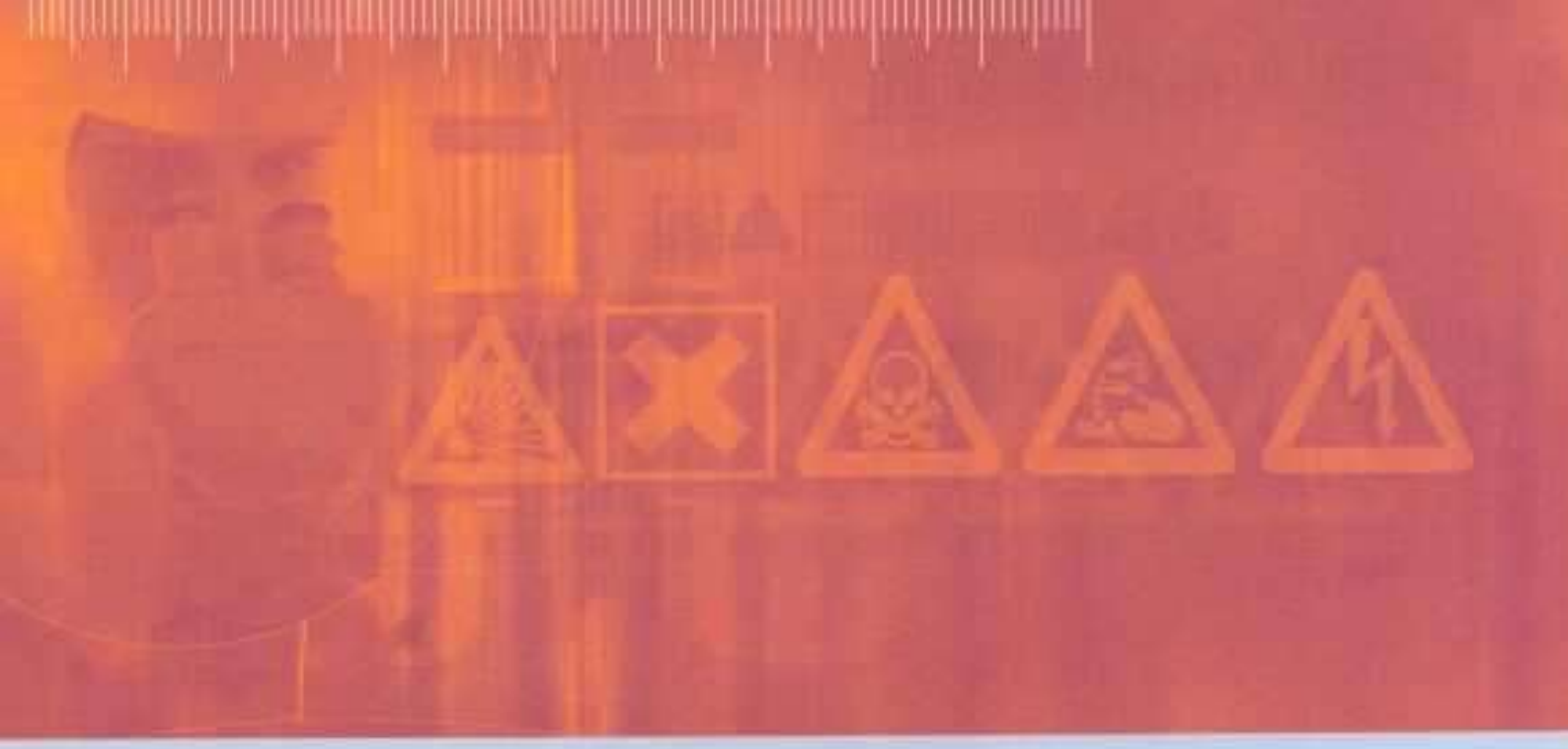


RAPPORT D'ÉTUDE 29 / 04 / 2010
N° DRA-09-102957-08289B

Benchmark stockage en raffinerie

Maîtrise du vieillissement des installations industrielles

DRA 71 – opération A4
DRA 73 – opération C2.1

INERIS

DRA 71 - Opération A1.2

DRA 73 - Opération C2.1

Maîtrise du vieillissement des installations industrielles Benchmarck stockage en raffinerie

Verneuil-en-Halatte (60)

Client : Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire (MEEDDM)

Liste des personnes ayant participé à l'étude : Gaëtan PROD'HOMME, Sébastien RICHOMME

PRÉAMBULE

Le présent rapport a été établi sur la base des informations fournies à l'INERIS, des données (scientifiques ou techniques) disponibles et objectives et de la réglementation en vigueur.

La responsabilité de l'INERIS ne pourra être engagée si les informations qui lui ont été communiquées sont incomplètes ou erronées.

Les avis, recommandations, préconisations ou équivalent qui seraient portés par l'INERIS dans le cadre des prestations qui lui sont confiées, peuvent aider à la prise de décision. Etant donné la mission qui incombe à l'INERIS de par son décret de création, l'INERIS n'intervient pas dans la prise de décision proprement dite. La responsabilité de l'INERIS ne peut donc se substituer à celle du décideur.

Le destinataire utilisera les résultats inclus dans le présent rapport intégralement ou sinon de manière objective. Son utilisation sous forme d'extraits ou de notes de synthèse sera faite sous la seule et entière responsabilité du destinataire. Il en est de même pour toute modification qui y serait apportée.

L'INERIS dégage toute responsabilité pour chaque utilisation du rapport en dehors de la destination de la prestation.

	Rédaction	Relecture	Vérification		Approbation
NOM	Gaëtan PROD'HOMME Sébastien RICHOMME	Mathieu REIMERINGER	Marie-Astrid KORDEK-SOENEN	Bernard PIQUETTE	Yann MACÉ
Qualité	Ingénieurs Unité Résistance des Structures (REST) Direction des Risques Accidentels	Responsable de l'unité REST Direction des Risques Accidentels	Déléguée Appui à l'Administration Direction des Risques Accidentels	Directeur Adjoint Direction des Risques Accidentels	Directeur Direction des Risques Accidentels
Visa					

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION – CADRE DE L'ETUDE.....7

1.1 Introduction 7

1.2 Type de stockage : Présentation et caractéristiques principales.....8

1.2.1 Réservoirs sous pression 8

1.2.1.1 Les sphères..... 8

1.2.1.2 Les réservoirs horizontaux 9

1.2.2 Réservoirs atmosphériques 9

1.3 Produits retenus pour l'étude 11

1.4 Organisation du document 11

2. ACCIDENTOLOGIE.....13

2.1 Equipements Sous Pression (ESP).....13

2.2 Stockage atmosphérique.....13

2.3 Synthèse 16

3. POLITIQUES DE SUIVI MISES EN ŒUVRE POUR LES EQUIPEMENTS SOUS PRESSION 17

3.1 Aspect théorique 17

3.1.1 Réglementation française 17

3.1.1.1 Textes relatifs à la fabrication et la mise en service des esp..... 17

3.1.1.2 Textes relatifs au suivi en service des ESP..... 18

3.1.2 Normes et codes de conception 20

3.1.3 Norme d'inspection : EN12819 20

3.1.4 Acteurs de l'inspection..... 21

3.1.4.1 Service d'Inspection Reconnu..... 21

3.1.4.2 Autres organismes 22

3.1.5 Synthèse des guides techniques – ANNEXE A 23

3.2 Données utiles extraites des documents étudiés 24

3.2.1 Modes de dégradation 24
3.2.2 Contrôles non destructifs 25
3.2.3 Inspection 26
3.2.3.1 Objectif et contenu du plan d'inspection 26
3.2.3.2 Méthodes de réalisation du plan 27
3.2.3.3 Méthodes d'inspection 28
3.2.3.4 Fréquences (Périodicité des contrôles) 31
3.2.3.5 Parallèle avec la méthode API des guides 510, 580 et 581 32
3.2.3.6 Cas particuliers des équipements calorifugés 33
3.2.4 Cas particuliers des accessoires 35
3.2.4.1 Réglementation 35
3.2.4.2 Norme EN 12819 39
3.2.4.3 Les guides UFIP/UIC et API 40
3.3 Pratiques sur le terrain 40
4. POLITIQUES DE SUIVI MISES EN ŒUVRE POUR LES STOCKAGES ATMOSPHERIQUES DE LIQUIDES INFLAMMABLES 43
4.1 Aspect théorique 43
4.1.1 Réglementation 43
4.1.2 Codes de conception et de fabrication 44
4.1.3 Synthèse des guides techniques – ANNEXE A 44
4.2 Données utiles extraites des documents étudiés 45
4.2.1 Modes de dégradation, points faibles 45
4.2.2 Contrôles non destructifs 47
4.2.3 Méthodes Générales selon Réglementation 48
4.2.4 Méthodes Générales selon le guide UFIP 2000 48
4.2.5 Méthodes selon les guides Anglo-saxons 50
4.2.6 Analyse comparative des méthodes 53

4.2.7 Cas particuliers des serpentins 54

4.3 Pratiques sur le terrain 56

4.3.1 Politique générale 56

4.3.2 « Bonnes pratiques » et points d'attention 57

5. REMARQUES ISSUES DES ECHANGES AVEC LES INDUSTRIELS DE LA PETROCHIMIE 61

5.1 Remarques générales 61

5.1.1 Compétence des acteurs 61

5.1.2 Notion de durée de vie 62

5.1.3 Fiabilité des méthodes de contrôle 63

5.2 Remarques particulières aux bacs de stockage atmosphériques 64

5.2.1 Le contrôle d'étanchéité par émissions acoustiques pour reporter les ouvertures de bac 64

5.2.2 La maintenance préventive : revêtement anticorrosion 65

6. CONCLUSION 67

7. LISTE DES ANNEXES 71

8. REFERENCES 73

1. INTRODUCTION – CADRE DE L'ETUDE

1.1 INTRODUCTION

Suite à des incidents et accidents survenus ces dernières années dans les installations industrielles françaises, le MEEDDLM a lancé, par sa note du 12 décembre 2008[1] (cf annexe A du benchmark général) un plan d'actions sur la maîtrise du vieillissement dans la prévention du risque technologique.

Comme précisé dans la note, « l'ensemble des équipements et installations susceptibles de conduire à un risque technologique pourront faire l'objet d'actions dans le cadre de ce plan, que ces équipements et installations concourent au confinement de produits dangereux ou polluants » ou « qu'ils constituent un dispositif de sécurité par conception (mur coupe-feu par exemple), qu'ils concourent au rattrapage de dérives (rétentions, systèmes d'alerte, d'intervention par exemple) ou qu'ils concourent au pilotage de la maitrise de la sécurité (contrôle-commande par exemple). Les points singuliers feront l'objet d'une attention particulièrement importante dans le cadre de ce plan ».

Des réflexions sont menées dans le cadre de groupes de travail (GT) qui regroupent administration, experts, industriels. Les thèmes des groupes de travail sont listés ci-dessous, les 4 derniers étant spécifiques au thème du vieillissement des installations industrielles :

- règlementation des liquides inflammables ;
- canalisations de transport ;
- piping et capacités ;
- électricité et instrumentation ;
- bacs de stockage ;
- génie civil.

D'autre part, par sa note du 11 février 2009[2], le MEEDDAT a précisé à l'INERIS sa contribution pour le plan d'actions sur la maîtrise du vieillissement (cf annexe B du benchmark général).

Le présent document constitue le rapport concernant l'étude spécifique sur le vieillissement des stockages en raffinerie. Il s'appuie sur une comparaison des exigences réglementaires et normatives en France concernant le suivi des installations (contrôle inspection des équipements, qualification des organismes réalisant ces contrôles...).

[1] Note BRTICP 2008-601-CBO du 12 décembre 2008

[2] Note BRTICP 2009-46/OA du 11 février 2009

Les informations sont issues de documents français :

- d'une analyse bibliographique de documents réglementaires, de normes et de guides professionnels ;
- d'informations sur les pratiques mises en œuvre collectées au cours de visites chez certains industriels (raffineries, dépôts de liquides inflammables, sites emplisseurs de GPL et usines chimiques) ;
- de discussions au cours d'échanges avec des organismes experts (CETIM, Institut de Soudure, Bureau Véritas…) et des échanges qui ont eu lieu au cours des groupes de travail mis en place par le Ministère sur le thème du vieillissement.

Le présent rapport ne vise pas à garantir l'exhaustivité des sources identifiées (de nombreuses sources très spécifiques à des secteurs industriels existent), ni des pratiques vues sur le terrain. Il présente un panorama assez large mais pas nécessairement exhaustif.

En ce qui concerne la comparaison des pratiques étrangères avec les pratiques françaises, le lecteur se reportera à l'analyse réalisée dans le benchmark général. En effet, cette analyse ne dégage pas d'aspect particulier aux stockages en raffineries susceptibles d'être présentés dans ce rapport.

Le présent rapport, conformément aux termes de la lettre de mission que l'INERIS a reçue, porte uniquement sur les stockages sous pression ou atmosphériques présents en raffinerie. Les deux types de stockage, différents, ont nécessairement été traités de façon séparée. Les équipements étudiés sont présentés dans le paragraphe suivant puis une étude de l'accidentologie est réalisée. Les pratiques de suivi en raffinerie sont ensuite détaillées d'un point de vue réglementaire, théorique puis pratique. Enfin, l'ensemble des remarques issues des échanges avec les industriels de la pétrochimie est reproduit au dernier chapitre.

1.2 TYPE DE STOCKAGE : PRESENTATION ET CARACTERISTIQUES PRINCIPALES

1.2.1 Réservoirs sous pression

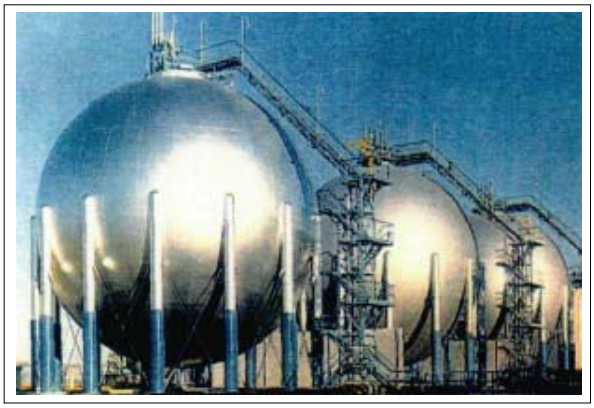
1.2.1.1 Les sphères

Dans ce type de réservoir, et pour ce qui concerne les raffineries, sont stockés sous pression des produits sous phase liquide tels que le propane, le butane, …

Leur rayon est compris entre 5 et 10 m, pour un volume de 500 à 4500 m^3.

La masse stockée varie selon la densité de la phase de liquide de produit stocké Pour une sphère de 1000 m^3, la masse varie de 400 t (propane) à 700 t (oxyde d'éthylène).

L'épaisseur de la paroi est toujours supérieure à 10 mm. Ce réservoir doit résister à des pressions internes de 8-9 bars pour le butane jusqu'à 25 bars pour le propane.



Les fondations superficielles sont constituées de fûts en béton localisés, isolés ou reliés entre eux par des longrines.
Elles peuvent, le cas échéant, être associées à des fondations profondes sur pieux.

1.2.1.2 Les réservoirs horizontaux

Ce type de réservoirs cylindriques est susceptible de stocker les mêmes produits que les sphères dont il vient d'être question.

La majorité de ces réservoirs présente un diamètre de 1,5 m à 3 m, pour une longueur d'une dizaine de mètres, ce qui correspond à un volume compris entre 100 à 2 000 m^3.

Les plus longs réservoirs peuvent mesurer quelques dizaines de mètres.

Les réservoirs horizontaux sont, dans le cas général, posés sur des berceaux. Il est possible de rencontrer des cas où ils sont ceinturés sur les berceaux.

1.2.2 Réservoirs atmosphériques

Les réservoirs atmosphériques représentent la très grande majorité du parc de réservoirs de grande capacité contenant des liquides inflammables.

Ils présentent classiquement un grand diamètre et donc par voie de conséquence un élancement faible.

Ils sont constitués d'une unique enveloppe ou d'une double enveloppe métallique.

Ces réservoirs sont le plus souvent :

- Métalliques : leurs fonds, leurs robes et leurs toits sont en acier ;
- Verticaux : leur axe de symétrie est vertical.

Les différents réservoirs se distinguent par :

- le type et le nombre de viroles dont ils sont constitués ;
- la présence ou non de raidisseurs ;
- leurs fondations :
  - un radier ou une semelle annulaire ;
  - sur pieux ou puits ;
  - réservoir simplement posé ou ancré ;
- leur toit, flottant ou fixe.
  - à toit flottant : essence légère, naphta…,
  - à toit fixe : solvant léger, fluxant…. Ce toit fixe peut être supporté par la robe ou, parfois, par la robe et quelques piliers dévolus à cet effet.

1.3 PRODUITS RETENUS POUR L'ETUDE

Conformément au contenu de la lettre de mission, le présent rapport traite plus spécifiquement les stockages des produits suivants :

- pour les toxiques :
  - acide fluorhydrique. Etant donné le délai imparti, aucune information spécifique à cette substance n'a été identifiée. Le présent rapport ne comporte donc pas d'éléments spécifiques sur le suivi de ce type de stockage.
- pour les liquides inflammables :
  - essences ;
  - gazoles (avec FOD) ;
  - éthanol.
- pour les gaz inflammables liquéfiés :
  - butane ;
  - propane.

L'Hydrogène sulfuré, mentionné explicitement dans la lettre de mission, s'avère en pratique stocké, au fil de la production, en unité de production et non en unité de stockage. En conséquence il ne sera pas traité dans tout ce qui suit.

1.4 ORGANISATION DU DOCUMENT

Le présent rapport est organisé de la façon suivante :

- Chapitre 2 : Accidentologie
- Chapitre 3 : Politiques de suivi mises en œuvre pour les équipements sous pression
- Chapitre 4 : Politiques de suivi mises en œuvre pour les réservoirs atmosphériques
- Chapitre 5 : Remarques clés issues des échanges avec les industriels de la pétrochimie

2. ACCIDENTOLOGIE

Cette accidentologie est réalisée sur la base des relevés du BARPI.

2.1 EQUIPEMENTS SOUS PRESSION (ESP)

Il y a peu d'accidents dus au vieillissement sur les stockages sous pression présents dans les raffineries françaises. On ne relève qu'un accident significatif en 2004 :

- **Saint-Hervé (Cote d'Armor) 14/06/2004** : Fuite de propane sur une **sphère**. Cette dernière, datant de 1974, avait été éprouvée pour la dernière fois en 2002.
  - Le dispositif en cause est un piquage inférieur servant anciennement au raccordement d'un système de niveau sécurité. Ce piquage, non doté de vannes et situé 2,50 m environ sous le sommet de la sphère, est en acier.
  - Une fuite issue d'une brèche de 1 mm y a été détectée lors d'une ronde.
  - Après expertise, la brèche est due à une perforation de plusieurs millimètres du tube dans une zone proche de la soudure de jonction du tube sur la bride (à 10 mm). La perforation présente une longueur de 3 mm en longitudinal et est due à une corrosion externe liée à un point de rétention d'eau de pluie. La zone de corrosion se présente sous la forme d'une plaque de 50 mm orientée dans le sens de la longueur du tube.
- **La fuite est survenue 21 mois seulement après le contrôle réglementaire** de l'équipement sous pression. L'analyse du retour d'expérience amène à porter une attention particulière sur les petits piquages, outre les contrôles prévus par la réglementation des enceintes sous pression.

  La corrosion a perforé une épaisseur importante (plus de 4 mm) d'acier sur une partie aérienne sans que les mesures de vérification n'aient pu la déceler.

  Les petits piquages (faible diamètre) présentent l'inconvénient d'être **peu aisés à contrôler et souvent non isolables** (absence d'organe de sectionnement manuel ou automatique permettant de maîtriser simplement la fuite susceptible d'être alimentée par le contenu de la sphère).

2.2 STOCKAGE ATMOSPHERIQUE

L'INERIS ne retient pas l'exhaustivité comme fil conducteur de ce retour d'expérience.

L'INERIS a retenu certains accidents destinés à démontrer la variabilité importante des causes et des conséquences en termes d'accidents liés au vieillissement. La présente étude met en lumière plusieurs accidents récents liés aux stockages aériens en raffinerie d'une part et en dépôt d'autre part.

- **Raffinerie de Donges en France – 29/09/1999** : fuite sur un réservoir de 25 000 m^3 de gazole :
  - il n'y a pas de données sur la cause.
  - il y a eu pollution des sols : excavation de 1 000 m^3 de terre et création d'une tranchée drainante pour éviter la pollution du canal.
- **Raffinerie de Berre l'étang – 14/10/1991 :** une fuite de 30 m^3 de fuel a lieu sur un réservoir:
  - il y a eu **défaillance d'une vanne** d'un réservoir de 80 m^3 semi-enterré.
  - La fuite a provoqué la pollution des sols et de l'étang.
- **Raffinerie de Martigues 17/01/2008** : une fuite d'essence est constatée sur le toit flottant d'un bac de stockage.

A ceux-ci, il est nécessaire d'ajouter les accidents suivants, hors champ d'étude, mais apportant des informations intéressantes en termes de vieillissement :

- **Raffinerie de Mardick en France – 24/03/2008 :** dans une raffinerie un bac de 14 000 m^3, contenant de **l'eau de procédé**, fuit en pied de bac. La cuvette de rétention joue son rôle mais le liquide émet des vapeurs d'Hydrogène Sulfuré et d'Ammoniac.
  - **Une révision complète avait eu lieu** en décembre 2006, **concluant,** après contrôle de l'état des parois et du fond, **à l'absence de travaux** à réaliser**.**
- **Dépôt pétrolier Ambès – 12/01/2007 : il s'agit de l'unique rupture brutale de bac constatée dans l'industrie pétrolière en France. Le fond du bac** s'est brutalement **rompu** relâchant ainsi 13 500 m^3 de brut dans la cuvette.
  - Un **effet de vague** a conduit à déverser 2000 m^3 de produit hors de la rétention.
  - D'après l'exploitant et l'inspection, **un rapport de visite de 2006** faisait **état de corrosion en fond de bac** et de pertes d'épaisseur atteignant 80 %.

De même, certains accidents à l'étranger apportent des éléments complémentaires d'information :

- **Raffinerie de Kallo (Belgique) – 25/10/05 :** ouverture d'un bac de pétrole brut déversant 37 000 m^3 de produit. L'accident est dû à la corrosion du fond de bac, provoquée par la présence d'une cavité en forme de sillon jouant le rôle de retenue d'eau. L'analyse post-accidentelle a permis de relever les points suivants :
  - Les **examens visuels externes** ne permettent pas de déceler ce genre d'anomalie.

- Les **contrôles de corrosion,** tels qu'ils sont définis, ne permettent pas toujours de remarquer la corrosion locale.
- La **visite interne** (donc à vide) ne permet pas toujours de détecter les déformations du fond (notamment les déformations élastiques) à moins de réaliser la cartographie complète du bac via un géomètre.
- La **qualité des fondations** de bac est d'une importance capitale dans le vieillissement des fonds de réservoirs.

▪ **Milford Haven au Royaume-Uni, 30/09/83 :** le feu à l'origine du phénomène est dû à la présence de vapeurs inflammables au dessus du toit en raison de fissures présentes sur ce dernier.

- Du fait des vents violents qui soufflent sur cette partie côtière du Pays de Galles, **des fissures dues au phénomène de fatigue** mécanique se forment à la surface du toit flottant. Elles font l'objet de réparations régulières.
- **Lors d'une inspection** du toit réalisée quelques jours avant l'accident, des fissures, atteignant 28 cm de long, et **des suintements de pétrole brut avaient été constatés** sur la surface de la membrane du ponton.

