être statistiquement pertinente?

La norme API 575 exige un examen plus poussé de la corrosion constatée sur les tôles de la paroi du réservoir. La norme indique que l'examen par ultrasons est adéquat pour cela.

S'il ressort que des petites fissures sont apparues dans les soudures, il faut faire un examen plus approfondi à ces endroits via un examen par pénétration, un examen par particules magnétiques ou un examen par diffraction d'ultrasons (=alternative pour un examen radiographique).

On n'a pas pu retrouver dans la littérature ou les normes des données concernant le nombre minimal de mesures pour que l'estimation de l'épaisseur restante de paroi puisse être statistiquement pertinente.

### **Liaison entre la paroi du réservoir et le fond**

107. Ressort-il du rapport que la liaison entre la paroi du réservoir et le fond a été examinée en détails (pas uniquement visuellement)?

A cet endroit, les contraintes dans le matériau sont les plus importantes et donc également le risque de corrosion. La norme API 575 exige donc un examen détaillé, pas uniquement visuel, mais également via un examen par pénétration et/ou un examen par particules magnétiques.

### **Liaisons par rivets**

108. Si des liaisons par rivets sont utilisées, de quelle manière l'étanchéité de la liaison a-t-elle été contrôlée?

109. L'examen des liaisons par rivets a-t-il été décrit dans le rapport?

On trouve encore des liaisons par rivets uniquement pour des anciens réservoirs. Les tôles reliées ont besoin d'une plus grosse épaisseur qu'exigé de nos jours. La liaison est réalisée en frappant un ongle chauffé. Le refroidissement va resserrer les tôles reliées. Pour contrôler ces liaisons, on peut essayer d'aller avec un fin couteau entre les 2 tôles reliées. Si le couteau passe, la liaison n'est donc plus en ordre.

### **Coatings**

- 110. Le rapport mentionne-t-il que le coating a été complètement examiné visuellement?
- 111. Le rapport mentionne-t-il un examen plus détaillé du coating abîmé?
- 112. La présence d'un coating en verre (émail) est-elle signalée sur l'extérieur du réservoir de stockage?

Si un coating est abîmé, ce dernier peut être examiné plus en détails avec une électrode (high voltage et low current avec laquelle un pôle est relié au côté extérieure et l'autre pôle avec l'électrode). On va ainsi détecter des ouvertures dans le coating par l'apparition d'un arc électrique.

Comme alternative, on peut utiliser la méthode par pénétration. La méthode par particules magnétiques n'est pas utilisable avec des matériaux non-ferromagnétiques.

Un revêtement en émail peut être gravement endommagé à cause d'un impact du côté intérieur ou extérieur du réservoir de stockage qui, dans le cas d'autres réservoirs, est inoffensif. C'est pourquoi une indication sur le côté extérieur est recommandée.

### **Toit du réservoir**

- 113. Le rapport mentionne-t-il que le toit a été complètement contrôlé pour la corrosion?
- 114. Le rapport mentionne-t-il que tous les appuis ont été examinés pour la corrosion?
- 115. Pour les réservoirs de stockage à toit flottant, mentionne-t-on l'état du joint du toit avec la paroi du réservoir?
- 116. Pour les réservoirs de stockage à toit flottant, mentionne-t-on l'état de la liaison (pantographe) du toit avec la paroi du réservoir?

Si l'on constate de la corrosion, il faut l'indiquer sur le schéma et l'examiner plus en détails avec un examen par ultrasons. Pour soutenir l'examen, on peut vérifier la robustesse du matériau à l'aide de légers coups de marteau.



## 2.3.6 Inspection des événements

### Inspection sur le fonctionnement correct

117. Lors de l'inspection interne, a-t-on prévu un examen des événements (surpression et vide)?
118. Le rapport mentionne-t-il que l'on a contrôlé (conformément à l'API 576 § 6.2.20) que l'événement peut bouger librement et qu'il n'est pas gêné par un quelconque barrage (dû à un encrassement, un dépôt ou la formation de glace)?
119. Le rapport mentionne-t-il que l'on a contrôlé que les éventuels arrêteurs de flamme présents (flame arrestors) ne sont pas encrassés?
120. Y a-t-il une estimation de l'étanchéité des événements?
121. Y a-t-il une inspection visuelle des événements et de la conduite d'entrée pour un nettoyage?

