



GUIDE D'INSPECTION ET DE MAINTENANCE DES RESERVOIRS CRYOGENIQUES



**Guide d'inspection
et de maintenance
des réservoirs cryogéniques**

**DT 97
Février 2012**

AVERTISSEMENT

Ce document reflète l'état des connaissances scientifiques et techniques et se réfère aux dispositions réglementaires en vigueur, au moment où il a été rédigé.

Il ne doit pas être considéré comme exhaustif et devra être adapté à chaque cas particulier.

Les rédacteurs n'acceptent aucune responsabilité dans l'usage qui sera fait de ce document.

SOMMAIRE

1. Introduction et domaine d'application

1.1. Introduction

1.2. Domaine d'application

2. Principaux documents de référence

2.1. Référentiels de construction

2.2. Référentiels de suivi en service

3. Dégradations potentielles des stockages cryogéniques

3.1. Dégradations potentielles des parois métalliques des réservoirs cryogéniques

3.1.1. Corrosion atmosphérique

3.1.2. Corrosion fissurante sous tension par l'ammoniac.

3.1.3. Fatigue

3.2. Dégradations potentielles pouvant affecter les structures des parois en béton des réservoirs cryogéniques

3.2.1 Mécanismes de dégradation intrinsèque des bétons.

3.2.2 Exposition accidentelle des parois internes des enceintes en béton au fluide cryogénique.

3.3. Dégradations potentielles pouvant affecter les fondations des réservoirs cryogéniques

3.3.1. Tassement uniforme du réservoir

3.3.2. Tassements non uniformes

3.3.3. Tassements importants

3.4. Dégradations potentielles pouvant affecter les accessoires et les connexions des réservoirs cryogéniques

4. Stratégie d'inspection, de maintenance et de surveillance

4.1. Compétences

4.2. Organisation et responsabilités

4.2.1. Élaboration des plans d'inspection

4.2.2. Mise en œuvre des plans d'inspection

4.2.3. Qualification du personnel

4.2.3.1. Opérateurs

4.2.3.2. Inspecteurs

4.2.3.3. Contrôleurs

4.3. Actions de surveillance, de maintenance et d'inspection

4.3.1. Logigramme de suivi et de contrôles des réservoirs

4.3.2. Actions de surveillance

4.3.3. Maintenance préventive

4.3.4. Inspections externes détaillées

4.3.5. Visites internes

4.4. Traitement des observations et actions correctives

4.5. État initial et dossier de suivi

4.5.1 État initial

4.5.2 Dossier de suivi

4.6. Mise à profit d'une ouverture volontaire

5. – Gestion du retour d'expérience

Annexes

Annexe 1: Exemple de fiche de visite annuelle

Annexe 2 : Retour d'expérience des réservoirs cryogéniques

- 1/ retour d'expérience des réservoirs cryogéniques de stockage d'ammoniac
- 2/ retour d'expérience des réservoirs cryogéniques de stockage de gaz naturel liquéfié
- 3/ retour d'expérience des réservoirs cryogéniques de stockage de CVM
- 4/ retour d'expérience des réservoirs cryogéniques de stockage d'éthylène et propylène/propane
- 5/ retour d'expérience des réservoirs cryogéniques de stockage de gaz de l'air

Annexe 3: Références et bibliographie

Annexe 4: Exemples de fiches de visite externe détaillée

Annexe 5: Exemple de contrôle externe équivalent à une visite interne

Abréviations utilisées :

AEGPL :	Association Européenne du Gaz de Pétrole Liquéfié
AFG:	Association Française du Gaz
AFGC :	Association Française des Gaz Comprimés
AIChE:	American Institute of Chemical Engineers
CFBP :	Comité Français du Butane Propane
CND :	Contrôles Non Destructifs
CTNIIC :	Comité Technique National de l'Inspection dans l'Industrie Chimique
BSEI :	Bureau de la Sécurité des Equipements Industriels
CFBP :	Comité Français du Butane et du Propane
COFREND :	Confédération Françaises des Essais Non Destructifs
CVM:	Chlorure de Vinyle Monomère
EFMA:	European Fertilizer Manufacturers Association
ECVM:	European Council of Vinyl Manufacturers
EEPC:	European Ethylen Producer Committee
EIGA:	European Industrial Gases Association
EPC :	Ethylene Producer Committee
GEMER :	Groupe d'Etude des Matériaux en Raffinerie
GESIP :	Groupement d'Etude de la Sécurité dans les Industries Pétrolières
GIIGNL :	Groupe International des Importateurs de GNL
GNL :	Gaz Naturel Liquéfié
GPL :	Gaz de Pétrole Liquéfié
IBC :	Inspection Basée sur la Criticité
IFP :	Institut Français du Pétrole
RBI :	Risk Base Inspection
UFIP :	Union Française des Industries Pétrolières
UIC :	Union des Industries Chimiques
UNIFA :	Union des Industries de la Fertilisation
USNEF :	Union Syndicale Nationale des Exploitations Frigorifiques
VCSA :	Vinyl Chloride Safety Association

1. Introduction et domaine d'application

1.1 Introduction

Ce document a pour but d'aider à l'établissement des règles relatives à l'inspection et à la maintenance des réservoirs cryogéniques afin de permettre une surveillance adaptée de ces réservoirs pour le maintien de leur intégrité. Ce document est un guide professionnel d'application de l'article 3 de l'arrêté du 4 octobre 2010.

Ces réservoirs sont indispensables au fonctionnement des usines où ils sont installés, un arrêt de production pour visite interne de ces équipements demande une indisponibilité de plusieurs semaines à plusieurs mois rendant très difficile voire impossible dans certains cas la poursuite de production des unités liées. Les coûts de vidange de ces réservoirs et les coûts liés à la non disponibilité des réservoirs sont extrêmement élevés.

Ce document s'appuie sur l'expérience acquise dans l'inspection de ces réservoirs et sur la connaissance des mécanismes de dégradation auxquels ils sont exposés.

En général, la solution la plus répandue pour s'assurer de l'état d'un réservoir est de procéder régulièrement à des contrôles de l'intérieur, mais la particularité des réservoirs cryogéniques tient au fait que la réalisation de tels contrôles depuis l'intérieur est considérée par les professionnels comme présentant des risques importants.

Les réservoirs objet du présent guide présentent les points communs suivants :

- Les matériaux de ces réservoirs sont prévus pour les conditions de fonctionnement à basse température.
- Ces réservoirs ont été construits suivant des règles de construction, souvent issues de normes ou standards internationaux, tel que l'API 620 R par exemple, et possèdent des dossiers de constructions d'origine ou reconstitués.
- Ces réservoirs sont en nombre limité sur le territoire français et sont gérés par des sociétés assurant une veille internationale sur les incidents et accidents rencontrés de par le monde sur ce type de réservoirs, soit directement par les sociétés exploitantes, soit à travers des organismes professionnels. Ce retour d'expérience permet d'adapter en permanence les actions de suivi de ces réservoirs.
- Ces réservoirs comportent généralement une double enveloppe, composée d'une première enceinte métallique, frigorifugée, et d'une deuxième enceinte de confinement partiel ou total.
- Ces réservoirs font l'objet de consignes d'exploitation, de programme de maintenance préventive, d'inspection et de contrôles adaptés aux produits stockés et aux conditions d'exploitation.
- Les arrêts et la vidange de ce type de réservoirs sont pénalisants pour ces équipements, notamment vis-à-vis des dilatations et contractions thermiques qui peuvent engendrer des décollements de frigorifuges, des contractions thermiques importantes des tôles de fond...
- Ces réservoirs ne sont pas des équipements sous pression, puisque la pression maximale de service est toujours inférieure à 0,5 bar.

De plus les risques de dégradations peuvent être engendrés lors de la remontée puis la redescende en température des réservoirs suite à l'introduction d'eau par condensation, qui est difficile à éliminer.

Les risques ainsi créés (bouchons de glace, corrosion éventuelle si introduction d'eau à température ambiante) sont, selon les professionnels et au vu du retour d'expérience actuel, sans commune mesure avec le bénéfice que l'on pourrait attendre d'une visite intérieure systématique.

D'ailleurs, de nombreux textes réglementaires, notamment dans le domaine des équipements sous pression reconnaissent l'absence de constat de corrosion interne liée aux types de produits stockés traités dans le présent document.

Les fluides concernés n'étant pas corrosifs vis-à-vis des parois des équipements, de nombreuses décisions ministérielles, pour beaucoup remplacées maintenant par des cahiers techniques professionnels ont permis de déroger aux visites intérieures pour les équipements sous pression. Les principaux cahiers techniques et décisions ministérielles basés sur l'absence constatée de corrosion interne par les fluides cryogéniques sont cités en annexe 3.

1.2 Domaine d'application

Ce guide est applicable pour l'établissement et la mise en œuvre de plans d'inspection des réservoirs cryogéniques.

Ce document est applicable uniquement aux réservoirs cryogéniques cylindriques verticaux fonctionnant à une température inférieure à -10 °C et à une pression inférieure à 0,5 bar et contenant l'un des fluides suivants :

- ammoniac,
- chlorure de vinyle monomère,
- éthylène,
- gaz de l'air (oxygène, azote et argon),
- gaz de pétrole liquéfié (propane),
- gaz naturel liquéfié,
- propylène,

et conformes aux descriptions fournies dans les annexes 2.

Pour les nouveaux réservoirs construits après la date d'approbation du guide, celui-ci ne pourra s'appliquer que si ces réservoirs ont été conçus et construits en conformité à la norme EN14620, EN1473, l'API 620 ou le BS 7777.

2. Principaux documents de référence

2.1. Référentiels de construction

Les réservoirs sont généralement construits suivant des référentiels tels que :

- API Standard 620 (Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks) Appendix Q (Low pressure storage tanks for liquefied hydrocarbon gases) et Appendix R (Low pressure storage tanks for refrigerated products).
- API Standard 625 "Tank Systems for Refrigerated Liquefied Gas Storage".
- BS7777 "Flat-bottomed, vertical, cylindrical storage tanks for low temperature service. Specification for the design and construction of single, double and full containment metal tanks for the storage of liquefied gas at temperatures down to -165°C".
- EN1473 "Installations et équipements de gaz naturel liquéfié - Conception des installations terrestres".
- EN14620 (parties 1 à 5) "Conception et fabrication de réservoirs en acier à fond plat, verticaux, cylindriques, construits sur site, destinés au stockage de gaz réfrigérés, liquéfiés, dont les températures de service sont comprises entre 0 °C et – 165 °C".

2.2. Référentiels de suivi en service

Divers guides pour le suivi en service existent, notamment :

- Le guide EIGA 127 04 E de 2004 qui décrit les recommandations de l'association professionnelle européenne des gaz de l'air pour le suivi en service, des stockages des gaz de l'air.
- Le guide UNIFA de juillet 2008 et celui de l'EFMA (son homologue européen), qui décrivent les bonnes pratiques pour l'inspection des réservoirs cryogéniques d'ammoniac.

3. Dégradations potentielles des stockages cryogéniques

3.1. Dégradations potentielles des parois métalliques des réservoirs cryogéniques

Comme pour tous les équipements, il convient d'évaluer si les réservoirs cryogéniques peuvent être affectés par leur environnement intérieur ou extérieur. Il est important d'identifier les différents modes de dégradation qui peuvent en résulter. C'est un préalable indispensable à la définition d'une politique d'inspection.

Par leur conception, les réservoirs traités dans le présent guide sont réalisés avec des matériaux adaptés (produit, conditions de service,...).

Bien que les retours d'expérience n'aient pas mis en évidence de risque de corrosion interne, il est important de noter que les équipements en aval ou en amont de ces réservoirs et fonctionnant avec le même produit seraient les révélateurs précoces d'un mécanisme de corrosion car fonctionnant dans des conditions plus sévères, notamment une température plus élevée.

Les réservoirs de stockage cryogéniques ont été généralement construits suivant des standards internationaux, comportant des préconisations relatives à l'inspection et aux contrôles des soudures, comportant à titre d'exemple des examens par radiographie ou encore le prélèvement de coupons, afin de garantir un bon niveau de qualité des soudures et de la construction.

Les produits contaminants éventuels (au sens de la compatibilité avec les matériaux du stockage) font l'objet de suivi en service et d'un traitement adapté.

Les différentes origines des dégradations des parois métalliques des réservoirs cryogéniques sont analysées dans les paragraphes suivants, issues notamment du retour d'expérience industriel cité en annexe 2 et des références bibliographiques 7 et 8 de l'annexe 3.

Dans le cas des réservoirs de gaz de l'air, qui comprennent un réservoir intérieur en inox ou en aluminium et une enveloppe extérieure en acier, et compte tenu des caractéristiques des produits stockés, aucune corrosion n'a été constatée dans le réservoir intérieur. L'inter paroi d'environ 1 m d'épaisseur sert à l'isolation du stockage intérieur. La seule partie de l'inter paroi qui peut se corroder d'après le retour d'expérience est la partie interne de l'enveloppe extérieure, ce qui est empêché par un balayage continu en azote sec de l'inter paroi ; ceci est aussi le cas pour les réservoirs de conception similaire (réservoirs de type H1 selon EN1473, cf. annexe 2), où l'inter paroi est soit balayée en azote, soit sous atmosphère gazeuse non corrosive.

3.1.1. Corrosion atmosphérique

La corrosion atmosphérique des réservoirs cryogéniques est évitée dès lors que la température de la paroi est inférieure à -10°C . La corrosivité d'une atmosphère est directement liée à la durée de persistance de l'humidité sur la surface exposée. En deçà d'une température de -10°C , la présence de l'humidité, qui se traduit par la présence d'un électrolyte liquide à la surface d'une paroi métallique, est exclue, ainsi que les phénomènes de corrosion induits (cf. références 1 et 2).

Pour les réservoirs en acier au carbone :

- le toit peut être plus sensible à la corrosion extérieure car il est moins froid. Il doit faire l'objet, d'inspections et de contrôles performants en service à partir de l'extérieur. Si nécessaire, des remises en état de la paroi du toit peuvent également être réalisées sans arrêt d'exploitation.
- une entrée éventuelle d'oxygène par les événements de sécurité des réservoirs pendant les phases de vidange rapide du réservoir serait susceptible d'initier des corrosions dans les parties supérieures de la paroi pour les réservoirs en acier carbone. Pratiquement il n'en est rien, l'oxygène est éliminé par le système de refroidissement continu qui comporte toujours un dispositif d'élimination des gaz incondensables. De fait, aucune détérioration, provoquée par une corrosion généralisée, n'a été trouvée à l'intérieur des réservoirs cryogéniques dans le retour d'expérience mondial.

Dans le cas des réservoirs du type H1, la seule partie qui peut se corroder est la face externe de l'enveloppe extérieure en acier, qui est en contact avec l'atmosphère.

3.1.2. Corrosion fissurante sous tension par l'ammoniac

Ce phénomène n'a été qu'exceptionnellement rencontré dans les réservoirs atmosphériques à basse température.

De nombreuses recherches ont été réalisées pour comprendre les mécanismes d'initiation et de propagation de la CFT ; les principales conclusions de ces recherches sont les suivantes :

1. La CFT est très difficile à initier à -33°C,
2. La cinétique du phénomène est ralentie à -33°C,
3. L'initiation de la CFT exige des contraintes importantes, supérieures à la limite d'élasticité du matériau : contraintes appliquées ou contraintes résiduelles de soudage,
4. L'initiation de la CFT exige la présence d'oxygène,
5. La présence d'eau inhibe l'initiation et la propagation de la CFT.

La mise à disposition et la remise en service sont les périodes les plus propices pour la formation et le développement de CFT. Ces phases doivent donc être évitées autant que possible.

Les zones les plus favorables à l'apparition des fissures sont les zones de plus fortes contraintes (traction), c'est-à-dire les cordons de soudure et les tés de raccordement entre soudures verticales et soudures circulaires en partie basse des réservoirs particulièrement la soudure entre première et deuxième virole.

Dans le monde environ 1000 réservoirs sont en exploitation ce qui représente environ 20 000 années réservoirs. Les cas de Corrosion Fissurante sous Tension ayant fait l'objet de comptes rendus circonstanciés sont extrêmement rares. Il n'est pas exclu que d'autres réservoirs soient affectés sans être connus de la profession. À contrario, il est arrivé que des défauts d'origine soient identifiés comme de la Corrosion Fissurante sous Tension.

Aucun accident n'a été imputé à ce phénomène sur des réservoirs atmosphériques à basse température.

Bien que la probabilité soit très faible, la Corrosion Fissurante sous Tension (CFT) doit être considérée comme le principal mécanisme de dégradation potentielle pour les réservoirs cryogéniques d'ammoniac.

3.1.3. Fatigue

La fatigue a été avancée comme un mode possible de dégradation qui pourrait se produire du fait de la longue durée d'exploitation des réservoirs de stockage cryogénique.

Certains réservoirs sont utilisés comme stockage intermédiaire d'unités de production et sont soumis à des variations réduites de niveau. Les autres sont utilisés principalement sur des terminaux de stockage et soumis à des variations plus importantes de niveau.

Dans le retour d'expérience, aucune détérioration détectable, provoquée par la fatigue, n'a été trouvée à l'intérieur des réservoirs cryogéniques, objets du présent guide.

3.2. Dégradations potentielles pouvant affecter les structures des parois en béton des réservoirs cryogéniques

Ce paragraphe concerne les parois en béton des réservoirs cryogéniques, notamment des réservoirs de types H3, H4, H5 ou H6 tels que figurant en annexe 2.

Les réservoirs qui ne possèdent pas d'enceinte en béton, ne sont pas concernés par ce paragraphe.

3.2.1. Mécanismes de dégradation intrinsèque des bétons.

La dégradation des bétons n'entraîne pas forcément une perte de leurs propriétés mécaniques, mais peut entraîner des endommagements irréversibles tels que des fissurations, en particulier lorsque le béton est mis en traction suite à une réaction endogène de gonflement ou à une perte de précontrainte aux armatures. Les mécanismes de vieillissement des bétons sont nombreux, de par le caractère hétérogène de ce matériau, sa structure poreuse et son hydratation pouvant évoluer plusieurs années après sa mise en œuvre.