▪ **Raffinerie de Fawley au Royaume Uni - 14/07/1999 :** dans une raffinerie un bac de 400 m³, présent sur le site depuis une quarantaine d'années, contenant du pétrole brut se rompt ; le contenu se répand dans la cuvette de rétention.

- Ce bac avait été inspecté en 1991 et la tôle de fond en acier avait été remplacée.
- L'inspection suivante était programmée pour 2001 en considérant que **d'après la vitesse de corrosion évaluée**, **seules des piqûres pourraient apparaître** d'ici cette date. Celles-ci ne provoqueraient que de faibles fuites contrôlables par injection d'eau à la base du bac.
- En réalité, **la tôle de fond était corrodée sur environ 20 cm²** et la fuite de pétrole avait imbibé le sable des fondations du bac qui **s'est rompu beaucoup plus brusquement que ce qu'avait anticipé l'exploitant** avec une libération rapide du pétrole brut dans la rétention.
- Les **critères d'épaisseur minimum tolérée** donnés par l'exploitant s'avéraient être **moins sévères que les standards** internationaux (0,5 mm contre 1,25 mm voire 2.5 mm).
- Mesures prises :
  - Les réservoirs similaires du site ont été mis hors service dès que possible et, en attendant, la hauteur du fond d'eau a été augmentée et des contrôles de haut niveau ont été réalisés.
  - L'établissement devait aussi réviser son programme d'inspection et de réhabilitation en conformité avec les normes d'un organisme de normalisation des industries pétro-gazières.
  - Les réservoirs seront désormais recouverts d'une couche d'epoxy.

- Les calculs des taux de corrosion et l'épaisseur minimale tolérée du métal par l'exploitant sont revus.

- **Raffinerie d'Essex au Royaume-Uni 28/02/1999 :** dans une raffinerie, une fuite de 15,5 t d'hydrocarbure a lieu sur un bac de stockage atmosphérique à toit flottant d'une capacité de 100 000 t.

  Cette fuite est probablement due à de la corrosion en pied de bac.

2.3 SYNTHESE

Le premier constat de cette accidentologie sur les stockages est le nombre réduit d'accidents sur les équipements sous pression. Toutefois, il est remarquable de voir que la dégradation sur la sphère provient d'un piquage. Le retour d'expérience-REX montre également l'efficacité du contrôle visuel fréquent puisque la fuite a été découverte lors d'une ronde opérateur ; elle a ainsi pu être maitrisée.

Concernant les stockages atmosphériques, la nature du produit stocké apparait comme un facteur important, une forte proportion d'accidents mettant en cause du pétrole brut. Les industriels rencontrés lors de la présente étude ont confirmé le fait que le brut était un produit plus corrosif que les produits raffinés. Ceci étant dû en particulier à la présence de soufre. Par ailleurs, il est patent que les bruts raffinés à l'heure présente contiennent de plus en plus de soufre.

La localisation et les modes de dégradation constatés sont également remarquables. Les toits flottants peuvent être le siège de fissures susceptibles de conduire à leur affaissement. Le fond de bac et la liaison robe fond sont identifiés comme les points les plus sensibles. En effet, leur endommagement peut entrainer de sévères fuites, comme des ruptures brutales dévastatrices.

Enfin, les accidents de Saint Hervé en 2004, de Fawley en 1999 et de Kallo en 2005, démontrent que les contrôles réalisés d'ordinaire ne permettent pas d'avoir une connaissance complète de l'état du stockage. Ceci est notamment dû à l'impossibilité technique de contrôler le stockage en chacun de ses points, et donc aux limites inhérentes au choix d'un nombre prédéterminé d'emplacements pour y effectuer des contrôles.

3. POLITIQUES DE SUIVI MISES EN ŒUVRE POUR LES EQUIPEMENTS SOUS PRESSION

Dans ce chapitre sont présentés successivement :

- les aspects théoriques (présentation générale des textes réglementaires, normes guides professionnels…) ;
- les données utiles extraites des documents étudiés ;
- les pratiques sur le terrain.

3.1 ASPECT THEORIQUE

3.1.1 Réglementation française

La réglementation française des équipements sous pression (ESP) est relativement récente. Les textes majeurs qui la constituent datent d'une dizaine d'années seulement. Ils correspondent à l'harmonisation des réglementations ESP dans l'union Européenne. **Toutefois l'harmonisation actuelle ne concerne pas l'exploitation et le suivi des équipements sous pression.**

3.1.1.1 Textes relatifs à la fabrication et la mise en service des esp

Issus d'un travail d'harmonisation des législations facilitant le commerce des ESP en Europe, les deux textes afférents à la fabrication et la mise en service des ESP sont **:**

- **Directive européenne ESP (97/23/CE) relative au rapprochement des législations des Etats membres concernant les équipements sous pression (DESP) :** elle correspond à l'harmonisation des pratiques européennes en termes de conception, de fabrication et de validation de conformité des équipements sous pression.
- **Décret n° 99-1046 du 13 décembre 1999 relatif aux équipements sous pression**: il correspond à la transcription française de la directive européenne régissant la fabrication et la mise en service des stockages contenant des fluides à pression supérieure à 0,5 bar.

  La Directive Européenne (DESP 97/23/CE) et le Décret Ministériel (DM 13/12/99) constituent le contexte réglementaire de la conception et la fabrication des ESP. Les prescriptions de ces textes interviennent directement sur la qualité de l'équipement.

On retrouve dans la DESP, mais aussi dans les guides/normes de conception, les contrôles et essais non destructifs à effectuer selon les catégories d'équipement (types et catégories de construction/risque). Les étapes pour la validation de la conformité sont données dans l'arrêté ministériel 21/12/99.

Les équipements sont traités selon leur volume, leur pression de service (PS) et le groupe du fluide contenu. Il existe deux groupes de fluides :

- Le groupe 1 comprend les fluides considérés comme dangereux au sens de l'article R. 231-51 du code du travail appartenant aux catégories suivantes :
  - explosifs ;
  - extrêmement inflammables ;
  - facilement inflammables ;
  - inflammables (lorsque la température maximale admissible est supérieure au point d'éclair) ;
  - très toxiques ;
  - toxiques ;
  - comburants.
- Le groupe 2 réunit l'ensemble des autres fluides.

On distingue différentes étapes d'évaluation de la conformité des équipements réglementés par la DESP qui font intervenir des organismes habilités ou notifiés :

- des Contrôles Non Destructifs (CND) dépendant de la catégorie de construction ;
- un essai de pression hydrostatique ;
- un examen des dispositifs de sécurité ;
- le marquage CE et l'étiquetage de l'équipement ;
- la rédaction d'une notice d'instruction et des contrôles à réaliser.

Les contrôles requis sont mis en place par des organismes habilités selon des normes. Les critères pratiques d'acceptation de l'équipement, quant à eux, sont à trouver dans les codes/normes de conception.

Les paramètres fondamentaux de cette étape sont les critères d'acceptation lors des contrôles (uniquement dans les codes de construction) et les paramètres d'essai (différentes valeurs présentes dans la réglementation et dans les codes), à savoir, la pression et la température d'essai.

3.1.1.2 Textes relatifs au suivi en service des ESP

Le décret du 13/12/99 pose de manière générale des exigences de suivi en exploitation des ESP.

A ce décret sont adjoints différents textes de législation française concernant le suivi en service :

- Arrêté du 15 mars 2000 (version consolidée) modifié relatif à l'exploitation des équipements sous pression (modifié par l'arrêté du 13 octobre 2000 et par l'arrêté du 30 mars 2005) : il correspond à des contraintes de suivi en exploitation des équipements sous-pression. Les groupes d'équipement soumis sont fonction du groupe du fluide contenu, de la pression de stockage et du volume (diamètre pour les canalisations) stocké.

  En raffinerie, les fluides stockés sous pression sont du groupe 1 et soumis à de hautes pressions. Les grands volumes sont donc soumis à l'AM 15/03/00.

  L'AM du 15/03/00 apporte également des précisions sur certaines caractéristiques de sécurité à respecter lors de la conception.

  Le suivi des équipements sous pression comprend deux aspects réglementaires fondamentaux (détaillés dans le paragraphe 3.2.3.3) :
  - l'inspection périodique ;
  - la requalification périodique.
- **Décret Ministériel T/P 32510**: « Reconnaissance du service d'inspection d'un établissement industriel. » Ce décret donne la possibilité à l'exploitant de définir ses plans d'inspection sous réserve de contraintes organisationnelles et de l'utilisation de guides professionnels par le service d'inspection reconnu. Pour l'industrie pétrochimique, il s'agit des guides UFIP/UIC DT 32 et DT 84.
- **Circulaires BSEI :**
  - 06-080 : Conditions d'applications de l'AM du 15/03/2000 ;
  - 05-139 : Agrément du guide DT 32 ;
  - 06-194 : Agrément du guide DT 84 ;
  - 07-107 : Dérogations vis-à-vis de la Requalification Périodique, renvoi au guide AFIAP.
- **« Fiches d'interprétation »** : Eléments de réponses aux questions qui se posent pour l'application de l'AM 15/03/00.

En termes de suivi des équipements, l'ensemble des textes apporte des paramètres réglementaires influençant le vieillissement lors de la conception, la fabrication, la mise en service, le suivi et les modifications. Ces paramètres sont mis en valeur dans la suite du rapport.

L'ensemble des textes réglementaires ouvre deux éventualités de suivi des équipements sous pression, qui ne s'excluent pas entre elles :

- Suivi (cf 3.1.4.2) selon les conditions imposées par l'AM du 15/03/00 ;
- Suivi par un Service d'Inspection Reconnu-SIR (cf 3.1.4.1), selon des conditions définies à partir des guides professionnels acceptés.

Les raffineries françaises possèdent toutes un Service d'Inspection Reconnu.

3.1.2 Normes et codes de conception

La directive européenne conduit à respecter plusieurs critères quant à la conception, la fabrication et la mise en service des ESP.

Le fabricant est tenu de démontrer la validité de son produit. Il peut se fonder sur des codes de fabrication.

Naturellement, seule la réglementation est imposée (DESP 97/23/CE); les codes ou normes ne sont pas d'application obligatoire. En revanche, les normes dites « harmonisées» (Ex : EN 13445) bénéficient d'une «présomption de conformité » à la réglementation. Tout équipement censé les satisfaire est réputé conforme à la DESP.

Des codes nationaux peuvent également servir de référence. En France, le CODAP est considéré conforme aux exigences de la réglementation européenne.

Les normes et codes les plus couramment utilisés en France pour la construction sont :

- le CODAP : « CODe de construction des Appareils à Pression » (France),
- l'EN13445 : « Récipients sous pression non soumis à la flamme » (Norme Européenne « harmonisée »),
- l'ASME VIII : « Boiler & Pressure Vessel Code VIII/Div.1 » (Etats-Unis),
- BS5500 : « Specification for unfired fusion welded pressure vessels » (Grande-Bretagne).

La version du code utilisée est importante, les codes évoluant avec le retour d'expérience et l'évolution de la technique.

De ces textes, on retient quelques paramètres influençant le vieillissement des récipients et dépendant du donneur d'ordre :

- La catégorie de construction : elle tient compte du produit stocké, du volume et de la pression d'exploitation, elle peut être surestimée pour augmenter la sécurité.
- Les choix de charge de conception : charges de service prévisibles (pression…), chargements classiques (vent, neige…) et exceptionnels (séisme, feu...).
- Les marges de sécurité dans le calcul : facteur de sécurité, surépaisseur de corrosion, choix de matériau, choix du revêtement interne et externe…
- Les paramètres de fabrication : qualité d'assemblage, de soudure, les choix de matériau, les tolérances de fabrication…

3.1.3 Norme d'inspection : EN12819

Cette norme ne semble pas utilisée dans les raffineries. Toutefois, elle fournit des informations intéressantes sur les équipements sous pression contenant des GPL.

Actuellement en révision la norme EN12819 « Inspection et requalification de réservoirs aériens de capacité supérieure à 13 m^3 pour gaz de pétrole liquéfiés » (12/2002) permet d'obtenir des éléments pratiques pour l'inspection des ESP contenant du butane ou du propane.

Il s'agit d'une norme traitant des méthodes et du contexte nécessaire à l'inspection de réservoirs de GPL. La commission de normalisation ayant mis en place cette norme est composée de gaziers connus et d'organisations professionnelles tels que la SNCT (Société Nationale de la Chaudronnerie et de la Tuyauterie) ou le CFBP (Comité Français du Butane et du Propane). Cette norme regroupe les informations suivantes :

- L'intervalle entre deux requalifications est au maximum de 12 ans et dépend :
  - des spécifications de conception ;
  - du système de protection à la corrosion ;
  - du système de vérification de la qualité du GPL ;
  - du degré de contrôle des emplissages et entretien du réservoir.
- L'inspection de routine correspond à un examen visuel externe et à au moins huit points d'inspection particuliers.
- L'inspection périodique **(dont la fréquence n'est pas précisée)** correspond à un examen externe et six vérifications particulières.
- La requalification est une inspection périodique à laquelle on ajoute quatre vérifications et un contrôle à choisir parmi :
  - une inspection visuelle interne ;
  - une épreuve hydraulique ;
  - un contrôle acoustique ;
  - un contrôle d'épaisseur ;
  - une autre méthode équivalente.

Note : Il existe aussi de manière similaire la norme EN 12817, pour les réservoirs de capacité inférieure à 13 m^3.

3.1.4 Acteurs de l'inspection

3.1.4.1 Service d'Inspection Reconnu

Le présent rapport est afférent aux stockages en raffinerie. Ces installations sont munies d'un Service d'Inspection Reconnu.

Les services d'inspection sont reconnus par le préfet via les critères du DM T/P 32510. Ce dernier est présenté dans le rapport du Benchmark général en Annexe E.

En substance, il convient de retenir les points suivants:

- Les critères entrainent une implication forte de la direction dans l'inspection et dans la mise en place du service, l'indépendance du Service d'inspection, un niveau de compétence et d'autorité minimal (base norme EN ISO/CEI 17020).

Reconnaissance / compétences :

- Il n'y a pas d'habilitation formelle des inspecteurs réalisant les contrôles de l'inspection périodique (art 10 BSEI 06-080).
- Il existe des formations et des certifications d'inspecteur, notamment par les organismes industriels tels que l'UFIP ou l'UIC. Les formateurs sont certifiés par le COFRAC (COmité FRançais d'Accréditation) ou équivalent.
- La reconnaissance est établie au terme d'un audit de la DRIRE, renouvelable tous les trois ans sur audit.
- La première reconnaissance est suivie de contrôles réguliers de la DRIRE.

Domaines d'activités:

- Le SIR doit réaliser le plan d'inspection selon les guides en vigueur
- Le SIR peut réaliser les contrôles et inspections périodiques des ESP.
- Le SIR n'a pas vocation à réaliser la requalification périodique qui est faite par un organisme habilité.

  Toutefois un SIR peut être habilité à le faire sous certaines conditions (cf. fiches questions réponses DGAP5/3 du DMTP 32140)

  Il en est de même pour les contrôles de mise en service et les contrôles succédant à une intervention.

3.1.4.2 Autres organismes

Les sites étudiés, bien que munis de SIR font appel à des organismes extérieurs. Les principales missions confiées sont les prestations de contrôle, les inspections, les mises en service et les requalifications périodiques.

Suivant les missions qui leur sont confiées, ces organismes doivent être reconnus par le COFRAC qui fournit des accréditations pour les organismes certificateurs ou la COFREND (COnfédération FRançaise pour les essais Non Destructifs).

Les seuls organismes habilités à effectuer les requalifications périodiques des ESP sont les organismes dits habilités (OH) et qui sont l'APAVE, l'ASAP (Association regroupant Institut de Soudure, NORISKO, SGS et SOCOTEC) et le Bureau Veritas (Arrêté du 22/06/05).

L'habilitation est établie par le Ministère après avis de la Commission Centrale des Appareils à Pression (CCAP) et sous réserve :

- d'une habilitation COFRAC ;
- d'une assurance ;
- d'une couverture minimale du territoire ;
- d'un volume d'activité suffisant ;
- d'une participation à la rédaction des normes ;
- d'un contrôle par les DRIRE.

3.1.5 Synthèse des guides techniques – ANNEXE A

Devant l'abondance des textes concernant les ESP, l'INERIS a pris le parti d'étudier les guides présentés dans le tableau ci-dessous. Ceux-ci correspondent aux guides les plus fréquemment utilisés dans les établissements de raffinage. Pour autant, cette liste ne se veut pas exhaustive mais représentative.

Types de guides	Référence	Mode de reconnaissance
guide de la méthode RBI	API 580 API 581	-
guide de la méthode FFS	API 579	-
guides pour le plan d'inspection	Guide UFIP/UIC DT 32 Guide UFIP/UIC DT 84	Agréé par BSEI 05-139 Agréé par BSEI 06-194
guide étranger pour l'inspection des réservoirs sous pression	API 510	-
guide pour le choix des contrôles	Guide UFIP/UIC DT 75	Référence DT 84
guides pour les dérogations de réglementation	AQUAP « calorifuge » AFIAP « émission acoustique »	Agréé par le BSEI 07-107
guide pour les réparations	AQUAP « réparation »	-

Dans un premier temps les guides ont été présentés puis brièvement résumés dans l'annexe A du présent rapport. Dans un second temps, les données pratiques, au sens général du terme, sont extraites pour être mises en avant et comparées.

3.2 DONNEES UTILES EXTRAITES DES DOCUMENTS ETUDIES

3.2.1 Modes de dégradation

Sur la base du guide AQUAP « Inspection réglementaire des équipements sous pression revêtus extérieurement ou intérieurement » présenté ci-dessus, il est possible d'identifier les points suivants qui sont qualifiés de zones à risques :

- les zones susceptibles d'être affectées par des corrosions ou fissurations d'origine thermique, mécanique ou chimique ;
- les soudures complexes ou sièges de concentrations importantes de contraintes, telles que :
  - soudures hétérogènes ;
  - soudures angulaires de liaison virole-cône sans bord tombé ;
  - piquages de diamètre supérieur à 50% du diamètre de l'appareil ;
  - piquages tangentiels ou obliques ;
  - nœuds de soudures au voisinage de zones sollicitées ;
- **les piquages** soumis à des **efforts cycliques** ou particuliers, tels que :
  - piétements de soupapes des générateurs ;
  - tubulures d'alimentation ou d'extraction ;
  - tubulures de liaison à une machine tournante (compresseur, agitateur,...) ;
- les supports ou points d'attache sièges de vibrations ou de cycles de fatigue ;
- les pieds des tubulures susceptibles d'être exposées à des fuites de fluides, en particulier dans le cas de fluides corrosifs (ex. tubulure de remplissage, …).

De la même manière, il y est indiqué des points représentatifs de l'équipement, tels que :

- la partie de **la génératrice inférieure et points bas** des réservoirs horizontaux ;
- la partie des fonds **inférieur et supérieur des équipements verticaux**, en particulier autour des tubulures de tête et de fond ;
- les tronçons représentatifs des **joints circulaires et longitudinaux**, en incluant les **nœuds de soudure** correspondants ;

- des parties représentatives des frettes renforts pour les appareils travaillant sous vide ;
- des parties représentatives des couronnes supports de calorifuge, si celles-ci sont soudées directement sur la virole et non par l'intermédiaire de goussets.

On remarque que les modes de dégradation des stockages de GPL sont principalement confrontés à des problèmes « externes ». En particulier les piquages et tubulures externes sont le siège de la plupart des dégradations.

3.2.2 Contrôles non destructifs

On distingue différents moyens de contrôles non destructifs qui font l'objet de normes et de certifications (cf benchmark général). Les méthodes communes sont présentées ici :

- **L'examen visuel** (*vérification de* l'*aspect global)* : on observe le respect des dimensions et de l'état macroscopique des surfaces à l'œil nu ou avec des instruments type loupe. C'est le contrôle le plus « *simple » ;* cependant, il nécessite une connaissance de l'équipement très étendue pour être efficace.
- **Le ressuage** (*contrôle de la qualité de surface)* : un liquide pénétrant est appliqué en surface puis celle ci est nettoyée. On applique ensuite un révélateur qui met en évidence les discontinuités débouchantes (où le liquide a pénétré) dans la surface.
- **La magnétoscopie** (*contrôle de la qualité de surface)* : on applique une poudre ferromagnétique sur la surface à tester avant de la soumettre à un champ magnétique. Les défauts de surface débouchants, colmatés ou sous-jacents sont mis en évidence par l'apparition d'un champ de fuite.
- **L'ACFM (Alternative Current Field Measurement)** (*contrôle des soudures et surfaces*) : l'application d'un courant alternatif à la surface testée provoque un champ magnétique induit. Celui-ci montre des distorsions en présence de fissures ou de défauts débouchants. Cette méthode est également appelée contrôle par courants de Foucault.
- **La radiographie** (*examen interne*) : on contrôle la compacité de la structure à l'aide de rayons X. Les défauts internes tels que les soufflures, les porosités ou les fissures internes sont ainsi révélés.
- **La méthode des ultrasons** (*examen interne et mesure d'épaisseur*): on transmet à la structure des ondes sonores de très hautes fréquences (ultrasons), dont on analyse la réflexion dans le matériau. Les défauts internes sont mis en évidence par une réflexion modifiée et une diffraction des ondes.

- **La méthode par émission acoustique** (*examen interne et mesure d'épaisseur*) : on « écoute » la structure au moment de la mise en charge (i.e.: mise sous pression). Les défauts évolutifs (évolution de fissure, déformation plastique locale…) génèrent des émissions acoustiques qui permettent de les localiser et de les qualifier.
- **Le contrôle d'étanchéité** (*mise en service, contrôles spécifiques*) : réalisé selon différentes méthodes (on en relève 15 dans le CODAP), ce contrôle permet de mettre en évidence la présence de failles altérant l'étanchéité de la structure. Ces essais sont réalisés à l'aide de gaz traceur dont les fuites sont détectables.

3.2.3 Inspection

3.2.3.1 Objectif et contenu du plan d'inspection

La DM T/P 32510 présente le plan d'inspection comme suit :
« Document qui définit l'ensemble des opérations prescrites par le Service Inspection pour assurer la maîtrise, l'état et la conformité dans le temps d'un équipement sous pression ou d'un groupe d'équipements sous pression soumis à surveillance »

Le plan d'inspection-PI est le support de l'organisation des inspections et des contrôles sur l'ensemble des équipements sous pression soumis à l'AM du 15/03/00 présents dans la raffinerie.

Il est à la charge du SIR de rédiger le PI en se fondant sur les guides UFIP DT 32 ou DT 84.

L'objectif est de **prendre en compte le maximum de paramètres agissant sur l'intégrité de l'équipement** afin d'adapter au mieux la qualité et la quantité des opérations de suivi. Ainsi, il est permis au SIR d'adapter les fréquences et la nature des contrôles réglementaires pour chaque ESP sous sa responsabilité.

Lorsque le SIR a obtenu l'aval de la DREAL et utilise le guide DT 84 de l'UFIP/UIC, le plan d'inspection doit notamment préciser ou justifier :

- **les caractéristiques** du réservoir ;
- **les modes de dégradations** susceptibles d'affecter l'équipement ;
- la **probabilité d'occurrence** et le **niveau de conséquence** de défaillance, cela est traduit en terme de **criticité** ;
- le **descriptif des actions d'inspection** (périodicité, nature, conditions d'exécution et localisation) qu'elles soient réglementaires ou de surveillance ;
- les **Conditions Opératoire Critiques Limites**-COCL de l'équipement et les modalités de suivi associées.