A terme, les événements peuvent être encrassés ou corrodés.

### Contrôle de la pression de tarage

122. Le rapport mentionne-t-il qu'il a été contrôlé que la pression de tarage (par le poids ou par le ressort) est toujours conforme à la plaque d'identification (conformément à l'API 576 § 6.2.20)?
123. A-t-on contrôlé si les événements s'ouvrent à la pression de tarage souhaitée en les démontant et en les testant sur un banc d'essai (procédure selon EN 14015 annexe L)?
124. Si oui, une personne indépendante est-elle présente lors des tests ou demande-t-on un déroulement graphique du test (pression vis à vis du débit d'évacuation)?

La norme EN 14015 annexe L donne des instructions pour le test d'événements sur un banc d'essai. La norme API 576 § 6.2.20 n'exige pas un démontage de l'événement pour le tester mais bien une inspection visuelle et un nettoyage périodiques.

## 2.3.7 Autres

### Mesures de tassement

125. Lors de l'inspection visuelle a-t-on réalisé une mesure de tassement du réservoir de stockage?

Pour des méthodes d'évaluation potentielles (voir dans le commentaire de la question 157)

Lors de l'inspection interne, on a l'occasion de corriger en même temps des problèmes de tassement en soulevant le réservoir au vérin.

Il est à noter que le tassement du réservoir peut occasionner des problèmes avec des toits flottants (blocage ou étanchéité insuffisante).

### Serpentins de chauffage

126. Si le réservoir contient des amines ou de la soude (NaOH), a-t-on alors recherché plus précisément des fissures dans le voisinage des éventuels serpentins de chauffage?

Ce risque est décrit au point 7.2.8 de l'API 575.

### Epreuve d'étanchéité

127. Le réservoir est-il soumis régulièrement (tous les 5 ans) à une épreuve d'étanchéité?

Si le réservoir de stockage peut contenir des liquides inflammables et qu'il n'est pas construit selon une norme ou un code de bonne pratique (formellement accepté par un expert), cette épreuve est rendue obligatoire.

Cette exigence réglementaire a été fixée à l'article 16 et 68 (§2) de l'AR du 13/03/98 concernant le stockage de liquides extrêmement, facilement inflammables et combustibles.

## 2.3.8 Exigences du VLAREM lors de l'examen (général) interne

Cette partie du questionnaire est uniquement applicable en Région flamande et n'a pas été traduite dans la version française de la version test de cet outil d'inspection. Elle est incluse à titre d'information.

128. Wanneer werd het laatst een algemeen onderzoek uitgevoerd?

129. Omvat dit onderzoek (en blijkt dit ook uit het verslag) :

- de onderwerpen van het beperkt onderzoek (zie verder vraag 157)
- het onderzoek op de staat van de binnenwand
- voor verticale houders omvat het onderzoek bovendien:
  - a. het onderzoek van de staat van het vakwerk en de inwendige toebehoren zoals [afsluiters, verwarmingsspiralen,] dak- en bodemwateraflaten en afdichtingen van de vlottende daken
  - b. het onderzoek van de bodemplaten voor het opsporen van in- en uitwendige corrosie
  - c. het onderzoek van bodemvervorming en eventueel het opmeten van het profiel
- een drukproef op de eventuele verwarmingspijpen ?

Een drukproef op de eventuele verwarmingspijpen is volledigheidshalve opgenomen maar staat strikt genomen los van de eigenlijke tankconstructie en houdt eerder verband met de apparatuur, leidingen, inkuiping, ...

Conform de bepalingen van VLAREM II (5.17.3.16)

Ten minste om de 20 jaar moeten de installaties aan een algemeen onderzoek worden onderworpen. Voorafgaand aan dit onderzoek moet de houder inwendig worden gereinigd.

