

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieure et de la Recherche Scientifique



Ecole Nationale Polytechnique



Département de Maîtrise des Risques Industriels et Environnementaux (MRIE)

Filière : QHSE – GRI

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'état en QHSE-GRI

Etude Risk Based Inspection (RBI)

Cas: Association SONATRACH-OXY, Groupement Berkine

CHETTAF Walid & FETNACI Mohammed Baha Eddine

Sous la direction de :

Souad BENTAALLA-KACED

Maître de Conférence ENP

Aboubakr KERTOUS

Maître-Assistant ENP

Abdelkader BENSATAL

Specialiste en RBI à Groupement Berkine

Présenté et soutenu publiquement le 25/06/2023 devant le jury composé de :

Mr. Abdelmalek CHERGUI

Professeur ENP

Président

Mr. Hamid YOUSFI

Professeur ENP

Examinateur

Mme. Karima BITCHIKH

Maître de conférences ENP

Examinatrice

ENP 2023

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieure et de la Recherche Scientifique



الجامعة الوطنية المتعددة التخصصات
Ecole Nationale Polytechnique

Ecole Nationale Polytechnique



Département de Maîtrise des Risques Industriels et Environnementaux (MRIE)

Filière : QHSE – GRI

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'état en QHSE-GRI

Etude Risk Based Inspection (RBI)

Cas: Association SONATRACH-OXY, Groupement Berkine

CHETTAF Walid & FETNACI Mohammed Baha-Eddine

Sous la direction de :

Souad BENTAALLA-KACED

Maître de Conférence ENP

Aboubakr KERTOUS

Maître-Assistant ENP

Abdelkader BENSATAL

Spécialiste en RBI à Groupement Berkine

Présenté et soutenu publiquement le 25/06/2023 devant le jury composé de:

M. Abdelmalek CHERGUI

Professeur ENP

Président

M. Hamid YOUSFI

Professeur ENP

Examinateur

M. Karima BITCHIKH

Maître de Conférence ENP

Examinatrice

ENP 2023

DÉDICACES

**À ma mère, mon père qui m'ont toujours soutenu.
Qu'ils trouvent ici le témoignage de ma profonde
reconnaissance.**

À mon frère et mes sœurs.

**À mon binôme, pour avoir fait preuve de sérieux et de
rigueur tout au long du stage.**

À tous mes amis et mes proches.

Je dédie ce modeste travail.

Mohammed Baha Eddine FETNACI

Avec un cœur plein d'amour et de fierté je dédie ce travail :

A l'étoile de mon ciel qui a su mettre la lumière dans mon univers, qui m'a toujours entourée d'amour, pour me soutenir et m'encourager durant toute ma vie et donner l'espoir de poursuivre ce chemin jusqu'au bout « **Ma chère Mère** », Que dieu la protège.

A l'homme le plus généreux du monde, à celui qui a été toujours présent, qui m'a appris les valeurs de la vie, qui m'a soutenu en toutes circonstances et à celui qui m'a tout donné sans cesse, « **Mon Père** », je prie dieu le tout puissant de les protéger et de les récompenser de toute les peines et sacrifices données

A Mes chers frères et sœurs Merci d'être toujours là pour moi

A tous mes amis et collègues pour chaque moment qu'on a passés ensemble

Sans oublier mon binôme **Baha Eddine**, C'est avec une profonde gratitude que je t'adresse cette dédicace. Notre parcours ensemble a été marqué par une collaboration exceptionnelle et un partenariat solide. Ton engagement inébranlable, ta créativité et ta persévérance ont été les piliers de notre réussite

Walid CHETTAF

Remerciements

D'abord nous remercions Dieu tout puissant de nous avoir accordé la force, la patience et le courage tout au long de nos années d'études.

Nous remercions nos très chers parents qui ont toujours été présents et d'avoir toujours été à nos côtés avec leurs encouragements, sacrifices et prières et sans qui nous ne serions pas là aujourd'hui.

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à nos promoteurs : Mme. BENTAALLA, Mr. KERTOUS, et Mr. BENSATAL pour la qualité de leur encadrement, leur patience, rigueur et disponibilité ainsi que leurs précieux conseils et apports pour améliorer et perfectionner notre mémoire.

Nous remercions sincèrement le Directeur HSE du Groupement Berkine Mr. SLIMANI Abdelkrim pour cette opportunité de stage, l'équipe HSE du Groupement Berkine nous remercions Sarra GHAFFOR, Mohammed Hosni KHALIFA, pour leurs assistances et encadrements pendant toute la période du stage ainsi qu'à toute l'équipe du Groupement Berkine plus particulièrement à pour son soutien et son partage d'expérience.

Nous adressons nos sincères remerciements à Monsieur Abdelmalek CHERGUI qui nous fait l'honneur de présider le jury à Madame Karima BITCHIKH et à Monsieur Hamid YOUSFI, pour avoir accepté d'examiner et de critiquer ce mémoire.

Une pensée particulière est adressée à tous les enseignants du Département MRIE de l'École Nationale Polytechnique et aux étudiants que nous avons côtoyés quotidiennement durant nos années qui nous ont apporté leur support moral et intellectuel tout au long de notre mémoire.

الملخص

الهدف الرئيسي من هذا العمل هو تقييم وإدارة مخاطر سلامة المعدات داخل مجمع بركين، مع التركيز على السلامة والموثوقية وتقليل الأعطال. يهدف التفتيش القائم على المخاطر مع نهج شبه الكمي إلى تحديد المعدات الهامة، وتحديد آليات الضرر، وتقييم المخاطر، ثم التخطيط لعمليات التفتيش واتخاذ القرارات القائمة على الأدلة.

يعمل هذا النهج على تحسين موارد الصيانة وتقليل التكاليف وتحسين السلامة التشغيلية وإطالة عمر عمود التثبيت. يساهم هذا العمل في فهم وتطبيق الفحص القائم على المخاطر باستخدام نهج شبه كمي في إدارة النزاهة، ويقدم توصيات عملية لضمان الصيانة الفعالة وسلامة المنشآت الصناعية

الكلمات المفتاحية: سلامة المعدات، آليات الضرر، لعمليات التفتيش، عمود التثبيت

Abstract

The main objective of this work is to assess and manage equipment integrity risks within the Berkine Group, with a focus on safety, reliability and failure reduction. Risk-based inspection with a semi-quantitative approach aims to identify critical equipment, determine damage mechanisms, assess risks, then plan inspections and make evidence-based decisions.

This approach optimizes maintenance resources, reduces costs, improves operational safety and extends the life of the stabilization column. This work contributes to the understanding and application of risk-based inspection using a semi-quantitative approach in integrity management, offering practical recommendations to ensure effective maintenance and safety of industrial facilities.

Keywords : Equipment integrity, damage mechanisms, inspections, stabilization column

Résumé

L'objectif principal de ce travail est d'évaluer et de gérer les risques liés à l'intégrité des équipements au sein du groupement Berkine, en mettant l'accent sur la sécurité, la fiabilité et la réduction des défaillances. L'inspection basée sur les risques avec une approche semi-quantitative vise à identifier les équipements critiques, par détermination les mécanismes d'endommagement, évaluer les risques, après on planifier les inspections et prendre des décisions fondées sur des données probantes.

Cette approche permet d'optimiser les ressources de maintenance, de réduire les coûts, d'améliorer la sécurité des opérations et de prolonger la durée de vie de la colonne de stabilisation. Ce travail contribue à la compréhension et à l'application de l'inspection basée sur les risques en utilisant une approche semi-quantitative dans la gestion de l'intégrité, offrant des recommandations pratiques pour assurer une maintenance et une sécurité efficaces des installations industrielles.

Mots clés : l'intégrité des équipements, les mécanismes d'endommagement, les inspections, la colonne de stabilisation

Table des matières

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations

Introduction générale14

Chapitre 1 : Présentation de Groupement Berkine

1.1Présentation du groupe SONATRACH 2117

1.2Présentation du Champ Hassi Berkine Nord Sud (HBNS):.....17

1.2.1 HISTORIQUE.....17

1.2.2 Situation géographique.....17

1.3 les différentes divisions du (CPF).....18

1.4 Description du procédé.....19

Chapitre 2: Process Safety Management

2.1- Historique Process Safety Management (PSM)32

2.2- La notion de système de management.....33

2.3- L'importance de Process Safety Management.....33

2.4- Management de la sécurité des processus (Process Safety Management).....34

2.5- La gestion de l'intégrité des actifs (Asset Integrity Management).....35

2.5.1- Définition des Actifs35

2.5.2- Définition de la gestion de l'intégrité des Actifs.....35

2.5.3- Les étapes pour concentrer sur la gestion de l'intégrité.....36

2.5.4- La mission de l'ingénieur en intégrité des actifs.....36

2.6- Mécanismes D'endommagement.....37

2.6.1- Identification des mécanismes de dommages.....	37
2.7- Modes de défaillance.....	39
2.8- Dommages cumulés.....	39
2.9- La Corrosion.....	39
2.9.1 -Les différents types de la corrosion.....	39
2.10- La corrosion rencontrée dans les installations pétrolières.....	40
2.11- Les différentes méthodes d'inspection.....	40
2.12- Aperçu sur la réglementation algérienne relative aux appareils sous pression de vapeur et gaz APV et APG	42

Chapitre 3 : Méthodologie Les inspections basée sur les risques (RBI)

3.1- Risk Based Inspection (RBI).....	47
3.2- L'objectif de RBI	47
3.3- Eléments clés d'un programme RBI	48
3.4- Les Équipement inclus dans le RBI.....	48
3.5- Les systèmes suivants ne seront pas pris en compte dans le processus RBI.....	48
3.6- Types d'évaluation du RBI	48
3.6.1- Analyse Qualitative.....	49
3.6.2- Analyse semi-quantitative.....	49
3.6.3- Analyse Quantitative.....	49
3.7- Analyse des risques.....	50
3.8- Processus de planification RBI	51
3.8.1- Collecte Des données.....	52
3.8.1.1- Définition de la vitesse de corrosion	53

3.8.1.2- Calcul de la durée de vie restante	55
3.8.1.3- Epaisseur minimale requis	56
3.8.2-Évaluation de la probabilité de défaillance (POF).....	56
3.8.3- Évaluation des conséquences d'une défaillance (COF).....	57
3.9- Gestion des risques avec les activités d'inspection.....	61
3.9.1- Gérer les risques en réduisant l'incertitude par l'inspection	61
3.9.2- Élaboration d'une stratégie d'inspection basée sur l'analyse des risques	62
3.10- Planification des inspections.....	62
3.11- Les atténuations proposées par la norme API 580.....	63
3.12- Les Avantages du RBI	63

Chapitre 4 : Application de la RBI Cas d'étude : Colonne de Stabilisation

4.1- Préparation de l'RBI	66
4.1.1-Collecte des données et des informations	66
4.1.2- Rapport d'inspection	67
4.1.2.1- RAPPORT D'INSPECTION VISUELLE.....	68
4.1.2.2- Rapport d'examen de l'épaisseur par ultrasons.....	77
4.2- Application du logiciel Velosi.....	83
4.2.1- Définition Software	83
4.2.2- Évaluation des intervalles d'inspection.....	84
4.2.3- Fonctionnement du software	87
4.3- Plan d'inspection	94
4.4- Utilisation de langage Python pour l'application des calculs.....	101
4.5- Plan D'action.....	104
4.5.1- Réduction de probabilité	106

4.5.2- Réduction les conséquences	111
Conclusion Générale.....	115
Bibliographie.....	117
Annexe	118

Liste des Tableaux

Tableau 2.1 : les appareils APG soumises a la réglementation algérienne.....	42
Tableau 2.2 : Le contrôle périodique des équipements APG.....	43
Tableau 2.3 : les paramètres des appareils APV	44
Tableau 2.4 : le contrôle périodique des appareils APV	44
Tableau 3.1 : Catégories de conséquences pour les entreprises et l'économie (niveau 1).....	58
Tableau 3.2 :Classes de conséquences environnementales (niveau 1)	60
Tableau 3.3 :Catégories de conséquences pour la sécurité (niveau 1).....	61
Tableau 4.1 : Détermination de l'intervalle d'inspection.....	85
Tableau 4.2: Identification des mécanismes d'endommagements.....	87
Tableau 4.3: Résultat de la vitesse de corrosion à court terme et à long terme.....	93
Tableau 4.4: Plan d'action des facteurs des risques et ses actions correctives.....	105
Tableau 4.5: les dates des prochaines inspections.....	109
Tableau 4.6: Programme de surveillance	110

Liste des Figures

Figure 1.1 :Situation géographique du champ HBNS, Bloc 404.....	18
Figure 1.2 : Organigramme du groupement Berkine.....	19
Figure 1.3 : circuit général du CPF.....	19
Figure 1.4 : Présentation d'un séparateur tri phasique.....	21
Figure 1.5 : Présentation d'un échangeur de réchauffement.....	22
Figure 1.6 : Séparateur HP horizontal à t 1.....	23
Figure 1.7 : Schéma de Dessaleurs de type (V2-111A/ 111B).....	24
Figure 1.8 : process des deux dessaleurs.....	25
Figure 1.9 : Schéma simplifié d'un stabilisateur.....	27
Figure 1.10 : Schéma de fonctionnement des plateaux de la colonne de stabilisation.....	29
Figure 1.11: Bacs de stockage de brut.....	30
Figure 2.1: La gestion de l'intégrité des équipements à partir du cycle de vie de l'équipement....	35
Figure 3.1 : Schéma du processus de planification du RBI.....	51
Figure 3.2 : Organigramme de la collecte d'informations et de données.....	53
Figure 3.3 : Évaluation de la probabilité de défaillance.....	57
Figure 3.4: les trois éléments dans les conséquences économiques.....	59
Figure 3.5: Comparaison du risque obtenu par le RBI avec celui d'une inspection périodique....	64
Figure 4.1: schéma de la colonne de stabilisation (dessin mécanique).....	67
Figure 4.2: les étapes d'application RBI Selon Software VELOSI.....	84
Figure 4.3 : Tableau de Bord du Logiciel VELOSI.....	87
Figure 4.4 : Fenêtre montre l'évaluation de l'incertitude des probabilités pour chaque mécanisme d'endommagement.....	88
Figure 4.5: Fenêtre montre l'évaluation de la conséquence économique par niveau.....	89
Figure 4.6 : Fenêtre montre l'évaluation de la conséquence santé et sécurité par niveau.....	89

Figure 4.7: Fenêtre montre l'évaluation de la conséquence environnementale par niveau.....90

Figure 4.8 : Fenêtre montre l'évaluation de la conséquence sur le Capital90

Figure 4.9: Fenêtre montre l'évaluation de la confiance des mécanismes d'endommagement..91

Figure 4.10 : Fenêtre montre la matrice du risque établie par le logiciel.....91

Figure 4.11: Fenêtre montre le résultat du RBI pour chaque mécanisme d'endommagement...92

Figure 4.12: Fenêtre montre le résultat du RBI global pour une vitesse de corrosion à court terme.....92

Figure 4.13: Fenêtre montre le résultat du RBI global pour une vitesse de corrosion à long terme.....93

Normes et codes

Les dernières versions des normes et codes de pratique internationaux suivants s'appliquent, le cas échéant, aux applications de la présente spécification

Norme et codes No.	Normes et codes : Titre
API STD 510	Code d'inspection des appareils à pression : Inspection en service,réparation et modification de la cote
API STD 570	Code d'inspection des tuyauteries : Inspection, réparation, modificationet réévaluation des systèmes de tuyauterie en service.
API RP 571	Mécanismes d'endommagement des équipements fixes dans l'industrie duraffinage
API RP 572	Pratiques d'inspection des appareils à pression
API RP 574	Pratique d'inspection des composants de systèmes de tuyauterie
API RP 580	Inspection basée sur le risque
API RP 581	Méthodologie d'inspection basée sur le risque
API RP 584	Intégrité Fenêtres d'exploitation
ASME B31.3	Tuyauterie de process
ASME SEC. VIII. Div.1	Règles de construction des appareils à pression

Liste des Abréviations

AIM: Asset Integrity Management
APG: Appareil a pression a Gaz
API: American Petroleum Institute
APV : Appareil a pression a Vapeur
ASME: American Society of Mechanical Engineers
CCPS: Centre for Chemical Process Safety
CML: Condition Monitoring Location
CND : Contrôle Non Destructif
COF: Consequence of Failure
CPF Central Processing Facility
CR: Corrosion Rate
DCA: Design Corrosion Allowance
DCR: Design Corrosion Rate
EPA: Environnement Protection Agency
FFS: Fitness For Service
GB: Groupement Berkine
HAZOP: Hazard and Operability
HBNS: Hassi Berkine Nord Sud
ISO: International Organization for Standardization
LOPA: Layer of Protection Analysis
LT: Long Term
MAWP: Maximum Allowable Working Pressure
OSHA: Occupational Safety and Health Administration
P&ID: Piping & Instrumentation Diagram
POF: Probability of Failure
PPM: Partie Par Million
PSM: Process safety management
QRA: Quantitative Risk Assessment
RBI: Risk-Based Inspection
ST: Short Term

Introduction Générale

Introduction Générale

La gestion de la sécurité et de l'intégrité des équipements est primordiale pour garantir la fiabilité des installations industrielles et prévenir les incidents majeurs. Dans ce contexte, les industries cherchent à améliorer leur efficacité opérationnelle tout en réduisant les coûts et maintenir un niveau élevé de sécurité.

Cependant, l'approche traditionnelle de la maintenance périodique basée sur le temps a prouvé ses limites à cause des temps d'arrêt des inspections régulières et des maintenances préventives, qui peuvent engendrer des pertes financières non utiles, ainsi qu'une utilisation fatale des ressources. Pour assurer une bonne gestion de l'intégrité le long de la période de production nous devons implanter un Process Safety Management (PSM).

De ce projet de fin d'étude réside dans l'identification et l'évaluation des risques de manière efficace et efficiente, afin de garantir une utilisation optimale des ressources tout en assurant la sécurité des processus et l'intégrité des équipements. Le défi majeur est de développer une approche de gestion des risques qui soit à la fois rigoureuse et adaptée aux contraintes spécifiques de l'industrie.

Dans ce contexte L'application de la méthode Risk-Based Inspection (RBI) s'avère être une approche efficace pour évaluer les risques et prioriser les actions de maintenance sur les équipements critiques.

La question qui se pose est la suivante : Comment assurer la fiabilité, la performance et la sécurité des équipements industriels de manière optimale, en utilisant une approche de Risk-Based Inspection (RBI) afin de maximiser l'efficacité des ressources et en réduisant les risques potentiels d'incidents majeurs ?

Pour répondre à cette problématique notre objectif de ce projet de fin d'étude est d'appliquer la méthode RBI à la colonne de stabilisation d'une installation industrielle spécifique. En utilisant les données disponibles sur l'équipement, nous chercherons à évaluer les risques associés à la défaillance de la colonne et à déterminer les mesures d'inspection appropriées pour assurer sa fiabilité et sa sécurité.

Pour atteindre cet objectif, plusieurs étapes seront entreprises. Tout d'abord, une revue approfondie de la documentation technique de la colonne de stabilisation sera réalisée afin de comprendre ses

Introduction Générale

caractéristiques de conception, ses matériaux, les conditions de fonctionnement et les éventuels problèmes connus. Ensuite, les données de performance et d'inspection existantes seront collectées et analysées pour évaluer l'état actuel de la colonne.

La méthodologie de la RBI sera ensuite appliquée en utilisant les outils et les critères définis par la norme API 580. L'API 580 (American Petroleum Institute) est une norme largement utilisée dans l'industrie pour mettre en œuvre le RBI. Elle fournit un cadre méthodologique permettant d'analyser les risques associés aux équipements et de déterminer les intervalles d'inspection appropriés.

Cela inclura l'évaluation des probabilités de défaillance, des conséquences potentielles, ainsi que la détermination des intervalles d'inspection recommandés en fonction des niveaux de risque identifiés. Des modèles de simulation et d'analyse de risque pourront également être utilisés pour renforcer l'évaluation.

Chapitre 1

Généralité sur l'entreprise & Présentation de process

Introduction

Dans ce chapitre, nous présenterons HBNS groupement berkine et les différents Division du CPF ainsi que les procédés de leurs fabrications où s'est déroulé notre projet.

1.1 Présentation du groupe SONATRACH

SONATRACH est une entreprise algérienne appartenant au secteur économique spécialisée dans la production, le transport et la distribution des hydrocarbures .Créée le 31 décembre 1963.[1]

1.2 Présentation du Champ Hassi Berkine Nord Sud (HBNS) :

1.2.1 HISTORIQUE :

Le groupement Berkine a été créé en 1997 en tant qu'organisme d'opération en association entre la SONATRACH, Entreprise Pétrolière et Gazière Nationale Algérienne, et ANADARKO Petroleum Corporation. Cette association est l'une des premières compagnies indépendantes dans l'exploration et la production du pétrole et du gaz dans le monde. [2]

1.2.2 Situation géographique :

Le champ de BERKINE se trouve dans le désert du Sahara Algérien à environ 200 Km au Sud Est de Hassi Messaoud. Il couvre les blocs 404 et 208. Le permis du groupement est partagé en 6 Zones (HBN, HBNS, HBNSE, RBK et QBN) qui se déportent sur environ 5.5 millions d'acres sur un grand bassin intra cationique qui occupe la région occidentale d'Algérie.[2]

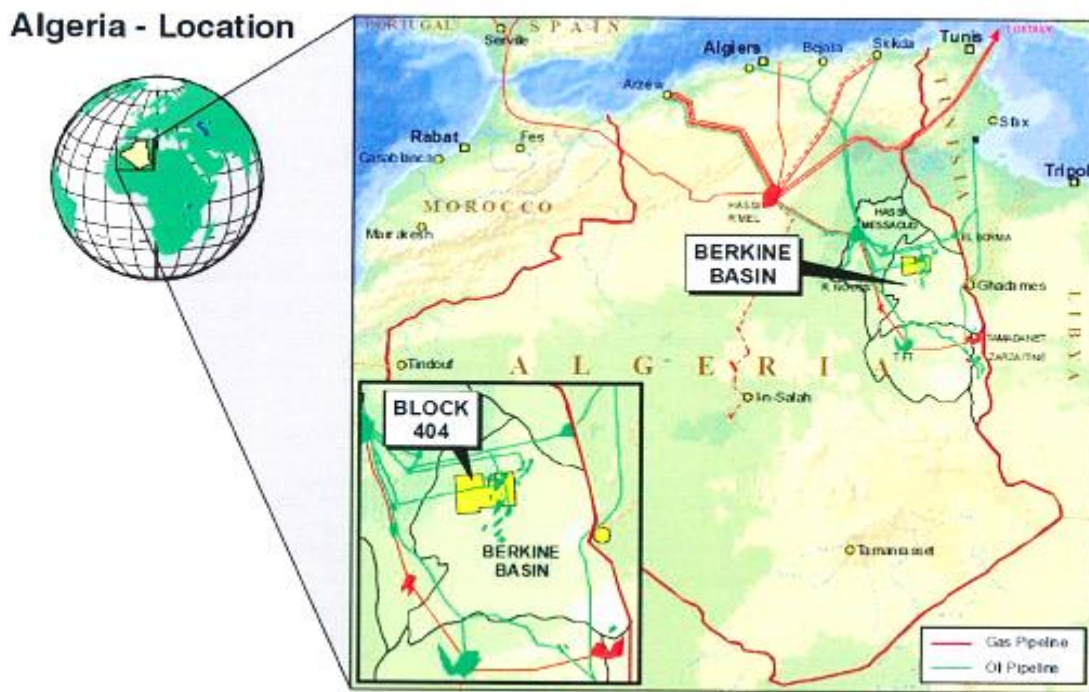


Figure 1.1: Situation géographique du champ HBNS, Bloc 404.

1.3 Les différentes divisions du (CPF) :

Le CPF est un complexe de traitement d'huile composé de plusieurs divisions parmi elle :

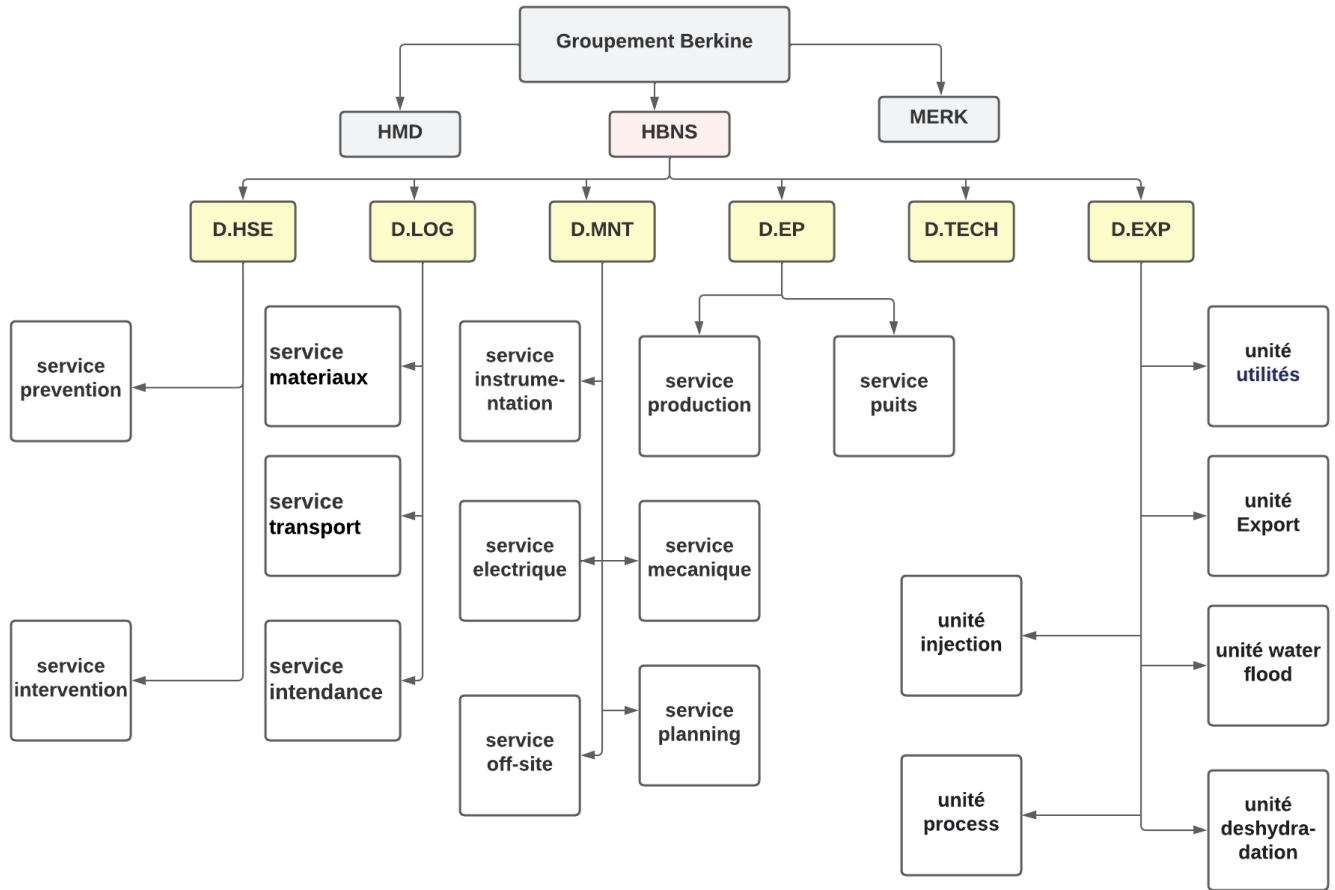


Figure 1.2 : Organigramme du groupement Berkine.

1.4 Description Du procédé :

I) Traitement d'huile :

Notre brut subi un traitement identiques au niveau des trains 1, 2, 3 et 4. Pour notre étude on prend comme exemple le train 1. Dont le circuit est le suivant :

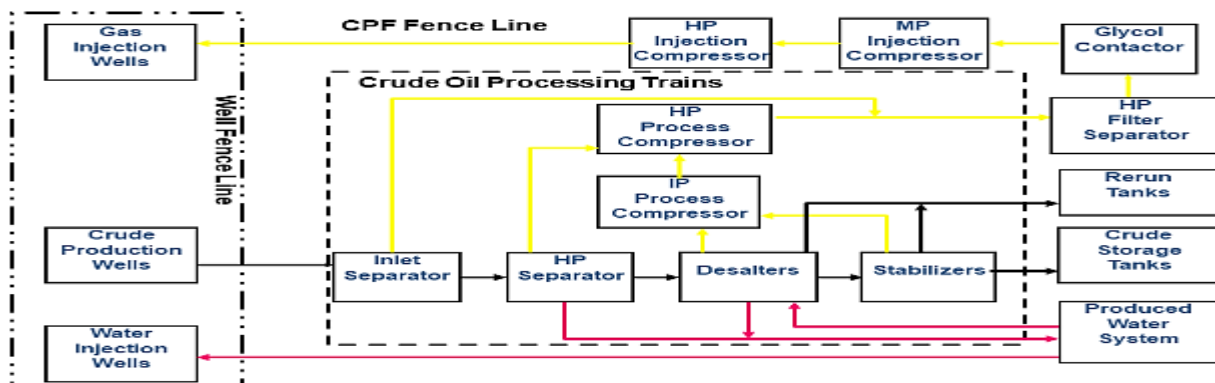


Figure 1.3 : circuit général du CPF

II) Techniques des séparations :

Les Séparateurs sont des équipements mécaniques utilisés pour séparer un liquide d'un gaz, deux liquides ou deux liquides et un gaz. Pour cela, la conception du séparateur doit répondre au type de séparation exigé.

Les séparateurs sont divisés en trois principaux types :

Séparateurs à deux phases – séparent un liquide et un gaz ou deux liquides.

Séparateurs à trois phases – séparent un mélange en trois parties :

- Liquide lourd
- Liquide léger
- Gaz

Purificateurs ou coalesceurs de gaz – Enlèvent les gouttelettes du liquide d'un flux gazeux.

Tous les séparateurs ont au moins trois sections et souvent quatre.

- Section de séparation primaire
- Section de séparation secondaire
- Section d'élimination de gouttelettes
- Section d'accumulation du liquide

La fonction du système de séparation consiste donc à extraire principalement le gaz, l'eau, le sel, et d'autres éléments tel que le sable, du pétrole brut provenant des gisements dispersés à travers la région, selon un procédé et des paramètres techniques bien définis, et ce, dans le but d'obtenir un produit conforme à l'expédition. Tandis que les gaz et l'eau récupérés du brut seront de nouveau traités puis réinjectés dans les puits, à l'exception d'une partie de chacun de ces fluides qui sera utilisée dans le procédé de traitement.

Cette opération est réalisée à partir de quatre trains (1, 2, 3, 4) de traitement qui sont quasiment identiques et réalisent les mêmes fonctions, à l'exception du train 1, dont la conception est légèrement différente ainsi que les capacités de production. [2]

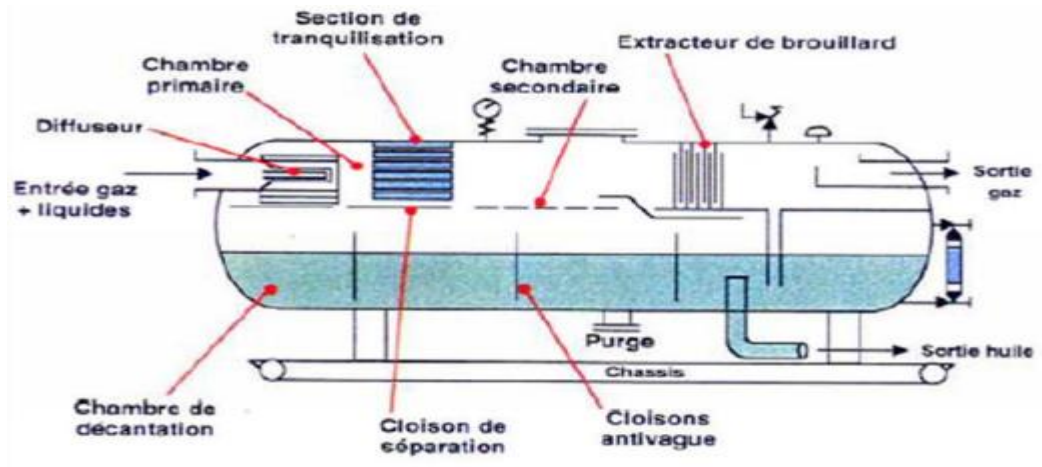
Principe de fonctionnement :**Séparateur D'entrée (V2 – 101).**

Figure 1.4: Présentation d'un séparateur triphasique

Le séparateur d'entrée est un équipement essentiel dans la première étape de récupération du pétrole brut. Il est conçu pour séparer trois fluides : gaz, pétrole brut et eau, présents dans le mélange contenant de l'eau salée et un hydrocarbure liquide. [2]

Le pétrole brut entre par le haut du séparateur, régulé par une vanne de débit contrôlée par un appareil de régulation. À l'intérieur, le pétrole ralentit et les molécules liquides d'hydrocarbure remontent à la surface, se mélangeant aux molécules gazeuses. Elles quittent le récipient à travers une garniture de retenue qui récupère les liquides entraînés avec le gaz, les renvoyant par un système de drainage jusqu'au niveau liquide du récipient. Le liquide séparé du gaz quitte le séparateur, passe par un déversoir et est dirigé vers le séparateur haute pression via un échangeur de préchauffage. Pour maintenir le niveau de liquide approprié, une partie de ce liquide est évacuée par le fond du séparateur d'entrée vers un système de drainage fermé.[2]

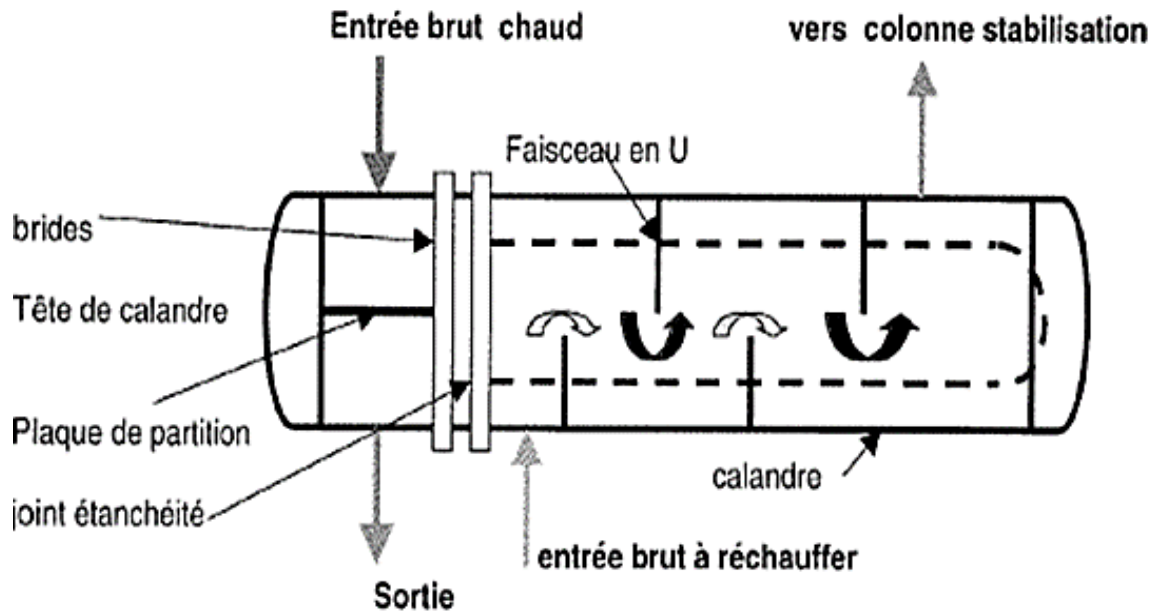
Echangeur De Préchauffe (E2 – 102) :

Figure 1.5: Présentation d'un échangeur de réchauffement

Le débit d'huile parvenant du séparateur d'entrée est dirigé vers l'échangeur de préchauffage d'alimentation (E2-102). L'huile est chauffée par l'huile du stabilisateur depuis les échangeurs d'alimentation partagée

à la sortie d'huile du dessaleur du 2e étage (V2-111B) Les échangeurs de préchauffage d'alimentation assurent que la température de l'huile arrivant au dessaleur reste au-dessus du minimum afin que le fonctionnement des dessaleurs soit efficace.[2]

Séparateur Haute Pression (HP) :**Système de séparation à trois phases :**

Ils seront séparés par la force de gravité. Au niveau de cette chicane, le liquide léger déborde vers la section d'accumulation du liquide. L'interface entre les deux liquides est réglée, cette interface contrôle l'enlèvement du liquide lourd à la sortie. Les séparateurs à trois phases séparent généralement un mélange d'eau, huile et de gaz. Ils sont aussi utilisés pour séparer deux liquides

qui ont des densités différentes. Avec un temps de rétention qui peut varier suivant les densités des liquides.

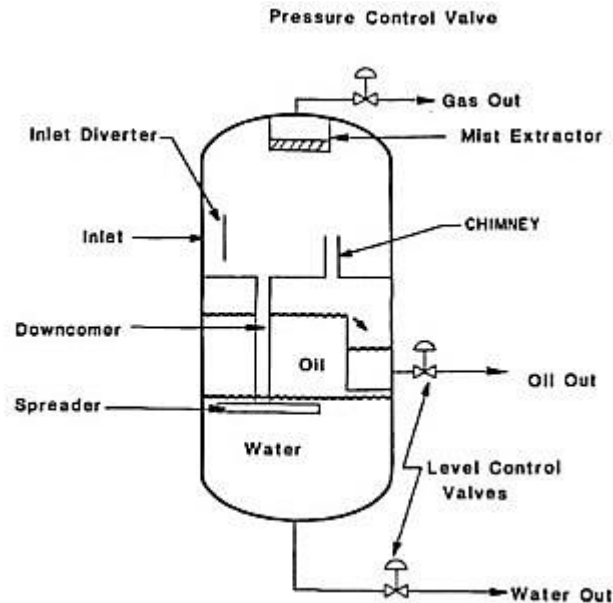


Figure 1.6 : Séparateur HP horizontal à t 1

L'huile préchauffée passe par une tuyauterie pour entrer dans le séparateur HP. À l'intérieur du séparateur, le gaz et l'eau sont séparés de l'huile en utilisant le procédé décrit précédemment. Le gaz séparé monte à la surface et est traité pour éliminer les liquides entraînés avant d'entrer dans le système de compression de gaz. Les dimensions du séparateur sont conçues pour limiter la vitesse du gaz afin d'éviter l'entraînement des liquides et permettre une séparation efficace de l'huile et de l'eau.[2]

Le séparateur HP est divisé en deux parties par un déversoir (Weir) conformément au système de séparation triphasique. L'eau plus dense est séparée de l'huile du côté amont du déversoir, tandis que l'huile plus légère s'écoule au-dessus du déversoir.

Le niveau d'interface est contrôlé par LIC V2-102-14, qui dirige l'eau vers le collecteur d'eau produite, tandis que l'huile est dirigée vers le dessaleur du 1er étage. La pression du séparateur HP est régulée par deux régulateurs de pression, PIC V2-102-2A et PIC V2-102-2B. PIC V2-102-2A maintient normalement la pression de service du séparateur HP à 21,4 bars (310 psi). En cas de

surpressions, PIC V2-102-2B, réglé à 23,3 bars (310 psi), aide à rétablir la pression en évacuant l'excès de gaz vers la torche HP..

Déssaleurs (V1 – 111A/111B)

Le brut des puits reçu au CPF contient des quantités indésirables d'eau et de sel, Ce sont des éléments naturels mélangés au brut tiré des puits. Les sels et l'eau sont des polluants pour le brut, ils diminuent la qualité du brut. De hautes concentrations d'eau et de sel dans le brut peuvent aussi contribuer à la corrosion interne et même causer des problèmes d'obstruction sur les équipements du CPF.[2]

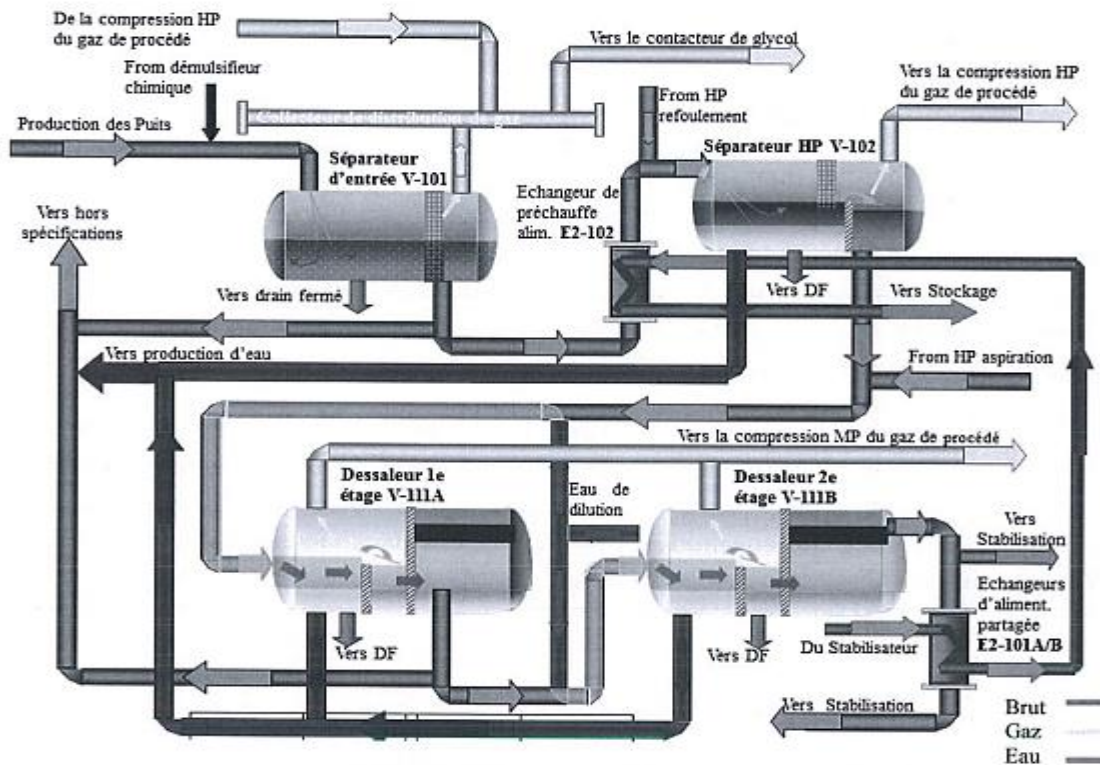


Figure 1.7 : Schéma de Dessaleurs de type (V2-111A/ 111B)

Les dessaleurs ont pour fonction de réduire la concentration des sels dans le brut, dans le but de répondre aux spécifications techniques d'expédition exigeant 30 ppm maximum. Les dessaleurs sont des récipients triphasés qui transfèrent le gaz vers la compression de gaz procédé.

Le transfert de l'huile vers le premier étage du dessaleur se fait par le régulateur de niveau du séparateur HP (LIC V1-102-13). L'opération de dessalage nécessite un apport d'eau de dilution de 5% ajoutée et mélangée à l'huile par l'intermédiaire de la vanne de mélange (PDV V2-111A-10), qui est un robinet à tournant sphérique normalement réglé pour maintenir une pression différentielle de 0,48 bar (7 psi) à 1,03 bar (15psi). La fonction du mélangeur et de la soupape de mélange, étant d'assurer un mélange correct de l'huile et de l'eau de dilution avant l'entrée dans le dessaleur premier étage.[2]

Un mélange incorrect réduirait l'efficacité d'extraction des sels de l'huile.

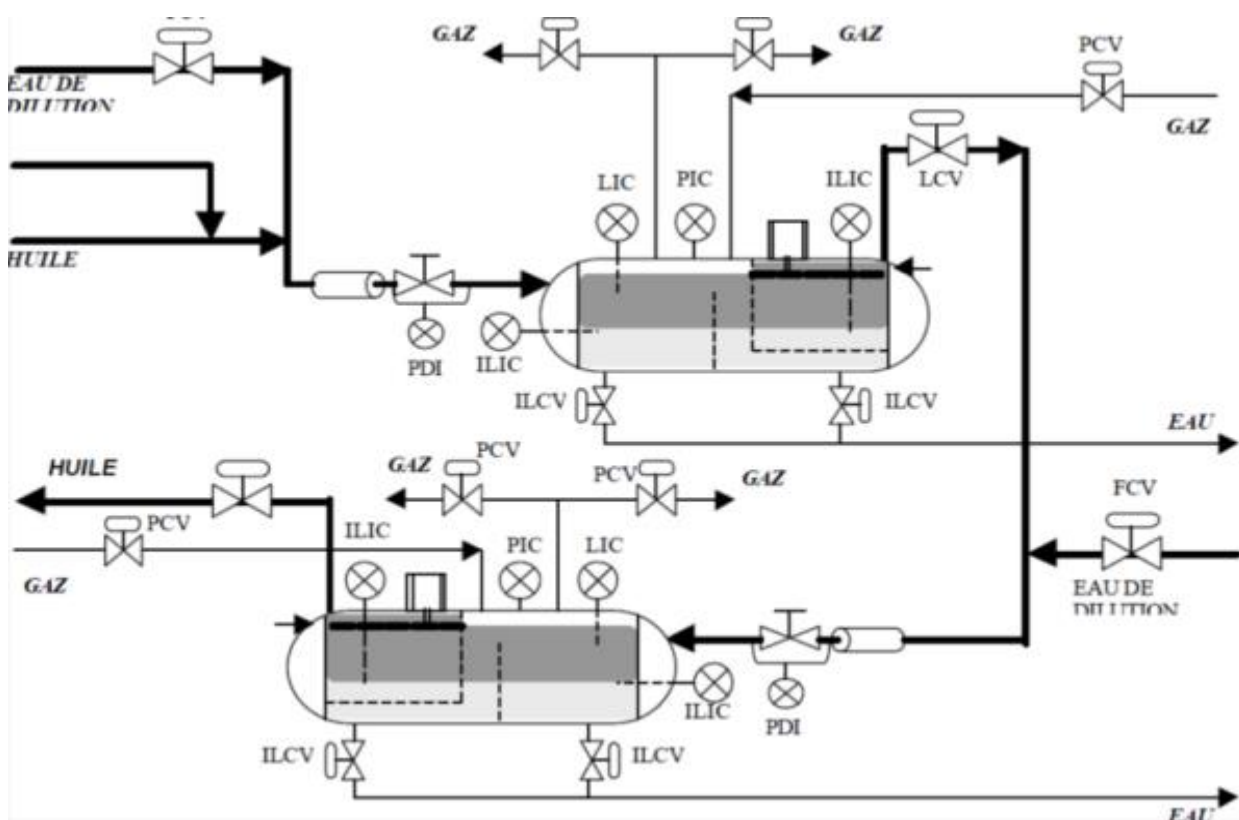


Figure 1.8 : process des deux dessailleurs

La conception du système consiste en un dessaleur premier étage (V1-111A) et un dessaleur deuxième étage (V1-111B), qui sont identiques et fonctionnent en série. L'huile provenant du séparateur HP alimente successivement le premier et deuxième étage du dessaleur puis le stabilisateur.

Déssaleur (V1 – 111A) :

Le dessaleur premier étage est réalisé en deux compartiments. Le compartiment séparateur conçu pour séparer le gaz et une grande partie de l'eau contenue dans l'huile.

La pression du dessaleur est maintenue par trois contrôleurs. L'un assure le niveau minimum de la pression dans le dessaleur. Les deux autres permettent au gaz de s'écouler normalement vers le ballon d'aspiration IP (V1-203) ou vers la torche HP.

