

RAPPORT D'ÉTUDE
N° DRA-09-102957-07985C

31/12/2009

**Rapport final - Benchmark international sur les
réglementations et pratiques de maîtrise du
vieillessement des installations industrielles**

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

INERIS

DRA71 – OPERATION A4

DRA73 – opération C2.1

**Rapport final - Benchmark international sur les réglementations
et pratiques de maîtrise du vieillissement des installations
industrielles**

Verneuil en Halatte (60)

Client : Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer (MEEDDM).

Liste des personnes ayant participé à l'étude : Valérie de DIANOUS, Ahmed ADJADJ, Gaëtan PRODHOMME, Sébastien RICHOMME, Olivier DOLLADILLE, Samuel MAUGER, Frédéric MERLIER, Mathieu REIMERINGER, Aurélie BARBE, Eric DANNIN, Fabrice RICHEZ

PREAMBULE

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 équivalents 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	Valérie DE DIANOUS Ahmed ADJADJ Gaëtan PRODHOMME	Frédéric MERLIER Samuel MAUGER Mathieu REIMERINGER	Marie-Astrid KORDEK-SOENEN	Sylvain CHAUMETTE	Yann MACE
Qualité	Ingénieurs Unité Evaluation Quantitative des Risques (EQRI), Barrières Techniques de Sécurité (BT2S) et Résistance des Structures (REST) Direction des Risques Accidentels	Responsables des unités DIAG, BT2S et REST Direction des Risques Accidentels	Déléguée Appui à l'Administration Direction des Risques Accidentels	Responsable du Pôle Analyse et Gestion Intégrée des Risques Direction des Risques Accidentels	Directeur Direction des Risques Accidentels
Visa					

SOMMAIRE

1. INTRODUCTION	5
1.1 Contexte général : plan d'action national et limites de la présente étude.....	5
1.2 Précisions sur le champ et les limites de l'étude	7
1.3 Organisation du présent rapport.....	8
2. ACCIDENTOLOGIE.....	9
2.1 Accidents en lien avec la corrosion	9
2.2 Accidents en lien avec la fatigue	10
2.3 Autres sources de REX.....	11
3. REFLEXIONS SUR LA NOTION DE VIEILLISSEMENT.....	13
3.1 Le vieillissement.....	13
3.2 Termes liés à la maîtrise du vieillissement	14
4. DEUX VISIONS DU VIEILLISSEMENT (POUR LES MATERIELS ACTIFS ET POUR LES MATERIELS PASSIFS).....	17
4.1 Vision fiabilitiste du vieillissement	18
4.2 Vision physique du vieillissement.....	19
5. METHODOLOGIE GENERALE DE LA MAITRISE DU VIEILLISSEMENT ...	23
5.1 Phase 1 : Identification des équipements importants	23
5.2 Evaluation du vieillissement pour les équipements retenus comme importants	25
5.3 Mise en place de la politique de suivi adéquat.....	27
6. MODES DE DEGRADATION ET CONTROLES ASSOCIES.....	29
6.1 Zones sensibles identifiées	29
6.2 Contrôles Non Destructifs mis en œuvre.....	34
7. PRINCIPES GENERAUX POUR LE SUIVI DES EQUIPEMENTS DANGEREUX : TEXTES DE REFERENCE	43
7.1 Aperçu des réglementations sources en Europe.....	43
7.2 Aperçu des réglementations sources aux USA	45
7.3 Synthèse des exigences réglementaires.....	47
8. POLITIQUES DE SUIVI DES EQUIPEMENTS SOUS PRESSION	49
8.1 Généralités.....	49
8.2 Points communs.....	51

8.3	Différences	52
8.4	Synthèse des spécificités des guides professionnels	53
8.5	Durée de vie résiduelle.....	59
8.6	Remarque : équipements difficilement inspectables	59
9.	POLITIQUES DE SUIVI DES BACS DE STOCKAGE ATMOSPHERIQUES	61
9.1	Généralités	61
9.2	Points communs.....	61
9.3	Différences	62
9.4	Synthèse des spécificités des guides professionnels.....	63
9.5	Remarques.....	65
10.	POLITIQUE DE SUIVI DES EQUIPEMENTS (TUYAUTERIES D'USINE ET RESERVOIRS) NON CONCERNES PAR LA REGLEMENTATION EQUIPEMENTS SOUS PRESSION.....	67
11.	POLITIQUE DE SUIVI DES EQUIPEMENTS ELECTRIQUES ET DE L'INSTRUMENTATION DE SECURITE	69
12.	POLITIQUE DE SUIVI DES ACCESSOIRES DE SECURITE AUTRES QU'ELECTRIQUES	71
13.	POLITIQUE DE SUIVI DU GENIE-CIVIL	73
14.	ASPECT ORGANISATION.....	77
15.	CONCLUSION	83
16.	REFERENCES.....	85
17.	LISTE DES ANNEXES	91

1. INTRODUCTION

1.1 CONTEXTE GENERAL : PLAN D'ACTION NATIONAL ET LIMITES DE LA PRESENTE ETUDE

Suite à des incidents et accidents survenus ces dernières années dans les installations industrielles françaises, le Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire (MEEDDAT) a lancé, par sa note du 12 décembre 2008¹ (cf annexe A) 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 maîtrise 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 :

- réglementation 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 2009², le MEEDDAT a précisé à l'INERIS sa contribution pour le plan d'actions sur la maîtrise du vieillissement (cf annexe B).

Le présent document constitue le rapport final concernant l'étude globale sur le vieillissement des installations industrielles. Il s'appuie sur une comparaison des exigences réglementaires et normatives, en France et à l'étranger, concernant le suivi des installations industrielles (contrôle et inspection des équipements, qualification des organismes réalisant ces contrôles...). Les pays étrangers intégrés dans l'étude sont les Royaume-Uni, les USA, les Pays-Bas et l'Allemagne.

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

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

Par rapport aux objectifs fixés dans sa note de cadrage du MEEDDAT, il a été finalement décidé par le MEEDDAT de ne pas retenir pour l'instant l'analyse des canalisations de transport.

Le présent rapport est élaboré à partir des deux projets de rapports intermédiaires suivants, qui ont été envoyés au MEEDDM respectivement fin juin 2009 et fin octobre 2009 :

- DRA-09-102957-07985A - DRA71 – opération A4 / DRA73 – opération C2.1 : Maitrise du vieillissement des installations industrielles. Ce rapport présente un aperçu des pratiques générales de suivi en France qui ne sont spécifiques ni à un secteur d'activité, ni à des substances.
- DRA-09-102957-07985B - DRA71 – opération A4 / DRA73 – opération C2.1 : note de synthèse du benchmark international sur les réglementations et pratiques de maîtrise du vieillissement. Ce rapport présente une comparaison des politiques de management de l'intégrité des équipements dans les quatre pays suivants : Royaume-Uni, USA, Pays-Bas, Allemagne.

Les informations figurant dans ce rapport sont issues :

- d'une analyse bibliographique de documents réglementaires, de normes et de guides professionnels en France et dans les pays étrangers objets de l'étude ;
- d'informations sur les pratiques mises en œuvre collectées auprès de contacts dans les différents pays ou au cours de colloques ;
- d'informations collectées au cours d'une enquête menée par l'EU-VRI sur la base d'un questionnaire reprenant les thèmes d'intérêt du plan d'actions³.
- pour la France, d'informations sur les pratiques mises en œuvre collectées au cours de 14 visites chez certains industriels (raffineries, dépôts de liquides inflammables, sites emplisseurs de GPL et usines chimiques) ;
- pour la France, 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.

³ Un 1^{er} questionnaire a été diffusé aux contacts de l'EU-VRI dans les 4 pays concernés en juillet dont le taux de réponses s'est révélé décevant (4 aux Pays-Bas, 2 au Royaume-Uni, 2 aux USA et 3 réponses à caractère européen, avec pour l'ensemble des réponses très partielles). Le retour d'expérience a montré que le questionnaire était sans doute trop long et un 2^{ème} questionnaire a donc été diffusé mi-octobre avec des questions plus ouvertes qui ont permis d'avoir des réponses supplémentaires (1 réponse des USA, 3 en Allemagne). Les réponses obtenues à ce jour aux deux vagues d'enquête ont été intégrées dans ce rapport.

1.2 PRECISIONS SUR LE CHAMP ET LES LIMITES DE L'ETUDE

1.2.1 PHASES DU CYCLE DE VIE PRISES EN COMPTE

Le vieillissement doit être maîtrisé en particulier par des opérations de suivi qui peuvent s'effectuer lors du fonctionnement de l'installation ou en phase d'arrêt.

Les contrôles au terme de la fabrication, de l'installation de l'équipement ou lors de la mise en service ne font pas partie du champ de l'étude.

L'étude se concentre sur la phase de suivi en opération de l'équipement.

1.2.2 TYPE D'EQUIPEMENTS EXAMINES

Les équipements concernés par la présente étude sont les suivants :

- les équipements sous pression (réservoirs ou tuyauteries d'usine),
- les bacs de stockages atmosphériques,
- les équipements (tuyauteries d'usine ou réservoirs) n'entrant pas dans le champ des équipements sous pression,
- les équipements électriques de sécurité et les systèmes instrumentés de sécurité,
- les accessoires de sécurité autres qu'électriques,
- les éléments de génie civil tels que les cuvettes de rétention, les fondations de bacs, les fondations des supports de tuyauteries.

Les équipements exclus de l'étude, en accord avec le MEEDDM, sont :

- les équipements de procédé spécifiques tels que les réacteurs, les colonnes, les échangeurs,
- les chaudières,
- les équipements frigorifiques et fonctionnant à basse température,
- les machines tournantes,
- les canalisations de transport (exclus pour l'étude en 2009).

Le présent rapport se focalise sur les pratiques générales qui ne sont spécifiques ni à un secteur d'activité, ni à des substances spécifiques.

Deux autres rapports abordent de manière plus précise les textes spécifiques aux secteurs et substances retenues dans chacun des rapports :

- DRA-09-102957-08289B - DRA71 – opération A1.2 / DRA73 – opération C2.1 : Maîtrise du vieillissement des installations industrielles - Benchmark stockage en raffinerie. L'analyse est ciblée sur deux types de stockages : les stockages de GPL et les réservoirs atmosphériques de substances inflammables.
- DVM-09-102957-08343B - DRA71 – opération A1.2 / DRA73 – opération C2.1 : Maîtrise du vieillissement des installations industrielles - Benchmark sur les tuyauteries en raffinerie.

Pour ces deux benchmarks en raffinerie, un champ restreint de substances a été retenu (cf annexe B). Ces deux rapports dressent un panorama des exigences réglementaires et des pratiques dans les raffineries en France. Peu d'informations ont été collectées sur les exigences réglementaires et les pratiques à l'étranger.

1.3 ORGANISATION DU PRESENT RAPPORT

Le présent rapport est organisé en chapitres, comme suit :

- Chapitre 2 : Accidentologie ;
- Chapitre 3 : Réflexions sur la notion de vieillissement ;
- Chapitre 4 : Deux visions du vieillissement (pour les matériels actifs et pour les matériels passifs) ;
- Chapitre 5 : Méthodologie générale de la maîtrise du vieillissement ;
- Chapitre 6 : Modes de dégradation et contrôles associés ;
- Chapitre 7 : Principes généraux pour le suivi des équipements dangereux : textes de référence ;
- Chapitre 8 : Politiques de suivi des équipements sous pression ;
- Chapitre 9 : Politiques de suivi des bacs de stockage atmosphériques ;
- Chapitre 10 : Politiques de suivi des équipements (tuyauteries d'usine et réservoirs) non concernés par la réglementation équipements sous pression ;
- Chapitre 11 : Politiques de suivi des équipements électriques et de l'instrumentation de sécurité ;
- Chapitre 12 : Politiques de suivi des accessoires de sécurité autres qu'électriques ;
- Chapitre 13 : Politiques de suivi du génie civil ;
- Chapitre 14 : Aspect organisation ;
- Chapitre 15 : Conclusion ;
- Chapitre 16 : Références ;
- Chapitre 17 : Liste des annexes.

L'annexe C présente une liste des abréviations utilisées dans le domaine du suivi des équipements

2. ACCIDENTOLOGIE

Le présent chapitre vise à faire une présentation statistique des accidents recensés en France en lien avec des phénomènes de **corrosion et de fatigue**. Il s'appuie sur la base des accidents enregistrés par la base ARIA du BARPI, en lien avec le vieillissement des installations (www.aria.ecologie.gouv.fr).

L'annexe D présente une analyse détaillée par secteur d'activité et par type d'équipements.

Il en ressort que les accidents recensés concernent davantage des phénomènes de corrosion que des phénomènes de fatigue.

Note : on trouvera en annexe D plus de détails sur l'accidentologie, avec notamment prise en compte de l'accident d'Ambès.

Note : on se reportera aux rapports sur les raffineries pour des informations détaillées sur les accidents en raffinerie concernant les tuyauteries et les réservoirs de stockage. Ils mettent l'accent sur le déroulement et les causes identifiées.

2.1 ACCIDENTS EN LIEN AVEC LA CORROSION

Sur les 10 dernières années, les accidents en France recensés dans la base ARIA, en lien direct avec un phénomène de corrosion sont de moins de 120.

Ils concernent pour plus de la moitié d'entre eux des tuyauteries.

Les causes de corrosion recensées sur les tuyauteries sont :

- **internes** (substance corrosive et défaut de revêtement, érosion dans coude par exemple ou au refoulement de compresseur, dépôt en partie basse...);
- **externes**. Plusieurs cas se rencontrent :
 - égouttures depuis une canalisation située au dessus ;
 - égouttures via des supports (racks ou support de tuyauteries) ;
 - défaut de revêtement (par usure ou travaux) ;
 - corrosion sous calorifuge ;
 - corrosion sous peinture (raccord de peinture) ;
 - contraintes dues à un mauvais supportage ;
 - corrosion sur des éléments de la tuyauterie (brides, vannes...) ;
 - corrosion par défaut de protection passive dans le cas de tuyauteries enterrées.

Un facteur aggravant pour la probabilité d'occurrence de ces accidents concerne les **difficultés éventuelles d'accès aux tuyauteries pour en contrôler l'état** (tuyauteries enterrées ou en fourreau, tuyauteries en hauteur sur des racks, tuyauteries calorifugées...) et la **longueur importante sur les sites** (ou entre sites) qui en rend le suivi difficile. Le nombre d'informations à traiter est conséquent.

On note que les fuites se situent souvent au niveau des soudures.

Les accidents sur les bacs et cuves sont beaucoup moins nombreux (une dizaine).

Les causes recensées semblent être le plus souvent des phénomènes de **corrosion interne par défaut ou absence de revêtement interne**.

On constate que sur les secteurs d'activité étudiés, les défaillances sur les bacs ont concerné des bacs de **pétrole brut** et de **gas-oil**. Parfois des inspections avaient eu lieu préalablement mais des incidents ont pu quand même se produire. Sur les sites chimiques, les bacs concernés sont surtout des **bacs d'acide**.

2.2 ACCIDENTS EN LIEN AVEC LA FATIGUE

10 accidents en France liés à la fatigue et concernant des installations fixes sont enregistrés sur les 10 dernières années dans la base ARIA du BARPI.

Les équipements concernés sont :

- **Des réservoirs** (fissuration par fatigue sur un bac d'acide sulfurique sans lien avec la corrosion), rupture d'un piquage 1" sur un ballon de refoulement de compresseur par fissuration progressive suite aux vibrations ; fatigue d'un réservoir suite à des cycles de remplissage / vidange successifs entraînant sa fissuration ; rupture différée (par fatigue statique) d'un réservoir par fragilisation de l'acier sous l'effet de l'hydrogène ;
- **Des tuyauteries** : rupture d'un piquage par vibration suite au non renforcement de la soudure sur une ligne de refoulement de pompe, rupture d'une tuyauterie de purge de petit diamètre suite à des vibrations successives, rupture d'un piquage en lien avec de la vibration, fissuration légère par fatigue en bordure d'un cordon de soudure dans une zone de concentrations de contraintes (présence notamment de vibrations) ;
- **Des dispositifs de sécurité** : ouverture avant d'atteindre sa pression d'ouverture de disques de rupture sur des réacteurs sans doute à cause de leur fatigue ; rupture d'une goupille de sécurité sur des groupes électrogènes.

Ces accidents soulignent que les vibrations sont une cause d'accident et les piquages sont particulièrement sensibles. Les dispositifs de sécurité sont également sensibles aux phénomènes de fatigue.

2.3 AUTRES SOURCES DE REX

Au cours du GT "Piping et capacités", il est noté que chaque année, des incidents/accidents ont lieu sur des équipements sous pression, y compris sur des équipements suivis. Cependant, les incidents concerneraient davantage les tuyauteries que les équipements et capacités.

Le retour d'expérience montre que les fuites sont plus nombreuses pour les tuyauteries :

- en acier carbone,
- de petits diamètres
- âgées de 30 à 40 ans.

Un problème essentiel est l'inaccessibilité de certaines tuyauteries anciennes qui sont donc peu ou pas inspectables.

3. REFLEXIONS SUR LA NOTION DE VIEILLISSEMENT

3.1 LE VIEILLISSEMENT

Notion de dégradation graduelle dans le temps des caractéristiques d'un système

Dans l'ouvrage "Evaluation et maîtrise du vieillissement industriel – collection EdF R&D"^[12], André Lannoy et Henri Procacia définissent la notion de **vieillessement** et de **durabilité**.

Le vieillissement est un phénomène continu et progressif qui dépend bien souvent d'un grand nombre de covariables influentes telles que le temps de fonctionnement, les chargements appliqués, les propriétés des matériaux, le régime d'exploitation, ... **Il se traduit par une altération des performances due à un mécanisme de dégradations physique ou chimique, propre au matériel et aux matériaux qui le constituent et à ses conditions d'environnement.**

Le vieillissement peut être provoqué par d'autres causes technologiques ou même sociales ou économiques telles que : performances inférieures à celle de nouveaux matériels plus modernes, dépassement vis-à-vis du progrès technique, incompatibilité ou obsolescence, manques de pièces de rechanges, limite de rentabilité, évolution de la réglementation, évolution du profil de fonctionnement ... La durée d'exploitation réelle d'un matériel ou d'une installation va donc dépendre de ces différentes considérations techniques, économiques et réglementaires.

Le vieillissement est donc une notion négative qui conduit inéluctablement à la cessation de fonction d'une entité. C'est pourquoi, dans le domaine industriel, on s'intéresse à la durée de vie d'un équipement, à sa durabilité.

Nous pouvons retenir la définition du vieillissement suivante : processus par lequel les caractéristiques d'un système, structure ou composant se modifient graduellement avec le temps ou l'utilisation.

Maîtrise du vieillissement

Pour maîtriser le vieillissement d'une installation industrielle, il est indispensable d'identifier les principaux vecteurs de vieillissement, de les détecter, de les évaluer et les hiérarchiser et de prendre les mesures nécessaires afin de les atténuer ou de les différer voire les supprimer.

Durée de vie

La durée de vie réelle est malheureusement une notion post mortem. On ne connaît réellement la durée de vie que lorsqu'une défaillance majeure irrémédiable est survenue. Ce cas se rencontre rarement dans la pratique puisque l'on cherche à éviter cette situation et que généralement c'est l'optimisation technico-économique qui décide de la durée de vie.

Dans la maîtrise du vieillissement, on cherche à déterminer **la durabilité**⁴, qui est l'aptitude d'un bien à accomplir une fonction requise, dans des conditions données d'usage et de maintenance, jusqu'à ce qu'un état limite soit atteint. Cet état limite peut être caractérisé par la fin de sa vie utile, par son inadaptation pour des raisons techniques et économiques ou pour d'autres raisons pertinentes.

Outre la durée de vie réelle post mortem, période qui va de la fabrication à la réforme, on peut distinguer plusieurs durées de vie :

- **La durée de vie nominale ou durée de vie intrinsèque ou durée de vie prévue à la conception**, qui est la période pendant laquelle il est prévu qu'un système, structure ou composant fonctionnera dans les limites d'acceptabilité ;
- **La durée de vie résiduelle ou durée de vie restante**, période qui va d'un moment déterminé jusqu'à la réforme d'un système, structure ou composant ;
- **La durée de vie technologique** : à cause de l'obsolescence des composants, il n'est plus possible de maintenir l'installation, de remplacer des équipements ; on parle alors de vieillissement technologique ;
- **La durée de vie réglementaire**, qui correspondrait au moment où une autorité administrative interdirait la poursuite de l'exploitation, cette durée de vie est fonction de l'état technique, des conditions d'exploitation-maintenance, et du référentiel de sûreté / sécurité ;
- **La durée de vie technico-économique** : au-delà d'un certain seuil, les investissements complémentaires nécessaires peuvent ne plus pouvoir être amortis dans le futur, ou le risque industriel peut être trop important ; c'est généralement ce critère qui décidera de l'arrêt ou de la fin de vie d'une installation ou de ses matériels ;
- **La durée de vie politique** : une décision politique pourrait demander l'arrêt de l'exploitation.

3.2 TERMES LIÉS A LA MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT

Un certain nombre de termes et de définitions des termes intervenant dans la maîtrise du vieillissement sont repris ci-dessous, sur la base de documents tels que "NF EN 13306 – Terminologie de la maintenance – juin 2001"^[11], "Evaluation et maîtrise du vieillissement industriel – collection EdF R&D"^[12], Guides UIC / UFIP DT32^[39] et DT84^[40].

- **Gestion du vieillissement** : mesures d'ordre technique, d'exploitation ou de maintenance, visant à maintenir, dans les limites acceptables la dégradation par vieillissement.
- **Inspection en service** : examen ou contrôle de l'intégrité d'un système, structure ou composant pendant l'exploitation ou l'arrêt.

⁴ La durabilité est à distinguer de l'endurance qui correspond à la robustesse d'un appareil et sa capacité de fonctionner normalement pendant toute sa durée de vie indépendamment de sa maintenance. C'est donc une caractéristique technique intrinsèque à l'appareil.

Le guide DT84^[40] rappelle la définition de l'inspection donnée par la DM-T/P n° 32510^[27], § 3.1 : il s'agit d'un *"Ensemble prédéterminé de dispositions à mettre en œuvre, en service ou à l'arrêt, pour assurer la maîtrise de l'état d'un équipement ou d'un groupe d'équipements dans les conditions de sécurité requises"*.

A ne pas confondre avec "inspection périodique" et "inspection de requalification" au sens réglementaire de l'arrêté du 15 mars 2000 modifié^[22]

- **Plan d'inspection** : le guide DT84^[40] rappelle la définition donnée par l'annexe de la DM-T/P n° 32510^[27], § 3.1. Il s'agit d'un *"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"*.
- **Maintenance** : ensemble des actions directes ou indirectes qui permettent de déceler, d'éviter ou d'atténuer la dégradation d'un système, structure ou composant en fonctionnement ; ou de rétablir à un niveau acceptable l'aptitude d'un système, structure ou composant défaillant à remplir les fonctions nominales.
- **Critères d'acceptabilité** : limite spécifique d'un indicateur fonctionnel ou d'état, utilisée pour évaluer l'aptitude d'un système, structure ou composant à remplir la fonction pour laquelle il est conçu.
- **Contrôle Non Destructif (CND)** : On regroupe sous le vocable **essais non destructifs** ou encore **contrôles non destructifs** (ce dernier évoquant mieux l'aspect qualité industrielle que le premier qui évoque plutôt les examens en laboratoire) l'ensemble des techniques et procédés aptes à fournir des informations sur la **santé** d'une pièce ou d'une structure sans qu'il en résulte des **altérations préjudiciables** à leur utilisation ultérieure. Le terme de santé, s'il souligne une certaine parenté avec le domaine des examens d'aide au diagnostic médical, comme la radiologie ou l'échographie, délimite bien l'objectif des contrôles non destructifs qui est la mise en évidence de toutes les **défectuosités** susceptibles d'altérer la disponibilité, la sécurité d'emploi et /ou, plus généralement, la conformité d'un produit à l'usage auquel il est destiné. En ce sens, le contrôle non destructif (**CND**) apparaît comme un élément majeur du **contrôle de l'intégrité** des équipements.
- **Conditions de service** : ce sont les conditions **réelles qui ont un impact** sur le système, la structure ou le composant (conditions normales, transitoires d'exploitation, erreurs, conditions accidentelles).
- Le guide DT84^[40] définit les conditions de service comme *"Les conditions de service comportant les **conditions normales d'exploitation** y compris les phases de démarrage, d'arrêt, de remise en service et les transitoires"*.
- **Défaillance** : inaptitude ou interruption de l'aptitude d'un système, structure ou composant à fonctionner dans les limites des critères d'acceptabilité.
- **Dégradation** : détérioration immédiate ou graduelle d'un système, structure ou composant qui pourrait altérer son aptitude à fonctionner dans les limites d'acceptabilité ; si elle est progressive, alors il y a vieillissement ; elle est engendrée par les conditions de service.

- **Mécanismes de vieillissement ou de dégradation** : processus spécifique qui modifie graduellement les caractéristiques d'un système, structure ou composant avec le temps ou l'utilisation.
- **Effet du vieillissement** : modifications nettes des caractéristiques d'un système, structure ou composant qui se produisent avec le temps ou l'utilisation et qui sont dues aux mécanismes de vieillissement.
- **Conditions opératoires Critiques Limites (COCL)** : l'annexe de la DM-T/P n° 32510^[27], § 3.1 définit le COCL comme un *"Seuil fixé à un paramètre physique ou chimique (température, pH, vitesse de fluide, concentration d'un contaminant) qui, s'il est dépassé, peut avoir un impact notable sur le comportement, sur l'état ou l'endommagement de l'équipement, ou peut entraîner l'apparition d'un nouveau phénomène de dégradation"*.
- **Obsolescence** : en économie, l'**obsolescence** est le fait pour un produit d'être périmé, et donc de perdre toute valeur, du simple fait de l'évolution technique ou de la mode, même si le produit est en parfait état de fonctionnement. D'un autre côté, certaines entreprises fabriquent des produits dont l'obsolescence est dite « **programmée** », parce qu'elle survient à un moment déterminé dans la vie de ce produit de par sa conception ou sa fabrication même. Ces produits sont généralement conçus de manière à ce que certains de leurs composants vitaux, lorsqu'ils tombent en panne ou deviennent obsolètes, aient un coût de changement supérieur à la valeur marchande d'un équipement équivalent neuf, rendant leur remplacement sans intérêt pour le consommateur. De plus, les fabricants s'arrangent souvent pour que les normes permettant l'assemblage des pièces constituant ces appareils changent dans un délai inférieur à la durée nominale de fonctionnement des organes vitaux, toujours dans la même optique de renouvellement forcé du parc.

4. DEUX VISIONS DU VIEILLISSEMENT (POUR LES MATERIELS ACTIFS ET POUR LES MATERIELS PASSIFS)

Sur le plan de la maîtrise du vieillissement dans les installations industrielles, on va distinguer :

- Les matériels qui suivront des programmes de maintenance préventive, afin de maintenir un taux de défaillance sensiblement constant, la fin de vie étant alors généralement accidentelle et brutale. Ces matériels sont plutôt classés dans la catégorie des **matériels actifs** et font l'objet d'une **approche dite fiabiliste du vieillissement**.
- Les matériels qui vont vieillir naturellement et se dégrader plus au moins rapidement en fonction du phénomène physique dominant qui les affecte. Ils sont inspectés ou surveillés régulièrement. Ces matériels sont généralement classés dans la catégorie des **matériels dits passifs** et font l'objet d'une **approche dite physique du vieillissement**.

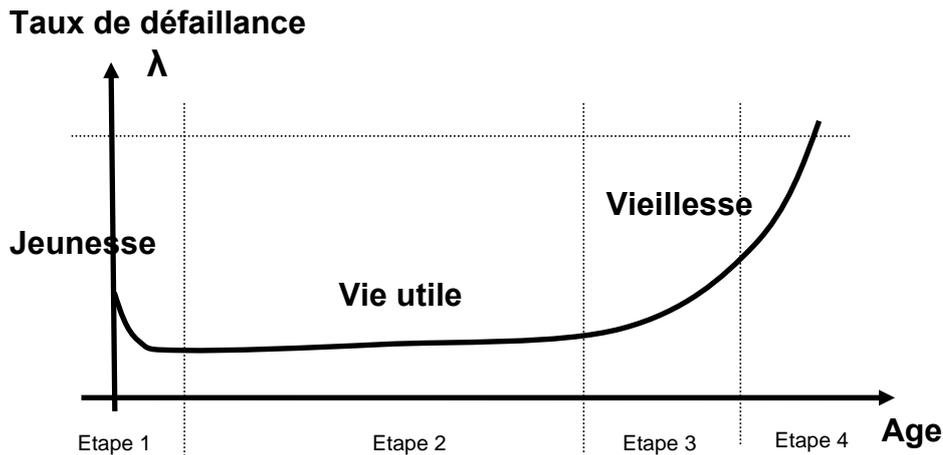
Le tableau suivant donne une comparaison de ces deux visions.

Type de matériels	Matériels actifs	Matériels passifs
Approche du vieillissement	Fiabiliste	Physique
Vitesse d'apparition du vieillissement	Relativement rapide, quelquefois catalectique	Lente, phénomène continu
Modélisation	Probabiliste (recherche d'une loi de durée de vie à partir d'un échantillon observé de défaillance)	-Physique, si les connaissances sont suffisantes, le mécanisme de dégradation unique étant connu -statistique, à partir des données de dégradations observées à des intervalles de temps plus ou moins réguliers
Données principales	Défaillances (pertes de fonction)	Dégradation (par exemple données de contrôles, données de profondeur d'usure...)

Il est important de noter que l'analyse de ces deux visions du vieillissement nécessite un retour d'expérience. Le retour d'expérience apparaît donc comme un élément stratégique incontournable dans la maîtrise du vieillissement des installations industrielles.

4.1 VISION FIABILITISTE DU VIEILLISSEMENT

La durée de vie en service d'un équipement, de sa mise en service à la réforme, comprend généralement trois phases principales caractérisées par une fonction de hasard et des taux de défaillance spécifiques, tels que présentés dans la figure suivante. Cette représentation est aussi usuellement appelée « Courbe en baignoire ».



- Une **période de rodage** (étape 1) se traduisant par un taux de défaillance décroissant avec le temps de fonctionnement ou le nombre de sollicitations. Au cours de cette période les matériels les plus fragiles ou présentant des défauts seront éliminés. C'est la période de déverminage pour des matériels électroniques, ou de rodage pour les matériels mécaniques.
- Une **période de maturité technique (étape 2)**, dite de vie utile, caractérisée par un taux de défaillance constant, ou la mortalité est aléatoire, accidentelle et brutale. C'est la période normale d'exploitation des matériels et leur conception doit être telle que cette période soit supérieure ou au moins égale au temps de mission qui leur est affecté.
- Enfin une troisième **période, dite de vieillissement** (étape 3 et 4) pendant laquelle le taux de défaillance des matériels va croître avec le temps ou le nombre de sollicitations.

Un indicateur de vieillissement est donc l'observation de la croissance du taux de défaillance. **Deux paramètres sont alors importants pour caractériser le vieillissement : l'instant d'apparition du vieillissement et sa cinétique une fois qu'il s'est déclaré.**

La connaissance du premier paramètre (l'instant d'apparition) va permettre d'optimiser la maintenance préventive et celle du second paramètre (la cinétique) va permettre d'évaluer la vitesse de croissance du risque de défaillance, une fois le vieillissement amorcé.

Les composants actifs sont donc maintenus préventivement ou renouvelés périodiquement. **Le retour d'expérience sur le matériel permet de confirmer les programmes de maintenance préventive ou au contraire de les adapter périodiquement en fonction des observations recueillies.**

Les modifications de conception, la modification de maintenance (préventive ou conditionnelle), la rénovation, le remplacement des pièces défectueuses voire de l'ensemble du matériel, correspondent à des remèdes au vieillissement.

Les tests périodiques ou l'inspection en service ou tout simplement le suivi des paramètres de fiabilité du matériel permettent de mettre en évidence l'amorçage du vieillissement et apportent une aide pour déterminer le moment où il faut appliquer ces remèdes.

4.2 VISION PHYSIQUE DU VIEILLISSEMENT

L'approche physique du vieillissement concerne surtout les matériels passifs (structures, tuyauteries, récipients sous pression, bac de stockage...) ou des sous-composants « structuraux » des composants actifs (par exemple le stator d'un moteur). Le processus du vieillissement est associé à un mécanisme de dégradation du matériau constitutif.

Dans cette approche, on veut éviter que la dégradation engendrée entraîne une défaillance et la perte de la mission du matériel : par exemple, le mécanisme de la corrosion provoque une fissure traversante, pouvant amener une fuite importante, ou, plus grave, une rupture brutale du matériel.

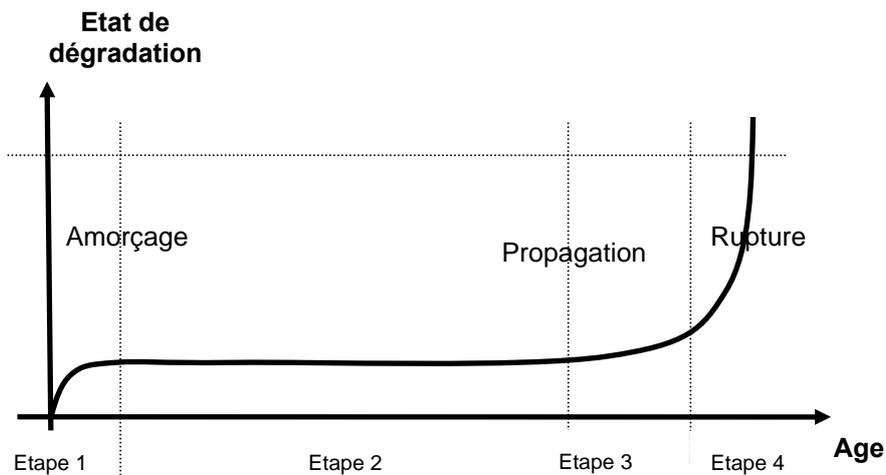
Lorsque la dégradation est observée, elle fera l'objet d'un suivi et il suffit alors d'intervenir préventivement (réparation, changement, ...) pour éviter la défaillance.

Dans cette approche du vieillissement, selon la définition donnée par le HSE dans le document Plant Ageing^[66], on distingue également trois phases principales :

- Une **période de rodage** (étape 1) où la dégradation peut progresser rapidement si les matériels ne sont pas adaptés (défaut de dimensionnement, de conception, de fabrication, d'installation). Au cours de cette période les matériels les plus fragiles, présentant des défauts ou non adaptés seront éliminés.
- **Une période d'amorçage ou de maturité** (étape 2). Dans cette phase, l'équipement a un comportement prévisible et sûr. Il est supposé avoir un taux de défaillance faible et à peu près constant et peu de problèmes nécessitant une attention particulière. Son fonctionnement s'effectue dans les limites de son design. Il est nécessaire également de disposer d'une certaine connaissance de la conception et de la fabrication de l'équipement. Si ce n'est pas le cas, on devra considérer que l'équipement passe directement en phase de propagation ou de vieillissement (selon la définition donnée par le HSE dans le document Plant Ageing^[66]). Des opérations d'examen, d'inspection, de maintenance et de CND permettent de valider ces hypothèses de dégradation lente. La périodicité de ces opérations et leur nature sont déterminées par une approche basée sur la criticité intégrant le retour d'expérience, l'intervalle entre

deux inspections tendant à augmenter. A ce stade, les inspections ont pour objectif de confirmer l'absence de dégradations.

- Une période de **propagation ou de vieillissement** qui peut aller jusqu'à la rupture (étape 3 et 4), l'équipement a atteint un certain niveau de dégradation, et sa vitesse de dégradation augmente. Un suivi déterministe est mis en œuvre. Les contrôles sont plus précis et doivent permettre de mieux quantifier les défauts. On pourra à ce stade mettre en œuvre des méthodes de type Fitness For Service pour s'assurer du maintien en service de l'équipement en toute sécurité.



L'enjeu dans cette situation concerne l'optimisation de la maintenance conditionnelle ou l'inspection en service. Ces actions doivent permettre de détecter préventivement l'amorçage d'une détérioration initiée par un processus de dégradation et sa propagation avant rupture, tels que présenté dans la figure suivante.

Le tableau suivant présente le type de contrôle associé aux différentes phases d'évolution de la dégradation d'un équipement.

Evolution de la dégradation	Contrôle associé
Phase initiale (uniquement pour un nouvel équipement)	Post-commissionning (validation de l'état de l'équipement à la réception)
Amorçage	Inspection basée sur la criticité
Propagation	Suivi déterministe
Rupture très probable	Suivi continu

Pour les matériaux des matériels électromécaniques mais aussi pour le béton, les polymères de gainage des câbles électriques..., les principaux mécanismes de dégradations sont :

- la fatigue thermique liée aux cycles de températures subis par le matériel ;
- la corrosion sous contrainte ;
- l'érosion ;
- l'usure mécanique,
- la fragilisation sous irradiation ;
- la perte de précontrainte du béton ;
- ...

L'identification du mécanisme de dégradation impliqué nécessite une connaissance fine des phénomènes physiques. Les physiques ou statistiques des dégradations liées à ce mécanisme sont nécessaires pour connaître leurs processus d'amorçage de défaut puis de propagation, de les détecter et d'anticiper leur évolution : c'est en partie l'objet de la fiabilité des structures.

La maîtrise de ce genre de vieillissement passe donc par le contrôle des défaillances intégrant une méthode d'inspection et de surveillance. Les contrôles peuvent être basés sur des critères de criticité ou être définis de manière réglementaire. Dans le premier cas, une optimisation est réalisée en ciblant les actions de contrôle sur les équipements présentant les risques les plus élevés (gravité importante en cas de défaillance et/ou probabilité d'occurrence importante).

L'inspection en service et la maintenance conditionnelle sont les éléments clés de la défense de ces matériels passifs vis-à-vis des processus de dégradation.

*Note : le rapport "HSE – Plant ageing"^[66] introduit aussi la notion de vieillissement comme **l'absence d'information sur l'état d'un équipement**. Ainsi, un équipement est vieux si c'est un équipement pour lequel une dégradation est identifiée ou est susceptible de se produire depuis sa mise en service ou si c'est un **équipement pour lequel on n'a pas suffisamment d'information et de connaissance pour connaître son état**.*

5. METHODOLOGIE GENERALE DE LA MAITRISE DU VIEILLISSEMENT

L'exploitant qui engage une étude de vieillissement de son installation a deux préoccupations majeures :

- **la sécurité** : il ne faut pas que le vieillissement concerne les composants importants pour la sécurité ; il faut absolument prévoir les actions de maîtrise d'un éventuel vieillissement ; il faut anticiper tout vieillissement éventuel afin de le contrecarrer ;
- **la perte de production ou la disponibilité, les coûts d'entretiens de réparation ou de remplacement** : le vieillissement d'un composant ne doit pas pénaliser les profits ; il est donc important de détecter les composants à l'origine d'un vieillissement, de prévoir l'évolution de ce vieillissement et de prendre les mesures et parades nécessaires.

On voit donc l'importance d'anticiper le vieillissement, et de prévoir son apparition pour le maîtriser. L'anticipation est désignée par l'identification des événements potentiellement pénalisants avant qu'ils ne se produisent, afin d'évaluer les risques qu'ils présentent et de préparer et mettre en œuvre la surveillance, la maintenance préventive ou les remplacements adéquats.

La maîtrise du vieillissement peut donc reposer sur une démarche comprenant trois grandes phases :

- **Phase 1** : identification des composants pour lesquels une étude de vieillissement est nécessaire ;
- **Phase 2** : évaluation du vieillissement pour ces composants importants ;
- **Phase 3** : mise en œuvre de parades adéquates pour la maîtrise du vieillissement.

5.1 PHASE 1 : IDENTIFICATION DES EQUIPEMENTS IMPORTANTS

5.1.1 PRINCIPE D'IDENTIFICATION DES EQUIPEMENTS IMPORTANTS

Une installation industrielle comprend un nombre très important d'équipements. Il n'est pas nécessaire de les examiner tous sur l'aspect du vieillissement.

Seuls ceux considérés critiques seront examinés. Ces équipements jugés importants nécessitent une évaluation des effets du vieillissement.

Les équipements peuvent être identifiés de manière réglementaire (par exemple les seuils définis par la réglementation des équipements sous pression conditionnent quels équipements doivent faire l'objet d'un suivi en service). La criticité des équipements est alors définie de manière réglementaire par rapport au risque liée à la pression (en intégrant les notions de dangerosité de la substance, de volume, de pression).

Pour les autres équipements et pour les sites comportant un nombre très important d'équipements sous pression soumis, des approches basées sur la criticité sont mis en œuvre pour optimiser les actions de suivi. Les équipements jugés critiques sont surveillés de manière prioritaire, avec des fréquences de contrôles plus importants.

Le retour d'expérience intervient naturellement dans l'identification des équipements à suivre (soit parce qu'un équipement donné est sujet à des dégradations, soit parce que le retour d'expérience interne ou externe au site montre que ce type d'équipement peut être sujet à une dégradation identifiée sur un autre équipement similaire du site ou un autre site).

Généralement ces composants sont connus. Les études de sûreté / sécurité ont permis de dresser la liste de ces composants importants. On peut également se fonder sur l'expertise et le retour d'expérience pour dresser la liste de ces équipements importants.

Cependant, se fonder uniquement sur l'expertise et le retour d'expérience n'est pas correct. Dans une étude de vieillissement, on cherche à définir les mécanismes **présents et futurs** de vieillissement et comment ils vont évoluer. On se projette donc dans le futur, de l'instant d'observation à un instant horizon (démarche d'anticipation), alors que la connaissance porte de la mise en service à l'instant d'observation.

C'est pourquoi, l'identification des composant importants doit reposer à la fois sur l'expertise et le retour d'expérience et sur les études de sûreté / sécurité.

5.1.2 EQUIPEMENTS A SUIVRE : NOTIONS DE BOUCLES D'ISO-DEGRADATIONS ET D'EQUIPEMENTS TEMOINS

Boucle d'iso-dégradation

Le guide UIC/UFIP DT84^[40] définit une "*boucle d'iso dégradation comme un ensemble d'équipements interconnectés qui ont des conditions de service proches (pression, température, fluides en contact...) et qui sont réalisés dans des matériaux de comportement similaire vis à vis des fluides en contact. Ces équipements sont dits à mode commun de dégradation*".

La mise en œuvre de l'analyse par boucle d'iso-dégradation est souvent mise en œuvre sur les sites ; elle permet de formaliser l'analyse des dégradations et d'apporter une certaine cohérence dans les études de dégradations. Elle correspond à une même stratégie de contrôles.

Equipements témoins

Pour le guide UIC/UFIP DT84^[40], il s'agit du ou des équipements témoins d'un ensemble d'équipements similaires qui sont ceux qui seraient les premiers concernés si des dommages venaient à se produire.

Un ensemble d'équipements similaires correspond à des équipements :

- de conception et de fabrication semblable (même matériau, procédés de fabrication identiques ou voisins),
- appartenant à une même boucle d'iso dégradation ou faisant l'objet d'un même plan d'inspection,
- exploités dans les mêmes conditions,
- à mode commun de dégradation.

Pour ces équipements, il est précisé dans ce même guide que :

"Pour un ensemble d'équipements similaires, des inspections (vérifications, examens, contrôles) menées de façon plus complètes sur un ou plusieurs équipements témoins, peuvent remplacer partiellement ou totalement les inspections qui devraient être menées sur chacun des équipements de l'ensemble. 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".

Il est possible d'utiliser cette notion d'équipements témoins, **mais une grande vigilance devra être apportée au choix de ces équipements**. En effet, l'expérience montre que même pour des équipements a priori semblables et soumis aux mêmes conditions, des disparités pouvaient apparaître, liées par exemple à des conditions externes différentes (direction du vent impactant davantage un équipement, galette sous des bacs ayant des comportements différents, présence de courants vagabonds différents sous des équipements. Cette notion d'équipements témoins semble finalement rarement mise en œuvre sur les sites industriels (sur la base des visites de sites déjà effectuées).

5.2 EVALUATION DU VIEILLISSEMENT POUR LES EQUIPEMENTS RETENUS COMME IMPORTANTS

L'évaluation des équipements retenus comme important (critiques) repose sur deux étapes :

- Le recueil des informations nécessaires ;
- La compréhension du vieillissement et son évolution.

5.2.1 RECUEIL DE L'INFORMATION

Pour évaluer le vieillissement et comprendre son évolution, un certain nombre d'informations doivent être réunies pour le composant étudié.

- **Des données de conception** : conception du matériel, dimensionnement, schémas techniques, éventuelles modifications, réglementation, spécifications techniques, règles générales d'exploitation, éventuellement rapport de sûreté / sécurité, programme de maintenance préventive...

- **Des données de matériaux et de leurs propriétés** : nature, composition, propriétés, origine, conditions de fabrication, de traitement thermique..., défauts éventuels existant à la mise en service.
- **Les conditions d'exploitation**, à savoir, l'historique d'exploitation complet depuis la mise en service (transitoires d'exploitation, variations de températures et de contraintes, caractéristiques de la substance contenue...).
- **Les conditions extérieures**, à savoir les conditions d'environnement (humidité atmosphérique, corrosivité de l'ambiance...).
- **Les objectifs de sûreté de fonctionnement alloués au composant** : par exemple un taux de défaillance critique ou un temps d'indisponibilité à ne pas dépasser.
- **L'historique de maintenance et de surveillance** : informations sur les modes de défaillance, les mécanismes de dégradation observés, les taux de défaillance observés, leur tendance... ; il s'agit du retour d'expérience d'exploitation, qui sera la matière première la plus importante d'une étude de vieillissement. Ces informations permettront de déterminer les lois de durée de vie, de détecter des évolutions défavorables, d'identifier les mécanismes de dégradations, de juger de leur pertinence et de leur criticité.
- **Les données de contrôle provenant des inspections** réalisées lors des arrêts de l'installation.
- **Des données de retours d'expérience sur des matériels analogues, similaires** : ces données concernent à la fois les composants identiques installés dans des unités de production similaires ou d'autres composants sensiblement de même conception (de même matériaux) dans les mêmes conditions d'exploitation, d'environnement et de maintenance ; ces données analogues comprennent aussi les données que l'on peut trouver dans les recueils de fiabilité.

Rassembler ces données (**dans un dossier équipement**) depuis la mise en service est essentiel pour la maîtrise du vieillissement des matériels critiques. La non existence de ces données ou l'impossibilité de les reconstituer obligent le remplacement du composant, s'il y a doute sur le vieillissement ou si l'on souhaite prolonger sa durée d'exploitation. En effet, sans cet historique, il n'est pas possible de déterminer une durée de vie déjà consommée ou une durée résiduelle.

5.2.2 COMPRENDRE ET EVALUER LE VIEILLISSEMENT

Les informations collectées dans le dossier équipement vont permettre d'évaluer son vieillissement. Cette évaluation demande :

- une connaissance sur les mécanismes de dégradation, leur impact sur les propriétés des matériaux de l'équipement étudié, compte tenu des conditions d'exploitation et de l'environnement ;
- une analyse des causes des dégradations observées ;
- une évaluation de l'initiation et de la cinétique de dégradation ;

- une anticipation ou une prévision future des dégradations et des conséquences potentielles, compte tenu de la politique d'exploitation envisagée et de l'environnement.

Lorsque l'on observe une défaillance ou une dégradation, la première tâche de l'analyste est d'en expliquer les raisons. Si la raison (cause) est connue, alors il sera possible de trouver d'éventuels remèdes.

L'objectif est de déterminer le mécanisme de dégradation responsable, avec un niveau de confiance suffisamment important, mais aussi les facteurs d'influences. Cette analyse n'est pas toujours facile à mener par manque d'information (incomplète et/ou indisponible).

5.3 MISE EN PLACE DE LA POLITIQUE DE SUIVI ADEQUAT

La liste des équipements importants pour la sécurité ou pour la perte de production, dont il faut évaluer le vieillissement, a été déterminée. Les mécanismes de dégradations pertinents ont été identifiés et hiérarchisés. La ou les causes de ces mécanismes ont été analysées. La cinétique de dégradation a été calculée, et les facteurs d'influence de cette dégradation sont considérés connus.

Il s'agit donc maintenant de trouver les parades afin de différer, éviter ou supprimer le vieillissement.

Les méthodologies existantes destinées à maîtriser le vieillissement peuvent être :

- **l'inspection** (qui peut être visuelle ou qui peut consister en des contrôles non destructifs ou des opérations de ré-épreuve...) ;
- la **surveillance en ligne**, généralement fondée sur le suivi d'un paramètre physique caractéristique du vieillissement (suivi du pH, de la pression, etc...) ;
- la **surveillance des indicateurs de fiabilité** : une évolution défavorable de ces indicateurs peut indiquer un vieillissement.

Ces démarches doivent pouvoir détecter, à temps, une dégradation afin que l'on puisse intervenir avant qu'elle ne dégénère en perte de fonction. Elles doivent être suffisamment fiables, précises et efficaces. L'industriel doit s'attacher à démontrer leur efficacité.

D'autres actions de protection contre le vieillissement, plus « radicales » peuvent être utilisées :

- une **maintenance préventive plus agressive** ;
- le **remplacement du composant**, par un composant identique ou par un composant plus performant de meilleure technologie ;
- la **rénovation ou réparation du composant** ;
- le **changement des conditions d'exploitation**.

L'objectif de ces actions est d'agir sur un mécanisme de dégradation significatif, afin de supprimer ou retarder le vieillissement.

Il est important de souligner que ces opérations de maintenance s'ajoutent à la maintenance courante et engendrent donc des coûts supplémentaires, d'autant plus élevés si on est dans l'obligation de remplacer l'équipement ou un de ses composants.

Toutes les méthodologies de protection doivent se focaliser sur la maintenance conditionnelle, la détection du temps d'initiation du vieillissement, le diagnostic et l'interprétation.

La surveillance de la dégradation par vieillissement consiste à mesurer de façon continue ou périodique un indicateur physique, caractéristique du vieillissement sur lequel on pourra se fonder pour juger de la détection d'une évolution de la dégradation et de l'imminence de l'arrivée d'une défaillance. L'analyse des données se fait par comparaison avec une signature physique. Les seuils d'acceptation doivent être connus.

La question fondamentale est de savoir quel est le bon indicateur physique à suivre, l'indicateur capable de résumer le comportement et les performances du composant.

Il convient également de **déterminer la durée de vie résiduelle du composant** :

- il faut connaître les critères d'acceptation ;
- il faut avoir identifié précisément le mécanisme en jeu ;
- connaître ses effets et les facteurs qui le favorisent.

Selon les résultats des contrôles, on sera amené à **statuer sur le maintien de l'équipement** (il peut rester en toute sécurité pour une durée fixée avec notion d'augmenter éventuellement la durée de vie initiale) ou des opérations « radicales » telles que citées ci-dessus seront nécessaires :

- le **remplacement du composant** ;
- la **rénovation ou réparation du composant** ;
- le **changement des conditions d'exploitation**.

6. MODES DE DEGRADATION ET CONTROLES ASSOCIES

L'Association pour la Qualité des Appareils à Pression (AQUAP) note dans le cadre du GT "piping et capacités" que les guides professionnels, les normes ou codes dédiés couvrent, sauf cas exceptionnel, la totalité des mécanismes de vieillissement et proposent des parades adaptées.

Il existe donc de nombreux guides relatifs aux modes de dégradation et aux contrôles non destructifs à mettre en place selon le mode de dégradation identifié.

Ils donnent également parfois des informations sur les zones sensibles pour lesquelles une attention particulière est nécessaire.

Le présent chapitre comporte deux parties :

- Le 1^{er} volet présente une **liste de zones sensibles** identifiées soit par l'accidentologie (incidents sur site issus des visites ou accidents issus de la base ARIA), soit par des guides professionnels ;
- Le 2^{ème} volet présente les **modes de dégradation et les CND mis en place**.

6.1 ZONES SENSIBLES IDENTIFIEES

Dans les chapitres suivants sont récapitulées les zones sensibles identifiées sur le terrain, dans l'accidentologie ARIA (cf chapitre 2) et/ou identifiées dans les guides professionnels.

6.1.1 ZONES COMMUNES AUX TUYAUTERIES ET RESERVOIRS

Les modes de dégradations critiques sont :

- **Corrosion externe sous calorifuge** ; parfois des défauts dans la conception ou l'installation ou au niveau des supports (invisibles) expliquent les défauts sur les vieux calorifuges ;
- **Corrosion par égouttures** : ces modes de dégradation sont difficiles à détecter et les opérateurs des unités ont un rôle important à jouer pour le signalement. Mais il est important de prendre en compte l'environnement des tuyauteries dans l'analyse de risques et de détecter les fuites de produits (condensats, vapeur...). Les égouttures concernent des fuites sur des tuyauteries situées à proximité ou des ruissellements sur des racks et supports.

Les guides DT32^[39] et DT84^[40] précisent dans une annexe les zones à risque pouvant nécessiter des décalorifugeages partiels ou totaux des équipements. Il identifie les zones à risque suivantes pour lesquelles une attention particulière devra être portée dès les opérations d'inspections périodiques et qui peuvent nécessiter des décalorifugeages partiels (sinon, pas de décalorifugeage pour les inspections) :

- **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 des fissurations d'origine mécaniques ou thermiques**,
- **compensateurs de dilatation**,
- **soudures** complexes ou susceptibles d'être le siège de concentrations de contraintes,
- **soudures** hétérogènes, **piquages** importants ou singuliers.

De plus, conformément aux guides DT32^[32] et DT84^[40], un décalorifugeage partiel sera mis en œuvre pour la requalification périodique sur les zones identifiées précédemment et aussi sur les zones suivantes :

- "les **parties basses** : génératrice inférieure, points bas, fond..,
- les **tronçons représentatifs des joints soudés circulaires et longitudinaux.**"

Le guide DT32^[32] va plus loin et identifie également les zones suivantes pour les requalifications périodiques :

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

6.1.2 ZONES SPECIFIQUES AUX TUYAUTERIES

Spécifiquement pour les **tuyauteries**, les zones sensibles et les modes de dégradation identifiées sont (en plus des modes définis précédemment au paragraphe 6.1.1) :

- Corrosion interne sous dépôts dans des bras morts ;
- Corrosion interne sur des lignes de slops (donc par nature, avec des produits variables, pouvant engendrer différents modes de dégradation) ;
- Canalisation enterrées ou en fourreau difficiles à inspecter ;

Le rapport sur le benchmark des tuyauteries en raffinerie liste des zones sensibles sur les tuyauteries.

L'accidentologie ARIA fait également apparaître les zones sensibles suivantes :

- **défaut de revêtement** (par usure ou travaux) ;
- **corrosion sous calorifuge ou corrosion sous peinture** (raccord de peinture) ;

- contraintes dues à un **mauvais supportage** ;
- corrosion sur des **éléments de la tuyauterie** (brides, vannes...) ;
- corrosion par **défaut de protection passive** dans le cas de tuyauteries enterrées.

Les guides DT32^[32] et/ou DT84^[40] identifient d'autres zones sensibles :

- *"Les points singuliers et discontinuités ;*
- *Les supports et les butées ;*
- *Les zones de rétention sous calorifuge ;*
- *Les piquages, événements, purges et bras morts."*

Le guide DT84^[40] précise également que dans le cas des tuyauteries, une attention particulière est apportée quant aux possibilités :

- d'érosion ;
- de cavitation ;
- de dégradations des supportages ;
- de possibilité de coups de bélier.

Selon le guide Safed – Guidelines for Competent Person – In-service examination of pressure systems pipework^[59], les dégradations à prendre en compte pour les tuyauteries sont :

- **La corrosion externe sous protection** (calorifuge, frigorifuge, ignifuge...) ;
- **La corrosion externe** (si les conditions de température sont entre -4 et 120°C pour de l'acier carbone,) en particulier dans les zones particulières telles que les interfaces sol/air, les zones de supportage pouvant occasionner des endommagements des revêtements par frottement et les zones d'accès difficiles où les revêtements peuvent être mis en place de manière moins efficace ;
- **La corrosion interne** dépendant du fluide ;
- **L'érosion**, en particulier à l'aval des **points d'injection ou aux changements de section, ou dans des coudes serrés** ;
- **La fissuration sous contraintes** (« stress corrosion cracking ») : en particulier caustic cracking sur des tuyauteries vapeur ou fissuration sous contrainte sur des tuyauteries en acier inoxydable austénitique par des chlorures ;
- **La fatigue due à l'application de charges cycliques**, en particulier si le mouvement de la tuyauterie est entravée par des ancrages...
- **La fatigue thermique** en cas de changement rapide de température ;
- **La fatigue par corrosion** : si des sollicitations cycliques sont appliquées dans un environnement corrosif ;

- **Le dommage mécanique**, incluant les usures ("wear") de filetages ("thread") ;
- **La fatigue par vibration**, en particulier en présence de pompes ou de compresseurs et notamment pour les connexions de petit calibre (par exemple piquages pour instrumentation) ;
- **Le fluage** ("creep") dans les tuyauteries à haute température ;
- **Les fuites** sur les brides et les joints ;
- **Les défaillances des supportages et des ancrages** pouvant occasionner des contraintes inacceptables ;
- **Les soufflets et les joints de dilatation** sont aussi des zones souvent sensibles.

L'API 581^[76] identifie également des facteurs conduisant à augmenter les probabilités de défaillance (par exemple, points d'injection, Tés...) et ceci pour les nombreux modes de défaillance identifiées dans le guide.

6.1.3 ZONES SPECIFIQUES AUX RESERVOIRS

Les guides DT32^[39] et/ou DT84^[40] identifient d'autres zones sensibles sur les générateurs et des récipients :

- Les pieds des piquages et des supports ;
- Les zones de concentration d'impuretés ;
- Les piquages, purges, drains et bras morts.
- Les calorifuges en zone de rétention.

Spécifiquement pour les **réservoirs sous pression**, les zones sensibles et les modes de dégradation identifiées sont (en plus des deux modes définis précédemment) :

- Les fonds de sphères ;
- Les piquages et les soudures.

Selon le Guide SAFed - guidelines on periodicity of examinations^[58], les réservoirs sous pression critiques sont ceux présentant les caractéristiques suivantes :

- contenant des fluides susceptibles de générer de la **corrosion et/ou de l'érosion interne** ;
- soumis à des **conditions externes générant de la corrosion externe** ;
- avec des **vibrations excessives** ;
- **sujets à des cycles de pression significatifs**, sujets à des **chocs thermiques** et/ou des variations cycliques de température ;
- avec des **soupapes ou autres moyens de sécurité sujets à des blocages** ;

- avec des parties assemblées par **rivets**;
- présence de **fonds bombés** ;
- **pas de renforcement** des plaques de montage ;
- présence de **trappes amovibles**.

Le guide AQUAP^[30]: « Inspection réglementaire des équipements sous pression revêtus extérieurement ou intérieurement » fournit également une liste des zones sensibles. On se reportera au benchmark sur les stockages en raffinerie pour l'identification de ces zones (chapitre 3.1.2.1).

Spécifiquement pour les **bacs atmosphériques**, des zones sensibles et des modes de dégradation identifiées au cours des visites sont (en plus des deux modes définis précédemment) :

- **Corrosion entre une tôle et un muret** avec lequel la tôle était en contact ;
- **Corrosion sur les toits fixes de bacs (par condensation)**, ce qui peut nécessiter un changement du toit
- **Drains des eaux pluviales** (en cas de percement, fuite d'hydrocarbure dans la cuvette).

Des contacts pris en cours d'étude ont mis en évidence 3 causes de défaillance des bacs de stockage :

- **Corrosion externe** (éventuellement sous calorifuge) ;
- **Tassement des fondations** (accident en Belgique à Kallo en octobre 2005) ;
- **Perte d'appui des marginales** (support horizontaux posés à l'extrémité des bacs pour la reprise des efforts dus au flambement des parois circulaires).

Les zones sensibles identifiées sur les bacs de stockage atmosphériques de liquides inflammables sont détaillées dans le rapport sur le suivi des stockages en raffinerie (cf chapitre 4.1.2.1). En effet, les guides utilisés pour ces stockages (API 653^[79], guide UFIP^[45], guide EEUMA 159)^[56] identifient également des zones sensibles de dégradation.

6.1.4 CAS PARTICULIERS DES GPL

Il est noté que, pour les sites véhiculant du GPL, la **corrosion interne n'est pas un problème**, dans la mesure où les produits ne présentent pas de caractère corrosif. La corrosion ne vient donc que de l'air ambiant (corrosion externe).

Il n'y aurait pas non plus de **problème spécifique lié à la fatigue des équipements**, dans la mesure où des flexibles absorbant les vibrations ont été installés entre les tuyauteries et les compresseurs générateurs de vibration. Lorsque des vibrations ont engendré des incidents, ceux-ci concernaient des desserrages de brides mais pas l'endommagement de la tuyauterie associée.

6.2 CONTROLES NON DESTRUCTIFS MIS EN ŒUVRE

Ce paragraphe présente des CND (liste non exhaustive) adaptés en fonction de certains modes de dégradation.

Avant la réalisation d'un contrôle, l'inspecteur doit rassembler toutes les informations relatives à l'équipement concerné (données de construction, de service, historique,...) afin de choisir la technique de CND la plus adaptée. Le tableau suivant présente une adéquation entre des dégradations que peuvent subir les équipements d'une installation industrielle et des techniques de contrôle / d'inspection utilisées pour les détecter. Cette adéquation est tirée du document DT75^[41] de mai 2002 de l'UIC intitulé « Guide pour le choix des méthodes de contrôle des matériaux et équipements ». Ce tableau vise à donner une vision générale des méthodes de contrôles connues. Il ne prétend pas à l'exhaustivité.

Note : L'API 581^[76] tient compte dans les évaluations de la probabilité de défaillance de l'efficacité des mesures de contrôles mises en œuvre. Ainsi, selon le mode de dégradation, l'efficacité des mesures est évaluée en intégrant le type de mesure et la couverture du contrôle (cf annexe K pour les principes et un exemple). Les guides DT32^[39] et DT84^[40] présentent également en annexe une graduation de l'efficacité des mesures en fonction des modes de dégradation possibles. Ces informations ne sont pas reprises dans ce rapport.

Dégradation	Techniques de contrôle/ d'inspection
Perte d'épaisseur	Examen visuel
	Ultrasons : ondes longitudinales avec palpeur droit
	Courant de Foucault
	Radiographie-Gammagraphie
	Contrôles dimensionnels
Fissures débouchantes	Examen visuel
	Ultrasons : ondes transversales avec palpeur d'angle
	Magnétoscopie
	Ressuage
	Emission acoustique
	Courant de Foucault
Fissures non débouchantes	Ultrasons : ondes transversales avec palpeur d'angle
	Emission acoustique
Micro fissures, Lacunes (cavité de fluage)	Emission acoustique
Modification Métallurgiques	Métallographie répliquée
Modifications dimensionnelles	Examen visuel
	Contrôles dimensionnelle
Blistering (formation de cloques)	Examen visuel
	Radiographie
	Ultrasons : ondes longitudinales avec palpeur droit
Corrosion localisée par piqûres	Examen visuel
	Emission acoustique

La mise en œuvre de ces différentes techniques de contrôles nécessite des connaissances spécifiques et une bonne maîtrise des modes opératoires, afin d'obtenir des résultats fiables. Le tableau suivant reprend différentes techniques de contrôle et en présente le principe de mise en œuvre et l'efficacité potentielle.

Les informations relatives à l'efficacité sont issues des visites de site et d'informations communiquées par l'Institut Français du Pétrole (IFP).

Techniques de contrôle/ d'inspection	Principe	Remarques
Examen visuel	<p>Vérification de l'aspect global</p> <p>On observe le respect des dimensions et de l'état macroscopique des surfaces à l'œil nu ou avec des instruments type loupe.</p>	C'est le contrôle le plus « simple », cependant il nécessite une connaissance de l'équipement très étendue pour être efficace.
<p>Ultrasons :</p> <ul style="list-style-type: none"> • ondes longitudinales avec palpeur droit pour la mesure des épaisseurs de parois et la recherche des défauts plans parallèles à la paroi • ondes transversales avec palpeur d'angle pour la recherche de défauts à cœur (de soudures, de compacité, de fissures...) • ondes avec palpeurs focalisé qui permette d'obtenir une sensibilité optimale à une distance prédéterminée de la paroi 	<p>Examen interne et mesure d'épaisseur</p> <p>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.</p>	<p>Bien adapté pour les aciers</p> <p>Non adapté pour fontes, les alliages cuivreux et les aciers alliés</p> <p>Difficulté liée à l'interprétation des signaux issus d'une anomalie de propagation</p> <p>Détection de défauts de très faibles dimensions et atteinte de zones non accessibles par d'autres méthodes</p>
Magnétoscopie	<p>Contrôle de la qualité de surface /</p> <p>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.</p>	<p>Détection de fissures émergentes ou sous-jacentes pour des matériaux ferromagnétiques</p> <p>Respect du temps d'aimantation</p>
Ressuage	<p>Contrôle de la qualité de surface</p> <p>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.</p>	<p>Détection de fissures émergentes, de piqûres, de décollements, de décohésions</p> <p>Préparation de la surface</p>

Techniques de contrôle/ d'inspection	Principe	Remarques
Emission acoustique	<p>Examen interne et mesure d'épaisseur</p> <p>Ondes US produites localement au sein d'un matériau qui libère une énergie en forme d'ondes dont une partie en émission acoustique.</p> <p>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.</p>	<p>Recherche de défauts actifs : fissures évolutives, corrosion active</p> <p>Mise en œuvre facile sans accès à l'intérieur de l'équipement</p> <p>Contrôle partiel ou global d'une structure</p> <p>Permet de localiser des sources émissives de faible intensité</p> <p>Permet d'effectuer un suivi de l'évolution des défauts</p>
Courants de Foucault	<p>Induction électromagnétique</p> <p>On soumet une pièce métallique à l'action d'un champ alternatif créé par une bobine parcourue par un courant sinusoïdal. Ce champ alternatif donne naissance à des courants induits dit « courant de Foucault ». Lorsque le parcours des courants de Foucault est modifié par la présence d'une discontinuité physique (structure) ou géométrique (perte d'épaisseur, défaut de surface) de la pièce contrôlée, l'impédance de la bobine inductrice varie.</p> <p>Les différentes discontinuités ou défauts : trou, piquûre, fissure, perte d'épaisseur,... ; provoquent des perturbations différentes qui peuvent être caractérisées par comparaisons à des défauts « étalons ».</p>	<p>Matériaux conducteurs magnétiques ou non</p> <p>Détection de défauts de surface et sous cutanés</p>

Techniques de contrôle/ d'inspection	Principe	Remarques
Radiographie	<p>Examen interne</p> <p>On contrôle la compacité de la structure à l'aide de rayon X ou gamma. Les défauts internes tels que les soufflures, les porosités ou les fissures internes sont ainsi révélés.</p> <p>Le rayonnement traverse la pièce à contrôlé. Son intensité est modifiée par les défauts rencontrés sur son passage. Le rayonnement émergent est recueilli sur un film photographique ou au travers d'un système à images numériques.</p>	<p>Diamètre jusqu'à 8 pouces</p> <p>A travers le calorifuge – frigorifuge</p> <p>Applicable sur circuit chaud (au dessus de 200 °C)</p> <p>Tous les types de défauts sont détectables, à l'exception des défauts plans perpendiculaires à l'axe du rayonnement qui ne modifient pas l'image photographique</p>
Contrôles dimensionnels 2D ou 3D	<p>vérification la conformité des caractéristiques dimensionnelles et géométriques des produits par rapport à des documents de définition (plans, spécifications, gammes).</p>	<p>La numérisation 2D ou 3D optique permet d'obtenir un nuage de points denses et ordonnés de la surface de la pièce à contrôler. Le calibrage en usine du capteur ainsi que les vérifications sur étalons géométriques permettent une bonne estimation de l'incertitude sur les points mesurés.</p>
Métallographie répliquée	<p>La technique consiste à tout d'abord polir la zone à examiner, l'attaquer pour générer un microrelief, lui appliquer un microfilm pour capter le relief, et, enfin, prélever le film et l'examiner au microscope. Apparaît alors la microstructure de la zone étudiée.</p>	<p>L'examen de la structure des métaux aux microscopes optique et électronique permet la mise en évidence d'anomalies structurales ainsi que le contrôle de traitements superficiels, de l'état de traitements thermiques, de l'homogénéité de la structure, l'identification des composés ou phases, etc.</p> <p>Cette méthode permet d'évaluer l'état de la structure du métal et d'analyser son évolution dans son environnement.</p>

Techniques de contrôle/ d'inspection	Principe	Remarques
Ondes US guidées (ondes de Lamb)	Analyse des réflexions provenant des défauts (pertes de métal)	<p>Inspection tuyauterie à longue distance</p> <p>Propagation stoppée par les brides, les coudes (zones d'ombre)</p> <p>Ne détecte pas dans les zones d'ombre</p> <p>Détection mais pas dimensionnement</p>
Technique Multibonds LORUS (Long Range UltraSonics)	Réflexion d'ondes US transversales / saturation acoustique de l'épaisseur à contrôler	<p>Recherche de corrosion dans les zones inaccessibles</p> <p>Détection limitée à 1 m</p> <p>Pas de discrimination entre défauts internes et externes</p> <p>Pas de détection de corrosions de type piqûres</p> <p>Pas de mesure d'épaisseur résiduelle</p> <p>Méthode globale nécessitant des mesures plus précises dans les zones corrodées</p>
Contrôle US « FLOORSCAN »	Méthode basé sur la fuite de flux magnétique	<p>Limité aux matériaux ferromagnétiques</p> <p>Nécessite un fond de bac propre et sablé</p> <p>Contrôle pas possibles en cas de revêtement</p> <p>Les zones trouvées corrodées nécessitent des contrôles US plus précis</p> <p>Méthode rapide : 350 m²/jour (équivalent à un bac de diamètre 21 m)</p>

Techniques de contrôle/ d'inspection	Principe	Remarques
Méthode SLOFEC (Saturation Low Frequency Eddy Current)	Principe des courants de Foucault et magnétoscopie	<p>Contrôle de fond de bac revêtu</p> <p>Possible sur matériaux ferromagnétiques ou non</p> <p>Pas de préparation de surface nécessaire</p>
Méthode INCOTEST (Insulated Component TEST)	Principe des courants de Foucault pulsés (mesure de la décroissance des impulsions)	<p>Mesures d'épaisseur à travers des matériaux non conducteurs et/ou non magnétiques (par exemple supports de sphère (à travers le béton ignifuge), Tuyauteries enterrées, supports de racks...)</p> <p>Contrôle rapide : jusqu'à 1000 pts/j</p> <p>Ne détecte pas la corrosion par piqûres, seulement une corrosion de type généralisé</p> <p>Pas de différenciation entre défauts internes et externes</p> <p>Nécessite la pose de la tôle de protection si acier ou acier galvanisé</p>
Méthode TOFD (Time Of Flight Diffraction)	<p>Méthode par US</p> <p>Diffraction des ondes aux extrémités du défaut (deux transducteurs générant une image représentant la coupe latérale d'une soudure)</p>	<p>Détection et mesures de défauts dans les soudures : permet, dans le cas de défauts hors tolérance, de faire une étude de « Fitness for service (aptitude au service) et éventuellement démontrer qu'il est acceptable</p> <p>Solution alternative à la radio pour les fortes épaisseurs (< 300 mm)</p>

Techniques de contrôle/ d'inspection	Principe	Remarques
ACFM (Alternating Current Field Measurement ou mesure du champ d'un courant alternatif)	<p>Contrôle des soudures et surfaces</p> <p>Technique électromagnétique développée à partir de mesures de chute de potentiel</p> <p>Une sonde mesure les perturbations du champ magnétique autour du défaut</p> <p>Méthode de contrôle électromagnétique capable de détecter des défauts surfaciques et de les dimensionner en termes de longueur et profondeur.</p> <p>L'application d'un courant alternatif à la surface testée provoque un champ magnétique induit. Celui-ci montre des distorsions en présence de fissure ou de défaut débouchant. Cette méthode est également appelée contrôle par courants de Foucault</p>	<p>Détection et dimensionnement en profondeur de fissures de surface dans les soudures</p> <p>Alternative aux contrôles par ressuage et par magnétoscopie</p> <p>Inspection de soudures sur matériau magnétique ou non magnétique</p> <p>Pas de préparation de surface</p>
Gammametry	Absorption des rayons gamma par les matériaux : mesures de densité sur liquides ou solides	
PMI (Positive Materials Identification)	Emission de rayons-X	Identifier / vérifier la composition d'aciers alliés
Tests d'étanchéité par traçage à l'hélium	<p>Détection de fuites</p> <p>Le fluide transporté est « marqué » par une teneur hélium fonction de plusieurs paramètres (débit, pression, profondeur d'enfouissement, nature du sol, taux de fuite minimum recherché). Le gaz est prélevé par pompage dans le sol au travers de petites perforations de 10 cm de profondeur dispersées tous les 3 à 5 m le long du parcours de la canalisation.</p>	<p>Contrôle de l'étanchéité de canalisations enterrées</p> <p>Le seuil de détection est extrêmement bas : de l'ordre du millilitre/heure</p>
Tests d'étanchéité : eau, air,...	Détection de fuites	
Tests destructifs		Utilisés exceptionnellement

7. PRINCIPES GENERAUX POUR LE SUIVI DES EQUIPEMENTS DANGEREUX : TEXTES DE REFERENCE

Le problème de la gestion de la maîtrise du vieillissement est un thème important abordé de manière indirecte dans les réglementations des différents pays. Il y est question de suivi ou plus généralement de politique de maintien de l'intégrité (« management of integrity »).

