

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
ÉCOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE



Département Maîtrise des risques Industriels et Environnementaux
Filière : QHSE-GRI
Mémoire de Projet de Fin d'Études
Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'État en QHSE-GRI

**Étude de l'intégrité des équipements sous pression
selon la méthode RBI :
Application au Slug Catcher V08-1001-1, El'Merk**

MOKTEFI Ryham Zineb & SAI Khawla

Sous la direction de :

M. Aboubakr KERTOUS	Maître-Assistant	ENP
Pr. Hamid YOUSFI	Professeur	ENP
M. Farid HAMADI	Responsable du département CQ	JGC Algeria
M. Mansour BOUDJELID	Ingénieur qualité principal adjoint	JGC Algeria

**Présenté et soutenu publiquement le 02/07/2025 devant le jury
composé de :**

Pr. Mohamed BOUBAKEUR	Président	ENP
Dr. Mhamed BOUSBAI	Examineur	ENP
Dr. Farid LEGUEBEDJ	Examineur	ENP

ENP 2025

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
ÉCOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE



Département Maîtrise des risques Industriels et Environnementaux
Filière : QHSE-GRI
Mémoire de Projet de Fin d'Études
Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'État en QHSE-GRI

**Étude de l'intégrité des équipements sous pression
selon la méthode RBI :
Application au Slug Catcher V08-1001-1, El'Merk**

MOKTEFI Ryham Zineb & SAI Khawla

Sous la direction de :

M. Aboubakr KERTOUS	Maître-Assistant	ENP
Pr. Hamid YOUSFI	Professeur	ENP
M. Farid HAMADI	Responsable du département CQ	JGC Algeria
M. Mansour BOUDJELID	Ingénieur qualité principal adjoint	JGC Algeria

**Présenté et soutenu publiquement le 02/07/2025 devant le jury
composé de :**

Pr. Mohamed BOUBAKEUR	Président	ENP
Dr. Mhamed BOUSBAI	Examineur	ENP
Dr. Farid LEGUEBEDJ	Examineur	ENP

ENP 2025

الملخص

تشكل سلامة المعدات الصناعية الخاضعة للضغط تحدياً استراتيجياً رئيسياً في القطاعات ذات المخاطر العالية، وخاصة في صناعة النفط والغاز. ومع تزايد القيود التشغيلية و تعقيد المنشآت، إلى جانب تشديد المتطلبات التنظيمية، أصبح من الضروري اعتماد مقاربات صيانة و تفتيش مبنية على تحليل دقيق و تنبؤي لحالة المعدات. يندرج هذا العمل ضمن هذا التوجه، حيث يقترح منهجية تقنية منظمة تمكن من تقييم موثوقية تجهيز حيوي من خلال تحليل بيانات ميدانية و نمذجة آليات التدهور عبر الزمن، مع الأخذ بعين الاعتبار متطلبات السلامة والتوافر و الامتثال التنظيمي و يسلط الضوء على أهمية التخطيط الزمني لأعمال الصيانة بما يوازن بين الأداء التشغيلي و تحسين استغلال الموارد.

الكلمات المفتاحية: سلامة المعدات، الصيانة الصناعية، تحليل المخاطر، الامتثال الطبيعي، تحسين التفتيش.

Abstract

Ensuring the integrity of pressure equipment is a major strategic challenge in high-risk sectors, especially in the oil and gas industry. Faced with growing operational constraints, complex installations, and stricter regulatory requirements, it is essential to adopt inspection approaches based on rigorous and predictive analysis. This work proposes a structured technical approach to assess the reliability of a critical asset through field data analysis, modeling of degradation over time, and integration of safety, availability, and compliance aspects. It highlights the value of intelligent inspection planning that balances operational performance with resource optimization.

Keywords : Equipment integrity, Industrial maintenance, Risk analysis, Regulatory compliance, Inspection optimization.

Résumé

La maîtrise de l'intégrité des équipements sous pression constitue un enjeu stratégique majeur dans les secteurs à haut risque, notamment dans l'industrie pétrolière et gazière. Face à l'augmentation des contraintes opérationnelles, à la complexité des installations et à des exigences réglementaires renforcées, il devient essentiel d'adopter des approches d'inspection fondées sur une analyse rigoureuse et prédictive. Ce travail propose une démarche technique structurée pour évaluer la fiabilité d'un équipement critique à partir des données de terrain, de la modélisation des mécanismes de dégradation, et de la prise en compte des exigences de sécurité, de disponibilité et de conformité. Il souligne l'intérêt d'une planification intelligente des inspections, conciliant performance opérationnelle et optimisation des ressources.

Mots clés : Intégrité des équipements, maintenance industrielle, analyse de risque, conformité réglementaire, optimisation des inspections.

Dédicaces

*À mes parents bien-aimés,
pour leurs sacrifices, leur amour inconditionnel et leurs prières constantes.
Votre soutien a été ma plus grande force.*

*À mes frères,
pour leur présence rassurante et leurs encouragements inestimables.*

*À mes grands-parents,
pour leur tendresse, leurs prières et leurs bénédictions.*

*À mes oncles et tantes,
pour leur soutien, leur affection et les précieux moments partagés, en
particulier mon oncle Mohamed, pour sa générosité et son aide constante.*

*À la mémoire de mon cher oncle Hamza ,
pour tout l'amour et l'aide qu'il m'a offerts. Tu resteras à jamais gravé dans
mon cœur.*

*À ma binôme, pour avoir fait preuve de sérieux et de rigueur tout au long
du stage. ainsi que pour tous les moments partagés durant ces années.*

*Je vous dédie ce modeste travail,
en signe de mon amour, de mon respect et de ma reconnaissance.*

Khawla

Dédicaces

*À mes parents,
pour leur amour inestimable, leurs sacrifices silencieux et leur soutien
constant. Merci d'avoir cru en moi, même quand moi je doutais.*

*À ma sœur Inès,
ma confidente et mon inspiration. Merci pour ton écoute, ton énergie et ta
présence apaisante tout au long de ce parcours.*

*À mon frère Mahdi,
pour son soutien généreux, discret et toujours empreint de bienveillance.*

*À ma grand-mère et ma tante,
pour leur douceur, leurs prières pleines d'amour, et leurs mots réconfortants.*

*À ma binôme,
Pour son engagement constant, sa rigueur et la collaboration harmonieuse
durant ces trois dernières années.*

*À mes amis,
pour les fous rires, le soutien dans les moments de stress, et surtout pour
avoir été là, tout simplement.*

*Et à Grisette,
ma fidèle complice à quatre pattes, qui m'a accompagnée avec douceur
pendant tant de nuits blanches.*

Je vous dédie ce travail avec toute ma reconnaissance.

Ryham

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à exprimer notre profonde gratitude à Dieu Tout-Puissant, qui nous a accordé la force, la patience et la persévérance nécessaires pour mener à bien ce projet de fin d'études.

Nos remerciements les plus sincères vont à nos encadrants académiques de l'École Nationale Polytechnique, M. KERTOUS et M. YOUSFI, pour la rigueur de leur encadrement, la clarté de leurs conseils, leur disponibilité constante et leur engagement bienveillant tout au long de notre travail.

Nous exprimons également notre reconnaissance à nos encadrants en entreprise chez JGC Algeria, M. BOUDJELID et M. HAMADI, pour leur accompagnement professionnel, leurs explications précieuses et leur contribution à notre compréhension des réalités du monde industriel.

Nous remercions tout particulièrement M. NESSAL pour nous avoir permis d'intégrer l'entreprise et de bénéficier d'un environnement de travail favorable à l'apprentissage.

Nous tenons à adresser une mention spéciale à M. CHETTAF, dont les conseils avisés, l'expertise technique ont été d'un apport inestimable à l'élaboration de ce projet. Sa générosité dans le partage de ses connaissances a grandement enrichi notre réflexion.

À travers ces personnes, nous remercions chaleureusement toute l'équipe de JGC Algeria pour son accueil, son appui constant et l'atmosphère professionnelle qui a favorisé notre progression.

Nos remerciements s'adressent également à l'ensemble des enseignants du département QHSE-GRI de l'ENP pour la qualité de la formation reçue durant ces cinq années, ainsi que pour leur engagement pédagogique sans faille.

Nos remerciements les plus sincères vont aux membres distingués de notre jury de soutenance. Nous remercions particulièrement M. BOUBAKEUR pour l'honneur qu'il nous fait en présidant ce jury, ainsi que M. BOUSBAI et M. LEGUEBEDJ pour avoir accepté d'examiner notre travail et d'enrichir notre réflexion par leurs expertises respectives.

Enfin, nous exprimons notre gratitude à nos familles, amis et collègues, dont le soutien moral et la présence indéfectible ont été essentiels tout au long de ce parcours.

Que chacun trouve ici l'expression sincère de notre reconnaissance.

Khawla et Ryham

Table des matières

Liste des tableaux

Table des figures

Liste des abréviations

Introduction générale	24
1 Présentation du site et de l'équipement d'étude	26
1.1 Introduction	26
1.2 Présentation de JGC Algeria	26
1.2.1 Présentation générale	26
1.2.2 Domaines d'activités et services	26
1.3 Présentation du site El Merk	27
1.3.1 Situation géographique et contexte	27
1.3.2 Présentation de l'installation centrale de traitement (CPF)	27
1.4 Environnement d'exploitation	29
1.4.1 Impact des conditions climatiques sur l'intégrité des ESP	29
1.4.2 Caractéristiques climatiques du site	29
1.4.3 Variabilité thermique journalière du site d'El Merk	30
1.4.4 Conditions de vent et implications sur l'érosion	31
1.5 Localisation et répartition du personnel sur site	31
1.6 Présentation du séparateur V08-1001-1	33
1.6.1 Contexte et rôle dans le procédé	33
1.6.2 Principe de fonctionnement	33

1.6.3	Caractéristiques physico-chimiques du fluide traité	34
1.6.4	Conception mécanique et matériaux	34
1.6.5	Protection anticorrosion	34
1.6.6	Instrumentation et sécurité	35
1.7	Conclusion	35
2	Cadre normatif et réglementaire pour la gestion de l'intégrité des ESP	36
2.1	Introduction	36
2.2	Introduction au Process Safety Management	36
2.2.1	Contexte et évolution historique	36
2.2.2	Définition du Process Safety Management	37
2.2.3	Importance du PSM	37
2.2.4	Les éléments du PSM selon OSHA	37
2.3	Asset Integrity Management (AIM)	38
2.3.1	Définition des actifs	38
2.3.2	Définition de l'AIM	38
2.3.3	Relation entre le PSM et l'AIM	38
2.3.4	Outils clés de l'AIM	38
2.4	Mécanismes d'endommagement	39
2.4.1	Identification des mécanismes d'endommagement	39
2.4.2	Classification des mécanismes d'endommagement	40
2.5	Techniques de contrôle non destructif (CND)	40
2.6	Normes liées à l'intégrité des ESP	41
2.7	Aperçu sur la réglementation algérienne relative aux ESP	43
2.7.1	Évolution du cadre réglementaire des ESP en Algérie	43
2.7.2	Introduction au décret exécutif n° 21-261	43
2.7.3	Principes généraux et exigences du décret	43
2.7.4	Inspections périodiques et requalification	44
2.7.4.1	L'inspection périodique (IP)	44
2.7.4.2	La requalification périodique (RP)	44

2.7.5	Impacts de l'article 46 sur la gestion de l'intégrité	44
2.7.6	Méthodes d'application des exigences du décret dans l'exploitation . .	45
2.7.7	Lien entre la méthodologie RBI et la réglementation algérienne	45
2.8	Conclusion	45
3	Méthodologie d'Inspection Basée sur le Risque selon la norme API 581	46
3.1	Introduction	46
3.2	Définition du risque	46
3.3	Inspection basée sur les risques (RBI)	46
3.3.1	Méthodes d'analyse dans l'approche RBI	47
3.3.2	Avantages et limites de l'évaluation RBI	48
3.4	Processus d'élaboration du RBI	48
3.4.1	Collecte des données	49
3.4.2	Probabilité de défaillance (PoF)	49
3.4.2.1	Vue d'ensemble	49
3.4.2.2	Facteurs clés à considérer	50
3.4.2.2.1	Mécanismes d'endommagement :	50
3.4.2.2.2	Historique et efficacité des inspections :	50
3.4.2.3	Fréquence de défaillance générique (GFF)	50
3.4.2.4	Facteur lié aux systèmes de gestion (FMS)	50
3.4.2.5	Méthodologie de sélection des mécanismes d'endommagement	51
3.4.2.6	Facteur de dommage (DF)	51
3.4.2.7	Catégorie d'efficacité d'inspection	52
3.4.2.8	Facteur de dégradation par amincissement	52
3.4.2.9	Facteur de dégradation par CUI	55
3.4.2.10	Facteur de dégradation par corrosion externe (atmosphérique)	57
3.4.3	Évaluation des conséquences d'une défaillance (COF)	59
3.4.3.1	Classification des conséquences	59
3.4.3.2	Analyse des conséquences de niveau 1	60

3.4.3.3	Analyse des conséquences de niveau 2	60
3.4.3.4	Méthodologie détaillée du COF de niveau 1	60
3.4.4	Analyse du risque	67
3.4.5	Planification des inspections basée sur le risque	68
3.4.5.1	Principe	68
3.4.5.2	Stratégie d'Inspection Fondée sur l'Analyse des risques . . .	68
3.4.5.3	Méthodologie de planification des inspections	68
3.4.5.4	Plan d'inspection final	68
3.4.5.5	Étapes clés de la planification des inspections	69
3.5	Conclusion	70
4	Étude de cas : Application de la RBI au séparateur V08-1001-1	71
4.1	Introduction	71
4.2	Etude RBI	71
4.2.1	Collecte de données	71
4.2.2	Identification des mécanismes d'endommagement	72
4.2.2.1	Identification initiale via l'analyse DMR	72
4.2.2.2	Validation des mécanismes retenus	73
4.2.2.3	Mécanismes d'endommagement retenus pour l'évaluation RBI	75
4.3	Probabilité de défaillance (PoF)	75
4.3.1	Fréquence générique de défaillance (gff)	75
4.3.2	Facteur FMS	75
4.3.3	Calcul du Facteur de Dommage (DF)	77
4.3.3.1	DF d'amincissement	77
4.3.3.2	Calcul du DF de CUI	80
4.3.4	Calcul du DF de la corrosion externe	83
4.3.4.1	Calcul du DF total	86
4.3.5	Calcul de la probabilité de défaillance	86
4.4	Évaluation des conséquences de défaillance (CoF) – Niveau 1	86
4.4.1	Caractéristiques du fluide	86

4.4.2	Calcul des tailles des orifices de fuite :	87
4.4.3	Calcul du débit de fuite :	87
4.4.4	Estimation de l'inventaire de fluide disponible pour la fuite	87
4.4.5	Détermination de type de fuite	88
4.4.6	Estimer l'impact des systèmes de détection et d'isolement sur l'ampleur de la fuite	88
4.4.7	Détermination du débit et de la masse de fuite	89
4.4.8	Calcul de la zone de conséquences	89
4.4.9	Calcul des Conséquences sur la sécurité	92
4.4.10	Calcul des conséquences économiques	92
4.4.11	Interprétation des résultats	94
4.4.11.1	Probabilité de défaillance (PoF)	94
4.4.11.2	Conséquences de défaillance (CoF)	94
4.4.12	Analyse du risque	95
4.4.12.1	Risque environnemental	95
4.4.12.2	Risque sécurité	95
4.4.12.3	Risque financier	96
4.4.12.4	Classification globale du risque	96
4.5	Calcul de la date de la prochaine inspection	97
4.5.1	Visualisation de l'évolution temporelle des risques	98
4.5.1.1	Évolution du risque surfacique $R(t)_{\text{area}}$	98
4.5.1.2	Évolution du risque humain $R(t)_{\text{inj}}$	99
4.5.1.3	Évolution du risque financier $R(t)_{\text{fin}}$	99
4.5.2	Interprétation des résultats	101
4.6	Intégration des résultats RBI dans la planification réglementaire des inspections	101
4.7	Élaboration du plan d'inspection optimisé	102
4.7.1	Cadre méthodologique et réglementaire	102
4.7.2	Documentation technique et outils d'inspection	106
4.7.3	Mise à jour du passeport technique de l'actif	106
4.7.4	Surveillance des paramètres critiques	109

4.7.4.1	Paramètres opérationnels et conditions environnementales	109
4.7.4.2	Caractérisation du fluide procédé	109
4.8	Conclusion	110
5	Présentation de la startup <i>PressureGuard</i>	111
5.1	Introduction	111
5.2	Contexte et problématique	111
5.3	Objectifs de la plateforme <i>PressureGuard</i>	112
5.4	Conception technique et architecture fonctionnelle	112
5.5	Fonctionnalités intégrées de la plateforme	113
5.6	Illustrations du fonctionnement de la plateforme	113
5.6.1	Interface principale – Page d’accueil	113
5.6.2	Portail d’inscription – Création de compte utilisateur	114
5.6.3	Tableau de bord – Vue d’ensemble et historique	115
5.6.4	Formulaire de saisie – Enregistrement des données techniques	115
5.6.5	Analyse de risque – Calculs automatiques et matrice de criticité	116
5.6.6	Plan d’inspection – Génération automatique	117
5.7	Analyse stratégique	117
5.8	Conclusion	118
	Conclusion générale	119
	Bibliographie	121

Liste des tableaux

1.1	Répartition des heures-homme et personnes équivalentes par zone – CPF El Merk	32
1.2	Aperçu des principaux piquages du séparateur V08-1001-1	34
2.1	Classification des mécanismes d'endommagement selon la norme API 571 . .	40
2.2	Résumé des techniques d'inspection recommandées	41
2.3	Évolution chronologique de la réglementation algérienne des ESP	43
3.1	Comparaison des trois approches RBI	47
3.2	Grille de probabilité	50
3.3	Évaluation du système de gestion	51
3.4	Valeurs numériques associées aux catégories des conséquences de la défaillance	59
4.1	Mécanismes d'endommagement par zone – Slug Catcher V08-1001-1	72
4.2	Questions de présélection – Mécanismes internes	73
4.3	Questions de présélection – Mécanisme externe	74
4.4	Niveau de conformité des systèmes de gestion en place	76
4.5	Évaluation des inspections pour le mécanisme d'amincissement	79
4.6	Résumé de l'efficacité des inspections réalisées	82
4.7	Classification des inspections selon leur efficacité pour la corrosion externe .	85
4.8	Paramètres opérationnels critiques à surveiller pour le séparateur V08-1001-1	109
4.9	Paramètres physico-chimiques critiques à surveiller pour le fluide procédé . .	110

Table des figures

1.1	Situation géographique du site d'El Merk	27
1.2	Interface opérateur montrant le séparateur V08-1001-1 en service.	28
1.3	Schéma de procédé de l'installation centrale de traitement (CPF)	29
1.4	Données climatiques moyennes annuelles du site d'El Merk en 2024	30
1.5	Températures horaires enregistrées sur le site d'El Merk au cours de l'année 2024	30
1.6	Rose des vents annuelle du site d'El Merk en 2024	31
1.7	Répartition géographique des principales zones fonctionnelles de CPF.	32
1.8	Photographie du séparateur V08-1001-1 sur site	33
2.1	Les 14 éléments de l'OSHA	37
2.2	Complémentarité entre les normes API utilisées dans la méthodologie RBI .	42
3.1	Gestion du risque avec la RBI	47
3.2	Schéma du processus d'élaboration de la RBI	48
3.3	La matrice du risque	67
3.4	Processus de planification des inspections basé sur l'analyse de risque	69
4.1	Représentation radar des scores du système de gestion	76
4.2	Matrice de criticité RBI	96
4.3	Courbe de l'évolution du risque surfacique	98
4.4	Courbe de l'évolution du risque humain	99
4.5	Courbe de l'évolution du risque financier	100
5.1	Interface d'accueil : présentation succincte de la plateforme et de ses modules	114

5.2	Création d'un compte utilisateur sécurisé et droits d'accès	114
5.3	Visualisation des équipements analysés, historique des calculs, état des plans générés.	115
5.4	Interface de saisie des données techniques et historiques de l'équipement. . .	116
5.5	Matrice de criticité générée automatiquement après calcul des facteurs de risque.	116
5.6	Plan personnalisé incluant les zones critiques, techniques recommandées et échéances	117

Liste des abréviations

Abréviation	Signification
$a_{\text{cmd}}^{\text{AIL-CONT}}$	Constante pour un rejet continu AIL (auto-inflammation probable) liée à l'équipement.
$a_{\text{inj}}^{\text{AIL-CONT}}$	Constante pour un rejet continu AIL liée à la zone d'exposition du personnel.
$a_{\text{cmd}}^{\text{AIL-INST}}$	Constante pour un rejet instantané AIL liée à l'équipement, niveau 1.
$a_{\text{inj}}^{\text{AIL-INST}}$	Constante pour un rejet instantané AIL liée à la zone d'exposition du personnel.
$a_{\text{cmd}}^{\text{AINL-CONT}}$	Constante pour un rejet continu AINL (auto-inflammation improbable) liée à l'équipement.
$a_{\text{inj}}^{\text{AINL-CONT}}$	Constante pour un rejet continu AINL liée à la zone d'exposition du personnel.
$a_{\text{cmd}}^{\text{AINL-INST}}$	Constante pour un rejet instantané AINL liée à l'équipement.
$a_{\text{inj}}^{\text{AINL-INST}}$	Constante pour un rejet instantané AINL liée à la zone d'exposition du personnel.
AGC	Compresseurs de gaz associé (Associated Gas Compressors).
AICHE	American Institute of Chemical Engineers.
AIM	Gestion de l'intégrité des actifs (Asset integrity Management).
AIL	Auto-inflammation probable (Auto-ignition Likely).
AINL	Auto-inflammation improbable (Auto-ignition Not Likely).
AIT	Température d'auto-inflammation du fluide libéré (K).
ANADARKO	Anadarko Petroleum Corporation.
A_n	Surface de l'orifice associée à la taille de trou de fuite n , en mm ² .
API	American Petroleum Institute.
$Area_n^{\text{safety}}$	Zone évaluée pour la conséquence sur la sécurité, généralement une unité de procédé, en mm ² .
ARH	Autorité de Régulation des Hydrocarbures.
ASME	American Society of Mechanical Engineers.
age	Temps de service pendant lequel le dommage est actif, en années.
age_{coat}	Temps écoulé depuis l'application du revêtement, en années.

age_{iner}	Temps de service pendant lequel le dommage affecte la doublure, en années.
age_{rc}	Durée de vie restante de la doublure ou du cladding, à partir de l'épaisseur initiale.
age_{tk}	Temps de service depuis la dernière mesure d'épaisseur ou la mise en service.
age_{tke}	Temps depuis la dernière mesure liée à la corrosion externe ou à la mise en service.
Art	Fraction de perte d'épaisseur de la paroi depuis la dernière inspection ou la mise en service.
$b_{cmd}^{AIL-CONT}$	Constante pour un rejet continu AIL liée à l'équipement.
$b_{cmd}^{AIL-INST}$	Constante pour un rejet instantané AIL liée à l'équipement.
$b_{cmd}^{AINL-CONT}$	Constante pour un rejet continu AINL liée à l'équipement.
$b_{cmd}^{AINL-INST}$	Constante pour un rejet instantané AINL liée à l'équipement.
$b_{inj}^{AIL-CONT}$	Constante pour un rejet continu AIL liée à la zone d'exposition du personnel.
$b_{inj}^{AIL-INST}$	Constante pour un rejet instantané AIL liée à la zone d'exposition du personnel.
$b_{inj}^{AINL-CONT}$	Constante pour un rejet continu AINL liée à la zone d'exposition du personnel.
$b_{inj}^{AINL-INST}$	Constante pour un rejet instantané AINL liée à la zone d'exposition du personnel.
BGC	Compresseurs de surpression de gaz (Booster Gas Compressors).
BTX	Benzène, Toluène, Xylènes.
B-Scan	Mode d'affichage ultrasonore en coupe transversale.
CA	Surépaisseur de corrosion, en (mm).
CA^{AIL}	Aire de conséquence où l'auto-inflammation est probable en m ² .
CA^{AINL}	Aire de conséquence où l'auto-inflammation est improbable en mm ² .
$CA^{AIT-blend}$	Aire de conséquence basée sur un mélange de température d'auto-inflammation.
$CA_{cmd,n}^{AIL}$	Aire de conséquence d'un rejet AIL, instantané, sur équipement, associée à la taille n de trou.
$CA_{cmd,n}^{AINL}$	Idem ci-dessus pour un rejet AINL.
$CA_{cmd,n}^{flam}$	Aire de conséquence inflammable combinée sur composant, associée à la taille n de trou.
CA_f	Aire de conséquence finale, en (m ²).
$CA_{f,cmd}$	Aire finale de dommage sur composant, en (m ²).
$CA_{f,inj}$	Aire de conséquence finale pour les blessures du personnel, en (m ²).

$CA_{f,inj,n}^{flam}$	Aire de conséquence inflammable combinée, pour blessures, associée à la taille n de trou.
COV_p	Coefficient de variance de la pression.
$COV_{\Delta t}$	Coefficient de variance de l'amincissement.
COV_{Sf}	Coefficient de variance de la contrainte d'écoulement.
Cd	Coefficient de décharge de l'orifice de fuite.
C_f^{area}	Zone d'impact de la conséquence sécurité, en(m ²).
C_f^{fin}	Conséquence financière, en(\$).
C_f^{inj}	Conséquence sur le personnel (blessures).
C_{age}	Durée de vie prévue du revêtement à partir de son installation, en années.
$Coat_{adj}$	Ajustement de durée de vie du revêtement, en années.
Co_{p1}^{CUIF}	Probabilité conditionnelle d'efficacité d'inspection pour état 1 (CUI).
Co_{p1}^{Thin}	Probabilité conditionnelle d'efficacité d'inspection pour l'état de dommage 1 (amincissement).
$Co_{p1}^{extcorr}$	Probabilité conditionnelle d'efficacité d'inspection pour l'état de dommage 1 (corrosion externe).
Co_{p2}^{CUIF}	Idem CUIF état 2.
Co_{p2}^{Thin}	Idem Thin état 2.
$Co_{p2}^{extcorr}$	Idem corrosion externe, état 2.
Co_{p3}^{CUIF}	Idem CUIF état 3.
Co_{p3}^{Thin}	Idem Thin état 3.
$Co_{p3}^{extcorr}$	Idem corrosion externe, état 3.
C_p	Chaleur spécifique du fluide libéré, en J/kg-K.
Cr	Taux de corrosion, en mm/an.
$C_{r,Bm}$	Taux de corrosion du matériau de base, en mm/an.
$C_{r,cm}$	Taux de corrosion du revêtement (cladding), mm/an.
C_{rB}	Valeur de base du taux de corrosion, en mm/an.
CoF	Conséquence de défaillance.
$costfactor$	Facteur de coût relatif à l'acier carbone depuis 2001.
D	Diamètre intérieur du composant, en (mm).
D_f	Facteur de dommage (Damage Factor) pour l'amincissement.
D_f^{CUIF}	Facteur de dommage pour la corrosion sous isolation (composants ferri-tiques).
D_f^{SCC}	Facteur de dommage pour la fissuration par corrosion sous contrainte.
D_f^{ext}	Facteur de dommage pour corrosion externe.
D_f^{gov}	Facteur de dommage contrôlant (governing DF).
$D_f^{gov\ extd}$	DF externe minimal visé pour planification d'inspection.
$D_f^{gov\ scc}$	DF minimal visé pour SCC.

$D_f^{\text{gov}}_{\text{thin}}$	DF minimal visé pour amincissement.
$D_{\text{fB}}^{\text{thin}}$	Valeur de base du DF pour l'amincissement.
$D_{\text{f-total}}$	DF total pour le calcul de la probabilité de défaillance (POF).
$D_{\text{f-total,Max}}$	DF total maximal cible pour la planification d'inspection.
$D_f(t)$	DF en fonction du temps, évalué à un instant donné.
$D_{\text{f-total}}^{\text{plan}}$	DF à la date de planification avec inspection.
$D_{\text{f-total}}^{\text{woplan}}(t)$	DF à la date de planification sans inspection.
DM	Mécanisme de dégradation (Damage Mechanism).
DMR	Revue des mécanismes de dégradation (Damage Mechanism Review).
D_{S1}	Facteur de taux de corrosion pour l'état de dommage 1.
D_{S2}	Facteur de taux de corrosion pour l'état de dommage 2.
D_{S3}	Facteur de taux de corrosion pour l'état de dommage 3.
d_n	Diamètre du trou de fuite de rang n , en (mm).
E	Efficacité du joint de soudure ou code qualité issu du code de construction.
EC	Courants de Foucault (Eddy Current).
EME	El Merk Est.
EMK	El Merk.
EMN	El Merk Nord.
$enef f_n$	Facteur de correction d'efficacité énergétique pour fluides instantanés.
$envcost$	Coût de nettoyage environnemental, en $\$/baril$.
$equipcost$	Coût de remplacement d'un équipement de procédé, en $(\$/m^2)$.
EPA	Environmental Protection Agency.
ESP	Équipements Sous Pression.
$fact_{\text{di}}$	Facteur d'ajustement de magnitude de fuite, basé sur la détection et l'isolation.
$fact_{\text{mit}}$	Facteur d'ajustement de l'aire de conséquence selon les systèmes de mitigation.
$fact_n^{\text{IC}}$	Facteur de pondération continue/instantanée selon la taille de trou n .
FC_{affa}	Conséquence financière sur les équipements avoisinants, en \$.
FC_{cmd}	Conséquence financière de dommage sur le composant, en \$.
FC_{environ}	Conséquence financière du nettoyage environnemental, en \$.
FC_{inj}	Conséquence financière suite à des blessures graves, en \$.
FC_{prod}	Conséquence financière due à la perte de production, en \$.
F_{CM}	Facteur d'ajustement du taux de corrosion pour complexité d'isolation.
F_{DL}	Ajustement du DF pour les sections mortes (dead-legs).

F_{EQ}	Facteur d'ajustement pour les détails de conception/fabrication des équipements.
F_{IC}	Facteur d'ajustement du taux de corrosion pour l'état de l'isolation.
F_{IF}	Facteur d'ajustement du taux de corrosion pour interface sol/eau.
F_{INS}	Facteur d'ajustement du taux de corrosion pour le type d'isolation.
F_{IP}	Ajustement du DF pour les points d'injection.
F_{LC}	Ajustement du DF pour l'état du revêtement.
F_{MS}	Facteur lié aux systèmes de gestion (Management System).
F_{OM}	Ajustement du DF pour la surveillance en ligne.
FS^{CUIF}	Contrainte d'écoulement pour corrosion sous isolation en Mpa.
$FS^{extcorr}$	Contrainte d'écoulement pour corrosion externe en MPa.
FS^{Thin}	Contrainte d'écoulement pour amincissement, en MPa.
g_c	Constante gravitationnelle = 1 (kg-m)/(N-s ²).
GFF	Fréquence de défaillance générique(Generic Failure Frequency).
gff_n	Fréquence générique de défaillance pour la taille de trou n .
gff_{total}	Somme des fréquences génériques pour toutes les tailles de trou.
GNL	Gaz Naturel Liquéfié.
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié.
GR	Grade (dans SA 516 GR 70N).
$holecost_n$	Coût de réparation de l'équipement pour la taille de trou de fuite n , en \$.
I_1^{Thin}	Facteur d'efficacité d'inspection de premier ordre pour l'amincissement.
I_2^{Thin}	Facteur d'efficacité d'inspection de second ordre pour l'amincissement.
I_3^{Thin}	Facteur d'efficacité d'inspection de troisième ordre pour l'amincissement.
$I_1^{extcorr}$	Facteur d'efficacité d'inspection de premier ordre pour corrosion externe.
$I_2^{extcorr}$	Facteur d'efficacité d'inspection de second ordre pour corrosion externe.
$I_3^{extcorr}$	Facteur d'efficacité d'inspection de troisième ordre pour corrosion externe.
I_1^{CUIF}	Facteur d'efficacité d'inspection de premier ordre pour CUI.
I_2^{CUIF}	Facteur d'efficacité d'inspection de second ordre pour CUI.
I_3^{CUIF}	Facteur d'efficacité d'inspection de troisième ordre pour CUI.
ld_n	Durée réelle de la fuite inflammable basée sur la masse disponible et le débit de fuite calculé, associée à la taille de trou n , en secondes.
$ld_{max,n}$	Durée maximale de fuite basée sur les systèmes d'isolation et de détection associés à la taille de trou n , en minutes.
IGC	Compresseurs de gaz d'injection (Injection Gas Compressors).
$injcost$	Coût associé à une blessure grave ou un décès du personnel, en \$.

$Intvl_{\text{target}}$	Intervalle cible pour la planification des inspections.
IOW	Fenêtre de fonctionnement intégrité (Intergity Operating Window).
IP	Inspection Périodique.
$ISGEC$	Indian Structural and General Engineering Company.
ISO	International Organization for Standardization.
$mass_{\text{add},n}$	Masse ajoutée par les équipements environnants du groupe d'inventaire (limitée par $W_{\text{max}8}$), associée à 3 minutes de fuite de la taille de trou n , en (kg).
$mass_{\text{avail},n}$	Masse disponible pour la fuite, somme de la masse du composant ($mass_{\text{comp}}$) et de la masse ajoutée ($mass_{\text{add},n}$) pour 3 minutes de relâchement, trou n , en (kg).
$mass_{\text{comp}}$	Masse du composant ou de l'équipement évalué, en (kg).
$mass_{\text{comp},i}$	Masse de chaque composant i inclus dans le groupe d'inventaire, en (kg).
$mass_{\text{inv}}$	Masse totale du groupe d'inventaire, en (kg).
$mass_n$	Masse relâchée ajustée ou atténuée, associée à la taille de trou n , en (kg).
N	Piquage.
N_A	Nombre d'inspections d'efficacité de niveau A.
N_B	Nombre d'inspections d'efficacité de niveau B.
N_C	Nombre d'inspections d'efficacité de niveau C.
N_D	Nombre d'inspections de niveau D.
N_E^{Thin}	Nombre d'inspections de niveau E.
NDT	Examens non destructifs (Non-Destructive Testing).
$OSHA$	Occupational Safety and Health Administration.
OXY	Occidental Petroleum Corporation.
P	Pression en (MPa).
$P\&ID$	Piping and Instrumentation Diagram.
$Pers\#_{\text{avg}}$	Nombre moyen de personnes présentes dans une zone définie à un moment donné.
$Pers\#_n$	Nombre de personnes présentes dans une zone définie pour chaque activité.
$plandate$	Date définie par l'exploitant marquant la fin de la période de planification.
PI	Indicateur de pression (Pressure Indicator).
PIT	Transmetteur de pression (Pressure Indicator Transmitter).
PMA	Pression Maximale Admissible.

PoF	Probabilité de défaillance(Probability of Failure).
$popdens$	Densité de population dans l'unité, en personnel/m ² .
$Present\%_n$	Pourcentage du temps de présence du personnel dans une zone définie pour chaque activité.
PSI	Informations sur les procédés (Procees Safety Information).
PSV	Soupape de sécurité (Pressure Safety Valve).
Ps	Pression de stockage ou de fonctionnement normal,en (kPa).
PSM	Gestion de la sécurité des procédés (Process Safety Management).
PT	Essais par ressuage (Penetrant Testing).
$P_f(t)$	probabilité de défaillance en fonction du temps, en défaillances/an.
$P_f(t)_{\text{plan}}$	PoF à la date de planification avant inspection, en défaillances/an.
$P_f(t)_{\text{target}}$	PoF cible pour la planification des inspections, en défaillances/an.
$P(t)^{\text{woplan}}$	PoF à la date de planification sans inspection, en défaillances/an.
Po_{p1}^{extcorr}	Probabilité postérieure pour la corrosion externe, état de dommage 1.
Po_{p2}^{extcorr}	Probabilité postérieure pour corrosion externe, état 2.
Po_{p3}^{extcorr}	Probabilité postérieure pour corrosion externe, état 3.
Po_{p1}^{CUIF}	Probabilité postérieure pour CUI, état de dommage 1.
Po_{p2}^{CUIF}	Probabilité postérieure pour CUI état 2.
Po_{p3}^{CUIF}	Probabilité postérieure pour CUI, état 3.
Po_{p1}^{Thin}	Probabilité postérieure pour amincissement, état 1.
Po_{p2}^{Thin}	Probabilité postérieure pour amincissement, état 2.
Po_{p3}^{Thin}	Probabilité postérieure pour amincissement, état 3.
Pr_{p1}^{Thin}	Probabilité a priori de fiabilité des données de corrosion, état 1.
Pr_{p2}^{Thin}	Probabilité a priori de fiabilité des données de corrosion, état 2.
Pr_{p3}^{Thin}	Probabilité a priori de fiabilité des données de corrosion, état 3.
Pr_{p1}^{CUIF}	Probabilité a priori pour corrosion sous isolation, état 1.
Pr_{p2}^{CUIF}	Probabilité a priori pour corrosion sous isolation, état 2.
Pr_{p3}^{CUIF}	Probabilité a priori pour corrosion sous isolation, état 3.
Pr_{p1}^{extcorr}	Probabilité a priori pour corrosion externe, état 1.
Pr_{p2}^{extcorr}	Probabilité a priori pour corrosion externe, état 2.
Pr_{p3}^{extcorr}	Probabilité a priori pour corrosion externe, état 3.
RAL	Référentiel de couleurs (ex. RAL 7035 pour finition polyuréthane).
R	Constante universelle des gaz = 8.314 J/(kg-mol · K).
RBI	Inspection basée sur le risque (Risk Based Inspection).
RBI_{date}	Date définie par l'exploitant marquant le début d'une période de planification.
$RBPS$	Sécurité des procédés basée sur les risques (Risk-Based Process Safety).

RGC	Compresseurs de gaz recyclé (Recycle Gas Compressors).
RKF/STR	Recovery/Stripping.
RMP	Plan de gestion des risques (Risk Management Plan).
RP	Requalification Périodique.
RT	Essais par radiographie (Radiographic Testing).
$RL_{\text{liner}}^{\text{exp}}$	Durée de vie restante estimée du revêtement interne, en année.
$rate_n$	Débit ajusté de fuite associé aux systèmes de détection et d'isolation, taille n , en (kg/s).
$R(t)_{\text{area}}$	Risque surfacique en fonction du temps, en (m^2/an).
$R(t)_{\text{area-target}}$	Niveau de risque surfacique acceptable pour déclencher une planification d'inspection, en (m^2/an)
$R_f(t)_{\text{area}}^{\text{woplan}}$	Risque surfacique après inspection à la date de planification en (m^2/an).
$R(t)_{\text{fin}}$	Risque financier en fonction du temps, en $\$/\text{an}$.
$R(t)_{\text{fin-target}}$	Seuil de risque financier acceptable pour lancer une inspection en $\$/\text{an}$.
$R_f(t)_{\text{fin}}^{\text{woplan}}$	Risque financier après inspection à la date de planification en $\$/\text{an}$.
$R(t)_{\text{inj}}$	Risque humain (blessures/an) en fonction du temps.
$R(t)_{\text{inj-target}}$	Seuil acceptable de risque humain déclenchant une inspection en (blessures/an).
$R(t)_{\text{inj}}^{\text{woplan}}$	Risque humain à la date de planification, après inspection en (blessures/an) .
S	Contrainte admissible, en psi (MPa).
$SA\ 105\ N$	Spécification ASME pour acier au carbone forgé.
$SA\ 516\ GR\ 70N$	Spécification ASME pour acier au carbone pour récipients sous pression.
SCC	Fissuration par corrosion sous contrainte (Stress Corrosion Cracking).
$SOHIC$	Fissuration induite par l'hydrogène orientée par contrainte (Stress Oriented Hydrogen Induced Cracking).
$SS316L$	Acier inoxydable faible en carbone (Stainless Steel 316L).
$STBPD$	Barils standards par jour (Standard Barrels per Day).
$STBWPD$	Barils d'eau standards par jour (Standard Water Barrels per Day).
SR_p^{CUIF}	Paramètre de rapport de contrainte (hoop stress / flow stress) pour CUIF.
SR_p^{Thin}	Paramètre de rapport de contrainte pour amincissement.
SR_p^{extcorr}	Paramètre de rapport de contrainte pour corrosion externe.
$TAGI$	Traitement et injection de l'eau (Water Treatment and Injection).
$TOFD$	Time of Flight Diffraction (Diffraction du temps de vol, méthode d'US).
T_s	Température de fonctionnement ou de stockage normale, en (K).
TS	Résistance à la traction à la température de conception, en (MPa).
t	Épaisseur fournie du composant, en pouces (mm).

t_c	Épaisseur structurelle minimale du matériau de base, en (mm).
t_{cm}	Épaisseur fournie ou restante du matériau de placage, en (mm).
t_{min}	Épaisseur minimale requise selon le code de construction applicable, en (mm).
t_{rdi}	Épaisseur fournie ou lecture mesurée lors d'une inspection précédente (interne), en (mm).
t_{rde}	Lecture mesurée lors d'une inspection précédente concernant la corrosion externe ou CUI en (mm).
t_{target}	Épaisseur cible pour la planification des inspections en (mm).
UT	Contrôle par ultrasons (Ultrasonic Testing).
VT	Inspection visuelle (Visual Testing).
vol_n^{env}	Volume de déversement à nettoyer, utilisé pour calculer les coûts environnementaux, associé à la taille de trou n , en barils.
W_{max8}	Débit maximal de masse additionnelle pouvant être ajoutée à la fuite à partir des équipements environnants du groupe d'inventaire, en kg/s.
W_n	Débit de fuite de gaz ou de liquide associé à la taille de trou n , en kg/s.
YS	Résistance à la limite d'élasticité à la température de conception, en MPa.
α	Facteur de forme géométrique du composant.
β_1^{Thin}	Indice de fiabilité pour l'état de dommage 1.
β_2^{Thin}	Indice de fiabilité pour l'état de dommage 2.
β_3^{Thin}	Indice de fiabilité pour l'état de dommage 3.
β_2^{CUIF}	Indice de fiabilité pour l'état de dommage 2.
β_3^{CUIF}	Indice de fiabilité pour l'état de dommage 3.
$\beta_1^{extcorr}$	Indice de fiabilité pour l'état de dommage 1.
$\beta_2^{extcorr}$	Indice de fiabilité pour l'état de dommage 2.
$\beta_3^{extcorr}$	Indice de fiabilité pour l'état de dommage 3.
Φ	Fonction de répartition (cumulative) normale standard.
ρ	Masse volumique, en (kg/m ³).
ρ_{atm}	Masse volumique de l'air atmosphérique, en (kg/m ³).
ρ_l	Masse volumique du liquide aux conditions normales ou de stockage, en (kg/m ³).

Introduction générale

« La fiabilité ne se décrète pas, elle se construit par la connaissance des risques et la maîtrise de l'intégrité. »

— Inspiré des principes de la gestion industrielle moderne

L'intégrité des équipements sous pression constitue un pilier essentiel de la maîtrise des risques industriels, notamment dans le secteur pétrolier, où les conditions d'exploitation sont particulièrement sévères et les enjeux économiques, humains et environnementaux majeurs. Dans ce contexte, la mise en œuvre de stratégies d'inspection et de maintenance rigoureusement planifiées s'avère indispensable pour garantir la fiabilité et la sécurité des installations tout au long de leur cycle de vie.

Parmi ces équipements, les séparateurs de première ligne occupent une position centrale dans le processus de traitement des hydrocarbures. Leur bon fonctionnement conditionne à la fois la sécurité opérationnelle et la performance globale de l'unité de production. Face à la complexité croissante des installations industrielles et à la variabilité des conditions de service, les méthodes traditionnelles de suivi de l'intégrité montrent aujourd'hui leurs limites. D'où la nécessité d'évoluer vers des approches plus dynamiques, basées sur l'analyse du risque et une connaissance approfondie de l'état réel des équipements.

C'est dans cette optique que s'inscrit la démarche d'Inspection Basée sur le Risque (RBI – Risk-Based Inspection), un outil décisionnel permettant d'optimiser la stratégie de maintenance tout en assurant le respect des exigences réglementaires et normatives. En remplaçant la logique de planification fixe par une évaluation quantitative du risque (croisant la probabilité de défaillance et la gravité des conséquences) la RBI permet de concentrer les ressources là où les enjeux sont les plus critiques.

Comment démontrer, à travers une évaluation rigoureuse intégrant les exigences réglementaires et normatives, que l'intégrité d'un équipement critique tel que le Slug Catcher V08-1001-1 peut être maintenue de manière sûre et maîtrisée, afin de justifier un aménagement optimisé de son intervalle d'inspection ? Et quelle stratégie d'inspection peut être dérivée de l'analyse de risque ?

Dans ce cadre, l'objectif principal de cette étude est d'évaluer l'intégrité du séparateur primaire V08-1001-1, installé sur le site pétrolier d'El Merk, en vue de proposer un aménagement de son intervalle d'inspection, tout en garantissant un niveau de sécurité conforme aux exigences en vigueur. Pour atteindre cet objectif, plusieurs axes spécifiques ont été définis : identifier les mécanismes de dégradation auxquels l'équipement est exposé, en tenant compte des conditions de fonctionnement réelles ; analyser sa criticité à l'aide d'une approche quantitative fondée sur le risque ; justifier l'aménagement de la fréquence des inspections en s'appuyant sur les résultats obtenus ; proposer un plan d'inspection priorisé ; et intégrer les

exigences réglementaires algériennes dans le dispositif global d'évaluation.

La démarche suivie repose sur une méthodologie rigoureuse, combinant l'analyse technique détaillée de l'équipement, l'évaluation des modes de dégradation, la modélisation de leur évolution dans le temps, et la formulation de recommandations concrètes pour optimiser la gestion de l'intégrité. Elle s'inscrit dans une volonté d'amélioration continue des pratiques de maintenance dans l'industrie pétrolière algérienne, et propose une méthodologie applicable à d'autres équipements critiques du même type.

Afin de répondre aux objectifs de cette étude, le présent mémoire est structuré comme suit :

- Chapitre 1 : Présentation du site et de l'équipement d'étude. Il décrit le contexte industriel du complexe pétrolier d'El Merk et les caractéristiques techniques du séparateur V08-1001-1.
- Chapitre 2 : Cadre normatif et réglementaire pour la gestion de l'intégrité des équipements sous pression (ESP). Il expose les exigences applicables, notamment celles de l'ARH et des normes internationales, en matière d'inspection et de requalification.
- Chapitre 3 : Méthodologie d'Inspection Basée sur le Risque selon la norme API 581. Ce chapitre détaille l'ensemble des étapes de la démarche RBI, depuis l'identification des mécanismes d'endommagement jusqu'à l'évaluation du risque.
- Chapitre 4 : Étude de cas – Application de la RBI au séparateur V08-1001-1. Il présente l'analyse réalisée, les résultats obtenus, les propositions d'aménagement de l'intervalle d'inspection, et le plan d'inspection associé.
- Chapitre 5 : Présentation de la startup PressureGuard.

Cette étude vise ainsi à fournir un cadre d'évaluation structuré, rigoureux et adapté pour la gestion de l'intégrité des équipements critiques, en s'appuyant sur une approche basée sur le risque, conforme aux exigences réglementaires et alignée sur les meilleures pratiques industrielles.

Chapitre 1

Présentation du site et de l'équipement d'étude

1.1 Introduction

Ce chapitre présente le cadre général de l'étude en introduisant la société JGC Algeria, ainsi que le projet El Merk, site majeur de traitement d'hydrocarbures en Algérie. Il se concentre ensuite sur le séparateur V08-1001-1, un équipement sous pression critique soumis à des conditions de service sévères. L'objectif est de fournir une base technique et contextuelle permettant de justifier le choix de cet équipement pour l'application de la méthodologie RBI.

1.2 Présentation de JGC Algeria

1.2.1 Présentation générale

JGC Algeria est la filiale algérienne du groupe japonais JGC Corporation, un acteur international de l'ingénierie et de la construction. Créée en 2006 puis fusionnée avec SAJEC en 2008, l'entreprise opère principalement dans les secteurs des hydrocarbures et de l'ingénierie pétrolière. Son siège social est situé à Bab Ezzouar (Alger), et elle dispose d'une base opérationnelle permanente à Hassi Messaoud, au cœur des activités pétrolières du pays. Dotée d'un capital de 1 844 500 000 DZD, JGC Algeria a mené plusieurs projets majeurs en Algérie, en partenariat avec Sonatrach et d'autres acteurs du secteur énergétique, consolidant son rôle dans le développement des infrastructures industrielles nationales.[1]

1.2.2 Domaines d'activités et services

JGC Algeria opère principalement dans le secteur des hydrocarbures, en fournissant une offre intégrée de services couvrant l'ensemble du cycle de vie des projets industriels. Ses prestations englobent l'ingénierie de base et de détail, l'approvisionnement en équipements, la gestion et la supervision de la construction, ainsi que les tests, la mise en service et le démarrage

des installations. Elle assure également une assistance technique en phase d'exploitation, garantissant ainsi un accompagnement complet depuis la conception jusqu'à l'exploitation des unités industrielles.[1]

1.3 Présentation du site El Merk

1.3.1 Situation géographique et contexte

Le projet El Merk a pour but l'exploitation de réserves isolées d'hydrocarbures situées environ 220 km au sud-est d'Hassi Messaoud dans le bassin de Berkine. Cette localité stratégique est enregistrée dans la partie nord de la plateforme saharienne dans le sud-est algérien, à environ 1100 km d'Alger et 300 km de Hassi Messaoud. La zone de production est découpée en plusieurs secteurs clés :

- **Le bloc 208 (El Merk)**, qui regroupe quatre champs principaux :
 - o EKT (El Kheit eh Tessekha) ;
 - o EMN (El Merk Nord) ;
 - o EME (El Merk Est) ;
 - o EMK / MLSE (champ groupé d'El Merk et de Menzel Ledjmat Sud-Est) ;
- **Le bloc 405A (Menzel Ledjmat)** : partiellement exploité.
- **Les blocs 404 et 403A** : déjà exploités par le Groupement.[2]



FIGURE 1.1 – Situation géographique du site d'El Merk

1.3.2 Présentation de l'installation centrale de traitement (CPF)

Le site pétrolier d'El Merk dispose d'une CPF conçue pour le traitement intégré des hydrocarbures extraits des champs environnants. L'installation est capable de traiter quotidiennement environ 70000 barils de pétrole brut, 20000 barils de condensat, 22000 barils de GPL ainsi que 400 millions de pieds cubes standards (MMscf) de GNL. La CPF est constituée

de plusieurs systèmes de procédés et d'utilités interconnectés, qui permettent de gérer les différentes étapes de traitement, depuis la réception des fluides jusqu'à leur exportation :

- **Réception et séparation initiale** : les hydrocarbures en provenance des puits passent d'abord par des séparateurs d'entrée et des récepteurs de bouchons (*slug catchers*), qui atténuent les pics de débit et amorcent la séparation entre les phases liquide et gazeuse.

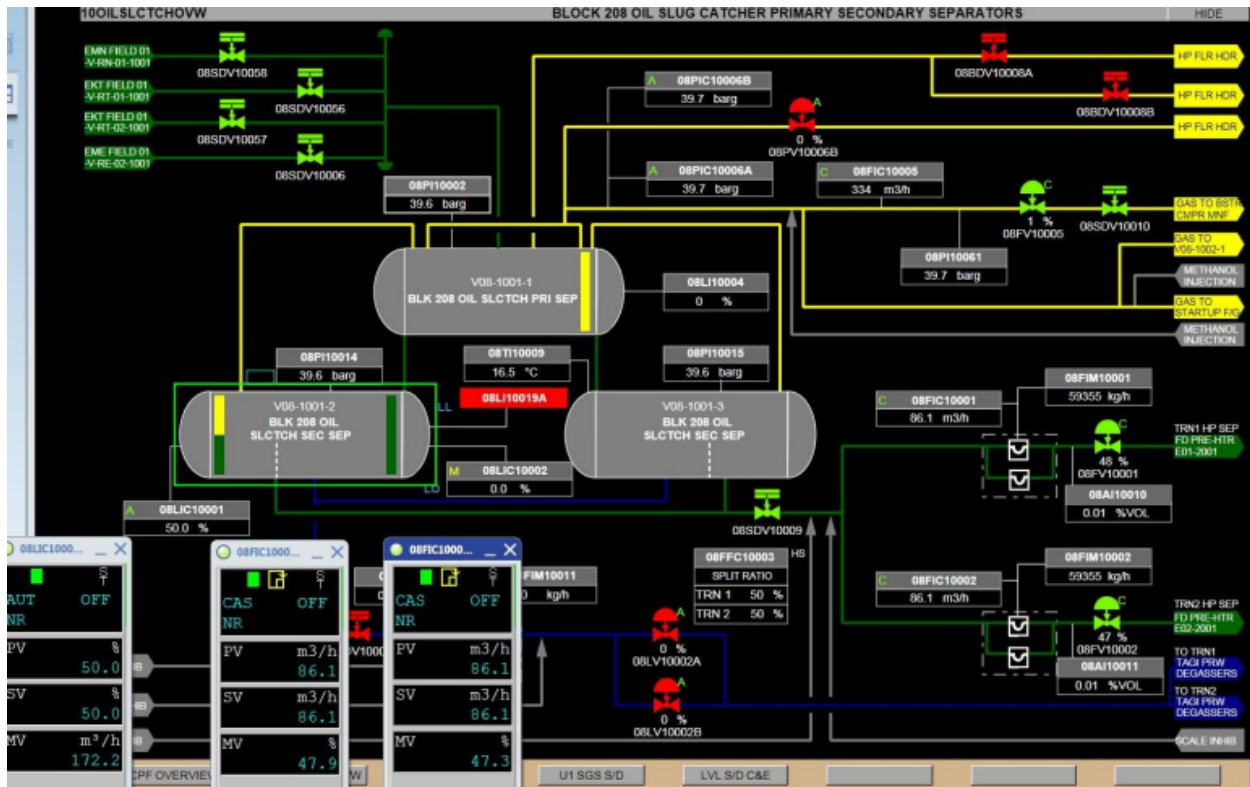


FIGURE 1.2 – Interface opérateur montrant le séparateur V08-1001-1 en service.