Un indicateur affiche la température du gaz dans l'espace occupé par la vapeur dans le compartiment de séparation. L'eau est séparée de l'huile et extraite du fond du séparateur du système d'eau produite par le contrôleur de niveau de l'interface huile / eau. L'huile s'écoule à travers un déversoir et arrive dans le compartiment de dessalage par un collecteur de distribution. L'huile et l'eau restantes montent vers le deuxième compartiment en traversant un champ à haute tension créé par les électrodes excitées. Les gouttelettes d'eau tendent à s'agglomérer en formant des gouttes plus grandes qui se séparent de l'huile et tombent au fond du dessaleur pour être extraites du système d'eau produite par le contrôleur de niveau d'interface huile / eau.

L'huile dessalée et déshydratée continue de cheminer vers la ligne de sortie d'huile. Le niveau d'huile dans le compartiment de séparation est contrôlé par LIC V1-111A17A qui réinitialise le régulateur de débit de sortie d'huile tandis que le compartiment de dessalage est rempli de liquide en permanence. La teneur en eau libre dans l'huile quittant le dessaleur 1e étage doit être de 5% en volume. L'huile du dessaleur 1e étage peut être dirigée vers le ballon hors spécifications.[2]

III) Stabilisation :

L'huile pénètre dans le système de stabilisation depuis le dessaleur 2e étage. Les organes principaux composant le système de stabilisation sont :

- L'échangeur d'alimentation partagée.
- La colonne de stabilisation.
- Trois pompes d'alimentation et un four de stabilisateur.

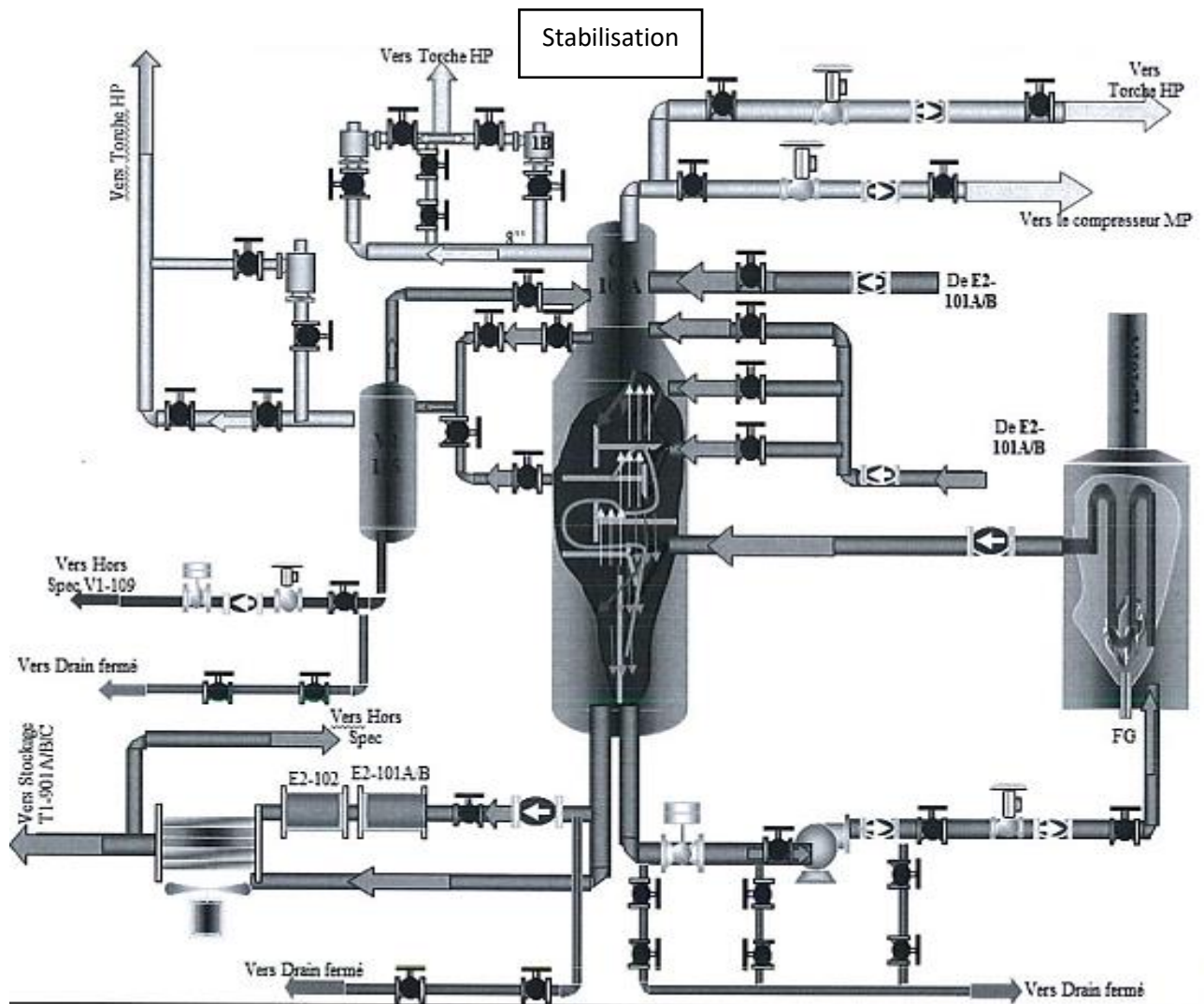


Figure 1.9 : Schéma simplifié d'un stabilisateur

L'objectif du système de stabilisation étant d'éliminer des hydrocarbures légers du brut, réduisant ainsi la pression de vapeur d'huile, exigence incontournable avant d'expédier l'huile dans le pipeline.

Puisque la tendance de l'huile à se vaporiser dépend de la température ambiante, les normes sont différentes selon les saisons. La pression de vapeur Reid (PVR) standard exigée est de : (Eté : 7,4 psi), (Hiver : 10,0 psi).

L'huile provenant du 2e étage pénètre dans le système de stabilisation et est partagée selon un rapport d'environ 1/3 vers l'échangeur d'alimentation partagée (E1-101- A/B), le reste directement vers le haut de la colonne de stabilisation. Les vannes de régulation de débit (FV E1-101-12 /11) contrôlent le partage, la vanne E1-101-12 contrôlant le débit vers le haut de la colonne de

stabilisation (alimentation froide) et la vanne E1-101-11 contrôlant le débit vers les échangeurs d'alimentation partagée (alimentation préchauffée) ainsi que le niveau dans le dessaleur du 2e étage pendant l'exploitation normale.

La partie d'huile passant dans l'échangeur d'alimentation partagée est chauffée par le biais d'un échange de chaleur avec l'huile stabilisée provenant du fond de la colonne de stabilisation.

Ceci réduit la charge sur le four de stabilisation et améliore l'efficacité du système. Il y a deux échangeurs d'alimentation partagée, E1-101A et E1-101B, qui sont redondant à 100%.

L'huile peut passer dans l'un ou l'autre des échangeurs ou dans les deux. Si les deux échangeurs sont utilisés en parallèle, l'efficacité du système en est améliorée.

La colonne de stabilisation est une colonne à plusieurs étages. Elle comprend 32 plateaux, 15 plateaux sont situés dans la section rectification (supérieure) et les 17 autres sont situés dans la section d'assèchement (inférieure).

L'alimentation froide pénètre dans la colonne au niveau du premier plateau par le haut. L'alimentation chaude provenant des échangeurs d'alimentation partagée pénètre normalement dans la colonne au niveau du seizième plateau.

La vapeur produite par l'ébullition monte et barbote à travers le liquide sur le plateau. Une partie de cette vapeur revient à l'état liquide. La vapeur restante continue à monter Avec l'accumulation du liquide sur le plateau, il déborde sur un déversoir (barrage) et descend à travers un " trop plein " vers le plateau inférieur, Donc le liquide passe à travers chaque plateau vers le fond de la colonne, pendant que la vapeur monte vers le haut à travers les ouvertures dans les plateaux.

C'est ce contact-là entre la vapeur et le liquide à chaque plateau qui réalise la séparation (fractionnement) des composants légers de ceux lourds (Figure ci-dessus).

Le four de stabilisation prélève l'huile non stabilisée du fond de la colonne et la chauffe à une température d'environ 166° C (331°F). L'huile chauffée est ensuite réinjectée dans une autre section. Un régulateur de niveau sur la colonne de stabilisation contrôle le niveau de l'huile stabilisée dans la colonne, grâce aux vannes de niveau (LV : C1-101A-14A et C1-101A-14B).

L'huile stabilisée est ensuite dirigée soit vers les bacs de stockage pour expédition (en passant par la vanne C1-101A- 14A), soit vers le système hors – spécifications (en passant par la vanne C1-111A-14B).

L'eau se condensant dans la colonne est soutirée au niveau des plateaux 3 et 20 et est envoyée vers le drain d'eau, récipient V1-115

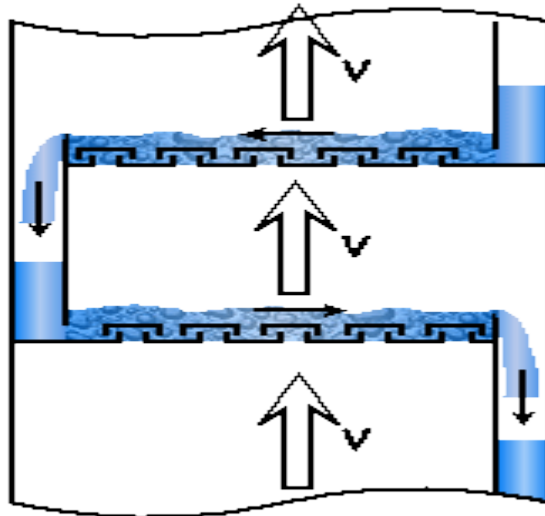


Figure 1.10 : Schéma de fonctionnement des plateaux de la colonne de stabilisation

Four de stabilisateur (H2-101A) :

Le four de stabilisateur prélève de l'huile non stabilisée du fond de la colonne de stabilisation et la chauffe à une température d'environ 166° C (331° F).

Comptage et Stockage d'huile (brut) stabilisée :

Le brut venant du fond de la colonne de stabilisation de chaque train est expédié vers la zone de stockage qui contient un système de comptage de la production (LACT Metering) en amont et en aval et trois bacs à toits flottants utilisé de la manière suivante :

- Bac1 : réception d'huile produite.
- Bac2 : en attente pour le control de la qualité finale.

- Bac3 : pétrole brut de pompage vers l'exportation et/ou vers le CSF (installations de stockage centrales) ou se trouve des bacs de stockage atmosphériques.

Les réservoirs de stockage à toit flottant offrent certains avantages essentiels qui sont les suivants :

- Elimination des pertes de produit pendant le remplissage.
- Réduction des pertes par respiration.
- Assurent une protection efficace contre les incendies et réduisent les risques de la foudre pendant les orages à décharge électrique

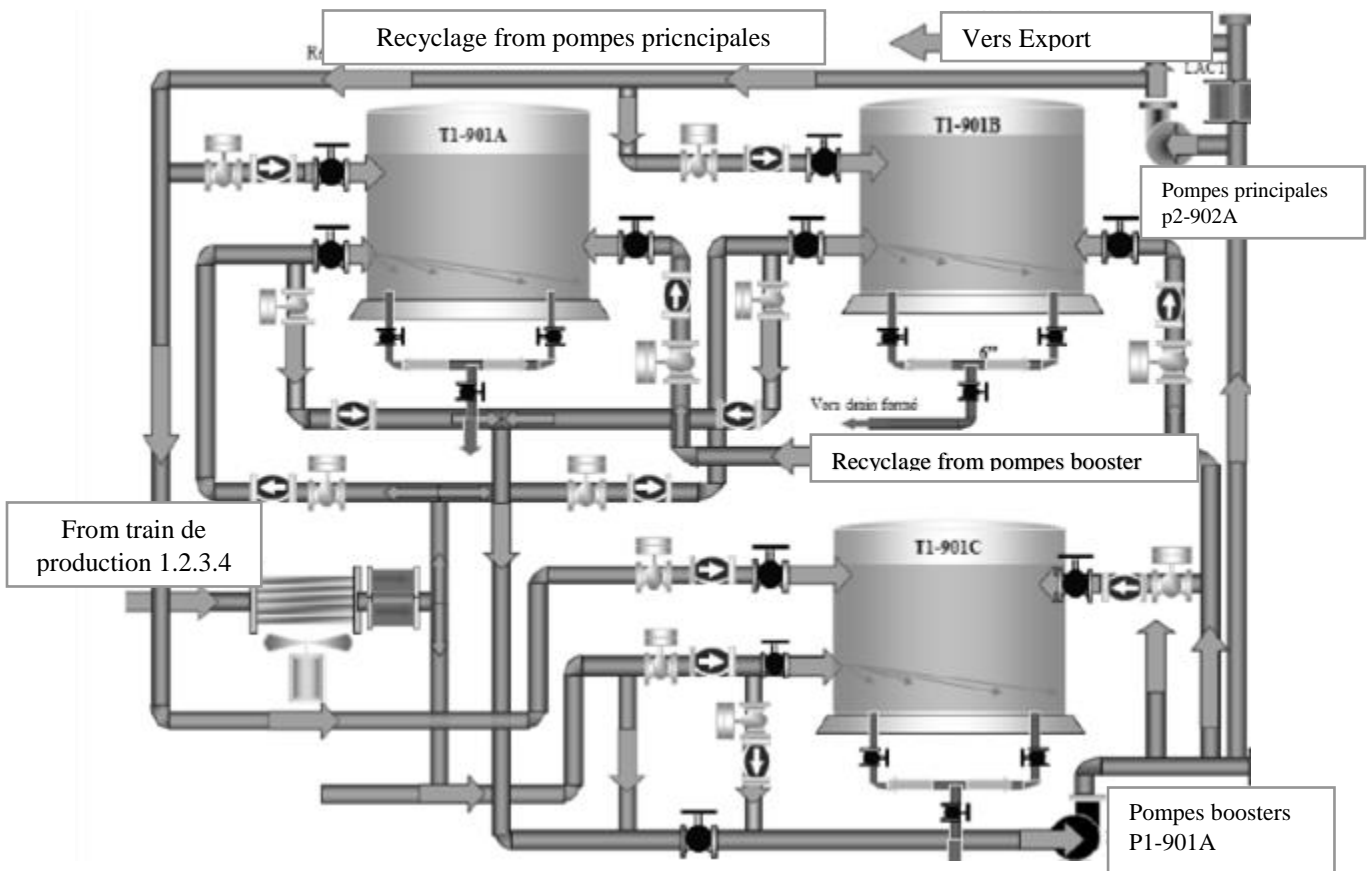


Figure 1.11: Bacs de stockage de brut

Chapitre 2

Process Safety Management

I. Introduction

Dans ce chapitre nous allons présenter la notion du système de management pour qu'après nous citons la définition du process safety management et un historique du PSM et ces différents piliers, et afin d'éviter les défaillances imprévues et fournir une assurance que l'équipement et les biens de l'installation sont conçus et installés et entretenus d'une manière appropriée à l'application prévue, tout au long de la durée de vie de l'exploitation, ce qui fait l'amélioration de l'efficacité, et accroître la disponibilité et réduire les coûts opérationnels et les risques. C'est pourquoi nous avons opté comme approche robuste la gestion de l'intégrité des biens.

2.1- Historique Process Safety Management (PSM) :

Les organisations des industries de transformation se préoccupent depuis longtemps de la sécurité des processus. Au départ, les organisations avaient des examens de la sécurité pour les processus qui s'appuyaient sur l'expérience et l'expertise des personnes participant à l'examen. Au milieu du XXe siècle, des techniques d'examen plus officielles ont commencé à apparaître dans les industries de transformation, notamment la HAZOP et Mode de défaillance et analyse des effets, QRA, LOPA. En 1984, l'industrie chimique a connu un moment décisif. Un rejet de méthylisocyanate, une substance toxique et inflammable, s'est produit dans une usine chimique de Bhopal, en Inde. Plus de 3 000 personnes sont décédées. L'usine chimique elle-même était à l'origine bien conçue et disposait de nombreuses mesures de protection contre cet événement. Toutefois, ces appareils n'étaient pas entretenus et, au moment de l'accident, ils ne fonctionnaient pas. L'événement Bhopal a fait ressortir le fait que l'expertise technique seule n'était pas suffisante et que les dangers ou la gestion des risques étaient aussi importants que l'aspect technique de la sécurité des processus.[3]

Cet accident a mené à la création du centre de sécurité des procédés chimiques (CCPS) en 1985. Le CCPS est un organisme sans but lucratif qui fait partie de l'Institute American des Ingénieurs chimistes des États-Unis et qui a pour mission d'améliorer la sécurité des processus industriels. En 1989, le CCPS a introduit un ensemble de 12 éléments de gestion de la sécurité des processus

Le CCPS a étudié les différentes approches à l'époque et a relevé les 12 caractéristiques des interactions avec ses sociétés membres et les sociétés de conseil en processus d'affaires

traditionnelles qui avaient une expérience significative dans l'évaluation des systèmes de gestion. Ces lignes directrices constituaient le premier ensemble de principes génériques à être compilés pour la conception et l'évaluation des systèmes de gestion de la sécurité des processus. En 1992, l'administration de la santé et de la sécurité au travail (OSHA) a publié le règlement sur la gestion de la sécurité des processus des produits chimiques hautement dangereux (OSHA PSM), qui comportait son propre ensemble d'éléments de gestion de la sécurité des processus, bien que similaires. L'Agence de protection de l'environnement (EPA) a publié sa propre version en 1995 sous l'autorité du Clean Air Act. Cette réglementation est communément appelée RMP, ou plan de gestion des risques, car elle exige l'élaboration et la présentation d'un plan de risques basé sur les définitions et les exigences réglementaires. Au fil de temps, les entreprises arrivent à rénover les pratiques de sécurité des processus PSM en les adaptant à leur propre système. [3]

2.2- La notion du système de management :

Le terme système de management signifie l'ensemble officiellement établi et documenté d'activités conçues pour produire des résultats précis de façon uniforme et durable. Ces activités doivent être définies de manière suffisamment détaillée pour que les travailleurs puissent effectuer les tâches requises. L'objectif de système de management est de rendre le site plus sûr en passant par le développement des compétences requises, la mise à disposition et la mise en œuvre des outils adaptés à la maîtrise des risques, le développement d'une culture d'entreprise durable qui intègre la sécurité des procédés dans toutes les décisions prises et les opérations réalisées au quotidien car sa dynamique dépend de l'importance allouée par la direction. [4]

2.3- L'importance du Process Safety Management :

Les défaillances des systèmes de gestion de la sécurité des processus sont mortelles et coûteuses. Au fil du temps, les accidents majeurs de sécurité des processus attirent l'attention du public sur les industries de processus et sur la nécessité d'assurer la sécurité des processus. En plus de la publicité négative et des dommages à l'image de chaque entreprise, les coûts de nettoyage et les amendes se sont élevés à des milliards de dollars pour chacun de ces incidents. [5]

La gestion de la sécurité des processus est l'une des principales techniques utilisées spécifiquement pour l'entretien des processus. Il existe également sur les marchés différents

techniques et méthodologies adaptées au maintien des processus, mais le management de la sécurité des processus a une longueur d'avance sur toutes ces méthodologies. Cette technique a plusieurs avantages. L'avantage principal de cette technique est qu'elle est efficace et réduit les coûts opérationnels sur une base à long terme. La gestion de la sécurité des procédés (PSM) est un processus de contrôle des risques qui protège les employés et l'environnement contre le rejet accidentel de matières toxiques, d'agents physiques nocifs. Dans le PSM, toutes les mesures sont prises pour éviter toute blessure ou tout dommage résultant d'activités liées au travail. Le système est conçu pour prévenir les blessures graves résultant d'une défaillance de l'équipement.[5]

2.4- Management de la sécurité des processus (Process Safety Management) :

Un système de gestion est un ensemble documenté d'activités et de procédures conçues pour produire constamment et durablement. La gestion de la sécurité des processus (PSM) est un domaine multidisciplinaire qui englobe de nombreux aspects importants de la prévention, préparation, atténuation, intervention ou restauration des rejets de produits chimiques ou de l'énergie provenant d'un processus associé à une installation. Il s'agit d'une approche systématique de la gestion des risques qui consiste à intégrer tous les aspects d'une organisation afin qu'ils travaillent ensemble à l'atteinte d'un objectif commun. PSM est largement reconnu pour la réduction des risques d'accidents majeurs et l'amélioration des performances de sécurité des processus dans l'industrie des procédés. Néanmoins, de nombreuses organisations continuent d'être confrontées à un rendement inadéquat du système de gestion, à des pressions sur les ressources et à des résultats stagnants en matière de sécurité des processus. Afin de promouvoir l'excellence de la PSM et l'amélioration continue dans l'ensemble des industries de procédés, le CCPS a créé la sécurité des processus fondée sur les risques (RBPS) comme cadre pour la prochaine génération de management de la sécurité des processus. [6]

2.5- La Gestion De L'intégrité Des Actifs (Asset Integrity Management)

2.5.1- Définition des Actifs :

Un actif est un « élément, une chose ou une entité qui a une valeur potentielle ou réelle pour une organisation. La valeur variera selon les organisations et leurs intervenants, et peut être tangible ou intangible, financière ou non financière ». [7]

2.5.2- Définition de la gestion de l'intégrité des Actifs :

L'AIM est le produit de nombreuses activités, habituellement exécutées par de nombreuses personnes. Lorsque ces activités sont bien menées, l'AIM peut fournir les bases d'une installation sécuritaire et fiable qui réduit au minimum les menaces pour la main-d'œuvre, le public et l'environnement. [8]

Un système de gestion de l'intégrité des actifs comprend plusieurs activités, comme des activités de planification, de contrôle et de surveillance, pour exploiter les possibilités et réduire les risques.

Le succès du programme AIM concorde avec l'analyse de rentabilité de la sécurité des procédés. [8]

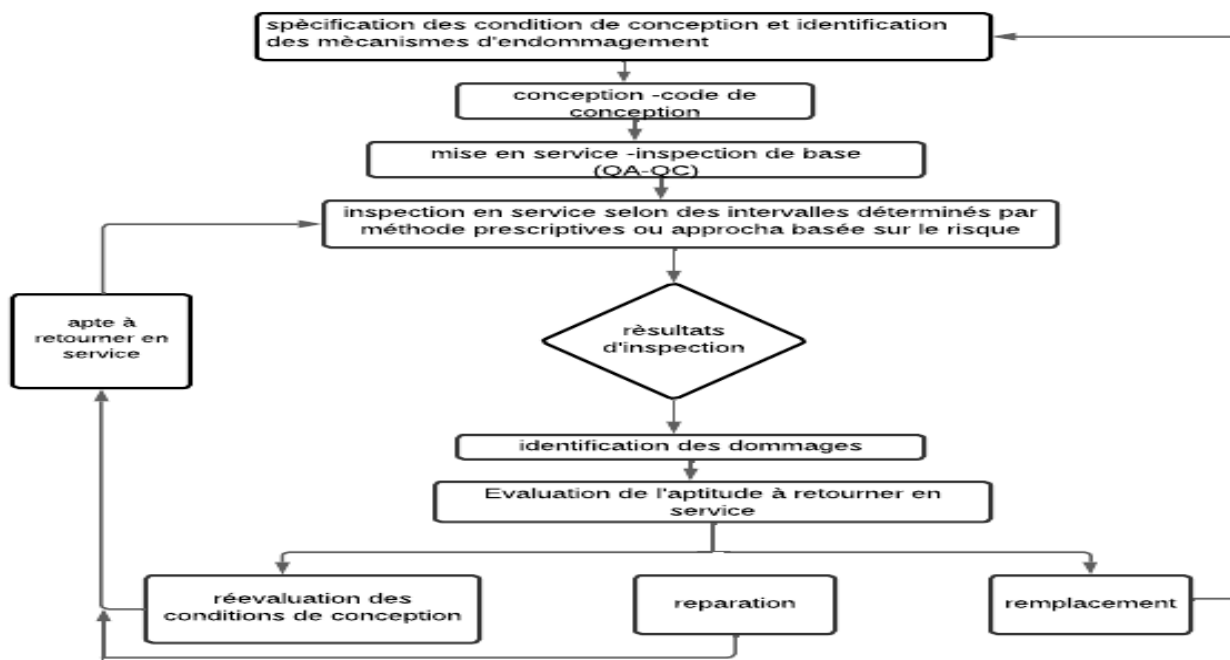


figure 2.1: La gestion de l'intégrité des équipements à partir du cycle de vie de l'équipement [20]

2.5.3- Les étapes pour concentrer sur la gestion de l'intégrité :

- Éliminer les arrêts non planifiés
- Améliorer les performances de l'installation - temps de fonctionnement élevé
- Optimiser les intervalles d'inspection et de maintenance
- Mettre l'accent sur les domaines/équipements qui nécessitent un suivi plus étroit
- Réduire les coûts en se concentrant sur les zones/équipements mis en évidence
- Déterminer la durée de vie restante de l'actif/équipement.[7]

2.5.4- La mission de l'ingénieur en intégrité des actifs :

L'ingénieur en intégrité des actifs veille à ce qu'un actif remplisse la fonction souhaitée tout au long de son cycle de vie. Un défi constant pour les ingénieurs AIM est d'équilibrer la conception, la maintenance et le remplacement des actifs tout au long de leur cycle de vie, tout en minimisant les coûts pour les entreprises en termes de finances, de temps et de ressources

Les ingénieurs AIM sont tenus d'effectuer de nombreuses tâches, notamment :

- Mettre en œuvre la surveillance de l'état et de la santé structurelle (CSM)
- Veiller à ce que les intervalles d'inspection ne soient pas dépassés
- Effectuer des inspections basées sur le risque (RBI)
- Réaliser des études de prolongation de la durée de vie
- Effectuer des examens d'aptitude au service FFS
- Mener des enquêtes sur les défaillances
- Contrôler et s'assurer que les procédures sont maintenues et mises en œuvre
- Participer à la préparation des budgets d'investissement et d'exploitation pour l'inspection

Il est admis que l'intégrité opérationnelle de l'équipement peut se détériorer avec le temps en raison de divers facteurs tels que la corrosion, l'érosion, la fatigue et d'autres mécanismes. Par conséquent, il est essentiel de comprendre, détecter et corriger ces mécanismes avant que la capacité de l'équipement à réagir à une situation anormale ou d'urgence ne soit compromise.[8]

Avant de commencer à élaborer et mettre en œuvre un programme de Gestion Intégrée des Actifs (AIM), il est crucial de bien comprendre certains concepts clés et la terminologie associée aux

différents types de défaillances des actifs que le programme de AIM vise à prévenir. Il est également important de connaître les outils disponibles pour détecter et analyser les défaillances potentielles.[8]

2.6- Mécanismes D'endommagement

C'est un terme général utilisé pour décrire les processus mécaniques ou chimiques qui entraînent l'endommagement de l'équipement ou la dégradation des matériaux. Il peut s'agir de corrosion, de fissuration, de dommages causés par la chaleur, et de tout ce qui se trouve entre les deux.

Lors de l'évaluation des mécanismes d'endommagement, il faut tenir compte de l'état actuel de l'équipement, ainsi que de tout dommage potentiel que le mécanisme pourrait causer ultérieurement. La susceptibilité d'un équipement à un mécanisme d'endommagement particulier dépend d'un certain nombre de variables, notamment les matériaux de construction, les fluides de traitement, les conditions d'exploitation, l'environnement extérieur, etc.

Une bonne compréhension de la variété des mécanismes d'endommagement existants est indispensable à tout programme d'intégrité mécanique.

Un examen approfondi des mécanismes d'endommagement est essentiel pour créer une stratégie d'inspection efficace. [9]

2.6.1- Identification des mécanismes de dommages

L'identification des mécanismes d'endommagement et des modes de défaillance crédibles pour les équipements inclus dans une analyse de risque est essentielle à la qualité et à l'efficacité de l'analyse de risque. L'équipe RBI doit consulter un spécialiste des matériaux ou de la corrosion pour définir les mécanismes d'endommagement de l'équipement, les modes d'endommagement (facultatif) et les modes de défaillance potentiels.

L'approche séquentielle est la suivante :

- Comme indiqué, identifiez les conditions de fonctionnement et d'environnement internes et externes fonctionnement et d'environnement, l'âge, la conception et la charge opérationnelle. Les données utilisées et les et les hypothèses formulées doivent être validées et documentées. Les conditions du procédé ainsi que les modifications prévues du procédé doivent être prises en compte. L'identification des constituants à l'état de

traces (ppm) en plus des constituants primaires d'un procédé peut être primaires dans un procédé peut être très important, car les constituants à l'état de traces peuvent avoir un effet significatif sur les mécanismes

- Compte tenu des matériaux, des méthodes et des détails de fabrication, dresser une liste des mécanismes de crédibles qui ont pu être présents dans le passé
- Dans certaines circonstances, il peut être préférable d'énumérer un mécanisme de dommage spécifique, puis d'énumérer les différents modes de dommage ou les façons dont le dommage se manifeste. Par exemple, le mécanisme de dommage "corrosion sous l'isolation" peut précipiter un mode de dommage soit de corrosion généralisée, soit de corrosion localisée. La corrosion généralisée pourrait une rupture ou une défaillance structurelle, tandis que la corrosion localisée est plus susceptible d'entraîner une fuite de type trou d'épingle. Tous les modes de défaillance crédibles pour chaque d'endommagement ou mode d'endommagement doivent être pris en compte.
- Il est souvent possible d'avoir deux ou plusieurs mécanismes d'endommagement sur une même pièce d'équipement ou un même composant de tuyauterie. Par exemple, la fissuration par corrosion sous contrainte combinée à une corrosion généralisée ou localisée (amincissement ou corrosion).

Une fois que les mécanismes d'endommagement et la morphologie sont compris, les stratégies en matière d'inspection peuvent utiliser ces informations pour sélectionner les méthodes d'inspection ayant la plus grande probabilité de détecter, caractériser et mesurer les dommages potentiels. En outre, les intervalles d'inspection peuvent être établis à l'aide des codes et normes de l'industrie tels que API 510, 570, 653, API RP 579 pour FFS , et API 580 et 581 pour l'inspection basée sur le risque RBI. [9]

Les principaux mécanismes de dégradation et de défaillance de colonne sont

- La corrosion
- Les défaillances de structure du colonne
- La fissuration

Ainsi que la combinaison possible de ces modes de dégradations

2.7- Modes de défaillance

Une fois qu'un ou plusieurs mécanismes d'endommagement crédibles ont été identifiés, le mode de défaillance associé doit également être identifié. Par exemple, un amincissement local peut conduire à une fuite de type "trou d'épingle" dans l'enveloppe de pression.

Un amincissement général peut conduire à une rupture. Il peut y avoir plus d'un mode de défaillance crédible pour chaque mécanisme de dommage. Par exemple, la fissuration peut conduire à une fissure à travers la paroi avec un scénario de fuite avant rupture ou peut conduire à une rupture catastrophique. Le mode de défaillance dépend du type de fissure, de l'orientation géométrique de la fissure, des propriétés du matériau de construction, de l'épaisseur du composant, de la température et du niveau de contrainte.[17]

2.8- Dommages cumulés

Les taux d'endommagement peuvent varier en fonction de l'évolution des mécanismes d'endommagement c'est-à-dire que divers mécanismes peuvent s'accélérer, se ralentir ou s'arrêter complètement.

Dans certains cas, les dommages causés par un peut progresser jusqu'à ce qu'un autre mécanisme prenne le relais et commence à dominer le taux de dommages.

L'évaluation des mécanismes d'endommagement et des modes de défaillance doit inclure l'effet cumulatif de de chaque mécanisme. [17]

2.9- La Corrosion

La corrosion est la cause principale de détérioration de colonne. La corrosion peut être soit localisée soit généralisée.[10]

2.9.1 -Les différents types de la corrosion

La corrosion peut être soit :

I-Généralisée : la réaction de corrosion sur toute la surface du matériau qui joue le rôle à la fois d'anode et de cathode et en l'appelle corrosion uniforme. [10]

II-localisée : dans le cas où la réaction de corrosion se déroule à un lieu spécifiquement anodique d'un matériau. En pratique, ce type de corrosion provient d'une hétérogénéité du matériau ou de l'environnement.[10]

2.10- La corrosion rencontrée dans les installations pétrolières

Les problèmes les plus importants posés par la corrosion dans les puits et conduites en acier au carbone sont causés par des substances chimiques conduisant à une acidification de l'eau contenue dans le brut ou le gaz naturel. Cette corrosion apparaît quand l'eau contenue dans le brut ou le gaz naturel entre en contact avec la paroi métallique pendant un temps suffisant pour pouvoir amorcer une corrosion localisée.

Le contrôle de la corrosion des installations métalliques de l'industrie pétrolière est un enjeu majeur. Veiller à ce qu'il soit développé dans des conditions optimales de sécurité et de fiabilité. Pour répondre à la demande de la société en carburant, l'industrie pétrolière doit maîtriser tous les processus de production, transport, raffinage, stockage des hydrocarbures.[10]

2.11- Les différentes méthodes d'inspection

Les techniques CND les plus couramment utilisées aujourd'hui peuvent être divisées en deux familles principales, étroitement liées à la position anormale du segment cours d'examen. Pour cette raison, ils sont divisés en deux familles :

La première consiste en une approche de surface où le défaut à mettre en évidence est situé sur la surface extérieure (parfois la surface inférieure) de l'objet inspecté.

La seconde inclut la méthode globale ou de volume, par défaut la révélation est située dans le volume de l'objet inspecté.

Les différentes méthodes d'inspection sont :

✓ Le contrôle visuel

Est l'inspection préliminaire dans la plus part des cas, est la plus simple et la plus naturelle de toutes les inspections non destructives. permet de détecter: le niveau de corrosion, l'état d'éventuels revêtements anticorrosion, les déformations les défauts majeurs.[11]

✓ Contrôle aux ultrasons

Le contrôle par ultrasons est un examen échographique pour la mesure d'épaisseur des matériaux. L'appareil génère une onde ultrasonore qui traverse la tôle ; le temps mis par l'onde pour rebondir sur l'autre face de la tôle permet de déduire son épaisseur. Elle peut être utilisée en manuel ou mode automatisé, le plus souvent en utilisant une seule face d'accès y compris pour des pièces de grandes dimensions et sur des distances de plusieurs mètres. Contrairement à la radiographie, elle ne présente aucun risque en matière de sécurité et d'hygiène du travail.[11]

✓ Contrôle par ressuage

Le contrôle non destructif par ressuage (symbole PT) est une technique basée sur le principe de capillarité. La technique est donc limitée aux défauts de surface ouverts et émergents (fissures, fissures, porosité, piqûres, etc.), mais reste très intéressante car c'est une méthode de contrôle globale, contrairement aux ultrasons ou Foucault qui sont encore des méthodes de contrôle local. [11]

✓ Courants de Foucault

Le contrôle non destructif des courants de Foucault (symbole ET) implique l'induction de courants dans des matériaux conducteurs par des capteurs.

Ces courants induits, appelés courants de Foucault, circulent localement dans le matériau, leur répartition et répartition dépendent du champ électromagnétique excité, de la géométrie, des propriétés de conductivité et de perméabilité de la pièce à inspecter. Lorsqu'il y a une anomalie dans la partie contrôlée, les courants de Foucault sont perturbés, provoquant une modification de l'impédance apparente du capteur.

Lors de la recherche de défauts, c'est l'analyse de cette variation d'impédance qui est convertie en amplitude et en phase à l'écran sous la forme d'une courbe dite de "Lissajous". Les courants de Foucault peuvent également être utilisés pour mesurer la conductivité des matériaux afin de mesurer l'épaisseur de revêtements non conducteurs sur des substrats conducteurs. Dans ce cas, utilisez un appareil plus simple avec un écran dédié.

Il s'agit d'une méthode localisée de détection des défauts de surface. [12]

il existe différentes techniques de Contrôle Non Destructif (CND) qui sont largement utilisées dans le groupement Berkine et qui ont été largement développées. (voir l'annexe 3)

2.12- Aperçu sur la réglementation algérienne relative aux appareils sous pression de vapeur et gaz APV et APG

Il s'agit des Equipements dont le mauvais fonctionnement peut compromettre la sécurité des biens et des individus. Ces dispositifs comprennent

- Appareils sous pression de gaz (appelés communément APG).
- Appareils sous pression de vapeur (appelés communément APV).
- Appareils de levage (APL).
- Appareils électriques (APE).
- Installations de lutte contre l'incendie.
- Véhicules de transport notamment ceux destinés au transport du personnel.
- Sources radioactives et appareils émettant des rayonnements ionisants.
- Aéronefs (DAC) et navires (Bureaux de classification).

Les appareils sous pression de gaz soumis aux prescriptions du décret 90-245 du 18.08.1990. [19]

Tableau 2.1 : les appareils APG soumises a la réglementation algérienne [19]

Appareils	Conditions
Appareils de production, d'emmagasinage de gaz liquéfiés ou dissous	$P_e \geq 4 \text{ bars}$ et $P_{e \text{ max}} \cdot V < 80$

Appareils mobile d’emmagasiner de gaz liquéfiés ou dissous	$P_e \geq 4$ bars $10 < P_{e\ max} \cdot V < 80$
Compresseurs de gaz	$P_{e\ dernier\ étage} \geq 10$ bars et $P_e \cdot Q \geq 50$
Canalisations de gaz de liquides (autres que l’eau)	$\varnothing_{int} > 80$ mm et $P_{e\ max} > 10$ bars et $\varnothing_{int} \cdot P_{e\ max} > 1500$
Extincteurs d’incendie	$P_e \geq 4$ bars et $P_{e\ max} \cdot V > 80$

P_e : Pression effective en bars ;

V : Volume en litres

Q : Débit en m³ /minute

\varnothing_{int} : Diamètre intérieur en mm

Les contrôles périodiques des appareils sous pression de gaz (APG) soumis au D. 90-245 sont :

Tableau 2.2 : Le contrôle périodique des équipements APG

Nature des vérifications	Périodicité	Commentaire
Maintenance de niveau 1	Quotidienne	Selon les préconisations du constructeur
Visites techniques réglementaires : visites internes et externes pour, endoscopie et, le cas échéant, contrôle non destructif (technique CND). Vérification des dispositifs de sécurité.	3 ans au plus tard	Cette opération doit être réalisée en présence du représentant d’un organisme agréé par le Ministère de l’énergie et des mines
Epreuve hydrostatique :	10 ans au plus tard ou après réparation notable	L’épreuve doit être précédée par une visite technique réglementaire.

		L'épreuve doit être réalisée en présence de l'ingénieur du service des mines territorialement compétent.
--	--	--

Quels sont les appareils sous pression de vapeur soumis aux prescriptions du décret 90-246 du 18.08.1990 ?

Les générateurs, récipients, chaudières à eau ou à vapeur lorsqu'ils répondent simultanément aux critères suivants :

Tableau 2.3 : les paramètres des appareils APV

Contenance	V > 25 litres pour les générateurs V > 100 litres pour les récipients
Température	T > 110 °C
Pression	P > 0,5 bars

Les contrôles périodiques des appareils sous pression de vapeur (APV) soumis au D. 90-246 sont :

Tableau 2.4 : le contrôle périodique des appareils APV

Nature des vérifications	Périodicité	Observations
Maintenance de niveau 1	Quotidienne	Selon les préconisations du constructeur
Visite technique réglementaire : visite interne et externe sondage aux ultrasons, endoscopie et contrôle non destructif en cas de nécessité. Vérification des dispositifs de sécurité	24 mois au plus tard	Cette opération doit être réalisée en présence du représentant d'un organisme agréé par le Ministère de l'énergie et des mines

<p>Épreuve hydrostatique : $P_e = 1,5 P_s$ (épreuve hydraulique) Où P_e : Pression d'épreuve P_s : Pression de service $P_e = 1,3 P_s$ selon le code ASME version 2000 pour les épreuves hydrauliques</p>	<p>10 ans au plus tard ou après réparation notable</p>	<p>L'épreuve doit être précédée par une visite technique réglementaire. L'épreuve doit être réalisée en présence de l'ingénieur du service des mines territorialement compétent.</p>
---	--	---

La maintenance des équipements APG et APV consiste à effectuer des contrôles périodiques tous les 3 ans pour les APG et tous les 2 ans pour les APV. Cependant, en utilisant des inspections basées sur les risques (RBI), il est possible de prolonger ces intervalles de contrôle périodique à 6 ans pour les APG et 4 ans pour les APV, au lieu des 3 ans et 2 ans habituels. De plus, pour les tests hydrostatiques, il est recommandé de les effectuer tous les 12 ans, au lieu de 10 ans. (voir l'annexe1)

Chapitre 3

Méthodologie

Les inspections basées sur les risques

(RBI)

Introduction

L'objectif de ce chapitre est de clarifier la notion d'inspection basée sur le risque (RBI) et de mettre en évidence deux paramètres importants dans la méthodologie RBI, à savoir la probabilité et les conséquences de défaillance des processus pétroliers et gaziers, en suivant la norme API RP 580.

3.1- Risk Based Inspection (RBI)

- ✓ Processus d'évaluation et de gestion des risques axe sur la perte de confinement des équipements sous pression dans les installations de traitement en raison de la détérioration des matériaux. Ces risques sont gérés principalement par l'inspection des équipements.[13]
- ✓ L'inspection basée sur le risque est une utilisation systématique et intégrée de l'expertise des différentes discipline qui ont impact sur l'intégrité de l'unité .il s'agit notamment de la conception du choix des matériaux des paramètres et des scenarios d'exploitation ainsi que de la compréhension des mécanismes de dégradation actuels et futurs et des risques encourus .[13]
- ✓ Les méthodologies basées sur les risques permettent d'évaluer la probabilité et les conséquences potentielles des défaillances des équipements basée sur les risques RBI permet aux les entreprises de classer leur équipements par ordre de priorité pour l'inspection, d'optimiser les méthodes, les fréquences et les ressources d'inspection et de développer des plans d'inspection d'équipements spécifiques l'étendue de l'inspection et le type de contrôle non destructif le plus approprié.[13]
- ✓ Le RBI produit des plans d'inspection et de maintenance des équipements qui identifient les actions à mettre en œuvre pour assure un fonctionnement faible .[13]
- ✓ L'inspection basée sur le risque est proactive-elle utilise les informations disponibles pour gérer le risque .[13]

3.2- L'objectif du RBI

- Augmenter la disponibilité
- Améliorer la sécurité
- Optimiser les couts d'inspection [13]

3.3- Eléments clés d'un programme RBI

Les Eléments clés Qui devraient figurer dans le programme RBI sont :

- Un système de gestion de la documentation pour les rapports d'inspection, les qualifications du personnel, les intrants et les mises à jour de l'analyse RBI.
- Une méthodologie documentée pour la détermination de la probabilité de défaillance.
- Une méthodologie documentée pour la détermination de la conséquence de défaillance.
- Une méthodologie documentée pour la façon de mitiger le risque par l'inspection et d'autres activités.[13]

3.4- Les Équipement inclus dans le RBI :

- Récipients sous pression - tous les composants contenant de la pression
- Tuyauterie de traitement - tuyaux et composants de tuyauterie
- Réservoirs de stockage - atmosphériques et pressurisés
- Réchauffeurs - composants sous pression
- Échangeurs de chaleur (à tubes et à calandre, à ailettes)
- Colonnes
- Filtres
- Torche / cheminée. [14]

3.5- Les systèmes suivants ne seront pas pris en compte dans le processus RBI :

- Instruments et système de contrôle
- Système électrique
- Système structurel
- Composants de machines - à l'exception des corps de pompes et de compresseurs.[14]

3.6- Types d'évaluation du RBI

Différents types d'évaluation du RBI peuvent être menés à plusieurs niveaux. Le choix de l'approche dépend de multiples variables telles que :

- I- Objectif de l'étude.
- II- Nombre d'installations et d'équipements à étudier.

- III- Ressources disponibles.
- IV- Durée de l'étude.
- V- Complexité des installations et des processus.
- VI- Nature et qualité des données disponibles.

La RBI est un processus à la fois qualitatif et quantitatif qui permet de combiner systématiquement la probabilité d'une défaillance et les conséquences de la défaillance. Afin d'établir une liste hiérarchisée des équipements sous pression sur la base du risque total.[14]

3.6.1- Analyse Qualitative: Une analyse qualitative implique l'identification des éléments de l'équipement, de l'environnement et des conditions de fonctionnement internes et externes, des matériaux de construction et des mécanismes d'endommagement sur la base de la connaissance de l'historique de fonctionnement, des plans d'inspection et de maintenance futurs et des mécanismes d'endommagement possibles, la probabilité de défaillance peut être évaluée séparément pour chaque groupe ou élément d'équipement. Cette analyse doit se fonder sur le jugement des ingénieurs.

Une catégorie de probabilité de défaillance peut alors être attribuée pour chaque groupe ou élément d'équipement. Selon la méthodologie employée, les catégories peuvent être décrites par des mots (tels que "élevée", "moyenne" ou "faible") ou être assorties d'une échelle de valeurs, moyenne ou faible) ou être assorties de descripteurs numériques (par exemple, 0,01 à 0,1 fois par an).[13]

3.6.2- Analyse semi-quantitative : L'analyse semi-quantitative combine des éléments d'analyse qualitative et quantitative. Elle utilise des critères pré-définis et des échelles numériques pour évaluer la probabilité et l'impact des risques. Par exemple, des échelles de notation de 1 à 5 peuvent être utilisées pour évaluer la gravité et la fréquence des risques. L'analyse semi-quantitative permet d'obtenir des évaluations plus précises en introduisant une certaine mesure dans le processus d'évaluation des risques. Elle est souvent utilisée pour classer les risques en fonction de leur niveau de priorité et d'urgence.[13]

3.6.3- Analyse Quantitative : Analyse plus profonde, analyses de fiabilité et financières incluses, arbre de défaillance.

Il existe plusieurs méthodologies pour l'analyse quantitative des probabilités. L'une d'entre elles consiste à adopter une approche probabiliste où des données de défaillance spécifiques et/ou des demandes d'experts sont utilisées pour calculer les probabilités de défaillance.

Ces données de défaillance peuvent être obtenues sur l'équipement spécifique en question ou sur des équipements similaires. La probabilité peut être exprimée sous la forme d'une distribution plutôt qu'une valeur déterministe unique.

Lorsque les données sur les défaillances sont inexactes ou insuffisantes pour l'équipement en question, des données générales peuvent être utilisées pour calculer les probabilités de défaillance.

Toutefois, l'applicabilité des données génériques à l'élément d'équipement spécifique évalué doit être validée. Le cas échéant, les données génériques sur les défaillances doivent être ajustées et adaptées à l'équipement analysé, et les rendre spécifiques à l'équipement analysé en augmentant ou en diminuant les fréquences de défaillance prévues sur la base d'informations spécifiques à l'équipement. De cette manière, les données génériques de défaillance sont utilisées pour générer une fréquence de défaillance ajustée qui peut être appliquée à un équipement spécifique. Ces modifications des données génériques peuvent être pour chaque élément d'équipement afin de tenir compte des dommages potentiels pouvant survenir dans le cadre d'un service particulier ainsi que du type et de l'efficacité de l'inspection et/ou de surveillance. Le personnel compétent doit procéder à ces modifications au cas par cas, en sollicitant l'avis d'experts. [13]

3.7- Analyse des risques

L'évaluation des risques consiste d'abord à déterminer l'état actuel et prévu de l'équipement, en posant les questions suivantes :

- Quelles sont les dégradations matérielles subies ou susceptibles de l'être ?
- être subies ?
- Quelle est la probabilité que ces dégradations se produisent ?
- Quelles sont les conséquences de ces dégradations ?