Les compléments d'informations et de référence par rapport au présent guide sont disponibles dans le guide DT 92 de l'UIC.

Quatre mécanismes prépondérants peuvent être mis en avant :

Les réactions de gonflement : ces pathologies résultent de deux types de réactions chimiques : les réactions alcali-granulats et les réactions sulfatiques. Il s'agit dans les deux cas de réactions provoquant la mise en traction du béton, lorsque l'espace dont elles disposent (qui confère au béton sa porosité) n'est plus suffisant. Ces réactions, dont les cinétiques peuvent être très lentes (jusqu'à 30 ans sur certaines structures massives comme les barrages), conduisent à des dégradations (fissuration et faïençage) et à des phénomènes d'exsudation de gel pour les réactions alcali-granulats.

La corrosion des armatures : dans les structures en béton armé, les armatures correctement enrobées sont doublement protégées de la corrosion (par l'enrobage et la formation d'un film de ferrite de chaux). Cependant, une dégradation chimique du béton (correspondant à la perte de son pouvoir tampon fortement basique) ou une dégradation mécanique du béton (dans le cas de fissurations) peut entraîner la corrosion aqueuse des armatures.

La carbonatation : la carbonatation du béton est une réaction chimique de la chaux contenue dans la pâte cimentaire en présence de dioxyde de carbone. Cette réaction provoque la neutralisation de l'alcalinité du béton, c'est-à-dire une diminution de pH entraînant la dépassement de l'acier des armatures, dont la corrosion se trouve alors accélérée.

Les attaques par les ions chlorures : les ions chlorures d'un milieu salin peuvent pénétrer dans le béton et accélérer la corrosion des armatures, d'une part en agissant comme catalyseur de la corrosion du métal, d'autre part en accroissant la conductivité électrique du béton, et par conséquent en développant l'effet de pile électrochimique entraînant la perte de matière au niveau de ces armatures.

3.2.2. Exposition accidentelle des parois internes des enceintes en béton au fluide cryogénique

Le béton est un matériau qui peut être mis au contact d'un liquide cryogénique sans qu'il ne subisse de dégradation. L'industrie du GNL témoigne depuis 1969 de l'exploitation sans problème de deux réservoirs de 40000 m³ (installés au terminal méthanier de Barcelone) dont les enceintes primaires sont en béton.

Les codes intègrent depuis cette date l'étanchéité au fluide cryogénique des enceintes secondaires en béton. Afin de contenir le fluide en cas de fuite de l'enceinte primaire des réservoirs à double intégrité ou à intégrité totale, les exigences suivantes sont appliquées aux enceintes secondaires en béton.

Pour le béton précontraint, la température des câbles de précontrainte doit demeurer compatible avec la tension correspondant à la pression hydrostatique maximale. Pour les calculs de dimensionnement, la température du fluide est appliquée directement sur la face interne de l'enceinte secondaire.

Pour les réservoirs de technologie TECHNIGAZ, construits dans les années 1970, une fuite importante au niveau de la membrane en acier inoxydable conduirait à terme (le temps que le fluide traverse les 300 mm d'isolant étanche) à un givrage localisé de la paroi en béton. De plus la présence de fluide serait détectée par les mesures du gaz du balayage à l'azote et toutes les dispositions pourraient être prises pour mettre l'équipement en sécurité après analyse. Dans ce cas, pour les calculs de dimensionnement, la température du fluide n'était pas à appliquer directement sur la face interne de l'enceinte secondaire.

Ces dispositions constructives garantissent le maintien en sécurité de l'installation après détection de fuite de la paroi interne qui affecte le béton. En cas d'exposition du béton à la basse température tous les moyens possibles doivent être utilisés pour dépressuriser le stockage et le vidanger au plus vite.

3.3. Dégradations potentielles pouvant affecter les fondations des réservoirs cryogéniques

Seuls sont développés ici les phénomènes spécifiques aux stockages cryogéniques qui peuvent avoir des conséquences sur les sols et fondations.

Les autres types de dégradations sont traités dans le cadre des autres guides professionnels de surveillance des ouvrages de génie civil et structures.

Le risque spécifique pour les réservoirs cryogéniques est le tassement qui peut provenir du givrage ou du dégivrage des sols. Les tassements peuvent conduire à l'un des effets ou à la combinaison de plusieurs des effets décrits ci-après. Le réservoir suit généralement les tassements du sol sur lequel il est implanté. Ces tassements peuvent être uniformes ou non uniformes ; il convient de les vérifier.

Toutefois, il convient de relever que les tassements, qui sont décrits ci-après, sont des phénomènes très lents et donc qu'ils peuvent être décelés précocement en service.

3.3.1 Tassement uniforme du réservoir

Le tassement uniforme des fondations d'un réservoir n'est normalement pas préjudiciable car il apparaît progressivement et augmente uniformément à la fois. Il ne conduit pas à une augmentation des contraintes dans l'équipement sauf, en cas de tassement excessif, pour les équipements raccordés au réservoir (tuyauteries, moyens d'accès ...).

Note : Les tuyauteries raccordées au réservoir et comportant des compensateurs sont généralement très sensibles à ce type de tassement.

3.3.2 Tassements non uniformes

Les tassements non uniformes sous le réservoir représentent un risque plus important car ils entraînent des contraintes importantes dans la structure béton. L'inclinaison d'un réservoir, qui correspond à la rotation du plan de pose du réservoir, peut en découler.

3.3.3 Tassements importants

Les tassements importants, uniformes ou non, peuvent engendrer l'instabilité du réservoir et des contraintes supplémentaires, en particulier aux raccordements des tuyauteries au réservoir, et à la liaison robe - toit.

Si les tassements sont visibles à l'œil nu, des mesures correctives appropriées doivent être prises, telles que : relevage du réservoir et remise en état des fondations et/ou adaptation du supportage des éléments raccordés.

3.4. Dégradations potentielles pouvant affecter les accessoires et les connexions des réservoirs cryogéniques

Les dégradations potentielles des accessoires et des connexions des réservoirs cryogéniques sont principalement la corrosion extérieure ou la mise sous contrainte des piquages du réservoir du fait d'un défaut de supportage (blocage par la glace...). En effet, ces connexions peuvent présenter des défauts d'étanchéité de l'enveloppe du frigorifuge et donc développer de la corrosion externe sous frigorifuge, dans les zones où la température de peau du métal peut être supérieure à -10°C (circuits en services intermittents, zones en phase gaz et moins réfrigérées que les zones en phase liquide, dégradations de l'enveloppe isolante). Ces zones sont très facilement détectées lors des visites et inspections extérieures car elles sont couvertes de glace.

La vérification du supportage des tuyauteries et accessoires de tuyauteries devra être effectuée régulièrement afin d'éviter tout risque de mise sous contrainte des piquages.

Si les services sont intermittents ou très peu réfrigérés, il peut y avoir fonte de la glace et développement de zones humides, très propices au développement de la corrosion extérieure. Ces zones doivent faire l'objet d'attention particulière pour enrayer le développement de la corrosion et parfaire l'étanchéité de l'isolant et de son enveloppe protectrice.

Si les services sont continus, il n'y a pas d'eau sous forme liquide due à la fonte de la glace et donc la corrosion devient négligeable, le contact avec l'oxygène de l'air n'étant pas assuré.

En cas de fuite avérée sur un accessoire ou une connexion, des mesures correctives seront mises en place dans les meilleurs délais, pour garantir la poursuite de l'exploitation en sécurité, dans l'attente d'une remise en état.

4. Stratégie d'inspection, de maintenance et de surveillance

4.1 Compétences

L'intégrité de chaque réservoir doit être garantie par la mise en œuvre d'un plan d'inspection adapté et basé sur des moyens de contrôle fiables et éprouvés.

Chaque stockage présente des conditions particulières à prendre en compte lors de l'établissement du plan d'inspection. Il est donc très important que des personnels de procédé, d'exploitation, de maintenance et d'inspection, compétents et expérimentés soient impliqués collectivement sous la forme d'un groupe de travail dans l'établissement des plans d'inspection des réservoirs. La conception et l'historique du réservoir en exploitation doivent être examinés au cours de l'élaboration de la stratégie d'inspection et de maintenance. Il est également important de connaître et de prendre en compte les conditions locales, par exemple conditions atmosphériques, service du réservoir (continu, par batch), qui peuvent influencer le programme d'inspection et de maintenance. Il est aussi important que des données fiables soient utilisées pour l'évaluation et essentiel que les personnels impliqués dans l'élaboration du plan d'inspection aient les connaissances requises et une expérience suffisante.

4.2 Organisation et responsabilités

4.2.1. Élaboration des plans d'inspection

L'élaboration et la validation des plans d'inspection sont réalisées sous la responsabilité du chef d'établissement suivant une méthodologie répondant aux exigences du présent guide.

Les CND mis en œuvre devront être en adéquation avec les types de défauts recherchés. L'adéquation des CND sera basée sur les recommandations des guides professionnels suivants :

- guide UIC DT 32 : "Guide pour l'établissement d'un plan d'inspection (périodicité IP et RP 5 et 10 ans)",
- guide DT84 : "Guide pour l'établissement d'un plan d'inspection permettant de définir la nature et la périodicité d'inspections périodiques et de requalifications pouvant être supérieures 5 et 10 ans",
- guide Gaz de France " Guide professionnel élaboration des plans d'inspection" JD//54/02 n°0171 du 18 juin 2004.

Pour la partie spécifique des enceintes en béton, il convient de tenir compte des préconisations suivantes :

Plusieurs points, qui font l'objet d'une surveillance spécifique des enceintes en béton des réservoirs cryogéniques, permettent d'évaluer efficacement les phénomènes initiateurs de désordres.

Le premier point, résultant des différents mécanismes détaillés précédemment, consiste au suivi de l'écaillage de la couche superficielle du béton. Un écaillage superficiel du béton est également le signe d'une attaque par l'atmosphère extérieure (air marin ou pollutions industrielles), et doit être réparé dans les meilleurs délais, quelle qu'en soit la cause, pour éviter que la dégradation ne se fasse en profondeur et n'affecte les premières couches de ferrailage.

Le second point est la prévention de la corrosion atmosphérique des extrémités des câbles de précontrainte : ces derniers sont protégés par des assemblages d'acier scellés dans le béton, qui jouent le rôle de bouchons. Les câbles eux-mêmes cheminent dans des gaines scellées et ne sont pas susceptibles de se corroder si les bouchons restent étanches. L'état des dispositifs d'ancrage doit donc être suivi périodiquement et doit faire l'objet de réparations si nécessaire.

Enfin, lorsque le dôme des réservoirs en béton est protégé par un revêtement, celui-ci doit également faire l'objet d'inspections visuelles, le vieillissement induit par les rayonnements ultra-violet et les intempéries pouvant conduire à des cloquages et des décollements de ce dernier.

Si ces dégradations sont décelées en service, des actions correctrices doivent être engagées. Ces actions sont souvent possibles sans arrêt d'exploitation du réservoir.

4.2.2 Mise en œuvre des plans d'inspection

Les différentes opérations prévues dans les plans d'inspections sont :

- les visites externes annuelles réalisées par des opérateurs ou des inspecteurs. Les rapports de visite sont validés par le responsable hiérarchique de l'intervenant. La fiche de visite externe annuelle de l'annexe 1 donne le contenu pour ces visites lorsque ces points sont applicables aux réservoirs concernés.

- les inspections externes détaillées en exploitation, réalisées tous les cinq ans par des inspecteurs. Les fiches de visites externes détaillées de l'annexe 4 donnent le contenu pour ces inspections détaillées de l'extérieur. Les rapports d'inspection sont validés par le responsable maintenance ou le chef du service inspection si existant.
- les visites internes réalisées par des inspecteurs. Les rapports d'inspection sont validés par le responsable maintenance ou le chef du service inspection si existant. La nécessité de procéder à des visites internes, et leur fréquence, sont définies au §4.3.1.

4.2.3. Qualification du personnel

4.2.3.1. Opérateurs

Personnel interne ou externe dûment qualifié.

4.2.3.2. Inspecteurs

Techniciens, ou inspecteurs des Services Inspection, ou inspecteurs extérieurs spécifiquement formés à l'inspection des réservoirs et pouvant justifier de :

- 2 ans d'expérience minimum dans le domaine des réservoirs (opérations, maintenance, inspection, contrôle) ou inspection sur les équipements sous pression.
- Formation adaptée aux :
 - réglementation, codes, normes et guides techniques,
 - matériaux et métallurgie,
 - soudage,
 - connaissance des réservoirs et de leurs modes de dégradation,
 - techniques de contrôles non destructifs,
- Pour le personnel interne, liste nominative du personnel qualifié,
- Pour les inspecteurs extérieurs : prestataire dûment qualifié par l'entreprise utilisatrice pour la réalisation des inspections sur la base d'un cahier des charges précisant le niveau de qualification requis et les limites de prestations.

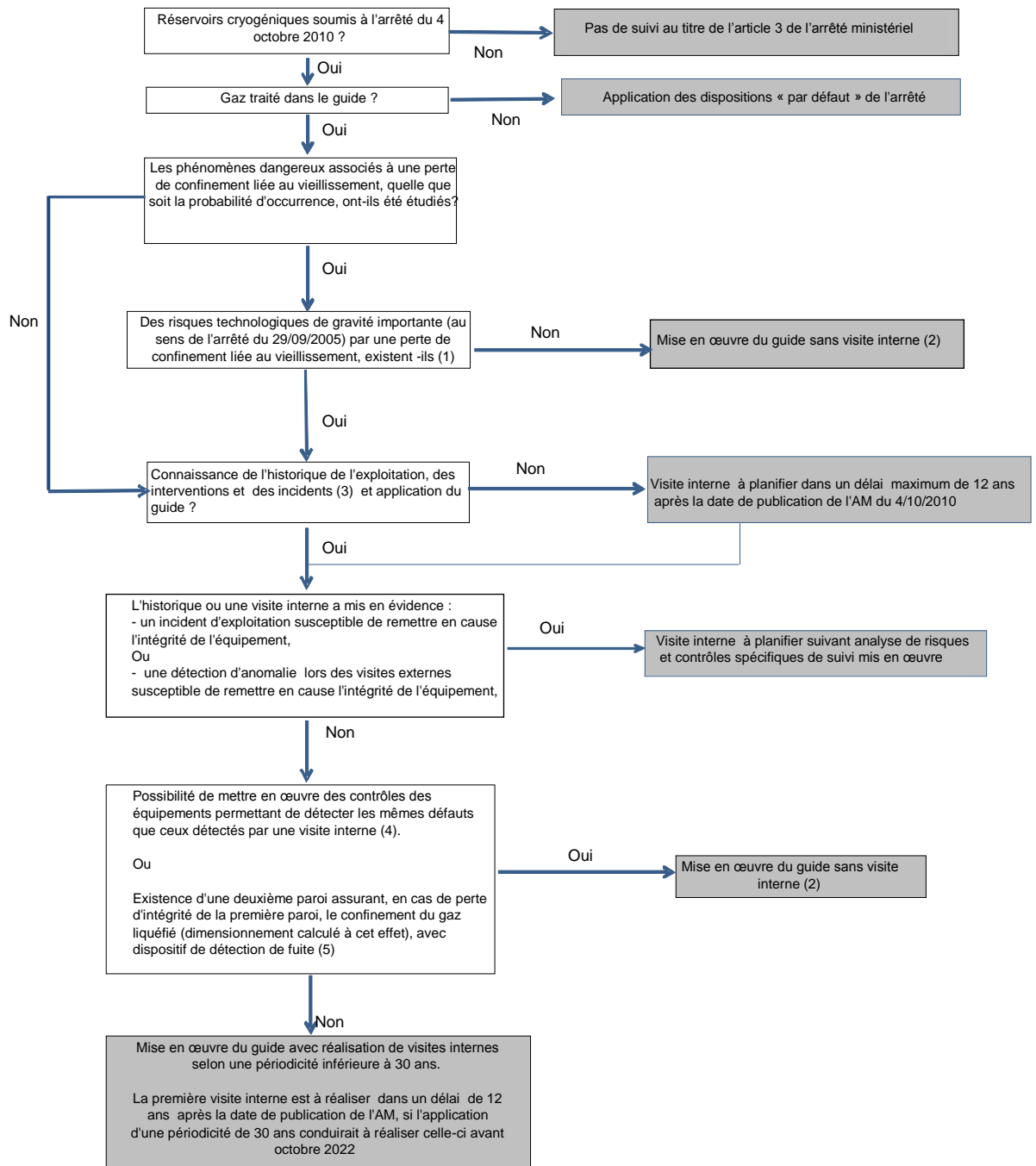
4.2.3.3. Contrôleurs

Techniciens spécifiquement formés et disposant de certifications COFREND ou reconnues équivalentes pour la réalisation des CND. Personnel spécialisé pour autres opérations (relevés géométriques ...).

4.3. Actions de surveillance, de maintenance et d'inspection

4.3.1. Logigramme de suivi et de contrôles des réservoirs

Le logigramme de suivi des réservoirs est défini ci-après, il doit être déroulé à nouveau après tout événement important lors de l'exploitation du réservoir, notamment la mise à jour des études de danger :



Nota 1 : sont à prendre en considération les risques technologiques.

Les phénomènes dangereux exclus de la démarche PPRT (pour les SEVESO AS) via l'application de la circulaire du 10 mai 2010 sont à prendre en compte au titre de l'arrêté du 04/10/2010.

La perte de confinement à prendre en compte doit être liée au vieillissement (essentiellement une perte de confinement par corrosion et donc une taille de brèche limitée, si les éléments correspondants sont disponibles dans l'étude de dangers), à l'exclusion d'autres scénarios accidentels tels qu'explosion interne, emballement de réaction, perte de confinement par cause externe qui bien que figurant dans l'étude de dangers, ne sont pas liés au vieillissement.

Pour les sites SEVESO, les phénomènes dangereux sont étudiés dans le cadre de l'étude de danger. On sélectionnera les accidents à gravité importante (gravité des conséquences humaines à l'extérieur des installations telle que définie dans le tableau de l'annexe III de l'arrêté du 29/09/05). La probabilité indiquée dans l'étude de dangers n'est pas prise en compte.

