



Cette note d'information a été rédigée suite à un accident majeur, qui s'est produit en octobre 2005, sur un lieu de stockage d'une entreprise Seveso du port d'Anvers.

Sur base des rapports d'enquête de l'entreprise elle-même, pour lesquels différents experts externes ont été consultés, et de l'enquête réalisée par la Division du contrôle des risques chimiques en collaboration avec l'« Afdeling Milieu-inspectie » du « Departement Leefmilieu, Natuur en Energie » de l'autorité Flamande, une série de recommandations ont été formulées afin de prévenir de tels accidents dans le futur. Ces recommandations sont reprises ci-dessous.

## 1. Description de l'aire de dépôt

Sur l'aire de dépôt se trouvent 7 réservoirs dans un seul grand encuvement en terre (entre les réservoirs, il y a bien encore des murs en terre intermédiaires moins élevés):

- 4 réservoirs de stockage de pétrole brut de 40 000 m<sup>3</sup> de capacité: D1, D2, D3 et D4 ;
- 2 réservoirs pour le stockage multifonctionnel de pétrole brut ou le stockage de mélanges de restes de pétrole et d'eau de pluie, d'une capacité de 24 000 m<sup>3</sup>: D10 et D11 ;
- 1 réservoir de stockage beaucoup plus petit D26, d'une capacité de 730 m<sup>3</sup>, mais qui n'est plus en service.

Le pétrole brut provient du port de Rotterdam et est pompé par canalisation vers l'aire de dépôt. Après le stockage, le pétrole brut est ensuite pompé vers la raffinerie sur l'autre rive de l'Escaut. Le pétrole brut y est ensuite traité.

Le 12 septembre 2005, un incident environnemental avait déjà eu lieu, lors duquel une fuite s'était produite depuis le fond du réservoir D3. En octobre 2005, la cause précise de cet incident n'avait pas encore été découverte, puisque le fond de ce réservoir n'avait pas encore été complètement nettoyé pour la poursuite de l'enquête. Au moment de cet accident majeur, les travaux de nettoyage du réservoir D3 venaient juste d'être entamés.

Au moment de l'accident majeur, les réservoirs de stockages étaient remplis comme tels :

- le réservoir de stockage D2 était rempli à plus de 75% de pétrole brut ;
- le réservoir de stockage D4 était partiellement rempli de pétrole brut ;
- les réservoirs D1 et D3 étaient vides et en entretien ;
- le réservoir de stockage D10 était rempli d'un mélange de restes de pétrole et d'eau de pluie ;
- le réservoir de stockage D11 était vide.

La figure 1 donne un plan d'aperçu schématique de l'aire de dépôt.

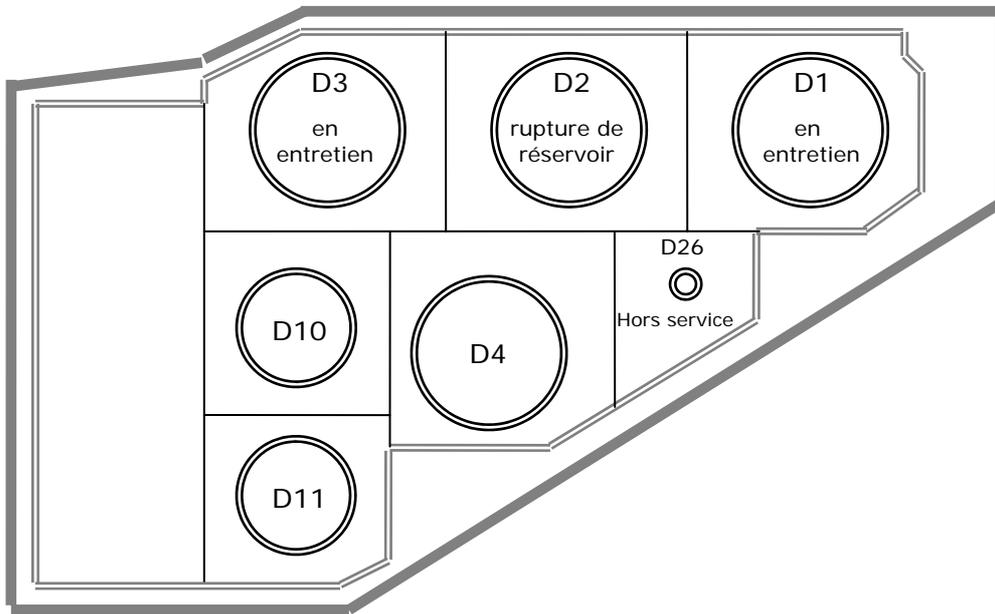


Figure 1: Représentation schématique de la division de l'aire de dépôt

## 2. Description de l'accident majeur

L'aire de dépôt de pétrole brut n'est occupée en permanence que pendant les heures ouvrables normales. Le soir et la nuit, des rondes de contrôle sont par contre réalisées par une entreprise de surveillance. Le contrôle permanent de l'aire de dépôt (à l'aide de caméras) et le remplissage ou la vidange des réservoirs de stockage sont entièrement pilotés à partir de la salle de contrôle de la raffinerie.