L'étape suivante consiste à déterminer le risque lié à l'exploitation de l'équipement en tant que comme la combinaison de deux termes distincts :

$$\text{Risque} = \text{Probabilité de défaillance (POF)} \times \text{Conséquence de la défaillance (COF)}.$$

-La dépendance temporelle de la probabilité de défaillance est la base de l'utilisation du RBI pour l'inspection

- Les efforts d'inspection ne suffisent pas à réduire le risque à zéro. Les facteurs de risque résiduels de perte de confinement incluent, mais ne sont pas limités à, ce qui suit :

- ✓ Erreur humaine.
- ✓ Catastrophes naturelles.
- ✓ Événements externes (par exemple, collisions ou chutes d'objets).
- ✓ Effets secondaires des unités voisines.
- ✓ Effets consécutifs d'équipements associés dans la même unité.
- ✓ Actes délibérés (par exemple, sabotage).
- ✓ Limites fondamentales de la méthode d'inspection.
- ✓ Erreurs de conception.
- ✓ Mécanismes de détérioration inconnus.

Nombre de ces facteurs sont fortement influencés par le système de gestion de la sécurité des procédés en place dans l'installation.[14]

3.8- Processus de planification RBI :

Le processus de développement d'une application comprend plusieurs étapes cruciales qu'il est essentiel de suivre méthodiquement. [14]

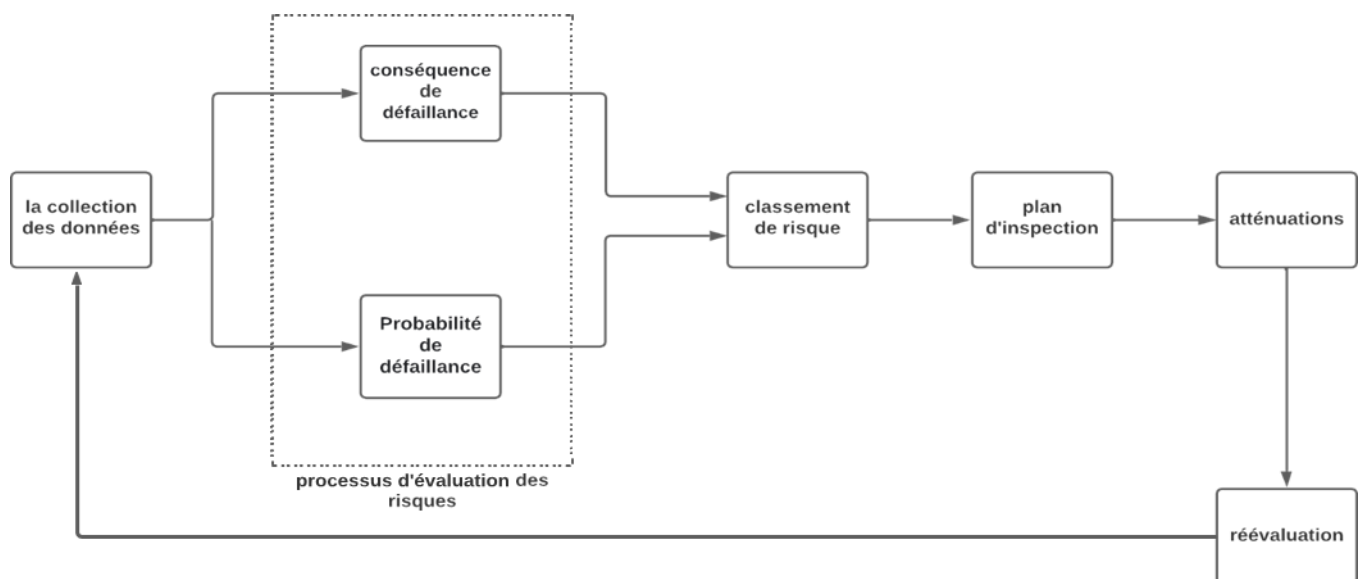


figure 3.1 : Schéma du processus de planification du RBI [14]

3.8.1- Collecte Des données

Collecte des données essentielles relatives à l'équipement ou au système évalué sont essentielles tel que :

- Les données de procédé (pH, température, composition des fluides);
- L'historique d'inspection (résultats, efficacité des inspections);
- Les données de conception des équipements (matériaux, dimensions, pression, etc.).
- Les différentes conditions opératoires
- Les systèmes de détection en cas de fuite
- Les systèmes de sécurité
- Les caractéristiques de l'isolation

Elles sont utilisées pour aider l'équipe RBI à mieux comprendre le processus, les constituants des matériaux et tous les données et les paramètres qui sont saisies dans le système de gestion du RBI.[14]

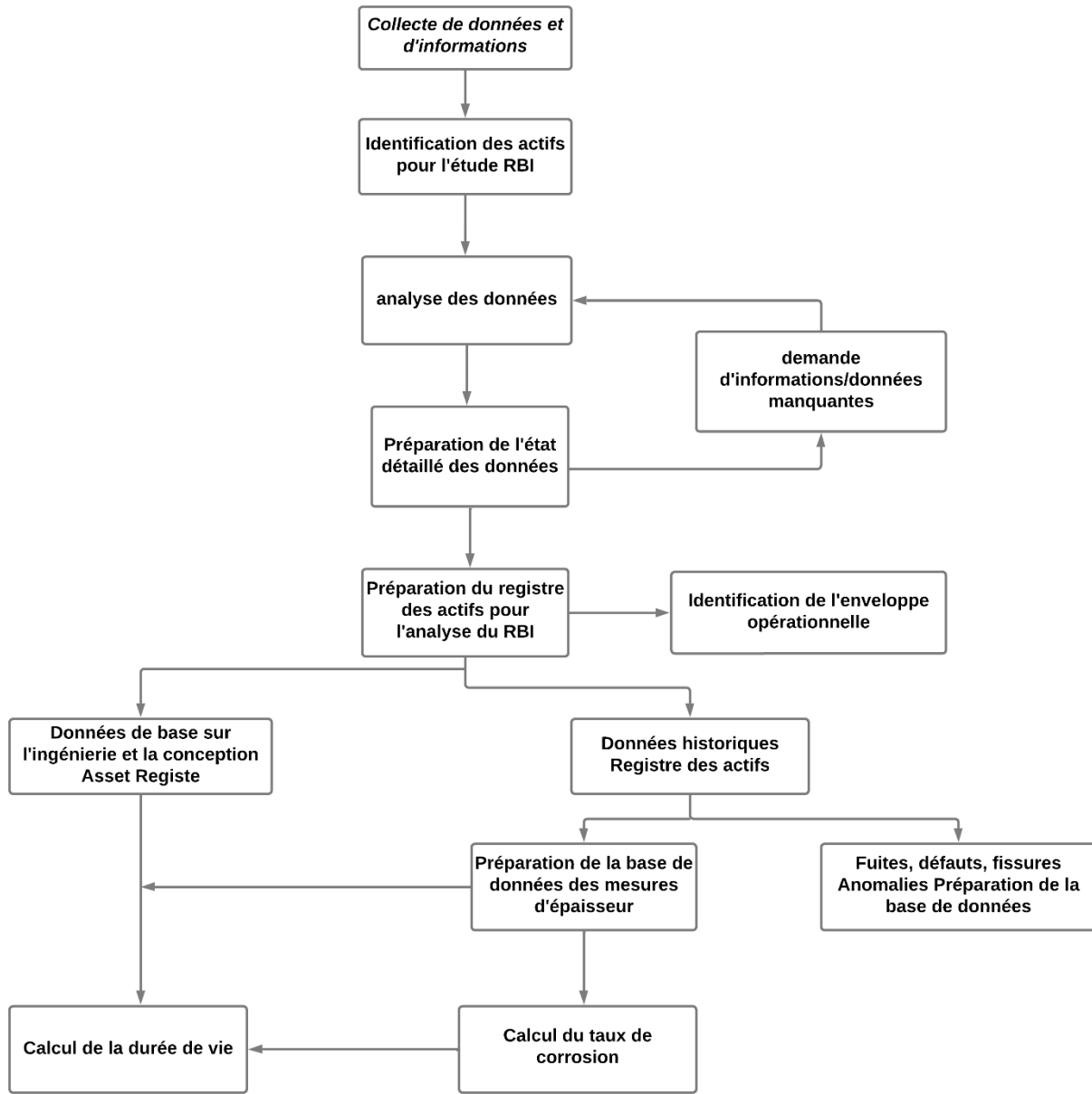


Figure 3.2 : Organigramme de la collecte d'informations et de données [2]

3.8.1.1- Définition de la vitesse de corrosion

Vitesse de corrosion mesurés c'est :

- Vitesse de corrosion estimés
- Vitesse de corrosion des experts
- Vitesse de corrosion de conception

3.8.1.1.1 Vitesse de corrosion mesurée

A partir des résultats des mesures d'épaisseur disponibles, la vitesse de corrosion et le calcul de la durée de vie restante pour les systèmes de tuyauterie sont effectués conformément à l'API 570, comme suit :[15]

$$V_{LT} = \frac{T_i - T_a}{t} \quad (3.1)$$

Équation 1 : Formule de calcul de la vitesse de corrosion maximale mesurée à long terme

V_{LT} : Vitesse de corrosion long terme,

T_i : épaisseur initial

T_a : épaisseur actuel

T : *temps(années)entre tinitial et tactual*

Considérons que : L'épaisseur initiale en pouces (ou millimètres), au même endroit que l'épaisseur tangible, mesurée lors de l'installation initiale ou au début d'un nouvel environnement de corrosion ; l'épaisseur tangible est l'épaisseur réelle, en pouces (ou millimètres), mesurée au moment de l'inspection d'un endroit ou d'un composant donné.

$$V_{ST} = \frac{T_p - T_a}{t} \quad (3.2)$$

Équation 2 : Formule de calcul de la vitesse de corrosion maximale mesurée à courte terme

Considérant que

V_{ST} = *vitesse de corrosion a Court Term*

T_p : épaisseur précédent en pouces (ou millimètres), au même endroit que l'épaisseur actuel mesurée lors d'une ou plusieurs inspections précédentes.

T_a : épaisseur actuel est l'épaisseur réelle, en pouces (ou millimètres), mesurée au moment de l'inspection pour un endroit ou un composant donné.

t = *temps (années) entre l'epaisseur précédent et l'epaisseur actual.*

3.8.1.1.2- Vitesse de corrosion de conception

La vitesse de corrosion de conception (D.C.R.) a été calculée sur la base de la marge de corrosion de conception. Si la durée de vie d'un système est de 25 ans, la vitesse de corrosion de conception (mpy) par rapport à la marge de corrosion de conception (mm) sera la suivante :[15]

$$DCR = \frac{DCA}{tv} \quad (3.3)$$

Équation 3 : Formule de calcul de la vitesse de corrosion de Conception.

DCR : vitesse de corrosion de conception

DCA: tolérance de corrosion de conception

tv: la durée de vie de conception

3.8.1.1.3- Vitesse de corrosion « expert »

La vitesse de corrosion "expert" peut être soit des données historiques (y compris des données provenant d'équipements précédemment installés), soit des données provenant d'équipements en service similaire. Il convient de noter que les données relatives à la vitesse de corrosion experte sont très conservatrices par nature, c'est-à-dire que les vitesses de corrosion qui en résultent ont tendance à être élevées. Afin de réduire les intervalles d'inspection, des taux de corrosion minimums par défaut doivent être définis et documentés par l'équipe RBI.

Note : Les taux par défaut doivent être utilisés lorsqu'aucune autre donnée n'est disponible ou lorsque les taux de corrosion résultant d'autres sources sont très faibles.

3.8.1.2- Calcul de la durée de vie restante

La durée de vie restante sera évaluée sur la base des résultats de la surveillance de l'historique de l'épaisseur. L'équation ci-dessous montre comment calculer la durée de vie restante de l'équipement :[15]

$$DV = \frac{T_a - T_r}{V_c} \quad (3.4)$$

Equation 4 : formule de calcul de la durée de vie restante.

Dv : La durée de vie de l'équipement (années)

T_a : épaisseur actuelle est l'épaisseur réelle, en pouces (ou millimètres), mesurée au moment de l'inspection pour un endroit donné.

T_r : épaisseur requise est l'épaisseur nécessaire, en pouces (ou millimètres), au même endroit ou au même composant que la mesure réelle calculée par les formules de conception.

V_c : vitesse de corrosion [pouce ou mm per année].

3.8.1.3- Epaisseur minimale requis

C'est l'épaisseur nécessaire, en pouces (ou millimètres), au même endroit ou au même composant que la mesure réelle calculée par les formules de conception.[15]

$$t_r = \frac{P * R}{S * E - 0.6P} \quad (3.5) \quad (\text{voir l'annexe 2})$$

3.8.2-Évaluation de la probabilité de défaillance (POF)

Détermination de la probabilité de défaillance

- Les mécanismes d'endommagement qui affectent dans l'équipement.
- L'historique d'inspection (résultats et efficacité), en particulier les méthodes CND utilisées, pour l'identification et la surveillance des défauts et autres preuves d'endommagement afin que l'équipement puisse être réparé ou remplacer avant qu'il ne tombe en panne. L'efficacité de l'inspection est déterminée par de nombreux facteurs, notamment (1) le type d'examen (c'est-à-dire la capacité de la méthode d'examen à détecter et à caractériser les mécanismes d'endommagement) (2) les compétences et la formation des inspecteurs (3) le niveau d'expertise utilisé pour sélectionner les lieux d'examens, Plusieurs techniques d'examens peuvent être utilisées pour détecter et caractériser un mécanisme de dommage donné. De même, une technique d'examen donnée peut être capable de détecter et de caractériser plusieurs types de mécanismes d'endommagement, mais aucune technique d'examen n'est capable de détecter et de caractériser tous les mécanismes d'endommagement.
- Le taux de dégradation

Une fois les mécanismes d'endommagement identifiés et la vitesse de corrosion calculée, nous procéderons à l'évaluation du niveau de probabilité. [17]

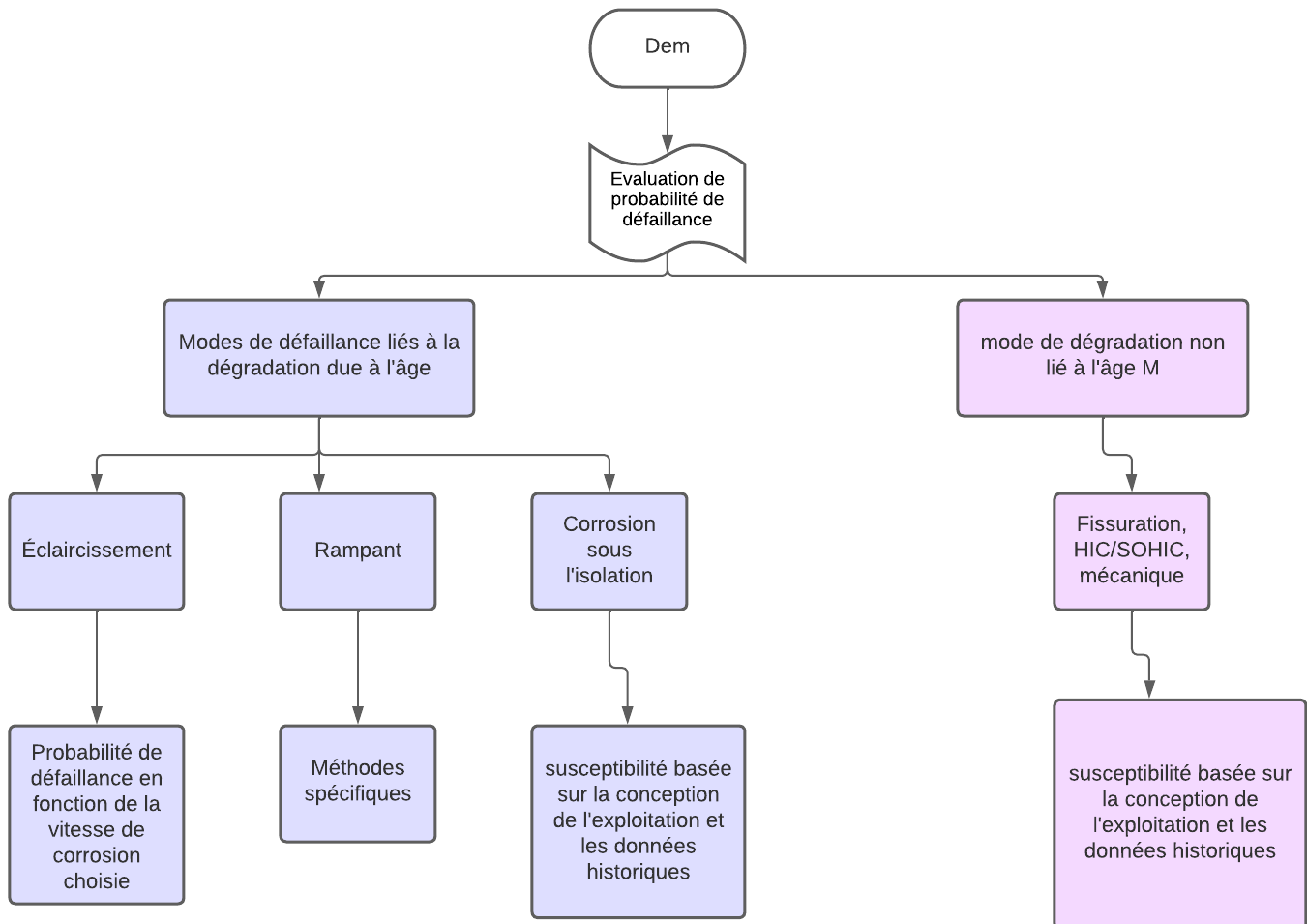


Figure 3.3 : Évaluation de la probabilité de défaillance [2]

3.8.3- Évaluation des conséquences d'une défaillance (COF)

L'évaluation des conséquences du défaillance pour les équipements et les systèmes de tuyauterie doit être effectuée sur la base de l'évaluation des conséquences pour la sécurité, l'environnement et l'activité. À cette fin, une approche TOP - DOWN (questionnaires détaillés, utilisant les données pertinentes du processus et de l'équipement) sera utilisée pour l'évaluation de la classe de conséquences.

Les conséquences de la défaillance sont subdivisées en cinq classes : A, B, C, D et E,

conformément à l'approche de la matrice des risques de l'API RP 581, la classe A étant la plus faible et la classe E la plus élevée (les pires conséquences).

Les catégories de conséquences varient (de A à E) et sont assorties de limites pour chaque catégorie de conséquences, à savoir les incidences sur la sécurité, les incidences sur l'environnement et les incidences économiques (niveau -1 et niveau-2). Les catégories de conséquences qui seront utilisées pour l'évaluation du COF sont les suivantes ;

- Économie/affaires
- Sécurité/santé
- Environnement [2]

3.8.2.1- Conséquences économiques

La conséquence économique d'une défaillance est l'une des trois catégories de conséquences pertinentes pour l'évaluation des risques. Elles prennent essentiellement en compte l'effet financier d'une défaillance sur les actifs et la production.

Tableau 3.1 : Catégories de conséquences pour les entreprises et l'économie (niveau 1) [2]

CATÉGORIE DE CONSÉQUENCES	RISQUE QUALITATIF ÉVENTUEL	LIMITE DES CONSÉQUENCES
A	Faible	Mineur (0 - 1 M USD)
B	Moyen	Important (1 - 10 M USD)
C	Moyenne élevée	Sérieux (10 - 20 M USD)
D	Haut	Majeur (20 - 100 M USD)
E	très élevé	Catastrophique (>100 M USD)

Un questionnaire économique simple prend en compte les trois principaux éléments de coût, à savoir la perte de production, les coûts de réparation et la main-d'œuvre (propre) séparément.

Plus précisément :

- La perte de production est un revenu différé (perte ou déclassement du produit) plus le

produit gaspillé (par exemple, brûlé à la torche ou déversé), généralement calculé comme une perte de marge plus le coût de la main-d'œuvre.

- Les coûts de réparation sont les coûts autres que la main-d'œuvre (mais y compris les Coûts fixes de l'entrepreneur) encourus pour faire réparer les dommages.
- La main-d'œuvre est le coût (heures) du personnel propre ou du personnel contractuel dans le cadre de contrats remboursables.

Le total est la somme des trois éléments ci-dessus, comme le montre la figure ci-dessous

élément	coût	
perte de production	1	K
coûts de réparation	2	K
travail	3	K
total	6	K

CLASSE DE CONSÉQUENCES ÉCONOMIQUES

Figure 3.4: les trois éléments dans les conséquences économiques

3.8.2.2- Conséquences environnementales

Les conséquences environnementales d'un incident sont de plus en plus importantes. Dans le cadre de la gestion des risques, il s'agit de l'une des trois catégories qui déterminent la classification globale des conséquences. Deux mécanismes importants de dommages à l'environnement sont pris en compte. Premièrement, le rejet de liquides qui peut entraîner une pollution du sol et de l'eau. Deuxièmement, le rejet de gaz, qui peut entraîner une pollution de l'atmosphère.

Tableau 3.2: Classes de conséquences environnementales (niveau 1)

CATÉGORIE DE CONSÉQUENCES	RISQUE QUALITATIF ÉVENTUEL	LIMITE DES CONSÉQUENCES
A	Faible	Effet mineur (<100L)
B	Moyen	Effet significatif (100L - 1000L)
C	Moyenne élevée	Effets graves (1000L - 10000L)
D	Haut	Effets majeurs (10000L - 16000L)
E	Très élevée	Catastrophique (>16000L)

3.8.2.3- Conséquences pour la santé et la sécurité

La défaillance d'un équipement dans l'industrie de transformation et dans de nombreuses autres industries telles que l'énergie, les engrais, l'acier, l'exploitation minière, l'alimentation, etc., peut avoir des conséquences sur la santé et la sécurité en raison de la présence de substances dangereuses et/ou de pressions/températures élevées. Les blessures peuvent résulter des effets thermiques, toxiques ou de l'impact sur l'homme d'une défaillance de l'équipement. Lors de la détermination des conséquences potentielles, il convient de prendre en compte les facteurs d'atténuation. Dans le contexte du questionnaire, deux facteurs d'atténuation importants sont pris en compte :

- La fréquence de présence et la durée d'exposition des personnes dans la zone dangereuse
- La possibilité d'éviter l'événement dangereux.

Les classes de conséquences pour la santé et la sécurité donnent des définitions et des descriptions des conséquences potentielles pour la santé et la sécurité.

Tableau 3.3 : Catégories de conséquences pour la sécurité (niveau 1)

Catégories de conséquences	Risque qualitatif éventuel	Limite des conséquences
A	Faible	Absence de lésions ou d'effets sur la santé
B	Moyen	Blessures légères ou effets sur la santé
C	Moyenne Élevée	Blessures graves ou effets sur la santé
D	Haut	Décès unique ou invalidité permanente totale
E	Très élevé	Morts multiples

Les conséquences les plus importantes sont prises en compte pour l'évaluation globale des risques pour chaque mode de défaillance, puis la classe de conséquences la plus importante parmi tous les modes de défaillance identifiés pour l'évaluation globale des risques pour l'équipement.

3.9- Gestion des risques avec les activités d'inspection :

3.9.1- Gérer les risques en réduisant l'incertitude par l'inspection

Le risque peut être géré par l'inspection. Il est évident que l'inspection ne permet pas d'arrêter ou d'atténuer les mécanismes d'endommagement. L'inspection sert à identifier, surveiller et mesurer le(s) mécanisme(s) de dommage. Elle constitue également une aide précieuse pour prédire le moment où les dommages atteindront un point critique.

L'application correcte des inspections améliorera la capacité de l'utilisateur à prédire les mécanismes et les taux d'endommagement. Plus la prévisibilité est grande, il y a une incertitude quant au moment où une défaillance peut se produire.

Les mesures d'atténuation (réparation, remplacement, modifications, etc.) doivent alors être planifiées et mises en œuvre avant que la défaillance ne se produise. La réduction de l'incertitude et l'augmentation de prévisibilité grâce à l'inspection se traduisent directement en une réduction

de la probabilité d'une défaillance et donc une réduction du risque.

L'atténuation des risques obtenue grâce à l'inspection suppose que l'organisation donne suite aux résultats de l'inspection en temps utile.

L'atténuation des risques n'est pas réalisée si les données d'examen recueillies ne sont pas correctement analysées et mises en œuvre le cas échéant. La qualité des données d'examen et de l'analyse ou de l'interprétation aura une incidence considérable sur le niveau d'atténuation des risques. Des méthodes d'examen et des outils d'analyse des données appropriés sont donc essentiels.[17]

3.9.2- Elaboration d'une stratégie d'inspection basée sur l'analyse des risques

Les résultats d'une analyse RBI et l'analyse de la gestion des risques qui en découle peuvent servir de base à l'élaboration d'une stratégie d'inspection globale pour le groupe d'éléments inclus. La stratégie d'inspection doit être conçue en conjonction avec d'autres plans d'atténuation de manière à ce que tous les éléments de l'équipement présentent des risques résultants acceptables. Les utilisateurs doivent tenir compte du classement des risques, des facteurs de risque, l'historique de l'élément, le nombre et les résultats des inspections, le type et l'efficacité des inspections, l'équipement en service similaire et la durée de vie restante dans l'élaboration de leur stratégie d'inspection.

L'inspection n'est efficace que si la technique d'examen choisie permet de détecter le mécanisme d'endommagement et sa gravité. Par exemple, les relevés ponctuels de l'épaisseur d'un circuit de tuyauterie seraient considérés comme peu ou pas utiles si l'inspection n'avait pas lieu dans un délai raisonnable, peu ou pas d'intérêt si le mécanisme d'endommagement se traduit par une corrosion localisée imprévisible (piques, corrosion au bisulfure d'ammoniaque, etc.), Dans ce cas le balayage ultrasonique est plus efficace.

Le RBI peut être utilisé comme un outil de simulation pour déterminer quand, quoi et comment les inspections doivent être menées afin d'obtenir des résultats satisfaisants.[17]

3.10- Planification des inspections :

- ✓ Le plan d'inspection est élaboré sur la base des éléments suivants :
 - ✓ L'équipement est modélisé comme un groupe de composants individuels dans l'API 580

- ✓ Le plan d'inspection final pour l'équipement est basé sur les résultats obtenus pour les composants
- ✓ Le plan d'inspection comprend - la date et l'heure de l'inspection requise, le type ou la méthode d'inspection selon les techniques du CND (par exemple, visuelle, UT, DPT, MPT, RT, ECT, WFMT) en fonction des mécanismes de dommages actifs, le degré d'application des méthodes d'inspection (par exemple % de la surface totale examinée ou emplacements spécifiques). - Lieu de l'inspection (externe ou interne), gestion des risques obtenue par la mise en œuvre du plan d'inspection.
- ✓ Niveaux de risque prévus pour tous les équipements après la mise en œuvre du plan d'inspection et d'autres activités d'atténuation des risques.

3.11- Les atténuations proposées par la norme API 580 :

L'inspection, suivie d'une action appropriée sur les résultats de l'inspection en temps opportun, est souvent une méthode efficace de gestion des risques. Toutefois, l'inspection et les actions de suivi ne permettent pas toujours d'atténuer suffisamment les risques ou ne constituent pas la méthode la plus rentable. L'objectif de la présente section est de décrire d'autres méthodes d'atténuation des risques.

Ces activités d'atténuation des risques relèvent d'une ou de plusieurs des catégories suivantes :

- (a) réduire l'ampleur des conséquences
- (b) réduire la probabilité de défaillance
- (c) améliorer la capacité de survie de l'installation et des personnes face aux conséquences
- (d) atténuer la source principale des conséquences [17]

→ **Un programme d'inspection basé sur le risque ne couvre pas**, (i) une situation où nous avons un manque des données ou des informations, (ii) Une conception inadéquate ou une mauvaise installation, (iii) une opération de l'équipement en-dehors des conditions opératoires critiques limites, (iv) des plans d'inspection inefficaces, (v) Un manque de personnel qualifié.

3.12- Les Avantages du RBI

- Un classement par risque de tous les équipements évalués.
- Une description détaillée de toutes les autres activités d'atténuation des risques (telles que les réparations, les remplacements ou les améliorations de l'équipement de sécurité).
- Une réduction globale du risque pour les installations et les équipements évalués

- Amélioration de la gestion de la santé, de la sécurité et de l'environnement
- Éviter les inspections inutiles (les intervalles d'inspection sont basés sur les risques associés à l'équipement).
- Réduction des coûts - Les équipements qui ne prévoient pas des problèmes sont inspectés à des intervalles plus longs au lieu d'être inspectés tous les deux ou trois ans. [14]

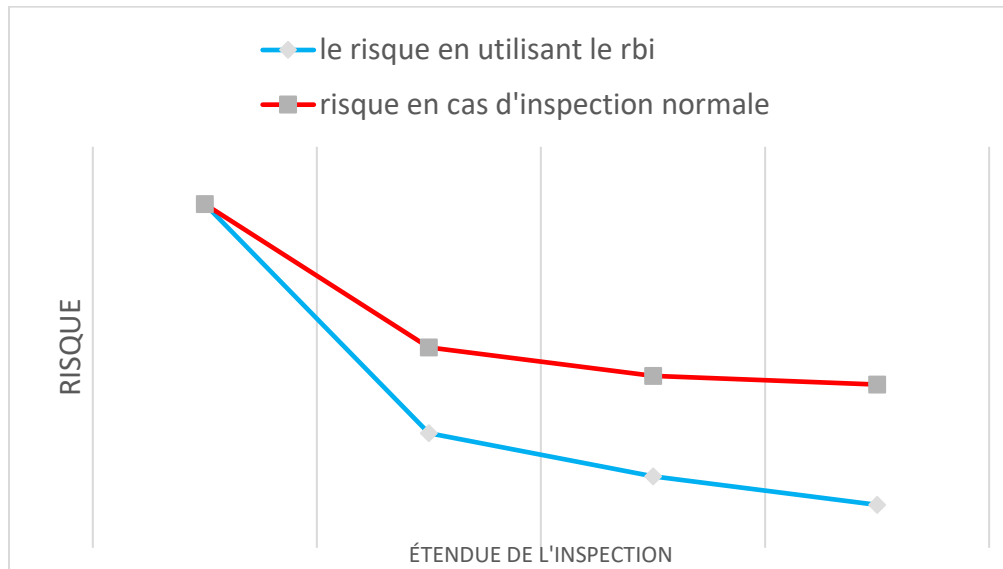


Figure 3.5: Comparaison du risque obtenu par le RBI avec celui d'une inspection périodique [14]

Conclusion

Ce chapitre nous a fourni une compréhension approfondie de l'inspection basée sur le risque (RBI) et de sa méthodologie détaillée, qui inclut différentes équations permettant de déterminer la probabilité de défaillance et d'estimer les conséquences de celle-ci. Ces éléments nous ont permis de développer un plan d'inspection optimal.

Chapitre 4

Application de la RBI

Cas d'étude : Colonne de
Stabilisation

Introduction

Le chapitre 4 est dédié à l'application pratique de l'approche basée sur les risques dans le contexte de la colonne de stabilisation. Il expose des études de cas concrets où l'analyse des risques a été utilisées pour identifier les zones à haut risque au sein de la colonne de stabilisation, et pour mettre en œuvre des mesures d'inspection adaptées. Ces études de cas examinent attentivement différentes situations spécifiques où la colonne de stabilisation est exposée à des risques accrus de défaillance, en explorant également les conséquences potentielles de ces défaillances sur la sécurité des opérations et la productivité de l'installation.

À travers ces études de cas pratiques, le chapitre 4 met en exergue la valeur ajoutée de l'approche basée sur les risques pour prévenir les incidents et atténuer les perturbations dans la colonne de stabilisation. Il souligne également les avantages de la prise de décision éclairée, en se fondant sur une évaluation objective des risques. Les études de cas présentées dans ce chapitre démontrent de manière concrète l'application pratique de l'approche basée sur les risques, en mettant en évidence les étapes essentielles du processus d'inspection. Les résultats obtenus pour chaque cas sont analysés et discutés, mettant en évidence l'efficacité de cette approche dans la gestion proactive des risques

4.1- Préparation de l'RBI :

4.1.1- Collecte des données et informations : Les données essentielles relatives à l'équipement ou au système évalué sont essentielles tel que le guide de fabrication de l'équipement, les fiches signalétiques, le diagramme de processus, les tableaux de compatibilité des matériaux doivent être utilisés pour aider l'équipe RBI à mieux comprendre le processus, les réactions chimiques, compatibilité des matériaux et propriétés chimiques du procédé et tous les données sont saisies dans le système de gestion de la RBI. L'examen préalable sert à définir les limites physiques du système et les principaux paramètres de processus qui peuvent avoir une incidence sur la détérioration de l'équipement (voir l'annexe 4)

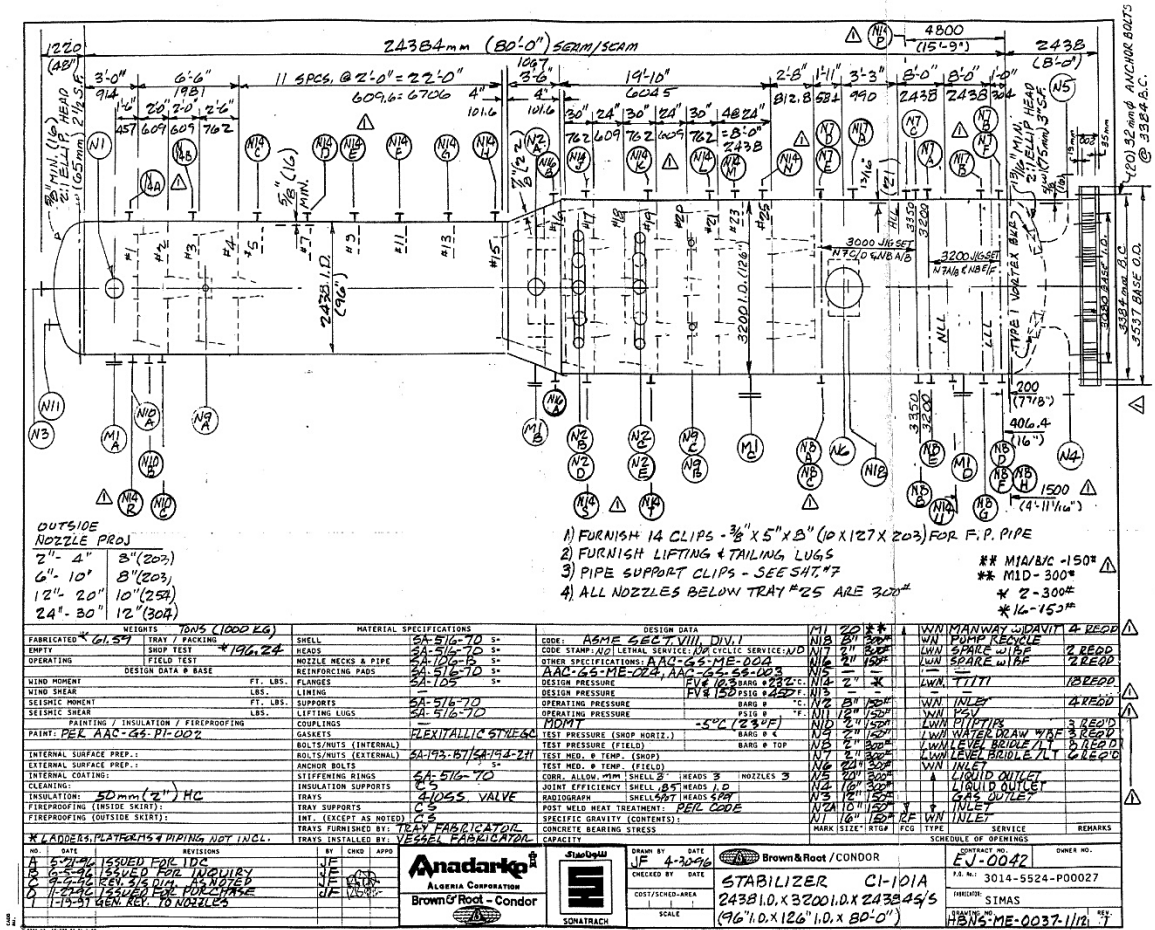


Figure 4.1: schéma de la colonne de stabilisation (dessin mécanique)

4.1.2- Rapport d'inspection

Le rapport d'inspection est une composante essentielle de l'application de la méthode RBI (Risk Based Inspection). En premier lieu, il est crucial de collecter les données pertinentes. Dans notre cas, le rapport d'inspection a été réalisé pour évaluer l'état de la colonne de stabilisation. Pour ce faire, nous avons utilisé deux techniques distinctes

La première technique est l'inspection visuelle, qui permet de visualiser l'état de la colonne, de détecter la présence de corrosion, de fissures et de défauts éventuels. La seconde technique est l'utilisation des ultrasons pour mesurer l'épaisseur de la colonne.

4.1.2.1- Rapport D'inspection Visuelle

Dans la technique visuelle, nous avons évalué l'état actuel de la colonne en examinant des aspects tels que l'état de la peinture et la présence de corrosion, la fondation. En se référant au tableau, nous avons évalué chaque élément et avons déterminé s'ils étaient acceptables ou non. Cette évaluation nous permet de prendre des décisions appropriées en termes de maintenance et de gestion des risques. La réalisation d'une inspection visuelle comprend les étapes suivantes :

1. Préparation : Avant de commencer l'inspection visuelle, assurez-vous d'avoir une bonne source d'éclairage pour bien voir la zone à inspecter. Préparez également tous les outils et équipements nécessaires tels que des miroirs, des loupes, des caméras d'inspection, des instruments de mesure, etc.

2. Évaluation générale : Commencez par une évaluation générale de la zone ou de l'objet à inspecter. Recherchez les signes visibles de dommages, de défauts, de corrosion, de fissures, de déformations, de fuites ou de tout autre problème potentiel. Identifiez les zones prioritaires nécessitant une inspection plus approfondie.

3. Examen détaillé : Procédez à un examen détaillé en vous concentrant sur chaque zone ou chaque composant. Utilisez des outils tels que des miroirs ou des caméras d'inspection pour accéder aux zones difficiles d'accès. Inspectez les surfaces, les joints, les soudures, les fixations, les connexions et tous les éléments pertinents en fonction de l'objet de l'inspection.

4. Utilisation d'instruments de mesure : Si nécessaire, utilisez des instruments de mesure tels que des règles, des micromètres, des jauges d'épaisseur, des comparateurs ou d'autres outils adaptés pour évaluer les dimensions, les écarts, les alignements ou d'autres caractéristiques spécifiques.

5. Documentation des observations : Prenez des notes détaillées et des photographies pour documenter les observations. Assurez-vous d'inclure des descriptions précises des défauts ou des problèmes identifiés, leur localisation, leur taille, leur gravité et toute autre information pertinente. Cela permettra de disposer d'un enregistrement précis de l'inspection visuelle et facilitera les étapes suivantes de l'évaluation.

6. Évaluation des résultats : Comparez les observations et les constatations avec les normes, les spécifications, les critères de qualité ou les exigences applicables. Déterminez si les défauts ou les

problèmes identifiés nécessitent des actions correctives, des réparations, des remplacements ou d'autres mesures.

7. Rapport d'inspection : Préparez un rapport d'inspection contenant toutes les informations pertinentes, y compris les observations, les photographies, les mesures et les conclusions. Le rapport doit être clair, précis et organisé de manière à faciliter la compréhension et l'utilisation ultérieures.

Il est important de noter que l'inspection visuelle peut varier en fonction de l'objet ou de l'application spécifique. Des procédures plus détaillées ou des techniques spécifiques peuvent être nécessaires dans certaines situations. Il est recommandé de se référer aux normes applicables à votre domaine d'activité ou de consulter des experts qualifiés pour obtenir des recommandations spécifiques à votre cas

CHAMP HBNS - RAPPORT D'INSPECTION VISUELLE			Page 1/10
Report No	HBNS-01-INSP-841	Contract No	SC_4032720-20
Date d'inspection	3/15/2023	Client	Groupement Berkine
Equipment TAG	C1-101A	Localisation	Train1/Pétrole brut, stabilisateur et compression de gaz







Vue d'ensemble et plaque signalétique



CHAMP HBNS - RAPPORT D'INSPECTION VISUELLE						
						Page 2/10
Report No	HBNS-01-INSP-674	Contract No		SC_4032720-20		
Date de l'inspection	3/15/2023	Client		Groupement Berkine		
Équipement TAG	C1-101A	Localisation		Train1/Pétrole brut, stabilisateur et compression de gaz		
Liste de contrôle pour l'inspection externe						
A –Acceptable; U – Unacceptable; NA – Non applicable ; NI - Non inspecté						
No	Item	A	U	NA	NI	Remarque
1	INSPECTION VISUELLE EXTERNE (SUR PLACE)					
1.1	Échelles, escaliers, plates-formes et passerelles					
1.1.1	Vérifier la présence de corrosion	X				
1.1.2	Vérifier l'absence de pièces cassées	X				
1.1.3	Vérifier le serrage des boulons	X				
1.1.4	Vérifier l'état de la peinture ou du matériel galvanisé	X				
1.1.5	Vérifier l'usure des barreaux de l'échelle	X				
1.1.6	Vérifier la sécurité des mains courantes	X				
1.1.7	Vérifier l'état des revêtements de sol sur les plates-formes et les passerelles	X				
1.2	Fondements					
1.2.1	Vérifier la présence de détériorations telles que l'écaillage, la fissuration, l'armature métallique exposée et l'affaissement		X			Voir page 4/10
1.3	Jupe					
1.3.1	L'ignifugation du béton			X		
1.3.2	Raccordement à souder à la cuve			X		Non visible (isolé)
1.3.3	Calcaire, rouille et corrosion à l'intérieur de la jupe		X			voir page 4/10
1.3.4	Recherche d'obstructions dans les drains	X				
1.3.5	État de la peinture		X			Voir page 4/10
1.4	Boulons d'ancrage/de structure					
1.4.1	Vérifier la corrosion, les fissures et l'étanchéité	X				
1.5	Supports en béton					
1.5.1	Vérifier la présence de détériorations telles que l'écaillage, la fissuration, l'armature métallique exposée et l'affaissement.		X			Voir page 4/10
1.6	Steel Supports					
1.6.1	Vérifier l'absence de corrosion, de distorsion, de fissure	X				
1.6.2	Poutres porteuses pour le flambage ou la déflexion excessive	X				
1.6.3	Attachement de la tuyauterie à la colonne pour l'indication de la distorsion due au mouvement de la tuyauterie			X		Not visible (insulated)
1.6.4	L'ignifugation des poutres de soutien et des jupes pour le gonflement et la rouille (corrosion possible).			X		
1.7	Buses					





1.7.1	Inspection des vibrations, des déformations, des fissures et des fuites	X				
1.7.2	État des boulons et des écrous	X				
1.7.3	Alignement des brides	X				
1.7.4	Coussin de renforcement, trous d'évacuation pour le col			X		Non visible (colonne isolée)
1.8	Connexions de mise à la terre					
1.8.1	Vérifier qu'un bon contact électrique est maintenu	X				Trouvé connecté

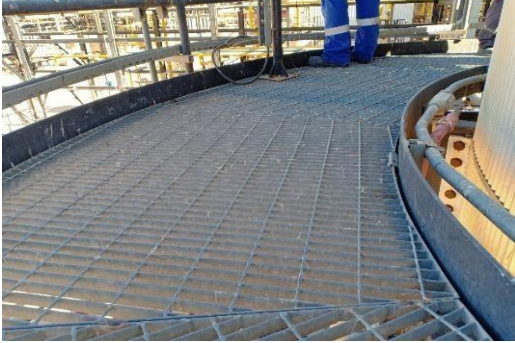

CHAMP HBNS - RAPPORT D'INSPECTION VISUELLE						
						Page 3/10
Report No	HBNS-01-INSP-841		Contract No	SC_4032720-20		
Date d'inspection	3/15/2023		Client	Groupement Berkine		
Equipment TAG	C1-101A		Localisation	Train1/Pétrole brut, stabilisateur et compression de gaz		
Liste de contrôle pour l'inspection externe						
A – Acceptable; U – Unacceptable; NA – Non applicable ; NI - Non inspecté						
No	Item	A	U	NA	NI	Remarque
1.9	Équipement auxiliaire					
1.9.1	Inspection des équipements tels que les raccords de jaugeage, les puits de flottaison, les voyants et les soupapes de sécurité	X				Jauges accessibles uniquement
1.9.2	Vibrations éventuelles des pièces			X		Equipment OFF
1.9.3	Métal dissemblable (corrosion galvanique)	X				
1.9.4	Soupapes pour une évaluation correcte, état du corps et du volant		X			Voir page 6/10
1.10	Revêtement protecteur et isolation					
1.10.1	État du revêtement protecteur pour les taches derouille, les boursoffures et le soulèvement du film	X				Contrôlé par les fenêtres ouvertes
1.10.2	État de l'isolant et de ses attaches, cornières, bandes et fils de support pour ce qui est de la corrosion et de la rupture		X			Voir pages 4/10 & 5/10
1.11	External Metal Surface					
1.11.1	Vérifier l'absence de corrosion, de fuites, de fissures, de boucles, de renflements, de laminations, de déformations et de dommages mécaniques.	X				
1.11.2	Name plate available readable	X				
1.12	Autres anomalies			X		
Observation						
Seules les composantes des domaines d'intérêt ont été vérifiées et mentionnées dans la présente liste de contrôle.						

CHAMP HBNS - RAPPORT D'INSPECTION VISUELLE			
			Page 4/10
Report No	HBNS-01-INSP-674	Contract No	SC_4032720-20
Date d'inspection	3/14/2023	Client	Groupement Berkine
Equipment TAG	C1-101A	Localisation	Train1/Pétrole brut, stabilisateur et compression de gaz
Photos & Remarques			
			
Photo 01		Photo 02	
			
Photo 03		Photo 04	
			
Photo 05		Photo 06	

Remarques :







- Dommages observés dans l'isolation du fond (photo 01).
- Dommages et oxydation du revêtement observés sur la jupe (photos 02, 03 & 04).
- Fissures et dommages observés sur la plate-forme et le support en béton (photos 05 & 06).

CHAMP HBNS - RAPPORT D'INSPECTION VISUELLE			
			Page 5/10
Report No	HBNS-01-INSP-674	Contract No	SC_4032720-20
Date d'inspection	3/14/2023	Client	Groupement Berkine
Equipment TAG	C1-101A	Localisation	Train1/Pétrole brut, stabilisateur et compression de gaz
Photos & Remarks			
			
Photo 07		Photo 08	
			
Photo 09		Photo 10	

	
<p style="text-align: center;">Photo 11</p>	<p style="text-align: center;">Photo 12</p>

Remarques :

- Dommages de l'isolation observés dans la coque et la tête supérieure (photos 07 & 08).
- Les jauges accessibles sont en bon état (photos 09 & 10). Leur fonctionnement n'a pas été vérifié car l'équipement n'était pas en service.
- Plates-formes et échelles métalliques trouvées en bon état (photos 11 & 12).