Les exploitants d'installation soumise à simple autorisation (non SEVESO) qui ne disposent pas d'une étude de dangers établie selon les critères de l'arrêté du 29/09/05, devront coter en gravité les phénomènes dangereux issus de leur étude de dangers.

L'application, de cette règle d'exemption nécessite de considérer les scénarios d'accident liés au vieillissement des réservoirs cryogéniques.

Les secteurs d'activité qui le souhaitent, pour leurs sites, peuvent solliciter la DGPR, pour examen et avis, sur une proposition de scénarios à considérer pour le vieillissement, dans un délai de deux ans à compter de la reconnaissance du présent guide.

Pour bénéficier de l'exemption de visite interne d'un réservoir cryogénique en application de cette règle, le site concerné devra pouvoir présenter, dans un délai maximal de cinq ans après la date de reconnaissance du présent guide, une étude de dangers incluant les scénarios associés au vieillissement. Cette étude de dangers, pour laquelle l'inspection des installations classées aura donné acte de la remise, doit justifier de l'absence de scénarios liés au vieillissement du réservoir de gravité des conséquences importantes.

Nota 2 :

Le guide présente pour les visites externes, les meilleures technologies disponibles pour les contrôles. Il est remis à jour en fonction des évolutions futures des technologies et du retour d'expérience, notamment suite à contrôle interne dans le cadre d'un démantèlement.

Nota 3 :

L'historique disponible devra vérifier que les produits stockés depuis la mise en service des réservoirs sont ceux prévus à l'origine. Hormis pour les gaz de l'air, le changement de produits doit être précédé par une visite interne.

L'historique disponible, qui sera complété par le suivi en exploitation réalisé à la date de publication du guide par les éléments de suivi prévus dans le guide, devra vérifier sur un minimum de 10 ans :

- que les interventions de maintenance ont été faites dans les règles de l'art ;
- que les conditions d'exploitations sont restées dans les limites de conception du réservoir (pression, température, niveau de remplissage).

Nota 4 :

Il existe des contrôles externes permettant de détecter les mêmes défauts que ceux détectables par une visite interne. À titre informatif, un exemple d'une pratique déjà existante est disponible en annexe 5.

Nota 5 :

Le contrôle du dispositif de détection d'une fuite dans l'inter paroi doit être documenté et assuré dans le cadre du plan de modernisation. Il en est de même pour la deuxième paroi.

4.3.2. Actions de surveillance

Les actions de surveillance des réservoirs et de leur environnement ont pour but de rechercher les anomalies résultant des dégradations telles que définies au § 3 et sont généralement réalisées :

- en continu pour la supervision des paramètres d'exploitation à partir des systèmes de conduite.
- selon une périodicité définie par l'exploitant pour les visites sur le site pour lesquelles les anomalies font l'objet d'un enregistrement écrit.
- au moins annuellement pour une visite externe en service des réservoirs décrite au paragraphe 4.2.2.

Dans les périodes où le réservoir est hors exploitation, et en dehors des visites internes il est maintenu sous atmosphère inerte.

Un exemple de fiche de visite annuelle indicative est fourni en annexe 1. Cette fiche doit être adaptée à chaque stockage selon sa conception, ses méthodes de construction, son environnement et les caractéristiques locales.

4.3.3. Maintenance préventive

Les actions de maintenance préventive des réservoirs et de leur environnement sont généralement réalisées :

- sur une base au maximum tri annuelle pour :
 - la maintenance des éventuels détecteurs de gaz (explosivité, toxicité ...),
 - le contrôle des équipements électriques,
 - le contrôle des équipements de mesure et de régulation (niveau, pression, température, etc.),
 - la maintenance des équipements de maintien en froid ou en pression,
 - les essais réguliers de fonctionnement des équipements de sécurité,
 - les tests de chaînes de sécurité.
- sur une base au maximum quinquennale pour l'examen des accessoires de sécurité (soupapes) et les essais du système de lutte incendie si applicable.
- Pour les équipements qui sont des mesures de maîtrise du risque instrumentées (MMRI), le guide professionnel reconnu est applicable.

Ces actions et périodicités sont indicatives. Elles doivent être adaptées à chaque stockage selon sa conception, ses méthodes de construction, son environnement et les caractéristiques locales. Leur non-respect doit être justifié.

La réalisation des actions de maintenance préventive est vérifiée et tracée. La mise à jour de l'historique est faite au moins annuellement.

4.3.4. Inspections externes détaillées

Les périodicités des actions de contrôle et d'inspection effectuées en marche sont précisées dans le plan d'inspection. Elles sont réalisées au minimum une fois tous les 5 ans. Elles comprennent :

- une inspection visuelle externe approfondie des éléments constitutifs du réservoir, de ses accessoires et des équipements interconnectés et leurs supports,
- l'inspection visuelle des fondations et de la dalle en béton avec vérification de la stabilité (altimétrie si nécessaire pour la vérification des tassements),
- si applicable, le contrôle de l'enveloppe béton,
- le contrôle de l'efficacité de l'isolation (visuel à minima),
- si applicable, le contrôle du niveau d'isolant (visuel à minima),
- les contrôles spécifiques indiqués dans le plan d'inspection.

Des exemples de fiches d'inspection externe détaillée sont fournis en annexe 4. Ces fiches doivent être adaptées à chaque stockage selon sa conception, ses méthodes de construction, son environnement et les caractéristiques locales, en fonction de leur applicabilité.

4.3.5. Visites internes

La visite interne est réalisée suivant un programme de contrôle préétabli qui doit prendre en compte :

- les caractéristiques du réservoir : dimensions, accessibilité, conception...,
- le retour d'expérience relatif au type de stockage inspecté,
- le résultat des actions de surveillance, de maintenance et d'inspection externe du stockage.

Dans tous les cas, une visite interne doit comprendre à minima :

- la réalisation d'une inspection externe détaillée,
- l'inspection visuelle interne du réservoir et de ses accessoires internes,
- des investigations complémentaires en cas de mise en évidence de défauts lors de l'inspection visuelle,
- le contrôle de la soudure de liaison de la robe et du fond du réservoir par ressuage ou magnétoscopie,
- le contrôle d'au moins 10% des longueurs des soudures constitutives du fond du réservoir par ressuage ou magnétoscopie,
- un contrôle par ressuage ou magnétoscopie des piquages,
- des mesures d'épaisseur représentatives des épaisseurs des tôles de fond, des tôles du toit et de la robe du réservoir. Dans le cas de réservoirs en acier carbone, l'échantillonnage des mesures sera justifié pour contrôler l'absence de corrosion.

Les modalités des contrôles et les critères d'acceptation doivent se référer à des documents professionnels ou à des normes.

Après la visite interne la remise en service du réservoir doit être réalisée suivant une procédure adaptée pour éviter tout endommagement du réservoir.

Après remise en froid (consécutive à un arrêt), une inspection visuelle extérieure est réalisée afin de détecter la présence éventuelle de ponts thermiques.

4.4. Traitement des observations et actions correctives

Toutes les observations doivent être identifiées et documentées suivant un système d'assurance qualité. Les résultats des contrôles doivent être comparés à des critères d'acceptabilité définis par l'exploitant.

Les actions et délais associés sont fonction des écarts constatés par rapport aux critères définis et aux mesures compensatoires mises en œuvre.

Ils doivent respecter à minima ceux mentionnés dans l'annexe 4.

Les actions correctives doivent être identifiées, documentées et suivies suivant un échéancier disponible en accord avec l'analyse de risque effectuée.

4.5. État initial et dossier de suivi

Chaque réservoir fait l'objet d'un dossier de suivi individuel comprenant a minima les éléments suivants :

4.5.1. État initial

L'exploitant réalise un état initial du réservoir à partir du dossier d'origine ou reconstitué du réservoir qui comprend les informations suivantes, lorsqu'elles existent :

- Type et caractéristiques (dimensions, volume ...) ;
- Date de construction et code de construction utilisé (à défaut standard constructeur utilisé) ;
- Plans de construction (schémas établis postérieurement pour les réservoirs anciens) ;
- Matériaux de construction, y compris des fondations ;
- Existence d'un revêtement interne ;
- Date de l'essai hydraulique initial (s'il a été réalisé) ;
- Réparations et modifications éventuelles à la construction ;
- Historique et dossier des interventions de maintenance et de réparations ou modifications ;
- Liste éventuelle des produits successivement stockés dans le réservoir ;
- Liste des actions de suivis spécifiques d'exploitation, de maintenance et d'inspection ;
- L'ensemble des rapports d'inspection ;

- Études spécifiques (calculs de mécanique de la rupture, IBC/RBI...);
- Courriers échangés avec les administrations de tutelle.

4.5.2. Dossier de suivi

Chaque réservoir fait l'objet d'un dossier de suivi individuel comprenant les éléments suivants :

- Éléments de l'état initial
- Liste des actions de suivis spécifiques d'exploitation, de maintenance et d'inspection
- Ensemble des rapports d'inspection
- Études spécifiques (calculs de mécanique de la rupture, IBC/RBI...)
- Courriers échangés avec les administrations de tutelle

4.6. Mise à profit d'une ouverture volontaire

Une ouverture du réservoir pourra être réalisée pour des causes d'exploitation, de maintenance, ou d'inspection lorsque des anomalies mettent en cause le maintien en service de l'installation.

Toute ouverture, lorsque la précédente visite interne date de moins de 15 ans, doit être mise à profit pour réaliser une inspection hors exploitation simplifiée du réservoir de stockage cryogénique, comprenant à minima une inspection visuelle interne.

Toute ouverture, lorsque la précédente visite interne date de plus de 15 ans, doit être mise à profit pour réaliser une inspection hors exploitation détaillée du réservoir de stockage cryogénique.

5. Gestion du retour d'expérience

Les industriels alimentent et exploitent le retour d'expérience relatif aux réservoirs cryogéniques, notamment par le partage des :

- enseignements des résultats d'inspection ;
- enseignements des événements avec conséquence potentielle ou réelle importante (presque incidents, incidents et accidents) ;
- résultats d'investigations réalisées sur les réservoirs réformés ou remplacés ;
- résultats de nouvelles techniques relatives aux évolutions technologiques dans la conception et les matériaux des réservoirs ;
- résultats de nouvelles techniques d'inspection ou de contrôle.

Ces retours d'expérience sont échangés et consolidés :

- au sein de chaque établissement et chaque société ou groupe, au cours de rencontres inter-établissements, au moyen de diffusion de recommandations ;
- dans le cadre des entités professionnelles et interprofessionnelles telles que l'UFIP et l'UIC/CTNIIC, (notamment lors des journées de l'inspection UIC/CTNIIC et GEMER/UFIP), le GIIGNL, l'UNIFA (au niveau français) et l'EFMA (au niveau européen), Oxyvinyl, l'AFGC et l'EIGA, le CFBP (au niveau français) et l'AEGPL (au niveau européen).
- au moyen des bases de données professionnelles telles que :
 - Les fiches de retour d'expérience tenues par l'UIC et l'UFIP et gérées par l'IFP-EN dans une banque de données accessible aux membres qui en font la demande. (La liste des fiches est actualisée en temps réel et ces fiches concernent également les incidents rencontrés sur les réservoirs. Les exploitants appliquent des procédures internes pour exploiter ces fiches) ;
 - La base de données du GIIGNL qui est une base spécifique aux terminaux méthaniers ;
 - Les bases de l'UNIFA et de l'EFMA ;
 - La base de données de l'AFGC, reprenant le retour d'expérience internationale venant notamment de l'EIGA.

L'annexe 2 présente une synthèse du retour d'expérience par type de produit.

De nombreux réservoirs de stockage cryogéniques ont fait l'objet, soit à l'occasion d'opérations de maintenance importantes, soit à l'occasion de leur démantèlement, d'un examen approfondi. Dans tous les cas, ces examens ont révélé un excellent état des cuves de stockage, et l'absence de défauts ayant évolué en service.

Chaque syndicat professionnel assure le retour d'expérience de son domaine. En cas d'incident répertorié le syndicat avertit ses membres et les autorités dans les plus brefs délais.

Le retour d'expérience des différents syndicats sera partagé au minimum tous les 5 ans, sous l'égide de l'UIC. La synthèse sera communiquée à l'administration.

Le guide est revu en cas de besoin sur retour d'expérience significatif ou à la demande de l'administration.

Tout démantèlement de réservoir cryogénique sera mis à profit pour réaliser une visite interne.

ANNEXE 1

Exemple de fiche de visite annuelle

REPERE DU RESERVOIR :	Localisation :	N° Fiche :
Type de réservoir :		
Visité par :	Date :	Signature :
Validé par :	Date :	Signature :

VERIFICATION	Constatations / Commentaires	Plan d'action	
		O	N
Assise			
Absence de signes de fuites entre l'assise et le fond			
Robe			
Absence de signes de fuites sur la robe			
Mises à la terre connectées			
Absence de fuite au niveau des piquages			
Absence de fuite sur tuyauteries et robinetterie au niveau des brides, autour des boulons et aux presse-étoupe			
Tôles de calorifuge correctement fixées et liaison robe-toit étanche			
Moyens d'accès			
Absence de détérioration aux supports d'escaliers			
Absence de corrosion entre les supports de la passerelle et le toit			
Absence de corrosion/dégradation entre les supports de l'échelle à crinoline et la robe			
Toit			
Absence de déformation/retendue d'eau sur tôles de toit			
Tôles de calorifuge correctement fixées			
Absence de fuite au niveau des piquages			
Absence de fuite sur tuyauteries et robinetterie au niveau des brides, autour des boulons et aux presse-étoupe			
Absence de détérioration aux supports d'accessoires			
Equipements de sécurité			
Soupapes recensées et suivies			
Absence de fuites des couronnes d'arrosage et des moyens de protection incendie pouvant provoquer des corrosions sur le réservoir			
Détections de niveaux hauts, très hauts et dispositif de limitation d'emplissage recensés et suivis			
Autres constatations			
Revue des fiches de visite annuelle précédentes, des résultats des investigations complémentaires éventuelles et de la réalisation des plans d'actions décidés			

ANNEXE 2

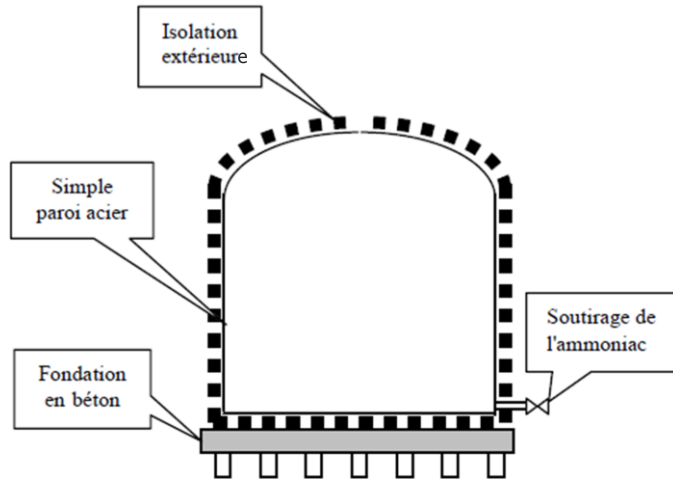
Retour d'expérience des réservoirs cryogéniques

1/ RETOUR D'EXPERIENCE DES RESERVOIRS CRYOGENIQUES DE STOCKAGE D'AMMONIAC.

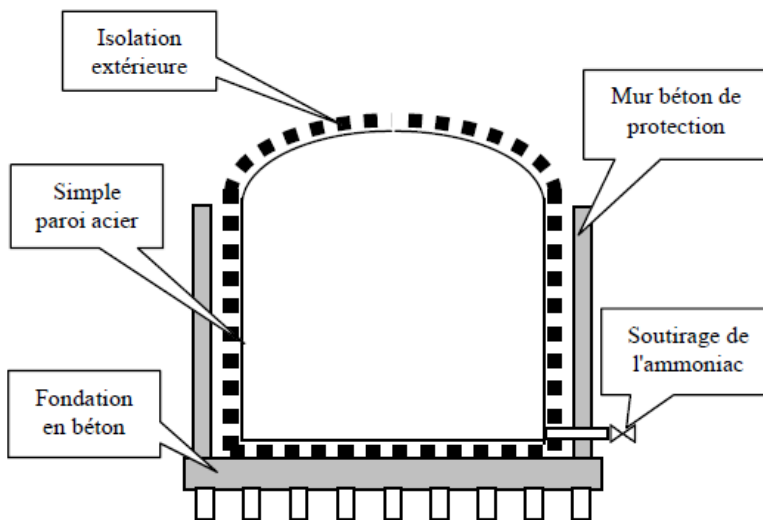
1.1-Technologie des réservoirs

Les schémas suivants donnent les exemples de conception de stockage cryogéniques sans prétendre être exhaustifs.