- **Traitement du pétrole et du condensat** : deux trains de traitement fonctionnant chacun à 50 % de capacité (63,568 STBPD) assurent la stabilisation du pétrole brut *Sahara Blend*, l'élimination des fractions légères et la désalinisation. Le condensat clair est récupéré en parallèle et dirigé vers l'exportation ou le mélange avec le C5+ issu du train GNL.
- **Compression du gaz** : le gaz séparé est compressé via trois trains AGC (*Associated Gas Compressors*) et trois trains BGC (*Booster Gas Compressors*), qui l'acheminent ensuite vers l'unité de déshydratation. Une partie de ce gaz est réinjectée dans les puits à travers les compresseurs RGC et IGC pour maintenir la pression du réservoir.
- **Train GNL** : un train fonctionnant à 100 % de capacité (400 MMSCFD) traite le gaz naturel pour récupérer 90 % en mole de GPL, produire un condensat clair (C5+) et séparer les composants plus lourds destinés à l'export.
- **Traitement de l'eau produite** : l'installation comprend deux unités TAGI à 50 % de capacité (87 152 STBWD) et une unité RKF/STR à 100 % de capacité (6 535 STBWD).
- **Systèmes utilitaires** : huile chaude, gaz combustible, air d'instrumentation, torçage, drainage, injection de produits chimiques, etc, sont déployés pour assurer le bon fonctionnement des différentes unités (voir Annexe 1 pour le plan d'implantation détaillé).[3]

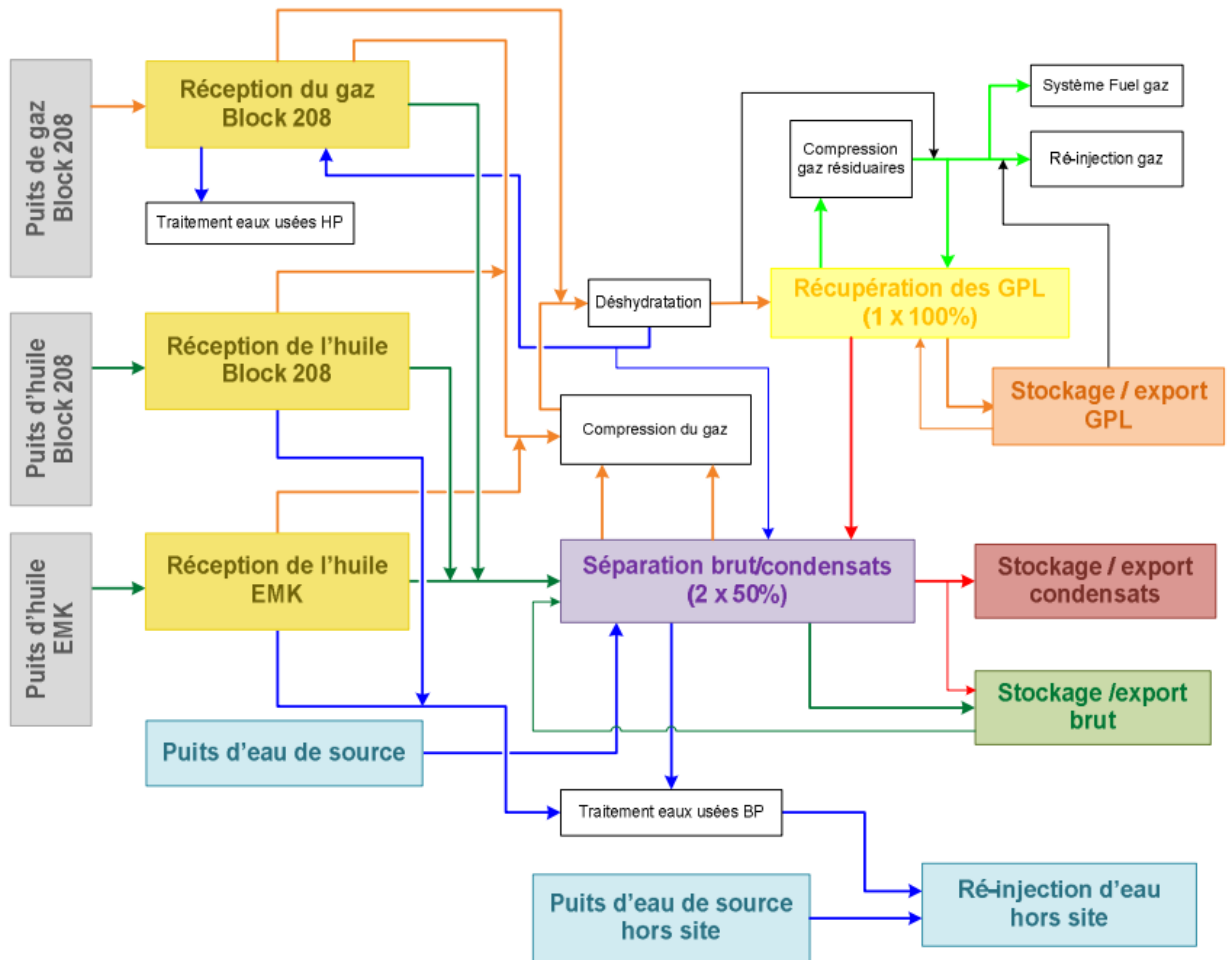


FIGURE 1.3 – Schéma de procédé de l'installation centrale de traitement (CPF)

1.4 Environnement d'exploitation

1.4.1 Impact des conditions climatiques sur l'intégrité des ESP

Les conditions météorologiques du site d'El Merk exercent une influence déterminante sur les mécanismes d'endommagement des équipements industriels. Cette influence se manifeste particulièrement à travers la corrosion atmosphérique, les contraintes thermiques et les cycles répétés de dilatation-contraction des matériaux métalliques. L'analyse de ces paramètres environnementaux constitue donc un élément fondamental pour l'évaluation des risques d'intégrité et la définition des stratégies de maintenance préventive.

1.4.2 Caractéristiques climatiques du site

Les données climatiques moyennes sont présentées dans la Figure 1.4, incluant les températures, l'humidité, les précipitations et l'ensoleillement. La température moyenne annuelle est d'environ 24,6 °C, avec des extrêmes allant de 4,3 °C en janvier à 41 °C en juillet.

L'humidité relative moyenne est de 33,9 %, atteignant un minimum de 17 % en juillet. Ces faibles niveaux d'humidité, combinés à une forte exposition solaire (jusqu'à 12,8 h de soleil par jour en été), caractérisent un climat aride et désertique, propice à l'évaporation rapide et à l'accumulation de sels en surface, favorisant des phénomènes de corrosion localisée.[4]

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Sep- tembre	Octobre	No- vembre	Décembre
Température moyenne (°C)	10.3	12.7	17.8	22.8	27.7	32.2	35.2	34.3	30.3	24.1	16.1	11.1
Température minimale moyenne (°C)	4.5	6.3	10.7	15.3	20.1	24.2	27	26.6	23.3	17.5	10.1	5.7
Température maximale (°C)	16.2	18.8	24.1	29.1	34	38.8	41.8	40.7	36.3	30.1	21.8	16.7
Précipitations (mm)	7	3	5	3	2	0	0	0	2	3	5	4
Humidité(%)	54%	40%	31%	25%	21%	18%	17%	20%	27%	35%	46%	57%
Jours de pluie (jrée)	1	1	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1
Heures de soleil (h)	8.9	9.8	10.6	11.5	12.3	12.8	12.6	12.0	11.1	10.2	9.3	8.7

FIGURE 1.4 – Données climatiques moyennes annuelles du site d'El Merk en 2024

1.4.3 Variabilité thermique journalière du site d'El Merk

La Figure 1.5 montre les températures horaires moyennes sur l'année. On y observe des écarts thermiques journaliers très marqués, dépassant fréquemment 20 °C entre le jour et la nuit. Par exemple, en juillet, les températures peuvent passer de 27 °C au petit matin à plus de 41 °C en après-midi. Cette différence de température élevée, souvent concentrée sur de courts intervalles temporels, accentue les phénomènes de fatigue thermique, en particulier sur les matériaux métalliques soumis à des cycles quotidiens de dilatation et de contraction.[4]

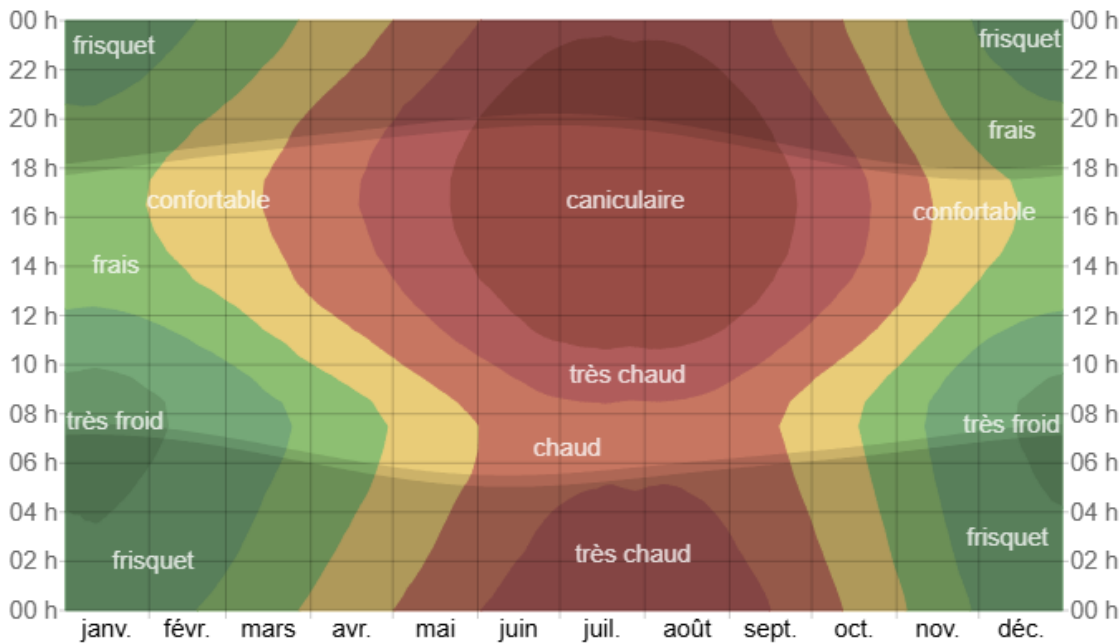


FIGURE 1.5 – Températures horaires enregistrées sur le site d'El Merk au cours de l'année 2024

1.4.4 Conditions de vent et implications sur l'érosion

L'analyse de la rose des vents annuelle (Figure 1.6) indique que les vents dominants soufflent majoritairement du nord-est vers le sud-ouest, avec des vitesses modérées. peut favoriser l'accumulation de poussières et la direction des particules érosives dans certaines zones de l'équipement.[4]

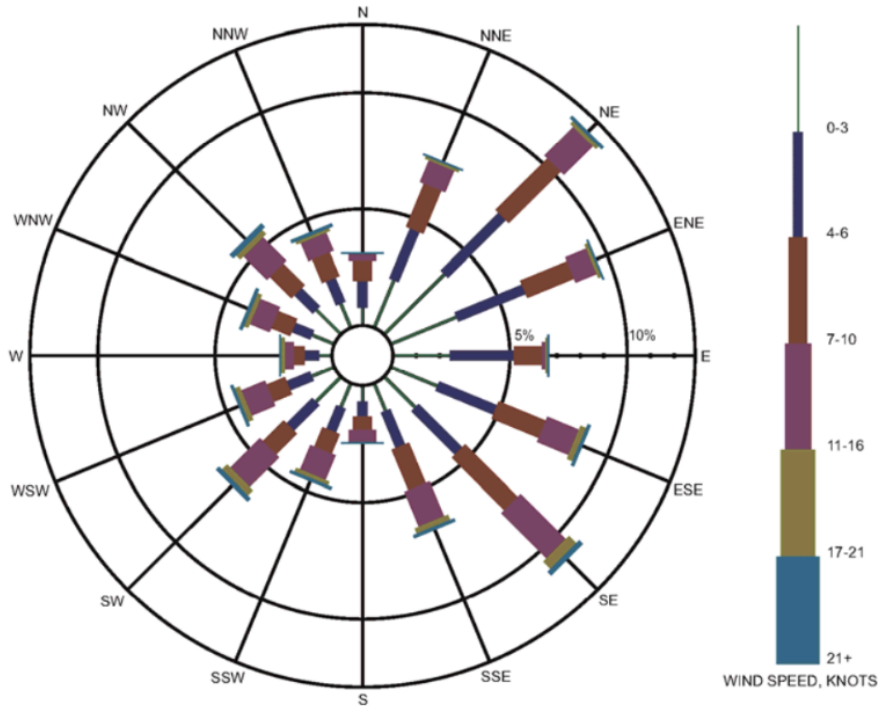


FIGURE 1.6 – Rose des vents annuelle du site d'El Merk en 2024

1.5 Localisation et répartition du personnel sur site

Le site de CPF d'El Merk est situé dans une région isolée du sud-est algérien. Aucun établissement public permanent (zones résidentielles, écoles, hôpitaux, etc.) n'est présent dans un rayon significatif autour de la CPF, des lignes d'écoulement ou des puits associés.

Les effectifs de personnel sur site sont répartis par zone fonctionnelle de l'installation ainsi que selon le quart de travail. Ces données sont résumées dans le Tableau 1.1 , tandis que la répartition géographique des zones de l'installation est illustrée à la Figure 1.7.[4]

TABLE 1.1 – Répartition des heures-homme et personnes équivalentes par zone – CPF El Merk

Emplacement	Équipe de jour (6h–18h)		Équipe de nuit (18h–6h)	
	H-H totales	Pers. équiv.	H-H totales	Pers. équiv.
[A] Zone de procédé principale	85.17	7.1	25.33	2.1
[B] Services et compression de gaz	91.17	7.6	31.33	2.6
[C] Stockage des produits	79.17	6.6	19.33	1.6
[D] Réception pipeline et traitement eau	61.17	5.1	1.33	0.1
[lab] Bâtiment du laboratoire	65.17	5.4	3.33	0.3
[autres] Zones formation, extension, etc.	61.17	5.1	1.33	0.1
Total général	443.02	36.9	101.98	6.8

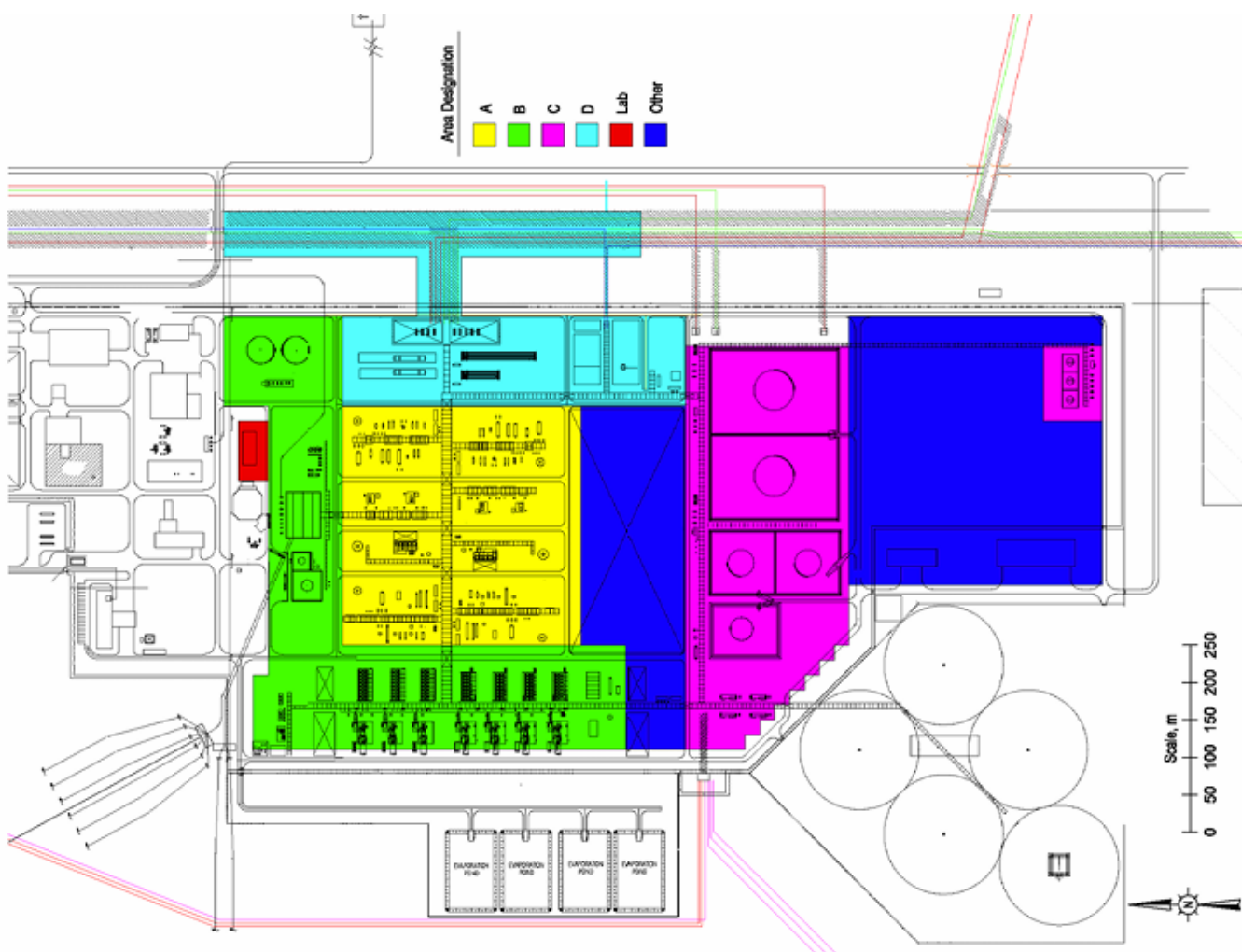


FIGURE 1.7 – Répartition géographique des principales zones fonctionnelles de CPF.

1.6 Présentation du séparateur V08-1001-1

1.6.1 Contexte et rôle dans le procédé

Le séparateur V08-1001-1, installé sur le site du projet El Merk (Bloc 208) et mis en service en 2013 après sa fabrication en Inde par ISGEC en 2010, est un séparateur biphasique horizontal de type Primary Oil Slug Catcher. Il constitue le point d'entrée principal des effluents bruts au CPF, où il reçoit un mélange triphasique (gaz, huile, eau) provenant des champs EME, EKT et EMN via la Oil Trunk Line.

Sa fonction est de séparer le gaz du mélange liquide (huile + eau), sans distinction entre ces deux phases. La séparation fine entre huile et eau est ensuite réalisée par les séparateurs secondaires (V08-1001-2 et V08-1001-3), situés en aval. (Voir Annexe 1 pour le schéma P&ID et la vue d'ensemble de l'unité de réception des effluents). [5]



FIGURE 1.8 – Photographie du séparateur V08-1001-1 sur site

1.6.2 Principe de fonctionnement

Le séparateur V08-1001-1 fonctionne à une pression de 40 bar et à une température de 60°C. Le fluide biphasique entre dans la cuve par une ligne d'alimentation de 20 pouces, équipée d'une plaque d'impact (impingement plate) qui permet de dissiper l'énergie du jet et de bien répartir le fluide à l'intérieur du séparateur. La séparation des phases s'effectue principalement par gravité : le gaz, étant moins dense, migre vers la partie supérieure du réservoir et est évacué par les piquages N2, N3, N6 et N7, tandis que les hydrocarbures liquides se stabilisent dans la zone intermédiaire, et que l'eau produite ainsi que les solides se déposent au fond du réservoir.

Pour améliorer l'efficacité de séparation, l'équipement est muni d'internes tels que des déflecteurs anti-tourbillons (vortex breaker), des chicanes et des éléments coalesceurs. Le liquide séparé est dirigé vers l'extérieur par les piquages N4 et N5. Ce séparateur est dimensionné pour capturer plus de 95 % des gouttelettes liquides d'un diamètre supérieur à 500 microns.[5]

1.6.3 Caractéristiques physico-chimiques du fluide traité

Le fluide traité présente une composition chimique agressive, typique des hydrocarbures issus de gisements matures du bassin de Berkine. Les analyses révèlent la présence de différentes substances réparties dans les trois phases principales du mélange :

- Gaz dissous : le gaz contient principalement du dioxyde de carbone (CO_2) à raison de 0,46 mol %, ainsi que du sulfure d'hydrogène (H_2S) pouvant atteindre 1,6 ppmv. Ces gaz sont responsables de phénomènes de corrosion acide et de sulfuration des aciers au carbone.
- Phase aqueuse : l'eau de formation est fortement saline, avec une concentration pouvant atteindre 335 000 ppm de sels dissous, notamment des ions chlorure. Le pH mesuré est de 5,6, ce qui favorise la corrosion.
- Phase hydrocarbonée liquide : cette phase contient des fractions légères ainsi que des composés aromatiques BTX (benzène, toluène, xylènes), avec une concentration pouvant atteindre 0,09 mol %. Ces substances sont susceptibles d'endommager les revêtements polymères internes par gonflement ou solubilisation.

Cette composition chimique complexe nécessite des évaluations approfondies et un système de protection anticorrosion adapté pour maîtriser les risques de dégradation et optimiser la stratégie d'inspection de cet équipement critique.[6]

1.6.4 Conception mécanique et matériaux

Le séparateur est construit selon le code ASME Section VIII Division 1, avec un diamètre interne de 2000 mm et une longueur de 12000 mm. Le corps principal, y compris les viroles et les fonds bombés, est fabriqué en acier carbone SA 516 GR 70N, un matériau robuste et adapté aux environnements pétroliers. Les éléments internes en contact permanent avec les fluides, comme les plaques d'impact et les supports, sont eux aussi réalisés en SA 516 GR 70N ou en acier inoxydable SS316L, selon les emplacements. Les piquages du séparateur sont conçus pour résister aux conditions de service et sont tous revêtus intérieurement pour assurer une protection anticorrosion. (Détails dans le Tableau présenté en Annexe 1). Voici un aperçu des principaux piquages : [7]

TABLE 1.2 – Aperçu des principaux piquages du séparateur V08-1001-1

Nozzle	Fonction	Diamètre (mm)	Matériau
N1	Entrée fluide	508	SA 105 N
M1	Trou d'homme	711	SA 516 GR 70N
CN1–CN8	Instrumentation	51–102	SA 105 N

1.6.5 Protection anticorrosion

Afin de garantir la durabilité en service et de limiter les risques de corrosion liés à la présence d'hydrocarbures soufrés, d'eau salée et de conditions opératoires sévères, le séparateur V08-

1001-1 a été conçu avec un système de protection anticorrosion rigoureux, adapté à son environnement d'exploitation.

- **Protection interne** : revêtement en vinyle ester époxy renforcé par de la fibre de verre, assurant une résistance chimique et mécanique.
- **Protection externe** : système multicouche comprenant :
 - o une couche primaire en zinc époxy,
 - o une couche intermédiaire en époxy haute performance,
 - o une finition en polyuréthane (RAL 7035).[8]

1.6.6 Instrumentation et sécurité

Le Slug Catcher V08-1001-1 est doté d'un ensemble d'équipements d'instrumentation et de sécurité destinés à assurer son fonctionnement fiable et sa protection contre tout risque de défaillance. Il est notamment équipé de :

- Capteurs de pression (PI, PIT),
- Détecteurs de niveau (LI, LIT),
- Soupapes de sécurité (PSV),
- Système de drainage et ventilation.[6]

1.7 Conclusion

Ce premier chapitre a permis de définir le cadre technique et opérationnel de l'étude, en mettant en évidence les spécificités du séparateur V08-1001-1 et de son environnement de service. Compte tenu de sa position critique en tête de procédé et des conditions sévères auxquelles il est exposé, cet équipement constitue un cas d'étude pertinent pour l'application de la méthodologie RBI. Ces éléments constituent une base solide pour l'évaluation des risques et la mise en place d'un plan d'inspection optimisé selon les normes API 580 et 581.

Chapitre 2

Cadre normatif et réglementaire pour la gestion de l'intégrité des ESP

2.1 Introduction

Ce chapitre établit les fondements normatifs et réglementaires nécessaires à l'application de la méthodologie RBI. Il analyse l'articulation entre les normes internationales (API 510, 571, 580, 581) et les exigences nationales (décret exécutif 21-261) pour assurer la conformité et la fiabilité de l'approche appliquée au Slug Catcher V08-1001-1.

2.2 Introduction au Process Safety Management

2.2.1 Contexte et évolution historique

L'industrie pétrolière est exposée à des substances dangereuses et à des conditions extrêmes (pression, température, corrosion, etc), nécessite une gestion proactive des défaillances afin de prévenir les incidents majeurs. Des catastrophes industrielles telles que Bhopal (1984), Texas City (2005) ou Deepwater Horizon (2010) ont souligné la nécessité urgente d'adopter des approches systématiques et rigoureuses de gestion des risques. Avant les années 1980, la sécurité des procédés reposait essentiellement sur l'expertise individuelle et des bonnes pratiques empiriques. À partir des années 1960–1970, des outils formels comme HAZOP (Hazard and Operability Study) et FMEA (Failure Modes and Effects Analysis) ont commencé à structurer les analyses de risques. Cependant, l'accident de Bhopal en 1984 fut un tournant décisif, la libération de méthyl isocyanate a causé des milliers de décès, malgré une installation initialement bien conçue. L'événement a mis en évidence l'échec non pas technique, mais organisationnel et humain. En réponse à ces événements :

- 1985 : création du CCPS (Center for Chemical Process Safety) par l'AICHE.
- 1992 : OSHA introduit la réglementation PSM – 29 CFR 1910.119 avec 14 éléments.
- 1995 : l'EPA introduit le Risk Management Plan (RMP) dans le cadre du Clean Air Act.[9]

2.2.2 Définition du Process Safety Management

Le management de la sécurité des processus (PSM) est un cadre systématique regroupant des activités et des procédures pour assurer la sécurité des installations industrielles en prévenant les accidents majeurs. Ce système couvre des aspects essentiels tels que la prévention, la préparation et l'intervention face aux rejets de substances chimiques ou d'énergie. Reconnue pour son rôle dans la réduction des accidents majeurs. En réponse, le CCPS a développé un cadre axé sur les risques, appelé Risk-Based Process Safety (RBPS), afin de rendre la gestion des risques plus performante et adaptée aux enjeux contemporains. [10]

2.2.3 Importance du PSM

Le PSM constitue une approche systématique en prévention d'accidents majeurs dans des secteurs à risque tels que le pétrole et le gaz. Avec le PSM, il est possible de combiner des principes d'ingénierie de classe à des pratiques de gestion pour maîtriser, identifier, évaluer et maîtriser les risques associés aux procédés industriels. L'importance du PSM repose sur trois piliers essentiels :

- **Protection de l'environnement** : prévention des fuites toxiques, marées noires, etc.
- **Intégrité opérationnelle** : réduction des défaillances critiques, continuité des opérations.
- **Conformité réglementaire** : réponse aux exigences des autorités pour éviter les sanctions.[11]

2.2.4 Les éléments du PSM selon OSHA

L'OSHA a défini 14 éléments constituant un cadre méthodologique complet pour la gestion de la sécurité des procédés. Ces éléments couvrent l'ensemble du cycle de vie des installations industrielles et s'articulent autour de quatorze piliers :[11]



FIGURE 2.1 – Les 14 éléments de l'OSHA

2.3 Asset Integrity Management (AIM)

2.3.1 Définition des actifs

Un actif désigne tout élément, objet ou entité ayant une valeur, réelle ou potentielle, pour une organisation. Cette valeur varie en fonction des objectifs et des parties prenantes de l'entreprise et peut être tangible ou intangible, financière ou non financière. [12]

2.3.2 Définition de l'AIM

La gestion de l'intégrité des actifs (Asset Integrity Management - AIM) repose sur un ensemble d'activités coordonnées, impliquant divers intervenants, dans le but d'assurer la fiabilité, la disponibilité et la sécurité des installations industrielles tout au long de leur cycle de vie. Une mise en œuvre efficace de l'AIM permet de minimiser les risques pesant sur le personnel, l'environnement et les biens matériels. Elle s'appuie sur des processus rigoureux de planification, de surveillance et de maîtrise opérationnelle, tout en optimisant les opportunités techniques et économiques. L'efficacité du système AIM est intrinsèquement liée à l'analyse de la rentabilité de la sécurité des procédés.[12]

2.3.3 Relation entre le PSM et l'AIM

L'intégrité des équipements est un pilier fondamental du PSM, car elle garantit le bon fonctionnement des systèmes industriels tout en minimisant les risques de défaillances dangereuses, en particulier pour les ESP. Une gestion rigoureuse de cette intégrité est cruciale pour prévenir des événements majeurs, tels que les fuites, les explosions ou les accidents environnementaux, qui peuvent avoir des conséquences dramatiques.

Dans ce cadre, l'AIM joue un rôle clé en assurant la fiabilité à long terme des équipements. Des stratégies telles que la RBI permettent de réduire non seulement les risques opérationnels, mais aussi les coûts associés à des interventions inutiles. En intégrant l'AIM dans la gestion de l'intégrité des équipements, les entreprises renforcent leur culture de sécurité, répondent aux exigences réglementaires et protègent à la fois les travailleurs et l'environnement. [12]

2.3.4 Outils clés de l'AIM

- **DMR (Damage Mechanism Reviews)** : identification des mécanismes d'endommagement pour adopter les mesures d'atténuation.
- **IOW (Integrity Operating Windows)** : limites critiques de fonctionnement à ne pas dépasser pour préserver l'intégrité des équipements.
- **Corrosion loop** : une zone d'un circuit ou d'un équipement où les conditions de service (fluide, température, pression, matériau) sont similaires, et donc soumise aux mêmes mécanismes de corrosion.

Ces outils garantissent que l'intégrité des équipements est préservée tout au long de leur cycle de vie. [13]

2.4 Mécanismes d'endommagement

Dans le cadre de la méthodologie RBI, l'identification des mécanismes d'endommagement est une étape clé pour évaluer la probabilité de défaillance. Les mécanismes d'endommagement regroupent l'ensemble des processus mécaniques, chimiques ou physiques conduisant à la dégradation progressive des matériaux. Leur apparition et leur évolution sont influencées par divers facteurs, tels que les sollicitations mécaniques, les contraintes thermiques ou les agressions chimiques du milieu. Ces mécanismes dépendent des propriétés des matériaux, des conditions opératoires, de l'environnement et de l'historique d'exploitation. [14]

2.4.1 Identification des mécanismes d'endommagement

L'identification des mécanismes d'endommagement constitue une étape fondamentale dans toute démarche d'inspection basée sur le risque (RBI). Avant toute quantification du risque ou élaboration d'un plan d'inspection, il est indispensable de comprendre comment l'équipement peut se détériorer dans son environnement spécifique de fonctionnement. Cette étape permet de cibler les zones critiques, de déterminer les paramètres à surveiller, et de choisir les méthodes d'inspection les plus appropriées.

Conformément aux lignes directrices des normes API 580 et API 581, cette identification repose sur une approche structurée et méthodique. Elle s'appuie notamment sur la classification détaillée proposée par la norme API 571, qui recense plus de soixante mécanismes d'endommagement reconnus dans les industries de transformation. [14]

Méthodologie de la revue des mécanismes d'endommagement (DMR)

La DMR (Damage Mechanism Review), ou revue des mécanismes d'endommagement, est une étape clé dans le cadre de l'analyse RBI. Elle consiste à identifier et à évaluer de manière systématique l'ensemble des mécanismes susceptibles d'altérer l'intégrité d'un équipement, en fonction de ses conditions de service et de ses caractéristiques techniques. Cette revue vise à garantir l'exhaustivité de l'analyse de risque en s'appuyant sur des bases normatives reconnues, notamment la norme API 571.

La DMR est réalisée selon une approche structurée et méthodique, en plusieurs étapes successives :

- Segmentation de l'équipement en fonction de la géométrie, des matériaux constitutifs et des conditions d'exposition aux fluides de procédé ou à l'environnement externe, en la séparant en zones (coque, têtes, piquages, etc.).
- Définition des boucles de corrosion en regroupant les zones partageant des conditions de service similaires (température, pression, composition chimique du fluide, vitesse, etc.), afin d'identifier les zones critiques avec plus de précision.
- Identification des mécanismes d'endommagement, sur la base de l'API 571.

Chaque mécanisme identifié a été évalué selon deux critères principaux : applicabilité et caractère actif. [15]

2.4.2 Classification des mécanismes d'endommagement

La norme API 571 fournit une classification exhaustive et systématique des mécanismes d'endommagement rencontrés dans l'industrie de transformation. Ces mécanismes sont regroupés en grandes catégories :[14]

TABLE 2.1 – Classification des mécanismes d'endommagement selon la norme API 571

Mode d'endommagement	Description du mécanisme d'endommagement
Amincissement interne	Corrosion par HCl Corrosion par eau acide (Sour Water Corrosion) Érosion / Corrosion par érosion Corrosion par CO ₂ Corrosion par eau de refroidissement Corrosion induite par des micro-organismes (MIC) Corrosion par poudre noire
Corrosion externe	Corrosion sous isolation (CUI) Corrosion atmosphérique Corrosion du sol
Fissuration	Dégradation des matériaux réfractaires Fissuration par corrosion sous contrainte chlorurée Rupture fragile
Autres	Fluage / rupture par fluage Fatigue thermique Surchauffe de courte durée – rupture sous contrainte Fatigue induite par vibrations Corrosion générale * Corrosion sous dépôts *

2.5 Techniques de contrôle non destructif (CND)

Le choix des techniques de Contrôle Non Destructif (CND) repose sur leur capacité à détecter efficacement les dégradations potentielles. Il est impératif de sélectionner les techniques les plus adaptées aux types de dommages attendus (corrosion, fissuration, etc.), en tenant compte des contraintes d'accessibilité, des matériaux, et de la criticité des zones à inspecter.[14]

TABLE 2.2 – Résumé des techniques d'inspection recommandées

N°	Type d'inspection	DM applicable	Exigences	Remarques
1	VI (Inspection visuelle)	Tous	100 % de la surface	Pour tous les mécanismes d'endommagement (DM)
2	UT (Ultrasons)	Amincissement général et localisé	Emplacements accessibles / buses $\geq 50,8$ mm	Tous composants sauf matériaux durs/réfractaires ; mesure d'épaisseur et perte de métal
3	MT (Magnétoscopie)	Fissures superficielles	Soudures en T	Pour matériaux magnétiques
4	PT (Resuage)	Fissures superficielles	Soudures	Pour matériaux non magnétiques (ex : inox)
5	PRT (Courants de Foucault)	Corrosion / CU	Buses / soudures $\geq 50,8$ mm	Pour buses et tuyauteries $\geq 50,8$ mm
6	MFL (Flux de fuite magnétique)	Tous	100 % du fond des réservoirs	Inspection complète du fond de réservoir par MFL
7	Métallographie	Tous	Soudures et points chauds	Sur 10 % des soudures et zones sensibles
8	Test d'étanchéité du revêtement	Tous	Revêtement de protection	Détection de porosités, piqûres (test hors ligne à l'arrêt)
9	Mesure d'épaisseur du revêtement	Tous	Revêtement de protection	Contrôle d'épaisseur, détection de défauts
10	PAUT (TOFD ou Phased Array)	Tous	En cas de perte de métal significative	Cartographie de corrosion par ultrasons multiéléments
11	Thermographie infrarouge	Tous	–	Détection thermique de défauts ou de pertes d'isolation

2.6 Normes liées à l'intégrité des ESP

L'évaluation de l'intégrité du séparateur V08-1001-1, dans le cadre de la méthodologie RBI, repose sur un ensemble de normes techniques rigoureuses, couvrant à la fois les aspects d'inspection, d'analyse des dégradations, d'évaluation de l'aptitude au service, et de gestion du risque.

- **API 510** : Cette norme constitue la référence principale pour l'inspection, la réparation, l'altération et le reconditionnement des équipements sous pression. Elle définit les fréquences d'inspection, les critères d'acceptation, les rôles des inspecteurs certifiés et les exigences techniques minimales. C'est la norme de base pour les plans d'inspection périodiques en service.[16]
- **API 580** : fournit le cadre conceptuel et les exigences générales de la méthodologie

- RBI. Elle insiste sur l'importance d'une approche systématique, qualitative ou semi-quantitative, fondée sur l'identification des mécanismes de dégradation, le calcul de la PoF et de la CoF, afin d'optimiser les ressources d'inspection. [15]
- **API 581** : L'API 581 complète l'API 580 en apportant des méthodologies mathématiques normalisées et des outils quantitatifs pour le calcul des facteurs de dommage, des indices de risque, et l'élaboration d'un plan d'inspection fondé sur le risque. Elle constitue le cœur technique du modèle RBI appliqué dans ce projet. [17]
 - **API 571** : Cette norme est essentielle dans l'étape d'identification et de classification des mécanismes d'endommagement potentiels. Elle dresse une typologie exhaustive des mécanismes de dégradation, en les reliant aux conditions de procédé, aux matériaux, et aux environnements spécifiques. L'API 571 est utilisée pour établir une revue détaillée des mécanismes de dommages (DMR), indispensable à la fiabilité de l'analyse RBI.[14]

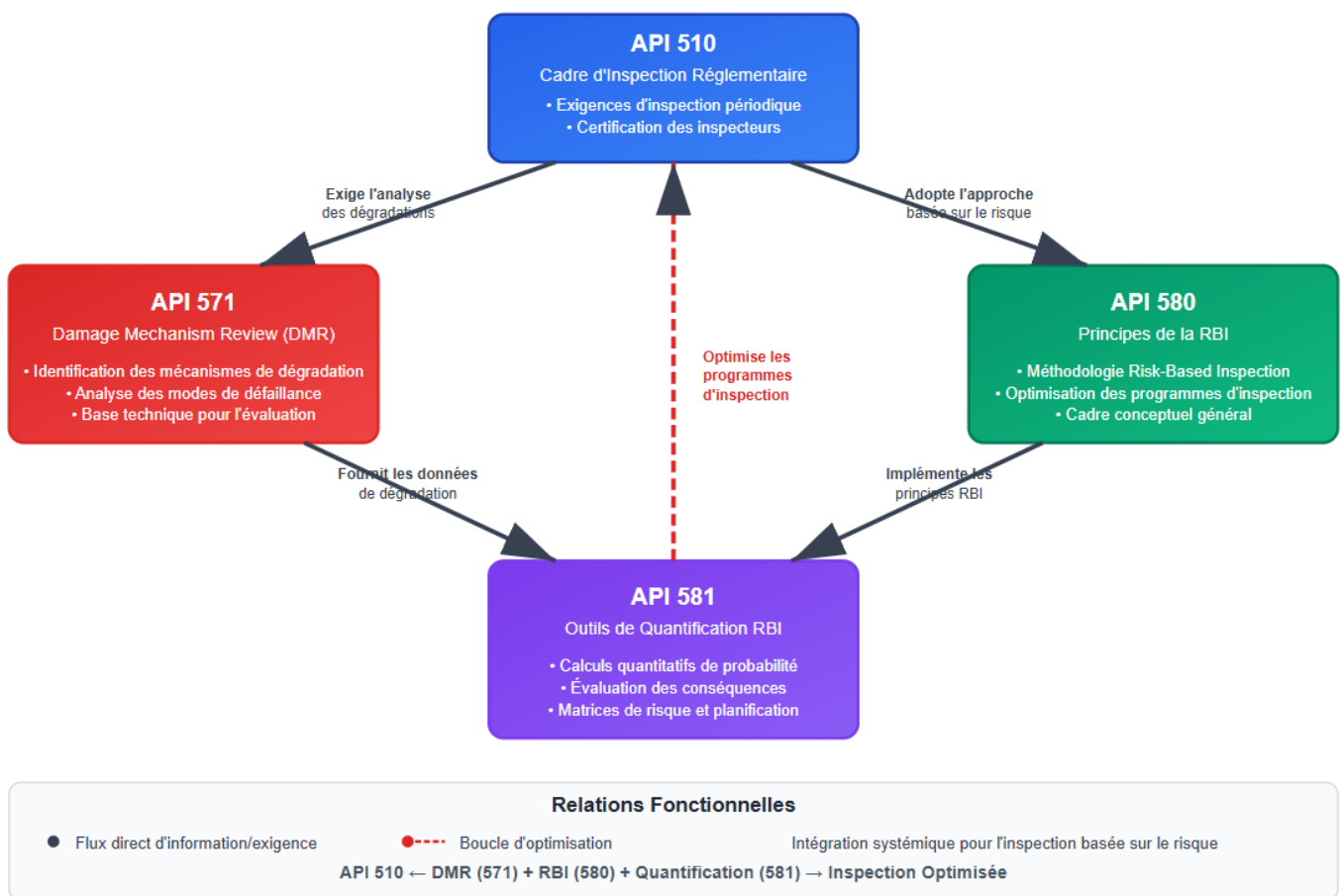


FIGURE 2.2 – Complémentarité entre les normes API utilisées dans la méthodologie RBI

Ces normes sont complémentaires et interdépendantes, l'API 571 permet d'identifier les risques, l'API 580/581 de les prioriser et l'API 510 de les inspecter. Ce socle normatif renforce la crédibilité de l'évaluation RBI appliquée au séparateur V08-1001-1, en assurant traçabilité, sécurité et conformité réglementaire.[17]

2.7 Aperçu sur la réglementation algérienne relative aux ESP

2.7.1 Évolution du cadre réglementaire des ESP en Algérie

La réglementation algérienne concernant les équipements sous pression a connu une évolution significative ces dernières décennies. Initialement basée sur les décrets 90-245 et 90-246 du 18 août 1990, elle a été modernisée par le décret exécutif 21-261 du 13 juin 2021, qui constitue désormais le texte de référence [18].

TABLE 2.3 – Évolution chronologique de la réglementation algérienne des ESP

Période	Texte réglementaire	Principales innovations
1990–2005	Décrets 90-245 et 90-246 du 18/08/1990	Première réglementation spécifique aux ESP.
2005–2021	Loi 05-07 et ses textes d'application	Intégration des aspects de sécurité des installations pétrolières.
2021–présent	Décret 21-261 du 13 juin 2021	Modernisation du cadre réglementaire, introduction de l'approche basée sur les risques.

Cette évolution de la réglementation reflète la volonté d'aligner le cadre légal algérien avec les normes internationales, tout en répondant aux spécificités locales.

2.7.2 Introduction au décret exécutif n° 21-261

Le décret exécutif n° 21-261 du 13 juin 2021 constitue le texte de référence encadrant la réglementation des ESP ainsi que des équipements électriques destinés à être intégrés dans les installations du secteur des hydrocarbures. Ce décret a été édicté en application de la loi n° 19-13 régissant les activités d'hydrocarbures. Il vise à garantir la sécurité, l'intégrité et la conformité des équipements utilisés, tout au long de leur cycle de vie.

Étant donné que le séparateur objet de l'étude est un équipement sous pression, seule la première section du décret sera prise en compte.[18]

2.7.3 Principes généraux et exigences du décret

Le décret 21-261 repose sur une approche intégrée de la maîtrise des risques industriels. Il impose à l'exploitant de mettre en place un programme de gestion de l'intégrité, fondé sur une compréhension approfondie des dégradations prévisibles, de la criticité des équipements et des exigences de sûreté. Parmi les éléments clés, le décret prévoit :

- l'établissement d'un plan d'inspection par équipement ;
- la tenue d'un registre d'inspection et d'un dossier d'exploitation ;

- des inspections périodiques et des requalifications obligatoires ;
- la possibilité d'ajustement des périodicités sous certaines conditions (article 46).

Cette approche vise à s'assurer que l'équipement reste en bon état de fonctionnement tout au long de sa durée de vie, dans des conditions sûres et maîtrisées. [18]

2.7.4 Inspections périodiques et requalification

2.7.4.1 L'inspection périodique (IP)

L'inspection périodique vise à assurer la conformité continue de l'équipement aux exigences de sécurité. Elle permet d'évaluer son état, de détecter les anomalies et de vérifier les dispositifs de sécurité. Conformément au décret, la périodicité maximale des inspections périodiques est fixée à 36 mois (article 38) pour les récipients fixes comme les séparateurs. Les inspections périodiques comprennent généralement :

- des vérifications internes et externes de l'équipement ;
- des mesures d'épaisseur ;
- des tests de fonctionnement sur les soupapes de sûreté, les capteurs de pression et de température ;
- des essais non destructifs (CND) selon l'état du séparateur et le programme de maintenance. [18].

2.7.4.2 La requalification périodique (RP)

La requalification périodique constitue un contrôle approfondi de l'intégrité des ESP. Contrairement à l'inspection périodique, elle comprend des épreuves de résistance à la pression, en plus des examens classiques, afin de confirmer que l'équipement est encore apte au service.

Le décret fixe une périodicité maximale de 10 ans pour les séparateurs fixes, et 5 ans pour les séparateurs mobiles (article 43). Cette requalification inclut :

- une revue documentaire ;
- une inspection détaillée (visuelle, CND) ;
- une épreuve hydrostatique à 150 % de la PMA, sous supervision d'un organisme tiers habilité. [18]

2.7.5 Impacts de l'article 46 sur la gestion de l'intégrité

Cet article stipule que l'exploitant peut bénéficier d'un aménagement des intervalles réglementaires entre deux inspections périodiques et entre deux requalifications, sous certaines conditions strictes. Il doit notamment :

- mettre en œuvre un plan d'inspection spécifique, élaboré dans le cadre d'un système de gestion de l'intégrité des équipements sous pression (ESP), conforme aux normes internationales ;
- confier ce plan à un service d'inspection préqualifié ou à un organisme tiers habilité ;

- réaliser la première inspection conformément aux dispositions de l'article 38.

Dans ce cadre, l'intervalle entre deux inspections périodiques peut être allongé jusqu'à 6 ans, notamment pour des équipements de type APG, sous réserve que cet intervalle soit dûment justifié dans le plan d'inspection. De même, la requalification périodique peut être portée jusqu'à 12 ans au lieu de 10ans.

Ce dispositif vise à responsabiliser l'exploitant tout en lui offrant davantage de souplesse réglementaire. [18]

2.7.6 Méthodes d'application des exigences du décret dans l'exploitation

L'exploitation d'un séparateur conformément au décret 21-261 implique une démarche structurée, comprenant :

- l'élaboration d'un plan d'inspection par équipement, mentionné à l'article 33. Ce plan identifie le type d'inspection (visuelle, CND, contrôle d'épaisseur...), leur fréquence et leur localisation sur l'équipement ;
- la tenue d'un registre d'inspection pour la traçabilité ;
- la constitution d'un dossier d'exploitation disponible à tout moment ;
- la réalisation des inspections réglementaires avec compte rendu signé.

En cas d'inaccessibilité à l'intérieur du séparateur, des techniques de contrôle alternatives peuvent être utilisées après validation de l'ARH (article 40).[18]

2.7.7 Lien entre la méthodologie RBI et la réglementation algérienne

La méthodologie RBI constitue un outil conforme à l'article 46 du décret exécutif n° 21-261, en ce qu'elle permet de justifier l'espacement des inspections périodiques, tout en assurant un niveau de sécurité acceptable pour les équipements sous pression.[18]

2.8 Conclusion

Ce chapitre a permis d'établir un socle normatif et réglementaire solide pour la gestion de l'intégrité des équipements sous pression. La complémentarité entre les normes API (510, 571, 580, 581) et le décret exécutif algérien n° 21-261 offre un cadre robuste et structuré, aligné sur les meilleures pratiques internationales. Cette double approche, à la fois technique et réglementaire, confère à la méthodologie RBI une légitimité renforcée dans l'évaluation des risques et la planification d'inspections adaptées. Ce fondement permettra, dans le chapitre suivant, d'aborder les outils de quantification du risque et l'élaboration du plan d'inspection optimisé pour le Slug Catcher V08-1001-1.

Chapitre 3

Méthodologie d'Inspection Basée sur le Risque selon la norme API 581

3.1 Introduction

Ce chapitre présente la méthodologie de l'inspection basée sur le risque (RBI) selon la norme API 581, appliquée au séparateur V08-1001-1. L'accent est mis sur les deux paramètres clés de l'évaluation du risque : la probabilité de défaillance (PoF) et la conséquence de défaillance (CoF). Cette analyse permettra de déterminer le niveau de criticité de l'équipement, en vue de concevoir un plan d'inspection adapté à ses conditions de service réelles.

3.2 Définition du risque

Le risque est le produit de la probabilité qu'un événement se produise pendant une période donnée et des conséquences associées à cet événement. En termes mathématiques, il est exprimé par l'équation :

$$\text{Risque} = \text{Probabilité} \times \text{Conséquence}$$

L'évaluation du risque repose sur l'identification des mécanismes de dégradation crédibles, l'estimation de la PoF, l'évaluation de la CoF, ainsi que l'identification des facteurs influençant le risque afin de développer des stratégies efficaces de gestion du risque.[15]

3.3 Inspection basée sur les risques (RBI)

La méthode RBI est un processus systématique qui commence par l'identification des installations ou des équipements, puis se poursuit par l'évaluation du risque (en analysant la probabilité et les conséquences d'une défaillance). Ce processus aboutit à l'élaboration d'un plan de gestion basé sur le risque, prenant en compte les mécanismes de dégradation crédibles ainsi que le niveau de risque associé à une défaillance. Les exploitants peuvent ensuite utiliser ces résultats pour hiérarchiser et planifier efficacement les programmes d'inspection.[15]

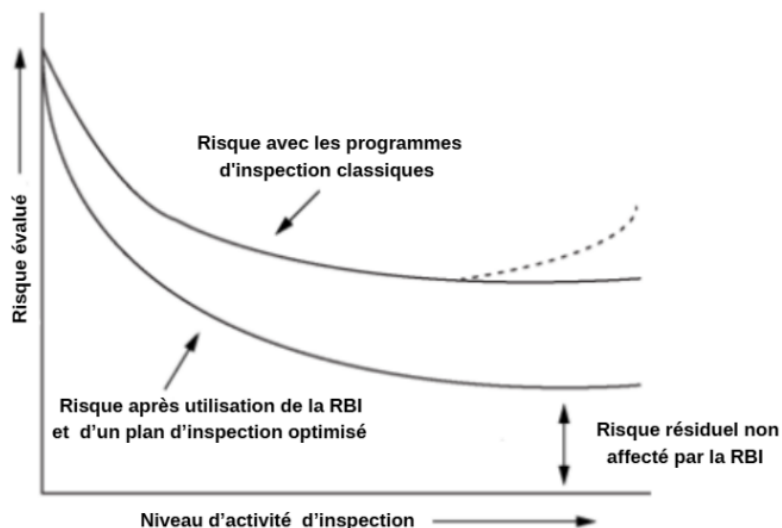


FIGURE 3.1 – Gestion du risque avec la RBI

3.3.1 Méthodes d'analyse dans l'approche RBI

Dans une démarche RBI, l'analyse du risque repose sur une évaluation relative. Trois types de méthodes peuvent être utilisées :

- Qualitative
- Semi-quantitative
- Quantitative

TABLE 3.1 – Comparaison des trois approches RBI

Critères	Approche qualitative	Approche semi-quantitative	Approche quantitative (API 581)
Données requises	Faibles, subjectives	Moyennes, basées sur des classes ou scores	Étendues, précises (données d'inspection, service, matériaux, etc.)
Outils utilisés	Matrice de risque simple	Grilles de scoring, tableaux normalisés	Logiciels spécialisés, feuilles de calcul avancées
Résultats obtenus	Classement par catégories (faible, moyen, élevé)	Scores de risque semi-normés	Probabilités et conséquences numériques, Risk Ranking chiffré
Précision	Très faible (dépend de l'expertise)	Moyenne (approche encadrée mais subjective)	Élevée (basée sur données réelles, modélisation API 581)
Complexité	Faible	Moyenne	Élevée (exige rigueur et expertise)
Adaptée pour...	Dépannage rapide, petits équipements	Sites moyens, approche pragmatique	Installations critiques, décision d'investissement, réglementation stricte

Le choix de la méthode dépend de plusieurs facteurs, tels que l'objectif de l'étude, le nombre d'équipements concernés, les ressources disponibles, la durée de validité des résultats, la complexité des installations ou encore la précision attendue.[17]

3.3.2 Avantages et limites de l'évaluation RBI

La mise en place d'un programme RBI présente plusieurs avantages importants :

- Identification des sources de risque : cela inclut les mécanismes de dégradation, les équipements mal suivis, ou ceux dont les conséquences d'une défaillance seraient critiques.
- Élaboration d'un plan d'inspection ciblé : en définissant les méthodes adaptées, les zones à examiner, et les intervalles optimaux.
- Meilleure gestion des ressources : en concentrant les efforts sur les équipements à plus fort risque.
- Compréhension claire du niveau de risque actuel, ce qui permet une meilleure prise de décision.
- Mise en place d'actions complémentaires, comme les IOWs ou la réduction de l'exposition du personnel.

Cette évaluation peut également identifier les équipements présentant un risque acceptable, ce qui permet parfois de réduire les inspections inutiles, tout en maintenant la sécurité.

Cependant, une évaluation RBI présente aussi certaines limites. Elle ne peut pas compenser :

- des défauts dans la conception ou l'installation des équipements ;
- un non-respect des conditions normales d'exploitation ;
- une mauvaise application des plans établis ;
- l'absence de suivi après les inspections.[17]

3.4 Processus d'élaboration du RBI

Le processus de mise en place d'un RBI suit plusieurs étapes essentielles visant à optimiser la gestion des inspections :[15]

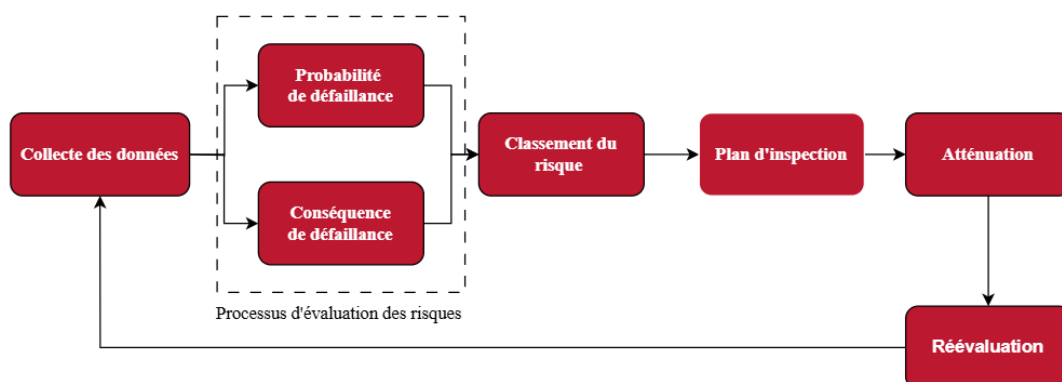


FIGURE 3.2 – Schéma du processus d'élaboration de la RBI

3.4.1 Collecte des données

La collecte des données constitue une étape fondamentale dans l'application de la RBI. Elle permet de caractériser l'état réel de l'équipement et d'identifier les facteurs influençant la probabilité et la conséquence de défaillance. Cette étape vise à assurer que l'analyse repose sur des bases factuelles solides, garantissant la fiabilité des résultats.