Le 25 octobre 2005 aux environs de 18h15, on a observé dans la salle de contrôle de la raffinerie que le réservoir de stockage D2 avait déversé son contenu, puisque l'indicateur de niveau avait subitement mesuré le niveau le plus bas et qu'une alarme avait été générée. Le réservoir D2 contenait, avant la fuite, environ 37.000 m<sup>3</sup> de pétrole brut. Des données provenant du système informatique de la salle de contrôle de la raffinerie démontrent que, après une courte période de débit de fuite croissant, quasi la totalité du contenu total du réservoir s'est libéré en un temps d'à peine 15 minutes.

Du au fait que le contenu de ce réservoir s'est libéré d'un seul coup, un raz de marée s'est produit dans l'encuvement. Ce raz de marée s'est propagé en direction des murs de terre hauts de plusieurs mètres à cet endroit. Pendant ce raz de marée, seule une quantité limitée de pétrole brut (environ 3 m<sup>3</sup>) est passée au-dessus de ces murs de terre. La quantité libérée de pétrole a permis ensuite que l'entièreté de l'encuvement (d'une grandeur d'environ 4 ha) soit recouverte de pétrole brut jusqu'à une hauteur d'environ 1 m.

Après l'accident, le réservoir était penché et les fondations du réservoir de stockage avaient partiellement été emportées.

Les services de secours sont intervenus en masse. Le service incendie de l'entreprise, les pompiers de Beveren, ceux d'Anvers et la protection civile se sont rendus sur place. Les autorités ont déclenché la phase 3 du plan catastrophe, pour laquelle la coordination de l'intervention est dans les mains du gouverneur. En premier lieu, ces services d'intervention ont essayé de recouvrir complètement la surface de l'encuvement avec de la mousse. La mousse, au total 214 tonnes, a été livrée en masse par la raffinerie, différentes autres entreprises, les pompiers et la protection civile. A cause du vent soutenu et de la grande étendue de l'encuvement, il est apparu très difficile de réaliser un tapis de mousse sur le pétrole brut. Le vent soutenu a minimisé le danger d'explosion. Le pétrole brut ne s'est pas enflammé. L'émission de pétrole brut a par contre occasionné, dans un large voisinage, pas mal de nuisances dues à l'odeur. La rupture du réservoir a reçu beaucoup d'attention dans les médias nationaux.

Après l'accident majeur, tout le pétrole brut a été pompé le plus rapidement possible hors de l'aire de dépôt vers la raffinerie et le contenu de l'encuvement a été transféré dans les réservoirs D10, D11 et D4 via le système de pompe présent pour l'évacuation des eaux. La mise en sécurité de l'aire de dépôt a également immédiatement débuté.

La figure 2 donne une image de la situation dans l'encuvement le matin suivant l'accident majeur.



Figure 2 : Photo de la situation dans l'encuvement le matin suivant l'accident majeur.

Dans l'après-midi du 27 octobre 2005, l'encuvement était pratiquement vide. A partir du 28 octobre 2005, on a commencé à remédier définitivement aux nuisances dues à l'odeur. Ces odeurs ont été réduites de manière efficace en recouvrant tout l'encuvement d'une couche de sable. Là où c'était possible, ce sont des camions et des bulldozers qui ont amené cette couche de sable. Entre les réservoirs, cette couche de sable a été appliquée en utilisant des souffleurs de sable.

La stabilité de tous les réservoirs de stockage a été périodiquement remesurée. Au niveau de la fondation endommagée du réservoir de stockage D2, la stabilité a été garantie en soutenant le tank à l'aide de quatre grandes grues (figure 3).



Figure 3 : Photo des grandes grues utilisées pour la stabilisation du réservoir de stockage D2

La phase 1 du plan catastrophe, pour laquelle la coordination de l'intervention est dirigée par les pompiers locaux, est restée d'application jusqu'à la semaine du 18 novembre 2005, c'est-à-dire jusqu'au moment où l'aire de dépôt était pratiquement complètement vide de produit.