HBNS FIELD - VISUAL INSPECTION REPORT			
			Page 6/10
Report No	HBNS-01-INSP-674	Contract No	SC_4032720-20
Date d'inspection	3/14/2023	Client	Groupement Berkine
Equipment TAG	C1-101A	Localisation	Train1/Pétrole brut, stabilisateur et compression de gaz
Photos & Remarques			
			
Photo 13		Photo 14	
			
Photo 15		Photo 16	
			
Photo 17		Photo 18	
<p>Remarques</p> <p>- Les buses accessibles ont été trouvées en bon état et d'anciennes traces d'huile ont été remarquées dans de nombreuses vannes (photos 13 à 18).</p>			

4.1.2.2- Rapport d'examen de l'épaisseur par ultrasons

Pour chaque étage de la colonne de stabilisation, nous avons effectué des mesures d'épaisseur à l'aide d'un appareil de mesure. Nous avons pris des mesures sur quatre positions spécifiques et avons retenu la valeur minimale obtenue. Cette approche nous permet d'obtenir une estimation conservatrice de l'épaisseur minimale dans chaque étage, ce qui nous aide à évaluer avec précision l'état de la colonne et à identifier les zones présentant un risque élevé de défaillance à partir la dernière inspection (voire l'annexe 5)

L'inspection par examen d'épaisseur par la technique ultrasons est généralement réalisée en suivant les étapes suivantes :

1. **Préparation de l'équipement** : Assurez-vous que l'instrument ultrasonore est correctement calibré et que les sondes appropriées sont sélectionnées en fonction des matériaux et de l'épaisseur à inspecter.
- 2. **Préparation de la surface** : Nettoyez soigneusement la surface de l'échantillon pour éliminer les contaminants tels que la rouille, la peinture ou la saleté. Une surface propre est essentielle pour obtenir des mesures précises.
- 3. **Application d'un couplant** : Appliquez un couplant, généralement un gel ou une pâte, sur la surface de l'échantillon. Le couplant aide à éliminer les bulles d'air entre la sonde ultrasonore et la surface, permettant ainsi une meilleure transmission des ondes ultrasonores.
- 4. **Positionnement de la sonde** : Placez la sonde ultrasonore sur la surface de l'échantillon, en veillant à ce qu'elle soit en contact étroit et uniforme avec la surface. Une bonne couverture de la zone d'inspection est essentielle pour obtenir des résultats fiables.
- 5. **Émission des impulsions ultrasonores** : Émettez une impulsion ultrasonore à partir de la sonde et mesurez le temps nécessaire pour que l'onde ultrasonore se propage à travers l'échantillon et revienne à la sonde. Ce temps de vol est utilisé pour calculer l'épaisseur du matériau.
- 6. **Analyse des résultats** : L'instrument ultrasonore convertit les données de temps de vol en mesures d'épaisseur. Les résultats peuvent être affichés sur l'écran de l'instrument ou enregistrés pour une analyse ultérieure.
- 7. **Évaluation et interprétation des mesures** : Comparez les mesures d'épaisseur obtenues aux spécifications ou aux critères de tolérance applicables. Si une épaisseur mesurée est

inférieure à la limite minimale requise ou dépasse la limite maximale tolérée, des actions correctives peuvent être nécessaires.

-Il est important de noter que les procédures spécifiques peuvent varier en fonction de l'équipement utilisé, des spécifications de l'application et des normes de l'industrie. Il est donc recommandé de consulter les procédures d'inspection spécifiques fournies par le fabricant de l'équipement ou de se référer aux normes applicables à votre domaine d'activité.

HBNS FIELD - Rapport d'examen de l'épaisseur par ultrasons			
			Page 7/10
Report No	HBNS-01-INSP-674	Contract No	SC_4032720-20
Date d'inspection	3/14/2023	Client	Groupement Berkine
Equipment TAG	C1-101A	Localisation	Train1/Pétrole brut, stabilisateur et compression de gaz
<p>TEST UTG</p> <p>C1-101A</p>			

Rapport sur l'examen de l'épaisseur par ultrasons														
Client		Contract No		Test procedure		Date de début de l'inspection		Date de fin d'inspection		Durée de l'inspection (heures)		Numéro du rapport		Page n°
GROUPEMEN T Berkine		SC_4032720-20		ISQ-SP/UT/08		3/14/2023		3/16/2023		2		HBNS-01-INSP-674		8/10
Matériel testé		Line number / Equip Tag		Description du système de tuyauterie / de l'équipement		Localisation		Boucle de corrosion		Tolérance à la corrosion (mm)		Numéro de dessin		
Column		C1-101A		Stabilisateur		Train1/Pétrole brut, stabilisateur et compression de gaz		CL-02-A-I-Separated Gas CL-06-A-I-Desalted Crude CL-07-A-I-Stabilized Crude		3		HBNS-ME-0037-1/12		
P & ID n°		Couplant		Ref Gain (db)	Gain d'essai (db)	Taille du réflecteur d'étalonnage	Amplitude de d'étalonnage (%)	Calib. Distance lue (mm)	État de surface		Revêtement/peinture	Peinture / revêtement THK (mm)	Material	
HBNS-PR-1137-1/1		L'eau		42	53	15-20	80	50	Comme propre		Yes		Acier au carbone	
UT Equipment			Transducer				Bloc d'étalonnage			Cable	Mode			
Make/Model	serie n°	Date d'échéance de l'étalonnage	Make/Model		Taille du cristal (mm)	Fréquence (MHz)	Numéro de série	Type/Série n°		Matériau/Épaisseur	Type/Longueur	Écho d'impulsion		
GE/DMS GO +	GOPLS19120048	10/10/2023	DA501		12.5	5	69159	5-step block / 69252		CS /5-25	Dual	Le mo / 1500		
DONNÉES D'INSPECTION														
					Mesure de l'épaisseur de la paroi (WT)						Perte de WT			
Numéro de la caractéristique	Type de caractéristique	Equipement / composant Taille(inch)	Type de composant	Nominal WT (mm)	12 O'clock (mm)	3 O'clock (mm)	6 O'clock (mm)	9 O'clock (mm)	Épaisseur minimale mm	Épaisseur maximale mm	mm	%	Sévérité	Remarques
S1	Coquille	126	Mid	22,225	18.16		18,08	18,01	18,01	18.16	4.06	18.14%	OK	1er niveau
S2	Coquille	126	Mid	22,225		17,95	18,03	17,99	18.00	21.03	4.195	18.87%	OK	2ème niveau
S3	Coquille	126	Mid	22,225	17,88	17,76	17,85		17,76	17.88	4.345	19.55%	OK	3ème niveau
S4	Coquille	126	Mid	22,225	17,83				17,83	17,83	4.395	19.77%	OK	4ème niveau
S5	Coquille	126	Mid	22,225	17,82	17,64			17,82	17,64	4.405	19.82%	OK	5ème

														niveau
S6	Coquille	126	Mid	22,225	18,72	18,29		18,32	18,29	18,72	3.505	15.77%	OK	6ème niveau
S7	Coquille	96	Mid	22,225			15,44	15,10	15,10	15,44	6.785	30.52%	OK	7ème niveau
S8	Coquille	96	Mid	22,225	15,04	15,09		15,12	15,04	15,12	7.105	31.96%	OK	8ème niveau

	Sévère	Medium	Mineur	
Total TML's	WT Loss >50%	3mm or 25% ≤ WT Loss < 50%	10 % ≤ WT Loss < 25% or 3mm	Remarque / Observation
8	0	2	6	/

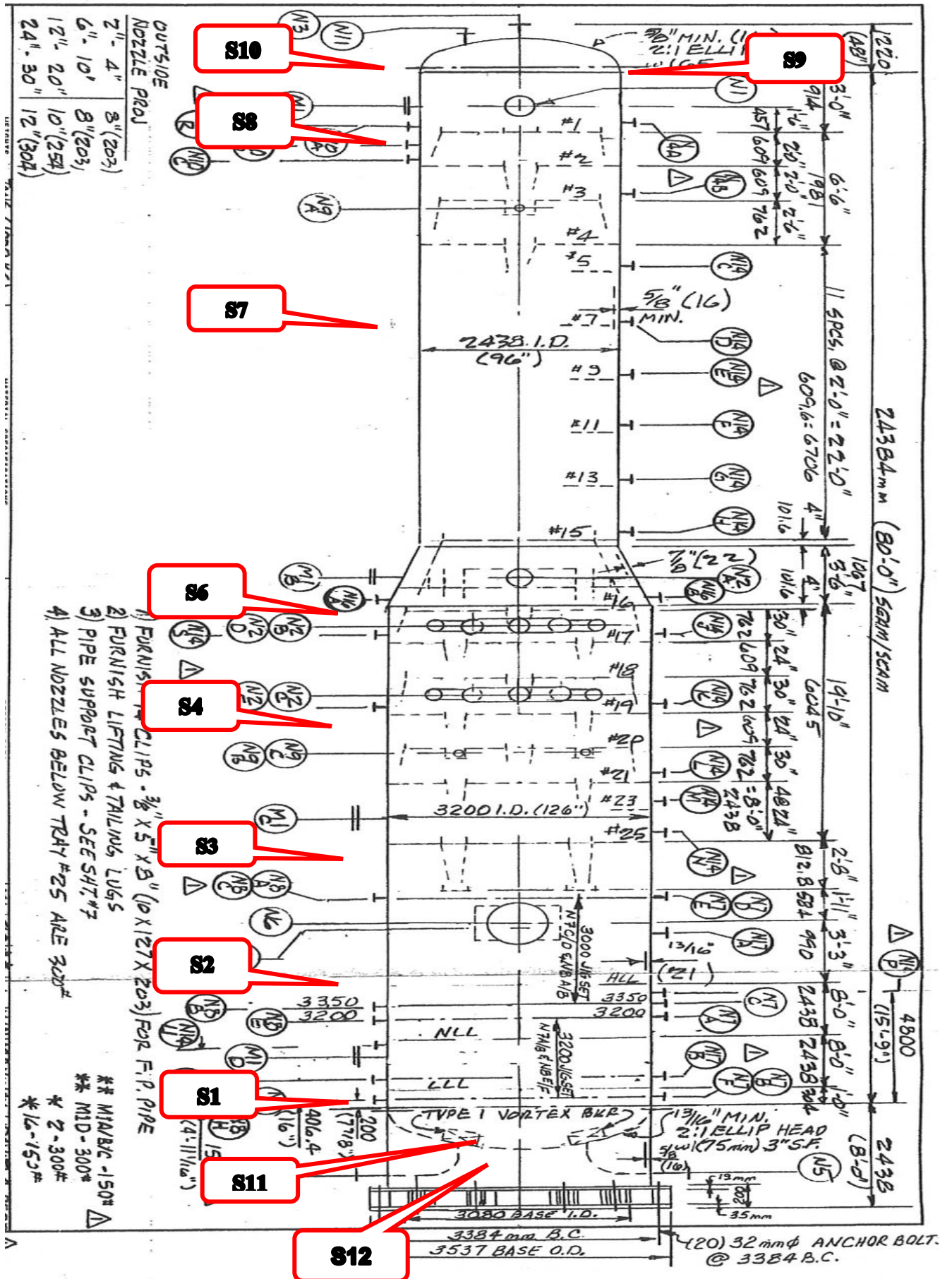
Résumé de l'inspection

L'inspection n'a porté que sur les relevés des spots, aucun balayage n'a été effectué sur la TML.
 Les relevés de la coque ont été effectués à partir des plates-formes.
 Des relevés vides signifient qu'il n'y a pas d'accès à cette position de la coque. Aucune perte de métal n'a été enregistrée.
 Les épaisseurs nominales des parois ont été relevées à partir du dessin mécanique.
 Toutes les valeurs sont exprimées en mm, sauf pour les composants de l'équipement (pouces).

Rapport sur l'examen de l'épaisseur par ultrasons

Client	Contract No	Test procedure	Date de début de l'inspection	Date de fin d'inspection	Durée de l'inspection (Hrs)	Numéro du rapport	Page n°			
GROUPEMENT Berkine	SC_4032720-20	ISQ-SP/UT/08	3/14/2023	3/16/2023	1	HBNS-01-INSP-674	9/10			
Matériel testé	Line number / Equip Tag	Description du système de tuyauterie / de l'équipement	Localisation	Boucle de corrosion	Tolérance à la corrosion (mm)	Numéro de dessin				
Column	C1-101A	Stabilisateur	Train1/Pétrole brut, stabilisateur et compression de gaz	CL-02-A-I-Gaz séparés CL-06-A-I-Brut dessalé CL-07-A-I-Brut stabilisé	3	HBNS-ME-0037-1/12				
P & ID n°	Couplant	Ref Gain (db)	Gain d'essai (db)	Taille du réflecteur d'étalonnage	Amplitude d'étalonnage (%)	Calib. Distance (mm)	État de surface	Revêtement/peinture	Peinture / revêtement THK (mm)	Material
HBNS-PR-1137-1/1	L'eau	42	53	15-20	80	50	Comme propre	Yes		Acier au carbone
UT Equipment		Transducer				Bloc d'étalonnage		Cable	Mode	
Make/Model	Serial n°	Calibration due date	Make/Model	Taille du cristal (mm)	Fréquence (MHz)	Numéro de série	Type/Serie n°	Material/Thickness	Type/longueur	Écho d'impulsion
GE/DMS GO +	GOPLS 19120048	10/10/2023	DA501	12.5	5	69159	5-step block / 69252	CS /5-25	Dual Lemo / 1500	

DONNÉES D'INSPECTION														
					Mesure de l'épaisseur de la paroi (WT)						Perte de WT		Sévérité	Remarques
Numéro de la caractéristique	Type de caractéristique	Taille (inche)	Type de composant	Nominal WT (mm)	12(mm)	3(mm)	6(mm)	12(mm)	Épaisseur minimale mm	Épaisseur maximale mm	mm	%		
S9	Tête supérieure	96	Top	15.875	15,34				15,34	15,3	0.535	3.68%	OK	
S10	Tête supérieure	96	Top	15.875	15,80				15,80	15,8	0.075	0.47%	OK	
S11	fond	126	fond	20.630	18,77				18,77	18,7	1.86	9.01%	OK	
S12	fond	126	fond	20.630	17,91				17,91	17,9	2.72	13.18%	OK	
Total TML's		Sévère WT Loss >50%			Medium 3mm or 25% ≤ WT Loss < 50%			Mineur 10 % ≤ WT Loss < 25% or 3mm			Remarque / Observation			
4		0			0			1			/			
Résumé de l'inspection														
<p>L'inspection n'a porté que sur la lecture des taches, aucun balayage n'a été effectué sur la TML. Aucune perte de métal n'a été enregistrée.</p> <p>Deux mesures d'épaisseur ont été effectuées dans chaque tête.</p> <p>Les épaisseurs nominales des parois ont été tirées du dessin mécanique.</p> <p>Toutes les mesures sont exprimées en mm, sauf pour les composants de l'équipement (pouces).</p>														



4.2- Application du logiciel VELOSI**4.2.1- Définition du Software**

Le module VAIL-Plant PEMS (VELOSI) contient une base de données complète pour les tuyauteries et les installations sous pression. Il couvre l'ensemble du processus d'évaluation Il couvre l'ensemble du processus d'évaluation des risques et facilite la planification des inspections afin de prévoir la durée de vie restante de l'actif et la date de la prochaine inspection.[18]

Ce module est basé sur la norme API 580 v2016

VELOSI RBI est entièrement conforme aux exigences de l'API puisqu'il incorpore les éléments suivants :

- Impliquer différentes parties de l'organisation
- Intégrer la probabilité et les conséquences d'un échec
- Inclure les conséquences HSE
- Évaluer tous les mécanismes de dégradation potentiels
- Évaluer l'efficacité des méthodes d'inspection
- Envisager une évaluation après un changement de processus
- Tenir compte de la conception par rapport aux conditions d'exploitation
- L'évaluation du RBI doit être correctement documentée
- Documente formellement les résultats de l'évaluation

L'organigramme de l'approche VELOSI RBI est présenté ci-dessous dans la figure 4.2

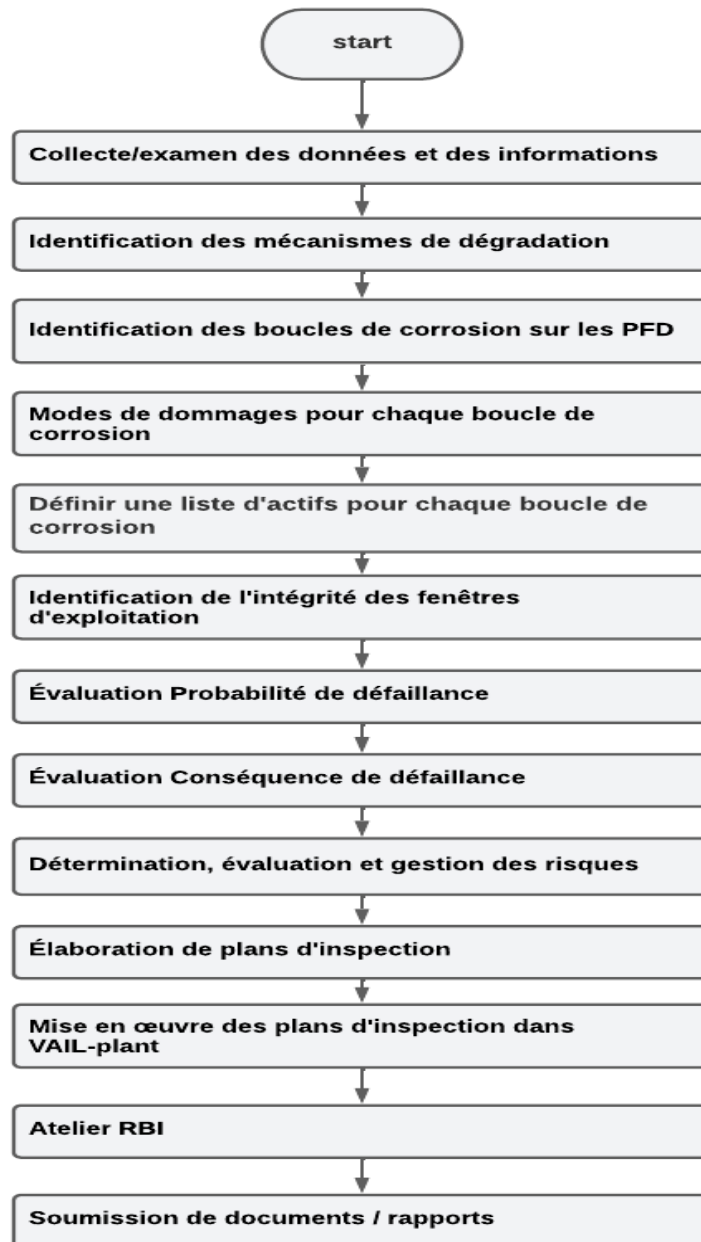


Figure 4.2: les étapes d'application RBI Selon Software VELOSI

4.2.2- Évaluation des intervalles d'inspection

Les intervalles d'inspection doivent être calculés conformément à la méthodologie du logiciel RBI. La méthode semi-quantitative RBI est équivalente aux déclarations de l'API 510 : "La période entre les inspections internes ou en cours d'exploitation ne dépassera pas la moitié de la durée de vie restante estimée du navire sur la base du taux de corrosion" et API 570 : "Les mesures d'épaisseur doivent être programmées sur la base du calcul d'au plus la moitié de la durée de vie restante déterminée à partir des taux de corrosion..."

En général, l'intervalle d'inspection maximal pour un équipement est égal à un facteur

d'intervalle d'inspection (FI) multiplié par la durée de vie restante prévue de cet équipement, c'est-à-dire :

Intervalle d'inspection maximal = facteur d'intervalle × durée de vie restante.

L'API suggère un facteur d'intervalle maximal de 0,5 pour l'élément moyen, c'est-à-dire un risque moyen et une confiance moyenne. La méthode semi-quantitative RBI fait varier le FI de 0,1 à 0,8, sur la base d'une évaluation du risque et de la confiance, comme le montre le tableau ci-dessous.

Tableau 4.1 : Détermination de l'intervalle d'inspection

Facteur D'intervalle		Cote De Confiance				
		Très Faible	Faible	Moyen	Haut	Très Élevé
Risque	Haut	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5
	Moyen	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6
	Élevé	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7
	Faible	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8

Le processus de détermination de l'intervalle d'inspection maximal nécessite une évaluation de la durée de vie restante. Pour tous les actifs, un intervalle d'inspection ne dépassant pas la durée de vie nominale (années) multipliée par le facteur d'inspection donné par le RBI doit être utilisé.

Par exemple, les intervalles d'inspection seront plus courts pour les biens hautement critiques dont la durée de vie restante est moindre, tandis que les intervalles d'inspection seront plus longs pour les biens moins critiques dont la durée de vie restante est plus importante.

L'inspection en cours de production ou hors cours de production de l'équipement et de la tuyauterie doit être effectuée en fonction des intervalles d'inspection assignés.

D'autres intervalles d'inspection seront également vérifiés au regard des exigences réglementaires légales.

$$\checkmark V_{LT} = \frac{t_i - t_a}{t} \quad (4.1)$$

$$\checkmark V_{LT} = \frac{22,225 - 15,04}{26} = \mathbf{0.276 \text{ mm/an}} \quad (4.1.1)$$

$$\checkmark V_{ST} = \frac{t_p - t_a}{t} \quad (4.2)$$

$$\checkmark V_{ST} = \frac{16,32 - 15,04}{4} = \mathbf{0.32 \text{ mm/an}} \quad (4.2.1)$$

La durée de vie (vie résiduelle)

$$\checkmark DV = \frac{t_a - t_r}{V_c} \quad (4.3)$$

$$\checkmark DV = \frac{15,04 - t_r}{0,383} = ? \quad (4.3.1)$$

$$\checkmark t_r = \frac{P * R}{S * E - 0,6P} ? \quad (4.4)$$

A travers l'ASME VIII et le dessin mécanique (Mechanical Drawing) on a pu trouver les inconnus tel que :

P : pression de design

R: rayon

S : stress 138MPA

E : 0.85

$$\checkmark t_r = \frac{1,03421 * 1600}{138 * 0,85 - 0,6(1,03421)} = \mathbf{14.18 \text{ mm}} \text{ (la valeur de l'épaisseur minimale requis)}$$

$$\checkmark DV_{LT} = \frac{15,04 - 14,18}{0,276} = \mathbf{3.11 \text{ année}}$$

$$\checkmark DV_{ST} = \frac{15,04 - 14,18}{0,32} = \mathbf{2.68 \text{ année}} \text{ (voir l'annexe 6)}$$

4.2.3- Fonctionnement du software

Tout d’abord nous avons créé un Tag qui est : C1-101 H (La partie concernée par l’étude) Concernant la Colonne de stabilisation est divisée sur 3 parties : Haute- Moyenne- Basse. On Prend l’exemple de la partie Basse : Vous trouverez ci-dessous les données collectées a travers l’historique (Data Sheet et/ou Mechanical Drawing) selon la disponibilité des donnée

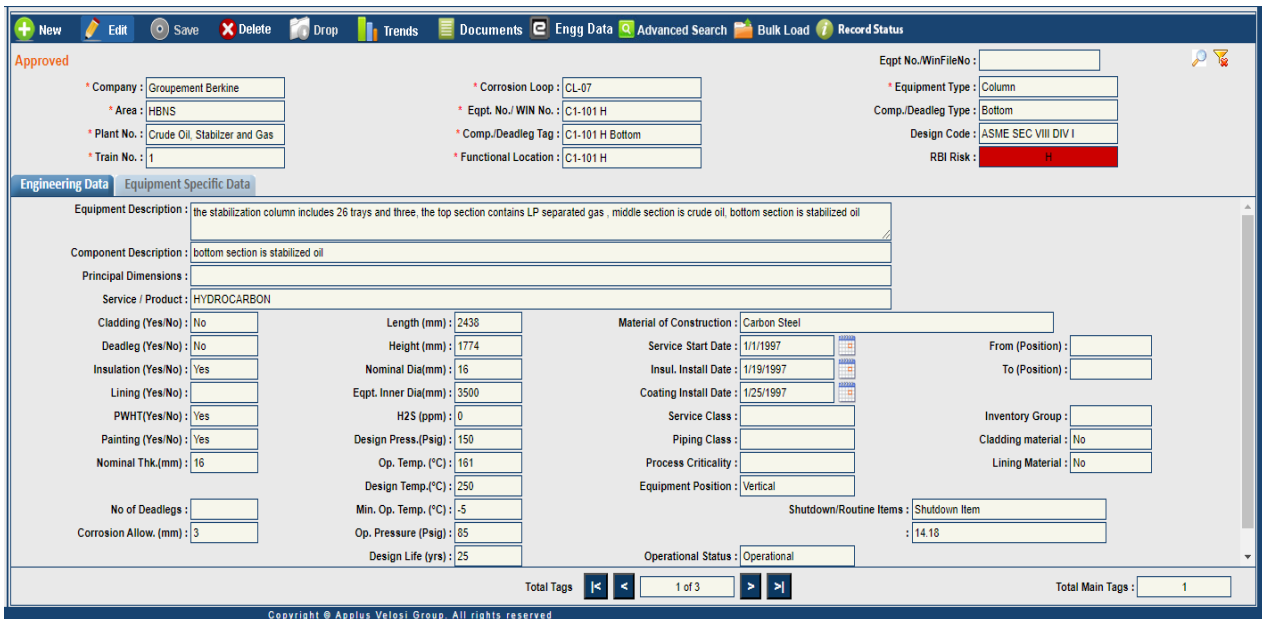


Figure 4.3 : Tableau de Bord du Logiciel VELOSI

Ensuite on sera obligés de répéter la même étape avec les 2 autres parties (Haute & Moyenne) L’étape suivante c’est d’identifies les mécanismes d’endommagement qui peuvent engendrer des problèmes sur l’équipement ; on a pu identifier 3 mécanismes d’endommagement qui sont :

Tableau 4.2: Identification des mécanismes d’endommagements

Groupe d’endommagement	Mécanisme d’endommagement
Eclaircissement	1- Corrosion par le CO2 2- Corrosion due a l’Isolation
Fatigue due aux vibrations	1- La fatigue induite par les vibrations
MIC	1- Corrosion d’origine microbiologique

Dans cette étape on va identifier pour chaque mécanisme d'endommagement sa probabilité de défaillance et pour sélectionner cette dernière il faut calculer la vitesse de corrosion nominale (DCR) à travers l'équation suivante :

La formule du DCR et le Calcul :

Y on a : Indemnité de corrosion qui est fixée (CA)= 3mm

La Durée de vie de la conception fixée à 25 ans

La vitesse de corrosion nominale (DCR) : 0.12 mm/an

Pour qu'on puisse déterminer la probabilité de défaillance on doit répondre au questionnaire (voir figure ci-dessous), et pour sélectionner qu'elle probabilité on doit choisir voir tableau ?

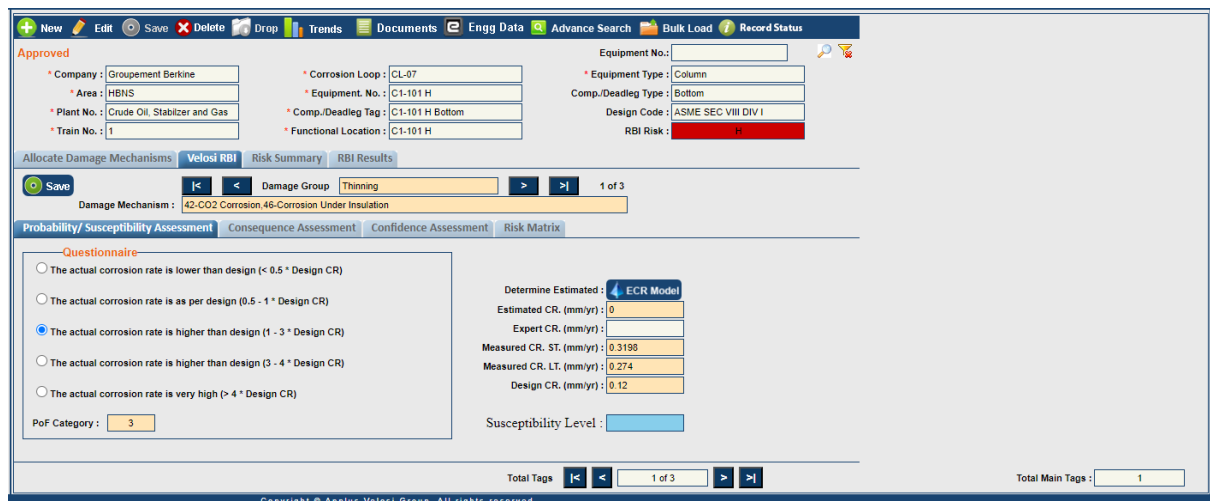


Figure 4.4 : Fenêtre montre l'évaluation de l'incertitude des probabilités pour chaque mécanisme d'endommagement

Et selon le résultat obtenu on a pu obtenir la probabilité de défaillance pour chaque partie, par coïncidence on a une seule probabilité de défaillance qui est **POF=3**

Ensuite on doit calculer la Conséquence de défaillance, donc dans cette étape y aura quatre parties à remplir et pour chaque partie on doit sélectionner un niveau (selon les données qu'on a pour qu'on puisse choisir ce niveau-là) (voir l'annexe 6)

1-Conséquence économique : Dans cette partie si y on a plus de détails on passe directement au niveau 3 parce qu'il est bien détaillé et il est généralement utilisé avec l'approche quantitative.

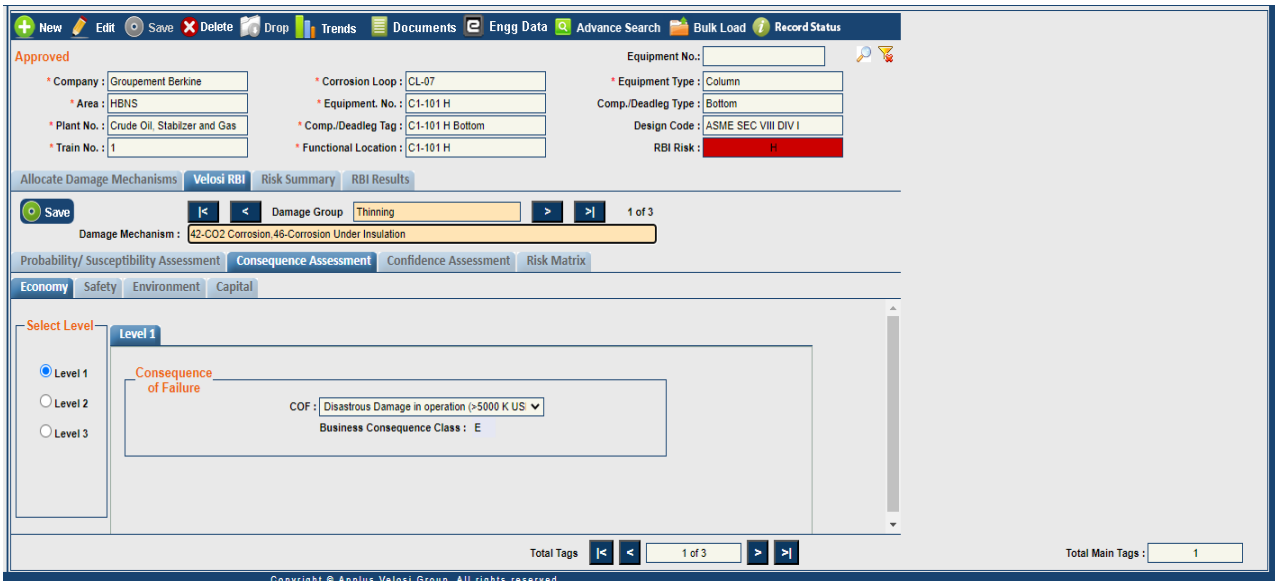


Figure 4.5: Fenêtre montre l'évaluation de la conséquence économique par niveau

Conséquence santé et sécurité :

Dans cette partie si y on a de l'historique des accidents ou des incidents major on sélectionne le niveau 2 ou le niveau 3 parce qu'ils sont bien détaillés mais dans notre étude comme on a pas un bon historique on a travaillé avec le niveau 1 et on estime la conséquence avec les experts des Coûts et/ou les ingénieurs HSE.

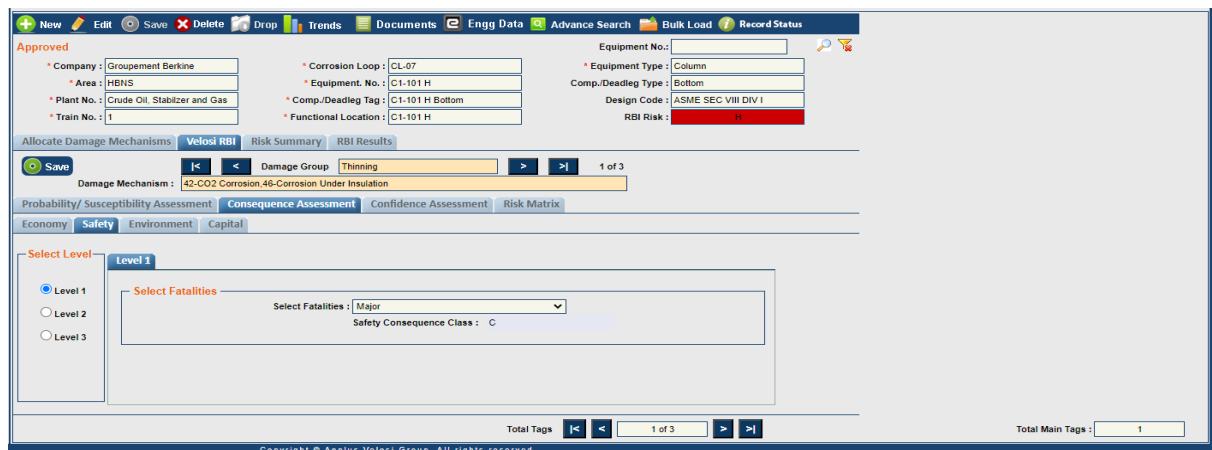


Figure 4.6 : Fenêtre montre l'évaluation de la conséquence sante et sécurité par niveau

Résultats : à travers les experts et les ingénieurs HSE nous avons estimé les fatalités par « Majeur » parce qu'à travers les données qu'on a, nous avons pu obtenir ce résultat

Conséquence environnementale : La même chose pour la partie environnementale on a choisi le niveau 1 sans oublier qu'on a toujours dans le même mécanisme d'endommagement et la sélection des effets a la base de l'avis de l'ingénieur Environnement.

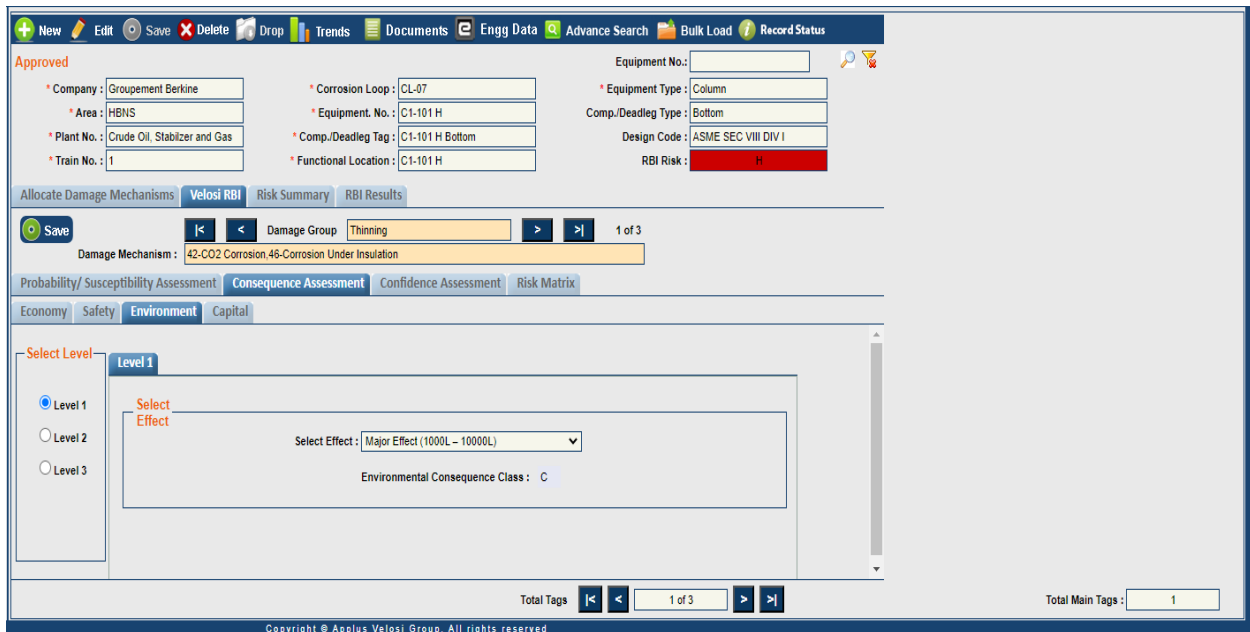


Figure 4.7: Fenêtre montre l'évaluation de la conséquence environnementale par niveau

Résultats : L'estimation de l'ingénieur Environnement c'est à la base des données qu'il a comme étant l'impact environnemental nous avons sélectionnés « un effet majeur sur l'environnement ».

Conséquence sur le Capital : Cette partie joue un rôle très important avec la réputation de l'entreprise en cas d'accident et/ou un incident est-ce que ses nouvelles sont-elles propagées au public ou bien les employés n'ont pas distribués ces nouvelles -là. un effet local

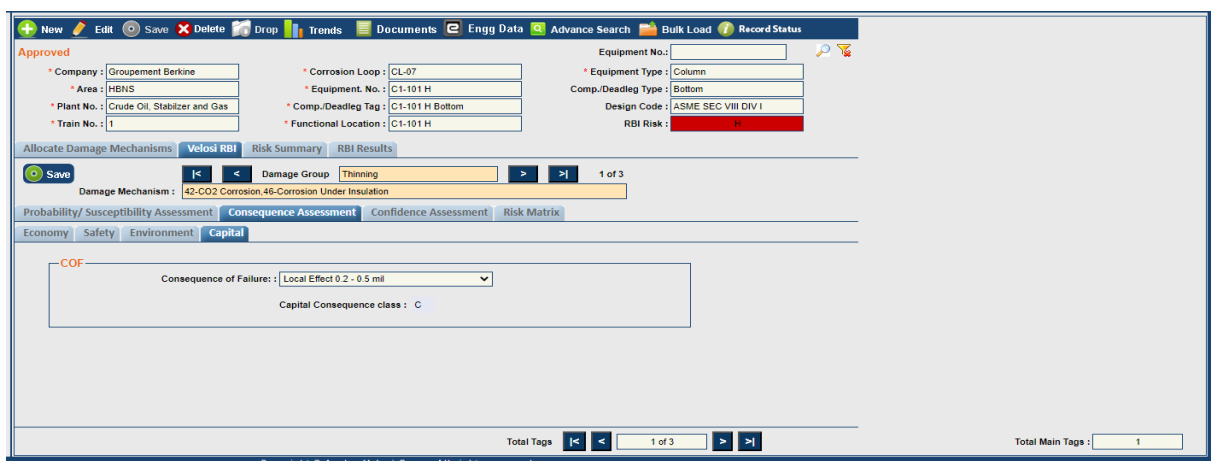


Figure 4.8 : Fenêtre montre l'évaluation de la conséquence sur le Capital

Evaluation de la confiance : Dans cette étape le logiciel confirme si les inspections, les mécanismes d'endommagement et les données qu'on a trouvés sont-elles correctes ou y a-t-il des ambiguïtés sur les résultats de ces derniers.

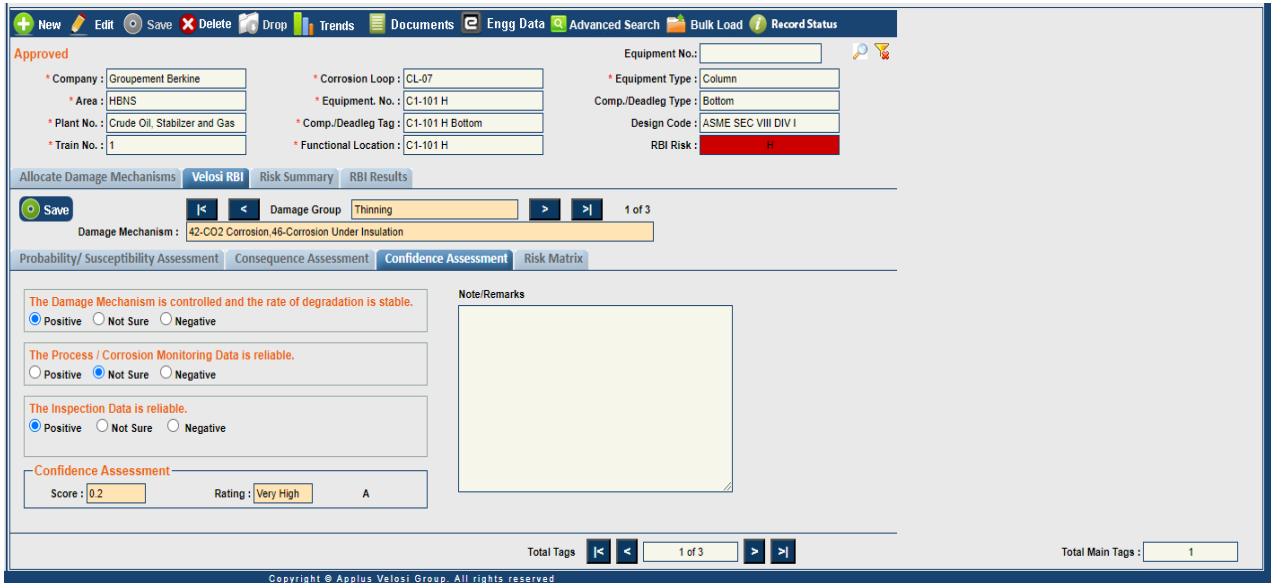


Figure 4.9: Fenêtre montre l'évaluation de la confiance des mécanismes d'endommagement

Résultats des entrées :

Matrice des Risques

A travers toutes les données qu'on a entrées, le logiciel nous a fait une matrice de risque 5*5 et il a positionné notre risque dans la zone rouge qui est vraiment dangereux

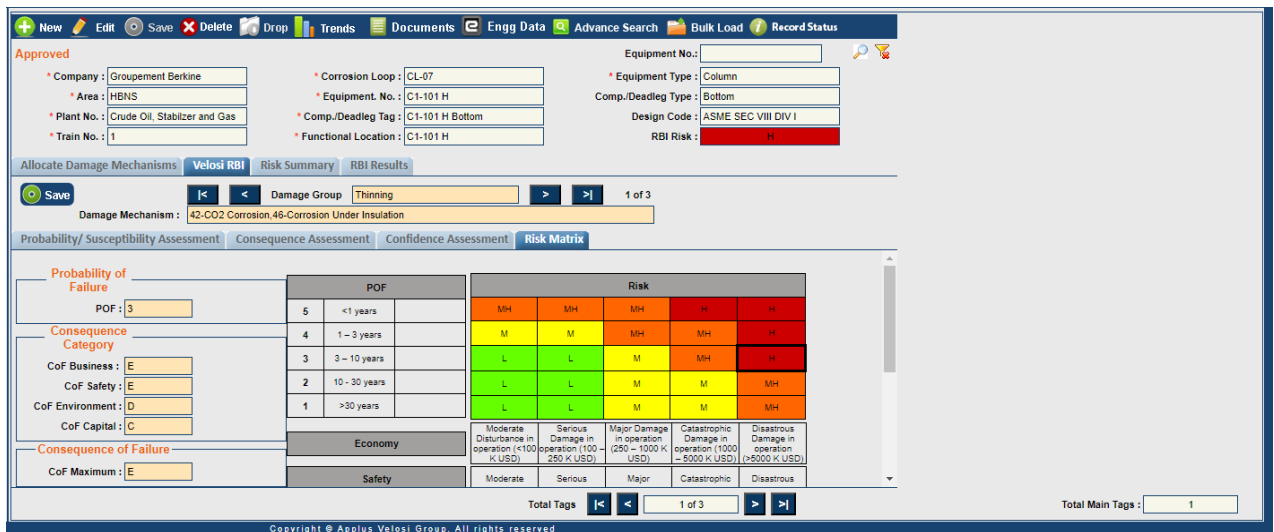


Figure 4.10 : Fenêtre montre la matrice du risque établie par le logiciel

Un résumé des risques des entrées : pour chaque mécanisme d'endommagement le logiciel affiche un petit résumé de toutes les étapes qu'on a fait avec une précision des modes de défaillance pour chaque mécanisme d'endommagement ainsi que le risque global.

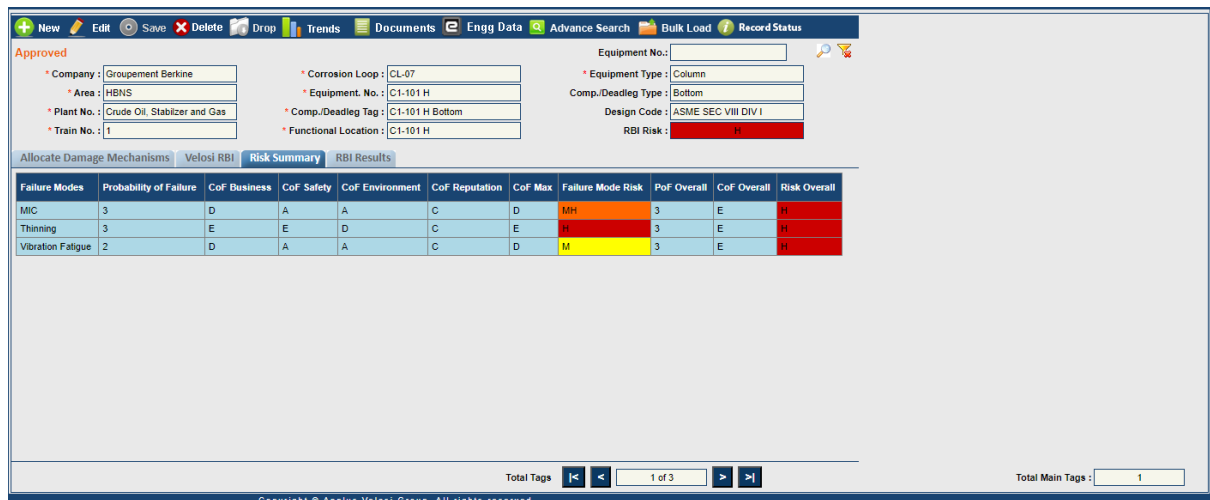


Figure 4.11: Fenêtre montre le résultat du RBI pour chaque mécanisme d'endommagement

Résultat du risque sur les mécanismes d'endommagement : Comme vous voyez sur la figure ci-dessous, on voit que le risque globale pour tous les mécanismes d'endommagement est plus fréquent.

Résultats du RBI : Comme vous voyez dans cette fenêtre le logiciel affiche selon la sélection de la vitesse du corrosion, l'intervalle, la date pour la prochaine inspection, ainsi que le risque global pour notre étude RBI sur l'équipement que nous avons étudiés.



Figure 4.12: Fenêtre montre le résultat du RBI global pour une vitesse de corrosion à court terme

Résultats : comme vous voyez ci-dessus nous avons obtenus les résultats suivants :

a) Avec vitesse de corrosion à court terme (ST) :

L'intervalle d'inspection = 1.34465

Date de la prochaine d'inspection ça sera le **16/03/2024**

Classement du risque = Elevé, zone rouge.

b) Avec vitesse de corrosion à long terme (LT) :



Figure 4.13: Fenêtre montre le résultat du RBI global pour une vitesse de corrosion à long terme

Résultats :

L'intervalle d'inspection = 1.56915

Date de la prochaine d'inspection ça sera le **16/03/2025**

Classement du risque = Elevé, zone rouge.