Conformément aux recommandations de la norme API 581, les données doivent être regroupées en plusieurs catégories essentielles. Cette norme fournit non seulement une liste exhaustive des données nécessaires, mais aussi des valeurs de référence et des méthodes de collecte ou d'estimation de ces paramètres. Les tableaux détaillés issus de l'API 581, mentionnant ces données, sont fournis en annexe pour référence (Table 3.1 - Table 3.4 de Annexes 3).

Les principales catégories de données sont les suivantes :

- Équipement : type, matériaux, normes, modifications, les données de conception ;
- Exploitation : conditions, réparations, inspections ;
- Procédé : pH, température, composition, vitesse d'écoulement, pression, etc ;
- Dégradation : mécanismes, corrosion, revêtements ;
- Les systèmes de détection de fuite présents ;
- Les dispositifs de sécurité installés : soupapes, systèmes d'arrêt d'urgence, etc.[17]

En résumé, cette collecte méticuleuse permet d'alimenter les modèles de calcul de l'API 581, notamment ceux relatifs à la PoF et à la CoF, en assurant la représentativité et l'exactitude des résultats de l'évaluation RBI.

3.4.2 Probabilité de défaillance (PoF)

3.4.2.1 Vue d'ensemble

La PoF correspond à la fréquence estimée à laquelle un équipement risque de subir une défaillance dans des conditions d'exploitation données. Son évaluation repose sur plusieurs facteurs déterminants, notamment les mécanismes d'endommagement actifs, l'historique d'inspection, et le taux de dégradation de l'équipement.

Dans le cadre de la méthodologie quantitative définie par la norme API 581, la PoF est calculée à l'aide de la formule suivante :

$$P_f(t) = gff_{total} \cdot D_f(t) \cdot F_{MS} \quad (3.1)$$

Dans cette équation, $P_f(t)$ est déterminée comme le produit d'un facteur de fréquence de défaillance générique total gff , d'un facteur de dégradation $D_f(t)$, et d'un facteur lié au système de gestion F_{MS} .

Après la détermination de la probabilité de défaillance de la canalisation, selon l'équation (3.1), il apparaît nécessaire de la classer en utilisant la grille de la norme API RBI 581, représentée dans le tableau 3.2 suivant :[17].

TABLE 3.2 – Grille de probabilité

Catégorie de Probabilité	Plage de Probabilité $Pf(t)$	Plage de Df_{total}
1	$Pf(t) \leq 3,06 \times 10^{-5}$	$Df_{total} \leq 1$
2	$3,06 \times 10^{-5} < Pf(t) \leq 3,06 \times 10^{-4}$	$1 < Df_{total} \leq 10$
3	$3,06 \times 10^{-4} < Pf(t) \leq 3,06 \times 10^{-3}$	$10 < Df_{total} \leq 100$
4	$3,06 \times 10^{-3} < Pf(t) \leq 3,06 \times 10^{-2}$	$100 < Df_{total} \leq 1\,000$
5	$Pf(t) > 3,06 \times 10^{-2}$	$Df_{total} > 1\,000$

3.4.2.2 Facteurs clés à considérer

3.4.2.2.1 Mécanismes d'endommagement : Il s'agit des formes de dégradation actives ou potentielles susceptibles d'affecter l'équipement (corrosion externe, CUI, MIC, etc.). L'identification de ces mécanismes est essentielle pour estimer le niveau de risque associé.[17]

3.4.2.2.2 Historique et efficacité des inspections : L'analyse des inspections antérieures, notamment les techniques de CND utilisées, permet d'évaluer dans quelle mesure les défaillances ont pu être détectées et maîtrisées à temps. Plusieurs éléments influencent cette efficacité :

- La capacité de la méthode à détecter et caractériser les mécanismes d'endommagement ;
- La compétence, la formation et l'expérience des inspecteurs ;
- La pertinence du choix des emplacements d'inspection.

À noter qu'une même technique de contrôle peut être efficace pour plusieurs mécanismes, mais aucune méthode ne permet à elle seule de couvrir l'ensemble des types d'endommagements.[17]

3.4.2.3 Fréquence de défaillance générique (GFF)

La fréquence de défaillance générique est une donnée statistique issue de l'industrie, représentant la probabilité de défaillance d'un équipement avant toute prise en compte de la dégradation spécifique. Elle est définie selon le type d'équipement et la taille de fuite envisagée, afin de modéliser différents scénarios de relâchement.(voir tableau 3.10, annexe 3) [17]

3.4.2.4 Facteur lié aux systèmes de gestion (FMS)

Ce facteur est déterminé à partir d'une évaluation approfondie, réalisée sous la forme d'un audit systématique du système de gestion de l'intégrité . L'évaluation couvre tous les aspects de gestion affectant directement ou indirectement l'intégrité mécanique. Elle s'appuie sur les recommandations API, les codes d'inspection et les pratiques éprouvées. Le tableau présente les sujets évalués et leurs poids :[17]

$$F_{MS} = 2.38 \cdot e^{-0.012 \cdot p_{score}} \quad (3.2)$$

TABLE 3.3 – Évaluation du système de gestion

Titre	Poids
A.1 Gestion du site	17%
A.2 Sécurité des procédés	5%
A.3 Gestion des modifications	13%
A.4 Procédures opérationnelles	5%
A.5 Intégrité mécanique	50%
A.6 Enquête sur les défaillances	10%
Total	100%

3.4.2.5 Méthodologie de sélection des mécanismes d'endommagement

La sélection des mécanismes d'endommagement applicables aux séparateurs est réalisée selon une approche rigoureuse, fondée sur les recommandations des normes API 571. Elle repose sur une analyse systématique de type DMR, complétée par une vérification à l'aide des tableaux de questions de présélection fourni dans l'API 581. Les critères de sélection utilisés sont :

- Type du matériau ;
- Conditions opératoires (température, pression, pH, vitesse, etc.) ;
- Historique de l'équipement ;
- Présence de contaminants (H_2S , CO_2 , chlorures, eau libre, particules solides, etc.) ;
- Conception et géométrie (soudures, coudes, etc.).

Cette démarche permet de cibler précisément les mécanismes actifs par zone de l'équipement, ce sont ces mécanismes retenus dont on va calculer le facteur de dommage.[15]

3.4.2.6 Facteur de dommage (DF)

Un facteur de correction appliqué à la fréquence de défaillance générique pour tenir compte des mécanismes d'endommagement actifs dans ce composant. Lorsqu'il existe plusieurs mécanismes de dégradation, les DF sont évalués en utilisant ce qui suit :[17]

1. S'il existe plus d'un mécanisme de dégradation, et si les dommages externes ou les amincissements sont généraux, ou si les deux le sont, le facteur de dégradation total est donné par :

$$D_{f\text{-total}} = D_{f\text{-gov}}^{\text{thin}} + D_{f\text{-gov}}^{\text{extd}} + D_{f\text{-gov}}^{\text{SCC}} + D_f^{\text{htha}} + D_{f\text{-gov}}^{\text{brit}} + D_f^{\text{mfat}} \quad (3.3)$$

2. Le facteur de détérioration dominant par amincissement est déterminé en fonction de la présence ou non d'un revêtement interne, à l'aide des équations (3.4) :

$$D_{f\text{-gov}}^{\text{thin}} = D_f^{\text{thin}} \quad (3.4)$$

3. Facteur de dégradation externe dominant est déterminé à l'aide de l'équation :

$$D_{f\text{-gov}}^{\text{extd}} = \max \left[D_f^{\text{extf}}, D_f^{\text{CUIF}}, D_{f\text{-gov}}^{\text{ext-CISCC}}, D_f^{\text{CUI-CISCC}} \right] \quad (3.5)$$

3.4.2.7 Catégorie d'efficacité d'inspection

L'efficacité des inspections a un impact direct sur le DF. Une inspection performante permet de réduire le DF, tandis qu'une inspection peu fiable l'augmente, traduisant un risque de défaillance accru.

Pour chaque mécanisme d'endommagement identifié, il est nécessaire de :

- Identifier les inspections réalisées sur la période considérée ;
- Évaluer leur efficacité selon une échelle standardisée :

Code	Niveau d'efficacité
A	Très efficace
B	Généralement efficace
C	Moyennement efficace
D	Peu efficace
E	Inefficace

Pour le calcul des DF liés à l'amincissement et à la corrosion externe, il faut intégrer directement :

- le nombre d'inspections ;
- et leur niveau d'efficacité.

En revanche, pour les autres mécanismes, des équivalences sont utilisées, par exemple : $2B = A$, $2C = B$, etc.[17]

3.4.2.8 Facteur de dégradation par amincissement

Le facteur de dégradation par amincissement évalue l'impact de la perte d'épaisseur des parois due à la corrosion ou à l'érosion internes, en tenant compte des mécanismes spécifiques comme la corrosion au CO_2 , l'eau acide, H_2S , l'érosion ou encore l'action des micro-organismes etc. Dans cette section, nous présentons les étapes de calcul du facteur de dégradation d'amincissement appliquées spécifiquement au séparateur :

Étape 1 : Déterminer l'épaisseur fournie t et age à partir de la date d'installation. Si le composant dispose d'un revêtement interne, déterminer son âge, noté age_{liner} , à partir de la date d'installation du revêtement.

Étape 2 : Déterminer la vitesse de corrosion du matériau de base, notée Cr_{bm} .

Étape 3 : Déterminer le temps de service age_{tk} depuis la dernière inspection, ainsi que la dernière épaisseur mesurée t_{rdi} .

Pour les composants avec des revêtements internes, déterminer le type de revêtement et l'âge prévu à l'aide de la Table 3.15(Annexe 3), ainsi que la durée de vie restante du revêtement interne :

$$age_{rc} = \frac{RL_{liner}^{exp} - age_{liner}}{F_{LC}} \cdot F_{liner,OM} \quad (3.6)$$

où :

- F_{LC} : Facteur ajusté selon l'état qualitatif du revêtement interne (voir Table 3.14 Annexe 3).
- $F_{liner,OM}$: Facteur lié à la surveillance du revêtement :

$$F_{liner,OM} = \begin{cases} 0,1 & \text{si un système de surveillance en ligne est installé sur le séparateur ;} \\ 1,0 & \text{sinon.} \end{cases}$$

Étape 4 : Déterminer la contrainte admissible S , l'efficacité des joints soudés E , et l'épaisseur minimale requise t_{min} .

Étape 5 : Calculer l'épaisseur restante estimée Art :

$$Art = \max \left(\frac{Cr_{bm} \cdot (age_{tk} - age_{rc})}{t_{rdi}}, 0 \right) \quad (3.7)$$

Étape 6 : Calculer la contrainte d'écoulement FS^{Thin} :

$$FS^{Thin} = \frac{YS + TS}{2} \cdot E \cdot 1,1 \quad (3.8)$$

où : YS est la limite d'élasticité, et TS la résistance à la traction.

Étape 7 : Calculer le rapport de résistance SRp^{Thin} :

$$SRp^{Thin} = \frac{S \cdot E \cdot \max(t_{min}, t_c)}{FS^{Thin} \cdot t_{rdi}} \quad (3.9)$$

Étape 8 : Identifier le nombre d'inspections passées pour chaque niveau d'efficacité : N_A^{Thin} , N_B^{Thin} , N_C^{Thin} , N_D^{Thin} pour les inspections effectuées pendant la période de service en utilisant la Table 3.11 (Annexe 3) .

Étape 9 : Calculer les facteurs d'efficacité d'inspection I_1^{Thin} , I_2^{Thin} , I_3^{Thin} à l'aide des équations :

$$I_1^{Thin} = Pr_{p1}^{Thin} (Co_{p1}^{ThinA})^{N_A^{Thin}} (Co_{p1}^{ThinB})^{N_B^{Thin}} (Co_{p1}^{ThinC})^{N_C^{Thin}} (Co_{p1}^{ThinD})^{N_D^{Thin}} \quad (3.10)$$

$$I_2^{Thin} = Pr_{p2}^{Thin} (Co_{p2}^{ThinA})^{N_A^{Thin}} (Co_{p2}^{ThinB})^{N_B^{Thin}} (Co_{p2}^{ThinC})^{N_C^{Thin}} (Co_{p2}^{ThinD})^{N_D^{Thin}} \quad (3.11)$$

$$I_3^{Thin} = Pr_{p3}^{Thin} (Co_{p3}^{ThinA})^{N_A^{Thin}} (Co_{p3}^{ThinB})^{N_B^{Thin}} (Co_{p3}^{ThinC})^{N_C^{Thin}} (Co_{p3}^{ThinD})^{N_D^{Thin}} \quad (3.12)$$

les probabilités a priori Pr_{pn}^{Thin} sont présentés dans la Table 3.12 et les probabilités conditionnelles Co_{pn}^{Thin} dans la Table 3.13 de l'annexe 3. Ces mêmes valeurs sont également utilisées pour les autres mécanismes d'endommagement.

Étape 10 : Calculer les probabilités a posteriori Po_{p1}^{Thin} , Po_{p2}^{Thin} , Po_{p3}^{Thin} :

$$Po_{p1}^{Thin} = \frac{I_1^{Thin}}{I_1^{Thin} + I_2^{Thin} + I_3^{Thin}} \quad (3.13)$$

$$Po_{p2}^{\text{Thin}} = \frac{I_2^{\text{Thin}}}{I_1^{\text{Thin}} + I_2^{\text{Thin}} + I_3^{\text{Thin}}} \quad (3.14)$$

$$Po_{p3}^{\text{Thin}} = \frac{I_3^{\text{Thin}}}{I_1^{\text{Thin}} + I_2^{\text{Thin}} + I_3^{\text{Thin}}} \quad (3.15)$$

Étape 11 : Calculer les paramètres $\beta_1^{\text{Thin}}, \beta_2^{\text{Thin}}, \beta_3^{\text{Thin}}$:

$$\beta_1^{\text{Thin}} = \frac{1 - D_{S1} \cdot A_{rt} - SR_p^{T_{\text{Thin}}}}{\sqrt{D_{S1}^2 A_{rt}^2 COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{S1} \cdot A_{rt})^2 COV_{sf}^2 + (SR_p^{T_{\text{Thin}}})^2 COV_p^2}} \quad (3.16)$$

$$\beta_2^{\text{Thin}} = \frac{1 - D_{S2} \cdot A_{rt} - SR_p^{T_{\text{Thin}}}}{\sqrt{D_{S2}^2 A_{rt}^2 COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{S2} \cdot A_{rt})^2 COV_{sf}^2 + (SR_p^{T_{\text{Thin}}})^2 COV_p^2}} \quad (3.17)$$

$$\beta_3^{\text{Thin}} = \frac{1 - D_{S3} \cdot A_{rt} - SR_p^{T_{\text{Thin}}}}{\sqrt{D_{S3}^2 A_{rt}^2 COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{S3} \cdot A_{rt})^2 COV_{sf}^2 + (SR_p^{T_{\text{Thin}}})^2 COV_p^2}} \quad (3.18)$$

Avec les valeurs :

$$COV_{\Delta t} = 0.2, \quad COV_{sf} = 0.2, \quad COV_p = 0.05, \quad D_{S1} = 1, \quad D_{S2} = 2, \quad D_{S3} = 4$$

Étape 12 : Calculer le DF de base pour l'amincissement D_{fB}^{Thin} :

$$D_{fB}^{\text{Thin}} = \frac{(Po_{p1}^{\text{Thin}} \cdot \Phi(-\beta_1^{\text{Thin}}) + Po_{p2}^{\text{Thin}} \cdot \Phi(-\beta_2^{\text{Thin}}) + Po_{p3}^{\text{Thin}} \cdot \Phi(-\beta_3^{\text{Thin}}))}{1.56 \times 10^{-4}} \quad (3.19)$$

où : Φ est la fonction de répartition normale standard.

Étape 13 : Calculer le facteur de dommage final :

$$D_f^{\text{Thin}} = \max \left[\left(\frac{D_{fB}^{\text{Thin}} \cdot F_P \cdot F_{DL}}{F_{OM}} \right), 0.1 \right] \quad (3.20)$$

avec :

- F_{OM} : ajustement basé sur la présence d'un système de surveillance de corrosion en ligne (Table 3.17, Annexe 3) .
- F_{IP} : facteur d'ajustement pour les points d'injection :

$$F_{IP} = \begin{cases} 3 & \text{sans inspection spécifique;} \\ 1 & \text{avec inspection conforme à l'API 570.} \end{cases}$$

- F_{DL} : ajustement pour les "dead-legs" (zones peu ou pas circulantes) :

$$F_{DL} = \begin{cases} 3 & \text{sans inspection ciblée} \\ 1 & \text{avec inspection ciblée} \end{cases}$$

3.4.2.9 Facteur de dégradation par CUI

La corrosion sous isolation est un mécanisme de dégradation redouté qui survient lorsque de l'eau s'infiltre à travers le système d'isolation thermique ou protectrice et entre en contact avec la surface métallique sous-jacente, malgré la présence éventuelle d'un revêtement. Cette eau stagnante ou piégée crée un environnement corrosif caché, entre le revêtement et le métal, favorisant la formation de piqûres, de corrosion généralisée ou de fissures, souvent aggravée par la présence de sels ou de contaminants.

La procédure pour déterminer le facteur de dommage associé à la CUI est décrite comme suit :

Étape 1 : Déterminer l'épaisseur initiale fournie t et l'âge age du composant à partir de la date d'installation.

Étape 2 : Déterminer le taux de corrosion de base C_{rB} à l'aide de la Tableau(3.21) de l'annexe 3.

Étape 3 : Calculer le taux de corrosion final à l'aide de l'équation suivante :

$$C_r = C_{rB} \cdot F_{INS} \cdot F_{CM} \cdot F_{IC} \cdot \max(F_{EQ}, F_{IF}) \quad (3.21)$$

- F_{INS} : ajustement selon le type d'isolation (à déterminer via la Tableau(3.22),Annexe3).
- F_{CM} : ajustement selon la complexité de l'équipement (0,75 si faible, 1,0 si moyenne, 1,25 si élevée).
- F_{IC} : ajustement selon l'état de l'isolation (1,25 si mauvais, 1,0 si moyen, 0,75 si bon).
- F_{EQ} : ajustement selon la conception (2 si elle favorise la rétention d'eau, sinon 1).
- F_{IF} : ajustement selon les interfaces (2 si présence d'entrée dans le sol ou l'eau, sinon 1).

Étape 4 : Déterminer le temps de service age_{tke} depuis la dernière épaisseur connue t_{rde} .

Étape 5 : Déterminer le temps en service du revêtement age_{coat} , depuis son application :

$$age_{coat} = \text{date de calcul} - \text{date d'installation du revêtement} \quad (3.22)$$

Étape 6 : Déterminer la durée de vie prévue du revêtement C_{age} . Si le revêtement est absent ou mal appliqué, $C_{age} = 0$. Généralement :

- Revêtement de qualité inférieure : $C_{age} \leq 5$ ans
- Revêtement de haute qualité ou environnement peu agressif : $C_{age} \geq 15$ ans

Étape 7 : Déterminer l'ajustement lié au revêtement $Coat_{adj}$:

- Si $age_{coat} \leq age_{tke}$:

$$Coat_{adj} = \min(C_{age}, age_{coat}) \quad (3.23)$$

- Si $age_{coat} > age_{tke}$ et que le revêtement a échoué au moment de l'inspection :

$$Coat_{adj} = 0 \quad (3.24)$$

- Sinon :

$$Coat_{adj} = \min(C_{age, age_{coat}}) - \min(C_{age, age_{coat} - age_{tke}}) \quad (3.25)$$

Étape 8 : Déterminer le temps en service pendant lequel la CUI a pu se produire :

$$age = age_{tke} - Coat_{adj} \quad (3.26)$$

Étape 9 : Déterminer :

- la contrainte admissible S ;
- l'efficacité des joints soudés E ;
- l'épaisseur minimale requise t_{min} .

Étape 10 : Calculer le paramètre A_{rt} :

$$A_{rt} = \frac{C_r \cdot age}{t_{rde}} \quad (3.27)$$

Étape 11 : Calculer la contrainte d'écoulement FS^{CUIF} :

$$FS^{CUIF} = \frac{(YS + TS)}{2} \cdot E \cdot 1,1 \quad (3.28)$$

Étape 12 : Calculer le paramètre du rapport de résistance SRp^{CUIF} :

$$SRp^{CUIF} = \frac{S \cdot E \cdot \max(t_{min}, t_c)}{FS^{CUIF} \cdot t_{rde}} \quad (3.29)$$

Étape 13 : Déterminer le nombre d'inspections pour chaque niveau d'efficacité d'inspection correspondant selon la Table (3.23), Annexe3 :

- N_A^{CUIF} : nombre d'inspections de niveau A
- N_B^{CUIF} : nombre d'inspections de niveau B
- N_C^{CUIF} : nombre d'inspections de niveau C
- N_D^{CUIF} : nombre d'inspections de niveau D

Étape 14 : Calculer les facteurs d'efficacité d'inspection I_1^{CUIF} , I_2^{CUIF} , I_3^{CUIF} à l'aide des équations suivantes :

$$I_1^{CUIF} = Pr_{p1}^{CUIF} \cdot (Co_{p1}^{CUIF})^{N_A^{CUIF}} \cdot (Co_{p1}^{CUIF})^{N_B^{CUIF}} \cdot (Co_{p1}^{CUIF})^{N_C^{CUIF}} \cdot (Co_{p1}^{CUIF})^{N_D^{CUIF}} \quad (3.30)$$

$$I_2^{CUIF} = Pr_{p2}^{CUIF} \cdot (Co_{p2}^{CUIF})^{N_A^{CUIF}} \cdot (Co_{p2}^{CUIF})^{N_B^{CUIF}} \cdot (Co_{p2}^{CUIF})^{N_C^{CUIF}} \cdot (Co_{p2}^{CUIF})^{N_D^{CUIF}} \quad (3.31)$$

$$I_3^{CUIF} = Pr_{p3}^{CUIF} \cdot (Co_{p3}^{CUIF})^{N_A^{CUIF}} \cdot (Co_{p3}^{CUIF})^{N_B^{CUIF}} \cdot (Co_{p3}^{CUIF})^{N_C^{CUIF}} \cdot (Co_{p3}^{CUIF})^{N_D^{CUIF}} \quad (3.32)$$

Étape 15 : Calculer les probabilités a posteriori Po_{p1}^{CUIF} , Po_{p2}^{CUIF} , Po_{p3}^{CUIF} :

$$Po_{p1}^{CUIF} = \frac{I_1^{CUIF}}{I_1^{CUIF} + I_2^{CUIF} + I_3^{CUIF}} \quad (3.33)$$

$$Po_{p2}^{CUIF} = \frac{I_2^{CUIF}}{I_1^{CUIF} + I_2^{CUIF} + I_3^{CUIF}} \quad (3.34)$$

$$Po_{p3}^{CUIF} = \frac{I_3^{CUIF}}{I_1^{CUIF} + I_2^{CUIF} + I_3^{CUIF}} \quad (3.35)$$

Étape 16 : Calculer les paramètres β_1^{CUIF} , β_2^{CUIF} , β_3^{CUIF} :

$$\beta_1^{CUIF} = \frac{1 - D_{S1} \cdot A_{rt} - SR_p^{CUIF}}{\sqrt{D_{S1}^2 A_{rt}^2 COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{S1} \cdot A_{rt})^2 COV_{sf}^2 + (SR_p^{CUIF})^2 COV_p^2}} \quad (3.36)$$

$$\beta_2^{CUIF} = \frac{1 - D_{S2} \cdot A_{rt} - SR_p^{CUIF}}{\sqrt{D_{S2}^2 A_{rt}^2 COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{S2} \cdot A_{rt})^2 COV_{sf}^2 + (SR_p^{CUIF})^2 COV_p^2}} \quad (3.37)$$

$$\beta_3^{CUIF} = \frac{1 - D_{S3} \cdot A_{rt} - SR_p^{CUIF}}{\sqrt{D_{S3}^2 A_{rt}^2 COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{S3} \cdot A_{rt})^2 COV_{sf}^2 + (SR_p^{CUIF})^2 COV_p^2}} \quad (3.38)$$

Avec les valeurs :

$$COV_{\Delta t} = 0.2, \quad COV_{sf} = 0.2, \quad COV_p = 0.05, \quad D_{S1} = 1, \quad D_{S2} = 2, \quad D_{S3} = 4$$

Étape 17 : Calculer le facteur de dommage final D_f^{CUIF} :

$$D_f^{CUIF} = \frac{(Po_{p1}^{CUIF} \cdot \Phi(-\beta_1^{CUIF}) + Po_{p2}^{CUIF} \cdot \Phi(-\beta_2^{CUIF}) + Po_{p3}^{CUIF} \cdot \Phi(-\beta_3^{CUIF}))}{1.56 \times 10^{-4}} \quad (3.39)$$

3.4.2.10 Facteur de dégradation par corrosion externe (atmosphérique)

La corrosion externe désigne la dégradation progressive de la surface externe d'un équipement métallique, causée par l'exposition à l'environnement ambiant. Elle peut être influencée par des facteurs climatiques (pluie, humidité, température, brouillard salin), des agents chimiques présents dans l'air, ou des conditions locales spécifiques comme la condensation, les fuites ou les projections de fluides. La procédure pour déterminer le facteur de dommage associé à la corrosion externe (atmosphérique) est décrite comme suit :

Étape 1 : Déterminer l'épaisseur initiale t et l'âge du composant age à partir de sa date d'installation.

Étape 2 : Estimer le taux de corrosion de base C_{rB} à l'aide de la Table 3.18, annexe 3.

Étape 3 : Calculer le taux de corrosion final C_r par l'équation :

$$C_r = C_{rB} \cdot \max(F_{EQ}; F_{IF}) \quad (3.40)$$

où :

- F_{EQ} : ajustement selon la conception/fabrication (2 si elle favorise la rétention d'eau, sinon 1)
- F_{IF} : ajustement selon les interfaces (2 si présence d'entrée dans le sol ou l'eau, sinon 1)

Remarque : Les étapes 4 à 10 étant identiques à celles du calcul du DF de la corrosion sous isolation sur fondation D_f^{CUIF} , elles ne sont pas reprises ici.

Étape 11 : Calculer $FS^{extcorr}$ avec l'équation (3.41) :

$$FS^{extcorr} = \frac{(YS + TS)}{2} \cdot E \cdot 1.1 \quad (3.41)$$

Étape 12 : Calculer le paramètre du rapport de résistance $SR_p^{extcorr}$ à l'aide de l'équation (3.42) :

$$SR_p^{extcorr} = \frac{S \cdot E \cdot \max(t_{min}, t_c)}{FS^{extcorr} \cdot t_{rdi}} \quad (3.42)$$

Étape 13 : Identifier le nombre d'inspections passées pour chaque niveau d'efficacité : $N_A^{extcorr}$, $N_B^{extcorr}$, $N_C^{extcorr}$, $N_D^{extcorr}$ en utilisant la Table 3.19 (Annexe 3) .

Étape 14 : Calculer les facteurs d'efficacité d'inspection $I_1^{extcorr}$, $I_2^{extcorr}$, $I_3^{extcorr}$ avec l'équations (3.43), (3.44) et (3.45) :

$$I_1^{extcorr} = Pr_{p1}^{extcorr} \cdot (Co_{p1}^{extcorr})^{N_A^{extcorr}} \cdot (Co_{p1}^{extcorr})^{N_B^{extcorr}} \cdot (Co_{p1}^{extcorr})^{N_C^{extcorr}} \cdot (Co_{p1}^{extcorr})^{N_D^{extcorr}} \quad (3.43)$$

$$I_2^{extcorr} = Pr_{p2}^{extcorr} \cdot (Co_{p2}^{extcorr})^{N_A^{extcorr}} \cdot (Co_{p2}^{extcorr})^{N_B^{extcorr}} \cdot (Co_{p2}^{extcorr})^{N_C^{extcorr}} \cdot (Co_{p2}^{extcorr})^{N_D^{extcorr}} \quad (3.44)$$

$$I_3^{extcorr} = Pr_{p3}^{extcorr} \cdot (Co_{p3}^{extcorr})^{N_A^{extcorr}} \cdot (Co_{p3}^{extcorr})^{N_B^{extcorr}} \cdot (Co_{p3}^{extcorr})^{N_C^{extcorr}} \cdot (Co_{p3}^{extcorr})^{N_D^{extcorr}} \quad (3.45)$$

Étape 15 : Calculer les probabilités a posteriori selon l'équations (3.46), (3.47) et (3.48) :

$$Po_{p1}^{extcorr} = \frac{I_1^{extcorr}}{I_1^{extcorr} + I_2^{extcorr} + I_3^{extcorr}} \quad (3.46)$$

$$Po_{p2}^{extcorr} = \frac{I_2^{extcorr}}{I_1^{extcorr} + I_2^{extcorr} + I_3^{extcorr}} \quad (3.47)$$

$$Po_{p3}^{extcorr} = \frac{I_3^{extcorr}}{I_1^{extcorr} + I_2^{extcorr} + I_3^{extcorr}} \quad (3.48)$$

Étape 16 : Calculer les paramètres $\beta_1^{extcorr}$, $\beta_2^{extcorr}$, $\beta_3^{extcorr}$ en utilisant l'équations (3.49), (3.50) et (3.51) et les valeurs : $COV_t = 0.2$, $COV_{sf} = 0.2$, $COV_p = 0.05$, $DS1 = 1$, $DS2 = 2$, $DS3 = 4$:

$$\beta_1^{extcorr} = \frac{1 - DS1 \cdot A_{rt} - SR_p^{extcorr}}{\sqrt{D_{S1}^2 A_{rt}^2 COV_{\Delta t}^2 + (1 - DS1 \cdot A_{rt})^2 COV_{sf}^2 + (SR_p^{extcorr})^2 COV_p^2}} \quad (3.49)$$

$$\beta_2^{\text{extcorr}} = \frac{1 - D_{S2} \cdot A_{rt} - SR_p^{\text{extcorr}}}{\sqrt{D_{S2}^2 A_{rt}^2 COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{S2} \cdot A_{rt})^2 COV_{sf}^2 + (SR_p^{\text{extcorr}})^2 COV_p^2}} \quad (3.50)$$

$$\beta_3^{\text{extcorr}} = \frac{1 - D_{S3} \cdot A_{rt} - SR_p^{\text{extcorr}}}{\sqrt{D_{S3}^2 A_{rt}^2 COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{S3} \cdot A_{rt})^2 COV_{sf}^2 + (SR_p^{\text{extcorr}})^2 COV_p^2}} \quad (3.51)$$

Étape 17 : Pour tous les composants, calculer le DF de base pour l'amincissement D_f^{extcorr} :

$$D_f^{\text{extcorr}} = \frac{(Po_{p1}^{\text{extcorr}} \cdot \Phi(-\beta_1^{\text{extcorr}}) + Po_{p2}^{\text{extcorr}} \cdot \Phi(-\beta_2^{\text{extcorr}}) + Po_{p3}^{\text{extcorr}} \cdot \Phi(-\beta_3^{\text{extcorr}}))}{1.56 \times 10^{-4}} \quad (3.52)$$

3.4.3 Évaluation des conséquences d'une défaillance (COF)

L'évaluation des conséquences d'une défaillance constitue une étape essentielle de la méthodologie RBI. Elle permet d'estimer l'impact potentiel d'un scénario de défaillance en termes de sécurité, environnement et économie. Conformément à l'approche préconisée par l'API 581, reposant sur des données spécifiques au procédé, à l'équipement et à l'environnement d'exploitation.[17]

3.4.3.1 Classification des conséquences

Les conséquences sont classées en cinq niveaux croissants, de A à E , selon leur gravité. Cette classification s'applique à trois catégories principales :

- **Conséquences économiques** : pertes financières directes et indirectes ;
- **Conséquences environnementales** : impact sur l'écosystème et pollution ;
- **Conséquences sécuritaires** : risques pour la santé et la sécurité du personnel.

DOMAINE D'IMPACT	NIVEAU A MODÉRÉ	NIVEAU B GRAVE	NIVEAU C MAJEUR	NIVEAU D CATASTROPHIQUE	NIVEAU E DÉSASTREUX
Sécurité <i>Probabilité de blessures</i> (C_f^{inj})	$\leq 3,27 \times 10^{-4}$	$[3,27 \times 10^{-4} - 3,27 \times 10^{-3}]$	$[3,27 \times 10^{-3} - 3,27 \times 10^{-2}]$	$[3,27 \times 10^{-2} - 3,27 \times 10^{-1}]$	$> 3,27 \times 10^{-1}$
Environnement <i>Surface impactée (m²)</i> (C_f^{prea})	$\leq 9,29$	$[9,29 - 92,9]$	$[92,9 - 929]$	$[929 - 9\,290]$	$> 9\,290$
Économie <i>Impact financier (USD)</i> (C_f^{fin})	$\leq 10\,000$	$[10\,000 - 100\,000]$	$[100\,000 - 1\,000\,000]$	$[1\,000\,000 - 10\,000\,000]$	$> 10\,000\,000$

TABLE 3.4 – Valeurs numériques associées aux catégories des conséquences de la défaillance

La classe de conséquence globale retenue pour un équipement correspond à la plus élevée parmi celles des modes de défaillance analysés. [17]

3.4.3.2 Analyse des conséquences de niveau 1

L'analyse de niveau 1 permet d'estimer les conséquences d'un rejet de fluide à partir de tableaux et graphiques prédéfinis, sans utiliser de logiciels de modélisation spécialisés. Elle repose sur plusieurs hypothèses simplificatrices :

- Le fluide est liquide ou gazeux selon ses conditions normales ;
- Les rejets diphasiques, jets, *rainout* ou BLEVEs ne sont pas pris en compte ;
- Les propriétés des mélanges sont moyennées ;
- Les probabilités d'inflammation (VCE, feu de nappe, feu de jet) sont fixes, basées sur la température et l'auto-inflammation ;
- Pas de prise en compte des gaz non inflammables sous pression ni des produits toxiques de combustion.[17]

3.4.3.3 Analyse des conséquences de niveau 2

L'analyse de niveau 2 est requise lorsque les conditions réelles ne sont pas couvertes par le niveau 1 :

- Fluide non inclus dans les listes de référence ;
- Proximité du point critique ;
- Rejets diphasiques, *rainout*, BLEVEs ou gaz sous pression.

Cette analyse nécessite des logiciels spécialisés et une modélisation précise, mais n'intègre toujours pas les produits toxiques issus de combustion.[17]

3.4.3.4 Méthodologie détaillée du COF de niveau 1

Dans notre cas, l'analyse s'inscrit dans le cadre du niveau 1. Les étapes de calcul sont présentées ci-dessous.

1. Calcul de la phase de rejet

Étape 1.1 : Sélectionner le fluide le plus représentatif du fluide du système à partir de la Table 3.25 de l'annexe 3.

Étape 1.2 : Déterminer la phase du fluide stocké et ses propriétés (Table 3.26, annexe3). Si le fluide est diphasique/triphasique, appliquer l'hypothèse conservatrice en le considérant comme liquide.

Étape 1.3 : Déterminer la phase à l'état stable du fluide après son rejet dans l'atmosphère à l'aide de la Table 3.27.

2. Calcul des tailles des orifices de fuite

Étape 2.1 : Déterminer les diamètres des orifices de fuite d_n , à partir du type de composant et de la Table 3.28, Annexe 3.

Étape 2.2 : Déterminer la fréquence de défaillance générique gff_n pour la n -ième taille d'orifice de fuite à partir de la Table 3.10(Annexe 3), ainsi que gff_{total} .

3. Calcul du débit de fuite

Étape 3 : Les décharges de liquides à travers un orifice à arêtes vives peuvent être calculées à l'aide de l'équation suivante :

$$W_n = C_d \cdot k_{v,n} \cdot \rho_1 \cdot \frac{A_n}{C_1} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot g_c}{\rho_1} (P_s - P_{atm})} \quad (3.53)$$

où : Le coefficient de décharge : $C_d = 0,61$ et C_1 est extraite de la table 3.36, Annexe 3.

Le facteur de correction de viscosité est donnée par :

$$k_{v,n} = (0,9935 + \frac{2,878}{Re_n^{0,5}} + \frac{342,75}{Re_n^{1,5}})^{-1} \quad (3.54)$$

4. Estimation de l'inventaire de fluide disponible pour la fuite

Étape 4.1 : La masse maximale disponible pour une fuite est calculée à l'aide de cette équation :

$$mass_{avail,n} = \min (mass_{comp} + mass_{add,n}, mass_{inv}) \quad (3.55)$$

Étape 4.2 : Le composant évalué fait partie d'un groupe d'équipements interconnectés pouvant fournir du fluide à la fuite. Elle est calculée par la formule :

$$mass_{inv} = \sum_{i=1}^N mass_{comp,i} \quad (3.56)$$

Étape 4.3 : En cas de fuite importante, on suppose qu'une intervention humaine aura lieu dans un délai de 3 minutes. Ainsi, la masse disponible pour la fuite est limitée à la masse du composant concerné, à laquelle s'ajoute une masse supplémentaire correspondant à 3 minutes d'écoulement, calculée selon un débit maximal à travers un trou de 203 mm.

$$mass_{add,n} = 180 \text{ s} \cdot \max(W_n, W_{max8}) \quad (3.57)$$

5. Calcul du type de fuite

Étape 5 : Déterminer le type de fuite :

- Si $Id_n < 6,35$ mm : fuite continue
- Si $mass > 4\,536$ kg en < 3 min ou $W_n > 25,22$ kg/s : fuite instantanée

6. Impact des systèmes de détection et d'isolement

Étape 6.1 : Identifier les systèmes de détection et d'isolement présents.

Étape 6.2 : Sélectionner la classification à partir de la Table 3.29.

Étape 6.3 : Déterminer le facteur de réduction de fuite $fact_{di}$ à l'aide de la Table 3.30(Annexe 3).

Étape 6.4 : Déterminer la durée maximale $Id_{max,n}$ à l'aide de Table 3.31, annexe 3.

7. Débit et masse de fuite pour l'analyse des conséquences

Étape 7.1 : Calculer le débit de rejet ajusté $rate_n$, à l'aide de cette équation :

$$rate_n = W_n(1 - fact_{di}) \quad (3.58)$$

Étape 7.2 : Calculer la durée de la fuite Id_n , à l'aide de l'équation suivante :

$$Id_n = \min \left(\frac{mass_{avail,n}}{rate_n}; 60 \cdot Id_{max,n} \right) \quad (3.59)$$

Étape 7.3 : Calculer la masse maximale de rejet $mass_n$, à l'aide de l'équation suivante :

$$mass_n = \min(rate_n \cdot Id_n; mass_{avail,n}) \quad (3.60)$$

8. Calcul de la zone de conséquences C_f^{area}

Étape 8.1 : Sélectionner le facteur de réduction des conséquences dû aux mesures d'atténuation $fact_{mit}$, à partir de la Table 3.34(voir annexe(3)).

Étape 8.2 : Calculer $eneff_n$ pour les rejets instantanés supérieurs à 4 536 kg, en utilisant l'équation(3.61) :

$$eneff_n = 4 \cdot \log_{10}(C_{4A} \cdot mass_n) - 15 \quad (3.61)$$

C_{4A} est extraite de la table 3.36, Annexe 3.

Étape 8.3 : Calcul de la zones de dommage aux équipements :

Étape 8.3.1 : Calculer la zone de conséquence de dommages aux équipements dans le cas d' auto-inflammation peu probable, rejet continu (AINL-CONT) :

$$CA_{cmd,n}^{AINL-CONT} = a \cdot (rate_n)^b \cdot (1 - fact_{mit}) \quad (3.62)$$

avec : $a = a_{cmd}^{AINL-CONT}$ et $b = b_{cmd}^{AINL-CONT}$

Étape 8.3.2 : Calculer la zone de conséquence de dommages aux équipements dans le cas de auto-inflammation probable, rejet continu (AIL-CONT) :

$$CA_{cmd,n}^{AIL-CONT} = a \cdot (rate_n)^b \cdot (1 - fact_{mit}) \quad (3.63)$$

avec : $a = a_{cmd}^{AIL-CONT}$ et $b = b_{cmd}^{AIL-CONT}$

Étape 8.3.3 : Calculer la zone de conséquence de dommages aux équipements dans le cas de auto-inflammation peu probable, rejet instantané (AINL-INST).

$$CA_{cmd,n}^{AINL-INST} = a \cdot (mass_n)^b \cdot \frac{1 - fact_{mit}}{eneff_n} \quad (3.64)$$

avec : $a = a_{cmd}^{AINL-INST}$ et $b = b_{cmd}^{AINL-INST}$

Étape 8.3.4 : Calculer la zone de conséquence de dommages aux équipements dans le cas de auto-inflammation probable, rejet instantané (AIL-INST) :

$$CA_{cmd,n}^{AIL-INST} = a \cdot (mass_n)^b \cdot \frac{1 - fact_{mit}}{eneff_n} \quad (3.65)$$

avec : $a = a_{cmd}^{AIL-INST}$ et $b = b_{cmd}^{AIL-INST}$

Toutes les constantes a et b précédentes sont extraites de la Table 3.32 de l'annexe 3.

Étape 8.4 : Calculer la zone de conséquence liées aux blessures du personnel

Étape 8.4.1 : Calculer les zones de conséquence liées aux blessures du personnel dans le cas de probabilité d'auto-inflammation peu probable de rejet continu (AINL-CONT) :

$$CA_{inj,n}^{AINL-CONT} = a \cdot (rate_n)^b \cdot (1 - fact_{mit}) \quad (3.66)$$

avec : $a = a_{inj}^{AINL-CONT}$ et $b = b_{inj}^{AINL-CONT}$

Étape 8.4.2 : Calculer les zones de conséquence liées aux blessures du personnel dans le cas de probabilité d'auto-inflammation élevée et de rejet continu (AIL-CONT) :

$$CA_{inj,n}^{AIL-CONT} = a \cdot (rate_n)^b \cdot (1 - fact_{mit}) \quad (3.67)$$

avec : $a = a_{inj}^{AIL-CONT}$ et $b = b_{inj}^{AIL-CONT}$

Étape 8.4.3 : Calculer la zone de conséquence liées aux blessures du personnel dans le cas de auto-inflammation peu probable, rejet instantané (AINL-INST) :

$$CA_{inj,n}^{AINL-INST} = a \cdot (mass_n)^b \cdot \frac{1 - fact_{mit}}{eff_n} \quad (3.68)$$

avec : $a = a_{inj}^{AIL-INST}$ et $b = b_{inj}^{AIL-INST}$

Étape 8.4.4 : Calculer la zone de conséquence liées aux blessures du personnel dans le cas de auto-inflammation probable, rejet instantané (AIL-INST) :

$$CA_{inj,n}^{AIL-INST} = a \cdot (mass_n)^b \cdot \frac{1 - fact_{mit}}{eff_n} \quad (3.69)$$

avec : $a = a_{inj}^{AIL-INST}$ et $b = b_{inj}^{AIL-INST}$

Toutes les constantes a et b précédentes sont extraites du tableau 3.33 de l'annexe 3.

Étape 8.5 : Pour les rejets continus proches du seuil de transition un facteur de lissage est appliqué via l'équation suivante :

$$fact_n^{IC} = \begin{cases} \min\left(\frac{rate_n}{C_5}, 1\right) & \text{rejet continu} \\ 1 & \text{rejet instantané} \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (3.70)$$

Étape 8.6 : Les résultats des calculs de zone de conséquence varient fortement selon que l'auto-inflammation est considérée comme probable ou non. Pour éviter une rupture brutale entre les deux cas, nous avons utilisé l'équation (3.71) pour mélanger les deux zones de conséquence de manière progressive.

$$CA^{AIT-blend} = CA^{AIL} \cdot fact^{AIT} + CA^{AINL} \cdot (1 - fact^{AIT}) \quad (3.71)$$

Le facteur de mélange est déterminé à l'aide des équations suivantes :

$$fact^{AIT} = \begin{cases} 0 & \text{si } T_s + C_6 < AIT \\ \frac{T_s - AIT + C_6}{2C_6} & \text{si } T_s - C_6 < AIT < T_s + C_6 \\ 1 & \text{si } T_s - C_6 > AIT \end{cases} \quad (3.72)$$

C_5 et C_6 sont extraites de la Table 3.36, Annexe 3.

Étape 8.7 : Pour les fluides de type 0, les zones de conséquences mixtes (instantanée/continue) sont calculées à l'aide de ces équations :

$$CA_{cmd,n}^{AIL} = CA_{cmd,n}^{AIL-INST} \cdot fact_n^{IC} + CA_{cmd,n}^{AIL-CONT} \cdot (1 - fact_n^{IC}) \quad (3.73)$$

$$CA_{inj,n}^{AIL} = CA_{inj,n}^{AIL-INST} \cdot fact_n^{IC} + CA_{inj,n}^{AIL-CONT} \cdot (1 - fact_n^{IC}) \quad (3.74)$$

$$CA_{cmd,n}^{AINL} = CA_{cmd,n}^{AINL-INST} \cdot fact_n^{IC} + CA_{cmd,n}^{AINL-CONT} \cdot (1 - fact_n^{IC}) \quad (3.75)$$

$$CA_{inj,n}^{AINL} = CA_{inj,n}^{AINL-INST} \cdot fact_n^{IC} + CA_{inj,n}^{AINL-CONT} \cdot (1 - fact_n^{IC}) \quad (3.76)$$

Étape 8.8 : Calculer les zones de conséquences inflammables, à savoir la zone de dommage aux composants, la zone de blessure au personnel en utilisant ces équations :

$$CA_{cmd,n}^{flam} = CA_{cmd,n}^{AIL} \cdot fact^{AIT} + CA_{cmd,n}^{AINL} \cdot (1 - fact^{AIT}) \quad (3.77)$$

$$CA_{inj,n}^{flam} = CA_{inj,n}^{AIL} \cdot fact^{AIT} + CA_{inj,n}^{AINL} \cdot (1 - fact^{AIT}) \quad (3.78)$$

Étape 8.9 : Déterminer les zones finales de conséquences (dommages aux composants et blessures au personnel) à l'aide des équations (3.79) et (3.80) :

$$CA_{f,cmd}^{flam} = \sum_{n=1}^4 \left(\frac{gf f_n \cdot CA_{cmd,n}^{flam}}{gf f_{total}} \right) \quad (3.79)$$

$$CA_{f,inj}^{flam} = \sum_{n=1}^4 \left(\frac{gf f_n \cdot CA_{inj,n}^{flam}}{gf f_{total}} \right) \quad (3.80)$$

Étape 8.10 : La zone finale globale est la plus grande des deux zones précédentes :

$$CA_f = \max(CA_{f,cmd}; CA_{f,inj}) \quad (3.81)$$

9. Calcul des conséquences sur la sécurité C_f^{inj}

Étape 9.1 : Calculer la zone de conséquence des blessures du personnel, en utilisant l'Équation (3.82).

$$CA_{inj} = CA_{f,inj}^{flam} \quad (3.82)$$

Étape 9.2 : Calculer le nombre moyen de personnel présent dans l'unité en utilisant l'équation (3.83)

$$Pers\#_{avg} = \frac{(Pers\#_1 \cdot Pers\%_n) + (Pers\#_2 \cdot Pers\%_{n1}) + \dots}{100} \quad (3.83)$$

Étape 9.3 : Calculer la densité de population $popdens$ à l'aide de l'équation (3.84) :

$$popdens = \frac{Pers\#_{avg}}{Area_n^{safety}} \quad (3.84)$$

Étape 9.4 : Calculer la final safety conséquence par l'équation (3.85) :

$$C_f^{inj} = CA_f^{inj} \cdot popdens \quad (3.85)$$

10. Calcul des conséquences économiques C_f^{fin}

Une défaillance du séparateur V08-1001-1 entraîne plusieurs coûts : réparation, dommages aux équipements voisins, pertes de production, blessures potentielles et impact environnemental.

Étape 10.1 : Calculer le coût de réparation de l'équipement concerné en utilisant l'équation FC_{cmd} :

$$FC_{cmd} = matcost \cdot costfactor \cdot \sum_{n=1}^N \left(\frac{gf f_n \cdot holecost_n}{gf f_{total}} \right) \quad (3.86)$$

Où :

- $holecost_n$ est le coût de réparation de l'équipement, fourni dans la Table 3.37 (voir l'annexe 3) pour chacune des tailles de trou de fuite sélectionnées (\$).
- $costfactor$ est le facteur de coût reflétant l'évolution du prix de l'acier au carbone et des coûts de remplacement depuis 2001.

- *matcost* est le facteur de coût des matériaux à partir de la Table 3.35(Annexe 3).

Étape 10.2 : Calculer le coût des dommages à l'équipement environnant dans la zone affectée FC_{affa} , en utilisant l'équation (3.87).

$$FC_{affa} = CA_{f,cmd} \cdot equipcost \quad (3.87)$$

Où :

- $CA_{f,cmd}$: zone de dommage aux composants (m²) ;
- *equipcost* : coût unitaire de remplacement des équipements (\$/m²).

Étape 10.3 Calculer le coût lié à l'arrêt de production FC_{prod} par les étapes suivante :

Étape 10.3.1 Déterminer le temps d'arrêt pondéré pour l'équipement principal à l'aide de l'équation (3.88) :

$$Outage_{cmd} = \sum_{n=1}^N \left(\frac{gff_n \cdot Outage_n}{gff_{total}} \right) \cdot Outage_{mult} \quad (3.88)$$

Les valeurs de $Outage_n$ (durée d'arrêt estimée pour chaque taille de trou) sont données dans la Table (3.39) (voir l'annexe 3). Si la durée réelle est plus élevée, le facteur correctif $Outage_{mult}$ peut être utilisé.

Étape 10.3.2 : Calculer le temps d'arrêt pour les équipements environnants dans la zone affectée en utilisant l'équation (3.89) :

$$Outage_{affa} = 10^{1.242+0.585 \cdot \log_{10}(FC_{affa} \cdot 10^{-6})} \quad (3.89)$$

Étape 10.3.3 : Calculer le coût d'arrêt de production FC_{prod} :

$$FC_{prod} = (Outage_{cmd} + Outage_{affa}) \cdot prodcost \quad (3.90)$$

Étape 10.4 : Calculer les coûts associés aux blessures du personnel FC_{inj} :

$$FC_{inj} = CA_{f,inj} \cdot popdens \cdot injcost \quad (3.91)$$

Tel que *injcost* est le coût lié à une blessure grave ou un décès du personnel (\$).

Étape 10.5 : Calculer les coûts associés au nettoyage environnemental $FC_{f,environ}$:

Étape 10.5.1 : Estimer le volume de déversement avec l'équation (3.92) :

$$Vol_{env,n} = C_{13} \cdot mass_n \cdot (1 - frac_{evap}) \quad (3.92)$$

Étape 10.5.2 : La fraction du fluide à nettoyer dépend du taux d'évaporation, lui-même fonction du point d'ébullition normal NBP en utilisant l'équation (3.93).

$$frac_{evap} = -7.408 + 8.5827 \cdot 10^{-3} \cdot X - 3.5594 \cdot 10^{-6} \cdot X^2 + \frac{2331.1}{X} - \frac{203545}{X^2} \quad (3.93)$$

avec : $X = (C_{12} \cdot NBP) + C_{41}$, et C_{13} et C_{41} sont extraites de la Table 3.36, Annexe 3.

Étape 10.5.3 : Calculer les coûts de nettoyage environnemental :

$$FC_{f,environ} = \sum_{n=1}^N \left(\frac{gff_n \cdot Vol_{env,n}}{gff_{total}} \right) \cdot envcost \quad (3.94)$$

- *envcost* représente le coût de dépollution en \$/baril.

Étape 10.6 : Calculer le coût total des conséquences financières par l'équation (3.95) :

$$C_f^{fin} = FC_{f,cmd} + FC_{f,affa} + FC_{f,prod} + FC_{f,inj} + FC_{f,environ} \quad (3.95)$$

3.4.4 Analyse du risque

Dans l'approche RBI, le risque résulte de l'interaction entre une probabilité de défaillance évolutive et des conséquences potentiellement variables. Il peut ainsi être décliné en plusieurs formes, en fonction de la nature des impacts considérés :

$$R(t) = P_f(t) \cdot C_f^{area}(\text{Risque surfacique}) \quad (3.96)$$

$$R(t) = P_f(t) \cdot C_f^{fin}(\text{Risque financier}) \quad (3.97)$$

$$R(t) = P_f(t) \cdot C_f^{inj}(\text{Risque en termes de sécurité}) \quad (3.98)$$

La matrice du risque utilisée est une matrice 5×5, comportant des catégories de probabilité allant de très faible à très élevée, et de conséquence allant de faible à catastrophique, comme illustré dans la figure ci-dessous. [17]

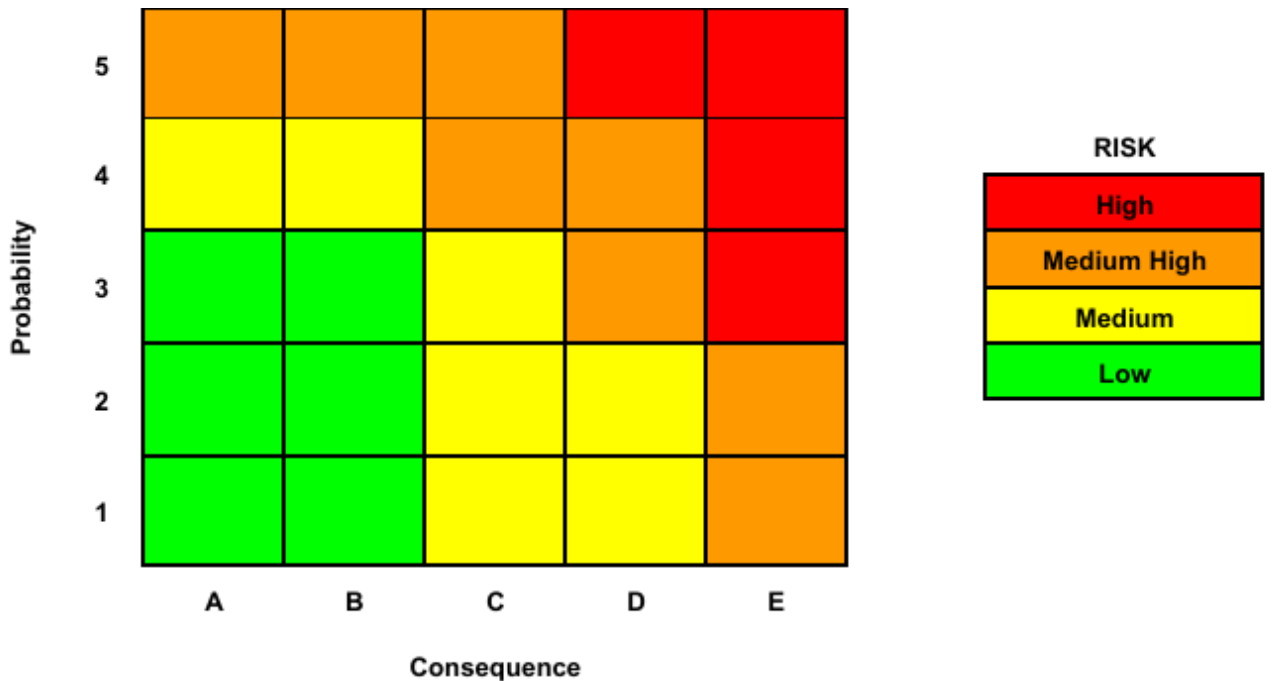


FIGURE 3.3 – La matrice du risque

3.4.5 Planification des inspections basée sur le risque

3.4.5.1 Principe

Selon la norme API 581, la planification des inspections s'appuie sur l'idée que le risque finira par atteindre ou dépasser un seuil critique (lié à la surface ou au coût), fixé par l'utilisateur. L'inspection peut également être déclenchée selon d'autres critères : PoF, COF, intervalle d'inspection ou épaisseur restante. Elle peut aussi être justifiée uniquement pour réduire l'incertitude sur l'état réel du composant. Bien qu'elle ne diminue pas le risque intrinsèque, l'inspection améliore la connaissance de l'état de l'équipement, ce qui permet de mieux évaluer la probabilité de défaillance. L'efficacité de cette démarche dépend de la capacité de l'inspection à détecter et quantifier précisément les types de dommages attendus (amincissement local ou généralisé, fissuration, etc.).[17]

3.4.5.2 Stratégie d'Inspection Fondée sur l'Analyse des risques

Les résultats de l'analyse RBI servent de base à une stratégie d'inspection ciblée et cohérente, intégrée aux autres mesures d'atténuation afin d'assurer un niveau de risque acceptable pour l'ensemble des composants d'un équipement.