Les exigences relatives au maintien de l'intégrité découlent de différentes réglementations et peuvent être gérées de ce fait par différentes autorités compétentes au sein d'un même pays (ministères de l'environnement, du travail...).

Ce chapitre 7 présente les principes généraux et les textes de référence. Les chapitres suivants (8 à 13) présentent une synthèse des politiques de suivi par type d'équipements. On se reportera aux annexes E, G, H, I et J présentant les réglementations et guides professionnels des pays étudiés. L'annexe F présente les pratiques de suivi observées en France au cours des visites effectuées par l'INERIS en 2009.

7.1 APERÇU DES REGLEMENTATIONS SOURCES EN EUROPE

Les réglementations générales concernant le suivi des installations à l'échelle européenne sont essentiellement axées sur deux principaux textes :

- **Directive Seveso** : les pays ont transposé la directive Seveso II n°96/82/CE^[2] (modifié par la directive 2003/105/CE). Elle concerne la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des **substances dangereuses** (accident avec impact potentiel sur les hommes à l'intérieur ou à l'extérieur de l'établissement, ou impact sur l'environnement). Les installations concernées sont celles dans les **établissements à haut risque** dont les quantités de substances dangereuses sont notables. Pour les aspects « maîtrise du vieillissement », on peut noter les exigences suivantes :
 - L'exploitant doit **définir sa politique de prévention des accidents majeurs** dans un document (article 7). Le **système de gestion de la sécurité** doit intégrer « la structure organisationnelle, les responsabilités, les pratiques, les procédures, les procédés et les ressources qui permettent de déterminer et de mettre en œuvre la politique de prévention des accidents majeurs » (annexe III). Le SGS doit notamment aborder :
 - le **contrôle d'exploitation** : adoption et mise en œuvre de « procédures et d'instructions pour le fonctionnement dans des conditions de sécurité, y compris en ce qui concerne **l'entretien** des installations, des procédés, de l'équipement » ;
 - la « **gestion des modifications** » : adoption et mise en œuvre de procédures pour la planification des modifications à apporter aux installations ou aires de stockage existantes ou pour la conception d'une nouvelle installation, d'un procédé ou d'une aire de stockage » ;

- la **surveillance des performances** : adoption et mise en œuvre de procédures en vue d'une évaluation permanente du respect des objectifs fixés par l'exploitant dans le cadre de la politique de prévention des accidents majeurs et du système de gestion de la sécurité et **mise en place de mécanismes d'investigation et de correction en cas de non-respect**. Les procédures devraient englober le système de notification des accidents majeurs ou des accidents évités de justesse, notamment lorsqu'il y a eu des défaillances des mesures de protection, les enquêtes faites à ce sujet et le suivi, en s'inspirant des expériences du passé.
 - L'exploitant doit réaliser une **étude de sécurité** qui contient notamment une démonstration « que la conception, la construction, l'exploitation et **l'entretien** de toute installation, toute aire de stockage, tout équipement et toute infrastructure liés à son fonctionnement » présentent une fiabilité suffisante (article 9).
- **La directive liée à la sécurité et à la santé des travailleurs au travail** : les pays ont transposé la directive **89/391/CE**^[3] concernant la mise en œuvre de mesures visant à promouvoir l'amélioration de la sécurité et de la santé des travailleurs au travail. Cette directive rappelle l'obligation des employeurs d'assurer la sécurité et la santé des travailleurs. Elle n'apporte pas d'éléments généraux sur les aspects du suivi des installations dans le temps. Cependant elle a donné lieu à des directives particulières dont deux au moins traitent des aspects « maintien de l'intégrité ». il s'agit de :
 - La Directive **95/63/CE**^[4] modifiant la directive 89/655/CE^[3] concernant les prescriptions minimales de sécurité et de santé pour l'utilisation par les travailleurs des équipements de travail ; ces directives rappellent :
 - « que l'exploitant doit veiller à ce que les équipements de travail soumis à des dégradations potentielles fassent l'objet de **vérifications périodiques** et, le cas échéant, d'essais périodiques, effectués par des **personnes compétentes** au sens des législations et/ou pratiques nationales » ;
 - qu'il doit prendre les mesures pour que les équipements de travail, tout au long de leur utilisation, soient gardés, par une **maintenance adéquate**, à un niveau tel qu'ils garantissent le maintien de la sécurité et de la santé des travailleurs ;
 - que les **résultats des vérifications doivent être consignés** et tenus à disposition de l'autorité compétente. Ils sont **conservés** pour une durée appropriée ».
 - La directive **1999/92/CE**^[5] concernant les prescriptions minimales visant à améliorer la protection en matière de sécurité et de santé des travailleurs susceptibles d'être exposés au risque d'atmosphères explosives. L'employeur doit prendre des mesures en vue de prévenir les explosions. « Les mesures prises (techniques et/ou organisationnelles) doivent faire l'objet d'un réexamen périodique, et en tout état de cause, être réexaminées chaque fois que des changements importants se produisent ».

- **La réglementation relative aux équipements sous pression** : les pays européens ont transposé la directive 97/23/CE^[1]. Cependant, la Directive concerne les conditions de mise sur le marché (fabrication, marquage, suivi à la fabrication....) mais ne comporte pas de volet spécifique relatif au suivi en service des équipements sous pression. Chaque pays a donc rédigé ses propres exigences.
- Enfin, il peut exister dans certains pays des réglementations spécifiques associées à des substances données (par exemple liquides inflammables, produits toxiques...). Nous ne détaillerons pas ces réglementations, car le champ des textes applicables serait trop large. Cependant, nous nous intéressons aux textes relatifs aux dépôts de liquides inflammables en vue d'identifier des exigences spécifiques aux réservoirs atmosphériques de liquides inflammables (voir chapitre sur les bacs de stockages atmosphériques).

Note : *Pour la réglementation relative à la prévention des pollutions, la directive n° 2008/1/CE^[6] du 15/01/08 relative à la prévention et à la réduction intégrées de la pollution a abrogé la directive 96/61/CE (dite IPPC). Cette directive ne comporte pas de volet spécifique au maintien de l'intégrité lié au vieillissement. Il faut cependant s'assurer que les installations sont exploitées de manière à prévenir les pollutions, notamment par le recours aux meilleures technologies disponibles. Cette source réglementaire n'apparaît pas (hormis pour l'aspect MTD) comme une source d'informations pour la politique de maîtrise de vieillissement. Elle n'est pas citée par les différents contacts dans les pays objets de l'étude.*

7.2 APERÇU DES REGLEMENTATIONS SOURCES AUX USA

Aux USA, on va de même retrouver les exigences relatives aux aspects sécurité des personnes et de l'environnement :

- Les règles fédérales 29 CFR, émises par l'OSHA⁵, concernent la **sécurité**. Parmi elles, le standard 1910.119^[71] est le **Process Safety Management (PSM) of highly hazardous chemicals** qui précise dans le volet « management of integrity » (volet j) que **l'exploitant est responsable du maintien** dans un état sûr des équipements contenant des **substances dangereuses ou sous pression**. Les prescriptions relatives au suivi en service sont très générales et correspondent à des réglementations « par objectif ». Il est précisé dans le volet « **mechanical integrity** » applicable aux récipients sous pression et aux réservoirs de stockage, ainsi qu'aux tuyauteries (incluant les composants dont les vannes), aux systèmes de décharge et d'évents, aux systèmes d'arrêt d'urgence, aux systèmes de contrôle (alarmes, détecteurs...) et aux pompes, les prescriptions suivantes :

⁵ L'Occupational Safety and Health Administration (OSHA) est une agence du US Department of Labour

- L'exploitant doit rédiger et mettre en œuvre **des procédures assurant le maintien de l'intégrité des équipements** ; Il est rappelé en annexe (valeur informative) que la 1^{ère} étape est l'identification des équipements (voir plus haut le champ concerné par le chapitre « mechanical integrity » auquel sont ajoutés les systèmes d'extinction d'incendie). Il est précisé en annexe également que des critères pour l'acceptabilité des résultats doivent être disponibles.
- Il doit veiller à garantir une **formation adéquate du personnel** intervenant dans le maintien de l'intégrité, incluant une connaissance des installations, des risques associés et des procédures applicables.
- Des **tests et des inspections doivent être réalisés sur les équipements, en suivant des pratiques reconnues et acceptées.**
- Leur **fréquence** doit être déterminée en tenant compte des recommandations des constructeurs et des règles d'ingénierie ; les inspections pourront être plus fréquentes si le retour d'expérience le justifie ;
- L'exploitant doit fournir un **dossier complet des inspections et tests**, incluant la date, le nom de la personne en charge du contrôle, l'identification de l'équipement, la description des opérations effectuées et les résultats des opérations.

Le 29 CFR 1910.119^[71] ne donne pas plus de précisions sur la nature des contrôles, leur fréquence, la compétence des personnes réalisant les opérations de suivi. **Il est simplement précisé que des guides reconnus doivent être utilisés.** Cependant, en annexe du document (annexe fournie à titre d'informations), il est cité des guides dont l'application permet de respecter les exigences générales de la réglementation. Ces guides sont notamment ceux des organismes suivants :

- le National Board Inspection ou l'American Society for Testing and Material (ASTM),
 - l'American Petroleum Institute (API),
 - le National Fire protection Association (NFPA),
 - l'American Society of Mechanical Engineers (ASME).
- Les règles fédérales 40 CFR, émises par l'EPA⁶ concernent les **règles environnementales**. En particulier, l'EPA est chargé de l'application des « *Environment acts* » du « *Risk management Plan* ». Ce sont des programmes complets destinés à protéger l'environnement. L'EPA est chargé d'émettre les règles liées à la gestion de la qualité de l'air et des eaux (*Clean air act* et *Clean water act*). En particulier, en vue de la protection des eaux, la réglementation 40 CFR 112^[72] impose la réalisation par les exploitants d'un plan dit SPPC (Spill Prevention, Control and Countermeasure Plans) lorsque ceux-ci possèdent des équipements de stockages de produits pétroliers. **Le**

⁶ L'Environmental Protection Agency (EPA ou USEPA) est une agence du US Department of Environment. Elle est en charge de veiller au respect des exigences de la réglementation environnementale.

propriétaire ou le chef opérationnel du site est responsable du plan mis en œuvre sur le site. Ce plan requiert notamment pour la gestion en règle du suivi des stockages atmosphériques:

- La création d'un **programme dit « SPCC » de prévention, de suivi et de réparation** des équipements susceptibles d'être le lieu de suintements et fuites de liquides pétroliers ;
- **La validation du plan** par un ingénieur diplômé (*Professional Engineer*) familier de la réglementation 40 CFR 112^[72]. Celui-ci peut être extérieur au site mais doit avoir visité et examiné l'ensemble du site ;
- **Un suivi minimal** doit être instauré à fréquence régulière (non précisée) en accord avec les bonnes pratiques. Le détail sera présenté dans le chapitre sur le suivi des bacs atmosphériques.
- **L'archivage** des éléments de justification des actes de prévention, de suivi et de réparation pour chaque équipement ;

Pour la réalisation du suivi, l'utilisation des guides est conseillée sans être obligatoire.

- Le Department of Transportation (DOT) et en particulier le Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA)^[73] est une agence fédérale en charge de veiller au respect des exigences de la réglementation du transport de matière dangereuse sur le sol Nord américain. En particulier, ils sont chargés de veiller à la sécurité afférente aux canalisations de transport (pipeline) et aux **équipements qui leurs sont attachés**. Les règles sont donc applicables **aux installations d'un établissement connectées** à un pipeline (cf chapitre sur les bacs atmosphériques). Elles sont donc citées dans ce rapport pour les équipements connectés aux canalisations de transport bien que ces dernières soient exclues du champ de notre étude.

7.3 SYNTHÈSE DES EXIGENCES RÉGLEMENTAIRES

Les réglementations présentées précédemment fournissent des **éléments relativement généraux sur les méthodes de suivi**. Elles présentent des exigences générales mais la mise en œuvre pratique reste ensuite au choix de l'exploitant.

Des contrôles sont effectués par les administrations concernés à des intervalles variables (de manière régulière pour les établissements Seveso à des contrôles beaucoup plus ponctuels pour d'autres types d'installations).

Les réglementations comportent de manière générale les éléments minimaux suivants :

- **responsabilité de l'exploitant** pour le suivi des installations ;

- **identification des équipements** entrant dans le champ des contrôles périodiques :
 - en Europe, tous les équipements seraient théoriquement concernés au sens de la Directive machines ; pour les équipements sous pression, le champ est défini dans les réglementations de chaque pays ; pour les établissements Seveso, les installations dangereuses (avec des quantités de substances dangereuses notables) seraient concernées ;
 - aux USA, tous les équipements sous pression et ceux contenant des substances dangereuses sont dans le champ de la CFR 1910.119^[71] ;
- **existence de vérifications périodiques** et éventuellement d'**essais périodiques**, effectués par des **personnes compétentes** ;
- maintien d'un état de fonctionnement sûr par une **maintenance adaptée** ;
- les **résultats des inspections doivent être consignés, gardés** pour une durée adéquate et être **tenus à disposition de l'administration** pour contrôle éventuel.

Les notions complémentaires apparaissent dans certaines réglementations :

- **établissement de plans d'inspection** (réglementation des ESP en Europe, SPCC aux USA) ou de **procédures écrites de suivi** ; en particulier dans la Directive Seveso, le rapport de sécurité doit démontrer que la maintenance est suffisante et fiable. Le SGS doit décrire les responsabilités de chacun, les ressources, les procédures de maintenance, les **procédures de surveillance des performances** avec mise en place de **mécanismes d'investigation et de correction** en cas de non-respect des performances attendues, en se basant **sur le retour d'expérience** ;
- nécessité d'assurer la **formation du personnel** (aux USA, dans le CFR 1910.119^[71], en Europe dans le SGS des sites Seveso) ;
- **gestion des modifications** intégrée dans le SGS des sites Seveso.

Des exigences spécifiques peuvent exister dans certaines réglementations (par exemple les transpositions des directives sur les équipements sous pression) qui seront présentées dans les chapitres suivants.

Les réglementations sont complétées par ou s'appuient sur des normes ou guides professionnels élaborés par des organisations professionnelles qui fournissent des outils pratiques (intervalles entre les inspections, quel type d'inspections, niveaux requis de compétence). Ces guides peuvent avoir un caractère obligatoire ou être proposés comme simple guide. Ces guides seront présentés dans les chapitres suivants.

8. POLITIQUES DE SUIVI DES EQUIPEMENTS SOUS PRESSION

Ce chapitre présente une synthèse des politiques de suivi des équipements sous pression. On se reportera aux annexes E, G, H, I et J présentant les réglementations et guides professionnels des pays étudiés. L'annexe F présente les pratiques de suivi observées en France au cours des visites effectuées par l'INERIS en 2009.

8.1 GENERALITES

8.1.1 SITUATION ACTUELLE

Il apparait que les équipements sous pression font l'objet de **contrôles obligatoires**.

Il existe de manière schématique deux types de réglementations :

- **Des réglementations « prescriptives »**, applicables en France, aux Pays-Bas et en Allemagne, qui vont donner des éléments sur :
 - les intervalles requis entre les différents contrôles,
 - les natures des contrôles (inspection externe, inspection interne (sauf pour les tuyauteries et pour les récipients pour lesquels des techniques équivalentes peuvent être utilisées), épreuve de résistance (épreuve hydraulique ou de pression si d'autres techniques ne sont pas utilisables).

On note cependant qu'il n'existe plus à ce jour de réglementation purement prescriptive mais que des variantes existent qui donnent la possibilité de moduler les contrôles lorsque des méthodologies de type RBI (Risk Based Inspection) sont mises en œuvre. C'est le cas dans les trois pays cités⁷. Mais la mise en œuvre de ces méthodes suppose des structures et des compétences adaptées. Elles ne sont donc pas utilisables pour tous les sites, le régime de base restant donc utilisé dans beaucoup de sites :

- France : possibilité pour les établissements possédant des SIR (Service d'Inspection Reconnus) de passer à des intervalles entre inspections et requalifications respectivement de 5 et 10 ans ou de 6 et 12 ans selon le référentiel retenu ;
- Pays-Bas ; régime des intervalles étendus doublant les intervalles entre les contrôles (8 à 12 ans) et régime flexible allant jusqu'à des intervalles entre contrôles de 16 à 18 ans ;
- Allemagne : possibilité d'accroître les intervalles sur justification de l'exploitant, sur la base d'une analyse de risques.

⁷ En Allemagne, la réglementation est en cours de modification. Il n'existe plus de réglementation spécifique ESP et les règlements techniques existants vont être remplacés par d'autres règlements relatifs à des types de substances

- **des réglementations « par objectif »** qui définissent simplement l'obligation de l'exploitant de réaliser des contrôles périodiques sur ces équipements. Mais dans ce cas (Royaume-Uni, Etats-Unis), des guides professionnels existent pour fournir aux industriels des méthodes de mise en œuvre ainsi que des moyens de démontrer le respect de ces objectifs. Dans ces conditions, les intervalles entre les contrôles sont très variables selon les guides et les secteurs d'activité. Les opérations à réaliser sont similaires à celles présentées dans les réglementations des autres pays. Cependant, les réglementations générales des USA et du Royaume-Uni imposent quand même un minimum de critères (réalisation de plans d'inspection, compétence des personnes définissant les plans et réalisant les contrôles, rédaction d'un rapport d'inspection par une personne compétente, décisions à prendre en fonction des résultats).

8.1.2 RÉFLEXIONS EN COURS

Il faut noter cependant qu'il existe au niveau européen des réflexions allant dans le sens d'une **volonté d'harmonisation des pratiques du suivi des équipements**. Des discussions sont ainsi en cours au niveau du GTP (Groupe de Travail Pression) et à l'EPERC (European Pressure Equipment Council).

Le projet RIMAP^[17] a fait l'objet d'une traduction en une norme européenne. Il vise à promouvoir une méthode d'inspection et de maintenance basée sur le risque. L'objectif du projet est de définir une méthodologie qui réponde cependant à un certain nombre d'exigences :

- Etre applicable à tout secteur de l'industrie ;
- Etre acceptée par les autorités compétentes de chaque pays ;
- Etre facilement compréhensible à tous les niveaux ;
- Etre acceptée par les différents types d'organisations (petites ou grosses compagnies), ce qui nécessite des niveaux d'évaluations différents ;
- Etre identique dans son principe pour tout type d'équipement ;
- Etre auditable par les autorités et les utilisateurs ;
- Permettre un lien vers les approches RBI et de manière générale permettre un lien vers les approches de maîtrise des risques (environnement, sécurité des personnes...) ;
- Prendre en compte les dégradations internes et externes ;
- Préciser les exigences sur la qualification du personnel ;
- Inclure une description des effets de l'inspection, des techniques utilisées...

Des réseaux spécialisés existent sur différents sujets, comme le FITNET pour le Fitness for Service. Ce réseau a publié trois documents en 2006 sur la méthodologie Fitness For Service (procédures et étude de cas) et souhaiterait faire valoir le BS 7910^[64] comme une norme européenne, ce qui n'a pas été retenu pour l'instant.

8.2 POINTS COMMUNS

Les points communs de ces réglementations relatives au suivi des équipements sous pression sont :

- La **responsabilité de l'exploitant** ;
- La **compétence requise des acteurs** définissant les plans d'inspection ou réalisant les opérations d'inspections ; ces compétences sont validées par des accréditations spécifiques à chaque pays (UKAS au Royaume-Uni, Dutch Council aux Pays-Bas, organismes accrédités tels que le TÜV en Allemagne) ou des reconnaissances pour utiliser des guides spécifiques d'inspection (API par exemple aux USA). Si les inspecteurs du site n'ont pas la compétence reconnue, il y a une validation par un tiers (Pays-Bas, Allemagne). Parfois ces compétences ne sont pas réellement obligatoires mais simplement fortement conseillées, notamment si les contrôles concernent des installations à haut risque (cf Royaume-Uni); de même **les contrôles non destructifs nécessitent des certifications particulières.**
- **L'établissement de plans d'inspection** précisant le champ des équipements soumis à contrôle ;
- La **nature globale des contrôles** : inspection externe (après enlèvement du calorifuge de manière ponctuelle), inspection interne (sauf pour les tuyauteries et pour les récipients pour lesquels des techniques équivalentes peuvent être utilisées), épreuve de résistance (épreuve hydraulique ou de pression si d'autres techniques ne sont pas utilisables) ; des contrôles non destructifs peuvent être mis en œuvre de manière complémentaire et les techniques utilisées sont usuelles (ultrasons, ressuage, radiographie...). Un examen des accessoires de sécurité est également toujours prévu au cours des contrôles. Dans certains textes spécifiques à des substances, des modalités particulières peuvent être définies (par exemple en France pour le GPL, on trouve dans les normes^{[37]/[38]} des contrôles de routine effectués par l'exploitant à réaliser en plus des contrôles réglementaires, dans le guide AFIAP^[29] des dérogations de requalification périodique sont possibles si des émissions acoustiques sont réalisées conjointement à des essais de pression).
- Des **contrôles généralement moins sévères pour les tuyauteries** (moins fréquents, moins de tests de pression) que pour les récipients ; globalement beaucoup de tuyauteries sur sites ne sont pas concernées par le plan d'inspection ; cependant la définition des zones sensibles sur lesquelles se feront les mesures est un élément primordial de tout plan d'inspection. C'est pourquoi le plan d'inspection des tuyauteries doit être réalisé ou au moins validé par un organisme compétent (personne identifiée comme compétente au Royaume-Uni, ce qui sous-entend en pratique organisme avec une accréditation particulière, et organisme habilité en France).

- Un **plan d'actions** défini au terme des inspections (maintien en service, maintenance, investigations complémentaires, changement de conditions opératoires...). Les guides étudiés n'ont pas fourni d'indication sur des critères d'acceptabilité communs ; en pratique, chaque organisme établit ses critères d'acceptabilité sur la base des codes de calculs utilisés, des conditions opératoires, de la date de la prochaine inspection. Parfois, des guides d'évaluation des défauts permettant de conclure que le défaut est compatible avec un maintien en service sont utilisés. Dans les pays étudiés, les deux seuls guides cités sont le BS7910^[64] et l'API 579^[80]. Ces guides requièrent des compétences poussées (certificat obligatoire pour l'API 579^[80] aux USA).
- Un **enregistrement des résultats**.

8.3 DIFFERENCES

Les écarts portent sur les aspects suivants :

- Le **recours à des guides professionnels** n'est pas nécessaire dans les réglementations « prescriptives » mais il est nécessaire dans les autres types d'approches. En effet, l'utilisation de certains de ces guides a une valeur de garantie de conformité avec la réglementation (ACOP au Royaume-Uni, API aux USA). Mais d'autres guides ont une valeur purement informative : ils permettent alors de bénéficier d'informations intéressantes pour définir les plans d'inspection en mettant en évidence les modes de dégradation potentiels et les zones sensibles (zones sous calorifuge, points d'injection...) ainsi que les examens à réaliser sur les parties de tuyauteries ou les éléments de supports des tuyauteries (brides, supports, flexibles...) (cf guides professionnels présentés dans les différentes annexes). Ils sont donc de précieux outils pour définir en détail le plan d'inspection (points de contrôle, préparation des contrôles, CND à mettre en œuvre...).
- La **méthodologie mise en œuvre** pour définir les plans (régimes de base ou régimes plus flexibles). Dans les régimes flexibles, des approches de type RBI (telles que définies dans les guides API 580^[75] et API 581^[76]) peuvent être utilisées. Leur utilisation nécessite de fortes compétences et une connaissance importante des installations. Les inspecteurs capables de mener ce genre d'analyse sont des inspecteurs accrédités ; ils peuvent être du site (cas de la France, de certains sites chimiques en Allemagne, des USA), ou font nécessairement partie d'organismes accrédités tiers (raffinerie en Allemagne). La connaissance des installations et des modes de dégradation est une condition nécessaire à la mise en œuvre de ces méthodes. D'autres méthodes existent (guides SAFed^{[58]/[59]}, Institut of Petroleum au Royaume-Uni^{[60]/[61]}, API 570^[78], API 510^[77]...aux USA) qui nécessitent également des connaissances des modes de dégradation. Ils sont plus faciles à utiliser mais requièrent souvent une accréditation.

- Les **méthodes RBI** (développées à partir des guides tels que API 580^[75], API 581^[46] ou en France les guides UIC/UFIP DT32^[39] et DT84^[40]) **peuvent être différentes d'un site à l'autre et comportent des variantes dans leur mise en œuvre** (cf expérience relevée en France en annexe F et au Royaume-Uni en annexe G). Les méthodes utilisées n'apparaissent pas nécessairement transparentes et sont difficiles à juger par un tiers. **En revanche, les Pays-Bas ont validé au niveau du ministère du travail des méthodes RBI, qui sont les seules applicables pour bénéficier du régime dit flexible.** En revanche, l'étude n'a pas permis de qualifier le niveau de validation de la méthode (méthodologie générale ou éléments plus détaillés).
- Les **intervalles** entre les contrôles ; les intervalles sont différents selon les guides utilisés et les critères de variabilité pour un même guide ne sont pas nécessairement les mêmes (c'est au moins la connaissance de l'équipement et le retour d'expérience – paramètres communs aux guides - mais parfois c'est la dangerosité et non le risque qui définit l'intervalle entre les contrôles ; parfois l'âge de l'équipement intervient et les intervalles sont réduits lorsqu'on s'approche de la fin de vie théorique de l'équipement).
- **L'épreuve hydraulique est une exigence française.** Dans les autres pays, il s'agit de manière plus générale d'un test de résistance sous la forme d'un test de pression (qui peut sous certaines conditions être une épreuve hydraulique – cf Pays-Bas). Mais celui-ci n'est à effectuer que si des contrôles non destructifs (CND) ne peuvent pas être mis en œuvre ou ne sont pas pertinents. Aux USA, le test de pression n'est pas obligatoire s'il n'y a pas modifications ou réparations (information d'un industriel de la chimie).

Note : il existerait dans les différents pays des contrôles réalisés par les autorités compétentes, mais l'étude n'a pas permis de clarifier si ces contrôles étaient réalisés de manière systématique à une fréquence définie, ou si ces contrôles étaient l'objet de campagnes nationales exceptionnelles (comme celle lancée aux USA dans les raffineries américaines pour vérifier la conformité à la 29 CFR 1910.119)^[71].

8.4 SYNTHÈSE DES SPÉCIFICITÉS DES GUIDES PROFESSIONNELS

Les tableaux pages suivantes résument les spécificités des guides professionnels. Ce tableau reprend les principaux guides professionnels utilisés aux USA et au Royaume-Uni.

L'organisme réalisant les inspections doit avoir la compétence pour choisir le guide adapté aux équipements étudiés et doit pouvoir justifier auprès des autorités les options retenues (modes de dégradations, etc).

Note : d'autres guides ont été identifiés (CCPS Guidelines for Mechanical Integrity) qui seraient notamment utilisables dans le secteur de la chimie. Mais ces ouvrages ne nous étant pas parvenus au moment de la rédaction de cette note, ils n'ont pas été intégrés dans le comparatif.

Il est cependant probable que les périodes d'inspections sur des sites de taille moyenne soient plus réduites. Ainsi un industriel de la chimie aux USA a fourni comme intervalles usuels :

- Pour les réservoirs : entre les inspections externes des durées de 3 à 5 ans, entre inspections internes des durées de 3 à 10 ans ;
- Pour les tuyauteries : entre les inspections externes des durées de 2 à 10 ans (dépendant de la nature de la substance).

Ensuite, un comparatif des impositions en termes de périodes entre contrôles dans les différents pays est présenté pour les réservoirs sous pression et les tuyauteries.

Note : les réponses au questionnaire ont confirmé la nature des opérations réalisées sur les équipements sous pression et le caractère obligatoire du suivi. Les aspects validation et compétence n'apparaissent pas clairement dans les réponses. Malheureusement, il n'y a pas eu de réponse de raffineurs mettant probablement en œuvre des méthodes RBI ; il aurait été intéressant de voir alors les périodes réelles de contrôle lorsque des méthodes RBI sont mises en œuvre.

Note : les tableaux pages suivantes résument les exigences de différents guides. Les termes employés (classe, grade, etc...) sont explicités dans les annexes G et H.

Réservoirs sous pression – Guides utilisés au Royaume-Uni (SAFed, IP) et aux USA (API)

	SAFed – Periodicity of examination ^[58]	IP – part 12 – Pressure Vessels ^[60]	API 510 – Pressure Vessel inspection code ^[77]
<i>Champ application</i>	<i>ESP et autres</i>	<i>Réservoirs dans chimie et pétrole</i>	<i>Réservoirs dans chimie et pétrole</i>
Intervalle entre contrôles	<p>Selon classe de l'équipement (connaissance de l'équipement et possibilité de dégradations)</p> <p><u>Classe A</u> : 24 à 26 mois</p> <p><u>Classe B</u> : 36 à 48 mois</p> <p><u>Classe C</u> : 60 à 72 mois</p> <p>Jusqu'à 120 à 144 mois si REX de non dégradation (Inclut GPL)</p>	<p>Selon grade 0 à 3 (connaissance de l'équipement et possibilité de dégradations, mais aussi selon conséquences possibles+ autres critères)</p> <p>Réservoirs : 60 à 144 mois</p> <p>Accessoires : 24 à 72 mois</p>	<p>Externe : 60 mois</p> <p>Interne : 120 mois maxi</p> <p>Test pression : pas de prescription sur intervalle (peut être remplacé par CND)</p>
Cas particulier	<p>Si proche durée de vie définie à la conception, intervalle réduit</p> <p>Si traçabilité, documentation..., intervalle allongé</p>	<p>Si proche durée de vie définie à la conception, intervalle réduit</p>	<p>Influence possible de la durée de vie</p> <p>Si RBI pas d'intervalle maxi</p>
Nature des contrôles	Non explicité	<p>Contrôle externe et interne</p> <p>Conditions de préparation</p>	<p>Contrôle externe et interne</p> <p>Test de pression seulement après réparations ou modifications</p>
Examen accessoires de sécurité	Oui, au moins aussi souvent qu'équipement	Oui, avec précisions sur nature des contrôles	Soupapes : maxi 60 mois

Rappel : ESP = Equipement sous pression - CND = Contrôle Non destructif – REX = retour d'expérience

Réservoirs sous pression – Comparaison des intervalles entre inspections selon les pays

	France		UK	USA		Pays-Bas			Allemagne
	base	SIR	base	API	RBI	base	Etendu	Flexible	Base
Inspection externe	40 mois par personne jugée compétente 36, 60 ou 120 mois(*) par OH	Cf plan Maxi 60 mois ou 72 mois par SIR Maxi 120 ou 144 mois par OH (**)	Cf plan Guides : 24 à 144 mois Par personne compétente (niveau requis dépend danger)	60 mois Par personne autorisée (API)	Pas d'intervalle maxi	48 à 72 mois Par « OH »	96 à 144 mois Par « OH »	16 à 18 ans Par « OH » RBI validé par Ministère Travail	24 mois (plafond modulable) Par « OH » Pour danger moindre : compétence - intervalle à définir
Inspection interne (sauf cas particulier)	40 mois par personne jugée compétente 36, 60 ou 120 mois(*) par OH	Cf plan Maxi 60 mois ou 72 mois par SIR Maxi 120 ou 144 mois par OH (**)	Cf plan Guides : 24 à 144 mois Par personne compétente (niveau requis dépend danger)	120 mois maxi ou « on-stream » par CND sous conditions Par personne autorisée (API)	Pas d'intervalle maxi	48 à 72 mois Par « OH » Peut être remplacée par CND	96 à 144 mois Par « OH »	16 à 18 ans Par « OH » RBI validé par Ministère Travail	60 mois (plafond modulable) Par « OH » Peut être remplacé par CND
Examen - vérification accessoires sécurité	40 mois par personne jugée compétente 36, 60 ou 120 mois(*) par OH	Cf plan Maxi 60 mois ou 72 mois par SIR Maxi 120 ou 144 mois par OH (**)	Cf plan Au moins aussi souvent que réservoirs Par personne compétente	Soupapes : maxi 60 mois	Pas d'intervalle maxi	Même fréquence équipement Par « OH »	Même fréquence équipement Par « OH »	Même fréquence équipement Par « OH »	Oui
Epreuve hydraulique Test de pression	36, 60 ou 120 mois(*) par OH (sous conditions P,V)	Cf plan Maxi 120 ou 144 mois par OH (**) (sous conditions P,V)	Peut être remplacé par CND	Peut être remplacé par CND	/	Peut être remplacé par CND	Peut être remplacé par CND	Peut être remplacé par CND	120 mois (plafond modulable) Peut être remplacé par CND

(*) : Dépend de la nature de la substance contenue (caractère toxique et/ou corrosif)

(**) : Pour les établissements avec SIR, le SIR peut être autorisé à faire la requalification périodique

Note : on entend par personne compétente une organisation jugée compétente (en pratique en France, fait généralement par les OH, au Royaume-Uni par des organismes accrédités)

Rappel : CND = Contrôle Non destructifs – OH = Organisme Habilité – SIR = Service Inspection Reconnu – « OH » = organisme validé selon un processus propre au pays étudié

Tuyauteries sous pression – Comparaison des intervalles entre inspections selon les pays

	France		UK	USA		Pays-Bas			Allemagne
	base	SIR	base	API	RBI	base	Etendu	Flexible	Base
Inspection externe + examen accessoires sécurité	Programme à établir A faire par personne jugée compétente Inspection + Validation plan : 36, 60 ou 120 mois(*) par OH Pour « gros piping »	Cf plan d'inspection A faire par SIR Validation plan : Maxi 120 ou 144 mois par OH (**) Pour « gros piping »	Cf plan Guides : 24 à 144 mois Par personne compétente (niveau requis dépend danger)	60 à 120 mois Par personne autorisée (API)	Pas d'intervalle maxi	48 à 72 mois Par « OH »	96 à 144 mois Par « OH »	16 à 18 ans Par « OH » RBI validé par Ministère Travail	60 mois (plafond modulable) Par « OH » <i>Pour danger moindre : compétence - intervalle à définir</i>
Epreuve hydraulique Test de pression (pour suivi en service)	dispense d'épreuve hydraulique	dispense d'épreuve hydraulique	dispense d'épreuve hydraulique	dispense d'épreuve hydraulique	/	Peut être remplacé par CND	Peut être remplacé par CND	Peut être remplacé par CND	60 mois (plafond modulable) Peut être remplacé par CND

(*) : Dépend de la nature de la substance contenue (caractère toxique et/ou corrosif)

(**) : Pour les établissements avec SIR, le SIR peut être autorisé à faire la requalification périodique

Note : on entend par personne compétente une organisation jugée compétente (en pratique en France, fait généralement par les OH, au Royaume-Uni par des organismes accrédités)

Rappel : CND = Contrôle Non destructifs – OH = Organisme Habilité – SIR = Service Inspection Reconnu - – « OH » = organisme validé selon un processus propre au pays étudié

8.5 DUREE DE VIE RESIDUELLE

Pour tous les pays étudiés, il **n'existe pas de notion de durée de vie prédéfinie pour les équipements**. Des durées de vie résiduelles sont calculées au terme des inspections.

Des critères d'acceptabilité sont définis pour chaque site, en tenant compte des codes de calcul (durée de vie éventuellement définie à la conception) mais surtout en tenant compte des résultats des inspections. Il est vérifié que l'équipement peut être maintenu en fonctionnement sûr jusqu'à la prochaine inspection.

Parfois, des guides sont utilisés dans le cas où les critères d'acceptabilité sont atteints : ce sont essentiellement les guides API 579^[80] (Fitness For Service) et BS 7910^[64] (équivalent anglais) qui permettent par des calculs poussés de vérifier qu'un défaut identifié ne compromet pas la sécurité de l'équipement jusqu'à la prochaine inspection. On se reportera à l'annexe L pour plus d'informations.

8.6 REMARQUE : EQUIPEMENTS DIFFICILEMENT INSPECTABLES

Le suivi de certains équipements peut être considéré comme difficile et peut faire l'objet de modalités de suivi spécifiques. Ainsi le plan d'actions a identifié les équipements suivants comme des équipements difficilement inspectables :

- Les réservoirs cryogéniques pour lesquels une ouverture peut conduire à des phénomènes de corrosion (réservoirs d'ammoniac) ;
- Les tuyauteries difficilement accessibles, incluant les tuyauteries calorifugées, les tuyauteries dans des racks ou en nappe, les tuyauteries enterrées ou en fourreau. Seules les tuyauteries aériennes sont retenues dans le cadre de cette étude ;
- Les équipements pour lesquels un revêtement intérieur ou extérieur en rend le contrôle difficile ;
- Les réservoirs d'oxygène.

Pour le suivi des tuyauteries difficilement inspectables, on se reportera au benchmark sur les tuyauteries en raffinerie. Le rapport identifie en effet les difficultés et les solutions apportées pour le suivi de ces équipements difficilement inspectables que sont :

- Les tuyauteries calorifugées ;
- Les tuyauteries situées dans un environnement difficile (position en hauteur, en racks, en nappe, etc... ;
- Les tuyauteries en fourreau ou traversant des merlons ;
- Les équipements spécifiques tels que les compensateurs de dilatation.

En France, pour les équipements revêtus intérieurement ou extérieurement, des guides professionnels ont défini des aménagements (cf annexe E).

Pour les autres réservoirs (cryogéniques d'ammoniac, oxygène), faute de temps, l'INERIS n'a pas fait de recherche documentaire ou de visites permettant de préciser les modes de suivi. Il existe des guides spécifiques pour l'ammoniac rédigés par l'association européenne EFMA mais ce document n'a pas fait l'objet d'une analyse dans le cadre de cette étude. Le questionnaire n'a pas apporté d'éléments de réponses complémentaires.

9. POLITIQUES DE SUIVI DES BACS DE STOCKAGE ATMOSPHERIQUES

Ce chapitre présente une synthèse des politiques de suivi des bacs de stockage atmosphériques de liquides inflammables. Il se focalise en pratique sur les bacs de stockage atmosphériques de liquides inflammables. On se reportera aux annexes E, G, H, I et J présentant les réglementations et guides professionnels des pays étudiés. L'annexe F présente les pratiques de suivi observées en France au cours des visites effectuées par l'INERIS en 2009.

9.1 GENERALITES

Les exigences sur le suivi des bacs de stockage atmosphériques sont issues des réglementations relatives aux établissements Seveso ou dangereux (Allemagne, Royaume-Uni, USA) qui fournissent des exigences générales (cf chapitre 7).

Des informations plus spécifiques sont issues des réglementations relatives au contrôle de la pollution (USA) ou correspondent à des exigences spécifiques liées aux liquides inflammables (Royaume-Uni et Pays bas). La réglementation est basée sur le fait que les bacs atmosphériques font l'objet d'une **obligation de maintien d'intégrité mécanique**.

L'enquête laisse également ressortir que leur suivi est principalement volontaire, ce qui signifie que les modalités ne sont pas toujours clairement définies dans la réglementation (le questionnaire ne faisait pas référence à une taille minimale de bacs).

De manière générale, les réglementations ne sont pas prescriptives en termes de délais et de moyens d'action.

Les guides professionnels ou normes font office de référence technique en matière de bonnes pratiques.

Dans les cadres les plus prescriptifs (exemple des Pays-Bas), une méthodologie générale est imposée ou l'utilisation d'un guide particulier est prescrite.

Une discussion avec un membre de l'administration américaine a mis en valeur une faiblesse du système de contrôle administratif du suivi des bacs aux USA. Ainsi, pour les organismes américains, le nombre d'inspecteurs administratifs est globalement insuffisant par rapport aux nombre d'exploitations à surveiller.

9.2 POINTS COMMUNS

Les points communs des réglementations des quatre pays étudiés sont :

- La **responsabilité de l'exploitant** quant à l'intégrité de ces équipements ;
- La **compétence requise des acteurs** définissant les programmes d'inspection ou réalisant les opérations d'inspections ; ces compétences sont validées par des accréditations spécifiques à chaque pays (UKAS au Royaume Uni, Dutch Council au Pays bas) ou des reconnaissances pour utiliser des guides spécifiques d'inspection (API par exemple aux USA) ; de même **les contrôles non destructifs nécessitent des certifications particulières**.

- **L'établissement de programme d'inspection ;**
- **La méthodologie générale recommandée pour réaliser les inspections** est issue des guides professionnels reconnus par l'ensemble de la profession. Quelque soit le guide, la structure générale du suivi des bacs consiste en :
 - Un **contrôle de routine** réalisé à fréquence élevée par les opérateurs ;
 - Une **inspection externe** (en service) composée d'une inspection visuelle complète de l'équipement et de contrôles non destructifs complémentaires réalisés par **des personnes compétentes. Un examen des accessoires de sécurité est également prévu** au cours des contrôles ;
 - Une **inspection interne** (hors service) composée d'une inspection visuelle du fond du réservoir et du pied de robe interne à laquelle s'ajoutent des mesures d'épaisseur permettant de maîtriser au mieux l'état de l'équipement et la cinétique de dégradation qui lui est propre ;
 - **Une épreuve de résistance (épreuve hydrostatique)** identique à la qualification initiale lors de réparations notables ;
 - Des **contrôles non destructifs** peuvent être mis en œuvre de manière complémentaire et les techniques utilisées sont usuelles (ultrasons, ressuage, radio...).
- Un **enregistrement des résultats ;**
- Une justification des **actions** définies au terme des inspections (maintien en service, maintenance, investigations complémentaires, changement de conditions opératoires...).

Note : tous ces éléments ne se retrouvent pas aujourd'hui systématiquement dans les exigences réglementaires et/ou dans les pratiques de suivi des bacs atmosphériques de liquides inflammables en France (pas de compétence requise des acteurs de l'inspection, modalités des inspections pas clairement définies et variables d'un site à l'autre pouvant ne pas inclure tous les contrôles indiqués ci-dessus, fréquences variables, enregistrement et suivi des actions pas systématiques ...).

9.3 DIFFERENCES

Les écarts portent sur :

- Le **champ des équipements** à suivre : aux Etats-Unis, les bacs sont traités différemment selon le risque qu'ils engendrent pour la sécurité et l'environnement. Un tronc commun de recommandations concernant la sécurité est appliqué à l'ensemble des équipements. Des restrictions supplémentaires s'appliquent :
 - aux bacs présentant un risque de contamination des eaux Nord-américaines (plan d'eau, rivière, nappe phréatique...) dans leur zone d'installation. **Il revient aux autorités de déterminer la réelle sensibilité des sites concernés pour l'application de ces restrictions ;**

- à certains bacs directement reliés au réseau de transport de matières dangereuses (pipeline).
- Les **contrôles réalisés** lors des inspections : tout en conservant une philosophie commune, ils peuvent être variables selon les guides et selon les industriels. A titre d'exemple, la méthode d'inspection du fond de bac par magnétoscopie est controversée aux Etats-Unis. En effet, il semble que seule une partie des tôles puissent être contrôlées via cette technologie et qu'il soit donc nécessaire de coupler le contrôle avec d'autres méthodes ou d'utiliser des méthodes alternatives.
- Les **fréquences de mise en œuvre des inspections** ; elles peuvent être liées au produit et définies d'office ou bien être directement liées à la cinétique de dégradation de l'équipement. Dans l'ensemble des guides, il existe toujours une limite donnée aux intervalles entre deux inspections. Les limites données sont variables. Par exemple, le guide EEMUA 159^[57] donne des intervalles distincts selon les produits (brut, léger, lourd) tandis que le guide API 653^[79] ne fait pas cette distinction.

Parfois, la méthode RBI^[75] et ^[76] est utilisée pour déroger aux limites définies dans les guides ; toutefois, dans la pratique, cette méthode est loin d'être généralisée pour les stockages atmosphériques.

- Les **méthodes RBI peuvent être différentes et comportent des variantes dans leur mise en œuvre** (cf expérience relevée en France et au Royaume-Uni en annexe F et G). Malgré la certification fréquente des acteurs et l'utilisation des guides qui donnent un cadre technique aux méthodes de RBI, la mise en œuvre n'apparaît pas nécessairement transparente et peut parfois être difficile à juger par un tiers. En outre, les groupes industriels internationaux développent des méthodes propres qui, si elles reprennent bien les principes de RBI, peuvent néanmoins donner des résultats variables. A titre d'exemple, certaines méthodes introduisent deux types de conséquences dans le calcul de criticité de l'équipement, l'une sécuritaire et l'autre économique. Dans d'autres méthodes, il s'agira d'un ensemble de facteurs concaténés pour donner un niveau de conséquence unique.

Cette évaluation difficile entraîne une reconnaissance de ces méthodes variable selon les pays. En particulier, cette reconnaissance n'est pas formalisée dans la réglementation des stockages atmosphériques et peut par conséquent dépendre uniquement de l'autorité en charge.

9.4 SYNTHÈSE DES SPÉCIFICITÉS DES GUIDES PROFESSIONNELS

Les tableaux pages suivantes résument les spécificités en fonction des guides professionnels. Ce tableau reprend les principaux guides professionnels utilisés aux USA, au Royaume-Uni et au Pays bas.

Il est de la compétence de l'organisme réalisant les inspections de choisir le guide adapté aux équipements étudiés et de justifier auprès des autorités les options retenues (modes de dégradations, etc).

Réservoirs atmosphériques – Guides majoritairement utilisés au Royaume-Uni, Pays Bas (EEMUA), aux USA (API) et en France (Guide UFIP)

	EEMUA 159^[57] : Users' guide to the inspection and repair of aboveground vertical cylindrical steel storage tanks^[57]					API 653^[79] – Tank inspection, repair, alteration and reconstruction^[79]			Guide UFIP^[45]			
<i>Champ application</i>	<i>Réservoirs atmosphériques et réservoirs réfrigérés</i>					<i>Réservoirs atmosphériques contenant des produits pétroliers</i>			<i>Réservoirs atmosphériques contenant des produits pétroliers</i>			
Nature des contrôles	Contrôles de routine Inspection externe Inspection interne Test hydrostatique suite à réparation					Contrôles de routine Inspection visuelle externe Mesures d'épaisseur ultrasons de la robe Inspection interne Test hydrostatique suite à réparation			Contrôles de routine Inspection visuelle externe Mesures d'épaisseur ultrasons de la robe Contrôle par émissions acoustiques Inspection interne Test hydrostatique suite à réparation			
Intervalle maximal entre inspections		Chauffé ou calorifugé	Pétrole brut	Pétrole léger	Pétrole lourd		Cinétique de dégradation (N) connue	Cinétique de dégradation inconnue		Température ambiante	Réchauffé	
	Routine :	3 mois **	3 mois **	3 mois **	3 mois **	Routine :	1 fois par mois	1 mois	Routine	Régulière	Régulière	
	Externe	3 ans **	5 ans **	5 ans **	8 ans **	Externe :	RCA/(4*N) ou 5 ans	5 ans	Externe	Assise/Revêtement	1 à 3 ans	1 à 3 ans
	Interne	6 ans **	8 ans **	10 ans **	16 ans **	Ultrasons externes	RCA/(2*N) ou 15 ans	5 ans		Ultrasons	3 à 5 ans	2 à 3 ans
						Interne :	RCA/ N et 20 ans	10 ans		Emissions acoustiques	0 à 10 ans	0 à 10 ans
								Interne	Pas de limite	Max 20 ans		
Examen accessoires	Oui, à chaque inspection					Oui, a chaque inspection			Oui, a chaque inspection			

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.

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

9.5 REMARQUES

9.5.1 DUREE DE VIE RESIDUELLE

Dans tous les pays étudiés, il n'existe pas de notion de durée de vie prédéfinie pour les stockages atmosphériques. Des durées de vie résiduelles sont calculées au terme des inspections sur la base d'une cinétique de dégradation.

Des critères simples d'acceptabilité sont définis pour chaque site, à partir de la comparaison entre les mesures d'épaisseur extrapolées jusqu'à la prochaine inspection (en tenant compte des taux de corrosion) et les mesures de retrait définies dans les codes de calcul.

Certains groupes industriels ajoutent un facteur d'incertitude lié aux mesures réalisées intégrant ainsi la notion de fiabilité des contrôles. Ceci est réalisé dans le cadre de méthode RBI.

Parfois, des guides sont utilisés dans le cas où les critères simples d'acceptabilité sont atteints : ce sont essentiellement les guides API 579 (Fitness For Service^[80]) et BS 7910^[64] (équivalent anglais). Ils permettent d'étendre la durée de vie résiduelle sur la base d'une meilleure connaissance et d'une meilleure modélisation de l'équipement.

9.5.2 MOYEN DE CONTROLE PARTICULIER : LES EMISSIONS ACOUSTIQUES

Elles sont peu utilisées dans l'ensemble des pays consultés. Les résultats des émissions acoustiques sont fréquemment remis en cause dans au moins trois pays étudiés (Royaume-Uni, Allemagne, USA) notamment sur les deux points suivants :

- Forte difficulté de mise en œuvre, entraînant une quasi-impossibilité de valider les résultats ;
- Interprétation des résultats complexes, fortement liée à l'expérience de l'opérateur.

Par conséquent, contrairement aux pratiques françaises, les émissions acoustiques ne sont pas utilisées comme unique moyen de prolonger l'intervalle entre deux inspections.

10. POLITIQUE DE SUIVI DES EQUIPEMENTS (TUYAUTERIES D'USINE ET RESERVOIRS) NON CONCERNES PAR LA REGLEMENTATION EQUIPEMENTS SOUS PRESSION

Bien que la réglementation relative à la sécurité des travailleurs donne des exigences en termes de suivi (réalisation d'un plan de suivi, suivi par une personne compétente, traçabilité des résultats des inspections et des essais...), le suivi en service des équipements autres qu'ESP est le plus souvent identifié dans les réponses au questionnaire⁸ comme étant du domaine du **suivi volontaire**.

Les critères pris en compte pour intégrer un équipement dans le champ des équipements suivis ne sont pas donnés précisément. Cependant, il est mis en évidence que le plan d'inspection qui sera élaboré sera d'autant plus sévère que le risque associé à la perte d'intégrité sera important. Les conséquences potentielles sur l'eau en cas de perte d'intégrité sont également citées parfois comme un critère d'identification des équipements à suivre.

De même, le suivi des équipements sur des sites **Seveso** semble pouvoir être identifié comme du **suivi volontaire**.

Les modalités du suivi sont définies par l'exploitant (service maintenance par exemple) et ne nécessiterait pas de compétence spécifique. Il n'y a pas non plus de validation par un tiers. De manière générale, certains industriels ne font pas de contrôle formalisé sur ces équipements, d'autres réalisent des contrôles. Deux réponses au questionnaire mentionnent des contrôles sur ces équipements tous les 3-5 ans (chimie en Europe) ou 5-10 ans (chimie aux USA). Si des équipements de sécurité sont montés sur ces équipements, des contrôles seront réalisés également (1 à 5 ans).

Les contrôles sont alors du même type que pour les équipements sous pression (inspection externe avec CND potentiels, inspection interne avec CND potentiels, éventuels tests de pression).

Il existe de plus des textes réglementaires et des guides professionnels qui donnent des informations spécifiques sur le suivi des équipements contenant des substances dangereuses. Mais l'analyse de ces réglementations spécifiques n'est pas dans le champ de notre étude. En particulier, une réponse au questionnaire (un industriel de la chimie aux USA) précise que des réglementations couvrent le champ des substances toxiques.

Il semble finalement qu'il y ait souvent dans les pays étudiés un décalage entre les exigences des réglementations et les pratiques sur le terrain (mais le nombre de réponses au questionnaire reste sans doute faible pour tirer des conclusions sûres). Les exigences des directives (Seveso, sécurité et santé au Travail) ne semblent pas nécessairement mises en œuvre de manière aussi formalisée que ce qu'elles devraient.

⁸ *Les quelques réponses au questionnaire sur le suivi de ces équipements identifient la suivi comme un suivi volontaire ; les exigences des réglementations ne sont pas citées comme référence (USA, Pays-Bas, Royaume-Uni). Pour l'Allemagne, le suivi est identifié comme du suivi obligatoire, au titre de la protection des eaux et/ou au titre de la protection des travailleurs.*

Au Royaume-Uni, le HSE fait le constat^[68] que le suivi des réservoirs atmosphériques contenant des substances dangereuses n'est effectivement pas toujours conforme aux exigences réglementaires ; **il relève de nombreux manques dans le suivi de ces équipements** (absence de documentation, non identification des équipements à suivre, pas de réflexions sur la compatibilité de substances lorsque des substances différentes sont successivement stockées, pas de plans de contrôle, pas de réflexion sur les modes de dégradation, qualification des inspecteurs menant les contrôles très variables d'un site à l'autre, champ d'action⁹ de l'inspecteur pas clairement défini, etc) **et note également que beaucoup de ces réservoirs ont plus de 50 ans et sont en partie du type rivetés.**

En particulier, au moins au Royaume-Uni, les points suivants ne sont pas toujours respectés :

- Identification des équipements à contrôler et intégration dans un plan d'inspection (et critères à définir sur la base d'une analyse de risques, en lien avec l'étude de dangers...)¹⁰ ;
- Collecte des données disponibles sur les équipements (identification, codes de construction...) ;
- Définition d'un plan d'inspection et des modalités du suivi avec écriture des procédures associées (nature des contrôles (incluant un examen interne et externe), préparation des équipements, nature des CND utilisés en fonction des modes de dégradation potentiels, fréquences, champ du contrôle pouvant inclure les fondations, etc...), avec référence à des guides reconnus ;
- Compétence des personnes pour la définition des plans d'inspection et le suivi non uniforme ;
- Traçabilité des résultats (avec reports de bonne qualité) ;
- Définition de critères d'acceptabilité ;
- Plan d'actions en fonction des résultats de contrôles et suivi de celui-ci ;
- Définition d'opérations d'inspection par les autorités compétentes à une fréquence à définir.

En France, une réflexion est lancée sur la nécessité de suivre certains équipements (les équipements suivis à soumis volontaires – les ESSV) et les critères de définition de ces équipements. Le suivi des ESSV est surtout en cours de progression dans les sites de structure importante.

⁹ Le champ peut ainsi comprendre les actions de contrôle, leur interprétation et la validation du maintien en service sûr jusqu'au prochain contrôle

¹⁰ Le questionnaire fait ressortir que des liens peuvent exister entre les études de dangers et les plans d'inspection mais ce lien n'est pas toujours mis en évidence.

11. POLITIQUE DE SUIVI DES EQUIPEMENTS ELECTRIQUES ET DE L'INSTRUMENTATION DE SECURITE

Les modalités de suivi des équipements électriques et des systèmes instrumentés de sécurité sont très similaires d'un pays à l'autre et conformes aux pratiques françaises :

- **L'exploitant est responsable de l'identification des composants à suivre.** Il peut élaborer un plan d'inspection (comme spécifié dans le volet « management of integrity » de l'OSHA^[71]).
- Les équipements installés sur site répondent de plus en plus aux exigences de la norme CEI 61511^[8] et les inspections suivent donc les spécificités techniques définies dans la norme.
- Les systèmes électriques et de sécurité font l'objet d'opérations de suivi, réalisées en ligne, **selon une périodicité variable d'un site à l'autre et d'un équipement à l'autre.**
- Des tests fonctionnels (portant sur la boucle complète de sécurité) sont réalisés régulièrement, à des fréquences définies par les exploitants ou sur recommandations des constructeurs ; ceux-ci sont réalisés par des services spécialisés instrumentation ou maintenance ou encore par les fournisseurs (détecteurs gaz et flamme) ; parfois, les fréquences sont définies par les exigences de SIL. Les périodicités des tests fonctionnels sont souvent calées sur celles des équipements sur lesquels ils sont montés (cas des sécurités instrumentés de prévention).
- Lorsque les systèmes de sécurité sont montés sur des équipements sous pression, ils doivent suivre de plus les exigences de suivi des accessoires de sécurité montés sur les ESP. Les fréquences varient alors selon les réglementations nationales et/ou les guides professionnels utilisés (cf guides présentés dans les annexes ; par exemple, dans le guide Safed – guidelines on periodicity of examinations^[58], il est préconisé pour les dispositifs de prévention de la montée en pression (tels que pressostat, systèmes de surremplissage...et les actionneurs associés) de caler les contrôles sur les inspections des équipements associés en proposant de ne pas dépasser 26 mois). Dans le guide IP – part 12^[60], les périodicités d'inspection des systèmes de sécurité liées à la montée en température et à la surpression (fonction de la connaissance de l'équipement de sécurité) varient de 24 à 72 mois. Mais ces valeurs sont des valeurs guides et le retour d'expérience peut pondérer ces valeurs.
- Dans ce cas, le service inspection est responsable du suivi : il vérifie que les tests sont réalisés et les résultats sont consignés dans les plans d'inspection liés aux équipements sous pression.
- Il y a enregistrement des rapports de tests.
- Les autorités compétentes vérifient régulièrement que les essais et tests ont été réalisés.

Le problème de l'obsolescence ou du vieillissement des systèmes électriques est souvent posé :

- **En cas d'absence de pièces de rechange** (d'où des politiques de conservation sur site de pièces de rechange en vue de pouvoir assurer une maintenance des équipements dont le constructeur arrêterait la fabrication ; des accords existent parfois avec les fabricants) ;
- Lorsque le **matériel évolue vers de nouvelles technologies plus performantes** ;
- Lorsque le **matériel se révèle défectueux** (mauvais retour d'expérience).

Spécifiquement au Royaume-Uni, il a été signalé les aspects suivants :

- Des équipements nouveaux non éprouvés ne sont pas mis en service avant d'avoir été éprouvés ;
- Le vieillissement d'un système instrumenté de sécurité (SIS) peut affecter son niveau de SIL (Safety Integrity Level) ; pour y remédier, il est nécessaire de gérer les modifications et de développer des procédures montrant comment le vieillissement peut affecter le SIL d'un SIS.

Les quelques réponses au questionnaire font apparaître que le matériel n'est pas changé systématiquement selon un critère de durée de fonctionnement, mais selon les résultats des tests et en intégrant aussi l'avis des constructeurs. Des réparations ou des modifications peuvent être effectués si nécessaire, selon les résultats des inspections.

Les quelques avis portés sur les modalités de suivi des systèmes de sécurité sont positifs et affirment que le suivi est à ce jour satisfaisant. Le seul point négatif remonté concerne d'éventuelles difficultés dans la mise en œuvre sans plus de précisions.

12. POLITIQUE DE SUIVI DES ACCESSOIRES DE SECURITE AUTRES QU'ELECTRIQUES

Les accessoires de sécurité (soupapes de sécurité, événements, disques de rupture..) font l'objet de contrôles réguliers. Les pratiques à l'étranger semblent les mêmes qu'en France dans le principe.

La fréquence des contrôles dépend de différents paramètres :

- **Elle peut être calée sur celle de l'équipement qu'ils protègent.** C'est notamment le cas des accessoires de sécurité montés sur les équipements sous pression (cas de la France et des autres pays) ; au Royaume-Uni, la PSSR 2000^[54] relative aux équipements sous pression précise que les dispositifs de sécurité doivent faire l'objet d'un contrôle périodique selon un plan d'inspection établi par une personne compétente. Mais la réglementation reste très générale. Les guides donnent plus d'informations sur les fréquences retenues. Par exemple, le guide Safed – Guidelines on Periodicity of Examinations^[58] préconise pour les accessoires dits de catégorie 1 (les disques de rupture, les soupapes, les événements, les mises à l'atmosphère) que les contrôles soient calés sur ceux du réservoir qu'ils protègent, sous réserve qu'il s'agisse de systèmes propres, non corrosifs. Cependant l'intervalle ne doit pas dépasser 26 mois, à moins de disposer d'un solide retour d'expérience permettant de démontrer que l'intervalle peut être allongé. Pour les dispositifs soumis à des chocs, des dépôts, etc, un intervalle maxi de 14 mois sera respecté. Le guide SAFed – Guidelines for Competent Person In-service Examination of Pressure Systems Pipework^[59] recommande des contrôles des soupapes sur les lignes liquides entre 5 et 10 ans selon les cas. Dans le guide IP – part 12^[60], la périodicité maximale des contrôles des soupapes est de 72 mois.
- **Elle peut être définie par des plans d'inspection ;**
- **Elle peut être calée sur la réglementation** (notamment réglementation des contrôles ESP – cf ci-dessus).

Les opérations de contrôle peuvent nécessiter le démontage des équipements (soupapes pour mise sur banc, disques de rupture). Les soupapes sont rarement changées de manière systématique mais font l'objet de réparations avant d'être remontées et retestées. Les disques de rupture, plus sensibles au vieillissement (ils tendent à s'ouvrir davantage) sont changés de manière plus systématique. Le guide IP-part 12^[60] recommande de vérifier après démontage la pression d'ouverture pour vérifier si le disque a gardé sa capacité à s'ouvrir à la pression requise. Il est précisé également que les inspections doivent aussi intégrer les tuyauteries associées et les dispositifs d'isolement entre les réservoirs et les accessoires de sécurité (risque de blocage possible).

Les quelques réponses au questionnaire font apparaître que le matériel n'est pas changé systématiquement selon un critère de durée de fonctionnement, mais selon les résultats des tests et en intégrant aussi l'avis des constructeurs (notamment pour le changement plus systématique des disques de rupture). Des réparations ou des modifications peuvent être effectuées si nécessaire, selon les résultats des inspections.

Les personnes en charge du suivi sont les personnes du site (maintenance essentiellement) ou des sous-traitants. Il peut y avoir une validation par un tiers (autorité d'inspection aux Pays-Bas), selon les exigences réglementaires.

Les quelques avis portés sur les modalités de suivi des accessoires de sécurité sont positifs et affirment que le suivi est à ce jour satisfaisant.

13. POLITIQUE DE SUIVU DU GENIE-CIVIL

Il n'existe pas, d'après nos recherches bibliographiques et les réponses à l'enquête, de document précisant de manière spécifique les éléments de suivi concernant le génie civil, hormis quelques exigences sur le suivi des cuvettes de rétention.

L'INERIS a réalisé en 1997 une étude de comparaison des réglementations sur les cuvettes de rétention en :

- France ;
- Pays-Bas ;
- Royaume-Uni ;
- Allemagne.

A cette époque, le seul pays qui introduit le concept d'inspection et de maintenance est la France : les rétentions "*seront surveillées et entretenues périodiquement*". Aucune donnée quantitative ni précision supplémentaire n'est apportée. Néanmoins depuis cette étude la réglementation a changé et des exigences sont apparues dans d'autres pays.

Ainsi, en Allemagne, il a été précisé par un contact que les exigences suivantes étaient recensées :

- Le suivi des éléments constructifs doit se faire au même titre que le suivi des équipements de procédé. Il est de la responsabilité de l'exploitant.
- Pour les cuvettes de rétention, on pourra s'assurer que le fond de la cuvette reste intact et imperméable, ce qui suppose par exemple déjà la surveillance de l'absence de développements de plantes, herbe...
- Dans le cadre de la gestion des modifications, il faudra s'assurer que les performances des éléments de génie civil ne sont pas altérées (traversée de murs coupe-feu par de nouvelles tuyauteries...). Avant toute remise en service, un contrôle visuel doit être prévu.

Au Pays-Bas, la directive 29^[95] sur les stockages de liquides inflammables comporte les exigences suivantes :

- Les parois des cuvettes de rétention doivent être régulièrement contrôlées et entretenues de manière à ce que la hauteur minimale et la retenue du liquide restent garanties ;
- Les dégâts constatés doivent être immédiatement réparés ;
- Le gazon des parois de la fosse doit être régulièrement tondu ;
- L'inspection et l'entretien de la citerne et des éléments attenants (comprenant donc cuvettes de rétention et fondations) doivent être effectués suivant un programme d'inspection et un programme d'entretien approuvés par l'autorité compétente ;

- Les critères de refus cités dans la publication EEMUA No.159^[56] (dont certains concernent les fondations détaillés ci-après) peuvent être utilisés pour chaque élément constitutif d'une citerne, indépendamment du code en vigueur lors de la construction de la citerne en question.

Au Royaume-Uni, le guide de la UKLPG « Code of Practice 1 / Part 3 - Examination and Inspection (2006) »^[62] sur les installations de stockage de GPL, préconise dans les inspections de routine :

- Un contrôle de l'environnement incluant l'absence de modifications pouvant générer un mouvement du sol ;
- Un contrôle de l'absence de tassement différentiel ;
- Un contrôle de l'absence de corrosion ou de détérioration sur le réservoir incluant les supports.

Des éléments intéressants ont aussi été trouvés dans le guide EEUMA^[56] sur le suivi des bacs de stockage qui modifient les critères établis dans le guide UFIP^[45] :

- Pour le tassement entre le centre du fond et les bords de robe (tassement différentiel uniforme). Critère UFIP. 30%. Critère EEUMA : ratio nuancé en fonction des paramètres matériaux (module d'Young, contrainte limite admissible). Ajout d'un critère sur les plis en fond de bacs ;
- Le tassement différentiel entre deux points distants de 10 m. Critère UFIP. 100 mm. Critère EEUMA : Ajout d'un critère plus pénalisant en fonction du type de bac (diamètre, présence de toit flottant) ;
- La valeur maximale du devers. Critère UFIP : 1/100 de la hauteur. Critère EEUMA : Ajout d'un critère sur le niveau de déformation en coin de bac.

Enfin, le guide EEUMA^[56] donne des indications sur les moyens de consolidation et de réparation des fondations. Par exemple :

- Une technique d'aplanissement sous les plis ;
- Une méthode de rehaussement et de consolidation des fondations tout en conservant la présence du réservoir.

Aux USA, le texte 29 CFR 1910^[71] évoque des **critères pour les inspections externes** de différentes parties d'installations parmi lesquels sont cités :

- des éléments de génie civil tels que les fondations et de supports ;
- les boulons d'ancrage (« anchor bolts ») ;
- les supports béton ou métalliques.

Ce texte 29 CFR 1910.119^[71] cite une liste de guides provenant des organismes suivants, sans préciser dans lesquels des informations pertinentes peuvent se trouver sur le génie civil. Ces guides sont ceux des organisations suivantes :

- le National Board Inspection Code ou l'American Society for Testing and Material (ASTM) ;
- l'American Petroleum Institute (API) ;
- le National Fire protection Association (NFPA) ;
- l'American Society of Mechanical Engineers (ASME);

Il n'a pas été fait une étude détaillée de ces guides.

Un expert américain a mentionné l'existence d'une réglementation spécifique aux cuvettes de rétention aux USA. Nous n'avons pas eu plus de renseignement sur ce guide.

14. ASPECT ORGANISATION

La maîtrise du vieillissement nécessite un suivi rigoureux des équipements, ce qui met à contribution différents services et compétences dans l'entreprise et à l'extérieur de l'entreprise.

Ce chapitre pose quelques éléments de réflexions sur l'organisation du suivi. Ces réflexions sont issues des GT et/ou des visites de sites industriels en France.

- **Nécessité d'un contrôle en amont**, à la mise en service de l'équipement. Ces contrôles seront l'occasion de vérifier l'absence de défauts (mauvais alignements, vibrations anormales...) qui pourraient conduire ensuite à des dégradations accélérées. A ce moment seront réalisés les contrôles initiaux de mesure d'épaisseur par exemple, qui permettront ensuite d'évaluer les évolutions dans le temps.
- **Nécessité d'un dossier sur chaque équipement** assurant une **traçabilité** des informations. Le dossier comporte les informations techniques sur l'équipement (dossier de construction, repérage, etc), la procédure d'inspection appliquée, l'historique des inspections et de leurs résultats et des interventions. Un point zéro doit être effectué qui sera utilisé ensuite pour évaluer l'évolution des dégradations potentielles. Les mesures doivent être effectuées aux mêmes endroits pour analyser les évolutions. Après chaque contrôle, une analyse doit être menée pour évaluer si les taux de dégradation sont stables ou évolutifs.