### 3. Données relatives à la construction et historique du réservoir de stockage D2

#### 3.1. Données relatives à la construction du réservoir de stockage D2

Le réservoir de stockage D2 était un réservoir de stockage atmosphérique avec un toit flottant externe et avec un fond légèrement en forme de cône (anglais : « cone-up »). Le réservoir de stockage avait un diamètre de 54,5 m et une hauteur de 17 m. Vu le fond en forme de cône, l'eau présente dans le pétrole brut ruisselait vers les parois du réservoir de stockage. Ce dernier était équipé d'un système de drainage de l'eau au niveau

de la paroi. Le réservoir était également équipé de 2 mélangeurs qui pouvaient ramener en suspension une partie des dépôts présents dans le pétrole brut. Ces mélangeurs n'étaient pas tout le temps utilisés. Au moment de l'accident, cela faisait longtemps que les mélangeurs n'étaient plus actifs, parce que l'on voulait consciemment éliminer les dépôts du pétrole brut dans le terminal de stockage. De cette manière, on empêchait que les dépôts ne soient conduits avec le pétrole vers la raffinerie, où ces dépôts pourraient endommager les équipements de procédé.

Les fondations du réservoir de stockage D2 étaient constituées d'un anneau de pierres, composé de pierres dont la taille variait entre 50 et 150 mm. Cet anneau de pierres avait une hauteur de 120 cm et une partie se trouvait en-dessous du niveau du sol. L'anneau de pierres avait en bas une largeur d'environ 340 cm et en haut, une largeur d'environ 100 cm. La paroi du réservoir était située à peu près au milieu de la largeur de l'anneau de pierre. La surface à l'intérieur de l'anneau en pierre était remplie de sable compacté. Au-dessus de ce sable compacté, il y avait une couche de 5 cm de sable huileux, pour éviter la corrosion externe du fond. La figure 4 donne une représentation schématique des fondations du réservoir de stockage D2.

Les tôles de bordure annulaire (ce sont les tôles de fond sur lesquelles repose la paroi du réservoir), avaient, lors de la conception du réservoir, une épaisseur de 12,7 mm. Les autres tôles de fond ont été conçues avec une épaisseur de 6,35 mm.

Le sous-sol au niveau de l'aire de dépôt est constitué d'une couche d'argile douce d'environ 1 m avec en-dessous une couche de sable d'environ 3 m.

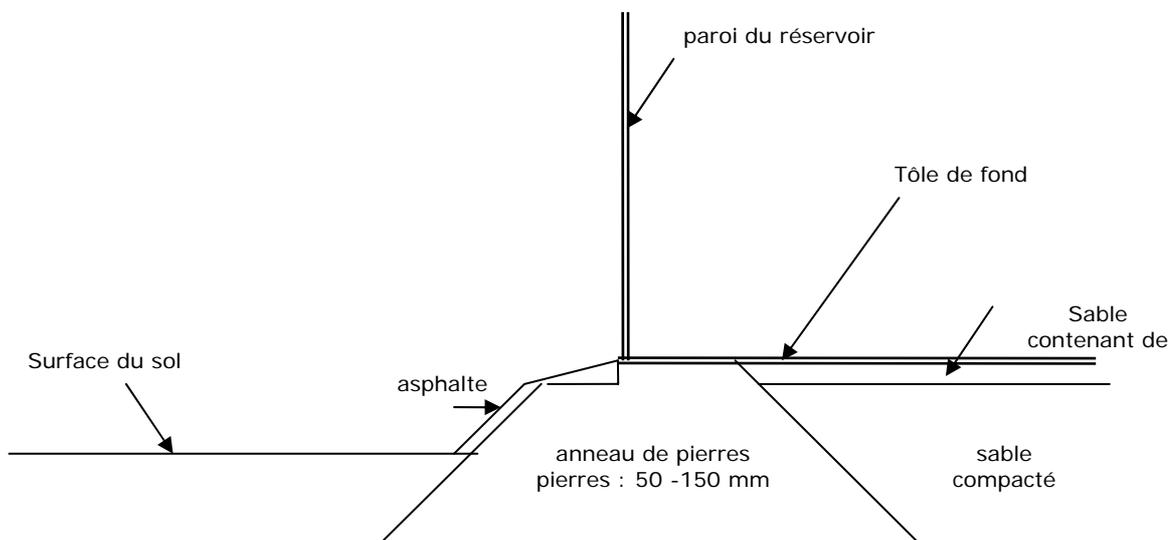


Figure 4 : Représentation schématique des fondations du réservoir de stockage D2

### 3.2. Historique du réservoir de stockage D2

Le réservoir de stockage a été construit en 1971 suivant le code de construction API 650. A ce moment-là, l'aire de dépôt appartenait encore à un autre propriétaire. En 1990, elle a été vendue à la raffinerie et tous les réservoirs ont été complètement inspectés et réparés là où c'était nécessaire. Le réservoir de stockage D2 a été complètement inspecté en 1990 et a été remis en service en 1991.