Cette stratégie prend en compte :

- le niveau de risque attribué à chaque zone,
- les mécanismes d'endommagement attendus,
- l'historique de fonctionnement,
- les données issues des inspections précédentes,
- la durée de vie restante,
- l'expérience acquise sur des équipements similaires.

L'efficacité de l'inspection dépend du choix judicieux des techniques de Contrôle Non Destructif (CND) adaptées au type de dégradation. Par exemple, les mesures d'épaisseur ponctuelles sont peu efficaces pour des mécanismes localisés comme la piquûration ; un balayage ultrasonore (UT) est alors préférable. [17]

3.4.5.3 Méthodologie de planification des inspections

Le processus de planification repose sur une approche structurée répondant à cinq questions fondamentales :

- Q1** : Quels composants doivent être inspectés ?
- Q2** : Pourquoi ces inspections sont-elles nécessaires ?
- Q3** : Quand doivent-elles être réalisées ?
- Q4** : Quelles techniques d'inspection doivent être utilisées ?
- Q5** : Comment les résultats doivent-ils être exploités ?[19]

3.4.5.4 Plan d'inspection final

Le plan d'inspection final comprend :

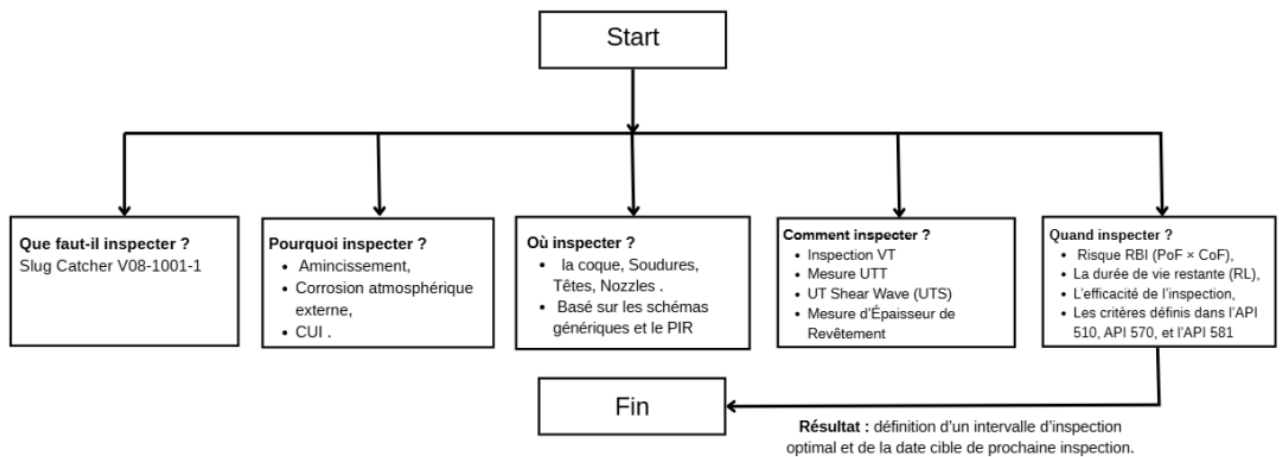


FIGURE 3.4 – Processus de planification des inspections basé sur l'analyse de risque

- La modélisation de l'équipement en composants distincts (conformément à l'API 580),
- La planification des dates et heures d'inspection,
- Le choix des méthodes CND adaptées : VT, UT, DPT, MPT, RT, ECT, WFMT,
- La définition de l'étendue de l'inspection : pourcentage de surface couverte, zones critiques,
- La localisation de l'inspection : interne ou externe,
- L'estimation des niveaux de risque résiduels après application du plan et des mesures d'atténuation.[14]

3.4.5.5 Étapes clés de la planification des inspections

La mise en œuvre pratique de la planification des inspections suit une méthodologie structurée en six étapes clés :[17]

Étape 1 : Définition de la période de planification

Définition de la période de planification (Dans notre étude, la date de référence RBI correspond à la date actuelle et la date de planification est fixée à 10 ans après la date RBI)

.

Étape 2 : Définition des cibles de risque

On assigne :

- des cibles de risque : $R(t)_{\text{area-target}}$, $R(t)_{\text{fin-target}}$, $R(t)_{\text{inj-target}}$
- une POF cible
- des DF cibles
- une épaisseur minimale t_{target}
- un intervalle d'inspection maximal $Intvl_{\text{target}}$

Étape 3 : Calcul aux intervalles réguliers

Calculer, à des intervalles de 0,5 an depuis la date RBI jusqu'à la date du plan, les paramètres suivants : DF_{total} , $Pf(t)$, $R(t)_{\text{area-target}}$, $R(t)_{\text{fin-target}}$, $R(t)_{\text{inj-target}}$, en suivant les équations des sections précédentes.

Étape 4 : Détermination des valeurs sans inspection planifiée

Calculer les valeurs :

$$D_{f\text{ total}}^{woplan}(t), \quad P_f^{woplan}(t), \quad R_{\text{area}}^{woplan}(t), \quad R_{\text{fin}}^{woplan}(t), \quad R_{\text{inj}}^{woplan}(t), \quad trdi^{woplan}$$

Étape 5 : Comparaison avec les seuils cibles

Les paramètres calculés dans l'étape 4 sont comparés aux seuils cibles définis dans l'étape 2. Lorsque plusieurs dépassements des seuils de risque sont constatés, la date d'inspection retenue correspond à la plus proche échéance, c'est-à-dire la plus petite des dates calculées par interpolation pour chaque critère dépassé.

Étape 6 : Détermination de la date cible finale

- Si aucune inspection n'est requise, alors :

$$\text{Date cible} = \text{Date du plan}$$

- Si une inspection est requise, utiliser le plan d'inspection recommandé (A, B ou C selon l'efficacité de l'inspection).[17]

3.5 Conclusion

Ce chapitre a posé les bases théoriques de l'Inspection Basée sur le Risque (RBI) selon la norme API 581, en introduisant les concepts essentiels liés à l'évaluation du risque : la probabilité de défaillance, la conséquence de défaillance, ainsi que les facteurs d'influence tels que les mécanismes d'endommagement, l'historique des inspections, et l'efficacité des contrôles réalisés.

La présentation des différentes méthodes (qualitative, semi-quantitative et quantitative) a permis de justifier le choix de l'approche quantitative, la plus pertinente pour un équipement critique comme le séparateur V08-1001-1, du fait de la complexité de ses conditions d'exploitation et de la disponibilité des données détaillées.

Chapitre 4

Étude de cas : Application de la RBI au séparateur V08-1001-1

4.1 Introduction

Ce chapitre présente l'application concrète de la méthodologie RBI selon l'API 581 sur le séparateur V08-1001-1. L'étude s'appuie sur des cas pratiques analysant les mécanismes de dégradation critiques et l'évaluation systématique des risques. La méthodologie combine l'analyse des probabilités de défaillance (PoF) et des conséquences (CoF) pour identifier les zones à risque élevé. Cette approche permet de définir des stratégies d'inspection ciblées et optimisées, réduisant les coûts non nécessaires. Les résultats démontrent l'efficacité de la méthode RBI dans la prévention des incidents et l'amélioration de la fiabilité opérationnelle. L'étude illustre la valeur ajoutée d'une gestion proactive des équipements industriels basée sur les risques. Ce chapitre constitue un exemple concret d'intégration des principes API 581 dans la gestion de l'intégrité des actifs. L'approche proposée s'inscrit dans une démarche d'amélioration continue de la maintenance industrielle.

4.2 Etude RBI

4.2.1 Collecte de données

Dans le cadre de l'évaluation RBI du séparateur V08-1001-1, les informations ont été recueillies à partir de sources techniques internes à l'entreprise, fiables, validées et traçables. Elles proviennent notamment de la fiche signalétique de l'équipement, des rapports d'inspection (2016, 2017, 2019, 2020 et 2022), des documents de conception, de la fiche de spécification mécanique, des conditions opératoires ainsi que des retours d'expérience du personnel technique. L'ensemble des données collectées et exploitées dans cette analyse est présenté de manière détaillée dans l'Annexe 3.

4.2.2 Identification des mécanismes d'endommagement

L'identification des mécanismes d'endommagement représente l'étape fondamentale de la méthodologie RBI selon l'API 581. Cette phase critique permet de déterminer exhaustivement les modes de défaillance potentiels du séparateur V08-1001-1 et d'établir une hiérarchisation rigoureuse des risques associés. La méthodologie adoptée s'articule autour d'une approche en deux phases complémentaires :

- **Phase 1** : Identification initiale via l'analyse DMR basée sur l'API 571.
- **Phase 2** : Validation et confirmation par les tableaux de pré-sélection de l'API 581.

Cette approche systémique garantit une couverture exhaustive des mécanismes applicables tout en assurant la cohérence avec les standards industriels reconnus.

4.2.2.1 Identification initiale via l'analyse DMR

L'analyse DMR a été réalisée à partir d'une lecture croisée de la norme API 571 et des caractéristiques techniques de l'équipement (type, géométrie, matériaux, conditions de service, données d'inspection 2017–2022). Le tableau ci-dessous synthétise les mécanismes d'endommagement identifiés par zone.

TABLE 4.1 – Mécanismes d'endommagement par zone – Slug Catcher V08-1001-1

Partie	Mécanisme identifié	Caractère actif	Justification technique
Coque + têtes	Corrosion atmosphérique externe	Actif	Équipement installé en extérieur, exposé à l'humidité, aux intempéries et aux poussières.
	CUI	Actif	Température de fonctionnement (60°C) dans la plage critique définie pour l'acier carbone (-12 °C à 175 °C).
	Corrosion douce par CO ₂	Actif	Présence de CO ₂ (0,46 %) et d'eau (68 %) formant un acide carbonique agressif pour l'acier carbone.
	Amincissement généralisé	Actif	Fluide multiphasique agressif (CO ₂ + H ₂ O + sels), avec turbulences localisées. Mécanisme typique en service humide non protégé.
	MIC (zones stagnantes)	Potentiel	Eau très salée (jusqu'à 335000 ppmw) et température modérée favorisent la croissance de bactéries SRB.
Piquages	Corrosion douce par CO ₂	Actif	Les piquages de procédé (inlet, outlet, vapor balance) sont exposés à un fluide contenant CO ₂ dissous et de l'eau à 60°C. Les zones de transition turbulent/stagnant favorisent la formation d'acide carbonique.

Partie	Mécanisme identifié	Caractère actif	Justification technique
	Amincissement généralisé	Actif	Exposition directe à un fluide multiphasique dense (730 kg/m^3) avec forte salinité. Les turbulences locales et la configuration complexe accentuent la corrosion uniforme. Les soudures nozzle/coque sont particulièrement vulnérables.
	CUI	Actif	Piquages instrumentés avec isolation locale pour sécurité. $T = 60^\circ\text{C}$ dans la plage active de la CUI. Accumulation d'eau possible autour des interfaces buses/isolation.

Synthèse des résultats

À travers notre analyse DMR, nous avons identifié plusieurs mécanismes d'endommagement applicables au séparateur V08-1001-1. En externe, la corrosion atmosphérique et la CUI concernent la coque et les buses, selon leur niveau d'exposition. En interne, la corrosion par CO_2 et l'amincissement généralisé ont été retenus comme mécanismes actifs. Nous avons également considéré la corrosion microbiologique comme potentielle dans les zones stagnantes riches en eau salée.

4.2.2.2 Validation des mécanismes retenus

Les tableaux de pré-sélection de l'API 581 présentés dans l'annexe 3 ont été utilisés pour valider de manière objective les mécanismes identifiés. Ces questions permettent d'éliminer les mécanismes non applicables et de confirmer ceux qui doivent être pris en compte dans le calcul des DF. Ci-dessous figurent nos réponses aux tableaux de pré-sélection des mécanismes d'endommagement issus de la norme API 581, utilisées pour confirmer les résultats obtenus par la DMR.

TABLE 4.2 – Questions de présélection – Mécanismes internes

Mécanisme	Question	Réponse	Justification
HCl Corrosion	1. Le procédé contient-il du HCl ? 2. Présence d'eau libre ? 3. $\text{pH} < 7,0$?	Non Oui Oui	Aucun HCl mentionné Eau à 68 % massique $\text{pH} = 5,6$
High-temp. sulfidic/naphthenic	1. Soufre dans l'huile ? 2. $T > 204^\circ\text{C}$?	Non Non	Gaz humide, pas de brut $T = 60^\circ\text{C}$
High-temp. $\text{H}_2\text{S}/\text{H}_2$	1. $\text{H}_2\text{S} + \text{H}_2$?	Non	H_2 non mentionné
Suite à la page suivante			

Table 4.2 – suite

Mécanisme	Question	Réponse	Justification
	2. $T > 204^{\circ}\text{C}$?	Non	$T = 60^{\circ}\text{C}$
Sulfuric Acid Corrosion	Le procédé contient-il de l'acide sulfurique ?	Non	Non présent
HF Corrosion	Le procédé contient-il du HF ?	Non	Non présent
Sour Water Corrosion	Eau libre + H_2S ?	Oui	$\text{H}_2\text{S} = 1,6 \text{ ppmv}$ (faible)
Amine Corrosion	Exposition à des amines ?	Non	Aucun procédé à amines
High-temp. Oxidation	$T > 482^{\circ}\text{C} + \text{O}_2$?	Non	$T = 60^{\circ}\text{C}$, pas un four
Acid Sour Water	1. Eau + $\text{H}_2\text{S} + \text{pH} < 7,0$?	Oui	$\text{pH} = 5,6$, eau + H_2S
	2. Chlorures $< 50 \text{ ppm}$?	Non	$\text{Cl} = 335 \text{ 000 ppmw}$
Cooling Water	Service eau de refroidissement ?	Non	Pas un refroidisseur
Soil-side corrosion	1. Contact avec le sol ?	Non	Installé en extérieur, non enterré
	2. Matériau = acier carbone ?	Oui	SA 516 Gr 70N
CO_2 Corrosion	1. Eau libre + CO_2 ?	Oui	$\text{CO}_2 \text{ } 0,4\text{--}1,1 \text{ mol}\%$
	2. Acier carbone ou $< 13\% \text{ Cr}$?	Oui	SA 516 Gr 70N

TABLE 4.3 – Questions de présélection – Mécanisme externe

Mécanisme	Question de présélection	Réponse	Remarque
Corrosion externe-atmosphérique	1. L'équipement est-il en acier carbone ou allié faible ?	Oui	Coque : SA 516 GR 70N, Buses : SA 105N ou SA 516 GR 70N
	2. Température entre 12°C et 121°C ?	Oui	$T_{\min} = 15^{\circ}\text{C}$, $T_{\max} = 60^{\circ}\text{C}$ (dans l'intervalle)
	3. L'équipement est-il non isolé ?	Non (coque) / Oui (buses)	Coque isolée, buses probablement non isolées
CUI – Corrosion sous isolation	1. Acier carbone ou allié faible ?	Oui	Même matériaux que ci-dessus
	2. Température entre 12°C et 177°C ?	Oui	$T_{\min} = 15^{\circ}\text{C}$, $T_{\max} = 60^{\circ}\text{C}$ (zone critique de la CUI)
	3. L'équipement est-il isolé ?	Oui (coque) / Non (buses)	Coque isolée, buses non isolées
ExtClSCC – SCC chlorures externe / CUI ClSCC	1. Acier inoxydable austénitique ?	Non	Matériau = acier carbone (SA 516 / SA 105)

Synthèse des résultats

L'analyse des tableaux de pré-sélection des mécanismes d'endommagement selon l'API 581 a permis d'identifier de manière exhaustive les mécanismes de dégradation applicables au séparateur V08-1001-1.

Concernant les mécanismes externes, deux types d'endommagement ont été retenus : la corrosion atmosphérique et la corrosion sous isolation (CUI). Bien que ces mécanismes soient généralement considérés comme mutuellement exclusifs dans les conditions d'exploitation standard, nous avons fait le choix méthodologique de les conserver simultanément. Cette approche permet de prendre en compte les conditions réelles d'exploitation, notamment les situations d'isolation partielle et les défauts localisés de protection.

Pour les mécanismes internes, l'analyse confirme que la corrosion par le CO₂ constitue le seul mécanisme actif en raison de la présence simultanée de CO₂ et d'eau libre dans le fluide de procédé, un pH acide mesuré à 5,6 favorisant les réactions de corrosion, et un matériau de construction en acier carbone (SA 516 Gr 70N / SA 105N) particulièrement sensible à ce type de corrosion.

4.2.2.3 Mécanismes d'endommagement retenus pour l'évaluation RBI

L'application croisée de l'analyse DMR (API 571) et des arbres de décision de l'API 581 a permis de valider trois mécanismes d'endommagement principaux, à intégrer dans l'évaluation du facteur de dommage (DF) pour les différentes zones de l'équipement :

- Amincissement généralisé par corrosion au CO₂
- Corrosion sous isolation (CUI)
- Corrosion externe-atmosphérique.

L'ensemble des éléments analysés montre une forte cohérence avec la stratégie de gestion de la corrosion définie pour la boucle CL-06 présenté dans l'annexe 1. Cette cohérence valide les hypothèses techniques retenues lors des phases de conception et d'exploitation, et renforce la solidité de l'approche RBI adoptée. Les mécanismes identifiés seront intégrés dans le calcul des facteurs de dommage pour une évaluation plus précise des risques.

4.3 Probabilité de défaillance (PoF)

4.3.1 Fréquence générique de défaillance (gff)

D'après le tableau correspondant de l'API 581 (voir Annexes 3) on a trouver que :

$$\text{gff} = 3.06 \times 10^{-5}$$

4.3.2 Facteur FMS

La valeur du FMS a été déterminée à partir du questionnaire présenté dans l'annexe 2. Ce support a servi de base pour la conduite d'entretiens ciblés avec le personnel concerné,

permettant ainsi une évaluation rigoureuse du niveau de conformité des systèmes de gestion en place.

Les résultats obtenus sont synthétisés dans le tableau suivant :

TABLE 4.4 – Niveau de conformité des systèmes de gestion en place

Section	Titre	Score (%)
A.1	Gestion du site	96%
A.2	Sécurité des procédés	85%
A.3	Gestion des modifications	98%
A.4	Procédures opérationnelles	95%
A.5	Intégrité mécanique	96%
A.6	Enquête sur les défaillances	97%

À partir des pondérations définies par la norme API RP 581 et des scores obtenus, le Pscore obtenu est de :

$$\text{pscore} = 95.76\%$$

Le FMS correspondant est alors calculé selon la formule (3.2) :

$$\text{FMS} = 2.38 \times e^{-0.012 \times \text{pscore}} = 0.754$$

Représentation graphique des résultats

La figure ci-dessous présente les scores obtenus pour les différentes composantes du système de gestion sous forme de diagramme radar.

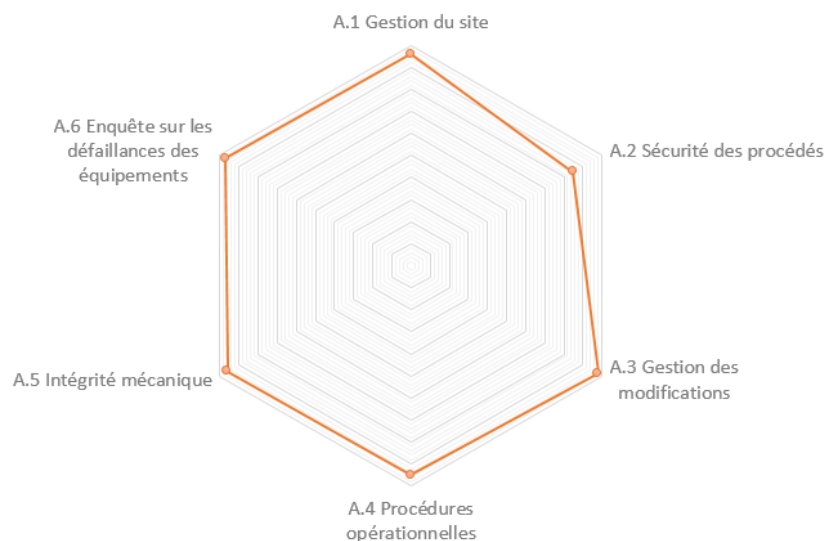


FIGURE 4.1 – Représentation radar des scores du système de gestion

L'analyse radar des scores obtenus dans l'évaluation du système de gestion met en évidence un haut niveau de conformité globale, avec un Pscore moyen de 95,76% , correspondant à un FMS de 0,754. Ces résultats traduisent un bon niveau de maturité dans la gestion des processus critiques, et un alignement clair avec les exigences de l'API RP 581. Ces éléments constituent des atouts majeurs pour soutenir une démarche RBI fiable et structurée.

4.3.3 Calcul du Facteur de Dommage (DF)

Dans le cadre de cette étude, une analyse approfondie des facteurs de dégradation a été réalisée sur 25 points distincts du séparateur V08-1001-1, incluant la coque, les têtes et les piquages. Chaque zone analysée dispose de mesures d'épaisseur fiables issues des inspections menées entre 2017 et 2022. Cette approche complète a pour objectif de garantir une évaluation rigoureuse de l'intégrité de l'équipement à travers un traitement systématique des données.

L'étude a permis de classer les points en fonction de leur niveau de criticité, en identifiant celles qui présentent les plus fortes pertes d'épaisseur ou les conditions les plus propices à la dégradation. Cette hiérarchisation est essentielle pour prioriser les actions d'inspection et de maintenance selon la méthodologie RBI définie par l'API 581.

Parmi les 25 points examinés, deux points critiques ont été sélectionnés pour illustrer de manière détaillée le calcul des Damage Factors (DF) :

- Le spot 33 de la coque a été retenu pour illustrer l'analyse de l'amincissement et de la corrosion sous isolation (CUI).
- Le piquage CN3A a été utilisé pour illustrer la corrosion externe.

Ces deux cas représentatifs sont détaillés dans la suite du rapport. Les valeurs calculées pour les 23 autres points de mesure, sont présentées dans la fiche de calcul technique disponible en Annexe 4.

4.3.3.1 DF d'amincissement

Étape 1 : Nous avons déterminé $age = 12,09$ ans (installation en 20/03/2013) et celui du revêtement $age_{liner} = 3,02$ ans (liner refait en 2022). L'épaisseur actuelle t est disponible dans la fiche de calcul (voir Annexes 4).

Étape 2 : Le taux de corrosion du matériau de base Cr_{bm} que nous avons calculé est donné dans la fiche de calcul présentée en annexe 4.

Étape 3 : L'âge depuis la dernière inspection de 2022 est $age_{tk} = 3,02$ ans. L'épaisseur mesurée $t_{r_{di}}$ est également disponible dans la fiche de calcul (voir Annexes 4).

Le séparateur V08-1001-1 dispose un revêtement interne en époxy vinylique renforcé (Corrocoat – Corroglass XT) appliqué selon la procédure LIM-DEP-LIN-001.

Il est classé comme un revêtement organique de haute qualité pour service en immersion, d'où $RL_{liner}^{exp} = 7$ ans a été retenue. Avec :

- $F_{LC} = 2$: L'état du revêtement est jugé moyen car en 2022 plusieurs défauts d'épaisseur ont été détectés mais réparés par la suite.
- $F_{liner,OM}$: Aucun système de surveillance en ligne n'est installé sur le séparateur.
- Conformément à l'équation (3.6), la valeur obtenue est la suivante :

$$age_{rc} = \frac{7 - 2,321}{2} = 1,9 \text{ ans}$$

Étape 4 : Les paramètres mécaniques utilisés sont :

- Contrainte admissible : $S = 137,9 \text{ MPa}$
- Efficacité des joints soudés : $E = 1$
- Épaisseur minimale requise est calculé selon l'ASME VIII :

$$t_{min} = \frac{P \cdot R}{S \cdot E - 0,6P} = \frac{46,5 \cdot 1004}{137,9 \cdot 1 - 0,6 \cdot 46,5} = 34,615 \text{ mm}$$

Épaisseur $t_{min} = \max(34,615 \text{ mm}; 2,5 \text{ mm}) = 34,615 \text{ mm}$

- Épaisseur critique :

$$t_c = t_{min} + \text{corrosion allowance} = 34,615 + 3 = 37,615 \text{ mm}$$

Étape 5 : Nous avons déterminé la valeur de A_{rt} à partir de l'équation (3.7) :

$$A_{rt} = \max\left(\frac{Cr_{bm} \cdot (age_{tk} - age_{rc})}{t_{rdi}}, 0\right) = \max\left(\frac{0,189279732 \cdot (2,3 - 1,9)}{38,33433836}, 0\right) = 0,01346261405$$

Étape 6 : Nous avons calculé le facteur FS^{thin} en appliquant la formule (3.8) :

$$FS^{Thin} = \frac{(YS + TS)}{2} \cdot E \cdot 1,1 = \frac{(240,7 + 485)}{2} \cdot 1 \cdot 1,1 = 399,135$$

Étape 7 : Nous avons obtenu le rapport de résistance SR_p^{Thin} à partir de l'équation (3.9) :

$$SR_p^{Thin} = \frac{S \cdot E \cdot \max(t_{min}, t_c)}{FS^{Thin} \cdot t_{rdi}} = \frac{137,9 \cdot 1 \cdot 37,615}{399,135 \cdot 38,33433836} = 0,3390011933$$

Étape 8 : Détermination de N_A^{Thin} , N_B^{Thin} , N_C^{Thin} et N_D^{Thin} pour les inspections effectuées :

TABLE 4.5 – Évaluation des inspections pour le mécanisme d'amincissement

Inspection	Description	Catégorie
2016	Cette inspection n'a pas inclus de contrôle interne ni de mesures d'épaisseur.	D
2017	Une inspection intrusive a été réalisée, incluant une inspection visuelle interne (VT), des mesures d'épaisseur par ultrasons (UT), et un contrôle du revêtement par holiday test. La couverture a concerné l'ensemble du shell, les deux têtes, et 12 nozzles sur 18 (soit environ 70 %). Le revêtement interne a également été évalué.	B
2019	L'inspection comprenait un contrôle visuel interne (shell, têtes, nozzles), ainsi que des mesures d'épaisseur sur une grande partie de la surface (11 nozzles sur 18). En revanche, aucun contrôle du revêtement (holiday test ou test de décollement) n'a été réalisé.	C
2020	Il s'agit d'une inspection visuelle externe, sans autre technique de mesure. Elle est considérée comme non pertinente pour le mécanisme d'amincissement.	E
2022	L'inspection a combiné une évaluation VT, des mesures UT sur le shell, les têtes et la majorité des nozzles, ainsi qu'un holiday test mené. Les défauts détectés dans le revêtement ont été corrigés.	B

Sur la base de cette classification, nous avons obtenu les valeurs suivantes : $N_A^{Thin} = 0$, $N_B^{Thin} = 2$, $N_C^{Thin} = 1$, $N_D^{Thin} = 1$.

Étape 9 : En appliquant les équations (3.10),(3.11) et (3.12) nous avons obtenu :

$$I_1^{Thin} = 0,022638 \quad ; \quad I_2^{Thin} = 0,00026136 \quad ; \quad I_3^{Thin} = 0,0001782$$

Étape 10 : On a Calculer les probabilités a posteriori en appliquant les équations (3.13),(3.14) et (3.15) nous avons obtenu :

$$Po_{p_1}^{Thin} = 0,9809529257 \quad ; \quad Po_{p_2}^{Thin} = 0,01132528742 \quad ; \quad Poo_{p_3}^{Thin} = 0,007721786879$$

Étape 11 : Calcul des paramètres β_1^{Thin} , β_2^{Thin} , β_3^{Thin} en appliquant les équations (3.16),(3.17) et (3.18) :

$$\beta_1^{Thin} = \frac{1 - 0,01346261405 - 0,3390011933}{\sqrt{(0,01346261405^2 \cdot 0,2^2) + [(1 - D_{s1}) \cdot 0,01346261405^2 \cdot 0,2^2 + (0,3390011933)^2 \cdot 0,05^2]}}$$

$$\beta_1^{Thin} = 3,269517811;$$

$$\beta_2^{Thin} = 3,244572842 \quad ; \quad \beta_3^{Thin} = 3,190604803$$

Étape 12 : Calcul du DF de base pour l'amincissement DfB_{thin} , en appliquant la formule (3.19) :

$$D_{fB}^{thin} = \frac{(0,98095292 \cdot \Phi(-3,2695178)) + (0,011325287 \cdot \Phi(-3,2445784)) + (0,0077217868 \cdot \Phi(-3,19060))}{1,56 \times 10^{-4}}$$

$$D_{fB}^{thin} = 3,464982612$$

où : Φ est la fonction de répartition normale standard.

Étape 13 : Finalement, le calcul du facteur de dommage final lié à l'amincissement, noté Df_{thin} est réalisé à l'aide de l'équation (3.20) :

$$D_f^{thin} = \max(Df_B^{thin} \cdot F_{IP} \cdot F_{DL} \cdot F_{OM}; 0,1) = 3,464982612$$

avec :

- $F_{IP} = 1$: un point d'injection est présent, mais l'inspection conforme à l'API 570 a été réalisée.
- $F_{DL} = 1$: présence de zones en "dead-leg", mais inspection ciblée selon API 570 a été réalisée.
- $F_{OM} = 1$: car le mécanisme d'amincissement étant dû au CO_2 , il est classé dans la catégorie "Other corrosion mechanism" dans la Table (3.17).

4.3.3.2 Calcul du DF de CUI

Le présent calcul vise à estimer le facteur de dommage dû à la corrosion sous isolation (CUI) conformément à la méthodologie semi-quantitative de l'API 581. L'exemple développé ci-dessous est extrait du fichier de calcul complet joint en annexe (voir Annexex 4), lequel couvre l'ensemble des zones de l'équipement V08-1001-1.

Étape 1 : Nous avons déterminé $age = 12,09$ ans (mise en service en 20/03/2013) et celui du revêtement $ageliner = 3,02$ ans (liner refait en 2022). L'épaisseur actuelle t est disponible dans le sheet de calcul dans l'annexe.

Étape 2 : À partir de la Table 3.21 des taux de corrosion en annexe (3), et pour un environnement sec avec une température de service de $60^\circ C$, nous avons effectué une interpolation linéaire. Cela nous a permis de déterminer un taux de corrosion de base :

$$CrB = 0,0435 \text{ mm/an.}$$

Étape 3 : Le taux de corrosion final a été calculé à l'aide de l'équation (3.21) :

$$C_r = C_{rB} \times F_{INS} \times F_{CM} \times F_{IC} \times \max(F_{EQ}, F_{IF})$$

$$C_r = 0,0435 \times 1,25 \times 1,25 = 0,06799 \text{ mm/an}$$

- $F_{INS} = 1,25$: conformément à la Table 3.22 (voir Annexe 3), valeur correspondant à une isolation en fibre de verre.
- $F_{CM} = 1,25$: complexité moyenne à élevée, en raison de nombreuses buses (N1 à N11, CN1 à CN4), points d'accès, instruments et volume important ($42,9 \text{ m}^3$).
- $F_{IC} = 1$: état moyen de l'isolation thermique.
- $F_{EQ} = 1$: le séparateur est conçu de manière à éviter l'accumulation d'eau, la géométrie permet un bon écoulement de l'eau.

- $F_{IF} = 1$: le séparateur n'a pas d'interface directe avec le sol ou l'eau ; étant installé en hauteur, il est hors d'atteinte de l'humidité du sol.

Étape 4 : L'âge depuis la dernière inspection de 2022 : $age_{tke} = 3,02$. L'épaisseur mesurée t_{rde} est également disponible dans la fiche de calcul.

Étape 5 : Nous avons calculé le temps depuis l'application du revêtement avec la formule (3.22) :

$$age_{coat} = 15/04/2025 - 20/03/2013$$

$$age_{coat} = 12,09 \text{ ans}$$

Étape 6 : On a choisi $C_{age} = 9$ ans comme durée de vie anticipée du revêtement externe. Puisqu'il a été appliqué en 2013 et que la dernière inspection date de 2022. Comme il n'y a pas d'info sur un éventuel recoating ni sur l'état exact du revêtement, on a estimé que cette valeur est raisonnable.

Étape 7 : Puisque le revêtement n'a pas échoué et $age_{coat} = 12,09 > agetke = 3,2$ alors :

$$Coat_{adj} = \min(C_{age}, age_{coat}) - \min(C_{age}, age_{coat} - agetke)$$

$$Coat_{adj} = \min(9, 12,09) - \min(9, 12,09 - 3,2) = 0,11 \text{ ans}$$

Étape 8 : Le temps en service pendant lequel la corrosion sous isolation a pu réellement se produire est donc :

$$age = agetke - Coat_{adj} = 3,2 - 0,11 = 3,09 \text{ ans}$$

Étape 9 : Les paramètres mécaniques utilisés sont : Contrainte admissible $S = 137,9\text{MPa}$, efficacité des joints soudés $E = 1$ et épaisseur minimale requise :

$$t_{min} = \frac{P \cdot R}{S \cdot E - 0,6P} = \frac{46,5 \cdot 1004}{137,9 \cdot 1 - 0,6 \cdot 46,5} = 34,615 \text{ mm}$$

Étape 10 : Calcul du paramètre A_{rt} avec l'équation (3.27) :

$$A_{rt} = \frac{0,06799 \cdot 3,09}{38,33433836} = 0,0001950966241$$

Étape 11 : Le facteur de sécurité appliqué à la corrosion sous isolation, noté FS^{CUIF} , est calculé selon la relation suivante :

$$FS^{CUIF} = \frac{(YS + TS)}{2} \cdot E \cdot 1,1 = 399,135\text{MPa}$$

Étape 12 : Le rapport de résistance sous pression, spécifique à la corrosion sous isolation (SR_p^{CUIF}), est :

$$SR_p^{CUIF} = \frac{S \cdot E \cdot \max(t_{min}, t_c)}{FS^{CUIF} \cdot t_{rdi}} = 0,3390139334$$

Étape 13 : L'efficacité des inspections réalisées sur le séparateur a été évaluée conformément aux critères de classification usuels en RBI. La classification s'appuie sur la portée des inspections (externes, internes), les méthodes de contrôle non destructif (CND) appliquées et la fiabilité des données obtenues. Le tableau 4.6 présente un résumé détaillé de ces inspections.

TABLE 4.6 – Résumé de l'efficacité des inspections réalisées

Année	Catégorie	Commentaires
2016	D	Inspection très limitée : aucune ouverture interne ni retrait de l'isolation. Absence d'informations fiables sur l'état réel du séparateur.
2017	A	Inspection complète : examen externe, sablage interne, réfection du revêtement, UT sur le corps et les buses. Contrôle des cordons de soudure, aucun défaut détecté.
2019	C	Inspection externe uniquement avec mesures UT sur zones accessibles. Aucune ouverture ni contrôle des soudures ou parties isolées. Corrosion détectée sur les écrous des trous d'homme.
2020	E	Inspection visuelle externe bien documentée, mais sans CND. Présence de corrosion, fuites et oxydation visible.
2022	D	Inspection très limitée : pas d'ouverture interne ni retrait d'isolation. Aucune méthode de CND appliquée.

La synthèse des inspections par catégorie est donnée comme suit : $N_A^{CUIF} = 1$, $N_B^{CUIF} = 0$, $N_C^{CUIF} = 1$ et $N_D^{CUIF} = 2$.

Avec les règles de conversion suivantes :

- Deux inspections de catégorie D équivalent à une inspection de catégorie C.
- Deux inspections de catégorie C équivalent à une inspection de catégorie B.

On a obtenu : $N_A^{CUIF} = 1$, $N_B^{CUIF} = 1$ Ces résultats seront pris en compte dans le calcul du Facteur de Dommage (DF) associé à l'historique d'inspection de l'équipement.

Étape 14 : Les facteurs d'efficacité d'inspection I_1^{CUIF} , I_2^{CUIF} , I_3^{CUIF} ont été calculés à l'aide de l'équations (3.30), (3.31) et (3.32) :

$$I_1^{CUIF} = 0,441; \quad I_2^{CUIF} = 0,0036; \quad I_3^{CUIF} = 0,0001$$

Étape 15 : Les probabilités a posteriori Pop_1^{CUIF} , Pop_2^{CUIF} et Pop_3^{CUIF} ont été obtenues par l'équations (3.33), (3.34) et (3.35) :

$$Pop_1^{CUIF} = 0,9916797841; \quad Pop_2^{CUIF} = 0,008095345177; \quad Pop_3^{CUIF} = 0,0002248706993$$

Étape 16 : Les paramètres β_1^{CUIF} , β_2^{CUIF} , β_3^{CUIF} ont été évalués selon l'équations (3.36), (3.37) et (3.38) :

$$\beta_1^{CUIF} = 3,29278976; \quad \beta_2^{CUIF} = 3,292455274; \quad \beta_3^{CUIF} = 3,291785538$$

Étape 17 : Au final, le facteur de dommage final lié à la corrosion sous isolation, noté D_f^{CUIF} est calculé selon l'équation (3.39) :

$$D_f^{CUIF} = 3,179476197$$

4.3.4 Calcul du DF de la corrosion externe

Les étapes ci-après détaillent le calcul du facteur de dommage associé à la corrosion externe, en se référant aux équations et procédures exposées dans le chapitre 3 selon la norme API 581. L'analyse tient compte des conditions environnementales propres au site d'El Merk.

Étape 1 : Nous avons déterminé $age = 12,09$ ans (mise en service en 20/03/2013). L'épaisseur actuelle t est disponible dans le sheet de calcul dans l'annexe.

Étape 2 : À partir de la Table 3.19 des taux de corrosion en annexe (3), et pour un environnement sec avec une température de service de 60°C , nous avons effectué une interpolation linéaire. Cela nous a permis de déterminer un taux de corrosion de base : $Cr_B = 0,025$ mm/an

Étape 3 : Le taux de corrosion final a été calculé à l'aide de l'équation (3.40) :

$$Cr = Cr_B \cdot \max(F_{EQ}, F_{IF}) = 0,025 \text{ mm/an}$$

avec :

- $F_{EQ} = 1$: le séparateur est conçu de manière à éviter l'accumulation d'eau, la géométrie permet un bon écoulement de l'eau,
- $F_{IF} = 1$: le séparateur n'a pas d'interface directe avec le sol ou l'eau ; étant installé en hauteur, il est hors d'atteinte de l'humidité du sol.

Étape 4 : L'âge depuis la dernière inspection de 2022 : $age_{tke} = 3,02$ ans. L'épaisseur mesurée t_{rde} est également disponible dans la fiche de calcul (voir Annexes 4).

Étape 5 : Nous avons calculé le temps depuis l'application du revêtement :

$$age_{coat} = 15/04/2025 - 20/03/2013 = 12,09 \text{ ans}$$

Étape 6 : On a choisi $C_{age} = 9$ ans comme durée de vie anticipée du revêtement externe, puisqu'il a été appliqué en 2013 et que la dernière inspection date de 2022. Comme il n'y a pas d'info sur un éventuel recoating ni sur l'état exact du revêtement, cette valeur est jugée raisonnable.

Étape 7 : Puisque le revêtement n'a pas échoué et $age_{coat} = 12,09 > age_{tke} = 3,2$, alors :

$$Coat_{adj} = \min(C_{age}, age_{coat}) - \min(C_{age}, age_{coat} - age_{tke}) = \min(9, 12,09) - \min(9, 12,09 - 3,2) = 0,11 \text{ ans}$$

Étape 8 : Le temps en service pendant lequel la corrosion sous isolation a pu réellement se produire est donc :

$$age = age_{tke} - Coat_{adj} = 3,2 - 0,11 = 3,09 \text{ ans}$$

Étape 9 : Les paramètres mécaniques utilisés sont :

Contrainte admissible : $S = 137,9 \text{ MPa}$, efficacité des joints soudés $E = 1$, et l'épaisseur minimale requise est calculé selon ASME VIII :

$$t_{min} = \frac{P \cdot R}{S \cdot E - 0,6P} = \frac{46,5 \cdot 45,944}{137,9 \cdot 1 - 0,6 \cdot 46,5} = 1,85 \text{ mm}$$

Épaisseur $t_{min} = \max(1,85 \text{ mm}; 2,5 \text{ mm}) = 2,5 \text{ mm}$

Étape 10 : Le paramètre Art est déterminé selon l'équation suivante :

$$Art = \frac{Cr \cdot age}{t_{rde}} = \frac{0,025 \cdot 3,09}{7,694020101} = 0,0003574204335$$

Étape 11 : Le facteur de sécurité applicable à la corrosion externe, noté FS^{extcorr} , est calculé selon la formule (3.41) :

$$FS^{\text{extcorr}} = \frac{(YS + TS)}{2} \cdot E \cdot 1,1 = 399,135$$

Étape 12 : Le rapport de résistance sous pression spécifique à la corrosion externe SR_p^{extcorr} est ensuite évalué à l'aide de la formule (3.42) :

$$SR_p^{\text{extcorr}} = \frac{S \cdot E \cdot \max(t_{min}, t_c)}{FS^{\text{extcorr}} \cdot t_{rdi}} = 0,2469754734$$

Étape 13 : Nous avons ensuite évalué l'efficacité des inspections précédentes :

$$N_A^{\text{extcorr}} = 1, \quad N_B^{\text{extcorr}} = 1, \quad N_C^{\text{extcorr}} = 0, \quad N_D^{\text{extcorr}} = 1$$

TABLE 4.7 – Classification des inspections selon leur efficacité pour la corrosion externe

Inspection	Description	Catégorie
2016	Elle est classée en catégorie E. Elle a été très limitée : aucune ouverture interne n'a été réalisée, l'isolation n'a pas été retirée, et aucune méthode de contrôle non destructif (UT, RT, pit gauge) n'a été utilisée. Elle s'est résumée à un simple contrôle visuel externe des zones accessibles.	E
2017	Elle est classée en catégorie A. Elle a été particulièrement complète, incluant une inspection externe suivie d'une inspection interne, un sablage intégral, la réapplication du revêtement, et des mesures d'épaisseur par ultrasons (UT) sur le corps et les buses. Les cordons de soudure ont été contrôlés visuellement et aucun défaut n'a été détecté. Elle couvre plus de 95% de la surface et répond pleinement aux critères de la catégorie A.	A
2019	Elle est classée en catégorie B. Elle a consisté en une inspection visuelle externe accompagnée de mesures UT sur les parois et les buses. Cependant, aucune inspection interne ni contrôle ciblé des zones critiques n'a été effectué. La couverture visuelle est estimée entre 60 et 70 %, ce qui limite la fiabilité globale de cette inspection.	B
2020	Elle est classée en catégorie E. Bien qu'elle ait été accompagnée d'une checklist détaillée, elle a révélé plusieurs défauts visibles comme de la corrosion, des fuites et de l'oxydation. Toutefois, aucun contrôle non destructif n'a été réalisé pour confirmer ou approfondir ces constats.	E
2022	Elle est classée en catégorie D. Elle a porté uniquement sur des zones très localisées, avec des mesures de rugosité, d'épaisseur de revêtement, et un holiday test. Tous les défauts détectés ont été réparés, mais la couverture globale de l'inspection est restée très faible (< 5 % de la surface), et aucune méthode complémentaire comme l'UT ou le RT n'a été utilisée.	D

Étape 14 : Les facteurs d'efficacité d'inspection ont été déterminés à l'aide des équations (3.43), (3.44) et (3.45) présentées au chapitre 3. Les résultats obtenus sont les suivants :

$$I_1^{\text{extcorr}} = 0,01920996, \quad I_2^{\text{extcorr}} = 0,00039204, \quad I_3^{\text{extcorr}} = 0,0000029403$$

Étape 15 : Les probabilités a posteriori associées aux trois classes de défaillance pour la corrosion externe sont calculées avec les formules (3.46), (3.47) et (3.48) :

$$Po_{p1}^{\text{extcorr}} = 0,979853022, \quad Po_{p2}^{\text{extcorr}} = 0,01999700045, \quad Po_{p3}^{\text{extcorr}} = 0,0001499775034$$

Étape 16 : Les paramètres β_1^{extcorr} , β_2^{extcorr} , β_3^{extcorr} , correspondant aux classes de défaillance, ont été obtenus à l'aide de l'équations (3.49), (3.48) et (3.49) mentionnée dans le chapitre 3 :

$$\beta_1^{\text{extcorr}} = 3,757520159, \quad \beta_2^{\text{extcorr}} = 3,757073328, \quad \beta_3^{\text{extcorr}} = 3,756177267$$

Étape 17 : Le facteur de dommage final lié à la corrosion externe, noté D_f^{extcorr} , est alors obtenu par combinaison des paramètres précédents, selon l'équation (3.52) :

$$D_f^{\text{extcorr}} = 0,5500378711$$

4.3.4.1 Calcul du DF total

Étant donné que plusieurs mécanismes de dégradation agissent simultanément sur l'équipement, le facteur de dommage total est calculé conformément aux équations (3.3) et (3.5) du chapitre 3. Ces équations prévoient la combinaison des facteurs de dommage dominants internes (tels que l'amincissement) et externes (tels que la corrosion atmosphérique ou sous isolation).

- Facteur de détérioration dominant (minceur) :

$$D_{f-gov}^{thin} = D_f^{thin} = 3,464982612$$

- Facteur de dégradation externe dominant :

$$D_{f-gov}^{extd} = \max(D_f^{extf}, D_f^{extcorr}, D_{f-gov}^{ext-CISCC}, D_f^{CUI-CISCC})$$

$$D_f^{gov-extd} = \max(0,5500378711; 3,179476197) = 3,179476197$$

Le facteur de dommage total, résultant de la combinaison du facteur de dommage dominant lié à l'amincissement D_{f-gov}^{thin} et de celui lié aux mécanismes externes D_{f-gov}^{extd} , est calculé selon l'équation (3.3) :

$$D_f^{total} = D_{f-gov}^{thin} + D_{f-gov}^{extd} = 6,644458809$$

4.3.5 Calcul de la probabilité de défaillance

Après avoir déterminé les valeurs du facteur de dommage total D_f^{total} et du facteur lié au système de gestion FMS , la probabilité de défaillance à l'instant t , notée $P_f(t)$, est calculée à l'aide de l'équation (3.1) :

$$P_f(t) = gff_{total} \cdot D_f(t) \cdot F_{MS} = 3,06 \times 10^{-5} \cdot 0,754258976 \cdot 6,644458809 = 1,5335 \times 10^{-4}$$

4.4 Évaluation des conséquences de défaillance (CoF) – Niveau 1

Afin d'illustrer l'évaluation du COF de niveau 1, un cas représentatif correspondant à un orifice de diamètre 6,4 mm a été sélectionné. Les calculs détaillés pour les autres tailles d'orifice ont été réalisés parallèlement dans une fiche de calcul (voir Annexe 4).

4.4.1 Caractéristiques du fluide

Étape 1.1 : Sur la base des caractéristiques du fluide traité (liquide hydrocarbure, 60°C, 40 barg, une densité de 730,1 kg/m³, faible teneur en H₂S et BTEX), nous avons identifié un fluide de type 0 selon l'API 581. Le groupe représentatif retenu est C9–C12 (diesel/kérosène), dont la densité (734,012 kg/m³) et le point d'ébullition moyen (184 °C) sont compatibles avec les propriétés de notre fluide.

Étape 1.2 : Bien que le fluide soit biphasique, nous avons retenu la phase liquide, conformément à l'API 581, qui recommande cette hypothèse conservatrice pour une analyse de conséquence de niveau 1. Les propriétés associées, extraites du tableau sont : $\rho = 734,012 \text{ kg/m}^3$; $\text{AIT} = 208^\circ\text{C}$.

Étape 1.3 : Le fluide est liquide à l'état de stockage (60°C , 40bar), comme déterminé à l'étape 1.2. Après une libération à l'atmosphère, il reste liquide, car son point d'ébullition (184°C) est largement supérieur à 80°F (27°C).

4.4.2 Calcul des tailles des orifices de fuite :

Étape 2.1 : Pour les diamètres d'orifices nous avons retenu l'ensemble des tailles standards suivantes afin de couvrir tous les scénarios possibles de fuite dans le cadre de l'analyse de conséquence de niveau 1.

- Petite fuite : $d_1 = 6,4 \text{ mm}$
- Fuite moyenne : $d_2 = 25 \text{ mm}$
- Fuite large : $d_3 = 102 \text{ mm}$
- Rupture totale : $d_4 = 406 \text{ mm}$

Étape 2.2 : Conformément aux Tables de l'annexe 3, nous avons déterminé les fréquences de défaillance génériques $gf f_n$ pour chaque taille d'orifice considérée :

Orifice (mm)	gffn
$d_1 = 6.4$	8×10^{-6}
$d_2 = 25$	2×10^{-5}
$d_3 = 102$	2×10^{-6}
$d_4 = 406$	6×10^{-7}

La fréquence de défaillance totale est donc : $gf f_{total} = 3,06 \times 10^{-5}$.

4.4.3 Calcul du débit de fuite :

Étape 3 : Les décharges de liquides à travers un orifice à arêtes vives peuvent être calculées à l'aide de l'équation (3.53) :

$$W_n = C_d \cdot k_{vn} \cdot \rho_1 \cdot \frac{A_n}{C_1} \sqrt{\frac{2g_c(P_s - P_{atm})}{\rho_1}}$$

$$W_1 = 0,61 \cdot 1,005860249 \cdot 730,1 \cdot \frac{32,1536}{31623} \sqrt{\frac{2 \cdot 1 \cdot (4000 - 100,3)}{730,1}} = 1,488724948 \text{ kg/s}$$

4.4.4 Estimation de l'inventaire de fluide disponible pour la fuite

Étape 4.1 : La masse du composant a été estimée comme suit :

$$mass_{comp} = \rho_{liquide} \cdot V_{liquide} = 730,1 \cdot (0,5 \cdot 42,3) = 15744,5574 \text{ kg}$$

Étape 4.2 : La masse additionnelle est calculée selon la formule (3.57) :

$$mass_{add,n} = 180 \cdot \min(W_n, W_{max8}) = 180 \cdot W_1 = 268,6882651 \text{ kg}$$

Étape 4.3 : Nous avons supposé que $mass_{inv}$ est supérieure à $mass_{comp} + mass_{add,n}$, hypothèse raisonnable étant donné que le séparateur V08-1001-1 est connecté à plusieurs autres équipements pouvant alimenter la fuite. Ainsi, la masse maximale disponible a été retenue comme :

Hypothèse : $mass_{inv} > mass_{comp} + mass_{add,n}$

Donc :

$$mass_{avail} = mass_{comp} + mass_{add,n} = 16013,24567 \text{ kg}$$

4.4.5 Détermination de type de fuite

Étape 5.1 : Les types de fuite (instantanée ou continue) ont été attribués dans la fiche de calcul en annexe 4 pour chaque diamètre d'orifice.

4.4.6 Estimer l'impact des systèmes de détection et d'isolement sur l'ampleur de la fuite

Étape 6.1 : Systèmes de détection et d'isolement présents

A. Systèmes de détection présents

- **Détection de pression :** transmetteur PI-10001, régulateurs PIC-10006A/B, et alarme critique PAHH-10002 (seuil : 44,175 bar).
- **Détection de niveau :** indicateur LI-10004, utilisé pour surveiller le niveau de liquide dans le séparateur.
- **Détection de débit :** débitmètre ultrasonique FI-10005 avec alarmes haut/bas configurées à 0,13104 MMACMD (haut) et 0,0038 MMACMD (bas).
- **Détection de pression différentielle :** capteurs PDI-10080 à 10083, alarme haute-haute à 3,5 bar, utilisée pour inhiber l'ouverture des SDV en cas de déséquilibre critique.
- **Détection de feu/gaz :** assurée par le système F&G (Fire & Gas), connecté à l'ICSS, déclenchant un ESD-2 (niveau d'urgence incendie) en cas de détection confirmée.

B. Systèmes d'isolement associés

- **Vannes de sécurité SDV :** vannes d'isolement automatisées sur toutes les lignes d'entrée du séparateur (ex. : 08-SDV-10006, 10056 à 10059), pilotées par l'ICSS.
- **Soupapes de sécurité PSV :** deux soupapes 08-PSV-10001A/B (tarées à 46,5 bar) assurent la protection contre la surpression.
- **Vannes de décharge vers torchère :** vannes PV-10006B activées par PIC-10006B pour libérer l'excès de gaz vers la torchère en cas de surpression.

- **ESD (Emergency Shutdown)** : plusieurs niveaux actifs, notamment ESD-2 (Feu/-Gaz) et ESD-5 (événements critiques locaux), déclenchant l'isolement automatique des lignes et l'arrêt des équipements concernés.
- **Supervision** : ces systèmes sont supervisés par l'ICSS, qui centralise la détection, la logique "Cause & Effect", les alarmes, les shutdowns, et permet un contrôle sûr et rapide de l'installation.