3.2.3.2 Méthodes de réalisation du plan

Il ne s'agit pas d'entrer dans le détail complexe de la création des plans d'inspection. Toutefois il est des étapes remarquables que nous présentons ici. Ces étapes sont fondées sur le fonctionnement de la méthode RBI. Le principe général de cette méthode est repris dans les guides UFIP/UIC utilisés en France.

Les étapes de la réalisation des plans d'inspection selon une méthode RBI sont :

- **Planifier** les actions à mener.
- **Sélectionner** les équipements et les **grouper**.

  Les guides UFIP et UIC intègrent ici la notion de boucle d'iso dégradation. Elle permet de grouper les équipements par type de dégradation. Cette notion est notamment importante pour les tuyauteries.
- **Récolter les données** sur l'ensemble des équipements.

  Il s'agit d'étudier le REX, les résultats des contrôles réalisés, les politiques de sécurité etc…
- Identifier les modes de dégradation et de rupture de l'équipement.
- Déterminer la probabilité de rupture liée à chaque mode de dégradation.

  Ce calcul se présente sous forme de pondérations d'une probabilité initiale liée à l'équipement. L'environnement, le produit contenu, les REX et la connaissance de l'équipement sont à l'origine de ces pondérations.
- Déterminer les conséquences de la rupture liée à chaque mode de dégradation.

  Ce calcul se présente sous forme de pondérations d'une valeur initiale liée à l'équipement. L'environnement, le produit contenu, les REX.
- Evaluer le risque par un calcul de criticité.

  Il s'agit de coupler la probabilité de rupture avec le niveau de conséquence pour chaque mode de dégradation.
- **Minimiser le risque** par intégration des contrôles dans le cycle de vie.

  On minimise la probabilité de défaillance selon le niveau de connaissance de l'état de l'équipement donc en fonction du nombre et des types de contrôles réalisés. Cette étape correspond à la rédaction du plan d'inspection « pratique », c'est-à-dire que l'on fixe les dates des inspections.

  Il s'agit de l'étape critique puisqu'elle correspond à l'effet direct des inspections sur la criticité de l'équipement.
- **Intégrer** les activités entrainant **une réduction du risque** (i.e.: politique de sécurité).
- Réévaluer et mettre à jour le risque.

  Si le risque est trop élevé, on reprend le plan d'inspection.
- Définir les rôles, responsabilités, les entrainements et qualifications de chaque acteur en fonction des actions nécessaires identifiées.

Cette étape est également fondamentale.

Note : dans la méthode RBI, les actions à mener sont planifiées d'avance et sont intégrées dans l'évaluation du risque. Dans d'autres approches, la criticité définit les plans de contrôle.

3.2.3.3 Méthodes d'inspection

La réglementation française des ESP notamment l'AM du 15/03/00, régit le suivi des ESP qui y sont soumis. Etant donnés les volumes et pression des réservoirs de GPL en raffinerie, ils sont soumis à cet arrêté.

En raffinerie, en France, les dispositions de suivi réglementaire sont coordonnées par le service d'inspection reconnu de la raffinerie. Les principes fondamentaux du suivi sont identiques aux sites non équipés de SIR. Toutefois, la mise en place de méthodes de suivi avancées (telles que RBI) permettent aux SIR de moduler les différentes inspections réglementaires.

Les contrôles afférents au suivi des ESP dans les raffineries peuvent être caractérisés comme suit :

- Suivi en service :
  - **Le contrôle de routine : non réglementé**, il consiste à surveiller par des examens visuels le comportement extérieur de la structure et ce, notamment, avant chaque opération de remplissage.
  - **Les contrôles complémentaires** : **laissés à discrétion** de l'exploitant afin de vérifier le bon fonctionnement de ces installations. Les SIR programment les contrôles nécessaires à l'extension de l'intervalle d'inspection hors service. Ceux-ci sont inclus dans le plan d'inspection et définis en fonction des modes de dégradation et des points singuliers connus de l'équipement. Les résultats des contrôles sont ajoutés au dossier technique de l'équipement.
- Suivi hors-service :
  - **L'inspection périodique-IP : réglementée**, cette inspection consiste à vérifier que l'état de l'équipement est en accord avec les conditions de sécurité nécessaires à son exploitation.

    Les contrôles à effectuer sont définis par les inspecteurs compétents en fonction des inspections obligatoires déterminées par l'AM du 15/03/00. Le récipient doit être mis à nu et les éléments amovibles doivent être démontés pour effectuer les inspections suivantes :

    . **un examen externe ;**

    . **un examen des accessoires de sécurité ;**

    . **un examen des accessoires sous pression.**

Remarque importante : l'examen interne n'est pas requis pour les réservoirs de butane et propane. « Cet aménagement trouve sa justification dans le fait que les caractéristiques des produits en cause sont fixées par voie réglementaire et qu'une longue expérience a montré non seulement leur innocuité mais aussi leur effet protecteur vis-à-vis des métaux avec lesquels ils sont en contact. » BSEI 06-080.

Les inspections sont menées en tenant compte :

- des dégradations constatées ;
- des recommandations de la notice d'instruction de l'équipement.
- des conditions d'exploitation prévisibles.

Les critères sont à trouver dans les guides de construction.

Dans le cas des raffineries possédant un SIR, la fréquence des inspections périodiques est déterminée par le plan d'inspection réalisé à partir des guides professionnels (guides UFIP/UIC). Ceux-ci permettent également de moduler les méthodes et inspections réalisées;

Pour les stockages de GPL, il existe deux normes européennes en cours de modification donnant des indications sur les éléments à contrôler (EN 12817 et EN 12819). Celles-ci ne semblent pas être utilisées dans les raffineries.

Ces opérations d'IP ont pour objectif de « vérifier que l'état de l'équipement lui permet d'être maintenu en service avec un niveau de sécurité compatible avec les conditions d'exploitation prévisibles » tel que précisé dans l'AM du 15/03/00. Cette opération, réalisée par une personne compétente (du site, du SIR du site, ou d'un organisme habilité extérieur) sous la responsabilité de l'Exploitant, donne lieu à un compte-rendu détaillé et signé. Des investigations complémentaires peuvent être menées si nécessaire.

- **La requalification périodique-RP:** réglementée, la requalification consiste à effectuer une inspection périodique de l'équipement et de ses accessoires ainsi qu'un test de pression hydraulique. Les contrôles à effectuer sont présentés dans l'AM du 15/03/00 :
  - **une inspection complète** (similaire à l'inspection périodique avec un examen plus poussé des accessoires de sécurité) ;
  - **un examen des documents** (dossiers descriptifs et dossier constitué pendant l'exploitation) ;
  - une épreuve hydraulique :
    - Méthode comparable à l'essai réalisé pour l'évaluation de conformité lors de la mise en service ;
    - Les critères d'épreuve sont également similaires, la pression d'essai peut être modifiée si les conditions opératoires le justifient ;
    - Les conditions d'essai sont définies dans l'AM du 15/03/00 ;

- L’essai est effectué sur le réservoir et sur les équipements sous pression rattachés.

La requalification s’effectue généralement à l’arrêt de l’équipement.

Elle est effectuée par un expert d’un organisme habilité ou d’un SIR s’il est spécialement habilité à cet effet (cf § 3.1.4.2). La requalification donne lieu à une attestation rédigée et signée par l’expert et transmise à l’exploitant. La réussite de la requalification est concrétisée pour les récipients par l’apposition « tête de cheval » et la date de l’épreuve hydraulique ou de l’inspection de requalification périodique si l’équipement est dispensé d’épreuve hydraulique.

Plusieurs modalités vis-à-vis des IP et RP sont données par les guides UFIP DT32 et DT84. Les modalités les plus importantes sont :

- Les fréquences réglementaires applicables en France peuvent être étendues. Cette modalité est développée dans le paragraphe suivant. Son intérêt est de permettre de caler les contrôles réglementaires sur les périodes d’arrêt de la raffinerie.
- Il existe une possibilité de remplacement de l’épreuve hydraulique pour certains appareils par un essai en pression hydrostatique ou pneumatique avec contrôle par émission acoustique. Les modalités pour ces essais sont présentes dans le guide AFIAP préconisé par l’administration dans la BSEI 07-107. Celle-ci précise également quels sont les appareils à pression soumis à cette dérogation. En plus de ces appareils, il est possible de faire une demande de remplacement de l’épreuve hydraulique d’un appareil auprès de la CCAP.

  Dans tous les cas, le remplacement d’une épreuve hydraulique par un essai de pression doit être justifié par le SIR auprès de la DRIRE qui a la possibilité de rejeter la demande.
- Le paragraphe 3.2.3.6 du présent document précise les dispositions de décalorifugeage applicables lors des inspections et requalifications périodiques ainsi que les dispositions particulières qui peuvent être retenues sur un ou plusieurs équipements "témoins" représentatifs d'un ensemble d'équipements similaires.
- Dans le cadre des actions de suivi prévues dans le plan d’inspection, le SIR peut réaliser de façon plus complète une inspection, un contrôle ou un examen sur un ou plusieurs équipements témoins. Ceux-ci peuvent remplacer partiellement ou totalement les vérifications, examens et contrôles de même type qui devaient être menés sur chacun des équipements.

  Le ou les équipements témoins choisis par le SIR sont les plus concernés par les dommages susceptibles de se produire. Leur choix est justifié et fait l'objet d'un enregistrement dans le ou les plans d'inspection des équipements de l'ensemble concerné.

3.2.3.4 Fréquences (Périodicité des contrôles)

L'AM du 15/03/00 préconise de réaliser les inspections et requalifications périodiques à intervalles réguliers. Ainsi on retrouve les fréquences suivantes dans l'arrêté :

- L'IP doit avoir lieu au maximum tous les 40 mois.
- La RP doit avoir lieu tous les :
  - 3 ans pour un fluide contenant des impuretés corrosives telles que le sulfure d'hydrogène dans les hydrocarbures ;
  - 5 ans pour un fluide toxique, très toxique ou corrosif vis-à-vis des parois ;
  - 10 ans pour les autres fluides.

Le guide DT 32 permet au SIR d'étendre les intervalles d'IP à 5 ans (60 mois) et les intervalles de RP à 10 ans. C'est une version simplifiée du guide DT 84.

Le guide DT 84, applicable uniquement pour les SIR reconnus depuis plus de 5 ans, permet au SIR d'étendre les intervalles d'IP à 6 ans (72 mois) et les intervalles de RP à 12 ans.

En application des guides, une étude précise des modes de dégradations, de la criticité et des conditions opératoires doit être menée. Elle mène à la réalisation du PI.

Le guide permet au SIR d'adapter les modalités d'inspection et de requalification (cf. 3.2.3.3) en justifiant d'une démarche de prise en compte mesurée du risque. Le guide donne des prescriptions quant aux éléments à prendre en compte tout en laissant la liberté de l'application pratique au SIR.

L'ensemble des résultats de la démarche est donné dans le PI. D'autre part, le guide inclut la notion de retour d'expérience dont les enseignements doivent être intégrés au PI. Ce guide est le résultat de la mise en place de méthode RBI par les industries pétrolières. Il correspond à un fil conducteur que chaque industriel possédant un SIR doit appliquer en utilisant ses propres standards (notamment pour le calcul de criticité et l'établissement des plans détaillés d'inspection).

	AM 15/03/00	DT 32	DT 84
Fréquence maximale de l'inspection périodique	40 mois	5 ans	6 ans
Fréquence de la requalification périodique	3, 5 ou 10 ans	10 ans	12 ans

Note : pour le GPL, la fréquence de la RP selon l'AM du 15/03/00 est de 10 ans.

3.2.3.5 Parallèle avec la méthode API des guides 510, 580 et 581

Les inspections sont différemment découpées dans le guide API 510, destiné à la surveillance des ESP, ne sont pas cités dans la réglementation française. Ils servent cependant de référence dans les guides DT 32 et DT 84 de l'UFIP/UIC.

On trouvera dans ce guide deux étapes de suivi :

- un contrôle externe effectué au maximum tous les 5 ans associé à des contrôles d'épaisseur des parois dont la fréquence n'est pas spécifiée.
- un contrôle externe associé avec un contrôle interne ou une inspection en charge (« *on-stream* »). La fréquence de cette inspection est au maximum de 10 ans.

  Cette valeur peut être réduite si la durée de vie résiduelle de l'équipement est inférieure à 20 ans. Dans ce cas on divise par deux cette valeur pour obtenir la fréquence maximale d'inspection. La durée de vie résiduelle correspond à la différence entre l'épaisseur mesurée et l'épaisseur minimale de conception divisée par le taux de corrosion.

Le principe des contrôles est donné ci-dessous :

- **Le contrôle externe** consiste en une inspection visuelle de l'ensemble de l'appareil.
- **L'inspection interne** consiste à effectuer une visite complète de l'appareil hors-service. Le taux de corrosion interne est alors évalué, l'épaisseur mesurée et le temps de vie résiduel de l'appareil peut être calculé. La visite peut également donner lieu à une révision de l'intervalle entre deux visites internes.

  Une méthode alternative peut être utilisée pour calculer l'intervalle entre deux visites internes. Il est conseillé de calculer la pression maximale admissible par le biais d'un logiciel de calcul en accord avec le code de conception de l'ASME (cf § 3.1.2). L'épaisseur utilisée dans le calcul est l'épaisseur mesurée lors de la dernière visite interne, à laquelle on retire deux fois l'épaisseur perdue d'ici à la prochaine inspection (en conservant le taux de corrosion actuel).
- L'inspection interne peut être remplacée par une **inspection en charge** (on-stream) si l'accès interne est impossible. Toutefois si l'accès est possible, le remplacement peut être fait sous réserve du respect des conditions suivantes :
  - le taux de corrosion relevé est inférieur à 0.125 mm / an ;
  - le temps de vie résiduelle calculé est supérieur à 10 ans ;
  - le caractère corrosif du produit et des ses composants dans le récipient (traces également) est connu depuis au moins cinq ans ;
  - la visite externe ne fait état d'aucun problème ;
  - le récipient opère à une température inférieure à la température de rupture du matériau ;

- le récipient n’est pas sujet à des fissures où des dommages dus à l’hydrogène ;
- le récipient n’est pas temporairement renforcé de quelque manière que ce soit (patch…).

L’inspection en charge doit permettre de vérifier l’ensemble des points sensibles de l’appareil en utilisant les contrôles non-destructifs (ND) appropriés.

- **L’épreuve hydraulique** n’est recommandée qu’en cas d’intervention et peut éventuellement être remplacé par un contrôle ND.

Dans le guide de l’API, la méthode RBI est largement conseillée, sans être obligatoire, son utilisation implique qu’il n’y a pas de limite aux intervalles entre les inspections. Ces intervalles sont déterminés par la méthode.

Le guide API 581 est un recueil permettant d’appliquer dans son intégralité la gestion de l’inspection sur la base de la criticité des équipements de l’industrie pétrolière (RBI). Notamment, le calcul de la criticité des équipements, élément central de la méthode, est déterminé pour chaque type d’équipement et pour chaque mode de dégradation. On se reporta à l’annexe du benchmark général pour plus de détails.

API 510	
Contrôle externe	5 ans et pas de limite fixe si RBI
Contrôle externe et interne ou en charge.	Max 10 ans ou la moitié de la durée de vie restante et pas de limite fixe si RBI

3.2.3.6 Cas particuliers des équipements calorifugés

Les articles 11 et 24 (§1er) de l'AM du 15/03/2000 précisent que l’inspection périodique et l’inspection de requalification périodique comprennent une vérification extérieure qui porte sur toutes les parties visibles après mise à nu et démontage de tous les éléments amovibles.

L’objectif est que l’équipement sous pression soit présenté à l’inspection périodique ou à l’inspection de requalification périodique dans des conditions permettant de vérifier l’absence de dégradations extérieures. En général, la présence d'une simple peinture ne gène pas cette vérification. Ce n’est pas le cas pour les calorifuges.

Pour les équipements calorifugés, cette disposition peut parfois être adaptée étant données les difficultés techniques imposées par un décalorifugeage complet.

En particulier, le SIR peut adapter les conditions de décalorifugeage selon les modalités présentées dans une annexe commune aux guides DT 32 et DT 84.

> *« Des dispenses de décalorifugeage totales ou partielles sont applicables lors des vérifications extérieures des inspections et requalifications périodiques, sous réserve que les points suivants soient satisfaits :*
>
> *− le calorifuge est chimiquement neutre vis-à-vis de la paroi protégée ou de sa peinture de protection ; les justificatifs appropriés figurent dans le dossier de l'équipement,*
>
> *− l'état et la tenue mécanique du calorifuge sont adaptés aux conditions d'exploitation,*
>
> *− les équipements concernés font l'objet d'un suivi régulier, conforme à un plan d'inspection, qui confirme la bonne tenue du calorifuge, ceci est attesté dans les rapports d'inspection,*
>
> *− les conditions d'exploitation ou de maintien en conservation à l'arrêt de l'équipement ne peuvent engendrer des dégradations de l'équipement, notamment dues à la condensation sur la paroi, sous le calorifuge,*
>
> *− les actions de maintenance réalisées, notamment celles demandées par le service inspection, permettent le maintien en conformité du calorifuge,*
>
> *− toute opportunité de décalorifugeage total ou partiel doit être retenue pour réaliser une vérification extérieure de la partie décalorifugée avec rédaction d'un rapport d'inspection. »*

Les calorifuges dont la nature, la qualité ou les particularités sont mal connues devront faire l'objet d'une attention plus importante. Des points particuliers auront à être inspectés pour valider la dispense de décalorifugeage.

Dans ces cas et lorsque certains aspects du calorifugeage sont suspects, le guide préconise de porter une attention particulière aux zones à risques suivantes :

> *« − zones de rétention, de sortie de calorifuge (drains, purges..) ;*
>
> *− points d'attache des équipements soumis à des vibrations ou à des cycles de fatigue ;*
>
> *− zones susceptibles d'être affectées par des corrosions ou de fissurations d'origine mécaniques ou thermiques ;*
>
> *− soufflets de dilatation ;*
>
> *− soudures complexes ou susceptibles d'être le siège de concentrations de contraintes ;*
>
> *− soudures hétérogènes, piquages importants ou singuliers. »*

Pour ce qui est de la requalification périodique, il est admis de ne procéder qu'à un décalorifugeage partiel limité :

> *« − aux zones à risque listées ci-avant*
>
> *− à des parties de la génératrice inférieure, des points bas en général et des fonds,*

− à des tronçons représentatifs des joints soudés circulaires et longitudinaux, en incluant des noeuds de soudure,

− à des parties représentatives des frettes renfort pour les équipements travaillant sous vide,

− à des parties représentatives des couronnes support de calorifuge, si celles-ci sont soudées directement sur la virole et non par l'intermédiaire de goussets».

L'ensemble des zones inspectées selon ces modalités doivent être définies dans le plan d'inspection. De plus le PI doit contenir les informations qui ont permis de valider ces modalités, y compris les mesures d'épaisseur et CND réalisés dans cette optique.

On notera que « les parois extérieures des récipients sous pression doivent être totalement mises à nu lors d'une requalification périodique sur deux, à partir de la quatrième requalification, sauf s'ils peuvent bénéficier de la notion d'équipement témoin décrite ci-après ».

Les dispositions particulières liées aux familles d'équipements similaires sont données ci-dessous.

« Pour un ensemble d'équipements similaires, c'est-à-dire de conception et de fabrication semblables (même matériau, procédés de fabrication identiques ou voisins), exploités dans les mêmes conditions, des investigations menées de façon plus complètes sur un des équipements concernés pris comme « équipement témoin » peuvent remplacer les opérations qui auraient du être menées sur chacun de ces équipements.

L'équipement témoin doit être celui qui serait le premier concerné si des dommages venaient à se produire. Il est choisi par le SIR, en concertation avec l'exploitant.

Lors des IP ou des RP, il est procédé au décalorifugeage de l'équipement témoin selon les dispositions décrites aux § 3 et 4 ci-dessus. Le décalorifugeage des autres équipements n'est pas exigé.

Toutefois, si les contrôles opérés sur l'équipement témoin ne permettent pas de conclure au bon état de certaines parties des parois des autres ESP, un décalorifugeage de ces équipements est effectué pour procéder aux mêmes contrôles. »

3.2.4 Cas particuliers des accessoires

3.2.4.1 Réglementation

La Directive européenne ESP (97/23/CE) distingue, en son article 1er, deux catégories d'accessoires : les accessoires de sécurité et les accessoires sous pression.

Les **Accessoires de sécurité** sont définis comme, des dispositifs destinés à la protection des équipements sous pression contre le dépassement des limites admissibles. Ces dispositifs comprennent :

- des dispositifs pour la limitation directe de la pression, tels que les soupapes de sûreté, les dispositifs à disques de rupture, les tiges de flambage, les dispositifs de sécurité pilotés, et
- des dispositifs de limitation qui mettent en œuvre des moyens d'intervention ou entraînent la coupure et le verrouillage, tels que les commutateurs actionnés par la pression, la température ou le niveau du fluide et les dispositifs de *« mesure, de contrôle et de régulation jouant un rôle en matière de sécurité. »*

Les **Accessoires sous pression,** quant à eux sont les dispositifs jouant un rôle opérationnel et dont l'enveloppe est soumise à pression .

Dans l'annexe I de la DESP, le paragraphe est dévolu aux exigences essentielles de sécurité des accessoires de sécurité.
Il y est mentionné que lesdits accessoires doivent :

- être conçus et construits de façon à être fiables et adaptés aux conditions de service prévues et à prendre en compte, s'il y a lieu, les exigences en matière de maintenance et d'essais des dispositifs ;
- être indépendants des autres fonctions à moins que leur fonction de sécurité ne puisse être affectée par les autres fonctions ;
- suivre les principes de conception appropriés pour obtenir une protection adaptée et fiable. Ces principes incluent notamment la sécurité positive, la redondance, la diversité et l'autocontrôle.

Les dispositifs de limitation de la pression (DESP, Annexe I § 2.11.2) doivent être conçus de manière que la pression ne dépasse pas de façon permanente la pression maximale admissible PS ; une surpression de courte durée est cependant admise conformément, lorsque cela est approprié, aux prescriptions du point 7.3.

Les dispositifs de limitation de surveillance de la température (DESP, Annexe I § 2.11.3) doivent avoir un temps de réaction adéquat pour des raisons de sécurité et compatible avec la fonction de mesure.

L’Arrêté du 15 mars 2000, stipule en son :

- Article 3

  « Certaines dispositions du présent arrêté s'appliquent aux accessoires sous pression installés sur des équipements sous pression mentionnés à l'article 2 ci-dessus. Pour l'application de ces dispositions, les accessoires sous pression doivent respecter les dispositions applicables soit aux tuyauteries, soit aux récipients.

  Toutefois, dans ce dernier cas, les accessoires sous pression dont le produit PS.V est au plus égal à 1 600 bar.l ou dont la pression maximale admissible PS n'excède pas 16 bar sont dispensés d'épreuve lors de la requalification périodique. »

- Article 6 (point 5)

  « Les accessoires de sécurité doivent être dimensionnés en fonction des conditions de service et des processus industriels mis en oeuvre dans les équipements sous pression qu'ils protègent.

  La technologie retenue pour ces accessoires ainsi que leur position sur les installations doivent être compatibles avec les produits contenus dans les équipements sous pression qu'ils protègent. Ils ne doivent pas en particulier pouvoir être endommagés par des produits toxiques, corrosifs ou inflammables.