Depuis 1994, une inspection externe a été réalisée tous les 3 ans sur le réservoir. Les rapports de ces inspections ne présentent pratiquement aucune remarque. Une inspection complète du réservoir de stockage était prévue en 2006, après que l'inspection complète du réservoir de stockage D1 ait été achevée. Des mesures d'affaissement étaient également réalisées tous les 3 ans sur les réservoirs de stockage. Les dernières mesures avaient été réalisées en 2004 et ne montraient aucun affaissement anormal.

## 4. Causes de la rupture du réservoir

### 4.1. Constatations après la rupture du réservoir

Il est ressorti de la (vaste) enquête d'accident que, sur le fond du réservoir, à une distance de 1,5 m de la paroi du réservoir, une longue bande étroite des tôles de fond avait été gravement affaiblie par de la corrosion interne. Dans cette bande, l'épaisseur des tôles de fond avait été ramenée presque à zéro. Cette bande avait une longueur de 35 m et une largeur d'environ 20 cm.

A la hauteur de cette bande, il y avait formation d'une rigole dans les tôles de fond. Dans cette bande, on a constaté de la corrosion interne uniforme (donc pas de corrosion par piquage).

Les tôles de fond n'ont montré, au niveau de la longue bande étroite, aucun signe de corrosion externe. Les autres tôles de fond n'ont pas montré de signe notable d'attaque par de la corrosion.

Les résultats d'analyses (effectués sur une période de 3 ans) du pétrole brut stocké n'avaient montré aucune valeur anormale qui aurait pu conduire à de la corrosion accélérée.

La figure 5 montre schématiquement où se trouvait exactement la fissure dans le fond du réservoir de stockage.

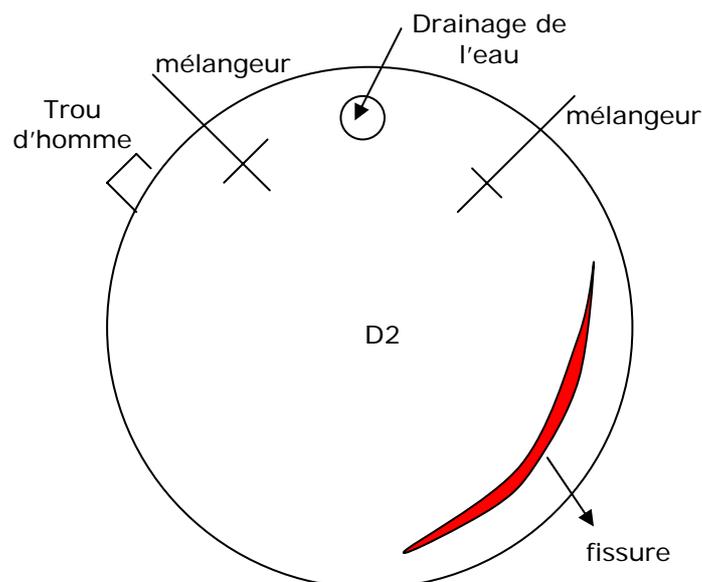


Figure 5 : Représentation schématique du fond du réservoir de stockage D2

#### 4.2. Causes directes

Pendant l'exploitation du réservoir, il y a eu à un moment donné formation d'une rigole dans le fond du réservoir. Cette rigole se situait à environ 1,5 m de la paroi du réservoir. Localement, l'eau ne pouvait plus là-bas ruisseler vers le système de drain dans le réservoir. C'est ainsi que de la corrosion est apparue dans la longue rigole étroite avec comme conséquence une perte importante d'épaisseur des tôles environnantes.

Le jour de l'incident, une petite fuite est initialement apparue. A cause de cette fuite, le sable compacté sous le fond du réservoir a été saturé en huile et une sorte de lit fluidisé d'huile et de sable a été créé. Cette petite fuite n'a pas été observée visuellement parce que l'anneau de fondation en pierre contenait beaucoup de cavités qui en premier lieu ont été remplies de pétrole brut. Dans la deuxième phase de l'incident, la résistance des fondations sous le réservoir a été localement diminuée (par la fluidisation du sable) et par la pression du pétrole sur le fond du réservoir, le fond s'est déchiré sur la longueur de la rigole. La force du pétrole sortant était suffisamment importante pour entraîner avec elle une partie des fondations du réservoir de stockage et du fond sous-jacent.