Le contenu des inspections périodiques doit prendre en compte les REX et les analyses de risques détaillées avec une attention particulière sur les zones à risques. Des mesures d'épaisseur sur ces zones doivent être réalisées. Des critères d'acceptabilité des résultats doivent être définis.

- **Importance d'une bonne coordination entre les services :**
 - Entre les inspecteurs et le procédé pour le suivi des COCL¹¹ ; les seuils des COCL doivent être clairement définis et en cas de dépassement les exploitants doivent informer impérativement le service inspection (valeur atteinte, durée...) ; une analyse doit permettre de comprendre pourquoi les COCL ont été dépassés afin d'éviter que la situation ne se répète et quelles sont les conséquences sur l'équipement ;
 - Entre les exploitants et les inspecteurs pour remonter toutes les informations semblant anormales et qui peuvent être la cause d'un accident. La remontée des informations doit être faite :
 - par le personnel du site (exploitant, maintenance...) ;
 - par les sous-traitants (maintenance, CND...).

¹¹ COCL signifie Condition Opératoire Critique Limite.

Toutes les personnes doivent être formées et sensibilisées à la nécessité de remonter les défauts (vibration anormale, égouttures, fuites, mauvais état de calorifuge, etc). La nature des informations à remonter pourrait faire l'objet de check-list. Une liste formalisée des contrôles à faire au cours des rondes permet de cibler les zones à regarder et de maintenir une surveillance quasi-permanente. De même le personnel doit être sensibilisé à ne pas endommager les équipements en marchant par exemple sur des tuyauteries calorifugées.

- Entre les inspecteurs et les services sécurité pour identifier par l'analyse des risques des causes possibles d'endommagement qui ne seraient pas identifiés par une approche basée sur la criticité classique. Par exemple :
 - Egouttures ;
 - Effets dominos internes ou externes.

De même, l'évaluation de la gravité des accidents doit se faire en lien avec le service sécurité pour évaluer au mieux les conséquences sur les cibles humaines ou l'environnement, en tenant compte des effets dominos potentiels entre les équipements. Les modélisations effectuées dans les études de dangers peuvent alimenter les évaluations de gravité faites dans les études de criticité pour définir les plans d'inspection.

- Entre les inspecteurs, les exploitants, le service sécurité pour évaluer l'impact des modifications et/ou des travaux à effectuer sur des équipements. La mise en place de mode de fonctionnement dégradé doit être réalisée en concertation. Des check-lists de points à regarder en cas de modifications pourraient être faites (aspect ergonomie, impact sur la sécurité, etc).

De manière générale, tous les industriels (UIC, UFIP, CFBP) s'accordent à mettre en évidence la nécessité d'un rapprochement des méthodologies d'inspection avec les résultats des analyses de risques.

- **Généralisation d'un partage d'expérience.** Celui-ci doit se faire au sein de l'usine mais aussi au-delà pour profiter de l'expérience. Ce partage d'expérience ne doit pas être uniquement oral car en cas de changement de personnel, une perte de connaissance est inévitable et la mise à jour des plans d'inspection en sera rendue difficile et incertaine.

Au sein de l'usine, les enregistrements sur les contrôles et opérations effectuées sur les équipements devraient être accessibles aux services impliquées (exploitants, sécurité, inspection). Ils doivent être le plus précis possible et les renseignements fournis doivent permettre une exploitation sur les évolutions par exemple. Une base commune par type d'équipements permettrait d'apporter des éléments pour la probabilité de telle ou telle dégradation.

A l'extérieur de l'usine, un report des informations doit être assuré pour être intégré dans les révisions des plans. Une synthèse des accidents instructifs pourrait être faite sur chaque site dans les services inspection.

Les modalités de partage des bonnes pratiques (relatives aux organisations ou aux éléments techniques) peuvent se faire au travers de :

- Groupe d'échange avec les fournisseurs (users group) en particulier pour les systèmes de sécurité ;
 - Participation à des journées techniques ou salons ;
 - Relations entre industriels lors de réunions dans le cadre d'associations telles que l'EXERA ou l'ICSI pour les systèmes de sécurité ou telles que les journées GEMER pour les autres équipements ;
 - Fédérations professionnelles (UFIP, GESIP, UIC...).
- **Maintien des compétences pour assurer et garantir le suivi des équipements.** Selon l'organisation en place (SIR, SI ou non), les compétences requises sont très différentes. Mais l'exploitant reste le seul responsable du suivi des équipements. Sa connaissance du terrain et le maintien de ses compétences par des actions de formation sont des éléments très importants.

Les établissements ne disposant pas de SIR s'appuient sur les organismes habilités, pour valider les plans d'inspection (zones de contrôles, réalisation des CND, décisions sur le maintien en service). Mais une analyse critique peut être assurée par le site s'il a une compétence suffisante. Pour cela, des guides professionnels pourraient l'aider à identifier les zones sensibles, les modes de CND à utiliser, à se définir des critères d'acceptabilité par rapport aux résultats des contrôles.

Lorsque le site est SIR, la compétence des personnes doit être assurée par leur expérience. Un ingénieur corrosion doit être présent pour élaborer les plans d'inspection afin de garantir une identification des modes de dégradation.

Pour la réalisation des CND, une qualification COFREND est requise. L'exploitant devra s'assurer que le sous-traitant possède la qualification adéquate par rapport au CND effectué, mais aussi l'expérience requise.

Pour les soudures, un contrôle des habilitations des soudeurs devra être réalisé (soudures sur de l'acier et/ou de l'inox).

De manière générale, parce que la connaissance du site est importante dans l'élaboration des plans d'inspection, un recouvrement suffisant devra être assuré en cas de départ d'une personne de l'inspection pour assurer la formation sur le terrain de la personne la remplaçant.

L'UIC-UFIP précise que son objectif est d'avoir des inspecteurs certifiés partout en SIR (gestion prévisionnelle des emplois et des compétences). Les DRIRE font part du vieillissement de la population des inspecteurs, de la durée nécessaire de la formation des nouveaux et de la nécessité de prévoir les recrutements très en amont.

Pour les services d'inspection non reconnus, chaque groupe définit ses propres règles. Quelques inspecteurs sont certifiés. L'AFGC précise qu'il existe des référentiels de formation mais que la démarche relève du volontariat.

- **Compétence des fournisseurs et des intervenants extérieurs** (maintenance, réalisation des contrôles, etc...) à garantir et vérifier. La compétence est une des clefs de la bonne pratique de l'inspection. Cet aspect est qualifié par l'ensemble des exploitants comme un point fondamental.

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.
-
- **Suivi rigoureux des actions à réaliser (contrôles, travaux suite aux contrôles...)**. Les industriels ont intérêt à utiliser des logiciels les aidant à établir la planification des inspections. Lorsque des bons de travaux sont émis vers les exploitants, la maintenance ou des sociétés extérieures, le respect des délais en lien avec la criticité de la situation doit être assuré. Des priorités doivent être données aux opérations en fonction de leur criticité.
-
- **La transparence dans les choix d'inspection** doit être assurée. Cette transparence permet de comprendre les décisions qui sont prises. Ce souci de transparence est d'autant plus nécessaire que des logiciels peuvent être utilisés et sont souvent considérées comme des boîtes noires. Il est nécessaire de connaître les hypothèses prises dans les évaluations pour pouvoir les valider (choix des tailles de brèche, des conditions de dispersion, prise en compte des dispositifs d'isolement...).

- Les plans d'inspection doivent se baser au maximum sur le terrain (observations sur le terrain plutôt que sur plans). **L'implication directe des services d'inspection dans les opérations de suivi est une condition de maintien de leur connaissance du terrain. Les aspects "procédures", jugés parfois lourds, surtout pour des petites structures SIR, ne doivent pas être une entrave à l'implication des inspecteurs sur le terrain.** L'UIC comme le CFBP rappelle qu'une approche sélective est nécessaire pour les petites usines ; la diversité quant à la taille, l'organisation et les procédés des sites industriels concernés ne permet pas d'envisager la généralisation de structures de type SIR/SI ou équivalent.
- **Indépendance et notion de garant.** La crédibilité d'un SIR passe par sa réelle indépendance. Des réflexions sont en cours en administration centrale afin d'assurer cette indépendance. La notion de garant du suivi pour les établissements ne disposant pas de SIR doit être précisée.

15. CONCLUSION

L'accidentologie récente a rappelé que le vieillissement des installations industrielles nécessitait la mise en place d'un suivi rigoureux des équipements permettant d'assurer la maîtrise du vieillissement.

L'analyse des principes de suivi des équipements (réglementation, guides et situation réelle) en France et à l'étranger (Royaume-Uni, USA, Pays-Bas et Allemagne) a permis de mettre en lumière l'existence de méthodes de suivi profondément variables en fonction de l'industrie concernée, des types d'équipements suivis (équipements sous pression, bacs de stockage, électricité et systèmes instrumentés de sécurité, accessoires de sécurité, génie civil, autres équipements non soumis à la réglementation des équipements sous pression) et de la réglementation associée. La comparaison avec les autres pays a montré des points communs et des différences.

Concernant les méthodes de suivi par équipements :

- **Les équipements sous pression font l'objet de suivi rigoureux**, en s'appuyant sur les exigences de la réglementation et des guides professionnels. En France, les **méthodes de suivi sont différentes selon la structure du site**. Sur les sites avec des Services d'Inspection Reconnue (SIR), des méthodes de suivi basées sur le risque (RBI) sont utilisées mais **leur mise en œuvre est finalement variable d'un site à l'autre**. Sur les autres sites, le suivi est réalisé en suivant les exigences déterministes de la réglementation. **Le suivi des tuyauteries peut poser en pratique un certain nombre de problèmes** (étendue importante des tuyauteries à suivre, accessibilité difficile...). Dans les autres pays, le suivi répond à des réglementations prescriptives ou « par objectifs ».
- **Le suivi des bacs de stockage atmosphériques peut s'appuyer partiellement sur la réglementation** qui n'est pas prescriptive. Les guides professionnels ou normes font office de référence technique en matière de bonnes pratiques. Cependant, **l'étendue et la nature des contrôles reste très variables d'un site à l'autre** ;
- **Le suivi des systèmes instrumentés est en cours d'amélioration** par la prise en compte progressive des exigences des normes de sûreté de fonctionnement ;
- **Le suivi des accessoires de sécurité est souvent réalisé en même temps que l'équipement** sur lequel ils sont montés, en s'appuyant éventuellement sur la réglementation associée (équipement sous pression par exemple) ; de ce fait **la variabilité des contrôles d'un site à l'autre est la même que pour le suivi des équipements** ;

- **Le suivi des autres équipements** ne faisant pas l'objet de la réglementation des équipements sous pression (réservoirs de substances dangereuses, tuyauteries..) reste très variable mais **n'est généralement pas réalisé sur les sites industriels autres que ceux disposant d'une structure d'inspection spécifique** ; les critères pour intégrer ces équipements dans un plan de suivi ne sont souvent pas formalisés ;
- **Le suivi des éléments de génie-civil n'est généralement pas formalisé.**

De plus, pour l'ensemble des équipements, quatre aspects apparaissent fondamentaux : l'identification des zones sensibles sujettes tout particulièrement à des risques de perte d'intégrité, le choix des techniques de contrôles utilisés, la définition des critères d'acceptabilité et l'évaluation des durées de vie. Il ressort que les méthodes mises en œuvre sont largement variables en fonction des industries et des équipements.

Sur un aspect organisationnel, l'analyse a également permis de mettre en évidence l'importance des échanges entre le service inspection et d'autres services :

- avec le service HSE en charge de la réalisation des études de dangers : un lien plus étroit pourrait permettre de compléter l'identification des équipements à suivre en intégrant les équipements à risque identifiés dans les études de dangers et pourrait permettre d'identifier des causes spécifiques de vieillissement accéléré (possibilité d'égouttures...) ;
- avec les exploitants et la maintenance du site, y compris les sous-traitants : un report systématique à l'inspection des dérives identifiées sur le site permettrait de mieux anticiper les défaillances liées à ces dérives (conditions opératoires critiques, situations anormales...) ;

L'analyse a mis aussi en évidence l'importance du partage du retour d'expérience, au sein du site mais également élargi aux autres sites, la nécessité de garantir et vérifier la compétence des fournisseurs et des intervenants extérieurs (maintenance, réalisation des contrôles, etc...), de suivre de manière rigoureuse des actions à réaliser (contrôles, travaux suite aux contrôles...), d'assurer une transparence dans les choix d'inspection.

Les réflexions menées en 2009 au niveau national sur le thème de la maîtrise du vieillissement des installations industrielles, regroupant administration, experts, industriels, a ainsi permis d'identifier des points forts et des points faibles dans le suivi de certains équipements.

La mise en œuvre d'un plan de modernisation des installations a donc été décidée par le Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer (MEEDDM) et la maîtrise de leur vieillissement. 38 actions ont été décidées, qui vont démarrer en 2010 et permettront un meilleur suivi des équipements.

16. REFERENCES

Références générales

1. Directive n° 97/23/CE du 29 mai 1997 relative au rapprochement des législations des États membres concernant les équipements sous pression
2. Directive n° 96/82/CE du 09/12/96 concernant la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances dangereuses
3. Directive 89/391/CEE du Conseil, du 12 juin 1989, concernant la mise en œuvre de mesures visant à promouvoir l'amélioration de la sécurité et de la santé des travailleurs au travail
4. Directive 95/63/CE du Conseil, du 5 décembre 1995, modifiant la directive 89/655/CEE concernant les prescriptions minimales de sécurité et de santé pour l'utilisation par les travailleurs au travail d'équipements de travail (deuxième directive particulière au sens de l'article 16 paragraphe 1 de la directive 89/391/CEE)
5. Directive 1999/92/CE du Parlement européen et du Conseil, du 16 décembre 1999, concernant les prescriptions minimales visant à améliorer la protection en matière de sécurité et de santé des travailleurs susceptibles d'être exposés au risque d'atmosphères explosives (quinzième directive particulière au sens de l'article 16, paragraphe 1, de la directive 89/391/CEE)
6. directive n° 2008/1/CE du 15/01/08 relative à la prévention et à la réduction intégrées de la pollution
7. CEI NF EN 61508 "Sécurité fonctionnelle des systèmes électriques / électroniques / électroniques programmables relatifs à la sécurité"
8. CEI 61511 "Sécurité fonctionnelle – Systèmes instrumentés de sécurité pour le secteur de l'industrie de process"
9. NF EN ISO/CEI 17025 : Exigences générales concernant la compétence des laboratoires d'étalonnages et d'essais
10. NF EN ISO/CEI 17020 : Critères généraux pour le fonctionnement des différents types d'organismes procédant à l'inspection
11. NF EN 13306 – Terminologie de la maintenance – juin 2001
12. Evaluation et maîtrise du vieillissement industriel – collection EdF R&D – André Lannoy et Henri Procacia – Lavoisier 2005
13. Bilan de l'application de la DM-T/P 32510 du 21 mai 2003 concernant les dispositions de reconnaissance du service inspection d'un établissement industriel – Marc PIC – DRIRE Bourgogne (document téléchargé sur internet)
14. Note de présentation de Ed Haynes et Guy Baylac – Conférence Israël – Septembre 2007.
15. Procédures d'évaluation de la durée de vie résiduelle des structures : pratiques industrielles – extraits – Remaining life assessments for structures : industrial practice – A. Chaudouet – Cetim – 2007.
16. Evaluation de la nocivité des fissures – comparaison des procédures BS7910, API 579-1/ASME FFS-1, RSE-M et FITNET – Anne Chaudouet – Cetim - 2007
17. Articles RIMAP
18. *Corrosion in refineries – European federation of corrosion – Publications Number 42 – J.G Houston and F. Rapital*

Références en France (réglementaires et guides)

EQUIPEMENTS SOUS PRESSION

19. Décret initial du 18 janvier 1943 modifié portant règlement sur les appareils à pression
20. 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
21. Arrêté du 21 décembre 1999 relatif à la classification et à l'évaluation de conformité des équipements sous pression
22. 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)
23. Décision BSEI n° 06-080 du 06/03/06 relative à la réglementation. Conditions d'application de l'arrêté du 15 mars 2000 relatif à l'exploitation des équipements sous pression
24. Décision BSEI n° 08-159 du 04/07/08 portant approbation d'un guide professionnel relatif à l'établissement de plans d'inspection,
25. Décision BSEI n° 06-194 du 26/06/06 portant approbation d'un guide professionnel relatif à l'établissement de plans d'inspection
26. Décision BSEI n° 07-107 du 13/04/07 relative au remplacement de l'épreuve hydraulique, lors de la requalification périodique de certains équipements sous pression, par un essai sous pression de gaz contrôlé par émission acoustique
27. Instruction DM-T/P n° 32510 du 21 mai 2003 relative à la « reconnaissance d'un Service Inspection d'un établissement industriel »
28. Arrêté du 22 juin 2005 portant habilitation de l'APAVE Groupe, de l'ASAP et du Bureau Veritas.
29. 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 vrac) + annexe 6 de mai 2004 (équipements sous pression cylindriques) – approuvés par BSEI n°07-107 de avril 2007.

Note : annexe 8 (réacteurs) non retenue pour l'étude

30. 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
31. 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
32. 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

Autres guides spécifiques utilisés dans la réglementation ESP (CFBP)

33. *Procédure CFBP de requalification périodique de certains réservoirs de GPL « petit vrac » aériens âgés de 40 ans ou plus (fabriqués antérieurs à 1973) – novembre 2007 - approuvé par BSEI n° 08-032 de janvier 2008*
34. *Procédure CFBP d'évaluation des groupes de lots de réservoirs GPL « petit vrac » aériens âgés de 40 ans ou plus (fabriqués antérieurs à 1973) – juin 2005 - approuvé par BSEI n° 08-032 de janvier 2008*
35. *Procédure CFBP d'inspection renforcée de certains réservoirs GPL « petit vrac » aériens âgés de 40 ans ou plus (fabriqués antérieurs à 1973) – juin 2005 - approuvé par BSEI n° 08-032 de janvier 2008*
36. *Cahier des charges CFBP pour la fabrication et l'exploitation des réservoirs GPL moyen et gros vrac – février 2008 - approuvé par BSEI n° 08-063 de mars 2008*

37. Norme européenne NF EN 12817 : Inspection et requalification de réservoirs GPL aériens de capacité inférieure ou égale à 13 m³ pour gaz de pétrole liquéfiés – décembre 2002, modifiée en juin 2006
38. Norme européenne NF EN 12819 (norme en cours de modification), Inspection et requalification de réservoirs aériens de capacité supérieure à 13 m³ pour gaz de pétrole liquéfiés

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

39. 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
40. 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
41. DT 75 – guide pour le choix des méthodes de contrôles des matériaux et équipements - mai 2002

BACS DE STOCKAGE ATMOSPHERIQUES

42. Arrêtés Ministériels du 9 novembre 1972 et du 19 novembre 1975: Aménagement et exploitation des dépôts d'hydrocarbures liquides.
43. Arrêté Ministériels du 4 septembre 1967: Aménagement et exploitation des usines de traitement de pétrole brut, de ses dérivés et résidus.
44. Circulaire BSEI 07-206
45. Guide pour l'inspection et la maintenance des réservoirs métalliques aériens cylindriques verticaux d'hydrocarbures liquides en raffinerie – UFIP – Edition Août 2000
46. *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)*

ACCESSOIRES DE SECURITE

47. Norme NF EN 764-7 (juillet 2002) - Équipements sous pression - Partie 7 : systèmes de sécurité pour équipements sous pression non soumis à la flamme

Références au Royaume-Uni (réglementaires et guides)

48. Health and Safety at Work Act 1974
49. The Control of major Accident Hazards regulations 1999 (COMAH)
50. Management of Health and Safety at Work Regulations 1999 (MHSWR)
51. Management of Health and Safety at Work Regulations 1999 (MHSWR) - Approved Code of Practice (L21) – 2000
52. Provision and Use of Work Equipment Regulations 1998 (PUWER 1998)
53. Provision and Use of Work Equipment Regulations 1998 (PUWER 1998) - Approved Code of Practice (L22) – 2008
54. The Pressure Systems Safety Regulations 2000 – January 2000
55. Safety of pressure systems – Pressure systems safety regulations 2000 – Approved Code Of Practice – – L122 - HSC – HSE books - 2000
56. 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
57. EEMUA 183, guide for the prevention of bottom leakage from vertical cylindrical, steel storage tanks

58. SAFed Pressure systems : Guidelines on Periodicity of Examinations – novembre 2003
59. SAFed- Guidelines for Competent person – In-service examination of pressure systems pipework – octobre 2008
60. Institute of Petroleum – Pressure Vessel Examination – part 12 of the Model Code of safe Practice in the Petroleum industry – mars 1993
61. Institute of Petroleum – Pressure Piping Systems Examination – part 13 of the Model Code of safe Practice in the Petroleum industry – mars 1993
62. UKLPG – code of practice 1 – Bulk LPG storage at fixed Installations – Part 3 : 2006 – Examination and Inspection
63. HSG 176 – The storage of flammable liquids in tanks – 1998
64. Guide British Standard BS 7910:2005 – Guides on methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures, British Standards Institution, London, 2005
65. UKAS (United-Kingdom Accreditation Service – RG2 – Accreditation for In-Service Inspection of Pressure Systems / Equipment – draft version – February 2009
66. Rapport HSE – Plant ageing : management of equipment containing hazardous fluids or pressure – Prepared by TWI Ltd, ABB Engineering Services, SCS (INTL) Ltd and Allianz Cornhill Engineering for the Health and Safety Executive – 2006 – RR509 Research Report
67. HSL – Risk Based Inspection : A Case Study Evaluation of Onshore Process Plant – HSL:2002/20 – W Geary
68. Hazardous installation Directorate – Semi permanent circulars – atmospheric storage tank – integrity of atmospheric storage tanks (disponible sur le site du HSE)
69. *HSE Report 'Best Practice for Risk Based Inspection as a Part of Plant Integrity Management'*.
70. *206 Risk Based Inspection - A Guide to Effective Use of the RBI Process - 2006, ISBN 0 85931 150 3*

Références aux Etats-Unis (réglementaires et guides)

71. OSHA - Regulations (Standards - 29 CFR) – 1910 - Occupational Safety and Health Standards - Subpart H -- Hazardous Materials - 1910.119 Process safety management of highly hazardous chemicals
72. Code of Federal Regulations - Title 40: Protection of Environment - part 112 – oil Pollution Prevention -
73. Code of Federal Regulations - Title 49—Transportation - CHAPTER I—pipeline and hazardous materials safety administration, department of transportation – part 190 to 199
74. *API 571, DAMAGE MECHANISMS AFFECTING FIXED EQUIPMENT IN THE REFINING INDUSTRY, 1st edition, December 2003*
75. API 580 : “Risk-Based Inspection” 2002
76. API 581 : “Base Resource Document on Risk Based Inspection” 2008
77. API 510 : “Pressure Vessel Inspection Code” 2006
78. API 570 : « Piping Inspection Code » 2003
79. API 653 : “Tank Inspection, Repair, Alteration et Reconstruction” 2008
80. API 579-1: “Recommended practice for Fitness-for-Service”, juin 2007
81. API 750 : « Management of Process Hazard », janvier 1990
82. The National Board of Boiler and pressure Vessel inspectors – National Board inspection Code – 2007 – part 2 : inspection

83. API standard 2510 – design and Construction of LPG Installations – May 2001
84. API publication 2510A – Fire protection Considerations for the Design and Operation of Liquefied Petroleum Gas (LPG) Storage facilities – December 1996

Références en Allemagne (réglementaires et règles techniques)

85. Störfall-Verordnung de juin 2005 (12th Ordinance on the Implementation of the Federal Immission Control Act (Major Accidents Ordinance – 12. BImSchV)) : transposition de la Directive Seveso II
86. Betriebssicherheitsverordnung - Ordinance on Industrial Safety and Health – BetrSichV – septembre 2002 (Ordinance concerning the protection of safety and health in the provision of work equipment and its use at work, concerning safety when operating installations subject to monitoring and concerning the organization of industrial safety and health at work).
87. TRB514 relatifs aux Règles techniques, réservoirs à pression - Contrôles périodiques
88. TRB515 relatif aux Règles techniques, réservoirs à pression - Contrôle dans des cas particuliers
89. TRR514 relatif aux contrôles périodiques sur les tuyauteries.
90. TRbF20 relatifs aux règles techniques applicables aux liquides inflammables - stockages
91. TRbF 50 relatif aux règles techniques applicables aux liquides inflammables – tuyauteries

Références aux Pays-Bas (réglementaires)

92. Warenwet besluit Drukapparatuur : il s'agit de la transposition de la Directive Equipement sous Pression
93. Praktijk Regels voor Drukapparatuur : précise les modalités des inspections des équipements sous pression
94. Arbeidsomstandighedenwet : il s'agit de la transposition de la Directive 89/391/CEE
95. PSG29 - Richtlijn voor bovengrondse opslag van brandbare vloeistoffen in verticale cilindrische tanks : octobre 2008 (Directive pour le stockage hors sol de liquides inflammables dans des réservoirs cylindriques verticaux)

Note : les documents indiqués en italique n'ont pas l'objet d'une analyse détaillée ou n'ont pas été étudiés dans ce rapport. Ils sont indiqués en vue d'éventuels approfondissements ultérieurs.

17. LISTE DES ANNEXES

Repère	Désignation précise	N°pages
A	Note de méthode BRTICP/2008-601/CBO – plans d’actions pour la maîtrise du vieillissement dans la prévention du risque technologique.	5
B	Note BRTICP/2009-46/OA - Contributions de l’INERIS pour le plan d’actions sur la maîtrise du vieillissement des installations industrielles à risques	6
C	Liste des différentes abréviations dans le domaine du suivi des équipements	2
D	Accidentologie : analyse statistique des accidents	8
E	Présentation de la réglementation et des guides professionnels en France	38
F	Présentation des pratiques de maîtrise du vieillissement en France	15
G	Présentation de la réglementation et des guides professionnels au Royaume-Uni.	29
H	Présentation de la réglementation et des guides professionnels aux USA	16
I	Présentation de la réglementation et des guides professionnels en Allemagne	6
J	Présentation de la réglementation et des guides professionnels aux Pays-Bas	5
K	Quelques principes de la méthode API RP 581 – Risk Based Inspection Technology	11
L	Présentation des méthodes Fitness For Service	3

ANNEXE A

**Note de méthode BRTICP/2008-601/CBO – plans
d'actions pour la maîtrise du vieillissement dans la
prévention du risque technologique.**



MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DE L'ÉNERGIE,
DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'AMÉNAGEMENT DU TERRITOIRE

Direction Générale de la
Prévention des Risques

Paris, le 12 décembre 2008

Service des Risques Technologiques

Note de méthode

Référence : BRTICP/2008-601/CBO

Objet : Plan d'actions pour la maîtrise du vieillissement dans la prévention du risque
technologique

Suite à des incidents et accidents survenus ces dernières années dans les installations industrielles françaises, aussi bien dans le domaine des canalisations de transport que dans le domaine des installations classées, dont une des causes pouvait être reliée à la thématique générale du vieillissement des installations, de leur maintenance et de leur surveillance, Jean-Louis Borloo et Nathalie Kosciusko-Morizet ont décidé de mettre en place un plan d'actions pour la maîtrise du vieillissement dans la prévention du risque technologique au cours de l'année 2009.

Ces réflexions se dérouleront concomitamment à la refonte des textes principaux fixant les prescriptions techniques applicables aux dépôts de liquides inflammables, secteur industriel concerné fortement par ces problématiques.

L'objet de la présente note est de fixer des éléments de méthode et de calendrier pour l'élaboration de ce plan.

Périmètre industriel concerné

S'agissant du périmètre sectoriel, de façon générale, l'ensemble des secteurs industriels peuvent être concernés. A ce titre, une à deux structures interprofessionnelles de représentation de l'industrie pourront participer aux échanges.

De façon plus spécifique, l'ensemble de la filière du pétrole et de ses produits dérivés ainsi que le secteur de la chimie sont plus prioritairement concernés par les sujets qui seront approfondis. Leurs représentants seront donc par ailleurs conviés à l'élaboration de ce plan.

Ressources, territoires et habitats
Énergie et climat
Développement durable
Prévention des risques
Infrastructures, transports et mar

**Présent
pour
l'avenir**

www.developpement-durable.gouv.fr

20, avenue de Ségur – 75007 Paris Tél. : 01.42.19.20.21

S'agissant du périmètre technique, 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 (à des fins de transport, de stockage, de process par exemple), 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 et à la maîtrise de la sécurité (contrôle-commande par exemple). Les points singuliers feront l'objet d'une attention particulièrement importante dans le cadre de ce travail.

Les thématiques traitées porteront plus particulièrement sur les équipements à durée de vie assez longue susceptibles de perdre leurs caractéristiques en terme de sécurité et de fonctionnement par rapport à ce que ces caractéristiques étaient lors de leur mise en service. Les thématiques concerneront moins les équipements fréquemment renouvelés ou l'obsolescence (mise en place d'une technologie à une période alors que d'autres technologies innovantes sont arrivées sur le marché entre temps) à l'exception des contrôles-commandes « IPS ».

Produits de sortie / composition de ce plan

Sans préjuger les résultats des échanges et groupes de travail mis en place, il est à attendre que la réflexion ainsi menée débouche en 2009 sur un ensemble comprenant :

- des guides de bonnes pratiques à établir,
- des engagements volontaires des différentes parties sur la mise en œuvre d'actions d'amélioration,
- des programmes d'inspections approfondies,
- des actions coup de poing de contrôle sur des cibles prioritaires, que ces actions soient menées par les exploitants sur leurs propres installations ou les corps d'inspection de l'Etat sur le parc industriel français,
- des actes réglementaires prescrivant des objectifs à atteindre et des moyens à mettre en œuvre sur la base des législations et outils réglementaires existants qui pourront amenés à être pris ou modifiés d'ici novembre 2009 pour décliner les actions décidées.

Personnes et organismes participant aux échanges

Au-delà des représentants du monde industriel et du ministère chargé du développement durable, des contributions seront demandées :

- aux établissements publics compétents sous la tutelle du ministère, notamment l'INERIS et l'IRSN,
- à des organismes compétents en matière de prévention du vieillissement dans le domaine du nucléaire,
- aux organismes habilités de contrôle des ESP,

- à des experts ou organismes reconnus, en fonction des aspects approfondis,
- aux services déconcentrés chargés de l'inspection des installations classées, du contrôle des canalisations et des équipements sous pression,
- au groupe de travail sur la stratégie d'analyse, d'évaluation et de maîtrise du risque technologique,
- à toute autre personne ou tout autre organisme dont il apparaîtra au ministère, au cours des débats, qu'il / elle est susceptible d'apporter une plus-value aux réflexions.

Calendrier des travaux

L'objectif final est de disposer du plan d'actions (et de projets de révision des textes sectoriels spécifiques aux liquides inflammables) pour l'automne 2009.

Les réflexions seront néanmoins organisées en plusieurs grandes phases qui s'articuleront selon des échéances qui pourront être celles du tableau suivant.

Par contribution, il est entendu et attendu : un exposé du diagnostic de la situation (le cas échéant basé sur des séries d'inspection ou de vérifications sur le terrain), des propositions d'amélioration de la situation pouvant inclure des échéanciers d'actions ou d'investissements, des propositions techniques, une analyse appuyée sur un argumentaire de l'intérêt ou de l'inutilité de certains concepts proposés à la réflexion ou tout autre apport aux échanges en lien avec les thématiques abordées. Les thèmes choisis pour les contributions ne préjugent bien entendu pas une quelconque pré-décision de l'administration quant à leur intégration / développement dans la réglementation et le plan vieillissement.

Echéance	Nature des contributions
30 janvier 2009	Remise par les industriels et leurs représentants de trois contributions portant sur les thèmes suivants : d'une part les pistes générales à creuser pour le plan vieillissement, et d'autre part de façon plus spécifique les propositions (par articles ou par thèmes) de modifications à apporter aux textes encadrant le stockage et la distribution des liquides inflammables (notamment arrêtés de 1972 et 1975 / RAEDHL, instruction technique de 1989...) et les résultats des actions menées sur les points singuliers des canalisations de transport en application de la circulaire du 15 septembre 2008 (ainsi que les anomalies éventuellement relevées).
9 février 2009	Début des échanges sur la base de la contribution ci-dessus des professions et de propositions de l'administration
13 février 2009	Remise par les industriels et leurs représentants d'une contribution sur le thème diagnostic initial et équipements d'intérêt prioritaire : détermination d'un « état zéro » du parc industriel français, diagnostic, proportionnalité aux enjeux, RBIs... Préparation par l'administration du bilan de l'action nationale coup de poing de l'inspection des installations classées sur les contrôles de fonds de bacs, cuvettes de rétention et tuyauteries d'usine.

2 mars 2009	Début des échanges sur la base de la contribution ci-dessus et de propositions de l'administration
27 mars 2009	Remise par les industriels et leurs représentants d'une contribution sur le thème de la surveillance et de l'inspection : fréquence de la surveillance et des contrôles (de routine ou d'arrêt périodique, pratiques actuelles et améliorations à mettre en place, le cas échéant en fonction de l'âge des installations), aspects techniques de ces contrôles (approfondissement, normes, standards, techniques, ré-épreuves,...), aspects humains de ces contrôles et notamment opportunité de la généralisation de services d'inspection et de maintenance sur chaque site ou de structures équivalentes sur tous les sites ou en inter-sites, etc. Cette contribution inclura les conclusions tirées de la réflexion sur l'acceptabilité des méthodes et des périodicités de contrôle des points singuliers en application de la circulaire du 15 septembre 2008 sur la sécurité des canalisations de transport
6 avril 2009	Début des échanges sur la base de la contribution ci-dessus et de propositions de l'administration
30 avril	Remise à monsieur le ministre d'Etat d'un <u>rapport d'étape</u> avec notamment les premières mesures opérationnelles, les premiers engagements notamment en terme de contrôles et les principaux axes appelés à former la structure du plan vieillissement finalisé
29 mai 2009	Remise par les industriels et leurs représentants d'une contribution sur le thème de la durée de vie maximale des équipements (incluant des aspects relatifs à l'obsolescence des équipements électroniques)
8 juin 2009	Début des échanges sur la base de la contribution ci-dessus et de propositions de l'administration
26 juin 2009	Remise par les organismes habilités (structurés au sein de l'AQUAP), l'INERIS et l'IRSN de leurs contributions sur les meilleures pratiques de maîtrise du vieillissement, en France et à l'étranger, dans les domaines relevant de la compétence de la Direction Générale de la Prévention des Risques ou dans d'autres domaines
29 juin 2009	Début des échanges sur la base des contributions ci-dessus
Été 2009 – septembre 2009	Poursuite des échanges sur tous les thèmes ayant fait l'objet d'une contribution ainsi que sur la refonte des textes sectoriels relatifs aux liquides inflammables
Octobre 2009	Finalisation du plan pour la maîtrise du vieillissement. Le cas échéant, communication du ministère
Novembre 2009	Passage des textes en conseils et commissions supérieures puis signature.



Les contributions des différents partenaires au cours des échanges pourront utilement être enrichies d'éléments de comparaisons avec les meilleures techniques à l'étranger, le retour d'expérience sur les incidents et accidents qui se sont produits en France.

Le directeur général de la prévention des risques,
Le directeur général de la prévention des risques
délégué aux risques majeurs
délégué aux risques majeurs

Laurent MICHEL
Laurent MICHEL

ANNEXE B

**Note BRTICP/2009-46/OA - Contributions de l'INERIS
pour le plan d'actions sur la maîtrise du vieillissement
des installations industrielles à risques**



MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DE L'ÉNERGIE,
DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'AMÉNAGEMENT DU TERRITOIRE

Direction Générale de la
Prévention des Risques

Paris, le

Service des Risques Technologiques
Sous-direction des risques accidentels
Bureau des risques technologiques et des
industries chimiques et pétrolières
Bureau de la sécurité des équipements
industriels

Référence : BRTICP/2009-46/OA

Affaire suivie par : Olivier ASTIER
Tél : 01 42 19 14 31 - Fax : 01 42 19 13 93
olivier.astier@developpement-durable.gouv.fr

Objet : Contributions de l'INERIS pour le plan d'actions sur la maîtrise du
vieillessement des installations industrielles à risques.

Monsieur le Directeur,

Par note du 12 décembre 2008 ci-joint, le directeur général de la prévention des risques a défini les objectifs du plan d'actions pour la maîtrise du vieillissement des installations industrielles dans la prévention du risque technologique à mettre en place au cours de l'année 2009.

A ce titre, l'INERIS est chargé de participer aux réflexions techniques et méthodologiques qui amèneront à la finalisation de ce plan d'actions pour l'automne 2009. En parallèle à cet appui technique, s'inscrivant notamment dans le cadre du groupe de travail dédié à la refonte de la réglementation relative au stockage et à la distribution des liquides inflammables, plusieurs contributions sur les meilleures pratiques de la maîtrise du vieillissement sont attendues de votre institut pour le 26 juin 2009.

Ces travaux ont été intégrés majoritairement au programme d'appui à l'administration DRA71. Ils se traduiront au travers de l'élaboration des documents suivants :

- une étude globale sur le vieillissement des installations industrielles et des canalisations de transport en s'appuyant sur un état des exigences réglementaires et normatives, en France et à l'étranger, en terme de maintenance, de contrôle et d'inspection des équipements et en terme de qualification des organismes réalisant ces contrôles,

INERIS – Monsieur Yann MACE
Direction des Risques Accidentels
BP 2 - Parc technologique Alata
60550 VERNEUIL-EN-HALATTE

PJ : Note de méthode du 12 décembre 2008 relative au plan d'actions pour la maîtrise du vieillissement dans la prévention du risque technologique.

Ressources, territoires et habitats
Énergie et climat
Développement durable
Prévention des risques
Infrastructures, transports et mer

**Présent
pour
l'avenir**

www.developpement-durable.gouv.fr

20, avenue de Ségur – 75007 Paris Tél. : 01.42.19.20.21

- deux benchmarks visant à mettre en évidence les règles et bonnes pratiques retenues dans la réglementation et des guides professionnels, français et étrangers, et les évolutions de ces pratiques en prenant en compte le retour d'expérience tiré des accidents marquants survenus ces dernières années. Ces benchmarks concerneront respectivement les stockages et les tuyauteries en raffinerie.

Au vu des échéances initialement fixées, il nous a paru utile d'apporter quelques éclaircissements afin d'affiner le contenu des axes de travail liés à l'atteinte des objectifs suscités. Ces éléments sont précisés en annexe à la présente note.

Nous vous informons par ailleurs que nous avons demandé aux services d'inspections des installations classées de vous accorder toute la disponibilité nécessaire à l'organisation d'éventuelles visites de terrain et de mettre à votre disposition les documents dont vous ferez la demande.

Au niveau national, des contacts pourront également être pris auprès des professionnels de la chimie et du pétrole membres des groupes de travail sectoriels (UFIP, UIC, USI, GESIP...), des établissements publics compétents tels que l'IRSN et des représentants des bureaux de la direction générale de prévention des risques traitant de risques technologiques.

Au niveau européen, nous vous invitons à prendre contact avec Madame Maureen Wood du Major Accident Hazards Bureau placé au sein de la Commission européenne afin d'obtenir les coordonnées des interlocuteurs des différents Etats-membres concernés.

Par ailleurs, Cédric Bourillet vous adressera prochainement un courrier similaire pour vous préciser le contenu des benchmarks sur les autres aspects que ceux relatifs au vieillissement.

Nous vous prions d'agréer, Monsieur le Directeur, nos sincères salutations.

Le chef du bureau de la sécurité
des équipements industriels

Stéphane NOEL

Le chef du bureau des risques
technologiques et des industries
chimiques et pétrolières

Cédric BOURILLET

- 2 / 6 -

Annexe relative aux contributions à la charge de l'INERIS dans le cadre de l'élaboration du plan d'actions vieillissement

1. Etude globale sur le vieillissement :

La note de méthode du 12 décembre 2008 prévoit pour le 26 juin 2009 la remise par l'INERIS de sa contribution sur les meilleures pratiques du vieillissement, en France et à l'étranger. La recherche des informations sur les pratiques étrangères s'orientera préférentiellement vers le Royaume-Uni, l'Allemagne, les Pays-Bas et les Etats-Unis¹. Les questions posées devront principalement porter sur :

- De façon générale, la politique adoptée par les administrations en charge de la prévention des risques technologiques pour tenir compte du vieillissement des installations industrielles (en matière de réglementation, d'inspection et d'échanges avec les industriels) avec notamment les aspects suivants :
 - la durée de vie maximale de certains équipements,
 - la gestion de l'obsolescence,
 - les pratiques en terme d'inspection en précisant la fréquence de la surveillance et des contrôles,
 - le recours à des services d'inspections et de maintenance, des experts ou des organismes privés reconnus. Une attention particulière sera portée sur le mode de reconnaissance et de financement de ces organismes.
- Les bonnes pratiques développées par les industriels en terme :
 - d'engagements volontaires,
 - d'inspection, de surveillance et de maintenance,
 - de la gestion de l'obsolescence des équipements (notamment électriques et électroniques),
 - de la prise en compte éventuelle de la durée de vie des équipements, que ce soit au moment de leur mise en service (données de conception) ou en phase d'exploitation en fonction des modes de dégradation auxquels ils peuvent être soumis,
 - de normes de référence.

¹ Les renseignements concernant ces pays peuvent être recueillis au travers de la lecture des textes réglementaires ou des documents normatifs, de contacts au sein du réseau EU-VRI ou de tout autre mode de recueil d'information.

Le périmètre de cette étude se concentrera sur les tuyauteries d'usine, les canalisations de transport, les automates programmables et les capacités de stockage. Les installations et équipements de process (colonne de distillation, réacteurs, etc.) ne seront donc pas pris en compte dans cette étude compte tenu des délais impartis.

Un point particulier concernant les équipements difficilement inspectables devra être abordé, notamment quand une inspection intérieure n'est pas envisageable (cas des réservoirs cryogéniques d'ammoniac à pression atmosphérique).

Par ailleurs, vous étudierez dans quelle mesure les pays cités précédemment ont mis en place des systèmes de surveillance ou de protection (confinement, détection...) ayant pour but de compenser les effets du vieillissement de l'installation en cas d'avarie ou d'accident.

2. Benchmarks sur les raffineries :

Les réflexions concernant la thématique générale du vieillissement des installations, de leur maintenance et de leur surveillance, se dérouleront concomitamment à la refonte des textes principaux encadrant le stockage et la distribution des liquides inflammables. Ainsi, la réalisation de deux actions de benchmark relatives aux capacités de stockage et aux tuyauteries de raffinerie a été lancée début 2009.

Au même titre que l'étude globale sur la maîtrise du vieillissement, les travaux conduiront à identifier les méthodes d'identification et de prise en compte du facteur temps sur ces installations en comparant les méthodes d'analyse, de surveillance, d'inspection et de maintenance telles qu'elles sont décrites dans les réglementations et les guides ou normes, en France et à l'étranger.

Au vu des différentes échéances de remise de ces deux études (proposition de canevas du rapport pour fin mars 2009, projet de rapport pour le 26 juin 2009 et rapport final pour fin novembre 2009), je vous propose d'en limiter le périmètre d'étude selon les critères suivants :

- Communs aux deux benchmarks :
 - Substances concernées : toxiques et inflammables, sous forme liquide, gazeuse ou de gaz liquéfié. Pour les substances toxiques, l'attention sera portée sur l'acide fluorhydrique et l'hydrogène sulfuré. Concernant les liquides inflammables, seuls les produits généralement présents en dépôt seront pris en compte, à savoir, les essences, les gazoles (comprenant les FOD) et l'éthanol. Enfin, concernant les gaz inflammables liquéfiés, les études se limiteront au butane et au propane.

- 4 / 6 -

- Modalités de ré-épreuve, contrôle (destructif et non destructif), inspection et requalification périodiques des équipements et de leurs accessoires (ex : périodicités fixées à 5 et 10 ans pour les ESP).
 - Modalités d'examen des accessoires de sécurité et des accessoires sous pression selon des dispositions comparables à celles des équipements auxquels ils sont attachés ou spécifiques à la famille d'accessoires (ex : vannes, indicateurs de niveaux...).
 - Prise en compte des mécanismes de dégradation des équipements comme la corrosion (humide, chimique ou à haute température) ou les divers modes de dégradations mécaniques ou métallurgiques.
 - Comparatif des plans d'inspection mis en œuvre et des requalifications découlant des études de criticité, le cas échéant, avec prise en compte du retour d'expérience sur chaque type d'équipement (accidentologie notamment), des dérives des conditions de service maximales admissibles et des anomalies relevées sur le terrain.
 - Mode de reconnaissance des services d'inspection interne ou des organismes extérieurs équivalents (périodicité de renouvellement de l'habilitation ou de l'agrément).
- Spécifiques au benchmark « stockage » :
 - Type de réservoirs concernés : réservoirs aériens métalliques en priorité (comprenant l'ensemble des points singuliers cités ci-dessous). Les réservoirs enterrés pourront être traités si le temps disponible le permet.
 - Périodicité des contrôles au niveau des points singuliers constituant les zones de dégradation les plus probables (pied des piquages et des supports, zones de concentration d'impuretés, purges, bras mort...)².
 - Modalités de requalifications périodiques.
 - Spécifiques au benchmark « tuyauteries » :
 - Type de tuyauteries concernées : tuyauteries aériennes en acier en priorité (comprenant l'ensemble des points singuliers cités ci-dessous), réglementées ou non. Les tuyauteries en composites ou en fonte et les tuyauteries non aériennes pourront être traitées si le temps disponible le permet.
 - Périodicité des contrôles au niveau des points singuliers et des discontinuités constituant les points faibles des tuyauteries (supports et

² Par exemple, dans l'industrie pétrolière française, certaines mesures d'épaisseur des tôles sont réalisées au maximum tous les 5 ans, voire tous les 3 ans suivant le type de dégradation observée lors d'un contrôle précédent.

butées, zones de rétention sous calorifuge, piquages, purges, bras mort...).

- Modalités de requalifications périodiques.

ANNEXE C

Liste des différentes abréviations dans le domaine du suivi des équipements

Le tableau ci-dessous présente les différentes abréviations usuellement rencontrés dans le domaine du suivi des équipements (liste non exhaustive).

ACFM	Alternating Current Field Measurement
ACOP	Approved Code Of Practice
AFIAP	Association française des ingénieurs en appareils à pression
AFNOR	Agence Française de Normalisation
APAVE	Association des Propriétaires d'Appareils à Vapeur et Electriques
API	American Petroleum Institute
APITI	Association pour la Promotion de l'Inspection Technique chez les Industriels
AQUAP	Association pour la qualité des appareils à pression
ARIA	Analyse, Recherche et Information sur les Accidents
ASAP	Association Spécialisée dans les Appareils à Pression. Elle regroupe l'Institut de Soudure, SGS, SOCOTEC et NORISKO
AUBT	Attenuation Ultrasonic Backscattering Technique
BARPI	Bureau d'Analyse des Risques et Pollutions Industrielles du Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire
BRTICP	Bureau des Risques Technologiques et des Industries Chimiques et Pétrolières
BS	British Standards
BSEI	Bureau de la Sécurité des Equipements Industriels
BV	Bureau Veritas
CCAP	Commission Centrale des Appareils à Pression
CE	Communauté Européenne
CEN	Comité Européen de Normalisation
CETIM	Centre Technique des Industries Mécaniques
CFBP	Comité français du butane et du propane
CLAP	Comité de Liaison des Appareils à Pression
CND	Contrôles Non Destructifs

COCL	Conditions Opératoires Critiques Limites
CODAP	Code de construction Des Appareils sous Pression non soumis à l'action de la flamme
CORMAT	Code de Construction des Récipients sous Pression intérieur ou extérieur non soumis à l'action de la flamme
COVAP	Code de Construction des. Générateurs de VAPEur, d'eau. surchauffée et à Fluides thermiques
CTNIIC	Comité technique national de l'inspection dans l'industrie chimique
CTP	Cahier Technique Professionnel
DESP	Directive des Equipements Sous Pression (97/23/CE)
DM-T/P	Décision Ministérielle Technique Pression
EEMUA	Engineering Equipment and materials Users' Association. Created in 1983, this association includes leading national and multinational companies in the petroleum, gas, chemical and energy industries and engineering contractors that act on behalf of these companies. It includes ABB Engiennering Services, AstraZEneca, BASF, BP, Chevron, ConocoPhillips, Dow Corning, TOTAL, etc...
EPERC	European Pressure Equipment Council
ESP	Equipement sous pression
ESS	ESP ainsi que tout autre équipement sous pression soumis à une surveillance volontaire de la part de l'exploitant (cas de la surveillance par un SIR)
FITNET	European FITness for Service NETwork
GAPAVE	Groupement des APAVE
GEMER	Groupement d'Etude des Matériaux en Raffinerie
GESIP	Groupement d'Etude de la Sécurité dans les Industries Pétrolières
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié
GT	Groupe de Travail
GTP	Groupe de travail Pression
HSE	Health and Safety Executive
IFP	Institut Français du Pétrole
ImechE	Institution of Mechanical Engineers
INERIS	Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques

IS	Institut de soudure
LPGA	LP Gas Association
MEEDDAT	Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire.
NACE	National Association of Corrosion Engineers
NF EN	Norme Française et européenne
PSSR 2000	Pressure System Safety Regulations
RBI	Risk-Based Inspection
SIR	Service Inspection Reconnu
SNCT	Syndicat National de la Chaudronnerie, de la Tôlerie et de la Tuyauterie Industrielle
TOFD	Time Of Flight Diffraction
UFIP	Union Française des Industries Pétrolières
UIC	Union des industries chimiques

ANNEXE D

Accidentologie : analyse statistique des accidents

Cette annexe présente de manière statistique, sur la base des accidents enregistrés par la base ARIA du BARPI, les accidents en lien avec le vieillissement des installations (www.aria.ecologie.gouv.fr).

Pour réaliser cette étude, la recherche n'a pas été effectuée sur le terme vieillissement, trop générique pour donner des résultats, mais sur deux mots :

Corrosion : plus de 250 accidents sont enregistrés entre 1973 et fin 2008 en France ou à l'étranger ;

Fatigue : moins de 25 accidents sont recensés entre 1973 et fin 2008.

1. PRESENTATION GENERALE DES ACCIDENTS EN LIEN AVEC LA CORROSION

La base ARIA du BARPI recense plus de 250 accidents ayant un lien avec des phénomènes de corrosion entre 1973 et fin 2008, en France ou à l'étranger.

Le nombre d'accidents recensés avant 1999 est peu important ; faisant l'hypothèse que les accidents avant 1999 et les accidents à l'étranger ne sont pas renseignés de manière aussi systématique que les accidents en France après 1999, nous retenons la **période 1999- 2008 comme période d'observation**.

Après avoir écarté des accidents pour lesquels la corrosion n'apparaît pas directement comme une cause d'accident, le nombre d'accidents en lien avec des **phénomènes de corrosion est de 117 accidents en France sur ces 10 dernières années**.

Les accidents ont été répartis par secteur d'activité :

Raffinerie (14 accidents) ;

Dépôts pétroliers (14 accidents) ; les accidents concernant les canalisations de liaison entre les appontements et les dépôts sont incluses dans cette rubrique ;

Chimie (52 accidents) ;

Production de gaz (gaz naturel ou gaz de pétrole liquéfié) (4 accidents) ;

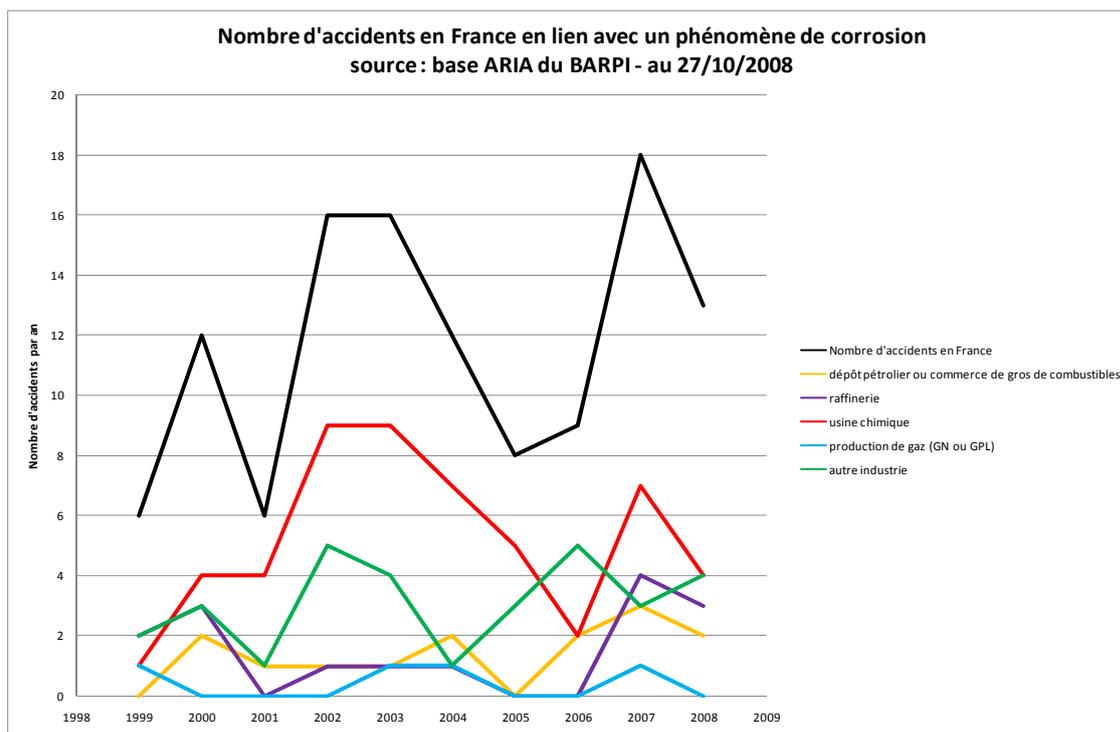
Autres : ce groupe rassemble les autres installations classées (agroalimentaires, pipeline...) (31 accidents).

Cette analyse représente une **analyse statistique** des accidents en France sur les 10 dernières années. Les accidents notables en raffineries, en France comme à l'étranger, seront développés dans les rapports relatifs aux raffineries.

Les informations contenues dans ce chapitre proviennent, sauf mention contraire, de la base d'accidentologie ARIA du BARPI¹.

La répartition par année par secteur d'activité est présentée page suivante.

¹ Base accessible au www.aria.ecologie.gouv.fr



1.1 ACCIDENTS RECENSES EN DEPOTS PETROLIERS

Sur les 14 accidents qui se sont produits en dépôts pétroliers sur les 10 dernières années.

- 9 concernent les canalisations ;
- 5 concernent des bacs et les cuves de stockage et/ou les organes associés.

1.1.1 CANALISATIONS

Les causes identifiées pour les ruptures de canalisations sont :

- **Pour les canalisations aériennes (en acier) :**
 - **Corrosion externe** sur la canalisation elle-même, due généralement à des défauts de revêtement externe :
 - Corrosion externe importante notamment le long des supports ; le revêtement externe de la canalisation est peu adapté par rapport à l'action corrosive marine, le frottement des navires, etc (réf. 34990) ;
 - corrosion externe localisée sur un cordon de soudure due à un défaut de revêtement externe (réf. 33128) ;
 - corrosion due à un défaut de revêtement externe suite à des travaux (réf. 22833) ;
 - corrosion au passage d'un merlon (réf. 31370) ;
 - **Corrosion d'une suspente métallique** qui soutenait la canalisation, elle-même corrodée et non vidangée (canalisation à l'arrêt) (réf 22730) ;
 - **Corrosion interne dans un cas** : détérioration de la canalisation probable lors du remplissage en eau du bac, en fin de travaux d'inspection ; corrosion de la tuyauterie pourtant équipée de protections (revêtement intérieur et extérieur, protection cathodique) et qui avait été remplacée en 1997 (réf. 28247) ;

- **Pour les canalisations enterrées**, la corrosion serait responsable mais peu d'informations sont disponibles (réf. 34368, 26978, 25385).

Dans tous les cas, les accidents ont entraîné des pollutions (des rivières, des réseaux ou du sol), atténuées parfois par l'existence de cuvettes de rétention qui ont assuré leur fonction. Les quantités d'hydrocarbures rejetés (essence, fioul, pétrole) sont généralement faibles (échelle Q1 de l'échelle BARPI) sauf dans un cas (rejet proche de 1000 m³ pour une canalisation de vidange).

Il n'y a pas d'informations disponibles quant à la taille des brèches sur les canalisations.

1.1.2 BACS ET CUVES DE STOCKAGE

Les fuites identifiées sur les bacs de stockage concernent le **pétrole brut**.

L'accident le plus notable concerne celui d'**Ambès**, avec la **rupture du fond de bac** (sur 1/8^{ème} de la surface de la tôle) qui entraîne un rejet massif de pétrole brut. La cuvette résiste à l'effet de vague. Cependant 2000 m³ de pétrole passent au dessus de la cuvette, ce qui engendre une forte pollution des sols et des nappes phréatiques, avec impact sur le fleuve (réf. 32675 en janvier 2007). 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 %.

Selon les informations issues du SPPPI « Presqu'île d'Ambès »², après l'accident, il est recommandé un renforcement des procédures de contrôle de suivi des réservoirs avec :

- Contrôle acoustique des fonds de réservoirs, bacs pleins ;
- Fréquence et type de contrôle géométrique des réservoirs (verticalité, rotondité, conicité, gîte, tassement différentiel...);
- Création d'un outil de pilotage de l'intégrité des bacs (100 bacs concernés) avec détermination des paramètres et définition des seuils d'alerte pour le suivi ;
- Assise des bacs doit être suivie. Méthode « sismique » en cours d'évaluation. L'utilisation de méthode soniques (sonar) est envisagée ;
- Un contrôle visuel de tous les bacs, y compris ceux sans activité à effectuer.

Un autre accident (réf. 32443) concerne une **corrosion des tôles de fond de bacs**. Celles-ci n'étaient contrôlées qu'à l'occasion de visites décennales contrairement aux recommandations de la société mère. Le produit stocké contient de l'eau salée et les agitateurs destinés à éviter ce phénomène de corrosion étaient parfois défaillants. Une fuite se produit.

Des autres accidents concernent des cuves de **fioul** (réf. 19347 et 17255) pour lesquelles des corrosions en partie basse de cuve sont notées (dans un cas dues à une mauvaise conception du calorifuge et par la vétusté de la cuve). A noter un autre cas où la corrosion du pot de purge du bac (percé sur 1,5 mm de diamètre) a entraîné une fuite de fioul (réf. 34249).

Note : la base ARIA n'identifie pas d'autres accidents en France postérieurs à 1999 dans des dépôts.

² Source : Relevé des conclusions de la réunion du SPPPI de la Presqu'île d'Ambès du 17 octobre 2007 – document disponible sur internet.

1.2 ACCIDENTS RECENSES EN RAFFINERIE

Sur les 15 accidents qui se sont produits en dépôts pétroliers sur les 10 dernières années.

9 concernent les canalisations ;

2 concernent des bacs et les cuves de stockage ;

4 concernent d'autres équipements (échangeurs, réacteurs...).

1.2.1 CANALISATIONS

9 accidents concernent les tuyauteries en raffinerie entre 1999 et 2008.

Les causes identifiées pour les ruptures de canalisations sont :

- Pour les canalisations aériennes (en acier) :
 - **Corrosion externe** sur la canalisation elle-même :
 - Corrosion sous calorifuge suite à un écoulement d'eau depuis une canalisation d'eau située au dessus de la canalisation (réf. 34351) ;
 - Corrosion sur une canalisation située en hauteur conduisant à une rupture franche de la canalisation (8") au niveau du supportage ; cette corrosion est due à un ruissellement d'eau venant des structures supérieures a permis une accumulation d'eau qui a déformé le calorifuge (réf. 33071) ;
 - Corrosion sur une ligne de torche en 14" conduisant à une fuite et à un incendie (réf. 33638) ;
 - **Corrosion interne** : une fuite d'essence sur une ligne d'alimentation de camions longeant le site est due à une corrosion interne (réf. 33098) ; une corrosion interne le long d'une soudure, au refoulement d'un compresseur, entraine une rupture de la canalisation 8" de GPL (réf. 19538).
- **Pour les canalisations enterrées ou en fourreau**, la corrosion serait responsable d'une fuite sur une canalisation enterrée en fourreau (réf. 25346 ; réf 35402) ; l'absence de lit de sable autour de la canalisation enterrée aurait entraîné sa corrosion (réf. 23175) ; le collage d'une demi-coquille sur une tuyauterie dans une tranchée a entraîné une corrosion accélérée conduisant à une fuite d'essence (réf. 19522) ;

Les pertes de confinement ont entraîné des pollutions (des rivières, des réseaux ou du sol) mais aussi des explosions et des incendies. Les quantités d'hydrocarbures rejetés (essence, fioul, pétrole, GPL) sont généralement faibles (échelle Q1 ou Q2 de l'échelle BARPI) mais peuvent aussi être très importantes en l'absence de détection rapide de la fuite (réf. 34351).

Il n'y a pas systématiquement d'informations disponibles sur les tailles de brèche, mais une taille de brèche de 16 cm² est notée pour l'accident réf. 34351. Deux ruptures franches sur des tuyauteries 8" sont observées (réf. 33071, réf. 19538).

Parfois, une perte d'épaisseur locale avait été préalablement observée mais des modifications des conditions opératoires (montée en pression) ont pu expliquer la perte de confinement (réf. 33368).

1.2.2 BACS DE STOCKAGE

2 accidents concernent les bacs de stockage en raffinerie.

Il s'agit de phénomène de **corrosion externe** au niveau du toit flottant, entraînant un déversement d'hydrocarbure (réf. 34360), et de **corrosion interne par absence de revêtement interne** anti-corrosion sur un bac de pétrole brut HTS (réf. 33077).

1.3 ACCIDENTS RECENSES DANS DES SITES CHIMIQUES

Près de 50 accidents ont été enregistrés dans la base ARIA réparties en une vingtaine d'accidents sur des canalisations et une trentaine sur d'autres équipements.

1.3.1 CANALISATIONS

Les accidents relatifs aux canalisations peuvent être classés en quatre catégories :

- **Perte de confinement de la canalisation aérienne elle-même**, du fait d'état de corrosion sur cette canalisation. Par exemple :
 - Corrosion sur soudure longitudinale (réf. 34007 – gaz nitrique), corrosion ayant entraîné un petit trou (réf. 31094 – phosgène), corrosion au niveau d'un coude sur une canalisation d'acide sulfurique reliant un stockage à la ligne de déminéralisation d'eau (réf. 21783) ; une canalisation d'hydrogène présente une fissure de 30 mm due à une corrosion/érosion et des contraintes dues à un supportage insuffisant qui ont fragilisé le coude (réf. 21196) ; corrosion interne a priori provoquée par les sulfures et externe sous le calorifuge sur une canalisation de sulfure d'hydrogène en aval du ballon de torche d'un vapocraqueur (réf. 23065) ;
 - **Corrosion interne explicite** : corrosion en partie basse de canalisation, dans une zone de dépôts de sédiments (réf. 30852 – sulfure d'hydrogène) ; corrosion sur une tuyauterie entre un réservoir d'acide sulfurique et sa vanne de pied par fente en bordure d'un cordon de soudure (réf. 22571) ; corrosion interne d'une tuyauterie d'azote, probablement due à une condensation acide à proximité de la paroi d'un four de pyrolyse (réf. 35264) ;
 - **Corrosion externe explicite** : corrosion externe sur une canalisation de transport de fioul (réf. 24164) ; corrosion sur une canalisation calorifugée de chlorure de méthyle due à une corrosion galvanique cuivre / acier (traçage par un tube en cuivre fissuré) (réf. 23898) ; corrosion sur une canalisation de H₂S à 20 cm de sa sortie de terre à la limite de l'arrêt du revêtement en brai de houille destiné à assurer la protection passive (réf. 35293) ; corrosion sur une tuyauterie 4" de propylène conduisant à une brèche de 50 mm par 20 mm, due à une égoutture de glace fondante venant de la tuyauterie d'éthylène réfrigérée passant au dessus (réf. 35146) ; .
- **Perte de confinement sur une canalisation enterrée** : une corrosion de la canalisation, à son entrée dans le sol, serait à l'origine de la rupture. Cette corrosion pourrait être due à un décollement du revêtement étanche de protection à la suite d'un défaut de pose, à la présence d'ions chlorure dans le sol (sel de déneigement ?), à un défaut de protection cathodique détecté plusieurs mois après son endommagement par un orage (réf. 27937). Un autre accident plus ancien concerne une tuyauterie d'éthylène avec fuite par corrosion électrochimique entre une portion aérienne et une portion enterrée protégée par fourreau (réf. 3325). A noter qu'une corrosion externe sur une tuyauterie de transfert de chlorure d'hydrogène entre deux sites a été due à une infiltration d'eau entre la canalisation et des retouches de peinture (réf. 35286) ;
- **Perte de confinement sur la canalisation liée à une dégradation des supports** : chute d'une chaise de support de canalisation en tête de colonne due à une corrosion humide et lente dans les points de stagnation de l'eau, comme dans les trous de boulon et les lumières existantes des fers de fixation de la chaise (due aux dérivés soufrés contenus dans les fumées de la cheminée du four de l'unité aromatique) (réf. 26370).

- **Perte de confinement sur des éléments de la canalisation** (vanne et joint) : sur une tuyauterie d'acide chlorhydrique, corrosion rapide de la boulonnerie et fuite probable au niveau du joint en PTFE expansé (réf. 25477) ; corrosion sur des joints métalliques sur une vanne de sectionnement d'acide nitrique par inadaptation du joint (réf. 33311) ; fuite sur une vanne de by-pass d'un condenseur sur une ligne de carbamate d'ammonium. Le robinet du by-pass s'est désolidarisé de sa bride de connexion sur la canalisation entraînant la déchirure de la tubulure. Le démontage du by-pass accidenté a montré que la bride vissée portait anormalement sur l'épaulement de la bride à collerette de la canalisation. Le carbamate d'ammonium a donc été en contact avec la bride vissée, en acier au carbone, provoquant sa corrosion puis la rupture de l'assemblage robinet / bride (réf. 29603) ;

On note que pour certains accidents, des contrôles avaient eu au préalable et avaient permis de détecter des pertes d'épaisseur. Le maintien du fonctionnement de la ligne avait cependant été décidé pour un temps donné, des travaux devant ensuite avoir lieu (réf. 34007).

Les tuyauteries concernées sont aussi bien des tuyauteries sous pression que des tuyauteries n'entrant pas dans le champ des équipements sous pression.

Parfois c'est une opération de remise en service qui a favorisé la corrosion acide à la suite d'une entrée d'eau accidentelle lors de la remise en service de l'installation, suivie d'une érosion (réf. 4788).

.Les tailles de fuite sont généralement petites, avec des conséquences moindres (épandage, formation de nuage) mais parfois si des effets dominos sont possibles, une aggravation des conséquences est notée (réf. 3325). Concernant les tailles de brèche par corrosion, peu d'informations sont disponibles (dans un cas, diamètre de 1 pouce, une autre fois fissure de 30 mm sur tuyauterie de diamètre DN50).

Les conséquences restent très liées aux rétentions et réseaux de collecte mis en œuvre et aux possibilités d'isolement sur détection de fuite.

1.3.2 BACS DE STOCKAGE, CUVES ET AUTRES INSTALLATIONS

Les équipements concernés par des pertes de confinement sont :

- **Les bacs de stockage** : effondrement d'un bac vertical (mélange d'acide sulfurique et lactame) du à une **fatigue** dû à des cycles de remplissage et l'utilisation d'une résine isophthalique dont la résistance à l'acide est limitée (réf. 32538) ; fuite d'acide chlorhydrique sur un bac due à une corrosion sur bac par **dégradation d'un revêtement** en ébonite sur un bac de stockage en acier (réf 33341) ; Corrosion sur la tubulure d'un bac de soufre, liée peut-être à une légère augmentation de température du soufre du bac, accompagnée d'une accélération du dispositif de maintien en température ("tourne-en-rond"), à réception d'un navire (réf 24550) ; corrosion par de l'acide faible sur un bac d'acide sulfurique entraînant suite à une entrée d'hydrogène, une explosion et une ouverture du dôme (réf. 31082) ;
- **D'autres équipements** (liste non exhaustive) :
 - **Chaudières et/ou four** : de l'érosion est responsable de corrosion sur des tubes d'une chaudière (partie échangeur vapeurs soufrés et vapeur d'eau) (réf. 33438) ; de la corrosion sur un tube de four de dichloroéthane (réf 33096) ;
 - **Chute d'une cheminée** : de la corrosion en milieu humide conduit à la chute d'une cheminée normalement pas utilisée (donc froide) par fuite de Chlorure d'hydrogène au niveau de l'obturateur (réf. 34623) ;
 - **Corrosion sur différents équipements tels que pompe - pompe de recirculation** d'H₂SO₄ entraînant la séparation de la turbine et du corps (réf. 27584) ; **tels que filtres d'huile** : corrosion électrochimique (réf. 20305) ;
 - Percement de **tubes sur échangeur** solvant/phosgène ;

- **Réacteur** : une explosion se produit du à un mélange dichlorométhane / hydrogène (résultant d'une corrosion acide d'une surface métallique non protégée) enrichi en oxygène du fait des multiples dégazages ; fuite par corrosion sur un piquage d'une sonde débitométrique à intrusion, en partie basse de la jambe du réacteur de dinitration (réf. 32733) ;
- **Colonne de purification** d'acide chlorhydrique (réf. 25481) ;
- **Etc...**

Les conséquences sont variables (pollution, nuage toxique, incendie, explosion...) en fonction des substances.

1.4 CONCLUSION

Sur les 10 dernières années, les accidents en France en lien direct avec un phénomène de corrosion, sont de moins de 120.