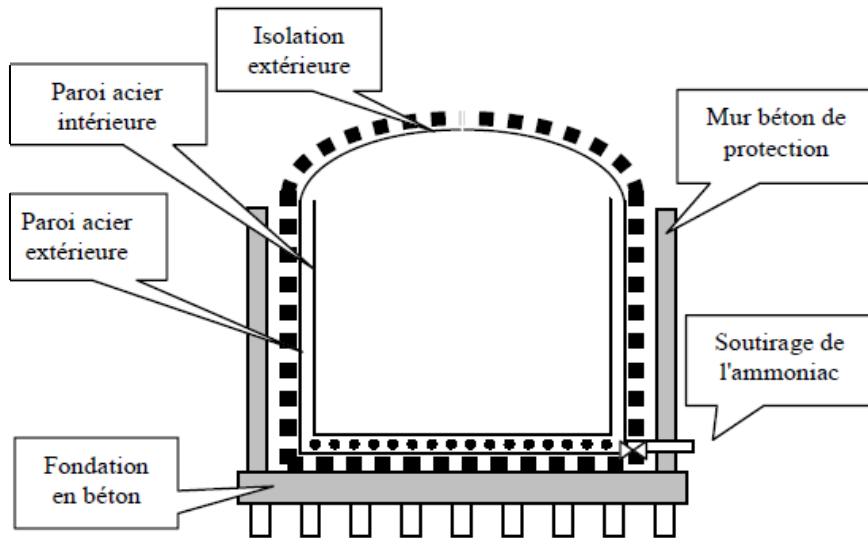
Réservoir à simple paroi et isolation externe :



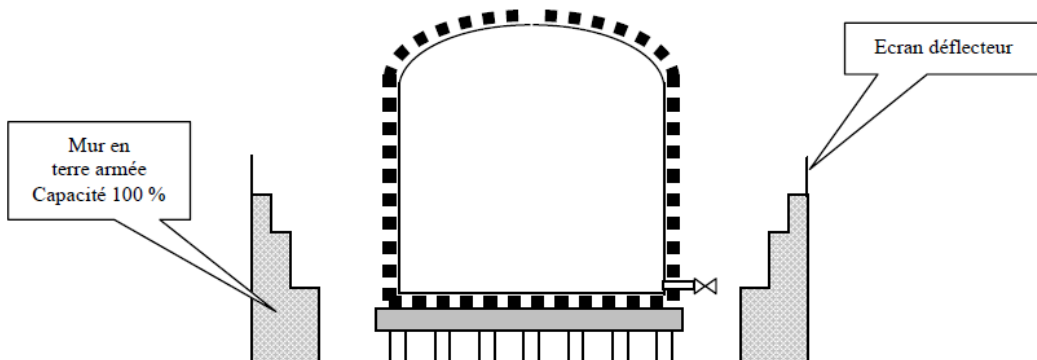
Réservoir à simple paroi et mur extérieur en béton :



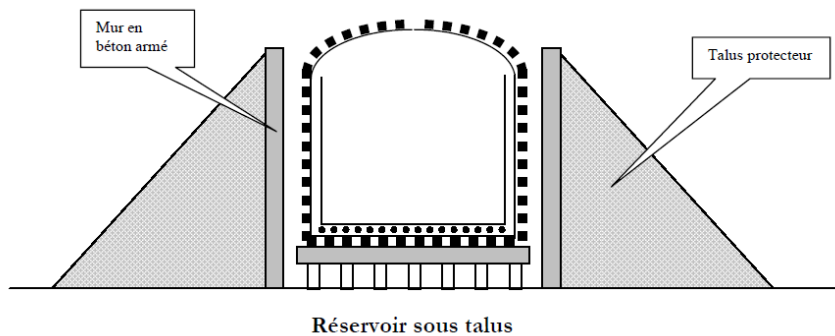
Réservoir à double paroi, simple toit (avec ou sans mur de protection) :



Réservoir avec mur de rétention en terre armée :



Réservoir sous talus (simple ou double paroi) :



En Europe les réservoirs cryogéniques d'ammoniac sont de grands réservoirs cylindriques d'axe vertical d'une capacité de 5000 à 60000 m³, construits en acier résilient à basse température, reposant sur une dalle en béton armé, elle-même sur fondations profondes. Ils sont isolés de façon à limiter le réchauffement de l'ammoniac. La température est maintenue en dessous de la température d'ébullition du liquide par

aspiration des vapeurs puis compression, condensation et réinjection du liquide froid dans le réservoir de stockage, l'ensemble formant un groupe frigorifique où le réservoir serait l'évaporateur.

Il existe deux grands types de réservoir de stockage cryogénique de l'ammoniac :

- les réservoirs à simple paroi qui comportent un fond et une paroi en acier,
- les réservoirs à double paroi qui comportent un double fond et une double paroi en acier.

Mais tous les réservoirs sont constitués de plusieurs barrières entre l'ammoniac liquide et l'environnement. On peut en dénombrer jusqu'à quatre :

1. un réservoir acier qui contient tout le volume d'ammoniac liquide,
2. un réservoir acier extérieur dessiné pour pouvoir contenir tout le volume d'ammoniac liquide, le toit peut être distinct pour chacun des deux réservoirs intérieur et extérieur ou commun,
3. une paroi en béton ou en acier, destinée à protéger le réservoir et le système d'isolation et qui peut aussi être conçue pour contenir l'ammoniac comme une véritable rétention en cas de perte de confinement,
4. un mur de rétention ou digue d'une hauteur et à une distance telles que l'ammoniac liquide puisse être totalement contenu en cas de perte de confinement.

Plus de 1000 réservoirs de stockage cryogénique d'ammoniac sont en service dans le monde dont 400 aux Etats Unis. Cette évaluation inclut des stockages de faible capacité et des réservoirs mobiles assez répandus en Amérique du Nord, alors qu'en Europe les stockages cryogéniques d'ammoniac sont toujours de grands réservoirs fixes implantés dans des unités industrielles.

Les stockages cryogéniques d'ammoniac existant en France à ce jour sont listés dans le tableau ci-après.

Exploitant	Localisation	Année de construction	Volume utile (m ³)	Diamètre (m)	Hauteur (m)	Pression maximale (bars)	Type de conception
Yara France	Le Havre	1968	15 000	29,9	26,6	0,050	Simple paroi acier Rétention acier 100 % du volume
		1981	12 000	24	30,2	0,050	Simple paroi acier Rétention acier 100 % du volume
	Montoir	1970	19 000	30	28	0,075	Simple paroi acier mur terre armée 100 % volume
		1970	19 000	30	28	0,075	Simple paroi acier mur terre armée 100 % volume
	Ambés	1990	30 000	44	25	0,100	Simple paroi acier mur béton haut 100 % volume
	Pardies	1997	20 000	26	26	0,100	Simple paroi acier mur béton haut 100 % volume
Grande Paroisse	Grand Quevilly	1978	35 300	50	19,4	0,100	Simple paroi acier Mur béton haut + talus 100 % volume
	Ottmarshheim	1976	15 000	28,4	25	0,100	Simple paroi acier Mur béton haut + talus au 2/3 du mur 100 % volume

1.2-Retour d'expérience

Pour avoir une vue complète du retour d'expérience sur les stockages cryogéniques d'ammoniac, il convient de se reporter au guide UNIFA de Juillet 2008.

Les principaux retours d'expérience ont été fournis par une étude du AICHE Ammonia Safety Symposium qui a été réalisée pour identifier les dégradations majeures qui ont affecté en pratique les quelques 1000 réservoirs de stockage cryogéniques d'ammoniac construits dans le monde. 18 incidents ont été répertoriés et sont fournis dans le guide UNIFA de juillet 2008.

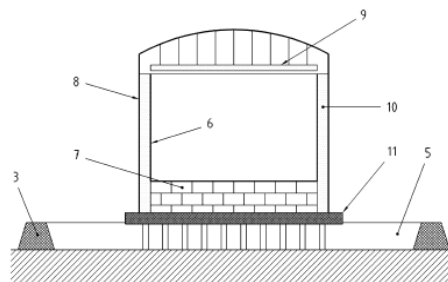
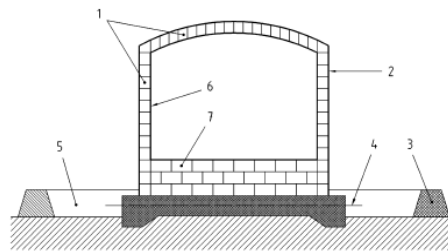
Sur les 18 incidents rencontrés, la typologie suivante peut être établie :

- 4 incidents sont dus à des conditions d'exploitation inadaptées (débordement, surpression, mise au vide),
- 4 incidents sont liés à la construction ou à des réparations inadaptées (mauvais matériaux, réparation de soudures mal faites...),
- 4 incidents ont été imputés à de la corrosion fissurante sous tension, sans que les documents disponibles ne puissent valider cette hypothèse. Il est vraisemblable que les défauts rencontrés soient des défauts d'origine dans les soudures du type fissuration à froid. Le retour d'expérience français est aussi très important puisque 8 visites intérieures de réservoirs ont été effectuées et aucun défaut, autre que des défauts d'origine n'a été détecté. De plus avant son démantèlement le réservoir cryogénique de Toulouse a fait l'objet d'une visite complète sans qu'aucun défaut évolutif n'y soit découvert. En outre, il est important de noter que depuis les années 1980 toutes les sphères de stockage d'ammoniac en France ont fait l'objet de visites internes avec contrôle par magnétoscopie. Comme le prouve le retour d'expérience disponible au sein de l'UIC aucune de ces sphères n'a fait l'objet de découverte de corrosion fissurante sous tension, ces sphères sont pourtant plus exposées à ce risque supposé du fait d'un fonctionnement à plus haute température (aux alentours de 0°C au lieu de -33°C pour les réservoirs de stockage cryogénique),
- 3 incidents sont liés à une mauvaise conception des réservoirs entraînant la mise en flottaison du réservoir intérieur,
- 3 incidents sont liés à la dégradation des fondations du réservoir par givrage des fondations.

2/ RETOUR D'EXPERIENCE DES RESERVOIRS CRYOGENIQUES DE STOCKAGE DE GAZ NATUREL LIQUEFIE

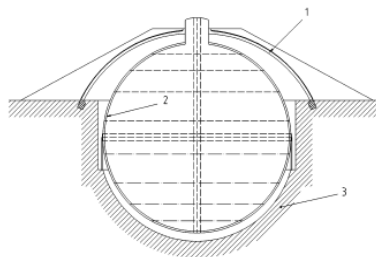
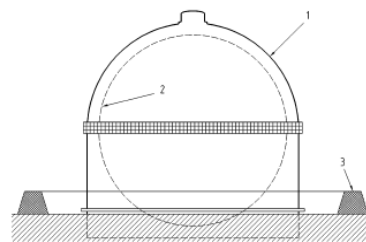
2.1-Technologie des réservoirs

Technologies employées pour les réservoirs de stockage de GNL (d'après EN1473 édition 2007) :



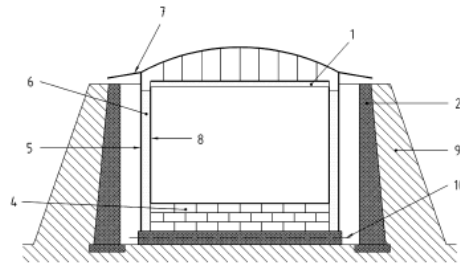
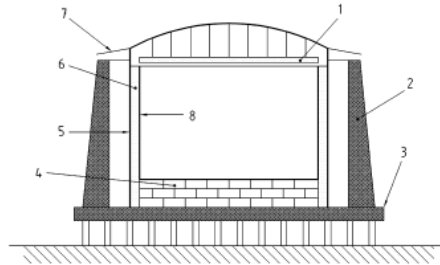
- Légende**
- | | | | |
|---|---|----|---|
| 1 | Isolation externe | 7 | Isolation du fond |
| 2 | Enveloppe extérieure (protection contre les pénétrations d'eau) | 8 | Enveloppe extérieure (ne permet pas de contenir le liquide) |
| 3 | Muret de rétention | 9 | Toit suspendu |
| 4 | Chauffage du radier | 10 | Isolation (matériaux en vrac) |
| 5 | Enceinte secondaire (cuvette de rétention) | 11 | Radier surélevé en béton |
| 6 | Enceinte primaire | | |

Figure H.1 — Exemples de réservoirs à simple intégrité



- Légende**
- | | |
|---|--|
| 1 | Virole externe |
| 2 | Enceinte primaire |
| 3 | Enceinte secondaire (cuvette de rétention) |

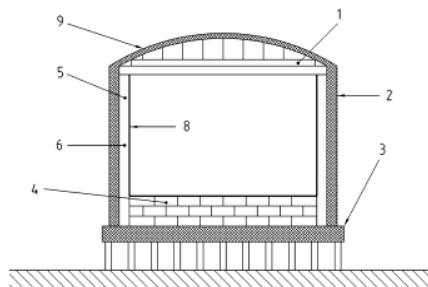
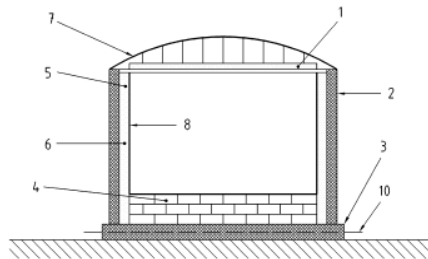
Figure H.2 — Exemples de réservoirs de stockage sphériques



Légende

- | | |
|--|---------------------------------|
| 1 Toit suspendu (isolé) | 6 Isolation (matériaux en vrac) |
| 2 Enceinte secondaire en béton précontraint | 7 Toit si requis |
| 3 Radier surélevé en béton | 8 Enceinte primaire |
| 4 Isolation du fond | 9 Talus en terre |
| 5 Cuve extérieure (ne permet pas de contenir le liquide) | 10 Chauffage du radier |

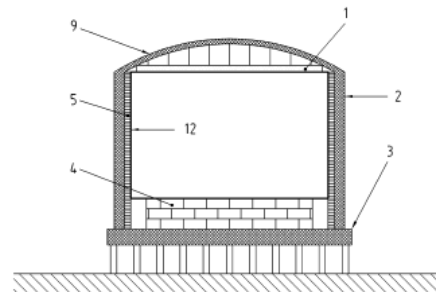
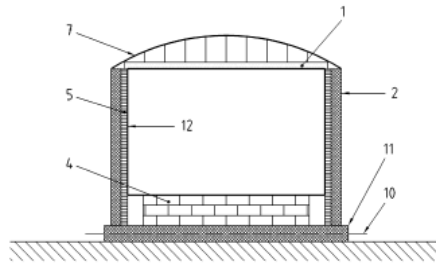
Figure H.3 — Exemples de réservoirs à double intégrité



Légende

- | | |
|--|---------------------------------|
| 1 Toit suspendu (isolé) | 6 Isolation (matériaux en vrac) |
| 2 Enceinte secondaire en béton précontraint | 7 Toit métallique |
| 3 Radier en béton | 8 Enceinte primaire |
| 4 Isolation du fond | 9 Toit en béton armé |
| 5 Isolation sur la partie interne de l'enceinte secondaire | 10 Chauffage du radier |

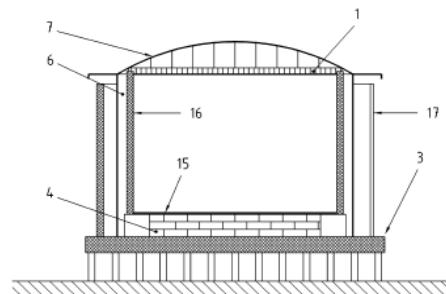
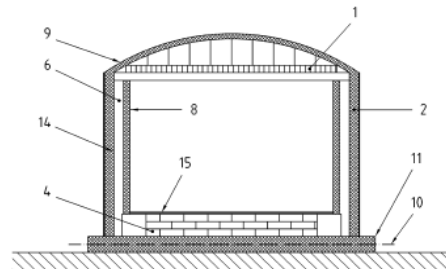
Figure H.4 — Exemples de réservoirs à intégrité totale



Légende

- | | |
|--|---|
| 1 Toit suspendu (isolé) | 7 Toit métallique |
| 2 Enceinte secondaire en béton précontraint | 9 Toit en béton armé |
| 3 Radier surélevé en béton | 10 Chauffage du radier |
| 4 Isolation du fond | 11 Radier en béton |
| 5 Isolation sur la partie interne de l'enceinte secondaire | 12 Membrane constituant l'enceinte primaire |

Figure H.5 — Exemples de réservoirs à membrane



Légende

- | | |
|---|--|
| 1 Toit suspendu (toit en aluminium) | 9 Toit en béton armé |
| 2 Enceinte secondaire en béton précontraint | 10 Chauffage du radier |
| 3 Radier surélevé en béton | 11 Radier en béton |
| 4 Isolation du fond | 14 Enveloppe extérieure en acier au carbone |
| 5 Isolation (matériaux en vrac) | 15 Fond en acier à 9 % Ni |
| 6 Toit métallique | 16 Enceinte primaire en béton cryogénique précontraint |
| 7 Toit métallique | 17 Enceinte secondaire en béton cryogénique précontraint |
| 8 Enceinte primaire | |

Figure H.6 — Exemples de réservoirs cryogéniques en béton

D'après les données du Gas Technology Institute (The World Source Book édition 2004), la répartition mondiale des technologies de réservoir de GNL incluant les terminaux de réception, les usines de liquéfaction et les installations d'écrêtement de pointe (peak-shaving) s'établit comme suit :

Type H1 : 320,
Type H2 : 0,
Type H3 : 15,
Type H4 : 110,
Type H5 : 80,
Type H6 : 2

La répartition des réservoirs de stockage de GNL en exploitation en France au 1^{er} avril 2010 s'établit comme suit :

Type H1 : 2,
Type H4 : 5,
Type H5 : 2

2.2-Retour d'expérience

Le retour d'expérience relatif aux terminaux de réception de GNL est aujourd'hui capitalisé dans une base de données créée en 1994 par le GIIGNL, et actualisée en 2001 et 2007. Depuis l'essor de l'industrie mondiale du gaz naturel liquéfié, aucun accident majeur n'a à ce jour affecté un terminal de réception.

Parmi les accidents et incidents notables, il convient néanmoins de mentionner :

L'accident du peakshaving de Cleveland (Ohio, U.S.A.) survenu le 20 octobre 1944 avec l'effondrement quasi instantané d'un réservoir de 4500 m³ de GNL (Réservoir de type H1). La cause principale de cet accident était le choix comme matériau de construction du réservoir d'un acier inadapté aux exigences de la cryogénie, se fragilisant aux basses températures. Les prescriptions en matière de choix des matériaux et d'assemblage ont depuis largement pris en compte les exigences des températures cryogéniques.

L'incident de La Spezia (Italie) survenu en 1971. Un phénomène de roll-over entraînant une montée en pression brutale du ciel gazeux du réservoir a conduit à un endommagement du dôme du réservoir (réservoir de type H1). La norme EN 1473 prévoit désormais que le risque de roll-over soit pris en compte dans le dimensionnement des soupapes de surpression des réservoirs de GNL. Par ailleurs, le phénomène de roll-over est aujourd'hui correctement modélisé et considéré dans les consignes d'exploitation des réservoirs de stockage (gestion des mélanges de GNL de compositions différentes, et gestion du vieillissement du GNL stocké)

L'incident survenu sur un réservoir de stockage de GNL de l'usine de liquéfaction de Das Island (Abu Dhabi) en 1978 (réservoir de type H1). La rupture de la canalisation de vidange centrale, partant du fond du réservoir et cheminant sous l'isolation du fond de réservoir, au-dessus du radier, a entraîné une fuite de GNL. La rupture était vraisemblablement due à l'amorçage de fissures induites par des contraintes thermiques excessives, et dont la propagation a ensuite été amplifiée par la fuite de GNL.