#### 4.3. Causes sous-jacentes

Comme dit précédemment, une rigole se trouvait dans le fond du réservoir à environ 1,5 m de la paroi du réservoir. C'est juste après les tôles de bordure annulaire sur lesquelles les parois sont soudées. Ce sont les premières tôles de fond après celles de bordure annulaire qui se sont déchirées pendant l'incident. La rigole s'est formée à cause de consolidations dans les fondations du réservoir, qui à cette place sont constituées de sable compacté. La rigole s'est sans doute déjà formée lors du premier test hydrostatique sur le réservoir de stockage. Au moment où un réservoir de stockage est chargé pour la première fois, le sable compacté va se consolider. Dans le voisinage de l'anneau de pierre, constitué de grosses pierres, il n'est vraiment pas simple de compacter suffisamment le lit de sable. Lors d'une première charge, ce sable est bien compacté, mais une partie de ce sable se retrouve également dans les cavités entre les grosses pierres. C'est ainsi que localement, dans le voisinage de l'anneau de pierres, une rigole s'est formée dans le sable compacté. A partir de calculs à l'aide de la méthode des éléments finis, il est apparu que sur base des données concernant les fondations du réservoir de stockage D2 en combinaison avec le sous-sol sous le réservoir de stockage et la grandeur du réservoir de stockage, la formation de la rigole peut être prédite mathématiquement.

Cette rigole n'a pas été découverte pendant l'inspection interne en 1990-1991, probablement à cause de la technique d'inspection utilisée et du fait que les inspections sont réalisées dans une situation non chargée, lors de laquelle la déformation élastique peut partiellement dissimuler la formation d'une rigole. Lors de l'inspection interne en 1990-1991, on avait contrôlé toutes les tôles de fond en ce qui concerne la corrosion par piquage et des mesures d'épaisseur avaient été réalisées à des endroits déterminés du fond du réservoir. Ces mesures d'épaisseurs ont été réalisées sur toutes les tôles de fond qui se trouvaient sur 2 axes perpendiculaires entre eux et ce sur le diamètre complet du réservoir (mesures en croix). Là où des piquages ont été constatés, des réparations ont été effectuées. Les mesures d'épaisseur sur les tôles de fond ont donnés de bons résultats.

A la hauteur de la rigole, l'eau présente dans le pétrole ne pouvait plus être évacuée vers le système de drainage. L'eau stagnante a conduit à l'accélération de la corrosion dans la rigole, avec une rupture du réservoir comme conséquence.

Après cet incident, les tôles de fond de tous les autres réservoirs de stockage de l'aire de dépôt ont été inspectées avec précision. Tous présentaient la même rigole à environ 1,5 m de la paroi du réservoir. Dans certains réservoirs de stockage, la longueur de la rigole n'était que de quelques mètres, alors que pour d'autres réservoirs de stockage, le même

phénomène que dans le réservoir de stockage déchiré a été constaté. La visibilité à l'œil nu de la rigole différait aussi fortement d'un tank à un autre. Les mesures d'épaisseur réalisées dans les différentes rigoles ont démontré que l'épaisseur du fond avait été réduite localement à cet endroit. Pour quelques réservoirs de stockage, de petites perforations de la tôle de fond ont également été mesurées, alors que pour le réservoir de stockage D1, l'épaisseur du fond au niveau de la rigole atteignait encore plus de 4 mm.

Les inspections portant sur l'entière des fonds des autres réservoirs de stockage devaient être réalisées de manière très précise. Les mesures d'épaisseurs sur l'entière du fond du réservoir D1 à l'aide d'une technique appelée « floor scan » n'ont données initialement aucune indication qu'il y avait localement (dans la rigole) une plus grande perte d'épaisseur que les plaques du fond. C'est seulement après qu'un géomètre ait cartographié l'entière de la surface du fond, qu'une petite rigole a été détectée. Les mesures d'épaisseurs dans cette rigole ont donnés, comme déjà mentionné ci-dessus, une réduction locale de l'épaisseur des plaques de fond jusque 4 mm.