Étape 6.2 : Classification des systèmes

- La majorité des dispositifs de détection (pression, température, niveau, débit) sont intégrés au système ICSS et assurent une surveillance continue, automatique et indépendante, répondant ainsi aux critères de la **classe A** selon la Table (3.29).
- Le système d'isolement repose sur des SDV et ESD déclenchés automatiquement par le système ICSS, sans intervention humaine, ce qui correspond à un isolement de **classe A** selon la Table (3.29).

Étape 6.3 : $fact_{di} = 0,25$, car les deux systèmes sont classés A, conformément à la Table (3.30) de l'annexe 3.

Étape 6.4 : Les durées maximales de fuite $Id_{max,n}$ ont été extraites de la table 3.31 et reportées directement dans la fiche de calcul. (voir Annexe 4)

4.4.7 Détermination du débit et de la masse de fuite

Étape 7.1 : Nous avons déterminé le débit de rejet ajusté $rate_n$, à l'aide de l'équation (3.58) :

$$rate_1 = W_1(1 - fact_{di}) = 1,488724948 \cdot (1 - 0,25) = 1,116543711 \text{ kg/s}$$

Étape 7.2 : Nous avons calculé la durée de la fuite Id_n , à l'aide de l'équation (3.59) :

$$Id_1 = \min\left(\frac{mass_{avail,1}}{rate_1}; 60 \cdot Id_{max,1}\right) = \min\left(\frac{16013,24567}{1,116543711}; 600\right) = 600 \text{ s}$$

Étape 7.3 : À partir de l'équation (3.60), la masse de rejet maximale $mass_n$ a été déterminée :

$$mass_1 = \min(1,116543711 \cdot 600; 16013,24567) = 671,7206628 \text{ kg}$$

4.4.8 Calcul de la zone de conséquences

Étape 8.1 : Nous avons sélectionné un facteur de réduction de la zone de conséquence, $fact_{mit} = 0,25$ en nous basant sur le tableau(). Cette valeur correspond à la présence d'un système de vidange d'inventaire (blowdown) couplé à un système d'isolement de classe A, ce qui est conforme à la configuration de notre installation.

Étape 8.2 : L'efficacité énergétique $eneff_n$ requise uniquement pour les rejets 4536kg, selon l'API 581. Pour les cas inférieurs à ce seuil, nous avons pris par défaut $eneff_n = 1$, en

l'absence d'amplification significative. Pour les rejets supérieurs, comme celui de l'orifice 2 $enef f_n$ a été calculé par l'équation (3.61) :

$$enef f_2 = 4 \cdot \log_{10}(2,205 \cdot 10242,85743) - 15 = 2,415318887$$

Étape 8.3 : Calcul de la zones de dommage aux équipements :

Étape 8.3.1 : La zone en cas de rejet continu avec auto-inflammation peu probable est obtenue par l'équation (3.62) :

$$CA_{cmd,1}^{AINL-CONT} = a(rate_1)^b \cdot (1 - fact_{mit}) = 24,6(1,11654)^{0,9} \cdot (1 - 0,25) = 20,374 \text{ m}^2$$

Étape 8.3.2 : Pour le scénario d'auto-inflammation probable avec rejet continu, la zone est calculée par l'équation (3.63) :

$$CA_{cmd,1}^{AIL-CONT} = 110,3 \cdot (1,1165437)^{0,95} \cdot 0,75 = 91,85836669 \text{ m}^2$$

Étape 8.3.3 : Pour le scénario d'auto-inflammation probable avec rejet continu la zone est calculée l'équation (3.64) :

$$CA_{cmd,3}^{AINL-INST} = 0,559 \cdot (83854,26652)^{0,76} \cdot \left(\frac{0,75}{6,067735033}\right) = 381,3516138 \text{ m}^2$$

Étape 8.3.4 : Pour un rejet instantané avec auto-inflammation probable, le calcul est fait par l'équation (3.65) :

$$CA_{cmd,3}^{AIL-INST} = 0,848 \cdot (83854,26652)^{0,53} \cdot \left(\frac{0,75}{6,067735033}\right) = 42,64801725 \text{ m}^2$$

Étape 8.4 : Calcul de la zone de conséquence liées aux blessures du personnel

Étape 8.4.1 : En cas de rejet continu avec auto-inflammation peu probable, la zone est déterminée par l'équation (3.66) :

$$CA_{inj,1}^{AINL-CONT} = 70,03 \cdot (1,1165437)^{0,89} \cdot 0,75 = 57,936838 \text{ m}^2$$

Étape 8.4.2 : Pour un rejet continu avec auto-inflammation probable, le calcul est fait par l'équation (3.67) :

$$CA_{inj,1}^{AIL-CONT} = 269,4 \cdot (1,1165437)^{0,92} \cdot 0,75 = 223,6168503 \text{ m}^2$$

Étape 8.4.3 : Pour un rejet instantané avec auto-inflammation peu probable, la zone est obtenue via l'équation (3.68) :

$$CA_{inj,3}^{AINL-INST} = 1,609 \cdot (83854,26652)^{0,76} \cdot \left(\frac{0,75}{6,067735033}\right) = 1097,665021 \text{ m}^2$$

Étape 8.4.4 : Pour un rejet instantané avec auto-inflammation probable, la zone est estimée par l'équation (3.69) :

$$CA_{inj,3}^{AIL-INST} = 2,847 \cdot (83854,26652)^{0,54} \cdot \left(\frac{0,75}{6,067735033}\right) = 160,3709536 \text{ m}^2$$

Étape 8.5 : Le facteur $fact_n^{IC}$ a été attribué à chaque orifice selon la nature du rejet en utilisant l'équation (3.70) :

- Pour les rejets continus par exemple l'orifice 1 :

$$fact_1^{IC} = \min\left(\frac{rate_1}{C5}, 1\right) = 0,04430729012$$

- Pour les rejets instantanés (orifices 3 et 4) :

$$fact_3^{IC} = fact_4^{IC} = 1$$

Étape 8.6 : Pour déterminer le facteur de mélange lié à l'auto-inflammation $fact^{AIT}$, nous avons utilisé l'équation (3.72) :

$$T_s + C_6 = 333,15 + 55,6 = 388,75 \text{ K} < AIT = 481,15 \text{ K} \Rightarrow fact^{AIT} = 0$$

Étape 8.7 : Pour les fluides de type 0, les zones de conséquences mixtes (instantanée/continue) sont calculées à l'aide des équations (3.73) à (3.76) :

$$\begin{aligned} CA_{cmd,1}^{AIL} &= 20,03858 \cdot 0,044425 + 92,09209 \cdot (1 - 0,044425) = 88,89104964 \text{ m}^2 \\ CA_{inj,1}^{AIL} &= 71,801023 \cdot 0,044425 + 224,1678444 \cdot (1 - 0,044425) = 217,39880 \text{ m}^2 \\ CA_{cmd,1}^{AINL} &= 59,038659 \cdot 0,044425 + 20,423495 \cdot (1 - 0,044425) = 22,13901198 \text{ m}^2 \\ CA_{inj,1}^{AINL} &= 169,93417 \cdot 0,044425 + 58,07493426 \cdot (1 - 0,044425) = 63,04438947 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

Étape 8.8 : Les zones de conséquences inflammables ont été déterminées comme suit :

- Zone de dommage aux composants par l'équation (3.77)

$$CA_{cmd,1}^{flam} = 88,89104964 \cdot 0 + 22,13901198 \cdot (1 - 0) = 22,13901198 \text{ m}^2$$

- Zone de blessure au personnel par l'équation (3.78) :

$$CA_{inj,1}^{flam} = 217,3988006 \cdot 0 + 63,04438947 \cdot (1 - 0) = 63,04438947 \text{ m}^2$$

Étape 8.9 : Les zones finales de conséquences ont été déterminées à l'aide des équations (3.79) et (3.80) :

- Zone finale de dommage aux composants :

$$CA_{f,cmd}^{flam} = \frac{8 \cdot 10^{-6} \cdot 22,139 + 2 \cdot 10^{-5} \cdot 207,805 + 2 \cdot 10^{-6} \cdot 381,351 + 6 \cdot 10^{-7} \cdot 714,427}{3,05 \cdot 10^{-5}} = 180,541 \text{ m}^2$$

- Zone finale de blessure au personnel :

$$CA_{f,inj}^{flam} = \frac{8 \cdot 10^{-6} \cdot 63,044 + 2 \cdot 10^{-5} \cdot 589,627 + 2 \cdot 10^{-6} \cdot 1097,665 + 6 \cdot 10^{-7} \cdot 2056,373}{3,05 \cdot 10^{-5}} = 513,923 \text{ m}^2$$

Étape 8.10 : La zone finale globale est la plus grande des deux zones précédentes selon l'équation (3.81) :

$$CA_f = \max(180,541, 513,923) = 513,923 \text{ m}^2$$

4.4.9 Calcul des Conséquences sur la sécurité

Étape 9.1 : Calculer la zone de conséquence des blessures du personnel par l'équation (3.82) :

$$CA_{inj} = CA_{f,inj}^{flam} = 513,923 \text{ m}^2$$

Étape 9.2 : Calculer le nombre moyen de personnel présent dans l'unité avec l'équation (3.83) :

Le séparateur V-08 1001-1 est situé dans la zone D, dédiée à la réception des pipelines et au traitement de l'eau. Cette zone est occupée principalement en shift de jour, avec 5,1 personnes équivalentes présentes, contre seulement 0,1 personne durant la nuit.

$$Pers\#_{avg} = \frac{(50 \times 5,1) + (50 \times 0,1)}{100} = \frac{2,55 + 0,05}{1} = 2,6$$

Étape 9.3 : Calculer la densité de population $popdens$ à l'aide de l'équation (3.84) :

$$popdens = \frac{Pers\#_{avg}}{Area_{safety}} = \frac{2,6}{49872,55} = 5,21328 \times 10^{-5} \text{ personne/ m}^2$$

Étape 9.4 : Calculer la conséquence finale sur la sécurité C_f^{inj} à l'aide de l'équation (3.85) :

$$C_f^{inj} = CA_f^{inj} \times popdens = 513,923 \times 5,21328 \times 10^{-5} = 0,02679233 \text{ blessures}$$

4.4.10 Calcul des conséquences économiques

Étape 10.1 : Calculer le coût de réparation de l'équipement $FC_{f,cmd}$ à l'aide de l'équation (3.86) :

$$FC_{f,cmd} = 2,5 \cdot \left(\frac{8 \cdot 10^{-6} \cdot 5 \cdot 10^3 + 2 \cdot 10^{-5} \cdot 12 \cdot 10^3 + 2 \cdot 10^{-6} \cdot 2 \cdot 10^4 + 6 \cdot 10^{-7} \cdot 4 \cdot 10^4}{3,05 \cdot 10^{-5}} \right) = 28104,57516\$$$

D'après la Table (3.35) , nous avons pris $matcost = 1$, car le séparateur est fabriqué en acier carbone, et nous avons retenu un $costfactor = 2,5$ pour actualiser les coûts de réparation de 2001 à 2025. Cette valeur tient compte de l'inflation industrielle ainsi que des exigences techniques spécifiques imposées lors de la fabrication du séparateur (normes EN 10204, revêtements, traitements thermiques, etc.).

Étape 10.2 : Nous avons évalué le coût des dommages aux équipements situés dans la zone affectée à l'aide de l'équation (3.87) :

$$FC_{f,affa} = CA_{f,cmd} \cdot equipcost = 180,54 \cdot 7692,3 = 416635,1403 \$$$

Avec :

$$equipcost = \frac{\text{Coût total de l'équipement}}{\text{Surface occupée}} = \frac{1\,000\,000}{130} = 7692,3 \$/\text{m}^2$$

Étape 10.3 : Nous avons déterminé le coût lié à l'arrêt de production pour chaque taille d'orifice selon la démarche suivante :

Étape 10.3.1 : le temps d'arrêt pondéré pour l'équipement principal été obtenue à l'aide de l'équation (3.88) :

$$\text{Outage}_{\text{cmd}} = \frac{8,10^{-6} \cdot 2 + 2,10^{-5} \cdot 3 + 2,10^{-6} \cdot 3 + 6,10^{-7} \cdot 10}{3,05 \cdot 10^{-5}} \cdot 1 = 2,8758 \text{ jours}$$

Nous avons pris $\text{Outage}_{\text{MULT}} = 1$, étant donné que les documents internes de l'entreprise indiquent qu'un séparateur peut être remis en service en moins de 5 jours, même en cas de traitement thermique (PWHT).

Étape 10.3.2 : Nous avons estimé le temps d'arrêt des équipements environnants à l'aide de l'équation (3.89) :

$$\text{Outage}_{\text{affa}} = 10^{1,242+0,585 \cdot \log_{10}(1388728,43 \cdot 10^{-6})} = 21,15 \text{ jours}$$

Étape 10.3.3 : le coût total d'interruption de production a été calculé par l'équation (3.90) :

$$FC_{\text{f,prod}} = (2,8758 + 21,15) \cdot 2667510 = 64102444,64 \$$$

Étape 10.4 : Le coût des blessures graves ou décès potentiels a été estimé à l'aide de l'équation (3.91)

$$FC_{\text{f,inj}} = CA_{\text{f,inj}} \cdot \text{popdens} \cdot \text{injcost} = 513,923 \cdot 6,0664 \cdot 10^{-5} \cdot 7400 = 198,2632515 \$$$

Le coût associé à une blessure grave ou un décès injcost a été estimé à 7400\$, sur la base d'une valeur de 1000000 DZD.

Étape 10.5 : Nous avons estimé les coûts associés au nettoyage environnemental comme suit :

Étape 10.5.1 : Le volume de fluide rejeté à nettoyer $\text{Vol}_{\text{env,n}}$, a été calculé à l'aide de l'équation (3.92)

$$\text{Vol}_{\text{env,1}} = C_{13} \cdot \text{mass}_1 \cdot (1 - \text{frac}_{\text{evap}}) = 6,29 \cdot 671,7273 \cdot (1 - 0,382) = 3,556 \text{ barils}$$

Étape 10.5.2 : Estimation de $\text{frac}_{\text{evap}}$ via l'équation (3.94) :

$$x = 1,8 \cdot 184 + 32 = 363,2 \Rightarrow \text{facevap} = 0,382$$

Étape 10.5.3 : Le coût de nettoyage environnemental a été obtenu via l'équation (3.94)

$$FC_{\text{f,environ}} = \frac{8,10^{-6} \cdot 3,55 + 2,10^{-5} \cdot 54,23 + 2,10^{-6} \cdot 443,99 + 6,10^{-7} \cdot 1509,9}{3,05 \cdot 10^{-5}} \cdot 28,22 = 2680,96787 \$$$

Tel que envcost représente le coût de dépollution, fixé à 15000 DZD/m², soit environ 28,22 \$/barils.

Étape 10.6 : Le coût total des conséquences financières qui a été calculé par l'équation (3.95) est :

$$C_f^{\text{fin}} = 2680,96787 + 198,26325 + 64102444,64 + 416635,1403 + 28104,57516 = 64550063,58 \$$$

4.4.11 Interprétation des résultats

4.4.11.1 Probabilité de défaillance (PoF)

La probabilité de défaillance a été calculée à partir des mécanismes de dégradation identifiés : amincissement interne, corrosion atmosphérique et corrosion sous isolation (CUI). La valeur obtenue est de $1,5335 \times 10^{-4}$, ce qui correspond à la catégorie 2 selon le tableau de classification API 581 (Table 3.2). Ce niveau modéré traduit une dégradation lente mais active du système et il s'explique notamment par :

- des revêtements protecteurs présents,
- une inspection interne efficace (réalisée en 2017),
- mais aussi des inspections partiellement efficaces (catégories D et E), qui réduisent la fiabilité globale du suivi.

Un renforcement du contrôle des zones critiques (piquage CN3/A, les points 33 et 35 de la coque, etc) est recommandé pour éviter une élévation future du risque.

4.4.11.2 Conséquences de défaillance (CoF)

Les conséquences de défaillance ont été étudiées selon les trois catégories définies par l'API 581 : humaines, environnementales et économiques. Le classement de chaque conséquence repose sur les seuils fournis dans le chapitre 3 (Figure 3.3).

a) Conséquence Environnementale

La surface d'impact potentielle a été estimée à 513,92 m², ce qui correspond à une catégorie. Cette valeur souligne un risque de dispersion modéré à significatif, particulièrement préoccupant dans une zone de production dense. Ce niveau est lié :

- aux propriétés physiques du fluide (inflammabilité, densité, AIT, etc.),
- à la configuration de la zone (compacte, présence d'autres installations).

Des systèmes de confinement efficaces doivent être maintenus, et les équipements de lutte contre l'incendie (SDV, torchère, F&G) doivent rester pleinement opérationnels.

b) Conséquence sur le Personnel

En intégrant une présence humaine moyenne de 2,6 personnes dans la zone, la valeur de conséquence humaine est de $2,679 \times 10^{-2}$, soit une catégorie C selon le tableau de classification des conséquences humaines.

Bien que le site dispose de systèmes de sécurité de niveau A (détection et isolement automatiques), des actions complémentaires sont recommandées :

- renforcement de la signalisation et des consignes HSE,
- rappel régulier des procédures d'évacuation.

c) Conséquence Financière

Le coût total d'une défaillance est estimé à plus de 64,5 millions USD, incluant les réparations, pertes de production, dommages matériels, atteintes au personnel et frais de dépollution.

Ce montant place la conséquence financière en catégorie E, soit la plus critique, selon le tableau de classement API 581 des conséquences économiques (Figure 3.3).

Ce niveau élevé reflète l'importance stratégique du séparateur dans la chaîne de traitement du brut, dont l'arrêt aurait un impact majeur.

4.4.12 Analyse du risque

L'évaluation du risque a été réalisée en croisant la probabilité de défaillance avec chacune des conséquences spécifiques selon les équations de l'API 581. Trois indicateurs principaux ont été analysés : le risque environnemental (surfacique), le risque humain, et le risque financier. Cette approche permet de quantifier non seulement la criticité intrinsèque de l'équipement, mais également sa contribution potentielle à des dommages collatéraux, matériels ou humains.

4.4.12.1 Risque environnemental

$$R(t) = P_f(t) \times C_f^{\text{area}} = 1,5335 \times 10^{-4} \times 513,92 = 0,0789 \text{ m}^2/\text{an}$$

Ce résultat représente la surface moyenne affectée par une fuite par an. Bien que le CoF environnemental soit classé C (modéré), la valeur du risque surfacique est relativement faible, grâce à la faible probabilité de défaillance.

Dans un environnement industriel dense comme la zone D, une surface d'impact de près de 0,08 m²/an n'est pas anodine, car elle peut correspondre à des projections de fluides inflammables à haute pression pouvant contaminer des équipements adjacents sensibles. De plus, la nature du fluide traité accroît la volatilité du scénario : la présence d'un point d'ignition ou d'un défaut de confinement pourrait amplifier les conséquences bien au-delà de la surface initiale estimée. Ainsi, la classification C masque ici un risque d'escalade non linéaire dans un environnement à forte densité d'actifs.

4.4.12.2 Risque sécurité

$$R(t) = P_f(t) \times C_f^{\text{inj}} = 1,5335 \times 10^{-4} \times 2,679 \times 10^{-2} = 4,108 \times 10^{-6} \text{ blessure/an}$$

Malgré un classement C pour les conséquences humaines, le risque calculé demeure extrêmement faible, à moins de 5 chances sur un million par an de survenue d'un incident avec blessure. Ce faible niveau est attribuable à plusieurs facteurs maîtrisés : densité humaine réduite (2,6 personnes), présence de barrières de sécurité de catégorie A, et automatisation du système d'isolement.

Néanmoins, la probabilité faible ne doit pas éclipser la gravité potentielle d'un scénario incidentel : un événement se produisant pendant les heures de forte occupation, avec une

perte simultanée de redondance sur les alarmes ou vannes automatiques, pourrait entraîner des conséquences humaines sévères. La prévention comportementale (HSE), la formation aux évacuations, et les audits de réactivité des systèmes automatiques doivent donc être renforcés.

4.4.12.3 Risque financier

$$R(t) = P_f(t) \times C_f^{\text{fin}} = 1,5335 \times 10^{-4} \times 64\,550\,063,58 = 9\,902,33 \text{ USD/an}$$

Le coût annuel du risque financier est estimé à 9 902,33 USD/an. Malgré une fréquence de défaillance modérée, cette valeur reflète le poids stratégique du séparateur dans la chaîne de traitement. Il traite une part majeure du brut, ce qui signifie qu'une indisponibilité soudaine aurait un effet immédiat sur la continuité de production, entraînant des pertes en cascade.

La criticité économique est ici accentuée par la nature multi-dimensionnelle du dommage : coûts de réparation, pertes de production, atteintes aux équipements environnants, possibles pénalités contractuelles, et dépenses environnementales.

4.4.12.4 Classification globale du risque

Le croisement des résultats obtenus dans la matrice de risque de l'API 581 (Figure 3.4) a permis de déterminer la catégorie de risque globale pour chaque zone analysée. Ainsi, les quatre zones étudiées à savoir la coque, les nozzles, la tête sud et la tête nord ont toutes été classées dans la catégorie suivante :

Risque Moyennement Élevé

PoF/CoF	A	B	C	D	E
5	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	4
1	0	0	0	0	0

FIGURE 4.2 – Matrice de criticité RBI

4.5 Calcul de la date de la prochaine inspection

Étape 1 : Définition des paramètres temporels de l'étude

Nous avons défini les repères temporels suivants :

- **Date de référence RBI** : 28/05/2025 (date d'évaluation du risque)
- **Date de fin de plan** : 28/05/2035 (10 ans après la date de référence)
- **Date d'inspection pour fissuration** : 29/05/2030 (point médian du plan)

Étape 2 : Seuils de référence

Les seuils cibles retenus pour l'analyse sont présentés ci-dessous :

t_{target} (mm)	$Df(t)_{\text{total-max}}$	$P_f(t)_{\text{target}}$ (déf./an)	$R(t)_{\text{area-target}}$ (m ² /an)	$R(t)_{\text{inj-target}}$ (bles./an)	$R(t)_{\text{fin-target}}$ (\$/an)
36.115	100	3.06×10^{-3}	1.5725	8.19×10^{-5}	20 000

Ces valeurs sont issues des seuils critiques définis par l'API 581 pour un équipement de catégorie élevée en termes de conséquence.

Étape 3 : Analyse temporelle semi-annuelle

Une analyse dynamique a été conduite tous les 6 mois entre le 28/05/2025 et le 28/05/2035, soit 21 points de calcul. Pour chaque période, les éléments suivants ont été évalués :

- les âges de chaque mécanisme actif (a_{get_k}),
- les facteurs de dommage (DF),
- les épaisseurs critiques (t_{rdi}),
- la probabilité de défaillance $P_f(t)$,
- les trois formes de risque : $R(t)_{\text{area}}$, $R(t)_{\text{inj}}$, $R(t)_{\text{fin}}$.

L'ensemble des résultats détaillés figure dans la fiche de calcul de l'Annexe 4.

Étape 4 : Valeurs calculées à la date du plan (28/05/2035)

À la fin de la période d'étude (28/05/2035), les résultats suivants ont été obtenus :

$t_{\text{rdi}}^{\text{woplan}}$ (mm)	$Df(t)_{\text{total}}^{\text{woplan}}$	$P_f(t)_{\text{woplan}}$ (déf./an)	$R(t)_{\text{area,target}}^{\text{woplan}}$ (m ² /an)	$R(t)_{\text{inj,target}}^{\text{woplan}}$ (bles./an)	$R(t)_{\text{fin,target}}^{\text{woplan}}$ (\$/an)
35.820	38.169	$8,81 \times 10^{-4}$	0,453	$2,36 \times 10^{-5}$	56 865,01

4.5.1 Visualisation de l'évolution temporelle des risques

Pour faciliter l'interprétation des résultats et identifier avec précision les moments critiques de dépassement des seuils de risque, une visualisation graphique a été développée à l'aide du logiciel **MATLAB**. Les trois courbes temporelles représentées sont :

- $R(t)_{\text{area}}$: Risque surfacique (m^2/an)
- $R(t)_{\text{inj}}$: Risque humain (blessures/an)
- $R(t)_{\text{fin}}$: Risque financier (USD/an)

Chaque courbe est accompagnée d'un zonage colorimétrique :

- **Zone verte** : Risque faible
- **Zone jaune** : Risque modéré
- **Zone orange** : Risque moyen nécessitant une surveillance
- **Zone rouge** : Risque critique/inacceptable.
- **Ligne de référence** : Risque target conforme à l'API 581.

4.5.1.1 Évolution du risque surfacique $R(t)_{\text{area}}$

Le risque surfacique présente une augmentation progressive, comme l'illustre la figure 4.4, tout en demeurant dans la zone acceptable tout au long de la période étudiée. À l'échéance (**28/05/2035**), $R(t)_{\text{area}}$ atteint $0,5936 \text{ m}^2/\text{an}$, soit environ **38%** du seuil critique ($1,5725 \text{ m}^2/\text{an}$). Cette évolution témoigne d'une dégradation maîtrisée de l'équipement.

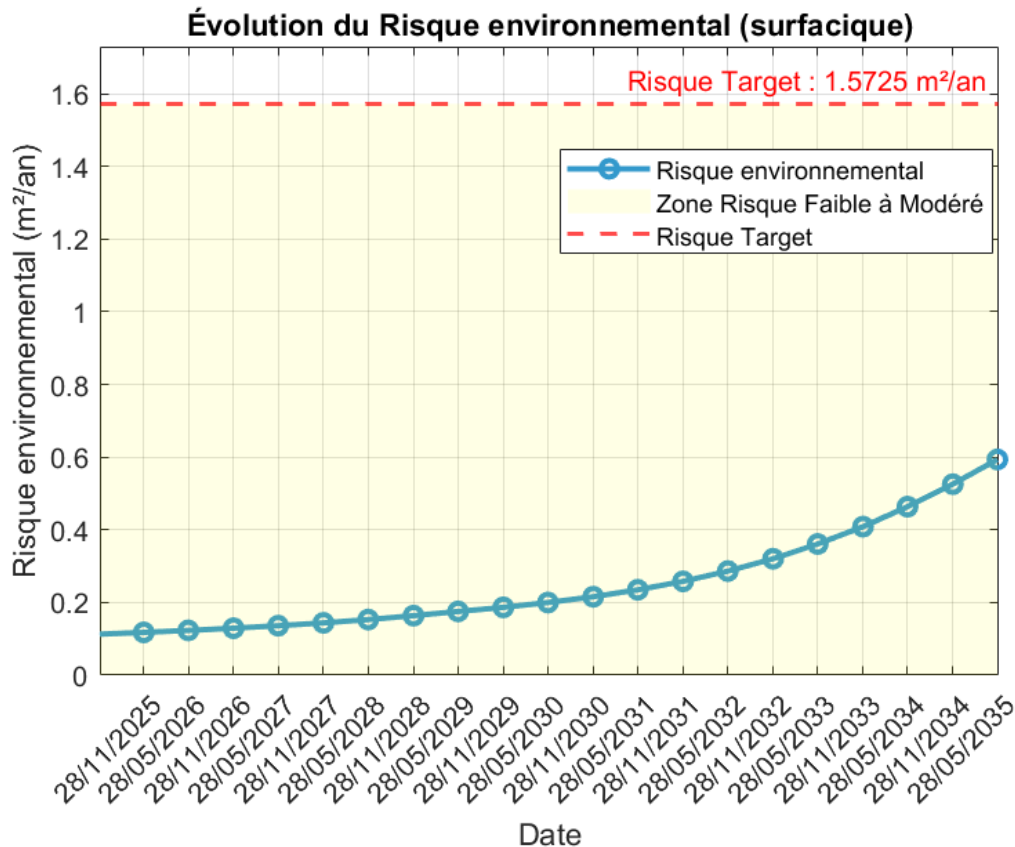


FIGURE 4.3 – Courbe de l'évolution du risque surfacique

4.5.1.2 Évolution du risque humain $R(t)_{inj}$

Le risque humain demeure extrêmement faible ($< 4,02 \times 10^{-5}$ blessures/an) comme l'illustre la figure 4.5, soit environ **50%** du seuil critique ($8,19 \times 10^{-5}$ blessures/an). Les mesures de protection du personnel restent efficaces sur l'ensemble de la période analysée.

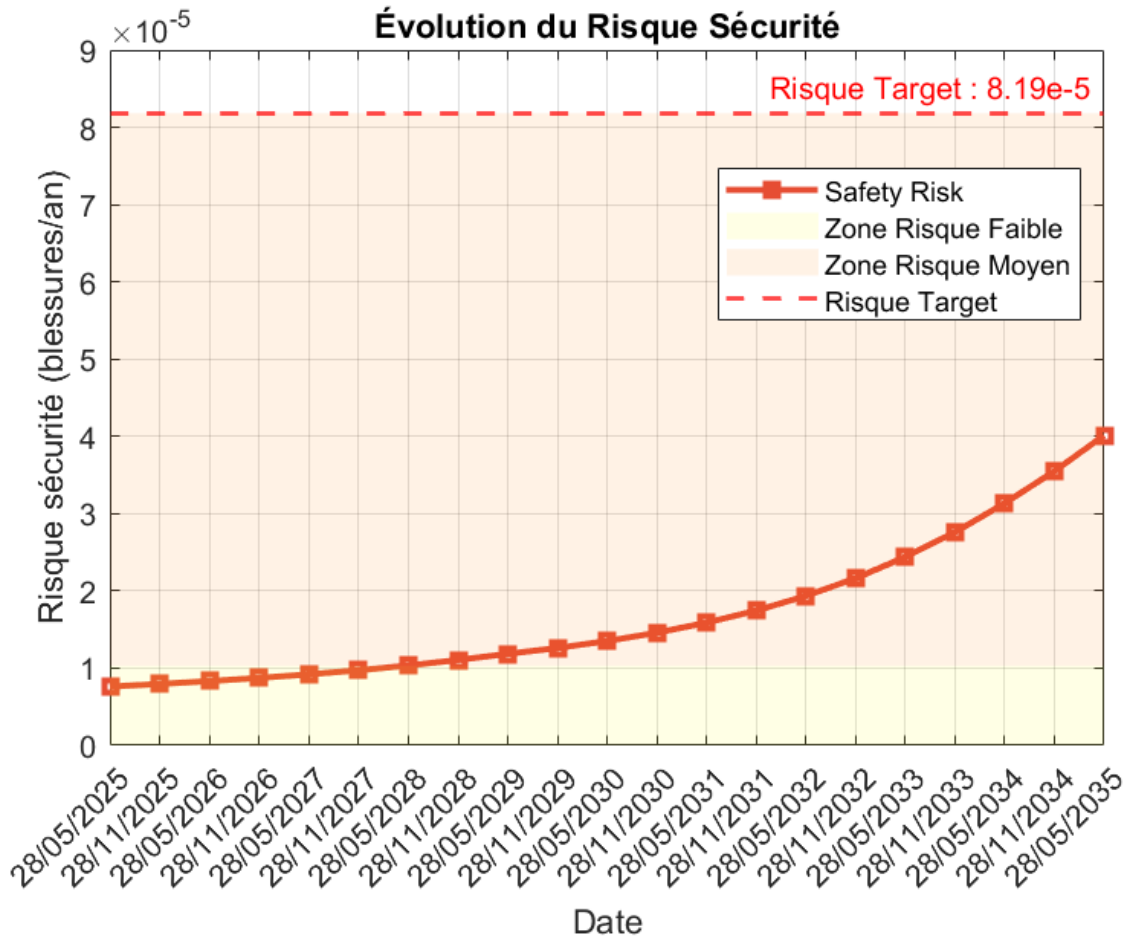


FIGURE 4.4 – Courbe de l'évolution du risque humain

4.5.1.3 Évolution du risque financier $R(t)_{fin}$

Comme le montre la figure 4.5, le risque financier franchit son seuil critique 20000 \$/an dès le **24/06/2028**. La courbe entre alors en zone rouge et croît exponentiellement jusqu'à atteindre 76824 \$/an à la fin de la période. Cette évolution s'explique par la criticité opérationnelle de l'équipement et les conséquences indirectes des arrêts de production.

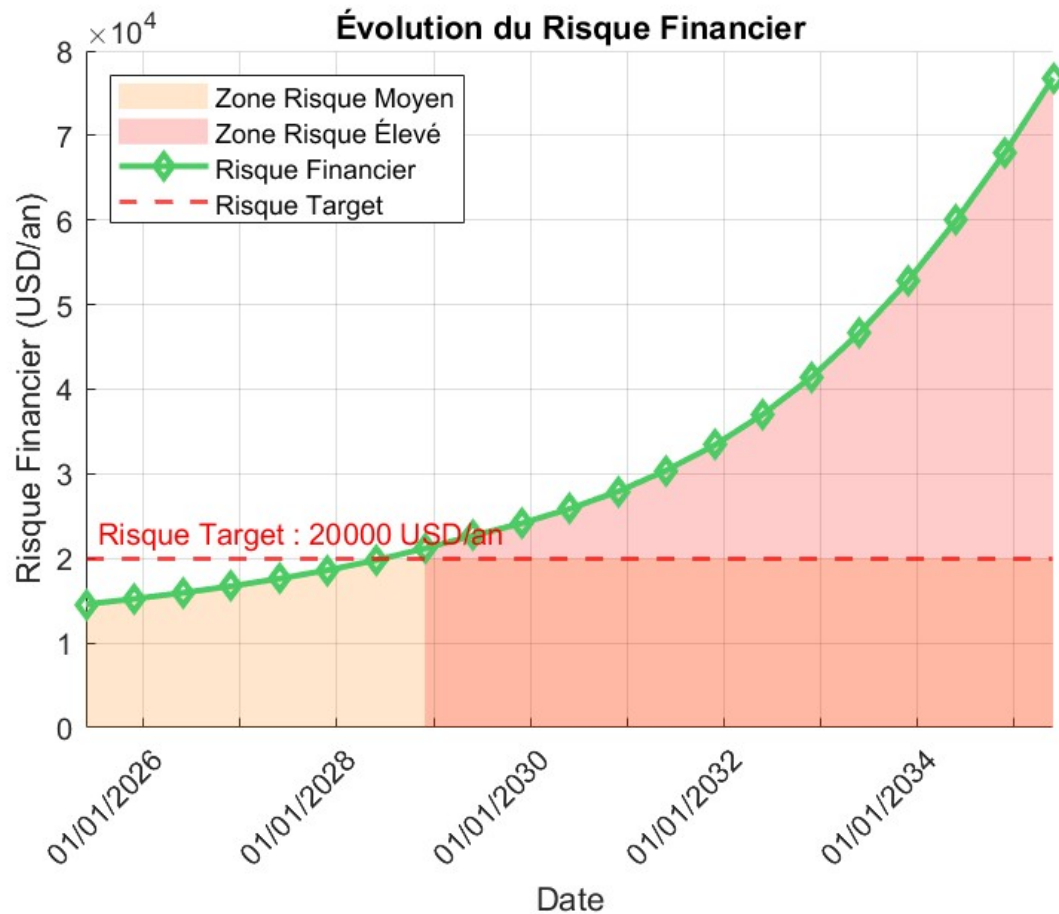


FIGURE 4.5 – Courbe de l'évolution du risque financier

Étape 5 : Analyse des dépassements

Deux dépassements critiques ont été identifiés :

- $t_{rdi} < t_{target}$: usure avancée du composant ;
- $R(t)_{fin} > R(t)_{fin-target}$: impact économique significatif.

Une inspection est requise avant la date du premier dépassement.

Étape 6 : Détermination de la date d'inspection selon l'RBI

Nous avons identifié les dates des seuils critiques par interpolation linéaire :

- Épaisseur critique ($t_{rdi-target} = 36.115$ mm) atteinte le **1/11/2033**
- Seuil financier ($R(t)_{fin-target} = 20000$ \$) atteint le **24/06/2028**

Conformément à la logique de l'API 581, l'inspection doit être planifiée avant le premier franchissement de seuil, soit avant le **24/06/2028**.

4.5.2 Interprétation des résultats

L'analyse dynamique des risques à partir des calculs semestriels met en évidence une progression simultanée et critique de deux indicateurs majeurs : l'épaisseur résiduelle minimale (t_{rdi}) et le risque financier $R(t)_{fin}$.

- Épaisseur critique atteinte le 01/11/2033 : La valeur de t_{rdi} passe sous le seuil critique fixé à 36,115 mm à cette date. Ce franchissement est attribué à la superposition de plusieurs mécanismes de dégradation :

- L'amincissement interne, dominant, dû à l'érosion-corrosion liée au fluide traité (hydrocarbures à 60°C et 40bar),
- La corrosion atmosphérique externe, accentuée par les conditions climatiques locales,
- La CUI , particulièrement active dans les zones mal protégées.

Cette combinaison explique une montée continue du DF_{total} , qui atteint 38,17 mm à la date du plan, soit plus de 38 fois la limite de la classe 1 définie par l'API 581.

- Risque financier critique atteint le 24 juin 2028 : Le seuil $R(t)_{fin} = 20\,000\text{USD}/an$ est franchi plus de 5 ans avant l'atteinte de la limite physique. Cette précocité est expliquée par :

- L'accumulation prévisible des dommages mécaniques sur le séparateur,
- La forte criticité de cet équipement dans le processus de séparation global,
- Et surtout, les pertes de production, qui constituent l'essentiel du COF (plus de 64 millions USD).

Ce dépassement anticipé indique que le risque devient principalement économique, et non plus seulement technique.

4.6 Intégration des résultats RBI dans la planification réglementaire des inspections

La dernière inspection réglementaire du séparateur V08-1001-1 a été réalisée le 02/03/2022. L'application de la méthodologie RBI a permis de déterminer que le seuil critique de risque financier $R(t)_{fin}$ serait atteint le 24/06/2028, soit plus de six ans après la dernière inspection.

Cette analyse met en évidence le potentiel d'un espacement plus long entre deux inspections, tout en maintenant un niveau de sécurité maîtrisé grâce à une compréhension approfondie des mécanismes de dégradation.

Cependant, le décret exécutif n°21-261, qui encadre les équipements sous pression en Algérie, limite à six ans l'intervalle maximal entre deux inspections pour cette catégorie d'équipements.

En conséquence, même si les résultats techniques justifient un report jusqu'en juin 2028, la prochaine inspection réglementaire devra être planifiée au plus tard le 02/03/2028, conformément aux exigences légales.

Ce report de trois ans par rapport à l'échéance initiale de 2025, rendu possible grâce à l'approche RBI, représente une optimisation stratégique de la maintenance. Il permet notamment :

- une synchronisation optimale avec les arrêts programmés majeurs, évitant des immobilisations redondantes ;
- une réduction significative des coûts directs (contrôles non destructifs, préparation de surface, arrêt d'équipement) ;
- une amélioration de la disponibilité opérationnelle, sans compromettre la sécurité, grâce à la surveillance ciblée des zones critiques identifiées par l'analyse RBI.

Cette démarche favorise une gestion proactive et rationnelle des actifs industriels, conciliant rigueur réglementaire, performance opérationnelle et optimisation économique. Elle illustre parfaitement l'intérêt de l'intégration de l'analyse de risque dans les décisions de maintenance à long terme.

4.7 Élaboration du plan d'inspection optimisé

4.7.1 Cadre méthodologique et réglementaire

Un plan d'inspection a été spécifiquement proposé dans le cadre de cette étude, en application de l'article 46 du décret exécutif n°21-261. Ce plan est structuré selon les principes de l'API 510 et reflète les exigences d'une inspection de classe d'efficacité A de l'API 581. Il cible les trois mécanismes de dégradation identifiés (corrosion interne, CUI, corrosion externe) et définit des méthodes d'inspection appropriées pour chaque zone critique. Pour chaque mécanisme, des méthodes d'inspection adaptées ont été définies, en tenant compte des conditions de service, de la configuration géométrique des zones, ainsi que des matériaux en présence. Ce plan d'inspection a pour objectif de garantir une surveillance ciblée, efficiente et évolutive de l'équipement. Voici le plan d'inspection proposé :

	Plan d'inspection		 JGC Algeria S.p.A.
	Date du plan : 01/06/2025		
	Tag N° : V08-1001-1	Nom de l'inspecteur :	
	Site: El Merk (Bloc 208 – El Merk)	Revision: 01	

Ce plan d'inspection est établi conformément à l'article 46 du décret exécutif n° 21-261, dans le cadre d'un système de gestion de l'intégrité des équipements sous pression (ESP). Il s'appuie sur les référentiels internationaux, en particulier la norme API 510 pour l'inspection des ESP et la norme API 581 pour l'approche RBI (Inspection Basée sur les Risques).

Conformément à l'article 33 du même décret, ce plan rassemble, pour chaque équipement, les éléments suivants :

- Son identification et sa localisation précises dans l'installation ;
- Ses caractéristiques techniques et conditions d'exploitation ;
- L'évaluation de sa criticité issue de l'analyse RBI ;
- La nature, l'étendue et la fréquence des inspections à réaliser selon le niveau de risque identifié.

1. Informations Générales

Rubrique	Détail
Champ	El Merk
Unité	Block 208 oil
Équipement Tag	V08-1001-1
Type de l'équipement	Oil Slug Catcher Primary Separator
Date du plan d'inspection	01/06/2025

2. Caractéristiques de l'équipement

Rubrique	Détail
Matériau de construction	SA 516 GR 70N (shell/head) SA 106 GR B / SA 516 GR 70N / SA 105 N (buses)
Norme de conception	ASME VIII Div 1 2007 Ed 2008
Année de mise en service	20/03/2013
Pression de service	40 barg
Pression maximale admissible (PSMA)	46.5 barg
Température de service	60 C° / 15 °C
Épaisseur nominale	40 mm (shell) 28mm(Head)
Protection anticorrosion	3mm
Conditions d'opération spécifiques	

3. Historique des inspections

Inspection	Date	Constats principaux
VT	20/02/2016	- Équipement en bon état général sur l'ensemble des parties visibles. - Équipement non algérien.
VT et UT	15/01/2017	- Écrous de serrage des trappes M1 et M2 corrodés. - État global satisfaisant sur les zones visibles et accessibles. - Sablage interne complet réalisé. - Application d'un revêtement complet sur les surfaces internes. - Équipement algérien.
VT et UT	10/03/2019	- Mesures UT sur buses : perte d'épaisseur constatée sur CN3A (21 %) et CN3B (13 %) par rapport à l'épaisseur nominale.
VT	31/12/2020	- Corrosion localisée sur le support, la main courante et la jauge de niveau. - Disparition de la peinture galvanique par endroits. - Boulons de fixation desserrés. - Signes de fuite au niveau de la buse N1 et de la vanne PV 18551.
UT, VT, Holiday test	13/02/2022	- Holiday test réalisé selon la norme ASTM D5162 à 1,5 Kv. - Tous les défauts détectés ont été réparés - Ajout d'un film de revêtement sur les zones où l'épaisseur était inférieure à 300 μm .

4. Résumé de l'évaluation RBI

Élément		Valeur / Classement
Niveau de risque actuel		☐ Bas ☐ Moyen ☒ Moyennement élevé ☐ Élevé
PoF – Probabilité de Défaillance		$1,5335 \cdot 10^{-4}$ (classe2)
COF	$C_f^{area}(\text{m}^2)$	513,9238005
	$C_f^{inj}(\text{blessures})$	0,02679233128
	$C_f^{fin}(\$)$	64550063,58
Criticité (Risk Ranking)	$R_{area}(\text{m}^2/\text{an})$	0,0789
	$R_{inj}(\text{blessure}/\text{an})$	$4,108 \times 10^{-6}$
	$R_{fin}(\$/\text{an})$	9902,33
Facteurs dominants de dégradation		- Amincissement (CO_2 corrosion, MIC) ; - CUI ; - Corrosion externe.

5. Stratégie d'inspection

Élément	Détail
Méthodes recommandées	Inspection de type A (selon API 581)
Zones critiques à inspecter	- Contrôle Visuel Interne (VT) : 100 % des surfaces accessibles. - Holiday Test : détection des porosités sur le liner (spark test). - Test de délamination : contrôle de l'adhérence du liner par UT ou méthode magnétique. - Mesures d'épaisseur UT : 100 % des CMLs accessibles, avec surveillance renforcée sur le Spot 33. - Contrôle Visuel Externe (VT) : inspection d'au moins 95 % de la surface externe. - Contrôles complémentaires : UT, RT ou pit gauge dans les zones suspectes identifiées visuellement.
Points spécifiques à vérifier sur l'équipement	- Spot 33 (perte d'épaisseur critique). - Zones masquées par déflecteurs internes. - Soudures, brides, supports, zones de rétention d'eau. - L'ensemble des buses (N1 à CN4A) aux positions 12h, 3h, 6h, 9h.
Défauts à détecter	- Cloques, fissures, décollements, corrosion sous le liner. - Porosités, micro-fissures, perte d'adhérence du revêtement. - Corrosion externe (piqûres, pertes d'épaisseur localisées).
Accessoires de sécurité	- Soupapes de sécurité - Brides et joints - Supports, colliers de fixation - Indicateurs de pression/température

6. Fréquence d'inspection

Type	Description de l'opération	Fréquence	Réalisée par
VI	Inspection visuelle à 100 % externe/interne.	Tous les 2ans	Inspecteur
UTG	Mesure d'épaisseur UT sur virole, couvercle, calotte et buses.	Tous les 5ans	Technicien UTG
PRT	PRT ou sonde micro UT pour buses ≤ 50,8mm	Tous les 5ans	Technicien PRT/UT
UTS	Scan UT sur bande de 100mm de large sur la virole sur la virole, le couvercle, la calotte.	Tous les 5ans	Technicien UTS
ACFM	ACFM à réaliser sur les soudures selon les constats visuels	Tous les 5ans	Technicien ACFM
Endoscopie	Inspection endoscopique visant à améliorer la couverture de l'inspection interne	Tous les 5ans	Technicien

7. Synthèse et validation

Élément	Contenu
Prochaines étapes	Mise en œuvre des inspections / ajustement des priorités
La date de la prochaine inspection RBI	02/03/2028
Validation par	
Date de validation	

4.7.2 Documentation technique et outils d'inspection

Nous avons élaboré des checklists d'inspection visuelle (interne et externe) ainsi que des fiches techniques pour les contrôles par ultrasons et les revêtements anticorrosion (tests Holiday, DFT). Ces documents, conformes aux standards industriels, intègrent les résultats de l'analyse RBI afin de cibler les zones critiques. Ils garantissent l'uniformité des inspections, la reproductibilité des contrôles et l'efficacité des interventions sur le terrain. L'ensemble des supports est conçu pour être directement exploitable par les équipes (voir Annexe 4).

4.7.3 Mise à jour du passeport technique de l'actif

Nous avons actualisé le passeport technique du séparateur V08-1001-1 en intégrant les données de conception, les historiques d'inspection, les résultats de l'analyse RBI et les recommandations pour la maintenance future. Ce document centralise l'ensemble des informations techniques. Il constitue un outil stratégique pour le suivi de l'état de l'équipement, la planification des interventions et la prise de décision technique, tout en assurant la traçabilité et la continuité du suivi.

		Résumé du Passeport d'Actif					
		Équipement : Séparateur horizontal (Slug Catcher)		Site : MERK (Bloc 208 – El Merk)			
		Tag N° : V08-1001-1		Révision : 01			
1. Informations Générales							
Équipement	V08-1001-1	Pression d'Exploitation (psi)	580,00	Longueur (mm)	12 000,00		
Type d'Équipement	Récepteur	Température d'Exploitation (°C)	60,00	Température de Conception (°C)	90,00		
Service	Pétrole brut	Pression de Conception (psi)	674,25	Classe de fluide (API RP 581)	C9-C12		
2. Données de Conception							
Code de Conception	ASME SEC. VIII DIV.1 2007 ÉDITION + 2008	Diamètre Intérieur Équipement (mm)	2 002,00	Épaisseur Fournie (mm)	40,00		
Température Minimale (°C)	-	Position de l'Équipement	Horizontal				
3. Classification et Matériaux							
Boucle de Corrosion	CL-06-B-Fluide de Puits	Matériau de Construction	Acier au Carbone (SA105N)	Efficacité des joints soudés CA (mm)	1 3,00		
Numéro d'Installation	Installations de Réception d'Entrée	PWHT (O/N)	Oui				
Numéro de Train	8						
4. Revêtements							
Date de Mise en Service	20/03/2013	Peinture (O/N)	Oui	Matériau de Doublure	Époxy Renforcé de Verre Ester Vinylique (Corrocoat-Corrothane XT)		
Date d'Installation du Revêtement	20/03/2013	Isolation (O/N)	Non				

Réparations effectuées	-	Changements de service	-
Modifications apportées	-	Incidents / fuites passés	...

Capteurs de température / pression	Oui –	Détecteurs de corrosion en ligne	Oui / Non	Système de monitoring vibrations	Oui / Non
------------------------------------	-------	----------------------------------	-----------	----------------------------------	-----------

Type de Composant	N° d'Étiquette	Mécanismes de Dommage	PoF	CoF Environnementales	CoF Humaines	CoF Économiques	CoF	Criticité
Tête nord	V08-1001-1-Head	• Amincissement • Corrosion externe • CUI (Corrosion sous isolant)	2	C	C	E	E	MH
Tête sud	V08-1001-1-Head		2	C	C	E	E	MH
Coque	V08-1001-1-Shell		2	C	C	E	E	MH
Nozzles	V08-1001-1-nozz		2	C	C	E	E	MH



Durée de Vie de Conception (ans)	25	Taux de Corrosion Mesuré Long Terme (mm/an)	0,16	Perte Métallique Maximale Long Terme (mm)	3,16
Durée de Vie en Service (ans)	12,16				
Vie Restante Long Terme (ans)	25,00	Taux de Corrosion Mesuré Court Terme (mm/an)	0,48	Perte Métallique Maximale Court Terme (mm)	0,43
Vie Restante Court Terme (ans)	5,59	Date de Dernière Inspection	13/02/2022	Épaisseur Minimale Mesurée (mm)	39,55

N° Opération	Code	Description	Mécanisme ciblé (API 571)	Intervalle	Dernière Inspection	Prochaine Inspection RBI	Prochaine Inspection Réglementaire	Ressources NDT	Durée (heures)
10	VI	Inspection Visuelle 100% Externe/Interne selon applicable	Corrosion atmosphérique, fissures visibles, détérioration mécanique externe	2 Ans	13/02/2022	29/04/2030	02/03/2028	Inspecteur	2,00
20	UTG	UTG sur coque, couvercle, tête et buses (selon Annexe 1)	Corrosion par amincissement généralisé, CO ₂ corrosion, corrosion sous isolation (CUI)	5 Ans	10/03/2019	29/04/2030	02/03/2028	Technicien UTG	2,00

50	PRT	PRT ou UT Micro sonde pour buses ≤2"	Corrosion localisée, pitting corrosion, corrosion CUI	5 Ans	13/02/2022	29/04/2030	02/03/2028	Technicien PRT/UT	2,00
70	UTS	Balayage UT 100mm de largeur sur coque, couvercle, tête	Amincissement accéléré, corrosion généralisée localisée, zones CML	5 Ans	13/02/2022	29/04/2030	02/03/2028	Technicien UTS	4,00
80	MT/DPT	MT/DPT pour 10% des soudures	Fissuration, corrosion superficielle	5 Ans	13/02/2022	29/04/2030	02/03/2028	Technicien MT/DPT	2,00
110	ACFM	Sur soudures basé sur résultats visuels	Amincissement, microfissures dans la ZAT (zone affectée thermiquement), fissures de fatigue	5 Ans	13/02/2022	29/04/2030	02/03/2028	Technicien ACFM	2,00
120	Boroscope	Boroscope pour augmenter couverture inspection interne	Cloquage sous dépôt, corrosion microbiologique (MIC), CUI	5 Ans	13/02/2022	29/04/2030	02/03/2028	Technicien	2,00
130	Cartographie Corrosion	Cartographie de corrosion par Test Ultrasonique à Réseau Phasé	Amincissement localisé, pitting corrosion, suivi de perte d'épaisseur, détection d'hétérogénéités critiques	5 Ans	13/02/2022	29/04/2030	02/03/2028	Technicien UTS	4,00

11. Risques HSE

Espace Confiné Oui Haute Température (O/N) Non
Basse Température (O/N) Non Dangers pour la santé Oui

12. Accès / Échafaudage

Échafaudage requis (O/N) Oui Autre Non Hauteur (m) -
Nombre de Fenêtres - Taille des Fenêtres -
Échelle Oui Retrait d'Isolation -

13. Exigences Spéciales

PTW (O/N) Oui Ajout Fenêtre Ins. (O/N) Non Autre Non
Passivation (O/N) Non Retouche Peinture (O/N) Non

14. Aides Visuelles

CCTV (O/N) Non Appareil Photo (O/N) Oui Boroscope (O/N) Non
Caméra Vidéo (O/N) Oui Lampe Torche (O/N) Oui

15. Préparation de Surface

Retrait d'Isolation (O/N) Non Bêchage (O/N) Non Brosse Électrique (O/N) Non
Préparation de Surface (O/N) Non Emballage/Catalyseur (O/N) Non Dégraissage (O/N) Non
Retrait de Faisceau (O/N) Non Ouverture de Plateaux (O/N) Non Nettoyage Chimique (O/N) Non
Retrait de Débrumiseur (O/N) Non Ouverture Trou d'Homme (O/N) Oui Nettoyage à l'Air (O/N) Non
Retrait de Peinture (O/N) Non Vapeur (O/N) Non Autre (O/N) Non

Rapporté par : _____

Date : 15/06/2025

Révisé par : _____

Approuvé par : Chef de Département Inspection & Corrosion

4.7.4 Surveillance des paramètres critiques

L'efficacité et la pérennité d'un plan RBI ne reposent pas exclusivement sur la programmation optimisée des CND. Elles requièrent également une surveillance continue et rigoureuse des paramètres opérationnels, environnementaux et physico-chimiques qui gouvernent les mécanismes d'endommagement et influencent directement l'évaluation de la criticité des équipements.

Les variations de ces paramètres peuvent induire plusieurs conséquences critiques :

- L'activation de mécanismes de dégradation non initialement identifiés lors de l'analyse initiale.
- L'accélération significative de la cinétique d'endommagement des mécanismes préexistants.
- Une modification substantielle du niveau de risque, nécessitant la réévaluation complète de la PoF, des CoF, et par extension, du plan RBI global.