Des incidents plus récents dans des usines de liquéfaction (Atlantic LNG, Trinidad et Tobago, 2008 (réservoir de type H3), PT Badak, Indonésie, 2000 (réservoir de type H1)) et dans une station de peak-shaving (réservoir de type H1) (British Gas, Ecosse) ont tous conduit à un endommagement du dôme d'un réservoir suite à l'épanchement de GNL sur ce dernier, par suite d'une fuite d'une canalisation ou d'un accessoire.

À l'exception de l'accident de Cleveland survenu en 1944, aucun de ces incidents n'a donné lieu à une perte d'intégrité de l'enceinte primaire des réservoirs.

Les réservoirs de stockage de GNL ont fait l'objet, soit à l'occasion d'opérations de maintenance importantes, soit à l'occasion de leur démantèlement, d'un examen approfondi. Une liste aussi exhaustive que possible de ces opérations est donnée ci-après :

L'inspection et la modification d'un réservoir du peak shaving de Tewksbury, USA (1974)

(Réservoir de type H1)

Afin d'ajouter des clapets internes sur les piquages bas du réservoir de 46 000 m³ à cuve autoportante en acier à 9% de nickel, la Lowell Gas Company a réchauffé le réservoir, a pénétré sous atmosphère d'azote, a inspecté la cuve interne sans trouver aucun défaut et a soudé sous azote les clapets internes nécessaires.

Les inspection et réparation des réservoirs de Fos-sur-Mer (1975 et 1987)

(Réservoirs de type H1)

En 1975, GAZ DE FRANCE a réchauffé le RV2 de Fos-sur-Mer dont le drain central était bloqué, le clapet de cette tuyauterie s'étant désolidarisé de son câble de commande. Avec l'appui du constructeur CMP et de la COMEX, spécialisée en plongée, la réparation s'est effectuée sous atmosphère d'azote et s'est accompagnée du contrôle :

- du déplacement correct du réservoir lors de son réchauffage et de sa mise en froid suivante,
- de l'absence de contraintes sur la cuve externe,
- du bon état de la cuve interne par contrôle visuel.

En 1987, GAZ DE FRANCE est intervenu sur les 2 réservoirs de Fos-sur-Mer compte tenu du blocage en position ouverte des clapets de fermeture de la canalisation principale d'emplissage et de vidange des réservoirs.

Les contrôles sur chaque cuve interne ont montré :

- l'absence de défauts dans la cuve (contrôle visuel, par ressuage et boîte à vide, contrôle d'épaisseur par ultra-sons),
- l'absence d'évolution des défauts de corrosion constatés dans la cuve à la suite de l'essai hydraulique initial,
- une légère modification de la cylindricité de la cuve qui présentait un pincement à sa base,
- l'absence de tassement de la perlite lors du réchauffage.

L'inspection d'un réservoir du terminal de Senboku, Japon (1979)

(Réservoir de type H1)

Pour consolider un argumentaire justifiant une dérogation de visite intérieure des réservoirs de GNL, Osaka Gas a arrêté et visité un réservoir de 45 000 m³ autoportant en aluminium en 1979 au terminal de Senboku 1.

Aucun dommage n'a été constaté tel que corrosion, encrassement, érosion ou déformation. La cuve interne a été contrôlée par ressuage, boîte à vide et contrôle d'épaisseur. Le réservoir a été remis en service et est toujours en exploitation.

Les inspection et réparation du réservoir du peak shaving de Salem, USA (1980)

(Réservoir de type H1)

La Boston Gas a constaté des points froids et des fuites de gaz sur des fissures dans les cordons de soudure entre le fond de la cuve externe et les tiges d'ancrage de la cuve interne. À la suite d'injections de résine sans succès, elle a réchauffé le réservoir et supprimé ces tiges d'ancrage, situées au bas de l'espace annulaire.

Les inspections visuelles n'ont montré aucun autre défaut et le réservoir a été remis en service.

Ces fissures ont pu être causées par une conjonction de corrosion et d'efforts sur les tiges lors de l'essai hydraulique de la cuve externe. Cet essai hydraulique a provoqué des mouvements du sol, en l'absence de radier sous le réservoir.

Les inspections du réservoir de la station d'essais de Nantes (1980)

(Réservoir de type H1)

A l'occasion de la réfection du calorifuge du réservoir expérimental en acier à 9% de nickel de la station d'essais de GAZ DE FRANCE à Nantes, des contrôles non destructifs ont été réalisés sur les faces intérieure et extérieure du réservoir sans déceler aucune anomalie. Ce réservoir a été remis en service.

Les inspections et transformations du réservoir du peak shaving de Oak Creek, USA (1980)

(Réservoir de type H1)

Mis en service en 1965, ce réservoir à cuve interne autoportante en aluminium de 11500 m³ a été réchauffé par la Wisconsin gas Co aidée par le constructeur CHICAGO BRIDGE IRON pour supprimer les piquages bas et installer des pompes immergées et des tuyauteries hautes.

Des inspections complètes ont montrées l'absence de corrosion, de perte d'épaisseur, de déformation ou de déplacement des cuves, après 15 ans de service.

À noter que les piquages bas ont été supprimés et remplacés par des tôles soudées à clin directement sur la cuve interne ("doublantes").

L'inspection lors de son démantèlement du réservoir du peak shaving d'Ambergate, Grande Bretagne (1986)

(Réservoir de type H1)

Le démantèlement de ce réservoir autoportant en aluminium de 11 000 m³ a été décidé en 1985 par British Gas pour des raisons de structure de réseau de transport et a donné lieu à un important programme de recherche incluant :

- un chargement hydraulique et une mise en pression, pour suivre la déformation de la jonction robe fond sous contrainte élevée,
- un test de mise en dépression et la mesure des cloquages élastiques de la paroi de la cuve interne,
- des mesures dimensionnelles,
- des prélèvements d'éprouvettes de la cuve interne qui ont confirmé le bon état des matériaux (alliage de base et soudures) après 16 ans d'exploitation.

L'inspection lors de leur démantèlement des réservoirs du peak shaving de Chula Vista, USA (1990)

(Réservoir de type H1)

San Diego Gas and Electricity a construit en 1965 un peak shaving qu'elle a démantelé en 1990, pour des raisons de restructuration de réseau d'une part et de modification de règles parasismiques locales d'autre part qui avait conduit à limiter la capacité utile des réservoirs. A l'occasion de la démolition des réservoirs, un programme complet d'investigations a été mené par le Gas Research Institute, qui a permis de vérifier sur les 2 réservoirs autoportants en acier à 9% de nickel de 27 000 m³ et 54 000 m³ que :

- aucun défaut interne n'est apparu et aucun défaut de soudure préexistant n'a évolué sous l'action de cycles de remplissage et vidange,
- aucune compression par tassement de la perlite ne s'est produite et la couche de laine de verre a gardé son élasticité,
- aucune déformation du support inférieur de foam glass (verre cellulaire) n'a eu lieu, malgré les séismes modérés subis par les réservoirs (inférieurs au séisme de design) et compte tenu du caractère friable de ce matériau.

La réparation d'un réservoir du peak shaving de Montréal, Canada (1990)

(Réservoir de type H1)

À la suite de travaux de construction d'un collecteur d'égout dont la tranchée a été creusée dans le rocher à l'aide d'explosifs à 1 km environ du peak shaving de Montréal, Gaz Métropolitain a constaté des baisses de température dans le foam glass dues à des fissures dans ce matériau situé sous un des 2 réservoirs autoportant en acier à 9% de nickel de 46 000 m³.

Les investigations ont été menées de juillet à octobre 1990, les réparations ont été effectuées de novembre à juin 1991 :

- ouverture d'un accès de 4 m par 8 m dans le toit et le plafond suspendu,
- découpe du fond et soulèvement du fond pour permettre l'accès,
- retrait du foam glass fissuré et remplacement par des briques neuves,
- reconstruction du fond,
- remise en service du réservoir.

La réparation des réservoirs de GL4Z à Arzew, Algérie (1990 à 1992)

(Réservoir de type H1)

Les cuves externes des 3 réservoirs de 11000 m³ (1 en acier à 9 % de nickel et 2 en aluminium AG4MC) de l'usine de liquéfaction de GL4Z étaient très corrodées et Sonatrach a décidé de les réparer. Chaque réservoir a été réchauffé, l'espace annulaire inerté, vidé de sa perlite (qui est restée très fluide, non compactée et retirée par un aspirateur) et de sa laine de verre, et la cuve interne a été inspectée.

Les contrôles étaient :

- inspection visuelle et ressuage,
- boîte à vide sur les soudures,
- contrôle d'épaisseur par ultrasons.

Malgré la corrosion très forte du bas de la cuve externe, la cuve interne était en bon état et aucune réparation n'a été nécessaire.

L'inspection lors de leur démantèlement des réservoirs du Havre (1990)

(Réservoir de type H1)

Lors du démantèlement du terminal du Havre décidé par GAZ DE FRANCE pour des raisons économiques, des inspections des cuves internes en acier à 9% de nickel des 3 réservoirs de 12 000 m³ ont été réalisées ainsi que des essais destructifs sur des échantillons prélevés sur les réservoirs. Les caractéristiques chimiques et mécaniques de l'acier n'ont pas été modifiées par les 25 années de fonctionnement et aucun défaut n'a été détecté.

Réparation externe d'un réservoir à Fos sur Mer (1995)

(Réservoir de type H4)

La réfection superficielle de la robe du réservoir numéro 3 a été réalisée à la suite d'une inspection visuelle qui a permis la détection d'un écaillage. L'opération a été réalisée sans arrêt de production.

L'inspection des réservoirs de La Spezia, Italie (1995)

(Réservoir de type H1)

La Snam a décidé de rénover les 2 réservoirs à cuve autoportante en acier à 9% de nickel de 50 000 m³ du terminal de la Spezia en réalisant :

- la suppression des piquages bas de la cuve interne et l'installation de pompes immergées,
- la construction d'un mur cylindrique en béton proche de la cuve externe en acier ordinaire existante, dont la semelle de fondation circulaire n'est pas liée au radier du réservoir existant.

Lors du réchauffage et de l'entrée dans les réservoirs, des contrôles non destructifs ont été effectués qui montrent le bon état de la structure. La corrosion superficielle qui est consécutive à l'essai hydraulique n'a pas évolué.

L'inspection lors de son démantèlement du réservoir de Nantes (2002)

(Réservoir de type H1)

Lors du démantèlement de la station d'essai de Nantes décidé par GAZ DE FRANCE pour des raisons économiques, un examen complet du réservoir de 500 m³ a été réalisé, couvrant notamment :

- un examen de l'isolation du réservoir (tassement de la perlite et vieillissement de la laine de verre),
- un examen du vieillissement du radier béton du réservoir,
- un contrôle exhaustif de la cuve interne en acier 9% Nickel : contrôle par ressuage et radio des soudures, essais destructifs de caractérisation des propriétés mécaniques des tôles et soudures, expertise métallurgique de défauts d'assemblage.

Il est notable que ce réservoir a été exploité pendant 40 ans à des fins de recherche, et dans de conditions beaucoup plus sévères qu'en exploitation normale (plusieurs dizaines de réchauffages et ouvertures à l'atmosphère, essais de roll-over entraînant des surpressions...). L'ensemble des expertises réalisées a montré un excellent état de conservation du réservoir, et principalement :

- un maintien des propriétés mécaniques des matériaux utilisés pour sa construction,
- la non évolutivité au cours des 40 années d'exploitation de quelques défauts identifiés dans les soudures.

L'inspection lors de la maintenance des réservoirs de Montoir de Bretagne (2004-2005)
(Réservoir de type H5)

Les deux réservoirs à membrane de 120000 m³ du terminal de Montoir de Bretagne ont fait l'objet d'une ouverture en 2004 (réservoir RV1) et 2005 (réservoir RV2), afin :

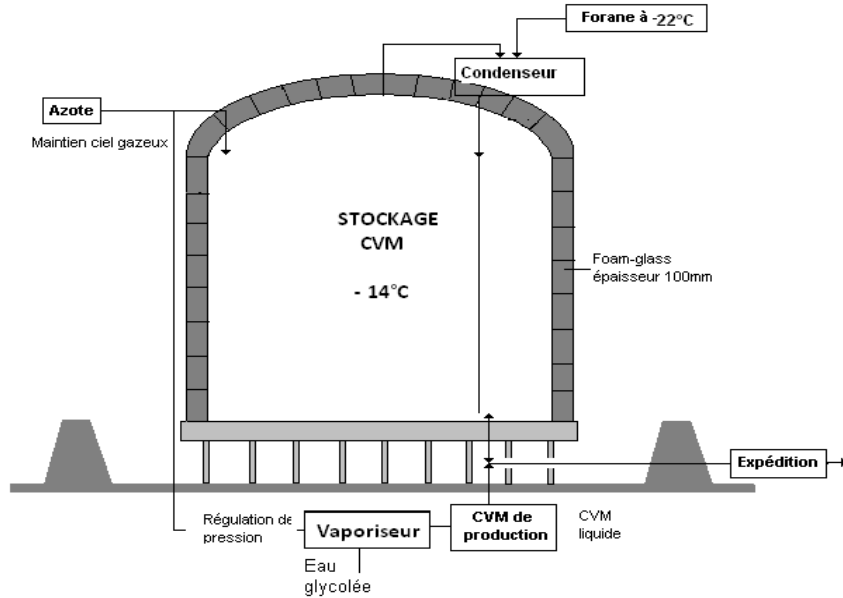
- de procéder à une opération de maintenance sur les pompes primaires de vidange du réservoir et de supprimer les clapets de pied de pompes,
- de remplacer une partie de l'instrumentation (mesure de niveau et sondes de température).

Ces opérations ont permis de procéder à un contrôle visuel de la membrane, contrôle n'ayant révélé aucune anomalie.

Il convient aussi de noter que la société espagnole ENAGAS va prochainement procéder, sur son terminal de Barcelone, au démantèlement de deux réservoirs de 40000 m³ (réservoirs de type H6) après plus de 40 ans de service sans aucun incident. Cette opération donnera lieu à un programme d'inspections conduit dans le cadre du Groupe d'Étude de Recherche Gazière dont les résultats seront partagés par l'industrie internationale du GNL.

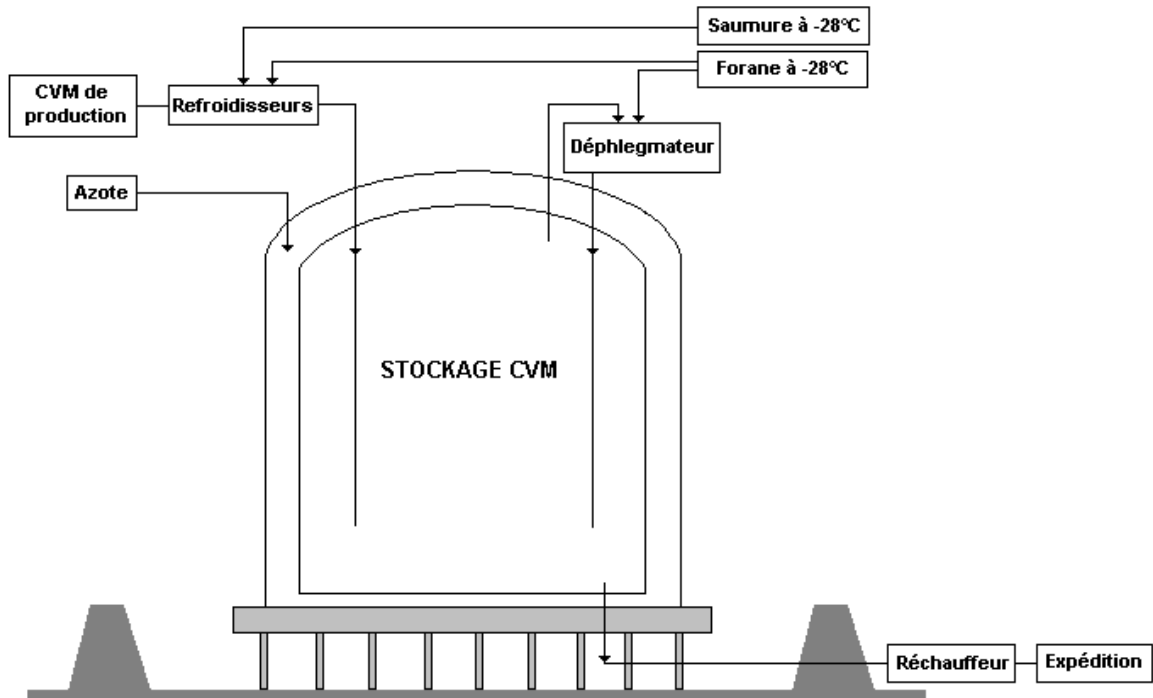
3/ RETOUR D'EXPERIENCE DES RESERVOIRS CRYOGENIQUES DE STOCKAGE DE CVM

3.1-Technologie des réservoirs



Technologie simple paroi : 6 stockages exploités, de 410 à 12200 m³

Ces réservoirs ont tous la même conception. L'isolation est assurée par une épaisseur de 100 mm de verre expansé (FOAM - GLASS).



Technologie double paroi : 1 stockage exploité de 12000 m³

Le stockage est constitué de deux enceintes acier l'une dans l'autre, avec un calorifuge ignifuge sur la paroi extérieure.

La pression de l'espace annulaire est maintenue par injection d'azote ou mise à l'atmosphère.

L'espace entre les deux enceintes peut éventuellement contenir du CVM en cas de défaillance de la paroi interne.

Le stockage est alimenté par le CVM purifié venant de la fabrication.