Tableau 4.3: Résultat de la vitesse de corrosion à court terme et à long terme

	Court terme	Long terme
Vitesse de corrosion	0.32	0.276
La durée de vie	2.68	3.11
Intervalle d'inspection	1.34465	1.56915
La date de la prochaine inspection	16/03/2024	16/03/2025

4.3- Plan d'inspection

Plan D'inspection Et D'essai :

Champ :	HBNS	Unité :	CPF-TRAIN 1	Tag n°	C1-101 H
---------	------	---------	-------------	--------	----------

Caractéristiques de l'équipement					
Pression de conception :	10,3 bar	Contenu :	Hydrocarbures		
Const. Code :	ASME Section VIII Div. 1	MAWP :	10,3 bar		
Température de conception :	250°C	Mat. Spécif.	SA516-70		
Diamètre nominal :	3200mm (inférieur) / 2438mm (supérieur)	Haut :	24384mm S/S		

Champ :	HBNS	Unité :	CPF-TRAIN 1	Tag n°	C1-101 H
---------	------	---------	-------------	--------	----------

PIR N : V-CS-NI- HC

Plan d'inspection détaillé

1.0 INSPECTION EXTERNE (en lieu et place de l'essai d'étanchéité hydrostatique)		
Numéro d'article	Description des Composants	Plan d'inspection et d'essai
1.1	Buses	<ul style="list-style-type: none"> • Inspection visuelle de la corrosion, de l'intégrité de la boulonnerie, des fuites et de l'état du revêtement. • Des mesures d'épaisseur par ultrasons (UT) doivent être obtenues le cas échéant (à l'exclusion des accouplements). Un minimum de 4 mesures avec 1 point situé du côté du vent prédominant, les autres à 90°, 180° et 270°.
1.2	Isolation	<ul style="list-style-type: none"> • Installer les portails CML à toutes les élévations accessibles (y compris les têtes) conformément aux procédures standard de mise en place de CML. Les emplacements types sont 0° (nord), 90°, 180° et 270° autour de la circonférence (en fonction de l'accessibilité). Les mesures de l'épaisseur de l'UT doivent être obtenues à chaque CML. • Enlever l'isolation sur les buses N7A, N8B, N8C, N14U, N17A et N18. L'enlèvement de l'isolation doit inclure une fenêtre de 200 mm x 200 mm aux points de fixation de la buse à la coque. Inspection visuelle des buses et des surfaces exposées de l'enveloppe et des têtes. Contrôle par magnétoscopie (MT) ou ressuage (PT) des soudures entre la buse et l'enveloppe (y compris les soudures d'étanchéité ou les raccords filetés) sur certaines tuyauteries de petit diamètre (NPS 2 ou moins) sujettes aux vibrations et à la fatigue.
1.3	Jupe (extérieure)	<ul style="list-style-type: none"> • Inspection visuelle de l'ignifugation pour vérifier l'absence de fissures, d'écaillage, d'érosion et de dégradation.
1.4	Soudure de fixation de la jupe au navire (extérieur)	<p>Option 1 :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Enlever l'ignifugation au niveau de la soudure entre la jupe et la cuve (minimum de 153 mm au-dessus et en dessous). • Si la corrosion est constatée sur l'extérieur de la jupe là où elle est exposée, il convient d'enlever l'ignifugation supplémentaire nécessaire pour déterminer l'étendue de la corrosion et faciliter une évaluation plus poussée. • Inspection visuelle à 100 % de la soudure de fixation. • 100% magnétoscopie de la soudure de fixation ou ACFM <p>Option 2 :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Effectuer un examen des émissions acoustiques (AE) de la soudure de fixation de la jupe à la cuve pendant la mise hors service de la colonne et pendant la remise en service de la colonne (c'est-à-dire un cycle de démarrage/arrêt).

1.5	Jupe (intérieur)	<ul style="list-style-type: none"> • Inspection visuelle de la corrosion, des distorsions et de l'intégrité structurelle. • Mesures UT de l'épaisseur à des endroits typiques, à savoir 0° (nord), 90°, 180° et 270° autour de la circonférence. Si l'on soupçonne une corrosion externe de la jupe, il est possible de procéder à des mesures supplémentaires de l'épaisseur par ultrasons et/ou à un balayage par ultrasons de la surface interne de la jupe.
1.6	Fondation	<ul style="list-style-type: none"> • Inspection visuelle de la fissuration, de l'écaillage, du tassement et de la dégradation. • S'il existe des preuves de problèmes liés aux boulons d'ancrage, tels que des fissures structurelles dans la fondation et/ou l'ignifugation, l'ignifugation doit être enlevée pour faciliter une évaluation plus approfondie. • Si les boulons d'ancrage sont exposés ou s'il y a des preuves de problèmes liés aux boulons d'ancrage, inspection visuelle pour détecter la corrosion, la distorsion et la dégradation. Essai au marteau pour vérifier l'étanchéité et l'intégrité. Si l'intégrité de la boulonnerie est remise en question, un test UT peut être justifié pour déterminer si les boulons ont été cisailés.
1.7	Mise à la terre	<ul style="list-style-type: none"> • Inspection visuelle pour vérifier que le(s) câble(s) n'est (ne sont) pas effiloché(s) ou sectionné(s) et que toutes les connexions sont bien serrées.

2.0 INSPECTION INTERNE (au lieu d'un essai d'étanchéité hydrostatique)		
Numéro d'article	Description des composants	Plan d'inspection et d'essai
2.1a	Tête inférieure	<ul style="list-style-type: none"> Inspection visuelle de la surface interne pour détecter la corrosion, l'érosion, les fissures, les déformations, les boursouflures et autres types de dommages potentiels. Toute zone de corrosion dépassant la tolérance de corrosion doit être évaluée conformément à l'API 510, paragraphe 7.4. Les mesures d'épaisseur UT doivent être effectuées dans les zones où l'on soupçonne une perte de mur ou dans les endroits qui ne sont pas accessibles de l'extérieur.
2.1b	Tête supérieure (alternative aux mesures d'épaisseur UT externes)	<p>Si les mesures d'épaisseur UT externes ne peuvent être obtenues conformément à l'article 1.2, les dispositions suivantes s'appliquent.</p> <ul style="list-style-type: none"> Inspection visuelle de la surface interne pour détecter la corrosion, l'érosion, les fissures, les déformations, les boursouflures et autres types de dommages potentiels. Toute zone de corrosion dépassant la tolérance de corrosion doit être évaluée conformément à l'API 510, paragraphe 7.4. Mesures de l'épaisseur de l'UT depuis l'intérieur dans les zones où l'on soupçonne une perte de paroi ou à des emplacements typiques de la CML, à savoir 0° (nord), 90°, 180° et 270° à l'intérieur de la parabole.
2.2	Coquille (zone indiquée sur le dessin du navire ci-dessus)	<ul style="list-style-type: none"> Inspection visuelle de toutes les surfaces internes accessibles pour détecter la corrosion, l'érosion, les déformations, les boursouflures et autres types de dommages potentiels. Toute zone de corrosion dépassant la tolérance de corrosion doit être évaluée conformément à l'API 510, paragraphe 7.4. Inspection visuelle de tous les joints de soudure accessibles pour détecter la corrosion/érosion préférentielle et toutes les discontinuités et défauts typiques de la soudure. Essai de magnétoscopie par fluorescence humide (WFMT) ou essai de magnétoscopie par contraste visible de toutes les intersections accessibles de la jonction en "té" des soudures de la coque (minimum de 200 mm dans toutes les directions) pour vérifier la présence de fissures. Les mesures d'épaisseur UT doivent être effectuées dans les zones où l'on soupçonne une perte de mur ou dans les endroits qui ne sont pas accessibles de l'extérieur.
2.3	Coquille (zones non indiquées sur le dessin du navire ci-dessus)	<ul style="list-style-type: none"> Inspection visuelle de toutes les voies d'accès et/ou buses ouvertes afin de détecter toute condition défavorable évidente. Inspection visuelle de tous les trous d'homme

		accessibles, des couvercles de trous d'homme et des surfaces des joints des brides de buses pour vérifier l'absence de corrosion et/ou de dommages mécaniques.
2.4	Buses (dans la zone indiquée sur le dessin du navire ci-dessus)	<ul style="list-style-type: none"> • Inspection visuelle de toutes les surfaces internes accessibles pour détecter la corrosion, l'érosion, les déformations, les boursoufflures et autres types de dommages potentiels. Toute zone de corrosion dépassant la tolérance de corrosion doit être évaluée conformément à l'API 510, paragraphe 7.4. • Inspection visuelle de tous les joints de soudure accessibles pour détecter la corrosion/érosion préférentielle et toutes les discontinuités et défauts typiques de la soudure. • Essai de magnétoscopie par fluorescence humide (WFMT) ou essai de magnétoscopie par contraste visible des "back-welds" de la buse accessible pour détecter les fissures.

Résumé du passeport des actifs :

Commentaires détaillés

- Toute perte d'épaisseur localisée dépassant la tolérance de corrosion doit être évaluée conformément à l'API 510, .
- Toute inspection/examen ponctuel exécuté doit être étendu à d'autres endroits si des défauts ou d'autres conditions défavorables sont détectés.
- Toute méthode d'essai utilisée doit être conforme aux normes et références internationales.
- Tout écart entre les mesures de tassement réelles et les mesures de tassement initiales doit être évalué pour acceptation par l'ingénierie structurelle.

Pour les contrôles par magnétoscopie, ultrasons et ressuage, une préparation de la surface doit être effectuée. (voir l'annexe 8)

Résumé du passeport des actifs

Equipment Engineering Data Summary (What To Inspect)

WIN File/ Eqpt. No	C1-101 H	Minimum Temp.(°c)	-5.00	Corrosion Loop	CL-07	Service Start Date	01/01/1997
Functional Location	C1-101 H	Eqpt. Inner Dia (mm)	3,200.00	Inventory Group		Coating Install Date	01/25/1997
Equipment Type	Column	Eqpt. Position	Vertical	Plant Number	Crude Oil, Stabilizer and	Insulation Inst.Date	01/19/1997
Service	HYDROCARBON	Furnished Thk. (mm)	16.00	Train Number	1	Painting (Y/N)	Yes
Op./Pressure (Psig)	85.00	Length (mm)	2,438.00	Material Of Const	Carbon Steel	Insulation (Y/N)	Yes
Op./Temperature (°c)	161.00	CA (mm)	3.00	PWHT (Y/N)	Yes	Lining (Y/N)	
Design Press. (psig)	150.00	Design Code	ASME SEC VIII DIV I	Cladding (Y/N)	No	Lining Material	No
Design Temp. (°c)	250.00			Cladding Material	No	Type Of Support	

VELOSI Semi-Quantitative RBI

Damage Mechanism	PoF	COF				Criticality Rating	CoF				
		Business	Safety	Environment	Maximum		A	B	C	D	E
MIC	3	D	A	A	D	MH	MH	MH	MH	H	H
Thinning E	3	E	E	D	E	H	M	M	MH	MH	H
Vibration Fatigue	2	D	A	A	D	M	L	L	M	MH	H
PoF Overall	3										
CoF Overall	E										
Risk Ranking	H										

POF	5	MH	MH	MH	H	H
	4	M	M	MH	MH	H
	3	L	L	M	MH	H
	2	L	L	M	M	MH
	1	L	L	M	M	MH

Inspection Results:	Minimum Measured Thickness (mm): 15.04	Maximum Metal Loss Short Term (mm) ; 1.28	Remnant Life Short Term (yrs) 2.689
	Last inspection Date : 3/16/2023	Maximum Metal Loss Long Term (mm): 7.185	Remnant Life LongTerm (yrs) : 3.138
	Selected CR	Measured Corrosion Rate Short Term (mm/yr) : 0.3198	Design Life (yrs) : 25
		Measured Corrosion Rate Long Term (mm/yr): 0.274	Life In Service (yrs) ; 26.3973

Component Details

Component Tag #	Component Type	Op./Pressure (bar)	Op./Temperature (°c)	Design Press. (bar)	Design Temp. (°c)	Material Of Const	PWHT (Y/N)
C1-101 H Bottom	Bottom	85.00	161.00	150.00	250.00	Carbon Steel	Yes
C1-101 H Mid	Mid	85.00	161.00	150.00	250.00	Carbon Steel	Yes
C1-101 H Top	Top	85.00	161.00	150.00	250.00	Carbon Steel	Yes

Equipment Description:the stabilization column includes 26 trays and three, the top section contains LP separated gas , middle section is crude oil, bottom section is stabilized oil

Inspection Planning - PIR (Inspection Type, When to Inspect, How to Inspect)

PIR Number : V-CS-NI-HC

Task List

Operation No	Operation Code	Operation Description	Insp Interval	Unit	Last Insp Date	Next Insp Date Statute regulations	Next Insp Date (RBI)	NDT Resources	Duration (hours)
10	VI	Refere to	72	Month	02/01/2023	10/07/2026		NDT Technician	2.00
20	UTG Shell	Refere to	72	Month	02/01/2023	10/07/2026		NDT Technician	2.00
30	UTG Nozzle	Refere to	72	Month	03/16/2023	10/07/2026	16/03/2024	NDT Technician	2.00
50	PAUT	Refere to	72	Month	02/01/2023	10/07/2026		NDT Technician	2.00
60	MT	Refere to	72	Month	02/01/2023	10/07/2026		NDT Technician	2.00
70	PT	Refere to	72	Month	02/01/2023	10/07/2026		NDT Technician	2.00
80	Boroscope	Refere to	72	Month	02/01/2023	10/07/2026		NDT Technician	2.00

Equipment Engineering Data Summary (What To Inspect)

WIN File/Eqpt. No C1-101	Minimum Temp.(°c) -5.00	Corrosion Loop Inventory Group CL-07	Service Start 01/01/1997
HFunctional Location C1-101 H	Eqpt. Inner Dia (mm) 3,500.00	Plant Number Crude Oil, Stabilizer and 1	Date Coating 01/25/1997
Equipment Type Column	Eqpt. Position Vertical	Train Number Material Of Const Carbon Steel Yes	Install Date 01/19/1997
Service HYDROCARBON	Furnished Thk. (mm) 16.00	PWHT (Y/N) No	Insulation (Y/N) Yes
Op./Pressure (psig) 85.00	Length (mm) 2,438.00	Cladding (Y/N) No	Inst.Date Yes
Op./Temperature (°c) 161.00	CA (mm) 3.00	Cladding Material	Painting (Y/N) No
Design Press. (psig) 150.00	Design Code ASME SEC VIII DIV I		Insulation (Y/N) Lining (Y/N) Lining (Y/N) Lining Material Type Of Support

Mechanical Preparedness

Insulation Removal (Y/N) Yes	Demister Removal (Y/N) Yes	Packing/Catalyst (Y/N) No	Steaming (Y/N) No	Chemical Cleaning (Y/N) No
Surface Preperation (Y/N) No	Paintaing Removal (Y/N) No	Open Trays (Y/N) Yes	Power brush (Y/N) No	Air Cleaning (Y/N) Yes
Bundel Pulling application (Y/N)	Spading (Y/N)	Open Manhole (Y/N) Yes	Degreasing (Y/N)	Other (Y/N)

Visual Aids

Boroscope (Y/N) No	Torchlight (Y/N)	Camera (Y/N) Yes	Video Cam (Y/N) No	CCTV (Y/N)
---------------------------	-------------------------	-------------------------	---------------------------	-------------------

Other Special Requirment

Touch -up Paint (Y/N) No	Add Ins. Wind (Y/N) No	Passivation (Y/N) No	PTW (Y/N) Yes	Other
---------------------------------	-------------------------------	-----------------------------	----------------------	--------------

Access / Scaffolding

Scaffolding req. (Y/N) Yes	Volume (Y/N)	No. of Windows	Ladder Yes	Other
Height (m)	Insulation Removal Yes	Size of Windows		

4.4- Utilisation le langage Python pour l'application des calculs manuel :

L'application des calculs à l'aide du programme Python permet de réaliser efficacement les évaluations des vitesses de corrosion à court et à long terme, la durée de vie des équipements, ainsi que les évaluations des risques liés . En utilisant des équations spécifiques, notre programme Python peut traiter ces calculs pour un large éventail d'équipements de manière simultanée.

L'efficacité du langage de programmation Python se traduit par des résultats rapides et précis. En utilisant cette méthode, les utilisateurs peuvent obtenir des informations essentielles sur la corrosion et les risques associés pour tous les équipements étudiés. La flexibilité de Python permet également d'adapter facilement les calculs aux spécifications et aux besoins spécifiques de chaque équipement a travers nos formules des équations entrées.

En somme, l'application de nos calculs à l'aide du programme Python offre une approche professionnelle et efficace pour faciliter le calcul manuel de la vitesse de corrosion, la durée de vie et les risques des équipements, en fournissant des résultats précis et rapides pour tous les équipements simultanément.

```
def calculate_VLT(ti, ta, t):
```

```
    return (ti - ta) / t
```

```
def calculate_VST(tp, ta, t):
```

```
    return (tp - ta) / t
```

```
def calculate_tr(P, R, S, E):
```

```
    return (P * R) / (S * E - 0.6 * P)
```

```
def calculate_Dv(ta, tr, Vc):
```

```
    return (ta - tr) / Vc
```

```
def calculate_Dv_LT(ta, tr, VLT):
```

```
    return (ta - tr) / VLT
```

```
def calculate_Dv_ST(ta, tr, VST):
```

```
    return (ta - tr) / VST
```

```
def calculate_DCR(DCA, tv):
```

```
    return (DCA / tv) * 40
```

```
def calculate_R(POF, COF):
```

```
    return POF * COF
```

```
# Fonction pour effectuer tous les calculs pour un équipement donné
```

```
def calculate_equipement(ti, ta, t, tp, P, R, S, E, Vc, DCA, tv, POF, COF):
```

```
    VLT = calculate_VLT(ti, ta, t)
```



```
VST = calculate_VST(tp, ta, t)
tr = calculate_tr(P, R, S, E)
Dv = calculate_Dv(ta, tr, Vc)
Dv_LT = calculate_Dv_LT(ta, tr, VLT)
Dv_ST = calculate_Dv_ST(ta, tr, VST)
DCR = calculate_DCR(DCA, tv)
R = calculate_R(POF, COF)
```

```
return {
  'VLT': VLT,
  'VST': VST,
  'tr': tr,
  'Dv': Dv,
  'Dv_LT': Dv_LT,
  'Dv_ST': Dv_ST,
  'DCR': DCR,
  'R': R
}
```

Exemple d'utilisation pour plusieurs équipements

```
equipements = [
  {
    'ti': 22.225,
    'ta': 15.04,
    't': 26,
    'tp': 16.32,
    'P': 1.03421,
    'R': 1600,
    'S': 138,
    'E': 0.85,
    'Vc': 0.383,
```

```
'DCA': 3,
'tv': 25,
'POF': 3,
'COF': 'E'
},
# Ajoutez d'autres équipements ici
]

results = []

# Calcul pour chaque équipement
for equipement in equipements:
    result = calculate_equipement(**equipement)
    results.append(result)

# Affichage des résultats
for i, result in enumerate(results):
    print(f"Résultats pour l'équipement {i+1}:")
    print(f"VLT: {result['VLT']}")
    print(f"VST: {result['VST']}")
    print(f"tr: {result['tr']}")
    print(f"Dv: {result['Dv']}")
    print(f"Dv_LT: {result['Dv_LT']}")
    print(f"Dv_ST: {result['Dv_ST']}")
    print(f"DCR: {result['DCR']}")
    print(f"R: {result['R']}")
    print()
```

4.5- Plan D’actions

Après avoir identifié les mécanismes d'endommagement et évalué les risques, il a été constaté un niveau élevé de risque dans la colonne de stabilisation, en particulier dans la position 8, en raison d'une vitesse de corrosion élevée. La prochaine étape de notre étude consiste à gérer et maîtriser ces risques en mettant en place des actions correctives spécifiques dans la colonne de stabilisation, en se concentrant sur la position 8, afin de réduire à la fois la probabilité et les conséquences d'endommagement.

Tableau 4.4: Plan d'action des facteurs des risques et ses actions correctives

Facteurs de risque	Systèmes à suivre	Les actions correctives	Remarques
POF	<ul style="list-style-type: none"> Corrosion sous isolation 	<ul style="list-style-type: none"> Remise en peinture Utilisation de calorifuges sans chlore Amélioration de la ventilation 	pour appliquer ces actions, il est impératif d'effectuer un arrêt complet de la colonne de stabilisation (shutdown)
	<ul style="list-style-type: none"> L’attaque microbiologique MIC 	<ul style="list-style-type: none"> Inhibiteur de corrosion THPS (Tétrahydroxyphosphonium sulfate). 	Injecter l’inhibiteur pendant l’opération en cours de la colonne
	<ul style="list-style-type: none"> Fatigue par vibration 	<ul style="list-style-type: none"> Renforcement des supports sur les lignes 	Pour appliquer l’action il est impératif d'effectuer un arrêt complet de la colonne de stabilisation (shutdown)
COF	<ul style="list-style-type: none"> Systèmes de sécurité intégrés 	<ul style="list-style-type: none"> Analyse des scénarios d'accident Détection des accidents 	Arrêt Complet (shutdown)

		<ul style="list-style-type: none"> • Configuration du système d'alarme • Plan d'intervention d'urgence • Isolation des équipements 	
	<ul style="list-style-type: none"> • Formation du personnel 	<ul style="list-style-type: none"> • Protocoles d'arrêt d'urgence 	Arrêt Complet (shutdown)
	<ul style="list-style-type: none"> • Installer un déclencheur automatique 	<ul style="list-style-type: none"> • Détection automatique des situations critiques • Temps de réponse rapide • Alerte immédiate 	Arrêt Complet (shutdown)

4.5.1- Réduction de la probabilité

- La réduction de la probabilité repose principalement sur la diminution de la vitesse de corrosion, qui est le facteur prédominant dans la probabilité d'endommagement. Pour atteindre cet objectif, plusieurs mesures doivent être prises.

I- La corrosion sous isolation, se manifestant par une perte d'épaisseur, les mesures suivantes sont considérées comme efficaces :

I-1 :La Remise en peinture : Une réapplication de peinture sur les surfaces métalliques exposées position 7 et 8 peut aider à restaurer et à renforcer la protection contre la corrosion. Il est essentiel d'utiliser des peintures spécifiquement formulées pour résister à l'environnement corrosif spécifique, en tenant compte des facteurs tels que la température, l'humidité et la composition

I-1-1 :Peintures époxy : Les peintures époxy sont connues pour leur excellente résistance à la corrosion. Elles offrent une protection durable contre les agressions chimiques et les environnements humides. Les peintures époxy peuvent être appliquées en plusieurs couches pour obtenir une résistance accrue.

I-1-2 :Peintures polyuréthane : Les peintures polyuréthane offrent une résistance élevée aux rayons UV, aux intempéries et aux produits chimiques. Elles sont couramment utilisées dans des environnements extérieurs ou soumis à des conditions climatiques extrêmes.

I-1-3 : Peintures à base de résines phénoliques : Les peintures à base de résines phénoliques sont reconnues pour leur résistance à la corrosion et aux hautes températures. Elles conviennent particulièrement aux environnements exposés à des températures élevées

I-2 : Utilisation de calorifuges sans chlore (chlorine-free thermal insulation): Les calorifuges sont des matériaux isolants utilisés pour recouvrir les équipements afin de minimiser les pertes de chaleur. Il est crucial de choisir des calorifuges qui ne contiennent pas de chlore, car le chlore peut contribuer à l'aggravation de la corrosion sous isolation. Les calorifuges sans chlore offrent une barrière protectrice contre l'humidité, les produits chimiques corrosifs et les variations de température.

I-3 : Amélioration de la ventilation : La présence d'humidité et de condensation sous l'isolation peut contribuer à la corrosion. L'amélioration de la ventilation autour de la colonne de stabilisation permet de réduire l'accumulation d'humidité et d'éviter les conditions propices à la corrosion sous isolation.

II- l'attaque microbiologique MIC

L'utilisation d'inhibiteurs de corrosion pour contrôler les mécanismes de dégradation liés à l'attaque microbiologique due à la composition du fluide dans la colonne de stabilisation est une approche essentielle pour maintenir l'intégrité et la durabilité de l'équipement

Les inhibiteurs de corrosion sont des substances chimiques spécialement formulées pour prévenir ou réduire les réactions chimiques indésirables entre le métal et son environnement corrosif. Dans le cas de l'attaque microbiologique, ces inhibiteurs sont conçus pour entraver la croissance et l'activité des micro-organismes responsables de la corrosion

L'inhibiteur de corrosion couramment utilisé pour lutter contre les attaques microbiologiques dans les colonnes de stabilisation contenant du pétrole, du gaz et de l'eau est le THPS (Tétrahydroxyphosphonium sulfate). Le THPS est un inhibiteur de corrosion biocide qui est efficace contre les micro-organismes responsables de la corrosion microbiologique.

Le THPS est choisi pour ses propriétés antimicrobiennes et sa capacité à inhiber la croissance des bactéries, des algues et des champignons. Il est particulièrement efficace dans les systèmes où la présence d'eau et d'hydrocarbures crée un environnement propice à la prolifération microbienne.

Cet inhibiteur de corrosion peut être injecté directement dans la colonne de stabilisation pour fournir une protection contre les attaques microbiologiques. La concentration optimale de

THPS dépendra des caractéristiques spécifiques du système, telles que la composition de l'eau, la pression, la température et les autres additifs chimiques présents. Des études et des essais en laboratoire seront nécessaires pour déterminer la concentration optimale de THPS à utiliser dans le processus de colonne de stabilisation.

IV-Fatigue par vibration : Le mécanisme de dégradation par fatigue par vibration dans une colonne de stabilisation implique l'identification de la source et de la sévérité des vibrations, suivies de mesures correctives visant à renforcer les supports sur les lignes entre la source de vibration et la colonne. Ces mesures correctives peuvent être basées sur des modifications basées sur l'expérience ou sur une analyse d'ingénierie complète.

IV-1: Identification de la source et de la sévérité des vibrations : Il est essentiel de déterminer la source exacte des vibrations qui affectent la colonne de stabilisation. Les mesures de sévérité des vibrations, telles que l'accélération, la vitesse ou le déplacement, sont prises à proximité de la source et le long des lignes jusqu'à la colonne pour évaluer l'impact sur l'équipement.

IV-2 : Renforcement des supports sur les lignes : Une fois la source de vibration identifiée, il est important de renforcer les supports sur les lignes qui relient la source de vibration à la colonne de stabilisation. Cela peut impliquer la révision ou le remplacement des supports existants pour améliorer leur rigidité, leur résistance et leur capacité à absorber les vibrations. Des supports antivibratoires tels que des amortisseurs, des ressorts ou des supports flexibles peuvent également être installés pour atténuer les vibrations.

IV-3: Modifications basées sur l'expérience : Dans certains cas, des modifications basées sur l'expérience peuvent être apportées pour réduire les vibrations. Cela peut inclure des ajustements des paramètres de fonctionnement des équipements, tels que la vitesse, l'équilibrage ou l'alignement. Des modifications structurelles mineures peuvent également être apportées, telles que l'ajout de renforts supplémentaires ou l'amélioration de l'isolation vibratoire.

IV-4: Analyse d'ingénierie complète : Dans les situations où les vibrations sont complexes ou sévères, une analyse d'ingénierie complète peut être réalisée. Cela peut impliquer l'utilisation de modèles de simulation et de logiciels d'analyse dynamique pour évaluer les réponses vibratoires, identifier les modes de résonance et proposer des solutions de renforcement structurel plus complexes. Cette approche est souvent nécessaire lorsque les vibrations sont difficiles à contrôler ou peuvent entraîner des défaillances majeures.

Il est important de souligner que les mesures correctives pour la dégradation par fatigue par vibration doivent être basées sur une évaluation approfondie de la situation spécifique de la colonne de stabilisation. Il est recommandé de faire appel à des experts en ingénierie et en vibrations pour mener une étude approfondie et mettre en place les mesures appropriées.

Refaire et réaliser des nouvelles des inspections : Dans notre cas, où le mécanisme d'endommagement principal est l'amincissement de la paroi (thinning), nous sommes contraints d'utiliser la technique ultrasonique comme méthode d'inspection. Par conséquent, pour réduire la probabilité d'endommagement, il est essentiel de répéter les inspections selon la même méthode. Dans cette optique, nous planifions de réaliser de nouvelles inspections, en avançant à la fois la date de l'inspection à court terme

Pour l'inspection à court terme, nous prévoyons de mener une nouvelle inspection supplémentaire en Septembre 2023. Cette inspection permettra de surveiller l'évolution de l'amincissement de la paroi et de détecter tout changement potentiel dans la position 8 de la colonne de stabilisation. En réalisant cette inspection plus tôt que prévu, nous serons en mesure de prendre des mesures correctives plus rapidement si nécessaire.

Tableau 4.5: les dates des prochaines inspections

La prochaine date d'inspection (ST)	Après avoir établi le plan d'action
03/16/2024	03/09/2023

Il est important de souligner que nous accordons une attention particulière à la position 8 de la colonne de stabilisation. Cette position a été identifiée comme présentant un risque élevé en raison d'une vitesse de corrosion élevée. Par conséquent, lors de ces inspections supplémentaires, une attention particulière sera portée à cette position critique afin de surveiller avec précision l'évolution de l'amincissement de la paroi et de prendre des mesures préventives si nécessaire.

4.5.1.1- Surveillance de la corrosion

Pour contrôler la corrosion dans la colonne de stabilisation, l'utilisation de programmes de surveillance en ligne est une approche efficace. Ces programmes de surveillance permettent de détecter et d'évaluer en temps réel les niveaux de corrosion, en utilisant des techniques telles que les coupons de corrosion ou la surveillance des variables principales du procédé. Les coupons de corrosion sont des échantillons métalliques spécialement conçus et installés dans la

colonne de stabilisation pour mesurer la vitesse de corrosion. Ils sont exposés aux conditions réelles de fonctionnement et prélevés à intervalles réguliers pour une analyse en laboratoire. La mesure de la perte de masse du coupon permet d'évaluer l'ampleur de la corrosion et d'ajuster les stratégies de protection en conséquence. La surveillance des variables principales du procédé est une autre méthode couramment utilisée pour évaluer la corrosion. Cela implique la surveillance en continu des paramètres tels que la pression, la température, le débit et la concentration dans la colonne de stabilisation. Ces données sont analysées pour détecter toute variation ou anomalie qui pourrait indiquer une corrosion accrue. L'utilisation de programmes de surveillance en ligne offre plusieurs avantages. Tout d'abord, ils permettent une détection précoce des problèmes de corrosion, ce qui permet une intervention rapide avant que des dommages graves ne se produisent. De plus, ces programmes permettent une évaluation continue de l'efficacité des mesures de protection en place, ce qui permet d'apporter des ajustements si nécessaire. Enfin, ils fournissent des données précises sur la corrosion, ce qui permet une meilleure compréhension des mécanismes et facilite le développement de stratégies de prévention plus efficaces.

Tableau 4.6: Programme de surveillance 1

Installation des capteurs	Des capteurs spécifiques sont installés dans la colonne de stabilisation pour mesurer en continu les variables clés du processus, telles que la pression, la température, le débit et la concentration en CO ₂ . Ces capteurs sont généralement connectés à un système de surveillance en ligne.
Acquisition des données	Le système de surveillance en ligne collecte les données provenant des capteurs à intervalles réguliers. Les informations sont enregistrées et stockées pour une analyse ultérieure.
Analyse des données	Les données recueillies sont analysées en temps réel ou périodiquement par logiciel spécialisé AMULET . AMULET est logiciel de suivi de la corrosion mis en place par le Groupement Berkine. Des seuils de tolérance sont définis pour chaque variable, permettant de détecter les variations ou les anomalies qui pourraient indiquer une corrosion accrue.

Alertes et notifications	Si les données dépassent les seuils prédéfinis, le système génère des alertes ou des notifications pour informer le personnel responsable. Cela permet une intervention rapide pour évaluer la situation et prendre les mesures nécessaires.
Rapports et évaluations	Des rapports périodiques peuvent être générés à partir des données recueillies, fournissant une vue d'ensemble de l'état de corrosion de la colonne de stabilisation. Ces rapports permettent d'évaluer l'efficacité des mesures de prévention et d'identifier les domaines nécessitant une attention particulière

En mettant en œuvre ces inspections supplémentaires à court terme, nous visons à garantir une surveillance continue de l'état de la colonne de stabilisation, en particulier de la position 8. Ces mesures nous permettront de détecter les signes précoces de détérioration, de prendre des mesures correctives appropriées et de minimiser les risques potentiels pour la sécurité et les performances de l'installation

L'objectif ultime de ces actions correctives est de réduire le niveau de risque de la colonne de stabilisation de niveau 3 à un niveau 2 ou 1. En atteignant ce résultat, nous pourrions minimiser les dommages potentiels, améliorer la sécurité de l'installation et optimiser les performances opérationnelles. Il est donc essentiel de mettre en œuvre ces mesures de manière systématique et de surveiller en continu l'efficacité des actions correctives pour garantir des résultats durables

Compte tenu des taux élevés de corrosion observés, des actions correctives et préventives applicables à chaque mécanisme de dégradation identifié doivent être mises en place.

4.5.2- Réduction les conséquences

- Pour réduire les conséquences des risques dans le contexte spécifique de la colonne de stabilisation, plusieurs actions et systèmes peuvent être mis en place afin de minimiser les pertes économiques, les fatalités et les impacts environnementaux en cas d'accident.

I- Systèmes de sécurité intégrés

Analyse des scénarios d'accident : Effectuez une analyse approfondie des scénarios d'accident potentiels qui pourraient entraîner des conséquences graves pour le CPF.

Identifiez les accidents les plus critiques, tels que les fuites de produits dangereux, les incendies, les explosions, etc.

Détection des accidents : Déterminez les systèmes de détection appropriés pour les accidents identifiés. Cela peut inclure des capteurs de gaz, de chaleur, de fumée, des caméras de surveillance, des systèmes de détection d'incendie, etc. Choisissez des technologies fiables et adaptées aux risques spécifiques du CPF.

Configuration du système d'alarme : Mettez en place un système d'alarmes qui est connecté aux systèmes de détection des accidents. Configurez le système pour qu'il déclenche une alarme immédiate et visible, telle que des sirènes, des feux clignotants ou des messages d'alerte, en cas d'accident détecté.

Plan d'intervention d'urgence : Élaborez un plan d'intervention d'urgence complet, qui détaille les mesures spécifiques à prendre en cas d'accident ou d'événement indésirable. Ce plan doit inclure les procédures de notification, les méthodes d'évacuation, l'organisation des équipes d'intervention, les contacts d'urgence, etc.

Isolation des équipements : Mettez en place des dispositifs d'isolation pour les équipements du CPF afin de prévenir la propagation des effets de l'accident. Cela peut inclure des vannes d'isolement, des systèmes de dérivation, des dispositifs d'extinction automatique, etc. Ces dispositifs permettront de limiter les dommages causés par l'accident aux autres parties du CPF.

II-Formation du personnel

Fournissez une formation adéquate aux opérateurs et aux équipes d'intervention d'urgence sur le fonctionnement du système d'alarmes, les protocoles d'arrêt d'urgence et les actions à prendre en cas d'accident détecté. Assurez-vous que le personnel est familiarisé avec les procédures d'arrêt d'urgence et les mesures de sécurité à suivre.

Protocoles d'arrêt d'urgence : Développez des protocoles d'arrêt d'urgence spécifiques à chaque type d'accident identifié. Ces protocoles doivent être programmés pour déclencher automatiquement l'arrêt des équipements critiques du CPF qui pourraient aggraver les conséquences de l'accident.

III- Installer un déclencheur automatique

La proposition consiste à installer et mettre en place un déclencheur automatique supplémentaire, en complément d'un déclencheur manuel déjà existant, dans le but de renforcer les mesures de sécurité et de réduire les conséquences en cas d'accident dans le CPF.

Le déclencheur automatique serait conçu pour détecter automatiquement les situations critiques et initier une réponse immédiate. Différents types de capteurs et de dispositifs de détection seraient utilisés en fonction des risques spécifiques associés au CPF, tels que les capteurs de gaz, de chaleur, de fumée, de pression, ou encore les détecteurs de mouvement. Ces capteurs seraient soigneusement positionnés dans les zones sensibles du CPF afin de garantir une détection rapide et précise des signaux d'alarme.

Lorsque le déclencheur automatique est activé par les capteurs, il déclencherait une série d'actions prédéfinies pour minimiser les conséquences potentielles de l'accident. Cela pourrait inclure l'arrêt automatique des équipements critiques, la fermeture des vannes d'isolement, l'activation des systèmes d'extinction automatique, ou encore l'émission d'alarmes sonores et visuelles pour avertir le personnel présent dans les environs. L'objectif principal est de réduire au maximum le temps de réponse, afin de contenir rapidement la situation et d'éviter toute propagation ou aggravation de l'accident.

Détection automatique des situations critiques : Un déclencheur automatique est conçu pour détecter automatiquement les situations critiques qui pourraient entraîner des conséquences graves. Cela peut inclure des capteurs de gaz, de chaleur, de fumée, des détecteurs de mouvement, etc. Lorsque ces capteurs détectent un événement anormal, le déclencheur automatique est activé.

Temps de réponse rapide : Le principal avantage d'un déclencheur automatique est sa capacité à réagir rapidement aux situations dangereuses. Contrairement à un déclencheur manuel qui dépend de l'intervention humaine, un déclencheur automatique peut activer les mesures de sécurité en quelques secondes, réduisant ainsi le temps de réaction et minimisant les conséquences potentielles.

Alerte immédiate : Lorsque le déclencheur automatique est activé, il déclenche immédiatement une série d'actions prédéfinies pour réduire les conséquences. Cela peut inclure l'arrêt des équipements critiques, la fermeture des vannes d'isolement, l'activation des systèmes

d'extinction automatique, etc. L'objectif est d'arrêter rapidement la propagation de l'accident et de minimiser les dommages.

Après avoir mis en œuvre ces actions, il sera nécessaire de réaliser une autre étude RBI qui consistera en de nouvelles inspections et une évaluation des nouveaux niveaux de probabilité et de conséquence. Cette étude permettra de déterminer les nouvelles vitesses de corrosion et les nouvelles durées de vie de l'équipement

Conclusion

Dans Ce chapitre, nous avons exposé l'utilisation de la méthode d'inspection basée sur les risques dans une approche semi-quantitative, en utilisant le logiciel VELOSI. L'emploi de cet outil nous a permis d'identifier les mécanismes de détérioration, d'évaluer la probabilité et les conséquences de chaque mécanisme, d'établir un plan d'inspection et de proposer un plan d'action pour maîtriser les risques associés à l'équipement intitulé la colonne de stabilisation.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Dans le secteur pétrolier et gazier, la préservation de l'intégrité des actifs revête une importance cruciale. Les défaillances des équipements sont souvent identifiées comme des facteurs contributifs majeurs à de nombreux accidents et incidents passés. Par conséquent, la maintenance joue un rôle essentiel dans la fiabilité de ces équipements.

La planification adéquate d'un plan d'inspection revête une importance capitale à l'échelle industrielle.

Risk-Based Inspection (RBI) est un outil de gestion de l'intégrité qui utilise le plan d'inspection comme un élément livrable.

Il s'agit d'un processus d'évaluation et de gestion des risques axé sur la prévention de la perte des équipements sous pression dans les installations de traitement pétrolières et gazières.

Dans le cadre de notre étude, nous avons focalisé notre attention sur l'intégrité de la colonne de stabilisation et on a mis en œuvre une étude RBI en utilisant une approche semi-quantitative.

Nous avons mis l'accent sur l'importance fondamentale de l'intégrité de la colonne de stabilisation en tant que point central de notre problématique. Notre question principale était la suivante : Comment garantir de manière optimale la fiabilité, la performance et la sécurité des équipements industriels en utilisant une approche de Risk-Based Inspection (RBI) afin de maximiser l'utilisation efficace des ressources et de réduire les risques potentiels des incidents majeurs.

Pour répondre à cette problématique, nous avons opté pour une approche ramifiée en quelques étapes :

- La préparation et la collecte de données sur l'équipement étudié.
- Les essais des inspections et calcul des mesures.
- Calcul de la vitesse de corrosion, l'épaisseur minimal requis, la durée de vie résiduelle de l'équipement, et établir l'intervalle d'inspection en suivant les étapes de calcul mentionnées dans la norme API RBI 580 et API 581.
- Estimer la probabilité et les conséquences de défaillance de la colonne
- Elaboration d'un plan d'inspection bien détaillé en identifiant la démarche à suivre pour planifier les prochaines inspections.
- Planification d'un plan d'action.

Conclusion Générale

En appliquant cette approche nous avons procédé tout d'abord à la collecte des données en utilisant les techniques du Contrôle Non Destructif visuelle et ultrasonique (mesure d'épaisseur). Par la suite, nous avons obtenus les résultats suivants en utilisant une feuille de calcul sur EXCEL et un autre logiciel intitulé : VELOSI qui est un logiciel spécifique utilisé dans le domaine de L'RBI qui facilite la collecte des données.

- Une vitesse de corrosion à court terme de $V_{st} = 0,32 \text{ mm/an}$
- Une vitesse de corrosion à long terme de $V_{lt} = 0,27 \text{ mm/an}$
- Durée de vie résiduelle de la colonne, qui est de **2,68 ans**,
- Intervalle d'inspection de **1,34 ans**

En suivant cette approche, nous avons également identifié les quatre mécanismes d'endommagement :

- La corrosion par le CO₂,
- La corrosion sous isolation,
- La corrosion microbologique
- La fatigue par vibration.

Après avoir évalué la probabilité et les conséquences de chaque mécanisme d'endommagement, nous avons identifié un risque global de probabilité de **niveau 3** et de conséquence de **classe E(élevé)**, indiquant un **niveau de risque élevé**. En utilisant le logiciel VELOSI, nous avons déterminé que la prochaine date d'inspection serait le **16/03/2024**.

Enfin, nous avons pu élaborer un plan d'inspection adéquat pour la prochaine inspection programmée le **16/03/2024**, comprenant les conditions de position requises pour l'inspection visuelle et les emplacements de surveillance de ces conditions pour l'inspection par ultrasons.

Nous avons également défini un plan d'action pour maîtriser le risque élevé, comprenant des actions pour réduire la probabilité, telles que l'injection d'inhibiteur de corrosion, ainsi que des actions pour réduire les conséquences, telles que l'installation d'un déclencheur automatique.

En conclusion, l'adoption de l'approche de Risk-Based Inspection (RBI) a permis une optimisation de la gestion des ressources, une réduction des risques d'incidents majeurs, une garantie de la fiabilité et de la sécurité des équipements industriels. Nous recommandons vivement l'utilisation du RBI comme une méthode efficace pour assurer la fiabilité et l'intégrité des équipements dans différents secteurs industriels

Bibliographie

Bibliographie

- [1] SONATRACH | L'énergie du Changement. (s. d.). <https://sonatrach.com/presentation>
- [2] HBNS GB, Documents internes.
- [3] (CCPS, Introduction to Process Safety for Undergraduates and Engineers, 2016)
- [4] (CCPS, 2007)
- [5] (CCPS, Introduction to Process Safety for Undergraduates and Engineers, June 2016)
- [6] (CCPS, Guidelines for Risk Based Process Safety, 2007)
- [7] (ISO, 2014)
- [8] (Millar, 2015)
- [9] Damage Mechanisms affecting Oil and Gas industry. (s. d.). Inspection engineering. <https://inspectionengineering.com/tag/damage+mechanisms>
- [10] DT 94 Guide Reservoirs de Stockage. (s. d.). Scribd. <https://www.scribd.com/doc/132651254/DT-94-Guide-Reservoirs-de-Stockag>
- [11] Sofranel : Techniques. (s. d.). <https://www.sofranel.com/fr/techniques>
- [12] Simon, A. (2019, août 19). Le contrôle des pièces par courants de Foucault - MetalBlog. MetalBlog. <https://metalblog.ctif.com/2019/06/03/le-controle-des-pieces-par-courants-de-foucault/>
- [13] Risk Based Inspection -RBI. (s. d.). Scribd. <https://www.scribd.com/document/351085369/Risk-Based-Inspection-RBI>
- [14] API RECOMMENDED PRACTICE 580 THIRD EDITION, FEBRUARY 2016
- [15] l'API 570 piping inspection code :In-service inspection ,rating ,repair,and alteration of piping systems four edition , February 2016
- [16] ASME section VIII- Rules for construction of pressure vessels division I -2023
- [17] ASME PCC-3–2017 (Revision of ASME PCC-3–2007)
- [18] VAIL-Plant Module - Pressurized Equipment Management System (PEMS) - Turkey Velosi Asset Integrity, Engineering, HSE & ; Software Consultants. (2022, 28 février). Turkey Velosi Asset Integrity, Engineering, HSE & Software Consultants. <https://velosiaims.com/tr/service/software/services/aimsrbipems/>
- [19] https://www.arh.gov.dz/media/file/52/de22931_62a747c500c489.76097344.PDF Journal Officiel De La République Algérienne N° 49, 11 Dhou El Kaâda 1442, (22 juin 2021)
- [20] Sophie Boisvert, 7. é. (2015, janvier 21). Programme d'inspection basé sur le risque. éd7 ème,Centre d'excellence Roche.

ANNEXE

Annexe : I

Règlementation

Les pages de ce registre, doivent être numérotées de façon continue à partir de 1. La première page du registre doit contenir :

- le nombre total de pages qu'il contient ;
- les caractéristiques techniques de l'équipement ;
- la date de sa mise en service ;
- les informations nécessaires permettant son identification sur site.

Art. 36. — L'exploitant doit établir pour chaque ESP et ses équipements de sécurité, un dossier d'exploitation qui comporte l'ensemble des informations relatives aux inspections, entretiens, réparations et modifications que l'équipement a subi durant son exploitation.

L'exploitant est tenu de mettre à jour ce dossier et de le conserver sur le lieu d'exploitation de l'ESP, et ce, pendant toute sa durée de vie. Il comprend, notamment :

- le dossier final approuvé ;
- le listing des équipements de sécurité, leurs caractéristiques techniques et au besoin leurs certificats de tarage et/ou d'étalonnage ;
- le registre d'inspection ;
- les plans d'inspection.

Art. 37. — L'exploitant doit disposer d'un service d'inspection chargé, notamment :

- de veiller à la conformité des ESP et des équipements de sécurité à la réglementation ;
- d'élaborer et de mettre en œuvre, seul ou en collaboration avec un organisme tiers habilité, un programme de gestion de l'intégrité des ESP et des équipements de sécurité ;
- d'élaborer et de mettre en œuvre, seul ou en collaboration avec un organisme tiers habilité, des plans d'inspection ;
- de classer tous les documents relatifs au programme de gestion de l'intégrité.

L'exploitant peut entreprendre une démarche volontaire pour pré-qualifier son service inspection, conformément à la réglementation en vigueur.

Art. 38. — La périodicité maximale des inspections réglementaires des ESP et des équipements de sécurité y associés est fixée à :

- trente-six (36) mois pour les récipients et les fours ;
- vingt-quatre (24) mois pour les générateurs de vapeur.

Les périodes maximales sont comptées, selon le cas, à partir de la date de la mise en service, de la précédente inspection réglementaire ou de la requalification. Ces périodes peuvent être réduites pour coïncider avec les recommandations du fabricant.

La tuyauterie fait l'objet d'inspection dont la nature et la période maximale sont fixées par l'exploitant sur la base de son programme de gestion de l'intégrité des ESP, des normes et des standards applicables dans l'industrie pétrolière et gazière. Le programme d'inspection doit être établi dans l'année qui suit leur première mise en service.

Les bouteilles de gaz doivent subir une vérification externe avant chaque remplissage.

Le chargé de l'inspection périodique établit un compte rendu, daté et signé, mentionnant les résultats des inspections réglementaires qui ont été effectuées, ainsi que les recommandations et les actions correctives qui doivent être pris en charge par l'exploitant.

Art. 39. — Les inspections réglementaires doivent être effectuées par le service d'inspection pré-qualifié de l'exploitant ou, à défaut, confiées à un organisme tiers habilité. Le personnel chargé de l'inspection réglementaire doit justifier des qualifications et, au besoin, des certifications dans le domaine d'intervention.