  Les mesures nécessaires doivent être prises pour que l'échappement du fluide éventuellement occasionné par leur fonctionnement ne présente pas de danger.

  Les conditions de leur installation ne doivent pas faire obstacle à leur fonctionnement, à leur surveillance ou à leur maintenance. »

- Article 11

  « L'inspection périodique comprend : une vérification extérieure, un examen des accessoires de sécurité et des investigations complémentaires en tant que de besoin. »

- Article 23

  « La requalification périodique porte à la fois sur l'équipement sous pression, les accessoires de sécurité et les accessoires sous pression qui lui sont associés. Elle nécessite généralement l'arrêt de l'équipement concerné.

  […]

Toutefois, sont dispensés d'épreuve hydraulique les tuyauteries, leurs accessoires de sécurité et accessoires sous pression ainsi que les récipients contenant des fluides autres que la vapeur d'eau ou l'eau surchauffée dont la pression maximale admissible ou la pression maximale en service est au plus égale à 4 bar. »

- Article 26

« La vérification des accessoires de sécurité comporte les opérations suivantes :

a) La vérification, en accord avec les états descriptifs ou la notice d'instructions des équipements sous pression, montrant que les accessoires de sécurité présents soit sont ceux d'origine, soit assurent une protection des équipements sous pression au moins équivalente ;

*b) La réalisation, en accord avec le processus industriel et les fluides mis en œuvre, d'un contrôle de l'état des éléments fonctionnels des accessoires de sécurité ou d'un **essai de manœuvrabilité** adapté montrant qu'ils sont aptes à assurer leur fonction avec un niveau de sécurité compatible avec les conditions d'exploitation prévues;*

c) La vérification de l'absence d'obstacles susceptibles d'entraver leur fonctionnement ;

d) Pour les équipements sous pression dont le produit de la pression maximale admissible en bars par le volume en litres excède 3 000 bar.l, le retarage des soupapes de sécurité ou leur remplacement par un accessoire de sécurité assurant la même protection. Par pression maximale admissible, on entend également la pression maximale en service ou le timbre. »

- Article 30 Intervention notable

« L'intervention notable ne concerne qu'un ou des accessoires de sécurité ou sous pression sans qu'elle affecte les parties sous pression de l'équipement sous pression ou de l'ensemble qu'ils protègent, le contrôle mentionné ci-avant peut ne pas comporter l'examen final et l'épreuve prévus respectivement aux points 3.2.1 et 3.2.2 de l'annexe 1 au décret du 13 décembre 1999 susvisé. »

3.2.4.2 Norme EN 12819

La norme EN 12819 : « Inspection et requalification de réservoirs aériens de capacité supérieure à 13 m^3 pour gaz de pétrole liquéfiés » de décembre 2002, précise les accessoires au sens large à contrôler.

Elle précise au cours de quelles opérations (routine, IP, RP) ces accessoires doivent être vérifiés (cf normes pour plus de détails).

Accessoires à contrôler	Type de contrôle
Capot de protection des vannes	Etat général Essai de manœuvrabilité (si possible)
Mise à la terre	Contrôle visuel de la liaison équipotentielle Vérification du bon état de la borne de raccordement de la liaison équipotentielle « camion ».
Soupape de sureté	Essai de début d'ouverture Pour une soupape externe, contrôle de l'état du ressort Vérification des orifices de drainage Etat de corrosion des tubes d'évent (présence des capuchons de protection) Vérification des mécanismes des collecteurs de soupapes
Manomètres	Contrôle à l'aide d'un manomètre de contrôle
Jauges de niveau	Vérification en cours de remplissage des indicateurs ou jauges avec mise à l'air libre.
Vannes d'arrêt	Vérification du fonctionnement correct
Clapets de sécurité	Manœuvrabilité des limiteurs de débit et des clapets anti-retour
Joints d'étanchéité	Si un raccord a été ouvert, les joints doivent être changés
Pressostats	Vérification du bon fonctionnement au moyen d'un manomètre étalonné
Appareils de mesure de température	Vérification au moyen d'un instrument calibré
Vannes commandées à distance	Vérification de leur bonne réponse lors qu'on les actionne à distance.

3.2.4.3 Les guides UFIP/UIC et API

Les guides UFIP DT 32 et DT 84 s'accordent sur la réglementation et spécifient deux étapes à réaliser lors de la requalification périodique :

> *«- un examen des accessoires de sécurité,*
>
> *l'inspection des accessoires sous pression selon des dispositions comparables à celles des équipements auxquels ils sont attachés (générateur, récipient, tuyauterie) ou spécifiques à la famille d'accessoires (exemples : vannes, niveaux..). »*

L'API 510 précise que pour les équipements de sécurité « surpression » (soupapes, évents) dont l'inspection n'est pas régie par la méthode RBI devraient subir un test (soupapes) ou une inspection (évent) tous les 5 ans maximum. Dans le cas ou le fluide de service est non corrosif, cette fréquence peut être de 10 ans.

3.3 PRATIQUES SUR LE TERRAIN

La synthèse des visites réalisées en raffinerie est reproduite en Annexe B du présent rapport. Les éléments de cette synthèse sont repris dans ce paragraphe pour former les conclusions de l'étude terrain.

Il est tout d'abord important de signaler la réponse des exploitants de **stockages sous pression de butane ou de propane quant au fait que ce type de stockage n'est pas sujet à la corrosion interne.**

Il est à noter que cet état de fait est corroboré par l'accidentologie présentée précédemment qui ne fait mention d'aucun accident en France, hors celui de Saint Hervé dû, pour mémoire, à un piquage.

Généralement, les exploitants appliquent la méthode RBI pour ces types de stockages.

Les mécanismes de la méthode RBI sont différents pour chaque exploitant. Généralement liée à la culture du groupe industriel, cette méthode est appliquée et interprétée différemment selon les exploitants. Les fondements (principe de criticité, prise en compte des divers paramètres) sont similaires et conformes au DT 84, toutefois, les philosophies de mise en œuvre et d'interprétation sont différentes. Cette réflexion est développée dans le benchmark général et dans l'Annexe A du présent rapport.

La profession utilise ses propres guides pratiques. Généralement issus d'un travail de groupe industriel, ces guides concernent à la fois la méthode RBI, les contrôles à effectuer selon l'équipement et l'interprétation des résultats. Cependant, **les guides DT 84, API 581 et API 579 forment une base commune** aux travaux des exploitants. Chaque « guide groupe » correspond à une adaptation des méthodes dites générales.

De la même manière, **chaque site adapte ces méthodes** à ses propres problématiques. Malgré la qualité et le nombre de paramètres utilisés, la méthode RBI ne garde un sens que si elle est pondérée par les difficultés propres à chaque site.

Une méthode dite « RBI » au vu des résultats des contrôles, en particulier ceux liés à la perte d'épaisseur, **ne peut être appliquée pleinement pour ce type de stockage** car le résultat obtenu en terme de fréquence d'inspection est disproportionné vis-à-vis des fréquences réglementaires des inspections périodiques et requalifications périodiques. Cette méthode permet d'atteindre les valeurs hautes des fréquences desdites inspections réglementaires. Cette remarque se vérifie chez l'ensemble des exploitants, quelque soit la méthode RBI appliquée.

De ce fait, les IP et RP sont effectués tous les 5 et 10 ans (si SIR 5/10) ou tous les 6 et 12 (si SIR 6/12). Les contrôles complémentaires sont effectués à ces occasions.

Concernant la réalisation effective des contrôles, plusieurs remarques ont été relevées lors des entretiens :

- L'examen visuel est le plus efficace pour déceler les anomalies.
- La visite interne peut être effectuée mais elle n'est pas réglementairement obligatoire. Des méthodes utilisant des sondeurs peuvent également être employées.
- Les éléments de type « piquages » et au sens plus large, les éléments difficilement inspectables, doivent faire l'objet d'une attention particulière.

4. POLITIQUES DE SUIVI MISES EN ŒUVRE POUR LES STOCKAGES ATMOSPHERIQUES DE LIQUIDES INFLAMMABLES

Dans ce chapitre sont présentés successivement :

- Les aspects théoriques (présentation générale des textes réglementaires, guides professionnels…) ;
- Les données utiles extraites des documents étudiés ;
- Les pratiques sur le terrain.

4.1 ASPECT THEORIQUE

4.1.1 Réglementation

La réglementation française sur les bacs atmosphériques contenant des hydrocarbures repose sur les textes : Arrêtés Ministériels du 9 novembre 1972 et du 19 novembre 1975: « Aménagement et exploitation des dépôts d'hydrocarbures liquides. » et Arrêté Ministériels du 4 septembre 1967: « Aménagement et exploitation des usines de traitement de pétrole brut, de ses dérivés et résidus. »

Ce texte formalise les prescriptions en terme de règle d'installation, d'exploitation, de protection et de suivi des bacs de liquides inflammables.

Ces règles s'imposent à l'ensemble des bacs d'hydrocarbure présents en raffinerie. Toutefois, le préfet garde le droit de modifier les prescriptions réglementaires pour des équipements spécifiques.

Ces textes apportent peu de paramètres réglementaires prenant en compte le vieillissement lors de la conception, la fabrication, la mise en service ou les modifications.

Cependant on trouve l'obligation réglementaire d'effectuer un contrôle décennal interne d'étanchéité des récipients. Ce contrôle peut être remplacé par un contrôle d'étanchéité externe.

Cette prescription est présentée à l'article 504.5 de l'arrêté du 9 novembre 1972:

« Les réservoirs contenant des hydrocarbures liquides à l'exception des fuel-oils lourds, bitumes et graisses doivent être soumis à une visite intérieure décennale en vue de vérifier leur étanchéité. Cette prescription n'est pas applicable lorsque des dispositions techniques sont prises pou déceler toute fuite dans les fonds des réservoirs. »

Les hydrocarbures lourds (fuel lourd et bitume) ne sont pas soumis à ce contrôle d'étanchéité obligatoire.

4.1.2 Codes de conception et de fabrication

La réglementation n'impose pas de norme sur les caractéristiques constructives des réservoirs. Il existe plusieurs codes dont les principaux sont relevés ci-dessous.

Les codes et normes pour la construction couramment utilisés sont :

- CODRES : « CODe de construction des REServoirs de stockage cylindriques verticaux » (France) ;
- BS 2654 : « Specification for manufacture of vertical steel welded non-refrigerated storage tanks with butt-welded shells for the petroleum industry » (Royaume-uni) ;
- API 620/650 : « Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks » (Etats-Unis) ;
- EN 14015 : « Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks (Européenne).

La conception des bacs intègre différents paramètres qui influencent le vieillissement, ils sont dépendants du donneur d'ordre:

- La catégorie de construction : *fondée sur le produit et le volume, elle peut être surestimée pour augmenter la sécurité ;*
- Les choix de charge de conception : *charge de service prévisible, chargements classiques (vent) et exceptionnels (séisme, feu)… ;*
- Les marges de sécurité dans le calcul : *facteur de sécurité, choix de matériau, surépaisseur de corrosion… ;*
- Les paramètres de fabrication : *qualité d'assemblage, de soudure, les matériaux, le revêtement, les tolérances admises…*

La version du code utilisée est également importante, les codes évoluant avec le retour d'expérience et l'évolution de la technique.

4.1.3 Synthèse des guides techniques – ANNEXE A

Les guides d'inspection détaillés dans l'annexe A de ce rapport correspondent aux guides utilisés dans les raffineries en France. Il existe trois grandes références, le guide de l'API (Etats-Unis), le guide de l'EEUMA (Grande-Bretagne) et enfin le guide UFIP (France).

Types de guides	Référence
Guides de la méthode RBI	API 580 API 581
Guide de la méthode FFS	API 579
Guides pour l'inspection	Guide UFIP- 2000 EEUMA 159 API 653
Guide pour le choix des contrôles	Guide UFIP/UIC DT 75
Guide spécifique	EEUMA 183

Rmq : Les guides des méthodes RBI: API 580, API 581 et 579 dont les principes et applications peuvent également être exploités pour les bacs atmosphériques ne sont pas étudié dans cette partie. Il faut se référer à l'étude faite au paragraphe 3.2, à l'annexe A et au benchmark général.

4.2 DONNEES UTILES EXTRAITES DES DOCUMENTS ETUDIES

4.2.1 Modes de dégradation, points faibles

On retrouve dans les guides un ensemble de modes de dégradation liés au vieillissement des structures. On retrouve les modes de dégradation les plus couramment rencontrés dans la liste ci-dessous.

- Déformation globale et/ou locale du réservoir due au tassement non uniforme du sol au cours des années. Cela peut entrainer :
  - la **rupture de la liaison robe-fond** par concentration de contrainte (locale) ;
  - l'ovalisation du réservoir (globale) et donc **des contraintes supplémentaires dans l'ensemble du réservoir** et des tuyauteries qui lui sont connectées. Cela peut entrainer des ruptures aux niveaux des piquages ;
  - **des déformations locales et des contraintes supplémentaires** sur le fond du réservoir (locale). Cela peut engendrer la création de poche de rétention d'eau.

- **Flambement de la robe** du au vent. La conception prend en compte ce mode de dégradation, quelque soit le code utilisé. Cependant, **la corrosion** de la robe, des raidisseurs ou **le tassement du sol** peuvent engendrer un affaiblissement de la robe suffisant pour provoquer le flambement. Cela peut entrainer la déformation et éventuellement **la rupture des parois supérieures de la robe**. C'est un phénomène que l'on retrouve également sur les bacs vides après le passage de cyclones (Etats-Unis).
- **Fissures dans le toit** dues à **la fatigue** dans le voile central. Ces fissures peuvent entrainer le remplissage des caissons du toit flottant par l'eau de pluie et donc **le coulage du toit**. Ces fissures peuvent également **laisser échapper des vapeurs** d'hydrocarbure.
- **Diminution de l'épaisseur** des éléments constitutifs du bac **due à la corrosion**. Il s'agit du phénomène le plus répandu. On distingue trois cas de corrosion dont on donne ensuite les conséquences possibles :
  - **La corrosion externe**, provenant d'un contact permanent du bac avec l'eau contenue dans l'atmosphère, piégée sur le toit ou sous le bac. Plusieurs facteurs peuvent accélérer ou ralentir la corrosion externe (ex : bac chauffé, bactéries dans le sol, atmosphère chaude et humide...).
  - **La corrosion sous calorifuge,** généralement due à un mauvais état du calorifuge laissant s'infiltrer l'eau. L'eau est alors piégée en contact avec la paroi (retenue ou écoulement continu). Ce contact s'effectue dans une atmosphère chaude, ce qui accélère le phénomène de corrosion.
  - **La corrosion interne** provenant des produits contenus dans le bac, de l'eau contenue dans les produits, décantée et mal évacuée ou de la respiration des bacs (condensation de l'humidité des vapeurs). Exceptionnellement, on peut également rencontrer des pénétrations d'hydrogène atomique dans l'acier (notamment en présence d'H_2S) engendrant des fissures (en particulier en cas de soudure de mauvaise qualité). Ces phénomènes sont les plus difficiles à observer.

Les conséquences d'une diminution d'épaisseur sont l'affaiblissement mécanique des parois et la possibilité de fissure :

- Risque de fuite du bac (diminution d'épaisseur locale) en fond, et donc pollution du sol (difficilement détectable) ;
- Risque de fissuration, puis ouverture de bac, au niveau de la robe ou du fond entrainant la vidange brutale du bac et potentiellement un effet de vague ;
- Risque de rupture de la soudure robe-fond entrainant l'ouverture instantanée du bac et la vidange brutale de celui-ci ;
- Perte de capacité mécanique de la robe, cela entraine un risque de flambement plus important (cf ci-dessus) ;
- Perte d'étanchéité du toit, entrainant les infiltrations d'eau de pluie, les fuites de produits (vapeurs) et dans le pire des cas le chavirement du toit (toits flottants).

La notion de **dégradation combinée** est présente dans l'ensemble des guides. En effet, le risque de perte d'intégrité du bac augmente lorsque plusieurs phénomènes de dégradation se combinent. Par exemple, la dégradation des parois par la corrosion peut être combinée à une concentration anormale de contrainte due à mauvais tassement. Cette combinaison apparait très favorable à une ouverture brutale du bac.

Au-delà des modes de dégradation généraux, il existe un grand nombre de points singuliers sur réservoirs atmosphériques et plus particulièrement pour les toits flottants. On les retrouve notamment dans les guides précités.

4.2.2 Contrôles non destructifs

On distingue différents moyens de contrôles utilisés pour le contrôle des réservoirs :

- **L'examen visuel** (*vérification de* l'*aspect global):*cf 3.2.2.
- **La magnétoscopie** (*contrôle de la qualité de surface):* cf 3.2.2.
- **La méthode des ult*rasons (US)*** *(examen interne et mesure d'épaisseur*)**:** cf 3.2.2.
- **L'ACFM (Alternative Current Field Measurement)** (*contrôle des soudures et surfaces*): cf 3.2.2.
- **La méthode par émission acoustique** (*examen interne et mesure de corrosion*): on « écoute » la structure au moment de la mise en charge (i.e. : remplissage). Les défauts évolutifs (évolution de fissure, déformation plastique locale…) génèrent des émissions acoustiques qui permettent de les localiser et de les qualifier. L'avantage de cette méthode est de pouvoir être réalisée en charge (bac rempli).
- **La méthode MFL-Magnetic Flux Leakage** (*examen interne et mesure d'épaissseur*) : en étudiant la propagation d'un champ magnétique créé à travers l'épaisseur de la tôle, la méthode MFL permet de détecter les variations d'épaisseur et donc les zones de corrosion. L'interprétation des données permet parfois d'obtenir l'épaisseur résiduelle d'une tôle de faible épaisseur (< 15-20 mm). Cette méthode est fréquemment utilisée pour l'analyse des fonds de bac.
- **Méthode SLOFEC-Saturation Low Frequency Eddy Current (***examen interne et contrôle d'épaisseur***) :** il s'agit d'un développement de la méthode MFL ci-dessus. En effet, le principe est identique, seul le capteur permettant d'analyser le champ magnétique est différent. Ces capteurs utilisent les courants d'Eddy, améliorant ainsi la qualité et la profondeur de l'étude (> 30 mm) du champ magnétique. Ainsi, la méthode SLOFEC permet d'obtenir une cartographie (épaisseur) détaillée d'une tôle et ceci pour les deux faces. Cette méthode relativement récente est aujourd'hui très utilisée pour analyser les fonds de bac.

- **Contrôle par piézomètre :** cette méthode consiste à vérifier la présence de produits dans les eaux souterraines au moyen de piézomètres. Cette méthode ne permet pas de différencier les « vieilles » pollutions des pollutions récentes.
- **Sondage interne de niveau :** cette méthode consiste à évaluer le niveau de produit dans un réservoir de manière précise dans le but d'en étudier la variation. Une variation importante est synonyme de fuite. Cette méthode ne permet pas de détecter les petites fuites.

4.2.3 Méthodes Générales selon Réglementation

La réglementation des bacs imposent un contrôle de l'étanchéité des fonds de réservoir contenant des hydrocarbures légers tous les dix ans.

La visite interne est préconisée pour effectuer cette vérification, néanmoins la réglementation autorise l'utilisation de méthodes alternatives de détection de fuite.

4.2.4 Méthodes Générales selon le guide UFIP 2000

Le guide UFIP cible les réservoirs d'hydrocarbure liquide. Il est réalisé sur des bases très pratiques. Toutefois, il s'agit d'un recueil de recommandations laissant aux soins des services d'inspection la liberté d'adapter ces méthodes à leur site.

En termes d'inspection, **le guide UFIP recommande** :

- **Une inspection régulière** réalisée par les opérateurs lors des opérations sur les bacs. Toute anomalie doit être signalée. Le guide préconise que ces visites soient définies dans les conditions d'exploitation.
- **Des inspections périodiques** visant à surveiller l'état des peintures, l'assise du réservoir et les effets de la corrosion externe et interne (zones visibles). De plus **le service d'inspection peut réaliser des contrôles d'épaisseur du toit et de la robe** par la méthode des ultrasons. Les fréquences de ces inspections doivent être adaptées aux conditions d'exploitation, à la vitesse de corrosion et aux épaisseurs des parois. **Des fréquences indicatives sont données dans le guide**, elles sont résumées dans le tableau suivant.
- **Un contrôle par émission acoustique-EA** de la tôle de fond permettant d'une part de déterminer l'état général de corrosion et d'autre part de localiser et pondérer d'une probabilité la présence de fuite. **L'intervalle entre les contrôles EA est dépendante des résultats des précédents contrôles**, **de la vitesse de corrosion, de l'épaisseur des tôles du fond et des conditions générales d'exploitation**. Une matrice indicative d'intervalles avant le prochain examen est donné dans le guide. **Les résultats critiques impliquent de programmer une visite intérieure** dans un intervalle rapproché.

- **<u>Une inspection intérieure</u>** dont la fréquence est dépendante de l'ensemble des résultats des étapes précédentes, de la présence ou non de revêtement intérieur, des informations données par les systèmes de surveillance de fuite, des précédents résultats de visite interne ainsi que de la criticité des fuites.

La check-list du guide contient une soixantaine de points de contrôles organisés par élément de bac, et à réaliser durant l'inspection extérieure et/ou intérieure.

Le guide renvoie aux guides API 653 et EEMUA 159 pour les opérations concernant les détails des méthodes de contrôle et d'évaluation des dommages. Toutefois il est signifié que des contrôles destructifs peuvent avoir lieu à l'ouverture des bacs, notamment pour contrôler la corrosion extérieure des tôles de fond. Il s'agit de réaliser une étude statistique sur des galettes ponctionnées en plusieurs points du bac.

Condition de service du stockage	Surveillance courante	Inspection extérieure			Inspection intérieure
	Ronde opérateur	Revêtement, assise et propreté	Inspection avec contrôle corrosion (épaisseur)	Contrôle par émission acoustique	Inspection à vide
Température ambiante	Régulière (selon procédure interne)	1 à 3 ans (selon conditions locales)	3 à 5 ans (selon historique de constat d'endommagement)	0 à 10 ans (selon précédent stade de corrosion active et fissure)	Maximum de 20 ans lorsque présence de serpentins car réglementaire Pas de maximum pour les autres. (selon produit stocké, historique d'inspection, résultats d'EA)
Stockage réchauffé	Régulière (selon procédure interne)	1 à 3 ans (selon conditions locales)	2 à 3 ans (selon historique de constat d'endommagement)	0 à 10 ans (selon précédent stade de corrosion active et fissure)	

4.2.5 Méthodes selon les guides Anglo-saxons

Le guide UFIP est basé sur deux guides de référence Anglo-saxons, le guide API et le guide EEMUA. Les méthodes rencontrées dans ces guides sont détaillées ci-dessous.

Guide API 653 :
Le guide API est réalisé sur les bases du code de construction API 650 mais il est spécifié qu'il peut être raisonnablement employé pour l'ensemble des codes constructifs.

La **notion de méthode Risk Based Inspection et de méthode Fitness For Service est explicite** dans le guide API (contrairement au guide UFIP où la méthode n'est pas clairement évoquée) qui fait référence aux parutions 579, 580 et 581 du même organisme. Ainsi le guide API privilégie ces méthodes en termes de choix du type, de la fréquence des contrôles et de l'occurrence du test hydrostatique.