Ces inspections ont démontrés que la fuite dans le réservoir de stockage D3 datant du 12 septembre 2005 avait les mêmes causes que celles de la rupture du réservoir de stockage D2. En opposition au réservoir D2, la rigole dans le réservoir D3 était beaucoup plus courte. Après un certain temps, la fuite s'est arrêtée probablement parce que des sédiments du pétrole brut, ont rebouché les endroits perforés.

## 5. Mesures prises par l'entreprise

Après cet accident majeur, l'entreprise a inspecté tous les autres réservoirs de l'aire de dépôt. Il en est ressorti que la rigole et la sévère corrosion interne au niveau de la rigole qui étaient à la base de la rupture du réservoir D2, se retrouvaient également dans les autres réservoirs de stockage.

Le réservoir de stockage D2 a été complètement détruit.

Les parties des tôles de fond des autres réservoirs de stockage dont l'épaisseur et/ou les déformations ne satisfaisaient plus aux conditions de l'API653 ont été réparées. Les fondations des autres réservoirs de stockage ont été examinées pour contrôler si celles-ci ont une stabilité suffisante pour remettre en service à nouveau les réservoirs de stockage.

Avant remise en service, les réservoirs de stockage de pétrole brut seront pourvus d'une couche de revêtement protecteur de sorte de se prémunir contre la corrosion interne du fond ou d'arrêter celle-ci.

L'eau décantée dans les réservoirs de stockage contenant du pétrole brut est éliminée à des intervalles réguliers. Après cet accident majeur, il a été décidé d'analyser le caractère corrosif de cette eau évacuée (mesure du pH).

L'entreprise a décidé d'adapter le programme d'inspection de tous les réservoirs verticaux de stockage. Entre deux inspections internes successives des réservoirs de stockage, des mesures par émission acoustique seront réalisées. Sur base des résultats de ces mesures, la date pour la prochaine inspection interne devra éventuellement être adaptée. Lors d'une inspection interne des réservoirs de stockage, l'état général du fond sera examiné en premier visuellement. Au moindre doute sur l'état du fond, on ne réalisera plus des mesures d'épaisseur en croix, mais la carte de l'épaisseur sur toute la surface du fond sera dressée à l'aide de ce que l'on appelle un « floor scan ». En complément d'un floor scan, on exécutera encore, pour chaque tôle de fond, 5 mesures d'épaisseur ponctuelles.

Pour détecter suffisamment tôt des fuites, l'entreprise a décidé de détecter des changements anormaux du niveau de liquide sur les réservoirs de stockage de pétrole brut et d'y relier une alarme. À côté de cela, l'entreprise évalue l'installation d'une détection d'huile on-line sous les réservoirs de stockage.

## 6. Leçons pour les utilisateurs de réservoirs de stockage

### 6.1. Détection du problème

Tout comme pour chaque appareil de procédé avec des risques d'accident majeur, les phénomènes pouvant conduire à une dégradation de l'enveloppe pour les réservoirs de stockage doivent également être identifiés et analysés.

Cet incident illustre les risques possibles en tant que conséquence de la présence de phases non miscibles qui peuvent décanter. Une recherche sur la présence éventuelle de telles phases doit par conséquent faire partie de l'identification des phénomènes possibles de corrosion. Si nécessaire, les analyses chimiques nécessaires doivent avoir lieu pour estimer le comportement corrosif de ces phases (composition, pH).

Cet incident nous apprend en plus que des rigoles peuvent se former dans le fond des réservoirs de stockage. Dans ces rigoles, des substances corrosives éventuellement présentes peuvent s'amasser, ce qui peut donner lieu à de la corrosion locale uniforme. Dans le cas où l'eau et/ou d'autres substances corrosives peuvent donner lieu à de la corrosion du fond du réservoir, il doit donc être examiné si le problème de formation de rigole se pose.

C'est une combinaison de la taille du réservoir de stockage, de la compressibilité locale des fondations et du caractère élastique du sous-sol, qui contribue à la formation potentielle de rigole. Les rigoles elles-mêmes ne sont pas toujours visibles à l'œil nu. Elles peuvent être décelées par un examen topographique, avec lequel un géomètre dresse la carte de la surface du fond du réservoir à l'aide d'un laser.

La corrosion locale uniforme en conséquence de la formation d'une rigole est tout aussi peu simple à détecter. La diminution locale de l'épaisseur de la tôle de fond peut facilement rester inaperçue si on se limite à des mesures d'épaisseur réparties en forme de croix. Si le risque de corrosion locale par formation de rigole existe, des techniques adaptées pour l'examen de la tôle de fond doivent être mises en place. Ce point est développé ci-dessous.