Ils concernent pour **plus de la moitié d'entre eux des tuyauteries.**

Les causes de corrosion sur les tuyauteries peuvent être :

- **interne** (substance corrosive et défaut de revêtement, érosion dans coude par exemple ou au refoulement de compresseur, dépôt en partie basse...) ;
- **externe**. Plusieurs cas se rencontrent :
 - égouttures depuis une canalisation située au dessus ;
 - égouttures via des supports (racks ou support de tuyauteries) ;
 - défaut de revêtement (par usure ou travaux) ;
 - corrosion sous calorifuge ;
 - corrosion sous peinture (raccord de peinture) ;
 - contraintes dues à un mauvais supportage ;
 - corrosion sur des éléments de la tuyauterie (brides, vannes...) ;
 - corrosion par défaut de protection passive dans le cas de tuyauteries enterrées.

Un facteur aggravant pour la probabilité d'occurrence de ces accidents concerne les **difficultés éventuelles d'accès aux tuyauteries pour en contrôler l'état** (tuyauteries enterrées ou en fourreau, tuyauteries en hauteur sur des racks, tuyauteries calorifugées...) et la **longueur importante sur les sites** (ou entre sites) qui en rend le suivi difficile.

On note que les fuites se situent souvent au niveau des soudures.

Les accidents sur les bacs et cuves sont beaucoup moins nombreux (une dizaine).

Les causes semblent être le plus souvent des phénomènes de **corrosion interne par défaut ou absence de revêtement interne.**

On constate que sur les secteurs d'activité étudiés, les défaillances sur les bacs ont concerné des bacs de **pétrole brut** et le **gas-oil**. Parfois des inspections avaient eu lieu préalablement mais des incidents ont pu quand même se produire. Sur les sites chimiques, les bacs concernés sont des **bacs d'acide**.

2. PRESENTATION GENERALE DES ACCIDENTS EN LIEN AVEC LA FATIGUE

Moins de 25 accidents sont recensés dans la base ARIA entre 1973 et fin 2008. Après extraction des accidents à l'étranger, il reste 10 accidents en France liés à la fatigue et concernant des installations fixes.

Les équipements concernés sont :

- **Des réservoirs** (fissuration par fatigue sur un bac d'acide sulfurique sans lien avec la corrosion) (réf. 34968), rupture d'un piquage 1" sur un ballon de refoulement de compresseur par fissuration progressive suite aux vibrations (réf. 32611) ; fatigue d'un réservoir suite à des cycles de remplissage / vidange successifs entraînant sa fissuration (réf 32538) ; rupture différée (par fatigue statique) d'un réservoir par fragilisation de l'acier sous l'effet de l'hydrogène – réf. 437) ;
- **Des tuyauteries** : rupture d'un piquage par vibration suite au non renforcement de la soudure sur une ligne de refoulement de pompe) (réf. 32705), rupture d'une tuyauterie de purge de petit diamètre suite à des vibrations successives (réf 32589), rupture d'un piquage en lien avec de la vibration – réf. 26516), fissuration légère par fatigue en bordure d'un cordon de soudure dans une zone de concentrations de contraintes (présence notamment de vibrations) – réf 7910 ;
- **Des dispositifs de sécurité** (ouverture avant d'atteindre sa pression d'ouverture de disques de rupture sur des réacteurs sans doute à cause de leur fatigue – réf 24122 et réf 21380 ; rupture d'une goupille de sécurité sur des groupes électrogènes- réf 17164.

ANNEXE E

Présentation de la réglementation et des guides professionnels en France

1. POLITIQUES DE SUIVI DES EQUIPEMENTS SOUS PRESSION

Ce chapitre présente les politiques de suivi pour les équipements sous pression en France. Il comprend :

- une présentation des principes de contrôle et de suivi en service tels qu'imposés par la réglementation et proposés dans différents guides professionnels et normes ;
- les principes des plans d'inspection ;
- des notions sur la durée de vie ;
- un rappel des exigences relatives aux qualifications des personnes ;
- une présentation de quelques textes spécifiques au GPL.

1.1 REGLEMENTATION ACTUELLE

1.1.1 DEFINITIONS RELATIVES AUX EQUIPEMENTS SOUS PRESSION

Les équipements sous pression inclut non seulement les appareils mais aussi les tuyauteries, les accessoires sous pression (robinetterie..) et les accessoires de sécurité (soupapes, alarme de niveau bas...). Les seuils de soumission aux différents textes dépendent des conditions $P_{service} - P_s.V$ (variable selon le type d'équipement et la nature de la substance).

Les définitions suivantes sont données dans le décret du 13 décembre 1999:

- **"Equipements sous pression"** : les récipients, tuyauteries, accessoires de sécurité et accessoires sous pression.
Sont, le cas échéant, considérés comme faisant partie des équipements sous pression les éléments attachés aux parties sous pression, tels que les brides, piquages, raccords, supports, pattes de levage, etc...
- **"Récipient"** : une enveloppe conçue et construite pour contenir des fluides sous pression, y compris les éléments qui y sont directement attachés jusqu'au dispositif prévu pour le raccordement avec d'autres équipements. Un récipient peut comporter un ou plusieurs compartiments;
- **"Tuyauteries"** : des composants de **canalisation**, destinés au transport des fluides, lorsqu'ils sont raccordés en vue d'être intégrés dans un système sous pression. Les tuyauteries comprennent notamment un tuyau ou un ensemble de tuyaux, le tubage, les accessoires de tuyauterie, les **joints** d'expansion, les **flexibles** ou, le cas échéant, d'autres composants résistant à la pression. Les **échangeurs** thermiques constitués de tuyaux et destinés au refroidissement ou au réchauffement de l'**air** sont assimilés aux tuyauteries;
- **"Accessoires de sécurité"** : 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,
 - 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".
- **"Accessoires sous pression"** : des dispositifs jouant un rôle opérationnel et dont l'enveloppe est soumise à pression.

1.1.2 GROUPES DE SUBSTANCES

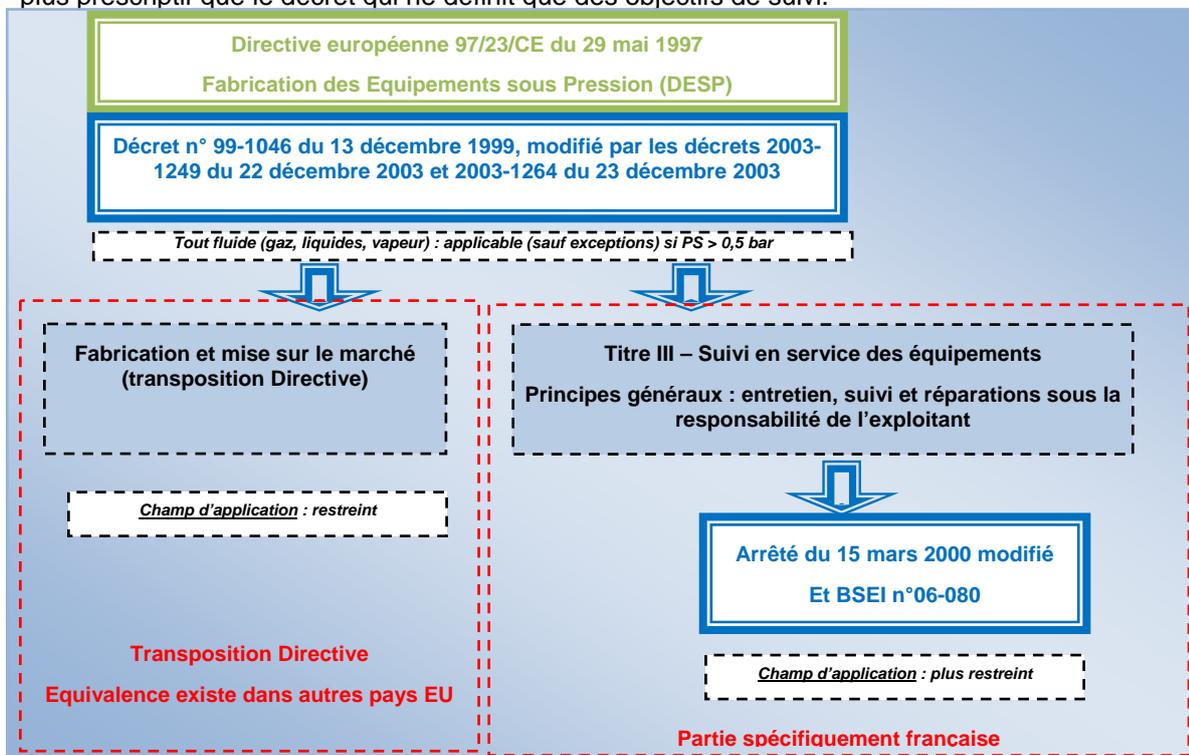
Les préconisations relatives aux contrôles des équipements sous pression peuvent dépendre de la nature de la substance qu'ils contiennent. Ainsi deux grandes classes sont définies :

- Le **groupe 1** comprend ceux des fluides considérés comme dangereux au sens de l'article R. 4411-6 du code du travail appartenant aux catégories suivantes :
 - Explosibles ;
 - Combustibles ;
 - extrêmement inflammables ;
 - facilement inflammables (point d'éclair très bas) ;
 - inflammables (point d'éclair bas) ;
 - très toxiques ;
 - toxiques.
- Le **groupe 2** comprend tous les autres fluides qui ne sont pas mentionnés au a ci-dessus.

1.1.3 PRINCIPAUX TEXTES REGLEMENTAIRES EN FRANCE

Il existe au niveau européen un cadre réglementaire définissant des exigences vis-à-vis de la conception et de la fabrication des équipements sous pression (Directive européenne des équipements sous pression (DESP)). Mais elle ne traite pas de l'exploitation des ESP. **Il n'existe pas à ce jour d'équivalent concernant le suivi des équipements en service³.**

La Directive a fait l'objet de transpositions dans les pays membres de l'UE et parfois des **exigences relatives au suivi des équipements ont été ajoutées dans les transpositions nationales. C'est notamment le cas de la France.** Le suivi en service des équipements sous pression est réglementé en France par le décret du **13 décembre 1999**^[Erreur ! Source du renvoi introuvable.], (transposition de la Directive Equipement sous pression comportant un volet suivi en service) et **l'arrêté du 15 mars 2000**^[19], ce dernier ayant un domaine d'application plus restreint mais qui est plus prescriptif que le décret qui ne définit que des objectifs de suivi.



³ Des réflexions sont en cours au niveau du GTP (Groupe de Travail Pression) pour l'Europe afin de définir un cadre européen commun pour l'exploitation des ESP.

1.1.4 ANCIENNE ET NOUVELLE REGLEMENTATION

En France, la réglementation actuelle des équipements repose sur la **loi n°571 du 28 octobre 1943** relative aux appareils à pression de vapeur et à pression de gaz.

En 1943, la réglementation distinguait les appareils à pression de vapeur (**décret du 2 avril 1926**) et les appareils à pression de gaz (**décret du 18 janvier 1943**)^[Erreur ! Source du renvoi introuvable.]. Les textes réglementaires associés aux décrets faisaient apparaître trois catégories d'équipements :

- Les récipients à pression de vapeur d'eau (et par extension les récipients à eau surchauffée) ;
- Les récipients à pression de gaz ;
- Les canalisations.

Le champ d'application des textes réglementaires était différent de celui de la réglementation actuelle et était moins contraignant. De manière simplifiée, on peut dire qu'une **pression minimale de 0,5 bar était requise pour les équipements vapeur et 4 bar pour les autres gaz et liquides**.

Lorsque des équipements n'entraient pas dans le champ de l'ancienne réglementation mais qu'ils entrent aujourd'hui dans le champ de la nouvelle réglementation, on parle **d'équipements néo-soumis**.

Les équipements sous pression anciens, entrant dans le champ des réglementations anciennes, et qui sont encore actuellement en exploitation sur les sites industriels, ont donc été fabriqués et mis en service conformément à ces anciennes réglementations. Cependant :

- Les conditions de fabrication ont été différentes de celles des équipements actuels (choix des matériaux, marges de sécurité, coefficient de joint, surépaisseur de corrosion, etc) ;
- Les conditions de mise en service peuvent avoir été différentes ;
- Les réparations actuelles peuvent être menées en suivant l'ancienne réglementation.

La **Directive européenne 97/23/CE du 29 mai 1997**^[1], d'application obligatoire depuis le 29 mai 2002, s'applique à la conception, à la fabrication et à l'évaluation de la conformité des équipements sous pression et des ensembles dont **la pression maximale admissible est supérieure à 0,5 bars⁴ de gaz, de vapeur, de liquides⁵**.

Cette directive est transposée dans la réglementation française par le **décret n°99-1046 du 13 décembre 1999**^[Erreur ! Source du renvoi introuvable.] modifié ensuite par les **décrets respectifs 2003-1249 du 22 décembre 2003 et 2003-1264 du 23 décembre 2003** (articles 17, 18 et 19). Le décret 99-1046 du 13 décembre 1999 va au-delà de la directive européenne puisqu'il comporte également des dispositions concernant le contrôle en service des équipements⁶ sous pression (particularité française). Ces dispositions sont d'ordre général et affirment la responsabilité de l'exploitant pour l'entretien, le suivi et les réparations effectués sur les équipements sous pression.

L'arrêté du 15 mars 2000^[19] modifié le 13 octobre 2000 et le 30 mars 2005, paru en application du décret du 13 décembre 1999, **comporte des exigences complémentaires relatives à l'exploitation des équipements sous pression**. Son champ d'application est plus restreint que celui du décret : il concerne les équipements et **ensemble de pression de gaz > 0,5 bar** (gaz, vapeur ou liquide dont la tension de vapeur saturante, à la température maximale admissible, excède de plus de 0,5 bar la pression atmosphérique normale), avec des **conditions supplémentaires sur les volumes ou diamètres** mis en jeu. La circulaire **BSEI n°06-080 du 6 mars 2006**^[20] est venu préciser les conditions d'application de l'arrêté du 15 mars 2000^[19].

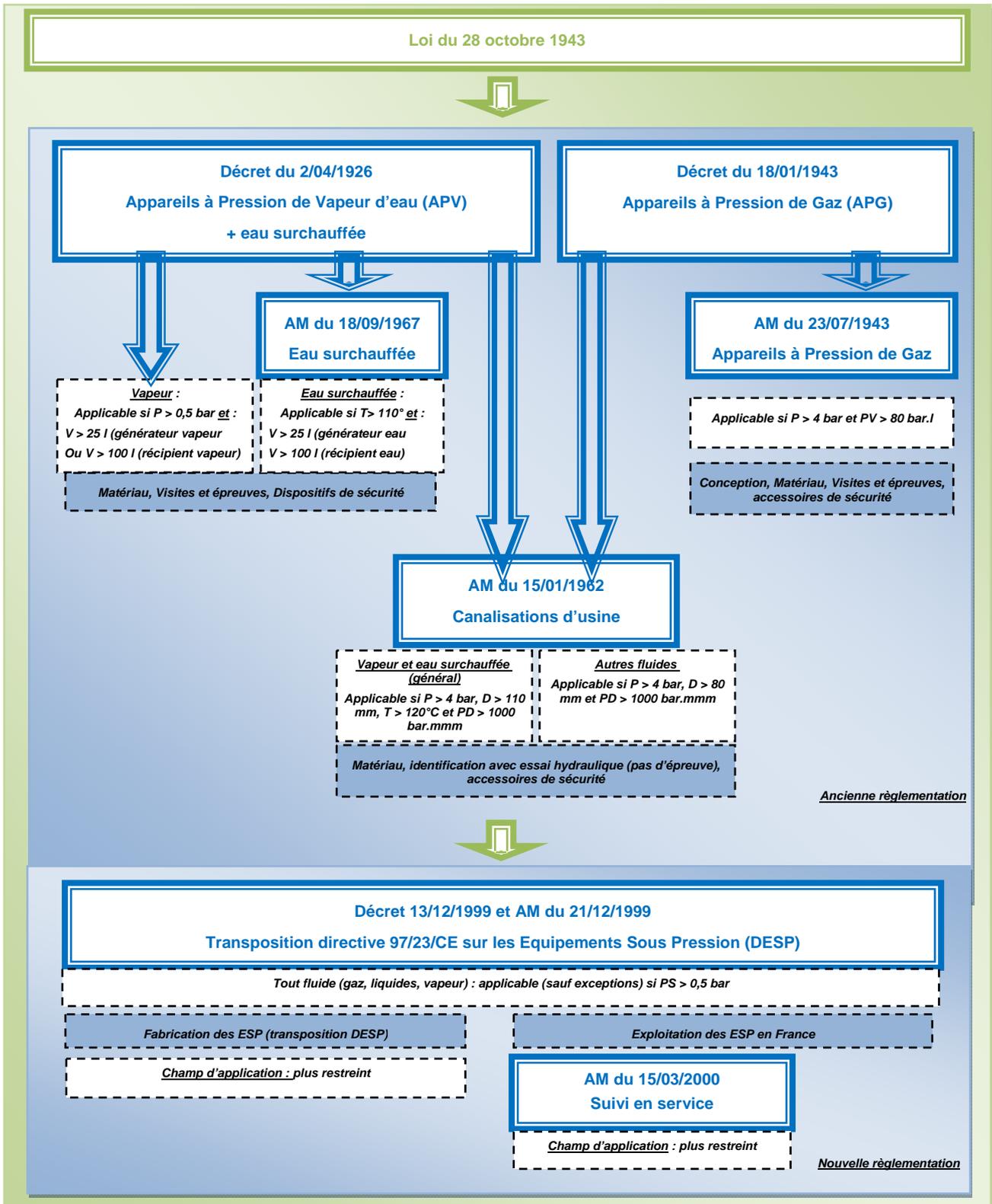
⁴ Il s'agit de la pression maximale pour laquelle l'équipement est conçu.

⁵ Cependant, les récipients devant contenir des liquides dont la pression de gaz au dessus du liquide est inférieure ou égale à 0,5 bar sont exclus du champ.

⁶ Les canalisations de transport (et le dernier organe d'isolement sur site) sont exclus du champ du décret. D'autres textes s'appliquent aux canalisations.

Pour les équipements n'entrant pas dans le champ de l'arrêté mais soumis au décret du 13 décembre 1999 [Erreur ! Source du renvoi introuvable.], les **conditions générales d'exploitation** définies dans le décret (Titre III) s'appliquent.

La figure suivante présente le panorama des réglementations françaises anciennes et actuelles.



1.1.5 CHAMP D'APPLICATION DE LA REGLEMENTATION

Les champs d'application figurant dans le décret du 13/12/99^[Erreur ! Source du renvoi introuvable.] et l'arrêté du 15/03/2000^[19] dépendent :

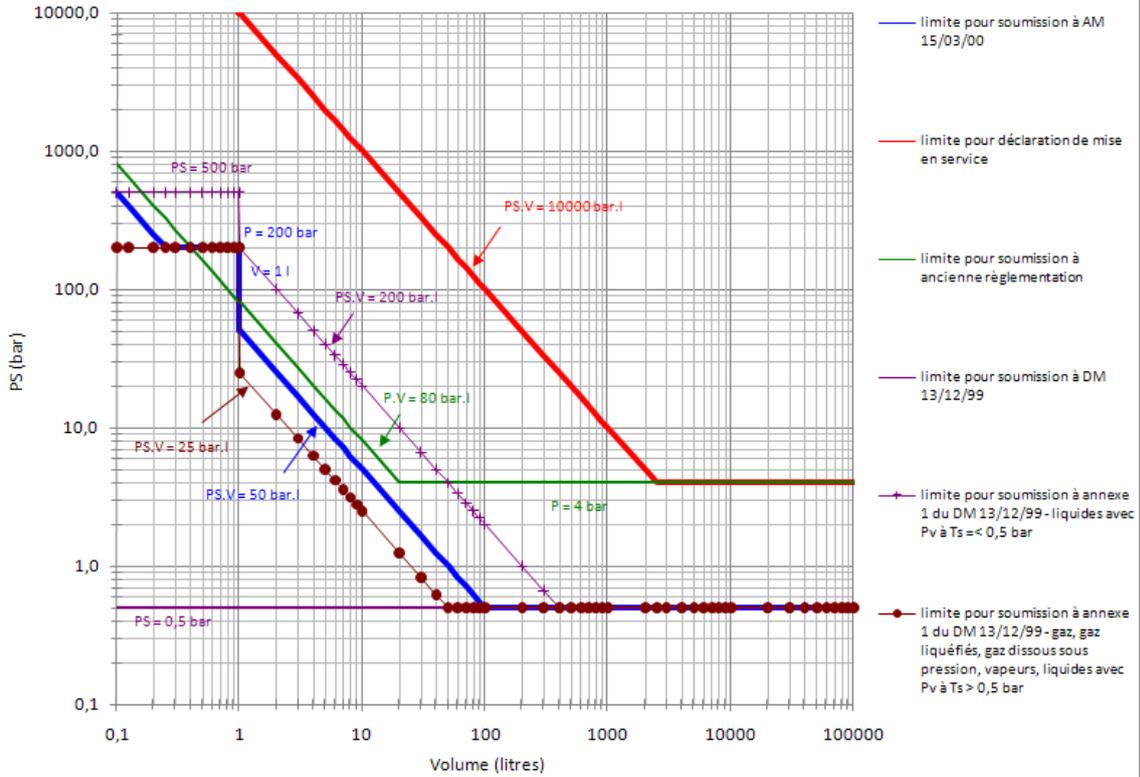
- De la **pression maximale admissible** ;
- Du **volume du récipient** ou du **Diamètre Nominal de la tuyauterie** ;
- Du **groupe du fluide** : si le fluide est du **groupe 1** (correspondant aux substances les plus dangereuses : toxiques, inflammables, explosibles, comburantes, etc...), les seuils d'applicabilité sont généralement abaissés. Les autres substances sont du **groupe 2**. On note que le seuil de soumission en termes de capacité des réservoirs est bas, si bien que la grande partie des réservoirs entrent dans le champ de la réglementation ESP (dès lors que la pression gaz est supérieure à 0,5 bar). Très schématiquement, les récipients de volume > 1 m³ sont soumis à la réglementation. Pour les tuyauteries, le seuil de diamètre nominal est de DN25 (avec conditions de pression minimale de 40 bar) et de DN100 (dès que la pression excède 1,5 bar).

Les figures pages suivantes présentent les limites inférieures des champs d'application à la réglementation. **Les limites ne sont pas incluses dans le champ.**

Les cas suivants sont présentés :

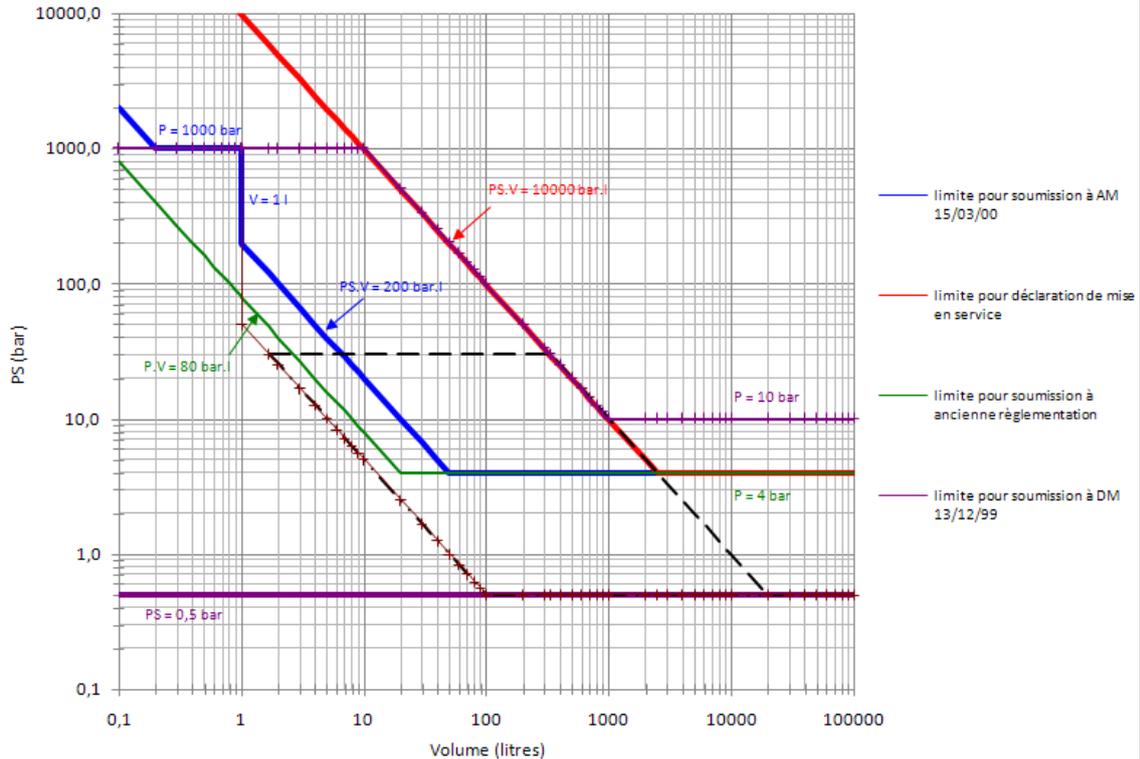
- Les récipients (hors appareils à couvercle amovible et hors appareils vapeur et eau surchauffée) ;
- Les tuyauteries (hors tuyauteries vapeur).

Réceptiers Gaz de groupe 1

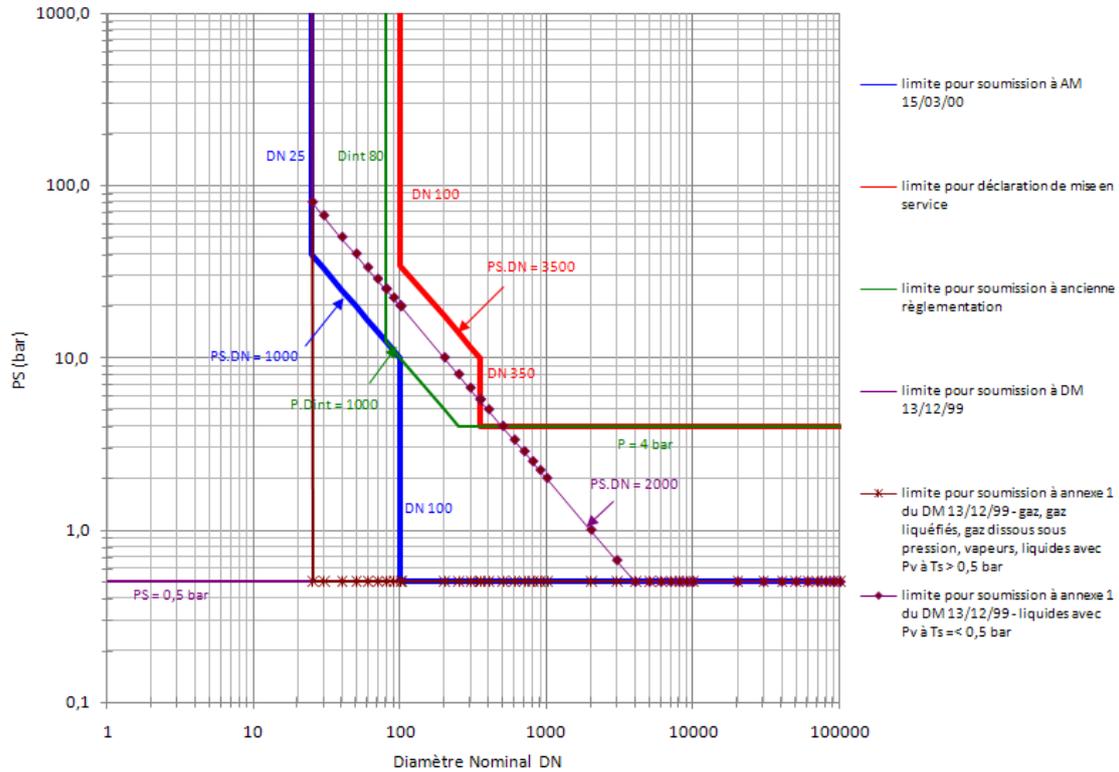


Réceptiers Gaz de groupe 2

(hors vapeur - eau surchauffée et appareils à couvercle amovible à fermeture rapide)

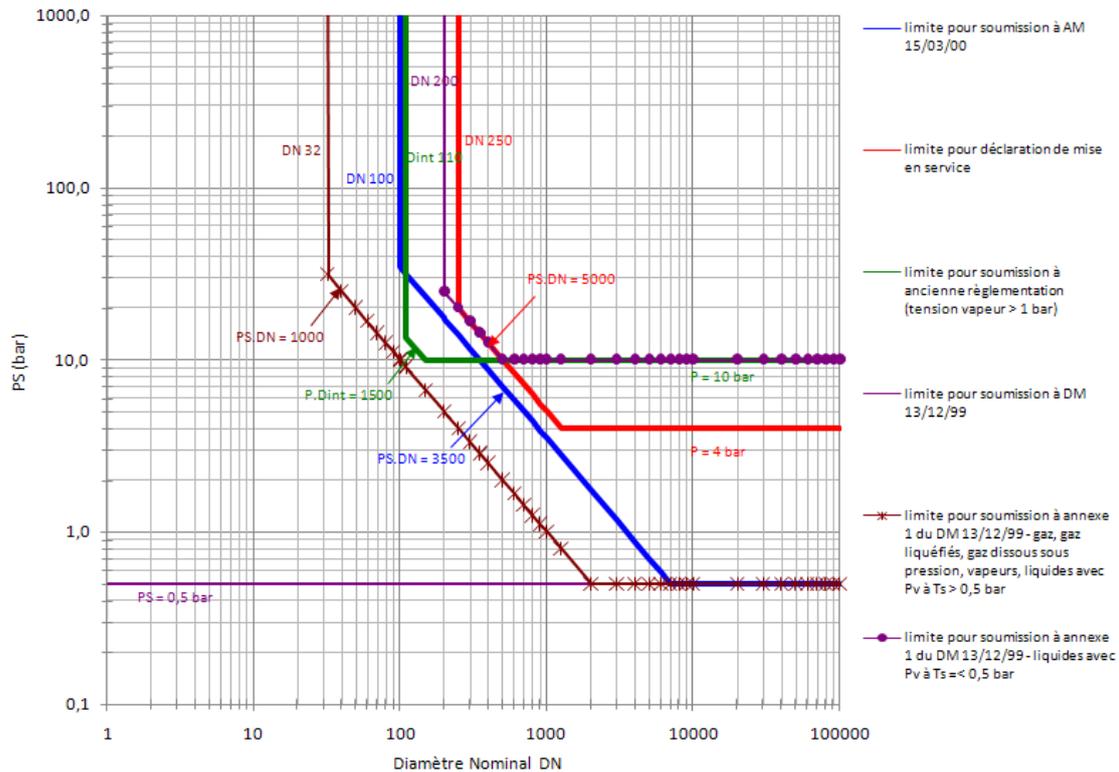


Tuyauteries Gaz de groupe 1



Tuyauteries Gaz de groupe 2

(sauf vapeur)



1.1.6 ARRETE DU 15 MARS 2000^[19]

L'arrêté du 15 mars 2000^[19] relatif à l'exploitation des équipements sous pression, fixe en particulier des exigences sur les opérations d'inspection et de requalifications des équipements soumis, ainsi que sur les réparations et interventions sur les équipements :

- **Inspections périodiques** (Titre III – articles 10 à 14) : ces opérations 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 ». 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. L'inspection comporte dans tous les cas une vérification extérieure (après exécution de toute mise à nu ou dépose des parties amovibles⁷), un examen des accessoires de sécurité et, pour les récipients (hors butane et propane) et les générateurs de vapeur, une vérification intérieure. Des investigations complémentaires peuvent être menées si nécessaire. 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.

- **Requalifications périodiques** (Titre V – articles 20 à 27) ; La requalification périodique vient compléter les contrôles obligatoires pour les récipients, les générateurs de vapeur et les tuyauteries soumises à déclaration de mise en service. Selon l'arrêté du 15 mars 2000, la requalification périodique d'un équipement sous pression comprend les opérations suivantes :
 - **l'inspection** de l'équipement sous pression comprenant :
 - une vérification intérieure et extérieure avec enlèvement des revêtements (à moins que la procédure réalisée par l'organisme habilité-OH soit approuvée par la DRIRE) ;
 - un examen des documents (dossiers descriptifs et dossier constitué pendant l'exploitation) ;
 - pour les tuyauteries, vérification des zones identifiées dans le programme de contrôle défini par l'exploitant et approuvé par l'OH.
 - **la vérification des accessoires de sécurité** associés à l'équipement sous pression concerné comprenant un retarage des soupapes si $PSxV > 3000$ bar.l.
 - **l'épreuve hydraulique** de l'équipement sous pression. Toutefois, sont dispensés d'épreuve hydraulique les ESP néo-soumis, les tuyauteries et leurs accessoires de sécurité et accessoires sous pression, les récipients contenant des fluides autres que la vapeur d'eau ou l'eau surchauffée dont la pression maximale admissible est au plus égale à 4 bar, ainsi que les accessoires sous pression des récipients dont $PSxV \leq 1600$ bar.l ou $PS \leq 16$ bar. Les conditions de réalisation des épreuves (surcharge imposée...) sont précisées dans l'arrêté.

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. 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 et pour les tuyauteries par une attestation.

La requalification peut être remplacée par une autre méthode (après avis de la Commission Centrale des Appareils à Pression).

⁷ La mise à nu ou la dépose doit permettre de réaliser la vérification requise. Par exemple, calorifuge, revêtement ignifuge...

- **Interventions** (Titre VI – articles 28 à 31) : deux types d'interventions sont définies :
 - La modification correspond à un changement apporté à l'ESP ou à ses conditions de service. Si la modification est importante, une nouvelle évaluation de la conformité par un organisme notifié sera requise ;
 - Les autres interventions sont des réparations.

Les interventions s'effectuent en suivant l'annexe 1 du décret du 13 décembre 1999 (DESP) ou, si l'équipement était soumis à l'ancienne réglementation, en suivant la réglementation ancienne concernée. Dans ce dernier cas, les QMOS (Qualification des Modes Opératoires de Soudage) et QS (Qualification des Soudeurs et des Opérateurs) selon l'**arrêté soudage du 24/03/1978** sont prononcés par un organisme habilité. Les contrôles non destructifs (CND) sont réalisés suivant ce même arrêté par des agents certifiés par un organisme habilité.

Il est ensuite établi si l'intervention (réparation ou modification) est de type notable ou non notable, en suivant les guides professionnels agréés par le Ministère de l'Industrie (**classification des modifications ou réparations des ESP – AQUAP 99/13** et des **tuyauteries d'usine – AFIAP Février 2004**).

Une attestation de conformité est délivrée par l'exploitant ou la personne qui se substitue (réparateur par exemple), la documentation technique est constituée (sur l'intervention, les CND, les inspections...).

Si l'intervention est notable, elle fera intervenir de plus une **demande de contrôle par un expert** d'un organisme habilité (ou du SIR habilité pour cela). Des essais, une évaluation des matériaux et des requalifications seront réalisés par l'expert. Ce dernier réalise également la **vérification finale** (contrôle visuel extérieur et intérieur, examen des dispositifs de sécurité) et l'**épreuve hydraulique**⁸ (sauf pour les récipients ne contenant pas de vapeur d'eau ou d'eau surchauffée).

L'arrêté définit des intervalles maximums de temps entre les inspections et les requalifications périodiques (**hormis pour les tuyauteries pour lesquelles un plan de contrôle, validé par un organisme habilité, doit être proposé par l'exploitant**).

Note : d'autres exigences relatives à la conception, à la déclaration de mise en service issues de l'arrêté du 15 mars 2000 sont présentées en annexe E.

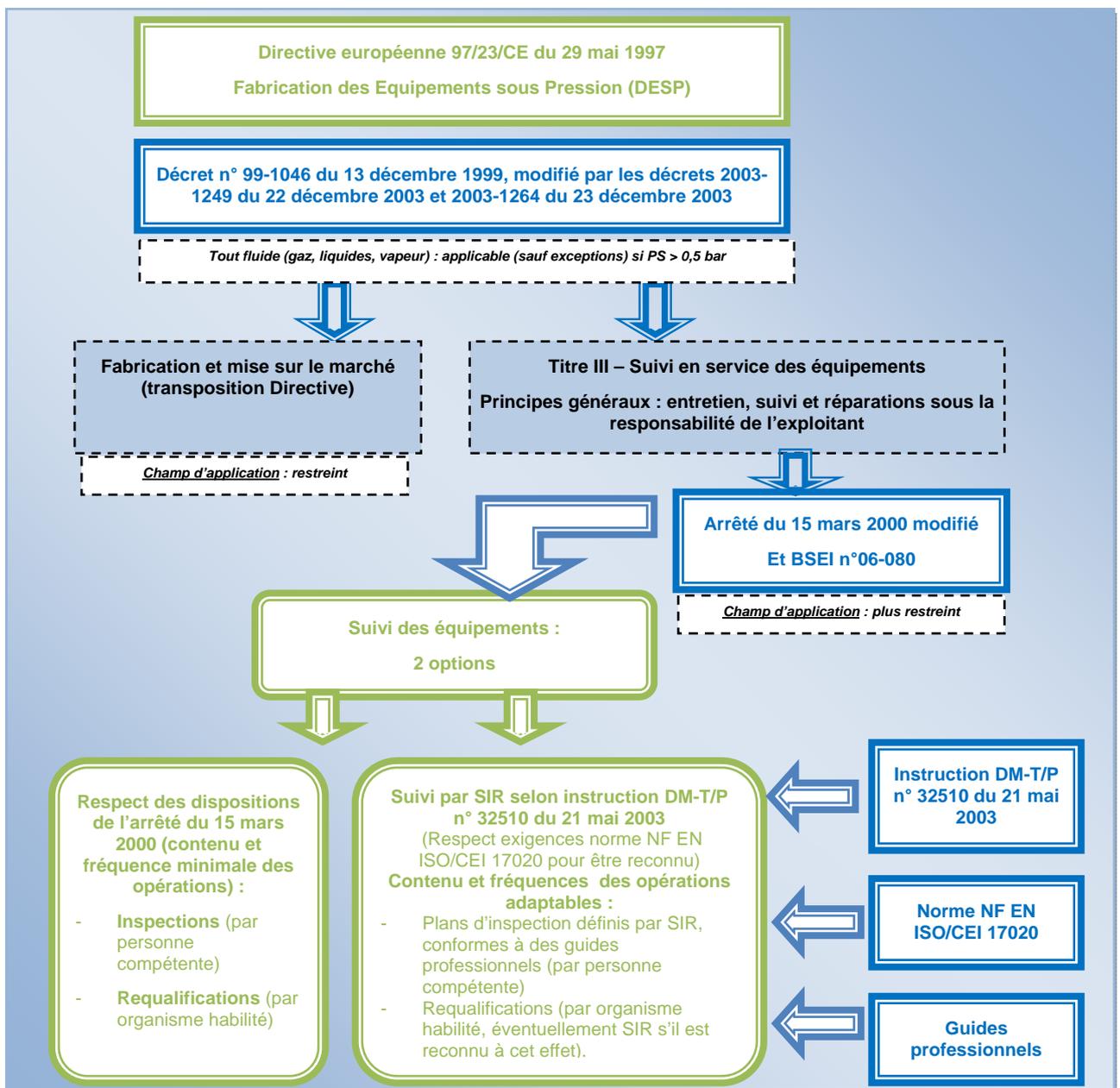
Cependant, la réglementation donne la possibilité de mener des **études basées sur la criticité**, sous réserve que le site dispose d'un **Service d'Inspection Reconnu (SIR)**. Les intervalles entre les inspections et les requalifications peuvent alors être augmentés, avec des valeurs maximales de 5/10 ans ou 6/12 ans, en fonction du guide professionnel utilisé. Les actions de suivi sont réalisées par le **service inspection reconnu**. L'arrêté définit alors les conditions pour lesquelles une telle option est possible. Les conditions de reconnaissance d'un service inspection sont précisées dans l'**instruction DM-T/P n° 32510 du 21 mai 2003**^[24] relative à la « reconnaissance d'un Service Inspection d'un établissement industriel ». Il est nécessaire que :

- Le service inspection respecte les exigences de la norme **NF EN ISO/CEI 17020** « critères généraux pour le fonctionnement de différents types d'organismes précédant à l'inspection »^[10] de mars 2005 (ex. NF EN 45004) ; la DM/TP a adapté ces critères aux SIR.
- Des **plans d'inspection** doivent être définis par les services inspection, fixant les conditions de suivi des équipements (natures, localisations, étendues et périodicités) et précisant les données d'interprétation et d'exploitation des résultats obtenus. Ces plans doivent être réalisés conformément aux prescriptions de **guides professionnels approuvés par le Ministère chargé de l'Industrie**. Les guides dans le secteur de la chimie et de la pétrochimie sont :

⁸ Pour les tuyauteries (assemblages permanents non longitudinaux, l'épreuve hydraulique peut être remplacée par un CND, le tube ayant été éprouvé en atelier.

- **Guide UIC/UFIP DT32^[36]** : « Guide pour l'établissement des plan d'inspection – Périodicité Inspection Périodique 5 ans et Requalification Périodique 10 ans » - révision 2 de juin 2008 ;
- **Guide UIC/UFIP DT 84^[37]** : « Guide pour l'établissement des plan d'inspection – Périodicité Inspection Périodique 6 ans et Requalification Périodique 12 ans » - révision 1 de juin 2006. Le guide n'est applicable qu'aux unités disposant d'un SIR depuis au moins 5 ans.

Ces guides posent des principes généraux (prise en compte de la **criticité** des équipements dans la définition des plans d'inspection) mais nécessitent une compétence forte des services d'inspection pour être mis en œuvre. Les guides reprennent les exigences générales définies dans le guide américain API 580^[72] (RBI pour Risk Based Inspection) mais ne proposent pas de méthodes formalisées pour évaluer la criticité, ni les différents paramètres (probabilité, gravité). Chaque site met en place sa méthode, en restant compatible avec les exigences générales des guides. Les guides ne proposent pas non plus de schéma type de plans d'inspection détaillée. Ceux-ci sont à réaliser par chaque exploitant, sur la base de sa connaissance du terrain (modes de dégradation, zones sensibles...).



Même si les principes des deux guides restent les mêmes, le guide DT84^[37] détaille 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**. On se reportera à l'annexe E et aux rapports sur les benchmarks en raffinerie.

L'intérêt de ces méthodes basées sur la criticité est qu'elles permettent de cibler les actions de suivi sur les équipements les plus critiques et qu'elles peuvent permettre d'atteindre des intervalles entre inspections et requalifications compatibles avec des unités fonctionnant à feu continu, avec des arrêts tous les 5 ou 6 ans. Elles déterminent des périodes d'inspection et de requalifications étendues, en tenant compte de la réalisation de contrôles non destructifs, lorsque les équipements sont en fonctionnement, entre ces contrôles réglementaires.

Les prescriptions générales issues de l'arrêté du 15 mars 2000^[19] sont les suivantes :

Equipements ⁹	Intervalle maxi entre deux inspections	Intervalle maxi entre deux requalifications
Récipients sous pression ¹⁰	40 mois	3, 5 ou 10 ans ¹¹
Générateurs de vapeur ¹²	18 mois	10 ans
Tuyauteries	Pas d'imposition Programme à établir par l'exploitant dans l'année suivant la mise en service	3, 5 ou 10 ans ¹³ (Seulement pour tuyauteries devant faire l'objet d'une déclaration de mise en service)

Les prescriptions relatives aux intervalles maximums pour les inspections périodiques et les requalifications périodiques déterminés par les guides UIC/UFIP DT32^[36] (UIC/UFIP DT84^[37]) sont les suivantes :

Equipements	Intervalle maxi entre deux inspections	Intervalle maxi entre deux requalifications
Récipients sous pression	5 ans (6 ans) Plan d'inspection établi par exploitant	10 ans (12 ans)
Générateurs de vapeur	5 ans (6 ans) Plan d'inspection établi par exploitant	10 ans (12 ans)
Tuyauteries	Plan d'inspection établi par exploitant	10 ans (12 ans) (Seulement pour tuyauteries devant faire l'objet d'une déclaration de mise en service)

⁹ Hors équipements spécifiques tels que bouteilles respiratoires pour la plongée et récipients mobiles en matériaux autres que métalliques –cf article 10 §3 de l'arrêté du 15 mars 2000.

¹⁰ Les équipements sous pression mobiles doivent être vérifiés de plus extérieurement avant chaque remplissage.

¹¹ Dépend du caractère corrosif ou toxique de la substance. La durée est de 3 ans pour les équipements contenant potentiellement des impuretés corrosives (fluor, chlorure d'hydrogène, sulfure d'hydrogène, etc). On se reportera à l'arrêté du 15 mars 2000 – article 22 §1. Elle est de 5 ans pour ceux contenant un fluide toxique ou très toxique, ou un fluide corrosif vis-à-vis des parois de l'équipement.

¹² Valable pour les générateurs de vapeur, les appareils à couvercle amovible à fermeture rapide et les récipients à pression de vapeur d'eau ou d'eau surchauffée si la surcharge d'épreuve a été réduite (sinon, l'intervalle est de 40 mois)

¹³ Idem note précédente

1.1.7 DECRET DU 19 DECEMBRE 1999^[37]

Le décret du 19 décembre 1999^[Erreur ! Source du renvoi introuvable.] est la transposition de la Directive Européenne sur les Equipements sous Pression.

Les titres I, II, IV, V et l'annexe 1 fixent les conditions de **conception et fabrication** des ESP.

Pour les équipements entrant dans le champ des exigences relatives à la conception et à la fabrication, une **catégorie** d'équipements est définie (de catégorie I pour les moins dangereux à IV pour les plus dangereux, incluant les accessoires de sécurité). **La catégorie conditionne un niveau de sévérité des contrôles.**

La conception et la fabrication intègrent les **paramètres intervenant sur le cycle de vie de l'équipement** :

- Durée de vie (une durée de vie est prescrite à la conception) ;
- Interventions prévisibles (les interventions sont prescrites à la conception ; en particulier dispenses potentielles d'épreuve) ;
- Charges (conditions procédé prévisibles, dégradations prévisibles (corrosion, érosion, fatigue par vibration par exemple...), charges de type vent, séismes...);
- Marges de sécurité adoptées : ces marges sont en lien avec les codes utilisés. Mais l'utilisation de codes tels le CODAP n'est pas imposée dans le décret. En revanche, l'utilisation du CODAP est la garantie de conformité avec la DESP. Si un autre code est appliqué (ASME), une vérification des contraintes admissibles devra être faite. Les marges concernent différents éléments :
 - Contraintes admissibles retenues ;
 - Facteurs de sécurité sur les conditions réelles d'utilisation (température, pression...), les contraintes, les méthodes de calcul, les propriétés et le comportement des matériaux ;
 - Coefficient de joint ;
 - Sur-épaisseur de corrosion
 - Etc...
- Conception pour tenue au feu éventuelle.

La **fabrication** est réalisée conformément aux prescriptions de la DESP (matériaux adaptés donnant lieu à un certificat de conformité du matériau – ou certificat avec contrôle, découpage et soudage selon prescriptions, contrôles non destructifs adéquats, traitement thermique éventuel...).

Au **terme de la fabrication**, sont réalisés :

- des contrôles (différents selon la catégorie de l'équipement) ;
- un essai de pression hydrostatique ;
- un examen des dispositifs de sécurité ;
- le marquage CE et l'étiquetage de l'équipement ;
- la notice d'instruction qui précise notamment l'utilisation et les contrôles à réaliser par l'utilisateur.

Les procédures d'évaluation de la conformité font intervenir des **organismes habilités figurant sur la liste des organismes notifiés**. Les procédures d'évaluation de la conformité dépendent de la catégorie de l'équipement.

Le titre III concerne le suivi en exploitation.

1.1.8 DISPOSITIONS DE L'INSTRUCTION DM-T/P N° 32510^[24]

L'instruction DM-T/P N°32510^[24] définit les critères que doit respecter un exploitant pour que son service inspection soit reconnu.

Cette reconnaissance permet aux industriels de **définir la nature et la périodicité** des inspections et des requalifications périodiques, dans la limite des guides professionnels relatifs établis. Elle est particulièrement utile pour les unités industrielles fonctionnant à feu continu.

Mais l'instruction DM-T/P N°32510^[24] n'a pas vocation à autoriser les services inspection reconnus à réaliser eux mêmes les opérations de contrôle suivants :

- La déclaration ;
- Le contrôle de mise en service ;
- La requalification périodique ;
- Le contrôle après réparation ou modification.

Cependant, le service inspection sera amené à réaliser les opérations de suivi permanent et d'inspection.

Les critères de reconnaissance définis dans l'instruction DM-T/P N°32510^[24] s'appuient sur les principes de la norme NF EN ISO/CEI 17020^[10] (ex NF EN 45004) de 2005. Ils concernent :

- **La définition d'un domaine de reconnaissance**, couvrant le champ des équipements dont le suivi sera sous la responsabilité du service instruction reconnu ; la reconnaissance doit préciser sa portée (intervalles des inspections, des requalifications, inspection d'équipements revêtus...).
- Les **conditions de reconnaissance** qui comportent trois points forts :
 - L'engagement fort de la direction dans l'inspection et dans la mise en place du service inspection ;
 - L'indépendance, la compétence et l'autorité du service inspection par rapport aux autres entités dans le domaine du suivi ;
 - La connaissance de la fabrication, de l'exploitation et de l'état de l'équipement sous pression par le service inspection.

Note : un service inspection peut intervenir sur des établissements sur un site voisin ou sur le site même. Dans ce cas, les exploitants des autres établissements doivent fournir au service inspection un mandat écrit lui permettant de travailler dans les mêmes conditions que pour son propre établissement. Il doit également avoir la compétence requise (connaissance des équipements des autres établissements, des modes de dégradations spécifiques...).

Le service inspection a alors en charge l'élaboration et la mise en œuvre de **plans d'inspection**. Ces plans doivent être conformes aux prescriptions de **guides professionnels** validés par le Ministère chargé de l'Industrie et suivre notamment le processus d'élaboration des plans d'inspection défini dans ces guides. Si les guides ne précisent pas les intervalles entre opérations et/ou la nature des opérations, les dispositions de l'arrêté du 15 mars 2000 s'appliquent.

Pour les **industries chimiques et pétrolières**, les guides de référence (approuvés par le BSEI) sont les suivants :

- **Guide UIC/UFIP DT32^[36]** ; « **Guide pour l'établissement des plan d'inspection –Périodicité Inspection Périodique 5ans et Requalification Périodique 10 ans** » - révision 2 de juin 2008 ;
- **Guide UIC/UFIP DT 84^[37]** révision 1 de juin 2006. Le guide n'est applicable qu'aux unités disposant d'un SIR depuis au moins 5 ans.

La reconnaissance **est établie au terme d'un audit de la DRIRE**, permettant d'évaluer la conformité des dispositions organisationnelles mises en place ainsi que le respect et la mise en œuvre des guides professionnels (ou si les plans ne sont pas encore établis, l'aptitude du service inspection à les établir et à les mettre en œuvre est évaluée). La 1^{ère} reconnaissance est établie pour une **durée maximale de 3 ans**. Lors de cette période, une surveillance est établie par la DRIRE, sous forme de visites approfondies, dont une à l'élaboration des plans d'inspection.

Les décisions de prolongation sont ensuite prises pour des durées maximales de 3 ans, après audit de renouvellement. Mais les surveillances de la DRIRE peuvent ensuite être allégées.

Le champ de portée peut également être modifié après audit d'extension du domaine de reconnaissance.

La DRIRE réalise une surveillance des services inspection, sous la forme de **visites approfondies** et d'une **réunion annuelle**.

Après un grand arrêt, le service inspection doit fournir à la DRIRE un bilan complet des opérations de suivi effectuées durant cet arrêt.

1.1.9 GUIDES PROFESSIONNELS DANS L'INDUSTRIE CHIMIQUE ET PETROLIERE : PRESENTATION GENERALE

Les guides UIC / UFIP ont été élaborés pour les exploitants afin de leur fournir des guides pour la réalisation des plans d'inspection.

La méthode proposée repose sur une approche de type Basée sur la Criticité (IBC) ou Risk-Based Inspection (RBI en anglais).

Note : La méthode est établie pour le suivi des équipements sous pression, mais il est précisé que la méthode est applicable à tout équipement contenant une substance dangereuse dont la défaillance peut avoir des conséquences importantes sur l'environnement, ...

1.1.9.1 GUIDE UFIP/UIC DT-32^[36] "GUIDE POUR L'ETABLISSEMENT DES PLANS D'INSPECTION - PERIODICITE INSPECTION PERIODIQUE 5 ANS ET REQUALIFICATION PERIODIQUE 10 ANS"

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, la mise en place de contrôles adaptés lors des inspections, 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, la qualité et la mise en œuvre complète des contrôles ;
- 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).

1.1.9.2 GUIDE DT-84^[37] "GUIDE POUR L'ETABLISSEMENT DES PLANS 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**.

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

- Des éléments d'évaluation de la criticité type RBI détaillée (probabilité de défaillance * conséquence) ;
- Des éléments à prendre en compte pour la mise en place des modalités de surveillance ;
- Des modalités détaillées 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 ;
- Dispositions applicables aux équipements contenant des fluides non corrosifs ;
- Dispositions applicables aux équipements qui peuvent ne pas faire l'objet de requalification ;
- Information sur la prise en compte des Conditions Opératoires Critiques Limites-COCL.

1.1.10 NORME NF EN ISO/CEI 17020 DE MARS 2005^[37]

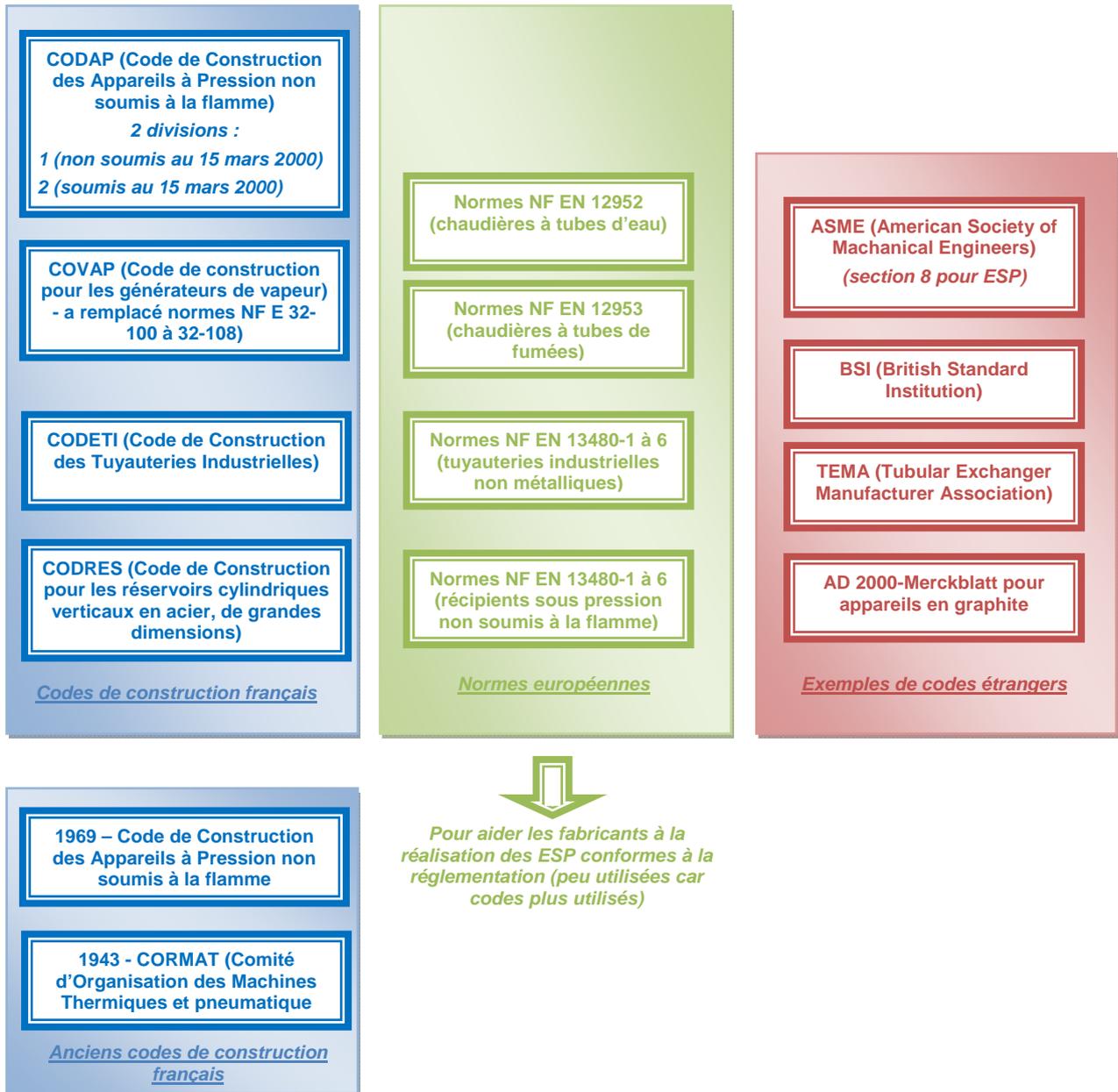
La norme **NF EN ISO/CEI 17020** de mars 2005 relative « **aux critères généraux pour le fonctionnement de différents types d'organismes procédant à l'inspection** » a repris le texte de la norme EN 45004 de 1995. Elle spécifie les critères généraux en matière de compétence des organismes procédant à l'inspection et spécifie aussi les critères d'indépendance.

L'annexe 1 à la circulaire DM/TP n°32510^[24] du 21 mai 2003 a repris les exigences de la norme en supprimant du modèle retenu comme référentiel qualité (basé sur la norme NF EN 45004 - 1995) les exigences non adaptées aux services d'inspection et en fixant des exigences complémentaires pour la reconnaissance des services inspection. On se reportera pour plus de détails à cette annexe. La page suivante présente les grands volets des exigences.

- Administratives : l'organisme d'inspection ou l'entité dont il fait partie doit avoir une structure juridique connue. S'il fait partie d'une entité exerçant d'autres activités, il doit être identifiable dans l'organisation. Des documents doivent décrire ses activités et son domaine de compétence.
- Indépendance vis-à-vis des organisations externes à l'inspection afin de garantir les exigences d'impartialité et d'intégrité. Des procédures doivent être mises en œuvre pour assurer que des résultats des inspections ne peuvent pas être influencés par les autres organisations
- Confidentialité : l'organisme d'inspection doit assurer la confidentialité des informations recueillies au cours de ses activités d'inspection.
- Organisation et management : l'organisation d'inspection doit permettre de maintenir l'aptitude à assurer la fonction, doit définir et documenter les responsabilités et la structure de l'organisation chargée de l'émission des rapports. La personne responsable doit être un employé permanent. Une supervision effective doit être mise en place. La fonction de chaque membre doit être décrite.
- Système qualité : la direction doit définir et mettre par écrit sa politique, ses objectifs et ses engagements et s'assurer qu'elle est comprise à tous les niveaux. Un système qualité doit être mis en place et audité régulièrement. Des procédures documentées doivent être rédigées pour traiter le retour d'expérience et les dysfonctionnements éventuels.
- Personnel : le nombre de personnes dans l'organisation d'inspection doit être suffisant et disposer de la compétence requise. Des formations et des actions d'accompagnement sont exigés ;
- Installations et équipements : les équipements, correctement identifiés, doivent être accessibles pour l'inspection ; lorsque des ordinateurs sont utilisés, des procédures sont établies pour protéger l'intégrité des données et leur sauvegarde.
- Méthodes et procédures d'inspection : l'organisme d'inspection doit utiliser des méthodes et procédures d'inspections.
- Manipulation des échantillons et objets présentés à l'inspection : Une identification précise des équipements et accessoires de sécurité devant être inspectés doit être réalisée en utilisant des repères utilisés par le concepteur et par l'exploitant sur les plans. Les conditions de préparation doivent être définies (par exemple choix des zones à décalorifuger...)
- Enregistrement : Les conditions d'enregistrements sont définies et documentées ainsi que les conditions d'archivage.
- Rapports d'inspection : le travail effectué doit faire l'objet de rapports d'inspection et/ou de certificats d'inspection qui doivent être signés. Ceux-ci contiennent les résultats des examens et la détermination de conformité faite à partir des résultats, doivent statuer sur le maintien en service de l'équipement, etc...
- Réclamation et recours : dans le cas d'un service inspection intervenant sur différents établissements, une procédure traitant des réclamations et recours entre les établissements doit être établie.
- Sous-traitance : l'organisme d'inspection doit normalement effectuer lui-même les tâches d'inspection. S'il recourt à la sous-traitance, il doit s'assurer de la compétence du sous-traitant et suivre un cahier des charges précisant les niveaux de qualification / certification requis ; les limites du contrôle ou de l'inspection, le plan d'inspection et les défauts éventuels à rechercher. Le sous-traitant doit être évalué et les résultats de ces évaluations enregistrés.
- Coopération : le service inspection doit contribuer au retour d'expérience de son groupe ou de son syndicat professionnel. Il doit bénéficier et prendre en compte les échanges et retour d'expérience organisés par les syndicats professionnels (UFIP, UIC/CTNIIC...) ou par d'autres organismes (AFIAP, APITI...).

1.1.11 NORMES ET GUIDES PROFESSIONNELS

Les normes et guides associés aux codes de construction sont identifiés dans le tableau ci-dessous.



1.2 PRINCIPES DES PLANS D'INSPECTION

Les plans d'inspection sont exigés par la réglementation dans le cas de sites disposant de SIR. C'est une des conditions requises pour être reconnu SIR.

Les exigences des plans d'inspection sont globalement les mêmes pour les référentiels usuellement utilisés (DT32^[36], DT84^[37]) mais sont d'un niveau de détail plus ou moins poussé.

Les plans d'inspection précisent (cf DT84) :

- Les **caractéristiques de l'équipement** ;
- Les **modes de dégradation** potentiels et avérés, ceux-ci étant décrits dans les guides ;

- Les **catégories ou niveaux de probabilité**¹⁴ ; cette probabilité dépend des facteurs suivants :
 - Des modes et vitesse de dégradation en intégrant les différentes phases d'exploitation (normales, arrêt, démarrage...) et les conditions externes : climatiques, vibration, efforts aux limites... ;
 - De la présence occasionnelle dans le produit d'éléments susceptibles d'engendrer des endommagements ;
 - Du retour d'expérience et de l'historique de l'équipement ;
 - ⇒ Ces paramètres définissent un **facteur de dommages** ;
 - De la conception et de la construction du matériel en intégrant le respect à des codes ou des standards de construction, la complexité géométrique de l'équipement, la pertinence des choix de conception...
 - ⇒ Ces paramètres définissent un **facteur fabrication** ;
 - De la stabilité des paramètres de fonctionnement en intégrant la maîtrise des Conditions Opératoires Critiques Limites (COCL), la connaissance des fluides...
 - ⇒ Ces paramètres définissent un **facteur procédé** ;
 - De la pertinence des actions d'inspection (adéquation des CND, périodicités des actions, représentativité des points de contrôle...adéquation à quantifier les dommages) ;
 - ⇒ Ces paramètres définissent un **facteur inspection** ;
 - De l'efficacité des actions de maintenance (maintenabilité technique) intégrant la réalisation des recommandations émises par le SIR, la qualité des interventions, le niveau d'endommagement de l'équipement.
 - ⇒ Ces paramètres définissent un **facteur état**.

- Les **classes de conséquences ou gravité de chaque défaillance**. La gravité dépend :
 - Des fluides présents ;
 - Des dangers associés au produit (toxicité, inflammabilité...) ;
 - De leur point éclair ;
 - De la quantité ou du débit susceptible d'être libéré en cas de perte de confinement ; de la phase de la substance en cas de rejet ;
 - Des conditions de fonctionnement normales et transitoires (température, pression) ;
 - Des possibilités d'isolement ou de vidange rapide ;
 - Des implantations, des « effets induits sur leur environnement »¹⁵ ;.

¹⁴ *Note* : les termes employés ci-dessus correspondent à ceux du DT84. Le DT32 fait intervenir les mêmes types de paramètres mais de manière moins formalisée. En particulier, les facteurs pertinence des actions d'inspection et efficacité des opérations de maintenance sont des ajouts de la nouvelle version du DT32 et ne sont pas nécessairement intégrés dans les plans conformes à l'ancienne version.

¹⁵ Cette dénomination utilisée dans les deux guides n'est pas détaillée dans le DT32. Dans le DT84, il peut s'agir des effets dominos potentiels sur d'autres équipements ou des effets sur les personnes situées dans la surface d'effet.

Selon les méthodes, la gravité peut faire intervenir différents facteurs :

- Impact sur les personnes (intérieurs au site ou à l'extérieur) ;
- Cout lié à la perte d'exploitation suite à l'indisponibilité de l'équipement et des équipements pouvant être impactés ;
- Cout de la dépollution éventuelle.

Note : Pour certaines méthodes (API 581-cf annexe K), le résultat se traduit par une surface ou un coût. Il est important de savoir à quel paramètre est associé ce facteur (risque sur les personnes, environnement ou coût) pour connaître le critère ayant conduit à une hiérarchisation des actions de contrôles dans la grille de criticité.

Note : Les méthodes d'évaluation de l'intensité peuvent reposer sur des hypothèses différentes (taille de brèche unique, pondération de plusieurs tailles de brèches, hypothèses de modélisations forfaitaires, classe forfaitaire...). Là encore, il est important, en cas d'utilisation d'un logiciel de connaître les hypothèses de calculs utilisées.

- La **criticité de chaque équipement**, définie comme le produit de la probabilité et de la gravité. La criticité intègre les opérations de maintenance et de contrôle au travers du facteur probabilité. Plusieurs zones de criticité sont proposées dans les guides (4 dans le DT 84 et dans l'API 581). Si un équipement est dans une zone de criticité élevée, des actions devront être menées pour réduire sa criticité à un niveau plus bas. Pour les équipements de criticité intermédiaire, une vérification de l'adéquation du plan devra être faite. Pour les équipements de faible criticité, les modalités sont celles prévues dans le plan et pourront éventuellement être allégées en fonction du retour d'expérience. On note que les matrices de criticité ne sont pas rigoureusement les mêmes dans l'API 581 (cf annexe K) et dans le DT84^[37]. Le DT32^[36] ne présente pas d'exemple de grilles de criticité.

La réalisation des matrices reste de la responsabilité des industriels, de même que la définition des plans de contrôle associés.

- Les **actions de surveillance à mettre en œuvre** sur les équipements en service ou à l'arrêt, notamment :
 - Les natures et les périodicités des inspections et requalifications,
 - Les types, localisations, étendues... des contrôles non destructifs à réaliser et leurs périodicités ;
 - Les conditions particulières de préparation des équipements pour les contrôles et la remise en service ;

Les périodicités des inspections et des requalifications ne sont pas directement fournis dans les guides en fonction de la criticité. Chaque site réalise le lien entre criticité et périodes des contrôles.

*Note : certaines méthodes mises en œuvre sur des sites proposent d'inclure dans la définition des périodicités de contrôles la **durée de vie résiduelle**, en imposant une période relative par rapport à la durée de vie d'autant plus contraignante que la criticité est importante. Mais cette règle n'est pas générale.*

- Les **critères et seuils associés aux contrôles et essais** ;
- Les **éventuelles conditions opératoires critiques limites (COCL)** et les seuils associés, en précisant aussi les modalités de suivi des instruments associés aux COCL et l'exploitation des COCL.

Les plans doivent intégrer les zones particulières qui peuvent être des sources de dégradation probables (bras morts, zones sous calorifuge, supports et butées...).

Note : les guides DT32^[36] et DT84^[37] précisent que pour la quatrième requalification, un décalorifugeage total doit être réalisé. Les zones non sensibles ayant fait l'objet d'un décalorifugeage depuis, ou lors de, la deuxième requalification peuvent ne pas être décalorifugées si un constat de bon état de la paroi a alors été fait. Toutes les deux requalifications suivantes, un décalorifugeage doit être réalisé dans les mêmes conditions. Cette exigence de mise à nu totale ne concerne pas les tuyauteries (DT32).

Des procédures de **révision des plans** doivent être établies, intégrant l'évolution des facteurs d'évaluation de la criticité et la prise en compte du retour d'expérience de l'équipement et des équipements susceptibles d'être affectés par les mêmes modes de dégradation.

Le guide DT84^[37] précise que les inspecteurs doivent prendre en compte

- les anomalies détectées par le personnel d'exploitation, ou de maintenance (revêtements endommagés, vibration ;
- les dépassements des COCL ; la remontée peut être automatique vers le service inspection ou être faite dans le cadre de réunions de bilans avec les exploitants.

1.3 NOTION DE DUREE DE VIE – MAINTIEN EN SERVICE

1.3.1 QUELQUES PRINCIPES

Durée de vie définie à la conception : limites

A la conception des équipements, des paramètres interviennent qui ont une influence sur la durée de vie.

Pour les équipements sous pression, le décret du 19 décembre 1999^[Erreur ! Source du renvoi introuvable.], transposition de la Directive Européenne sur les Equipements sous Pression fixe dans ses titres I, II, IV, V et l'annexe 1 les conditions de conception et fabrication des ESP.

Pour les équipements entrant dans le champ des exigences relatives à la conception et à la fabrication, une catégorie d'équipements est définie (de catégorie I pour les moins dangereux à IV pour les plus dangereux, incluant les accessoires de sécurité). **La catégorie conditionne un niveau de sévérité des contrôles.**

La conception et la fabrication intègrent les **paramètres intervenant sur le cycle de vie et la durée de vie de l'équipement** (cf § 1.1.7.).

Cependant, les conditions réelles de l'équipement peuvent être plus ou moins contraignantes, si bien que **la durée de vie est rarement définie de manière forfaitaire** avec remplacement de l'équipement au terme de la durée de vie initialement prévue.

Les conditions de fonctionnement (cycles de démarrage ou arrêt, conditions de pression / température, nature de la substance, charges externes (vibration, vents...), conditions environnementales...) influencent la durée de vie de l'équipement.

En pratique, les équipements ont quand même rarement une durée de vie prédéfinie. Les tuyauteries n'ont pas de durée de vie (pas de garantie des constructeurs).

Seuls certains équipements (en nombre limité) peuvent être considérés comme « consommables ». Cela est déterminé par le retour d'expérience et lié à des conditions particulières de température, de fluide, de matériau (par exemple : un échangeur acier/carbone avec un fluide corrosif). Ces équipements font l'objet d'inspections rapprochées et/ou de remplacements systématiques. Certains équipements, en chlorochimie par exemple, sont installés pour une durée de X années prédéfinie en raison de leur vieillissement accéléré connu.