Le CVM est refroidi avant son admission dans le stockage par deux échangeurs montés en série.

3.2 Retour d'expérience

3.2.1 Retour d'expérience mondial

Il existe un réservoir double paroi de conception similaire au Qatar (usine Qatar Vinyl Company).

QVC participe à de nombreux échanges de REX.

Les échanges de REX sont notamment :

- le meeting Oxyvinyl regroupe tous les producteurs de CVM travaillant sous licence Oxyvinyl (tous les 2 ans)
- les échanges ECVN (European Council of Vinyl Manufacturers) (tous les 5 ans)
- les échanges VCSA (Vinyl Chloride Safety Association) (tous les 5 ans)

À ce jour, il n'y a pas d'incident significatif répertorié sur les stockages CVM construits suivant ces deux types de conception.

3.2.2 Retour d'expérience national

Le retour d'expérience sur les autres stockages de CVM, fonctionnant sous pression, est l'absence de corrosion interne. Ils fonctionnent à plus haute température. Les phénomènes de dégradation observés sont essentiellement des corrosions externes sous calorifuge, mode de dégradation difficilement possible dans le cas de réservoirs cryogéniques.

3.2.3 Retour d'expérience des sites

Le retour d'expérience, basé sur de nombreuses inspections confirme l'absence de dégradation par corrosion des parois internes au contact du CVM (canalisations de transport, ESP...).

Technologie simple paroi :

Coté parois externes, il a été, par le passé, mis en évidence une corrosion liée à la qualité de l'isolant qui était à l'origine du liège.

Tous les réservoirs ont été entièrement re conditionnés et inspectés entre les années 1997 et 2000.

La protection contre la corrosion et l'isolation avec un complexe adapté avec verre expansé (FOAM – GLASS) ont remplacé le liège.

Depuis, des vérifications par sondage démontrent une bonne tenue dans le temps des revêtements et une absence de corrosion.

Technologie double paroi :

Les inspections réalisées sur les échangeurs en amont et en aval du réservoir montrent l'absence de dégradation au contact du CVM.

4/ RETOUR D'EXPERIENCE DES RESERVOIRS CRYOGENIQUES DE STOCKAGE D'ETHYLENE ET PROPYLENE/PROPANE

4.1-Technologie des réservoirs

Le parc français de réservoirs d'éthylène est de 5 unités, de 7000 à 18300 m³, qui ont été démarrés entre 1970 et 1980.

Type H1 : 2, enveloppe extérieure métallique

Type H3 entouré béton : 1

Type H5 : 2, enveloppe extérieure béton précontraint

Quatre stockages de propylène/propane, de 10000 à 35000 m³, ont été démarrés depuis 1970, trois sont de type H1 et un de type H4,

Les produits stockés sont de qualité constante. Le suivi des équipements amont et aval qui travaillent à plus haute température et pression, ne met pas en évidence de corrosion interne.

4.2-Retour d'expérience

L'association américaine de producteur d'éthylène EPC et son homologue européen EEPIC ont entre autre comme objectif de partager les incidents survenus sur les unités de production et leurs stockages associés. Les bases de données constituées depuis une vingtaine d'années ne font pas état d'incident sur les réservoirs de stockage cryogéniques, si ce n'est l'émission d'hydrocarbures à l'atmosphère par les soupapes de protection des réservoirs, sans provoquer de surpression du réservoir.

La recherche d'incidents sur une plus longue période effectuée par ICheme en 2009, « A review of catastrophic failures of bulk liquid storage tanks » ne recense pas d'incident sur des réservoirs d'éthylène ou de propylène. Uniquement un incident est cité sur un réservoir de propane peu de temps après sa mise en service. Cet incident est survenu en 1977, à Umm Said, Qatar (Ouverture d'un stockage réfrigéré de propane de 37000 m³), la cause suspectée est un défaut de construction, sur une soudure du réservoir.

Quelques retours d'expériences ont été recensés suite à des interventions sur des réservoirs de stockage d'éthylène. Ils sont décrits ci-après :

4.2.1 - Réservoir Ethylène Statoil (Suède)

Année de construction : 1971 selon API 620

Année d'inspection : 1990 après 19 ans de service (évolution de la réglementation suédoise)

Type H1 toit suspendu, perlite et vapeur d'éthylène entre les deux enveloppes

Travaux effectués :

- Visite interne complète (avec échafaudage interne en aluminium)
- Contrôle par ressuage des soudures piquages/ robe, soudures de robe, soudures robe/fond
- Boite à vide sur les soudures fond/ robe et première virole

Résultats :

Le réservoir est proche de l'état neuf avec encore visible les marquages de construction

Les contrôles non destructifs n'ont pas révélé de défaut.

Le fond présente des déformations par vagues dont l'amplitude maximale est de 150 mm.

4.2.2 - Réservoir Ethylène TK 602 Essochimie Köln (Allemagne)

Année de construction : 1975

Année d'inspection : 1982 (détection d'éthylène entre parois)

Type H1 Toit Fixe, perlite et inertage azote entre les deux enveloppes

Travaux effectués :

- Travaux de recherche de fuite par thermographie infrarouge (externe)
- Inspection générale du réservoir interne
- Relecture des films radiographiques des soudures dans la zone suspecte (un film indique une fissure de 20 mm de long sans réparation, film de contrôle refait non interprétable car présentant des ombres)

- Contrôle par ultrasons des zones suspectes
- Contrôle par boîte à vide sur une hauteur de 8,6 m de la paroi du réservoir interne
- Contrôle par boîte à vide sur la soudure robe / fond du réservoir interne
- Contrôle par boîte à vide de l'ensemble des soudures du fond

Résultats :

L'inspection générale du réservoir interne n'a pas décelé de corrosion, ni d'autres observations, l'état de ce réservoir peut être considéré comme neuf.

Les contrôles non destructifs font apparaître 3 défauts dans les soudures à clin du fond :

- Un manque de fusion
- Une fissure (longueur 25 mm)
- Des porosités

Les réparations ont été effectuées par soudage avec contrôle par boîte à vide. La fissure était présente dans une zone de forte concentration de contraintes due aux recouvrements de 4 épaisseurs de tôles.

4.2.3 - Réservoir Ethylène TK 602 Essochimie Köln (Allemagne)

Année de construction : 1975

Année d'inspection : 1986 par TUV Rheinland (suspicion de fuite)

Type H1 Toit Fixe, perlite et inertage azote entre les deux enveloppes

Travaux effectués :

- Inspection générale du réservoir interne
- Ressuage partiel des soudures robe / fond et soudures de fond
- Contrôle partiel par boîte à vide du fond

Résultats :

L'inspection générale du réservoir interne n'a pas décelé de corrosion, ni d'autres observation, l'état de ce réservoir peut être considéré comme neuf. Aucune fuite n'a été détectée.

4.2.4 - Réservoir Ethylène TK 814 Fawley (Royaume Uni)

Année de construction : 1972

Type H1 Toit Fixe, perlite et inertage azote entre les deux enveloppes

Travaux effectués en 1988 : Etude du scénario de « Fuite avant rupture » (leak before break), par la méthode PD6493 niveau 2 du BWI

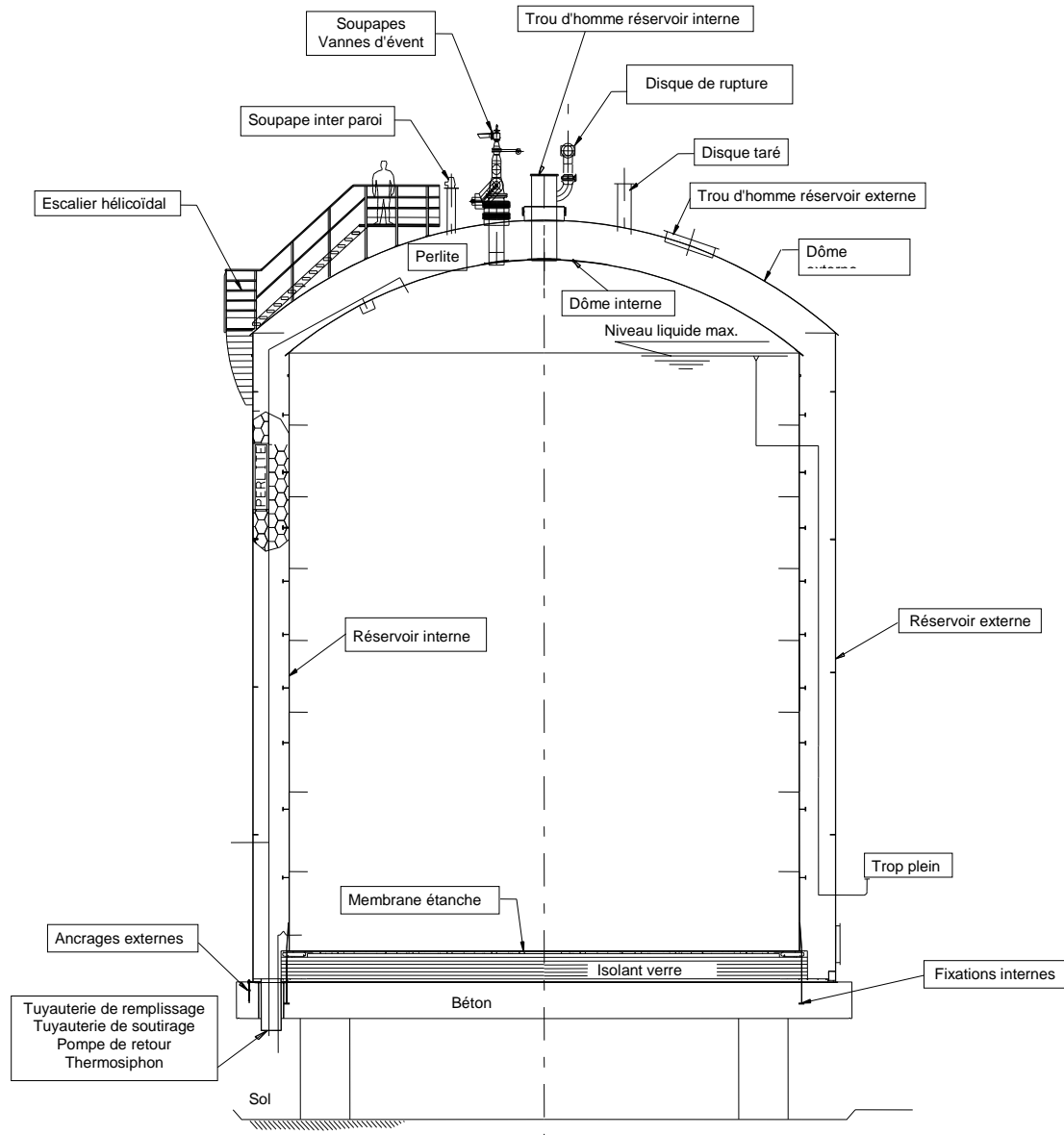
Taille des défauts max initiés par fatigue dans les zones les plus contraintes (liaison robe / fond et soudure piquage 14/10" sur robe)

Résultats

Le risque de rupture brutale est négligeable.

5/ RETOUR D'EXPERIENCE DES RESERVOIRS CRYOGENIQUES DE STOCKAGE DE GAZ DE L'AIR

5.1-Technologie des réservoirs



Les gaz de l'air stockés dans des réservoirs cryogéniques, sont au nombre de trois : l'argon, l'azote et l'oxygène. Ces gaz sont obtenus par la distillation d'air liquéfié et de ce fait, ils sont exempts d'impuretés et surtout exempts d'humidité.

Ces gaz ne sont pas toxiques et ne représentent pas de risque de pollution pour l'environnement. Les températures de stockage des gaz de l'air varient de -196°C pour l'azote liquide jusqu'à -183°C pour l'oxygène liquide. La pression de stockage dans les réservoirs cryogéniques est proche de 100 mbar effectifs.

La profession exploite ce type de réservoir depuis 1955 et en dénombre environ 60 sur l'ensemble du territoire français. Le volume de ces réservoirs est compris entre 500 et 6000 m³.

Le réservoir interne est en acier austénitique ayant une comptabilité mécanique aux températures cryogéniques. Il est posé sur une couche de verre cellulaire (Foamglass) à fort pouvoir d'isolation thermique.

L'enveloppe extérieure est en acier au carbone, peinte extérieurement. L'inter paroi est remplie de perlite et maintenu sous une faible pression d'azote sec et déshuilé.

5.2-Retour d'expérience

Le retour d'expérience relatif aux réservoirs de stockage cryogéniques comprend les incidents relevés dans le monde entier par les sociétés membres de l'AFGC, de l'EIGA (European Industrial Gases association) et d'autres associations régionales de gaz industriels à travers le monde.

Le retour d'expérience concernant les visites intérieures est en cours de mise en place. On trouvera ci-après une synthèse des visites qui ont été portées à notre connaissance à ce jour.

Résumés des incidents et accidents sur des réservoirs de stockages à fond plat

Etats-Unis, 31 Janvier 1978 : Opération normale Réservoir LIN

Que s'est-il passé ? Surpression dans le réservoir interne et éjection du réservoir interne

Dommages: Dommages matériels sévères et décès indirect de 5 personnes

Causes : dysfonctionnement de la boucle de régulation de la vanne de mise à l'air et des soupapes de sécurité

Actions : reconstruction du réservoir

Allemagne, 1981 : Réception d'un stockage LIN, Pas de blessé

Que s'est-il passé ? Pendant la première mise en service, arrachage de la soudure de liaison toit-virole

Dommages : matériels uniquement

Causes : mise en froid trop rapide

Actions : réparation

France, 1985 : Dépotage LOX, Pas de blessé (base ARIA 5926)

Que s'est-il passé ? Surpression interne entraînant la déformation du fond, et la rupture d'une tuyauterie dans l'inter paroi. Fissuration de l'enveloppe extérieure

Dommages: matériels uniquement

Causes : dépotages simultanés entraînant une forte vaporisation

Actions : inspection du réservoir intérieur, réparation du fond, des tirants et de l'enveloppe extérieure et épreuve hydraulique.

France, 1986 : Opération normale LOX

Que s'est-il passé ? L'enveloppe extérieure d'un réservoir cryogénique s'est fissurée localement.

Dommages : matériels légers, pas de blessé

Causes : épandage de liquide cryogénique sur le dôme de la double enveloppe, suite à la mise en place d'une pompe HP avec retour liquide dans le stockage.

Actions : réparation double enveloppe

Etats Unis, 1988 : Opération normale LOX

Que s'est-il passé ? Vidange du réservoir suite rupture de vanne et fissure sur double enveloppe

Dommages : pas de blessé, épandage et dommages matériels importants,

Causes : vanne défectueuse

Actions : inspections de toutes les vannes de ce type dans le monde

Colombie, 1989 : Opération normale LOX (base ARIA 5927)

Que s'est-il passé ? Attaque à la roquette perforant l'enveloppe et le réservoir intérieur

Dommages: Réservoir endommagé, pas de blessé

Cause : Terrorisme

Action : réparation du stockage

Allemagne, 1993 : Opération normale LAR

Que s'est-il passé ? Déformation du réservoir et éjection du dôme externe suite à surpression interne

Dommages matériels: Endommagement sévère du réservoir.

Cause : défaillance vanne de décharge et soupape de sécurité

Actions : Réparation du stockage

Singapour, 2000 : Dépotage LIN

Que s'est-il passé ? Surpression interne entraînant déformation enveloppe interne et la rupture d'une tuyauterie dans l'inter paroi. Fissuration de l'enveloppe extérieure

Domages: Pas de blessé, réservoir endommagé
Causes : rupture fragile de l'enveloppe externe
Actions : réparation du stockage avec remplacement du réservoir intérieur.

Espagne, 2000 : Dépotage LOX
Que s'est-il passé ? Sur remplissage entraînant la rupture de la soudure toit/virole frangible.
Domages : Pas de blessé, Réservoir sévèrement endommagé et fuite de LOX
Causes : Dysfonctionnement des transmetteurs arrêtant la pompe de remplissage
Actions : Inspection et réparation

Japon, 2002 : Opération normale LOX
Que s'est-il passé ? Un opérateur a remarqué une bride fuyante sur une ligne (6") d'aspiration de la pompe conduisant au réservoir. Après une inspection autour du réservoir extérieur, il a été noté que ce dernier s'est soulevé de 140 mm par rapport à la plaque en béton.
Domages : Pas de blessé, réservoir endommagé.
Causes : Pas d'information
Actions : Pas d'information

Conclusion

10 incidents ont été répertoriés sur des grands stockages à fond plat, installés dans les usines de production. Aucun de ces incidents n'a eu de conséquence humaine directe, mais les dommages sont très souvent importants.

On trouve 7 cas de surpression dans le réservoir intérieur, avec rupture de l'enveloppe intérieure ou d'une tuyauterie, en opération normale, lors de dépotages importants, lors de la première mise en froid du stockage. Parmi ces cas, on trouve l'éjection du toit de l'enveloppe interne, l'arrachement partiel de la soudure dôme/ viroles, des ruptures de tuyauteries situées dans l'inter paroi suite à un soulèvement partiel du fond plat, entraînant des fuites de liquide dans l'inter paroi et une fissure limitée de l'enveloppe externe. On trouve 2 cas de fuite de liquide cryogénique extérieure importante ayant entraîné une rupture de l'enveloppe extérieure par mise à l'air de liquide cryogénique mal contrôlé, par défaillance de la vanne de décharge de pression et de la soupape de sureté ou par rupture d'une vanne de soutirage. Un cas d'attaque à la roquette d'un stockage, dont les enveloppes extérieure et intérieure ont été percées. Le liquide s'est écoulé au-dessus des orifices, sans autre conséquence.

Aucun de ces incidents n'a pour cause la corrosion ou le vieillissement d'un équipement. Il est par ailleurs à noter qu'aucune ruine catastrophique n'est mentionnée dans le retour d'expérience mondial, cité dans le document EIGA 60/04, *Prevention of major accidents-Guidance on compliance with the SEVESO II directive*. Ce REX couvre plus de 500 réservoirs en exploitation dans le monde et correspond à plus de 10000 années de fonctionnement cumulé dans le monde.