Art. 40. — Les vérifications internes et externes relatives à l'inspection réglementaire, peuvent être adaptées selon le cas :

- pour les équipements qui ne s'appêtent pas à l'inspection interne en raison de leur conception ou de leur condition d'exploitation, des techniques de contrôle alternatives peuvent, sous réserve de l'accord préalable de l'ARH, se substituer aux vérifications internes ;
- pour les récipients calorifugés ou ignifugés, les procédures d'inspection doivent se conformer, sous réserve de l'accord préalable de l'ARH, sous la responsabilité de l'exploitant, aux normes et aux standards issus des meilleures pratiques internationales applicables dans l'industrie pétrolière et gazière ;
- les ESP en chômage conservés sous gaz inertes ou gaz non-corrosifs, peuvent être dispensés des vérifications internes.

Art. 41. — La requalification des ESP comprend :

- la revue des documents techniques d'exploitation ;
- les inspections internes et externes ;
- la vérification de la procédure d'épreuve ;
- l'épreuve hydrostatique.

L'inspection de requalification doit être réalisée dans les mêmes conditions que l'inspection réglementaire.

Le chargé de l'inspection de requalification établit un compte rendu, daté et signé mentionnant les résultats de l'ensemble des inspections réglementaires et normatives qui ont été réalisés, ainsi que les recommandations et les correctifs pris en charge par l'exploitant attestant que l'ESP est apte pour subir l'épreuve. Ce compte rendu doit être présenté au représentant de l'ARH avant l'épreuve hydrostatique.

Art. 42. — L'épreuve hydrostatique de requalification de l'ESP est réalisée avec de l'eau à une pression, au moins, égale à cent cinquante pour cent (150%) de la PMA, sans dépasser la pression d'épreuve hydrostatique en usine.

Dans le cas où l'épreuve hydrostatique n'est pas envisageable pour des raisons de conception, de sécurité ou des conditions d'exploitation, une épreuve pneumatique, en utilisant un gaz non inflammable et non toxique, peut remplacer l'épreuve hydrostatique, après accord de l'ARH, sur la base d'une demande dûment justifiée tenant compte de l'évaluation des risques inhérents à ce type d'épreuve. La pression d'épreuve pneumatique ne peut en aucun cas, être inférieure à cent dix pour cent (110%) de la PMA.

L'épreuve doit être sanctionnée par un procès-verbal contradictoirement signé par l'ARH.

Dans le cas où l'épreuve hydrostatique ou pneumatique n'est pas envisageable pour des raisons de conception, de sécurité ou des conditions d'exploitation, ces épreuves peuvent être, après accord de l'ARH, sur la base d'une demande dûment justifiée, remplacées par une expertise détaillée réalisée par un organisme tiers habilité basée sur les normes et bonnes pratiques reconnues, à l'effet d'évaluer l'intégrité de l'ESP, visant à garantir son aptitude au service dans les conditions normales d'exploitation.

Art. 43. — A l'exception de la tuyauterie, des équipements de sécurité et des accessoires sous pression, la requalification périodique des ESP doit être renouvelée à un intervalle n'excédant pas :

- dix (10) années pour les ESP fixes ;
- cinq (5) années pour les ESP mobiles.

Après qu'un ESP ait été éprouvé avec succès, un procès-verbal est établi par l'ARH ou son représentant dûment mandaté.

La requalification périodique d'un ESP fixe doit être renouvelée lorsque l'équipement est déplacé vers un autre site d'exploitation.

Dans le cas de l'expertise visée à l'article 42 (alinéa 4) ci-dessus, la durée pour laquelle l'ESP est jugé apte à être maintenu en service dans les conditions normales d'exploitation est fixée par l'organisme tiers habilité ayant réalisé l'expertise, celle-ci ne peut en aucun cas dépasser dix (10) ans. La date de la prochaine requalification est fixée par l'ARH sur la base des résultats de l'expertise. Toutefois, l'ARH peut requérir toute(s) information(s) ou expertise(s) supplémentaire(s) afin de statuer sur la durée de la requalification.

Art. 44. — L'ESP en chômage non conservé peut être remis en service, sous la responsabilité de l'exploitant, qu'après avoir subi un contrôle de l'état de l'équipement, si la précédente inspection réglementaire remonte à moins de trois (3) ans.

Les modalités de remise en service sont précisées par directive de l'ARH.

Art. 45. — Les corps des compresseurs et les têtes de puits ne sont pas soumis aux dispositions des articles 38 et 41 ci-dessus. La gestion de l'intégrité de ces derniers doit être réalisée conformément aux dispositions du présent décret.

Art. 46. — L'exploitant peut bénéficier d'aménagements aux intervalles définis dans les articles 38 et 43 ci-dessus, lorsqu'il dispose d'un plan d'inspection spécifique basé sur un système de gestion de l'intégrité des ESP et des équipements de sécurité, réalisé conformément aux normes et aux standards issus des bonnes pratiques internationales applicables dans l'industrie pétrolière et gazière, mis en œuvre par le service d'inspection pré-qualifié de l'exploitant ou par un organisme tiers habilité. Ces aménagements doivent tenir compte de ce qui suit :

— la première inspection périodique après la mise en service de l'ESP doit être réalisée conformément à l'article 38 ci-dessus ;

— les intervalles séparant deux inspections périodiques consécutives ne peuvent être supérieurs au double des périodes réglementaires ;

— les intervalles séparant deux requalifications périodiques consécutives ne peuvent dépasser douze (12) ans.

Art. 47. — Toute réparation ou modification d'un ESP doit être effectuée par un personnel qualifié et habilité, et ce, en respect des exigences relatives à la conception et de la fabrication, fixés dans les dispositions du présent décret et sous la responsabilité de l'exploitant.

Avant toute réparation majeure ou modification, l'exploitant doit transmettre un dossier de réparation à l'ARH. Ce dossier comporte, notamment :

— le rapport circonstancié de la réparation majeure ou de la modification ;

— l'avis de conformité sur le dossier final de l'équipement ;

— les procédures de réparation ou modification et de soudage ;

— le dossier des nouveaux composants à intégrer, s'il y a lieu.

Le contenu de ce dossier est précisé par directive de l'ARH.

Le contrôle après une intervention peut être limité aux parties réparées ou modifiées, et ce, sous la responsabilité de l'exploitant.

Lorsqu'un équipement a subi une réparation majeure ou une modification, une requalification conformément à l'article 41 ci-dessus, doit être réalisée par l'exploitant.

Art. 48. — Le dossier des ESP, admis temporairement et soumis aux dispositions de l'article 3 ci-dessus, doivent être transmis à l'ARH pour approbation, et ce, avant leur introduction dans le territoire national. Le dossier comporte, notamment :

— le certificat de conformité de la construction aux codes et aux normes applicables ;

— le certificat d'inspection établi par un organisme tiers habilité, attestant que l'ESP est en bon état de fonctionnement ;

Annexe :II

Tableau A2.1 : Les types de dommage et les mécanismes d'endommagement.

Interne ou externe	Type de dommage	Mécanisme de dommage
Interne	Éclaircie générale (uniforme)	<ul style="list-style-type: none"> - Corrosion sulfatique (sulfuration) - Haute H₂/H₂S -Oxydation - Corrosion par l'eau acide -Décarburation - Cémentation -Corrosion par l'acide sulfurique -Corrosion par l'acide fluorhydrique - Déalliage (dézincification/dénickelification) -Corrosion des cendres de combustible - Corrosion galvanique -Corrosion par les acides organiques -Corrosion générale
	Éclaircissement localisé	<ul style="list-style-type: none"> -Corrosion par l'acide naphtéinique - Corrosion du bisulfure d'ammonium - Corrosion du chlorure d'ammonium -Corrosion par le HCl -Corrosion caustique -Erosion/Erosion Corrosion - Cavitation

Interne ou externe	Type de dommage	Mécanisme de dommage
		<ul style="list-style-type: none"> - Corrosion du graphite - Corrosion du point de rosée des gaz de combustion -Corrosion du CO2 - Corrosion par les amines - Corrosion de l'eau de chaudière/du condensat - Corrosion microbologique - Dépoussiérage des métaux - Corrosion par l'acide phosphorique - Corrosion par le phénol -Corrosion des dépôts -Corrosion au point de rosée
Interne	Mécanisme de défaillance mécanique et métallurgique	<ul style="list-style-type: none"> - Graphitisation - Choc thermique -Fissuration des soudures de métaux dissemblables (DMW) -Nitruration - Allumage et combustion à l'oxygène
	Fissures dans l'environnement	<ul style="list-style-type: none"> -Dommages causés par le H2S humide -Fragilisation par l'hydrogène

		<ul style="list-style-type: none"> - Craquage caustique -Carbonate SCC -Craquage des amines -Fatigue par corrosion - Ammoniac SCC - Fragilisation du métal liquide - Éthanol Corrosion sous contrainte
		<ul style="list-style-type: none"> -Fissuration par l'acide - CSC auchlorure
	Fatigue	<ul style="list-style-type: none"> - Fatigue thermique - Fatigue mécanique - Fatigue induite par les vibrations

**Section I; Section III, Classes 2 and 3;* Section VIII, Division 1; and Section XII
Maximum Allowable Stress Values S for Ferrous Materials
(*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)**

Line No.	Nominal Composition	Product Form	Spec. No.	Type/Grade	Alloy Desig./ UNS No.	Class/ Condition/ Temper	Size/ Thickness, mm	P-No.	Group No.
1	Carbon steel	Sheet	SA-414	E	K02704	1	1
2	Carbon steel	Plate	SA-662	B	K02203	1	1
3	Carbon steel	Plate	SA-537	...	K12437	1	64 < t ≤ 100	1	2
4	Carbon steel	Wld. pipe	SA-691	CMSH-70	K12437	...	64 < t ≤ 100	1	2
5	Carbon steel	Plate, bar	SA/CSA-G40.21	44W	t ≤ 200	1	1
6	Carbon steel	Plate, bar	SA/CSA-G40.21	50W	t ≤ 150	1	1
7	Carbon steel	Plate	SA/AS 1548	PT460N	...	Normalized	≤150	1	1
8	Carbon steel	Plate	SA/AS 1548	PT460NR	...	Norm. rld.	≤150	1	1
9	Carbon steel	Forgings	SA/EN 10222-2	P280GH	...	NT or QT	35 < t ≤ 160	1	1
10	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-2	P295GH	60 < t ≤ 100	1	1
11	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-2	P295GH	≤60	1	1
12	Carbon steel	Forgings	SA/EN 10222-2	P280GH	...	Normalized	t ≤ 35	1	1
13	Carbon steel	Plate	SA/GB 713	Q345R	150 < t ≤ 200	1	2
14	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-2	P355GH	150 < t ≤ 250	1	2
15	Carbon steel	Plate	SA/GB 713	Q345R	100 < t ≤ 150	1	2
16	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-2	P355GH	100 < t ≤ 150	1	2
17	Carbon steel	Plate	SA-455	...	K03300	...	15 < t ≤ 19	1	2
18	Carbon steel	Bar	SA-675	70	1	2
19	Carbon steel	Forgings	SA-105	...	K03504	1	2
20	Carbon steel	Forgings	SA-181	...	K03502	70	...	1	2
21	Carbon steel	Castings	SA-216	WCB	J03002	1	2
22	Carbon steel	Forgings	SA-266	2	K03506	1	2
23	Carbon steel	Forgings	SA-266	4	K03017	1	2
24	Carbon steel	Forgings	SA-350	LF2	K03011	1	...	1	2
25	Carbon steel	Forgings	SA-350	LF2	K03011	2	...	1	2
26	Carbon steel	Forgings	SA-508	1	K13502	1	2
27	Carbon steel	Forgings	SA-508	1A	K13502	1	2
28	Carbon steel	Forgings	SA-541	1	K03506	1	2
29	Carbon steel	Forgings	SA-541	1A	K03020	1	2
30	Carbon steel	Cast pipe	SA-660	WCB	J03003	1	2
31	Carbon steel	Forgings	SA-765	II	K03047	1	2
32	Carbon steel	Plate	SA-515	70	K03101	1	2
33	Carbon steel	Plate	SA-516	70	K02700	1	2
34	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CB70	K03101	1	2
35	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CC70	K02700	1	2
36	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	B70	K03101	1	2
37	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	C70	K02700	1	2
38	Carbon steel	Plate	SA/JIS G3118	SGV480	1	2
39	Carbon steel	Smls. pipe	SA-106	C	K03501	1	2
40	Carbon steel	Wld. tube	SA-178	D	1	2
41	Carbon steel	Wld. tube	SA-178	D	1	2
42	Carbon steel	Wld. tube	SA-178	D	1	2

**Section I; Section III, Classes 2 and 3;* Section VIII, Division 1; and Section XII
Maximum Allowable Stress Values S for Ferrous Materials
(*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)**

Line No.	Maximum Allowable Stress, MPa (Multiply by 1000 to Obtain kPa), for Metal Temperature, °C, Not Exceeding															
	40	65	100	125	150	200	250	300	325	350	375	400	425	450	475	
1	128	128	128	128	128	128	128	128	128	127	114	95.1	79.6	63.1	45.7	
2	128	128	128	128	128	128	128	128	128	127	114	
3	128	128	128	128	128	128	128	128	128	127	114	
4	128	128	128	128	128	128	128	128	128	127	114	
5	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	
6	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	
7	131	131	131	131	131	131	131	131	131	129	114	95.1	79.6	63.2	45.3	
8	131	131	131	131	131	131	131	131	131	129	114	95.1	79.6	63.2	45.3	
9	131	131	131	131	131	131	131	131	128	124	120	101	83.9	67.0	51.1	
10	131	131	131	131	131	131	131	131	131	127	112	96.2	79.1	62.1	46.0	
11	131	131	131	131	131	131	131	131	131	127	112	96.2	79.1	62.1	46.0	
12	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	101	83.9	67.0	51.1	
13	134	134	134	134	134	134	134	134	134	130	123	101	83.8	67.1	...	
14	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	123	101	83.8	67.1	51.0	
15	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	123	101	83.8	67.1	...	
16	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	123	101	83.8	67.1	51.0	
17	138	138	138	138	138	138	137	132	126	122	119	
18	138	138	138	138	138	138	137	132	126	122	119	101	83.9	67.0	51.1	
19	138	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
20	138	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
21	138	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
22	138	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
23	138	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
24	138	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
25	138	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
26	138	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
27	138	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
28	138	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
29	138	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
30	138	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
31	138	138	138	138	138	138	138	136	129	125	122	117	101	83.9	67.0	51.1
32	138	138	138	138	138	138	138	138	136	132	128	123	101	83.8	67.1	51.0
33	138	138	138	138	138	138	138	138	136	132	128	123	101	83.8	67.1	51.0
34	138	138	138	138	138	138	138	138	136	132	128	123
35	138	138	138	138	138	138	138	138	136	132	128	123
36	138	138	138	138	138	138	138	138	136	132	128	123
37	138	138	138	138	138	138	138	138	136	132	128	123
38	138	138	138	138	138	138	138	138	136	132	128	123	101	83.8	67.1	51.0
39	138	138	138	138	138	138	138	138	138	135	123	101	83.8	67.0	51.0	
40	138	138	138	138	138	138	138	138	138	135	123	101	83.8	67.0	51.0	
41	138	138	138	138	138	138	138	138	138	135	123	101	83.7	67.6	45.5	
42	117	117	117	117	117	117	117	117	117	115	104	86.1	71.3	56.9	43.4	
..

Annexe :III

Les techniques Du CND utilisées à HBNS

Le Contrôle Non Destructif :

Le contrôle non destructif représente l'ensemble des techniques permettant de tester une pièce sans la détruire et d'évaluer son aptitude au bon fonctionnement sans détériorer sa tenue au service. C'est une activité normalisée s'appuyant sur les codes de fabrication spécifiques des secteurs d'application.



figure III. 1 : Appareil de la technique CND intitulée : Ultrason

Le Groupement Berkine via le Département Inspection Et Corrosion est le seul organisme pétrolier en Algérie qui a entrepris de se lancer et de se développer dans le domaine des essais non destructifs en introduisant les différentes techniques et logiciels avancées dans la recherche, la surveillance et l'évaluation de la corrosion. Ces techniques sont réalisées par des inspecteurs certifiés et qualifiés.

Technique par ultrasons à ondes guidées (Guided Waves Testing)

La technique CND par ultrasons à ondes guidées (GWT) conçue pour détecter les pertes de métal dans la tuyauterie. Cette technique avancée est largement utilisée dans les situations d'inspection où les tuyaux ou les tubes ne sont pas facilement accessibles, par exemple lorsqu'ils sont enfermés dans une structure de béton, enterrés, enrobés, etc. L'état de la canalisation est évalué par les ondes sonores qui se propagent le long de la longueur de la canalisation en utilisant la canalisation elle-

même comme guide d'onde. L'inspection vise à tester rapidement de grandes longueurs de conduites avec une couverture de 100 % de la paroi de la conduite et d'identifier les zones de corrosion, d'érosion et de dommages mécaniques pour une évaluation plus approfondie à l'aide d'autres techniques CND telles que la radiographie(RT) l'inspection par ultrasons conventionnelle/avancée (PAUT). Le système est entièrement commandé. L'acquisition et l'affichage/analyse des données étant effectués à l'aide d'un ordinateur personnel. **Depuis L'instauration de cette technique par GB en 2013 plus de 770 km de OP pipeline ont été**



inspectés ce qui a donné lieu à un total de 457 réparations préventives sur des sites présentant un risque de fuite.

figure III. 2 :Essai avec l'appareil Ultrasonique

Illustration simplifiée du fonctionnement de la technique par ultrasons à ondes guidées sur le collecteur (FGSN-02 a 16pouce)



Essais à ultrasons multiéléments (PAUT)

figure III. 3 : Schématisation d'une technique par ultrasons à ondes guidées

Essais à ultrasons multiéléments est une technique d'inspection non destructive avancée qui utilise un réseau de sondes ultrasoniques composées de nombreux petits éléments. Les stratégies d'inspection PAUT peuvent être optimisées pour améliorer la détection des défauts lorsqu'elles sont utilisées en conjonction avec la simulation, tandis que l'enregistrement et la traçabilité des données sont également grandement améliorés. PAUT est utilisé pour la cartographie de la corrosion des matériaux et fournit des détails fins sur les piqûres, la corrosion uniforme ou localisée. PAUT permet à l'opérateur de visualiser simultanément différents modes de scan tels que le scan A, le scan B et le scan C.



figure III. 4 : Schématisation d'une technique par ultrasons à ondes guidées

Time of Flight Diffraction (TOFD)

C'est une méthode fiable de contrôle non destructif utilisée pour la recherche des défauts dans les joints de soudures. Il peut également être utilisé pour les recouvrements de soudures et les zones affectées thermiquement sur d'autres composants tels que les tuyauteries, les réservoirs sous pression, les matériaux de revêtement, les réservoirs de stockage. Le TOFD est très sensible à tous les types de défauts de soudure, y compris les fissures, le laitier et l'absence de fusion. La précision du dimensionnement des défauts est très élevée par rapport à d'autres méthodes de contrôle non destructif (CND).

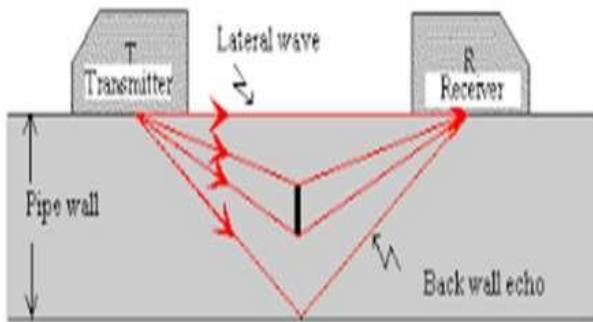


figure III. 6 : Schématisation de la méthode TOFD



figure III. 5 : Schématisation de la méthode TOFD vue extérieure

La radiographie de profil (PRT)

La radiographie de profil, techniquement appelée radiographie tangentielle, est une technique radiographique utilisée pour déterminer l'épaisseur restante de la paroi d'une conduite. La mesure de l'épaisseur de la paroi des conduites est nécessaire pour déterminer la perte en métal due à la corrosion sous une isolation thermique (calorifuge) et à l'érosion.

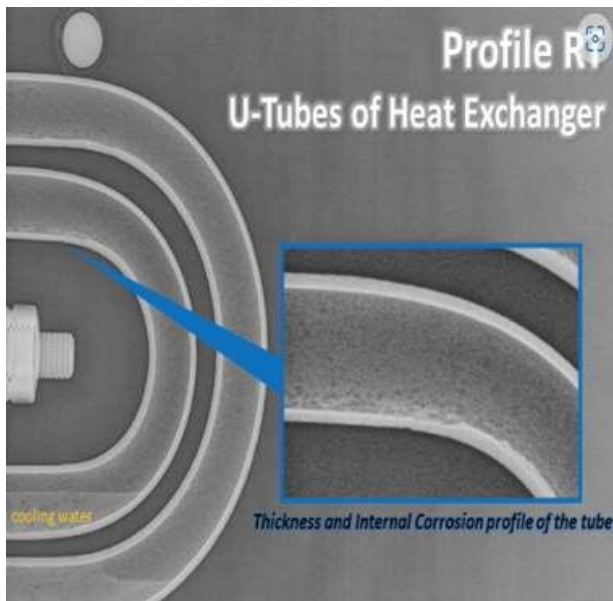


Figure III. 8 : La radiographie de profil (PRT)

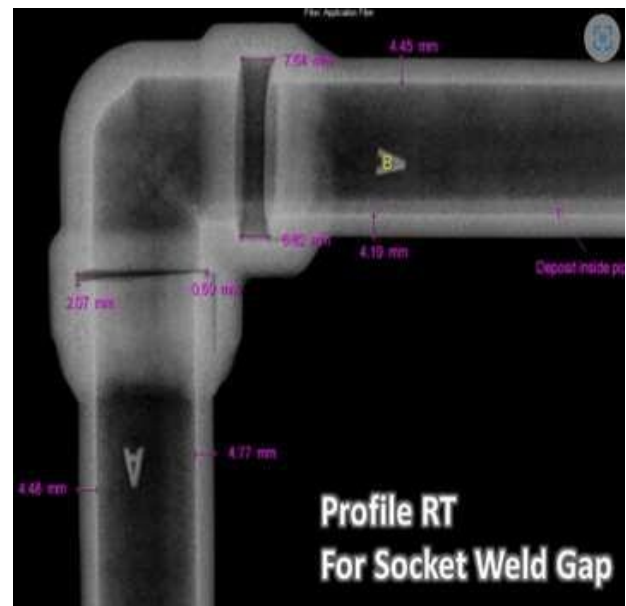


Figure III. 7 : La radiographie de profil (PRT)

Mesure du Flux par courant alternatif (ACFM)

C'est une technique d'inspection électromagnétique qui consiste à appliquer un courant alternatif à la surface d'un composant afin de détecter les fissures superficielles. Le dimensionnement et l'enregistrement immédiats des défauts constituent un avantage majeur par rapport aux autres méthodes de CND. Cette technique présente notamment l'avantage de pouvoir être appliquée à travers les revêtements sans en affecter l'intégrité, de réduire les besoins de nettoyage et de pouvoir être appliquée à des températures élevées.

Inspection du fond des réservoirs par MFL

C'est une technique de détection de fuites par flux magnétique (MFL) couramment utilisée pour inspecter le fond des réservoirs dans l'industrie pétrochimique. La corrosion du fond des réservoirs peut entraîner la perte de produits et causer des dommages à l'environnement. Il est donc essentiel de procéder à des inspections du fond des réservoirs afin de prévenir l'apparition de tels problèmes. Cette technologie est utilisée pour l'inspection des tôles (matériaux métalliques ferromagnétiques) au fond des réservoirs de stockage. Elle utilise un aimant puissant qui magnétise les matériaux et utilise ensuite un dispositif de détection de flux qui localise les points où il y a une fuite du champ magnétique.

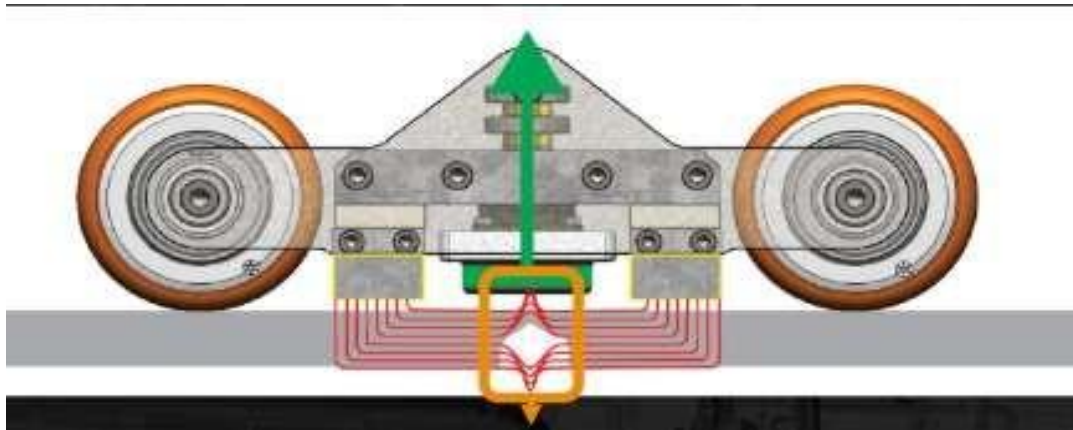


Figure III. 9 : Inspection du fond des réservoirs par MFL

Contrôle par courants de Foucault (ECT)

Le contrôle par courants de Foucault utilise l'induction électromagnétique pour détecter les défauts dans les matériaux ferreux et non ferreux en induisant un champ de courants de Foucault dans l'échantillon à tester. L'un des principaux avantages du contrôle par courants de Foucault est que l'inspection nécessite une préparation minimale puisqu'il n'est pas nécessaire d'enlever la peinture ou le revêtement de surface. Il convient donc à l'inspection de structures, de pièces et de composants peints. L'équipement de contrôle par courants de Foucault est très portable, fiable et peut détecter de très petites fissures. Les résultats sont instantanés, ce qui permet une prise de décision plus rapide. En outre, la portabilité de l'équipement permet d'inspecter des équipements ou d'accès est difficile et de tester des formes et des tailles complexes.



Figure III. 10 : Contrôle par courants de Foucault (ECT)

Le système d'inspection rotative interne (IRIS)

Le système d'inspection rotative interne (IRIS) permet de détecter la corrosion, les piqûres et la perte de paroi. Il est le plus souvent utilisé pour l'inspection des tubes dans les chaudières, les échangeurs de chaleur, les refroidisseurs d'air et les réchauffeurs d'eau d'alimentation. Il est particulièrement polyvalent car il convient à la fois aux matériaux ferreux et non ferreux, peut être utilisé sur une large gamme de diamètres de tubes et d'épaisseurs de parois. Les impulsions ultrasonores sont réfléchies par la paroi du diamètre intérieur (ID) et la paroi du diamètre extérieur (OD) du tube et la différence de temps de vol entre les deux diamètres est utilisée pour calculer l'épaisseur de la paroi. Lorsque la sonde IRIS est tirée, le mouvement de rotation du miroir produit une trajectoire de balayage hélicoïdale assurant une couverture complète du tube.



Figure III. 11 : Le système d'inspection rotative interne (IRIS)

Le contrôle par flux magnétique des tubes (MFL)

Le contrôle par flux magnétique (MFL) est une technique CND utilisée pour détecter les piqûres, les fissures circumférentielles et les pertes de paroi dans les tubes ferromagnétiques tels que l'acier au carbone, le nickel et l'acier inoxydable ferreux. Cette technique est généralement utilisée pour l'inspection des tubes d'aéroréfrigérants et d'échangeurs de chaleur. L'inspection est assez rapide ; la vitesse de traction peut atteindre 1 m/s. Comme pour l'ECT. Le principe de fonctionnement est basé sur l'aimantation. Deux aimants permanents couplés à un noyau d'acier sont utilisés pour magnétiser la paroi du tube jusqu'à saturation complète. À cela s'ajoutent trois bobines, chacune étant sensible à des défauts spécifiques. Pour la détection des pertes de paroi, nous utilisons la bobine fonctionnant en mode absolu. Cette bobine est enroulée autour du noyau d'acier entre les deux aimants. Elle mesure l'intensité du champ magnétique produit par les aimants. Ainsi, en cas d'amincissement général tel que l'érosion, même s'il n'y a pas de fuite de flux, l'intensité du champ magnétique diminue et cette variation est détectée.

Le système d'essai à distance sur site des tubes (Remote Field Testing - RFT)

Cette technique est particulièrement adaptée à l'inspection des tubes en ferrite. Le RFT est particulièrement adapté à la détection et à la quantification des réductions de l'épaisseur de la paroi. Les défauts internes et externes peuvent être détectés, mais pas distingués. Contrairement au contrôle par courants de Foucault (ECT), le contrôle par champ magnétique à distance (RFT) convient aux matériaux ferromagnétiques tels que les tuyaux et les tubes que l'on trouve dans les chaudières et les échangeurs de chaleur. Avec le contrôle par champs à distance, il est possible d'inspecter des épaisseurs de paroi allant jusqu'à 12 mm, et ce à une vitesse de traction de 0,1 m/s à 0,3 m/s. Cette méthode est très sensible aux variations d'épaisseur des parois et tend à être moins sensible au décollement, au centrage, à l'oscillation et au facteur de remplissage de la sonde. Ce "champ indirect" se propage à travers la paroi du tube, le long de l'axe du tube, et émerge à nouveau à l'intérieur du tube. Lorsque la sonde rencontre une diminution du matériau de la paroi, l'intensité du champ, captée par les récepteurs, varie. Par conséquent, la mesure correspond à l'épaisseur totale du matériau traversé par le champ magnétique.

Corrosion monitoring

Le domaine de la mesure, du contrôle et de la prévention de la corrosion couvre un très large spectre d'activités. Dans le domaine du contrôle et de la prévention de la corrosion, il existe des options techniques telles que la protection anodique, la sélection des matériaux, le dosage chimique et l'application de mesures internes et externes (revêtements). La mesure de la corrosion utilise une variété de techniques pour déterminer à quel point l'environnement est corrosif. Est et à quelle vitesse la perte de métal est subie. La mesure de la corrosion est la méthode quantitative par lequel l'efficacité des techniques de contrôle et de prévention de la corrosion peut être évaluée et fournit les retours d'expérience permettant d'optimiser les méthodes de contrôle et de prévention de la corrosion.

AMULET est un logiciel de suivi de la corrosion mis en place par le Groupement Berkin

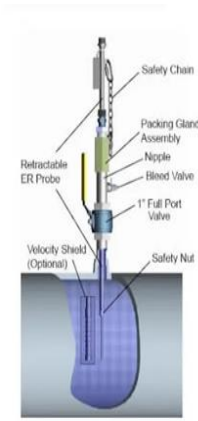


Figure III. 12 : Corrosion Monitoring

AssetWise 4D Analytics (AMULET)

AssetWise 4D Analytics vous aide à aller au-delà des applications de business intelligence isolées en vous aidant à comprendre les performances opérationnelles et les coûts en temps quasi réel, à identifier les domaines à améliorer, à améliorer les performances des actifs et la prise de décision. AssetWise 4D Analytics affiche les informations de votre usine en temps réel et fournit des informations pour une aide à la décision éclairée en faisant converger les données opérationnelles et informatiques avec des modèles d'ingénierie numérique pour des prédictions au bon moment et des actions éclairées qui peuvent ensuite être automatisées pour une gestion dynamique des performances des actifs.

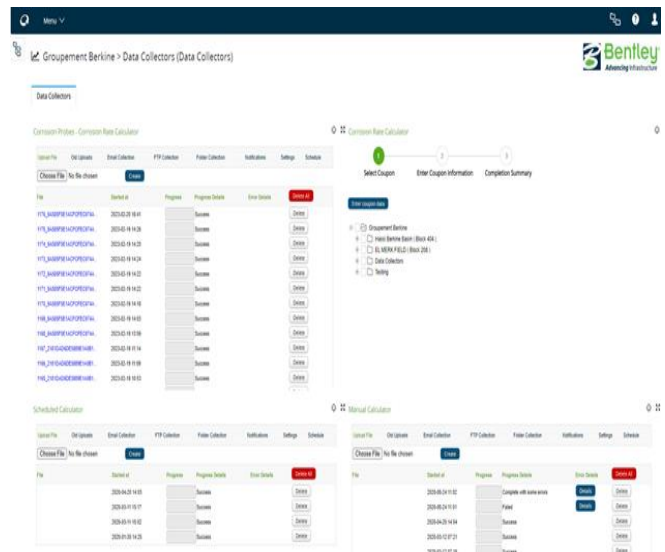
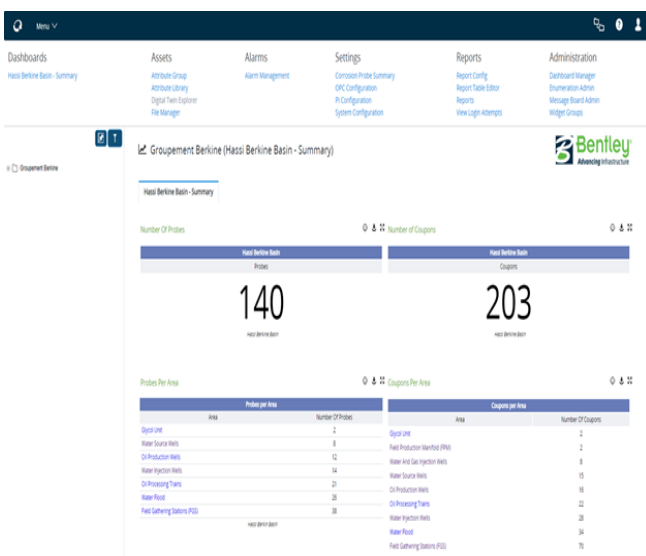


Figure III. 13 : AssetWise 4D Analytics (AMULET)

AssetWise 4D Analytics (AMULET)

- Analyse des tendances des données
- Analyse prédictive 4D
- Science des données et apprentissage automatique
- Ce logiciel est actuellement utilisé dans le suivi de la corrosion dans différents équipements que ce soit des pipelines, Vessel ou bacs.
- Calculer le taux de corrosion pour chaque point en rassemblant les informations nécessaires que ce soit les résultats d'analyse des coupons de corrosion ou les données téléchargées à partir des sondes de corrosion.
- Rassemble tous les résultats d'un point donné et génère des chartes montrant l'évolution de la corrosion.

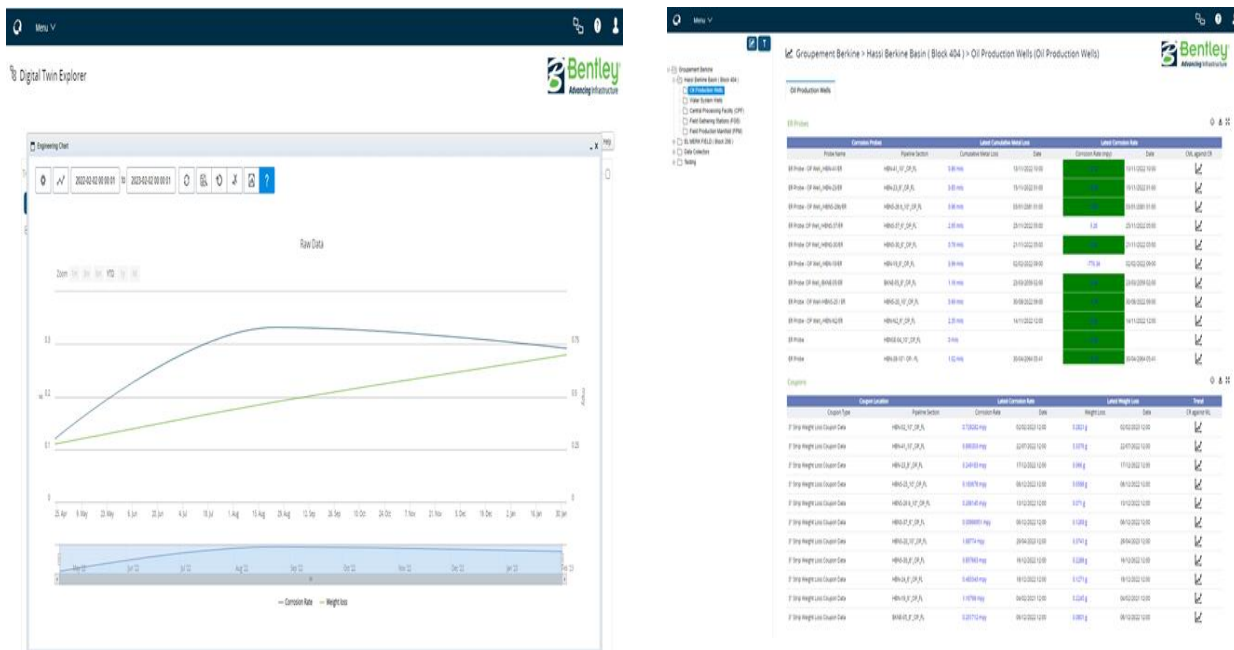


Figure III. 14 : AssetWise 4D Analytics (AMULET)

Inspection par Corde (Rope Access)

L'accès sur corde est une méthode professionnelle utilisant des cordes pour effectuer des inspections, des travaux de maintenance et diverses autres tâches. Il est également largement utilisé pour les tests non destructifs. Le Groupement Berkine, premier champ pétrolier en Algérie, a adopté cette technique pour l'inspection de ses installations. Comparé à l'échafaudage, qui demande beaucoup de temps et nécessite une construction importante, cette

technique présente de nombreux avantages. Elle permet d'optimiser les inspections et facilite les interventions à tout moment.

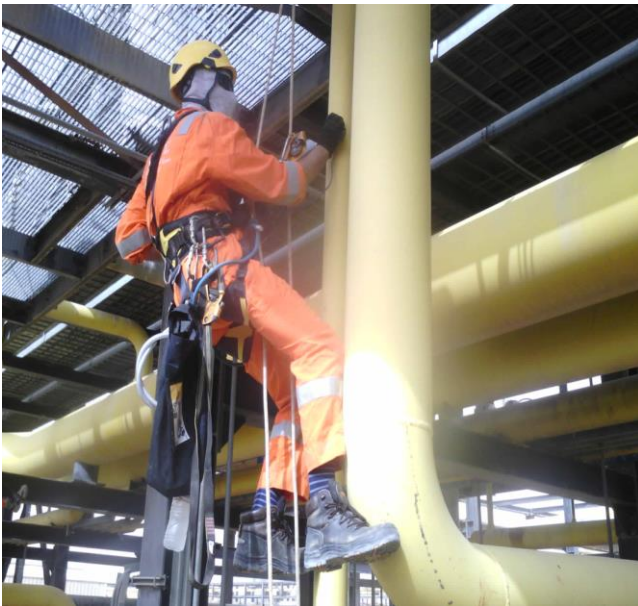


Figure III. 15. figure III. 16 Inspection par Corde (Rope Access)

Le Logiciel MELACT :

Il s'agit d'un outil de calcul programmé conforme aux normes ASME-B31G et API-579 pour les équipements sous pression. Il nous permet d'évaluer la perte en métal et d'autres mécanisme d'endommagement et l'aptitude au service de tous les équipements sous pression y compris les canalisations sur la base des résultats d'inspection, des caractéristiques des équipements, de la pression et de la limite d'élasticité. Ce logiciel nous permet d'être attentifs et précis dans la gestion et l'exploitation sûre de nos actifs.

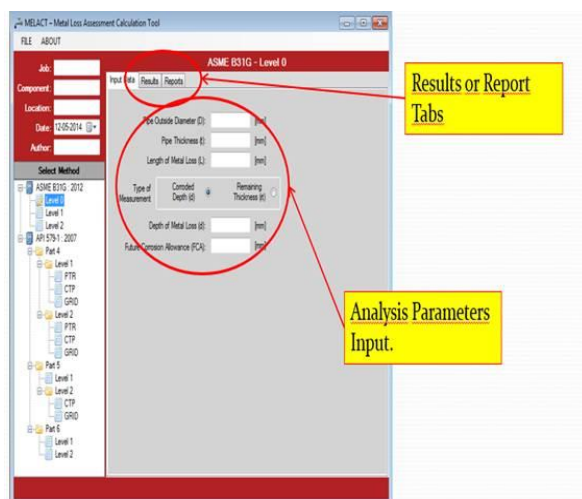



Figure III. 17 : Fenêtre montre la plateforme du logiciel MELACT

ASME B31G : 2012 REPORT		LEVEL 1	
		Job: FFS-A Component: Pipelines Location: HONG KONG Author: Chau N Date: 4/28/2013	
INPUT PARAMETERS			
Pipe Outside Diameter (D):	406.40 [mm]	Pipe Thickness (t):	17.47 [mm]
Length of Metal Loss (L):	1200.00 [mm]	Depth of Metal Loss (d):	6.36 [mm]
Future Corrosion Allowance (FCA):	0.00 [mm]	Yield Stress (SMYS):	414.00 [MPa]
Temperature Above 120°C:	No	Safety Factor (SF):	1.26
		Maximum Operating Pressure (MOP):	190.00 [Bar]
ORIGINAL METHOD			
Flow Stress (Sflow):	485.80 [MPa]		
Z Factor (Z):	305.62		
Bulging Stress Magnification factor (M):	6.79		
Estimated Failure Stress (Sfailure):	275.67 [MPa]		
Estimated Failure Pressure (PF):	257.18 [Bar]		
SFAMQP:	257.80 [Bar]		
MODIFIED METHOD			
Flow Stress (Sflow):	485.80 [MPa]		
Z Factor (Z):	305.62		
Bulging Stress Magnification factor (M):	6.79		
Estimated Failure Stress (Sfailure):	275.67 [MPa]		
Estimated Failure Pressure (PF):	257.18 [Bar]		
SFAMQP:	257.80 [Bar]		

The flow is not acceptable for this Maximum Operating Pressure.