Corrélation entre l'âge de l'équipement et les fréquences d'inspection

L'ASN précise dans le cadre des GT que la fréquence des contrôles augmente avec l'âge des installations, notamment car l'âge des équipements intervient dans certains modes de dégradation (apparition de certains modes ou accélération de ceux-ci).

La corrélation entre fréquence des contrôles et durée de vie résiduelle de l'installation n'est pas une obligation réglementaire, même si indirectement, pour certains modes de dégradation, des liens peuvent exister dans certains guides.

1.3.2 CRITERES D'ACCEPTABILITE

Au-delà de la mise en œuvre des opérations de contrôle, se pose **la question de l'acceptabilité des résultats obtenus**. L'objectif des contrôles mis en œuvre sur les équipements est 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.

Il faut se baser sur l'expérience, les résultats des CND précédents mais il faut être vigilant sur le fait que les taux d'évolution des défauts peuvent être modifiés.

Il n'existe pas de **réglementation spécifique sur les seuils d'acceptabilité des résultats obtenus**.

Des critères d'acceptabilité sont définis pour déterminer si l'équipement peut être maintenu en service sur une période déterminée (par exemple jusqu'au prochain arrêt ou au suivant). En fonction de la nature de la dégradation constatée et/ou prévisible, il peut être utilisé (expérience des sites) :

- Les codes de calcul (CODAP, CODETI...) qui permettent pour des pertes d'épaisseur générales de déterminer une épaisseur minimale compatible avec la pression maximale exercée ; les industriels définissent alors des règles d'acceptabilité en fonction des codes utilisés, des conditions de service et des zones concernées ; les épaisseurs sont calculées en tenant de vitesse de dégradation évaluées à partir des mesures antérieures (soit les deux dernières mesures, soit la dernière et la première, soit celles conduisant à la vitesse de perte d'épaisseur la plus importante). Les mesures sont effectuées aux mêmes points (repérées sur les équipements) afin de permettre un suivi dans le temps des mesures et une analyse des évolutions.
- Des décisions peuvent être prises quant à la présence de fissures : en cas de fissures, réparation obligatoire de l'équipement par exemple ;
- Des décisions peuvent être prises quant à la présence de blistering : celui-ci peut être toléré mais une surveillance est réalisée pour s'assurer qu'il n'y a pas d'évolution.

Lorsque des dégradations sont notées sur un équipement et que ces dégradations compromettent potentiellement son maintien en service, plusieurs options sont possibles :

- **Mettre hors service l'équipement**, avec ou sans remplacement ;
- **Supprimer si possible le dommage**, avec ou sans réparations ;
- **Réparer le composant**, de manière permanente ou temporaire, en supprimant ou non le mode de dégradation ;
- **Modifier les conditions de fonctionnement**, en dégradant éventuellement les conditions de fonctionnement (réduction de la pression de service, etc...) ;

Un suivi plus poussé peut être mis en œuvre pour s'assurer que l'étendue et l'évolution du taux de dégradation ne mettent en cause les conditions de sécurité ;

- Analyser la marge entre les conditions actuelles de l'équipement et le minimum défini dans les codes de construction et **mettre en œuvre une méthode de type Fitness For Service** et/ou évaluation de la durée de vie résiduelle (si des informations existent sur la taille des défauts) ; ces méthodes complexes sont décrites dans le paragraphe suivant. Des guides professionnels tels que l'API 579 (Fitness-For-Service) ou le BS 7910, moyennant des compétences pointues, peuvent être utilisés pour déterminer si un équipement peut être maintenu en service de manière sûre jusqu'au prochain arrêt.

Plusieurs actions sont possibles simultanément. Les décisions s'appuient alors sur des considérations économiques.

1.3.3 REPARATIONS ET MODIFICATIONS

Si des réparations ou des modifications sont effectués sur un équipement, **il est nécessaire de se demander si la réparation est satisfaisante et d'en évaluer la durée de vie.**

Les réparations sur les équipements sous pression doivent suivre les recommandations de la réglementation en vigueur (guides sur les réparations des ESP). Si des travaux conséquents sont effectués, la Personne Compétente ou un autre conseiller indépendant devra être **consulté avant d'effectuer la réparation**. La réparation doit être faite en suivant les exigences réglementaires associées (ESP par exemple). Ces impositions sont valables en France mais aussi au Royaume-Uni (cf rapport HSE – Plant ageing^[63] – 2006). Il est recommandé par le HSE d'avoir recours à un avis de professionnel pour **valider la réparation**. La réparation doit être faite selon le code de design initial, ou un nouveau s'il n'existe plus.

Si on considère que la réparation introduit un risque plus élevé, des mesures de mitigation pourront être mises en œuvre.

La spécification de réparation devra être vigilante vis-à-vis du maintien du fonctionnement des équipements de sécurité et du maintien de la possibilité d'inspection sur l'équipement.

La possibilité d'endommagement de l'équipement devra également être prise en compte (présence de contaminants, contraintes dues à des traitements thermiques ultérieurs, mauvais alignement après réparations, contraintes d'accès...).

1.3.4 REDUCTION DES CONTRAINTES SUR LE MODE OPERATOIRE

Si les critères simples ne sont pas satisfaits pour les conditions de service normales et/ou qu'une méthode FFS a montré que la durée de vie de l'équipement n'était pas suffisante avec les conditions de fonctionnement normales, il peut être décidé de **"déclasser"** l'équipement, en modifiant les conditions de service (réduction de la pression, température, charges appliquées, nombre de cycles...).

Si de telles décisions sont prises, **une analyse globale de la modification** doit être effectuée, pour s'assurer qu'il n'existe pas de nouvelles contraintes sur ces équipements associés.

1.3.5 EVALUATION DU FITNESS FOR SERVICE ET DE LA DUREE DE VIE RESIDUELLE

Note préliminaire : Les informations contenues dans ce chapitre 1.3.5 sont issues du document HSE "plant Ageing"^[63] et de l'article du CETIM sur les procédures d'évaluation de la durée de vie résiduelle des structure^[15].

Le principe de la méthode Fitness For Service 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 design.

Le FFS peut être mis en œuvre à n'importe quel moment de la durée de vie d'un équipement :

- Au moment de sa conception (phase de design) ;
- Pendant son service avant l'apparition d'un défaut ;
- Une fois un défaut apparu.

Dans les deux premiers cas, on fait des hypothèses sur l'apparition et la nature de dégradations. Dans le troisième cas, on se base sur les dégradations réelles.

Il existe pour les installations industrielles **deux principaux guides** utilisés pour évaluer si l'équipement peut être maintenu en service. Ces deux guides¹⁶ utilisés en Europe¹⁷, sont les suivants :

- L'API Recommended Practice 579 (2000) : Fitness-For-Service^[77], mis à jour en 2007 sous le nom de API RP 579-1/ASME FFS -1 (2007);
- Le BS 7910 – (2005) - Guide to methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures^[61].

Ces deux guides sont reconnus comme les plus sûrs et représentent des bonnes pratiques, bien qu'ils ne donnent pas toujours rigoureusement les mêmes résultats.

Mais il existerait d'autres guides donnant des règles d'évaluation de la nocivité des défauts : on trouvera des références dans le document HSE "plant Ageing"^[63] ou dans le document « CETIM - Evaluation de la nocivité des fissures – comparaison des procédures BS7910, API 579-1/ASME FFS-1, RSE-M et FITNET »^[16]

La mise en œuvre des guides est effectuée lorsque des doutes apparaissent sur le maintien de l'équipement à une échéance donnée, par exemple, parce qu'il est évaluée, compte-tenu de la vitesse de corrosion, que l'épaisseur minimale requise (aucune sur-épaisseur de corrosion) est atteinte. Une tolérance est alors prise sur la valeur minimale pour tenir compte des marges prises sur le design des équipements. **La tolérance acceptée dépend alors théoriquement des marges prises sur le design et des codes de construction utilisés.** De même pour les fissures, des coefficients de sécurité sont pris à la conception sur le chargement ou la taille des fissures, qui justifie la mise en œuvre de méthodes FFS.

Le BS 7910^[61]

Le BS 7910 est applicable aux **structures métalliques** dans de **nombreuses industries, sans être spécifiquement dédié aux équipements sous pression**. Il est très axé sur les défauts au sein des soudures et autour des soudures. **Les défauts couverts avec précision sont essentiellement les fissures.**

¹⁶ En France, le code RSE-M applicables aux réacteurs nucléaires à eau pressurisée a été mis à jour en 2005.

¹⁷ Le réseau européen FITNET a cherché à faire de la BS 7910 une norme européenne, mais certains pays (dont la France) s'y sont opposées. Le guide n'est donc pas reconnu aujourd'hui comme un standard.

L'API 579-1 / ASME FFS-1^[77]

L'API 579 est axé sur l'évaluation des équipements dans les **raffineries et la pétrochimie**. Il est **très orienté équipements sous pression et notamment ceux construits suivant les codes ASME** (Boilers and Pressure Vessel Code) **et les tuyauteries (B 31) et par l'API pour les réservoirs de stockage**. Les évaluations du FFS sont en cohérence avec les tolérances données dans ces codes. En particulier, les analyses de 1^{er} niveau sont basées sur les formules de ces codes. Si d'autres codes sont utilisés, la mise en œuvre du FFS nécessite une interprétation de la part de l'utilisateur.

L'utilisation de l'API 579 est conçue pour **trois types d'utilisateurs** :

- le **niveau 1 correspond à des inspecteurs d'usine** ayant un minimum de connaissance en inspection et sur les composants.
- Les **niveaux 2 et 3 ne sont utilisables que par des ingénieurs experts**. Ils nécessitent de recueillir beaucoup d'informations sur l'équipement, les modes de dégradations rencontrés, possibles... De ce fait, les études sont réalisées par un ensemble de personnes compétentes (ingénieur procédé, spécialistes de CND, spécialiste de la corrosion...). Le niveau 3 met en œuvre des méthodes de calcul plus poussées de type éléments finis et nécessitent des moyens informatiques plus conséquents que le niveau 2 et donc des qualifications spécifiques des personnes. Généralement, si le niveau 2 donne déjà satisfaction, le niveau 3 n'est pas entrepris.

Aux USA, suite à des utilisations abusives de la méthode FFS, l'administration américaine a mis en place une licence pour les organismes pouvant réaliser des études FFS de niveau 3.

L'utilisation du BS7910 comporte également trois niveaux pour les analyses des fractures et de la fatigue. Pour le BS 7910, le niveau 1 nécessite déjà des compétences poussées.

On pourra se reporter à l'annexe H pour plus de détails sur ces deux guides.

On note que l'utilisation de ces méthodes nécessite une compétence spécifique des utilisateurs. Les données nécessaires à la mise en œuvre des méthodes peuvent être difficiles à obtenir. Il est difficile d'en connaître la fiabilité.

1.4 EXIGENCES RELATIVES AUX COMPETENCES DES PERSONNES

Les opérations de suivi des équipements sont réalisées **sous la responsabilité de l'exploitant** par une personne considérée comme compétente. Cette personne peut être une personne du site, du SIR du site, ou d'un organisme habilité extérieur.

Les organismes habilités

Les organismes habilités interviennent nécessairement à différents moments du processus :

- Validation des plans d'inspection de tuyauteries élaborés par l'exploitant ;
- Réalisation de la requalification périodique (ou par le SIR s'il était reconnu à cet effet, ce qui est rarement le cas).
- En cas d'intervention notable, contrôle par un expert d'un organisme habilité (ou par le SIR s'il était reconnu à cet effet).

Parfois l'organisme habilité pourra être amené à effectuer lui-même les opérations d'inspections, à la demande de l'exploitant.

Les organismes habilités figurent sur une liste officielle (arrêté du 22 juin 2005^[25]). Ils comprennent les APAVE, BUREAU VERITAS, ASAP (Association pour la sécurité des Appareils à Pression) qui inclut l'Institut de Soudure, SGS, SOCOTEC et NORISKO.

Les qualifications des inspecteurs des SIR

Les critères de reconnaissance définis dans l'instruction DM-T/P N°32510^[24] s'appuient sur les principes de la norme NF EN ISO/CEI 17020^[10] (ex NF EN 45004) de 2005. Au-delà des exigences définies dans la DM/TP n° 32510^[37] du 21 mai 2003, il n'existe pas d'exigences particulières quant à la qualification des inspecteurs d'un SIR, en dehors d'une habilitation interne délivrée par le site. Cependant en pratique, des **formations avec qualification sont réalisées par le CTNIIC (Comité technique National de l'Inspection dans l'Industrie Chimique) qui délivre des certifications UIC** (UIC niveau 1 et UIC niveau 2). Ces niveaux UIC sont corrélés aux responsabilités des inspecteurs sur les sites : le niveau 1 est généralement associé à des opérations de mise en place de plan d'inspection, de réalisation d'opérations de suivi, de propositions d'actions. Mais le niveau 2 est requis pour les opérations de validation. Les DRIRE exigent généralement ces niveaux de qualification.

Les qualifications des autres acteurs des opérations de suivi

Dans le cas **d'opérations de soudure**, les QMOS (Qualification des Modes Opératoires de Soudage) et QS (Qualification des Soudeurs et des Opérateurs) selon l'arrêté soudage du 24/03/1978 seront vérifiées.

Dans le cas **d'opérations de CND**, il existe des **accréditations COFREND**, avec différents niveaux, pour la majorité des CND. Le niveau 1 est facile à obtenir et est loin de garantir une réelle expérience de la personne. Le niveau requis dépend également des attentes (un niveau 2 est à même de faire des interprétations quant à l'acceptabilité des résultats). Les opérations de CND sont généralement sous-traitées à des sociétés spécialisées et les qualifications s'appliquent à un type de CND donné. Le contrôle des accréditations doit permettre de vérifier la compétence des personnes intervenant. Pour des ultrasons (US) en vue de mesures d'épaisseur, il n'existe pas d'exigences COFREND et ces opérations sont souvent, dans le cas d'établissement avec des SIR, réalisés par les inspecteurs du SIR.

1.5 QUELQUES TEXTES PARTICULIERS

Des réglementations spécifiques pour certains types d'installations ont complété le champ réglementaire :

Guide des Bonnes Pratiques pour le contrôle par Emission Acoustique des Equipements sous pression (guide AFIAP^[26]) : le guide propose de remplacer l'épreuve hydraulique (de requalification périodique) par un essai sous pression de gaz avec contrôle par émission acoustique pour certains équipements : c'est le cas notamment des sphères, des réservoirs cylindriques de GPL. Normalement le guide ne dispense pas de la visite intérieure, mais le plus souvent une dispense est obtenue sur justification auprès de la DRIRE, ce qui permet de s'affranchir de la vidange du réservoir.

Inspection réglementaire des équipements sous pression revêtus extérieurement ou intérieurement (Guide AQUAP^[27]) : 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 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 ;

- les équipements sous pression surveillés par un Service inspection reconnu dans le périmètre de sa reconnaissance.

Note : pour les conditions de décalorifugeage des établissements avec des SIR, on pourra se reporter au DT84 et/ou DT32, qui fournissent en annexe des précisions sur les zones devant être soumises à un décalorifugeage partiel ou total (cf rapport sur le benchmark stockage en raffinerie).

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 ou plus complet.

- **Normes spécifiques aux GPL : comme dit dans les normes, « ces normes européennes sont basées sur les législations et règlements en usage en Europe mais aussi sur les règlements et les usages des industriels ».**
 - **Norme européenne NF EN 12817³⁴ : Inspection et requalification de réservoirs GPL aériens de capacité inférieure ou égale à 13 m³ pour gaz de pétrole liquéfiés – décembre 2002, modifiée en juin 2006.** Il s'agit d'une norme traitant des méthodes et du contexte nécessaire à l'inspection de réservoirs aériens de GPL. Elle introduit trois types de contrôles :
 - **L'inspection de routine** : inspection visuelle externe des parties visibles du réservoir (en vue de déceler une corrosion externe) et de ses équipements, elle inclut un contrôle des organes de sécurité (état des drainages des soupapes, mise à la terre, jauges de niveaux) ;
 - **L'inspection périodique** : inspection visuelle externe des parties visibles du réservoir et de ses équipements, mais à une fréquence moins élevée que les inspections de routine ; elle comprend outre les inspections de routine les contrôles des événements des soupapes, des manomètres, des vannes d'arrêt, l'absence de corrosion sur les goujons, écrous... ;
 - **La requalification périodique** : celle-ci comprend au moins **un des éléments** suivants :
 - a/ Une requalification individuelle de chaque réservoir, incluant une inspection visuelle externe et au moins un des éléments suivants ;
 - Une inspection visuelle interne ;
 - Une épreuve hydraulique ;
 - Un contrôle par émission acoustique ;
 - Un contrôle d'épaisseur par ultrasons ;
 - Une autre méthode équivalente.

b/ une requalification par échantillonnage d'un lot de production.

A noter qu'une inspection du site doit également être prévue, incluant un **contrôle de l'état des supports et des fondations** pour s'assurer « qu'ils sont sains, sans dommage visible ou tassement différentiel ».

La norme ne spécifie aucun intervalle entre les différents contrôles.

Norme européenne NF EN 12819 (norme en cours de modification^[35]), Inspection et requalification de réservoirs aériens de capacité supérieure à 13 m³ pour gaz de pétrole liquéfiés. Comme la précédente, elle décrit les trois types de contrôles à effectuer :

- **L'inspection de routine** : inspection visuelle externe des parties visibles du réservoir (en vue de déceler une corrosion externe) et de ses équipements, elle inclut en plus de l'inspection de routine des réservoirs $\leq 13 \text{ m}^3$ la vérification de l'état des tubes d'évent des soupapes, la vérification des réponses des vannes commandées à distance et l'inspection du site (incluant l'absence de détérioration des systèmes de protection éventuels contre les chocs, la vérification de l'état sain et sans dommage des supports et fondations, sans tassement différentiel et avec boulons d'ancrage en bon état ;
- **L'inspection périodique** : inspection visuelle externe des parties visibles du réservoir et de ses équipements, mais à une fréquence moins élevée que les inspections de routine ; elle comprend outre les inspections de routine les contrôles de manœuvrabilité des mécanismes des collecteurs des soupapes, des manomètres, des pressostats éventuels, des appareils de mesure de température, des vannes d'arrêt... ;
- **La requalification périodique** : celle-ci comprend une vérification du tarage de la soupape ou son changement, la vérification de l'absence de corrosion sur les goujons, écrous..., la manœuvrabilité des limiteurs de débits et des clapets anti-retour **et au moins un des éléments** suivants :
 - Une inspection visuelle interne ;
 - Une épreuve hydraulique ;
 - Un contrôle par émission acoustique ;
 - Un contrôle d'épaisseur ;
 - Une autre méthode équivalente.

La norme précise que l'intervalle entre deux requalifications ne doit pas dépasser 12 ans mais ne donne pas plus d'informations sur les intervalles entre les différents contrôles.

Il existe des **cahiers des charges pour la construction d'équipements** particuliers qui permettent de bénéficier d'aménagements aux dispositions réglementaires sous réserve de mesures compensatoires. C'est par exemple le cas du cahier des charges relatifs **aux réservoirs sous talus destinés au stockage de gaz inflammables liquéfiés** – Guide AFIAP – Dispositions spécifiques applicables aux réservoirs sous-talus destinés au stockage de gaz inflammables liquéfiés – juin 2004 (guide reconnu par DM/TP 33105) ; le guide précise les conditions requises pour les dispenses de vérification extérieure de la paroi et des supports à l'occasion des inspections périodiques et pour les dispenses de la mise à nu de la paroi extérieure du réservoir lors de la requalification périodique.

2. POLITIQUES DE SUIVI DES BACS DE STOCKAGE AUTRES QUE SOUS PRESSION

Ce chapitre comporte deux aspects :

- Une présentation des principes de contrôle et de suivi en service tels qu'imposés par la réglementation et proposés dans différents guides professionnels et normes ;
- Des notions sur la durée de vie.

2.1 ASPECTS THEORIQUES : REGLEMENTATION, NORMES ET GUIDES APPLICABLES

2.1.1 REGLEMENTATION

Les bacs de stockage atmosphériques sont soumis à des réglementations selon la nature des substances contenues :

- **Pour les bacs contenant des hydrocarbures liquides légers:**

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"^[39] et "Arrêté Ministériels du 4 septembre 1967: Aménagement et exploitation des usines de traitement de pétrole brut, de ses dérivés et résidus"^[40].

Ces textes formalisent les prescriptions en termes de règles d'installation, d'exploitation, de protection et de suivi des bacs de liquide inflammable.

Ces règles s'imposent à l'ensemble des bacs d'hydrocarbure présents en dépôts. 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 et du 19 novembre 1975^[39] :

"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 pour 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.

- **Pour les bacs contenant des produits chauffés:**

Les bacs réchauffés contenant des serpentins ne sont pas soumis au contrôle d'étanchéité réglementaire puisque les produits chauffés sont des produits lourds (fuel-oil lourds, bitume...).

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 bar,*
 - *le timbre augmenté de 12 bar si ce dernier est supérieur à 6 bar sans excéder 12 bar,*
 - *deux fois le timbre si ce dernier est supérieur à 12 bar.*
- *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 réchauffés sont donc ouverts tous les 20 ans au maximum. Cette ouverture est l'occasion de réaliser une inspection interne du bac.

- **Pour les bacs contenant d'autres substances (toxiques, acides...)**: il n'existe pas de réglementation générale applicable à ces réservoirs, tout au moins par grand type de substances. Cependant des arrêtés préfectoraux peuvent imposer aux exploitants un suivi de ces équipements. Il n'a pas été recherché dans la cadre de cette étude de réglementation spécifique liée à une substance donnée.

2.1.2 GUIDES PROFESSIONNELS

Au-delà des guides généraux définissant les principes des méthodes basées sur la criticité et qui sont détaillés dans le chapitre sur les équipements sous pression (API 580^[72], API 581^[73] ; DT32^[36] et DT84^[37]), il existe des guides professionnels spécifiques pour les liquides inflammables et qui sont utilisés en France :

- Le **guide UFIP- 2000**^[42] : "Guide pour l'inspection et la maintenance des réservoirs métalliques aériens cylindriques verticaux d'hydrocarbure liquide en raffinerie"^[42] ; Ce guide est destiné au service d'inspection (non nécessairement reconnu) pour réaliser les prescriptions essentielles relative 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. Il est basé sur les deux guides décrits ci-dessous (EEUMA 159 et API 653).
- Le **guide britannique EEUMA 159** : "Users guide to the maintenance and inspection of above ground vertical cylindrical steel storage tanks » (1994)^[53] ; 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.
- **L'API 653**^[37] : "Tank inspection, repair, alteration and reconstruction"^[76] : Ce guide est destiné au service d'inspection **spécifié, autorisé** pour réaliser les prescriptions essentielles relative à l'inspection et à la maintenance des réservoirs **construits à partir du code API 650**. Cependant, il est spécifié qu'il peut être utilisé pour l'ensemble des codes de construction. Le guide est différent des guides ESP (API) puisqu'il est construit sur des bases beaucoup plus pratiques, dans le même esprit que le guide UFIP – 2000 présenté ci-dessus.
- **Guide EEUMA 183** : "Guide for the prevention of bottom leakage from vertical cylindrical, steel storage tanks"^[54] 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. Ce guide n'est pas détaillé dans le présent rapport.

On se reportera au benchmark "stockage en raffinerie" pour plus de détails sur le contenu de ces textes.

Les guides comportent des check-lists de points de contrôle (externe et interne).

Ces guides définissent des types de contrôles sur les bacs :

- **Des inspections de routine régulières** effectuées au cours de ronde :

	Intervalles entre les inspections de routine
UFIP	Régulièrement
API 653	1 mois
EEUMA 159	3 mois

- Des **inspections périodiques** visant à surveiller les **effets externes de la corrosion** :

	Surveillance externe	Contrôle épaisseur par US
UFIP	1 à 3 ans (Etat peinture et assise du réservoir) 2 à 5 ans selon l'historique et la nature du stockage (état corrosion externe) – réchauffé ou à température ambiante. Comprend surveillance corrosion interne des zones visibles	Contrôles d'épaisseur du toit et de la robe par la méthode des ultrasons possibles
API 653	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	Contrôle des épaisseurs par US peut être réalisé (optionnel) Si celui-ci est réalisé, 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. Maxi 15 ans
EEUMA 159	3 à 8 ans selon la nature du stockage (stockage chauffées, pétrole brut, etc) Dépend aussi du climat	Contrôle des épaisseurs par US peut être réalisé (optionnel) Peut être remplacé par méthode électro-magnétique, moins précise mais couvrant une surface plus grande

- Un **contrôle par émission acoustique** permettant d'une part de déterminer l'état général de corrosion et d'autre part de localiser et d'évaluer la probabilité de la présence de fuite ;

	Intervalles entre les contrôles
UFIP	Contrôle tôle de fond de 0 à 10 ans (selon précédent stade de corrosion active et fissure)
API 653	Pas d'information
EEUMA 159	Pas d'information

- Une **inspection intérieure** dont la fréquence est dépendante de l'ensemble des résultats des étapes précédentes :

	Intervalles entre les contrôles
UFIP	Maximum de 20 ans lorsque présence de serpentins (selon produit stocké, historique d'inspection, résultats d'émission acoustique)
API 653	La fréquence de celle-ci est dépendante 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 RB ¹⁸ est mise en place
EEUMA 159	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. Valeurs guides : 6 ans à 16 ans selon la nature du stockage (stockage chauffé, pétrole brut, etc)

2.2 NOTION DE DUREE DE VIE – MAINTIEN EN SERVICE

Durée de vie définie à la conception : limites

A la conception des équipements, des paramètres interviennent qui ont une influence sur la durée de vie.

Pour les bacs de stockage, il existe dans le CODRES ou les autres codes de construction des paramètres qui ont une influence directe sur la durée de vie de l'équipement. La conception des bacs est basée sur différents paramètres dépendant du donneur d'ordre qui influencent le vieillissement :

- La catégorie de construction: 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.

Cependant, les conditions réelles de l'équipement peuvent être plus ou moins contraignantes, si bien que **la durée de vie est rarement définie de manière forfaitaire** avec remplacement de l'équipement au terme de la durée de vie initialement prévue.

Les conditions de fonctionnement (cycles de démarrage ou arrêt, conditions de pression / température, nature de la substance, charges externes (vibration, vents...), conditions environnementales...) influencent la durée de vie de l'équipement.

¹⁸ Il est fait clairement référence dans l'API 653 aux méthodes RBI et Fitness For Service (API 580, 581 et 579). Le guide privilégie ces méthodes pour la définition des contrôles.

Les contrôles réalisés sur les stockages doivent permettre de déterminer si le stockage peut être maintenu en service ou nécessite des réparations.

Il n'existe pas de critères réglementaires spécifiques sur ces aspects hormis la notion globale de maintien de l'intégrité mécanique du réservoir.

Les réparations liées aux résultats des contrôles permettent d'étendre la durée de vie d'un équipement. Ces opérations vont de la simple recharge (opération consistant à ajouter du métal dans la zone de corrosion localisée) en cas de point de corrosion très localisé jusqu'au renouvellement complet d'une partie de l'équipement (i.e : toit flottant, doublement du fond de bac...). Toutefois, pour les dégradations les plus communes, le changement de tôle représente la solution la plus utilisée.

Des guides peuvent être utilisés pour qualifier les réparations (essentiellement l'API 653^[76] et l'EEMUA 159^[53]

Des méthodes de type Fitness For Service peuvent être utilisées pour calculer des durée de vie résiduelle et agir en conséquence. Le guide principalement utilisé à ce titre est l'API 579^[77].

L'ensemble de ces éléments justifie l'utilisation de la notion de durée de vie résiduelle. Celle-ci représente la durée durant laquelle l'équipement pourra être maintenu intègre. L'estimation de la durée de vie résiduelle doit prendre en compte la conception initiale de l'équipement, les conditions d'utilisation de l'équipement, l'ensemble des résultats des inspections menées sur l'équipement et les modifications/réparations réalisées sur l'équipement.

Corrélation entre l'âge de l'équipement et les fréquences d'inspection

Certains des guides utilisés (API 653^[76], EEMUA 159^[53]...) font un lien entre les intervalles entre contrôles et la durée de vie résiduelle de l'équipement, évaluée elle-même par rapport aux résultats de contrôles précédents.

3. EQUIPEMENTS (TUYAUTERIES D'USINE ET RESERVOIRS) AUTRES QUE SOUS PRESSION

3.1 ASPECTS THEORIQUES : REGLEMENTATION, NORMES ET GUIDES APPLICABLES

Les équipements (réservoirs et tuyauteries d'usine) qui n'entrent pas dans le champ du décret du 19 décembre 1999^[Erreur ! Source du renvoi introuvable.] ne sont pas soumis à des exigences de suivi dans le cadre de la réglementation des équipements sous pression. Ceux exclus du champ de l'arrêté du 15 mars 2000^[19] doivent faire l'objet d'un suivi mais sans prescription précise sur le suivi.

Cependant, le développement des méthodes basées sur le risque conduisent les industriels mettant en œuvre ces méthodes à mettre en place un plan de suivi des équipements, qui sont alors soumis volontairement à suivi. On appelle ces équipements des **équipements soumis à suivi volontaire (ESSV ou ESV)**. Pour ces équipements, l'exploitant (le service inspection) définit des plans de contrôle qui sont alors différents des plans de contrôle réglementaires. On ne parle plus dans ce cas d'inspections périodiques et/ou de requalifications périodiques mais simplement de plans d'inspection ou de contrôle. Le contenu est de la responsabilité de l'exploitant. Aucune imposition n'est fixée concernant les intervalles entre les contrôles.

Pour les sites ne mettant pas en œuvre ce type de méthode, ces équipements ne font l'objet d'aucune obligation de suivi (voir note ci-dessous).

Il n'existe pas à ce jour de conditions figées pour définir si un équipement entre ou non dans le champ des ESSV.

Note : il ne semble pas qu'il existe de réglementation spécifique concernant le suivi des équipements autres que sous pression, en tout cas de manière générale, sans référence à une substance donnée. Cependant, les industriels sont souvent confrontés à des obligations définies dans les arrêtés préfectoraux d'exploitation (pour des substances toxiques, corrosives...).

4. EQUIPEMENTS ELECTRIQUES ET INSTRUMENTATION DE SECURITE

❖ Cas général

Il n'existe pas d'exigences réglementaires pour le suivi des systèmes instrumentés de sécurité (SIS). Cependant des normes de sécurité fonctionnelle d'application volontaire en France (CEI 61511^[8] et CEI 61508^[7]) fixent toutefois des bonnes pratiques pour leur gestion et leur maîtrise.

❖ Cas particulier des accessoires de sécurité montés sur les ESP

Dans le cadre de la réglementation des ESP, l'examen et la vérification des accessoires de sécurité (incluant les pressostats, les systèmes instrumentés associés...) sont prévus, en même temps que les inspections et requalifications périodiques, aux intervalles fixés pour les équipements qu'ils protègent. La nature des contrôles à réaliser sont déterminés de manière plus précise dans la circulaire BSEI n° 06-080 du – mars 2006^[20].

Il existe une norme européenne (la norme NF EN 764-7^[44]) qui donne des éléments sur le suivi des accessoires de sécurité montés sur les ESP.

Dans le cas particulier des GPL, les normes européennes NF EN 12817^[34] et 12819^[35] fixent des vérifications sur certains dispositifs de sécurité pour chaque type de contrôle envisagé (inspection de routine, inspection périodique, requalification périodique) mais sans en fixer de périodicité. On se reportera au benchmark sur les stockages en raffinerie pour la liste des opérations à faire sur les divers organes de sécurité.

5. ACCESSOIRES DE SECURITE AUTRES QU'ELECTRIQUES

Dans le cadre de la réglementation des ESP, l'examen et la vérification des accessoires de sécurité (incluant les soupapes, les disques de rupture) sont prévus, en même temps que les inspections et requalifications périodiques, aux intervalles fixés pour les équipements qu'ils protègent. La circulaire BSEI 06-080^[20] permet de distinguer les notions d'examen et de vérification demandés dans le cadre des inspections périodiques et des requalifications périodiques.

Il existe une norme européenne (la norme NF EN 764-7^[44]) qui donne des éléments sur le suivi des accessoires de sécurité montés sur les ESP.

Pour les bacs de stockage, il n'y a pas de réglementation mais le contrôle des événements fait partie des check-lists des contrôles à réaliser sur les bacs et définis dans des guides professionnels.

6. GENIE CIVIL

6.1 APERÇU DES EXIGENCES

Le champ d'étude retenu concerne les 4 éléments suivants :

- les cuvettes de rétention,
- les fondations de bacs,

- les supports de canalisations (pipe racks) ;
- les réseaux liquides sous fondations : caniveaux, fosses humides, tuyauteries enterrées véhiculant des effluents potentiellement pollués dans les unités de fabrication (fosses sèches comprises)

Le choix des 3 premiers est motivé par l'accidentologie. Le choix du dernier est lié à l'étude des fondations car une fuite non contrôlée sur un de ces réseaux peut entraîner une dégradation importante de la fondation.

Thèmes couverts

- **Suivi des équipements** : aucun document n'a été identifié sur un suivi quelconque des éléments de génie civil.
- **durée de vie** : aucun document n'a été identifié sur une durée de vie quelconque des éléments de génie civil. La seule durée connue est la **garantie décennale** au moment de la construction.

De manière à donner des éléments de réponse, il convient d'apporter quelques informations connues sur les modes de dégradation et les techniques de détection du vieillissement des éléments génie civil.

- **Cuvettes de rétention** :
 - Modes de dégradation :
 - fissuration (qui affecte l'étanchéité) ;
 - Erosion des merlons (qui affecte le volume de sécurité) ;
 - Corrosion des armatures (en cas d'ouvrages en béton armé. Peut affecter la tenue mécanique).
 - Technique de contrôle : essentiellement visuelle. Il n'existe pas de critères de taille de fissures admissible sur les cuvettes de rétention. Néanmoins les travaux réalisés dans le cadre du suivi des installations nucléaires et des ouvrages d'art devraient permettre d'aboutir à des critères pertinents.
 - Technique de contrôle : remplissage des cuvettes de rétention fermée et contrôle de niveau (calcul de la vitesse de pénétration). Pas de seuil trouvé.
 - Eléments vulnérables pour les contrôles d'étanchéité : liaisons inter-équipements : robe-galette, cuvette-galette, cuvette-drains, cuvette-massifs, cuvette-tuyauteries.
- **fondations de bacs** :
 - modes de dégradation : tassement et affaissement différentiel.
 - Technique de contrôle : essentiellement visuelle. Les tassements différentiels induisent la plupart du temps des perturbations au niveau des bacs eux-mêmes. Il convient alors de vérifier :
 - le tassement entre le centre du fond et les bords de robe (tassement différentiel uniforme). Critère UFIP. 30% ;
 - le tassement différentiel entre deux points distants de 10 m. Critère UFIP. 100 mm ;
 - La valeur maximale du devers. Critère UFIP : 1/100 de la hauteur.
- **supports de canalisations (pipe racks)** :
 - mode de dégradation : corrosion. Aucun seuil ni technique n'est indiquée dans cette partie. Néanmoins la gestion de la corrosion est largement traitée pour tous les équipements hors génie civil. Il est possible de s'en inspirer largement.

- **réseaux liquides sous fondations** : cette partie n'est pas traitée ;
- **autres** : le guide "cahier technique des réservoirs sous talus" édité par l'AFIAP donne des éléments sur l'inspection des parties génie civil d'un réservoir sous talus: "*Le positionnement du réservoir (...) doivent être vérifiés par du personnel qualifié, aussi souvent qu'il est nécessaire, sans que l'intervalle entre deux vérifications successives soit supérieur à 12 mois. Ces vérifications donnent lieu à enregistrement*".

Les contrôles de positionnement des réservoirs au cours des inspections et requalifications périodiques (et particulièrement celui effectué lors de la première inspection) doivent permettre de déterminer la déformation des éléments caractéristiques (par exemple et selon le cas : génératrice supérieure, méridienne, tête des pieds de supportage, etc...)"

Commentaire : ces exemples sont indicatifs: a priori l'Exploitant peut décider librement ce qu'il étudie pour caractériser son tassement différentiel

"A partir de ces éléments, les tassements différentiels effectifs doivent être établis et comparés aux valeurs maximales admises lors des calculs de stabilité initiaux. Lors des épreuves de requalification périodique, le contrôle doit être effectué avant remplissage en eau puis après mise en pression hydraulique, réservoir plein d'eau."

- **réparations et modifications** : aucun document n'a été identifié sur la gestion des réparations et des modifications des éléments de génie civil.

6.2 REMARQUES

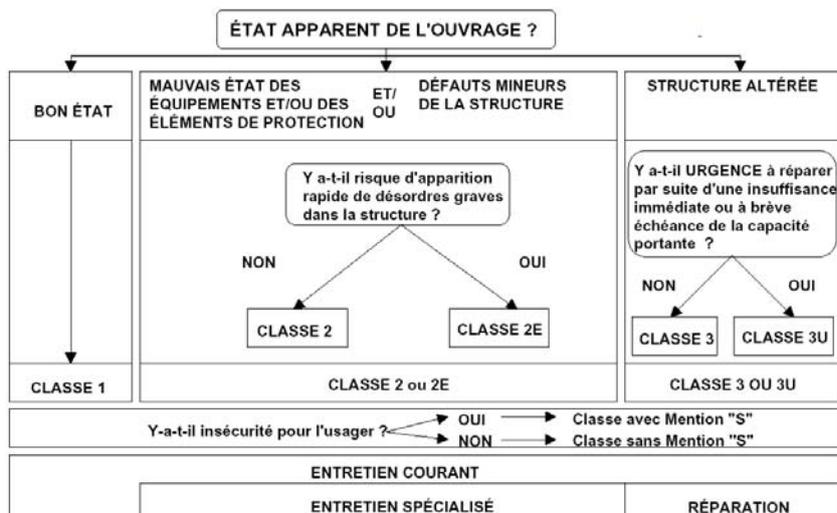
Ce paragraphe regroupe des remarques, issues notamment des spécialistes et/ou industriels rencontrées au cours des visites sur site, ou faites au cours du GT génie civil.

- **Un exemple : les murs coupe-feu ;**

Le mur coupe-feu, qui est un organe génie civil prépondérant pour la sécurité des entrepôts, est soumis à des normes et des certifications extrêmement claires et cadrées. En revanche au niveau de la durée de vie, l'inspection et la maintenance il y a un vide normatif. Les procès verbaux signalent simplement que le mur ne doit pas subir de modifications.

- **Les aspects intéressants du suivi des silos, des ouvrages d'art (SETRA) et des installations nucléaires ;**

La synthèse suivante donne les éléments les plus intéressants de trois domaines dont un guide sur le vieillissement des installations en génie civil pourrait s'inspirer. Toutes les méthodes retiennent le principe de classement des ouvrages de manière à déterminer une criticité du vieillissement. Un exemple de classement adopté par le SETRA est présenté dans le tableau ci-dessous :

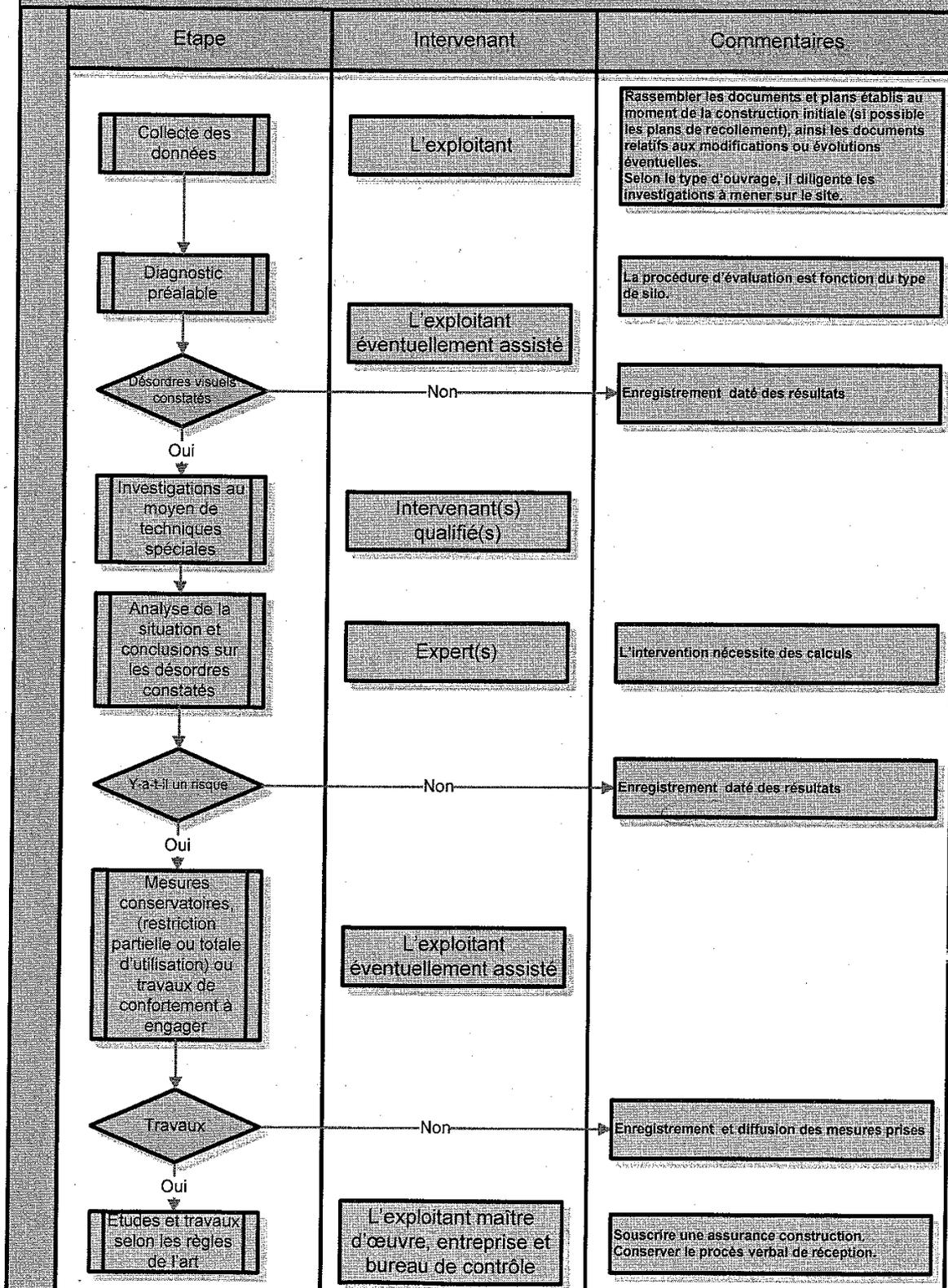


Par ailleurs un tableau des points communs adoptés par chacune des méthodes est présenté ci-dessous :

	Silos de stockage	Génie civil (ponts)	Nucléaire
Acteurs	Exploitants/services HSE	DDE pour les inspections de premiers et deuxième niveaux. Services spécialisés en troisième niveau	Exploitant/ASN (qui soustrait des parties techniques de l'inspection à l'IRSN)
Périodicité	Contrôle visuel annuel	Contrôle visuel annuel de routine (premier niveau) Contrôle visuel approfondi tous les 3 ans (deuxième niveau)	Réexamen de sureté demandé par l'ASN tous les 10 ans (avec arrêt de tranche 3-4 mois). Contrôle plus fréquent par EDF
Durée de vie	Pas de durée de vie « a priori »	idem	40 ans sur les centrales basiques. 60 ans sur les EPRs.
Formation	Cycle de 2 jours pour les acteurs	Formation de plusieurs jours pour l'IQOA	Pas d'informations sur les pratiques des Exploitants.
REX	Mis en place. Accidents référencés par le BARPI.	Mis en place	Mis en place. GP REX / 3ans collecte des données par l'IRSN. Et REX fait indépendamment par EDF. Accidents analysés par ASN et IRSN

Un logigramme d'inspection pour les silos de stockage est présenté page suivante.

Silos: logigramme d'audit solidité des ouvrages



ANNEXE F
**Présentation des pratiques de maîtrise du vieillissement
en France**

1. INTRODUCTION

L'INERIS a réalisé au cours du 1^{er} semestre 2009 des visites sur des sites industriels en vue de mieux appréhender les bonnes pratiques et/ou les difficultés de la mise en œuvre du suivi des équipements sur le terrain.

Quatorze visites ont été faites :

- 6 dans des raffineries ;
- 2 en dépôt GPL ;
- 4 dans des sites chimiques (1 site sans SIR¹⁹ et 3 sites avec SIR) ;
- 2 dans des dépôts de liquides inflammables.

Les pratiques rencontrées sur le terrain sont de deux types, en fonction de la nature du site et de l'organisation mise en place :

- **Les établissements avec des Services d'Inspection Reconnu (SIR)** (tels que certains gros sites chimiques et les raffineries) appliquent pour la majorité des équipements **des méthodes basées sur la criticité** en s'appuyant sur les guides professionnels et des outils différents (DT 32 et DT84 ou RIMAP ou en s'appuyant sur l'API 581) ;
- **Les établissements ne disposant pas de SIR** conduisent les opérations de suivi des équipements conformément aux réglementations en vigueur. Il peut exister ou non un service inspection.

Cette annexe présente les pratiques rencontrées sur le terrain. Pour les pratiques relatives aux raffineries (non traitées dans ce rapport), on se reportera aux deux rapports sur les raffineries

- DRA-09-102957-08289B - DRA71 – opération A1.2 / DRA73 – opération C2.1 : Maîtrise du vieillissement des installations industrielles - Benchmark stockage en raffinerie. L'analyse est ciblée sur deux types de stockages : les stockages de GPL et les réservoirs atmosphériques de substances inflammables.
- DVM-09-102957-08343B - DRA71 – opération A1.2 / DRA73 – opération C2.1 : Maîtrise du vieillissement des installations industrielles - Benchmark sur les tuyauteries en raffinerie.

2. RAFFINERIES

Le lecteur se reportera aux deux rapports sur les raffineries.

3. DEPOTS GPL

❖ Introduction

Deux visites de sites ont été réalisées dans le cadre de cette étude. Les deux sites ont des installations de moins de 20 ans.

Le chef de centre est responsable du suivi des équipements. **Le suivi des équipements est réalisé conformément à la réglementation à l'aide d'un organisme habilité.** Celui-ci réalise a minima les contrôles réglementaires.

¹⁹ SIR = Service d'Inspection Reconnu

Le REX sur les deux sites ne fait pas apparaître de problèmes de corrosion, ni de souci particulier lié à la fatigue des équipements (vibrations de compresseurs absorbées par des flexibles) hormis d'éventuels desserrages de brides suite à des vibrations. Aucun phénomène de fissuration n'a été observé.

❖ Suivi des tuyauteries

Selon l'organisation du site, l'OH réalise les plans d'inspection des tuyauteries et détermine les points de contrôles ou il n'est impliqué que dans la validation des plans. Dans ce dernier cas, le plan est défini par l'exploitant et il est ensuite validé par l'OH. Les services techniques du siège assurent alors un appui pour l'élaboration de ces plans. Sur les deux sites visités, le plan d'inspection des tuyauteries précise l'identification des points sensibles (brides, vannes, supports de racks) et le suivi des vannes. Il est élaboré sur la base de l'expérience des personnes ou selon une méthode d'évaluation des facteurs de défaillance et des conséquences d'une défaillance éventuelle des tuyauteries, basée sur les critères du CODETI. Les points de contrôle sont déterminés sur des isométriques de tuyauteries et sont ensuite repérés sur le terrain pour s'assurer que les points de contrôle sont toujours les mêmes et permette une comparaison des résultats des contrôles successifs.

L'ensemble des tuyauteries de diamètre supérieur à 1/2", dont le suivi ne serait pas obligatoire, sont en phase d'intégration dans le plan d'inspection.

Le suivi des tuyauteries comporte à ce jour sur les deux sites :

- Un contrôle visuel externe ;
- Des mesures d'épaisseur par des techniques d'ultrasons ;
- Le contrôle des supports ; sur un des sites, il est précisé que le contrôle des supports béton n'est pas réalisé à ce jour mais qu'une vérification visuelle de la partie béton et métallique sera intégrée dans la révision des plans.
- Le contrôle des accessoires sur la ligne (notamment soupapes d'expansion thermique ; sur un des deux sites, les soupapes sont contrôlées par l'OH visuellement tous les 40 mois et sont changées systématiquement tous les 10 ans. Elles sont testées tous les ans par un test mécanique de levage et il est vérifié que les soupapes sont bien en place) ;

Sur un des sites au moins, une ronde est effectuée **tous les jours par un opérateur pour un contrôle visuel** (non formalisé) des tuyauteries visibles, permettant par exemple de s'assurer que les soupapes d'expansion ne se sont pas ouvertes. Des campagnes de peinture ont lieu régulièrement (peinture des tuyauteries refaite à peu près tous les 7 à 8 ans).

Sur un des sites avec des tuyauteries de 6" pour lesquelles la requalification décennale est obligatoire ; les tuyauteries sont démontées pour un contrôle interne.

❖ Suivi des réservoirs

Les réservoirs sur les deux sites sont de conception différente (cylindre aérien, sphère sous tressol ou réservoirs sous talus).

Le suivi est assuré par l'organisme habilité, conformément à la réglementation :

- **L'inspection périodique**, tous les 40 mois, avec contrôle visuel **externe** (sauf pour les RST hormis la partie basse qui est visible après éventuel désensablage de la zone d'accès) avec contrôle de l'absence de chocs ou déformation, vérification sur dossier des accessoires de sécurité (inscription du tarage) ; **l'inspection interne visuelle n'est pas réalisée** sur les sphères et cylindres de GPL pour lesquels des dérogations sont prévues, conformément à la réglementation. Des mesures complémentaires peuvent être effectuées (**mesures épaisseur** par exemple) ;

- **Les requalifications périodiques**, tous les 10 ans, diffèrent selon le site :
 - **Sur un site,**
 - le contrôle interne n'est pas réalisé systématiquement ; conformément à la réglementation (Guide AFIAP), l'épreuve hydraulique est toujours remplacée par des émissions acoustiques qui permettent de maintenir la sphère remplie et de détecter d'éventuels défauts ; Des mesures d'épaisseur sont également effectuées. Les points de mesure sont effectués sur les zones jugées critiques, à savoir les fonds de réservoirs, les soudures, les piquages.
 - le contrôle externe n'est réalisé que sur les parties visibles ;
 - **Sur l'autre,**
 - les réservoirs subissent un essai hydraulique et un contrôle interne composé d'observations visuelles et de mesures d'épaisseur par US (maillage tous les mètres de la paroi du réservoir et 10 % des soudures, piquages, raidisseurs, nœuds, ...) et contrôle magnétoscopique de certaines soudures.
 - un désensablage est effectué pour vérifier visuellement l'aspect du revêtement passif. Des tests d'arrachement et des mesures d'épaisseur ont déjà été réalisés.

Les requalifications incluent aussi la vérification des accessoires de sécurité, ce qui se traduit en général par le changement des soupapes pour les petits réservoirs et le retarage pour les gros réservoirs ; de même les équipements de sécurité tels que vannes de fond, sont changés systématiquement aux requalifications sur les deux sites visités. Un des sites procède également au changement systématique des pressostats, thermostats...montés sur les réservoirs au moment de la requalification périodique.

❖ **Suivi des systèmes de sécurité et durée de vie**

Le **suivi des systèmes de sécurité montés sur les réservoirs** est lié en partie à celui des réservoirs sous pression : comme vu précédemment, les examens des soupapes, les changements des vannes de fond de réservoirs... sont calés sur les inspections et requalifications périodiques. Cependant des tests de fonctionnement ont lieu à des périodes rapprochées en vue de vérifier le bon fonctionnement de ces systèmes de sécurité (pour les réservoirs et les autres parties des installations).

Les **systèmes instrumentés de sécurité font ainsi l'objet réguliers de tests de fonctionnement** depuis le capteur jusqu'à l'actionneur. Ces tests sont faits soit par le site (jaugeurs une fois par an, marche des détecteurs gaz tous les 3 ou 6 mois) soit par les fournisseurs (détections gaz et flamme – tous les 6 mois ou une fois par an pour un réétalonnage). Sur un site, la démarche retenue est de tester le premier détecteur entièrement (y compris son asservissement) ; les détecteurs suivants sont testés en désinhibant l'asservissement. Le dernier détecteur est testé avec l'asservissement réactivé. Les vannes motorisées sont elles-mêmes testées tous les 6 mois à 1 an. Les délais entre tests sont issues de préconisations de l'exploitant, en cohérence d'ailleurs avec les instructions des constructeurs. On note cependant que les tests pour lesquels les traitements sont redondants (relayage et automate) ne permettent pas systématiquement d'être sûr que les deux chaînes fonctionnent. Sur un des sites, toutes les chaînes ne sont pas testés (par exemple les asservissements des pressostats et des thermostats ne sont pas testés).

Les réservoirs sous talus sont équipés d'une protection cathodique, par courant imposé, dimensionnée pour plus de 30 ans. **La protection cathodique est contrôlée tous les mois** par l'exploitant. Les données sont reportées et accessibles dans un local contigu aux bureaux. Le résultat du contrôle est adressé à la société spécialisée, qui assurera également elle-même un **contrôle annuel** de la protection cathodique à l'aide d'une électrode de référence.

Les bras de transfert font l'objet d'un contrôle annuel (joint tournant, mise à la terre, flip-flap avec changement systématique des goujons). Sur un site, le clapet est démonté par le fournisseur une fois par an.

L'automate (Siemens) est géré par une entreprise extérieure ; des contrôles annuels sont réalisés. En cas de modifications des logiques, un test complet est réalisé par le site.

Les groupes moto-pompes incendie font l'objet de tests de démarrage hebdomadairement ou tous les 15 jours ; tous les 6 mois, pendant deux jours, le constructeur assure une maintenance et réalise une batterie de tests pour s'assurer que le groupe reste dans ses paramètres de fonctionnement. Tous les mois, le réseau incendie est testé (au travers par exemple d'exercices POI). Sur un site, il est vérifié qu'un contrôle annuel de non-bouchage des buses est effectué.

Pour les équipements de sécurité, des **durées de vie** forfaitaires sont retenues sur un site pour les DG (5 ans, selon recommandation du constructeur). Pour les équipements équipant les réservoirs (pressostat, thermostat, vannes, clapets...), le changement ou la révision est effectué à chaque requalification, limitant ainsi à 10 ans leur durée de vie. Pour les autres équipements, il n'y a pas de durée de vie définie. Les équipements sont changés régulièrement, de manière préventive. La question de l'obsolescence ne se pose donc pas.

❖ **Suivi du génie civil et des structures**

Le tassement des réservoirs est suivi (des relevés de géomètre sont réalisés annuellement en différents points de référence des sphères sous Texsol, permettant de vérifier la stabilité par rapport au sol et par rapport à la structure béton porteuse ; ou sur l'autre site suivi d'un repère soudé sur le réservoir et dépassant du talus).

Le suivi des massifs supportant les tuyauteries est réalisé visuellement sur un site. Sur l'autre, il est prévu d'intégrer le contrôle sur les supports béton des racks et la partie métallique dans les futurs plans d'inspection.

❖ **Durée de vie - Conditions d'acceptabilité de maintien en service**

Après les contrôles, se pose la **question de l'acceptabilité des mesures et sous quelles conditions un équipement peut être maintenu en service en toute sécurité ou nécessite des réparations.**

Sur les deux sites, l'organisme réalisant les contrôles rédige des rapports d'inspection, sur lesquels figurent les valeurs d'épaisseur mesurées (la comparaison avec les épaisseurs de retrait), l'état évalué après examen visuel (soudures et tuyauteries), l'état des supportages et des accessoires. Il conclut enfin sur l'acceptabilité de l'équipement et fait éventuellement des recommandations (remise en peinture de parties avec corrosion...).

Les règles d'acceptabilité concernent les **mesures d'épaisseur**. Il n'y a pas d'autres modes de dégradation identifiés justifiant d'autres critères.

Les critères sur l'épaisseur sont les suivants :

- **Pour les tuyauteries**, une épaisseur minimale est requise (épaisseur de retrait), selon la position (tubes, tés, réduction ou coudes) et le diamètre de tuyauterie. Lorsque la mesure atteint cette valeur, soit des contrôles complémentaires sont effectués, soit le changement de la tuyauterie est décidé ; en pratique, cette valeur n'a jamais été atteinte et les mesures d'épaisseur réalisées sont très stables. L'épaisseur minimale requise est au dessus de la valeur critique de design pour être sûr qu'aucune défaillance n'interviendra. Une épaisseur d'alerte est déjà définie au dessus de la valeur de retrait dans un des sites visités mais en cours d'investigation sur l'autre site. Comme les mesures d'épaisseur sont très stables, aucun calcul de vitesses de corrosion n'est réalisé pour l'instant. La durée jusqu'au prochain arrêt (requalification) n'est donc pas explicitement prise en compte. L'épaisseur est définie en se basant sur des codes de calculs (CODETI), avec une éventuelle adaptation au site (tables guides plus pénalisantes établies par le groupe).

- **Pour les réservoirs**, la notion d'épaisseur limite est identique. Cependant, le site ne connaît pas la valeur limite. C'est une donnée connue de l'OH, issue des notes de calcul des constructeurs : en cas d'atteinte de cette valeur, il y a action.

Il est précisé sur un site que la présence éventuelle de **piqûres** donne lieu à investigation complémentaire de la part de l'organisme habilité. Cependant la présence n'est pas jugée critique. Le percement conduira en effet à une fuite de très petit diamètre, identifiable aisément (bruit) et présentant un faible potentiel d'agression.

❖ REX

Pour un des sites, l'organisation du retour d'expérience du groupe est géré à travers un outil « RAMSES », partagé avec l'ensemble des sites du groupe. La filiale gaz est premier expérimentateur de l'outil pour le groupe.

Sur l'autre, il n'existe pas d'outil informatique mais des fiches de vie permettent de remonter aux défaillances éventuelles. Il y a centralisation pour les centres du groupe (pour au moins les systèmes de sécurité).

❖ Traçabilité des informations

Les résultats des contrôles réglementaires sont consignés dans des classeurs.

Il existe de plus sur un site des fiches de vie « informatisées » des équipements sur lesquelles figure l'ensemble des opérations ayant été effectuées (réparations, tests, maintenance, remplacement...). Sur l'autre, ces fiches n'existent pas.

❖ Lien entre EDD et plans d'inspection

Il n'y a pas de lien fort entre les personnes réalisant les EDD et celles réalisant les plans d'inspection.

❖ Suivi des actions

Après contrôles réalisés par l'OH, le chef de centre ou un adjoint effectue un bilan des recommandations, qui définit ainsi un **Plan d'actions correctives**. Ce plan d'actions correctives fait l'objet d'audits internes entre sites et avec la direction des opérations.

Les tableaux d'action réalisés sont ensuite dispatchés :

- aux entreprises pour travaux ;
- aux entreprises de peinture pour les actions « peinture ».

Quand l'action est réalisée, il y a clôture de la fiche d'action associée par le chef de centre.

Un système informatique « GMAO » permet à l'exploitant sur le site de voir l'ensemble des travaux à réaliser.

4. SITES CHIMIQUES SANS SIR

❖ Introduction

Le site visité est un site chimique avec moins de 100 personnes, avec un service HSE, un service maintenance dont le responsable est en charge du suivi des équipements et connaît bien le site (expérience de plus de 10 ans sur le site). Ce n'est pas un site avec Service d'Inspection Reconnue (SIR). Un responsable QEHS est présent sur le site et travaille en collaboration avec la maintenance. **Le site est responsable de la maîtrise de l'équipement.** A la réception, le site effectue un contrôle visuel et s'assure par consultation du **dossier constructeur** que les épreuves hydrauliques ont été réalisées chez le constructeur. Un garant du suivi est présent sur le site (responsable maintenance).

La corrosion n'est pas un problème sur le site, dans la mesure où les produits ne présentent pas de caractère corrosif. La corrosion ne vient donc que de l'air ambiant et aucun souci n'a été rencontré jusqu'à ce jour.

L'accidentologie est plutôt en lien avec des **phénomènes de fatigue**. Des problèmes de fuite ont été rencontrés (piqûre sur soudure et brides mal serrées) ayant pour causes une mauvaise soudure initiale ou un mauvais supportage des tuyauteries. Dans ce cas, des opérations de maintenance sont conduites.

❖ Suivi des tuyauteries (pas soumises à la réglementation sous pression) et des équipements sous pression

Les contrôles des équipements et leur périodicité sont définis par le **garant du suivi** et essentiellement sur **base de la réglementation** (réglementation nationale et arrêté préfectoral) et du **Retour d'EXpérience** (REX) du site. Les éléments pris en compte dans l'établissement des plans d'inspection sont :

- Le REX (résultats des contrôles) qui permet d'adapter la périodicité des tests et des contrôles ;
- Les impératifs de production (par exemple les contrôles des équipements sur l'unique chaudière gaz sont réalisés annuellement en vue de garantir un fonctionnement continu et fiable sur l'année)

Les actions de contrôles et de maintenance font l'objet d'un **consensus entre la production, la sécurité et la maintenance**. Des audits du groupe (audit Corporate) sont réalisés tous les trois ans. Ils sont parfois plus exigeants que la réglementation française.

Les contrôles sont en grande partie **sous-traités à un organisme habilité**. Celui-ci **définit les zones de dégradation préférentielles** sur lesquelles seront faits les contrôles ainsi que la nature et la périodicité des contrôles.

Le groupe est en train d'étudier la **mise en œuvre d'un logiciel RBMI²⁰²¹** (maintenance et inspection basées sur le risque) pour les plans d'inspections. Le logiciel va être imposé aux sites prochainement. Il définira :

- Les produits et équipements critiques ;
- Quelles inspections et quelles opérations de maintenance réaliser sur ces équipements.

❖ Suivi des systèmes instrumentés de sécurité

Pour les SIS, un test fonctionnel de la chaîne complète (capteur, automate, actionneur) est réalisé tous les ans par le personnel du site.

La maintenance corrective de l'automate dédié à la sécurité est réalisée par un automaticien du site à l'aide d'un stock de pièces de rechanges (cartes E/S, carte de communication Profibus).

²⁰ HSE : Hygiène, Sécurité, Environnement

²¹ RBMI = Risk Based Maintenance and Inspection

En cas de modifications dans le procédé, les répercussions concernent également la mise à jour éventuelle du logiciel des automates dédiés à la sécurité.

Les moteurs diesel du réseau incendie sont testés toutes les semaines, par le personnel du site.

Les disques de rupture des réacteurs sont également des équipements sensibles, qui ont tendance à s'ouvrir intempestivement en cas de **vieillesse**. Des contrôles préventifs de leur dégradation sont réalisés tous les ans (contrôle visuel et test de résistance électrique). En fonction des résultats, les contrôles peuvent être espacés, tout en sachant que des audits Corporate préconisent des contrôles a minima tous les 3 ans.

❖ **Suivi du Génie civil et des structures**

Les **cuvettes de rétention** sont vérifiées par le service EHS une fois par an (absence de fissures en fond et sur les parois) en vérifiant qu'il n'y a pas perte de niveau en cas de remplissage partiel. **Les autres éléments de génie civil (massif béton soutenant la structure des racks, racks...) ne sont pas contrôlés.** A noter que la nature du rack (galvanisé à chaud) limite les dégradations possibles.

❖ **Durée de vie - Conditions d'acceptabilité de maintien en service**

Après les contrôles, se pose la **question de l'acceptabilité des mesures et sous quelles conditions un équipement peut être maintenu en service en toute sécurité ou nécessite des réparations.**

Le site n'a pas les moyens internes à ce jour pour statuer sur le maintien d'un équipement en service. **Il s'appuie sur les recommandations de l'organisme habilité**, mais les informations fournies par l'OH présentent les risques potentiels mais, de l'avis du site, restent cependant assez vagues ; l'OH ne s'engage pas sur le maintien de l'équipement ; la décision reste de la responsabilité du site. En particulier, en absence de réglementation, l'OH ne fournit pas de support technique.

Il n'y a pas de durée de vie prédéfinie. Les durées de vie, dans certains cas, dépendent des équipements et c'est la qualité du matériel qui conditionne une durée de vie « potentiellement » longue ou pas. Par exemple, les vannes sont choisies en Inox pour ne pas être sujettes au vieillissement. La durée de vie des joints a été allongée par l'utilisation de joints graphite (5 ans).

Pour les équipements, comme vu précédemment, les résultats des contrôles conduisent à des décisions quant au maintien en service des équipements et ne sont pas guidés par l'utilisation de guides.

❖ **REX**

Le REX est un élément primordial dans la révision des plans d'inspection. Mais la traçabilité des résultats ne donne pas toujours satisfaction, dans la mesure où les informations reportées dans l'outil SAP manquent le plus souvent de précisions quant à l'état de l'équipement et les contrôles effectués. Le retour est plus verbal qu'écrit, ce qui est préjudiciable à une bonne prise en compte du REX.

Mais le REX s'étend au-delà du site : des échanges ont lieu entre les sites du groupe. Parfois, les constructeurs fournissent aussi un REX. Lorsque des contrats de maintenance existent avec les fournisseurs, il est plus facile d'avoir un REX sur les équipements via le constructeur.

❖ **Suivi des actions**

La maintenance est gérée par SAP : le responsable maintenance définit les interventions (SAP génère les bons d'intervention et les résultats des contrôles sont, ensuite, archivés sur un document spécifique et tracés).

❖ **Lien entre EDD et plans d'inspection – Liens entre services – Gestion des modifications**

Les actions de contrôles et de maintenance font l'objet d'un **consensus entre la production, la sécurité et la maintenance**. Les intérêts des divers intervenants ne sont pas toujours les mêmes, mais un consensus est trouvé : la maintenance tend à augmenter la période des contrôles, mais la production préfère pour des questions de fiabilité de production que les contrôles préventifs restent fréquents.

Des échanges réguliers ont lieu entre la maintenance et la production et la logistique.

Des revues de sécurité sont organisées en cas de changement dans le procédé et/ou les équipements. Une check-list des points à étudier existe en fonction des changements prévus, Différents aspects sont analysés (ATEX, ergonomie, réglementation...). Les répercussions concernent également la mise à jour éventuelle du logiciel des automates dédiés à la sécurité.

❖ **Compétence des personnes – Sous-traitance**

Il n'y a pas de niveau de compétence « formalisé » selon un quelconque référentiel, mais les personnes du site qui interviennent (en maintenance par exemple) sont réputées compétentes de part de leur expérience. Le service maintenance est constitué de 5 personnes ayant chacune une spécialité (instrumentation, chaudronnerie..).

Lorsque les opérations de maintenance et de suivi sont sous-traitées, **la personne sous-traitante est systématiquement suivie** (au départ des opérations tout au moins) par une personne du site. Les sous-traitants sont connus du site mais il n'existe pas de partage entre les différents sites, du fait que les sous-traitants sont généralement locaux.

Les contrôles non destructifs sont réalisés par les OH. Pour la métrologie, un certificat COFRAC est exigé. Pour les soudures, le site examine les habilitations des soudeurs et s'ils sont qualifiés spécifiquement pour des soudures sur de l'acier et/ou de l'inox (habilitations délivrées par l'APAVE et l'Institut de Soudure).

5. SITES CHIMIQUES AVEC SIR

❖ **REX**

Sécurité « procédé »

De véritables démarches de gestion du REX commencent à se mettre en place mais elles restent encore plus ou moins bien formalisées. Ces démarches supposent une forte implication du personnel pour remonter les informations exploitables pour le REX. Les enseignements sont communiqués en interne « groupe » mais ils sont également partagés en externe, par exemple avec les fédérations professionnelles ou l'administration. Au-delà de la collecte d'informations, la difficulté principale réside néanmoins dans la mise en place et le suivi effectif des actions préventives/correctives qui en découlent.

Sécurité « équipements »

Les événements sont déclarés à la DRIRE « pression » dans le respect du classement de référence (A, B, C, D1, D2). Les fiches sont renseignées tant pour les équipements réglementés (ESP) que pour les « soumis volontaires » (ESSV). Les événements déclarés sont généralement classés D1.

Des échanges se tiennent également à l'UIC et l'UFIP via notamment le Comité Technique National des Industries Chimiques. Des échanges moins formels ont aussi lieu avec les Organismes habilités (APAVE principalement mais aussi IS et BV).

La Base GEMER gérée par l'IFP est également une source de REX. Une journée d'échange a lieu une fois tous les 2 ans. La base présente des études de cas. A ce jour, une centaine de fiches est rentrée dans la base. Au départ, un groupe de travail analyse les accidents et fournit une fiche de synthèse qui est entrée dans la base. Des filtres sur le titre permettent d'accéder aux accidents / incidents intéressant le site.

❖ Equipements contrôlés par le SIR

Les équipements visés par les plans d'inspection sont :

- Tuyauteries et réservoirs ESP ;
- Tuyauteries et réservoirs ESSV.

Il n'existe pas de plan de suivi de toutes les tuyauteries. Les ESP et ESSV sont suivis de la même manière par le SIR. Le suivi inclut tous les accessoires de sécurité (soupapes, disques de rupture, instrumentation). Les critères de définition des ESSV sont internes aux groupes, voire même aux sites. Ils reposent généralement sur

- La gravité ou criticité élevée ;
- Disponibilité de production ;
- Réglementation particulière (par exemple les arrêtés préfectoraux imposent un suivi des stockages de matières inflammables) ;
- Image de la société en cas de perte de confinement (par exemple, perte de confinement sur la tuyauterie traversant le canal) ;
- Spécificités d'équipement (équipements en plastique, équipements chauffés, etc.).

En matière de génie civil, les fondations ne sont pas toujours suivies d'une manière formelle et systématique. Il en est de même des supportages de tuyauteries et des ancrages. Les contrôles consistent bien souvent en des relevés visuels (index, déplacement patins).

❖ Plans d'inspection

Les plans d'inspection sont établis sur la base d'une périodicité 5/10 ans. Il n'y a pas volonté de passer en 6/12 ans qui nécessite une analyse plus lourde. Les plans d'inspection sont généralement gérés dans SAP.