En termes d'inspection, on retrouve les étapes suivantes :

- **Un contrôle de routine** effectué **au moins une fois par mois** par les opérateurs connaissant le réservoir et son contenu. Il consiste en un contrôle visuel des surfaces extérieures. Toute anomalie doit être reportée à un inspecteur.
- **Une inspection externe** menée par un inspecteur compétent. Elle consiste en un examen visuel complet du réservoir en service. Elle doit être réalisée **au maximum tous les 5 ans** si le taux de corrosion n'est pas connu. **Si le taux de corrosion est connu, cette valeur est modifiée** comme indiqué dans le tableau ci-dessous.
- **Un contrôle optionnel des épaisseurs** par la méthode des ultrasons. La pertinence de réalisation d'un tel contrôle est laissée à discrétion de l'exploitant. Si celui-ci est réalisé, il doit l'être au **maximum tous les 5 ans** si le taux de corrosion n'est pas connu. Si **le taux de corrosion est connu, cette valeur est modifiée** comme indiqué dans le tableau ci-dessous, elle ne doit **jamais excéder 15 ans**.
- **Une inspection interne** est préconisée. Cette inspection doit permettre de déterminer le taux de corrosion du fond de bac, son épaisseur minimale et son intégrité (pas de fuite). **La fréquence de l'inspection est fonction du taux de corrosion et de l'épaisseur du fond** qui ont été déterminés lors de la dernière visite interne. Dans le cas où le **taux de corrosion est inconnu l'intervalle entre deux visites ne doit pas excéder 10 ans**. **L'intervalle ne doit jamais excéder 20 ans,** sauf dans le cas où une méthode RBI est mise en place. Cette méthode, présentée dans le guide et développée dans l'API 581, permet d'étendre cette durée en prenant en compte l'ensemble des informations et des facteurs d'endommagement connus.

Deux check-lists sont à trouver dans le guide, une pour l'inspection externe (une centaine de points) et une pour l'inspection interne (plus de deux cent points).

Condition de service du stockage	Surveillance Courante	Inspection extérieure		Inspection intérieure
	Ronde opérateur	Inspection par service d'inspection autorisé	Contrôle externe par ultrason	Inspection à vide
N connu	Maximum 1 mois	Minimum entre 5 ans et RCA/(4*N)	Minimum entre RCA/(2*N) et 15 ans	Minimum entre RCA/N et 20 ans (*)
N inconnu	Maximum 1 mois	5 ans	5 ans	10 ans (*)

RCA: épaisseur résiduelle **=** épaisseur dernier contrôle – épaisseur minimale requise par le code

N: taux de corrosion par an

(*): Ces fréquences sont à considérer dans le cas où il n'y a pas de méthode RBI mise en place. Dans un tel cas, les limites sont fixées par la méthode.

Guide EEUMA 159 :

Le guide EEMUA est réalisé à partir du code de construction BS 2654 mais il est spécifié qu'il peut être raisonnablement employé pour l'ensemble des codes constructifs.

Dans un premier temps, l'approche de l'EEMUA consiste à considérer trois étapes d'inspection :

- **Un contrôle de routine** effectué par les opérateurs connaissant le réservoir et son contenu **régulièrement sans excéder 3 mois** entre deux rondes. Il doit consister en un contrôle visuel des surfaces extérieures. Toute anomalie doit être reportée au service compétent.

- **<u>Une inspection externe</u>** menée par un inspecteur compétent. Elle consiste en un examen visuel complet du réservoir en service. **Le guide précise que l'intervalle de temps entre chaque réalisation importe moins que la qualité de l'inspection visuelle réalisée**. Toutefois, il recommande les fréquences que l'on retrouve dans le tableau ci-dessous. Un contrôle optionnel des épaisseurs par la méthode des ultrasons peut être réalisé lors de cette inspection externe. Le guide fournit des éléments indicatifs pour la réalisation des contrôles par ultrasons. Le guide propose également l'utilisation de méthode plus simples, moins précises mais permettant d'effectuer un contrôle d'épaisseur sur une surface vaste (ex : méthode électro-magnétique).
- **<u>Une inspection interne</u>** est préconisée. Cette inspection doit permettre de déterminer le taux de corrosion du fond de bac, son épaisseur minimale et son intégrité (pas de fuite). **La fréquence de celle-ci est dépendante des conditions réglementaires, de l'expérience de l'industriel sur ce type de réservoir, des conditions opératoires (produit, température, climat…) et des résultats des contrôles effectués lors de la dernière visite interne**. Des fréquences selon les produits stockés sont données à titre indicatif. Celles-ci sont reportées dans le tableau ci-dessous pour un climat continental.

Deux check-lists sont à trouver dans le guide, une pour l'inspection externe (une centaine de points) et une pour l'inspection interne (plus de deux cent points).

Les notions de méthode « Risk Based Inspection »-RBI et de méthode « Reliability-Centered Maintenance »-RCM sont explicites dans le guide EEUMA qui propose de combiner ces deux méthodes pour obtenir une application probabiliste de maintenance préventive. Le principe de la méthode « Probabilistic Preventice Maintenance »-PPM est de **combiner les plans d'inspection**, intégrant une approche probabiliste de réduction du risque, **avec les plans de maintenance**, attachés à une approche probabiliste de réduction du coût.

Le résultat de l'approche PPM est la rédaction d'un plan d'inspection, d'un plan de maintenance et d'un plan d'essai (si possible) pour chaque réservoir (ou partie de réservoir) et chaque accessoire.

Les éléments (logigramme et valeurs de calculs) nécessaires à la réalisation des calculs sont fournis dans le volume 2 de l'EEMUA 159.

Condition de service du stockage	Surveillance Courante	Inspection extérieure	Inspection intérieure
	Ronde opérateur	Inspection externe complète	Inspection à vide
Stockages chauffés ou calorifugés	3 mois *	3 ans *	6 ans *
Pétrole Brut	3 mois *	5 ans *	8 ans *
Produits pétroliers légers, eau traitée	3 mois *	5 ans *	10 ans *
Produit pétroliers lourds non chauffés ou calorifugés	3 mois *	8 ans *	16 ans *

(*) L'ensemble des fréquences est donné pour un climat tempéré. Le guide donne également des valeurs pour des climats tropicaux ou désertiques.

4.2.6 Analyse comparative des méthodes

Les méthodes d'inspections proposées dans les guides API et EEMUA sont légèrement différentes de celles présentées dans le guide UFIP. On retrouve cependant de nombreux points communs.

Il est à noter que dans le guide UFIP on distingue deux types d'inspections externes ainsi qu'un contrôle par émission acoustique.

Dans le guide API, seules l'inspection externe et la mesure de la corrosion par ultrason sont présentées. Toutefois, la possibilité de reporter la visite interne offerte par l'émission acoustique peut être comparée à l'utilisation de la méthode RBI prévue dans l'API.

Le guide EEMUA met l'accent sur la méthode d'inspection visuelle externe. La méthode ultrasons (US) est également préconisée pour contrôler les viroles. La méthode (émission acoustique) EA est également présentée, mais considérée toutefois comme une option complémentaire.

Le taux de corrosion permet de moduler les fréquences de contrôle données dans les deux guides, cela est explicitement énoncé dans l'API contrairement au guide UFIP. Ainsi, des facteurs que l'on peut assimiler à des facteurs de sécurité sont mis en avant dans le guide API pour les intervalles entre visite externe et ceux entre contrôle par ultrasons. La sécurité est accentuée lorsque la vitesse de corrosion n'est pas connue.

L'intervalle entre les inspections internes est préconisé de manière à atteindre l'épaisseur minimale lors de la visite interne, sauf si cela dépasse 20 ans. Le guide EEMUA traite bien distinctement les produits en donnant des valeurs génériques d'intervalle pour chacun. In fine, la méthode RBI/RCM proposée est recommandée pour calculer ces intervalles.

Le guide UFIP développe particulièrement les modes de défaillance et les protections possibles en terme de corrosion, alors que pour l'API cette notion est donnée dans des guides spéciaux (API RP 651 et RP 652).

Le guide API développe plus profondément les réparations à effectuer et les conditions de test hydrostatique qui en découlent.

Les guides Anglo-saxons détaillent plus particulièrement la surveillance et l'évaluation du tassement; ils s'orientent clairement vers des méthodes RBI adaptées aux bacs atmosphériques.

La méthode RBI/RCM du guide EEMUA semble être la seule méthodologie rencontrée intégrant à la fois le risque, l'inspection et la maintenance dans le suivi des réservoirs atmosphériques.

Les guides API et EEMUA restent des références incontournables pour l'application des méthodes décrites dans le guide UFIP 2000.

A terme, **ces deux guides orientent l'inspection sur la méthode** RBI. Celle-ci sera cependant adaptée aux bacs atmosphériques.

Dans l'ensemble, le guide EEMUA est le plus complet des guides étudiés.

4.2.7 Cas particuliers des serpentins

Les bacs réchauffés contenant des serpentins ne sont pas soumis au contrôle d'étanchéité réglementaire puisque les produits chauffés sont des produits lourds.

Néanmoins, les serpentins sont soumis à la réglementation sous pression et par conséquent à la requalification périodique. Cette requalification est effectuée lors de la vidange du bac.

Des dispositions particulières sur l'intervalle d'inspection sont données par le BSEI n°07-206 préconisant l'utilisation du Cahier Technique Professionnel (CTP) **« Dispositions spécifiques applicables aux réchauffeurs de réservoirs de stockage » :**

> *Ainsi la requalification périodique peut être effectuée avec un intervalle allant jusqu'à 20 ans, cela est possible sous réserve que les conditions du CTP soient satisfaites :*
>
> *« 1-. Le produit contenu dans le réservoir ne donne pas, au contact de l'eau, de réaction chimique susceptible de compromettre, immédiatement ou à terme, la tenue mécanique ou l'intégrité du réservoir.*
>
> *Les substances suivantes sont réputées répondre à cette condition lorsque toutes les parties résistantes du réservoir sont en acier non austénitique :*
>
> - Hydrocarbures issus d'opérations de raffinage
> - Hydrocarbures sulfonés
> - Hydrocarbures fluorés ou chlorés.
>
> *2- Le réservoir est convenablement protégé contre les risques de surpression consécutifs à la rupture franche d'un élément du réchauffeur.*
>
> *3- La dernière épreuve du réchauffeur a été réalisée à une pression répondant à l'une des conditions suivantes :*
>
> - pour les réchauffeurs fabriqués sous le régime du décret du 2 avril 1926 modifié, elle est égale à :
> - trois fois le timbre si ce dernier n'excède pas 6 bars,
> - le timbre augmenté de 12 bar si ce dernier est supérieur à 6 bars sans excéder 12 bars,
> - deux fois le timbre si ce dernier est supérieur à 12 bars.
> - pour les réchauffeurs fabriqués sous le régime du titre 2 du décret du 13 décembre 1999 précité, elle est au moins égale à la plus grande des deux valeurs suivantes :
> - 2 x PS,
> - 4/3 x PS x 1,25 (f ambiante / f Ts) »

Le CTP préconise de vérifier les accessoires de sécurité liées à ces bacs tous les 18 mois.

La requalification périodique est composée d'un contrôle externe visuel et d'un test hydraulique. Les accessoires sont également vérifiés à cette occasion.

Ces réservoirs sont donc ouverts tous les 20 ans au maximum. Cette ouverture est l'occasion de réaliser une inspection interne du bac.

4.3 PRATIQUES SUR LE TERRAIN

4.3.1 Politique générale

L'annexe B constitue le résumé de l'ensemble des visites réalisées dans six raffineries françaises représentant l'ensemble des groupes industriels présents sur le territoire français. Ce paragraphe reprend des éléments de l'annexe B et les considérations développées ci-dessus pour tirer les conclusions de ces visites.

De manière générale, l'ensemble des exploitants visités utilisent une méthode proche de la méthode UFIP 2000.

Certains **des exploitants mettent actuellement en place une méthode RBI ou assimilée** pour l'inspection des bacs atmosphériques. Ces méthodes sont à ce jour en phase de conception et d'essai ou, au mieux, en phase d'application progressive. A ce jour, **aucune installation visitée n'applique la méthode RBI** sur l'ensemble de ses bacs atmosphériques.

Nous évoquons, dans l'annexe B, les méthodes actuelles de suivi rencontrées sur les sites visités. La politique générale de suivi consiste à organiser l'ouverture des bacs en prenant en compte l'ensemble des éléments suivants :

- les bacs fuyards sont ouverts dès détection ;
- les bacs dont les résultats de contrôle d'étanchéité sont critiques sont ouverts en priorité ;
- le nombre de bacs ouverts simultanément est limité par les besoins de l'exploitation. L'ouverture d'un bac signifie un arrêt allant de 4 à 12 mois selon les industriels ;
- l'ouverture d'un bac concerne l'ensemble des services de la raffinerie (opération, nettoyage, inspection, maintenance…). Elle doit être minutieusement organisée pour que l'ensemble des actions soient menées de manière cohérente, en toute sécurité et dans des délais minimisés.

L'objectif de cette politique est de réaliser le maximum des actions nécessaires au maintien en service des bacs avec un minimum d'ouverture. Lors de l'ouverture, de nombreuses actions de contrôle et de maintenance sont réalisées. Il s'agit de remettre en état le bac pour une durée de service aussi longue que possible.

Ainsi on ne parle pas de durée de vie globale pour un équipement de ce type mais de durée de vie résiduelle, c'est-à-dire la durée de vie avant la grande action de maintenance. Celle-ci correspond généralement à l'ouverture du bac.

4.3.2 « Bonnes pratiques » et points d'attention

L'étude de terrain a permis de mettre en valeur certaines pratiques de qualité qui se sont distinguées lors des visites. L'analyse de ces pratiques, la synthèse des éléments obtenus via les discussions avec les experts du domaine ainsi que les notions extraites des guides utilisées par l'ensemble de la profession ont permis, sans entrer dans le domaine technique, de tirer des conclusions sur les pratiques à mettre en place pour assurer un maintien de l'intégrité des bacs atmosphériques.

En premier lieu, une articulation de l'inspection en plusieurs étapes complémentaires semble nécessaire pour assurer un suivi quasi-permanent des bacs tout au long de leur utilisation:

- Des rondes fréquentes doivent permettre de détecter les anomalies majeures visibles de l'extérieur, de surveiller la dégradation progressive des anomalies connues et de détecter les fuites éventuelles au niveau de la robe et en pied de bac ;
- Une inspection externe en marche doit permettre de contrôler l'ensemble des points sensibles externes par le biais de contrôles visuels qui peuvent être complétées par des techniques de CND. Cette inspection doit également permettre de suivre l'évolution de la corrosion en mesurant la perte d'épaisseur des tôles de la robe par le biais de techniques de CND adaptées ;
- Une inspection interne poussée à l'ouverture doit permettre d'établir un diagnostic complet de l'état du bac en utilisant l'ensemble des méthodes de CND appropriées.

Les fréquences doivent être adaptées en fonction du risque lié au stockage, de la connaissance du stockage et des résultats d'inspections préalables.

D'autre part, selon le contexte et de façon complémentaire, d'autres inspections et contrôles peuvent être réalisés :

- Des contrôles d'étanchéité en marche peuvent permettre d'apporter une sécurité complémentaire vis-à-vis de l'étanchéité du fond ;
- Des contrôles géométriques peuvent être réalisés lors des différentes inspections (externe, ouverture) afin de valider la stabilité géométrique du réservoir. Sur les sites sensibles (sols instables) ces contrôles doivent être réalisés régulièrement. Ces mesures peuvent être complétées lors de l'ouverture du bac par un contrôle du fond par un géomètre. Ce contrôle permet de détecter les déformations anormales telles que les sillons par exemple.
- Il ne semble pas exister de critères précis sur la stabilité des sols permettant de déclencher de tels contrôles.

La qualité de chacune de ces interventions est conditionnée par :

- Les compétences des différents acteurs : les raffineries emploient **des entreprises extérieures qui sont généralement auditées puis certifiées pour un nombre d'années défini** au préalable (2, 3, 5 ans…). Les inspecteurs s'appuient sur ces audits et sur les certifications des contrôleurs pour valider leurs interventions sur le site. Les résultats des contrôles sont exploités par des inspecteurs du SIR dont la compétence est validée en interne et à travers des certifications telles que la certification UIC.
- Le choix des méthodes : **la fréquence, l'outil et le lieu des contrôles ou actions de maintenance sont choisis sur la base de l'expérience** de l'inspecteur et du contrôleur en intégrant les retours d'expérience, la connaissance préalable de l'équipement et les notions évoquées dans les guides.
- La fiabilité des méthodes : **rarement évaluée de façon formelle, cette fiabilité** doit permettre de pondérer la confiance à accorder aux résultats et par conséquent orienter les décisions qui en découlent.
- Les critères d'acceptabilité : généralement définis dans les codes de construction, ces critères doivent être clairement enregistrés pour chaque construction. En particulier, pour les constructions anciennes, un choix sécuritaire doit être réalisé quant au code de référence à utiliser. Dans certains cas, des méthodes de Fitness For Service peuvent être utilisés pour prolonger le délai avant ouverture et maintenance. Néanmoins, ces méthodes doivent faire l'objet d'une grande rigueur dans le relevé des données et dans les calculs mis en œuvre.

L'ensemble de ces méthodes doivent être mises en œuvre pour éviter les incidents critiques. **En particulier, les dégradations classiques suivantes doivent être surveillées avec attention :**

- La corrosion du fond, du pied de robe ou de la jonction : un affaiblissement général ou local peut mener à une fuite de produit important voire, dans le pire des cas de figure, à une ouverture zip du réservoir. Les conséquences d'un tel accident peuvent être catastrophiques pour l'humain comme pour l'environnement.
- Les toits flottants : sujets à de nombreux problèmes de vieillissement le risque majeur est de les voir couler dans le réservoir ce qui a pour effet de libérer le nuage gazeux à l'air libre. Une telle situation suscite des risques d'incident majeur puisque le ciel gazeux du réservoir peut notamment s'enflammer.
- L'affaissement des fondations : c'est un phénomène mal maitrisé puisque peu d'exploitants font réaliser des contrôles réguliers sur les aspects géométriques des bacs. Pourtant, les conséquences d'un affaissement des fondations peuvent être catastrophiques à long terme comme à court terme. La modification des appuis peut entrainer des déformations en tout point du bac, augmentant les sollicitations qui lui sont imposées. Une déformation globale ou locale trop importante peut entrainer la rupture à plus ou moins long terme du composant.

- Les déformations locales du fond de bac : directement liées aux modifications des appuis, ces déformations peuvent être difficilement détectables. En effet, à moins de faire réaliser une cartographie complète par un géomètre du fond de bac, des déformations majoritairement élastiques peuvent rester invisibles sans charge de service (à vide). Hors ces déformations peuvent créer des rétentions d'eau ruisselante en fond de bac en service. Cette situation, responsable de l'incident dans la raffinerie de Kallo, peut entrainer une corrosion accélérée rendant superflues les vitesses de corrosion déduites des contrôles préalables.

5. REMARQUES ISSUES DES ECHANGES AVEC LES INDUSTRIELS DE LA PETROCHIMIE

Les visites de site, comme les participations aux différents groupes de travail, ont permis de mettre en avant certaines remarques générales sur l'inspection. Nous traitons dans cette partie cinq aspects fondamentaux. D'une part, nous abordons des thèmes généraux comme la notion de durée de vie, la compétence des acteurs du suivi et la fiabilité des méthodes des équipements, d'autre part nous traitons deux points spécifiques de divergence importants concernant les stockages atmosphériques de liquide inflammable, le contrôle par EA et le revêtement anticorrosion des fonds de bac.

5.1 REMARQUES GENERALES

5.1.1 Compétence des acteurs

La compétence est une des clefs de la bonne pratique de l'inspection. Cet aspect est qualifié par l'ensemble des exploitants comme fondamental.

En particulier, lors de l'ouverture d'un bac, les exploitants s'accordent sur le fait que le personnel nécessaire à l'ensemble des opérations est nombreux. Le délai d'opération est long et coûteux. La qualification et l'organisation des opérations jouent un rôle fondamental à plusieurs niveaux.

Pour réaliser l'ensemble des actions liées à l'inspection, les exploitants font appel à des entreprises externes. Les choix et les contrôles relatifs aux compétences sont alors fondamentaux.

Certaines pratiques qualifiées par les exploitants de pratiques de qualité se sont distinguées lors des visites :

- contrat de longue durée permettant la connaissance des acteurs ;
- vérification de la certification des acteurs ;
- réalisation d'audits réguliers des acteurs ;
- vérification ponctuelle du travail effectuée par « tiers contrôle » ;
- exploitation des données privilégiée en interne ;
- travail en couple interne/externe ;
- travail collaboratif maintenance/inspection ;
- réalisation des actions sensibles par les inspecteurs internes.

5.1.2 Notion de durée de vie

La conception d'un équipement permet d'obtenir une géométrie minimale nécessaire à la résistance aux charges maximales qui lui seront imposées. Toutefois un certain nombre de marges de sécurité sont à noter. L'épaisseur minimale de calcul est la somme :

- d'une épaisseur de tenue, résultant d'une charge maximale de fonctionnement et d'un type de matériau. Les valeurs théoriques de résistance du matériau et de charge de service sont pondérées par des coefficients de sécurité ;
- d'une tolérance de fabrication ;
- d'une surépaisseur de corrosion.

Pratiquement, les choix de construction sont faits dans un catalogue de tôles dont les épaisseurs sont standardisées. L'épaisseur réelle de la tôle sera supérieure à la valeur de calcul ajoutant ainsi une sécurité complémentaire.

Ainsi, en connaissant les paramètres géométriques de conception (épaisseur minimale de résistance et épaisseur réelle), les paramètres de dégradation (vitesse de corrosion), on pourrait théoriquement estimer une « durée de vie » pour l'appareil.

En pratique, de nombreux constats rendent purement formel un tel calcul :

- les valeurs théoriques des vitesses de dégradation peuvent être très différentes de la réalité ; de nombreux facteurs influencent ces vitesses théoriques (produit, température, environnement…) ;
- les dégradations localisées suivent généralement des rythmes d'évolution plus rapides que les règles d'évolution connues ;
- plusieurs modes de dégradation ne sont pas liés au temps mais aux conditions d'exploitation ;
- la maintenance des éléments défectueux (ex : tôles de fond de bac) permet de modifier considérablement la durée de vie estimée.

Il n'est donc pas raisonnable d'estimer une durée de vie globale à la mise en service de l'équipement.

Cependant des notions de durée de vie résiduelle ou durée de maintien en service sont possibles sous certaines conditions que l'on retrouve notamment dans les guides FFS :

- les modes de dégradations doivent être connus, leurs causes et leurs effets maitrisés. Lorsqu'il s'agit de vitesse de corrosion, l'ensemble des vitesses (long terme, court terme et théorique) doit être analysé et pris en compte ;
- les conditions opératoires doivent être maitrisées, documentées/tracées et surveillées ;

- des inspections doivent être menées régulièrement pour vérifier le comportement de l'équipement ;
- des inspections plus fréquentes doivent être menées lors de l'apparition de condition opératoire exceptionnelle pouvant entrainer des modes de dégradation à cinétique rapide ;
- des inspections doivent être menées lors de changements importants dans les conditions opératoires ou dans les résultats des inspections ;
- des investigations doivent permettre de justifier toute variation anormale dans le comportement de la structure.