ANNEXE :IV

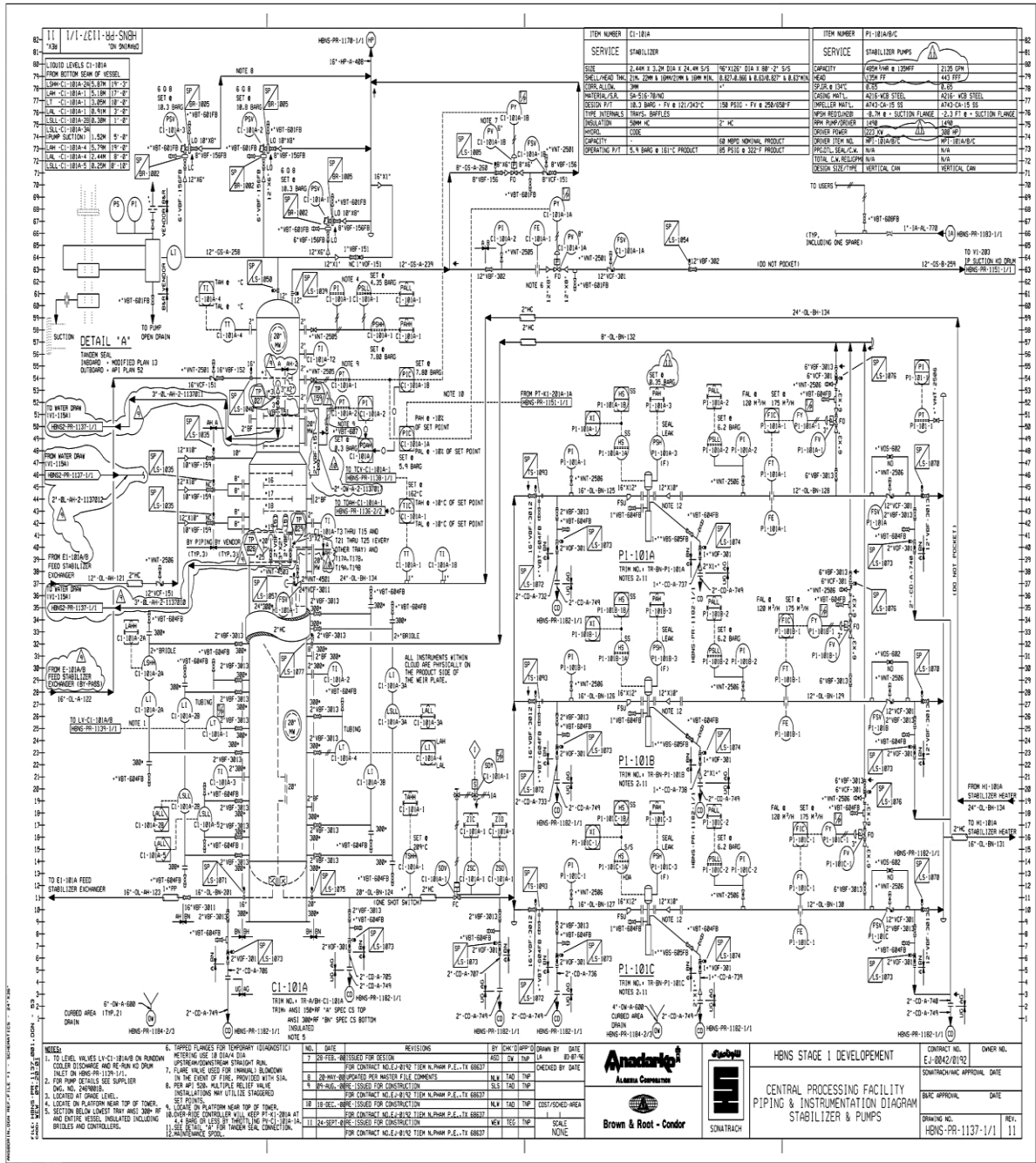


Figure IV. 1 : Plan of facilities Diagram

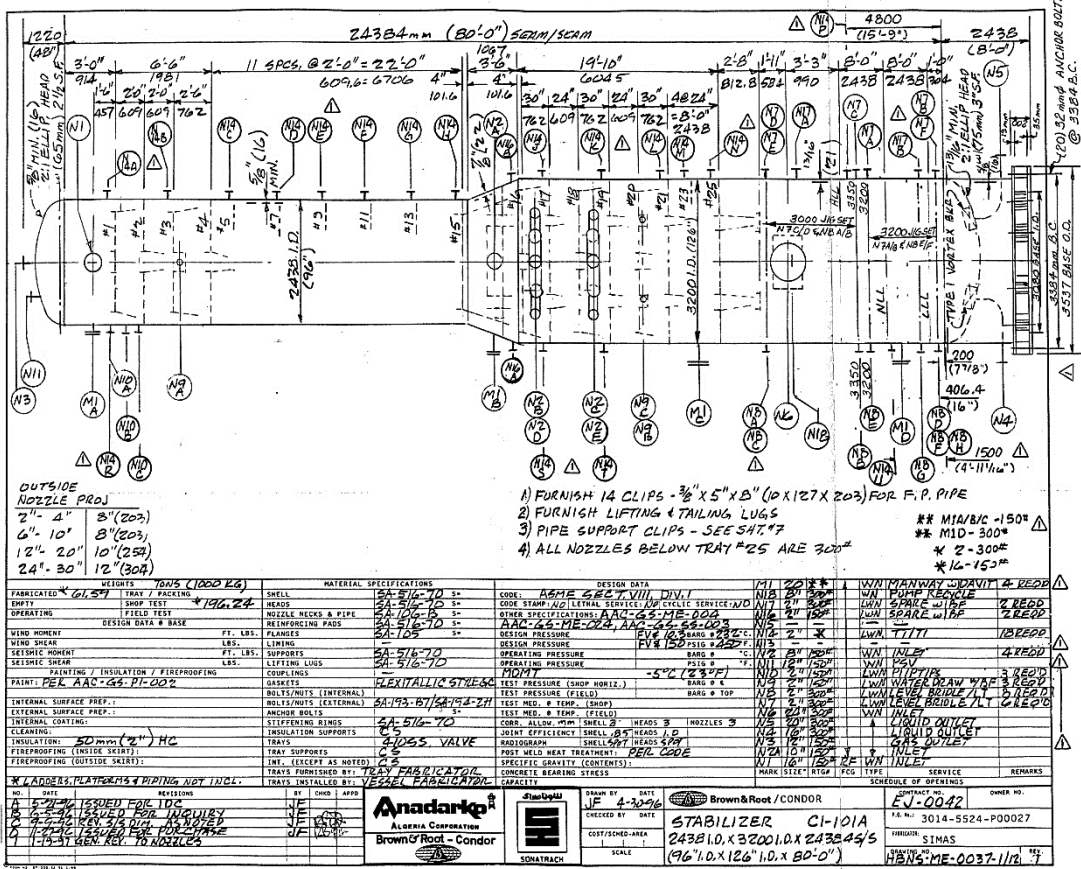


Figure IV. 2 :dessin mecanique 01 de la colonne de stabilisation du Train 1

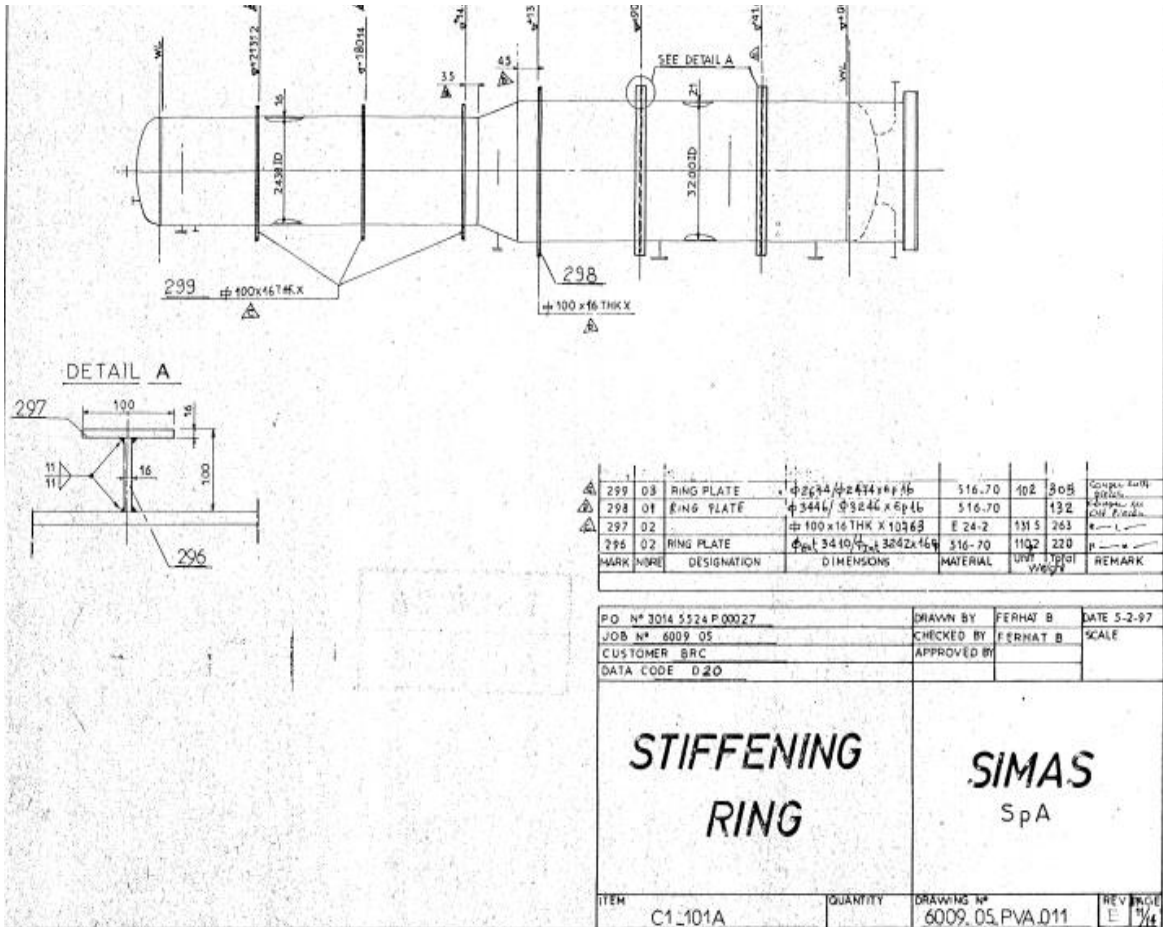


Figure IV. 3 : dessin mecanique 02 de la colonne de stabilisation du Train 1

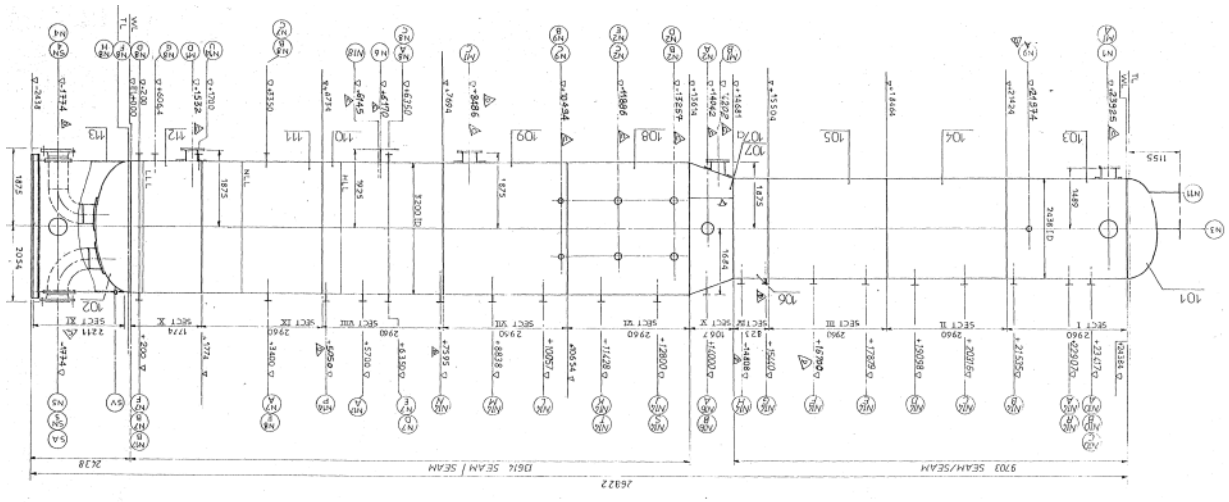


Figure IV. 4 :dessin mecanique 03 de la colonne de stabilisation du Train 1

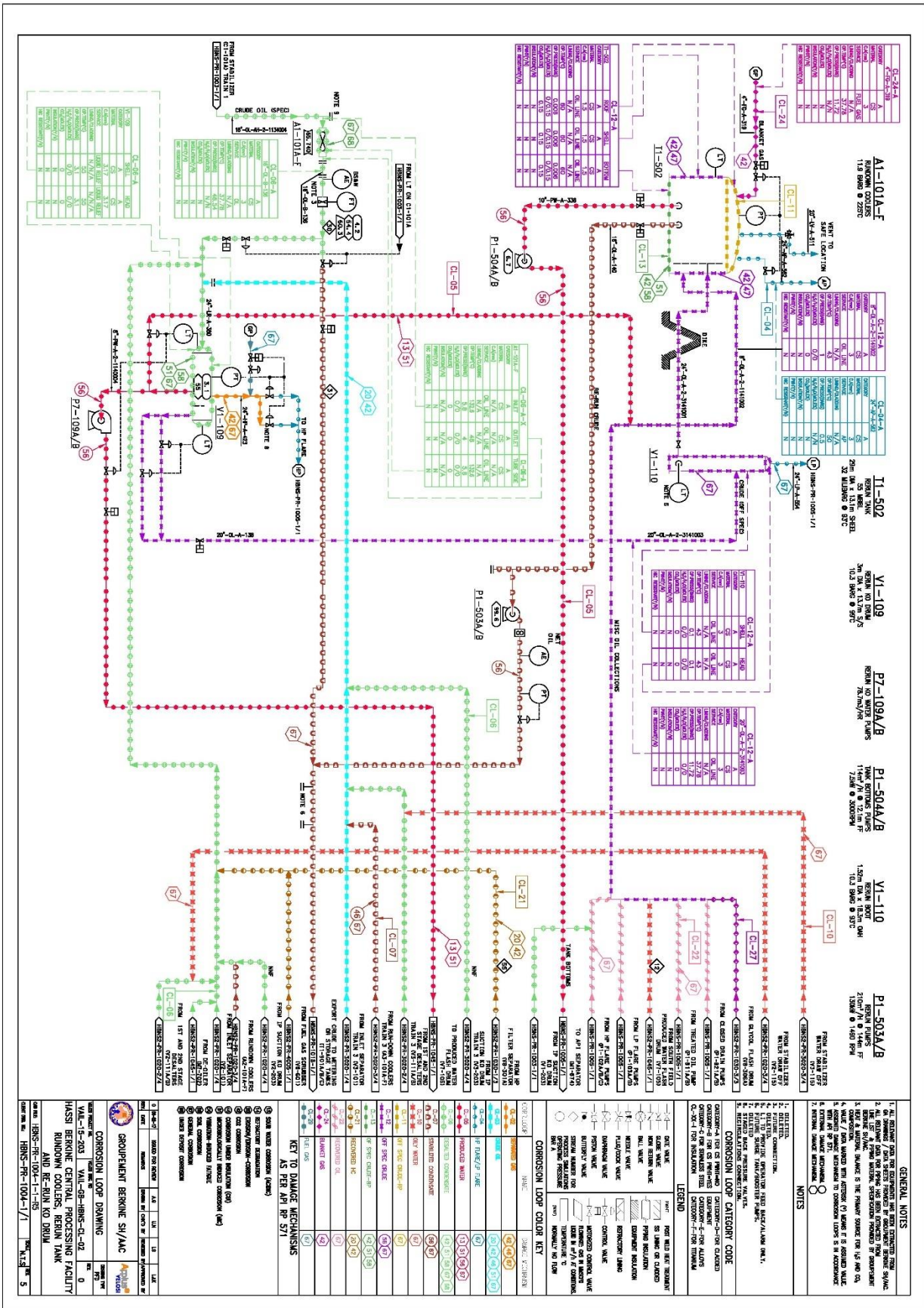


Figure IV. 5 : Loupe de Corrosion CL-02 de la partie TOP de la Colonne de Stabilisation du Train 1

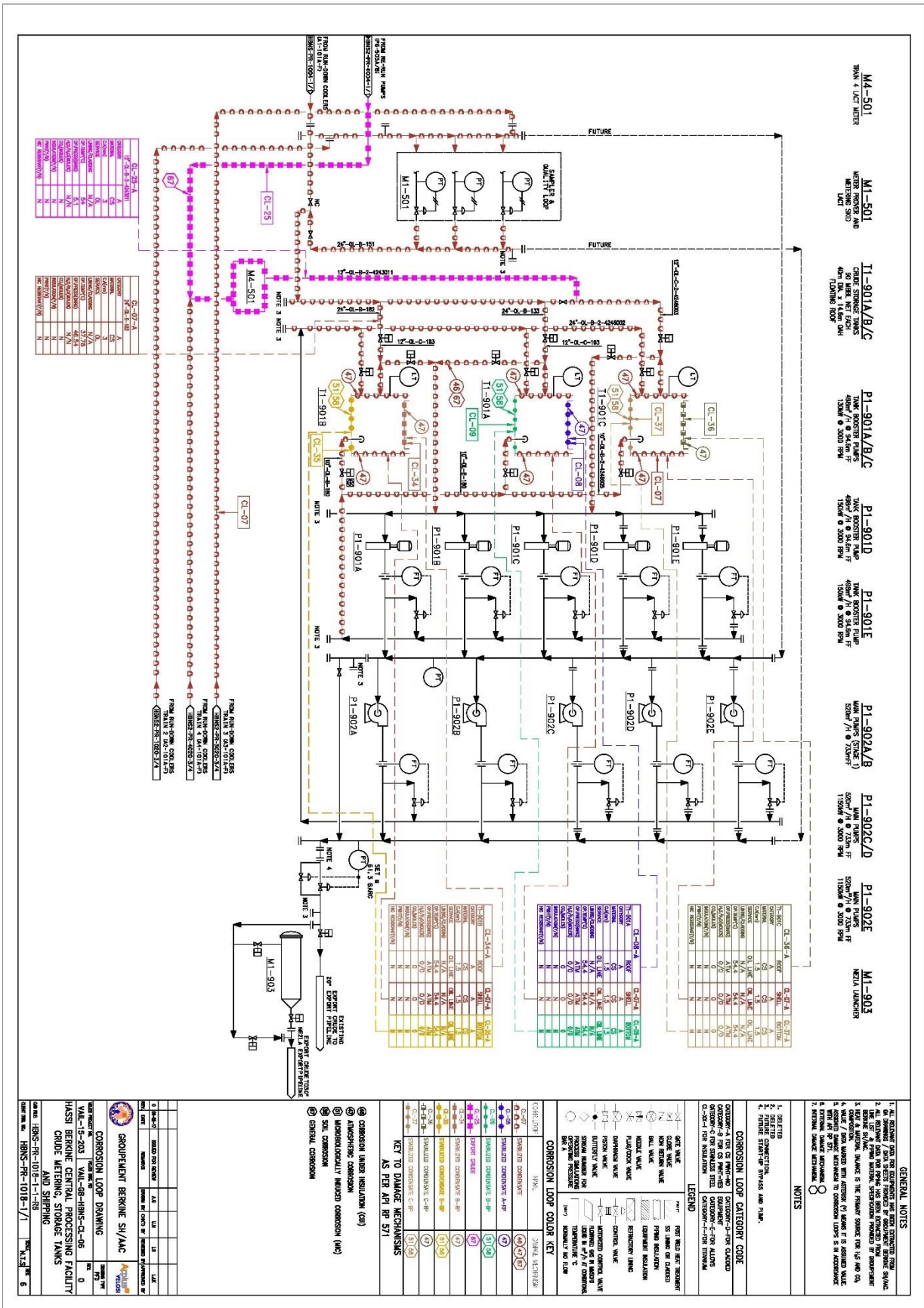


Figure IV. 6 : Loupe de Corrosion CL-06 de la partie Mid de la Colonne de Stabilisation du Train 1

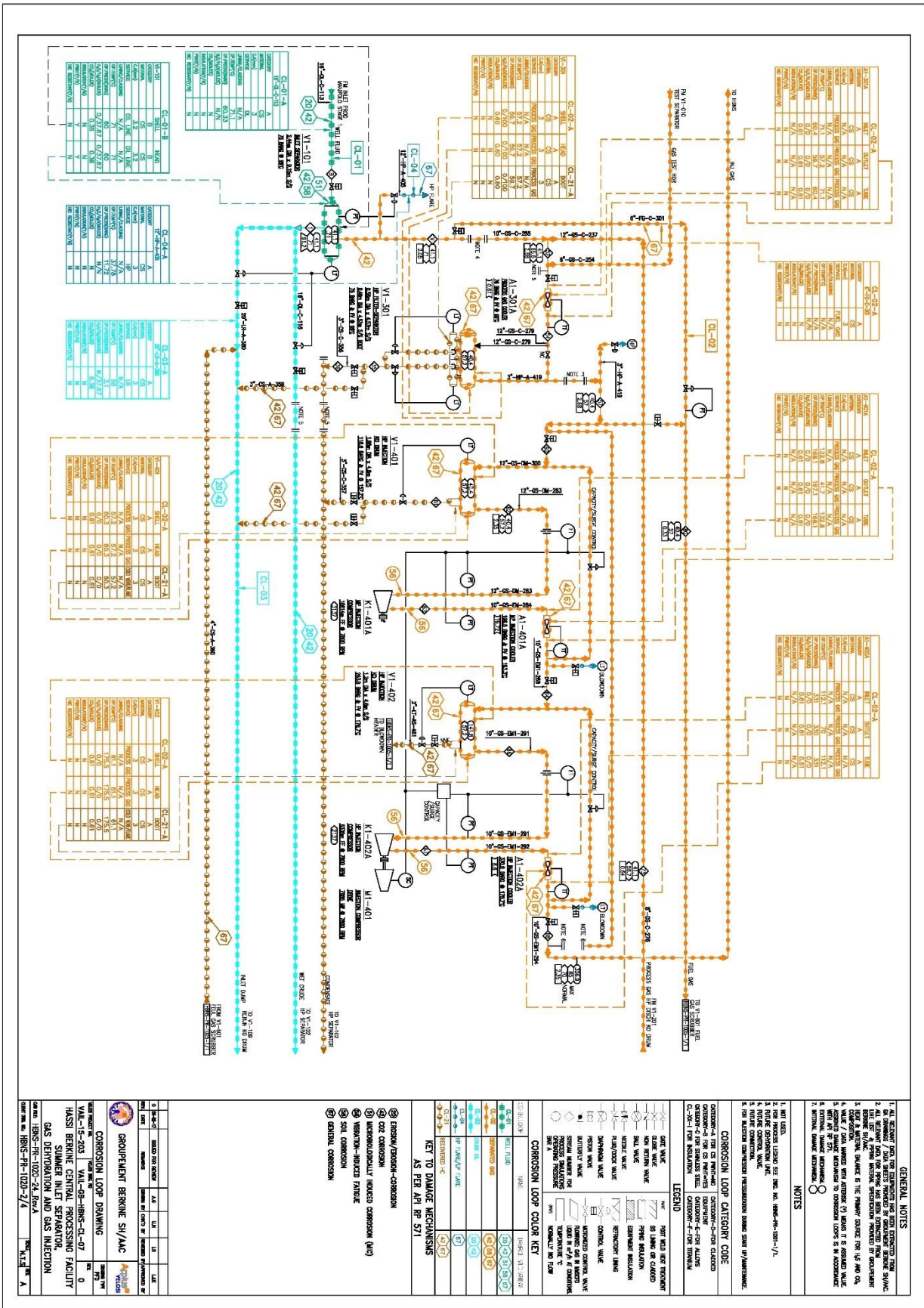


Figure IV. 7 : Loupe de Corrosion CL-07 de la partie Basse de la Colonne de Stabilisation du Train 1

Annexe :v

Rapport D'inspection en utilisant les 2 techniques Du
CND (Visuelle et Ultrasonique en 2019) :

CHAMP HBNS - RAPPORT D'INSPECTION VISUELLE

Page 1/10

Report No	HBNS-01-INSP-841	Contract No	SC_4032720-20
Date inspection	3/15/2019	Client	Groupement Berkine
Equipment TAG	C1-101 H	Localisation	Train1/Pétrole brut, stabilisateur et compression de gaz



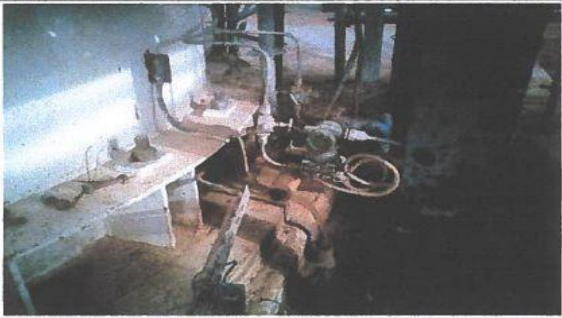



Vue d'ensemble et plaque signalétique



		CHAMP HBNS - RAPPORT D'INSPECTION VISUELLE				
						Page 2/10
Report No	HBNS-01-INSP-674	Contract No	SC_4032720-20			
Date de l'inspection	3/15/2019	Client	Groupement Berkine			
Équipement TAG	C1-101 H	Localisation	Train1/Pétrole brut, stabilisateur et compression de gaz			
Liste de contrôle pour l'inspection externe						
A – Acceptable; U – Unacceptable; NA – Non applicable ; NI - Non inspecté						
No	Item	A	U	NA	NI	Remarque
1	INSPECTION VISUELLE EXTERNE (SUR PLACE)					
1.1	Échelles, escaliers, plates-formes et passerelles					
1.1.1	Vérifier la présence de corrosion	X				
1.1.2	Vérifier l'absence de pièces cassées	X				
1.1.3	Vérifier le serrage des boulons	X				
1.1.4	Vérifier l'état de la peinture ou du matériel galvanisé		X			
1.1.5	Vérifier l'usure des barreaux de l'échelle	X				
1.1.6	Vérifier la sécurité des mains courantes	X				
1.1.7	Vérifier l'état des revêtements de sol sur les plates-formes et les passerelles		X			
1.2	Fondements					
1.2.1	Vérifier la présence de détériorations telles que l'écaillage, la fissuration, l'armature métallique exposée et l'affaissement		X			
1.3	Jupe					
1.3.1	L'ignifugation du béton			X		
1.3.2	Raccordement à souder à la cuve			X		
1.3.3	Calcaire, rouille et corrosion à l'intérieur de la jupe		X			
1.3.4	Recherche d'obstructions dans les drains	X				
1.3.5	État de la peinture		X			
1.4	Boulons d'ancrage/de structure					
1.4.1	Vérifier la corrosion, les fissures et l'étanchéité		X			
1.5	Supports en béton					
1.5.1	Vérifier la présence de détériorations telles que l'écaillage, la fissuration, l'armature métallique exposée et l'affaissement.		X			
1.6	Steel Supports					
1.6.1	Vérifier l'absence de corrosion, de distorsion, de fissure		X			
1.6.2	Poutres porteuses pour le flambage ou la déflexion excessive	X				
1.6.3	Attachement de la tuyauterie à la colonne pour l'indication de la distorsion due au mouvement de la tuyauterie			X		
1.6.4	L'ignifugation des poutres de soutien et des jupes pour le gonflement et la rouille (corrosion possible).			X		
1.7	Buses					
1.7.1	Inspection des vibrations, des déformations, des fissures et des fuites	X				
1.7.2	État des boulons et des écrous	X				

1.7.3	Alignement des brides	X				
1.7.4	Coussin de renforcement, trous d'évacuation pour le col			X		
1.8	Connexions de mise à la terre					
1.8.1	Vérifier qu'un bon contact électrique est maintenu	X				

CHAMP HBNS - RAPPORT D'INSPECTION VISUELLE						
						Page 3/10
Report No	HBNS-01-INSP-841	Contract No		SC_4032720-20		
Date d'inspection	3/15/2019	Client		Groupement Berkine		
Equipment TAG	C1-101 H	Localisation		Train1/Pétrole brut, stabilisateur et compression de gaz		
Liste de contrôle pour l'inspection externe						
A – Acceptable; U – Unacceptable; NA – Non applicable ; NI - Non inspecté						
No	Item	A	U	NA	NI	Remarque
1.9	Équipement auxiliaire					
1.9.1	Inspection des équipements tels que les raccords de jaugeage, les puits de flottaison, les voyants et les soupapes de sécurité	X				
1.9.2	Vibrations éventuelles des pièces			X		Equipment OFF
1.9.3	Métal dissemblable (corrosion galvanique)		X			
1.9.4	Soupapes pour une évaluation correcte, état du corps et du volant		X			
1.10	Revêtement protecteur et isolation					
1.10.1	État du revêtement protecteur pour les taches de rouille, les boursouffures et le soulèvement du film		X			
1.10.2	État de l'isolant et de ses attaches, cornières, bandes et fils de support pour ce qui est de la corrosion et de la rupture		X			
1.11	External Metal Surface					
1.11.1	Vérifier l'absence de corrosion, de fuites, de fissures, de boucles, de renflements, de laminations, de déformations et de dommages mécaniques.	X				
1.11.2	Name plate available readable	X				
1.12	Autres anomalies			X		
Observation						
Seules les composantes des domaines d'intérêt ont été vérifiées et mentionnées dans la présente liste de contrôle.						

CHAMP HBNS - RAPPORT D'INSPECTION VISUELLE			
			Page 4/10
Report No	HBNS-01-INSP-674	Contract No	SC_4032720-20
Date d'inspection	3/15/2019	Client	Groupeement Berkine
Equipment TAG	C1-101 H	Localisation	Train1/Pétrole brut, stabilisateur et compression de gaz
Photos & Remarques			
			
Photo 01		Photo 02	
			
Photo 03		Photo 04	
			
Photo 05		Photo 06	
Remarques :			
<p>-photos 01/02 la peinture dégradée sur la surface calorifugée de la jupe</p> <p>- absence de revêtement au niveau des boulons</p> <p>-la mise a terre est connectée mais tel que montrée sur la photo 03 le câble est .</p>			

CHAMP HBNS - RAPPORT D'INSPECTION VISUELLE			
		Page 5/10	
Report No	HBNS-01-INSP-674	Contract No	SC_4032720-20
Date d'inspection	3/15/2019	Client	Groupement Berkine
Equipment TAG	C1-101 H	Localisation	Train1/Pétrole brut, stabilisateur et compression de gaz

Photos & Remarks



Photo 07



Photo 08



Photo 09

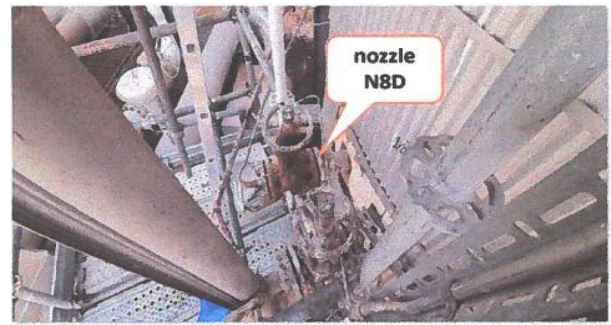


Photo 10

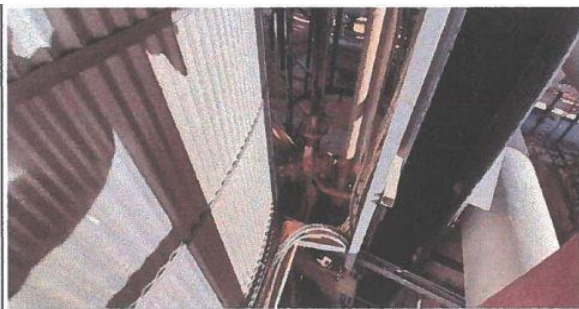


Photo 11



Photo 12

Remarques :

- trace d'huile au niveau des brides de buses N8D N7F N8G.
- Dégradation de la peinture au niveau de trou d'homme M1D.
- Passerelle échelle en bon état .

HBNS FIELD - RAPPORT D'INSPECTION VISUELLE

Page 6/10

Report No	HBNS-01-INSP-674	Contract No	SC_4032720-20
Date d'inspection	3/15/2019	Client	Groupeement Berkine
Equipment TAG	C1-101 H	Localisation	Train1/Pétrole brut, stabilisateur et compression de gaz

Photos & Remarques

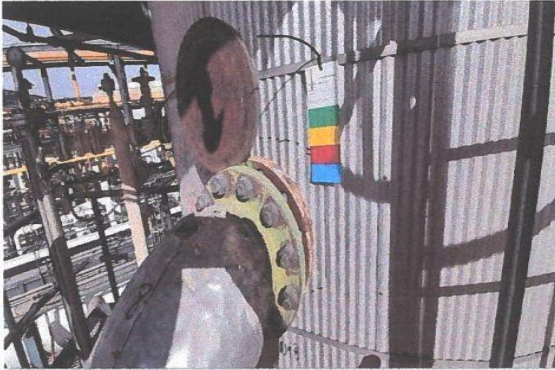


Photo 01

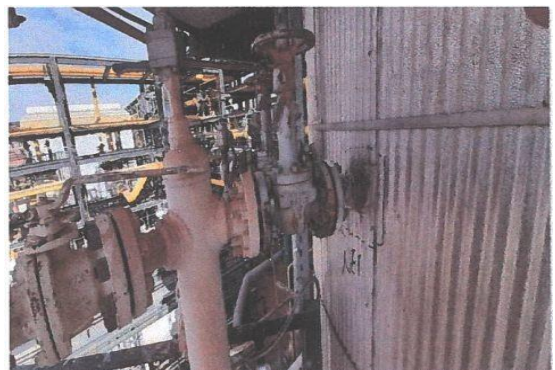


Photo 02

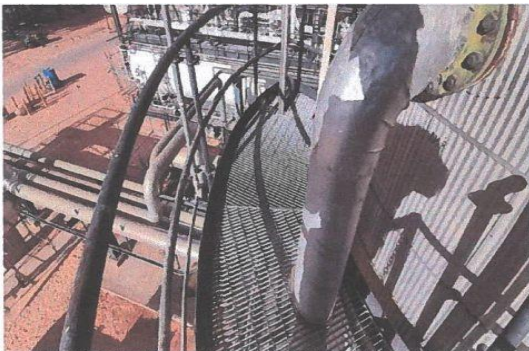


Photo 03



Photo 04



Photo 05



Photo 06

Remarques

- Passerelle échelle en bon état

		HBNS FIELD - Rapport d'examen de l'épaisseur par ultrasons		
			Page 7/10	
Report No	HBNS-01-INSP-674	Contract No	SC_4032720-20	
Date d'inspection	3/14/2019	Client	Groupement Berkine	
Equipment TAG	C1-101 H	Localisation	Train1/Pétrole brut, stabilisateur et compression de gaz	

Ultrasonic Testing

C1-101A

Rapport sur l'examen de l'épaisseur par ultrasons

Client	Contract No	Test procedure	Date de début de l'inspection	Date de fin d'inspection	Durée de l'inspection (heures)	Numéro du rapport	Page n°			
GROUPEMENT Berkine	SC_4032720-20	ISQ-SP/UT/08	3/14/2019	3/15/2019	2	HBNS-01-INSP-674	8/10			
Matériel testé	Line number / Equip Tag	Description du système de tuyauterie / de l'équipement	Localisation	Boucle de corrosion	Tolérance à la corrosion (mm)	Numéro de dessin				
Column	C1-101 H	Stabilizer	Train1/Pétrole brut, stabilisateur et compression de gaz	CL-02-A-1-Separated Gas CL-06-A-1-Desalted Crude CL-07-A-1-Stabilized Crude	3	HBNS-ME-0037-1/12				
P & ID n°	Couplant	Ref Gain (db)	Gain d'essai (db)	Taille du réflecteur d'étalonnage	Amplitude d'étalonnage (%)	Calib. Distance lue (mm)	État de surface	Revêtement/peinture	Peinture / revêtement THK (mm)	Material
HBNS-PR-1137-1/1	L'eau	42	53	15-20	80	50	Comme propre	Yes		Acier au carbone

UT Equipment		Transducer				Bloc d'étalonnage		Cable	Mode
Make/Model	serie n°	Date d'échéance de l'étalonnage	Make/Model	Taille du cristal (mm)	Fréquence (MHz)	Numéro de série	Type/Série n°	Matériau/Épaisseur	Type/longueur
GE/DMS GO +	GOPLS19120048	10/10/2018	DA501	12.5	5	69159	5-step block / 69252	CS /5-25	Dual Lemo / 1500

DONNÉES D'INSPECTION

Numéro de la caractéristique	Type de caractéristique	Equipement/composant Taille(inche)	Type de composant	Nominal WT (mm)	Mesure de l'épaisseur de la paroi (WT)						Perte de WT		Sévérité	Remarques
					12 O'clock (mm)	3 O'clock (mm)	6 O'clock (mm)	9 O'clock (mm)	Épaisseur minimale mm	Épaisseur maximale mm	mm	%		
S1	Coquille	126	Mid	22.225	19.09		19.16	19.10	19.09	19.16	3.14	14.11%	OK	1er niveau
S2	Coquille	126	Mid	22.225		18.99	19.06	19.02	18.99	19.06	3.24	14.56%	OK	2ème niveau
S3	Coquille	126	Mid	22.225	18.90	18.80	16.81		16.81	18.90	5.42	24.36%	OK	3ème niveau
S4	Coquille	126	Mid	22.225	18.80	19.18			18.80	19.18	3.43	15.41%	OK	4ème niveau
S5	Coquille	126	Mid	22.225	18.76	18.67			18.67	18.76	3.56	16.00%	OK	5ème niveau
S6	Coquille	126	Mid	22.225	19.69	19.31		19.36	19.31	19.69	2.92	13.12%	OK	6ème niveau
S7	Coquille	96	Mid	22.225			16.40	16.00	16.00	16.40	6.23	28.01%	OK	7ème niveau
S8	Coquille	96	Mid	22.225	15,91	15,98		16,01	15,91	16.01	5.91	26.57%	OK	8ème niveau

Total TML's	Sévère WT Loss >50%	Medium 3mm or 25% ≤ WT Loss <50%	Mineur 10 % ≤ WT Loss < 25% or 3mm	Remarque / Observation
8	0	0	0	/

Résumé de l'inspection

L'inspection n'a porté que sur les relevés des spots, aucun balayage n'a été effectué sur la TML. Les relevés de la coque ont été effectués à partir des plates-formes.
Des relevés vides signifient qu'il n'y a pas d'accès à cette position de la coque. Aucune perte de métal n'a été enregistrée.
Les épaisseurs nominales des parois ont été relevées à partir du dessin mécanique.
Toutes les valeurs sont exprimées en mm, sauf pour les composants de l'équipement (pouces).

Rapport sur l'examen de l'épaisseur par ultrasons

Client		Contract No		Test procedure		Date de début de l'inspection		Date de fin d'inspection		Durée de l'inspection (Hrs)		Numéro du rapport		Page n°	
GROUPEMENT Berkine		SC_4032720-20		ISQ-SP/UT/08		3/14/2019		3/15/2019		1		HBNS-01-INSP-674		9/10	
Matériel testé		Line number / Equip Tag		Description du système de tuyauterie / de l'équipement		Localisation		Boucle de corrosion		Tolérance à la corrosion (mm)		Numéro de dessin			
Column		C1-101 H		Stabilisateur		Train1/Pétrole brut, stabilisateur et compression de gaz		CL-02-A-I-Gaz séparés CL-06-A-I-Brut dessalé CL-07-A-I-Brut stabilisé		3		HBNS-ME-0037-1/12			
P & ID n°		Couplant	Ref Gain (db)	Gain d'essai (db)	Taille du réflecteur d'étalonnage	Amplitude d'étalonnage (%)	Calib. Distance lue (mm)	État de surface		Revêtement/peinture		Peinture / revêtement THK (mm)		Material	
HBNS-PR-1137-1/1		Water	42	53	15-20	80	50	Comme propre		Yes				Acier au carbone	
UT Equipment			Transducer				Bloc d'étalonnage			Cable		Mode			
Make/Model	Serial n°	Calibration due date	Make/Model	Taille du cristal (mm)		Fréquence (MHz)	Numéro de série		Type/Serie n°	Material/Thickness		Type/longueur	Écho d'impulsion		
GE/DMS GO +	GOPLS19120048	10/10/2018	DA501	12.5		5	69159		5-step block / 69252	CS /5-25		Dual Lemo / 1500			
DONNÉES D'INSPECTION															
					Mesure de l'épaisseur de la paroi (WT)						Perte de WT				
Numéro de la caractéristique	Type de caractéristique	Equipement/composant Taille (inche)	Type de composant	Nominal WT (mm)	12 O'clock (mm)	3 O'clock (mm)	6 O'clock (mm)	9 O'clock (mm)	Épaisseur minimale mm	Épaisseur maximale mm	mm	%	Sévérité	Remarques	
S9	Tête supérieure	96	Top	15.875	16.25				16.25	16.25	-0.38	-2.36%	OK		
S10	Tête supérieure	96	Top	15.875	16.69				16.69	16.69	-0.82	-5.13%	OK		
S11	fond	126	fond	20.630	19.73				19.73	19.73	0.90	4.36%	OK		
S12	fond	126	fond	20.630	19.01				19.01	19.01	1.62	7.85%	OK		
Résumé de l'inspection															
Total TML's		Sévère WT Loss >50%			Medium 3mm or 25% ≤ WT Loss <50%			Mineur 10 % ≤ WT Loss < 25% or 3mm			Remarque / Observation				
4		0			0			0			/				
<p>L'inspection n'a porté que sur la lecture des taches, aucun balayage n'a été effectué sur la TML. Aucune perte de métal n'a été enregistrée. Deux mesures d'épaisseur ont été effectuées dans chaque tête. Les épaisseurs nominales des parois ont été tirées du dessin mécanique. Toutes les mesures sont exprimées en mm, sauf pour les composants de l'équipement (pouces).</p>															

Annexe :VI

Application du software VELOSI RBI

Vous trouverez ci-dessous les étapes de simulation avec le software Vail-Plant :

Evaluation de la Probabilité : en répondant au questionnaire au-dessous (voir figure ci-dessous)

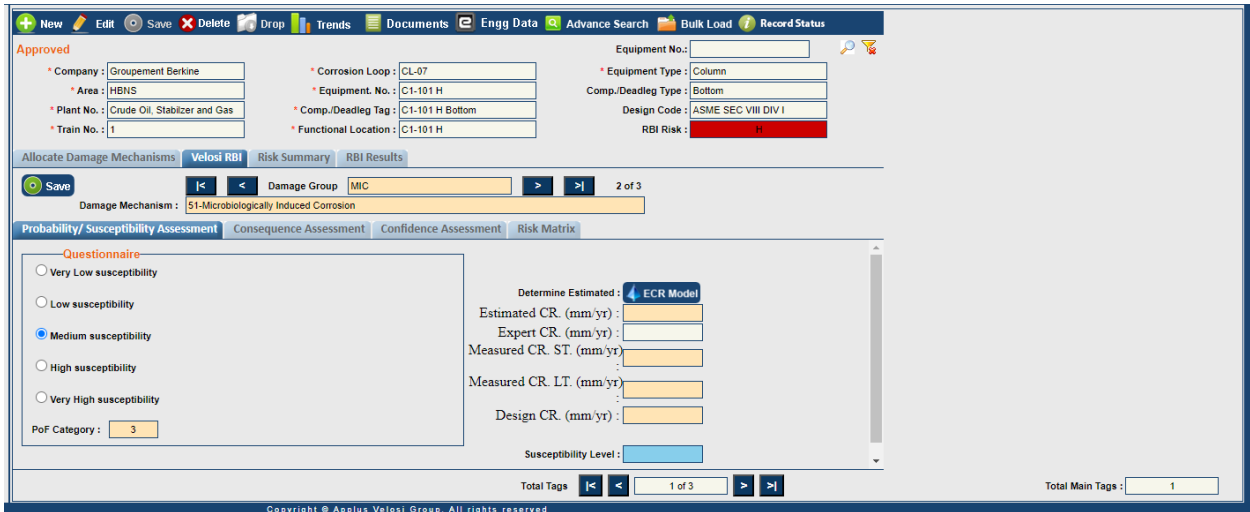


Figure VI. 1 : Fenêtre du logiciel montre l'évaluation de la probabilité sur le mécanisme d'endommagement (MIC)

Identification des conséquences d'endommagement précisément l'économie, la sécurité, l'environnement et le capital avec les différents niveaux dans le cas où les mécanismes d'endommagement sont la vibration fatigue et la Corrosion microbologique. (Voir figures du VI. 2 jusqu'à VI.26)

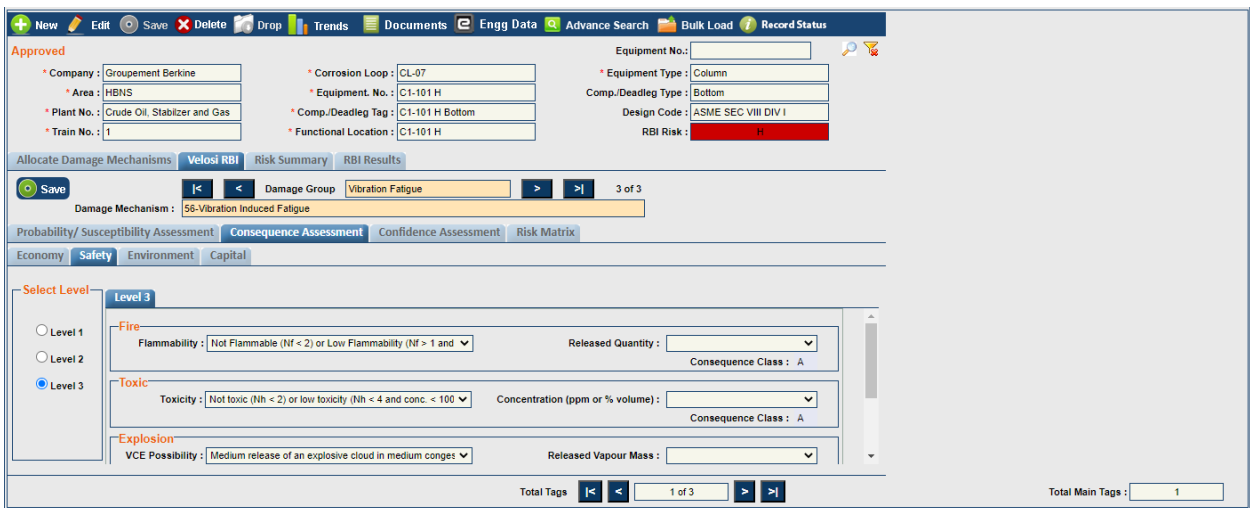


Figure VI. 3

+ New Edit Save Delete Drop Trends Documents Engg Data Advance Search Bulk Load Record Status

Approved

* Company : Groupement Berkine * Corrosion Loop : CL-07 Equipment No. :
 * Area : HBNS * Equipment. No. : C1-101 H * Equipment Type : Column
 * Plant No. : Crude Oil, Stabilizer and Gas * Comp./Deadleg Tag : C1-101 H Bottom Comp./Deadleg Type : Bottom
 * Train No. : 1 * Functional Location : C1-101 H Design Code : ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk : **H**

Allocate Damage Mechanisms **Velosi RBI** Risk Summary RBI Results

Save Damage Group **Vibration Fatigue** 3 of 3
 Damage Mechanism : 56-Vibration Induced Fatigue

Probability/ Susceptibility Assessment **Consequence Assessment** Confidence Assessment Risk Matrix

Economy **Safety** Environment Capital

Select Level— **Level 1**

Level 1
 Level 2
 Level 3

Select Fatalities
 Select Fatalities : Major
 Safety Consequence Class : C

Total Tags 1 of 3 Total Main Tags : 1

Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved.

Figure VI. 4

+ New Edit Save Delete Drop Trends Documents Engg Data Advance Search Bulk Load Record Status

Approved

* Company : Groupement Berkine * Corrosion Loop : CL-07 Equipment No. :
 * Area : HBNS * Equipment. No. : C1-101 H * Equipment Type : Column
 * Plant No. : Crude Oil, Stabilizer and Gas * Comp./Deadleg Tag : C1-101 H Bottom Comp./Deadleg Type : Bottom
 * Train No. : 1 * Functional Location : C1-101 H Design Code : ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk : **H**

Allocate Damage Mechanisms **Velosi RBI** Risk Summary RBI Results

Save Damage Group **MIC** 2 of 3
 Damage Mechanism : 51-Microbiologically Induced Corrosion

Probability/ Susceptibility Assessment **Consequence Assessment** Confidence Assessment Risk Matrix

Economy **Safety** Environment Capital

Select Level— **Level 1**

Level 1
 Level 2
 Level 3

Select Fatalities
 Select Fatalities : Serious
 Safety Consequence Class : B

Total Tags 1 of 3 Total Main Tags : 1

Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved.

Figure VI. 5

+ New Edit Save Delete Drop Trends Documents Engg Data Advance Search Bulk Load Record Status

Approved

* Company : Groupement Berkine * Corrosion Loop : CL-07 Equipment No. :
 * Area : HBNS * Equipment. No. : C1-101 H * Equipment Type : Column
 * Plant No. : Crude Oil, Stabilizer and Gas * Comp./Deadleg Tag : C1-101 H Bottom Comp./Deadleg Type : Bottom
 * Train No. : 1 * Functional Location : C1-101 H Design Code : ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk : **H**

Allocate Damage Mechanisms **Velosi RBI** Risk Summary RBI Results

Save Damage Group **MIC** 2 of 3
 Damage Mechanism : 51-Microbiologically Induced Corrosion

Probability/ Susceptibility Assessment **Consequence Assessment** Confidence Assessment Risk Matrix

Economy **Safety** Environment Capital

Select Level— **Level 3**

Level 1
 Level 2
 Level 3

Fire
 Flammability : Not Flammable (NF < 2) or Low Flammability (NF > 1 and) Released Quantity :
 Consequence Class :

Toxic
 Toxicity : Not toxic (Nh < 2) or low toxicity (Nh < 4 and conc. < 100) Concentration (ppm or % volume) :
 Consequence Class :

Explosion
 VCE Possibility : Medium release of an explosive cloud in medium conge: Released Vapour Mass :

Total Tags 1 of 3 Total Main Tags : 1

Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved.

Figure VI. 6

Approved
 * Company: Groupement Berkine
 * Area: HBNS
 * Plant No.: Crude Oil, Stabilizer and Gas
 * Train No.: 1
 * Corrosion Loop: CL-07
 * Equipment No.: C1-101 H
 * Comp./Deadleg Tag: C1-101 H Bottom
 * Functional Location: C1-101 H
 Equipment No.:
 * Equipment Type: Column
 Comp./Deadleg Type: Bottom
 Design Code: ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk: **H**

Allocate Damage Mechanisms | **Velosi RBI** | Risk Summary | RBI Results

Damage Group MIC 2 of 3
 Damage Mechanism: 51-Microbiologically Induced Corrosion

Probability/ Susceptibility Assessment | **Consequence Assessment** | Confidence Assessment | Risk Matrix

Economy | **Safety** | Environment | Capital

Select Level—
 Level 1
 Level 2
 Level 3

Explosion
 VCE Possibility: Medium release of an explosive cloud in medium conge...
 Other Explosion: No gas present or p/V < 5 bar cubic meter
 Released Vapour Mass:
 Consequence Class: E
Mitigation
 Exposure: Occasionally (less than 6 man-hours per day)
 Possibility To Avert Danger:
 Consequence Class:
 Total Safety Consequence Class: A

Total Tags: 1 of 3
 Total Main Tags: 1

Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved.

Figure VI. 7

Approved
 * Company: Groupement Berkine
 * Area: HBNS
 * Plant No.: Crude Oil, Stabilizer and Gas
 * Train No.: 1
 * Corrosion Loop: CL-07
 * Equipment No.: C1-101 H
 * Comp./Deadleg Tag: C1-101 H Bottom
 * Functional Location: C1-101 H
 Equipment No.:
 * Equipment Type: Column
 Comp./Deadleg Type: Bottom
 Design Code: ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk: **H**

Allocate Damage Mechanisms | **Velosi RBI** | Risk Summary | RBI Results

Damage Group MIC 2 of 3
 Damage Mechanism: 51-Microbiologically Induced Corrosion

Probability/ Susceptibility Assessment | **Consequence Assessment** | Confidence Assessment | Risk Matrix

Economy | **Safety** | Environment | Capital

Select Level—
 Level 1
 Level 2
 Level 3

Consequence of Failure
 COF: Catastrophic Damage in operation (1000 – 50)
 Business Consequence Class: D

Total Tags: 1 of 3
 Total Main Tags: 1

Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved.