- nieuwe tanks (zie eerder) dienen eerste algemeen onderzoek te ondergaan ten laatste 20 jaar na indienststellingsonderzoek
- bestaande (bovengrondse) tanks (zie eerder), die dus niet over een indienststellingskeuring conform Vlareem beschikken, dienen een eerste algemeen onderzoek te ondergaan vóór een bepaalde

datum (zie tabel) afhankelijk van al dan niet P-product en ligging t.o.v. waterwingebieden of beschermingszones

	ligging t.o.v. waterwingebieden of beschermingszones	
	Binnen	buiten
P-Product	01/08/1998	01/08/2000
Geen P-product	01/01/2003	01/01/2005

130. Werd het onderzoek uitgevoerd door een milieudeskundige of door een bevoegd deskundige ?

Conform de bepalingen van VLAREM II (5.17.3.16.§3)

131. Vermeldt het verslag de naam en het erkenningsnummer van de deskundige die het onderzoek heeft uitgevoerd ?

Conform de bepalingen van VLAREM II (5.17.3.17)

132. Blijkt uit het verslag (attest opgesteld door deskundige naar aanleiding van het onderzoek) ondubbelzinnig of de houder en de installatie al dan niet voldoen aan de voorschriften ?

Conform de bepalingen van VLAREM II (5.17.3.17)

## 2.4 Inspection externe

### 2.4.1 Inspection externe approfondie

#### Délai et rapport

133. Quel est le délai pour une inspection externe approfondie du réservoir de stockage?

134. Y a-t-il un rapport d'inspection disponible pour la dernière inspection externe du réservoir de stockage?

Selon la norme API 653, le délai pour un examen externe approfondi ne peut pas dépasser 5 ans (ou 25% de la durée de vie attendue du réservoir si celle-ci est inférieure). La législation du VlareM exige un délai maximal de 3 ans pour l'exécution d'un examen externe approfondi.

#### Escaliers, échelles et plateformes

135. Ressort-il du rapport d'inspection que les échelles, escaliers et plateformes ont été inspectés (visuellement)?

Les paragraphes 7.2.1+2 de l'API 575 comprennent des prescriptions à ce sujet.

#### Fondations

136. Ressort-il du rapport d'inspection que l'état des fondations (pied de tank) a été examiné?

137. Ressort-il du rapport d'inspection que les boulons d'ancrage ont été examinés visuellement?

Pour ce faire, il faut examiner les parties corrodées ou les parties en contact avec de l'eau, en les grattant avec un objet acéré.

### **Mise à la terre**

138. Ressort-il du rapport d'inspection que la mise à la terre a été mesurée?

La résistance de mise à la terre ne peut pas être supérieure à 25 ohm. Le paragraphe 7.2.5 de l'API 575 contient des prescriptions à ce sujet.

### **Couche de peinture**

139. Ressort-il du rapport d'inspection que la peinture (coating) de la paroi du réservoir a été examinée visuellement?

La peinture sur le toit devrait s'abîmer plus rapidement sous l'influence de la lumière du soleil. Le paragraphe 7.2.6 de l'API 575 contient des prescriptions à ce sujet.

### **Isolation**

140. Ressort-il du rapport d'inspection que l'isolation a été examinée visuellement?

Il faut se concentrer ici sur les parties de l'isolation qui peuvent difficilement être installées (par exemple autour des piqûres pour les tuyauteries). Le paragraphe 7.2.7 de l'API 575 contient des prescriptions à ce sujet.

L'isolation du réservoir pourrait maintenant éventuellement aussi être examinée via des mesures par infrarouges. Une description de cette méthodologie n'a pas encore pu être retrouvée dans les normes disponibles.

### **Fond du réservoir**

141. A-t-on réalisé un examen du fond du réservoir via des mesures d'émission acoustique?

142. Si oui, dispose-t-on d'un rapport de cet examen?

143. Si oui, les circonstances concrètes dans lesquelles l'examen a été réalisé, sont-elles clairement mentionnées dans le rapport?