### 6.2 Solutions possibles

Lorsque la corrosion locale par formation de rigole pose problème, l'entreprise doit prendre les mesures adéquates afin d'éviter une émission en conséquence. Ci-dessous sont listées différentes mesures possibles suivant la place qu'elles prennent dans la hiérarchie de prévention. En fonction d'une situation spécifique, il peut être utile de prendre plusieurs des mesures ci-dessous, complétées encore, si nécessaire, par d'autres mesures non décrites ici.

1. Éviter ou limiter la présence de substances corrosives qui peuvent se décanter
2. Éviter que des substances ne décanter (mélanger)  
Le mélange du contenu du réservoir peut prévenir ou limiter la décantation de phases non miscibles. Naturellement, cela dépend beaucoup de l'efficacité de l'installation de mélange.

3. **Elimination des substances décantées**  
L'élimination périodique des substances décantées doit être assurée par une procédure.  
Il est à noter que le drainage de substances décantées ne garantit absolument pas l'élimination des dépôts hors des éventuelles rigoles.
4. **Eviter la formation de rigole.**  
Les réservoirs de stockage existants peuvent être soulevés et les fondations en dessous peuvent être améliorées. Cependant, il faut tenir compte alors du fait que lors de l'épreuve hydraulique, il y aura à nouveau une consolidation des fondations. Pour les réservoirs existants, on peut également réaliser une analyse des fondations et du sous-sol, après quoi il peut être démontré par des calculs que le risque de formation de rigole est faible. Pour les nouveaux réservoirs de stockage, un calcul détaillé des fondations peut être réalisé pendant la phase de conception, pour éviter la formation de rigoles.
5. **Pose d'une couche de revêtement protecteur, résistant à la corrosion**  
Une couche de revêtement protecteur est appliquée sur le fond du réservoir et le mètre inférieur de la paroi du réservoir. Une couche de revêtement protecteur qui est posé selon les règles de l'art, arrêtera quasiment la corrosion. Une couche de revêtement mal posée réduira la corrosion uniforme, mais favorisera la corrosion locale par piquage sous la couche de revêtement. La bonne adhérence d'une telle couche de revêtement dépend d'un grand nombre de paramètres tels que l'humidité, la température, le type de couche de revêtement, la pénétration ou non d'une couche de revêtement pas complètement durcie,... Pour avoir une garantie en ce qui concerne l'épaisseur de la couche de revêtement et la bonne adhérence, il est important de laisser faire des mesures sur l'épaisseur des différentes sous-couches afin de réaliser un test de conductibilité ainsi qu'un test du caractère non poreux. Le code API 652 "Linings of aboveground petroleum storage tank bottoms" donne des explications sur les avantages et les inconvénients des différentes sortes de couches de revêtement protecteur.
6. **Planning des inspections internes sur base de la vitesse de corrosion.**  
Les intervalles entre les inspections internes doivent être déterminés sur base de la vitesse estimée de corrosion. Il s'agit d'un principe général que l'on retrouve également dans le standard API 653 « Tank inspection, Repair, Alteration and Reconstruction ». Normalement, la vitesse de corrosion de la tôle de fond est déterminante. En cas de corrosion locale accrue, c'est cette vitesse de corrosion locale plus élevée qui est bien entendu déterminante pour l'intervalle d'inspection.

La vitesse de corrosion interne peut être estimée à partir d'une analyse des produits décantés. A l'aide de graphiques représentant la vitesse générale de corrosion du matériel de construction en fonction du caractère corrosif de ces résidus (par ex. mesure de pH), la vitesse de corrosion peut être estimée. A partir de la vitesse de corrosion, on peut alors déterminer combien de temps encore le réservoir de stockage peut être utilisé en toute sécurité avant qu'une nouvelle inspection interne ne soit nécessaire. API653 prescrit par exemple des épaisseurs minimales de tôles qui doivent être trouvées lors d'une inspection interne. Si des fluctuations peuvent être attendues dans la composition et les propriétés des résidus, ces analyses et le calcul de l'intervalle d'inspection doivent être répétés périodiquement. Les analyses de produits de fond peuvent également être utilisées pour détecter d'autres phénomènes de corrosion locaux (par ex. corrosion bactériale).

#### 7. Techniques d'inspection interne adaptées

Des inspections internes avec lesquelles on réalise uniquement des mesures d'épaisseur du fond en croix (pour seulement avoir une image générale de l'épaisseur du fond) ne suffisent pas pour détecter la corrosion locale, uniforme.