Définition des PI

Les plans d'inspection sont définis sur la base d'une méthodologie de détermination de la criticité. La criticité est calculée en réalisant la somme ou le produit d'un facteur de gravité et d'un facteur de probabilité de défaillance. Les critères sont généralement établis selon le DT 32 avec adaptations :

- Critères de gravité : fluides et produits présents, possibilités d'isolement ou de vidange rapide, implantation, effets induits sur l'environnement,
- Critères de probabilité : modes et vitesse de dégradation, conditions externes, présence occasionnelle dans le produit, conception & construction, stabilité des paramètres de fonctionnement, pertinence des actions d'inspection, efficacité des opérations de maintenance, sollicitations mécaniques, temps d'utilisation...

Les résultats des analyses de risques « EDD » ne sont pas toujours pris en compte mais en tous les cas une réflexion est en cours.

Les plans d'inspection sont ou non définis par boucle d'iso-dégradation. Chaque plan comprend généralement :

- Le rappel des caractéristiques du poste technique (groupe de fluide, référence de l'équipement, criticité, matériau, paramètres de conception et de construction, etc.) ;
- La nature et la périodicité des contrôles (contrôles en service, IP, RP) ;
- Les COCL éventuelles pour des équipements spécifiques dont l'influence des paramètres de procédé sur les mécanismes de dégradation sont bien connus ;
- Le REX (historique des observations, modifications et interventions).

Les périodicités des contrôles sont déterminées sur la base de la criticité et du REX. La nature et l'étendue des contrôles sont définies à partir des modes de dégradation identifiés, lesquels sont notamment fonction des matériaux, des paramètres de procédé/installation et des fluides mis en œuvre. Les points de contrôle sont identifiés sur des schémas d'équipement faisant figurer les épaisseurs minimales nominales et de calcul pour chaque sous-ensemble ainsi que parfois directement sur les équipements. Ces points sont établis par le savoir-faire et le REX.

Les IP et les RP sont réalisées lors des arrêts programmés des unités. Les périodicités des arrêts sont fonction des contraintes d'exploitation et sont donc très variables compte tenu de la multiplicité des situations rencontrées.

Révision

Les plans d'inspection vont généralement être révisés à l'occasion d'une évolution méthodologique ou d'une modification d'équipements et/ou de procédés. Les modifications d'équipements et de procédés font l'objet, avant réalisation, d'une démarche d'analyse systématique et d'approbation préalable pour étudier son impact sur la sécurité, l'environnement et l'hygiène. Une procédure spécifique existe pour la gestion des modifications.

Mise en œuvre des PI

Les contrôles en service (CND + contrôle visuel) et les Inspections Périodiques peuvent être réalisés par le SIR ou bien par des EE. Les Requalifications Périodiques (visite + épreuve) sont réalisées par un Organisme Habilité.

Les méthodes Fitness for service ne sont que très rarement utilisées. Même si elles permettent d'éviter de faire les épreuves hydrauliques, les émissions acoustiques sont peu utilisées car la mise en œuvre est chère.

Les COCL (Conditions Opératoires Critiques Limites) sont surveillés par l'exploitant. En cas de dépassement des seuils définis (normalement pas atteints, car des alarmes sont émises avant l'atteinte du seuil critique pour agir et éviter d'atteindre le seuil critique), l'exploitant doit prévenir le SIR.

Les épaisseurs minimales sont déterminées à partir des notes de calcul (CODAP, CODETI) et les vitesses de dégradation sont déterminées à partir des résultats des CND. L'épaisseur mesurée est comparée aux épaisseurs de calcul, en prenant la vitesse la plus pénalisante. Les durées de vie résiduelles ne sont généralement pas calculées. En cas d'évolutions de la vitesse de dégradation, un lien est fait avec l'exploitant pour rechercher les causes et réaliser les corrections nécessaires.

Actions de maintenance corrective

Les actions correctives peuvent être demandées par :

- Les inspections techniques ;
- Les inspections DRIRE ;
- Les audits externes et internes.

D'une manière générale, les actions sont généralement demandées par suite d'un constat visuel en service. Les ordres d'intervention des services de maintenance sont classés par priorité. La priorité est donnée aux contraintes HSE.

Parfois, si les contrôles font apparaître des défauts, il peut être décidé de continuer à fonctionner, sans action immédiate, si cela ne présente pas de risques. On passe alors en fonctionnement dégradé faisant l'objet d'un suivi tout particulier par l'exploitant et le SIR.

❖ **Gestion des compétences**

Les SIR sont généralement sous la responsabilité d'une personne d'expérience issue de la fabrication et/ou de la maintenance. Les inspecteurs sont généralement habilités UIC niveau 2.

Tous les Contrôles Non Destructifs (CND) sont confiés à un personnel habilité COFREND (niveau 2 généralement requis). Il en va de même des actions de maintenance (qualification des soudeurs, etc.).

Les prestataires extérieurs et les organismes de contrôle sont régulièrement évalués, voire audités.

Une recherche très appliquée est réalisée au sein de laboratoires « corrosion » sur les mécanismes de dégradation et des personnes (experts techniques) sont désignées pour animer des réseaux (inspection technique, matériaux-corrosion, etc.).

❖ **Systemes Instrumentés de Sécurité**

Les MMRI ou IIPS forment le plus souvent une petite partie des boucles de sécurité des installations définies. Les niveaux de fiabilité (NC ou SIL) ne dépassent pas généralement le niveau 2. La démarche SIL tend à se généraliser mais tous les industriels ne l'ont pas engagée.

Les tests de vérification périodique des boucles de sécurité MMR sont généralement planifiés et réalisés par du personnel qualifié des services « méthode/électricité/instrumentation ». La périodicité est assez variable selon les activités. Sur les procédés continus, les échéances sont conditionnées aux arrêts d'unité.

Les tests de fonctionnement des boucles sont généralement des tests incomplets dans le sens qu'ils ne permettent pas de détecter toutes les défaillances dangereuses possibles. Toutes les fonctionnalités ne sont pas testées (alarmes, temps de réponse, comportements sur défaut, etc.) et les tests excluent souvent la partie « détection » pour cause d'impossibilité de sollicitation par le procédé. Les détecteurs sont néanmoins testés périodiquement en atelier.

Si les tests concernent des accessoires importants pour la sécurité associés aux ESP, les PV d'essais sont alors transmis au SIR (le cas échéant).

Les systèmes « Feu&Gaz » sont la plupart du temps sous contrat d'entretien et de maintenance « fournisseurs ».

Dans certaines circonstances limitées au strict minimum, à des fins d'exploitation ou de maintenance, il est nécessaire de mettre hors service un dispositif de sécurité. La mise en place d'un shunt nécessite généralement un visa de l'exploitant et de l'intervenant au moment du lancement de l'opération puis lors du constat de retour à la situation normale.

Pour optimiser la fiabilité de l'électronique et augmenter la durée de vie, les automates et les parties électroniques des SIS sont regroupés dans des bâtiments à température régulée (chauffage & climatisation). Le remplacement d'un automate de sécurité est le plus souvent dicté par l'impossibilité de trouver les pièces pour assurer la maintenance (arrêt par le fabricant). Les pièces de rechange courantes sont généralement disponibles en magasin (capteurs, alimentation, cartes E/S, etc.). Le choix de composants de remplacement porte sur des matériels « SILés » et sur des matériels « éprouvés par l'usage » définis sur la base d'un retour d'expérience souvent informel.

Peu d'industriels ont engagé une vraie démarche de retour d'expérience. Les grands groupes disposent néanmoins généralement d'une base de données interne alimentant en partie par les remontées de leurs différents sites.

Les machines tournantes sont généralement suivies par le service Maintenance dans le cadre d'un plan d'entretien préventif (graissage, niveau des liquides de barrage des garnitures mécaniques, etc.). Des contrôles vibratoires sont réalisés sur les équipements les plus dangereux (pompes de forte puissance, compresseurs alternatifs, etc.). Beaucoup de pompes sont centrifuges et ne génèrent donc pas de vibrations importantes.

En cas de nécessité de remise en état ou de réparation de machines tournantes (moteurs, pompes, compresseurs, ventilateurs, etc.), les matériels sont déposés puis envoyés en atelier. Les entreprises extérieures et/ou leurs opérateurs disposent d'un certificat ISMATEX et/ou SAQRATEX. Autrement, les groupes moto-pompes incendie font l'objet de nombreux tests de fonctionnement.

6. DEPOTS DE LIQUIDE INFLAMMABLE

❖ Introduction

Les sites visités par l'INERIS sont de deux types :

- un dépôt d'hydrocarbure de petite taille, administrant une trentaine de bacs, employant une trentaine de personnes ;
- un dépôt d'hydrocarbure conséquent, gérant plus d'une centaine de bacs, admettant plus de deux cent employés.

La principale différence entre les sites est organisationnelle.

Le nombre d'employés et l'ampleur du suivi sur le site le plus conséquent favorise la mise en place d'une forte compétence interne liée à l'inspection et à la maintenance. Le service « Equipement » réalise les inspections, la maintenance ainsi que la gestion et le suivi des modifications. Il n'y a toutefois pas de service « inspection » dédié.

Au contraire, la direction du site où le nombre d'employés est restreint s'oriente logiquement vers l'externalisation des compétences.

❖ Rex - accidentologie

- Accidentologie

Aucun des deux sites ne déplore d'incident/accident majeur depuis sa création.

- REX interne (communication ascendante)

L'organisation interne permet de remonter tous les faits marquants et les problèmes survenus dans le dépôt par les moyens suivants :

- Rapports de non-conformités, demandes d'actions préventives et/ou correctives,
- Réunions hebdomadaires rassemblant le directeur du dépôt, les différents responsables et les chefs d'équipe
- Droit d'expression donné à l'ensemble du personnel lors des journées annuelles de formation HSSQE
- CHSCT
- Le dialogue de proximité particulièrement important dans la vie du dépôt

Les incidents/presqu'accidents constatés sont analysés et les actions préventives et/ou correctives à mettre en œuvre sont suivies. L'ensemble de suivi des incidents fait l'objet d'une procédure.

Chaque site réalise un reporting trimestriel vers son groupe. Par ailleurs, des « safety alerts » peuvent être aussi remontées vers le manager QHSE « Groupe ».

- REX externe (communication descendante)

Le REX externe est alimenté par :

- La base ARIA du BARPI
- Des données venant du groupe (rapport trimestriel faisant la synthèse du REX interne aux sites et du REX externe)
- La base du groupe « on line » qui regroupe les accidents et incidents notables du groupe
- Une participation à certains groupes de travail ;
- Les retours des clients

La transmission du REX se fait par l'affichage, la formation, les journées HSSQE et les réunions du CHSCT.

La formation annuelle HSSQE est une formation répartie sur 3 sessions d'un jour visant à balayer les thèmes importants de l'année (ADR, ATEX, POI, EPI, Environnement, SGS, etc.). Cette journée de formation permet aussi des échanges entre le personnel et la direction sur tous les sujets traités (droit d'expression). Une réponse écrite aux remarques faites est apportée.

❖ **Gestion des compétences et des intervenants**

Les entreprises extérieures suivent une formation sécurité annuelle et sont régulièrement avisées des modifications réalisées sur le site (sens de circulation, extension, etc.). Le plan de formation intègre le personnel des entreprises extérieures et le personnel temporaire (intérim, CDD, stages). Par ailleurs, des périodes de compagnonnage sont mise en place.

Selon le groupe, une liste de sous-traitants critique peut être définie par type d'activités.

La certification MASE est imposée aux entreprises extérieures. Ces entreprises sont en cours de changement de référentiel (UIC vers MASE). Des certificats de compétence des intervenants sont également requis en fonction de la nature des interventions (UIC, GIES, ISMATEX, SAQRATEX, etc.).

❖ **Suivi des équipements**

Tous les équipements sont suivis par des spécialistes* via un logiciel de Gestion de la Maintenance Assistée par Ordinateur (bacs, tuyauteries, appareils mécaniques & électriques, EIPS). La GMAO est utilisée pour :

- La planification et le suivi des actions d'inspection et de maintenance
- La gestion des stocks et des approvisionnements

Des spécialistes désignés (entretien des véhicules, incendie, robinetterie, etc.) assurent le suivi du parc d'équipements dans leur domaine de spécialité (programmation & réalisation des contrôles, enregistrements, etc.). Cette fonction de spécialiste est décrite dans la fiche de poste du personnel concerné.

Une réunion d'équipe hebdomadaire aborde tous les incidents de la semaine. Les anomalies détectées lors des interventions du jour sont reportées par les opérateurs dans un cahier.

Les actions de mise en conformité sont régulièrement communiquées à la DRIRE par le chef d'exploitation.

○ **Matériels ATEX**

Un registre est tenu pour le parc de matériels électriques. Le listing est utilisé par les organismes de contrôle qui en assurent le suivi sous contrat.

Pour les matériels mécaniques et en particulier les pompes, le listing n'existe pas. Leur révision est confiée à des sociétés spécialisées (KSB, etc.) certifiées ISMATEX/SAQRATEX. Certaines interventions peuvent être réalisées par l'atelier du site (ex : changement de garnitures) mais elles restent limitées.

Les matériels mécaniques font l'objet d'une maintenance préventive (soupapes, pompes, vannes, clapets de pied de bac, etc.). Les contrôles vibratoires ne sont pas ou peu utilisés car le matériel ne fonctionne pas en continu.

○ **Systèmes Instrumentés de Sécurité**

Les nouvelles études de danger intègrent la définition des MMR. Les EIPS ont été redéfinis pour les faire coïncider avec les MMR (procédure de gestion des MMR). Au total, ce sont une dizaine d'EIPS ou MMR qui ont été définis. Parmi ces EIPS, on retrouve les fonctions instrumentées de sécurité NC1 ou 2 suivantes :

- **Fonction de détection de niveau haut** réalisée par des mesures de niveau radar VEGA, un automate de sécurité et des vannes de pied de bac : les étalonnages des niveaux radar sont effectués manuellement au moyen d'une pige de jaugeage. La chaîne de sécurité est testée chaque mois, à l'exception du détecteur qui est forcé. Les mesureurs de niveaux radar servent aussi à évaluer les cadences de chargement (des mesureurs de niveau WHESSOE sont normalement utilisés pour la régulation mais ce n'est pas toujours le cas). Le principe de séparation régulation/sécurité n'est donc pas toujours respecté.
- **Fonction de détection de gaz** réalisée par des détecteurs optiques IR (DRAGER). Les détecteurs font l'objet de vérifications internes et de plusieurs étalonnages par an (contrat de maintenance fournisseur).

○ **Bacs de stockage**

Les bacs sont de type à toit fixe, à toit flottant ou encore à toit fixe avec écran flottant interne. Ils sont réalisés en acier au carbone ou en Inox. Certains des bacs peuvent être équipés d'une panoplie d'inertage ou encore être calorifugés et réchauffés.

Chaque site dispose d'une procédure d'inspection des bacs. Le suivi de l'état des bacs est de la responsabilité du chef d'exploitation. Les inspections sont réalisées selon une périodicité mensuelle, annuelle et décennale.

Les inspections mensuelles sont visuelles et s'intéressent à l'extérieur des bacs. Elles ont pour but de vérifier le bon état général (assise, robe, toit, garde-corps) ainsi que celui des accessoires associés (soupapes, tuyauteries, pompes, évents, instrumentation, etc.). Ces inspections sont réalisées par des opérateurs d'expérience.

Les inspections annuelles sont réalisées par des inspecteurs qualifiés (externe ou interne) et consistent en une vérification complète de l'extérieur des bacs. Sur le site de petite taille, une inspection de la corrosion par le chef d'exploitation et/ou le responsable maintenance accompagné (s) d'une entreprise de peinture est également menée annuellement. Cette inspection permet de programmer les travaux de peinture pour l'année suivante (tuyauteries, racks, réservoirs, etc.).

Les inspections décennales consistent en un examen détaillé (épreuve hydraulique, contrôle de soudure de la marginale de fond, scan magnétoscopie des tôles de fond, mesures d'épaisseurs US, joints d'écran, tube de pige, etc.) de l'extérieur et de l'intérieur des bacs ayant été préalablement vidés, nettoyés et dégazés. Ces inspections sont réalisées par le constructeur du bac ou par une société extérieure. Sur le site de grande taille, un membre du service équipement dirige les opérations. A cette occasion, les accessoires (vannes de pied, pompes, soupapes, etc.) peuvent faire l'objet d'une révision.

Une inspection visuelle intérieure et extérieure est aussi systématiquement réalisée lors d'un changement d'affectation des bacs.

Généralement, la découverte d'une anomalie entraîne la programmation de la réparation. Dans certains cas, sur le site le plus conséquent, l'inspecteur peut faire appel à la société de conception des bacs pour préciser un diagnostic. Dans ce cas, des calculs avancés peuvent être mis en œuvre pour maintenir le bac en service dans des conditions de sécurité maîtrisées (Fitness For Service).

Il n'y a pas de contrôle par émission acoustique réalisé pour repousser la visite décennale sur les sites de dépôts visités.

o **Canalisations**

Toutes les tuyauteries sont listées et caractérisées.

Le suivi des canalisations fait l'objet d'une procédure spécifique. On y distingue :

- les tuyauteries polyvalentes faisant l'objet d'une attention particulière en matière de traçabilité des produits véhiculés,
- les tuyauteries dédiées et raclées véhiculant des produits sensibles (acide acétique et acétate de vinyle)
- les tuyauteries dédiées sans spécificité

Les tuyauteries font l'objet des contrôles périodiques suivants :

- Contrôle visuel
- Epreuve hydraulique
- Mesures d'épaisseur.

La périodicité de ces contrôles est fonction du type de tuyauterie (usine, transport, ESP).

Les contrôles visuels visent à détecter la présence de mécanismes de dégradation (corrosion, déformation, fissuration, etc.). Ces contrôles portent sur :

- Les assemblages boulonnés
- Les accessoires connexes (vannes, soupapes, instrumentation, etc.), les soupapes faisant l'objet d'un suivi spécifique
- Les parties calorifugées
- Les supports

Les épreuves hydrauliques permettent de réaliser un contrôle d'étanchéité.

Les mesures d'épaisseur sont réalisées par US selon des schémas identifiant les points de contrôle (partie droite, coude, réduction, pièces en « Té »).

Des contrôles supplémentaires « à la demande » peuvent être également réalisés (CND, contrôles visuels ou contrôles d'étanchéité spécifiques).

Les interventions (réparations – modifications) sur les tuyauteries non soumises à la réglementation ESP doivent être exécutées dans le respect des exigences du CODETI avec fourniture d'un dossier d'intervention. En cas de modification des conditions d'exploitation, la procédure de gestion des modifications SGS s'applique.

Les interventions sur les tuyauteries soumises font l'objet d'un contrôle après réalisation par l'organisme habilité sur la base d'un dossier d'intervention (descriptif de l'intervention, résultats de calcul, rapports d'essais, cahier de soudage, les certificats matière).

Sur le site de grande taille, les inspections sont priorisées par une analyse de risque (fréquence et gravité) liée aux impacts environnementaux. Les tuyauteries les plus sensibles font l'objet d'une inspection annuelle tandis que l'ensemble des tuyauteries est inspecté avec une fréquence maximale de 10 ans.

De manière générale, les dépôts ne possèdent pas ou peu de canalisation ESP soumise à l'arrêté du 15 mars 2000.

❖ **Gestion des modifications**

Une procédure de gestion des modifications des installations ou des procédés a été mise en place. Toute modification fait l'objet d'une analyse détaillée avant réalisation. En cas de changement d'affectation d'un bac, les autorités administratives sont informées (DRIRE, préfecture).

❖ **Génie civil**

L'étanchéité des cuvettes a été remise en conformité. Les cuvettes et les racks sont systématiquement vérifiés lors des visites de réservoirs et de tuyauteries mais cela n'est pas nécessairement spécifié dans les procédures correspondantes.

❖ **Conclusion**

L'absence de service d'inspection dédié sur les sites de dépôt pétroliers engendre un respect strict de la réglementation sans « dérogation » (ouverture décennale) particulière.

Si la mise en place de procédures d'inspection bien définies est récente, le principal problème reste le manque de personnel compétent, notamment sur les sites de petite taille. Le temps consacré au suivi prend une part de plus en plus importante dans les services de maintenance et de direction. L'externalisation des actions de suivi nécessite une démarche lourde en termes de validation des compétences.

Il n'y a pas de démarche RBI mise en place. Les sites les plus importants introduisent toutefois des analyses de risques simples permettant de prioriser les actions de suivi.

En ce qui concerne le suivi des bacs atmosphériques, on remarque que, d'une manière générale, la qualité demandée par le client et la rotation des produits engendrent plusieurs effets positifs sur les dépôts :

- Ouverture fréquente des bacs atmosphériques;
- Chasse de la corrosion pour des raisons économiques ;
- Vidange fréquente impliquant une réduction de quantité des eaux stagnantes.

ANNEXE G
**Présentation de la réglementation et des guides
professionnels au Royaume-Uni**

1. REGLEMENTATION GENERALE

Le document de base régissant la réglementation sur la Santé et la Sécurité est le Health and Safety at Work Act 1974 (HSAWA^[45]). Il est applicable à tout type d'installations.

Ce document établit la responsabilité de l'employeur envers ses employés et envers le public, mais aussi la responsabilité des employés vis-à-vis d'eux-mêmes. La réglementation est établie sous forme d'objectifs. Elle introduit le concept de « so far as reasonably practicable ». **Parmi les obligations de l'employeur, figure celle de maintenance des installations afin de garantir le maintien d'installations sûres.**

En cas d'évolutions (changements de technologies, accidentologie, directives européennes) nécessitant des adaptations dans les exigences, le Health and Safety Executive (HSE) (en collaboration avec la Health and Safety Commission- HSC) dispose de trois outils :

- **Les réglementations** (« Regulations ») : ce sont des lois, votés par le parlement. Elles découlent généralement du Health and Safety at Work etc Act 1974, sur proposition de la Health and Safety Commission. Elles sont souvent la transposition de Directives Européennes. Elles sont le plus souvent rédigées sous forme d'objectifs.
- **Les « Approved Code of Practice »** : publiés également par le HSE ils fournissent des exemples concrets permettant d'expliquer des termes utilisés dans la réglementation. Ces codes ont un statut légal ;
- **Les guides (« guidances »)** : publiés par le HSE, ils ont pour vocation d'interpréter les lois en intégrant des exemples d'application et en donnant des conseils techniques. Leur suivi n'est pas obligatoire, mais le respect de ces guides est une garantie de conformité à la loi. Ces guides sont mis à jour en cas de nécessités.

De manière générale, à chaque « Regulation » est attaché un « Approved Code of Practice » comportant un volet « Guidance ».

Il existe ainsi diverses réglementations, de caractère général, ayant comme origine des directives européennes mais que se rattachent également au Health and Safety at Work Act 1974. Ces réglementations comportent des exigences relatives au suivi des équipements mais ces exigences restent très générales (nécessité de réaliser des inspections, par du personnel compétent (avec un sens donné à « compétent » variable selon les réglementations), à des fréquences souvent liées à la criticité des équipements.

Les textes généraux sont les suivants :

- **Control of Major Accident Hazards Regulations 1999^[46] (COMAH)** : ce texte, amendé ensuite en 2005, est la transposition de la Directive **Seveso** 96/82/EC. Il n'est donc applicable qu'aux installations Seveso mais ne comporte pas de spécificités par type d'équipements. Il a pour objectif la prévention des accidents majeurs et la limitation des conséquences sur les personnes et l'environnement. Il exige pour les installations manipulant ou stockant des substances dangereuses une information à l'administration, la réalisation d'études de dangers et de plans d'urgence. Il établit également des exigences en termes d'informations du public. Le COMAH impose aux exploitants de prendre toutes les mesures nécessaires pour prévenir un accident majeur et en limiter les conséquences. Les autorités compétentes vis-à-vis de cette réglementation sont le Health and Safety Executive (HSE) et l'Environment Agency (EA) ; elles effectuent régulièrement des visites (inspections) pour s'assurer que les mesures prévues sont mises en œuvre. **Le COMAH comporte quelques exigences quant au maintien de l'intégrité et au suivi des installations :**

- Le système de gestion de la sécurité doit préciser dans des procédures l'organisation en place et quelles personnes sont notamment responsables sur le site du suivi des équipements (inspection, maintenance), leur compétence... L'exploitant doit assurer la formation du personnel lui permettant de maintenir ses compétences (article 439 du L111).
 - L'étude de danger doit prendre en considération l'intégrité physique des équipements à tout moment de la vie de l'installation, ce qui inclut la justification des programmes de maintenance (fréquence et nature) et des dispositions prises pour les examens périodiques (« periodic examination ») et l'évaluation des systèmes critiques et la compétence du personnel (article 467 du L111).
- **Management of Health and Safety at Work Regulations 1999 (MHSWR^[47])** : ce texte découle de la directive européenne 89/391/EC. Il exige des employeurs la réalisation d'évaluation de risques et l'emploi de personnes compétentes, bénéficiant de formations adaptées. Il ne comporte pas de volet relatif au suivi du maintien de l'intégrité des installations.
 - **Provision and use of Work equipment Regulations 1998 (PUWER^[49])²²** : ce texte exige que **tout équipement** utilisé au travail **soit sûr, maintenu et inspecté pour s'assurer qu'il garde un fonctionnement sûr**. La personne définissant et/ou réalisant les inspections doit être **compétente** (ce peut être un employé avec la compétence requise) et doit avoir ainsi la connaissance et l'expérience suffisante. Il est fait une distinction entre la compétence requise pour élaborer le programme d'inspection et pour réaliser les inspections (exigences moindres dans ce cas). Un **enregistrement** de l'inspection doit être conservé jusqu'à la prochaine inspection. Pour les équipements potentiellement soumis à des dégradations pouvant occasionner des situations dangereuses, l'employeur doit assurer des inspections à des **intervalles convenables (dépendants du risque)** et mettre en place les mesures correctives éventuelles (Regulation 6). L'ACOP précise que l'étendue de l'inspection dépend des risques potentiels. L'inspection peut inclure des contrôles visuels, des tests fonctionnels et des tests. Elle peut aller si nécessaire à des démontages partiels. On note que l'objectif de l'inspection est de savoir si un équipement peut être maintenu en fonctionnement sûr et si toutes les dégradations peuvent être détectées et traitées (article 57). Des réglementations spécifiques peuvent venir compléter les exigences (par exemple la réglementation des équipements sous pression). Ce texte est applicable à tout type d'équipements (bacs de stockage...).
 - **Pressure Systems Safety – Regulations 2000 (PSSR 2000^[51])²³** : ce texte régit notamment le suivi des équipements sous pression (ESP). Il est complété par l'« Approved Code of Practice and Guidance » : L122^[52]. Il présente des exigences relatives au suivi des ESP.
 - **DSEAR²⁴ – Dangerous Substances and Explosive Atmospheres Regulations** est la transposition de la directive ATEX. Ce texte, relatif aux risques d'explosion, ne comporte pas de volet spécifique relatif au suivi de l'intégrité des équipements si ce n'est que les installations doivent être maintenues en bon état.
 - **Le règlement pétrolier (Petroleum Act de 1928)** impose la possession d'une licence pour la détention des produits pétroliers et le respect des conditions associées. Un livret publié par le HSE (le HSG 176^[60]) est disponible. Pour le règlement pétrolier, seul ce dernier livret est étudié dans cette annexe.

Les textes contenant des informations sur le suivi des équipements sont étudiés dans la suite de cette annexe.

²² Le code of practice et guide associé est le L22. Il a été pris en compte dans l'analyse de manière succincte, ne contenant que des informations très générales sur le suivi en service.

²³ La PER (the Pressure Equipment Regs) concerne le design, la fabrication et la mise en service des équipements sous pression. Son champ d'application est légèrement différent de celui du PSSR 2000.

²⁴ La réglementation de 1972 relative aux liquides hautement inflammables et au GPL (HFL 1972) n'est plus applicable.

2. REGLEMENTATION PSSR 2000 ET TEXTES ASSOCIES

2.1 PRESENTATION GENERALE

Au Royaume Uni, la réglementation des équipements sous pression est définie par **objectifs**, à travers le Pressure Systems Safety – Regulations 2000 (noté PSSR 2000^[51] dans la suite du rapport). Elle est complétée par le Safety of Pressure Systems – Pressure Systems Safety Regulations 2000 – Approved Code of Practice – L122^[52] (noté ACOP dans la suite du rapport) rédigé par la Health and Safety Commission (HSC) qui comporte un volet Approved Code Of Practice qui a un statut légal (qui donne des conseils sur comment suivre la réglementation) et une partie Guidance and Guide (qui n'est pas obligatoire mais dont le suivi est considéré comme une bonne pratique).

Le PSSR 2000 définit les responsabilités des différents intervenants (fabricants, exploitants, personnes compétentes, etc) et fixe des **principes généraux** quant au suivi des équipements sous pression.

Il fait explicitement référence au danger lié à la pression de l'équipement, **sans référence au danger lié à la nature de la substance**.

La réglementation s'applique :

- aux réservoirs sous pression fixes ("installed systems");
- aux tuyauteries ("pipeworks") incluant les accessoires associés tels que vannes, flexibles, coudes, pompes, compresseurs mais excluant les systèmes de protection
- aux canalisations de transport ("pipeline") incluant les accessoires associés.

Elle concerne les équipements contenant les fluides suivants :

- de la vapeur ;
- des fluides avec une pression supérieure à 0,5 bar effectif, incluant :
 - des gaz ;
 - des liquides avec une pression de vapeur de la phase gaz en équilibre avec le liquide à 17,5°C, supérieure à 0,5 bar effectif ;
 - des gaz dissous sous pression dans un solvant tels que le gaz peut être relâché à l'atmosphère aux conditions de température ambiante sans réchauffage.

La réglementation comporte un volet relatif à l'installation et à la nécessité de l'exploitant²⁵ de définir des conditions de fonctionnement sûres pour l'équipement. Nous ne développerons pas ces aspects dans ce rapport.

Concernant le suivi en service de l'équipement, la réglementation impose la réalisation d'un **plan d'inspection** ("scheme of examination") pour les systèmes sous pression, incluant tous les composants des équipements pour lesquels une défaillance peut conduire à une situation dangereuse et en particulier les systèmes de protection (disques de rupture, soupapes...). Ce plan doit être établi par **une personne compétente** ("competent person"). Une personne compétente fait référence au service ou à l'organisme qui réalise l'inspection ; il ne s'agit pas d'une personne individuelle, à moins qu'elle soit son propre employeur. La personne compétente peut être un service de l'exploitant, un organisme tiers externe ou une personne intervenant comme son propre employeur.

L'ACOP précise dans sa partie ACOP (obligation légale) la notion de **personne compétente** définie dans la PSSR 2000.

²⁵ L'employeur est le propriétaire de l'installation.

Elle est associée à deux types de fonctions, ces deux fonctions pouvant être assurées par les mêmes personnes :

- 1- Elaborer ou valider les plans d'inspection ;
- 2- Réaliser les opérations d'inspection conformément au plan.

De manière générale et pour les deux fonctions, la compétence correspond à un niveau **de connaissance, d'expertise et d'expérience. La compétence requise dépend de la complexité du système** et la personne compétente ne pourra pas être seule pour des systèmes complexes. Une équipe regroupant des experts, des personnes avec une bonne connaissance des installations, des spécialistes, doit être disponible pour balayer l'étendue des compétences requises. De plus l'organisation doit avoir un système qualité (« proper standards of professional probity »).

Ainsi, une décomposition (approximative) en trois types de systèmes (hors canalisations de transport, non traitées dans ce rapport) est proposée dans l'ACOP :

- Les **systèmes dits mineurs** correspondent aux systèmes contenant de la vapeur, de l'eau chaude, de l'air comprimé, des gaz inertes... qui sont de petits systèmes ne posant pas de problèmes. De manière simplifiée, les conditions pression – température ne sont pas critiques (pression < 20 bar, température entre -20°C et 250°C, condition pression-volume < 2x10⁵ bar.litres) ;
- Les **systèmes dits intermédiaires** , qui correspondent à une majorité d'équipements ;
- Les **systèmes dits majeurs** correspondent aux équipements dont la taille, la complexité, la dangerosité de la substance nécessite un très haut niveau d'expertise. Ces systèmes comprennent les réservoirs pour lesquels le produit pression par volume est supérieur à 10⁶ bar.litres et tout réacteur pour lequel le produit pression par volume est supérieur à 10⁵ bar.litres.

Pour chaque type de systèmes, les exigences relatives au personnel ("staff"), aux services de spécialistes, à l'organisation sont précisées (§ 105).

La personne compétente doit avoir un degré **d'indépendance** vis-à-vis de l'exploitant, en particulier lorsque le service inspection est une unité interne au site.

La personne compétente reste **responsable de la totalité des inspections**, y compris des résultats des tests et/ou contrôles non destructifs réalisés par d'éventuels tiers.

L'ACOP dans sa partie Guidance (non obligatoire) précise que la certification selon le BS EN 45004 – 1995 General Criteria for operation of various type bodies performing inspection est une indication du niveau de compétence. Mais **l'accréditation** (reconnu par le Gouvernement via le United Kingdom Accreditation Service – UKAS) selon ce standard reste un acte volontaire. **C'est recommandé pour les organismes intervenant dans l'élaboration ou la validation des plans d'inspection et pour ceux qui réalisent des contrôles sur des systèmes majeurs.**

Il est de la responsabilité de l'exploitant de vérifier la **réalisation d'un tel plan ou sa certification** par une personne compétente.

Le plan doit être **révisé régulièrement à intervalles appropriés**, pour tenir compte des recommandations de la personne compétente et pour s'assurer qu'il reste compatible avec les conditions actuelles de fonctionnement.

Le plan doit préciser :

- La nature des inspections ; l'ACOP (partie légale) précise les éléments contenus dans le plan (identification des équipements et des parties faisant l'objet d'une inspection, nature des inspections (en service ou hors service) incluant les contrôles sur les appareils de protection, les parties critiques devant être examinés par une personne compétente après réparation ou modification, le nom de la personne validant le plan et la date de validation) ;
- Les intervalles entre inspections ; l'ACOP (partie légale) précise que les appareils de protection doivent au moins être examinés en même temps que l'équipement sur lequel ils sont montés ;
- Les préparations requises pour pouvoir réaliser l'examen de l'équipement.

Le plan peut spécifier s'il est nécessaire de réaliser une inspection avant la première utilisation.

La réalisation de l'inspection par une personne compétente doit ensuite être effectuée en suivant les prescriptions du plan d'inspection (étendue des contrôles et respect des intervalles prescrits).

La personne compétente ayant réalisé les inspections doit rédiger un rapport d'inspection, signé, daté et l'envoyer à l'exploitant (ou le rédiger si la personne compétente fait partie de la société de l'exploitant) dès que possible, sans excéder un délai de 28 jours.

Ce rapport comporte les informations suivantes :

- Les parties ayant fait l'objet d'une inspection avec l'état des parties et les résultats des contrôles ;
- Les spécifications de réparations ou de changements de conditions de fonctionnement, si requis, en précisant une échéance pour la réalisation des travaux ou des modifications des conditions de fonctionnement ; le fonctionnement est interdit tant que les demandes émanant du rapport n'ont pas été satisfaites ;
- La date du prochain examen. Dans certaines circonstances, et sous condition d'accord d'une personne compétente externe au site, un décalage peut être accepté. Les autorités ("enforcing authorities") doivent alors être prévenues.
- L'avis de la personne compétente sur la pertinence du plan et s'il doit éventuellement être modifié en précisant les raisons.

Si au cours de l'inspection, la personne compétente constate une situation de danger imminent, elle doit informer immédiatement l'exploitant et s'assurer que le fonctionnement est interrompu jusqu'à réparations ou modifications des conditions opératoires. La personne compétente doit de plus prévenir les autorités compétentes ("enforcing authorities") dans un délai de 14 jours.

En cas de modifications ou réparations, la personne réalisant les travaux doit s'assurer que les opérations effectuées ne génèrent pas de dangers et n'empêchent pas le fonctionnement des équipements de sécurité.

Un dossier de suivi doit être constitué comportant le dernier rapport d'inspection, les éventuels rapports précédents s'ils apportent des informations sur l'état du système.

A noter que pour les équipements avec contact permanent à l'atmosphère afin de les maintenir à pression atmosphérique, l'exploitant devra s'assurer que le système de mise à l'évent n'est pas obstrué.

2.2 NOTION DE COMPETENCE – ACCREDITATIONS – RECONNAISSANCE

2.2.1 COMPETENCE DU PERSONNEL D'INSPECTION

Comme vu précédemment, la **PSSR 2000 n'impose pas de certification** selon le BS EN 45004 qui permettrait de valider la compétence des organismes intervenant dans les inspections même s'il est rappelé dans l'ACOP dans sa partie Guidance (non obligatoire) que la certification selon le BS EN 45004 – 1995 General Criteria for operation of various type bodies performing inspection est une indication du niveau de compétence.

Les inspections et les CND doivent être réalisés par des sociétés ayant un système qualité reconnu et l'organisation doit être adaptée au risque de l'installation.

Une **accréditation de l'UKAS** peut être requise, selon le BS EN ISO/IEC 17025 Testing ou l'EN 45004 – Inspection :

- NF EN ISO/CEI 17025^[9] : Exigences générales concernant la compétence des laboratoires d'étalonnages et d'essais ;
- NF EN ISO/CEI 17020^[10] : Critères généraux pour le fonctionnement des différents types d'organismes procédant à l'inspection

Mais l'**accréditation** (reconnu par le Gouvernement via le United Kingdom Accreditation Service – UKAS) selon ce standard reste un acte volontaire. **C'est recommandé pour les organismes intervenant dans l'élaboration ou la validation des plans d'inspection et pour ceux qui réalisent des contrôles sur des systèmes majeurs.**

Le document RG2 (version Draft de Février 2009^[62]) « Accreditation for In-service inspection of pressure systems / Equipment », rédigé par l'UKAS, apporte un guide sur les transcriptions des exigences des normes ISO/EIC 17020 pour les opérations d'inspections. Il propose que soient inclus dans le champ de l'accréditation le développement et la certification des plans d'inspection, l'inspection incluant l'analyse des défauts et la décision quant à son maintien en service, le report des résultats des inspections avec éventuelles recommandations, la possible modification du plan d'inspection ou des conditions opératoires limites. On se reportera à ce document pour plus d'informations sur les exigences en terme de personnel, d'organisation, de formation, de procédures ; de sous-traitance.

Il propose également 5 catégories de compétence (fonction de l'expérience, de la qualification, de la durée sur le terrain). En fonction de la complexité du système à étudier, il est proposé des catégories de compétence adaptées (voir annexe 1 du RG2).

2.2.2 EUROPEAN COMMITTEE OF USER INSPECTORATES (ECUI)

Cette commission, créée en 1992, à l'initiative de l'APITI (France), du WEID (Pays-Bas) et de l'EEMUA (Royaume-Uni) regroupe des inspecteurs appartenant à des exploitants. L'EEMUA en assure le secrétariat. Cette instance participe aux discussions au sein des instances européennes. A la sortie de la directive ESP, le Working group on pressure (WGP) a été créé pour relayer et apporter des réponses aux fabricants et utilisateurs d'ESP. L'ECUI a contribué à l'élaboration de nombreux guides (près de 200). L'EEMUA a aidé à la reconnaissance des inspecteurs de l'exploitant (2nd-party User Inspectorates par opposition au 1st party qui est le fabricant et au 3rd party qui est un organisme externe) et a permis de préserver cette reconnaissance.

Dans le cadre de travaux avec le CEN, il cherche à promouvoir des méthodes d'inspection basée sur le risque.

2.2.3 COMPETENCE DU PERSONNEL REALISANT LES CND

Les exigences de compétence sont définies selon un schéma central de certification (« Central Certification Scheme ») (PCN for Personnel Certification in Non-Destructive Testing qui est le schéma international de certification sur la base des normes EN 473 Non-destructive testing et ISO 9712 Essais non destructifs -- Qualification et certification du personnel) ou sur la base d'un schéma de l'entreprise.

Les exigences en terme de compétence des personnes réalisant les CND sont précisées dans la norme BS EN 473-2000 :. Qualification and certification of NDT personnel. General principles. Trois niveaux (niveaux 1, 2 et 3) sont donnés correspondant à des tâches réalisables (du niveau 1 pouvant réaliser les CND au niveau 3 habilité pour faire de la supervision).

Lorsque le résultat des CND joue un rôle majeur dans le maintien de la sécurité, des étapes supplémentaires sont prises telles :

- Auditer les CND avec des opérateurs indépendants réalisant un échantillon des CND déjà faits ;
- Répéter les CND avec des personnes et/ou des techniques différentes ;
- Faire suivre les opérations par un tiers indépendant.

2.3 PRESENTATION DES GUIDES PROFESSIONNELS ASSOCIES (GENERAUX – NON LIES A UNE SUBSTANCE)

La réglementation PSSR 2000^[51] définit des principes généraux (notion de compétence, rapports d'inspection, plans d'inspections, modifications des plans).

Elle ne donne pas d'informations précises sur la fréquence des contrôles, leur nature.

Cependant il existe différents guides qui sont utilisables par les industriels et qui donnent des éléments plus précis sur les natures des inspections :

- un guide (SAFed^[55] guidelines on periodicity of examinations) donne des recommandations générales sur des intervalles types entre inspections et donne des éléments sur la possibilité d'allonger les périodes entre inspections.
- Un autre guide SAFed^[56]- Guidelines for Competent person – In-service examination of pressure systems pipework concerne les tuyauteries, à l'exclusion des tuyauteries dites complexes telles que celles des raffineries; Ces guides sont détaillés dans les chapitres qui suivent.
- les méthodes basées sur la criticité (RBI) sont également utilisées (API 580^[72], API 581^[73]).
Note : Un retour d'expérience de l'utilisation de telles méthodes est présenté au chapitre 3.
- Les guides API sur les inspections (API 510^[74] et 57075).

D'autres guides, non spécifiques au Royaume-Uni²⁶, élaborés par l'Institute of Petroleum, existent. Ils visent à fournir un recueil de bonnes pratiques pour les inspections en service et les tests de pression pour les équipements utilisés dans les industries chimiques et pétrolières. Ces guides font partie d'une série de guides constituant l'IP Model Code of Safe Practice. Ces guides viennent en complément des réglementations existantes et ne se substituent pas aux réglementations locales.

²⁶ Même si le document a un caractère international, il a été rédigé dans un souci d'ajustement avec la réglementation du Royaume-Uni (Pressure System and Transportable Gas Containers Regulations 1989 (noté PSR) et pour les tuyauteries le HSWA, le CIMAH).

- Institute of Petroleum – model code of safe practice. Pressure piping systems examination, part 13 (1993)^[58];
- Institute of Petroleum – model code of safe practice. Pressure vessels examination, part 12 (mars 1993)^[57].

2.3.1 GUIDE SAFED - GUIDELINES ON PERIODICITY OF EXAMINATIONS^[55]

Le guide donne des recommandations générales sur des intervalles types entre inspections et donne des éléments sur la possibilité d'allonger les périodes entre inspections

Il précise que les intervalles entre inspections sont conditionnés par différents paramètres :

- Le design de l'équipement ;
- Les méthodes de construction ;
- Les conditions d'utilisation ;
- Les standards de maintenance ;
- Les enregistrements liés à l'équipement ;
- Les conditions de fonctionnement ;
- L'état de l'équipement.

Une **première inspection doit être prévue dans les 24 mois suivants la mise en service** et son inspection initiale. Elle a pour vocation de mettre en évidence les défaillances dans le design, la fabrication et/ou l'installation de l'équipement. Le délai de 24 mois peut être allongé sous réserve de l'avis justifié de l'organisme compétent. Le guide ne précise pas le contenu et les techniques à utiliser mais le plan d'inspection ("scheme of examination") doit le préciser.

Les inspections en service suivantes seront déterminées en fonction des résultats de cette première inspection et des éventuels défauts enregistrés.

Les recommandations sur les contrôles de bon fonctionnement des accessoires de sécurité sont incluses dans le document.

La révision des plans doit être envisagée par la personne compétente à chaque changement important.

Les tuyauteries (pipework) sont majoritairement exclues du plan d'inspection (selon l'article 8 de la PSSR 2000) et son code associé. Cependant, si les tuyauteries sont incluses dans le plan d'inspection, ce dernier doit tenir compte des facteurs suivants :

- Corrosion ;
- Erosion ;
- Fluage ;
- Fatigue.

Le guide fournit alors des recommandations concernant les intervalles maximaux entre inspections, selon les équipements. Il distingue les chaudières (non traitées dans ce rapport) des autres équipements.

Des intervalles sont proposés dans le guide, en fonction du type de réservoirs et de tuyauteries.

Le réservoir de classe A correspond à un équipement quand des dégradations sont possibles ou que peu d'informations sont disponibles sur le comportement possible de l'équipement. Des équipements avec des cycles journaliers de pression sont normalement inclus dans cette classe, à moins d'avoir une évaluation précise de la fatigue.

Le réservoir de classe B est celui qui n'est pas soumis à une dégradation significative ; il pourra être classé en classe C s'il est montré qu'il n'est pas sujet à des dégradations. Au contraire, si des inspections montrent que des dégradations se produisent, il devra être classé en classe A.

Le réservoir de classe C correspond à ceux pour lesquels une inspection à maxi 12 ans est possible. Pour être classé C, il faudra que une évaluation de la fatigue soit faite et que :

- Soit des inspections sur 72 mois aient montré l'absence de détérioration. L'inspection suivante devra avoir lieu avant la fin de vie supposé de l'équipement ;
- Soit pour un équipement neuf, qu'il soit construit, mis en œuvre et fonctionne selon les mêmes conditions qu'un équipement déjà classé C.

Un **intervalle de 12 à 14 mois** est requis pour les équipements contenant des fluides corrosifs et pour lesquelles les tolérances sur le design sont proches d'être atteintes. De manière générale, si l'équipement est à 80% de sa durée de vie de design, l'inspection à 14 mois est requise. Cependant, si le fabricant spécifie des intervalles de 12 mois, il faudra s'y référer.

Un **intervalle de 24 à 26 mois** est recommandé par le guide pour :

- **Des réservoirs sous pression sujets à des dégradations dites rapides (classe A) :**
 - contenant des fluides susceptibles de générer de la corrosion et/ou de l'érosion interne ;
 - soumis à des conditions externes générant de la corrosion externe ;
 - avec des vibrations excessives ;
 - sujets à des cycles de pression significatifs, sujets à des chocs thermiques et/ou des variations cycliques de température ;
 - avec des soupapes ou autres moyens de sécurité sujets à des blocages ;
 - avec des parties assemblées par rivets ;
 - présence de fonds bombés ;
 - pas de renforcement des plaques de montage ;
 - présence de trappes amovibles.*
- Et des **tuyauteries potentiellement soumises à des dégradations dites rapides**²⁷ (une des 4 premières conditions ci-dessus) ;

Un **intervalle de 36 à 48 mois** est recommandé pour les réservoirs de classe B (pour lesquels aucune des conditions énoncées ci-dessus ne sont vérifiées).

Des intervalles de 60 à 72 mois sont proposés :

- pour des **réservoirs qui ne sont sujets a priori à des dégradations**. C'est par exemple le cas des réservoirs de gaz liquéfiés de classe A et B, de réservoirs de CO₂, de chlore et d'ammoniac (si absence de SCC), de réservoirs enterrés ou sous-talus de GPL et de réservoirs aériens de GPL.
- Pour des **tuyauteries qui ne sont pas sujettes à des dégradations rapides** (ne répondant pas aux critères établis ci-dessus pour des inspections tous les 24 à 36 mois).

²⁷ Pour les tuyauteries fonctionnant dans des conditions favorables à des phénomènes de fluage et/ou de fatigue, la durée de vie résiduelle peut être prise en compte. On se reportera au guide pour plus de détails.

Enfin des **intervalles de 120 à 144 mois** sont proposés pour les équipements pour lesquels des preuves suffisantes de non dégradation sont disponibles. C'est par exemple le cas des réservoirs de fluide de gaz liquéfiés de classe C, des réservoirs aériens de GPL (avec accès interne sujets à contrôle visuel externe tous les 60 mois), les larges réservoirs de mélange en acier inoxydable.

Note : dans le cas particulier des équipements dont la durée de vie est clairement définie à la conception en fonction de conditions opératoires critiques²⁸, jusqu'à 80% de la durée de vie, les intervalles seront basées sur 20% de la durée de vie calculée avec des valeurs maximales de 26 mois (classe A), 48 mois (classe B) ou 96 mois (classe C). Au-delà de 80% de la durée de vie résiduelle, les intervalles seront définis sur 10% de la durée de vie calculée avec un maxi de 14 mois pour les classes A:

Note : **le guide donne des indications concernant les informations requises permettant d'allonger les intervalles entre inspections au-delà des recommandations.** Les facteurs sont les facteurs usuels rencontrés tels que documentation et traçabilité sur les résultats des contrôles et la documentation sur les équipements, la connaissance des modes de dégradation, les conditions de maintenance et de fonctionnement, etc.

2.3.2 SAFED- GUIDELINES FOR COMPETENT PERSON – IN-SERVICE EXAMINATION OF PRESSURE SYSTEMS PIPEWORK^[56]

Le guide SAFed- Guidelines for Competent person – In-service examination of pressure systems pipework est spécifique aux inspections sur les tuyauteries et fournit des éléments plus précis que le guide précédent. **Cependant, le guide n'est pas applicable aux sites avec des tuyauteries en nombre important (raffineries par exemple). Un renvoi est fait pour ces installations sur l'API 570.**

Le guide est destiné à compléter les exigences réglementaires du PSSR 2000 mais il peut être **appliqué à des tuyauteries transportant des fluides dangereux, pour lesquelles le danger est lié à la nature du fluide et non à sa pression.** Le guide inclut dans le terme "pipework" les tuyauteries et les composants associés tels que les flexibles (« hoses »), les brides (« flanges »), les vannes (« valves »), les supportages ("supports") et les ancrages ("anchorages"). Il n'est pas applicable aux canalisations de transport ("pipelines").

Dans la mesure où les tuyauteries de diamètre \leq DN25 avec des pressions inférieures à 40 bars ne représente pas de risque majeur (petit débit en cas de fuite et probabilité de fuite réduite par l'épaisseur relativement plus importante pour ces tuyauteries), il n'y a pas obligation d'évaluation de la conformité de ces tuyauteries par un organisme notifié pour des tuyauteries dont le diamètre \leq DN25 et pour des diamètres entre DN25 et DN100 tel que PS²⁹. DN n'excède pas 1000.

Dans le cas particulier de tuyauteries véhiculant de la vapeur et pour lesquelles des risques de coup de bélier sont importants, une attention particulière devra être portée au cours des examens sur les systèmes de purges de vapeur et de drainages pour éviter l'accumulation de liquides dans les tuyauteries, notamment en phase transitoires (démarrage, arrêt).

²⁸ Les conditions de température et de pression sont précisées dans le document

²⁹ PS est la pression maximale de design

Le guide rappelle que la PSSR 2000 et son code associé³⁰ a tendance à exclure majoritairement les tuyauteries des plans d'inspection, dès lors qu'elles ont fait l'objet de contrôles initiaux. C'est donc essentiellement le principe de détermination de la criticité qui permet de décider si une tuyauterie doit faire partie d'un plan d'inspection. La nature du fluide intervient (pour ses conséquences éventuelles en cas de perte de confinement) et sa susceptibilité à la dégradation. Il est proposé dans le guide de retenir des tuyauteries de diamètre > DN150 avec PS.DN > 1000 bar.mm (fluides autres que vapeur et que fluides toxiques et/ou inflammables) dans les plans d'inspection mais de considérer quand même la proximité avec des personnes comme paramètre de choix supplémentaire : en l'absence d'impact significatif sur les personnes, la tuyauterie ne sera pas retenue dans les plans d'inspection. Pour les fluides dangereux (toxiques et/ou inflammables....) ; il est recommandé de mener le même type d'analyse basée sur la criticité.

Note : la tuyauterie est considérée entre deux équipements si des vannes d'isolement existent entre les équipements et la tuyauterie. Sinon, la tuyauterie est considérée dans les équipements.

Dans le cas de tuyauteries importantes, il est recommandé de considérer plusieurs tronçons pour cibler les actions de suivi à la spécificité du tronçon étudié. Il est conseillé de raisonner sur la base d'isométries de tuyauteries.

Le guide rappelle que les dégradations sur les tuyauteries concernent souvent les défaillances sous protection mais que d'autres mécanismes peuvent intervenir.

Nature des contrôles

Le guide prévoit pour les tuyauteries retenues, de réaliser un plan d'inspection incluant :

- **Un contrôle externe des tuyauteries** : sauf impossibilité (tuyauteries enterrées non traitées dans ce rapport), le contrôle externe est réalisé en marchant le long de la tuyauterie pour en évaluer les défauts ; si nécessaire, des moyens d'accès supplémentaires seront mis en place. Le contrôle visuel permet ainsi de repérer déjà des défauts de revêtements, de fuites de joints, des vibrations excessives... De préférence, le contrôle sera réalisé pendant le fonctionnement normal de l'installation mais si la personne compétente le décide, le contrôle pourra être fait à un autre moment (par exemple pendant des tests hydrauliques).
- **Des examens complémentaires** éventuels seront ensuite menés à des endroits judicieux. Ceux-ci devront correspondre aux zones jugées les plus critiques et représentatives de l'ensemble de la tuyauterie.
 - Pour la corrosion externe, les points de mesure d'épaisseur seront limités si le revêtement externe est en bon état. Dans ce cas, les mesures seront limitées aux points les plus critiques (avec enlèvement partiel de calorifuge si nécessaire). Ces zones jugées critiques sont par exemple les points bas, les coudes, les supports et les Tés. Si des zones de dégradation de revêtement sont identifiées, il faudra étendre la zone de mesure pour s'assurer de la mesure d'épaisseur minimale.
 - Pour la corrosion interne, le processus reste le même : identification de zones potentiellement critiques et mesures de défauts potentiels par différentes techniques (ultrasons à longue portée, profils radiographiques ou flash radiographiques, thermographie, « remote cameras », tests de pression, utilisation de « pigs » intelligents...). Le guide recommande en cas de possibilité de stratification ou d'accumulation de substances corrosives en partie basse de réaliser des mesures sur la circonférence de la tuyauterie plutôt qu'une seule mesure.
 - Pour les phénomènes possibles de fissuration (par fatigue ou autre), d'autres techniques plus appropriées seront utilisées (ultrasons, magnétoscopie, « dye penetrant examination », courants de Foucault, radiographie, examen métallurgique...).

³⁰ Il s'agit du code "The Pressure Systems Safety regulations 2000 – Approved Code of practice"

Note : le guide met en garde contre le contrôle excessif de tuyauteries anciennes pour lesquelles les soudures ne passeraient pas les critères de satisfaction aujourd'hui requis par les techniques actuelles, alors qu'elles pourraient encore largement convenir pour une utilisation sûre. Le contrôle ne doit vraiment être limité qu'aux zones pour lesquelles un risque existe (retour d'expérience de défaillance, risque important en cas de fuite...).

Fréquence des contrôles

Un tableau type est proposé pour les tuyauteries sous pression.

Conditions	Contrôle externe	Examens complémentaires
Non Corrosive	36/38 mois	Non applicable ^(a)
Environnement corrosif	24/26 mois	24/26 mois ^(b)
Contenu corrosif ou érosif	24/26 mois	24/26 mois ^(b)
Vapeur	24/26 mois	24/26 mois ^(c)
Fatigue	Cf ci-dessus mais avec évaluation durée de vie résiduelle	Cf ci-dessus mais avec évaluation durée de vie résiduelle
Fluage	Cf ci-dessus mais avec évaluation durée de vie résiduelle	Cf ci-dessus mais avec évaluation durée de vie résiduelle
Notes		
<p>(a) L'examen externe peut être complété par des contrôles supplémentaires là où les conséquences de défaillance pourraient être importantes ;</p> <p>(b) La période peut être étendue à 72 mois en fonction de l'état de la tuyauterie et du taux de corrosion ;</p> <p>(c) La période peut être étendue à 48/50 mois si la tuyauterie est en bon état et n'est pas dans un environnement corrosif.</p>		

Examen des accessoires de sécurité

L'examen est a priori dissocié de celui de la tuyauterie. On se réfèrera au guide SAFed – Guidelines on periodicity of Examinations pour les contrôles des organes sur les tuyauteries. On se reportera au chapitre 1.2.

Cependant, les soupapes d'expansion liquides entre deux portions isolables, seront changées ou vérifiées tous les 5 ou 10 ans selon les conditions.

Examen des autres composants

Les composants tels que les flexibles ou les soufflets doivent être vérifiés par les opérateurs avant chaque utilisation. Un contrôle du bon alignement, de l'absence de torsions sera également fait à chaque plan d'inspection, avec renvoi au fabricant pour re-certification.

Réparations et modifications

Le guide comporte un volet sur les réparations et les modifications sur les tuyauteries. Sans développer le contenu, il est nécessaire de réaliser ces opérations selon des standards reconnus et si la modification est importante de la faire valider par un organisme notifié. Pour plus de détails, on se reportera au guide.

2.3.3 INSTITUTE OF PETROLEUM³¹ – PRESSURE VESSEL EXAMINATION^[57] – MODEL CODE OF SAFE PRACTICES – PART 12

Le guide concerne les réservoirs sous pression et exclut les équipements avec parties mobiles (compresseurs, pompes...), ainsi que les réservoirs transportables. Il traite également les accessoires de sécurité associés au réservoir.

Il fournit une procédure pour l'identification, la classification et le suivi des équipements pour garantir le maintien de conditions de fonctionnement (« fitness for purpose »).

Pour le Royaume-Uni il constitue une aide aux exploitants pour le suivi de la réglementation PSR et la réalisation des plans d'inspection (« scheme of examination »).

Le guide traite de différents aspects, notamment :

- Nécessité d'identifier et d'enregistrer chaque équipement sous pression de manière unique et de disposer d'une documentation précise (numéro de repérage, plans, spécifications, certificats...et conditions limites de fonctionnement sûr (« safe operating limits ») (Chapitre 2).
- Nécessité de classer chaque équipement conformément à la réglementation :
 - Classe A :
 - Classe B : ce sont les équipements qui ne feront pas l'objet d'obligations de suivis périodiques. Les réservoirs contenant des substances toxiques ou inflammables qui ne seraient pas soumis à la pression, donc ne faisant théoriquement pas l'objet de suivis périodiques obligatoires, seront quand même soumis à des contrôles périodiques.

Il présente ensuite le **principe de détermination des périodes de contrôles** après avoir alloué au réservoir un grade (« Grading allocation ») Cette étape est à réaliser par le personnel connaissant bien l'équipement et son fonctionnement et devrait être validée par la **personne compétente**³² (« competent person »). Les périodes entre inspections dépendent finalement du grade retenu et de l'existence de procédures d'inspection échantillon (« sampling examination procedures »).

- **Détermination d'un grade (0 à 3)** : le grade 0 correspond aux équipements pour lesquels la périodicité entre contrôle sera la plus faible. De manière simplifiée, les équipements en grade 0 correspondent aux **équipements peu connus et dont l'évolution est difficilement prévisible** (par exemple ayant subi un seul contrôle après mise en service). Lorsque la connaissance de l'équipement augmente et que, suite aux contrôles précédents, les observations permettent de conclure que les dégradations évoluent peu, il est possible de monter le grade de l'équipement de 1 à 3. Cependant, la période pourrait être abaissée lorsque le réservoir approche de la durée de vie prévue ou de design.
- **Détermination des périodes** : le tableau ci-dessous, issu du guide, établit le lien entre la période et le grade de l'équipement. Les valeurs indiquées sont des maximums et des valeurs moindres peuvent être proposées. Il est précisé que **l'analyse des conséquences en cas de défaillance peut judicieusement modifier la période retenue entre inspections**. De nombreux autres paramètres sont indiqués (modes de dégradations potentiels, politique de maintenance, présence de revêtements, présence de calorifuge ou ignifuge, etc...) (voir chapitre 5.3 du guide).

³¹ *l'institute of Petroleum et l'Institute of Energy ont fusionné en 2003 pour donner naissance à l'Energy Institute. Il s'agit d'une association professionnelle regroupant plus de 30 compagnies à travers 100 pays travaillant dans le secteur de l'énergie. Elle a pour objectif de promouvoir une fourniture et une utilisation sûre de l'énergie sous toutes ses formes. Elle fournit des standards, des guides de bonnes pratiques et contribue à la sensibilisation des industriels du secteur de l'énergie par l'organisation de conférences et de débats, l'édition de publications, des sessions de formations...*

³² *Il s'agit de la personne ou de l'organisation (interne au site ou organisme externe) autorisée par l'exploitant pour réaliser ou approuver les plans d'inspection et pour examiner les équipements sous pression (cf réglementation PSR).*

Equipement	Période maximale recommandée entre contrôles (mois)			
	Grade 0	Grade 1	Grade 2	Grade 3
Réservoirs sous pression ³³	60	72	108	144
Accessoires de sécurité	24	36	72	-

Dans le cas de réservoirs similaires, un roulement dans les inspections peut être réalisé, allongeant de ce fait la période entre les contrôles d'un réservoir donné. Cette règle d'échantillonnage n'est pas applicable aux accessoires de sécurité.

Dans le cas de l'installation d'un nouveau réservoir similaire à d'autres, son grade pourra être aligné dès la mise en service, avec le grade des équipements similaires et qui sont bien connus.

Les échéances finalement retenues doivent être respectées. Sinon, un accord signé doit être trouvé préalablement entre l'exploitant et la personne compétente et les autorités doivent être informées.

Une révision des grades doit être faite dès qu'un incident se produit ou que des changements dans les conditions opératoires se produisent ou que le réservoir approche de (ou dépasse) sa durée de vie de conception.

Pour les **accessoires de sécurité** (et les éventuels systèmes de sécurité ayant pour fonction de prévenir une montée en température ou en pression excessive), les périodes maximales de contrôle sont plus basses que celle des réservoirs. Le principe d'attribution des grades est le même que pour les réservoirs. L'augmentation de grade ne se justifie que par un solide retour d'expérience de bon fonctionnement, tracé et documenté.

Le contenu des contrôles à réaliser pour les contrôles de pré-commissioning, de première inspection et de suivi en service est mentionné de manière peu détaillée. Le suivi en service permet, à partir de mesures et de l'analyse du réservoir, de déterminer l'évolution des dégradations et de prévoir la durée de vie résiduelle des équipements. L'inspection inclut un contrôle externe, interne.

Les conditions de préparation sont abordées (enlèvements de revêtements interne, moyens d'accès, nettoyage des parties à inspecter...). Il est rappelé que la préparation des opérations fait partie du plan d'inspection réglementaire («scheme of examination»). Le suivi éventuel des paramètres de fonctionnement (réservoirs en marche) ne remplace en général pas l'inspection visuelle interne.

Le suivi des accessoires de sécurité ne doit pas se limiter aux accessoires proprement dit mais doit englober la tuyauterie associée dès lors que des blocages peuvent se produire.

- **Pour les soupapes de sécurité** : la période maximale est de 72 mois. La soupape doit être démontée et être testée ensuite sur banc pour vérifier la pression d'ouverture. Les résultats sont consignés. Puis la soupape est démontée, nettoyée, réparée, modifiée pour assurer une ouverture à la pression requise. Une attention particulière est portée aux dispositifs pouvant isoler les soupapes du réservoir.
- **Pour les soupapes pilotées** : le démontage est difficile et seule la vanne pilote est testée.
- **Pour les disques de rupture** : ils doivent être changés régulièrement pour éviter une défaillance due à la fatigue ou à la corrosion. La réalisation de tests d'ouverture après le démontage permet de vérifier que le disque avait ou non gardé sa capacité à s'ouvrir à la pression requise.
- **Autres accessoires** : l'instrumentation intervenant dans les chaînes de sécurité doit être testée régulièrement.

³³ Hors réservoirs de procédé ou échangeurs

Les **principes des méthodes de tests applicables** sont décrits pour :

- Tests de force (« strength testing ») incluant les épreuves hydrauliques ou pneumatiques ;
- Tests de fuite (« leak testing ») ;
- Contrôles non destructifs ;
- Contrôles destructifs ;
- Analyse des matériaux.

2.3.4 INSTITUTE OF PETROLEUM – PRESSURE PIPING SYSTEMS EXAMINATION58– MODEL CODE OF SAFE PRACTICES – PART 13

Le guide concerne les tuyauteries sous pression³⁴ et exclut les canalisations de transport pour lesquelles un guide spécifique existe. Il traite également les accessoires de sécurité associés aux tuyauteries.

Il fournit une procédure pour l'identification, la sélection des équipements à suivre, la classification et le suivi des tuyauteries pour garantir le maintien de conditions de fonctionnement (« fitness for purpose »).

Il constitue une aide aux exploitants pour le suivi de la réglementation PSR et la réalisation des plans d'inspection (« scheme of examination »).

Le guide traite de différents aspects, notamment :

- Nécessité **d'identifier** chaque tuyauterie sous pression (sans nécessairement avoir une identification sous forme de nombre sur le terrain) ;
- Nécessité de **sélectionner** quelles tuyauteries vont faire l'objet d'un suivi (par une personne compétente). Le choix s'appuie :
 - sur les exigences réglementaires éventuelles,
 - sur la connaissance ou l'hypothèse de fortes probabilités de dégradations potentielles liées à un environnement difficile (fatigue, érosion, corrosion),
 - sur l'évaluation des conséquences en cas de perte de confinement. Les conséquences sont évaluées en termes d'impact sur les personnes (hors site ou sur le site) et en termes d'impact sur l'environnement.

Cependant, le **maintien d'un fonctionnement sûr des tuyauteries non sélectionnées restent sous la responsabilité de l'exploitant**. Ce dernier se doit de prévoir des procédures de contrôles qui ne seront pas nécessairement réalisées par une personne compétente (au sens de la réglementation).

- Nécessité **d'enregistrer** les informations disponibles sur la tuyauterie (référence, spécifications, certificats, etc...) ;

Le guide présente ensuite le **principe de détermination des périodes de contrôles** après avoir alloué à la tuyauterie un grade (« Grading allocation ») Cette étape est à réaliser par le personnel connaissant bien la tuyauterie, son fonctionnement et son environnement. Les périodes entre inspections dépendent finalement du grade retenu.

³⁴ Les tuyauteries sous service cryogéniques sont une exception et certaines déviations par rapport aux guides sont autorisées. Pour plus de détails, se reporter au guide.

- **Détermination d'un grade (0 à 3)** : le grade 0 correspond aux tuyauteries pour lesquelles la périodicité entre contrôle sera la plus faible. De manière simplifiée, les équipements en grade 0 correspondent aux tuyauteries peu connues et dont l'évolution est difficilement prévisible (par exemple ayant subi un seul contrôle après mise en service). Lorsque la connaissance de la tuyauterie augmente et que, suite aux contrôles précédents, les observations permettent de conclure que les dégradations évoluent peu, il est possible de monter le grade de l'équipement de 1 à 3. Cependant, la période pourrait être abaissée lorsque le réservoir approche de la durée de vie prévue ou de design.
- **Détermination des périodes** : le tableau ci-dessous, issu du guide, établit le lien entre la période et le grade de l'équipement. Les valeurs indiquées sont des maximums et des valeurs moindres peuvent être proposées. Il est précisé que **l'analyse des conséquences en cas de défaillance peut judicieusement modifier la période retenue entre inspections**. De nombreux autres paramètres sont indiqués (modes de dégradations repérés, présence de petites sections DN < 50 mm, de soufflets de dilatation, de vibrations, etc...) (voir annexe A du guide).

Equipement	Période maximale recommandée entre contrôles (mois)			
	Grade 0	Grade 1	Grade 2	Grade 3
Tuyauteries	36	48	84	144

Les échéances finalement retenues doivent être respectées. Sinon, un accord signé doit être trouvé préalablement entre l'exploitant et la personne compétente et les autorités doivent être informées.

Dans le cas de l'installation d'une nouvelle tuyauterie similaire à d'autres, son grade pourra être aligné dès la mise en service, avec le grade des tuyauteries similaires et qui sont bien connus.

Une révision des grades doit être faite dès qu'un incident se produit ou que des changements dans les conditions opératoires se produisent ou que la tuyauterie approche de (ou dépasse) sa durée de vie de conception.

Une **personne compétente**³⁵ s'assure :

- Que les composants sélectionnés sont suivis conformément au plan d'inspection et que les résultats sont exploités pour vérifier que l'équipement peut être maintenu en service, dans des conditions sûres ;
- Que les éventuelles réparations, modifications, remplacements sont réalisés conformément aux exigences du code.

Le contrôle interne des tuyauteries n'est très généralement pas possible. Les contrôles non destructifs (CND) permettent d'avoir une évaluation de l'état intérieur de la tuyauterie. Une attention particulière doit être portée au contrôle externe des tuyauteries et au contrôle des supportages.

Il est souligné l'importance des conditions de préparation (référence au IP model of Safe Practice, part 3 « Refining Safety Code ». Le suivi de la tuyauterie en charge (toucher, utilisation de CND spécifiques, décalorifugeage partiel...-cf annexe B du guide) peut s'avérer satisfaisant. A noter que ce code of practice est désormais obsolète.

La **personne compétente rédige ensuite un rapport d'inspection** incluant l'enregistrement des résultats, la révision éventuelle du plan, la spécification des modifications éventuelles, la détermination de la date du prochain contrôle.

³⁵ La personne compétente est la personne ou l'organisation désignée par l'exploitant pour réaliser ou approuver les plans d'inspections de tuyauteries. Au Royaume-Uni, il peut s'agir d'une personne d'un site ou d'un organisme externe. Pour la définition, on se référera à la réglementation des ESP.

L'élaboration du plan d'inspection doit prendre en compte les points spécifiques suivants :

- L'existence d'un revêtement interne et sa possibilité de détérioration ;*
- La présence de calorifuge et de revêtement ignifuge, qui peuvent générer des phénomènes de corrosion sous calorifuge, sous des conditions de température de -5 à 140°C. Dans ce cas, le décalorifuge partiel est nécessaire pour évaluer l'étendue de la corrosion externe. Les tuyauteries en acier austénitique sont particulièrement vulnérables (phénomène de Stress Corrosion Cracking – SCC ;
- Les vannes et piquages qui peuvent être une source préférentielle de fatigue ;
- Les tuyauteries enterrées, qui bien que protégées de la corrosion par revêtement et protection cathodique, restent fragiles. Un suivi de la protection cathodique doit être réalisé. Il peut aussi être utilisé un racleur intelligent (« intelligent pig ») ;
- Les soufflets qui doivent être vérifiés pour s'assurer que le mouvement relatif est absorbé par les joints de dilatation. L'absence de fuites, de déformation... doivent être périodiquement vérifiés.
- L'occurrence de conditions de fonctionnement extrêmes ou de conditions anormales externes (incendie par exemple) qui peuvent conduire à des dégradations prématurées.