Une des méthodes pour l'examen externe du fond du réservoir est pour le moment les mesures par émission acoustique.

Les standards pour réservoir de stockage n'imposent pas les mesures par émission acoustique comme élément fixe de l'examen externe.

Cette méthode est acceptée comme méthode dans l'API 575 pour déterminer si le réservoir fuit au moment de l'examen. L'examen doit être réalisé dans des circonstances optimales, telles que décrites dans l'API 570. Le principe de base de l'émission acoustique est que le flux sous une haute pression à travers une fuite dans le fond délivre un bruit ultrasonique qui est mesurable par une sonde qui transpose ce dernier en un signal électrique. En utilisant des sondes de mesure en une

configuration triangulaire, on peut déterminer l'endroit où se situe la fuite. Un tel examen doit donc avoir lieu lors d'un remplissage complet (jusqu'à 90%) du réservoir de stockage. Il ne peut pas non plus y avoir des activités dans une période de temps (par exemple 10 heures) avant l'examen. L'examen lui-même dure normalement minimum une heure.

Certaines circonstances peuvent conduire à une mauvaise mesure (conformément à l'API 570):

- un léger dépôt sur le fond du réservoir
- incertitude concernant la construction et la composition des fondations
- mauvais drainage du sous-sol sous le fond, entraînant la présence d'eau ou de fuite liquide
- présence d'un point bas dans le fond, destiné au drainage.

### **Corrosion de la paroi du réservoir**

144. Ressort-il du rapport d'inspection que l'entièreté de la paroi du réservoir a été examinée visuellement à la recherche de corrosion ou de détérioration du coating?

145. Ressort-il du rapport d'inspection que la corrosion ou la détérioration du coating constatée a été examinée plus en détails à l'aide de mesures par ultrasons?

Le paragraphe 7.2.8 contient des prescriptions au sujet de l'examen externe de la paroi du réservoir.

Le premier accès à un toit flottant doit se faire très prudemment, les mesures de précaution concrètes devront être fixées au cas par cas. Des tests à l'aide d'un marteau ne sont pas souhaités (pollution du produit si de la rouille tombe du toit).

### **Rivets**

146. Ressort-il du rapport d'inspection que le bon état des rivets a été contrôlé par sondage?

On peut réaliser le contrôle à l'aide de petits coups de marteau latéraux tout en soutenant l'autre côté pour éviter la déformation. Il faudra éventuellement par après refaire la peinture. Le rivet ne peut pas bouger.

### **Déformation de la paroi du réservoir**

147. A-t-on examiné si la paroi du réservoir ne présente pas de déformations intolérables?

Cela concerne en premier lieu une évaluation visuelle. On peut utiliser à cet effet une courbe qui correspond à la courbe normale du réservoir et la comparer avec la courbe locale ou on peut utiliser une triangulation.

### **Toit du réservoir**

148. Ressort-il des rapports d'inspection que le toit du réservoir a été examiné entièrement visuellement?
149. Les endroits avec des symptômes de corrosion ont-ils été clairement indiqués sur un schéma et examinés plus en détails via un examen par ultrasons?
150. A-t-on mentionné que la mise à la terre entre le toit flottant et la paroi du réservoir est encore en bon état?
151. A-t-on mentionné que le système de drainage du toit du réservoir a été complètement examiné visuellement?
152. A-t-on mentionné que le joint (anneau en plastique) entre le toit flottant et la paroi du réservoir a été examiné visuellement?
153. Le toit du réservoir est-il accessible en toute sécurité (de préférence sur les soudures) ou a-t-on dû prévoir une protection contre les chutes?

Le paragraphe 7.2.9 contient des prescriptions à ce sujet.

## **2.4.2 Contrôle visuel limité**

### **Délai**

154. Quel est le délai pour un contrôle visuel limité afin d'enregistrer d'éventuelles irrégularités?

Conformément à l'API 653, ce délai ne peut pas être supérieur à 1 mois.