Cette surveillance constitue donc un pilier fondamental de la méthodologie RBI, permettant d'assurer la validité continue des hypothèses d'analyse et la pertinence des stratégies d'inspection déployées.

4.7.4.1 Paramètres opérationnels et conditions environnementales

Le tableau suivant présente les paramètres critiques à surveiller ainsi que leurs impacts potentiels sur l'intégrité de l'équipement :

TABLE 4.8 – Paramètres opérationnels critiques à surveiller pour le séparateur V08-1001-1

Paramètre	Impact potentiel sur l'intégrité
pH du fluide procédé	Accélération de la corrosion acide en cas de diminution
Température de service	Augmentation du taux de corrosion avec l'élévation thermique
Pression de service	Intensification des sollicitations mécaniques (fatigue, fluage)
Humidité relative ambiante	Risque accru de corrosion sous isolation (CUI)
Surpression en zone refuge	Augmentation du risque pour la sécurité du personnel

Ces paramètres doivent faire l'objet d'un enregistrement continu via un système de monitoring instrumenté, couplé à un dispositif d'alerte automatique en cas de dérive par rapport aux valeurs de consigne.

4.7.4.2 Caractérisation du fluide procédé

Le suivi des propriétés physico-chimiques du fluide constitue un indicateur direct de l'évolution des conditions corrosives :

TABLE 4.9 – Paramètres physico-chimiques critiques à surveiller pour le fluide procédé

Paramètre	Méthodologie de suivi	Impact sur les mécanismes de dégradation
Composition chimique globale	Analyse chromatographique mensuelle/trimestrielle	Modification des mécanismes de corrosion selon la nature des espèces présentes
CO ₂ dissous	Capteur en ligne ou chromatographie gazeuse	Formation d'acide carbonique → corrosion acide accélérée
H ₂ S	Détecteurs électrochimiques en continu (seuil ppm)	Sulfuration, fissuration induite par l'hydrogène (HIC/SOHIC)
Ions chlorures (Cl ⁻)	Chromatographie ionique périodique	Corrosion localisée (caverneuse, par piqûres)
Ions ferreux/ferriques (Fe ²⁺ /Fe ³⁺)	Spectrophotométrie d'absorption atomique	Indicateur de corrosion active en cours
Bactéries sulfato-réductrices (BSR)	Dénombrement microbiologique	Corrosion d'origine microbienne (MIC)

Les analyses doivent être programmées selon un calendrier adapté au niveau de criticité de l'équipement, typiquement avec une périodicité trimestrielle à semestrielle. Toute dérive significative ou répétée doit déclencher automatiquement une révision du modèle RBI.

4.8 Conclusion

Le chapitre 4 a permis de démontrer concrètement l'application rigoureuse de la méthodologie RBI sur le séparateur V08-1001-1 à El-Merk. Grâce à une analyse détaillée par zone, une modélisation temporelle sur 10 ans et des données d'inspection réelles, les risques ont été quantifiés avec précision. Cette étude a mis en évidence les zones critiques et permis d'optimiser la date d'inspection. Le plan d'inspection proposé repose sur une approche scientifique, prédictive et conforme aux normes API. Il représente un levier stratégique pour améliorer la fiabilité et la sécurité opérationnelle de l'équipement.

Chapitre 5

Présentation de la startup *PressureGuard*

5.1 Introduction

Dans une dynamique de transformation numérique des processus industriels et de modernisation des pratiques d'inspection, le présent chapitre est consacré à la présentation de *PressureGuard*, une solution numérique innovante développée dans le cadre d'une initiative entrepreneuriale à visée technologique. Il s'agit d'une plateforme conçue pour automatiser et rationaliser l'application de la méthodologie RBI (Risk-Based Inspection) dans l'industrie pétrolière et gazière, en s'alignant à la fois sur les référentiels internationaux, notamment les normes API 580, et sur les exigences réglementaires nationales telles que définies par le décret exécutif n°21-261.

Cette solution se distingue par son caractère pionnier en Algérie, en proposant une première intégration locale de ces standards dans une interface intelligente et adaptée aux spécificités industrielles nationales. *PressureGuard* ne constitue pas uniquement un outil numérique, mais également le socle d'un projet entrepreneurial innovant, structuré comme une startup à fort potentiel de déploiement dans le tissu industriel algérien.

5.2 Contexte et problématique

La gestion de l'intégrité des équipements sous pression dans l'industrie algérienne repose encore largement sur des méthodes conventionnelles d'inspection périodique, généralement fondées sur des intervalles calendaires fixes. Bien que ces approches aient longtemps été considérées comme suffisantes, elles ne permettent plus aujourd'hui de répondre aux exigences croissantes en matière de sécurité, de performance et d'optimisation des ressources. En effet, elles aboutissent souvent à une allocation inefficace des efforts d'inspection, avec des équipements peu critiques inspectés de manière excessive, et d'autres, pourtant stratégiques, dont les risques potentiels sont sous-évalués. Cette situation entraîne non seulement une surcharge organisationnelle et financière, mais également une fragilisation du processus décisionnel en matière d'intégrité.

Dans ce contexte, l'approche RBI s'impose comme une alternative méthodologique structurée, permettant d'orienter les efforts d'inspection en fonction des niveaux de risque. Cependant, son application dans le secteur industriel algérien reste limitée, en grande partie en raison de l'absence d'outils numériques intégrés, capables de traduire les exigences normatives en solutions concrètes, exploitables par les équipes techniques locales. Le paysage réglementaire algérien, avec ses particularités et contraintes spécifiques, nécessite également une adaptation des outils existants, souvent conçus pour d'autres contextes. Ce besoin d'alignement entre exigences internationales, cadre réglementaire local et réalité opérationnelle constitue le point de départ de la conception de *PressureGuard*.

5.3 Objectifs de la plateforme *PressureGuard*

La plateforme *PressureGuard* a été développée dans le but de répondre à une double exigence : d'une part, offrir un outil technique robuste permettant l'application rigoureuse des principes de l'inspection basée sur les risques, et d'autre part, proposer une solution conforme aux prescriptions réglementaires nationales. Elle vise à automatiser les calculs associés à la méthodologie RBI, à améliorer la traçabilité des décisions techniques, à optimiser les plans d'inspection, et à favoriser la standardisation des pratiques à l'échelle des installations industrielles.

L'objectif est ainsi de fournir aux ingénieurs, inspecteurs et gestionnaires d'actifs une interface intuitive, centralisant toutes les données techniques nécessaires, tout en intégrant les modèles de calculs préconisés par l'API 580. En facilitant l'évaluation du risque selon des critères objectifs et quantifiables, la plateforme permet une meilleure priorisation des interventions, une rationalisation des budgets d'inspection, et un renforcement global de la fiabilité des installations.

5.4 Conception technique et architecture fonctionnelle

Sur le plan technique, *PressureGuard* repose sur une architecture web modulaire de type *three-tier*, organisée en trois couches fonctionnelles distinctes. La couche de présentation, développée à l'aide de la technologie React.js, permet de proposer une interface utilisateur fluide, ergonomique et adaptée à un usage professionnel, tout en garantissant la réactivité nécessaire pour un traitement dynamique des données. Elle offre un environnement visuel intuitif pour la saisie des données, la consultation des résultats et la génération des rapports.

La couche métier, développée en Node.js, constitue le noyau algorithmique de la plateforme. C'est à ce niveau que sont implémentés les modèles de dégradation des matériaux décrits, ainsi que les formules et logiques de calcul associées aux normes API 581. Cette couche assure le traitement des données saisies, l'évaluation des facteurs de dommage, le calcul des taux de corrosion, la détermination de la probabilité et de la conséquence de défaillance, et enfin la génération de la matrice de criticité.

La couche de persistance repose sur le système de gestion de base de données relationnelle PostgreSQL, garantissant une gestion fiable, sécurisée et structurée des informations. Cette base centralise les données relatives aux équipements (dimensions, matériaux, historique),

aux inspections (rapports UT, contrôles visuels, données de revêtement), ainsi qu'aux profils utilisateurs et aux historiques d'action. L'ensemble est conçu de manière à garantir l'intégrité des données, leur cohérence temporelle, et la traçabilité complète de chaque opération réalisée.

5.5 Fonctionnalités intégrées de la plateforme

PressureGuard a été pensée comme une solution complète, intégrant l'ensemble des étapes du processus RBI. La plateforme permet une saisie structurée et guidée des données techniques liées aux équipements, une importation simplifiée des fichiers existants (notamment au format Excel), et une exécution automatique des calculs normatifs. Elle fournit des visualisations graphiques pour faciliter l'interprétation des résultats, telles que les matrices de criticité, les courbes d'évolution de la corrosion ou les tableaux de synthèse des facteurs de risque. Les utilisateurs peuvent également générer de manière automatique des rapports techniques conformes aux exigences réglementaires, incluant les recommandations d'inspection, les fréquences, les techniques de contrôle et les zones prioritaires.

5.6 Illustrations du fonctionnement de la plateforme

Afin d'illustrer concrètement le fonctionnement de la plateforme *PressureGuard*, une série de captures d'écran est présentée dans cette section. Chaque interface met en évidence une étape clé du parcours utilisateur, depuis l'accueil jusqu'à l'export des résultats, en passant par la saisie des données, l'analyse des risques et la génération du plan d'inspection. Ces éléments permettent de visualiser les fonctionnalités principales du système ainsi que l'expérience utilisateur.

5.6.1 Interface principale – Page d'accueil

La page d'accueil constitue le point d'entrée de la plateforme. Elle présente le nom de la solution et une description succincte de ses fonctionnalités. Cette introduction permet à l'utilisateur de comprendre rapidement les objectifs de *PressureGuard* et d'accéder aux modules clés à partir d'un menu intuitif.

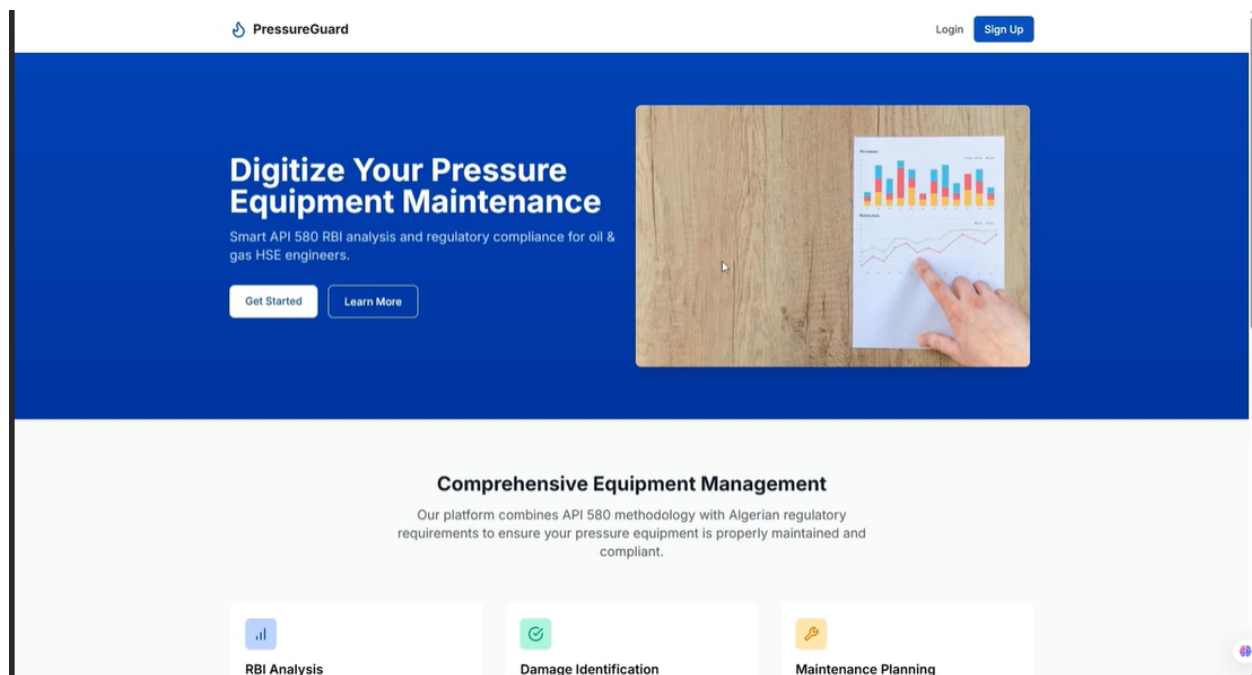


FIGURE 5.1 – Interface d’accueil : présentation succincte de la plateforme et de ses modules

5.6.2 Portail d’inscription – Création de compte utilisateur

La plateforme intègre un portail d’inscription sécurisé, permettant à chaque utilisateur de créer un compte personnel protégé par un mot de passe. Ce système garantit la traçabilité des actions réalisées, tout en assurant un contrôle des accès basé sur les droits d’utilisateur.

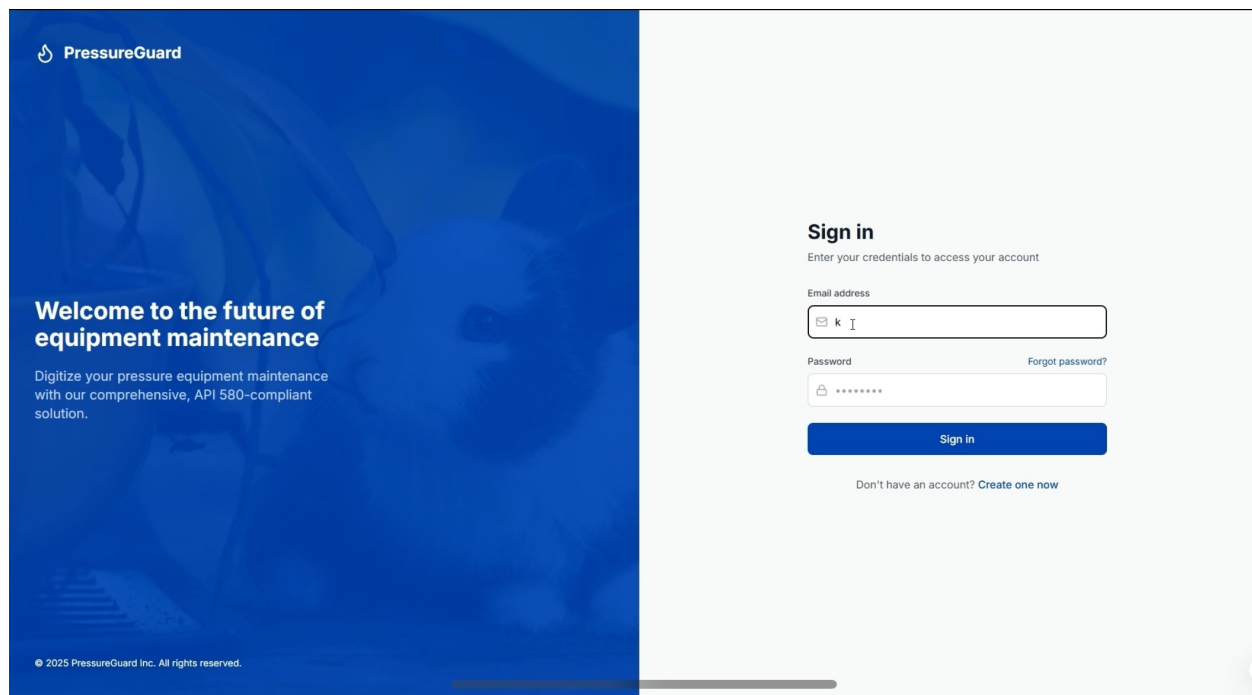


FIGURE 5.2 – Création d’un compte utilisateur sécurisé et droits d’accès

5.6.3 Tableau de bord – Vue d’ensemble et historique

Après connexion, l'utilisateur accède à un tableau de bord personnalisé affichant un aperçu global des équipements enregistrés, l'historique des analyses réalisées, et les calculs en cours ou à venir. Ce module permet un suivi efficace de l'activité sur la plateforme.

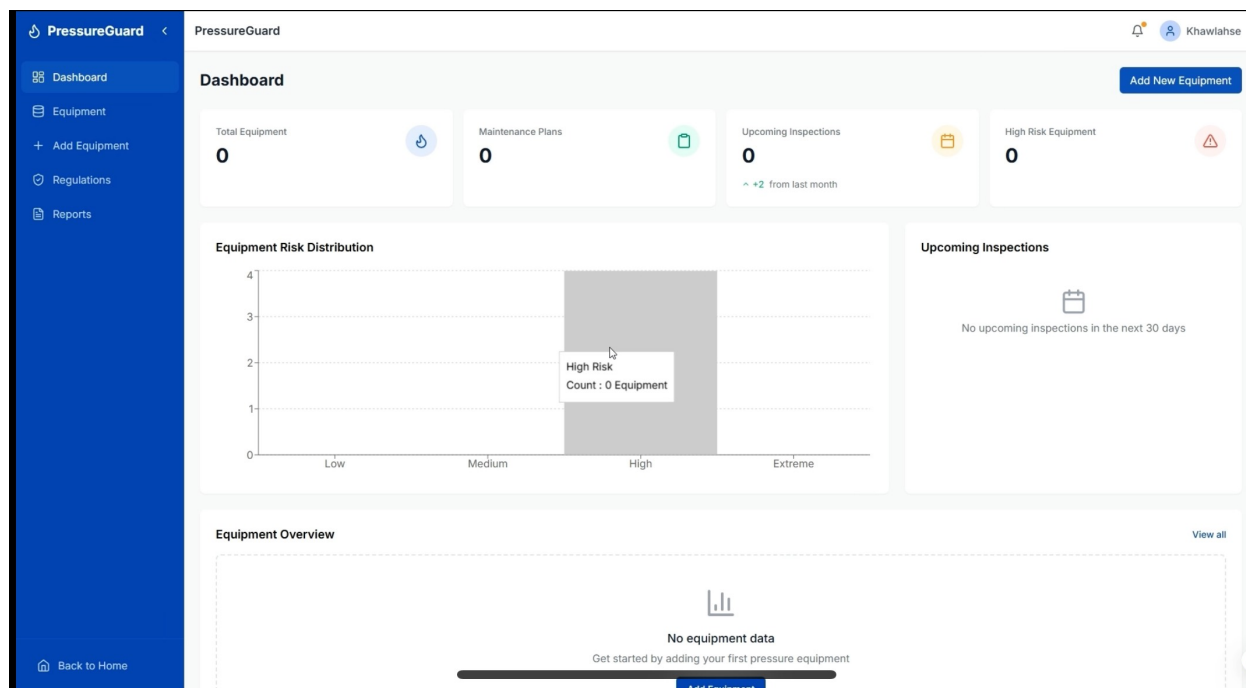


FIGURE 5.3 – Visualisation des équipements analysés, historique des calculs, état des plans générés.

5.6.4 Formulaire de saisie – Enregistrement des données techniques

L'étape de saisie constitue le cœur du processus RBI. L'utilisateur est invité à renseigner les caractéristiques géométriques de l'équipement, les matériaux, les conditions opératoires, l'historique des inspections, ainsi que les mécanismes d'endommagement identifiés. Ces champs sont obligatoires pour garantir la fiabilité des calculs.

FIGURE 5.4 – Interface de saisie des données techniques et historiques de l'équipement.

5.6.5 Analyse de risque – Calculs automatiques et matrice de criticité

Une fois les données validées, la plateforme applique les algorithmes normatifs pour calculer la probabilité de défaillance (PoF) et la conséquence de défaillance (CoF). Le résultat est affiché sous forme de matrice de criticité, permettant à l'utilisateur d'identifier immédiatement les zones à risque.

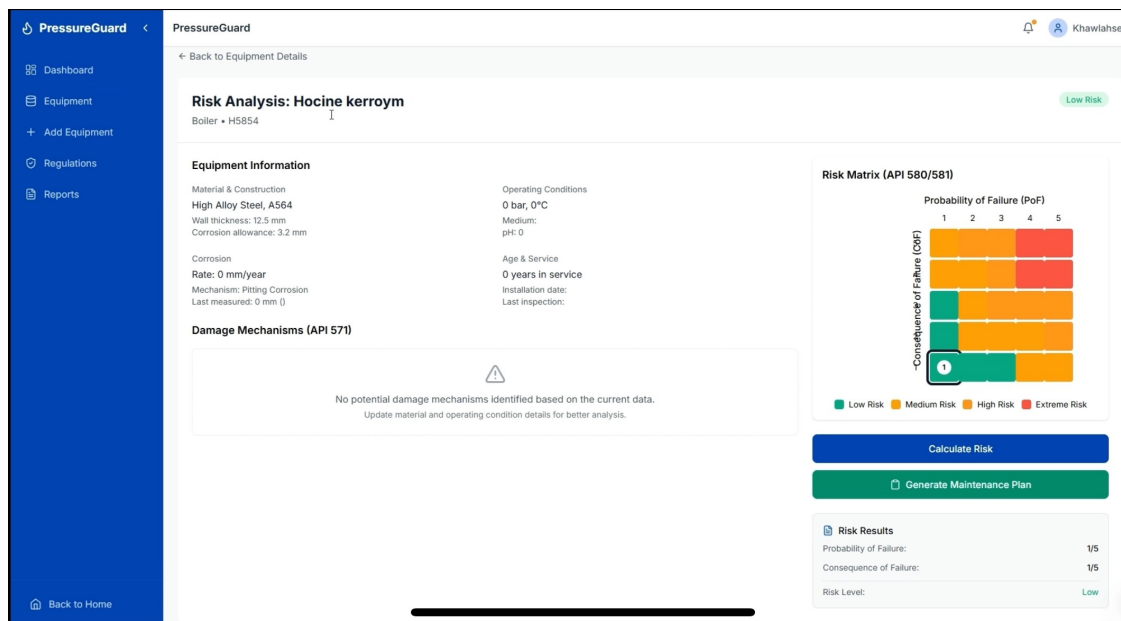


FIGURE 5.5 – Matrice de criticité générée automatiquement après calcul des facteurs de risque.

5.6.6 Plan d'inspection – Génération automatique

En fonction du niveau de criticité obtenu, la plateforme génère automatiquement un plan d'inspection adapté. Celui-ci précise les zones critiques, les méthodes de contrôle recommandées (UT, VT, RT, etc.) et la fréquence d'inspection. Le plan est justifié par les résultats du calcul de risque. Enfin, les résultats complets peuvent être exportés en formats PDF ou Excel. Cette fonctionnalité facilite la diffusion et l'archivage des rapports d'inspection, tout en garantissant la conformité documentaire lors des audits réglementaires ou des inspections ARH.

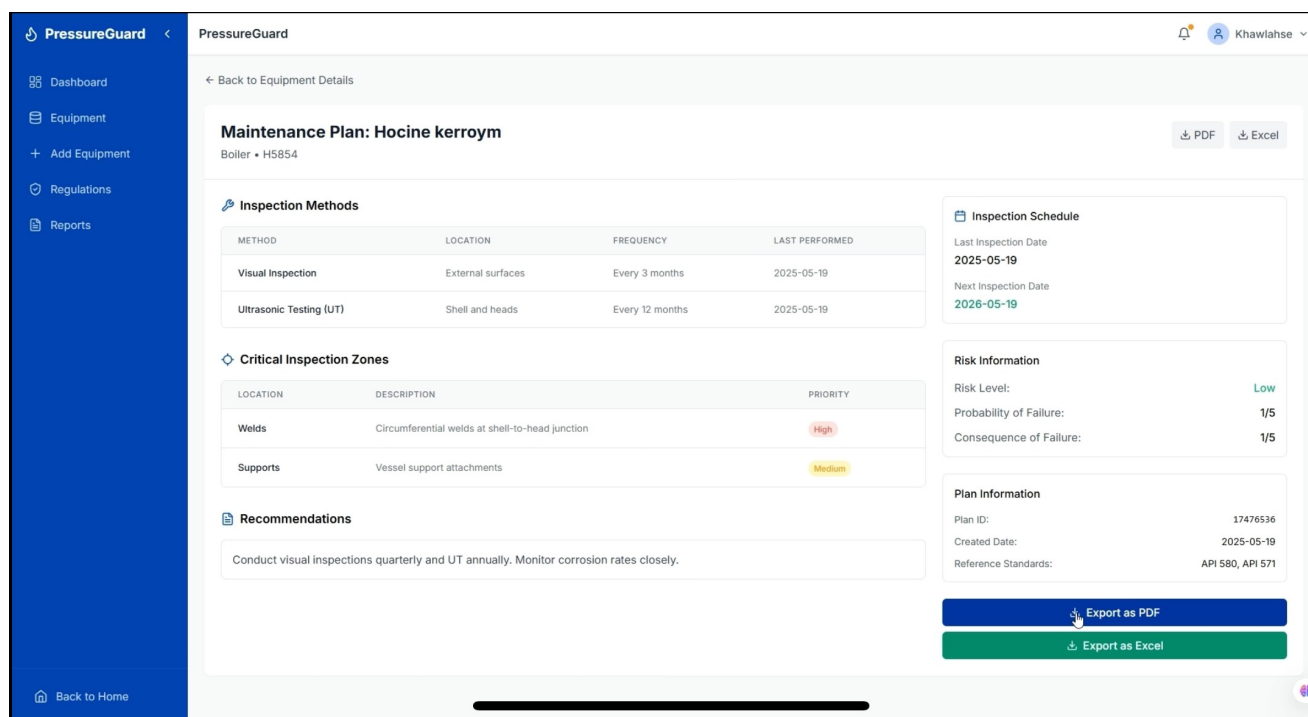


FIGURE 5.6 – Plan personnalisé incluant les zones critiques, techniques recommandées et échéances

L'ensemble de ces interfaces reflète une architecture logicielle conçue pour répondre aux exigences pratiques des ingénieurs QHSE, des responsables d'intégrité et des services d'inspection. L'expérience utilisateur a été pensée pour combiner rigueur technique, simplicité d'utilisation et conformité réglementaire.

5.7 Analyse stratégique

Au-delà de l'aspect purement technique, *PressureGuard* s'inscrit dans une logique de valorisation entrepreneuriale. Une analyse stratégique du projet a été conduite selon la méthode SWOT, mettant en lumière ses points forts (telle que sa conformité normative et sa capacité d'automatisation), ses points faibles (dont la dépendance à la qualité des données saisies), les opportunités du marché algérien en pleine digitalisation, ainsi que les éventuelles menaces, notamment liées à la résistance au changement et aux rigidités institutionnelles. (voir annexe 5)

Parallèlement, un *Business Model Canvas* a été élaboré afin de structurer la stratégie de déploiement de la solution. Ce modèle identifie les ressources clés, les partenaires potentiels, les segments de clientèle visés (opérateurs pétroliers, sociétés d'ingénierie, services inspection), la proposition de valeur, les flux de revenus envisagés et les canaux de distribution. L'ambition est de positionner *PressureGuard* comme une solution durable, évolutive et économiquement viable, capable de contribuer à la souveraineté technologique nationale. (voir annexe 5)

5.8 Conclusion

Le développement de *PressureGuard* constitue une avancée significative dans le domaine de l'évaluation de l'intégrité des équipements sous pression en Algérie. En répondant à un besoin industriel réel, en intégrant les exigences des normes internationales et en s'alignant sur le cadre réglementaire algérien, cette solution numérique apporte une réponse concrète à un double défi technique et organisationnel. Elle représente également une vitrine du potentiel d'innovation locale, en démontrant la capacité des ingénieurs algériens à concevoir et mettre en œuvre des outils de pointe au service de la sécurité industrielle.

Conclusion générale

Ce projet de fin d'études a permis de réaliser une analyse quantitative complète de l'intégrité du séparateur Slug Catcher V08-1001-1, situé sur le site pétrolier d'El Merk. L'approche adoptée s'appuie sur la méthodologie RBI (Risk-Based Inspection), en conformité avec les standards API 580 et API 581, et intégrée au cadre réglementaire algérien en vigueur, notamment le décret exécutif n°21-261. L'objectif principal était d'évaluer le niveau de risque de cet équipement sous pression en tenant compte à la fois de la probabilité et des conséquences de défaillance, afin d'optimiser la planification des inspections et la stratégie de maintenance.

L'analyse a permis d'identifier plusieurs mécanismes de dégradation actifs, notamment la corrosion interne par CO_2 (amincissement), la corrosion atmosphérique, ainsi que la corrosion sous isolation (CUI). Ces dégradations ont été caractérisées par une revue approfondie des mécanismes d'endommagement selon l'API 571, suivie d'une validation par les arbres de décision de l'API 581. À partir de l'ensemble des données techniques, historiques et environnementales, l'évaluation quantitative a permis de calculer la probabilité de défaillance de l'équipement, qui a été classée dans la catégorie 2, indiquant un niveau de risque modéré nécessitant une vigilance renforcée.

Concernant les conséquences de défaillance, les résultats ont montré un impact environnemental significatif avec une surface d'affectation estimée à 513,92 m², un risque humain modélisé à $4,1 \times 10^{-6}$ blessure/an, et surtout un impact financier très élevé, avec des pertes potentielles dépassant les 64,5 millions de dollars en cas de défaillance critique. L'évolution du risque a été modélisée sur une période de 10 ans, tenant compte de la dégradation progressive de l'équipement, jusqu'à approcher l'épaisseur limite de 36,115 mm à l'horizon 2035.

L'analyse a abouti à la détermination d'une date optimale pour la prochaine inspection. Bien que les résultats de modélisation aient permis d'envisager un report jusqu'au 24/06/2028 sur le plan technique, la date finale retenue est le 02/03/2028, en respect des exigences réglementaires algériennes limitant l'intervalle maximal à six ans. Cette décision garantit un équilibre entre sécurité, performance opérationnelle et conformité légale. Un plan d'inspection optimisé a ainsi été élaboré, centré sur les zones les plus critiques, les mécanismes dominants et les méthodes de contrôle non destructif adaptées. Ce plan s'inscrit dans une logique de maintenance proactive et de gestion rationnelle des ressources.

En parallèle, une proposition d'amélioration a été formulée à travers le développement d'une plateforme intelligente, nommée PressureGuard, visant à automatiser les calculs de PoF et CoF en temps réel, générer dynamiquement le plan d'inspection basé sur les seuils de criticité, centraliser les données d'inspection, de conception, de fluide et d'environnement, produire les rapports réglementaires et assurer la traçabilité documentaire, tout en intégrant les exigences de l'API 510/581 et du décret 21-261 de manière continue. Cette plateforme représente un

levier stratégique pour la digitalisation de la gestion d'intégrité dans l'industrie pétrolière algérienne, en conjuguant rigueur normative, performance opérationnelle et automatisation des processus.

Ce travail a permis de démontrer l'efficacité de la méthodologie RBI dans la prise de décision industrielle, en apportant une visibilité claire sur l'état de l'équipement, la hiérarchisation des risques et les priorités d'action. Il constitue une valeur ajoutée importante pour l'entreprise, en permettant de réduire les coûts inutiles d'inspection systématique, de renforcer la fiabilité du séparateur et de sécuriser durablement les opérations. La démarche suivie peut également être étendue à d'autres équipements critiques du site, dans une logique globale d'optimisation de la stratégie d'intégrité.

Bibliographie

- [1] JGC Algeria. Jgc algeria presentation. Présentation PowerPoint, February 2025. Document interne.
- [2] Petrofac. El merk project safety, fire & gas system. Technical Report ELM-PUL-OP-PRC-0062/A1, Petrofac, 2012.
- [3] Petrofac. Central processing facility el merk, algeria : Safety and fire & gas system. Technical report, Petrofac, 2012. Contract No. SC 4012100, Job No. JI-195.
- [4] JGC Algeria. Quantitative risk analysis for the el merk project. Technical Report ELM-QCI-11-RPT-0001, JGC Algeria, 2021.
- [5] JGC Algeria. *Operation Manual Oil & Condensate Train-2*, 2011.
- [6] JGC Algeria. *CPF Operation Manual - Inlet Reception Facilities*. JGC Algeria, 2020.
- [7] JGC Algeria. Mechanical data sheet - slug catcher v08-1001-1. Technical Report ELM-PUL-MD-DAT-0049, JGC Algeria, 2022.
- [8] Petrofac. Coating philosophy and selection guide. Internal Engineering Document ELM-BRC-PI-GEN-0021-R7, Petrofac, 2021.
- [9] Center for Chemical Process Safety. *Introduction to Process Safety for Undergraduates and Engineers*. John Wiley & Sons, Hoboken, NJ, 2016.
- [10] Inbrico - audit de gestion de la sécurité des processus (psm). Consulté en mars 2025.
- [11] Occupational Safety and Health Administration. *Process Safety Management of Highly Hazardous Chemicals*. OSHA, Washington, DC, 2024.
- [12] Coll. *Guidelines for Asset Integrity Management*. Wiley-AIChE, New York, NY, 1st edition, 2016.
- [13] VAIL Engineering. Iow procedure - integrity operating windows. Technical Report IOW-VAIL-15-203-MTH-001, VAIL Engineering, 2020.
- [14] American Petroleum Institute. *API 571 : Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*. American Petroleum Institute, Washington, DC, 2020. API 571.
- [15] American Petroleum Institute, Washington, DC. *API Recommended Practice 580 : Risk-Based Inspection*, 3rd edition, 2025. API RP 580.
- [16] American Petroleum Institute. *API 510 : Pressure Vessel Inspection Code*. American Petroleum Institute, Washington, DC, 2022. API 510.
- [17] American Petroleum Institute. *API RP 581 : Risk-Based Inspection Methodology*. American Petroleum Institute, Washington, DC, 4th edition, 2025. API Standard 581.
- [18] Journal officiel de la république algérienne n°49. https://www.arh.gov.dz/media/file/52/de22931_62a747c500c489.76097344.PDF, juin 2021. 11 Dhou El Kaâda 1442 (22 juin 2021), Accessed : 2025-05-27.
- [19] Guide complet des inspections basées sur les risques - procédures de la rbi, October 2024. Consulté le 24 mars 2025.

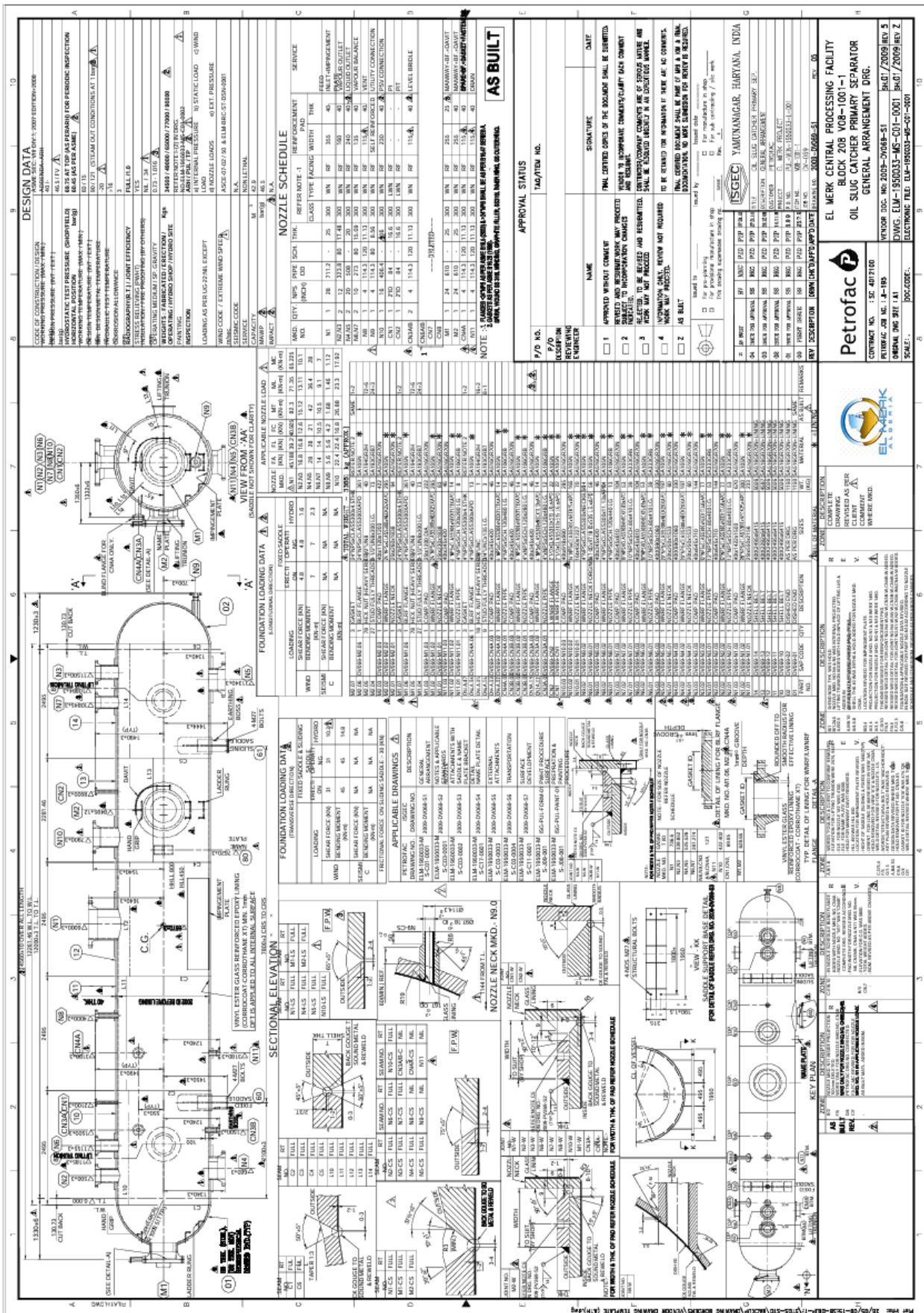
Annexe 1

Table 1 : Fiche technique du séparateur V08-1001-1 et fluide

Rubrique	Caractéristiques / Données
Informations Générales	
Type d'équipement	Séparateur horizontal fixe type Slug Catcher
Tag	V08-1001-1
Lieu d'installation	Bloc 208, El Merk
Année de fabrication	2010
Mise en service	20/03/2013
Code et norme de conception	ASME Section VIII Div.1 (2007 + Addenda 2008), ARH
Constructeur	ISGEC (Inde)
Matériaux de Construction	
Coque et fonds	SA 516 Gr 70 N
Piquages	SA 106 GR B / SA 516 GR 70N / SA 105 N
Allowance de corrosion	3 mm
Protection Anticorrosion	
Revêtement interne	Revetement époxy ester renforcé de fibre de verre
Épaisseur revêtement interne(DFT)	> 300 µm
Revêtement externe	Appret époxy + Epoxy intermédiaire + Polyuréthane RAL 7035
Épaisseur revêtement externe(DFT)	200 à 300 µm
Norme technique de sablage	SSPC-SP10
Dimensions Principales	
Longueur totale	12000 mm
Diamètre intérieur (shell)	2000 mm
Épaisseur nominale (shell)	40 mm
Volume interne	42.9 m ³
Conditions de Fonctionnement	
Température de fonctionnement	60 °C (max) / 15 °C (min)
Température de conception	90 °C (interne) / 121 °C (externe)
Pression de fonctionnement	40 barg
Pression de conception(MAWP)	46.5 barg
Test hydrostatique	69.75 barg
Propriétés Mécaniques	
Limite d'élasticité (YS)	240,7 MPa
Résistance à la traction (TS)	485 MPa

Suite page suivante

Rubrique	Caractéristiques / Données
Efficacité de la soudure (E)	1 (soudure 100% radiographiée)
Contrainte admissible (S)	137,9 MPa
Caractéristiques du Fluide	
Type	gaz, huile, eau
CO_2	0.46 mol%
H_2S	jusqu'à 1.6 ppmv
Cl	jusqu'à 212 350 mg/L
pH	5.6
Densité liquide	734 kg/m ³
Densité du gaz à P,T	35.5 kg/m ³
Concentration en sels dans l'eau	335000 ppmw



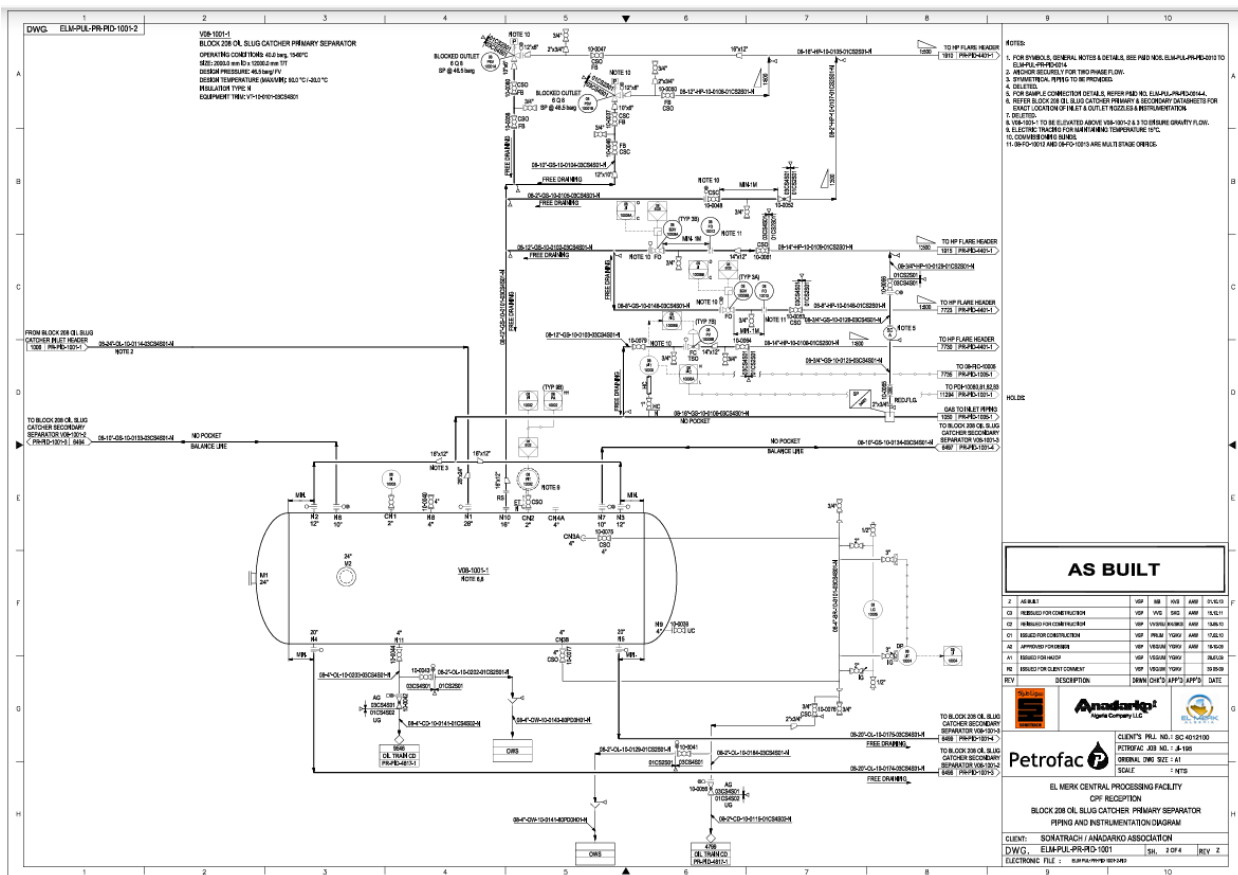


Figure1.2 : Le PID du séparateur primaire V08-1001-1

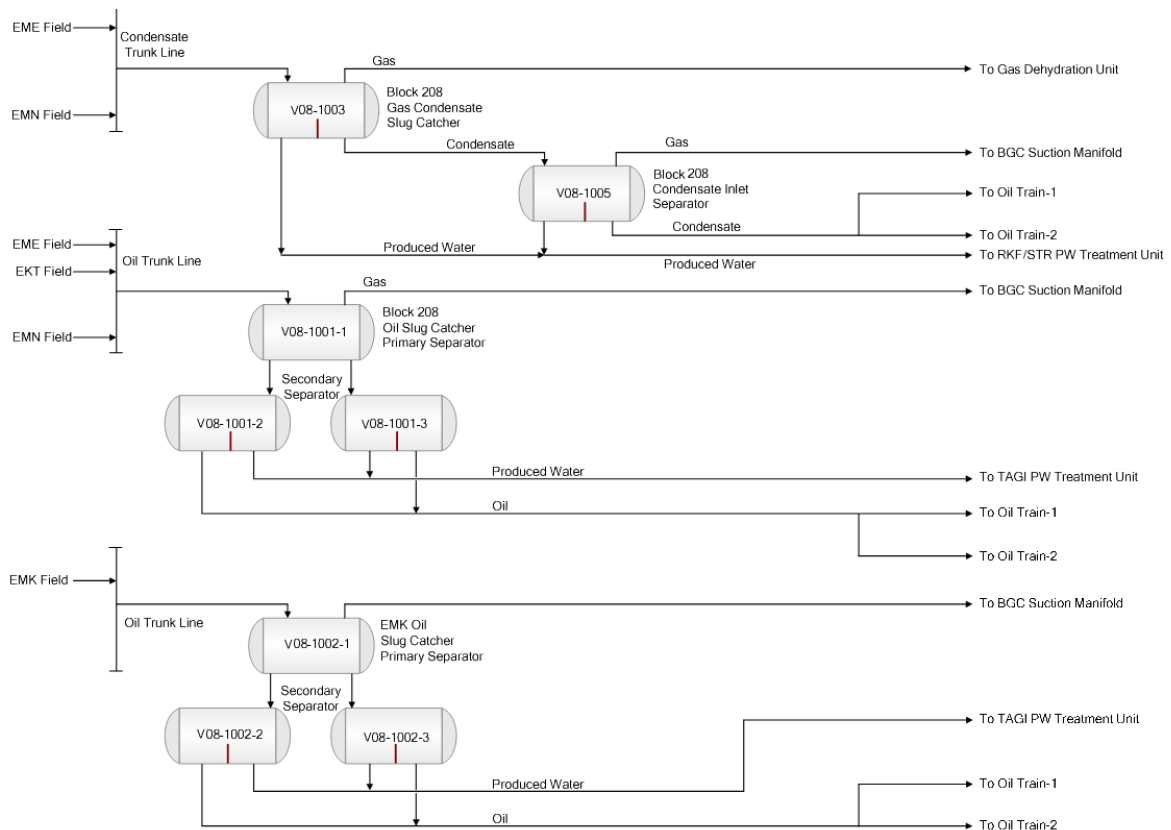


Figure1.3 : vue d'ensemble de l'unité de réception des effluents



127

Annexe 2 : Les tables d'évaluation du système de management

1.Site Management				
Item	Question	Possible Score	Actual Score	Score Guidance
1	Does site management receive KPIs from the inspection group periodically regarding overdue inspection and recommendations ?	15	15	
2	Is site management required to review and approve deferrals for mechanical integrity program inspections and recommendations, prior to them becoming overdue, and receives sufficient technical information to understand the risk associated with those deferrals ?	10	10	5 pts for having written requirement. + 5 pts for following requirement (no overdue without deferral). + 3 pts for completeness of technical information provided to management on risk associated with deferral.
3	Is the site management aware of the requirements of a successful RBI program such as training, MOC involvement, and periodic RBI reassessments, and do they support providing adequate resources for these activities ?	25	25	0 to 25 points based on interview with leadership staff.
4	Does site management approve and provide resources for the annual plan for the inspections to maintain equipment at an acceptable risk ?	15	15	5 pts for having an annual plan. + 5 pts for approval. + 5 pts for evidence plan is sufficient to meet inspection requirements.
5	Do other departments (e.g. operations, maintenance and capital project group) communicate with RBI assessment group for anything that could change equipment risks such as equipment and piping replacements, modifications, or changes in operations ?	10	10	
6	The site conducts periodic internal assessments :PSM-based assessment or other overall plant benchmarking, which includes fixed equipment mechanical integrity programs ;	5	5	5 pts for every 3 years or more frequently, 2 points for having done it at all.

1.Site Management				
Item	Question	Possible Score	Actual Score	Score Guidance
7	Fixed equipment mechanical integrity program-specific assessment vs site and company requirements OR external assessment such as from API utilizing third-party subject matter experts.	10	8	10 pts for annual, 8 pts for at least every 3 yr, 3 pts for in last 10 yr.
8	Is there evidence of the site continuously improving their practices in accordance with industry best practices?	10	8	0 to 10 pts depending on strength of evidence.

2.Process Safety				
Item	Question	Possible Score	Actual Score	Score Guidance
1	Is a block flow diagram or simplified process flow diagram available to aid in the understanding of the process?	10	10	0 to 10 pts based on percentage of process flow diagrams available for RBI units.
2	Are as-built/up-to-date piping and instrumentation diagrams (P&IDs) available for all units at the site (in the RBI program)?	30	30	0 to 30 pts based on the percentage of P&IDs that are currently up to date.
3	Does documentation show all equipment and piping in the unit (in the RBI program) is designed and constructed in compliance with all applicable codes, standards, and generally accepted good engineering practices?	20	20	0 pts if documentation is lacking or if equipment is not designed to standards. 10 pts if some documentation is missing. 20 pts if documentation is complete.
4	IOW limits are established per API 584 with clear corrective action, communication, and inspection follow-up requirements.	40	25	15 pts for IOW established. +13 pts for corrective actions documented. +12 pts for communication plan with inspection.

3.Management of Change (MOC)				
Item	Question	Possible Score	Actual Score	Score Guidance
1a	Does the facility have a written MOC procedure that must be followed whenever new facilities are added or changes are made to a process?	3	3	
1b	Does the MOC process include MI reviewing the change during various stages of the project before the actual installation is complete (i.e. concept, design, issue for construction, and as-built)?	3	3	
1c	Are authorization procedures clearly stated, approved by an appropriate discipline, and at an appropriate level?	3	3	
1d	Is there a requirement in the procedure to update RBI information and inspection plans with the changes?	10	10	
2a	Do physical changes to the facility (other than replacement in kind) invoke the MOC procedure?	3	3	Includes expansions, modifications, IOW changes, etc.
2b	Do changes in process chemicals (feedstocks, catalysts, solvents, etc.) invoke MOC?	3	3	
2c	Do changes in process conditions (temperature, pressure, rates, etc.) invoke MOC?	3	3	
2d	Do significant changes in operating procedures invoke MOC?	2	2	Start-up/shutdown sequences, staffing changes, etc.
3a	Is there a clear definition of what constitutes a "temporary change"?	3	3	
3b	Does MOC handle temporary changes as well as permanent ones?	2	2	
3c	Are temporary items tracked to ensure removal or reclassification?	3	3	

Item	Question	Possible Score	Actual Score	Score Guidance
3d	Do temporary items have an inspection plan or documented justification for no inspection ?	3	3	

3.Management of Change(la suite)				
Item	Question	Possible Score	Actual Score	Score Guidance
4a	Do the MOC procedures specifically require the following actions whenever a change is made to a process ? Update all affected maintenance programs, corrosion management programs (e.g. corrosion control documents, damage mechanism reviews), inspection plans, and inspection schedules.	2	2	
4b	Modify P&IDs, statement of operating limits, safety data sheets, and any other process safety information affected.	2	2	
4c	Notify all impacted FEMI and maintenance employees who work in the area of the change, and provide training as required.	2	2	
4d	Review the effect of the proposed change on all separate but interrelated upstream and downstream facilities.	2	2	
5	When changes are made in the process or operating procedures, are there written procedures requiring that the impact of these changes on the equipment and materials of construction be reviewed to determine whether they will cause any increased rate of damage or failure, or will result in different failure mechanisms in the process equipment ?	5	4	

Item	Question	Possible Score	Actual Score	Score Guidance
6	When the equipment or materials of construction are changed through replacement or maintenance items, is there a system in place to formally review any metallurgical change to ensure that the new material is suitable for the process?	10	10	
7	Is the MOC program audited periodically to ensure the MOC procedures are being followed and to verify all past MOC updates (including RBI information) are being completed in a timely manner.	10	9	
9	Is there a robust system to ensure an MOC cannot be closed out without verification that equipment documentation, inspection plans, RBI information is completely updated.	20	20	
10	Is there an MOC process for changes in personnel or organizations? This could be when you add, reduce, replace personnel.	4	4	
11	Are in-kind replacements appropriately communicated to the FEMI team (i.e. pressure vessels are typically never true in-kind replacements)? Materials of construction, year/version of design code, U1 form, calculations, fabrication drawings will all be different.	2	2	

4.Mechanical Integrity				
Item	Question	Possible Score	Actual Score	Scoring Guidance
1a	Has a written inspection program for the facility been developed that includes the following elements : All equipment needing inspection has been identified including at minimum : tanks, pressure vessels, piping and piping components, and PRDs ?	5	5	
1b	The responsibilities to conduct the inspections have been assigned ?	1	1	
1c	The inspection methods and locations have been specified for all equipment in the program ?	3	3	
1d	Inspection interval basis have been established for all equipment in the program (time based, condition based, RBI) ?	3	3	
1e	Inspection reporting requirements have been defined ?	1	1	
2	Is there a complete, up-to-date, central storage location for all inspection program information available to everyone who works with the process ?	3	3	2 pts for central location. +1 pt for controlled access with appropriate availability.
3a	Is there a permanent and progressive record for all equipment in the program that includes all of the following : manufacturers' data reports and other pertinent design data records ?	1	1	
3b	Equipment drawings	1	1	
3c	Results of all inspections, repairs, alterations, or re-ratings that have occurred to date.	3	3	0 to 3 pts depending on completeness of records.