Figure VI. 8

Approved
 * Company: Groupement Berkine
 * Area: HBNS
 * Plant No.: Crude Oil, Stabilizer and Gas
 * Train No.: 1
 * Corrosion Loop: CL-07
 * Equipment No.: C1-101 H
 * Comp./Deadleg Tag: C1-101 H Bottom
 * Functional Location: C1-101 H
 Equipment No.:
 * Equipment Type: Column
 Comp./Deadleg Type: Bottom
 Design Code: ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk: **H**

Allocate Damage Mechanisms | **Velosi RBI** | Risk Summary | RBI Results

Damage Group MIC 2 of 3
 Damage Mechanism: 51-Microbiologically Induced Corrosion

Probability/ Susceptibility Assessment | **Consequence Assessment** | Confidence Assessment | Risk Matrix

Economy | **Safety** | **Environment** | Capital

Select Level—
 Level 1
 Level 2
 Level 3

Liquid Spills
 Location: Contamination remains inside fence
 Surface of Spill: No chance that spilled liquids will reach outside
 Consequence Class: +1
 Environmental Toxicity: Not harmful to environment (e.g. Water)
 Released Quantity (or Inventory): 0.5-5 ton
 Consequence Class: D

Total Tags: 1 of 3
 Total Main Tags: 1

Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved.

Figure VI. 9

+ New Edit Save Delete Drop Trends Documents Engg Data Advanced Search Bulk Load Record Status

Approved

* Company : Groupement Berkinge * Corrosion Loop : CL-07 Equipment No. :
 * Area : HBNS * Equipment. No. : C1-101 H * Equipment Type : Column
 * Plant No. : Crude Oil, Stabilizer and Gas * Comp./Deadleg Tag : C1-101 H Bottom Comp./Deadleg Type : Bottom
 * Train No. : 1 * Functional Location : C1-101 H Design Code : ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk : **H**

Allocate Damage Mechanisms **Velosi RBI** Risk Summary RBI Results

Save < < Damage Group MIC > > 2 of 3

Damage Mechanism : 51-Microbiologically Induced Corrosion

Probability/ Susceptibility Assessment **Consequence Assessment** Confidence Assessment Risk Matrix

Economy Safety **Environment** Capital

Select Level—

Level 1
 Level 2
 Level 3

Select Effect
 Select Effect : Major Effect (1000L – 10000L)
 Environmental Consequence Class : C

Total Tags < < 1 of 3 > >

Total Main Tags : 1

Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved

Figure VI. 10

+ New Edit Save Delete Drop Trends Documents Engg Data Advanced Search Bulk Load Record Status

Approved

* Company : Groupement Berkinge * Corrosion Loop : CL-07 Equipment No. :
 * Area : HBNS * Equipment. No. : C1-101 H * Equipment Type : Column
 * Plant No. : Crude Oil, Stabilizer and Gas * Comp./Deadleg Tag : C1-101 H Bottom Comp./Deadleg Type : Bottom
 * Train No. : 1 * Functional Location : C1-101 H Design Code : ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk : **H**

Allocate Damage Mechanisms **Velosi RBI** Risk Summary RBI Results

Save < < Damage Group MIC > > 2 of 3

Damage Mechanism : 51-Microbiologically Induced Corrosion

Probability/ Susceptibility Assessment **Consequence Assessment** Confidence Assessment Risk Matrix

Economy Safety **Environment** **Capital**

COF
 Consequence of Failure : Local Effect 0.2 - 0.5 mil
 Capital Consequence class : C

Total Tags < < 1 of 3 > >

Total Main Tags : 1

Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved

Figure VI. 11

+ New Edit Save Delete Drop Trends Documents Engg Data Advance Search Bulk Load Record Status

Approved

* Company : Groupement Berkinge * Corrosion Loop : CL-07 Equipment No. :
 * Area : HBNS * Equipment. No. : C1-101 H * Equipment Type : Column
 * Plant No. : Crude Oil, Stabilizer and Gas * Comp./Deadleg Tag : C1-101 H Bottom Comp./Deadleg Type : Bottom
 * Train No. : 1 * Functional Location : C1-101 H Design Code : ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk : **H**

Allocate Damage Mechanisms **Velosi RBI** Risk Summary RBI Results

Save < < Damage Group Thinning > > 1 of 3

Damage Mechanism : 42-CO2 Corrosion,46-Corrosion Under Insulation

Probability/ Susceptibility Assessment **Consequence Assessment** Confidence Assessment Risk Matrix

Economy Safety **Environment** Capital

Select Level—

Level 1
 Level 2
 Level 3

Consequence of Failure
 COF : Disastrous Damage in operation (>5000 K US)
 Business Consequence Class : E

Total Tags < < 1 of 3 > >

Total Main Tags : 1

Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved

Figure VI. 12

+ New Edit Save Delete Drop Trends Documents Engg Data Advance Search Bulk Load Record Status

Approved
 * Company : Groupement Berkine
 * Area : HBNS
 * Plant No. : Crude Oil, Stabilizer and Gas
 * Train No. : 1
 * Corrosion Loop : CL-07
 * Equipment No. : C1-101 H
 * Comp./Deadleg Tag : C1-101 H Bottom
 * Functional Location : C1-101 H
 Equipment No. :
 * Equipment Type : Column
 Comp./Deadleg Type : Bottom
 Design Code : ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk : **H**

Allocate Damage Mechanisms **Velosi RBI** Risk Summary RBI Results

Save | Damage Group: Thinning | 1 of 3
 Damage Mechanism : 42-CO2 Corrosion,46-Corrosion Under Insulation

Probability/ Susceptibility Assessment **Consequence Assessment** Confidence Assessment Risk Matrix

Economy Safety Environment Capital

Select Level
 Level 3
 Level 1
 Level 2
 Level 3

Production Losses
 Down Time : [] hr @ [] = [] USD
 Other Cost : [] = [] USD
 Total Production Losses : [] USD

Repair Costs
 Materials : [] USD
 Equipment : [] USD
 Other : [] USD
 Total Repair Costs : [] USD

Labour
 [] [] [] []

Total Tags | 1 of 3 | Total Main Tags : 1

Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved

Figure VI. 13

+ New Edit Save Delete Drop Trends Documents Engg Data Advance Search Bulk Load Record Status

Approved
 * Company : Groupement Berkine
 * Area : HBNS
 * Plant No. : Crude Oil, Stabilizer and Gas
 * Train No. : 1
 * Corrosion Loop : CL-07
 * Equipment No. : C1-101 H
 * Comp./Deadleg Tag : C1-101 H Bottom
 * Functional Location : C1-101 H
 Equipment No. :
 * Equipment Type : Column
 Comp./Deadleg Type : Bottom
 Design Code : ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk : **H**

Allocate Damage Mechanisms **Velosi RBI** Risk Summary RBI Results

Save | Damage Group: Thinning | 1 of 3
 Damage Mechanism : 42-CO2 Corrosion,46-Corrosion Under Insulation

Probability/ Susceptibility Assessment **Consequence Assessment** Confidence Assessment Risk Matrix

Economy Safety Environment Capital

Select Level
 Level 3
 Level 1
 Level 2
 Level 3

Explosion
 VCE Possibility : Medium release of an explosive cloud in medium conges
 Other Explosion : Failure causing major flying debris (solid particles)
 Released Vapour Mass : []
 Consequence Class : E

Mitigation
 Exposure : Occasionally (less than 6 man-hours per day)
 Possibility To Avert Danger : []
 Consequence Class : E
 Total Safety Consequence Class : E

Total Tags | 1 of 3 | Total Main Tags : 1

Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved

Figure VI. 14

+ New Edit Save Delete Drop Trends Documents Engg Data Advance Search Bulk Load Record Status

Approved
 * Company : Groupement Berkine
 * Area : HBNS
 * Plant No. : Crude Oil, Stabilizer and Gas
 * Train No. : 1
 * Corrosion Loop : CL-07
 * Equipment No. : C1-101 H
 * Comp./Deadleg Tag : C1-101 H Bottom
 * Functional Location : C1-101 H
 Equipment No. :
 * Equipment Type : Column
 Comp./Deadleg Type : Bottom
 Design Code : ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk : **H**

Allocate Damage Mechanisms **Velosi RBI** Risk Summary RBI Results

Save | Damage Group: Vibration Fatigue | 3 of 3
 Damage Mechanism : 56-Vibration Induced Fatigue

Probability/ Susceptibility Assessment **Consequence Assessment** Confidence Assessment Risk Matrix

Economy Safety Environment Capital

Select Level
 Level 1
 Level 1
 Level 2
 Level 3

Consequence of Failure
 COF : Catastrophic Damage in operation (1000 - 50)
 Business Consequence Class : D

Total Tags | 1 of 3 | Total Main Tags : 1

Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved

Figure VI. 15

Approved

* Company: Groupement Berkiné
 * Area: HBNS
 * Plant No.: Crude Oil, Stabilizer and Gas
 * Train No.: 1

* Corrosion Loop: CL-07
 * Equipment No.: C1-101 H
 * Comp./Deadleg Tag: C1-101 H Bottom
 * Functional Location: C1-101 H

Equipment No.:
 * Equipment Type: Column
 Comp./Deadleg Type: Bottom
 Design Code: ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk: **H**

Allocate Damage Mechanisms | Velosi RBI | Risk Summary | RBI Results

Failure Modes	Probability of Failure	CoF Business	CoF Safety	CoF Environment	CoF Reputation	CoF Max	Failure Mode Risk	PoF Overall	CoF Overall	Risk Overall
MIC	3	D	A	A	C	D	MH	3	E	H
Thinning	3	E	E	D	C	E	H	3	E	H
Vibration Fatigue	2	D	A	A	C	D	M	3	E	H

Total Tags: 1 of 3

Total Main Tags: 1

Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved

Figure VI. 16

Approved

* Company: Groupement Berkiné
 * Area: HBNS
 * Plant No.: Crude Oil, Stabilizer and Gas
 * Train No.: 1

* Corrosion Loop: CL-07
 * Equipment No.: C1-101 H
 * Comp./Deadleg Tag: C1-101 H Bottom
 * Functional Location: C1-101 H

Equipment No.:
 * Equipment Type: Column
 Comp./Deadleg Type: Bottom
 Design Code: ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk: **H**

Allocate Damage Mechanisms | Velosi RBI | Risk Summary | RBI Results

Save

Damage Group: Thinning 1 of 3

Damage Mechanism: 42-CO2 Corrosion,46-Corrosion Under Insulation

Probability/ Susceptibility Assessment | Consequence Assessment | Confidence Assessment | Risk Matrix

Economy | Safety | Environment | Capital

-COF

Consequence of Failure: Local Effect 0.2 - 0.5 mil

Capital Consequence class: C

Total Tags: 1 of 3

Total Main Tags: 1

Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved

Figure VI. 17

Approved

* Company: Groupement Berkiné
 * Area: HBNS
 * Plant No.: Crude Oil, Stabilizer and Gas
 * Train No.: 1

* Corrosion Loop: CL-07
 * Equipment No.: C1-101 H
 * Comp./Deadleg Tag: C1-101 H Bottom
 * Functional Location: C1-101 H

Equipment No.:
 * Equipment Type: Column
 Comp./Deadleg Type: Bottom
 Design Code: ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk: **H**

Allocate Damage Mechanisms | Velosi RBI | Risk Summary | RBI Results

Save

Damage Group: Thinning 1 of 3

Damage Mechanism: 42-CO2 Corrosion,46-Corrosion Under Insulation

Probability/ Susceptibility Assessment | Consequence Assessment | Confidence Assessment | Risk Matrix

Economy | Safety | Environment | Capital

Select Level

Level 3

Fire

Flammability: Released Quantity: Consequence Class:

Toxic

Toxicity: [Not toxic (Nh < 2) or low toxicity (Nh < 4 and conc. < 100)] Concentration (ppm or % volume): Consequence Class:

Explosion

VCE Possibility: [Medium release of an explosive cloud in medium conget] Released Vapour Mass:

Total Tags: 1 of 3

Total Main Tags: 1

Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved

Figure VI. 18

+ New Edit Save Delete Drop Trends Documents Engg Data Advanced Search Bulk Load Record Status

Approved

* Company : Groupement Berkine
 * Area : HBNS
 * Plant No. : Crude Oil Stabilizer and Gas
 * Train No. : 1

* Corrosion Loop : CL-07
 * Equipment No. : C1-101 H
 * Comp./Deadleg Tag : C1-101 H Bottom
 * Functional Location : C1-101 H

Equipment No. :
 * Equipment Type : Column
 Comp./Deadleg Type : Bottom
 Design Code : ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk : **H**

Allocate Damage Mechanisms Velosi RBI Risk Summary RBI Results

Save

Damage Group : Vibration Fatigue 3 of 3

Damage Mechanism : 56-Vibration Induced Fatigue

Probability/ Susceptibility Assessment Consequence Assessment Confidence Assessment Risk Matrix

Economy Safety Environment Capital

Select Level

Level 1

Select Effect

Select Effect : Major Effect (1000L - 10000L)

Environmental Consequence Class : C

Total Tags 1 of 3

Total Main Tags : 1

Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved

Figure VI. 19

+ New Edit Save Delete Drop Trends Documents Engg Data Advance Search Bulk Load Record Status

Approved

* Company : Groupement Berkine
 * Area : HBNS
 * Plant No. : Crude Oil Stabilizer and Gas
 * Train No. : 1

* Corrosion Loop : CL-07
 * Equipment No. : C1-101 H
 * Comp./Deadleg Tag : C1-101 H Bottom
 * Functional Location : C1-101 H

Equipment No. :
 * Equipment Type : Column
 Comp./Deadleg Type : Bottom
 Design Code : ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk : **H**

Allocate Damage Mechanisms Velosi RBI Risk Summary RBI Results

Save

Damage Group : Vibration Fatigue 3 of 3

Damage Mechanism : 56-Vibration Induced Fatigue

Probability/ Susceptibility Assessment Consequence Assessment Confidence Assessment Risk Matrix

Economy Safety Environment Capital

Select Level

Level 1

Select Fatalities

Select Fatalities : Major

Safety Consequence Class : C

Total Tags 1 of 3

Total Main Tags : 1

Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved

Figure VI. 20

+ New Edit Save Delete Drop Trends Documents Engg Data Advanced Search Bulk Load Record Status

Approved

* Company : Groupement Berkine
 * Area : HBNS
 * Plant No. : Crude Oil Stabilizer and Gas
 * Train No. : 1

* Corrosion Loop : CL-07
 * Equipment No. : C1-101 H
 * Comp./Deadleg Tag : C1-101 H Bottom
 * Functional Location : C1-101 H

Equipment No. :
 * Equipment Type : Column
 Comp./Deadleg Type : Bottom
 Design Code : ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk : **H**

Allocate Damage Mechanisms Velosi RBI Risk Summary RBI Results

Save

Damage Group : Vibration Fatigue 3 of 3

Damage Mechanism : 56-Vibration Induced Fatigue

Probability/ Susceptibility Assessment Consequence Assessment Confidence Assessment Risk Matrix

Economy Safety Environment Capital

Select Level

Level 3

Fire

Flammability : Not Flammable (NF < 2) or Low Flammability (NF > 1 and

Released Quantity :

Consequence Class :

Toxic

Toxicity : Not toxic (Nh < 2) or low toxicity (Nh < 4 and conc. < 100

Concentration (ppm or % volume) :

Consequence Class :

Explosion

VCE Possibility : Medium release of an explosive cloud in medium conge

Released Vapour Mass :

Total Tags 1 of 3

Total Main Tags : 1

Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved

Figure VI. 21

Approved
 * Company : Groupement Berkine
 * Area : HBNS
 * Plant No. : Crude Oil, Stabilizer and Gas
 * Train No. : 1
 * Corrosion Loop : CL-07
 * Equipment No. : C1-101 H
 * Comp./Deadleg Tag : C1-101 H Bottom
 * Functional Location : C1-101 H
 Equipment No. :
 * Equipment Type : Column
 Comp./Deadleg Type : Bottom
 Design Code : ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk : **H**

Allocate Damage Mechanisms | **Velosi RBI** | Risk Summary | RBI Results

| | | Damage Group : Vibration Fatigue | 3 of 3
 Damage Mechanism : 56-Vibration Induced Fatigue

Probability/ Susceptibility Assessment | **Consequence Assessment** | Confidence Assessment | Risk Matrix

Economy | Safety | **Environment** | Capital

Select Level
 Level 1
 Level 2
 Level 3

Liquid Spills
 Location : Contamination remains inside fence
 Surface of Spill : No chance that spilled liquids will reach outside
 Consequence Class : 0
 Environmental Toxicity : Not harmful to environment (e.g. Water)
 Consequence Class : A
 Released Quantity (or Inventory) : 0.5-5 ton

Total Tags | | | 1 of 3 | Total Main Tags : 1

Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved

Figure VI. 22

Approved
 * Company : Groupement Berkine
 * Area : HBNS
 * Plant No. : Crude Oil, Stabilizer and Gas
 * Train No. : 1
 * Corrosion Loop : CL-07
 * Equipment No. : C1-101 H
 * Comp./Deadleg Tag : C1-101 H Bottom
 * Functional Location : C1-101 H
 Equipment No. :
 * Equipment Type : Column
 Comp./Deadleg Type : Bottom
 Design Code : ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk : **H**

Allocate Damage Mechanisms | **Velosi RBI** | Risk Summary | RBI Results

| | | Damage Group : Vibration Fatigue | 3 of 3
 Damage Mechanism : 56-Vibration Induced Fatigue

Probability/ Susceptibility Assessment | **Consequence Assessment** | Confidence Assessment | Risk Matrix

Economy | Safety | Environment | **Capital**

COF
 Consequence of Failure : Local Effect 0.2 - 0.5 mil
 Capital Consequence class : C

Total Tags | | | 1 of 3 | Total Main Tags : 1

Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved

Figure VI. 23

Approved
 * Company : Groupement Berkine
 * Area : HBNS
 * Plant No. : Crude Oil, Stabilizer and Gas
 * Train No. : 1
 * Corrosion Loop : CL-07
 * Equipment No. : C1-101 H
 * Comp./Deadleg Tag : C1-101 H Bottom
 * Functional Location : C1-101 H
 Equipment No. :
 * Equipment Type : Column
 Comp./Deadleg Type : Bottom
 Design Code : ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk : **H**

Allocate Damage Mechanisms | **Velosi RBI** | Risk Summary | RBI Results

| | | Damage Group : Vibration Fatigue | 3 of 3
 Damage Mechanism : 56-Vibration Induced Fatigue

Probability/ Susceptibility Assessment | **Consequence Assessment** | Confidence Assessment | Risk Matrix

Economy | Safety | Environment | Capital

Questionnaire
 No foreseeable fatigue due to vibration (zone 4 or no vibrations)
 Vibrating in zone 3
 Vibrating in zone 2, or nominal pipe diameter between 50 and 100mm in zone 3
 Vibrating in zone 1, or nominal pipe diameter less than 50 mm and in zone 2 or 3
 PoF Category : 2

Determine Estimated : **ECR Model**
 Estimated CR. (mm/yr) :
 Expert CR. (mm/yr) :
 Measured CR. ST. (mm/yr) :
 Measured CR. LT. (mm/yr) :
 Design CR. (mm/yr) :
 Susceptibility Level :

Total Tags | | | 1 of 3 | Total Main Tags : 1

Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved

Figure VI. 24

+ New Edit Save Delete Drop Trends Documents Engg Data Advance Search Bulk Load Record Status

Approved

* Company : Groupement Berkine * Corrosion Loop : CL-07 Equipment No. :
 * Area : HBNS * Equipment. No. : C1-101 H * Equipment Type : Column
 * Plant No. : Crude Oil, Stabilizer and Gas * Comp./Deadleg Tag : C1-101 H Bottom Comp./Deadleg Type : Bottom
 * Train No. : 1 * Functional Location : C1-101 H Design Code : ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk : **H**

Allocate Damage Mechanisms **Velosi RBI** Risk Summary RBI Results

Save Damage Group : Thinning 1 of 3
 Damage Mechanism : 42-CO2 Corrosion,46-Corrosion Under Insulation

Probability/ Susceptibility Assessment **Consequence Assessment** Confidence Assessment Risk Matrix

Economy **Safety** Environment Capital

Select Level—

Level 1
 Level 2
 Level 3

Select Fatalities : Major
 Safety Consequence Class : C

Total Tags 1 of 3 Total Main Tags : 1

Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved

Figure VI. 25

+ New Edit Save Delete Drop Trends Documents Engg Data Advance Search Bulk Load Record Status

Approved

* Company : Groupement Berkine * Corrosion Loop : CL-07 Equipment No. :
 * Area : HBNS * Equipment. No. : C1-101 H * Equipment Type : Column
 * Plant No. : Crude Oil, Stabilizer and Gas * Comp./Deadleg Tag : C1-101 H Bottom Comp./Deadleg Type : Bottom
 * Train No. : 1 * Functional Location : C1-101 H Design Code : ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk : **H**

Allocate Damage Mechanisms **Velosi RBI** Risk Summary RBI Results

Save Damage Group : Thinning 1 of 3
 Damage Mechanism : 42-CO2 Corrosion,46-Corrosion Under Insulation

Probability/ Susceptibility Assessment **Consequence Assessment** Confidence Assessment Risk Matrix

Economy **Safety** **Environment** Capital

Select Level—

Level 1
 Level 2
 Level 3

Liquid Spills
 Location : (Part of) contamination is outside fence
 Surface of Spill : There is a possibility that spilled liquids will res
 Consequence Class : +1
 Environmental Toxicity : Harmful but not toxic (e.g. most alkanes) Released Quantity (or Inventory) : 5 - 5 ton
 Consequence Class : D

Total Tags 1 of 3 Total Main Tags : 1

Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved

Figure VI. 26

+ New Edit Save Delete Drop Trends Documents Engg Data Advance Search Bulk Load Record Status

Approved

* Company : Groupement Berkine * Corrosion Loop : CL-07 Equipment No. :
 * Area : HBNS * Equipment. No. : C1-101 H * Equipment Type : Column
 * Plant No. : Crude Oil, Stabilizer and Gas * Comp./Deadleg Tag : C1-101 H Bottom Comp./Deadleg Type : Bottom
 * Train No. : 1 * Functional Location : C1-101 H Design Code : ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk : **H**

Allocate Damage Mechanisms **Velosi RBI** Risk Summary RBI Results

Save Damage Group : Thinning 1 of 3
 Damage Mechanism : 42-CO2 Corrosion,46-Corrosion Under Insulation

Probability/ Susceptibility Assessment **Consequence Assessment** Confidence Assessment Risk Matrix

Economy **Safety** **Environment** Capital

Select Level—

Level 1
 Level 2
 Level 3

Select Effect : Major Effect (1000L - 10000L)
 Environmental Consequence Class : C

Total Tags 1 of 3 Total Main Tags : 1

Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved

Figure VI. 27

Evaluation de la confiance : un questionnaire doit effectuer pour évaluer la stabilité des différents mécanismes d'endommagement. (Voir figure VI. 28 et VI. 29

The screenshot displays a software window for 'Approved' status. At the top, there is a menu bar with options: New, Edit, Save, Delete, Drop, Trends, Documents, Engg Data, Advance Search, Bulk Load, and Record Status. Below the menu, there are several input fields for equipment details: Company (Groupement Berkiné), Area (HBNS), Plant No. (Crude Oil, Stabilizer and Gas), Train No. (1), Corrosion Loop (CL-07), Equipment No. (C1-101 H), Equipment Type (Column), Comp./Deadleg Type (Bottom), Design Code (ASME SEC VIII DIV I), and Functional Location (C1-101 H). The RBI Risk is indicated as 'H' in a red box.

The main section is titled 'Allocate Damage Mechanisms' and shows 'Velosi RBI' and 'Risk Summary' tabs. The 'Damage Mechanism' is '51-Microbiologically Induced Corrosion'. Below this, there are three assessment sections: 'The Damage Mechanism is controlled and the rate of degradation is stable.', 'The Process / Corrosion Monitoring Data is reliable.', and 'The Inspection Data is reliable.'. Each section has radio buttons for 'Positive', 'Not Sure', and 'Negative'. The 'Confidence Assessment' section shows a 'Score' of 0.2, a 'Rating' of 'Very High', and a grade of 'A'. A 'Note/Remarks' text area is also present.

At the bottom, there are navigation controls for 'Total Tags' (1 of 3) and 'Total Main Tags' (1). The footer contains the copyright notice: 'Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved'.

Figure VI. 30 : Fenetre montre une evaluation de la confiance pour le mecanisme -MIC-

This screenshot is similar to Figure VI. 30, showing the same equipment details and RBI Risk. However, the 'Damage Mechanism' is now '56-Vibration Induced Fatigue'. The assessment sections and 'Confidence Assessment' section (Score: 0.2, Rating: Very High, Grade: A) are identical to the previous figure. The 'Total Tags' navigation shows '1 of 3'.

The footer contains the copyright notice: 'Copyright © Applus Velosi Group. All rights reserved'.

Figure VI. 31 : Fenetre montre une evaluation de la confiance pour le mecanisme -Vibration Fatigue-

L'entrée des données pour la partie 2 : le milieu de la colonne de stabilisation :

The screenshot shows a software interface for data entry. At the top, there is a menu bar with options like 'New', 'Edit', 'Save', 'Delete', 'Drop', 'Trends', 'Documents', 'Engg Data', 'Advanced Search', 'Bulk Load', and 'Record Status'. Below the menu bar, there is a toolbar with icons for these functions. The main area is divided into several sections:

- Approved:** A section with various input fields for company, area, plant, and train information.
- Engineering Data:** A section with a tab for 'Equipment Specific Data'. It contains a large text area for 'Equipment Description' and 'Component Description'. Below this are several input fields for dimensions, material, and operational parameters.
- Equipment No./WinFileNo.:** A field for entering the equipment number.
- Equipment Type:** A dropdown menu set to 'Column'.
- Comp./Deadleg Type:** A dropdown menu set to 'Mid'.
- Design Code:** A dropdown menu set to 'ASME SEC VIII DIV I'.
- RBI Risk:** A dropdown menu set to 'H'.

At the bottom of the interface, there are navigation buttons and a status bar showing 'Total Tags: 1 of 1' and 'Total Main Tags: 1'.

Figure VI. 32 : Fenetre montre La collecte des donnees qui concerne la partie Milieu de la Colonne

Mécanismes d'allocation des dommages :

The screenshot shows a software interface for damage allocation mechanisms. At the top, there is a menu bar with options like 'New', 'Edit', 'Save', 'Delete', 'Drop', 'Trends', 'Documents', 'Engg Data', 'Advance Search', 'Bulk Load', and 'Record Status'. Below the menu bar, there is a toolbar with icons for these functions. The main area is divided into several sections:

- Approved:** A section with various input fields for company, area, plant, and train information.
- Allocate Damage Mechanisms:** A section with tabs for 'Velosi RBI', 'Risk Summary', and 'RBI Results'. It contains a table with columns for 'Edit', 'Remove', 'Damage Group', 'Damage Mechanism', 'Probability Assessment', 'Consequence Assessment', 'Consider', 'Proposed', and 'Remarks'.
- Equipment No.:** A field for entering the equipment number.
- Equipment Type:** A dropdown menu set to 'Column'.
- Comp./Deadleg Type:** A dropdown menu set to 'Bottom'.
- Design Code:** A dropdown menu set to 'ASME SEC VIII DIV I'.
- RBI Risk:** A dropdown menu set to 'H'.

At the bottom of the interface, there are navigation buttons and a status bar showing 'Total Tags: 1 of 3' and 'Total Main Tags: 1'.

Edit	Remove	Damage Group	Damage Mechanism	Probability Assessment	Consequence Assessment	Consider	Proposed	Remarks
		MIC	51-Microbiologically Induced Corrosion	Potential	Potential	Yes	Yes	
		Thinning	42-CO2 Corrosion,49-Corrosion Under Insulation	Potential	Potential	Yes	Yes	
		Vibration Fatigue	56-Vibration Induced Fatigue	Potential	Potential	Yes	Yes	

Figure VI. 33 : Mécanismes d'allocation des dommages

Calculs du RBI : avec la sélection de la vitesse de corrosion a courte durée et a longue durée (voir figure VI. 34 et VI. 35)

RBI Calculations - Google Chrome

Not secure | 10.121.60.55:8021/PEMS/fmRBICalculationPEMS.aspx?SCR=Measured%20ST&NIS=In-Service&IPF=0.5

Selected Corrosion Rate : Measured LT

Selected Component Tag : C1-101 H Bottom

Measured (LT)

UTG Results		UTS Results		RT Results	
Inspection Date :	3/16/2023	Inspection Date :		Inspection Date :	
Nominal Thickness (mm) :	22.225	Nominal Thickness (mm) :		Nominal Thickness (mm) :	
Min. Measured Thick (mm) :	15.04	Thick at location with max ML (mm) :		Min. Measured Thick (mm) :	
Tmin Req. (mm) :	14.18	Tmin Req. (mm) :		Tmin Req. (mm) :	
Location / Position :	Shell /S8	Location / Position :		Component Type :	
Long Term Metal Loss (mm) :	7.185	Metal Loss (mm) :		Metal Loss (mm) :	
Corrosion Rate (mm/yr) :	0.274	Corrosion Rate (mm/yr) :		Corrosion Rate (mm/yr) :	
Remnant Life (yrs) :	3.1383	Remnant Life (yrs) :		Remnant Life (yrs) :	

RBI Results		Calculated Results	
Risk :	H	Min. Remnant Life (yrs) :	3.1383
Confidence Rating :	Very High	Inspection Interval (yrs) :	1.56915
Interval Plan Factor :	0.5	Next inspection Date :	3/16/2025
Last inspection Date :	3/16/2023		

Figure VI. 36 : Fenetre du Calcul RBI a Long Terme

RBI Calculations - Google Chrome
 Not secure | 10.121.60.55:8021/PEMS/frmRBIcalculationPEMS.aspx?SCR=Measured%20ST&NIS=In-Service&IPF=0.5

Selected Corrosion Rate : Measured ST
 Selected Component Tag : C1-101 H Bottom

Measured (ST)

UTG Results		UTS Results		RT Results	
Inspection Date :	3/16/2023	Inspection Date :		Inspection Date :	
Nominal Thickness (mm) :	22.225	Nominal Thickness (mm) :		Nominal Thickness (mm) :	
Thick at location with max ML (mm) :	15.04	Thick at location with max ML (mm) :		Thick at location with max ML (mm) :	
Tmin Req. (mm) :	14.18	Tmin Req. (mm) :		Tmin Req. (mm) :	
Location / Position :	Shell /S8	Location / Position :		Component Type :	
Short Term Metal Loss (mm) :	1.28	Metal Loss (mm) :		Metal Loss (mm) :	
Corrosion Rate (mm/yr) :	0.3198	Corrosion Rate (mm/yr) :		Corrosion Rate (mm/yr) :	
Remnant Life (yrs) :	2.6893	Remnant Life (yrs) :		Remnant Life (yrs) :	

RBI Results		Calculated Results	
Risk :	H	Min. Remnant Life (yrs) :	2.6893
Confidence Rating :	Very High	Inspection Interval (yrs) :	1.34465
Interval Plan Factor :	0.5	Next inspection Date :	3/16/2024
Last inspection Date :	3/16/2023		

Figure VI. 37 : Fenetre du Calcul RBI a court terme

Synthèse des risques : un petit résumé du risque des 3 modes de défaillances identifiés (voir figure VI. 38 et VI. 39)

Approved

* Company : Groupement Berkine
 * Area : HBNS
 * Plant No. : Crude Oil, Stabilizer and Gas
 * Train No. : 1

* Corrosion Loop : CL-07
 * Equipment No. : C1-101 H
 * Comp./Deadleg Tag : C1-101 H Bottom
 * Functional Location : C1-101 H

Equipment No. :
 Equipment Type : Column
 Comp./Deadleg Type : Bottom
 Design Code : ASME SEC VIII DIV I
 RBI Risk : **H**

Allocate Damage Mechanisms | Velosi RBI | Risk Summary | RBI Results

Failure Modes	Probability of Failure	CoF Business	CoF Safety	CoF Environment	CoF Reputation	CoF Max	Failure Mode Risk	PoF Overall	CoF Overall	Risk Overall
MIC	3	D	A	A	C	D	MH	3	E	H
Thinning	3	E	E	D	C	E	M	3	E	H
Vibration Fatigue	2	D	A	A	C	D	M	3	E	H

Total Tags : 1 of 3
 Total Main Tags : 1

Copyright © Applis Velosi Group. All rights reserved.

Figure VI. 40 : Fenetre 1 montre le synthese des risques selon chaque mecanisme d'endommagement

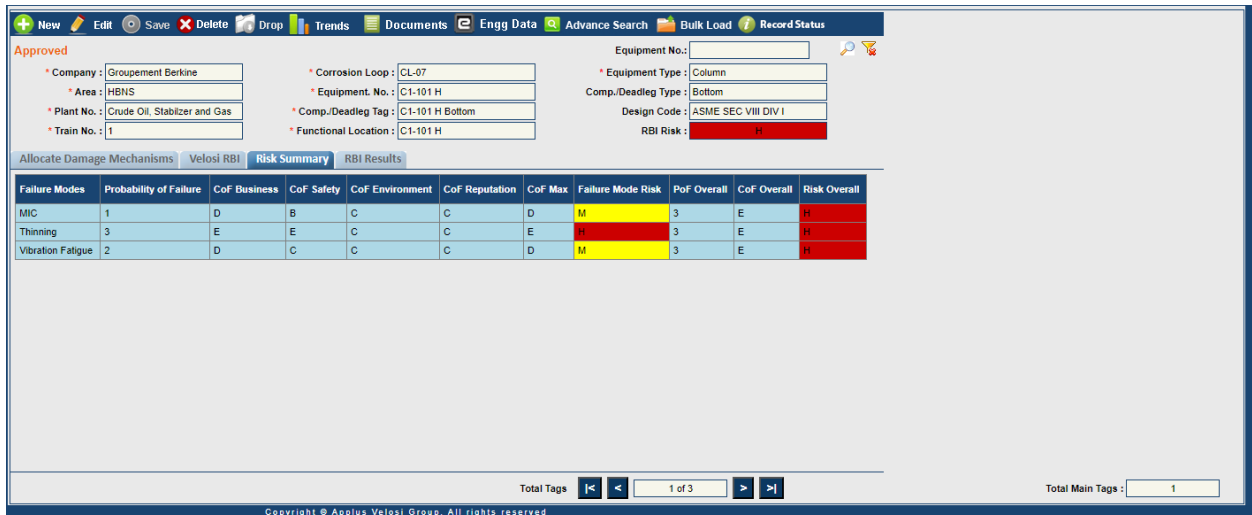


Figure VI. 41 : Fenetre 2 montre le synthese des risques selon chaque mecanisme d'endommagement

Interprétation des résultats avec une Matrice des risques : Pour chaque mécanisme d'endommagement le software interprète les résultats avec une matrice des risques (voir figure VI. 42, VI. 43 et VI. 44)

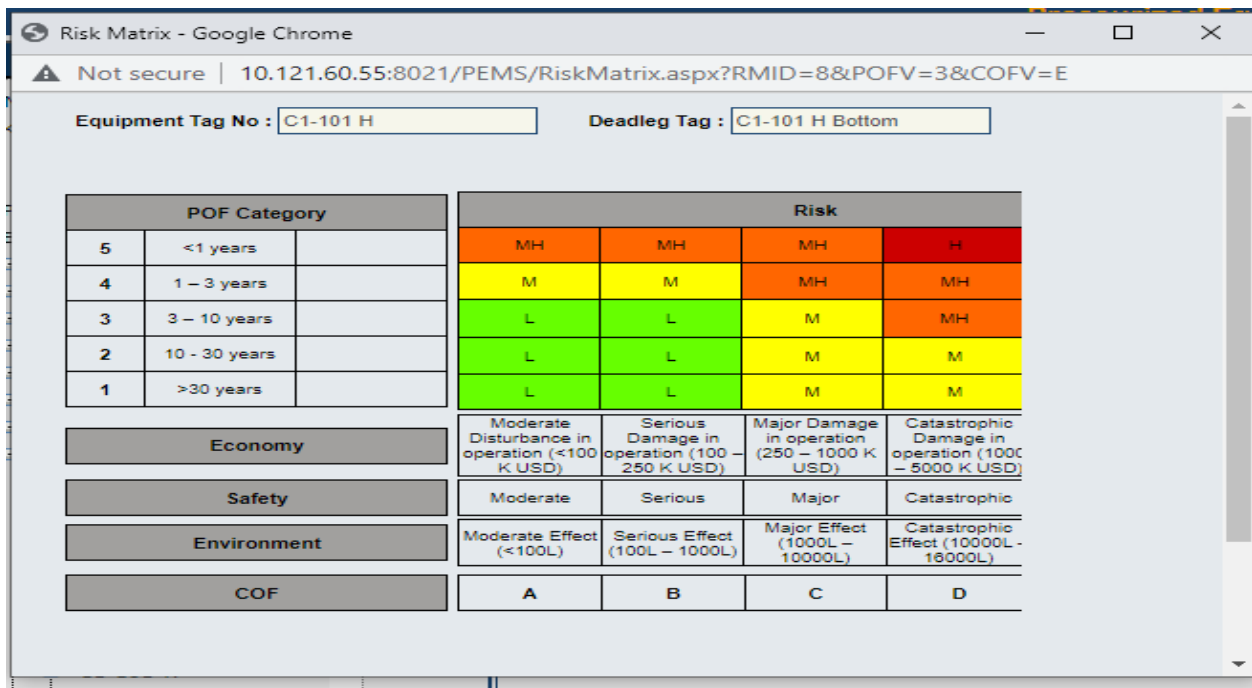


Figure VI. 45 : Matrice des Risque etablis par le logiciel VELOSI



Figure VI. 46 : Matrice des Risque etablis par le logiciel VELOSI par le mecanisme d'endommagement MIC

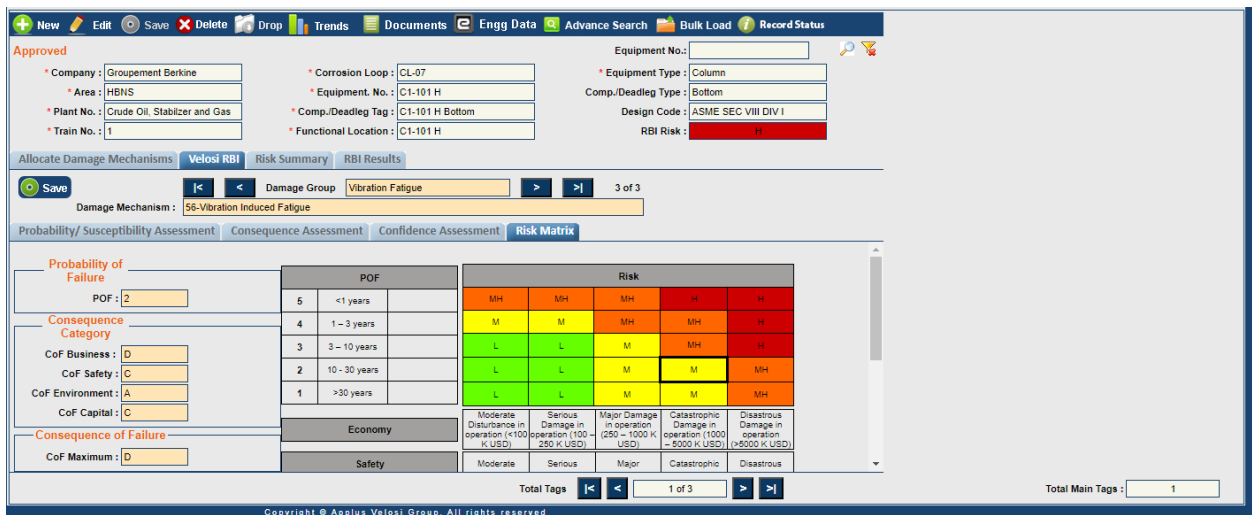


Figure VI. 47 : Matrice des Risque etablis par le logiciel VELOSI par le mecanisme d'endommagement Vibration Fatigue

L’Historique des Inspections : cette fenêtre montre à travers un tableau les rapports d’inspection effectués pour cet équipement des la mise en place (voir figure VI. 48).

The screenshot displays the 'Ultrasonic Thickness Gauging' window. At the top, there are various menu options like 'New', 'Edit', 'Save', etc. Below that, there are several input fields for equipment details such as 'Company', 'Area', 'Plant No.', 'Corrosion Loop', 'Equipment No.', 'Comp./Deadleg Tag', and 'Functional Location'. A 'Design Code' field is set to 'ASME SEC VIII DIV I' and 'RBI Risk' is highlighted in red.

The main section is titled 'Ultrasonic Thickness Gauging' and contains a 'Trend Report' tab. It features a table of inspection parameters and a 'Metal Loss(mm)' bar chart. The table below shows the 'TML's' data:

Location	Position	Metal Loss (mm)	Nom Thk (mm)	RL (Meas Thk)	Dia(mm)	Schedule	Design Pressure (Paig)	Corr Allowance (mm)
Shell	S1	4.215	22.225		3200.4		149.35	3
Shell	S2	4.275	22.225		3200.4		149.35	3
Shell	S3	4.465	22.225		3200.4		149.35	3
Shell	S4	4.395	22.225		3200.4		149.35	3

The bar chart on the right shows 'Metal Loss(mm)' on the y-axis (0 to 8) and dates on the x-axis (1/1/2016, 1/1/2020, 1/1/2024). The bars indicate metal loss values of approximately 6.2 mm in 2016 and 7.1 mm in 2024.

Figure VI. 49 : Fenetre montre l’historique des inspections

Annexe : VII

Les Résultats obtenus par les feuilles de Calculs Excel

Les Calculs à Long Terme :

Feature Number	Nominal WT (mm)	Minimum Thickness	Vitesse de corrosion LT	duree 1997-2023	Tmin req	duree de vie de l'equipement	Facteur d'inspection	prochaine date d'inspection (an)
S1	22,225	18,01	0,162115385	26	14,18	23,62514828	0,50	11,81257414
S2	22,225	17,95	0,164423077	26	14,18	22,92865497	0,50	11,46432749
S3	22,225	17,76	0,171730769	26	14,18	20,84658455	0,50	10,42329227
S4	22,225	17,83	0,169038462	26	14,18	21,592719	0,50	10,7963595
S5	22,225	17,64	0,176346154	26	14,18	19,62050164	0,50	9,810250818
S6	22,225	18,29	0,151346154	26	14,18	27,15628971	0,50	13,57814485
S7	22,225	15,1	0,274038462	26	14,18	3,357192982	0,50	1,678596491
S8	22,225	15,04	0,276346154	26	14,18	3,11203897	0,50	1,556019485
S9	15,875	15,34	0,020576923	26	14,18	56,37383178	0,50	28,18691589
S10	15,875	15,8	0,002884615	26	14,18	561,6	0,50	280,8
S11	20,63	18,77	0,071538462	26	14,18	64,16129032	0,50	32,08064516
S12	20,63	17,91	0,104615385	26	14,18	35,65441176	0,50	17,82720588

Les Calculs à Court Terme :

Feature Number	Minimum Thickness mm (2019)	Minimum Thickness mm (2023)	Vitesse de corrosion ST	Tmin requis	Duree de vie	facteur d'inspection	prochaine date d'inspection
S1	19,09	18,01	0,27	14,18	14,185	0,5	7,092592593
S2	18,99	17,95	0,26	14,18	14,5	0,5	7,25
S3	16,81	17,76	-0,2375	14,18	-15,074	0,5	-7,536842105
S4	18,8	17,83	0,2425	14,18	15,052	0,5	7,525773196
S5	18,67	17,64	0,2575	14,18	13,437	0,5	6,718446602
S6	19,31	18,29	0,255	14,18	16,118	0,5	8,058823529
S7	16	15,1	0,225	14,18	4,0889	0,5	2,044444444
S8	16,32	15,04	0,32	14,18	2,6875	0,5	1,34375
S9	16,25	15,34	0,2275	14,18	5,0989	0,5	2,549450549
S10	16,69	15,8	0,2225	14,18	7,2809	0,5	3,640449438
S11	19,79	18,77	0,255	14,18	18	0,5	9
S12	19,01	17,91	0,275	14,18	13,564	0,5	6,781818182

Annexe :VIII

Résultats Générales Etablis par le logiciel VELOSI



VAIL-Plant (Integrity Management System)

List of Equipments base on Velosi RBI Risk Ranking

Functional Location	Component Tag	Component Type	Eqpt Type	TrainNo	PlantNo	Corrosion Loop	WIN File No	Critical Underground	PoF Overall	CoF Overall	Risk Overall	Dominant Damage Mechanism	Inspection Effectiveness as per API 581 Thining	Inspection Effectiveness as per API 581 SSC	Inspection Effectiveness as per API 581	Inspection Interval	Next Inspection LT
C1-101 H	C1-101 H Bottom	Bottom	Column	1	Crude Oil, Stabilizer and Gas	CL-07	C1-101 H		3	E	H	Thinning	A	A	A	2	03/16/2025
C1-101 H	C1-101 H Mid	Mid	Column	1	Crude Oil, Stabilizer and Gas	CL-06	C1-101 H		3	E	H	Thinning					
C1-101 H	C1-101 H Top	Top	Column	1	Crude Oil, Stabilizer and Gas	CL-02	C1-101 H		3	E	H	Thinning					

Equipment Tag no	Component Tag No	Component Type	Eqpt Type	Train No	Plant No	Corrosion Loop	Visual Inspection		MPI		DPT		PT		Failure	
							Anomaly Y/N	Anomaly Count	Anomaly N	Anomaly Count	Anomaly Y/N	Anomaly Count	Anomaly N	Anomaly Count	Failure Y/N	Failure Count
C1-101 H	C1-101 H Bottom	Bottom	Column	Crude Oil, Stabilizer and Gas	1	CL-07	No	0	No	0	No	0	No	0	No	0
C1-101 H	C1-101 H Mid	Mid	Column	Crude Oil, Stabilizer and Gas	1	CL-06	No	0	No	0	No	0	No	0	No	0
C1-101 H	C1-101 H Top	Top	Column	Crude Oil, Stabilizer and Gas	1	CL-02	No	0	No	0	No	0	No	0	No	0



VAIL-PLANT (Integrity Management System)

Tasks List and Logistic Requirements

Win File/ Eqpt Number	C1-101 H	Corrosion Allowance(mm)	3.00
Functional Location	C1-101 H	Service Start Date	01/01/1997
Equipment Type	Column		
Equipment Description	the stabilization column		

Inspection Planning - PIR (Plant Inspection Requirements)

PIR Number	V-CS-NI-HC	Planning Plant	HBNS	Planner Group	INS
Profile	PM	Work Center	PID	Maintenance Strategy	PIR
PIR Description	Vessel carbon steel non				

PIR Task List

Operation No	Operation Code	Operation Description	Next Inspection Date
10	VI	Refere to	10/07/2026
20	UTG Shell	Refere to	10/07/2026
30	UTG Nozzle	Refere to	10/07/2026
50	PAUT Corrosion Mapping	Refere to	10/07/2026
60	MT	Refere to	10/07/2026
70	PT	Refere to	10/07/2026
80	Boroscope	Refere to	10/07/2026

Logistic Requirements

Access

Scaffolding Required	Yes	Size of Window (mm2)		Height (m)	
Insulation Removal	Yes	Number of Windows		Volume	
				Ladder	Yes

Mechanical Preparedness

Insulation Removal	Yes	Spading		Degreasing	
Surface Preparation	No	Packing/ Catalyst		Chemical Cleaning	No
Bundle Pulling		Open trays	Yes	Air Cleaning	Yes
Demister Removal	Yes	Open Manhole	Yes	Steaming	No
Painting Removal	No	Power Brush	No		

Visual Aids

CCTV		Camera	Yes	Torchlight	
Boroscope	No	Video Cam	No		

HSE Caution

H2S (%wt. ppm)	0.00	Height Hazards	yes	Add Insp. Window	No
High Temperature	No	Confined Space	Yes	Passivation	No
Low Temperature	No	Touch-up Paint	No	PTW	Yes