### **Contenu**

155. A-t-on fixé qu'elles étaient les points d'attention lors de ces rondes de contrôle?

Points d'attention pour le fond:

- état du tertre du réservoir, aucune accumulation admissible d'eau sous le fond du réservoir.

Points d'attention pour des toits flottants:

- contrôle de l'anneau d'étanchéité en plastique: bon état et adhésion contre le contour du réservoir
- contrôle du bon état du drainage du toit du réservoir
- contrôle de la stabilité et de la corrosion externe

### 2.4.3 Exigences du VLAREM pour l'enquête externe limitée

Cette partie du questionnaire est uniquement applicable en Région flamande et n'a pas été traduite dans la version française de la version test de cet outil d'inspection. Elle est incluse à titre d'information.

156. Wanneer werd het laatst een beperkt onderzoek uitgevoerd ?

157. Omvat dit beperkt onderzoek (en blijkt dit ook uit het verslag):

- de inzage van het vorig rapport of attest;
- *[de controle op de goede staat van de overvulbeveiliging;]*
- een onderzoek naar zichtbare of organoleptisch waarneembare verontreiniging aan de oppervlakte buiten de houder;
- het onderzoek van de algemene staat van de installatie, omvattende:
  - a. het opsporen van lekken en lekaanwijzingen;
  - b. het onderzoek van de staat van de platen, de verbindingen en de stempen van de houder;
  - c. *[het onderzoek van de staat van de toebehoren als: afsluiters, temperatuur-, druk-, niveaumeting en aarding;]*
  - d. *[het onderzoek van de drukbeveiligings- en alarmtoestellen;]*
  - e. het onderzoek van de staat van de buitenbekleding, hetzij de schildering en/of de isolatie;
  - f. het onderzoek van de funderingen en/of steunblokken met het oog op de stabiliteit en de afwatering;
  - g. *[het onderzoek van de inkuiping voor wat betreft inhoud, dichtheid, verontreiniging, peilputten;]*
  - h. *[het onderzoek van de staat van de leidingen en de toebehoren binnen de inkuiping.]*
  - i. waar nodig, een niet-destructief onderzoek uitgevoerd worden op de mantel en de dakplaten van de houders om de plaatdikte en eventuele corrosie, zowel in- als uitwendig te bepalen (voor verticale houders)
  - j. op vraag van de milieudeskundige of de bevoegde deskundige de zetting bepaald worden, door de hoogte te meten van een aantal gelijkmatig over de omtrek van de bodemrand verdeelde punten (voor verticale houders).

De cursieve tekst tussen vierkante haakjes is volledigheidshalve opgenomen maar staat strikt genomen los van de eigenlijke tankconstructie en houdt eerder verband met de apparatuur, leidingen, inkuiping, ...

Conform de bepalingen van VLAREM II (5.17.3.16).

Ten minste om de 3 jaar, zonder dat de periode tussen twee opeenvolgende onderzoeken 40 maanden mag overschrijden, moeten de installaties aan een beperkt onderzoek worden onderworpen.

158. Werden beide onderzoeken uitgevoerd door een een milieudeskundige of door een bevoegd deskundige?

Conform de bepalingen van VLAREM II (5.17.3.16.§3).

159. Vermeldt het verslag de naam en het erkenningsnummer van de deskundige die het onderzoek heeft uitgevoerd ?

Conform de bepalingen van VLAREM II (5.17.3.17).

160. Blijkt uit het verslag (attest opgesteld door deskundige naar aanleiding van onderzoek) ondubbelzinnig of de houder en de installatie al dan niet voldoen aan de voorschriften ?

Conform de bepalingen van VLAREM II (5.17.3.17).

## 2.5 Réparations

### Réparations à des réservoirs soudés

161. A-t-on déjà réalisé des réparations sur ce réservoir ? Si oui, lesquelles ?
162. Les petites fissures réparées (cracks) ont-elles été contrôlées via un examen à l'aide de particules magnétiques ou un examen par pénétration ?