Pour avoir une image de tous les changements en matière d'épaisseur du fond, l'entièreté du fond doit être scannée. Les floor scans sont surtout adaptés pour détecter les changements de volume soudains dans le fond (par ex. corrosion par piquage). Une telle technique peut aussi cependant être appliquée pour détecter des changements progressifs d'épaisseur dans le fond. Pour avoir des garanties qu'un floor scan génère des informations correctes en ce qui concerne l'état du fond complet, il faut remplir une série de conditions annexes.

Il doit être vérifié que la présence d'une couche de revêtement protecteur n'a pas d'influence sur les résultats de mesure d'un floor scan.

Il doit être clairement déterminé à l'avance avec les exécutants de quelle manière ce réservoir de stockage doit être présenté pour pouvoir obtenir de bons résultats de mesure. Si tout le fond du réservoir doit être sablé avant que les mesures ne puissent être réalisées, les critères selon lesquels cela doit être fait doivent être déterminés avec suffisamment de détails. Il est recommandé que la firme exécutante donne son feu vert au préalable sur l'état du fond à inspecter.

Le signal généré par un appareil de floor scanning peut être en proie à des dérives. Ce problème n'est pas si important si c'est la corrosion par piquage qui est recherchée. Au moment où un piquage est détecté, le signal change à tel point que le phénomène de corrosion par piquage est bien découvert en tant que tel. Le signal de dérive a par contre un impact plus grand lors de la recherche d'une éventuelle diminution progressive du fond du réservoir. Pour pouvoir solutionner ce problème, on peut prévoir quelques mesures d'épaisseur par tôle de fond. Le signal de l'appareil de scanning peut alors être étalonné, par tôle, de sorte que par tôle de fond, des mesures correctes peuvent être réalisées en ce qui concerne les changements progressifs d'épaisseur.

#### 8. Techniques d'inspection externes complémentaires.

En plus des inspections internes décrites ci-dessus, on peut aussi appliquer des techniques d'inspection externes intermédiaires, destinées à obtenir des informations complémentaires en relation avec l'état de corrosion des réservoirs de stockage. Ces techniques d'inspection, qui peuvent être appliquées pendant que les réservoirs de stockage sont en service, sont en particulier recommandées lorsqu'il existe de grandes incertitudes sur le phénomène de corrosion et/ou la vitesse de corrosion.

Une première technique met en œuvre des mesures d'émission acoustique. Pour ce faire, des microphones placés sur le manteau du réservoir captent les ondes de bruits provenant de celui-ci. Chaque onde de bruit est stockée et l'origine du son est calculée via un logiciel. Les signaux pouvant être associés à l'activité générale de corrosion sont détectés à des très hautes fréquences. Les données sont traitées afin de dresser une carte des endroits et de la densité de l'activité de corrosion. La technique permet d'attribuer différentes gradations à l'activité de corrosion présente dans le réservoir de stockage, allant de A (très peu corrosive) à E (activité de corrosion élevée). En fonction de l'activité de corrosion détectée, il peut être décidé de faire exécuter directement une inspection interne du réservoir de stockage (en cas de E), d'avancer à une date plus proche l'inspection interne suivante, ou de répéter des mesures d'émission acoustique endéans un certain délai.

La technique d'émission acoustique permet également de détecter des fuites. Cela se passe par contre à d'autres fréquences que celles permettant de constater l'activité générale de corrosion. Via cette technique, de petites perforations du fond peuvent être détectées.

Une autre technique pour obtenir des indications de certains phénomènes de corrosion est l'exécution de « long range ultrasonics ». Cette technique permet d'obtenir, à l'aide d'ondes dirigées, une image qualitative de l'état des tôles de bordure annulaire (et donc pas de l'entière des tôles de fond).

Il faut noter que ces techniques externes ne donnent aucune information (quantitative) sur la vitesse de corrosion et qu'elles ne peuvent donc pas être utilisées pour allonger l'intervalle entre deux inspections, qui lui a été fixé sur base de la vitesse de corrosion.

#### 9. Application des techniques de détection de fuite

Différentes techniques peuvent être utilisées pour détecter une fuite dans le fond du réservoir, pendant que le réservoir est en service.

Une technique de détection possible consiste à placer des câbles dans le sol à une certaine distance l'un de l'autre dont la conductibilité change lors de la détection d'un produit.

De plus grands fuites peuvent être détectées par des déviations anormales du niveau de liquide. Si une mesure en continu du niveau de liquide est disponible, une alarme peut être programmée, qui donne un signal lors de chutes du niveau de liquide qui ne peuvent pas être dues à la consommation normale de produit hors du réservoir.