Item	Question	Possible Score	Actual Score	Scoring Guidance
4	Does the written inspection program for the facility require an appropriate level of review and authorization prior to any permanent changes in inspection interval basis or methods and testing procedures ?	3	3	
5	Have adequate inspection checklists been developed, are in use, and are maintained ?	1	1	
6	Are all inspections, tests and repairs performed on the process equipment being documented and documentation reviewed for quality and consistency in a timely manner, including all of the following information :	3	3	+1/3 pt for each item, round up.
6a	The date of the inspection.			
6b	The name of the person who performed the inspection.			
6c	Identification of the equipment inspected.			
6d	A description of the inspection or testing.			
6e	Assessment of identified defects based on company established protocol.			
6f	The results of the inspection.			
6g	All recommendations resulting from the inspection.			
6h	A date and description of all maintenance performed.			
6i	RBI effectiveness is correctly/-consistently applied and assigned for each RBI damage mechanism addressed.			
7	Does the written inspection program for the facility include an established inspection effectiveness table based on API 581 ?	2	2	

4. Mechanical Integrity (suite)				
Item	Question	Possible Score	Actual Score	Scoring Guidance
8	Does the written inspection program for the facility require all deficiencies identified in process equipment pressure boundaries be evaluated to determine if corrective action is required and if continued operation is acceptable?	3	3	
8a	Are decisions to continue to operate the equipment based on sound engineering assessment such as fitness for service?	2	2	
8b	If corrective actions are required, is a system used to determine priorities for action and tracking to completion ahead of established due dates?	1	1	
9	Has all equipment within the process unit(s) been evaluated for inclusion in the RBI program and where excluded, the basis for exclusion is clearly documented?	3	2	
10a	Does the written inspection program for the facility include a formal, external visual inspection program?	2	2	
10b	Are all the following factors considered in the external visual inspection program : the condition of the outside of equipment, insulation, painting/coatings, supports and attachments, and identifying mechanical damage, corrosion, vibration, leakage or improper components or repairs, skirt, grounding wire, ladders, platforms, decks, bolted connections, gasket conditions, flange makeup, etc.?	2	2	

Item	Question	Possible Score	Actual Score	Scoring Guidance
10c	Based on the inspection program for the facility, does all equipment in the program receive a visual external inspection at the required interval (or deferred date if there is an approved deferral) ?	1	1	0 pts if there are a significant number of overdue inspections.
11	Based on the inspection program, do all pressure vessels in the unit receive an internal, or detailed external inspection using appropriate NDE procedures, as required by the applicable code/standard/jurisdictional requirements (or deferred date if there is an approved deferral) ?	5	5	2 pt for having inspections set up. +1 pt for having process to approve NDE in lieu of internal inspection. +2 pts for not having past due inspections.
12a	Has each item of process equipment been reviewed by appropriate personnel to identify the probable causes of damage or failure ?	2	2	
12b	Has this information been used to establish the inspection methods, locations, and frequencies and the preventive maintenance programs ?	3	3	
12c	Have defect limits for expected damage mechanisms been established based on sound engineering assessments ?	2	2	

4. Mechanical Integrity (suite)

Item	Question	Possible Score	Actual Score	Scoring Guidance
13a	Is a formal program for condition monitoring of stationary equipment been established for the facility ?	3	3	

Item	Question	Possible Score	Actual Score	Scoring Guidance
13b.1	When the locations for condition monitoring are chosen : is the likelihood and consequence of failure considered ?	1	1	
13b.2	Is localized corrosion and erosion considered ?	1	1	
13c	Are condition monitoring locations clearly marked on inspection drawings and on the equipment to allow repetitive measurements at precisely the same locations ?	2	2	
13d	Are condition monitoring surveys up to date ?	2	2	
13e	Are the results used to calculate a representative corrosion rate for RBI assessments ?	2	2	
14	Procedures and processes are in place to ensure thickness and wall loss measurements used for RBI analysis are accurate ?	4	4	
15	Has the maximum allowable working pressure (MAWP) been established for all piping systems and equipment, using applicable codes and current operating conditions ?	1	1	
16	Does the program require formal risk evaluation and approval of date changes for inspection and repair plans (i.e. deferrals) related to operational needs ?	3	3	1 pt for written procedure. 1 pt for detailed risk evaluation guidance. 1 pt for demonstrable full adherence.
17a	Have all employees involved in maintaining and inspecting the equipment been trained in all procedures applicable to their job tasks to ensure that they can perform the job tasks effectively ?	1	1	

Item	Question	Possible Score	Actual Score	Scoring Guidance
17b	At completion of the training described above, are formal methods used to verify that the employees understand what they were trained on?	1	1	
18	Are inspectors certified for performance in accordance with applicable industry codes and standards (e.g. API 510, 570, and/or 653)?	2	2	
19a	Does the facility have a quality assurance program for construction and maintenance to ensure that : proper materials of construction are used?	2	2	
19b	Fabrication, welding, and inspection procedures are proper?	2	2	
19c	Equipment maintenance and repairs are completed in compliance with codes and standards?	1	1	
19d	Flanges are properly assembled and tightened?	1	1	
19e	Replacement and maintenance materials are properly specified, inspected, and stored?	1	1	

4. Mechanical Integrity (suite)				
Item	Question	Possible Score	Actual Score	Scoring Guidance
20	Are systems in place, such as written requirements with appropriate approval, sufficient to ensure that all design, repair, and alteration done on equipment types in the program is done in accordance with the code to which the equipment was built, or in-service repair and inspection code?	3	3	2 pts for meeting some requirements. 3 pts for all of the above.

Item	Question	Possible Score	Actual Score	Scoring Guidance
21	Are systems in place, such as written requirements with appropriate approval, sufficient to ensure that new equipment design, for all equipment types in the program, is done in accordance with the applicable codes and standards?	3	3	2 pts for meeting some requirements. 3 pts for all of the above.
22	Are RBI assessments updated and maintained in a timely manner after events that would change the basis of the risk evaluation so that the most recent process, inspection, and maintenance information is included?	5	3	3 pts for periodic full-unit reassessments before the end of the plan period. +1 pt for evergreening after each inspection event. +1 pt for evergreening after process excursions and applicable MOCs.
23	If credit for CP (cathodic protection) is being taken in RBI, is the CP system inspected on a periodic basis and maintained in effective status?	3	2	If CP is not applicable to facility equipment, full credit may be taken.
Total for Section		100	98	

5. Equipment Failure Investigation				
Item	Question	Possible Score	Actual Score	Scoring Guidance
1a	Is there a written equipment failure investigation procedure that includes both loss of containment and threats to loss of containment?	5	5	
1b	Does the procedure require that findings and recommendations of investigations be addressed and resolved promptly? Do records demonstrate timely completion?	5	5	
2a	Does the procedure require that the investigation team include : a member trained in root cause analysis techniques?	8	7	

Item	Question	Possible Score	Actual Score	Scoring Guidance
2b	cross-functional attendees competent in their area (corrosion, inspection, operations, equipment design, etc.) ?	5	5	
3a	Indicate whether the investigation procedure requires an investigation of the following items with the results recorded on a standard form(s). Loss of primary containment.	8	8	
3b	Unexpected equipment damage.	6	6	
3c	Chronic equipment failures.	3	3	
4a	Is there a standard form(s) for equipment failure investigation that includes the following information ? Date of failure.	1	1	
4b	Investigation attendees.	1	1	
4c	Description of the incident.	1	1	
4d	Underlying causes of the incident.	5	5	
4e	Evaluation of the potential severity and probable frequency of recurrence.	2	2	
4f	Recommendations are generated to prevent recurrence not just in the exact incident scenario but more globally where a similar occurrence is possible on other equipment or units.	10	10	
5	Based on a review of plant records (leaks, lost production, etc.), to what degree does it appear that the established equipment failure investigation procedures are being followed ? 5 pts : > 95 % of the time. 3 pts : Only major impacts.	5	3	
6	Are appropriate inspection or engineering people required to be involved in a failure analysis to identify the conditions or practices that caused the failure ?	5	5	

6. Incident Investigation				
Item	Question	Possible Score	Actual Score	Scoring Guidance
7	Are incident investigation reports reviewed with all affected personnel whose job tasks are relevant to the incident findings, including contract employees, where applicable?	5	5	
8	Are incident or accident reports or report conclusions transmitted to other sites that operate similar facilities within the company?	5	5	
9a	Do the procedures for incident reporting require that the findings related to stationary equipment loss of primary containment include a review of the RBI data, IOW, and corrosion management programs to ensure the RBI assessment, IOW program, and corrosion management documents accurately reflect the active damage mechanisms, rate of degradation, and consequence.	10	10	
9b	RBI data is updated as a result of incident investigations that show the RBI data is not accurate.	10	10	

Annexe 3

Basic Data	Comments
Start date	The date the component was placed in service.
Thickness, in. (mm)	The thickness used for the DF calculation, either the furnished thickness or the measured thickness (see Section 4.5.5).
Corrosion allowance, in. (mm)	The corrosion allowance is the specified design or actual corrosion allowance upon being placed in the current service.
Design temperature, °F (°C)	The design temperature, shell side and tube side for a heat exchanger.
Design pressure, psi (MPa)	The design pressure, shell side and tube side for a heat exchanger.
Operating temperature, °F (°C)	The highest expected operating temperature expected during operation including normal and unusual operating conditions, shell side and tube side for a heat exchanger.
Operating pressure, psi (MPa)	The highest expected operating pressure expected during operation including normal and unusual operating conditions, shell side and tube side for a heat exchanger.
Design code	The design code of the component containing the component.
Equipment type	The type of equipment.
Component type	The type of component; see Table 4.2 .
Component geometry data	Component geometry data depending on the type of component (see Table 4.3).
Material specification	The specification of the material of construction, the ASME SA or SB specification for pressure vessel components or of ASTM specification for piping and tankage components. Data entry is based on material specification, grade, year, UNS number, and class/condition/temper/size/thickness; these data are readily available in the ASME Code [12] .
Yield strength, psi (MPa)	The design yield strength of the material based on material specification.
Tensile strength, psi (MPa)	The design tensile strength of the material based on material specification.
Weld joint efficiency	Weld joint efficiency per the code of construction.
Heat tracing	Is the component heat traced? (Yes or No)

Table 3.1 : Données de base des composants nécessaires à l'analyse

Basic Data	Comments
Thinning type (general or localized)	Determine whether the thinning is general or localized based on inspection results of effective inspections. General corrosion is defined as affecting more than 10 % of the surface area and the wall thickness variation is less than 50 mils (1.27 mm). Localized corrosion is defined as affecting less than 10 % of the surface area or a wall thickness variation greater than 50 mils (1.27 mm).
Corrosion rate (mpy or mmpy)	The current rate of thinning calculated from thickness data, if available. Corrosion rates calculated from thickness data typically vary from one inspection to another. These variations may be due to variations in the wall thickness, or they may indicate a change in the actual corrosion rate. If the short-term rate (calculated from the difference between the current thickness and the previous thickness) is significantly different from the long-term rate (calculated from the difference between the current thickness and the original thickness), then the component may be evaluated using the short-term rate, but the appropriate time and thickness must be used. Consider base material corrosion rate and cladding corrosion rate, if applicable.
Inspection effectiveness category	The effectiveness category of each inspection that has been performed on the component during the time period (specified above).
Number of inspections	The number of inspections in each effectiveness category that have been performed during the time period (specified above).
Online monitoring	The types of proactive online monitoring methods or tools employed, such as corrosion probes, coupons, process variables (coupons, probes, process variables, or combinations, etc.).
Thinning mechanism	If credit is to be taken for online monitoring, the potential thinning mechanisms must be known. A knowledgeable materials/corrosion engineer should be consulted for this information; also see API 571 [13].
Presence of injection/mix point (Yes or No)	For piping, determine if there is an injection or mix point in the circuit.
Type of injection/mix point inspection	For piping circuits that contain an injection or mix point, determine whether not the inspection program is highly effective or not highly effective to detect local corrosion at these points.
Presence of a dead-leg (Yes or No)	For piping, determine if there is a dead-leg in the circuit.
Type of inspection for dead-leg corrosion	For piping circuits that contain a dead-leg, determine if the inspection program currently being used is highly effective or not highly effective to detect local corrosion in dead-legs has been performed.
Liner type	The type of internal liner or strip liner, if applicable. Liner types are provided in Table 4.7.
Liner installation date	The date the internal liner or strip liner was installed, if applicable.
Liner inspection date	The date of the last internal liner inspection, if applicable.
Liner condition	The condition of the liner, if applicable.
Liner online monitoring	The type of online monitoring for liner condition, if applicable.

Table 3.2 : Données requises pour la détermination du facteur de dommage par amincissement

Required Data	Comments
Insulation type	Type of insulation per Table 2.D.3.3 .
Driver	The drivers for external CUI corrosion. See 2.D.2.6.2 for driver descriptions and selection.
Corrosion rate, mpy (mm/y)	Corrosion rate for external CUI corrosion. Based on temperature, and driver (see below), or user input.
Coating installation date	The date the coating was installed.
Coating quality	Relates to the type of coating applied under the insulation, for example: None—no coating or primer only; Medium—single coat epoxy; High—multi-coat epoxy or filled epoxy.
Equipment design/fabrication penalty (Yes/No)	If the equipment has a design or fabrication detail that allows water to pool and increase metal loss rates, such as piping supported directly on beams, vessel external stiffener rings or insulation supports, or other such configuration that does not allow water egress and/or does not allow for proper coating maintenance, external metal loss can be more severe.
Complexity	The number of protrusions such as branch connections, nozzles, pipe supports, poorly designed insulation support rings, etc., and any design feature that would promote the retention and/or collection of moisture. The complexity is defined as follows: Below Average—penetrations in the insulation system do not exist; Average—some penetrations in the insulation systems, or the insulation system is slightly complex do to some appurtenances or multiple branches in a piping system; Above Average—many penetrations in the insulation systems, or the insulation system is very complex do to many appurtenances or multiple branches in a piping system.
Insulation condition? (Above Average, Average, or Below Average)	Determine the insulation condition based on external visual inspection of jacketing condition. Above Average insulation will show no signs of damage (i.e. punctured, torn, or missing waterproofing, and missing caulking) or standing water (i.e. brown, green, or black stains). Take careful note of areas where water can enter into the insulation system, such as inspection ports and areas where the insulation is penetrated (i.e. nozzles, ring supports, and clips). Horizontal areas also accumulate water. Average insulation condition will have good jacketing with some areas of failed waterproofing or small damaged areas. NOTE The corrosion rates for CUI represent average/typical insulation systems found in most plants. This should be considered when determining if any adjustment or penalty multipliers apply.
Pipe support penalty? (Yes/No)	If piping is supported directly on beams or other such configuration that does not allow for proper coating maintenance, CUI can be more severe.
Interface penalty? (Yes/No)	If the piping has an interface where it enters either soil or water, this area is subject to increased corrosion.

Table3.3 : Données requises pour la détermination du facteur de dommage — CUI

Required Data	Comments
Driver	The drivers for external corrosion. See 2.D.2.6.2 for driver descriptions and selection.
Corrosion rate, mpy (mm/yr)	Corrosion rate for external corrosion. Based on temperature, and driver, or user input.
Coating installation date	The date the coating was installed.
Coating quality	Relates to the type of coating applied, for example: None—no coating or primer only; Medium—single coat epoxy; High—multi-coat epoxy or filled epoxy.
Equipment design or fabrication allowing water to pool	If equipment has a design or fabrication detail that allows water to pool and increase metal loss rates, such as piping supported directly on beams, vessel external stiffening rings or insulation supports, or other such configuration that does not allow for water egress and/or does not allow for proper coating maintenance, external metal loss can be more severe.
Interface penalty (Yes/No)	If the piping has an interface where it enters either soil or water, this area is subject to increased corrosion.
Inspection effectiveness category	The effectiveness category that has been performed on the component.
Number of inspections	The number of inspections in each effectiveness category that have been performed.
Thickness reading	The thickness used for the DF calculation is either the furnished thickness or the measured thickness (see Part 2, Section 4.5.5).
Thickness reading date	The date at which the thickness measurement used in the calculation was obtained. If no acceptable inspection has been conducted, the installation date should be used.

Table 3.4 : Données requises pour la détermination du facteur de dommage — Corrosion externe

Screening Questions	Action
HCl Corrosion 1. Does the process contain HCl? 2. Is free water present in the process stream (including initial condensing condition)? 3. Is the pH < 7.0?	If Yes to all, proceed to Section 2.B.2
High-temperature Sulfidic/Naphthenic Acid Corrosion 1. Does the process contain oil with sulfur compounds? 2. Is the operating temperature > 400 °F (204 °C)?	If Yes to both, proceed to Section 2.B.3
High-temperature H₂S/H₂ Corrosion 1. Does the process contain H₂S and hydrogen? 2. Is the operating temperature > 400 °F (204 °C)?	If Yes to both, proceed to Section 2.B.4
Sulfuric Acid (H₂SO₄) Corrosion Does the process contain H₂SO₄?	If Yes, proceed to Section 2.B.5
HF Corrosion Does the process stream contain HF?	If Yes, proceed to Section 2.B.6
Sour Water Corrosion Is free water with H₂S present?	If Yes, proceed to Section 2.B.7
Amine Corrosion Is equipment exposed to acid gas treating amines [monoethanolamine (MEA), diethanolamine (DEA), diisopropanolamine (DIPA), or methyldiethanolamine (MDEA)]?	If Yes, proceed to Section 2.B.8
High-temperature Oxidation 1. Is the temperature ≥ 900 °F (482 °C)? 2. Is there oxygen present?	If Yes to both, proceed to Section 2.B.9
Acid Sour Water 1. Is free water with H₂S present and pH < 7.0? 2. Does the process contain < 50 ppm chlorides?	If Yes to both, proceed to Section 2.B.10
Cooling Water Is equipment in cooling water service?	If Yes, proceed to Section 2.B.11
Soil-side corrosion 1. Is equipment in contact with soil (buried or partially buried)? 2. Is the material of construction carbon steel?	If Yes to both, proceed to Section 2.B.12
CO₂ Corrosion 1. Is free water with CO₂ present (including consideration for dew point condensation)? 2. Is the material of construction carbon steel or < 13 % Cr?	If Yes to both, proceed to Section 2.B.13
AST Bottom Is the equipment item an AST tank bottom?	If Yes, proceed to Section 2.B.14

Table 3.5 : Questions de présélection pour le calcul du taux de corrosion

Screening Questions	Action
ACSCC Cracking 1. Carbon or low-alloy steel? 2. Is free water present in the process stream (including initial condensing condition)? 3. Is the pH > 7.5?	If Yes to all, proceed to Section 2.C.2
Amine Cracking 1. Carbon or low-alloy steel? 2. Is the operating temperature > 100 °F (51 °C)? 3. Is equipment exposed to acid gas treating amines (MEA, DEA, DIPA, or MDEA)?	If Yes to all, proceed to Section 2.C.3
Caustic SCC 1. Carbon or low-alloy steel? 2. Process containing caustic? 3. Is the operating temperature > 100 °F (51 °C)?	If Yes to all, proceed to Section 2.C.4
CISCC 1. Austenitic stainless steel or nickel-based alloy? 2. Is free water present containing chlorides in the process stream (including initial condensing condition)? 3. Temperature between 75 °F (23.90 °C) and 345 °F (173.90 °C) and a pH > 2.5 and < 10.5?	If Yes to all, proceed to Section 2.C.5
Hydrofluoric Acid—HIC/SOHIC-HF 1. Carbon or low-alloy steel? 2. Process containing HF?	If Yes to both, proceed to Section 2.C.6
Hydrofluoric Acid—HSC 1. Carbon or low-alloy steel? 2. Process containing HF?	If Yes to both, proceed to Section 2.C.7
PASCC 1. Austenitic stainless steel or nickel-based alloy? 2. Process exposed to sulfur bearing compounds?	If Yes to both, proceed to Section 2.C.8
Wet H₂S—HIC/SOHIC-H₂S 1. Carbon or low-alloy steel? 2. Process containing H ₂ S? 3. Pressure > 0.05 psia (0.3 MPa)? 4. Is free water present (including consideration for dew point condensation)?	If Yes to all, proceed to Section 2.C.9
Wet H₂S—Sulfide Stress Cracking (SSC) 1. Carbon or low-alloy steel? 2. Process containing H ₂ S? 3. Pressure > 0.05 psia (0.3 MPa)? 4. Is free water present (including consideration for dew point condensation)?	If Yes to all, proceed to Section 2.C.10

Table 3.6 : Questions de présélection pour le facteur de dommage par fissuration sous contrainte (SCC)

Screening Questions	Action
External Corrosion—Ferritic Component 1. Carbon or low-alloy steel? 2. Is the operating temperature between 10 °F and 250 °F (–12 °C to 121 °C)? 3. Is component uninsulated?	If Yes to all, proceed to Section 2.D.2
Corrosion Under Insulation (CUI)—Ferritic Component 1. Carbon or low-alloy steel? 2. Is the operating temperature between 10 °F and 350 °F (–12 °C to 177 °C)? 3. Is component insulated?	If Yes to all, proceed to Section 2.D.3
External Chloride SCC (ExtCISCC)—Austenitic Component 1. Austenitic stainless steel? 2. Is component uninsulated? 3. Is the operating temperature between 120 °F and 300 °F (50 °C to 150 °C)?	If Yes to all, proceed to Section 2.D.4
External CUI Chloride SCC (CUI CISCC)—Austenitic Component 1. Austenitic stainless steel? 2. Is component insulated? 3. Is the operating temperature between 120 °F and 300 °F (50 °C to 150 °C)?	If Yes to all, proceed to Section 2.D.5

Table 3.7 : Questions de présélection pour les dommages externes

Screening Questions	Action
HTHA 1. Carbon steel, C- $\frac{1}{2}$ Mo, or a Cr-Mo low-alloy steel (such as $\frac{1}{2}$ Cr- $\frac{1}{2}$ Mo, 1 Cr- $\frac{1}{2}$ Mo, $1\frac{1}{4}$ Cr- $\frac{1}{2}$ Mo, $2\frac{1}{4}$ Cr-1 Mo, 3Cr-1 Mo, 5Cr- $\frac{1}{2}$ Mo, 7Cr-1 Mo, and 9Cr-1 Mo)? 2. Operating temperature > 350 °F (177 °C)? 3. Operating hydrogen partial pressure > 50 psia (0.345 MPa)?	If Yes to all, proceed to Section 2.E.2
Brittle Fracture 1. Carbon or low-alloy steel? 2. Minimum design metal temperature or minimum allowable temperature is unknown or below operating or upset temperature?	If Yes to both, proceed to Section 2.E.3
Low-alloy Steel Embrittlement 1. 1Cr-0.5Mo, 1.25Cr-0.5Mo, 2.25Cr-1Mo, or 3Cr-1 Mo low-alloy steel? 2. Operating temperature between 650 °F and 1070 °F (343 °C and 577 °C)?	If Yes to both, proceed to Section 2.E.4
885 °F Embrittlement 1. High chromium (> 12 % Cr) ferritic steel? 2. Operating temperature between 700 °F and 1050 °F (371° C and 566 °C)?	If Yes to both, proceed to Section 2.E.5
Sigma Phase Embrittlement 1. Austenitic stainless steel? 2. Operating temperature between 1100 °F and 1700 °F (593 °C and 927 °C)?	If Yes to both, proceed to Section 2.E.6
Mechanical Fatigue (Piping) 1. Component piping? 2. History of fatigue failures, visible/audible shaking or a source of cyclic vibration (continuous or intermittent) within approximately 50 ft (15.24 m) that is connected (directly or indirectly via structure)?	If Yes to both, proceed to Section 2.E.7

Table 3.8 : Questions de présélection pour les dommages mécaniques et métallurgiques

Equipment Type	Component Type	GFF as a Function of Hole Size (failures/yr)				gff_{total} (failures/yr)
		Small	Medium	Large	Rupture	
Compressor	COMPC	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	0	3.00E-05
Compressor	COMPR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat exchanger	HEXSS, HEXTS	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-1, PIPE-2	2.80E-05	0	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-4, PIPE-6	8.00E-06	2.00E-05	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-8, PIPE-10, PIPE-12, PIPE-16, PIPEGT16	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMP2S, PUMPR, PUMP1S	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Tank620	TANKBOTTOM	7.20E-04	0	0	2.00E-06	7.22E-04
Tank620	TANKBOTEDGE	7.20E-04	0	0	2.00E-06	7.22E-04
Tank620	COURSE-1-10	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	TANKBOTTOM	7.20E-04	0	0	2.00E-06	7.22E-04
Tank650	TANKBOTEDGE	7.20E-04	0	0	2.00E-06	7.22E-04
Tank650	COURSE-1-10	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
FinFan	FINFAN TUBES, FINFAN HEADER	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel	KODRUM, COLBTM, FILTER, DRUM, REACTOR, COLTOP, COLMID	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05

Table 3.9 : Facteurs de forme génériques suggérés pour différents composants

Inspection Category	Inspection Effectiveness Category	Intrusive Inspection Example ^{1, 2, 3, 4}	Nonintrusive Inspection Example ^{1, 2, 3, 4}
A	Highly Effective	Components with and Without Cladding For the total surface area: > 50 % VT (partial internals removed) AND > 50 % of the spot ultrasonic thickness measurements Components with Internal Liners For the total surface area: 100 % VT AND 100 % holiday test AND 100 % UT or magnetic tester for disbonding for bonded liners	Components with and Without Cladding For the total surface area: 100 % UT/RT of CMLs OR For selected areas: 10 % UT scanning OR 10 % profile radiography Components with Internal Liners No inspection techniques are yet available to meet the requirements for an "A" level inspection
B	Usually Effective	Components with and Without Cladding For the total surface area: > 25 % VT AND > 25 % of the spot ultrasonic thickness measurements Components with Internal Liners For the total surface area: > 65 % VT AND > 65 % holiday test AND > 65 % UT or magnetic tester for disbonding for bonded liners	Components with and Without Cladding For the total surface area: > 75 % spot UT OR > 5 % UT scanning, automated or manual OR > 5 % profile radiography of the selected area(s) Components with Internal Liners For the total surface area: 100 % automated or manual ultrasonic scanning

Table 3.11 : Niveau de l'efficacité de l'inspection –Amincissement Général

Inspection Category	Inspection Effectiveness Category	Intrusive Inspection Example ^{1, 2, 3, 4}	Nonintrusive Inspection Example ^{1, 2, 3, 4}
C	Fairly Effective	Components with and Without Cladding For the total surface area: > 5 % VT AND > 5 % of the spot ultrasonic thickness measurements Components with Internal Liners For the total surface area: > 35 % VT OR > 35 % holiday test OR > 35 % UT or magnetic tester for disbonding for bonded liners	Components with and Without Cladding For the total surface area: > 50 % spot UT or random UT scans (automated or manual) OR random profile radiography of the selected area(s) Components with Internal Liners For the total surface area: > 65 % automated or manual ultrasonic scanning
D	Poorly Effective	Components with and Without Cladding For the total surface area: < 5 % VT without thickness measurements Components with Internal Liners For the total surface area: > 5 % VT OR > 5 % holiday test OR > 5 % UT or magnetic tester for disbonding for bonded liners	Components with and Without Cladding For the total surface area: > 25 % spot UT Components with Internal Liners For the total surface area: > 35 % automated or manual ultrasonic scanning
E	Ineffective	Components with and Without Cladding Ineffective inspection technique/plan was utilized Components with Internal Liners Ineffective inspection technique/plan was utilized	Components with and Without Cladding Ineffective inspection technique/plan was utilized Components with Internal Liners Ineffective inspection technique/plan was utilized

Table 3.11 : Niveau de l'efficacité de l'inspection –Amincissement Général 2

Damage State	Low Confidence Data	Medium Confidence Data	High Confidence Data
Pr_{p1}^{Thin}	0.5	0.7	0.8
Pr_{p2}^{Thin}	0.3	0.2	0.15
Pr_{p3}^{Thin}	0.2	0.1	0.05

Table 3.12 : Probabilité a priori associée aux taux de corrosion par amincissement

Conditional Probability of Inspection	E—None or Ineffective	D—Poorly Effective	C—Fairly Effective	B—Usually Effective	A—Highly Effective
Co_{p1}^{Thin}	0.33	0.4	0.5	0.7	0.9
Co_{p2}^{Thin}	0.33	0.33	0.3	0.2	0.09
Co_{p3}^{Thin}	0.33	0.27	0.2	0.1	0.01

Table 3.13 : Probabilité conditionnelle selon l'efficacité de l'inspection

Qualitative Condition	Description	Adjustment Multiplier, F_{LC}
Poor	The lining has either had previous failures or exhibits conditions, such as distortions, thinning, cracks, or seepage that may lead to failure in the near future. Repairs to previous failures are not successful or are of poor quality.	10
Average	The lining is not showing signs of excessive attack by any damage mechanisms. Local repairs may have been performed, but they are of good quality and have successfully corrected the lining condition.	2
Good	The lining is in "like new" condition with no signs of attack by any damage mechanisms. There has been no need for any repairs to the lining.	1

Table 3.14 : Facteur d'ajustement selon l'état du revêtement intérieur

Liner Type	Lining Resistance	Expected Age
Cladding	Based on corrosion review and cladding corrosion rate assigned. Subject to failure by corrosion.	Calculated based on thickness and corrosion rate of cladding/weld overly
Alloy strip liner	Subject to failure at seams, particularly on flange faces in high pressure applications. Also subject to failure at areas where plug-welding was used to secure to pressure boundary.	5 to 15 years
Organic coating—low-quality immersion grade coating (spray applied, to 40 mils)	Limited life	1 to 3 years
Organic coating—medium-quality immersion grade coating (filled, trowel applied, to 80 mils)	Limited life	3 to 5 years
Organic coating—high-quality immersion grade coating (reinforced, trowel applied, ≥ 80 mils)	Limited life	5 to 10 years
Thermal resistance service: castable refractory plastic refractory refractory brick ceramic fiber refractory refractory/alloy combination	Subject to occasional spalling or collapse	1 to 5 years
Thermal resistance service: castable refractory ceramic tile	Limited life in highly abrasive service	1 to 5 years
Glass liners	Complete protection, subject to failure due to thermal or mechanical shock	5 to 10 years
Acid brick	Partial protection. The brick provides thermal protection but is not intended to keep the fluid away from the base material.	10 to 20 years

Table 3.15 : Types de revêtements internes

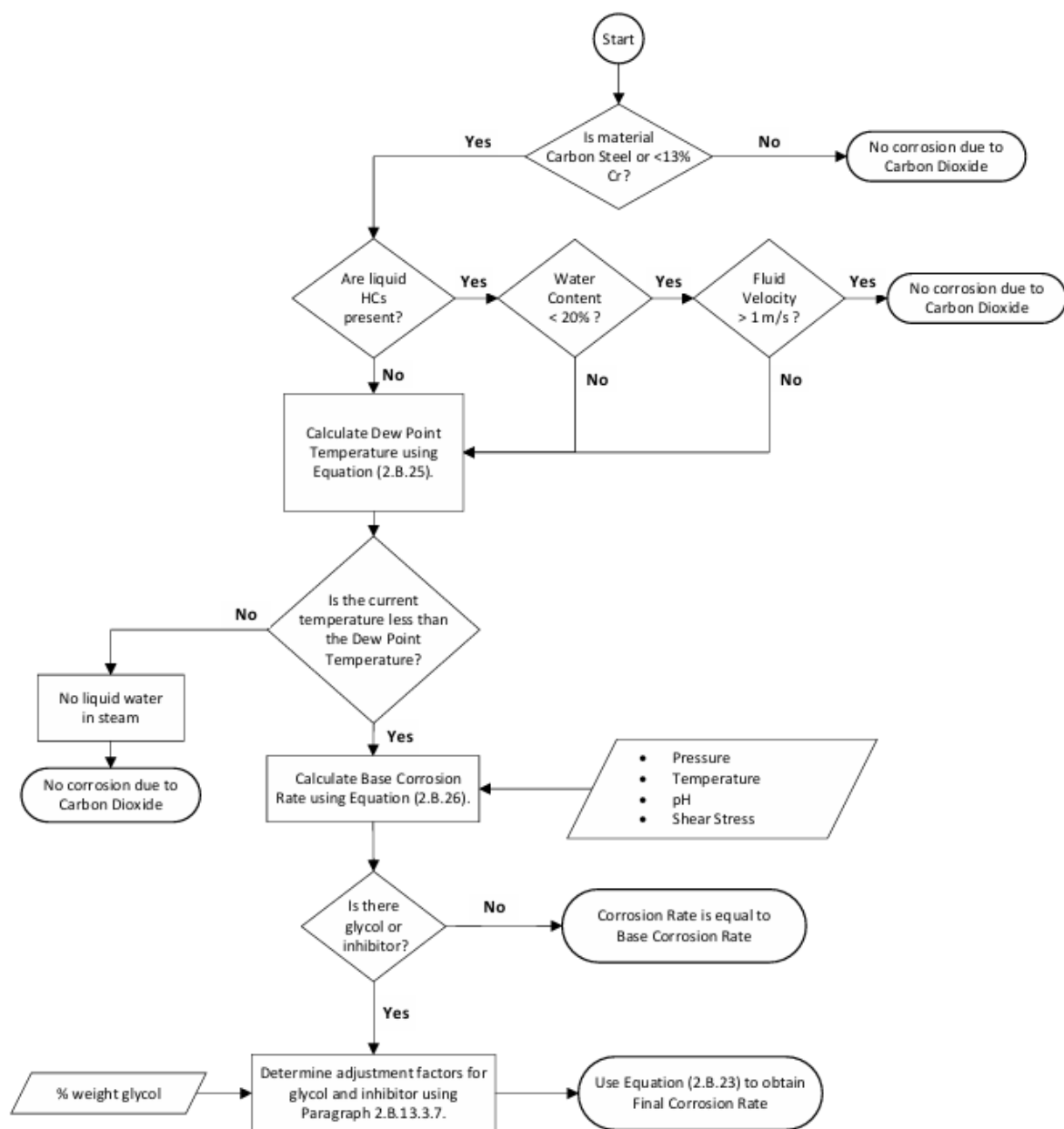


Table 3.16 : Corrosion par CO₂ — Détermination du taux de corrosion

Thinning Mechanism	Adjustment Factors as a Function of Online Monitoring, F_{OM}		
	Key Process Variable	Electrical Resistance Probes ^c	Corrosion Coupons ^c
Hydrochloric acid (HCl) corrosion	10 (20 if in conjunction with probes)	10	2
High-temperature sulfidic/naphthenic acid corrosion	10	10	2
High-temperature H ₂ S/H ₂ corrosion	1	10	1
Sulfuric acid (H ₂ S/H ₂) corrosion Low velocity ≤ 3 ft/s for CS ≤ 5 ft/s for SS ≤ 7 ft/s for higher alloys High velocity > 3 ft/s for CS > 5 ft/s for SS > 7 ft/s for higher alloys	20	10	2
	10 (20 if in conjunction with probes)	10	1
HF corrosion	10	1	1
Sour water corrosion Low velocity ≤ 20 ft/s High velocity > 20 ft/s	20	10	2
	10	2	2
Amine Low velocity High velocity	20	10	2
	10	10	1
Other corrosion mechanism	1	1	1

Table 3.17 : Facteurs d'ajustement en fonction de la surveillance en continu

Operating Temperature (°C)	Corrosion Rate as a Function of Driver ¹ (mm/y)			
	Severe	Moderate	Mild	Dry
-12	0	0	0	0
-8	0.076	0.025	0	0
6	0.254	0.127	0.076	0.025
32	0.254	0.127	0.076	0.025
71	0.254	0.127	0.051	0.025
107	0.051	0.025	0	0
121	0	0	0	0

Table 3.18 : Taux de corrosion pour le calcul du facteur de dommage — Corrosion externe

Inspection Category	Inspection Effectiveness Category	Inspection (see Note)
A	Highly Effective	VT of > 95 % of the exposed surface area with follow-up by UT, RT, or pit gauge as required
B	Usually Effective	VT of > 60 % of the exposed surface area with follow-up by UT, RT, or pit gauge as required
C	Fairly Effective	VT of > 30 % of the exposed surface area with follow-up by UT, RT, or pit gauge as required
D	Poorly Effective	VT of > 5 % of the exposed surface area with follow-up by UT, RT, or pit gauge as required
E	Ineffective	Ineffective inspection technique/plan was utilized
NOTE Inspection quality is high.		

Table 3.19 : Niveau d'Efficacité de l'Inspection pour la Corrosion Externe

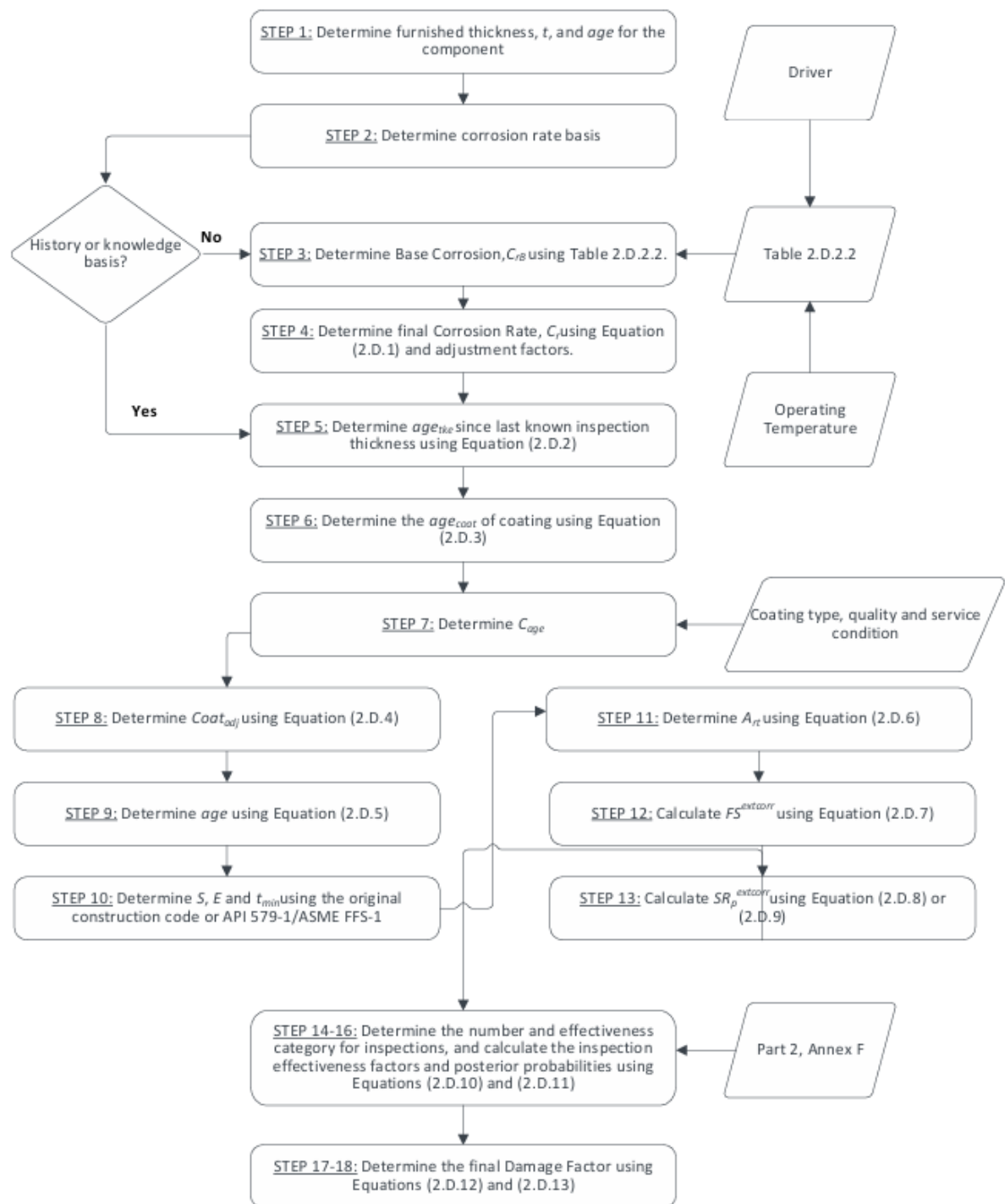


Table 3.20 : Les étapes de détermination du facteur de dommage (DF) dû à la corrosion externe

Operating Temperature (°C)	Corrosion Rate as a Function of Driver ¹ (mm/y)			
	Severe	Moderate	Mild	Dry
-12	0	0	0	0
-8	0.076	0.025	0	0
6	0.254	0.127	0.076	0.025
32	0.254	0.127	0.076	0.025
71	0.508	0.254	0.127	0.051
107	0.254	0.127	0.025	0.025
135	0.254	0.051	0.025	0
162	0.127	0.025	0	0
176	0	0	0	0

Table 3.21 : Taux de corrosion pour le calcul du facteur de CUI

Insulation Type	Adjustment Factor, F_{INS}
Unknown/unspecified	1.5
Asbestos	1.5
Cellular glass	0.75
Expanded perlite ²	1.0
Fiberglass	1.25
Type E fiberglass ²	1.25
Mineral wool	1.5
Mineral wool (water resistant)	1.25
Calcium silicate ²	1.25
Flexible aerogel ²	1.25
Microporous blanket	1.0
Intumescent coating	0.75
Cementitious coating	1.0

Table 3.22 : Facteur d'ajustement du taux de corrosion selon le type d'isolation

Inspection Category	Inspection Effectiveness Category	Insulation Removed ^{1, 2, 3, 4}	Insulation Not Removed ^{1, 2, 3, 4}
A	Highly Effective	For the total surface area: 100 % external VT prior to removal of insulation AND Remove 100 % of the insulation for damaged or suspected areas AND 100 % VT of the exposed surface area with UT, RT, or pit gauge follow-up of the selected corroded areas	For the total surface area: 100 % external VT AND 100 % profile or real-time radiography of damaged or suspect area AND Follow-up of corroded areas with 100 % VT of the exposed surface with UT, RT, or pit gauge
B	Usually Effective	For the total surface area: 100 % external VT prior to removal of insulation AND Remove > 50 % of suspect areas AND Follow-up of corroded areas with 100 % VT of the exposed surface area with UT, RT, or pit gauge	For the total surface area: 100 % external VT AND Follow-up with profile or real-time radiography of > 65 % of suspect areas AND Follow-up of corroded areas with 100 % VT of the exposed surface with UT, RT, or pit gauge
C	Fairly Effective	For the total surface area: 100 % external VT prior to removal of insulation AND Remove > 25 % of suspect areas AND Follow-up of corroded areas with 100 % VT of the exposed surface area with UT, RT, or pit gauge	For the total surface area: 100 % external VT AND Follow-up with profile or real-time radiography of > 35 % of suspect areas AND Follow-up of corroded areas with 100 % VT of the exposed surface with UT, RT, or pit gauge
D	Poorly Effective	For the total surface area: 100 % external VT prior to removal of insulation AND Remove > 5 % of total surface area of insulation including suspect areas AND Follow-up of corroded areas with 100 % VT of the exposed surface area with UT, RT, or pit gauge	For the total surface area: 100 % external VT AND Follow-up with profile or real-time radiography of > 5 % of total surface area of insulation including suspect areas AND Follow-up of corroded areas with 100 % VT of the exposed surface with UT, RT, or pit gauge
E	Ineffective	Ineffective inspection technique/plan was utilized	Ineffective inspection technique/plan was utilized

Table 3.23 : Niveau d'Efficacité de l'Inspection pour la CUI

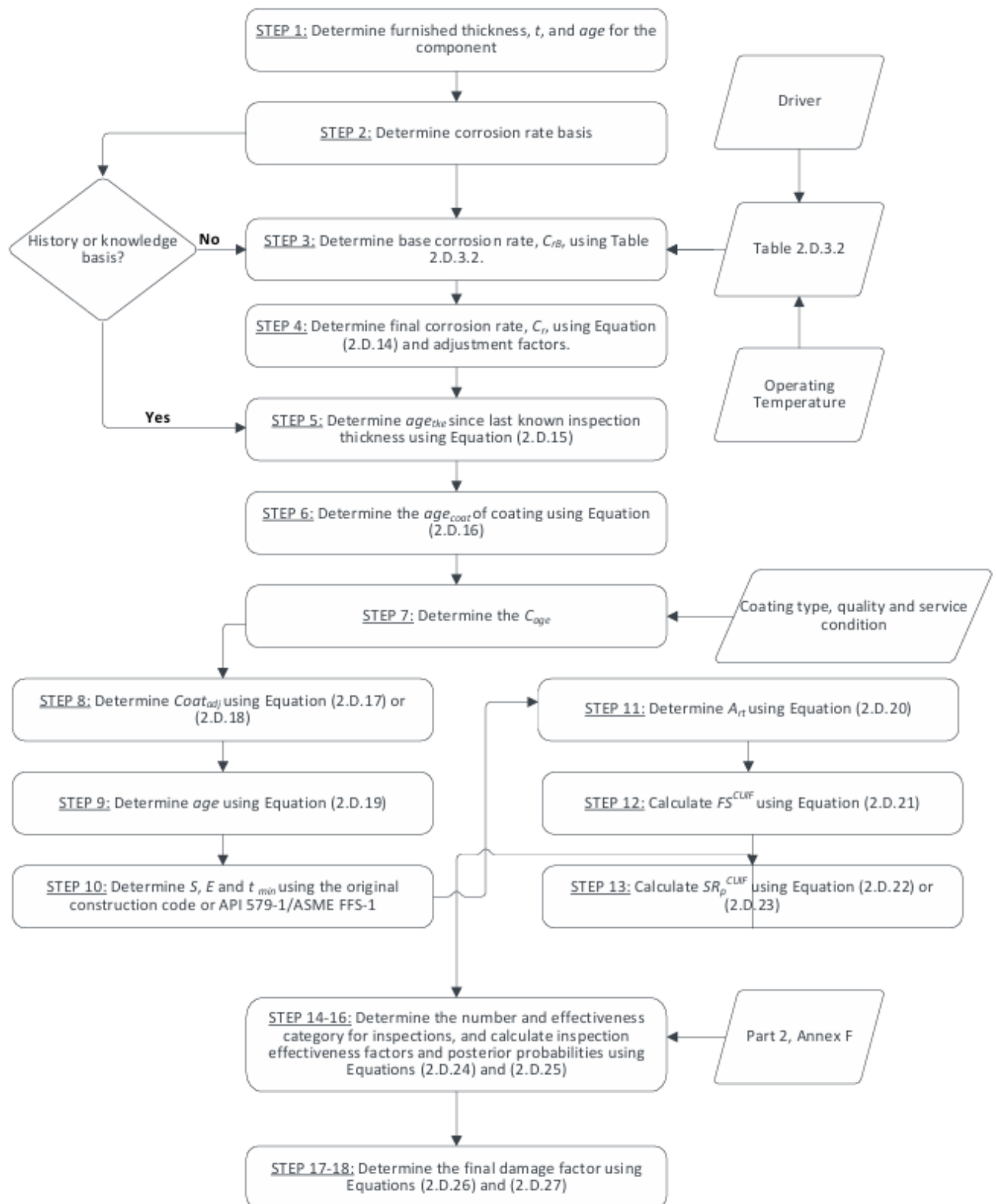


Table 3.24 : Les étapes de détermination du facteur de dommage dû à la CUI

Representative Fluid	Fluid Type (see Section 4.1.5)	Examples of Applicable Materials
C ₁ –C ₂	Type 0	Methane, ethane, ethylene, liquefied natural gas (LNG), fuel gas
C ₃ –C ₄	Type 0	Propane, butane, isobutane, liquefied petroleum gas (LPG)
C ₅	Type 0	Pentane
C ₆ –C ₈	Type 0	Gasoline, naphtha, light straight run, heptane
C ₉ –C ₁₂	Type 0	Diesel, kerosene
C ₁₃ –C ₁₆	Type 0	Jet fuel, kerosene, atmospheric gas oil
C ₁₇ –C ₂₅	Type 0	Gas oil, typical crude
C ₂₅ +	Type 0	Residuum, heavy crude, lube oil, seal oil
H ₂	Type 0	Hydrogen
H ₂ S	Type 0	Hydrogen sulfide
HF	Type 0	Hydrogen fluoride
HCl	Type 0	Hydrochloric acid
Water	Type 0	Water
Steam	Type 0	Steam
Acid	Type 0	Acid, caustic
Aromatics	Type 1	Benzene, toluene, xylene, cumene
AlCl ₃	Type 0	Aluminum chloride
Pyrophoric	Type 0	Pyrophoric materials
Ammonia	Type 0	Ammonia
Chlorine	Type 0	Chlorine
CO	Type 1	Carbon monoxide
DEE	Type 1 (see Note 2)	Diethyl ether
HCl	Type 0 (see Note 1)	Hydrogen chloride
Nitric acid	Type 0 (see Note 1)	Nitric acid
NO ₂	Type 0 (see Note 1)	Nitrogen dioxide
Phosgene	Type 0	Phosgene
TDI	Type 0 (see Note 1)	Toluene diisocyanate
Methanol	Type 1	Methanol
PO	Type 1	Propylene oxide
Styrene	Type 1	Styrene
EEA	Type 1	Ethylene glycol monoethyl ether acetate
EE	Type 1	Ethylene glycol monoethyl ether
EG	Type 1	Ethylene glycol
EO	Type 1	Ethylene oxide
NOTE 1 HCl, nitric acid, NO ₂ , and TDI are Type 1 toxic fluids.		
NOTE 2 DEE is a Type 0 toxic fluid.		