Les petites fissures sont réparées après nettoyage et abrasion afin d'arriver à une forme adéquate pour le ressoudage. Des prescriptions au sujet des réparations de réservoirs soudés sont reprises au §9.2.1 de l'API 575 (avec références aux sections 8-10 de l'API 653).

### Qualification du soudeur et procédures de soudage

163. La qualification du soudeur et l'adéquation de la procédure de soudage utilisée sont-elles documentées pour les réparations réalisées ?

On peut entre autres retrouver des prescriptions supplémentaires au sujet des exigences pour les soudures dans la section 9 de l'API 653.

### Réparations à des réservoirs avec des liaisons par rivets

164. La capacité de soudure du matériau a-t-elle été vérifiée avant d'exécuter les réparations (par ressoudage) ?
165. Des mesures particulières ont-elles été prises pour éviter des tensions de traction dans le matériau après avoir soudé des liaisons précédemment par rivets ?

Des réservoirs avec des liaisons par rivets sont des anciens réservoirs pour lesquels il est possible que l'acier ne soit pas approprié pour être ressoudé (la température imposée par la soudure pourrait occasionner des modifications dans le matériau). Des prescriptions concernant les réparations de réservoirs avec des liaisons par rivets sont reprises au §9.2.2 de l'API 575.

A cet effet, on utilisera par exemple des électrodes avec un plus petit diamètre et une intensité de courant plus faible pour souder.

### Réparations au fond du réservoir

166. Est-il clairement mentionné (sur un schéma) quelles tôles de fond ont été remplacées dans le fond original pour cause de corrosion ?
167. Est-il clairement mentionné (sur un schéma) quelles tôles de fond ont été réparées pour cause de corrosion ?
168. Est-il clairement mentionné de quelle manière la qualité des soudures du fond réparé a été examinée ?
169. Lors des réparations a-t-on tenu compte du fonctionnement correct de l'éventuelle protection cathodique présente ?

La réparation des tôles du fond peut se faire en ressoudant ou en utilisant un plastique



durcissant à l'air (par exemple des époxydes).

Le contrôle des soudures peut se faire via la méthode à particules magnétiques et/ou la méthode par pénétration.

### **Réparations à la paroi du réservoir**

170. Est-il clairement indiqué (sur un schéma) quelles tôles de parois ont été remplacées dans la paroi originale du réservoir pour cause de corrosion?
171. Est-il clairement indiqué (sur un schéma) quelles tôles de paroi ont-été réparées pour cause de corrosion?
172. Est-il clairement indiqué de quelle manière la qualité des soudures de la paroi réparée du réservoir a été examinée?

On peut retrouver des prescriptions en matière de réparations à la paroi du réservoir au §9.2.4 de l'API 575.

Le contrôle des soudures peut se faire des manières suivantes:

- recherche visuelle
- examen par particules magnétiques et/ou examen par pénétration
- examen par ultrason ou examen radiographique
- test par boîte à vide

### **Réparations au toit du réservoir**

173. Est-il clairement indiqué (sur un schéma) quelles tôles du toit ont été remplacées dans le toit original pour cause de corrosion?
174. Est-il clairement indiqué (sur un schéma) quelles tôles du toit ont été réparées pour cause de corrosion?
175. Est-il clairement indiqué de quelle manière la qualité des soudures du toit réparé du réservoir a été examinée?

On peut retrouver des prescriptions en matière de réparations du toit du réservoir au §9.2.5 de l'API 575.

Le contrôle des soudures peut se faire des manières suivantes:

- examen visuel
- examen par particules magnétiques
- test boîte à vide

### **Entretien de la couche de peinture**

176. Y a-t-il un programme de peinture pour protéger le réservoir contre la corrosion externe?

Peindre peut être une bonne protection contre la corrosion externe à condition que celle-ci soit apposée de manière soigneuse, de sorte qu'une bonne adhérence soit réalisée à la surface.