La notion de durée de vie résiduelle est donc directement dépendante des résultats de l'inspection et de la maintenance.
La durée de vie résiduelle d'un équipement doit correspondre au minimum des durées de vie résiduelle locales correspondant aux différents composants et aux différentes cinétiques de dégradation. Elle doit être réévaluée après chaque modification sur l'équipement (contrôle, maintenance…) ainsi que pour chaque modification de l'environnement de l'équipement ou de son processus opératoire (produit, température etc…).
La durée de vie résiduelle ainsi évaluée permet de définir, moyennant des marges de sécurité adaptées en fonction du risque, des méthodes de contrôle et des fréquences maximales associées d'une part puis des opérations de maintenance à réaliser d'autre part. L'ensemble de ces informations permet de formaliser le plan d'inspection. Le plan d'inspection ainsi défini fait nécessairement référence à un niveau de risque acceptable. In fine, la fin de vie de l'équipement correspond à une situation de risque non maîtrisé associée à une réparation impossible ou économiquement non viable.
Dans une optique de développement de la gestion des risques liés au vieillissement, un rapprochement des niveaux de risque associés à chaque équipement dans le plan d'inspection avec ceux définis dans l'étude de dangers serait intéressant.

5.1.3 Fiabilité des méthodes de contrôle

L'ensemble des pratiques d'inspection s'appuient sur des résultats de contrôle visuel ou non destructif. Quelque soit l'équipement, ces méthodes ont une influence directe sur les choix des services d'inspection et sur la qualité du suivi. Plusieurs incidents ont montré que malgré des contrôles adaptés, l'inspection peut passer à coté de défauts non négligeables.

Si la sélection des méthodes de contrôle adaptées à l'équipement et à ses modes de dégradation semble bien définie dans les guides, **la fiabilité des résultats qui leur sont associés reste propre à chaque site voire à chaque inspecteur.** Ainsi on retrouve plusieurs méthodes pouvant donner des appréciations variables pour chaque type de contrôle.

Les informations traitées dans cette étude permettent de retenir les points clés de l'évaluation des méthodes CND. L'objectif étant d'évaluer au mieux la qualité des résultats d'un contrôle et de maîtriser au mieux les marges d'erreur inhérentes au contrôle.

Cette fiabilité doit être évaluée en fonction de la confiance accordée à l'opérateur (certifications, expérience…), des sensibilités de la méthode (retour d'expériences, paramètres d'entrée, réglages…) et des conditions de mises en œuvre (conditions météorologiques, état des surfaces testée, nombre de points etc…).

La fiabilité ainsi définie peut orienter le choix des fréquences d'inspection, le nombre de contrôles complémentaires à mettre en place, le nombre de points inspectés etc…

5.2 REMARQUES PARTICULIERES AUX BACS DE STOCKAGE ATMOSPHERIQUES

5.2.1 Le contrôle d'étanchéité par émissions acoustiques pour reporter les ouvertures de bac

En France, de nombreux exploitants pratiquent le contrôle par émission acoustique afin de repousser au maximum l'ouverture du bac. Ce contrôle consiste à « écouter » à l'aide d'instruments le bruit de la corrosion active et/ou des fuites actives. Cette écoute permet de statuer sur deux paramètres :

- L'intensité globale du bruit, due à la corrosion généralisée, permettant de statuer sur le niveau de corrosion général. Il est représenté par une lettre allant de A à E.
- L'intensité localisée des signaux, due aux pics de corrosion ou aux fuites, permettant de mettre en avant un niveau de pic de corrosion/fuite du bac. Il est représenté par un chiffre allant de 1 à 5.

Cette méthode, controversée chez les exploitants (français et étrangers), ne semble pas être adaptée pour valider à elle seule l'intégrité d'un équipement. Les raisons évoquées par les détracteurs de la méthode sont :

- La méthode n'est pas préconisée par les guides internationalement reconnus tels que l'API 653 et l'EEMUA 159 comme méthode à part entière de vérification d'intégrité du fond de bac.
- Les résultats de la méthode semblent présenter de fortes variabilités en fonction :
  - des conditions de mise en œuvre (bruit extérieur, vent). Elles peuvent fortement perturber le contrôle ;
  - de l'interprétation des résultats, à la charge du contrôleur, consistant à traduire les mesures acoustiques en lettre et en chiffre ;
  - de l'interprétation des lettres et chiffres qui est propre à chaque site. L'UFIP 2000 fournit une matrice, celle-ci sert de base aux exploitants. Toutefois, les exploitants ont parfois développés leur propre matrice, plus sévère.
- La méthode mesure les dégradations actives (corrosion en cours et fuites) mais ne donne pas l'état de corrosion des tôles ;
- La méthode ne permet pas de détecter la corrosion bactériologique ;

- A l'heure actuelle, peu d'études permettent de corréler les résultats des contrôles avec l'état réel du fond de bac.

Cette méthode devrait donc être utilisée avec précaution quant à sa mise en place d'une part et quant à l'exploitation des résultats d'autre part. En particulier, le report d'ouverture des bacs ne devrait pas être réalisé sur ces seuls résultats. Il semble nécessaire d'analyser l'ensemble des résultats d'inspection du bac et de corréler les résultats avec une durée de vie résiduelle calculée sur la base d'une vitesse de corrosion pratique connue.

En d'autres termes, l'utilisation des émissions acoustiques devrait être un complément à la méthode classique (cf 4.1.3) destinée principalement à détecter les fuites actives.

5.2.2 La maintenance préventive : revêtement anticorrosion

La maintenance préventive fait partie intégrante de la politique de gestion des bacs. En ce sens, **les méthodes et choix appliqués varient d'un exploitant à l'autre.**

Au cours des visites et des discussions, la maintenance a suscité des points de vue variables. Il s'agit du revêtement anticorrosion des fonds de bac généralement réalisé en époxy.

La majorité des exploitants s'accordent sur la réelle protection contre la corrosion apportée par un revêtement spécifique du fond de bac. Toutefois, certains exploitants ont émis des réserves sur ce type de protection. Plusieurs remarques constructives ont été retenues ici sur les précautions à prendre:

- Tout d'abord, le revêtement doit être considéré comme un système de protection et non de réparation, ainsi la surface couverte doit être soigneusement réparée et préparée avant l'application du renfort.
- Ensuite, la qualité de la pose du revêtement s'avère complexe, en particulier, l'épaisseur et l'adhérence du produit appliqué doivent être vérifiées. Il est nécessaire d'effectuer une validation minutieuse de la pose par un inspecteur expérimenté. En effet, un revêtement mal posé n'apporte que peu de protection et, au contraire, peut même se transformer en piège à eau ruisselante ce qui peut à terme entrainer une accélération du phénomène de corrosion.
- Le revêtement ne doit pas être considéré comme une protection totale de l'équipement. En effet d'autres modes de dégradation, tels que la corrosion externe du fond de bac ou les déformations géométriques, restent à considérer.
- Enfin, le vieillissement propre des revêtements est mal connu. Certains exploitants affirment que, 15 ou 20 ans après la pose, la protection n'a pas subi de modification majeure. D'autres affirment que les revêtements sont apparus sérieusement dégradés après seulement quelques années. Du coté des entreprise de pose de revêtement, une garantie de tenue à 10 ans est donnée.

Les revêtements anticorrosion représentent le meilleur moyen à l'heure actuelle pour protéger les fonds de bacs du phénomène de corrosion. Toutefois des précautions doivent être prises quant au choix du revêtement utilisé et de sa mise en place. Enfin, il est nécessaire d'obtenir des informations probantes sur le comportement dans le temps des revêtements sélectionnés.

6. CONCLUSION

L'accidentologie récente a rappelé que le vieillissement des installations industrielles nécessitait la mise en place d'un suivi rigoureux des stockages en raffinerie permettant d'assurer le maintien de l'intégrité mécanique des réservoirs au cours du temps.

L'analyse des principes de suivi des stockages (réglementation, guides et situation réelle) dans les raffineries françaises a permis de mettre en lumière l'existence de méthodes de suivi profondément variables en fonction du type d'équipements suivis (équipements sous pression et bacs de stockage), de la politique du groupe industriel et de la réglementation associée.

Quelle que soit la politique de suivi, la compétence des acteurs de l'inspection est primordiale pour assurer un suivi des stockages de qualité. En particulier, la gestion du personnel extérieur et de ses compétences doit faire l'objet d'une validation formelle.

Pour chaque phase de l'inspection, l'exploitation des résultats des CND doit tenir compte du niveau de fiabilité accordé à la méthode. Celui-ci dépend à la fois de la compétence des opérateurs, de la sensibilité des instruments et des conditions de mise en œuvre.

Les équipements sous pression font l'objet de suivi rigoureux, en s'appuyant sur les exigences de la réglementation et sur la méthode de Risk Based Inspection.

En particulier, les stockages de GPL (propane, butane) ne subissent pas de corrosion interne, ce qui permet de concentrer les inspections sur les agressions externes, plus facilement détectables. Toutefois, l'analyse des pratiques sur le terrain a montré que la mise en œuvre des méthodes RBI aboutit à des résultats variables d'un site à l'autre et cela malgré une méthode générale commune.

On retiendra également les conclusions suivantes sur le suivi des stockages sous pression de GPL en raffinerie :

- L'accidentologie montre que les accidents sur les stockages de GPL ayant pour cause le vieillissement des installations restent rares ;
- Les méthodes RBI appliquées aux stockages de GPL donnent des durées d'inspection nettement plus étendues que celles des inspections réglementaires. Cela a pour effet de limiter la surveillance de ces équipement aux inspections réglementaires ;
- L'absence de corrosion interne justifie l'absence de visite interne des réservoirs ;
- L'accent doit être porté sur les agressions extérieures aux réservoirs (égoutture, retenue d'eau…). Pour cela, des inspections visuelles approfondies et fréquentes semblent être efficaces.

L’analyse des méthodes d’inspection des bacs de stockage atmosphérique a montré la convergence des industriels vers une méthode globale, formalisée dans le guide UFIP 2000. Toutefois l’étendue et la nature des contrôles restent très variables d’un site à l’autre et plusieurs points prêtent à divergence. Plusieurs exploitants s’orientent progressivement vers des méthodes de type RBI.

On retiendra les conclusions suivantes pour le suivi des bacs de stockage atmosphériques en raffinerie :

- L’accidentologie montre que :
  - Les inspections menées à l’heure actuelle ne suffisent pas à assurer l’intégrité des bacs atmosphériques ;
  - Les bacs de pétrole brut sont victimes d’une corrosion plus importante que les autres produits en raffinerie ;
  - L’instabilité géométrique de l’assise du réservoir peut être une cause de défaillance majeure.
- L’analyse des méthodes d’inspection (guides, réglementations, pratiques) a montré que :
  - Le principe des trois étapes d’inspection (ronde, visite externe et visite interne) est repris dans l’ensemble des référentiels et doit permettre d’assurer un suivi fiable des réservoirs.
  - Ces inspections doivent permettre la mise en œuvre de méthodes de contrôle adaptées au stockage, à ces conditions d’exploitation et aux résultats des inspections précédentes.
  - Toute modification doit être prise en compte dans les choix liés à l’inspection. En particulier, la maintenance et les changements de conditions opératoires doivent faire l’objet d’un suivi permanent.
- L’ensemble des informations récoltées a permis de mettre en avant plusieurs remarques importantes :
  - Le contrôle des fondations, de l’assise et des aspects géométrique des réservoirs ne doit pas être négligé ;
  - Les contrôles par émission acoustique doivent être considérés avec plus de précautions qu’actuellement quant à leur mise en place et l’exploitation de leurs résultats ;
  - Les revêtements anti-corrosion doivent faire l’objet d’une attention particulière lors de leur application.

Quelque soit l'équipement, une durée de vie globale n'a pas de sens pour l'exploitation industrielle. Une notion de durée de vie résiduelle peut cependant être calculée. Elle doit prendre en compte l'ensemble des modes de dégradation dépendant du temps et doit être adapté en fonction des conditions opératoires de l'équipement, des critères d'acceptabilités liés à l'équipement et de la connaissance de l'équipement (conception, inspection et maintenance). Cette durée de vie résiduelle doit être évaluée régulièrement et doit permettre de réguler les fréquences et les méthodes des inspections à réaliser pour conserver en permanence une situation de risque acceptable vis-à-vis du vieillissement de l'équipement.

Dans l'optique d'améliorer la gestion des risques liés au vieillissement, le niveau de risque accepté, implicitement ou explicitement, par le plan d'inspection devrait être cohérent avec les niveaux de risque évalués dans l'étude de dangers.
Pour atteindre une situation de risque maîtrisé, la démarche fondamentale consiste, comme toujours, à trouver le meilleur équilibre possible entre le niveau de risque acceptable au travers des plans d'inspection et le coût engendré par les pratiques de suivi des équipements.

7. LISTE DES ANNEXES

Repère	Désignation précise	Nombre de pages
A	Présentation des principaux guides liés à l'inspection des stockages utilisés en raffineries	9
B	Bilan des visites en raffineries	16

8. REFERENCES

REFERENCES REGLEMENTAIRES, NORMATIVES ET GUIDES PROFESSIONNELS :

	EQUIPEMENTS SOUS PRESSION
1.	Directive européenne relative aux ESP : 97/23/CE du 29 mai 1997
2.	Décret initial du 18 janvier 1943 modifié portant règlement sur les appareils à pression
3.	décret n° 99.1046 du 13 décembre 1999 relatif aux équipements sous pression, modifié ensuite par les décrets respectifs 2003-1249 du 22 décembre 2003 et 2003-1264 du 23 décembre 2003
4.	Arrêté du 21 décembre 1999 relatif à la classification et à l'évaluation de conformité des équipements sous pression
5.	Arrêté du 15 mars 2000 modifié, relatif à l'exploitation des équipements sous pression (modifiés par l'arrêté du 13 octobre 2000 et par l'arrêté du 30 mars 2005)
6.	Instruction DM-T/P n° 32510 du 21 mai 2003 relative à la « reconnaissance d'un Service Inspection d'un établissement industriel »
7.	Circulaire BSEI n°06-080 du 6 mars 2006
8.	Circulaire BSEI n°06-194
9.	Circulaire BSEI n°07-107
10.	Circulaire BSEI n°05-139
11.	Arrêté du 22 juin 2005 portant habilitation de l'APAVE Groupe, de l'ASAP et du Bureau Veritas.
	Autres guides utilisés dans la réglementation ESP (généraux)
12.	Guide AFIAP: « Le guide de bonnes pratiques pour les contrôles par émission acoustique des équipements sous pression » - généralités et annexe 1 de mai 2004 + annexe 3 de mai 2004 (sphères) + annexe 4 de juin 2005 (réservoirs GPL dits petits vracs) + annexe 6 de mai 2004 (équipements sous pression cylindriques) – approuvés par BSEI n°07-107 de avril 2007.

13. Guide AQUAP: « Inspection réglementaire des équipements sous pression revêtus extérieurement ou intérieurement » - révision 2 – décembre 2005 – approuvé par BSEI n°06-011 de janvier 2006

14. Guide AFIAP: « Le guide de classification des modifications ou réparations de tuyauteries d'usine soumises à la réglementation française » - février 2004 – approuvé DM-T/P n°32 969 de Mai 2004

15. Guide AQUAP: « Le guide de classification des modifications ou réparations des équipements sous pression soumis à la réglementation » - révision 3 – mars 2004 – approuvé DM-T/P n°32 969 de Mai 2004

Guides généraux pour établissement des plans d'inspection (France)

16. Guide pour l'établissement des plans d'inspection (périodicités IP et RP 5 et 10 ans) - UIC/UFIP/CTNIIC document DT 32 révision 2 – juin 2008

17. Guide pour l'établissement des plans d'inspection permettant de définir la nature et les périodicités d'inspections périodiques et de requalifications périodiques pouvant être supérieures à cinq et dix ans - UIC/UFIP document DT 84 - juin 2006

Guides relatifs au Fitness for Service (FSS) ou Fitness for Purpose (FFP)

18. API 579-1: "Recommended practice for Fitness-for-Service", juin 2007

19. Guide British Standard BS 7910:2005 – Guides on methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures, British Standards Institution, London, 2005

Note : ex standard PD 6493:1991 – inclut la procedure PD6539:1994 for high temperature assessment

Guides - methodes RBI

20. API 580 : "Risk-Based Inspection" 2002

21. API 581 : "Base Resource Document on Risk Based Inspection" 2008

22. API 510 : "Pressure Vessel Inspection Code" 2006

23. API 570 : « Piping Inspection Code » 2003

Autres guides

24. EEMUA Publication 193, Recommendations for the training, development & competency assessment of inspection personnel, 1999 (à confirmer si analyse)

25. API 571, DAMAGE MECHANISMS AFFECTING FIXED EQUIPMENT IN THE REFINING INDUSTRY, 1st edition, December 2003

26. DT 75 – guide pour le choix des méthodes de contrôles des matériaux et équipements - mai 2002

Code de construction :

27. CODAP: Code de construction des appareils à pression – SNCT

BACS DE STOCKAGE ATMOSPHERIQUES

28. Arrêtés Ministériels du 9 novembre 1972 et du 19 novembre 1975: Aménagement et exploitation des dépôts d'hydrocarbures liquides.

29. Arrêté Ministériels du 4 septembre 1967: Aménagement et exploitation des usines de traitement de pétrole brut, de ses dérivés et résidus.

30. Circulaire BSEI 07-206

31. Guide pour l'inspection et la maintenance des réservoirs métalliques aériens cylindriques verticaux d'hydrocarbures liquides en raffinerie – UFIP – Edition Août 2000

32. EEMUA Publication 159, Users guide to the inspection, maintenance and repair of above ground vertical cylindrical steel tanks, ISBN 0 85931 1317, 3rd edition, 2003

33. EEMUA 183, guide for the prevention of bottom leakage from vertical cylindrical, steel storage tanks

34. API 653 : "Tank Inspection, Repair, Alteration et Reconstruction" 2008

35. Cahier Technique Professionnel AFIAP: Dispositions spécifiques applicables aux réchauffeurs de réservoirs de stockage

36. Note de doctrine du 15 octobre 2008 – BRTICP/2008-514/CBO : effet de vague dans les dépôts de liquide inflammables (y compris stockages au sein de sites industriels tels les raffineries)

Annexe A

Présentation des principaux guides liés à l'inspection des stockages utilisés en raffinerie.

1. GUIDES DE METHODOLOGIE GENERALE (RBI ET FFS)

Depuis le début des années 90, deux méthodes dues à des institutions américaines ont fait leur apparition en France.

Il s'agit d'une part, de la méthode de réalisation des plans d'inspection sur la base de leur criticité « Risk-Based Inspection-RBI » et d'autre part de la méthode de maintien en service « Fitness For Service-FFS ».

- **La méthode « Risk-Based Inspection-RBI »** consiste à **planifier l'inspection selon le risque** apporté par la défaillance de la structure.
  A ce titre, le risque est mesuré sur la base d'une probabilité de défaillance de l'équipement couplée avec la conséquence à en attendre. Le niveau de risque ainsi déterminé va permettre de classer les équipements et d'ordonner les actions d'inspection dans le but de minimiser le risque et de cibler les inspections sur équipements les plus à risque.

  C'est notamment sur cette base que sont constitués les guides UFIP/UIC DT 32 et DT 84 utiles au SIR pour mettre en place les plans d'inspection.

  Le guide présentant la méthode générale est publié par l'American Petroleum Institute, il s'agit de l'API 580 « Risk-Based Inspection ». Le guide constitue une base des étapes à suivre pour établir un plan d'inspection ; cependant, il n'en donne pas les méthodes pratiques qui, elles, sont à trouver dans l'API 581. Ce dernier guide est fréquemment mis à jour, la dernière version date de septembre 2008. Un résumé succinct est présenté dans le benchmark général (Annexe G).

- Le principe de la **méthode « Fitness For Service-FFS »** est d'évaluer l'intégrité de la structure d'un équipement pour un service ultérieur (souvent jusqu'à un prochain arrêt ou une prochaine inspection), en tenant compte des dégradations et de ses déviations par rapport à des conditions de conception. **L'API 579 « Recommended practice for Fitness-for-Service » est le guide de référence** des institutions américaines en la matière.

  On a recours au guide lorsque des doutes apparaissent **sur le maintien de l'équipement à une échéance donnée**. C'est, par exemple, le cas lorsque, compte-tenu de la vitesse de corrosion, on calcule que l'épaisseur minimale requise (aucune surépaisseur de corrosion) est atteinte. Une tolérance est alors prise pour tenir compte des marges prises sur la conception des équipements. **La tolérance acceptée dépend alors théoriquement des marges prises sur la conception et des codes de construction utilisés**.

  On retrouve les principes fondamentaux de cette méthode dans la partie FFS du benchmark général chapitre 9. La méthode est mise en œuvre par du personnel qualifié.

2. GUIDES RELATIFS AUX RECIPIENTS SOUS PRESSION

2.1 GUIDES DE REALISATION DES PLANS D'INSPECTION

La réalisation du plan d'inspection constitue la partie fondamentale du travail des SIR. En France, deux guides UFIP/UIC sont agréés par le Ministère pour réaliser ces plans. Ils sont présentés ici :

2.1.1 GUIDE UFIP/UIC DT 32: « GUIDE POUR L'ETABLISSEMENT DES PLAN D'INSPECTION – PERIODICITE INSPECTION PERIODIQUE 5ANS ET REQUALIFICATION PERIODIQUE 10 ANS »

Ce guide est destiné au SIR pour la création du plan d'inspection des ESP.

Il permet de moduler les fréquences et les modalités d'inspection périodique et de requalification périodique (de l'AM 15/03/00) par l'évaluation de la criticité des équipements, par la mise en place de contrôles adaptés lors des inspections, par la mise en place de contrôles spécifiques de surveillance et la prise en compte du REX et des conditions de service limites.

On retrouve dans le guide:

- des éléments d'évaluation de la criticité (analogue à la catégorie de construction des CODAP et CODETI) ;
- des éléments d'influence de la fréquence, de la mise en œuvre complète des contrôles et des résultats ;
- des éléments nécessaires dans le plan d'inspection pour:
  - les ESP en fonction de leur type (aménagement possible pour les ESP spécifiques) ;
  - les équipements calorifugés (modalités de décalorifugeage en inspection et requalification) ;
  - les tuyauteries ;
  - les accessoires ;
- des éléments de choix des contrôles en fonction des modes de dégradation (présentés succinctement) ;
- des sources de documentation et des pistes de développement et amélioration des plans ;
- des dispositions applicables à certaines familles d'ESP (possédant un revêtement ou contenant des catalyseurs, absorbants ou garnissages internes).

2.1.2 GUIDE UFIP/UIC DT 84: « GUIDE POUR L'ETABLISSEMENT DES PLAN D'INSPECTION – PERIODICITE INSPECTION PERIODIQUE 6 ANS ET REQUALIFICATION PERIODIQUE 12 ANS »

Ce guide est destiné au SIR, dont la reconnaissance date d'au moins 5 ans, pour supporter la création du plan d'inspection des ESP sur la base d'une méthode RBI.

Le principe est de détailler les éléments nécessaires à l'évaluation de la criticité des équipements en intégrant tous les paramètres pour en affiner l'évaluation. De plus, le guide intègre la notion forte de retour d'expérience ainsi que des notions de cinétique des dommages et de sensibilité des matériaux.

A noter que l'utilisation d'un des deux guides est exclusive à un équipement donné. Plus généralement, l'utilisation d'un guide est exclusive à l'ensemble des équipements sous la responsabilité d'un même SIR.

En plus des éléments du DT 32, on retrouve dans le guide :

- des éléments d'évaluation de la criticité plus détaillés que dans le DT 32 (probabilité de défaillance * conséquence) ;
- des éléments à prendre en compte pour la mise en place des modalités de surveillance ;
- des modalités détaillés des inspections et requalifications périodiques ;
- des aménagements des contrôles pour réservoir en série via un équipement témoin ;
- des sources de documentation et les modalités de l'intégration et la gestion du retour d'expérience ;
- des modalités de révision du plan d'inspection ;
- des modalités de révision du guide ;
- des dispositions applicables aux équipements contenant des fluides non corrosifs ;
- des dispositions applicables aux équipements qui peuvent ne pas faire l'objet de requalification ;
- des informations sur la prise en compte des Conditions Opératoires Critiques Limites-COCL.