Les conditions de suivi des accessoires de sécurité sont similaires à celles des accessoires montés sur les réservoirs sous pression.

Les **principes des méthodes de tests applicables** sont décrits pour :

- Tests de force (« strength testing ») incluant les épreuves hydrauliques ou pneumatiques ;
- Tests de fuite (« leak testing ») ;
- Contrôles non destructifs ;
- Contrôles destructifs ;
- Analyse des matériaux.

2.3.5 SYNTHÈSE DES EXIGENCES DES GUIDES PROFESSIONNELS

Les tableaux pages suivantes résument les exigences en fonction des guides professionnels.

Réservoirs sous pression

	SAFed – Periodicity of examination	IP – part 12 – Pressure Vessels	API 570 – Pressure Vessel inspection code
<i>Champ application</i>	<i>ESP et autres</i>	<i>Réservoirs dans chimie et pétrole</i>	<i>Réservoirs dans chimie et pétrole</i>
Intervalle entre contrôles	<p>Selon classe de l'équipement (connaissance de l'équipement et possibilité de dégradations)</p> <p><u>Classe A</u> : 24 à 26 mois</p> <p><u>Classe B</u> : 36 à 48 mois</p> <p><u>Classe C</u> : 60 à 72 mois</p> <p>Jusqu'à 120 à 144 mois si REX de non dégradation</p> <p>(Inclut contrôle interne GPL)</p>	<p>Selon grade 0 à 3 (connaissance de l'équipement et possibilité de dégradations, mais aussi selon conséquences possibles+ autres critères)</p> <p>Réservoirs : 60 à 144 mois</p> <p>Accessoires : 24 à 72 mois</p>	<p>Externe : 60 mois</p> <p>Interne : 120 mois maxi</p> <p>Test pression : pas de prescription sur intervalle (peut être remplacé par CND)</p>
Cas particulier	<p>Si proche durée de vie définie à la conception, intervalle réduit</p> <p>Si traçabilité, documentation..., intervalle allongé</p>	<p>Si proche durée de vie définie à la conception, intervalle réduit</p>	<p>Influence possible de la durée de vie</p> <p>Si RBI pas d'intervalle maxi</p>
Nature des contrôles	Non explicite	<p>Contrôle externe et interne</p> <p>Conditions de préparation</p>	<p>Contrôle externe et interne</p> <p>Test de pression qu'après réparations ou modifications</p>
Examen accessoires de sécurité	<p>Oui, au moins aussi souvent qu'équipement</p> <p>Maxi 26 mois</p>	Oui, avec précisions sur nature des contrôles	Soupapes : maxi 5 ans

Tuyauteries sous pression

	SAFed – Periodicity of examination	SAFed Pipework	IP – part 13 – Pressure Piping	API 510 – Piping Inspection code
<i>champ application</i>	<i>ESP et autres</i>	<i>Hors tuyauteries complexes (raffinerie)</i> <i>ESP et substances dangereuses</i>	<i>Tuyauteries dans chimie et pétrole</i>	<i>Tuyauteries dans chimie et pétrole</i>
Intervalle entre contrôles	Selon classe de l'équipement (connaissance de l'équipement et possibilité de dégradations) <u>Classe A</u> : 24 à 26 mois <u>Classe B</u> : 36 à 48 mois <u>Classe C</u> : 60 à 72 mois Jusqu'à 120 à 144 mois si REX de non dégradation (Inclut GPL)	Selon criticité (pression et dangerosité substance, impact sur personnes, possibilité de dégradation). Pour tuyauterie sous pression Si corrosion, érosion : 24/26 mois (Externe + CND) Sinon : 36/38 mois (Externe + CND au besoin)	Choix des tuyauteries à suivre dans plan selon conséquences humaines et environnement et selon probabilité de défaillance + autres critères) Tuyauteries : 36 à 144 mois	Selon la classe et la nature des contrôles : Tuyauteries 60 mois à 120 mois
Cas particulier	Si proche durée de vie définie à la conception, intervalle réduit Si traçabilité, documentation..., intervalle allongé	Si fluage, fatigue : voir durée vie résiduelle Si bon état malgré corrosion : CND à 72 mois Attention soufflets, flexibles	Attention aux points spécifiques (soufflets, revêtements...) et au supportage	Tuyauteries enterrées Points d'injection
Nature des contrôles		Contrôle externe (marche le long de la tuyauterie) Mesures complémentaires (CND) sur zones ciblées	Contrôle externe Mesures complémentaires	Contrôle externe et mesures d'épaisseur, incluant inspection sous calorifuge Test de pression qu'après réparations ou modifications
Examen accessoires de sécurité	Oui, au moins aussi souvent qu'équipement	Se référer au guide SAFed Interval of examination	Oui, avec précisions sur nature des contrôles	

2.4 PRESENTATION DES GUIDES PROFESSIONNELS ET NORMES SPECIFIQUES A DES SUBSTANCES

2.4.1 GPL (RESERVOIRS AERIENS SOUS PRESSION).

Ce chapitre présente des guides de bonnes pratiques utilisés au Royaume-Uni, émanant d'associations de professionnels, pour des installations manipulant et stockant du GPL.

- Code of Practice 1 – Part 3 (2006), UKLPG.
- Le guide EEMUA 190 - Guide for the Design, Construction and Use of Mounded Horizontal Cylindrical Steel Vessels for Pressurised Storage of LPG at Ambient Temperatures => ce guide n'a pas été étudié dans le présent rapport.
- La norme (européenne) NF EN 12819 (norme en cours de modification), Inspection et requalification de réservoirs aériens de capacité supérieure à 13 m³ pour gaz de pétrole liquéfiés.

Note : Il existe une norme pour les réservoirs de GPL aériens de capacité inférieure ou égale à 13 m³ (Norme européenne NF EN 12817). Celle-ci n'est pas développée dans ce chapitre, les capacités des réservoirs sur des dépôts ou des stockages en raffineries étant bien supérieures.

Note : le guide HSG34 du HSE est désormais obsolète. Suite à un accident impliquant une fuite sur une tuyauterie enterrée de GPL, une consultation est en cours au HSE pour définir les règles de sécurité des sites GPL.

2.4.1.1 PRÉSENTATION DU CODE OF PRACTICE

UKLPG (www.uklpg.org), créée en janvier 2008 par le regroupement des deux associations (la LP Gas Association (LPGA) et l'Association for Liquid Gas Equipment and Distributors (ALGED)) représente les sociétés productrices, distributrices et utilisatrices de GPL. Elle est membre de l'[AEGPL](#), (European Association for the LPG industry) et de la [WLPGA](#) (World LPG Association).

L'association a pour objectifs de :

- produire des standards techniques et de sécurité pour l'industrie (dont le Codes of Practice),
- promouvoir le GPL au grand public,
- représenter l'industrie auprès des autorités nationales compétentes et des instances européennes notamment pour la réglementation ou la certification,
- d'assurer que des formations sont disponibles et de monter ces formations,
- de réunir des informations statistiques sur les ventes pour les membres,
- diffuser des informations générales sur la sécurité.

UKLPG apporte également son expérience auprès d'autorités nationales telles que le HSE et d'instances européennes pour développer et mettre à jour des procédures sûres pour l'industrie.

UKLPG et précédemment le LP Gas Association ont publié un certain nombre d'ouvrages relatifs à la conception, la construction et l'installation d'un site GPL, dont le Code of Practice 1 / Part 3 - Examination and Inspection (2006) : les exigences minimales requises pour une inspection sont décrites. La révision de l'édition de 2000 a été réalisée conjointement avec le HSE.

D'autres codes existent qui sont présentés dans le rapport INERIS DRA-08-85166-00650B, Influence des enseignements tirés d'accidents impliquant des stockages de GPL dans l'évolution des guides de bonnes pratiques à l'étranger – septembre 2008. Ceux-ci ne sont pas détaillés car ils concernent surtout la conception des installations.

Le guide fournit des outils sur :

- Les éléments à inclure dans un plan d'inspection des stockages vrac de GPL de 150 litres ou plus³⁶ ;
- Les éléments à inclure dans un plan d'inspection des systèmes de distribution de plus de 0,5 bar ;
- le marquage (« marking ») d'un stockage vrac à la suite des inspections (« examination ») ;
- L'enregistrement des résultats des inspections des stockages vrac ;
- Les inspections de routine à mener sur les stockages vrac et leurs équipements associés ;
- Inspections périodiques des équipements associés au stockage vrac.

Il est supposé le respect des autres parties des codes of practices concernant la conception ou d'autres standards équivalents.

Le code ne s'applique pas aux :

- Stockages réfrigérés et équipements associés ;
- Récipients pour le transport ;
- Brûleurs ;
- Equipements et tuyauteries de moins de 0,5 bar ;
- Inspections, tests et maintenance des flexibles pour le transfert ;
- Autres installations telles que l'électricité, les compresseurs d'air...

Le guide revient sur la réglementation applicable qui influence le suivi des équipements :

- La réglementation des ESP (PSSR 2000) : nécessité pour l'exploitant de faire définir un plan d'inspection par une personne compétente (ou de faire valider par elle) et de faire réaliser des inspections conformément à ce plan par une personne compétente.
- La réglementation des installations dangereuses (COMAH) qui impose aux établissements de plus de 50 t de GPL de prendre toutes les mesures nécessaires pour assurer la sécurité. Les exploitants des sites de plus 200 t doivent faire une étude de sécurité (« safety report ») dans laquelle ils démontrent que la sécurité est assurée dans la conception, l'exploitation et la maintenance des équipements.

Il est proposé trois types de contrôles :

- Les **inspections réglementaires** (« examinations ») (à planifier et réaliser par une personne compétente qui peut être une personne du site, un sous-traitant ou un inspecteur des autorités, sous réserve d'avoir l'expérience et la qualification requise) inscrite dans le « written scheme of examination » ; le code suggère des intervalles entre inspections (10 ans pour les réservoirs aériens, 10 ans pour les réservoirs enterrés avec protection cathodique mais contrôle annuel de la protection cathodique, 5 ans pour les réservoirs enterrés sans protection cathodique, 5 à 10 ans pour les soupapes selon le type –cf texte , 10 ans pour les soupapes d'expansion thermique sur les lignes, à définir par une analyse de risques sur les tuyauteries...) mais rappelle que c'est la personne compétente qui détermine la fréquence dans le plan, en utilisant notamment la connaissance des inspections précédentes. Le code rappelle que les défauts doivent être étudiés par la personne compétente en utilisant une méthode pertinente, avec une attention particulière pour les systèmes avec protection incendie passive. Il est fait référence au guide BS 7910. Conformément à la réglementation, les plans sont mis à jour régulièrement.

³⁶ La capacité de 150 litres ou plus s'applique à l'ensemble des thèmes abordés

- Les **inspections périodiques** sujettes à enregistrement mais qui ne sont pas incluses dans le plan d'inspection (de la réglementation PSSR 2000) et ne sont pas réalisées nécessairement par une personne compétente (au sens de la réglementation PSSR 2000). Ces opérations doivent être décrites dans des procédures et réalisées par des personnes formées. Leur fréquence est évaluée par analyse de risque.
- Les **inspections de routine** (« routine inspection »), réalisées par les exploitants, à des fréquences plus importantes, qui consistent en une inspection externe des parties visibles d'un réservoir. Ces opérations doivent être décrites dans des procédures et réalisées par des personnes formées. Des rapports d'anomalies doivent être émis le cas échéant.

Le code précise les éléments à contrôler selon la nature du contrôle.

Pour **l'inspection réglementaire**, le contrôle du réservoir et le contrôle des accessoires de sécurité associés est imposé. Le contrôle des vannes d'isolement est également imposé. Les méthodes de contrôle sont au choix de la personne compétente. Les méthodes qui peuvent être employées sont : l'examen visuel externe, le test hydraulique, le contrôle d'épaisseur par ultrason, la détection de fissures par ultrasons, l'examen interne (en entrant dans le réservoir ou en utilisant d'autres méthodes, l'émission acoustique, la radiographie, la magnétoscopie ou d'autres méthodes de contrôles non destructifs. Pour les réservoirs de plus de 4 tonnes, l'examen externe, la mesure d'épaisseur ou l'inspection interne, et le contrôle des accessoires de sécurité sont obligatoires, ainsi que la détection de fissures sur les soudures. On se reportera au guide pour plus de détails.

Au cours des **inspections périodiques**, il est suggéré par exemple :

- un contrôle des tuyauteries et en particulier des zones autour des supportages, un contrôle du supportage, l'inspection du calorifuge en l'enlevant sur les zones suspectes ;
- un contrôle des tuyauteries enterrées ;
- un contrôle d'un certain nombre d'instruments (jaugeurs, sonde de température...) ;
- etc (voir guide).

Pour les **inspections de routine**, il est suggéré par exemple :

- Un contrôle de l'environnement (absence de zones combustibles, absence de modifications pouvant générer un mouvement du sol) ;
- Un contrôle de l'absence de tassement différentiel ;
- Un contrôle de l'absence de corrosion ou de détérioration sur le réservoir, ses supports, son revêtement ignifuge,
- etc (voir guide).

2.4.1.2 PRESENTATION DE LA NORME NF EN 12819 (EN COURS DE MODIFICATION).

Elle décrit les trois types de contrôles à effectuer :

- **L'inspection de routine** : inspection visuelle externe des parties visibles du réservoir (en vue de déceler une corrosion externe) et de ses équipements, elle inclut :
 - un contrôle des organes de sécurité (état des drainages des soupapes et vérification de l'état des tubes d'évent des soupapes, mise à la terre, jauges de niveaux, vérification des réponses des vannes commandées à distance ;
 - l'inspection du site (incluant l'absence de détérioration des systèmes de protection éventuels contre les chocs, la vérification de l'état sain et sans dommage des supports et fondations, sans tassement différentiel et avec boulons d'ancrage en bon état) ;

- **L'inspection périodique** : inspection visuelle externe des parties visibles du réservoir et de ses équipements, mais à une fréquence moins élevée que les inspections de routine ; elle comprend outre les inspections de routine les contrôles de manœuvrabilité des mécanismes des collecteurs des soupapes, des manomètres, des pressostats éventuels, des appareils de mesure de température, des vannes d'arrêt... ;
- **La requalification périodique** : celle-ci comprend une vérification du tarage de la soupape ou son changement, la vérification de l'absence de corrosion sur les goujons, écrous..., la manœuvrabilité des limiteurs de débits et des clapets anti-retour **et** au moins **un des éléments** suivants :
 - Une inspection visuelle interne ;
 - Une épreuve hydraulique ;
 - Un contrôle par émission acoustique ;
 - Un contrôle d'épaisseur ;
 - Une autre méthode équivalente.

La norme précise que l'intervalle entre deux requalifications ne doit pas dépasser 12 ans mais ne donne pas plus d'informations sur les intervalles entre les différents contrôles.

3. TEXTES ASSOCIES AUX LIQUIDES INFLAMMABLES

Ce chapitre présente des guides de bonnes pratiques spécifiques aux installations de liquides inflammables (essentiellement les bacs de stockage).

Les guides de bonnes pratiques identifiés sont :

- L'API 653 => ce guide est présenté dans la réglementation des USA ;
- Le HSG176 rédigé par le HSE ;
- Le guide EEMUA 159 => ce document est traité dans le rapport sur les stockages en raffinerie ; le descriptif est repris ci-dessous.
- Le guide EEMUA 183 => ce document est traité dans le rapport sur les stockages en raffinerie ; le descriptif est repris ci-dessous.

3.1 GUIDE HG176 : LIQUIDES INFLAMMABLES (EN RESERVOIRS AERIENS^[60])

Le **guide HSG176 (1998)** rédigé par le HSE est un guide concernant la conception, la construction, l'exploitation et la maintenance des réservoirs de stockage de liquides inflammables de point éclair (« flash point ») $\leq 55^{\circ}\text{C}$ ou ceux stockés à une température supérieure à leur point éclair, dans des réservoirs à pression proche de la pression atmosphérique. Ce document remplace les anciens guides HSG50 et HSG52.

Il est applicable à de nombreuses industries (chimiques, pétrochimiques, peintures, solvants, pharmacie).

Le guide aborde la protection contre la corrosion (chapitre Design and Construction). Un chapitre est consacré à l'inspection et à la maintenance et plus spécifiquement aux exigences de suivi (articles 192 à 197). Il est précisé que :

- Le réservoir doit être maintenu et inspecté par des personnes correctement qualifié, et que ce contrôle doit inclure les murs (« walls ») et les enceintes (« fences »).

- Une bonne pratique consiste à planifier les opérations sur les différents composants en détaillant le contenu, les intervalles d'inspection et les travaux de maintenance. Une attention particulière doit être portée aux inspections périodiques des équipements électriques et aux opérations sur les vannes d'isolement. Il doit avoir des nettoyages réguliers des séparateurs (« interceptors »), des cuvettes (« bunds »), des événements, des réservoirs de collecte (« slop tanks »), des installations de transferts... Les équipements de protection contre l'incendie doivent être régulièrement maintenus et si cela est approprié être testés.
- L'examen (« examination ») du réservoir, des tuyauteries et des montages (« fittings ») doit être réalisée par une **personne compétente (ingénieur spécialisé dans l'inspection appartenant à une société d'assurance ou un employé avec les qualifications et l'expérience requise)**. Un plan d'inspection (« written scheme of examination ») doit être approuvé entre l'exploitant et la personne compétente, incluant le champ des contrôles et leur fréquence. Les fréquences sont déterminées par une analyse de risques, le retour d'expérience de la maintenance du bac et les taux de corrosion connus.
- Des **examens externes intermédiaires** devraient également être menés.
- Des enregistrements des contrôles sont faits.
- Pour les toits flottants (« floating roof tanks ») ou les bacs avec toits internes, une attention particulière doit être portée sur l'absence d'encrassement (« fouling ») ou d'obstruction des connexions des tuyauteries. Une flottabilité (« buoyancy ») du toit ou de la couverture doit être assurée.
- Une inspection régulière en vue de détecter fissures et des dommages sur les couronnes d'étanchéité (« rim seal ») est conseillée. Le système de drainage doit également être inspecté régulièrement pour éviter l'accumulation d'eau.

3.2 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.

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.

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 entraînant sa réalisation (modifications notables) ;
 - Des recommandations sur **les fréquences d'inspection** selon les conditions d'exploitation (produit stocké, climat, stockage réfrigéré ou chauffé etc...).

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

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

Condition de service du stockage	Surveillance	Inspection extérieure	Inspection intérieure
	Courante		
	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.

Les notions de méthode « Risk Based Inspection »-RBI et de méthode « Reliability-Centered Maintenance »-RCM sont explicites dans le guide EEMUA qui propose de combiner ces deux méthodes pour obtenir une application probabiliste de maintenance préventive. Le principe de la méthode « Probabilistic Preventive 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 de 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.

Sur la base du guide EEMUA 169 et de l'API 653, des sessions de formation ont été mises en place par l'EEMUA concernant l'inspection, l'interprétation des résultats et la détermination de mesures sûres. Ces formations conduisent à l'obtention d'un certificat (Certificat d'Aptitude dans l'évaluation de l'intégrité d'un réservoir de stockage conformément au Guide Utilisateur EEMUA 159). Deux niveaux sont proposés :

- le niveau 1 est en lien avec le design et les problèmes courants rencontrés sur les bacs avec les actions qui peuvent être mises en œuvre pour y remédier ; le certificat est valable 5 ans et au-delà, il faut repasser un examen ;
- le niveau 2 a pour objectif de mieux comprendre la conception et les aspects opérationnels dans l'utilisation des réservoirs de stockage, de comprendre et mettre en place des plans détaillés d'inspection et de maintenance, sur la base des méthodologies RBI et RCM, de faire une sélection entre les différents modèles pour la maintenance des réservoirs de stockage (sur la base de la durée, de l'état ou du risque), d'établir des budgets pour les tâches d'inspection et de maintenance, de programmer les tâches de maintenance de façon structurée, identiques à celles de l'arrêt d'exploitation des équipements capitaux.

3.3 GUIDE EEUMA 183^[54] : « 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.

Ce guide présente :

- 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).

4. METHODES RBI

Les méthodes RBI sont largement utilisées dans les raffineries au Royaume-Uni.

Un rapport du HSL fait le bilan d'une étude comparative menée dans le cadre d'un programme européen sur la mise en œuvre de méthodes RBI. Sur 50 entreprises contactées en 1999, la moitié menait des études de type RBI. Plusieurs études de cas sur la base d'installations similaires ont été ensuite proposées à 7 industriels du secteur de la pétrochimie (industriels et/ou consultants sans ce secteur) pour faire apparaître d'éventuels écarts dans les résultats des méthodes RBI. La nécessité d'une telle étude est apparue du fait de l'utilisation de nombreuses variantes à la méthode RBI, avec éventuelle utilisation de logiciels commercialisés ou développés chez les industriels.

Les constats issus de ce rapport sont repris tels quels ci-dessous :

- 1- Variations considérables dans la sélection des modes de dégradations, étape nécessaire pour l'évaluation ;
- 2- Défaillances pourtant considérées comme impossibles ayant eu lieu ;
- 3- A partir de données identiques, l'évaluation de l'ampleur des dommages est variable ;
- 4- Lorsque des logiciels étaient utilisés en particulier pour l'évaluation des conséquences, les hypothèses prises n'apparaissaient pas clairement et le logiciel est finalement une « boîte noire » ;
- 5- Les hypothèses sur la présence humaine (interne au site ou externe), les équipements, la production et l'activité ne sont pas transparentes ;
- 6- Un certain nombre de méthodes considèrent la probabilité et les conséquences de manière dissociée. Il manque de ce fait la précision que peut donner une analyse séparée de chaque dommage et de sa conséquence ;
- 7- Dans certaines utilisations, il y a une moyenne entre les impacts sur l'homme, la production, l'environnement, si bien que l'impact sur la sécurité des personnes n'apparaît pas clairement et pourrait être sous-estimée par l'effet de la moyenne ;
- 8- Du fait des différences observées sur les dommages comme sur les conséquences, les plans finalement proposés sont variables en termes de contenu et de périodicité ;
- 9- Dans le même esprit que la 1^{ère} remarque, des modes de dégradations ont parfois été écartés d'office ;

- 10- Bien qu'un document du HSE recommande pour les sites à haut risque de réaliser des échantillonnages pour anticiper les modes de dégradation, peu d'échantillonnages sont pratiqués par les industriels ;
- 11- Etant donné la diversité de vue sur les modes de dégradation des inspections spéculatives pourraient être envisagées ;
- 12- Des guides recommandant des périodicités d'inspection sont utilisés par tous les participants (dont SAFed, API 510, Institute of Petroleum – model code of safe practice. Pressure piping systems examination, part 13 (1993) et Institute of Petroleum – model code of safe practice. Pressure vessels examination, part 12 (1993)). Mais dans la majorité des cas, l'intervalle ne dépasse pas la moitié de la durée de vie résiduelle ;
- 13- Aucune limite n'est fixée sur les intervalles en tenant compte de l'historique ;
- 14- Des jugements subjectifs basés sur des informations limitées ont pu conduire à des changements notables dans les périodes d'inspection ;
- 15- Généralement, les périodes d'inspection reflétaient le risque. Cependant l'évaluation du risque peut être très différente d'un site à l'autre, avec plus ou moins de conservatisme dans les approches.

Après ces constats, le HSL émet des recommandations :

- 1- Des guides complémentaires pour l'évaluation des dommages pourraient permettre d'apporter plus de transparence au processus d'évaluation des dommages ;
- 2- Les logiciels, les jugements d'experts, les systèmes experts ont tous des avantages et devraient davantage être intégrés ;
- 3- Une revue de la manière dont les mécanismes de dégradation sont traités sur la base de données incertaines permettrait une meilleure confiance dans l'approche ;
- 4- Des clarifications sur les éléments de l'évaluation des conséquences est nécessaire ;
- 5- La transparence est nécessaire au stade de l'évaluation des conséquences, notamment les hypothèses prises ;
- 6- Des guides pour l'inspection pourraient être utiles ainsi que des « échantillonnages » pour les sites à haut risque.

ANNEXE H
**Présentation de la réglementation et des guides
professionnels aux USA**

1. REGLEMENTATION GENERALE POUR LE SUIVI EN SERVICE

1.1 PRESENTATION DES PRINCIPAUX ORGANISMES ET TEXTES DE REFERENCE

1.1.1 L'OSHA : SECURITE DES PERSONNES

L'Occupational Safety and Health Administration (OSHA) est une agence du US Department of Labour. L'agence est en charge de veiller au respect des exigences de la réglementation relative à la sécurité au travail qui est le document « chapeau » de la réglementation des installations utilisant des produits dangereux. Il émet des Standards (OSHA Standard).

L'OSHA émet des règles techniques (CFR pour « Code of Federal Regulations ») qui sont les réglementations fédérales. Celles-ci peuvent ensuite être déclinées par état.

Parmi les CFR, la série des Standards – 29 CFR concerne la sécurité. Le texte de référence est le CFR 1910 « Occupational Safety and Health Standards ». Dans la série des standards 1910, se trouve le **Process Safety Management (PSM) of Highly hazardous chemicals (29 CFR 1910.119^[68])** auquel sont rattachés des standards relatifs à des substances spécifiques (ammoniac, liquides inflammables...).

Concernant les inspections et le suivi en service, seul le document CFR 1910.119 fournit des informations pertinentes sur le sujet. Les prescriptions relatives au suivi en service sont très générales et correspondent à des réglementations « par objectif ». L'exploitant est responsable du maintien dans un état sûr des équipements contenant des substances dangereuses ou sous pression. Il est précisé dans le volet « **mechanical integrity** » (chapitre j) applicable aux récipients sous pression et aux réservoirs de stockage, ainsi qu'aux tuyauteries (incluant les composants dont les vannes), aux systèmes de décharge et d'événements, aux systèmes d'arrêt d'urgence, aux systèmes de contrôle (alarmes, détecteurs...) et aux pompes, les impositions suivantes :

- L'employeur doit rédiger et mettre en œuvre des procédures assurant le maintien de l'intégrité des équipements ; Il est rappelé en annexe (valeur informative) que la 1^{ère} étape est l'identification des équipements (voir plus haut le champ concerné par le chapitre « mechanical integrity » auquel sont ajoutés les systèmes d'extinction d'incendie). Il est précisé en annexe également que des critères pour l'acceptabilité des résultats doivent être disponibles.
- Il doit veiller à garantir une formation adéquate du personnel intervenant dans le maintien de l'intégrité, incluant une connaissance des installations, des risques associés et des procédures applicables ;
- Des tests et des inspections doivent être réalisés sur les équipements, en suivant des pratiques reconnues et acceptées.
- Leur fréquence doit être déterminés en tenant compte des recommandations des constructeurs et des règles d'ingénierie ; les inspections pourront être plus fréquentes si le retour d'expérience le justifie ;
- L'employeur doit fournir un dossier complet des inspections et tests, incluant la date, le nom de la personne en charge du contrôle, l'identification de l'équipement, la description des opérations effectuées et les résultats des opérations.

Le 29 CFR 1910.119^[68] ne donne pas plus de précisions sur la nature des contrôles, leur fréquence, la compétence des personnes réalisant les opérations de suivi. Il est simplement précisé que des guides reconnus doivent être utilisés. Cependant, en annexe du document (annexe fournie à titre d'informations), il est cité des guides dont l'application permet de respecter les exigences générales de la réglementation. Ces guides sont notamment :

- le National Board Inspection Code ou ceux de l'American Society for Testing and Material (ASTM) ;

- ceux de l'American Petroleum Institute (API);
- ceux de la National Fire protection Association (NFPA) ;
- ceux de la American Society of Mechanical Engineers (ASME).

Ces codes fournissent (selon l'annexe de CFR 29) des **critères pour les inspections externes** de divers éléments, par exemple :

- des éléments de génie civil tels que les fondations et de supports, les boulons d'ancrage (« anchor bolts »), les supports béton ou métalliques ;
- les câblages ;
- les lances et sprinklers ;
- les coudes sur les tuyauteries ;
- les mises à la terre (« grounding connections ») ;
- les revêtements externes de protection ou les calorifuges ;
- les surfaces externes des récipients et des tuyauteries...

Les guides fournissent aussi des informations sur les **méthodologies pour les inspections internes** et des formules définissant les fréquences sur la base d'un calcul de taux de corrosion. Il est rappelé que l'érosion (interne et externe) est aussi en prendre en compte pour les tuyauteries et les vannes. Si le taux de corrosion n'est pas connu, une fréquence standard sera adoptée. **Les guides fournissent des informations sur les éléments à inspecter et les mesures complémentaires à effectuer (mesures d'épaisseur par exemple).**

Une partie des inspections peut être réalisée par des inspecteurs locaux ou fédéraux. Mais chaque employeur se doit de développer des procédures pour assurer la qualité des inspections.

L'OSHA a lancé ainsi des campagnes d'inspections sous la forme d'actions nationales (National Emphasis Program - NEP) ou locales (Local Emphasis Program - LEP) pour s'assurer du respect de la réglementation dans différents secteurs industriels. Les pratiques dans les différents secteurs doivent être conformes à des standards (CFR 1910.xxx) ou des Instructions telles que la CPL 02-00-103 (CPL 2.103) : Field Inspection Reference Manual (FIRM) ou la OSHA Instruction ADM 03-01-005 OSHA Compliance for Programmed Inspections de janvier 1995.

Ainsi, faisant le constat que de nombreux accidents majeurs avaient touché le secteur des **raffineries**, l'OSHA a lancé en juin 2007, via l'**OSHA Instruction CPL 03-00-004** : - Petroleum Refinery Process Safety Management National Emphasis Program, une action de contrôle auprès des raffineries, sur deux ans. Les inspecteurs de l'OSHA en charge des contrôles doivent avoir une compétence minimale (définie par des niveaux de qualification par le OSHA Training Institute – OTI). L'instruction, qui définit les modalités du contrôle, fait référence à différentes sources :

- aux instructions mentionnées ci-dessus ;
- aux codes ASME (Boiler and Pressure Vessel Code et ASME B31 – Process Piping) ;
- mais aussi à des guides tels que les API 510, API 570, API 579 et de nombreux autres guides API.
- ainsi qu'aux guides édités par le CCPS (par exemple guidelines for writing Effective Operating and maintenance procedures, guidelines for mechanical Integrity, guidelines for Engineering Design for Process Safety...).

Note : les documents soulignés correspondent aux documents minimaux nécessaires aux inspecteurs pour mener leur analyse de conformité.

Les résultats sont présentés au chapitre 2.1.

Plus récemment, en juillet 2009, l'OSHA a lancé une campagne d'inspections dans l'industrie chimique (« the Chemical NEP »).

L'OSHA édite également des manuels :

- l'**OSHA Technical Manual (OTM)** est une référence pour les informations sur la sécurité et la santé au travail (selon la **Directive TED 01-00-015** de janvier 1999). Ce document ne se substitue pas aux standards OSHA mais constitue un guide pour garantir la conformité avec la réglementation. La directive fait référence à l'OSHA Instruction CPL 2.103 (FIRM). L'OTM comporte différentes sections et chapitres. La section 4 concerne les risques. Elle est divisée en 4 chapitres :
 - le chapitre 3 traite les récipients sous pression. « **Pressure Vessel Guidelines** » : cette section fournit des informations techniques sur les types d'ESP, les modes de défaillances, les méthodes d'examen, et les évaluations de risques. Il est écarté de notre étude car il ne présente pas d'éléments généraux intéressants et se focalise sur certaines catégories d'équipements procédé ;
 - le chapitre 2 présente les procédés en raffineries avec des risques associés (modes de dégradation) mais ne comporte pas d'autres informations intéressantes sur le suivi en service. Il n'est donc pas étudié dans le rapport.
- Le guide « **Guidelines for Pressure Vessel Safety** » : OSHA Directive STD 01-10-001 [PUB 8-1.5] présente des informations sur les codes de conception, de construction, de fabrication, d'inspection et de tests. A ce jour, l'étude n' a pas permis de préciser si les inspections et tests ne concernent que la fabrication ou tout le cycle de vie des équipements.

1.1.2 L'EPA : SECURITE ENVIRONNEMENTALE

L'Environmental Protection Agency (EPA) est une agence du US Department of Environment. Elle est en charge de veiller au respect des exigences de la réglementation environnementale.

La première mission de l'EPA consiste à produire les règles environnementales nécessaires à l'application des lois. En particulier, l'EPA est chargé de l'application des « Environment acts » du « Risk management Plan ». Ce sont des programmes complets destinés à protéger l'environnement. En particulier l'EPA est chargé d'émettre les règles liées à la gestion de la qualité de l'air et des eaux (Clean air act et Clean water act). Le Clean Air Act Amendment exige notamment le respect des OSHA Standards.

L'EPA est dirigé par un administrateur général nommé par le Président des Etats-Unis. L'organisation est représentée par des agences régionales (10) et des agences locales.

L'EPA forme des inspecteurs pour vérifier l'application des règles en vigueur. L'activité principale des inspecteurs consiste à surveiller les mesures (opération, surveillance et maintenance) prises par les industries pour réduire les émissions de produits dans l'air et dans l'eau.

L'EPA a mis en place une réglementation liée aux produits pétroliers : « *Oil prevention and Response; Non-Transportation-Related Onshore and offshore facilities* » (40 CFR 112^[69]).

Cette réglementation régit notamment les plans d'intervention d'urgence des industries. En matière de suivi, cette réglementation entraîne, pour toutes les industries stockant une quantité de produits pétroliers supérieure à 5000 L en surface et susceptibles d'affecter les eaux nord-américaines, le respect du « Spill Prevention, Containment and Countermeasure » plan (40 CFR 112).

Cette réglementation protège les eaux territoriales Nord-américaines des fuites de pétrole en imposant un minimum de surveillance et de maintien de l'intégrité des stockages de produits liquides pétroliers. La signification des termes « susceptibles d'affecter les eaux nord-américaines » est laissée à l'interprétation des agences de l'EPA qui notifient les industries concernées.

Ces industries doivent réaliser un plan « SPCC » pour l'ensemble de leurs équipements de stockage de liquides pétroliers. **Le propriétaire ou le chef opérationnel du site est responsable** du plan.

Ce plan requiert notamment pour la gestion en règle du suivi des stockages atmosphériques:

- La création d'un **programme dit « SPCC » de prévention, de suivi et de réparation** des équipements susceptibles d'être le lieu de suintements et fuites de liquides pétroliers ;
- **La validation du plan** par un ingénieur diplômé (*Professional Engineer*) familier de la réglementation 40 CFR 112. Celui-ci peut être extérieur au site mais doit avoir visité et examiné l'ensemble du site ;
- **Un suivi minimal** doit être instauré à fréquence régulière (non précisée) en accord avec les bonnes pratiques ingénieurs. Des procédures d'inspection doivent être mises en place en respectant au minimum les conditions suivantes :
 - Chaque équipement doit subir un **test d'intégrité** de manière régulière et lorsque des réparations sont effectuées. La fréquence de ces tests doit prendre en compte le volume et la conception du réservoir (toit flottant, partiellement enterré ...)
 - Les **inspections visuelles doivent être combinées avec d'autres techniques de contrôle non-destructifs** telles que la radiographie, les ultrasons, des épreuves hydrostatiques, les flux magnétiques...
 - **Les fondations et supports** de stockage doivent être inspectés ;
 - **L'extérieur du stockage doit être vérifié fréquemment** pour détecter toute altération de l'équipement, toute accumulation de produit dans la cuvette de rétention ou encore toute fuite extérieure à la cuvette ;
- **L'archivage** des éléments de justification des actes de prévention, de suivi et de réparation pour chaque équipement ;

Pour la réalisation du suivi **l'utilisation des standards est conseillée sans être réglementaire.**

Lors des inspections de l'EPA, **le non respect de ces règles entraine des amendes** plus ou moins élevées selon l'état actuel du plan « SPCC », le respect des procédures d'inspection et des délais fixés dans le programme.

1.1.3 LE DOT / PHMSA: SECURITE LIEE AU TRANSPORT DE MATIERE DANGEREUSE

Le Department of Transportation (DOT) et en particulier le Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA) est une agence fédérale. Elle est en charge de veiller au respect des exigences de la réglementation du transport de matière dangereuse sur le sol Nord américain. En particulier, ils sont chargés de veiller à la sécurité afférente aux canalisations de transport (pipeline) et aux équipements qui leurs sont attachés.

Le PHMSA est dirigé par un administrateur nommé par l'administrateur du DOT. L'organisation est constituée de quelque 400 employés dont 140 sont des inspecteurs de terrain.

Le PHMSA est chargé d'appliquer une réglementation liée au transport des matières dangereuses en canalisation : « *Pipeline Safety* » (49 CFR 190-199^[70]). La réglementation concernant les équipements de transport est très prescriptive et cible majoritairement des équipements offsite. Toutefois, la réglementation est aussi appliquée aux équipements liés au transport tels que les stockages alimentant les pipelines, les stockages en ligne ou les stockages de réception.

Dans le cas des stockages atmosphériques, le suivi des bacs doit être réalisé conformément aux standards de l'API 653 dont les principes sont donnés au 1.3.1.4.

La réglementation DOT/PHMSA est par conséquent plus prescriptive que la réglementation EPA mais ne s'applique qu'à un nombre limité d'équipements. Ainsi, le responsable d'un site concerné par les deux réglementations doit mettre en place un plan « SPCC » à sa convenance sur l'ensemble des réservoirs et réaliser des inspections spécifiques API 653 sur les réservoirs liés au transport.

1.1.4 LES AUTRES ORGANISATIONS ET REGLEMENTATIONS

Au-delà des instances fédérales, les états développent des politiques différentes vis-à-vis des industries à risques. Ainsi, dans certaines réglementations, des prescriptions peuvent être adoptées à propos des équipements à risque. A titre d'exemple, certains états ont décidé d'interdire l'exploitation des tanks rivetés.

D'autre part des compagnies d'assurance édictent des règles strictes de suivi (par exemple FM Global) envers leur client.

Etant donné la diversité des recommandations, règles locales et standards locaux disponibles, ces éléments ne sont pas étudiés dans ce rapport.

1.2 NOTION DE COMPETENCE – ACCREDITATIONS – RECONNAISSANCE

1.2.1 COMPETENCE DU PERSONNEL D'INSPECTION

Les inspections sont réalisées par des inspecteurs **autorisés**, qui sont certifiés selon le référentiel utilisé. Ainsi si un guide API est utilisé, une certification selon l'API est requise. Si le NBIC est utilisé, une certification selon le NBIC est requise (cf chapitre 1.3.2).

A titre d'exemple la qualification nécessaire à l'utilisation des API est relative à un standard. Elle est basée sur un examen reprenant le contenu du standard auquel s'ajoutent les conditions suivantes :

- L'examen écrit doit être réalisé par une tierce partie désignée par l'API ;
- L'inspecteur doit répondre d'un niveau minimum d'expérience dans le domaine de la conception, de la construction, des opérations, du contrôle ou de la maintenance des équipements. L'expérience nécessaire étant relative au niveau d'étude de l'inspecteur ;
- La certification doit être renouvelée tous les trois ans. L'examen écrit n'est pas nécessaire si l'inspecteur a réalisé un minimum d'inspection.
- Tous les 6 ans, l'inspecteur doit démontrer qu'il a pris connaissance des nouveautés liées au standard concerné. Les standards sont mis à jour tous les 5 ans.

Les inspecteurs qui interviennent peuvent être des inspecteurs de sociétés spécialisées ou d'assurance ou éventuellement des inspecteurs du site (voire des inspecteurs fédéraux accrédités).

Une compétence est requise pour planifier, réaliser les contrôles, tirer les conclusions de maintien en service sûr.

Les périodes d'inspection et la nature des contrôles sont déterminées sur la base des analyses de risques réalisées par l'exploitant, en tenant compte des recommandations constructeurs, des résultats des inspections précédentes...

1.2.2 COMPETENCE DU PERSONNEL REALISANT LES CND

Les CND sont réalisés par des entreprises certifiées selon l'ASNT (the American Society for Non Destructive Testing). Cet organisme a développé des plans de qualification du personnel et de certification depuis 1987.

1.3 PRESENTATION DES GUIDES PROFESSIONNELS ASSOCIES (GENERAUX – NON LIES A UNE SUBSTANCE).

Les codes appliqués dans l'industrie en lien avec le suivi des équipements sont essentiellement :

- Les codes API relatifs spécifiquement aux opérations d'inspection :
 - API 510 – Pressure Vessel inspection code ; le descriptif inclus dans cette annexe reprend le descriptif du rapport « benchmark des stockages en raffinerie »
 - API 570 – Piping Inspection code ; le descriptif inclus dans cette annexe reprend le descriptif du rapport « benchmark des tuyauteries en raffinerie »
 - API 653 - Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction ; le descriptif inclus dans cette annexe reprend le descriptif du rapport « benchmark des stockages en raffinerie »
 - API 580 et 581 (méthodes RBI générales) ;
 - D'autres API existent spécifiques aux soupapes, aux composants sur les tuyauteries, etc... qui n'ont pas été intégrés dans cette étude.
- Le National Board Inspector Code (NBIC) ;
- Les guides du CCPS - Guidelines for mechanical Integrity systems.

Les guides API sont présentés ci-dessous.

1.3.1 PRESENTATION DES API

1.3.1.1 PRESENTATION DE L'API ET DU PROCESSUS DE MISE A JOUR DES REFERENTIELS

L'American Petroleum Institute (API) est une organisation nationale américaine couvrant tous les aspects liés à l'industrie du pétrole et du gaz naturel. Fondé en 1919, l'API compte plus de 400 membres, allant des grands groupes industriels aux compagnies plus petites, rassemblant autant les producteurs, raffineurs, fournisseurs, opérateurs de canalisation et transporteurs maritimes que les compagnies de service.

L'API qui a publié ses premiers standards en 1924, maintient aujourd'hui ses 500 standards et fiches pratiques couvrant tous les champs de l'industrie du pétrole et du gaz naturel : construction, inspection, sécurité, protection contre l'incendie ou encore environnement. L'API publie également des spécifications, codes et publications techniques établis sur la base de bonnes pratiques industrielles.

Pour cela, il existe plus de 700 groupes de travail et comités couvrant ces divers domaines et sujets techniques. Ils ont pour objectif de rédiger, d'améliorer et de mettre à jour ces standards et codes.

1.3.1.2 API 510^[74] : 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.

Les inspections sont naturellement différemment découpées dans le guide API que dans la réglementation française.

On trouvera 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 résiduelle, 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. 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. 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.

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

1.3.1.3 API 570^[75] : PIPING INSPECTION CODE

Ce guide s'applique à l'inspection, la réparation, les modifications et le reclassement des tuyauteries métalliques utilisées en raffinerie et dans l'industrie chimique qui véhiculent des produits dangereux (hydrocarbures, inflammables, toxiques...). Il s'adresse aux services d'inspection certifiés par l'API selon les dispositions de son annexe A. Il est complété par le guide API 574 « Inspection of Piping System Components » qui décrit les pratiques recommandées.

Le guide fait régulièrement référence à la démarche RBI présentée dans l'API 580 et décrite en détail dans l'API581. Il permet d'établir un plan d'inspection pour les tuyauteries. Il présente notamment des recommandations pour :

- l'inspection de la plupart des points singuliers (point d'injection, bras morts, tuyauteries calorifugées, interface sol/air) et de certains modes de dégradations spécifiques ;
- les mesures d'épaisseur (localisation des points, méthodes, exploitation des résultats) ;
- les tests de pression ;
- le contrôle de la qualité des matériaux lors des réparations et des modifications et leur traçabilité ;
- l'inspection des vannes, des soudures, des brides ;

L'API 570 recommande des périodicités maximales d'inspection en fonction de la dangerosité des produits véhiculés répartis en trois classes (de 1 le plus dangereux à 3 les moins dangereux). Le classement est basé sur les effets potentiels en cas de fuite, en terme de sécurité (explosion, feu, toxicité) et d'environnement. Néanmoins, le guide laisse l'opportunité au service d'inspection d'augmenter ou réduire ces périodicités en fonction des résultats d'une analyse RBI selon l'API 580.

Type	Mesures d'épaisseur	Inspection visuelle externe
Classe 1	5 ans	5 ans
Classe 2	10 ans	5 ans
Classe 3	10 ans	10 ans
Points d'injection	3 ans	Selon la classe
Interfaces sol/air	-	Selon la classe

Pour la corrosion sous calorifuge, l'API 570 recommande également en fonction des classes de tuyauteries, les proportions de lignes à inspecter en CND, ou à décalorifuger. Comme précédemment, ces valeurs peuvent être modifiées en cas de mise en œuvre d'une démarche RBI conforme à l'API 580.

Une partie du guide est consacrée à l'exploitation des résultats de l'inspection afin de :

- déterminer la durée de vie résiduelle, les taux de corrosion long terme et court terme, la pression maximale admissible, etc ;
- évaluer le maintien en service en faisant référence à l'API 579 ;
- analyser les stress thermiques et vibratoires subis par les tuyauteries.

Enfin, le guide consacre un chapitre spécifique à l'inspection des tuyauteries enterrées. Comme pour les tuyauteries aériennes, une périodicité maximale d'inspection est proposée en fonction de la résistivité du sol en l'absence de protection cathodique.

1.3.1.4 API 653[74] : 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** mais il est spécifié qu'il peut être raisonnablement employé pour l'ensemble des codes constructifs. Différent des guides ESP, l'API 653 intègre à la démarche des paramètres pratiques. En effet, on 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.**

La **notion de méthode Risk Based Inspection et de méthode Fitness For Service est explicite** dans le guide API 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 contrôle, de leur fréquence 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 ce 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.**

Dans le cas où une méthode RBI est mise en place, l'intervalle maximum entre deux visites est déduit de la méthode. Celle-ci, 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 fournies 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		Inspection extérieure		Inspection intérieure
	Courante				
	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.

1.3.1.5 API 580^[72] ET API 581^[73] – RISK BASED INSPECTION

L'API 581 a été initialement développé pour les équipements sous pression (ESP) mais est utilisable pour les équipements non sous pression. La version 2 de 2008 intègre également les équipements tels que systèmes de contrôle, les utilités critiques, l'instrumentation...

Son objectif est de permettre une hiérarchisation des actions à mener et une réduction des coûts en se concentrant sur les équipements les plus à haut risque.

L'API 581 est à utiliser en parallèle de l'API 580 qui fournit les principes généraux pour définir des plans d'inspection dans les usines pétrochimiques, les raffineries et les usines chimiques. L'API 581 fournit des données quantitatives, alors que l'API 580 reste sur des concepts très généraux.

L'API 581 – version septembre 2008 est une révision de l'API 581 de 2000. Dans ce dernier, des approches qualitatives ou semi-quantitatives étaient développées en parallèle à une approche quantitative. L'évaluation de la gravité a également évolué dans cette nouvelle version, avec l'apparition de certains facteurs de pondération.

Les principes sont développés en annexe K.

1.3.1.6 API 579^[77] – FITNESS FOR SERVICE

On se reportera à l'annexe L du rapport général pour plus de précisions sur ce guide dont l'objectif est de spécifier si un défaut repéré sur un équipement est compatible avec son maintien en service.

1.3.1.7 API 750^[78] – MANAGEMENT OF PROCESS HAZARDS

Ce guide délivre des recommandations pour la mise en place d'un système de management spécifique ayant pour objectif de prévenir l'occurrence ou de minimiser les conséquences d'une perte de confinement de substances dangereuses. Il se rapproche des exigences de l'OSHA relatives au Process Safety Management (29CFR 1910 119) décrit précédemment.

Comme le PSM, il intègre un chapitre spécifique « mechanical integrity ». Les domaines couverts par la section 8 « assuring the quality and mechanical integrity of critical equipment » de l'API 750 concernent la fabrication, l'installation, la maintenance, les tests et l'inspection des équipements critiques qui peuvent être des récipients sous pression, des réservoirs de stockage, des tuyauteries, des systèmes de décompression, des arrêts d'urgence, des systèmes de contrôle, des alarmes ou des interlocks.

L'API 580 décrit les interactions qui doivent exister entre la démarche RBI et l'OSHA 29CFR 1910.119 ou l'API 750 et la contribution du RBI dans l'amélioration du PSM concernant l'aspect « mechanical integrity ».

En France, le SGS qui a un objectif similaire à celui du PSM, n'intègre pas d'exigence équivalente en terme de maintien de l'intégrité des équipements critiques.

1.3.2 PRESENTATION DU NBBPI^[79]

Le National Board of Boiler and Pressure Inspectors a été créé en 1919 en vue de promouvoir une uniformisation dans la construction, l'exploitation et le suivi des équipements sous pression.

Il est composé d'inspecteurs chargés de vérifier la cohérence avec les réglementations relatives aux équipements sous pression.

Le NBBPI a notamment pour missions :

- De promouvoir auprès des autorités la nécessité de développer de nouveaux standards,
- De mettre en place des programmes de formation pour les inspecteurs et les professionnels des équipements sous pression ;
- De délivrer des formations qualifiantes au travers d'un cursus de formation sous la responsabilité du National Board ;
- D'accréditer des inspecteurs pour les réparations, les modifications et le suivi en service, au terme d'un cursus de formation / validation :
 - Au sein d'agences fédérales d'inspection (**Federal Inspection Agencies - FIAs**) : les agences doivent répondre aux exigences de la NB-390³⁷ puis demander la NB-393³⁸.

³⁷ NB-390 – Qualification and Duties for Federal Inspection Agencies

³⁸ NB-393 – Application for NB certificate of accreditation for FIAs

- au sein d'organismes spécialisés « **Inservice Authorized Inspection Agencies** » soit Inservice inspection AIAs). Par exemple les sociétés suivantes font partie des Inservice inspection AIAs : ACE American Insurance Company, American Boiler Inspection Service Inc, Arise Incorporated, Cincinnati Insurance Company, etc...Elles doivent répondre, pour les aspects suivi en service, aux exigences de la NB-374³⁹, NB-381⁴⁰ and NB-372⁴¹.
 - ou au sein de l'exploitant (« **Owner-User Inspection Organizations** » ou OUIO) ; dans ce cas, pour être qualifié d'OUIO, l'organisation doit établir des plans d'inspection et répondre aux exigences de la NB-371⁴² sur l'organisation et les procédures d'inspection. Pour être de plus accrédité par le National Board, il faut satisfaire aux exigences de la NB-234⁴³. Par exemple, les sociétés suivantes ont un OUIO : ConocoPhillips, CITGO Petroleum Corporation, Chevron products, the Dow Chemical Company, ExxonMobil Joliet Refinery, BP Cherry Point Refinery, etc.
- De développer des codes relatifs à l'installation, la réparation, les modifications et l'inspection des équipements (National Board Inspection Code).

Le code NBIC est un guide à l'usage des inspecteurs en vue de maintenir l'intégrité des équipements sous pression et des chaudières. Il est constitué de 3 parties :

- La partie 1 concerne l'installation ;
- La partie 2 concerne l'inspection ;
- La partie 3 concerne les réparations et les modifications.

La partie 2 présente pour les équipements sous pression, les tuyauteries, les soupapes :

- Les inspections à réaliser : il présente les points de contrôle pour les inspections externes, internes, les dispositifs de sécurité associés ;
- Les modes de dégradations ;
- Les techniques de contrôles non destructives.

On pourra se reporter au guide pour plus d'informations sur les zones à contrôler et les techniques utilisables. Le guide ne donne aucune indication de périodicité de contrôles.

1.3.3 PRESENTATION DU CCPS

Le CCPS (Center for Chemical Process Safety) a été créé en 1985, suite à l'accident de BHOPAL,, par l'AIChE (American Institute of Chemical Engineers). L'organisation comportait alors 70 entreprises et en compte maintenant plus de 100 du secteur de la chimie, du pétrole, de la pharmacie.... Son objectif est de promouvoir la sécurité en rédigeant des guides d'état de l'art et de management. Le CCPS a émis un 1^{er} guide « Guidelines for Hazard Evaluation procedures » puis d'autres guides en vue d'améliorer la sécurité.

Parmi ces guides, le « Guidelines for Mechanical Integrity Systems » est conçu pour aider les exploitants à concevoir, mettre en place et améliorer les programmes de maintien de l'intégrité (« Mechanical Integrity » (MI)). Le guide (version 2006) comporte en outre un CD-Rom avec des supports d'analyse et d'information. Le guide apporte des outils d'ordre méthodologique. Le contenu du guide n'est pas détaillé dans ce rapport.

³⁹ NB-374 – Checklist of quality program Elements for Accreditation of AIAs

⁴⁰ NB-381 – Quality program Elements for AIAs accredited to NB-369

⁴¹ NB-372 – Application for Certificate of Accreditation

⁴² NB 371 – accreditation of Owner-User Inspection organizations

⁴³ NB-234 – Application for owner-User Certificate of Accreditation

Le guide a été écrit pour les industries chimiques de procédé mais peut s'appliquer à tout type d'industrie. De même, bien qu'écrit aux Etats-Unis, le guide est suffisamment général pour être applicable à tout pays. Il n'a pas vocation à donner des éléments pour être conforme à la réglementation mais il y concourt indirectement.

Le document est organisé ainsi :

- Chapitre 1 : introduction,
- Chapitre 2 : responsabilité,
- Chapitre 3 : sélection des équipements,
- Chapitre 4 : inspection, tests et maintenance préventive,
- Chapitre 5 : programme de management de l'intégrité (MI),
- Chapitre 6 : procédure pour le MI,
- Chapitre 7 : Assurance Qualité,
- Chapitre 8 : Gestion des défaillances des équipements,
- Chapitre 9 : gestion d'équipements spécifiques (équipements fixes, soupapes, SIS, machines tournantes, équipements électriques, systèmes de protection incendie, divers...). Dans cette partie sont précisés les documents faisant office de règles de bonnes pratiques d'ingénierie ou de suivi pour chaque type d'équipement étudié (Recommended and generally accepted good engineering practice – RAGAGEP).
- Chapitre 10 : Mise en œuvre des programmes de MI,
- Chapitre 11 : Outils de management des risques,
- Chapitre 12 : amélioration continue des programmes MI.

1.4 PRESENTATION DES GUIDES PROFESSIONNELS ET NORMES SPECIFIQUES AU GPL (RESERVOIRS AERIENS SOUS PRESSION)

Ce chapitre présente des guides de bonnes pratiques utilisés aux USA, émanant d'associations de professionnels, pour des installations manipulant et stockant du GPL.

Les guides de bonnes pratiques identifiés sont :

- L'API 2510, 8ème édition^[80] et l'API 2510A, 2nde édition^[81] ; ceux-ci sont détaillés ci-dessous.
- La NFPA 58, édition 2004 => ce guide ne s'applique pas aux installations industrielles fixes et apportent peu d'informations sur le suivi ; il n'est donc pas retenu.

Les API 2510 et 2510A portent plus spécifiquement sur le GPL. Alors que l'API 2510 donne les exigences minimales pour la conception et la construction d'installations de stockage et de manipulation du GPL, l'API 2510A est centré sur les moyens de lutte contre l'incendie.

- L'API 2510, 8ème édition (Mai 2001) porte sur la conception, la construction et l'implantation d'installations de stockage de GPL sur des terminaux portuaires et de canalisations, sur des sites manipulant du gaz naturel, des raffineries, des sites pétrochimiques ou des dépôts d'hydrocarbures. Le standard couvre les activités de stockage, de chargement/déchargement, les transferts par canalisation et les équipements associés.

Ce standard ne s'applique pas pour la conception ou la construction des stockages souterrains, des réservoirs enterrés ou semi-enterrés ou des stockages aériens avec coque béton⁴⁴.

L'API 2510 concerne essentiellement la conception et la construction et ne comporte pas d'informations intéressantes concernant le suivi en service des équipements. **Il ne sera donc pas étudié dans le cadre de ce rapport.** Cependant, on pourra s'y reporter pour des informations concernant la conception (codes applicables aux réservoirs mais aussi règles pour les supportages, les fondations...). Les bonnes pratiques présentées dans le document sont considérées comme étant des pré-requis pour assurer la sécurité des installations de stockage de GPL.

- L'API 2510A, 2^{de} édition (Décembre 1996) couvre la conception, l'exploitation et la **maintenance** des installations de stockage de GPL du point de vue de la prévention et du contrôle des fuites, de la conception de la protection contre le feu et les mesures de maîtrise de l'incendie. **On s'intéresse dans ce rapport à la Section 4 : Procédures de maintenance.**

Plusieurs équipements sont abordés :

- **Les réservoirs**

Il est rappelé que les réservoirs doivent être inspectés et maintenus en respectant des codes applicables, les normes et les réglementations.

Les réservoirs doivent être contrôlés périodiquement pour s'assurer de l'absence de corrosion interne et/ou externe ou d'autres causes de défaillance. Comme le GPL est par nature non corrosif, les périodes entre les contrôles peuvent être espacés de **plusieurs années**. C'est l'historique ou des techniques de suivi en marche (« on-stream ») qui doivent déterminer la périodicité adéquate. **Il est fait référence au guide API 510.**

Des accès doivent être prévus à la structure externe du réservoir. Si le réservoir est recouvert d'un revêtement (isolation par exemple) empêchant d'accéder à la structure métallique, des accès à la structure doivent cependant être possibles à divers endroits du réservoir. Cependant, si le revêtement est imperméable à la pénétration d'humidité (« moisture ») il n'est pas nécessaire d'enlever des parties du revêtement. Mais il faudra simplement assurer un contrôle visuel régulier du revêtement.

Des enregistrements des contrôles doivent être conservés.

- **Les accessoires associés, y compris les soupapes de sécurité**

Les systèmes de sécurité montés sur les réservoirs doivent être maintenus et testés régulièrement pour s'assurer de leur bon fonctionnement. Des enregistrements des tests d'alarmes ou des autres systèmes de sécurité doivent être conservés.

Les soupapes, les systèmes de dépressurisation, les boucles d'arrêt d'urgence, les clapets anti-retour (« back-flow check valves ») ou autres systèmes doivent être également testés régulièrement à une fréquence définie en fonction du risque associé à la défaillance de ces systèmes et en fonction du retour d'expérience. Les conditions de fonctionnement doivent être sûres (voir API 576).

Une attention particulière doit être portée aux dispositifs d'isolement entre le réservoir et les soupapes de sécurité. Une procédure doit s'assurer que les vannes d'isolement sont dans une position sûre (dispositifs d'asservissement...).

⁴⁴ Ce guide ne s'applique donc pas pour les installations couvertes par

- la NFPA 58 et la NFPA 59,

- les réservoirs du US Department of Transportation (DOT),

- les réservoirs de moins de 2 000 gallons (7570 L),

- les sites d'utilités en gaz, les équipements d'un procédé de raffinerie ou d'une raffinerie ou d'une usine à gaz, les systèmes de transfert en aval du stockage GPL.

- **Cas des structures avec ignifuge**

Les surfaces ignifugées doivent être périodiquement inspectées, pour réduire le risque de défaillance de la structure en cas de corrosion sous ignifuge. Les ouvertures ou les fissures dans le revêtement qui pourrait permettre l'introduction d'humidité (« moisture ») doivent être réparées. Pour les surfaces verticales (pieds des sphères par exemple), une protection doit être prévue à la conception pour empêcher la pénétration d'eau. Si des défaillances du revêtement sont notées, celui-ci doit être partiellement enlevé et réparé. La surface à protéger doit être revêtue d'une peinture anti-corrosion puis recouverte du revêtement ignifuge.

Un paragraphe concerne la mise en sécurité du réservoir avant ou pendant intervention. Il n'est pas développé dans ce rapport.

2. PRATIQUES

2.1 BILAN DANS LES RAFFINERIES

Les raffineries suivent a priori les guides professionnels des API.

Comme dit au chapitre 1, l'OSHA a lancé un plan national d'inspections des 42 raffineries en 1997 (sur deux ans) en vue de vérifier que le Process Safety Management (PSM) était conforme aux exigences. Les résultats font apparaître que le volet mechanical integrity faisant l'objet du plus grand nombre de non-conformités (plus de 400). Des défaillances sur les inspections et les tests ont été notés dans 198 cas (non respect des codes de bonnes pratiques tels que les API, relevés de mesures d'épaisseur pas en accord avec ce qui a été défini dans le plan d'inspection, absence de contrôles sur certaines lignes critiques..), des défaillances dans des équipements relevés dans 95 cas (atteintes de conditions inacceptables de fonctionnement sans que cela ne conduise à des mesures correctives), et des défaillances dans l'écriture de procédures dans 77 cas (concernant notamment l'absence de procédures de suivi de tuyauteries critiques avec des corrosions possibles sous calorifuges, absence de procédures de suivi des équipements de sécurité, absence de planification des inspections...).

A ce jour, aucune information pratique n'a été apportée via le questionnaire Eu-VRI (aucune réponse de raffineries).

2.2 LES STOCKAGES ATMOSPHERIQUES

2.2.1 L'APPLICATION DES REGLEMENTATIONS

Plusieurs réglementations peuvent intervenir sur un même site. En effet, à la réglementation générale de l'OSHA peuvent s'ajouter des prescriptions de l'EPA et du DOT/PHMSA. Il semble que la coordination entre les agences responsables de l'application de chacune des réglementations ne soit pas toujours aisée.

En termes d'inspection, le nombre d'inspecteurs semble insuffisant pour vérifier l'application des réglementations. En particulier, la spécialisation réglementaire des inspecteurs ne permet pas de coupler simplement une inspection OSHA et EPA. Ce facteur réduit considérablement les possibilités de surveillance des industriels. Les services administratifs doivent donc prioriser leurs actions sur les sites qui paraissent les plus critiques.

2.2.2 LES STANDARDS

La réglementation (hors DOT/PHMSA) n'impose pas d'utiliser un guide particulier mais recommande l'utilisation de standards. Il existe un grand nombre de standards produits par les associations de professionnels américaines telles que l'API, l'ASME, l'ASTM ou encore la NFPA.

Il semble que, concernant le suivi des bacs atmosphériques, l'API 653 soit majoritairement utilisé. En particulier il a été adopté dans 7 états comme référence principale de l'administration.

Les standards de l'API ont un cycle de vie de 5 ans avant révision, ce qui favorise leur maintien à un niveau technique élevé. De plus ils sont accrédités par l'American National Standards Institute

2.2.3 L'INSPECTION

De manière générale, une méthode proche de la méthode API 653 est réalisée.

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

- **Un contrôle de routine** par les opérateurs ;
- **Une inspection externe** menée par un inspecteur compétent ;
- **Une inspection interne** est réalisée selon le niveau de dégradation au maximum tous les 20 ans.

En termes de périodicité des contrôles, si la plupart des opérateurs affirment respecter les fréquences de l'API 653, diverses options de modification de ces fréquences sont parfois utilisées :

- La méthode RBI semble peu utilisée dans les dépôts pétroliers mais plus utilisée dans les raffineries étant donné les compétences et le personnel nécessaire. Elle permet de repousser sans limite fixe la visite interne d'un bac (au-delà des 20 ans).
- Lorsque le taux de corrosion n'est pas connu, l'API propose d'ouvrir le bac tous les 10 ans. Certains groupes pétroliers ont décidé de mettre en place une méthode basée sur des équipements témoins. Sous réserve de similitude élevée, le taux de corrosion de l'équipement témoin est attribué aux équipements mal connus. Moyennant un facteur de sécurité lié à la connaissance des équipements de stockage. Une méthode similaire est proposée dans l'API 653. Par cette méthode, la limite des 20 ans est conservée.
- L'émission acoustique est a priori peu utilisée et aucun exploitant ne semble repousser la limite standard de 20 ans par ce biais.

Il semble que pour le REX lié à l'inspection il y ait un manque vis à vis du partage des « learning lessons », fiches de REX réalisées par divers groupes professionnels ou administratifs. Le Rex est principalement interne au groupe.

Au niveau de la réalisation des contrôles, les industriels font intervenir de nombreuses entreprises extérieures. Il semble que ce marché soit très concurrentiel.

ANNEXE I
**Présentation de la réglementation et des guides
professionnels en Allemagne**

1. REGLEMENTATION GENERALE POUR LE SUIVI EN SERVICE

1.1 PRESENTATION DES PRINCIPAUX TEXTES DE REFERENCE

En Allemagne, les réglementations sont élaborées au niveau fédéral et le respect de leur mise en œuvre est contrôlé par les Länders.

Les documents fédéraux de référence en ce qui concerne le suivi des équipements sont :

- **Störfall-Verordnung de juin 2005^[82] (12th Ordinance on the Implementation of the Federal Immission Control Act (Major Accidents Ordinance – 12. BImSchV))** : il s'agit de la transposition fédérale de la directive 2003/105/EC (amendement de la directive Directive Seveso II). Ce texte rappelle l'obligation de l'exploitant de prévenir les risques majeurs et d'assurer que son installation réponde aux exigences de l'état de l'art, ce qui suppose une évolution permanente des connaissances et des technologies. Sans que cela soit explicitement dit dans le texte, il est supposé notamment que l'exploitant maintienne son installation dans le temps, afin de garantir le maintien d'installations sûres. Une maintenance adéquate des installations doit être réalisée. Dans l'étude de dangers, l'exploitant doit démontrer que les opérations de suivi permettent de maintenir des installations sûres. Il doit notamment (article 12) maintenir à disposition des autorités compétentes la documentation attestant des inspections sur les installations, de la maintenance régulière, des tests des systèmes de sécurité, des opérations de réparations... Dans le SGS (« Safety management System »), l'exploitant doit préciser les procédures mises en place pour garantir la sécurité (plans de maintenance, organisation, responsabilité de chacun, gestion de la sous-traitance...) (annexe III).
- **Le Betriebssicherheitsverordnung^[83] - Ordinance on Industrial Safety and Health – BetrSichV – septembre 2002 (Ordinance concerning the protection of safety and health in the provision of work equipment and its use at work, concerning safety when operating installations subject to monitoring and concerning the organization of industrial safety and health at work)**. Ce texte est la transposition des directives relatives à la santé et sécurité au travail (directives 95/63/CE, 1999/92/CE, 2001/45/CE). **Ce texte comporte de nombreuses exigences vis-à-vis du suivi des équipements. Il s'applique notamment aux équipements sous pression (récipients sous pression et tuyauteries contenant des fluides dangereux⁴⁵ mais aussi à d'autres installations (bacs de stockage de liquides inflammables, stations de remplissage....** Ces exigences sont reprises dans les paragraphes qui suivent.

Note : Il n'existe pas de textes spécifiques relatifs au suivi des équipements sous pression, depuis la récente modification de la réglementation allemande. Pour les constructions et les exigences sur la fabrication, la référence est le « Equipment and Product Safety laws »

La réglementation est toujours en cours d'évolution : avant (avec la Gewerbeordnung, GewO – Industrial Code), des ordonnances spécifiques par substance existaient, auxquelles étaient attachés des textes techniques.

⁴⁵ Tuyauteries sous pression contenant des gaz, fluides ou vapeur inflammables, très ou extrêmement inflammables, corrosifs, toxiques ou très toxiques.

Ainsi on trouvait parmi ces règles techniques :

- TRB - Pressure Vessels (applicables par exemple aux réservoirs de GPL)
- TRG - Gases
- TRR - Presurised pipework
- TRD - Boilers
- TRbF - Flammable Liquids
- TRAC - Acetylene and Calcium Carbide

La réglementation est en train d'évoluer vers une réglementation par objectif. De nouvelles règles sont en train d'apparaître (les TRBS, règles techniques relatives à la sécurité) qui seront classées selon la nature des dangers et non plus selon les substances.

Les anciennes réglementations restent valables au plus tard jusqu'au 31 décembre 2012.

Ensuite, des normes sont appliquées (DIN, BSI, CEN...). Dans certains groupes des standards ont été développés qui vont au-delà de la réglementation.

1.2 NOTION DE COMPETENCE – ACCREDITATIONS – CONTROLES

1.2.1 COMPETENCE DU PERSONNEL

1.2.1.1 INSPECTION DES INSTALLATIONS FIXES

Le Betriebssicherheitsverordnung précise que l'exploitant doit réaliser des analyses de risques tenant compte notamment des équipements dans le voisinage (effets dominos).

Concernant la compétence, le texte précise (section 3, article 3) que l'employeur doit déterminer la nature des inspections nécessaires, leur contenu, les intervalles entre inspections selon l'équipement. Il doit de plus définir lui-même les exigences attendues des personnes réalisant les inspections ; c'est lui-même qui désigne les personnes intervenant.

Il est défini qu'une personne compétente a une connaissance technique suffisante pour réaliser les inspections, grâce notamment à son expérience professionnelle, à ses formations et à son travail actuel dans le métier d'inspection.

Mais il est précisé (section 15 – « recurrent inspections ») que toutes les installations sujettes à suivi en service entrant dans le champ du Betriebssicherheitsverordnung (majorité des installations en raffinerie, pétrochimie...) doivent faire l'objet de contrôles périodiques par un **organisme approuvé** pour s'assurer du fonctionnement sûr des installations. **Les modalités du suivi sont établies par l'exploitant, sur la base d'une analyse de risques. Le contenu (contrôle externe, interne, les points de contrôle, les seuils d'acceptabilité...) n'est pas imposé par la réglementation.** L'exploitant a alors 6 mois pour indiquer aux autorités compétentes quels intervalles sont retenus et pour le justifier sur la base d'une documentation. **Les intervalles proposés sont validés par un organisme approuvé.** En cas de désaccords sur les intervalles d'inspection (l'exploitant voulant espacer les contrôles), l'organisme approuvé informe les autorités compétentes **qui décident alors de l'intervalle à retenir. Elle peut demander son avis à un organisme approuvé tiers**, dont l'identité est approuvée par l'exploitant, à la charge de l'exploitant.

Cependant, pour un nombre réduit d'équipements, l'exploitant peut décider de faire réaliser les inspections par du personnel compétent. Il s'agit des « équipements sous pression simples ». Il n'y a pas pour ces équipements jugés peu critiques de systèmes de validation. C'est le principe de responsabilité de l'exploitant qui s'applique.

En Allemagne, il existe de nombreux organismes indépendants reconnus (par exemple le TÜV). Ces organismes sont accrédités via les ministères auprès desquels ils opèrent. La majorité des organismes habilités sont des organismes tiers.

Il existe aussi des experts indépendants reconnus pour la sécurité des procédés.

Dans le secteur de la chimie, on peut trouver des services d'inspection accrédités appartenant à l'entreprise (ceux-ci ont une grande expérience du métier de l'inspection), mais pas dans le secteur des raffineries où ce sont des organismes tiers qui interviennent pour les inspections.