La profession a analysé les causes de ces incidents et revu à plusieurs reprises le document EIGA DOC 127/04 *Bulk Liquid oxygen, nitrogen and argon storage systems at production sites*.

Visites intérieures de stockages à fond plat
Diverses visites intérieures de stockages ont été faites dans le monde, lors de périodes où les stockages n'étaient pas en exploitation, suite à travaux les rendant indisponibles ou suite à leur mise en arrêt définitif. Un résumé de ces visites intérieures est donné ci-dessous.

Grande Bretagne. On a relevé 17 visites internes de stockages à fond plat d'usines de production en Angleterre. Lors de ces visites, en plus de l'examen visuel du réservoir interne, des contrôles des soudures et des contrôles d'épaisseur de tôles ont été effectués, principalement en partie basse et aux soudures de jonction virole/fond et virole/ piquages de tuyauteries. Aucun défaut lié au vieillissement n'a été constaté. Les stockages avaient une durée d'exploitation variable, la plus longue était de 40 ans. Ces visites ont fait l'objet du document CP25 de la BCGA (British Compressed Gases Association) dont la 2^{ème} révision date de 2004.

Anvers, Belgique, Novembre 2008, stockage LOX, 1000 m³, année de construction 1970
Raison de la visite volontaire : Réparations sur dalle béton
Contrôles effectués : inspection visuelle, ressuage soudures fond/première virole et mesures US d'épaisseur des tôles par organisme de contrôle
Résultats : aucun défaut constaté

Orlando, Florida, USA, septembre 2007, stockage LOX de 720 tonnes en opération depuis 1986

Raisons de la visite interne volontaire : suite à une surpression excédant la pression de calcul

Contrôles effectués : examen visuel détaillé par organisme de contrôle

Résultats : aucun défaut constaté

Bayport, Texas, USA, Septembre 2007, stockage LOX, 780 000 gallons, année de construction 1970

Raisons de la visite interne volontaire : remplacement vanne de vidange et suspicion présence impuretés dans réservoir

Contrôles effectués : examen visuel détaillé par organisme de contrôle

Résultats : aucun défaut constaté pour la visite interne

Llanvern, Royaume Uni, Janvier 2004, stockage Oxygène Liquide de 4000 tonnes de capacité en service depuis 1974

Raisons de la visite interne volontaire : Arrêt de l'installation.

Contrôles : Inspection visuelle, HSE Royaume Uni et confrère BOC ont été conviés, photographies disponibles

Résultats : Aucun défaut, situation identique à la construction, Un peu de poussière analysée comme du silicagel.

Hollande, Avril 2008, stockage LAR de 500 m³, réservoir intérieur en aluminium, en service depuis 1975

Raisons de la visite interne volontaire : suite à modifications du stockage

Contrôles : inspection visuelle du réservoir intérieur et de l'inter paroi,

Résultats : aucun défaut constaté

Australie, Novembre 2006, stockage LOX de 800 m³, année de construction 1968

Raisons de la visite interne volontaire : Fuite du compensateur de dilatation sur tuyauterie de vidange

Contrôles : inspection visuelle, ressuage, mesures des déformations du réservoir interne en présence d'un organisme de contrôle

Résultats : Aucune dégradation du réservoir intérieur depuis l'origine, plusieurs défauts d'origine constatés aux soudures, déformation du fond et des parois verticales du réservoir intérieur dus au réchauffement du réservoir

Australie, Mars 2008, stockage LOX de 500 m³, âgé de plus de 40 ans

Raisons de la visite interne volontaire : Remise en exploitation après plusieurs années de chômage.

Contrôles : inspection visuelle, ressuage et contrôle des soudures et nœuds du fond intérieur, de la soudure de liaison fond/virole et des soudures de la première virole, mesures d'épaisseur par sondages sur tôles accessibles, vérification des déformations des tôles de fond et des viroles par l'organisme de contrôle.

Résultats : Aucun défaut significatif (examen visuel, ressuage et ultra-sons), aucune corrosion du réservoir intérieur, mesures d'épaisseur conformes, déformations acceptables du fond et des viroles.

Conclusion :

Lors de ces visites volontaires, il n'a été constaté aucune dégradation du réservoir intérieur, ni aucun phénomène de vieillissement. Sur un cas de réservoir en service, le réchauffement du réservoir à température ambiante ayant précédé la visite interne, a entraîné des déformations sur le fond et les viroles du réservoir intérieur.

ANNEXE 3

Références et bibliographie

- 1 / NF ISO 9223 : « CORROSION DES METAUX ET ALLIAGES, CORROSIVITE DES ATMOSPHERES, CLASSIFICATION »,
- 2 / API 581 : « RISK BASE INSPECTION – RESOURCES DOCUMENT »,
- 3 / GUIDE UNIFA : GUIDE DES BONNES PRATIQUES POUR L'INSPECTION DES RESERVOIRS CRYOGENIQUES DE STOCKAGE D'AMMONIAC,
- 4 / GUIDE UIC DT 75 : « GUIDE POUR LE CHOIX DES METHODES DE CONTROLE DES MATERIAUX ET EQUIPEMENTS »,
- 5 / GUIDE UIC DT 32 : « GUIDE POUR L'ETABLISSEMENT D'UN PLAN D'INSPECTION (PERIODICITE IP ET RP 5 ET 10 ANS) »,
- 6 / GUIDE UIC DT84 : "GUIDE POUR L'ETABLISSEMENT D'UN PLAN D'INSPECTION PERMETTANT DE DEFINIR LA NATURE ET LA PERIODICITE D'INSPECTIONS PERIODIQUES ET DE REQUALIFICATIONS POUVANT ETRE SUPERIEURES A 5 ET 10 ANS",
- 7 / METAL HANDBOOK, VOLUME 13 CORROSION,
- 8 / API 571: DAMAGE MECHANISMS AFFECTING FIXED EQUIPMENTS IN THE REFINING INDUSTRY,
- 9 / JOURNEES DE L'INSPECTION TECHNIQUE DE L'UIC : « RAPPEL SUR LA SENSIBILITE A LA FISSURATION A FROID DES ACIERS TYPES A 52 ET FAIBLEMENT ALLIES » JN SIMIER,
- 10 / 1983, JOURNEES TECHNIQUES DE L'AFIAP « CONTROLE PAR MAGNETOSCOPIE D'UN PARC DE SPHERES", PARC DE 12 SPHERES DE STOCKAGES D'HYDROCARBURES LIQUEFIES (ETHYLENE, PROPYLENE, COUPES C4) ET D'AMMONIAC DU SITE DE CDF CHIMIE ». JN SIMIER,
- 11 / JOURNEES DE L'INSPECTION TECHNIQUE DE L'UIC « CONTROLE PAR EMISSION ACOUSTIQUE DES SPHERES DE STOCKAGE D'AMMONIAC » F. CLEMENT
- 12 / GUIDE EEMUA 147 RECOMMENDATIONS FOR THE DESIGN AND CONSTRUCTION OF REFRIGERATED LIQUEFIED GAS STORAGE TANKS.
- 13 / GUIDE EEMUA 207 DOUBLE CONCRETE TANKS FOR LIQUEFIED GAS – GUIDE TO DESIGN, CONSTRUCTION AND OPERATION
- 14 / DOCUMENT EIGA DOC 127/04 BULK LIQUID OXYGEN, NITROGEN AND ARGON STORAGE SYSTEMS AT PRODUCTION SITES.
- 15 / PRINCIPAUX CAHIERS TECHNIQUES ET DECISIONS MINISTERIELLES BASES SUR L'ABSENCE DE CORROSION INTERNE PAR LES FLUIDES CRYOGENIQUES :
 - Cahier Technique Professionnel de l'AFGC 152-01 approuvé par le BSEI. Gaz concernés : azote, oxygène, gaz rares (argon, néon, krypton, xénon, hélium), hydrogène, gaz naturel liquéfié, gaz naturel re-gazéifié, dioxyde de carbone, hémioxyde d'azote, éthylène, propylène... Dispenses accordées : dispense de visite intérieure et extérieure lors de tout contrôle périodique. Dispense d'épreuve hydraulique
 - Cahier Technique Professionnel de l'AFGC 152-02 approuvé par le BSEI. Gaz concernés : azote, oxygène, gaz rares (argon, néon, krypton, xénon, hélium), hydrogène, gaz naturel, dioxyde de carbone, hémioxyde d'azote, éthylène, Crylène ®. Dispenses accordées : dispense de visite intérieure et extérieure lors de tout contrôle périodique. Dispense d'épreuve hydraulique

- Cahier Technique Professionnel de l'AFGC 152-03 approuvé par le BSEI. Gaz concernés : dioxyde de carbone, hémioxyde d'azote. Dispenses accordées : dispense de visite intérieure et extérieure lors des inspections périodiques
- Décision BSEI 09-219. Gaz concernés : argon, azote, hélium, hydrogène, oxygène, dioxyde de carbone et les mélanges de ces gaz entre eux dans la mesure où ils sont chimiquement compatibles
Dispenses accordées : dispense de visite intérieure lors des inspections périodiques
- Cahier Technique Professionnel 1 de l'USNEF approuvé par le BSEI. Gaz concernés : ammoniac et autres fluides frigorigènes (HFC, HCFC...). Dispenses accordées : dispense de visite intérieure et extérieure lors de tout contrôle périodique. Dispense d'épreuve hydraulique
- Cahier Technique Professionnel 2 de l'USNEF approuvé par le BSEI. Gaz concernés : ammoniac, dioxyde de carbone, HFC. Dispenses accordées : dispense de visite intérieure et extérieure lors de tout contrôle périodique. Dispense d'épreuve hydraulique
- Cahier Technique Professionnel 3 de l'USNEF approuvé par le BSEI. Gaz concernés : ammoniac, dioxyde de carbone, HFC. Dispenses accordées : dispense de visite intérieure et extérieure lors de tout contrôle périodique. Dispense d'épreuve hydraulique

ANNEXE 4

Exemples de fiches de visite externe détaillée

Fiche de visite externe détaillée Partie commune à l'ensemble des réservoirs de stockage cryogénique

L'inspection externe détaillée reprend les actions prévues au plan d'inspection des réservoirs. Elle est réalisée au minimum une fois tous les 5 ans et se substitue à la visite externe annuelle l'année où elle est effectuée.

Repère du réservoir :	Localisation :	N° fiche :
Type de réservoir :	Produit :	
Date de la dernière inspection externe détaillée :		
Date de la dernière visite externe en service :		
Visité par :	Date :	Signature :
Validé par :	Date :	Signature :

Vérification	Applicabilité	Constatations commentaires	Actions complémentaires	
	OUI/NON		O	N
Revue de la dernière fiche de visite détaillée : <ul style="list-style-type: none"> • Résultats des investigations complémentaires décidées à l'issue de cette visite détaillée • Réalisation des plans d'actions décidés 				
Revue des fiches de visite externe en service depuis la dernière inspection externe détaillée : <ul style="list-style-type: none"> • Constatations ayant entraîné des actions spécifiques • Résultats des investigations complémentaires décidées à l'issue des visites externes • Réalisations des plans d'actions décidés suite à visite externe en service 				
Fondations, Dalle, Radier, Poteaux et Voiles				
Compléments au guide de surveillance des ouvrages de génie civil et structures				
Cuvettes de rétention et fondations de réservoirs (catégorie de l'ouvrage II)				
Stabilité de l'assise du réservoir : contrôle visuel, au fil à plomb, théodolite, inclinomètres (par ex : tassements induits par le givrage des sols) (1)				
Etat du système de réchauffage de la dalle/radier (2)				
Contrôle des supports des éléments connectés au réservoir : position des supports, absence de blocage ou de déplacement anormal				
Tuyauteries de pied jusqu'à la première vanne d'isolement				
Etat des tuyauteries, frigorifuge, revêtement anti-feu et supports (3)				
Etat de la robinetterie, frigorifuge, revêtement anti-feu et supports (3)				
Etat des piquages, avec une attention particulière sur les pieds de piquage si accessibles (3)				
Etat des ancrages de supports (3)				

Vérification	Applicabilité	Constatations commentaires	Actions complémentaires	
	OUI/NON		O	N
Etat des supports d'accessoires (3)				
Absence de défauts de supportage (blocage par la glace...) (4)				
Moyens d'accès				
Etat des supports d'escaliers (5)				
Etat de l'escalier (5)				
Etat des supports d'échelle (5)				
Etat de l'échelle (5)				
Etat des supports de passerelle sur le toit (5)				
Etat de la passerelle sur le toit (5)				
Etat des supports de l'ascenseur (5)				
Vérification du suivi de l'ascenseur (5)				
Tuyauteries connectées au réservoir jusqu'à la première vanne d'isolement				
Etat des tuyauteries, frigorigé et supports (3)				
Etat de la robinetterie, frigorigé et supports (3)				
Etat des piquages, avec une attention particulière sur les pieds de piquage (3)				
Etat des ancrages de supports (3)				
Etat des supports d'accessoires (3)				
Absence de défauts de supportage (blocage par la glace...) (4)				
Equipements de sécurité				
Vérification du suivi des soupapes pression et dépression, disques de rupture, vanne d'évent (5)				
Systèmes d'isolement des soupapes recensés et suivis				
Absence de fuite des couronnes d'arrosage et des moyens de protection incendie pouvant provoquer des corrosions sur le réservoir (5)				
Vérification du suivi des détections des niveaux haut, très haut et de limitation d'emplissage (5)				
Vérification du suivi des capteurs de pression, température et détecteurs de gaz (5)				
Mises à la terre				
Etat des mises à la terre (5)				
Vérification du suivi du fonctionnement des mises à la terre (5)				
Exploitation				
Modification de la nature des produits stockés depuis la dernière inspection externe détaillée				
Modification des fréquences et niveaux d'emplissage/vidange depuis la dernière inspection externe détaillée				
Dépassement des conditions maximales d'exploitation depuis la dernière inspection externe détaillée (pression, température, niveau de remplissage)				

Synthèse des modifications/ajouts intégrés au dossier de suivi du réservoir depuis la dernière inspection externe détaillée :

Synthèse des modifications apportées au plan de maintenance et de surveillance à l'issue de l'inspection externe détaillée :

- (1) : se reporter au code de construction d'origine. À défaut, établir une note de calcul spécifique suivant un code approprié.
- (2) : si une défaillance du système de réchauffage est constatée le contrôle par théodolite doit être réalisé à une fréquence rapprochée au minimum d'une fois par an.
- (3) : se reporter au guide technique professionnel pour l'inspection des tuyauteries en exploitation ou au plan d'inspection si le site possède un Service Inspection Reconnu.
- (4) : les blocages du supportage par la glace doivent faire l'objet d'une remise en état sous six mois par un moyen approprié.
- (5) : se reporter au guide d'inspection et de maintenance des réservoirs aériens cylindriques verticaux.

Fiche de visite externe détaillée
Partie spécifique aux réservoirs de stockage d'éthylène, propylène/propane, gaz de l'air et GNL de type H1.

L'inspection externe détaillée reprend les actions prévues au plan d'inspection des réservoirs. Elle est réalisée au minimum une fois tous les 5 ans et se substitue à la visite externe annuelle l'année où elle est effectuée.

Repère du réservoir :	Localisation :	N° fiche :
Type de réservoir :	Produit :	
Date de la dernière inspection externe détaillée :		
Date de la dernière visite externe en service :		
Visité par :	Date :	Signature :
Validé par :	Date :	Signature :

Vérification	Applicabilité	Constatations commentaires	Actions complémentaires	
	OUI/NON		O	N
Robe externe				
Etat de la robe externe (1)				
Etat des piquages (2)				
Etat du revêtement (3)				
Absence de points froids (givre) (4)				
Toit				
Etat du revêtement (contrôle visuel) (3)				
Etat du frigorifuge, absence de points froids (4)				
Etat du toit (corrosion, déformation créant des retenues d'eau) (5)				
Etat des piquages (2)				
Balayage				
Vérification du suivi du fonctionnement du balayage azote inter-paroi				
Suivi du contrôle régulier de la recherche de gaz stocké dans le gaz de balayage inter paroi. En cas d'augmentation de la teneur en gaz ou de mesure impossible à effectuer, réaliser des contrôles de température par thermographie ou effectuer des recherches de présence de givre à fréquence trimestrielle (6)				
Isolation thermique				
Contrôle du niveau de l'isolant (7)				
Vérification de l'efficacité de l'isolant thermique du réservoir, des tuyauteries et accessoires (visuel, thermographie infrarouge) (8)				

- (1) se reporter au code de construction d'origine. À défaut, établir une note de calcul spécifique suivant un code approprié.
- (2) se reporter au guide d'inspection et de maintenance des réservoirs aériens cylindriques verticaux.
- (3) se reporter au dossier de construction d'origine
- (4) une thermographie doit être immédiatement réalisée afin de compléter l'analyse. Faire vérifier par l'exploitant l'ensemble des paramètres d'exploitation (pression, débits, températures,...)
- (5) remise en état dans les 2 mois pour éliminer les retenues d'eau et infiltrations possibles.

- (6) dans le cas d'augmentation du débit de fuite et/ou présence de givre anormale sur la paroi extérieure, après analyse, l'ouverture du réservoir pour inspection interne doit être envisagée dans un délai inférieur à un an.
- (7) appoint d'isolant dans les 2 mois
- (8) les dégradations notables de l'isolant du réservoir qui peuvent créer un risque après analyse, doivent faire l'objet d'une remise en état dans l'année qui suit le constat. La thermographie peut être un élément permettant de compléter l'analyse

Fiche de visite externe détaillée
Partie spécifique aux réservoirs de stockage de GNL, Ethylène, Propylène- Propane
de type H3 et H4.

L'inspection externe détaillée reprend les actions prévues au plan d'inspection des réservoirs. Elle est réalisée au minimum une fois tous les 5 ans et se substitue à la visite externe en service annuelle.