L'équivalent américain de ces guides est présenté ici :

2.1.3 API 510: « PRESSURE VESSEL INSPECTION CODE: IN-SERVICE INSPECTION, RATING, REPAIR AND ALTERATION »:

Ce guide américain permet l'élaboration d'un plan d'inspection des récipients sous pression par une « Authorized Inspection Agency ».

Il se fonde sur la méthode RBI présentée dans l'API 580 dont la pratique est détaillée dans l'API 581. L'ensemble du document se réfère à ces textes.

On peut considérer que ce guide est l'équivalent américain du DT84 pour les SIR.

Le contenu et la méthode d'élaboration du plan sont similaires. Il s'agit d'un recueil de recommandations destiné à un service d'inspection compétent pour réaliser un plan d'inspection des récipients sous pression. Il constitue une base pouvant être utilisée sans appliquer l'ensemble de la méthode RBI. Toutefois, celle-ci est fortement recommandée.

On retrouve dans ce guide :

- des éléments pour la construction, la mise en place et la révision du plan d'inspection ;
- des éléments sur les différentes étapes du suivi (ronde, inspection interne, externe…) ;
- des éléments de fréquence du suivi dans le cas où une méthode RBI n'est pas utilisée ;
- des éléments sur l'évaluation des résultats des contrôles ;
- des éléments sur les méthodes de réparation des récipients sous pression ;
- des modalités concernant des familles particulières d'équipement.

2.2 GUIDES COMPLEMENTAIRES

En complément des guides présentés ci-dessus, il existe plusieurs guides émanant d'organisations professionnelles qui apparaissent comme des aides à la décision.

2.2.1 GUIDE UFIP/UIC DT 75: « GUIDE POUR LE CHOIX DES METHODES DE CONTROLE DES MATERIAUX ET EQUIPEMENTS »

Ce guide est destiné aux inspecteurs de matériel mécanique pour aider au choix des contrôles à réaliser. Il n'est a priori pas spécifique aux réservoirs sous pression.

Il n'est pas autoporteur puisque les informations contenues sont des généralités. Il est nécessaire de se reporter aux normes correspondantes à chaque type de contrôle pour obtenir plus de détails.

Le guide est construit comme un classement des méthodes de contrôle par type :

- les méthodes globales qui permettent une étude générale de l'équipement ;
- les méthodes locales permettant de détecter les défauts de surface ou à cœur du matériau ;
- les méthodes d'identification permettant de caractériser les matériaux de l'équipement ;
- les autres méthodes telles que le mesure d'épaisseur résiduelle ou les moyens de contrôles géométriques.

Pour chaque type de contrôle on retrouve des éléments généraux sur :

- le principe de la méthode ;
- le dispositif à mettre en place ;
- les performances attendues ;
- les limitations de la méthode.

Le guide fournit également la liste des normes associées aux différents contrôles ainsi qu'une table de concordance entre le type de défaut recherché et la méthode employée.

2.2.2 GUIDE AQUAP: « INSPECTION REGLEMENTAIRE DES EQUIPEMENTS SOUS PRESSION REVETUS EXTERIEUREMENT OU INTERIEUREMENT »

Ce guide, destiné aux inspecteurs, apporte des précisions pour établir les examens à mener dans le cadre des inspections sur les ESP calorifugés. Ces recommandations sont données en fonction du niveau de danger de l'appareil.

Il convient tout d'abord d'insister sur le fait que sont exclus du domaine d'application de la présente procédure :

- les tuyauteries ;
- les équipements sous pression surveillés par un Service inspection reconnu dans le périmètre de sa reconnaissance ;
- les équipements couverts par un texte réglementaire, une décision DM-T/P, une décision BSEI ou un cahier technique professionnel (CTP) approuvé par le ministre chargé de l'Industrie, qui spécifie pour les modalités d'inspection en service, les dispositions à prendre dans le cadre des revêtements, des dispositifs d'isolation thermique ou garnissages.

Le principe de base à retenir est que pour les équipements en service, le calorifuge en place est réputé présenter une innocuité vis à vis de la paroi dès lors qu'aucune dégradation de la paroi n'est observée sur les zones partiellement décalorifugées ou examinées comme suspectes.

Les dispositifs calorifuges étanches (enveloppe de protection soudée à la paroi ou similaire) sont réputés avoir conservé leur innocuité et leur étanchéité en l'absence de suspicion notée lors de l'examen visuel.

Les peintures de faible épaisseur et la galvanisation ne sont pas considérées comme des revêtements susceptibles de gêner l'inspection, le bon état de la paroi pouvant être évalué à partir de l'état du revêtement lui-même. Cela est notamment corroboré par la fiche questions réponses DGAP5/3 du DMTP 32140.

Ainsi suivant l'inspection à réaliser, le guide propose quatre niveaux de décalorifugeage, du plus simple au plus complet.

2.2.3 GUIDE AQUAP: « LE GUIDE DE CLASSIFICATION DES MODIFICATIONS OU REPARATIONS DES EQUIPEMENTS SOUS PRESSION SOUMIS A LA REGLEMENTATION FRANÇAISE »

Il s'agit d'une aide à la classification des interventions effectuées sur les ESP.

Ce guide (AQUAP 99/13) permet de classer les interventions réalisées sur les équipements sous pression en deux catégories. Des contrôles ou essais de remise en service sont à mettre en place en fonction de la catégorie de l'intervention:

S'il s'agit d'une réparation qualifiée d'intervention non notable, il faut alors réaliser les CND et les inspections nécessaires à la validation de la conformité de la réparation.

S'il s'agit d'une modification qualifiée d'intervention notable, il faut alors réaliser des contrôles en conséquence ainsi qu'une épreuve hydraulique avant de valider la conformité des réparations et d'autoriser la remise en service.

2.2.4 GUIDE AFIAP: « LE GUIDE DE BONNES PRATIQUES POUR LE CONTROLE PAR EMISSION ACOUSTIQUE DES ESP »

Ce guide est destiné aux ESP pour lesquels l'épreuve par essai hydraulique peut être remplacée par un essai de pression hydrostatique ou pneumatique assisté d'un contrôle par émission acoustique.

3. GUIDES RELATIFS AUX RESERVOIRS DE STOCKAGE ATMOSPHERIQUES

3.1 GUIDE UFIP- 2000

« **Guide pour l'inspection et la maintenance des réservoirs métalliques aériens cylindriques verticaux d'hydrocarbures liquides en raffinerie.** »

Ce guide est destiné au service d'inspection pour réaliser les prescriptions essentielles relatives à l'inspection et à la maintenance des réservoirs de stockage aériens **contenant des hydrocarbures liquides**. Le guide est très différent des guides ESP puisqu'il est construit sur des bases beaucoup plus pratiques. On y retrouve les éléments suivants :

- Les **trois principaux modes de défaillance** connus sont détaillés, des seuils d'acceptabilité sont définis ;
- Les principaux **moyens de maitrise de la corrosion** (mode de dégradation le plus courant) lors de :
  - la conception/fabrication (éviter le piégeage d'eau, surépaisseur de corrosion, purges…) ;
  - l'exploitation et la maintenance (drainage, maintenance préventive des joints…) ;
  - le choix du matériau ;
  - le choix des protections (peinture et revêtement, protection cathodique, additifs chimiques) ;
  - le contrôle des protections de corrosion.
- La description brève des **méthodes de contrôle** et d'évaluation des endommagements ;
- Un listing détaillé des points à vérifier lors de l'inspection d'un réservoir. Cette partie est très détaillée et très pratique. On trouve notamment la distinction entre:
  - **une surveillance courante ;**
  - **une inspection extérieure rapide et/ou une inspection extérieure complète (avec analyse de la corrosion) ;**

        - **un contrôle externe par émission acoustique et/ou une visite intérieure**.
    - Des recommandations sur les fréquences d'inspection selon les conditions de température ;
    - Un **essai hydrostatique** est requis en cas de modification majeure.

3.2 GUIDE AMERICAIN API 653

« **Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction** »

Ce guide est destiné au service d'inspection pour réaliser les prescriptions essentielles relatives à l'inspection et à la maintenance des réservoirs **construits à partir du code API 650**. Différent des guides ESP, l'API 653 intègre à la démarche des paramètres pratiques. En effet, on y retrouve les éléments suivants dans le guide :

- Les **modes de défaillance** connus sont détaillés et des **seuils d'acceptabilité** sont définis ;
- Les principaux **moyens de contrôle et d'évaluation de l'endommagement sont présentés** ;
- La description brève des **méthodes de contrôle** et d'évaluation des endommagements ;
- Un listing détaillé des points à vérifier lors de l'inspection d'un réservoir. Cette partie est très détaillée et très pratique. On trouve notamment la distinction entre:
    - **une surveillance courante ;**
    - **une inspection extérieure ;**
    - **une analyse de la corrosion par mesure d'épaisseur ultrason ;**
    - **une visite intérieure**.
- Des recommandations sur les **fréquences d'inspection** selon la connaissance du taux de corrosion annuel du réservoir ;
- On retrouve des préconisations vis-à-vis de **la réparation et de la reconstruction ;**
- Un **essai hydrostatique** est requis en cas de modification majeur ;
- Des **modalités** sont prévues en cas d'utilisation d'une **méthode RBI et/ou FFS ;**
- On retrouve les éléments nécessaires à **la certification des inspecteurs** et à **la qualification des opérateurs de contrôle.**

3.3 GUIDE BRITANNIQUE : EEMUA 159

« **User's guide for the inspection, maintenance and repair of above ground vertical cylindrical steel storage tanks** »

Ce guide vise à donner les prescriptions essentielles relatives à l'inspection et à la maintenance des réservoirs de stockage cylindrique verticaux aériens. Le guide est construit sur des bases pratiques et il est possible de l'utiliser sans autre référence. On y retrouve les éléments suivants :

- Les **principaux modes de dégradation** et leurs conséquences ;
- Les principales **méthodes d'inspection** et des **check-lists** de points à contrôler. On rencontre alors la distinction entre :
    - **L'inspection visuelle lors de la ronde ;**
    - **L'inspection externe complète ;**
    - **L'inspection interne.**
- Une méthode de maintenance préventive intégrant le risque et les coûts. La méthode est calquée sur une méthode RBI couplée à une méthode de maintenance préventive basée sur les probabilités de défaillance (Reliability Centered Maintenance). Elle intègre les coûts de manière analogue au risque.
- Une analyse détaillée de toutes **les parties sensibles** d'un réservoir, On y retrouve pour chaque partie :
    - Les différents **modes de dégradation possibles**, les causes et les conséquences associées ;
    - Les **méthodes de détection** et les **critères d'acceptabilité** des contrôles ;
    - Les éléments pratiques d'exploitation et de maintenance ;
    - Les **possibilités de réparation** selon la dégradation.
- Le **test hydrostatique détaillé**, ainsi que les conditions entrainant sa réalisation (modifications notables) ;
- Des recommandations sur **les fréquences d'inspection** selon les conditions d'exploitation (produit stocké, climat, stockage réfrigéré ou chauffé etc…).

3.4 GUIDES COMPLEMENTAIRES

En compléments des guides présentés ci-dessus, il existe plusieurs guides émanant d'organisations professionnelles qui apparaissent comme des aides à la décision.

3.4.1 GUIDE UFIP/UIC DT 75: « GUIDE POUR LE CHOIX DES METHODES DE CONTROLE DES MATERIAUX ET EQUIPEMENTS »

Ce guide est destiné aux inspecteurs de matériel mécanique pour aider au choix des contrôles à réaliser. Le contenu est présenté au chapitre 2.2.

3.4.2 GUIDE EEUMA 183 : « GUIDE FOR THE PREVENTION OF BOTTOM LEAKAGE FROM VERTICAL CYLINDRICAL, STEEL STORAGE TANKS »

Ce guide traite du mode de dégradation principal des bacs atmosphériques, les fuites de fond de bac. C'est un recueil d'informations et de recommandations visant à améliorer l'intégrité des fonds de bacs de stockage.

On retrouve dans ce guide :

- Des recommandations vis-à-vis de la conception des fonds de bacs ;
- Des éléments de détail des causes possibles de fuite (modes de dégradations) ;
- Des éléments sur les inspections et contrôles permettant la détection des fuites pendant le service et hors-service ;
- Des éléments sur les méthodes de protection vis-à-vis des dégradations possibles ainsi qu'un classement de ces méthodes (efficacité et coût).

Annexe B

Synthèse des visites en raffineries.

1. CONTEXTE

Dans le cadre de ses travaux sur la maîtrise du vieillissement dans la prévention du risque technologique, demandés par le Ministère de l'Écologie, de l'Energie, du Développement durable et de la Mer, l'INERIS a effectué en mai et juin 2009, six visites de raffineries en France.

L'objectif de ces visites consistait à recueillir les pratiques émanant du terrain relatives à l'inspection et la maintenance des tuyauteries et des réservoirs de stockage, à la gestion du retour d'expérience et à la gestion des compétences et de la qualification des intervenants. Les dispositifs de sécurité et les ouvrages de génie civil associés aux tuyauteries et aux réservoirs de stockages faisaient également partie du périmètre d'étude.

Pour chacune des six raffineries, une journée d'échanges a eu lieu entre deux ingénieurs de l'INERIS et des représentants du site (service inspection, expert corrosion, maintenance, HSE, etc.) et dans certains cas, des services centraux du groupe pétrolier opérateur de la raffinerie. Les éléments recueillis lors de ces visites ont été en partie intégrés dans les différents rapports publiés[1]. Une synthèse est également présentée ci-après.

L'INERIS tient à remercier toutes les personnes ayant été sollicitées dans le cadre de ces visites, qui, par leur partage d'expérience, ont contribué à alimenter sa réflexion.

2. SYNTHESE DES VISITES

2.1 Service d'inspection

Toutes les raffineries visitées disposent d'un service d'inspection reconnu (SIR) selon les exigences de la Circulaire DM-T/P n° 32510 du 21 mai 2003. Le SIR est chargé du suivi permanent et de l'inspection des équipements sous pression, relevant des dispositions du titre III du décret du 13 décembre 1999 selon des modalités définies par des procédures internes, en vue de garantir la sécurité des personnes et des biens, et de contribuer à la protection de l'environnement.

Dans tous les cas, la reconnaissance du service d'inspection a été obtenue depuis plusieurs années. Actuellement, ils appliquent le guide UIC/UFIP DT 84 pour élaborer leurs plans d'inspection et bénéficient d'une périodicité pour la réalisation des inspections périodiques et des requalifications périodiques, de 6 et 12 ans.

[1] Maîtrise du vieillissement des installations industrielles ; rapport général ; DRA-09-102957-07985C.
Maîtrise du vieillissement des installations industrielles ; stockages en raffinerie ; DRA-102957-08289B.
Maîtrise du vieillissement des installations industrielles ; tuyauteries en raffinerie ; DVM-09-102957-08343B.

Avant l'utilisation du guide UIC/UFIP DT84, ces SIR ont souvent utilisé différents autres guides pour élaborer leurs plans d'inspection, tels que l'UFIP 2000, l'UIC DT32 ou encore le guide vapocraqueur et unités interconnectées.

Les effectifs de ces SIR sont globalement compris entre 10 et 18 personnes selon la taille de la raffinerie et l'extension éventuelle de leur champ d'action à un vapocraqueur et aux activités chimie associées.

Leurs missions intègrent l'analyse de la criticité des équipements, la réalisation des plans d'inspection, la planification et leur suivi, la supervision des contrôles, la gestion du retour d'expérience… Généralement, les CND sont confiés à des entreprises extérieures spécialisées et les personnels des SIR assurent l'exploitation de leurs résultats.

Chacun des SIR visités est chargé du suivi de plusieurs milliers d'ESP (hors tuyauteries).

2.2 Démarche RBI

Toutes les raffineries visitées se sont engagées dans une démarche d'inspection basée sur le risque, et ce, dès le début des années 1990 pour les plus précurseurs. Les méthodes ont généralement évolué au cours du temps, passant d'une approche essentiellement qualitative à une approche semi-quantitative. Actuellement, toutes s'appuient sur les guides API 580 et 581 mais ont été adaptées en fonction des besoins et pratiques des différents groupes pétroliers et des contraintes réglementaires. Elles intègrent les directives du guide UIC/UFIP DT84 pour l'établissement d'un plan d'inspection permettant de définir la nature et les périodicités d'inspections périodiques et de requalifications périodiques pouvant être supérieures à cinq et dix ans.

Bien que s'appuyant sur des documents de référence communs, les applications RBI faites par les différents groupes pétroliers présentent chacune leurs particularités aux différents stades de la démarche.

Par exemple, au niveau de la définition des modes de dégradation, chaque groupe a établi sa liste, qui comprend généralement 50 à 60 modes, en se basant sur différents guides (API 571, API 580, API 581, guide de l'EFC, DT 32 & 84, etc.) et son expertise. L'identification des modes de dégradation peut ensuite être effectuée soit :

- par un expert corrosion de la raffinerie en se basant sur son manuel de corrosion, après avoir défini les différentes boucles d'iso-dégradation,
- par le service inspection à l'aide d'un logiciel qui va proposer les différents modes pouvant se révéler sur un équipement à partir de son état descriptif (dans ce cas, les experts corrosion travaillent plus en amont, au niveau du développement de l'outil, pour définir les modes génériques associés aux différentes unités).

Une fois les modes de dégradation définis, les raffineries peuvent également avoir des philosophies différentes pour déterminer la criticité de l'équipement. Certaines évaluent les conséquences par mode de dégradation (la taille de brèche est définie en fonction du mode) afin d'établir des coefficients qui seront pondérés pour évaluer le niveau de conséquences global de l'équipement. D'autres attribuent un niveau de conséquences unique qui va être fondée sur l'inventaire de l'équipement. Dans le dernier cas, le niveau de conséquences est donc intrinsèque à l'équipement (indépendant du mode de dégradation).

Toujours sur la définition du niveau de conséquences, les sites visités intègrent généralement les facteurs sécurité, économique (essentiellement basé sur le temps d'indisponibilité) et environnement, avec des facteurs de pondération différents, ces facteurs pouvant varier d'un groupe à l'autre. De même, certains privilégient une matrice de risque par type de conséquences et d'autre une matrice unique.

Pour les conséquences en terme de sécurité, il est à noter que tous s'inspirent de la méthode de l'API 581, plus ou moins adaptée avec le guide bleu de l'UFIP, les résultats des études de dangers, etc.

Concernant l'évaluation de la probabilité, le constat est assez similaire. Les méthodes mises en œuvre sur les différents sites visités découlent toutes de référentiels communs (API et DT 84) et sont basées sur des critères semi-quantitatifs. Ces derniers peuvent cependant différer d'un site à l'autre, tout comme leurs règles de pondération. Le retour d'expérience de chacun peut d'ailleurs contribuer à faire évoluer les méthodes d'évaluation.

Une fois les niveaux de conséquences et de probabilité évalués, la criticité de l'équipement est définie. Selon les sites, elle se traduit par 4 ou 5 niveaux de risques auxquels sont associées des actions (définies selon des règles internes) qui sont reprises dans les plans d'inspection. Par exemple, pour un certain niveau de risque, il peut être associé un contrôle visuel de x% des points singuliers de la canalisation, un décalorifugeage de x% des zones susceptibles d'être affectées par une CUI pour réaliser des contrôles, etc. Généralement, ces actions dépendent des modes de dégradation susceptibles d'affecter l'équipement.

Compte tenu des éléments susmentionnés, il est évident que les niveaux de criticité définis sur des sites appartenant à des groupes distincts ne peuvent être comparés entre eux, même si les matrices sont de mêmes dimensions (généralement 5x5). Certains estiment que l'élément le plus important est le traitement qui est fait du résultat de la cotation et non la cotation en elle-même.

Par ailleurs, certains sites visités regrettent de ne pas pouvoir pousser la démarche RBI plus loin. En effet, même si certains équipements ne sont pas critiques (par exemple, un ballon d'air comprimé, un équipement qui est très faiblement exposé aux modes de dégradation, etc.), la réglementation ESP les contraint en terme de suivi. Ainsi, sur un arrêt métal, les échéances réglementaires (IP/RP) les obligent à inspecter plusieurs centaines d'ESP alors qu'ils estiment qu'il serait souhaitable de mener des inspections plus ciblées et plus poussées sur les quelques dizaines d'ESP les plus critiques et d'adopter une démarche plus curative sur les autres. En d'autres termes, ils souhaiteraient mieux orienter les moyens de l'inspection. Souvent les résultats de l'analyse RBI et le REX développé par le SIR sont vérifiés. Des équipements peu critiques sur lesquels les modes de dégradation ne sont pas actifs sont quand même inspectés et les résultats confirment l'absence d'anomalie.

Concernant les logiciels commerciaux d'analyse RBI, plusieurs raffineries se montrent réservées sur leur intérêt. La plus-value en terme de pertinence d'analyse ne leur semble pas évidente. Pour elles, l'essentiel de la démarche RBI est la réflexion autour des équipements, l'identification des modes de dégradation, etc. L'expertise et le retour d'expérience des inspecteurs nécessaires à cette réflexion ne peuvent être substitués par un logiciel. Par contre, ils s'accordent sur le fait que ces logiciels peuvent apporter une plus-value en terme d'ergonomie ou de gain de temps. Souvent, les sites visités ont développées (localement ou au niveau du groupe) leurs propres outils pour réaliser leur analyse RBI ou consigner et exploiter les résultats des CND.

2.3 CND

Les CND sont réalisés pour l'essentiel par des entreprises extérieures (EE) spécialisées sous contrat moyen terme (3-5 ans). Le SIR émet généralement un avis lors de l'attribution du marché. Régulièrement, les raffineries effectuent des audits pour s'assurer du respect des règles HS sur le chantier, de l'étalonnage des appareils de mesure, du respect des instructions de travail… Les agents de ces EE sont certifiés COFREND (certaines raffineries exigent la certification même lorsque celle-ci n'est pas obligatoire). Souvent, des contrôleurs d'EE sont présents à demeure sur le site.

Après contrôle, les agents remettent leur PV validé au SIR. Certaines raffineries demandent aux contrôleurs de renseigner les formulaires de saisie des logiciels d'exploitation des résultats (mesures d'épaisseur). Dans tous les cas, l'exploitation des résultats des CND est réalisée par le SIR.

Les inspecteurs du SIR réalisent très peu de CND.

Le nombre de CND a tendance à augmenter. Ils sont généralement très nombreux lors de la préparation des grands arrêts.

Les méthodes US et radiographiques sont fréquemment utilisées. Par contre, selon les sites, le recours aux radios est plus ou moins étendu. Certains limitent leur usage pour confirmer une anomalie détectée, essentiellement sur des piquages de faibles diamètres (DN ≤ 2''), d'autres les utilisent plus largement, notamment pour des mesures d'épaisseur de tuyauteries jusqu'à des diamètres de 8 pouces). Certaines raffineries en effectuent jusqu'à 10 000 par an.

Globalement, les SIR sont prudents vis-à-vis des méthodes de CND nouvelles et pour certains, ne les mettent en œuvre qu'après validation des services centraux du groupe.

Pour le contrôle de l'état des fonds de bacs, beaucoup utilisent l'émission acoustique et la méthode SLOFEC qui permet de faire un scan complet du fond et de visualiser l'état des deux faces de la tôle.