Lorsque les organismes accrédités ou reconnus interviennent en inspection, l'exploitant doit s'assurer que les inspections sont réalisées correctement et est responsable des sous-traitants et du respect des exigences.

Les coûts des inspections (par des organismes compétents, des experts reconnus ou des services d'inspection tiers) est à la charge de l'exploitant.

1.2.1.2 CONTRÔLE DES SYSTÈMES DE PROTECTION

Des tests réguliers sont nécessaires sur les équipements de sécurité, tels que les détections flamme, gaz.... Ces tests sont réalisés par l'exploitant ou par le fournisseur du matériel. En pratique, ces opérations sont plus gérées par les services maintenance des usines. L'exploitant est responsable également de l'identification des composants à suivre et du respect de la réalisation régulière de tests. Les constructeurs émettent parfois des recommandations sur les fréquences de tests. Dans le cadre de l'inspection des installations soumises à la directive Seveso II, les autorités s'assurent de la réalisation effective des tests et du suivi qui en est fait.

1.2.2 COMPÉTENCE DU PERSONNEL REALISANT LES CND

Les organismes accrédités sont habilités très généralement pour la réalisation des CND.

1.2.3 CONTROLES PAR L'ADMINISTRATION

Les Länders sont responsables du respect de la réglementation et effectuent donc des inspections sur les sites.

Pour les sites Seveso, la fréquence des inspections est définie par la réglementation : elle est annuelle pour les établissements Seuils Hauts et elle doit se produire au moins une fois tous les 5 ans pour les établissements Seuils Bas.

Pour les autres établissements, la fréquence des inspections varie en fonction du site.

2. CONDITIONS DE SUIVI EN SERVICE

2.1 EXIGENCES DU BETRIEBSSICHERHEITSVERORDNUNG^[83]

La section 14 du document comporte des exigences sur les contrôles à la mise en service des équipements. Ces exigences ne sont pas détaillées dans le présent rapport.

La section 15 précise les exigences sur le suivi des équipements en service (« Recurrent inspections »), sans fixer d'exigences précises sur la nature des contrôles, ceux-ci étant définis sous la responsabilité de l'exploitant.

2.1.1 EQUIPEMENTS SOUS PRESSION

Cependant, pour tous les **réceptacles sous pression et pour les tuyauteries sous pression contenant des substances dangereuses**, les inspections devraient inclure :

- Une inspection externe ;
- Une inspection interne ;
- Une inspection « force » (« strength inspection »), équivalent à un test de résistance.

Les inspections visuelles externes et internes peuvent être remplacées par d'autres procédés.

De même le test de force peut être remplacé par une autre méthode équivalente ou des CND si le test n'est pas réalisable et/ou qu'il n'est adapté aux conditions de fonctionnement.

Des intervalles plafonds sont précisés dans la réglementation ; **ceux-ci dépendent des catégories** définies dans la réglementation des ESP⁴⁶. Selon les catégories⁴⁷, les intervalles plafonds sont :

	Inspection externe	Inspection interne	Test de force
Tables 1 à 4 (réceptacles)	2 ans ⁴⁸	5 ans	10 ans
Tables 5 ⁴⁹ (équipements sous pression)	1 an	3 ans	9 ans
Tables 6 à 9 (tuyauteries)	5ans	/	5 ans

Pour certains équipements (réceptacles sous pression simples) on se basera sur les recommandations des constructeurs et le retour d'expérience du fonctionnement sans se baser sur les valeurs plafonds. Ce sont d'ailleurs les équipements suivis par des personnes compétentes.

L'autorité compétente peut dans certaines conditions accepter d'allonger les intervalles entre inspections si la sécurité est assurée. **La réglementation est devenue plus souple en introduisant la justification par l'analyse de risque.**

2.1.2 AUTRES EQUIPEMENTS

Pour les autres équipements autres que les équipements sous pression, il n'existe plus d'intervalles plafonds entre inspections, ni d'informations sur le contenu des inspections. **Cependant, la validation des intervalles entre inspections est effectuée par un organisme habilité** et ce sont finalement souvent les valeurs de l'ancienne réglementation qui restent appliquées.

Les permis d'exploiter définissent aussi très souvent des valeurs plafonds.

⁴⁶ Hors réceptacles à pression simples pour lesquelles des règles spécifiques existent

⁴⁷ Appareils respiratoires et de plongée exclus du champ de l'étude

⁴⁸ Il n'apparaît pas clairement à lecture du texte réglementaire et de la règle technique TRB514 si le contrôle externe est obligatoire ou non pour les réceptacles chauffés par une flamme, des gaz d'échappements ou l'électricité.

⁴⁹ Hors certains réceptacles avec de la vapeur produite par des procédés de récupération

Pour les bacs atmosphériques de liquides inflammables, des émissions acoustiques peuvent être réalisées pour remplacer la visite interne, mais la pertinence des résultats et leur exploitation ne font pas l'unanimité dans la profession : la mise en œuvre et l'exploitation nécessite un haut niveau d'expérience.

2.2 REGLES TECHNIQUES

2.2.1 EQUIPEMENTS SOUS PRESSION

Pour ces équipements, les règles techniques générales sont :

- Le TRB514^[84] relatifs aux Règles techniques, réservoirs à pression - Contrôles périodiques ;
- Le TRB515^[85] relatif aux Règles techniques, réservoirs à pression - Contrôle dans des cas particuliers ;
- le TRR514^[86] relatif aux contrôles périodiques sur les tuyauteries.

Dans le TRB 514 (réservoirs), il est rappelé que l'objectif des contrôles par l'expert est de statuer sur le maintien dans un état sûr de l'équipement jusqu'au prochain contrôle. C'est l'expert qui est responsable de la conclusion. Les modalités des différentes parties du contrôle sont précisées :

- le **contrôle intérieur** peut être visuel et être complété et éventuellement remplacé par des CND éventuels ou un test de pression. Les pièces annexes de l'équipement, y compris les dispositifs de sécurité font aussi l'objet de contrôles incluant pour les dispositifs de sécurité un test de bon fonctionnement. ;
- le **test de pression** peut être remplacé (s'il n'est pas possible à cause de la nature du réservoir ou s'il n'est pas nécessaire compte-tenu de son mode de fonctionnement) par des contrôles de fissuration par ressuage ou contrôle magnétique, par radiographie ou par ultrasons ;
- le **contrôle externe** est un examen visuel de la surface externe incluant également un examen des dispositifs de sécurité (test de bon fonctionnement et comparaison avec les anciennes données).

Le TRB 515 n'apporte pas davantage d'éléments concrets mais précise les conditions nécessitant une inspection par un expert (modifications importantes du réservoir, réparations, installation d'un équipement venant d'un autre site...).

De même, dans le TRB 514 (tuyauteries), il est rappelé que l'objectif des contrôles par l'expert est de statuer sur le maintien dans un état sûr de l'équipement jusqu'au prochain contrôle. Le contrôle inclut un contrôle externe et un test de pression. C'est l'expert qui est responsable de la conclusion. Un délai de 5 ans entre contrôles est proposé, sauf avis différent de l'autorité de contrôle. Les modalités des différentes parties du contrôle sont précisées :

- le **contrôle externe**, à réaliser tuyauterie en fonctionnement, est un examen visuel de la surface externe incluant un contrôle au niveau des points de fixation, mais également un examen des dispositifs de sécurité (test de bon fonctionnement et comparaison avec les anciennes données) et des pièces de raccordement. Le contrôle porte sur des parties représentatives de la tuyauterie et pas sur son ensemble mais tous les points de fixation doivent être vérifiés. Des CND peuvent venir compléter le contrôle visuel, en cas de doute sur l'état intérieur de la tuyauterie..
- le **test de pression** peut être remplacé par des CND appropriés (s'il n'est pas possible à cause de la nature de la tuyauterie ou s'il n'est pas nécessaire compte-tenu de son mode de fonctionnement).

Pour les réservoirs (TRR 514) et les tuyauteries (TRR 514), l'expert émet, au terme du contrôle périodique, un **certificat** contenant les données et les résultats des contrôles, en précisant la date du prochain contrôle. **En cas de constatations de défauts, l'expert doit informer immédiatement les autorités compétentes.**

Il existe ensuite des règles techniques spécifiques à des substances données. Ce sont les séries 800. Par exemple, le TRB 801 Nr 25 concerne explicitement le GPL.

Ce guide n'est pas étudié dans ce rapport.

2.2.2 AUTRES EQUIPEMENTS

Pour les Liquides inflammables, les règles sont :

- Le TRbF20^[87] relatifs aux règles techniques applicables aux liquides inflammables – stockages; ce texte ne comporte pas un volet spécifique relatif au suivi en service des réservoirs de liquides inflammables. Il fait un renvoi sur d'autres règles techniques (série 600) qui sont à ce jour obsolètes.
- Le TRbF 50^[88] relatif aux règles techniques applicables aux liquides inflammables – tuyauteries. Ce texte rappelle que les tuyauteries de liquides inflammables doivent être entretenues de manière à garantir la sécurité des personnes et des tiers. L'exploitant est tenu de les maintenir en bon état de marche, y compris les dispositifs de sécurité en place ; il doit contrôler ces tuyauteries à une périodicité à définir. Le texte n'apporte guère plus d'informations concrètes sur le suivi des tuyauteries.

3. METHODES RBI

Des analyses de risques sont menées par les exploitants pour toutes les installations dangereuses, y compris en raffinerie. Ces analyses vont permettre de définir des intervalles entre contrôles.

Dans l'ancienne réglementation, des intervalles pouvaient être imposés. Dans la nouvelle réglementation, les intervalles obtenus au terme de l'analyse des risques sont assez proches de ceux définis dans l'ancienne réglementation.

Cependant, lorsque des approches de type RBI sont présentées, l'objectif recherché n'apparaît pas toujours être la sécurité mais plutôt l'extension des intervalles entre les inspections. Les autorités ont identifié là un point de vigilance.

D'après les informations collectées au cours de l'enquête, les raffineries en Allemagne utilisent peu les guides API mais comme les inspections sont réalisées par des organismes tiers (TüV par exemple), ces derniers mettent en œuvre leurs propres guides d'inspection.

4. SUIVI DU GENIE CIVIL

Le suivi des éléments constructifs doit se faire au même titre que le suivi des équipements de procédé. Il est de la responsabilité de l'exploitant.

Pour les cuvettes de rétention, on pourra s'assurer que le fond de la cuvette reste intact et imperméable, ce qui suppose par exemple déjà la surveillance de l'absence de développements de plantes, herbe...

Dans le cadre de la gestion des modifications, il faudra s'assurer que les performances des éléments de génie civil ne sont pas altérées (traversée de murs coupe-feu par de nouvelles tuyauteries...). Avant toute remise en service, un contrôle visuel doit être prévu.

Lors des inspections pas les autorités compétentes, des check-lists de points de contrôle existent. Le SGS devrait d'ailleurs avoir des procédures permettant de garantir l'existence de contrôles minimaux.

ANNEXE J
**Présentation de la réglementation et des guides
professionnels aux Pays-Bas**

1. REGLEMENTATION GENERALE POUR LE SUIVI EN SERVICE

1.1 PRESENTATION DES PRINCIPAUX ORGANISMES ET TEXTES DE REFERENCE

Les textes de référence réglementaires sont issus des directives européennes :

- Warenwet besluit Drukapparatuur^[89] : il s'agit de la transposition de la Directive Equipement sous Pression) ;
- Arbeidsomstandighedenwet^[91] : il s'agit de la transposition de la Directive 89/391/CEE du Conseil, du 12 juin 1989, concernant la mise en œuvre de mesures visant à promouvoir l'amélioration de la sécurité et de la santé des travailleurs au travail, cette directive étant complétée par la Directive 89/655/CEE du Conseil, du 30 novembre 1989, concernant les prescriptions minimales de sécurité et de santé pour l'utilisation par les travailleurs au travail d'équipements de travail (deuxième directive particulière au sens de l'article 16 paragraphe 1 de la directive 89/391/CEE). **Cette directive impose notamment aux employeurs la maintenance des équipements afin de garantir la sécurité des travailleurs dans le temps.**

Il existe également des guides plus pratiques qui précisent les modalités des inspections dont le PRD – Praktijk Regels voor Drukapparatuur^[90].

Note : il existerait des réglementations spécifiques pour les substances très toxiques et les substances très explosives.

1.2 EXIGENCES RELATIVES AUX EQUIPEMENTS SOUS PRESSION

La classification pour les inspections est calée sur les catégories de la DESP (article 3 de la DESP).

1.2.1 INSPECTIONS : OBLIGATIONS ET RESPONSABILITE

Le suivi des équipements sous pression est obligatoire. Le suivi est de la responsabilité des propriétaires (owners). Le Ministère du Travail et des Affaires sociales est le ministère qui supervise ensuite les inspections : il vérifie que les inspections sont réalisées correctement.

Les organismes externes réalisant les inspections sont le Dutch Council for Accreditation et le Ministère des affaires sociales.

1.2.2 INSPECTIONS : COMPETENCE REQUISE DES ACTEURS

Des exigences minimales de compétence sont requises pour les personnes réalisant les inspections, les planifiant, tirant les conclusions quant au maintien en service des équipements ou réalisant les CND.

La compétence suppose le suivi de la norme ISO 17020 et le respect des exigences définies par le « Dutch local Specific Accreditation Scheme ».

Il y a trois façons pour un exploitant de réaliser les inspections périodiques :

- De sous-traiter à un **agence d'inspection autorisée** « authorized inspection agency » (« an Aangewezen KeuringsInstelling **AKI** ») pour réaliser les inspections ;

- D'avoir son propre **département d'inspection certifié (IVG)** et de faire appel à une agence d'inspection autorisée (AKI) qui va :
 - Valider les inspections réalisées par le service interne sur les équipements sous pression (an Inspectieafdeling Van de Gebruiker – IVG) ;
 - Suivre la performance du service interne certifié (IVG) ;
 - Inspecter ou ré-inspecter une partie des équipements selon les exigences définies dans la loi spécifique au schéma d'accréditation relatif aux équipements sous pression (Wet-Specifike Accreditatie Schema drukapparaat – WESA scheme da) ;
- Des **inspecteurs de l'établissement « user inspectorates »** comme mentionné dans la directive ESP (article 14) qui peuvent être autorisés à faire eux-mêmes les inspections. Dans ce cas, les conditions d'autorisation sont toujours basées sur le «WESA scheme » mais aussi sur le « RISA-scheme drukapparaat (RISA : Directive specific accreditation scheme pressure equipment).

Pour la réalisation des CND, les exigences du WESA-scheme doivent également être assurées.

Elles sont donc applicables également pour les IVG, les UI et les KVG. Ces règles sont définies dans le Warenwet Regeling Drukapparaat.

1.2.3 MODALITES DU SUIVI DES INSTALLATIONS

Il existe trois régimes de suivi :

- Le **régime de base** (avec des intervalles définis entre les contrôles) (cf article 6 – Warenwet (Minsiteriele) Regeling Drukapparaat) ; il est exigé pour des récipients et des tuyauteries sous pression des intervalles entre inspections de 4 ou 6 ans. Il est possible de passer à 6 ans, si le retour d'expérience est bon et ne fait pas apparaître de modes de dégradation rapides.
- Le **régime des intervalles étendus** (cf article 8 – Warenwet (Minsiteriele) Regeling Drukapparaat) ; il est possible de doubler les intervalles entre les contrôles en les passant à 8 à 12 ans.
- Le **régime des intervalles flexibles** (lorsque des méthodologies basées sur le risque sont appliquées) (cf article 9 – Warenwet (Minsiteriele) Regeling Drukapparaat). Les intervalles entre inspections peuvent passer de 16 à 18 ans. Il est nécessaire alors de mettre en place une méthode RBI.

Les deux derniers régimes ne sont pas applicables à tous les sites car ils exigent une grande connaissance et se justifient lorsque les installations comportent un grand nombre d'installations (voir critères dans le PRD, katern 2.3).

Les contrôles sont réalisés par un service d'inspection **autorisé** (des autorités, externes ou du site). Lorsque le site effectue le contrôle sans être accrédités WESA et RISA, il y a une **validation**, après les opérations de contrôle, par un organisme autorisé. La validation porte sur les résultats, la méthode RBI utilisée, etc (cf annexe 3 de la PRD – 2.3).

Les inspections des réservoirs sous pression comportent généralement les opérations suivantes :

- **Inspections externes** : elle comprend une inspection visuelle externe et éventuellement des CND,
- **Inspections internes** : Elle comprend un contrôle visuel et éventuellement des contrôles par des CND. La réalisation de CND peut cependant remplacer le contrôle interne

- Des **contrôles non destructifs** (CND) ; les contrôles non destructifs ne sont pas obligatoires. Ils sont définis dans le plan d'inspection de l'exploitant. Les CND qui peuvent être mis en œuvre sont listés dans la réglementation PRD. Si des alternatives sont utilisées, elles doivent être validées. Les intervalles entre contrôles sont calés sur les obligations des contrôles externes et/ou internes. Les CND sont réalisés par des sociétés spécialisées et **accrédités** pour les CND. Il n'y a pas de contrôle par un tiers.
- Une inspection des **accessoires de sécurité** ; l'inspection des équipements de sécurité est également imposée par la réglementation, à la même fréquence que le contrôle des réservoirs sur lesquels ils sont montés. L'inspection se fait après démontage. Le contrôle consiste en une vérification des réglages (*setting*) et en un contrôle des performances. Comme pour l'inspection des réservoirs, les contrôles des accessoires de sécurité sont réalisés par un service d'inspection **autorisé** (des autorités, externes ou du site). Lorsque le site effectue le contrôle, il y a une **validation**, après les opérations de contrôle, par un organisme autorisé. Les accessoires de sécurité ne sont pas changés systématiquement. Ils peuvent subir des réparations et/ou des modifications des conditions opératoires.
- Un **test de résistance** à la pression. Le test de pression sous la forme d'une épreuve hydraulique (*hydrostatic test*) est réalisé seulement lorsque le contrôle interne n'est pas possible (et/ou que les méthodes CND ne sont pas faisables). La procédure répond aux standards. L'épreuve hydraulique est réalisée par un service d'inspection autorisé (des autorités ou du site). Lorsque le site effectue le contrôle, il y a une **validation**, après les opérations de contrôle, par un organisme autorisé.

Pour les tuyauteries sous pression, les modalités de suivi sont les mêmes, hormis qu'il n'y a pas d'inspection interne. Elle est alors remplacée par la mise en œuvre de contrôles non destructifs (CND) qui sont réalisés en même temps que l'inspection externe. Les CND qui peuvent être mis en œuvre sont listés dans la réglementation PRD. Si des alternatives sont utilisées, elles doivent être validées.

2. EQUIPEMENTS ATMOSPHERIQUES (RESERVOIRS ET TUYAUTERIES)

Le suivi de ces équipements est considéré comme du suivi volontaire. **La réglementation du travail impose simplement aux employeurs d'assurer une maintenance dans le temps garantissant la sécurité des travailleurs.**

Les équipements n'entrant pas dans le champ des ESP ne sont donc pas l'objet d'obligations précises de suivi. L'exploitant détermine sous sa responsabilité le contenu des contrôles.

Les réponses au questionnaire montrent que le contrôle peut alors être réalisé par le service inspection / maintenance et ne pas faire nécessairement l'objet d'une validation par un tiers. Le contrôle peut inclure un contrôle externe, un contrôle interne...La périodicité des contrôles varie selon les installations.

Cependant, pour les liquides inflammables, il existe une réglementation spécifique qui fixe des exigences de suivi. Ces exigences sont précisées dans les chapitres suivants.

2.1 MODALITES DU SUIVI DES BACS ATMOSPHERIQUES

Pour appliquer la réglementation, les autorités s'appuient sur la « Directive 29 pour le stockage hors sol de liquides inflammables dans des réservoirs cylindriques verticaux^[92] ». Cet ouvrage fait parti d'un ensemble de guides destiné aux autorités afin d'apporter un appui pratique pour l'application de la réglementation. La directive 29 donne, sur la base de l'état de l'art technique, des prescriptions, des exigences, des critères et des conditions qui peuvent être appliquées par les pouvoirs publics pour contrôler le suivi des bacs atmosphériques.

La directive prescrit la réalisation d'un plan d'inspection et d'un programme de maintenance suivant les guides. Celui-ci doit être approuvé par l'autorité compétente.

Les recommandations concernant l'inspection et la maintenance des bacs atmosphériques soudés sont inspirées du guide **EEMUA 159**^[53]. En particulier, les critères de refus cités dans ce guide peuvent être directement appliqués indépendamment du code de construction en vigueur. La directive recommande l'utilisation des guides API 653 et RP 575 pour le contrôle des bacs atmosphériques rivetés.

Le programme d'inspection doit comprendre au minimum :

- Un schéma d'inspection global (type, méthode, fréquence) ;
- Un schéma d'inspection du fond du réservoir basé sur :
 - Une méthode d'analyse de risque réglementée (Nederlandse Richtlijn Bodembescherming)
 - La méthodologie « Probabilistic Preventive Maintenance » (PPM) spécifique à l'EEMUA 159
 - Une méthode propre à l'industriel approuvée par les autorités compétentes
- Un schéma d'inspection du toit et de la paroi basé sur :
 - La méthodologie « Probabilistic Preventive Maintenance » PPM spécifique à l'EEMUA 159 ;
 - Une méthode propre à l'industriel approuvée par les autorités compétentes.
- Une inspection des joints en accord avec les autorités compétentes et respectant les conditions de l'EEMUA 159.;
- Un schéma d'inspection des soupapes et goujons permettant de vérifier le bon fonctionnement des organes de sécurité et respectant les limites de fréquence suivantes :
 - Contrôle 1 à 2 ans après la mise en marche ;
 - Contrôle tous les 4 ans maximum ensuite.
- Une inspection des vannes avec obligation de colmater les fuites ou de remplacer les vannes dès détection.
- Une inspection annuelle des échelles, paliers et autres éléments similaires.
- Un contrôle annuel de mise à la terre grâce à un contrôle visuel par un expert.
- Un schéma d'inspection des équipements de sécurité basé sur le risque et la fiabilité liés aux données fournies par les équipements. La méthodologie doit respecter les éléments suivants :
 - Les indicateurs d'alerte de niveau haut doivent être considérés avec une criticité maximale ;
 - Un objectif de fiabilité et une fréquence d'inspection doivent être établis suivant les risques liés à la sécurité ;
 - Un système d'archivage doit être mis en place pour l'ensemble des opérations affectant ces éléments ;
 - Une analyse des dysfonctionnements doit permettre d'adapter le plan d'inspection de ces éléments.

L'ensemble du plan est validé par l'administration.

2.2 MODALITES DU SUIVI DES TUYAUTERIES

Les tuyauteries contenant des liquides inflammables font également l'objet de prescriptions dans la directive 29.

Un contrôle annuel doit être réalisé pour vérifier :

- **L'absence d'affaissement** du réseau de conduites ;
- **Le fonctionnement des vannes** et autres éléments opérationnels ;
- **L'absence de fuites.**

Si le réseau est susceptible d'être affecté par la corrosion, la directive recommande de réaliser une analyse du réseau relié à un bac atmosphérique lors de l'inspection de la paroi de celui-ci.

ANNEXE K
Quelques principes de la méthode API RP 581
API RP 581 – 2^d édition – September 2008
Risk Based Inspection Technology

L'API 581^[73] a été initialement développé pour les équipements sous pression (ESP) mais est utilisable pour les équipements non sous pression. La version 2 de 2008 intègre également les équipements tels que systèmes de contrôle, les utilités critiques, l'instrumentation...

Son objectif est de permettre une hiérarchisation des actions à mener et une réduction des coûts en se concentrant sur les équipements les plus à haut risque.

L'API 581 est à utiliser en parallèle de l'API 580^[72] qui fournit les principes généraux pour définir des plans d'inspection dans les usines pétrochimiques, les raffineries et les usines chimiques. L'API 581 fournit des données quantitatives, alors que l'API 580 reste sur des concepts très généraux.

L'API 581 – version septembre 2008 est une révision de l'API 581 de 2000. Dans ce dernier, des approches qualitatives ou semi-quantitatives étaient développées en parallèle à une approche quantitative. L'évaluation de la gravité a également évolué dans cette nouvelle version, avec l'apparition de certains facteurs de pondération.

Des logiciels ont été développés pour application des méthodes quantitatives : ORBIT par DNV, RB-eye par BUREAU VERITAS pour la version 2000. Pour la version 2008, un logiciel a été développé par la société EQUITY Engineering.

1. PRINCIPE GENERAL

Quelle que soit la méthode utilisée, le principe est la détermination pour chaque évènement redouté (défaillance de l'équipement) d'une **criticité** établie à partir de l'évaluation des paramètres :

- **Probabilité d'occurrence du dommage** ;
- **Gravité** : la gravité est évaluable selon 4 paramètres :
 - Effets sur le personnel ;
 - Effet sur les personnes externes au site ;
 - Arrêt d'exploitation (perte d'exploitation) ;
 - Impact sur l'environnement.

On détermine ensuite la criticité potentielle comme le produit de la probabilité d'occurrence par la gravité. L'analyse est menée par équipement ou par partie d'équipement homogène (par exemple, pour un ensemble de tuyauterie dans une même boucle d'iso-dégradation, ou sur un équipement sur chaque partie contenant des phases et/ou des substances différentes).

Les accidents potentiels sont ensuite placés dans la grille de criticité. En fonction du risque (criticité) obtenu, on détermine des plans d'inspection plus ou moins sévères, **c'est-à-dire que les contrôles supplémentaires sont mis en place si le risque obtenu est trop important.**

Note : le raisonnement préalable consiste à se placer sur une période donnée (jusqu'au prochain arrêt ou le suivant) et de vérifier, à partir des taux de dégradation connue (par des mesures antérieures) ou par des tables (en cas de nouvel équipement sur lequel aucune inspection n'a été réalisé), que les critères d'acceptabilité définies sont vérifiés (par exemple épaisseur minimale requise non atteinte). Le principe est de considérer que des erreurs d'évaluation des taux de dégradation sont possibles, ce qui conduit à évaluer une probabilité de dommage non nulle. La mise en œuvre de contrôles intermédiaires permet alors de réduire l'incertitude sur le taux de dégradation et donc influe sur la probabilité de dommage.

Note : il n'existe pas de lien direct entre le nombre de contrôles et l'âge de l'équipement. Cependant, l'âge de l'équipement peut intervenir au travers des formules (par exemple, la perte d'épaisseur relative augmente avec le temps, si bien que le facteur de dommages, à nombre d'inspections constant, augmente, ce qui nécessite donc plus de contrôles pour revenir dans une même case de criticité.

2. DETERMINATION DE LA PROBABILITE D'OCCURRENCE

La méthode décrite ici est celle de l'API 581-version 2008.

La **probabilité de défaillance f est le produit de trois paramètres** :

- Une **fréquence générique de défaillance** issue de bases de données (telles que Lees- 1980, ...): la fréquence est représentative de l'industrie du raffinage et de la pétrochimie. Elle correspond à une valeur standard, ne correspondant pas nécessairement à l'environnement et aux modes de dégradations spécifiques étudiés sur le site ;
- Un **facteur de dommage**, spécifique de l'équipement étudié, dans la mesure où il intègre les modes de dégradations spécifiques de l'équipement et les inspections mises en place sur cet équipement ;
- Un **facteur global d'évaluation** du management de la sécurité qui est le même pour l'ensemble des équipements étudiés et qui traduit l'influence du management (inspection, maintenance...) sur le système de suivi des équipements. Ce facteur permet de pondérer d'un facteur 10 (en plus ou en moins) la probabilité trouvée.

2.1 FREQUENCE GENERIQUE

L'API présente pour différents types d'équipements les fréquences génériques issues de bases de données. L'API fournit ainsi des fréquences génériques pour **4 tailles standards** de brèche (**1/4", 1", 4" et rupture totale**) ;

Par exemple,

- **pour une tuyauterie (PIPE-6) de diamètre 6"**, les fréquences suivantes sont proposées :

- Petite fuite : $8,0 \cdot 10^{-6}/\text{an}$
 - Moyenne fuite : $2,0 \cdot 10^{-5}/\text{an}$
 - Large fuite : 0
 - Rupture guillotine : $2,6 \cdot 10^{-6}/\text{an}$
- ⇒ **Total : $3,06 \cdot 10^{-5}/\text{an}$**

L'unité est exprimée par unité de longueur de tuyauterie (par pied).

- **pour un bac (TANK650)** :

Les fréquences suivantes sont proposées pour le toit (TANKBOTTOM) :

- Petite fuite : $7,2 \cdot 10^{-4}/\text{an}$
 - Moyenne fuite : 0
 - Large fuite : 0
 - Rupture : $2,0 \cdot 10^{-6}/\text{an}$
- ⇒ **Total : $7,2 \cdot 10^{-4}/\text{an}$**

Les fréquences suivantes sont proposées pour la robe (COURSE-1 à -10) :

- Petite fuite : $7,0.10^{-5}/\text{an}$
 - Moyenne fuite : $2,5.10^{-5}/\text{an}$
 - Large fuite : $5,0.10^{-6}/\text{an}$
 - Rupture : $1,0.10^{-7}/\text{an}$
- ⇒ **Total : $1,0.10^{-4}/\text{an}$**

2.2 FACTEUR DE DOMMAGE

Le **facteur de dommage**, spécifique de l'équipement étudié, intègre les modes de dégradations spécifiques de l'équipement et les inspections mises en place sur cet équipement ; les modes de dégradations envisagées couvrent l'ensemble des dégradations potentielles (partie 2 de l'API), à savoir :

- La **perte d'épaisseur** (généralisée ou localisée) ;
- **Endommagement des revêtements** ;
- **Fissuration sous contrainte** liée à des paramètres internes et aux matériaux utilisés (liées à la substance, aux conditions opératoires et aux matériaux utilisés) ; l'API présente un panel très large de modes de dégradations possibles, et s'adresse à des spécialistes ;
- **Les dommages externes** (corrosion sous calorifuge et corrosion externe) ;
- **Attaque par l'hydrogène** à haute température ;
- **Fatigue mécanique** (pour les tuyauteries uniquement) ;
- **Ruptures...**

L'API prévoit d'agréger les différents facteurs de dommages calculés pour chaque mode de dégradation pour ne conserver qu'un facteur agrégé. Des pondérations sont réalisées (par exemple, selon la nature de la perte d'épaisseur : par exemple –localisée ou étendue).

On évalue donc un facteur de dommage global par équipement ou portion d'équipement étudié.

Le facteur de dommages fait intervenir différents paramètres selon le mode de dégradation envisagé :

- Pour la perte d'épaisseur, on évalue un facteur dommage à partir de l'épaisseur et de l'âge résiduel calculé en tenant compte aussi des contrôles mise en place ;
- Pour les fissurations sous contraintes, on peut passer par une étape d'évaluation de la **sévérité** de l'environnement (présence de la substance critique, pH...). Puis en fonction de la sévérité et de facteurs constructeurs (par exemple nature des soudures), on détermine un facteur de susceptibilité. La **susceptibilité** (4 classes de sans susceptibilité à haute susceptibilité) traduit la possibilité que le mode de dégradation se développe. Puis des tableaux permettent à nouveau de faire un lien avec le facteur de dommage en fonction de la susceptibilité (définissant un facteur de sévérité) et le facteur de dommage.

Des facteurs sont ensuite introduits au sens où l'identification de points critiques (par exemple pour perte d'épaisseur, les points critiques sont des points d'injection, des bras morts) conduit à majorer le facteur de dommages, sauf des mesures spécifiques de suivi de ces zones sont mis en place.

Le facteur de dommage dépend de la confiance que l'on peut avoir dans les données supposées (taux de corrosion...). De ce fait, le nombre de contrôles non destructifs et leur nature permettent de **modifier le facteur de dommage** en tenant compte de l'efficacité des mesures non destructives. Des tableaux sont fournis pour chaque type de dégradations. **L'évaluation tient compte des mesures déjà effectuées et de leur pertinence (cf chapitre Erreur ! Source du renvoi introuvable.)**.

De même, on verra (cf chapitre Erreur ! Source du renvoi introuvable.) que lorsqu'un évènement se situe dans une case de la matrice de criticité inacceptable, on mettra en œuvre des CND complémentaires qui permettront de réduire le risque, en réduisant la probabilité d'occurrence par la réduction du facteur de dommages.

2.2.1 FACTEUR D'ÉVALUATION DU MANAGEMENT DE LA SÉCURITÉ

Une grille d'audit permet de donner une note globale au système de management de la sécurité et de pondérer ainsi les évaluations des probabilités.

Un score maximal de 1000 est possible.

On calcule alors un Pscore = Score/1000 x 100 (en %)

Le facteur de management est alors $F_{ms} = 10^{(-0,02 \cdot Pscore + 1)}$

L'évaluation du management de la sécurité s'appuie sur **13 paramètres** qui sont repris dans le tableau suivant :

Thème	questions	points
Leadership et administration	6	70
Information sur la sécurité	10	80
Analyse de risque du procédé	9	100
Gestion des modifications	6	80
Procédures opératoires	7	80
Pratiques de travail « sûres »	7	85
Formation	8	100
Intégrité mécanique	20	120
Revue de sécurité avant démarrage	5	60
Alerte	6	65
Investigation d'incident	9	75
Sous-traitants	5	45
Audits	4	40
Total	101	1000

A chaque paramètre est associée une série de questions. L'annexe 2A de l'API détaille les questions relatives à chaque thème avec leur pondération.

Ainsi, pour un niveau moyen (Score de 500) le facteur de dommage n'est pas pondéré ($F_{ms} = 1$) ; pour un score maximal de 1000, le facteur de dommages est réduit d'un facteur 10 ; pour un score nul, le facteur de dommages est multiplié par 10.

3. DETERMINATION DE LA GRAVITE

3.1 PRINCIPES DE L'ÉVALUATION DE LA GRAVITE

Les évaluations d'intensité, lorsqu'elles s'appuient sur l'API, reposent d'abord sur des guides et méthodes⁵⁰ reconnues (datant de 1994 à 2001) pour une majorité de phénomènes dangereux. Pour les dispersions atmosphériques, d'autres méthodes sont utilisées pour déterminer les tailles de nuage inflammables et la taille des nuages toxiques.

Pour un ERC donné, plusieurs phénomènes dangereux sont possibles. Des arbres d'évènements sont utilisés : il est alors effectué une évaluation de la probabilité de chaque PhD associé à un même ERC et une pondération des conséquences de chaque PhD est réalisée en tenant compte de la probabilité de chaque PhD pour évaluer finalement de facteur de gravité d'un ERC donné.

De la même façon, une pondération est effectuée pour les quatre tailles de brèche, en pondérant par la probabilité d'occurrence par les fréquences génériques associées à chaque taille de brèche.

Les **mesures de détection / isolement sont prises en compte** (sans considérer les deux cas associés au dysfonctionnement et au fonctionnement). Il est intégré selon la nature des organes (détection de type pression ou détection gaz, vanne isolement automatique ou actionné manuellement) :

- un facteur variable de réduction de la quantité rejetée ; au mieux la présence d'un organe d'isolement permet de réduire la quantité rejetée de 25%. Au pire, aucun facteur de réduction n'est appliqué ;
- un temps de fuite variable, dépendant également de la taille de la brèche (le temps de fuite augmentant naturellement avec une réduction de la taille de la brèche) ; les valeurs de fuite varient entre 5 minutes (pour des systèmes optimisées de détection et isolement automatique, avec une fuite de 4 ») et 1 heure (pour des fuites de ¼ » avec des détecteurs de type détecteurs gaz ou détection visuelle).

La gravité est évaluée par une surface ou par un coût en lien direct avec la surface impactée.

Deux méthodes sont proposées :

- Une 1^{ère} méthode simplifiée est proposée : pour des substances types définies dans le guide, des tableaux de conséquence sont proposés ;
- La 2^{ème} méthode, plus rigoureuse, est applicable aux autres substances ne figurant pas dans le guide et si les conditions d'application du niveau 1 ne sont pas satisfaites.

L'API distingue les évaluations des effets des substances inflammables et celle des substances toxiques. Il envisage également les autres substances (vapeur, acides...).

⁵⁰ Les guides utilisés sont le CCPS, Guidelines for Consequence Analysis of Chemical releases, 1999 / TNO, Methods for calculation of Physical effects (TNO Yellow Book) chapter 6, Heat Flux from Fires, CPR 14^E, 1997 / CCPS, Guidelines for Evaluating the characteristics of VCE, flash fires, and BLEVEs, 1994 / Lees, Franck P, loss Prevention in Process Industries ; Hazard identification, assessment and control, second edition, 2001

Lorsque les **surfaces** ont été évaluées pour l'ensemble des fluides d'un équipement, on réalise des agrégations :

- Pour chaque type d'impact (équipement ou personnes), on retient la surface maximale définie par les substances ; pour les effets sur les équipements, seuls les fluides inflammables sont d'ailleurs pris en compte.
- On peut ensuite retenir la valeur maximale des deux valeurs de surface obtenue (effet sur les équipements ou effet sur les personnes).

Au-delà de l'évaluation de la surface, il est possible d'évaluer des **conséquences financières** basées sur le coût des réparations ou du remplacement, le coût de la perte de production, le coût des blessures sur les personnes et la dépollution éventuelle.

3.1.1 SUBSTANCES INFLAMMABLES

Pour la méthode de niveau 1, les arbres d'évènements type sont définis dans l'API, faisant intervenir des probabilités d'inflammation (immédiate ou retardée) sur la base de jugements d'experts.

Il est alors possible d'exprimer facilement la surface pondérée retenue associée aux effets inflammables (intégrant les feux de nappes, les VCE), sous la forme d'une formule :

$CA = a.X^b$ où les facteurs a et b sont fournis dans des tableaux guides pour les substances de référence. Les tableaux distinguent les deux conditions : rejet instantané (dans le cas par exemple de rupture catastrophique) et rejet continu (dans le cas par exemple d'une brèche de petite dimension). L'API classe d'office en rejet instantané un rejet pour lequel plus de 4536 kg sont rejetés en moins de 3 minutes.

Pour arriver à évaluer cette surface, des seuils d'effet ont été retenus :

- **Sur les équipements (effet domino)⁵¹** :
 - Surpression : 34,5 kPa ;
 - Flux thermique : 37,8 kW/m² (feu de nappe, jet enflammé, boule de feu) ;
 - Flash fire : 25% de la surface définie par la LIE.
- **Sur les personnes (blessures)⁵²** :
 - Surpression : 20,7 kPa ;
 - Flux thermique : 12,6 kW/m² (feu de nappe, jet enflammé, boule de feu) ;
 - Flash fire : surface définie par la LIE.

On détermine ainsi deux types de surface :

- Une pour les effets dominos (impacts aux équipements) ;
- Une pour les blessures sur les personnes.

⁵¹ Pour comparatif (arrêt PCIG du 29 septembre 2005) :

- Surpression : 200 hPa (20 kPa) = seuil des effets dominos – 300 hPa (30 kPa) = seuil des dégâts très graves ;
- Flux thermique : 8 kW/m² (= début des effets dominos = dégâts graves sur les structures) 20kW/m² = seuil de tenue du béton – 200 kW/m² = seuil de ruine du béton en quelques minutes;

⁵² Pour comparatif (arrêt PCIG du 29 septembre 2005) :

- Surpression : 200 hPa (20 kPa) = effets létaux significatifs;
- Flux thermique : 8 kW/m² seuil des effets létaux significatifs;

Les deux surfaces sont ensuite traitées séparément.

Dans un certain nombre de cas, le niveau 1 n'est pas applicable et une évaluation précise des conséquences sera requise. C'est notamment le cas :

- Si le fluide n'est pas dans la liste type du guide ;
- Si le stockage s'effectue à des conditions proches du point critique ;
- Si le rejet s'effectue en phase diphasique ou génère un phénomène de rain-out ;
- Si un BLEVE est possible (non évalué dans le niveau 1) ;
- Si on veut tenir compte des effets de surpression engendrés par l'éclatement pneumatique d'un réservoir sous pression contenant un fluide non inflammable ;
- Si les conditions météorologiques du site ne sont pas celles retenues dans l'API, à savoir les conditions moyennes dans le Golfe du Mexique – 21°C, 75% HR, vent de 12,9 km/h, classe de stabilité D, paramètre de rugosité 30,5 mm).

D'autres hypothèses sont faites (taille de cuvette de 30,5 mètres par 30,5 mètres pour évaluer les conséquences d'un feu de nappe, probabilités d'inflammation...

Diverses pondérations sont ensuite réalisées.

3.1.2 SUBSTANCES TOXIQUES

Une surface associée aux blessures sur les personnes, reposant sur des lois de probit, est évaluée dans l'API.

Des moyens de lutte (rideaux d'eau...) sont pris en compte dans les évaluations.

3.1.3 AUTRES SUBSTANCES

Il est retenu également de prendre en compte des fluides ni inflammables, ni toxiques (par exemple la vapeur) pour évaluer les conséquences sur les personnes.

3.2 REMARQUES

Les remarques suivantes peuvent être faites :

- Les calculs de gravité reposent sur un certain nombre d'hypothèses. Il faudra s'assurer dans le cas de l'utilisation de logiciels que les paramètres utilisés correspondent aux paramètres du site et du fluide étudié ;
- Le principe de l'évaluation de la gravité est un système de pondération, si bien que les conséquences d'une rupture totale sont atténuées par la pondération des probabilités. La surface finale obtenue est une surface fictive qui ne correspond pas à l'enveloppe maximale ;
- Lorsqu'une surface est retenue, il faudra s'interroger sur la nature de cette surface autrement dit si elle correspond à un impact sur les personnes ou sur les équipements, ceci afin de déterminer selon quel critère est effectué la hiérarchisation des inspections ;
- La méthode repose sur le calcul de surface, voire de pertes financières. Le nombre de victimes potentielles n'est pas pris en compte ; De ce fait, on peut négliger de traiter en priorité un équipement proche des limites de propriété qui pourrait, malgré une surface réduite, impacter un plus grand nombre de personnes qu'un équipement au centre d'une unité dont la surface, même plus grande, ne conduirait pas à impacter les personnes à l'extérieur du site. On pourra intégrer dans l'évaluation le comptage des personnes, comme cela est fait dans les EDD.
- La prise en compte de l'impact sur l'environnement, au travers du paramètre financier, mériterait d'être éclaircie. L'impact direct en terme de pollution (nappe, sols...) ne semble pas pris en compte ; une analyse plus poussée serait nécessaire, qui n'a pas été faite par l'INERIS, faute de temps.

4. DETERMINATION DE LA CRITICITE

4.1 PRINCIPE

La criticité est le produit de la probabilité d'occurrence (fonction du temps) par la gravité (fonction constante avec le temps). La criticité évolue donc dans le temps.

L'API additionne le risque lié à **chaque mode de dégradation** pour définir par équipement ou partie d'équipement un risque global (probabilité de dommages x gravité).

Note : parfois les industriels distinguent les dommages et les traitent séparément.

Une matrice de risque est utilisée (5 x 5 dans l'API) à laquelle sont associés 4 zones de risques : haut / moyen-haut / moyen / faible. Comme la gravité peut être évaluée pour les aspects impacts sur les personnes (via la surface) ou pour les impacts financiers, deux matrices sont possibles.

Un objectif maximal de risque à ne pas dépasser est fixé, qui dépend de la gravité étudiée (environnement ou impact financier). L'acceptabilité du risque est figée dans l'API 581.

Note : souvent, les industriels développent des méthodes basées sur la criticité, avec des matrices qui leur sont propres.

Classes de catégories (API 581-sept. 2008)

Catégorie de probabilité		Catégorie de conséquences	
1	$D_{f-total} \leq 2$	A	$CA \leq 9,29 \text{ m}^2$
2	$2 < D_{f-total} \leq 20$	B	$9,29 \text{ m}^2 < CA \leq 92,9 \text{ m}^2$
3	$20 < D_{f-total} \leq 100$	C	$92,9 \text{ m}^2 < CA \leq 279 \text{ m}^2$
4	$100 < D_{f-total} \leq 1000$	D	$279 \text{ m}^2 < CA \leq 929 \text{ m}^2$
5	$D_{f-total} > 1000$	E	$CA > 929 \text{ m}^2$

Note : $D_{f-total}$ est le facteur de dommage de l'équipement.

CA est la surface calculée pour la gravité (cas de l'impact autre que financier)

Matrice de criticité (API 581-sept 2008)

Probabilité	5					
	4					
	3					
	2					
	1					
		A	B	C	D	E
		Conséquences				

Légende de la matrice de risque

	Risque élevé
	Risque moyennement haut
	Risque moyen
	Risque bas

Le principe est que les inspections intermédiaires permettent d'avoir une meilleure connaissance de l'état réel de l'équipement et réduit ainsi l'incertitude. De ce fait la probabilité de défaillance résultante est directement liée à la quantité d'informations disponibles et fournies par l'inspection et dépend également de la capacité de l'inspection à quantifier les dommages.

De ce fait, dans le RBI, la réduction de l'incertitude est directement liée à la performance des moyens de contrôle mis en œuvre. L'inspection est alors un paramètre qui permet de réduire la probabilité et donc le risque. On représentera le plus souvent la situation avant et après les contrôles pour en évaluer le gain.

4.2 EFFICACITE DE L'INSPECTION

Le programme d'inspection doit donc être adapté aux dommages identifiés et projetés. L'efficacité du programme dépend de différents paramètres dont :

- Taux de couverture d'une zone soumise à dommages par les CND ;
- Performances de chaque CND pour identifier et quantifier tel ou tel dommage, en fonction du matériau et de la zone à couvrir (géométrie, température...) ;
- Formation et compétence du personnel pour utiliser ces outils ;
- Qualité de la rédaction des procédures ;
- Possibilité d'un dommage suite à un fonctionnement anormal de l'installation (arrêt, déclenchement...)
- Qualité de l'analyse des résultats des contrôles conduisant à l'évaluation des tendances générales.

L'efficacité de l'inspection sera d'autant plus grande que le nombre d'informations disponibles sera important et qu'on se basera sur les données récentes, l'état de l'équipement ayant pu évoluer suite à des modifications de conditions opératoires par exemple.

L'efficacité de l'inspection est évaluée de manière semi-qualitative en classe de A (meilleure efficacité) à E (pas d'inspection). Mais les facteurs ci-dessus devront être intégrés également dans l'évaluation.

Catégorie d'efficacité de l'inspection		Description
Très efficace	A	Les méthodes de contrôle utilisées permettent d'identifier le dommage réel dans presque tous les cas (niveau de confiance de 80 à 100%)
Normalement efficace	B	Les méthodes de contrôle utilisées permettent d'identifier le dommage réel la plupart du temps (niveau de confiance de 60 à 80%)
Moyennement efficace	C	Les méthodes de contrôle utilisées permettent d'identifier le dommage réel la moitié des fois (niveau de confiance de 40 à 60%)
Peu efficace	D	Les méthodes de contrôle utilisées donnent peu d'information permettant d'identifier l'état réel (niveau de confiance de 20 à 40%)
Inefficace	E	Les méthodes de contrôle utilisées sont jugées inefficaces pour détecter les défauts et donner un état réel du dommage (niveau de confiance inférieur à 20%)

L'API présente pour chaque type de modes de dégradation possibles, un tableau type d'efficacité de l'inspection. et propose alors pour un mode de dégradation donné une efficacité faisant intervenir le type de CND et le taux de couverture par exemple.

Par exemple, pour de la perte d'épaisseur généralisée (p. 2-28) :

Catégorie d'efficacité de l'inspection		Exemple de méthode d'inspection de type intrusive	Exemple de méthode d'inspection de type non intrusive
Très efficace	A	50% à 100% de la surface examinée (revêtements internes enlevés partiellement) + mesures d'épaisseur	Couverture de 50% à 100% par scan ultrasons (manuel ou automatique) ou profil radiographique
Normalement efficace	B	20% d'examen (sans enlèvement des revêtements internes) et mesures d'épaisseur par ultrasons externes (mesures locale)	Couverture de 20% par scan ultrasons (automatique ou manuel), ou profil radiographique ou mesure locale d'épaisseur (selon critère statistique validé)
Moyennement efficace	C	Inspection visuelle avec mesures d'épaisseur	2 à 3% d'inspection, contrôle par ultrason localement et peu ou pas de contrôle visuel interne
Peu efficace	D	Inspection visuelle	Plusieurs mesures d'épaisseur et un système documenté de planification des inspections
Inefficace	E	Pas d'inspection	Plusieurs points de mesures d'épaisseur, seulement externes et avec un système de documentation pauvre

Il existe une correspondance entre les facteurs d'efficacité d'inspection d'efficacité maximale et des inspections plus nombreuses mais moins efficaces :

- $2B = 1A$ (autrement dit, deux contrôles usuellement efficaces sont équivalents à un seul contrôle très performant) ;
- $2C = 1B$
- $2D = 1C$

Pour chaque mode de dégradation et chaque type d'équipement, il existe une table spécifique faisant le lien entre le nombre d'inspections, leur efficacité et le facteur de dommage résiduel.

Exemple : pour la perte d'épaisseur, le facteur de dommage dépend de l'épaisseur résiduelle et de sa position par rapport à l'épaisseur de design. Si le facteur de dommage vaut 1200, en absence de contrôle (efficacité E), si un plan d'inspection permet d'atteindre le niveau d'efficacité B, alors le facteur de dommage est réduit d'un facteur 2.

Pour planifier les contrôles, il faudra s'assurer que le seuil de risque n'est pas atteint sur une période couvrant **un ou plusieurs arrêts**. Si ce seuil est atteint, on réalise une inspection, avec une efficacité permettant de réduire suffisamment le risque.

Note : l'API détermine un nombre d'inspections nécessaires mais ne définit pas quand les réaliser. Les évaluations de taux de couverture font référence aux plans précis mis en œuvre sur chaque site, avec l'expérience des ingénieurs corrosion. Par exemple, si le plan d'inspection détaillée du site sur une tuyauterie définit 100 zones sensibles sur lesquelles des points de mesure sont nécessaires, un taux de couverture de 25% signifie que seuls 25 points feront l'objet de contrôles.

ANNEXE L
Présentation des méthodes Fitness For Service

Cette annexe présente une description méthodes Fitness For Service : BS7910 et API 579, qui sont les deux guides principaux utilisés en Europe.

Note préliminaire : Les informations contenues dans cette annexe sont issues du document HSE "plant Ageing" et de l'article du CETIM sur les procédures d'évaluation de la durée de vie résiduelle des structures.

1. PRESENTATION DES DEUX GUIDES

Le BS 7910

Le BS 7910 est applicable aux **structures métalliques** dans de **nombreuses industries, sans être spécifiquement dédié aux équipements sous pression**. Il est très axé sur les défauts au sein des soudures et autour des soudures. **Les défauts couverts avec précision sont essentiellement les fissures**. Les principales procédures, reprises dans trois sections, concernent l'évaluation :

- des ruptures brutales (section 7) (« rupture ») ;
- la propagation en fatigue (section 8) (« fatigue ») ;
- la propagation en fluage (avec fatigue éventuelle) (section 9) (« creep crack growth »).

D'autres dommages sont traités, tels que les fuites, l'érosion, l'instabilité (flambement), la cavitation, la corrosion sous contrainte... mais ne font l'objet que de considérations très générales.

L'utilisation du guide nécessite de l'expertise en mécanisme des fractures et la connaissance de données précises, d'une part sur la caractérisation des fissures (comme leurs dimensions, l'orientation par rapport aux contraintes principales, la localisation par rapport aux soudures...), d'autre part sur la ténacité du matériau (valeur issue d'essai ou à partir de la résilience). Les analyses doivent être menées par des ingénieurs qualifiés.

L'utilisation du guide ne se limite pas à l'utilisation de codes spécifiques de conception ou d'industries spécifiques.

L'API 579-1 / ASME FFS-1

L'API 579 est axé sur l'évaluation des équipements dans les **raffineries et la pétrochimie**. Il est **très orienté équipements sous pression et notamment ceux construits suivant les codes ASME** (Boilers and Pressure Vessel Code) **et les tuyauteries (B 31) et par l'API pour les réservoirs de stockage**. Les évaluations du FFS sont en cohérence avec les tolérances données dans ces codes. En particulier, les analyses de 1^{er} niveau sont basées sur les formules de ces codes. Si d'autres codes sont utilisés, la mise en œuvre du FFS nécessite une interprétation de la part de l'utilisateur.

Les différents types de dégradation spécifiques aux raffineries et au secteur de la pétrochimie sont couverts et **il est en cela d'un champ plus large que le BS 7910** qui se limite à l'étude des fissures. Ainsi, les dommages traités sont :

- la fragilisation due aux basses températures ;
- la diminution d'épaisseur étendue ;
- la diminution d'épaisseur locale ;
- les piqûres et les soufflures ;
- les imperfections de forme ;
- les problèmes liés aux hautes températures et au fluage ;
- les conséquences d'incendie ;

- les enfoncements et les rainures d'origine mécanique ;
- les délaminages.

Il traite également des fissures mais ne couvre pas la totalité du champ des fissures. D'autres peuvent être couvertes par le BS 7910 mais sans que ce dernier ne soit pour autant exhaustif.

Prise en compte de la perte d'épaisseur

Avant d'entreprendre une méthode FSS il est important de **bien connaître les phénomènes de dégradation ayant pu conduire à une perte d'épaisseur** et d'identifier toutes les dégradations susceptibles de s'être produites et pouvant conduire à une réduction de la tenue de l'équipement (corrosion généralisée, localisée, intergranulaire, contraintes pouvant occasionner des ruptures...).

Le principe de base (niveau 1) est de considérer que l'équipement a l'épaisseur minimale mesurée sur l'ensemble des points de contrôle. On pourra alors considérer de manière simple que si l'épaisseur minimale est supérieure à l'épaisseur minimale donnée dans les codes, l'équipement reste « bon pour le service ». **Mais il faudra être vigilant que l'épaisseur reste compatible avec les exigences plus sévères sur les zones particulières (telles que piquages,...). De plus la surcharge applicable doit prendre en compte l'ensemble des charges (pression + surcharge liée à l'environnement).**

Cette approche est simple **mais très conservatrice**, notamment dans le cas de perte d'épaisseur très localisée. Des procédures spécifiques existent dans les deux guides pour traiter les cas de pertes d'épaisseur localisée.

La durée de vie résiduelle est alors évaluée en tenant compte de la marge restante sur l'épaisseur pour atteindre le minimum défini dans le code de calcul et en tenant compte de la vitesse de dégradation (corrosion ou autre mécanismes de dégradation) évaluée de manière conservatoire.

2. QUALIFICATIONS REQUISES

L'utilisation de l'API 579 est conçue pour **trois types d'utilisateurs** :

- le **niveau 1 correspond à des inspecteurs d'usine** ayant un minimum de connaissance en inspection et sur les composants.
- Les **niveaux 2 et 3 ne sont utilisables que par des ingénieurs experts**. Ils nécessitent de recueillir beaucoup d'informations sur l'équipement, les modes de dégradations rencontrés, possibles... De ce fait, les études sont réalisées par un ensemble de personnes compétentes (ingénieur procédé, spécialistes de CND, spécialiste de la corrosion...). Le niveau 3 met en œuvre des méthodes de calcul plus poussées de type éléments finis et nécessitent des moyens informatiques plus conséquents que le niveau 2 et donc des qualifications spécifiques des personnes. Généralement, si le niveau 2 donne déjà satisfaction, le niveau 3 n'est pas entrepris.

Aux USA, suite à des utilisations abusives de la méthode FFS, l'administration américaine a mis en place une licence pour les organismes pouvant réaliser des études FFS de niveau 3.

L'utilisation du BS7910 comporte également trois niveaux pour les analyses des fractures et de la fatigue. Pour le BS 7910, le niveau 1 nécessite déjà des compétences poussées.

3. LOGICIELS DEVELOPPES

Des logiciels d'application ont été développés.

En Angleterre, un logiciel a été développé pour la propagation de fissures (logiciel Crackwise).

Aux USA, un logiciel API a été développé pour le FFS.

En France, le CETIM a développé un logiciel Cetim-Secure qui couvre le niveau 3 du BS 7910.

4. REMARQUES

Les remarques suivantes peuvent être faites :

- Pour la comparaison entre les deux guides API 579 et BS 7910, on se reportera pour plus d'informations sur la pertinence et la comparaison entre les deux méthodes à l'article – « CETIM - Evaluation de la nocivité des fissures – comparaison des procédures BS7910, API 579-1/ASME FFS-1, RSE-M et FITNET » [Erreur ! Source du renvoi introuvable.]. Les défauts couverts par l'API 579 sont plus généraux (piques par exemple). Pour les dommages traités par les deux guides (perte d'épaisseur localisée), les deux guides donnent des estimations de la résistance résiduelle proches mais pas identiques ;
- Le niveau 1 de l'API 579 ne nécessitant pratiquement pas de calcul n'a pas d'équivalent dans le BS 7910. Mais rappelons que les analyses de 1^{er} niveau sont basées sur les formules des codes ASME, B31 ou CODRES. Il n'y a pas d'impossibilité à utiliser l'API 579 pour des équipements construits selon d'autres codes, mais cela peut nécessiter des ajustements. **L'adaptation nécessite une compétence spécifique des utilisateurs (correspondance à faire pour les matériaux) ;**
- **Il est généralement très difficile d'obtenir les données nécessaires à la mise en œuvre de la méthode et d'en connaître la fiabilité.** Les CND ne sont pas sûrs à 100% et les informations requises (profondeur de la fissure, taille...) peuvent devoir être données par des CND différentes ayant des performances adaptées à la dimension de la dégradation que l'on souhaite mesurer. Il est judicieux, mais pas toujours appliqué, d'effectuer une étude de sensibilité sur les paramètres pris en compte (vitesse de dégradation, dimensions de la fissure...) pour s'assurer de la stabilité de la conclusion.

REFERENCES UTILES

Références générales

1.	Directive n° 97/23/CE du 29 mai 1997 relative au rapprochement des législations des États membres concernant les équipements sous pression
2.	Directive n° 96/82/CE du 09/12/96 concernant la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances dangereuses
3.	Directive 89/391/CEE du Conseil, du 12 juin 1989, concernant la mise en œuvre de mesures visant à promouvoir l'amélioration de la sécurité et de la santé des travailleurs au travail
4.	Directive 95/63/CE du Conseil, du 5 décembre 1995, modifiant la directive 89/655/CEE concernant les prescriptions minimales de sécurité et de santé pour l'utilisation par les travailleurs au travail d'équipements de travail (deuxième directive particulière au sens de l'article 16 paragraphe 1 de la directive 89/391/CEE)
5.	Directive 1999/92/CE du Parlement européen et du Conseil, du 16 décembre 1999, concernant les prescriptions minimales visant à améliorer la protection en matière de sécurité et de santé des travailleurs susceptibles d'être exposés au risque d'atmosphères explosives (quinzième directive particulière au sens de l'article 16, paragraphe 1, de la directive 89/391/CEE)
6.	directive n° 2008/1/CE du 15/01/08 relative à la prévention et à la réduction intégrées de la pollution
7.	CEI NF EN 61508 "Sécurité fonctionnelle des systèmes électriques / électroniques / électroniques programmables relatifs à la sécurité"
8.	CEI 61511 "Sécurité fonctionnelle – Systèmes instrumentés de sécurité pour le secteur de l'industrie de process"
9.	NF EN ISO/CEI 17025 : Exigences générales concernant la compétence des laboratoires d'étalonnages et d'essais
10.	NF EN ISO/CEI 17020 : Critères généraux pour le fonctionnement des différents types d'organismes procédant à l'inspection
11.	NF EN 13306 – Terminologie de la maintenance – juin 2001
12.	Evaluation et maîtrise du vieillissement industriel – collection EdF R&D – André Lannoy et Henri Procacia – Lavoisier 2005
13.	Bilan de l'application de la DM-T/P 32510 du 21 mai 2003 concernant les dispositions de reconnaissance du service inspection d'un établissement industriel – Marc PIC – DRIRE Bourgogne (document téléchargé sur internet)
14.	Note de présentation de Ed Haynes et Guy Baylac – Conférence Israël – Septembre 2007.
15.	Procédures d'évaluation de la durée de vie résiduelle des structures : pratiques industrielles – extraits – Remaining life assessments for structures : industrial practice – A. Chaudouet – Cetim – 2007.
16.	Evaluation de la nocivité des fissures – comparaison des procédures BS7910, API 579-1/ASME FFS-1, RSE-M et FITNET – Anne Chaudouet – Cetim - 2007
17.	Articles RIMAP
18.	Corrosion in refineries – European federation of corrosion – Publications Number 42 – J.G Houston and F. Rapital

Références en France (réglementaires et guides)	
EQUIPEMENTS SOUS PRESSION	
19.	Décret initial du 18 janvier 1943 modifié portant règlement sur les appareils à pression
20.	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
21.	Arrêté du 21 décembre 1999 relatif à la classification et à l'évaluation de conformité des équipements sous pression
22.	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)
23.	Décision BSEI n° 06-080 du 06/03/06 relative à la réglementation. Conditions d'application de l'arrêté du 15 mars 2000 relatif à l'exploitation des équipements sous pression
24.	Décision BSEI n° 08-159 du 04/07/08 portant approbation d'un guide professionnel relatif à l'établissement de plans d'inspection,
25.	Décision BSEI n° 06-194 du 26/06/06 portant approbation d'un guide professionnel relatif à l'établissement de plans d'inspection
26.	Décision BSEI n° 07-107 du 13/04/07 relative au remplacement de l'épreuve hydraulique, lors de la requalification périodique de certains équipements sous pression, par un essai sous pression de gaz contrôlé par émission acoustique
27.	Instruction DM-T/P n° 32510 du 21 mai 2003 relative à la « reconnaissance d'un Service Inspection d'un établissement industriel »
28.	Arrêté du 22 juin 2005 portant habilitation de l'APAVE Groupe, de l'ASAP et du Bureau Veritas.
29.	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. <i>Note : annexe 8 (réacteurs) non retenue pour l'étude</i>
30.	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
31.	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
32.	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

Autres guides spécifiques utilisés dans la réglementation ESP (CFBP)	
33.	<i>Procédure CFBP de requalification périodique de certains réservoirs de GPL « petit vrac » aériens âgés de 40 ans ou plus (fabriqués antérieurs à 1973) – novembre 2007 - approuvé par BSEI n° 08-032 de janvier 2008</i>
34.	<i>Procédure CFBP d'évaluation des groupes de lots de réservoirs GPL « petit vrac » aériens âgés de 40 ans ou plus (fabriqués antérieurs à 1973) – juin 2005 - approuvé par BSEI n° 08-032 de janvier 2008</i>
35.	<i>Procédure CFBP d'inspection renforcée de certains réservoirs GPL « petit vrac » aériens âgés de 40 ans ou plus (fabriqués antérieurs à 1973) – juin 2005 - approuvé par BSEI n° 08-032 de janvier 2008</i>
36.	<i>Cahier des charges CFBP pour la fabrication et l'exploitation des réservoirs GPL moyen et gros vrac – février 2008 - approuvé par BSEI n° 08-063 de mars 2008</i>
37.	Norme européenne NF EN 12817 : Inspection et requalification de réservoirs GPL aériens de capacité inférieure ou égale à 13 m ³ pour gaz de pétrole liquéfiés – décembre 2002, modifiée en juin 2006
38.	Norme européenne NF EN 12819 (norme en cours de modification), Inspection et requalification de réservoirs aériens de capacité supérieure à 13 m ³ pour gaz de pétrole liquéfiés
Guides généraux pour établissement des plans d'inspection (France)	
39.	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
40.	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
41.	DT 75 – guide pour le choix des méthodes de contrôles des matériaux et équipements - mai 2002
BACS DE STOCKAGE ATMOSPHERIQUES	
42.	Arrêtés Ministériels du 9 novembre 1972 et du 19 novembre 1975: Aménagement et exploitation des dépôts d'hydrocarbures liquides.
43.	Arrêté Ministériels du 4 septembre 1967: Aménagement et exploitation des usines de traitement de pétrole brut, de ses dérivés et résidus.
44.	Circulaire BSEI 07-206
45.	Guide pour l'inspection et la maintenance des réservoirs métalliques aériens cylindriques verticaux d'hydrocarbures liquides en raffinerie – UFIP – Edition Août 2000
46.	<i>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)</i>
ACCESSOIRES DE SECURITE	
47.	Norme NF EN 764-7 (juillet 2002) - Équipements sous pression - Partie 7 : systèmes de sécurité pour équipements sous pression non soumis à la flamme
Références au Royaume-Uni (réglementaires et guides)	
48.	Health and Safety at Work Act 1974
49.	The Control of major Accident Hazards regulations 1999 (COMAH)
50.	Management of Health and Safety at Work Regulations 1999 (MHSWR)
51.	Management of Health and Safety at Work Regulations 1999 (MHSWR) - Approved

	Code of Practice (L21) – 2000
52.	Provision and Use of Work Equipment Regulations 1998 (PUWER 1998)
53.	Provision and Use of Work Equipment Regulations 1998 (PUWER 1998) - Approved Code of Practice (L22) – 2008
54.	The Pressure Systems Safety Regulations 2000 – January 2000
55.	Safety of pressure systems – Pressure systems safety regulations 2000 – Approved Code Of Practice – – L122 - HSC – HSE books - 2000
56.	EEMUA Publication 159, Users guide to the inspection, maintenance and repair of above ground vertical cylindrical steel tanks, ISBN 0 85931 1317, 3 rd edition, 2003
57.	EEMUA 183, guide for the prevention of bottom leakage from vertical cylindrical, steel storage tanks
58.	SAFed Pressure systems : Guidelines on Periodicity of Examinations – novembre 2003
59.	SAFed- Guidelines for Competent person – In-service examination of pressure systems pipework – octobre 2008
60.	Institute of Petroleum – Pressure Vessel Examination – part 12 of the Model Code of safe Practice in the Petroleum industry – mars 1993
61.	Institute of Petroleum – Pressure Piping Systems Examination – part 13 of the Model Code of safe Practice in the Petroleum industry – mars 1993
62.	UKLPG – code of practice 1 – Bulk LPG storage at fixed Installations – Part 3 : 2006 – Examination and Inspection
63.	HSG 176 – The storage of flammable liquids in tanks – 1998
64.	Guide British Standard BS 7910:2005 – Guides on methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures, British Standards Institution, London, 2005
65.	UKAS (United-Kingdom Accreditation Service – RG2 – Accreditation for In-Service Inspection of Pressure Systems / Equipment – draft version – February 2009
66.	Rapport HSE – Plant ageing : management of equipment containing hazardous fluids or pressure – Prepared by TWI Ltd, ABB Engineering Services, SCS (INTL) Ltd and Allianz Cornhill Engineering for the Health and Safety Executive – 2006 – RR509 Research Report
67.	HSL – Risk Based Inspection : A Case Study Evaluation of Onshore Process Plant – HSL:2002/20 – W Geary
68.	Hazardous installation Directorate – Semi permanent circulars – atmospheric storage tank – integrity of atmospheric storage tanks (disponible sur le site du HSE)
69.	<i>HSE Report 'Best Practice for Risk Based Inspection as a Part of Plant Integrity Management'.</i>
70.	<i>206 Risk Based Inspection - A Guide to Effective Use of the RBI Process - 2006, ISBN 0 85931 150 3</i>
Références aux Etats-Unis (réglementaires et guides)	
71.	OSHA - Regulations (Standards - 29 CFR) – 1910 - Occupational Safety and Health Standards - Subpart H -- Hazardous Materials - 1910.119 Process safety management of highly hazardous chemicals
72.	Code of Federal Regulations - Title 40: Protection of Environment - part 112 – oil Pollution Prevention -
73.	Code of Federal Regulations - Title 49—Transportation - CHAPTER I—pipeline and hazardous materials safety administration, department of transportation – part 190 to 199

74.	<i>API 571, DAMAGE MECHANISMS AFFECTING FIXED EQUIPMENT IN THE REFINING INDUSTRY, 1st edition, December 2003</i>
75.	API 580 : "Risk-Based Inspection" 2002
76.	API 581 : "Base Resource Document on Risk Based Inspection" 2008
77.	API 510 : "Pressure Vessel Inspection Code" 2006
78.	API 570 : « Piping Inspection Code » 2003
79.	API 653 : "Tank Inspection, Repair, Alteration et Reconstruction" 2008
80.	API 579-1: "Recommended practice for Fitness-for-Service", juin 2007
81.	API 750 : « Management of Process Hazard », janvier 1990
82.	The National Board of Boiler and pressure Vessel inspectors – National Board inspection Code – 2007 – part 2 : inspection
83.	API standard 2510 – design and Construction of LPG Installations – May 2001
84.	API publication 2510A – Fire protection Considerations for the Design and Operation of Liquefied Petroleum Gas (LPG) Storage facilities – December 1996
Références en Allemagne (réglementaires et règles techniques)	
85.	Störfall-Verordnung de juin 2005 (12th Ordinance on the Implementation of the Federal Immission Control Act (Major Accidents Ordinance – 12. BImSchV)) : transposition de la Directive Seveso II
86.	Betriebssicherheitsverordnung - Ordinance on Industrial Safety and Health – BetrSichV – septembre 2002 (Ordinance concerning the protection of safety and health in the provision of work equipment and its use at work, concerning safety when operating installations subject to monitoring and concerning the organization of industrial safety and health at work).
87.	TRB514 relatifs aux Règles techniques, réservoirs à pression - Contrôles périodiques
88.	TRB515 relatif aux Règles techniques, réservoirs à pression - Contrôle dans des cas particuliers
89.	TRR514 relatif aux contrôles périodiques sur les tuyauteries.
90.	TRbF20 relatifs aux règles techniques applicables aux liquides inflammables - stockages
91.	TRbF 50 relatif aux règles techniques applicables aux liquides inflammables – tuyauteries
Références aux Pays-Bas (réglementaires)	
92.	Warenwet besluit Drukapparatuur : il s'agit de la transposition de la Directive Equipement sous Pression
93.	Praktijk Regels voor Drukapparatuur : précise les modalités des inspections des équipements sous pression
94.	Arbeidsomstandighedenwet : il s'agit de la transposition de la Directive 89/391/CEE
95.	PSG29 - Richtlijn voor bovengrondse opslag van brandbare vloeistoffen in verticale cilindrische tanks : octobre 2008 (Directive pour le stockage hors sol de liquides inflammables dans des réservoirs cylindriques verticaux)

Note : les documents indiqués en référence n'ont pas tous l'objet d'une analyse détaillée ou n'ont pas été étudiés dans ce rapport (références en italique notamment). Ils sont indiqués en vue d'éventuels approfondissements ultérieurs.