Repère du réservoir :	Localisation :	N° fiche :
Type de réservoir :	Produit :	
Date de la dernière inspection externe détaillée :		
Date de la dernière visite externe en service :		
Visité par :	Date :	Signature :
Validé par :	Date :	Signature :

Vérification	Applicabilité	Constatations commentaires	Actions complémentaires	
	OUI/NON		O	N
Robe en béton				
Evolution de la géométrie de la robe par relevés dimensionnels de géomètres, ou par instrumentation dédiée (fils d'invar, inclinomètres...) (1)				
Etat du revêtement (contrôle visuel)				
Epaufures, cassures localisées (2)				
Fissures isolées, sans déformation du profil (2)				
Fissures multiples (2)				
Armatures apparentes sans éclatement du béton (2)				
Ecaillage (2)				
Faïençage (2)				
Désagrégation du béton (2)				
Béton éclaté avec armatures visibles (2)				
Etanchéité des ancrages des câbles de précontrainte (3)				
Mesure d'enrobage des armatures (3)				
Mesure de potentiel des armatures (3)				
Dosage des chlorures (3)				
Profondeur de carbonatation (3)				
Suivi gonflement du béton par relevés de capteurs de mesures en eau (3)				
Suivi des caractéristiques in-situ du béton par mesures de jauges extensométriques (3)				
Etat des piquages (4)				
Absence de points froids (givre) (5)				
Plate-forme supérieure (Partie béton)				
Epaufures, cassures localisées (2)				
Fissures isolées, sans déformation du profil (2)				
Fissures multiples (2)				
Armatures apparentes sans éclatement du béton (2)				
Ecaillage (2)				
Faïençage (2)				

Vérification	Applicabilité	Constatations commentaires	Actions complémentaires	
	OUI/NON		O	N
Désagrégation du béton (2)				
Béton éclaté avec armatures visibles (2)				
Moyens de levage permanents de la plate-forme supérieure				
Etat de la structure d'ancrage ou de supportage du (des) moyens de levage (3)				
Vérification du suivi des moyens de levage				
Toit				
Etat du revêtement (contrôle visuel)				
Epaufures, cassures localisées (2)				
Fissures isolées, sans déformation du profil (2)				
Fissures multiples (2)				
Armatures apparentes sans éclatement du béton (2)				
Ecaillage (2)				
Faïençage (2)				
Désagrégation du béton (2)				
Béton éclaté avec armatures visibles (2)				
Mesure d'enrobage des armatures (3)				
Mesure de potentiel des armatures (3)				
Dosage des chlorures (3)				
Profondeur de carbonatation (3)				
Suivi gonflement du béton par relevés de capteurs de mesures en eau (3)				
Isolation thermique				
Contrôle du niveau de l'isolant (6)				
Vérification de l'efficacité de l'isolant thermique du réservoir, des tuyauteries et accessoires (visuel, thermographie infrarouge) (6)				

Vérification	Applicabilité	Constatations commentaires	Actions complémentaires	
	OUI/NON		O	N
Suivi de l'évolution du débit d'évaporation du réservoir sur la période pour confirmer le bon état de l'isolation du réservoir et des tuyauteries				
Contrôle du dispositif de détection d'une fuite dans l'inter paroi.				

- (1) : se reporter au code de construction d'origine. À défaut, établir une note de calcul spécifique suivant un code approprié.
- (2) : si présence du défaut, préciser le niveau suivant le catalogue des désordres génie civil (catégorie d'ouvrage 2). Les investigations complémentaires suite à constat et les délais associés sont ceux du guide génie civil
- (3) : l'étendue des contrôles et les critères d'acceptation doivent être définis en liaison avec une société/organisme spécialiste de béton, béton armé
- (4) : se reporter au guide d'inspection et de maintenance des réservoirs aériens cylindriques verticaux.
- (5) : une thermographie doit être immédiatement réalisée afin de compléter l'analyse. Vérifier l'ensemble des paramètres d'exploitation (pression, débits, température...)
- (6) : les dégradations notables de l'isolant du réservoir qui peuvent créer un risque après analyse doivent faire l'objet d'une remise en état dans l'année qui suit le constat. La thermographie peut être un élément permettant de compléter l'analyse

Fiche de visite externe détaillée
Partie spécifique aux réservoirs de stockage de GNL, Ethylène
de type H5.

L'inspection externe détaillée reprend les actions prévues au plan d'inspection des réservoirs. Elle est réalisée au minimum une fois tous les 5 ans et se substitue à la visite externe en service annuelle.

Repère du réservoir :	Localisation :	N° fiche :
Type de réservoir :	Produit :	
Date de la dernière inspection externe détaillée :		
Date de la dernière visite externe en service :		
Visité par :	Date :	Signature :
Validé par :	Date :	Signature :

Vérification	Applicabilité	Constatations commentaires	Actions complémentaires	
	OUI/NON		O	N
Robe en béton				
Evolution de la géométrie de la robe par relevés dimensionnels de géomètres, ou par instrumentation dédiée (fils d'invar, inclinomètres...) (1)				
Etat du revêtement (contrôle visuel)				
Epaufrures, cassures localisées (2)				
Fissures isolées, sans déformation du profil (2)				
Fissures multiples (2)				
Armatures apparentes sans éclatement du béton (2)				
Ecaillage (2)				
Faïençage (2)				
Désagrégation du béton (2)				
Béton éclaté avec armatures visibles (2)				
Etanchéité des ancrages des câbles de précontrainte (3)				
Mesure d'enrobage des armatures (3)				
Mesure de potentiel des armatures (3)				
Dosage des chlorures (3)				
Profondeur de carbonatation (3)				
Suivi gonflement du béton par relevés de capteurs de mesures en eau (3)				
Suivi des caractéristiques in-situ du béton par mesures de jauges extensométriques (3)				
Etat des piquages (4)				
Absence de points froids (givre) (5)				
Plate-forme supérieure (Partie béton)				
Epaufrures, cassures localisées (2)				
Fissures isolées, sans déformation du profil (2)				
Fissures multiples (2)				
Armatures apparentes sans éclatement du béton (2)				
Ecaillage (2)				
Faïençage (2)				
Désagrégation du béton (2)				
Béton éclaté avec armatures visibles (2)				

Vérification	Applicabilité	Constatations commentaires	Actions complémentaires	
	OUI/NON		O	N
Moyens de levage permanents de la plate-forme supérieure				
Etat de la structure d'ancrage ou de supportage du (des) moyens de levage (3)				
Vérification du suivi des moyens de levage				
Toit				
Etat du revêtement (contrôle visuel)				
Epaufures, cassures localisées (2)				
Fissures isolées, sans déformation du profil (2)				
Fissures multiples (2)				
Armatures apparentes sans éclatement du béton (2)				
Ecaillage (2)				
Faïençage (2)				
Désagrégation du béton (2)				
Béton éclaté avec armatures visibles (2)				
Mesure d'enrobage des armatures (3)				
Mesure de potentiel des armatures (3)				
Dosage des chlorures (3)				
Profondeur de carbonatation (3)				
Suivi gonflement du béton par relevés de capteurs de mesures en eau (3)				
Balayage				
Suivi du contrôle régulier de la recherche de gaz stocké dans le gaz de pressurisation ou de balayage de l'interparoi. En cas d'augmentation de la teneur en gaz ou de mesure impossible à effectuer, réaliser des contrôles de température par thermographie à fréquence trimestrielle				
Isolation thermique				
Contrôle du niveau de l'isolant (6)				
Vérification de l'efficacité de l'isolant thermique du réservoir, des tuyauteries et accessoires (visuel, thermographie infrarouge) (6)				

Vérification	Applicabilité	Constatations commentaires	Actions complémentaires	
	OUI/NON		O	N
Suivi de l'évolution du débit d'évaporation du réservoir sur la période pour confirmer le bon état de l'isolation du bac et des tuyauteries				
Contrôle du dispositif de détection d'une fuite dans l'inter paroi				

- (1) : se reporter au code de construction d'origine. À défaut, établir une note de calcul spécifique suivant un code approprié.
- (2) : si présence du défaut, préciser le niveau suivant le catalogue des désordres génie civil (catégorie d'ouvrage 2). Les investigations complémentaires suite à constat et les délais associés sont ceux du guide génie civil
- (3) : l'étendue des contrôles et les critères d'acceptation doivent être définis en liaison avec une société/organisme spécialiste de béton, béton armé
- (4) : se reporter au guide d'inspection et de maintenance des réservoirs aériens cylindriques verticaux.
- (5) : une thermographie doit être immédiatement réalisée afin de compléter l'analyse. Vérifier l'ensemble des paramètres d'exploitation (pression, débits, températures,...)
- (6) : les dégradations notables de l'isolant du réservoir qui peuvent créer un risque après analyse doivent faire l'objet d'une remise en état dans l'année qui suit le constat. La thermographie peut être un élément permettant de compléter l'analyse

Fiche de visite externe détaillée
Partie complémentaire spécifique aux réservoirs de stockage de CVM

L'inspection externe détaillée reprend les actions prévues au plan d'inspection des réservoirs. Elle est réalisée au minimum une fois tous les 5 ans et se substitue à la visite externe en service annuelle.

Repère du réservoir :	Localisation :	N° fiche :
Type de réservoir :	Produit :	
Date de la dernière inspection externe détaillée :		
Date de la dernière visite externe en service :		
Visité par :	Date :	Signature :
Validé par :	Date :	Signature :

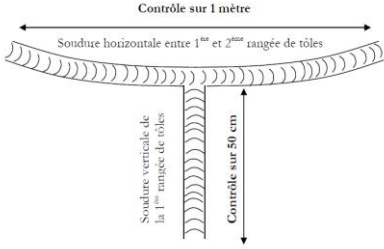
Vérification	Applicabilité	Constatations Commentaires	Actions complémentaires	
	OUI/NON		O	N
Assise				
Absence de signe de fuite évidente au travers des revêtements (Etat de la jonction robe externe/fond) (1)				
Robe externe				
Etat du marquage et de la plaque constructeur				
Absence de signe de fuite évidente au travers de la robe (points froids) (1)				
Etat des piquages (2)				
Etat du revêtement (ignifuge et frigorifuge) (2)				
Toit				
Etat du frigorifuge (2)				
Etat du toit (corrosion, déformation créant des retenues d'eau) (2)				
Etat des piquages (absence de signe de fuite évidente) (2)				
Balayage				
Vérification du suivi du fonctionnement du balayage azote inter-paroi				
Suivi du contrôle régulier de la recherche de gaz stocké dans le gaz de balayage inter-paroi				
Isolation thermique				
Vérification de l'efficacité du calorifuge du réservoir, des tuyauteries et accessoires (visuel, thermographie infrarouge) (3)				

- (1) Une thermographie doit être immédiatement réalisée afin de compléter l'analyse. Vérifier l'ensemble des paramètres d'exploitation (pressions, débits, températures ...)
- (2) Se reporter au Guide d'inspection et de maintenance des réservoirs aériens cylindriques verticaux pour les critères applicables
- (3) Les dégradations notables de frigorifuge/ignifuge qui peuvent créer un risque après analyse doivent être remises en état dans l'année suivant le constat. La thermographie peut être un des éléments complétant l'analyse.

Fiche de visite externe détaillée des réservoirs de stockage d'ammoniac

L'inspection externe détaillée reprend les actions prévues au plan d'inspection des réservoirs. Elle est réalisée au minimum une fois tous les 5 ans et se substitue à la visite externe en service annuelle.

Repère du réservoir :	Localisation :	N° fiche :
Type de réservoir :	Produit :	
Date de la dernière inspection externe détaillée :		
Date de la dernière visite externe en service :		
Visité par :	Date :	Signature :
Validé par :	Date :	Signature :

Vérification	Applicabilité	Constatations commentaires	Actions complémentaires	
	OUI/NON		O	N
Robe externe				
<p>Contrôle US de recherche de fissuration sous contrainte sur 20 % des nœuds de soudure entre la première et la deuxième virole (1)</p>  <p style="text-align: center;">Croquis d'une zone à inspecter</p> <p>Contrôle réalisé suivant une procédure validée par un contrôleur niveau 3 suivant EN 473</p>				
Mesure d'épaisseur : 2 mesures par tôle mise à nu pour les autres contrôles (2)				
Examen visuel des piquages de pied (soutirage) et de leurs soudures sur la robe après mise à nu (tous les 10 ans)				
Examen visuel des piquages de trou d'homme et de leurs soudures sur la robe après mise à nu (tous les 10 ans) (4)				
Examen visuel de 10 % des ancrages et de leurs soudures sur la robe après mise à nu. Examen visuel de la soudure de la robe sur la marginale dans les zones mises à nu (tous les 10 ans) (4)				
Examen visuel de l'état de l'isolation thermique (3)				
Toit				
Examen visuel du toit et de l'état du revêtement peinture (4)				
Mesures d'épaisseur : 10 mesures réparties sur l'ensemble du toit (2)				
Examen visuel des piquages et de leurs soudures sur le toit (4)				
Examen visuel de l'état de l'isolation thermique				

Synthèse des modifications/ajouts intégrés au dossier de suivi du réservoir depuis la dernière inspection externe détaillée :

Synthèse des modifications apportées au plan de maintenance et de surveillance à l'issue de l'inspection externe détaillée :

(1)

- En cas de détection d'indication(s) linéaire(s), l'étendue du contrôle doit être doublée.
- En cas de détection d'indication(s) linéaire(s) isolée(s), celle-ci doit être dimensionnée afin d'en évaluer la nocivité par le calcul :
 - Si la note de calcul démontre que l'indication linéaire n'est pas nocive (défaut stable), son absence d'évolution devra être vérifiée par un nouveau contrôle 1 an après
 - Si la note de calcul démontre que l'indication linéaire est nocive (défaut instable), l'ouverture du réservoir pour inspection interne et réparation doit être programmée sous un délai maximum d'un an.
- En cas de découverte d'indications linéaires multiples signe d'un phénomène de corrosion sous tension, l'ouverture du réservoir pour inspection interne et réparation doit être programmée sous un délai maximum d'un an.

(2) Si l'épaisseur mesurée est inférieure à l'épaisseur de calcul, et sauf note de calcul justificative spécifique, l'ouverture du réservoir pour inspection interne et réparation doit être programmée sous un délai maximum d'un an.

(3) Les dégradations notables de frigorigéne pouvant générer un risque important après analyse doivent être remises en état dans l'année suivant le constat. La thermographie peut être utilisée pour aider à l'analyse.

(4) Vérifier l'absence de dégradation pouvant générer un risque important après analyse.

ANNEXE 5

Exemple de contrôle externe équivalent à une visite interne

Exemple de contrôle externe permettant de détecter les mêmes défauts que ceux détectés par une visite interne dans le cas des réservoirs d'ammoniac

Détection de la corrosion fissurante sous tension par l'ammoniac

1/ Introduction :

Le suivi et l'inspection externe d'un réservoir et des équipements associés constituent une part très importante du programme complet d'inspection destiné à garantir l'intégrité du réservoir.

Il s'agit donc ici de rechercher et mettre en œuvre des méthodes capables de détecter l'apparition de Corrosion Fissurante sous Tension, seule dégradation interne possible, et cela sans pénétrer dans le réservoir.

Étant données les sensibilités requises, les méthodes de contrôle par Ultra-Sons sont actuellement les plus performantes, c'est-à-dire les plus fiables. Elles sont recommandées pour l'inspection en exploitation des réservoirs d'ammoniac à basse température. De telles méthodes ont été validées et mises en œuvre depuis 1999 avec de bons résultats.

2/ Caractéristiques du phénomène de dégradation

Localisation des défauts :

L'initiation des défauts nécessite un contact de la paroi avec l'ammoniac liquide ; elle ne peut donc avoir lieu qu'au niveau de la paroi interne du réservoir.

S'agissant d'un phénomène de corrosion sous contraintes, l'apparition et le développement du phénomène a lieu dans des zones où il existe des contraintes de traction importantes au niveau de la paroi interne.

Les zones où les contraintes de traction de la paroi interne sont les plus importantes sont les soudures longitudinales bout à bout de la partie basse de la virole et les nœuds de soudure associés : contraintes résiduelles de soudage plus contraintes dues à la pression hydrostatique.

Géométrie des défauts :

Il s'agit de défauts du type fissure. Ces défauts très fins peuvent ne pas être détectés à l'œil nu même avec un accès à la paroi interne.

Orientation des défauts :

Il y a lieu de considérer que les défauts peuvent être orientés longitudinalement ou transversalement par rapport aux soudures.

3/ Techniques de contrôles externes permettant de détecter les défauts

Il s'agit de méthodes de contrôle par ultrasons. Les contrôles doivent être réalisés suivant une procédure validée par un contrôleur UT niveau 3 suivant la norme EN 473.

Détection de fissures longitudinales au niveau des soudures :

Utilisation de la méthode TOFD avec balayages longitudinaux de chaque côté de la soudure.

Détection de fissures transversales au niveau des soudures :

Détection de fissures transversales localisées dans les soudures par balayage longitudinal avec 2 traducteurs d'angle (45°) situés de part et d'autre de l'axe de la soudure et focalisés sur le centre de celle-ci.

Détection de fissures transversales localisées à proximité des soudures par balayages longitudinaux à proximité de la soudure avec 2 traducteurs couplés : onde transversale 60° (émetteur) et onde longitudinale 0° (récepteur).

La technique de contrôle utilisée pour la recherche de corrosion fissurante par l'ammoniac, permet aussi :

- la vérification de l'absence de corrosion uniforme par vérification de l'épaisseur grâce à technique ultrason utilisé,
- la vérification d'absence de fissure de fatigue, car la technique de contrôle ultrason utilisée, permet de détecter d'éventuelle de fissures de fatigue aux endroits contrôlés, qui sont aussi les endroits subissant les plus fortes contraintes (bien que l'initiation de fissures de fatigue soient à ce jour considérée comme fortement improbable).

La perte de confinement au niveau des tôles de fond (qui ne subissent aucune contrainte en service rappelons-le), peut être éventuellement validée en service par l'absence de détection de fuite d'ammoniac, en fonction de la conception du réservoir. De même le contrôle des piquages et de la soudure marginale fond/virole, peut être réalisé depuis l'extérieur en fonction de la géométrie spécifique de chaque réservoir. En cas d'impossibilité de tels contrôles depuis l'extérieur, l'équivalence à une visite interne n'est pas reconnue.