2.4 Gestion du retour d'expérience

Généralement, le retour d'expérience des services d'inspection s'organise à différents niveaux dans les raffineries visitées :

- ***Au niveau local***
  Le SIR effectue un suivi des pertes de confinement (fuites reportables dues à la corrosion hors joints, presse-étoupes, etc.). Leur nombre est variable selon les sites : d'une petite dizaine par an à près de 70. Cet écart peut certainement être expliqué par le nombre d'ESP suivi et les différentes politiques mises en œuvre pour prévenir les risques, mais probablement aussi, par des systèmes de reporting plus ou moins rigoureux. Dans certains cas, le suivi est détaillé par mode de dégradation responsable de la perte de confinement et/ou par types d'équipements. Les tuyauteries sont les plus fréquemment mises en cause. Des indicateurs plus ou moins détaillés ont été instaurés sur les quantités relâchés, la nature du produit…
  Certains mentionnent des références à des fiches d'accidents instructifs sur les imprimés à destination des inspecteurs pour les alerter et illustrer un point particulier (rapport d'inspection).
- ***Au niveau du groupe***
  Les groupes consolident en général les données des sites et font des analyses statistiques. Certains élaborent des fiches pour les accidents instructifs qui peuvent donner lieu à une diffusion à tous les services d'inspection du groupe, éventuellement de façon graduée (un niveau d'information et un niveau d'actions à réaliser avec une remontée d'information au groupe après action).
- ***Au niveau de la profession***
  Les SIR des raffineries visitées participent aux journées professionnelles afin de bénéficier d'un plus large retour d'expérience (Réunion semestrielle du GEMER, journées du CTNIIC organisées par l'UIC).

La plupart des sites visités ont récemment engagé des actions pour améliorer la gestion du retour d'expérience : évolution des indicateurs en qualité et quantité, outil de sensibilisation des opérateurs, analyse plus approfondie…

Par contre, les anomalies constatées lors des inspections qui n'ont pas conduit à des pertes de confinement, restent consignées dans l'historique de l'équipement. Elles ne sont pas consolidées dans une base de données de retour d'expérience.

Par ailleurs, il est ressorti que le retour d'expérience des services d'inspection qui est souvent riche d'enseignements (causes des pertes de confinement, caractérisation de la brèche, inventaires relâchés, actions engagées…) est peu pris en considération dans les études de dangers.

2.5 Tuyauteries en unité et off-site

Impacts de l'arrêté du 15 mars 2000

Les tuyauteries en unité les plus critiques bénéficient d'un suivi depuis de nombreuses années mais l'arrêté du 15 mars 2000 a cependant considérablement augmenté le nombre de plans d'inspection.

En off-site, les lignes de GPL étaient également suivies avant 2000 et disposent d'un plan d'inspection. Souvent, elles ne sont d'ailleurs soumises par la nouvelle réglementation, qu'à IP car leur PS.DN ne dépasse pas 3500. Le nombre de tuyauteries off-sites soumises à RP est généralement faible et limité à certaines essences légères dont la pression de vapeur saturante est supérieure à 0,5 bar.

Avant l'élaboration des plans d'inspections, les raffineries ont généralement dû s'engager dans un important travail au niveau de l'état descriptif des tuyauteries. La connaissance des caractéristiques des tuyauteries repose essentiellement sur les standards de construction utilisés. Les informations sont globalement moins précises et disponibles que pour les récipients. De plus, les tuyauteries off-sites ne disposaient souvent pas de plan isométrique. Des ressources importantes ont donc été mobilisées pour l'identification des tuyauteries et leur dessin.

Plusieurs sites visités semblent adopter une démarche particulière pour l'élaboration des plans d'inspection des tuyauteries off-sites. Les plans ne seraient pas spécifiques à une ligne mais seraient établis par nappe (toutes les tuyauteries de la nappe seraient alors inspectées de la même façon : nature et fréquence des contrôles…). Par conséquent, une même ligne pourrait être suivie par plusieurs plans d'inspection si elle traverse plusieurs nappes. Seules les lignes les plus critiques conserveraient leur propre plan d'inspection (GPL notamment).

Application de la démarche RBI aux tuyauteries :

En unité, l'évaluation du niveau de conséquences des tuyauteries est généralement basée sur celui attribué à la capacité amont ou sur une pondération du niveau des capacités amont et aval.

Pour les off-sites, la démarche RBI n'est pas toujours appliquée. Certains estiment qu'il est nécessaire d'adapter leur méthode afin notamment de mieux prendre en compte les conséquences environnementales et permettre de mieux hiérarchiser le niveau de risque des différentes canalisations. En effet, l'application directe de la méthode utilisée dans les unités peut conduire à estimer un niveau de risque homogène pour une grande majorité des off-sites (paramètres de fonctionnement souvent proches contrairement aux unités) et à ne pas suffisamment prendre en compte le facteur environnemental alors qu'il peut être souvent prépondérant pour les off-sites (lignes de produit lourd à proximité des limites de propriété par exemple).

Prise en compte du retour d'expérience :

Dans l'ensemble, il semble que le mode de corrosion le plus fréquemment responsable de perte de confinement, est la corrosion sous calorifuge. Certaines raffineries visitées se sont donc engagées dans d'importants programmes pluriannuels de contrôle systématique. Ils se traduisent par une inspection visuelle de toutes les tuyauteries, y compris dans les zones difficiles d'accès tels que les racks, avec une attention particulière au niveau des points singuliers et des zones susceptibles de favoriser ce mode de corrosion (supports, points bas, zones de calorifuge dégradées par exemple). Dans certains cas, des décalorifugeages complets sont effectués. Ces programmes permettent de réaliser un état initial et se traduisent par une mise à jour des plans d'inspection.

Pour les off-sites, certains programmes incluent également des actions de dégagement des pipeways permettant de prévenir les dégradations et faciliter l'inspection (désensablage, désherbage, enlèvement d'encombrants, ferraillage des lignes inutilisées, limitation ou suppression des passages en fourreaux, etc.).

Compte tenu de la moindre sévérité des paramètres de fonctionnement des tuyauteries off-sites par rapport à celles des unités (P & T notamment), la proportion de la corrosion externe dans les pertes de confinement est encore plus importante pour les off-site.

Durée de vie résiduelle

Aucune raffinerie visitée ne fixe de limite d'âge pour les tuyauteries. Par contre, elles effectuent un suivi régulier de l'épaisseur afin de déterminer une durée de vie résiduelle pour les modes de dégradations dont l'évolution est dépendante du temps (corrosion, érosion…).

Pour les modes non liés au temps comme la fissuration, cette notion n'est pas utilisée.

Les mesures d'épaisseur effectuées essentiellement par ultrasons (US) ou radios, permettent d'évaluer une vitesse de corrosion. Cette vitesse, qui peut se calculer de différentes façons (entre la première et la dernière mesure, entre les deux dernières mesures, à partir de courbes de tendance…) permet d'estimer l'épaisseur de la canalisation à un intervalle de temps donné ou l'échéance prévisionnelle de l'atteinte d'une épaisseur donnée (épaisseur de rebut, épaisseur de remplacement, épaisseur d'alerte…). Ainsi, il est possible d'estimer une durée de vie résiduelle qui est généralement utilisée par les raffineries visitées, pour planifier la prochaine échéance des contrôles. Il est à noter que l'estimation de cette durée de vie peut être différente selon les sites, en intégrant par exemple des coefficients de sécurité variables qui peuvent parfois être modulés en fonction du niveau de criticité de la tuyauterie. Néanmoins, il ressort qu'en majorité, les durées de vie résiduelle sont supérieures aux échéances des contrôles réglementaires (IP/RP). Par conséquent, les échéances théoriques de contrôle estimées à partir des durées de vie résiduelle, sont écrêtées par les échéances réglementaires.

Généralement les vitesses de corrosion observées sont inférieures aux vitesses théoriques publiées dans différents ouvrages de référence tel que l'API 581, qui sont réputées conservatives. Des raffineries visitées ont mis en place un comparatif de ces valeurs. Si la vitesse mesurée est supérieure à la vitesse théorique, elles déclenchent alors une investigation afin d'identifier la cause de cette anomalie et prendre les mesures adéquates, même si la durée de vie résiduelle est acceptable.

Par ailleurs, certaines raffineries anticipent de plus en plus les contrôles d'épaisseur avant les arrêts afin de mieux planifier les interventions de maintenance nécessaires et ainsi d'essayer de réduire les temps d'arrêt. Cette pratique entraîne cependant un décalage avec les échéances des contrôles réglementaires.

Les arrêts prévus pour les besoins du process (non réglementaires) sont également de plus en plus mis à profit pour réaliser des CND. De plus, certaines raffineries estiment lors des arrêts inopinés, l'échéance prévisible de redémarrage, afin de réaliser des CND ou de traiter certaines demandes de l'inspection par la maintenance, si la durée d'arrêt le permet.

Enfin, pour certains composants de tuyauterie, tels que les compensateurs de dilatation, la durée de vie résiduelle ne peut être estimée. Compte tenu de leur architecture, ils s'avèrent très difficiles à inspecter en fonctionnement. Certaines raffineries procèdent à des vérifications de dilatation en fonction des variations de températures. D'autres procèdent à des contrôles visuels inter-ondes après démontage mais cette opération peut introduire de nouvelles contraintes sur le compensateur après remontage. Enfin certains ont engagé une réflexion sur un éventuel remplacement systématique après une période de fonctionnement définie.

2.6 Réservoirs de stockage

De manière générale, l'ensemble des exploitants visités utilisent une méthode proche de la méthode UFIP 2000. Dans les raffineries, les inspecteurs mettant en œuvre les programmes d'inspection sont généralement spécialisés dans le domaine des réservoirs atmosphériques. Les bacs sont des équipements complexes qui font intervenir un grand nombre d'acteurs. Les services d'inspection coordonnent les opérations entre les différentes entreprises extérieures, le service de maintenance et les opérateurs.

Retour d'expérience :

De manière générale, le retour d'expérience met en évidence d'une part, de nombreuses défaillances des toits flottants souvent de faibles conséquences et d'autre part des phénomènes de corrosion sur la robe et le fond susceptibles d'engendrer de la simple fuite jusqu'à l'ouverture complète du bac.

Dans l'ensemble, les exploitants relèvent les modes de dégradation suivant :

- La corrosion interne en fond de bac, elle est généralement ponctuelle et elle constitue le plus gros risque de fuite. Elle est plus fréquente sur les bacs de brut ;
- La corrosion externe en pied de bac et fond de bac ;
- La corrosion de la soudure robe-fond ;
- La corrosion sur les deux faces des toits flottants ;
- Les fuites de drains de toit ;
- Les fuites des joints de toit flottant ;
- Les fissures provoquées par une fatigue lente sur les toits flottants.

D'autres modes, particuliers à chaque site peuvent être rencontrés. Par exemple, les sites situés sur un sol instable relèvent des modes de déformation globale de la robe et du fond.

Ronde opérateur :

Elle consiste en un examen visuel de certains points sensibles sur la base de check-list. Les check-lists sont adaptées par le SIR en fonction des problématiques du site, du REX et des priorités du site. Ces listes sont généralement initialement basées sur celles de l'UFIP 2000, de l'API 653 et/ou de l'EEMUA 159.

La fréquence des contrôles n'est pas fixe. L'intervalle entre deux rondes varie de 1 mois à 3 ans.

Ce contrôle ne donne pas toujours lieu à un compte rendu. Cependant, l'opérateur doit signaler au service d'inspection toute anomalie rencontrée.

Inspection externe :

L'inspection externe consiste en un contrôle visuel de la robe du réservoir, des organes de respiration, du toit et des accessoires par un inspecteur spécialisé. A cette occasion, certains exploitants pratiquent des contrôles CND tels que par exemple, des mesures ultrasons de la robe du réservoir, des mesures géométriques de tassement, de rotondité et de verticalité.

Ces contrôles sont adaptés aux conditions des équipements et du site. Notamment, les contrôles de tassement des bacs sont souvent liés aux caractéristiques du terrain, plus ou moins meuble selon les sites.

Selon les exploitants, l'examen visuel externe est réalisé tous les 3 à 5 ans. Cette inspection est généralement accompagnée, en plus de l'examen visuel, de contrôles non destructifs. Toutefois, ces CND peuvent soit être réguliers, soit avoir lieu à titre exceptionnel (émanant d'une découverte d'anomalie en visuel par exemple). La fréquence des contrôles varie également avec l'état global du réservoir. Par exemple, un accessoire dont la défaillance est fréquente et connue sera plus souvent inspecté.

Contrôle d'étanchéité par émission acoustique (EA) :

L'ensemble des exploitants rencontrés pratiquent le contrôle par émission acoustique afin de repousser au maximum l'ouverture du bac. Ce contrôle consiste à « écouter » à l'aide d'instruments le bruit de la corrosion active et/ou des fuites actives (cf. 4.1.2.1.5 du rapport spécifique aux réservoirs en raffinerie). Cette écoute permet de statuer sur deux paramètres :

- L'intensité globale du bruit, due à la corrosion généralisée, permettant de statuer sur le niveau de corrosion général. Il est représenté par une lettre allant de A à E.
- L'intensité localisée des signaux, due aux pics de corrosion ou aux fuites, permettant de mettre en avant un niveau de pic de corrosion/fuite du bac. Il est représenté par un chiffre allant de 1 à 5.

L'interprétation des résultats est propre à chaque site. L'UFIP 2000 fournit une matrice, celle-ci sert de base aux exploitants. Toutefois, les exploitants ont parfois développé leur propre matrice.

Réalisé réglementairement tous les dix ans, certains exploitants entreprennent ces contrôles à intervalles rapprochés. L'origine de ces contrôles supplémentaires correspond aux résultats des précédents contrôles EA. L'exploitation de ces résultats donne lieu à l'augmentation de la fréquence des EA et/ou la mise en place d'une surveillance rapprochée jusqu'à ouverture du bac.

Ce contrôle n'est pas perçu de manière identique chez l'ensemble des exploitants. Pour certains c'est une méthode pertinente pour valider l'intégrité du fond de bac, pour d'autres, c'est une méthode dont les résultats doivent être interprétés avec précaution. Les réserves émises par certains exploitants proviennent d'une part des difficultés de mise en œuvre entrainant une variabilité importante des mesures et d'autre part de l'interprétation parfois difficile des résultats.

Contrôle d'étanchéité par mesures externes ou internes :

Certains exploitants réalisent des mesures complémentaires afin d'avérer ou non la présence de fuites. Ont été cités, notamment, le contrôle par piézomètres et le sondage interne par mesure de variation de niveau.

Ouverture de bac :

Lors de l'ouverture du bac, les inspecteurs des exploitations programment une série de contrôles. Notamment, il est d'usage de réaliser des contrôles d'épaisseur du fond :

- ponctuellement, en se basant sur l'inspection visuelle du fond.
- globalement, en réalisant une cartographie du fond de bac. Des méthodes électromagnétiques (MFL, SLOFEC) permettent de réaliser cette cartographie en deux semaines environs.

Cette dernière option est aujourd'hui « quasi-systématique » pour les exploitants interrogés. La méthode SLOFEC permet théoriquement de contrôler les deux faces du fond de bac.

A l'heure actuelle, les contrôles destructifs pour vérifier la face extérieure du fond de bac ont été abandonnés chez l'ensemble des exploitants rencontrés étant donné l'existence des méthodes précédemment citées.

Les soudures, et particulièrement la liaison robe-fond, sont contrôlées par ACFM ou une méthode équivalente.

L'ensemble des accessoires est inspecté.

L'ouverture d'un bac permet d'effectuer les opérations de réparation (si anomalie) et de maintenance préventive.

En fonction des exploitants, ces ouvertures peuvent avoir lieu à :

- un intervalle maximum défini par l'exploitant ;
- un intervalle dépendant du résultat de la dernière EA et de la surveillance des fuites.

D'autres paramètres influencent l'intervalle entre deux ouvertures :

- la gestion commerciale des bacs. Il s'agit de répartir les indisponibilités pour éviter la chute du volume de stockage disponible et donc la réduction de la production et les pertes d'exploitation associées ;
- la réglementation douanière impose l'ouverture des bacs de produits finis pour re-barémer le bac tous les 10 ans. Cette occasion est souvent utilisée par les exploitants pour réaliser l'ensemble des inspections et de la maintenance ;
- la recherche d'un niveau élevé de qualité de produits finis amène certains exploitants à ouvrir leur bac pour nettoyage plus fréquemment ;
- La réalisation de contrôles complémentaires permet de maintenir ou non le bac en service.

La moyenne des temps d'exploitation entre deux ouvertures semble située entre 15 et 20 ans.

Durée de vie résiduelle :

Les industriels ne conçoivent pas les réservoirs atmosphériques pour une durée de vie prédéfinie. Si le calcul théorique existe, la pratique montre que de nombreux éléments rendent purement formel ce calcul :

- Les valeurs théoriques des modes de dégradation à vitesse constante peuvent être très différents de la réalité ; de nombreux facteurs influencent cette vitesse théorique ;
- Les dégradations localisées ne suivent généralement pas les règles d'évolution connue ;
- Plusieurs modes de dégradation ne sont pas liés au temps mais aux conditions d'exploitation ;
- La maintenance des éléments défectueux (ex : tôles de fond de bac) permet de modifier considérablement la durée de vie estimée.

Une durée de vie résiduelle est donc définie par la durée de maintien de l'intégrité du fond et de la robe du bac. Ce calcul est basé sur des vitesses de corrosion, qui peuvent se calculer de différentes façons (entre la première et la dernière mesure, entre les deux dernières mesures, à partir de courbes de tendance…). La vitesse de corrosion calculée peut être différente pour le fond et la robe. Ces différentes vitesses permettent d'obtenir une durée maximale avant que l'épaisseur d'une des tôles ne soit inférieure aux épaisseurs de conception issues des codes classiques (CODRES, BS 2654, API 620/650…).

Réparation et maintenance préventive :

En termes de réparations des bacs, certaines actions de maintenance classiques sont communes à l'ensemble des exploitants rencontrés. A titre d'exemple, on peut citer les points classiques suivants :

- Les tôles présentant peu de points de corrosion sont rechargées ;
- Les tôles présentant une multitude de points de corrosion ou une corrosion généralisée importante sont remplacées ;
- Les fonds de bacs présentant une corrosion généralisée trop importante sont remplacés.
- Les joints (toits flottant ou écrans) défaillants sont changés.

L'ouverture d'un bac est également l'occasion, pour la maintenance, de réaliser des actions de prévention.

La maintenance préventive fait partie intégrante de la politique de gestion des bacs. En ce sens, les méthodes énoncées varient d'un exploitant à l'autre. En particulier certains exploitants réalisent un revêtement des fonds de bac en époxy à l'ouverture des bacs tandis que d'autres exploitants restent plus réservés sur cette action préventive.

L'avantage majeur du revêtement époxy évoqué par les exploitants concerne la quasi-élimination de la corrosion interne des zones revêtues (généralement fond et premières viroles). Les inconvénients évoqués par certains exploitant sont justifiés par une difficulté à mettre en œuvre correctement les revêtements ce qui peut entrainer des défauts de revêtement comme par exemple, des pièges de corrosion.

Perspectives :

Certains des exploitants mettent actuellement en place une méthode RBI ou assimilée pour l'inspection des bacs atmosphériques. Ces méthodes sont à ce jour en phase de conception et d'essai ou, au mieux, en phase d'application progressive. A ce jour, aucune installation visitée n'applique la méthode RBI sur l'ensemble de ses bacs atmosphériques.

Par exemple, les bacs pourront être découpés en plusieurs entités (i.e. : l'assise/fond, la virole/fond et la virole/toit). Chacune de ces zones serait traitée séparément, en fonction de la conception et du produit stocké. Des modes de dégradation seraient déterminés puis les conséquences et les probabilités associées à chaque mode seraient déterminées pour obtenir un niveau de criticité. L'inspection et la maintenance seraient ensuite adaptées à ce niveau de criticité.

2.7 Structures et génie civil

Les raffineries visitées se sont engagées dans des actions d'inspection des structures et ouvrages de génie civil (support de rack, jupes de colonne, passerelles, derrick de torche, caniveaux, cuvette de rétention, pieds de sphère…). Ces démarches sont cependant récentes et consiste principalement à faire un état zéro.

Les inspections sont essentiellement visuelles. Pour les structures métalliques ignifugées, elles consistent à contrôler l'absence de dégradation du revêtement (béton, ciments spéciaux…). En cas d'endommagement avéré ou suspecté, certaines raffineries font des CND sur la structure métallique (contrôle d'épaisseur par US), après avoir hotté l'ignifuge. Pour les jupes de colonne, la casse de l'ignifuge n'est pas toujours nécessaire ; certains CND peuvent être effectués (courant de Foucault).

Sur les unités, des actions de contrôle visuel régulier des siphons coupe-feu sont réalisés sur certains sites afin de s'assurer de l'étanchéité des réseaux de collecte (vérification que le réseau est en charge). Parfois, des contrôles plus poussés sont effectués (mise en charge et contrôle volumétrique sur un intervalle de temps donné, passage de caméra en cas d'anomalie détectée…).

Pour les passages de route ou les traversés de merlon pouvant présenter un risque de corrosion externe accru pour les tuyauteries, ou pouvant occasionner une gêne pour l'inspection, des modifications sont envisagées ou réalisées sur plusieurs sites (construction de ponceaux, passage des tuyauteries au dessus de la voie de circulation, réfection des fourreaux, remplacement du merlon par un mur béton pour réaliser les sorties de cuvette…).

2.8 Instrumentation

SNCC

Généralement les SNCC sont fiables. Compte tenu de leur architecture, les pannes n'ont souvent pas d'impact sur le fonctionnement des unités. Les raffineries font un suivi du taux de défaillances. Ce paramètre est pris en considération pour envisager un changement de technologie. D'autres paramètres sont également pris en considération tels que :

- la disponibilité de l'approvisionnement des pièces détachées,
- la validité du support du constructeur,
- l'augmentation des couts de maintenance,
- le maintien des compétences des intervenants,
- etc.

Les constructeurs de systèmes proposent une assistance variable au cours du temps :

- une première période (généralement 10 à 20 ans pour les SNCC) avec une garantie sur les pièces détachées et les délais,
- une période de maintenance garantie de 3 à 6 ans supplémentaires. Durant cette période, le fournisseur s'engage sur la fourniture des pièces et sur leur délai de disponibilité.
- une période dite de contrat étendu durant laquelle le délai de livraison des pièces détachées n'est plus garanti.

Les raffineries ne définissent pas de durée de vie forfaitaire de leurs systèmes. Le remplacement est principalement dicté par l'existence pérenne des compétences et des pièces de rechange.

SIS

Depuis plusieurs années, les raffineries remplacent leurs sécurités par relayage par des automates de sécurité. De plus en plus, elles se réfèrent aux normes de sureté de fonctionnement (normes CEI 61508 et CEI 61511) pour définir un niveau de sécurité (SIL).

Certaines raffineries ont lancé des plans spécifiques aux SIS pour faire un point sur les systèmes déjà implantés (architecture adaptée, capacité du système à détecter les problèmes, type et fréquence des tests, compatibilité avec le niveau SIL requis…), les remplacer lorsque cela s'avère nécessaire et choisir le matériel adéquat pour les nouveaux systèmes.

Les tests sont généralement planifiés par les services instrumentation puis sont confiés à des entreprises extérieures spécialisées. Une attention particulière est accordée aux compétences des personnes retenues pour faire les tests mais il n'y a pas forcément d'habilitation formelle.