Table 3.25 : Liste des fluides représentatifs disponibles pour l'analyse de conséquence de niveau 1

Fluid	MW	Liquid Density (kg/m ³)	NBP (°C)	Ambient State	Ideal Gas Specific Heat Eq.	C _p					AIT (°C)
						Ideal Gas Constant <i>A</i>	Ideal Gas Constant <i>B</i>	Ideal Gas Constant <i>C</i>	Ideal Gas Constant <i>D</i>	Ideal Gas Constant <i>E</i>	
C ₁ -C ₂	23	250.512	-125	Gas	Note 1	12.3	1.15E-01	-2.87E-05	-1.30E-09	N/A	558
C ₃ -C ₄	51	538.379	-21	Gas	Note 1	2.632	0.3188	-1.35E-04	1.47E-08	N/A	369
C ₅	72	625.199	36	Liquid	Note 1	-3.626	0.4873	-2.60E-04	5.30E-08	N/A	284
C ₆ -C ₈	100	684.018	99	Liquid	Note 1	-5.146	6.76E-01	-3.65E-04	7.66E-08	N/A	223
C ₉ -C ₁₂	149	734.012	184	Liquid	Note 1	-8.5	1.01E+00	-5.56E-04	1.18E-07	N/A	208
C ₁₃ -C ₁₆	205	764.527	261	Liquid	Note 1	-11.7	1.39E+00	-7.72E-04	1.67E-07	N/A	202
C ₁₇ -C ₂₅	280	775.019	344	Liquid	Note 1	-22.4	1.94E+00	-1.12E-03	-2.53E-07	N/A	202
C ₂₅₊	422	900.026	527	Liquid	Note 1	-22.4	1.94E+00	-1.12E-03	-2.53E-07	N/A	202
Pyrophoric	149	734.012	184	Liquid	Note 1	-8.5	1.01E+00	-5.56E-04	1.18E-07	N/A	Note 4
Aromatic	104	683.986	145	Liquid	Note 2	8.93E+04	2.15E+05	7.72E+02	9.99E+04	2.44E+03	490
Styrene	104	683.986	145	Liquid	Note 2	8.93E+04	2.15E+05	7.72E+02	9.99E+04	2.44E+03	490
Water	18	997.947	100	Liquid	Note 3	2.76E+05	-2.09E+03	8.125	-1.41E-02	9.37E-06	N/A
Steam	18	997.947	100	Gas	Note 2	3.34E+04	2.68E+04	2.61E+03	8.90E+03	1.17E+03	N/A
Acid/caustic-LP	18	997.947	100	Liquid	Note 3	2.76E+05	-2.09E+03	8.125	-1.41E-02	9.37E-06	N/A
Acid/caustic-MP	18	997.947	100	Liquid	Note 3	2.76E+05	-2.09E+03	8.125	-1.41E-02	9.37E-06	N/A
Acid/caustic-HP	18	997.947	100	Liquid	Note 3	2.76E+05	-2.09E+03	8.125	-1.41E-02	9.37E-06	N/A
Methanol	32	800.920	65	Liquid	Note 2	3.93E+04	8.79E+04	1.92E+03	5.37E+04	8.97E+02	464
Anhydrous ammonia	17.03	0.769	-33.34	Gas	Note 1	27.26	2.31E-04	2.24E-07	2.17E-10	5.41E-14	N/A
H ₂	2	71.010	-253	Gas	Note 1	27.1	9.27E-03	-1.38E-05	7.65E-09	N/A	400
H ₂ S	34	993.029	-59	Gas	Note 1	31.9	1.44E-03	2.43E-05	-1.18E-08	N/A	260
HF	20	967.031	20	Gas	Note 1	29.1	6.61E-04	-2.03E-06	2.50E-09	N/A	17760
HCl	36	1185.362	-85	Gas	—	—	—	—	—	—	N/A
CO	28	800.920	-191	Gas	Note 2	2.91E+04	8.77E+03	3.09E+03	8.46E+03	1.54E+03	609
DEE	74	720.828	35	Liquid	Note 2	8.62E+04	2.55E+05	1.54E+03	1.44E+05	-6.89E+02	160
Nitric acid	63	1521.749	121	Liquid	—	—	—	—	—	—	N/A
AlCl ₃	133.5	2434.798	194	Powder	Note 1	6.49E+01	8.74E+01	1.82E-02	-4.65E-04	N/A	558
NO ₂	90	929.068	135	Liquid	—	—	—	—	—	—	N/A
Phosgene	99	1377.583	83	Liquid	—	—	—	—	—	—	N/A
TDI	174	1217.399	251	Liquid	—	—	—	—	—	—	620

Table 3.26 : Propriétés des fluides représentatifs utilisés dans l'analyse de conséquence de niveau 1

Phase of Fluid at Normal Operating (Storage) Conditions	Phase of Fluid at Ambient (After Release) Conditions	Determination of Final Phase for Consequence Calculation
Gas	Gas	Model as gas
Gas	Liquid	Model as gas
Liquid	Gas	Model as gas <i>unless</i> the fluid boiling point at ambient conditions is greater than 80 °F, then model as a liquid
Liquid	Liquid	Model as liquid

Table 3.27 : Lignes directrices de niveau 1 pour déterminer la phase d'un fluide

Release Hole Number	Release Hole Size	Range of Hole Diameters (mm)	Release Hole Diameter, d_n (mm)
1	Small	0 to 6.4	$d_1 = 6.4$
2	Medium	> 6.4 to 51	$d_2 = 25$ $d_2 = \min[D, 25]$
3	Large	> 51 to 152	$d_3 = 102$ $d_3 = \min[D, 102]$
4	Rupture	> 152	$d_4 = \min[D, 406]$

Table 3.28 : Dimensions des orifices de fuite et surfaces utilisées dans les analyses de conséquences de niveau 1

Type of Detection System	Detection Classification
Instrumentation designed specifically to detect material losses by changes in operating conditions (i.e. loss of pressure or flow) in the system.	A
Suitably located detectors to determine when the material is present outside the pressure-containing envelope.	B
Visual detection, cameras, or detectors with marginal coverage.	C
Type of Isolation System	Isolation Classification
Isolation or shutdown systems activated directly from process instrumentation or detectors, with no operator intervention.	A
Isolation or shutdown systems activated by operators in the control room or other suitable locations remote from the leak.	B
Isolation dependent on manually operated valves.	C

Table 3.29 : Guide d'évaluation des systèmes de détection et d'isolement

System Classifications		Release Magnitude Adjustment	Reduction Factor, $fact_{di}$
Detection	Isolation		
A	A	Reduce release rate or mass by 25 %	0.25
A	B	Reduce release rate or mass by 20 %	0.20
A or B	C	Reduce release rate or mass by 10 %	0.10
B	B	Reduce release rate or mass by 15 %	0.15
C	C	No adjustment to release rate or mass	0.00

Table 3.30 : Ajustements des rejets en fonction des systèmes de détection et d'isolement

Detection System Rating	Isolation System Rating	Maximum Leak Duration, ld_{max}
A	A	20 minutes for < 6.4 mm leaks 10 minutes for $d_2 = 6.4 > D \leq 25$ mm leaks 5 minutes for $d_3 = 25 > D \leq 102$ mm leaks 60 minutes for $d_4 = D \geq 102$ mm leaks
A	B	30 minutes for < 6.4 mm leaks 20 minutes for $d_2 = 6.4 > D \leq 25$ mm leaks 10 minutes for $d_3 = 25 > D \leq 102$ mm leaks 60 minutes for $d_4 = D \geq 102$ mm leaks
A	C	40 minutes for < 6.4 mm leaks 30 minutes for $d_2 = 6.4 > D \leq 25$ mm leaks 20 minutes for $d_3 = 25 > D \leq 102$ mm leaks 60 minutes for $d_4 = D \geq 102$ mm leaks
B	A or B	40 minutes for < 6.4 mm leaks 30 minutes for $d_2 = 6.4 > D \leq 25$ mm leaks 20 minutes for $d_3 = 25 > D \leq 102$ mm leaks 60 minutes for $d_4 = D \geq 102$ mm leaks
B	C	1 hour for < 6.4 mm leaks 30 minutes for $d_2 = 6.4 > D \leq 25$ mm leaks 20 minutes for $d_3 = 25 > D \leq 102$ mm leaks 60 minutes for $d_4 = D \geq 102$ mm leaks
C	A, B, or C	1 hour for < 6.4 mm leaks 40 minutes for $d_2 = 6.4 > D \leq 25$ mm leaks 20 minutes for $d_3 = 25 > D \leq 102$ mm leaks 60 minutes for $d_4 = D \geq 102$ mm leaks

Table 3.31 : Durées de fuite en fonction des systèmes de détection et d'isolement

Fluid	Fluid Type	Continuous Releases Constants								Instantaneous Releases Constants							
		Autoignition Not Likely (AINL-CONT)				Autoignition Likely (AIL-CONT)				Autoignition Not Likely (AINL-INST)				Autoignition Likely (AIL-INST)			
		Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid	
		<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>
C ₁ -C ₂	Type 0	8.669	0.98			55.13	0.95			6.469	0.67			163.7	0.62		
C ₃ -C ₄	Type 0	10.13	1.00			64.23	1.00			4.590	0.72			79.94	0.63		
C ₅	Type 0	5.115	0.99	100.6	0.89	62.41	1.00			2.214	0.73	0.271	0.85	41.38	0.61		
C ₆ -C ₈	Type 0	5.846	0.98	34.17	0.89	63.98	1.00	103.4	0.95	2.188	0.66	0.749	0.78	41.49	0.61	8.180	0.55
C ₉ -C ₁₂	Type 0	2.419	0.98	24.60	0.90	76.98	0.95	110.3	0.95	1.111	0.66	0.559	0.76	42.28	0.61	0.848	0.53
C ₁₃ -C ₁₆	Type 0			12.11	0.90			196.7	0.92			0.086	0.88			1.714	0.88
C ₁₇ -C ₂₅	Type 0			3.785	0.90			165.5	0.92			0.021	0.91			1.068	0.91
C ₂₅₊	Type 0			2.098	0.91			103.0	0.90			0.006	0.99			0.284	0.99
Pyrophoric	Type 1	2.419	0.98	24.60	0.90	76.98	0.95	110.3	0.95	1.111	0.66	0.559	0.76	42.28	0.61	0.848	0.53
Aromatics	Type 1	3.952	1.097	21.10	0	80.11	1.055			1.804	0.667	14.36	0	83.68	0.713	143.6	0
Styrene	Type 1	3.952	1.097	21.10	0	80.11	1.055			1.804	0.667	14.36	0	83.68	0.713	143.6	01.00
Water	Type 0																
Steam	Type 0																
Acid/caustic-LP	Type 0																
Acid/caustic-MP	Type 0																
Acid/caustic-HP	Type 0																
Methanol	Type 1	0.005	0.909	340.4	0.934					4.425	0.667	0.363	0.900				
H ₂	Type 0	13.13	0.992			86.02	1.00			9.605	0.657			216.5	0.618		
H ₂ S	Type 0	6.554	1.00			38.11	0.89			22.63	0.63			53.72	0.61		
HF	Type 0																
CO	Type 1	0.040	1.752							10.97	0.667						
DEE	Type 1	9.072	1.134	164.2	1.106	67.42	1.033	976.0	0.649	24.51	0.667	0.981	0.919			1.090	0.919
PO	Type 1	3.277	1.114	257.0	0.960					10.32	0.667	0.629	0.869				
EEA	Type 1	0	1.035	23.96	0					1.261	0.667	14.13	0				
EE	Type 1	2.595	1.005	35.45	0					6.119	0.667	14.79	0				
EG	Type 1	1.548	0.973	22.12	0					1.027	0.667	14.13	0				
EO	Type 1	6.712	1.069							21.46	0.667						

Table 3.32 Constantes des équations de conséquences d'inflammabilité – dommages aux composants

Fluid	Fluid Type	Continuous Releases Constants								Instantaneous Releases Constants							
		Autoignition Not Likely (AINL-CONT)				Autoignition Likely (AIL-CONT)				Autoignition Not Likely (AINL-INST)				Autoignition Likely (AIL-INST)			
		Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid	
		<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>
C ₁ -C ₂	Type 0	21.83	0.96			143.2	0.92			12.46	0.67			473.9	0.63		
C ₃ -C ₄	Type 0	25.64	1.00			171.4	1.00			9.702	0.75			270.4	0.63		
C ₅	Type 0	12.71	1.00	290.1	0.89	166.1	1.00			4.820	0.76	0.790	0.85	146.7	0.63		
C ₆ -C ₈	Type 0	13.49	0.96	96.88	0.89	169.7	1.00	252.8	0.92	4.216	0.67	2.186	0.78	147.2	0.63	31.89	0.54
C ₉ -C ₁₂	Type 0	5.755	0.96	70.03	0.89	188.6	0.92	269.4	0.92	2.035	0.66	1.609	0.76	151.0	0.63	2.847	0.54
C ₁₃ -C ₁₆	Type 0			34.36	0.89			539.4	0.90			0.242	0.88			4.843	0.88
C ₁₇ -C ₂₅	Type 0			10.70	0.89			458.0	0.90			0.061	0.91			3.052	0.91
C ₂₅₊	Type 0			6.196	0.89			303.6	0.90			0.016	0.99			0.833	0.99
Pyrophoric	Type 1	5.755	0.96	70.03	0.89	188.6	0.92	269.4	0.92	2.035	0.66	1.609	0.76	151.0	0.63	2.847	0.54
Aromatics	Type 1	12.76	0.963	66.01	0.883	261.9	0.937	56.00	0.268	2.889	0.686	0.027	0.935	83.68	0.713	0.273	0.935
Styrene	Type 1	12.76	0.963	66.01	0.883	261.9	0.937	56.00	0.268	2.889	0.686	0.027	0.935	83.68	0.713	0.273	0.935
HF	Type 0																
Water	Type 0																
Acid/caustic	Type 0			194.280	0.2024			194.280	0.2024								
Acid/caustic	Type 0			392.588	0.2878			392.588	0.2878								
Acid/caustic	Type 0			755.408	0.2469			755.408	0.2469								
Steam	Type 0																
Methanol	Type 1	0	1.008	849.9	0.902					6.035	0.688	1.157	0.871				
H ₂	Type 0	32.05	0.933			228.8	1.00			18.43	0.652			636.5	0.621		
H ₂ S	Type 0	10.65	1.00			73.25	0.94			41.43	0.63			191.5	0.63		
CO	Type 1	5.491	0.991							16.91	0.692						
DEE	Type 1	26.76	1.025	236.7	1.219	241.5	0.997	488.9	0.864	31.71	0.682	8.333	0.814	128.3	0.657	9.258	0.814
PO	Type 1	8.239	1.047	352.8	0.840					13.33	0.682	2.732	0.834				
EEA	Type 1	0	0.946	79.66	0.835					1.825	0.687	0.030	0.924				
EE	Type 1	7.107	0.969	8.142	0.800					25.36	0.660	0.029	0.927				
EG	Type 1	5.042	0.947	59.96	0.869					1.435	0.687	0.027	0.922				
EO	Type 1	11.00	1.105							34.70	0.665						

Table 3.33 : Constantes des équations de conséquences d'inflammabilité – blessures au personnel

Mitigation System	Consequence Area Adjustment	Consequence Area Reduction Factor, $fact_{mit}$
Inventory blowdown, coupled with isolation system classification B or higher	Reduce consequence area by 25 %	0.25
Fire water deluge system and monitors	Reduce consequence area by 20 %	0.20
Fire water monitors only	Reduce consequence area by 5 %	0.05
Foam spray system	Reduce consequence area by 15 %	0.15

Table 3.34 : Ajustements des conséquences d'inflammabilité selon les systèmes d'atténuation

Material	Cost Factor, $matcost$	Material	Cost Factor, $matcost$
Carbon steel	1.0	Clad Alloy 400	6.4
Organic coatings (< 80 mil)	1.2	90/10 Cu/Ni	6.8
1.25Cr-0.5Mo	1.3	Clad Alloy 600	7.0
2.25Cr-1Mo	1.7	CS PTFE lined	7.8
5Cr-0.5Mo	1.7	Clad nickel	8.0
7Cr-0.5Mo	2.0	Alloy 800	8.4
Clad 304 SS	2.1	70/30 Cu/Ni	8.5
Fiberglass	2.5	904L	8.8
PP lined	2.5	Alloy 20	11
9Cr-1Mo	2.6	Alloy 400	15
405 SS	2.8	Alloy 600	15
410 SS	2.8	Nickel	18
304 SS	3.2	Acid brick	20
Clad 316 SS	3.3	Refractory	20
Strip lined alloy	3.3	Alloy 625	26
Organic coating (> 80 mil)	3.4	Titanium	28
CS "saran" lined	3.4	Alloy "C"	29
CS rubber lined	4.4	Zirconium	34
316 SS	4.8	Alloy "B"	36
CS glass lined	5.8	Tantalum	535

Table 3.35 : Facteurs de coût des matériaux

Facteur de conversion	Unités SI	Unités impériales (US)
C_1	$31,623 \frac{mm^2}{m^2}$	$12 \frac{in.}{ft}$
C_2	$1,000 \frac{mm^2}{m^2}$	1
C_3	4.536 kg	10,000 lb
C_{4A}	$2.205 \frac{1}{kg}$	$1 \frac{1}{lb}$
C_{4B}	$2.205 \frac{s}{kg}$	$1 \frac{s}{lb}$
C_5	$25.2 \frac{kg}{s}$	$55.6 \frac{lb}{s}$
C_6	55.6 K	100 °R
C_8	$0.0929 m^2$	$1 ft^2$
C_9	$0.123 \frac{m^2 \cdot s}{kg}$	$0.6 \frac{ft^2 \cdot s}{lb}$
C_{10}	$9.744 \frac{m^2}{kg^{0.06384}}$	$63.32 \frac{ft^2}{lb^{0.06384}}$
C_{12}	$1.8 \frac{1}{K}$	$1 \frac{1}{\text{°R}}$
C_{13}	$6.29 \frac{bbl}{m^3}$	$0.178 \frac{bbl}{ft^3}$
C_{32}	$0.543 \frac{s \cdot bbl}{day \cdot mm^2 \cdot m}$	$106.8 \frac{s \cdot bbl}{day \cdot in.^2 \cdot ft}$
C_{33}	$0.0815 \frac{s \cdot bbl}{day \cdot mm^2 \cdot m}$	$16.03 \frac{s \cdot bbl}{day \cdot in.^2 \cdot ft}$
C_{34}	$864 \frac{m}{day \cdot mm^2}$	$1829 \times 10^{-5} \frac{ft}{day \cdot in.^2}$
C_{35}	$29.6195 \frac{bbl}{day^{0.26} \cdot mm^{0.2} \cdot m^{1.64}}$	$8.0592 \frac{bbl}{day^{0.26} \cdot in.^{0.2} \cdot ft^{1.64}}$
C_{36}	30.5 m	100 ft
C_{37}	$1408 \times 10^{-8} \frac{m^{1.4}}{day \cdot mm^{1.8}}$	$6.995 \times 10^{-5} \frac{ft^{1.4}}{day \cdot in.^{1.8}}$
C_{38}	1.1341	403.95
C_{39}	3.9365	7.2622
C_{40}	5.9352	5.0489
C_{41}	32 °C	0 °F

Table 3.36 : Facteurs de conversion entre unités SI et unités impériales utilisés dans les équations

Equipment Type	Component Type	Damage Cost (2001 U.S. Dollars), <i>holecost</i>			
		Small	Medium	Large	Rupture
Compressor	COMPC	10,000	20,000	100,000	300,000
	COMPR	5,000	10,000	50,000	100,000
Heat exchanger	HEXSS, HEXTS, HEXTUBE	1,000	2,000	20,000	60,000
Pipe	PIPE-1	5	0	0	20
	PIPE-2	5	0	0	40
	PIPE-4	5	10	0	60
	PIPE-6	5	20	0	120
	PIPE-8	5	30	60	180
	PIPE-10	5	40	80	240
	PIPE-12	5	60	120	360
	PIPE-16	5	80	160	500
	PIPEGT16	10	120	240	700
Pump	PUMP2S, PUMP1S	1,000	2,500	5,000	5,000
	PUMPR	1,000	2,500	5,000	10,000
Tank	TANKBOTTOM	5,000	0	0	120,000
	TANKBOTEDGE	5,000	0	0	120,000
	COURSES-10	5,000	12,000	20,000	40,000
FINFAN	FINFAN_TUBE	1,000	2,000	20,000	60,000
	FINFAN HEADER	1,000	2,000	20,000	60,000
Vessel	KODRUM, DRUM	5,000	12,000	20,000	40,000
	FILTER	1,000	2,000	4,000	10,000
	REACTOR	10,000	24,000	40,000	80,000
	COLTOP, COLMID, COLBTM	10,000	25,000	50,000	100,000

Table 3.37 : Facteurs de coût des matériaux

Equipment Description	Component Type	Examples	Default Liquid Volume (LV) %
Process columns (may be treated as two or three items) — top half — middle section — bottom half	COLTOP COLMID COLBTM	Distillation columns, FCC main fractionator, splitter tower, debutanizer, packed columns (see Note 1), liquid/liquid columns (see Note 2)	25 % 25 % 37 % These default values are typical of trayed distillation columns and consider liquid holdup at the bottom of the vessel as well as the presence of chimney trays in the upper sections
Accumulators and drums	DRUM	Overhead accumulators, feed drums, high-pressure/low-pressure (HP/LP) separators, nitrogen storage drums, steam condensate drums, three-phase separators (see Note 3)	50 % liquid Typically, two-phase drums are liquid level controlled at 50 %
KO pots and dryers	KODRUM	Compressor KOs, fuel gas KO drums, flare drums, air dryers (see Note 5)	10 % liquid Much less liquid inventory expected in KO drums
Compressors	COMPC COMPR	Centrifugal and reciprocating compressors	Negligible, 0 %
Pumps	PUMP1S PUMP2S PUMPR	Pumps	100 % liquid
Heat exchangers	HEXSS HEXTS	Shell and tube exchangers	50 % shellside, 25 % tubeside
Fin fan air coolers	FINFAN TUBE FINFAN HEADER	Total condensers, partial condensers, vapor coolers, and liquid coolers (see Note 4)	25 % liquid
Filters	FILTER		100 % full
Piping	PIPE-xx		100 % full, calculated for Level 2 methodology
Reactors	REACTOR	Fluid reactors (see Note 6), fixed-bed reactors (see Note 7), mole-sieves	15 % liquid

Table 3.38 : Valeurs par défaut du volume de liquide selon le type d'équipement

Equipment Type	Component Type	Estimated Outage in Days, $Outage_n$			
		Small	Medium	Large	Rupture
Compressor	COMPC, COMPR	N/A	3	7	N/A
Heat exchanger	HEXSS, HEXTS	2	3	3	10
	HEXTUBE	N/A	N/A	N/A	N/A
Pipe	PIPE-1, PIPE-2	0	N/A	N/A	1
	PIPE-4	0	1	N/A	2
	PIPE-6	0	1	2	3
	PIPE-8	0	2	2	3
	PIPE-10	0	2	2	4
	PIPE-12	1	3	4	4
	PIPE-16	1	3	4	5
	PIPEGT16	1	4	5	7
Pump	PUMP2S, PUMPR, PUMP1S	0	0	0	N/A
Tank	TANKBOTTOM	5	N/A	N/A	50
	TANKBOTEDGE	5	N/A	N/A	50
	COURSE-1 through 10	2	3	3	14
FINFAN	FINFAN_TUBE	0	N/A	N/A	1
	FINFAN HEADER	0	0	2	3
Vessel/FinFan	KODRUM	2	3	3	10
	FILTER	0	1	2	3
	DRUM	2	3	3	10
	REACTOR	4	6	6	21
	COLTOP, COLMID, COLBTM	3	4	5	21

Tale 3.39 : L'estimation de la durée d'arrêt d'un équipement

Annexe 4

Fiche d'inspection UT

	Fiche d'inspection UT		
	Équipement : Séparateur horizontal (Slug Catcher)	Date de l'inspection :	
	Tag N° : V08-1001-1	Nom de l'inspecteur :	
	Site : MERK (Bloc 208 – El Merk)	Révision : 01	

1. Explication de la méthode d'inspection UT

L'inspection UT de l'équipement V08-1001-1 a été réalisée conformément aux principes de la méthode quantitative RBI définie par l'API 581. Elle vise à déterminer l'état actuel d'intégrité de l'équipement, à identifier les zones à forte criticité, et à servir de base pour le recalcul du PoF en intégrant les pertes d'épaisseur réelles mesurées.

1.1 Étapes principales de l'inspection UT :

1. Préparation de la zone : nettoyage local des surfaces externes des buses, coque, têtes, pour permettre une bonne transmission des ultrasons.
2. Repérage des TML/CML (Thickness/Critical Monitoring Locations) : sélection des emplacements critiques en fonction de l'analyse RBI.
3. Application du couplant : utilisation d'un gel à base d'eau entre le capteur UT et la surface.
4. Mesure UT : lecture sur les 4 points standards (12h, 3h, 6h, 9h) autour des piquages et en plusieurs spots sur la coque et les têtes.
5. Saisie des mesures et calcul des pertes : calcul des pertes absolues et en pourcentage, comparaison avec les données précédentes.
6. Analyse des résultats : évaluation de la sévérité selon les seuils définis.
7. Rapport et recommandations : résumé des constats, anomalies détectées et recommandations.

1.2 Quantité de CML et emplacements pour l'examen UT :

- **Quantité de CML** : Le nombre de CML est déterminé par l'inspecteur certifié (API 510/570) en collaboration avec l'équipe technique multidisciplinaire, incluant l'ingénieur corrosion et le spécialiste RBI. Le nombre minimum de CML est établi en tenant compte de la longueur de l'équipement, du nombre de piquages et raccordements, du taux de corrosion anticipé, des conditions opérationnelles, et des conséquences potentielles d'une défaillance sur la sécurité et l'intégrité de l'installation. Ainsi que les facteurs de détermination du nombre de CML :
 - Longueur de l'équipement : _____ m
 - Nombre de piquages/raccordements : _____
 - Taux de corrosion anticipé : _____ mm/an
 - Criticité de l'équipement : _____
 - Nombre total de CML retenues : _____ points
- **Emplacement des CML** : Les CML sont stratégiquement positionnés dans les zones les plus vulnérables aux mécanismes de dégradation identifiés lors de l'analyse RBI.

	Fiche d'inspection UT		 JGC Algeria S.p.A.
	Équipement : Séparateur horizontal (Slug Catcher)	Date de l'inspection :	
	Tag N° : V08-1001-1	Nom de l'inspecteur :	
	Site : MERK (Bloc 208 – El Merk)	Révision : 01	

2. Inspection UT

APPAREIL UT		PALPEUR		CONDITIONS D'INSPECTION		ETALONNAGE	
Appareil UT		Palpeur utilisé		Couplant utilisé		Bloc d'étalonnage	
N° de série		Fréquence (MHZ)				Gain (dB)	
Date d'étalonnage		Diamètre (mm) et angle (°)		T ambiante (C°)		Échelle de mesure	

➤ Vérification d'étalonnage :

- ☐ Étalonnage initial effectué
☐ Vérification d'étalonnage en cours d'inspection
☐ Étalonnage final effectué

➤ Technique d'inspection:

- ☐ Contact direct
☐ Ondes longitudinales
☐ Ondes transversales
☐ Ondes de surface

3. Equipement inspecté :

Matériau de construction principal	Coque : SA 516 GR 70N
	Head: SA 516 GR 70N
	Piquages: SA 106 GR B / SA 516 GR 70N / SA 105
Pression de service	40 barg
Température de service	15°C / 60°C
Date de mise en service	20/03/2013

3.1. Mesures UT sur les piquages :

TML	NPS (pouce)	Épaisseur nominal (mm)	Épaisseur mesurée				Épaisseur moy	Perte d'épaisseur (mm)	% Perte d'épaisseur	% Perte précédente	Sévérité	Commentaire
			12h	3h	6h	9h						
N1												
N2												
N3												
N4												



Fiche d'inspection UT



Équipement : Séparateur horizontal
(Slug Catcher)

Date de l'inspection :

Tag N° : V08-1001-1

Nom de l'inspecteur :

Site : MERK (Bloc 208 – El Merk)

Révision : 01

N5												
N6												
N7												
N8												
N9												
N10												
CN1												
CN2												
CN3/ A												
CN3/ B												
M1												
M2												
CN4A												
N11												

3.2. Mesures UT sur la coque (shell)

Spot	Épaisseur nominale (mm)	Mesure UT (mm)	Perte d'épaisseur (mm)	% Perte d'épaisseur	% Perte précédente	Sévérité	Commentaire
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							

	Fiche d'inspection UT		 JGC Algeria S.p.A.
	Équipement : Séparateur horizontal (Slug Catcher)	Date de l'inspection :	
	Tag N° : V08-1001-1	Nom de l'inspecteur :	
	Site : MERK (Bloc 208 – El Merk)	Révision : 01	

13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							
21							
22							
23							
31							
32							
33							
34							
35							
36							

3.3. Mesures UT sur tête nord (North Head)

Spot	Épaisseur nominale (mm)	Mesure UT (mm)	Perte d'épaisseur (mm)	% Perte d'épaisseur	% Perte précédente	Sévérité	Commentaire
25							
26							
27							
28							
29							



Fiche d'inspection UT

Équipement : Séparateur horizontal
(Slug Catcher)

Date de l'inspection :

Tag N° : V08-1001-1

Nom de l'inspecteur :

Site : MERK (Bloc 208 – El Merk)

Révision : 01



JGC Algeria S.p.A.

30							
31							
37							
38							
39							

3.4. Mesures UT sur tête sud (South Head)

Spot	Épaisseur nominale (mm)	Mesure UT (mm)	Perte d'épaisseur (mm)	% Perte d'épaisseur	% Perte précédente	Sévérité	Commentaire
1							
2							
3							
4							
29							
30							
31							

➤ Classification des seuils de criticité :

Catégorie	Seuil de perte	Action requise
SÉVÈRE	> 50%	Arrêt immédiat, réparation urgente
MODÉRÉ	30% - 50%	Surveillance renforcée, planification réparation
MINEUR	10% - 30%	Surveillance continue, inspection fréquente
ACCEPTABLE	< 10%	Aucune action particulière

3.5. Analyse et interprétation :

Nombre total de CML		Perte maximale observée	
CML critiques (>70%)		Épaisseur moyenne mesurée	
CML sévères (50-70%)		Taux de corrosion moyen	
CML modérés (30-50%)			

	Fiche d'inspection UT		 JGC Algeria S.p.A.
	Équipement : Séparateur horizontal (Slug Catcher)	Date de l'inspection :	
	Tag N° : V08-1001-1	Nom de l'inspecteur :	
	Site : MERK (Bloc 208 – El Merk)	Révision : 01	

➤ **Cohérence avec modèle RBI :**

- | | |
|---|--|
| ☐ Conforme aux prédictions RBI | ☐ Taux de corrosion plus faible que prévu |
| ☐ Taux de corrosion plus élevé que prévu | ☐ Mécanismes non prévus détecté |

➤ **Actions à moyen terme :**

- | | |
|---|--|
| ☐ Inspection complémentaire (Type : _____, Délai :) | ☐ Révision de la stratégie d'inspection |
| ☐ Surveillance continue renforcée | ☐ Mise à jour du modèle RBI |

➤ **Recommandations techniques :**

➤ **Observations / remarques particulières :**

➤ **Documentation / Suivi**

Photos prises ? ☐ Oui ☐ Non

➤ **Critères de décision / actions**

	Fiche d'inspection UT		 JGC Algeria S.p.A.
	Équipement : Séparateur horizontal (Slug Catcher)	Date de l'inspection :	
	Tag N° : V08-1001-1	Nom de l'inspecteur :	
	Site : MERK (Bloc 208 – El Merk)	Révision : 01	

Anomalies critiques détectées ? ☐ Oui ☐ Non

→ Si oui, lesquelles

Entretien immédiat requis ? ☐ Oui ☐ Non

Mise en alerte du responsable HSE ? ☐ Oui ☐ Non

Inspection complémentaire recommandée ? ☐ Oui ☐ Non

4. Conclusion final

- ☐ Conforme - Équipement en bon état, surveillance normale
- ☐ Conforme avec réserve- Surveillance renforcée requise
- ☐ Non conforme - Actions correctives immédiates
- ☐ À recontrôler - Inspection complémentaire nécessaire

- Prochaine inspection UT prévue : le _____

Signatures & Validation

Inspecteur :

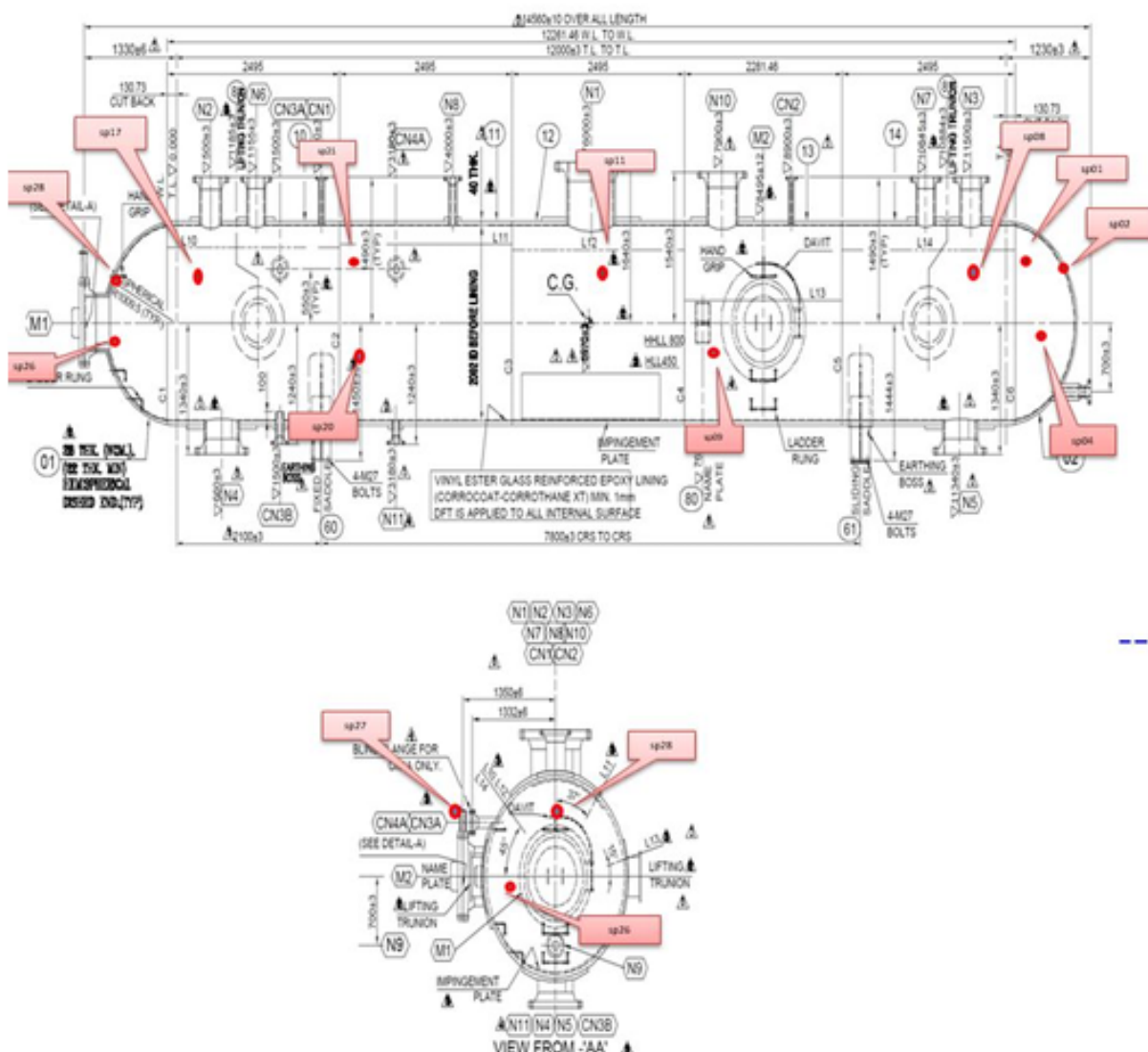
Nom
Signature
Date

Contre-vérifié

Nom
Signature
Date

	Fiche d'inspection UT		 JGC Algeria S.p.A.
	Équipement : Séparateur horizontal (Slug Catcher)	Date de l'inspection :	
	Tag N° : V08-1001-1	Nom de l'inspecteur :	
	Site : MERK (Bloc 208 – El Merk)	Révision : 01	

Emplacements de mesure d'épaisseur (TML)



Checklist d'inspection visuelle interne

	CHECKLIST D'INSPECTION VISUELLE INTERNE		 JGC JGC Algeria S.p.A.
	Équipement : Séparateur horizontal (Slug Catcher)	Date de l'inspection :	
	Tag N° : V08-1001-1	Nom de l'inspecteur :	
	Site : MERK (Bloc 208 – El Merk)	Révision : 01	

LEGEND

A-Acceptable	U-Innacceptable	NA- Non applicable	NI-Non inspecté
--------------	-----------------	--------------------	-----------------

Item	Description	A	U	NA	NI	Commentaire / Observations
2.1	Inspection of Internals					
2.1.1	Vérifier l'intégrité, la fixation et l'état des éléments internes : chicanes, plaques de rupture d'impact, tampons démistants, brise-vortex, tuyauteries de distribution, échelles, plateformes.					
2.2	Vérification générale des surfaces et de l'état					
2.2.1	État visuel des surfaces internes (revêtement, lining, zones de corrosion).					
2.2.2	Vérification de conditions dangereuses (arêtes vives, objets mal fixés, obstructions).					
2.2.3	Présence éventuelle de métaux dissemblables en contact.					
2.2.4	Présence de dépôts (solides, boues, tartre).					
2.3	Inspection des mécanismes de dégradation / dommages					
2.3.1	Présence de corrosion par rainurage ou piqûres (la profondeur doit être mesurée avec un jaugeur de piqûres).					
2.3.2	Fissuration (en particulier au niveau des cordons de soudure, zones affectées thermiquement [ZAT], chicanes, supports, raccordements de buses) – Appliquer les méthodes PT/MT/UT en cas de suspicion.					
2.3.3	Zones d'érosion (par exemple, à proximité des plaques d'impact ou d'usure, en face de l'entrée)					
2.3.4	Cloquage ou gonflement de la peinture ou du revêtement au-dessus/en dessous du niveau du liquide.					
2.3.5	Déformations : bombements, ovalisation, signes d'écrasement.					
2.3.6	Laminations ou délaminations dans les plaques de la coque ou des fonds.					
2.4	Inspection spécifique aux composants					
2.4.1	Soudures et zones affectées thermiquement voisines (attaches internes, soudures longitudinales/circonférentielles)					
2.4.2	Raccords filetés : usure ou signes de fuite					
2.4.3	Buses : corrosion, dégradation du revêtement, dépôts – relever les diamètres internes si nécessaire					
2.4.4	surfaces de joints : vérifier les rayures, la corrosion, ou l'irrégularité des surfaces.					

	CHECKLIST D'INSPECTION VISUELLE INTERNE		 JGC Algeria S.p.A.
	Équipement : Séparateur horizontal (Slug Catcher)	Date de l'inspection :	
	Tag N° : V08-1001-1	Nom de l'inspecteur :	
	Site : MERK (Bloc 208 – El Merk)	Révision : 01	

2.4.5	Rainures de brides RJ : rechercher la présence de fissures dues à un serrage excessif.					
2.4.6	Brides à recouvrement ou glissement (lap/slip flanges) : vérifier la corrosion dans les interstices entre le tuyau et la bride.					
2.4.7	Revêtements métalliques : rechercher des signes de corrosion, fissures, boursouffures ou délamination — utiliser le contrôle par ressuage (PT) ou les ultrasons (UT) si nécessaire.					
2.4.8	Revêtements non métalliques : vérifier la formation de cloques, éclats ou fissures — utiliser le holiday test en cas de suspicion.					

➤ **Remarques particulières :**

➤ **Documentation / Suivi**

Photos prises : ☐ Oui ☐ Non

➤ **Critères de décision / actions**

Anomalies critiques détectées ? ☐ Oui ☐ Non

→ Si oui, lesquelles

Entretien immédiat requis ? ☐ Oui ☐ Non

Mise en alerte du responsable HSE ? ☐ Oui ☐ Non

	CHECKLIST D'INSPECTION VISUELLE INTERNE		 JGC Algeria S.p.A.
	Équipement : Séparateur horizontal (Slug Catcher)	Date de l'inspection :	
	Tag N° : V08-1001-1	Nom de l'inspecteur :	
	Site : MERK (Bloc 208 – El Merk)	Révision : 01	

➤ Inspection complémentaire recommandée ? ☐ Oui

☐ Non

Conclusion :

☐ Conforme

☐ Non conforme

➤ **Signatures & Validation**

Inspecteur :

Nom

Signature

Date

Nom

Signature

Date

Checklist d'inspection visuelle externe

	CHECKLIST D'INSPECTION VISUELLE EXTERNE		 JGC Algeria S.p.A.
	Équipement : Séparateur horizontal (Slug Catcher)	Date de l'inspection :	
	Tag N° : V08-1001-1	Nom de l'inspecteur :	
	Site : MERK (Bloc 208 – El Merk)	Révision : 01 Page : 1 sur 3	

Année de fabrication	2010
Date de mise en service	20/03/2013
Matériau de construction principal	Acier au carbone (SA 516 GR 70N)
Pression de service	40 barg
Température de service	15°C/60°C
Revêtement interne	Vinylester renforcé de fibre de verre avec époxy

LEGEND

A = Acceptable	U = Unacceptable	NA = Not Applicable	NI = Not Inspected
----------------	------------------	---------------------	--------------------

N°	ÉLÉMENT À INSPECTER	A	U	NA	NI	Remarques
1	INSPECTION VISUELLE EXTERNE (EN SERVICE)					
1.1	Échelles, escaliers, plateformes et passerelles					
1.1.1	Vérifier la corrosion					
1.1.2	Vérifier les pièces cassées					
1.1.3	Vérifier le serrage des boulons					
1.1.4	Vérifier l'état de la peinture ou du revêtement galvanisé					
1.1.5	Vérifier l'usure des barreaux d'échelle					
1.1.6	Vérifier la fixation des garde-corps					
1.1.7	Vérifier l'état des planchers des plateformes/passerelles					
1.2	Fondations					
	Vérifier les détériorations : éclatements, fissures, acier exposé					
1.2.1	– Plots en béton					
1.2.2	– Berceaux en acier					
1.3	Boulons d'ancrage					
1.3.1	Vérifier la corrosion et le serrage					
1.4	Supports en béton					
1.4.1	Vérifier les détériorations : éclatements, fissures, affaissements, acier exposé					
1.4.2	Vérifier l'ouverture entre les supports en béton et la virole					

	CHECKLIST D'INSPECTION VISUELLE EXTERNE			 JGC Algeria S.p.A.
	Équipement : Séparateur horizontal (Slug Catcher)		Date de l'inspection :	
	Tag N° : V08-1001-1		Nom de l'inspecteur :	
	Site : MERK (Bloc 208 – El Merk)		Révision : 01 Page : 2 sur 3	

1.5	Supports métalliques					
1.5.1	Vérifier la corrosion, les déformations et fissures					
1.6	Buses (nozzles)					
1.6.1	Vérifier les fuites, déformations, fissures					
1.7	Connexions de mise à la terre					
1.7.1	Vérifier la continuité de la connexion électrique					
1.8	Équipements auxiliaires					
1.8.1	Inspection des instruments (jauges, puits à flotteur, voyants, soupapes de sécurité)					
1.8.2	Noter toute vibration excessive					
1.9	Revêtements protecteurs et isolants					
1.9.1	Vérifier l'état des revêtements ou de l'isolant					
1.10	Surfaces métalliques externes					
1.10.1	Inspecter par piquage, raclage, martelage léger pour détecter les zones corrodées					
1.11	Traces de corrosion externe					
1.11.1	Examiner les surfaces pour corrosion, fuites, fissures, bosses, déformations, etc.					
1.11.2	Présence de débris, feuilles, sable, etc.					

➤ **PERSONNEL D'INSPECTION**

Rôle	Nom	Qualification	Signature
Inspecteur principal			
Assistant inspecteur			
Témoin exploitation			
Responsable sécurité			

➤ **ÉQUIPEMENTS ET CONDITIONS D'INSPECTION**

Outils utilisés :

- ☐ Marteau de piquage
- ☐ Brosse métallique
- ☐ Grattoir
- ☐ Mètre/règle

- ☐ Appareil photo
- ☐ Binoculaires
- ☐ Échelle/nacelle
- ☐ Autre : _____

	CHECKLIST D'INSPECTION VISUELLE EXTERNE			 JGC Algeria S.p.A.
	Équipement : Séparateur horizontal (Slug Catcher)		Date de l'inspection :	
	Tag N° : V08-1001-1		Nom de l'inspecteur :	
	Site : MERK (Bloc 208 – El Merk)	Révision : 01	Page : 3 sur 3	

➤ **Conditions de sécurité :**

- | | |
|---|---|
| ☐ Consignation/déconsignation effectuée | ☐ EPI conformes portés |
| ☐ Permis de travail en cours de validité | ☐ Zone sécurisée |

➤ **Critères de décision / actions**

Anomalies critiques détectées ? ☐ Oui ☐ Non

→ Si oui, lesquelles

- | | | |
|---|---------------------------------------|---|
| Entretien immédiat requis ? | ☐ Oui | ☐ Non |
| Mise en alerte du responsable HSE : | ☐ Oui | ☐ Non |
| Inspection complémentaire recommandée ? | ☐ Oui | ☐ Non |
| ☐ Conforme | ☐ Non conforme | ☐ À recontrôler sous ... |

➤ **Signatures & Validation**

Inspecteur :

Contre-vérifié par :

Nom :

Signature

Date :

Nom :

Signature

Date :

Fiche d'inspection du revêtement interne– mesure d'épaisseurs de film sec (DFT)

	FICHE D'INSPECTION DU REVÊTEMENT INTERNE – MESURES D'ÉPAISSEUR DE FILM SEC (DFT)			 JGC Algeria S.p.A.
	Équipement : Séparateur horizontal (Slug Catcher)		Date de l'inspection :	
	Tag N° : V08-1001-1		Nom de l'inspecteur :	
	Site : MERK (Bloc 208 – El Merk)		Révision : 01 Page: 1/2	

1. Caractéristiques techniques

Propriété	Spécification
Type de revêtement	Époxy phénolique novolac bi-composant
Nombre de composants	Deux (résine époxy + durcisseur amine)
Type de durcisseur	Amine polyamide
Densité massique	1,3 ± 0,1 kg/L
Viscosité mélange	_____ cP à 25°C
Temps de gélification	_____ min à 25°C

2. Épaisseurs spécifiées

Zone	DFT min (µm)	DFT max (µm)	DFT recommandé (µm)
Coque générale	300	600	400-500
Zones de turbulence	400	700	500-600
Têtes bombées	300	600	400-500
Buses et raccords	350	650	450-550
Zones de contrainte	400	700	500-600
Soudures	350	650	450-550

3. ÉQUIPEMENT DE MESURE

Paramètre	Spécifications
Type d'instrument	☐ Magnétique ☐ Courants de Foucault ☐ Ultrasonique
Marque/Modèle	
N° de série	
Précision	± _____ µm ou ± _____ %
Résolution	_____ µm
Plage de mesure	_____ - _____ µm
Dernière calibration	
Validité calibration	

4. Conditions de mesure

Paramètre	Valeur
Température ambiante	_____ °C
Humidité relative	_____ %
Température surface	_____ °C
État de surface	☐ Propre ☐ Sèche ☐ Exempt de poussière

	FICHE D'INSPECTION DU REVÊTEMENT INTERNE – MESURES D'ÉPAISSEUR DE FILM SEC (DFT)		 JGC JGC Algeria S.p.A.	
	Équipement : Séparateur horizontal (Slug Catcher)	Date de l'inspection :		
	Tag N° : V08-1001-1	Nom de l'inspecteur :		
	Site : MERK (Bloc 208 – El Merk)	Révision : 01		Page : 2/2

5. MESURES D'ÉPAISSEUR DFT

Zone	Défaut	Épaisseur mesurée (µm)	Conformité	Remarque
Tête (Head)	Def1		☐ C ☐ NC	
Coque 1 (Shell1)	Def1		☐ C ☐ NC	
	Def2		☐ C ☐ NC	
	Def3		☐ C ☐ NC	
Coque 2 (Shell2)	Def1		☐ C ☐ NC	
	Def2		☐ C ☐ NC	
Coque 3 (Shell3)	Def1		☐ C ☐ NC	
	Def2		☐ C ☐ NC	
Trou d'homme (Manway)	Def1		☐ C ☐ NC	

6. DÉFAUTS VISUELS ASSOCIÉS

6.1. Défauts de surface observés

- ☐ Cratères/trous d'épingle : Localisation : _____
- ☐ Bulles/cloques : Localisation : _____
- ☐ Couloires/surépaisseurs : Localisation : _____
- ☐ Zones brillantes : Localisation : _____
- ☐ Particules incluses : Localisation : _____
- ☐ Rayures/éraflures : Localisation : _____
- ☐ Décoloration : Localisation : _____
- ☐ Manques localisés : Localisation : _____

6.2. Défauts de finition

- ☐ Aspect de surface : ☐ Conforme ☐ Non conforme
- ☐ Brillance : ☐ Mate ☐ Satinée ☐ Brillante
- ☐ Uniformité teinte : ☐ Conforme ☐ Non conforme
- ☐ Adhérence : ☐ Conforme ☐ Test requis

7. DOCUMENTATION ET TRAÇABILITÉ

Documentation photographique

- ☐ Photos générales : Vues d'ensemble par zone
- ☐ Photos défauts : Détail des non-conformités
- ☐ Photos mesures : Points de contrôle critiques

8. VALIDATION ET SIGNATURES

Fonction	Nom	Signature	Date
Inspecteur principal			
Contrôleur qualité			
Responsable revêtement			
Ingénieur procédés			
Responsable équipement			

Fiche d'inspection du revêtement interne - Holiday Testing

	FICHE D'INSPECTION DU REVÊTEMENT INTERNE - Holiday Testing (test de porosité / test d'étincelles)		 JGC Algeria S.p.A.
	Équipement : Séparateur horizontal (Slug Catcher)	Date de l'inspection :	
	Tag N° : V08-1001-1	Nom de l'inspecteur :	
	Site : MERK (Bloc 208 – El Merk)	Révision : 01	

1 Objet de l'Inspection

La présente fiche a pour objet de consigner les résultats du Holiday Test réalisé sur le revêtement interne de l'équipement [nom ou tag de l'équipement V08-1001-1, conformément aux exigences de la norme ASTM D5162. Cette inspection a pour but de détecter les discontinuités (porosités, piqûres, microfissures) dans le revêtement diélectrique pouvant compromettre la protection contre la corrosion.

2 Caractéristique du revetement

Type	Composants	Epaisseur	Densité	Rendement théorique

3 Équipement de test

Appareil	Tension	Norme	Calcul

4 Paramètres d'inspection

Critère	Valeur
Épaisseur du revetement	
Tension calculée selon ASTM D5162	
Vitesse de déplacement	
Pression d'application	
Humidité relative	
Température ambiante	

4.1 Préparation surfaces :

- | | |
|---|--|
| ☐ Nettoyage dégraissage effectué | ☐ Absence de contamination |
| ☐ Séchage complet vérifié | ☐ Test d'adhérence préalable réalisée |

4.2 Défauts identifiés

Zone	Défaut	Mesure	Remarque
Tete			
Coque 1			
Coque 2			
Coque 3			
Trou d'homme			

	FICHE D'INSPECTION DU REVÊTEMENT INTERNE - Holiday Testing (test de porosité / test d'étincelles)		 JGC Algeria S.p.A.	
	Équipement : Séparateur horizontal (Slug Catcher)	Date de l'inspection :		
	Tag N° : V08-1001-1	Nom de l'inspecteur :		
	Site : MERK (Bloc 208 – El Merk)	Révision : 01		Page : 2 sur 2

- ☐ Vieillessement naturel (durée de service)
- ☐ Contraintes mécaniques (dilatation/vibrations)
- ☐ Agression chimique (compatibilité produit)
- ☐ Défaut de préparation surface initiale

➤ **Résumé de l'inspection**

- Surface totale inspectée : _____ m²
- Nombre total de défauts détectés : _____
- Nombre de défauts réparés : _____
- Taux de défauts : _____ défauts/m²

4.3 Actions correctives

Action	Responsable	Date prévue	Date réalisée	Statut
Réparation défauts identifiés				
Contrôle post-réparation				

➤ **Observations complémentaires**

➤ **Recommandations**

4.4 Validation

Fonction	Nom	Signature	Date
Inspecteur			
Superviseur			
Responsable Qualité			
Préstatitaire			

TML	t	t _{bm}	t _{min}	t _c	trdi (2017)	trdi (2019)	CR	trdi (2022)	ART
N1	25	25	13,32	16,32	23,89	23,85	0,1926298157	23,28944724	0,02215940966
N2	17,48	17,48	5,91	8,91	/	/	/	/	/
N3	17,48	17,48	5,91	8,91	/	/	/	/	/
N4	20	20	9,45	12,45	19,23	18,47	0,256281407	17,72422111	0,02911724013
N5	20	20	9,45	12,45	19,35	18,95	0,175879397	18,43819095	0,02798975253
N6	15,09	15,09	4,97	7,97	/	/	/	/	/
N7	15,09	15,09	4,97	7,97	/	/	/	/	/
N8	11,13	11,13	2,5	5,5	10,87	/	/	/	/
N9	8,56	8,56	2,5	5,5	9,49	/	/	/	/
N10	16	16	7,58	10,58	/	/	/	/	/
CN1	16,6	16,6	2,5	5,5	16,44	16,57	0,005025125628	16,55537688	0,03117297816
CN2	16,6	16,6	2,5	5,5	16,59	17,12	/	/	/
CN3/A	11,13	11,13	2,5	5,5	10,3	8,82	0,3869346734	7,694020101	0,06707552037
CN3/B	11,13	11,13	2,5	5,5	9,89	9,7	0,2395309883	9,002964824	0,05732338314
M1	25	25	11,29	14,29	24,69	24,73	0,04522613065	24,59839196	0,02098024956
M2	25	25	11,29	14,29	24,84	24,42	0,09715242881	24,13728643	0,02138104478
CN4A	11,13	11,13	2,5	5,5	10,34	10,2	0,1557788945	9,746683417	0,05294933465
N11	11,13	11,13	2,5	5,5	10,02	9,93	0,2010050251	9,345075377	0,05522485172
TML	Spots		Nominal WT (mm)		t _{min}	t _c	trdi(2019)	CR	trdi(2022)
South Head spots	1	28	28	28	17,1582	20,1582	27,51	0,08207705193	27,27772194
	2				17,1582	20,1582	25,63	0,3969849246	24,50653266
	3				17,1582	20,1582	27,34	0,1105527638	27,02713568
	4				17,1582	20,1582	27,38	0,1038525963	27,08609715
	29				17,1582	20,1582	27,44	0,09380234506	27,17453936
	30				17,1582	20,1582	27,01	0,1658291457	26,54070352
	31				17,1582	20,1582	28,01	/	/
Shell spots	5	40	40	40	34,615	37,615	40,17	/	/
	6				34,615	37,615	39,88	0,02010050251	39,82311558
	7				34,615	37,615	40,1	/	/
	8				34,615	37,615	39,95	0,00837520938	39,92629816
	9				34,615	37,615	39,79	0,0351758794	39,69045226
	10				34,615	37,615	39,9	0,01675041876	39,85259631
	11				34,615	37,615	40,1	/	/
	12				34,615	37,615	40,1	/	/
	13				34,615	37,615	40,34	/	/
	14				34,615	37,615	40,43	/	/
	15				34,615	37,615	40,4	/	/
	16				34,615	37,615	39,85	0,02512562814	39,77889447
	17				34,615	37,615	39,91	0,01507537688	39,86733668
	18				34,615	37,615	39,84	0,02680067002	39,7641541
	19				34,615	37,615	40,2	/	/
	20				34,615	37,615	40,6	/	/
	21				34,615	37,615	39,9	0,01675041876	39,85259631
	22				34,615	37,615	39,57	0,07202680067	39,36616415
	23				34,615	37,615	40,12	/	/
	31				34,615	37,615	40,37	/	/
	32				34,615	37,615	40,16	/	/
	33				34,615	37,615	38,87	0,189279732	38,33433836
	34				34,615	37,615	40,69	/	/
	35				34,615	37,615	39,4	0,1005025126	39,11557789
	36				34,615	37,615	40,2	/	/
north haed spot	25	28	28	28	17,1582	20,1582	27,1	0,1507537688	26,67336683
	26				17,1582	20,1582	27,1	0,1507537688	26,67336683
	27				17,1582	20,1582	26,99	0,1691792295	26,51122278
	28				17,1582	20,1582	27,7	0,05025125628	27,55778894
	29				17,1582	20,1582	27,44	0,09380234506	27,17453936
	30				17,1582	20,1582	27,01	0,1658291457	26,54070352
	31				17,1582	20,1582	28,01	/	/
	37				17,1582	20,1582	25,78	0,3718592965	24,72763819
	38				17,1582	20,1582	26,3	0,2847571189	25,49413735
	39				17,1582	20,1582	28,29	/	/

Extrait du fichier Sheet de calcul automatisé du facteur de dommage (DF) dû à l'amincissement, selon la méthodologie de l'API 581

FS	SRp thin	I1	I2	I3	POp1	POp2	POp3	B1	B2
399,135	0,2421059301	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,753891494	3,721884276
399,135	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/
399,135	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/
399,135	0,2426870742	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,741196419	3,696821365
399,135	0,2332896635	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,791574987	3,750655291
/	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/
/	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/
/	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/
/	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/
/	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/
399,135	0,1147804891	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	4,403422807	4,376230444
/	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/
399,135	0,2469754734	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,658908317	3,522921837
399,135	0,2110676087	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,867301391	3,769892987
399,135	0,2007104409	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,968822447	3,943313797
399,135	0,2045447035	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,948603814	3,922090651
399,135	0,19496214	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,959272748	3,876916201
399,135	0,2033407094	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,911541971	3,821526561
ART	SR thin	I1	I2	I3	POp1	POp2	POp3	B1	B2
0,0189194832	0,2553123272	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,69033431	3,662360363
0,02105889108	0,2841829469	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,538396083	3,503608482
0,01909489811	0,2576794949	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,677903508	3,649399497
0,01905333201	0,2571185738	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,680849535	3,652471589
0,01899132107	0,2562817561	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,685244098	3,65705369
0,01944486519	0,2624021878	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,653088538	3,623511761
/	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/
/	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/
0,01295931759	0,3263277184	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,335279245	3,312181715
/	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/
0,01292582648	0,3254843811	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,339652895	3,316675759
0,01300263344	0,3274184522	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,329622128	3,306368417
0,012949731	0,3260863193	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,3365312	3,313468165
/	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/
/	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/
/	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/
/	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/
/	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/
0,0129737241	0,326690488	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,333397787	3,310248371
0,01294494303	0,3259657536	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,337156475	3,314110658
0,0129785334	0,3268115905	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,332769692	3,309602942
/	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/
/	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/
0,012949731	0,3260863193	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,3365312	3,313468165
0,01310974572	0,3301156393	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,315630988	3,29198879
/	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/
/	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/
/	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/
0,01346261405	0,3390011933	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,269517811	3,244572842
/	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/
0,01319373073	0,3322304603	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,304658665	3,280709592
/	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/
0,01934815373	0,2610970978	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,659947945	3,630669653
0,01934815373	0,2610970978	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,659947945	3,630669653
0,01946648807	0,2626939816	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,651554701	3,621910977
0,01872720642	0,252717614	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,703954434	3,676555646
0,01899132107	0,2562817561	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,685244098	3,65705369
0,01944486519	0,2624021878	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,653088538	3,623511761
/	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/
0,02087059015	0,2816418865	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,551797484	3,517640137
0,02024310118	0,2731741252	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,596416526	3,564316812
/	/	0,022638	0,00026136	0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	/	/

B3	DF	POF	Category
3,646534717	0,5611727615	1,26E-05	1
/	/	/	/
/	/	/	/
3,587198175	0,5920237495	1,33E-05	1
3,649799678	0,4835503292	1,09E-05	1
/	/	/	/
/	/	/	/
/	/	/	/
/	/	/	/
/	/	/	/
4,298658003	0,03436571234	7,73E-07	1
/	/	/	/
3,100120051	0,8597387249	1,93E-05	1
3,472474003	0,3646857513	8,20E-06	1
3,882460793	0,2325690242	5,23E-06	1
3,858787891	0,2531575275	5,69E-06	1
3,627864183	0,2472794866	5,56E-06	1
3,547918109	0,298811593	6,72E-06	1
B3	DF	POF	Category
3,598340316	0,7211439114	1,62E-05	1
3,423685934	1,297649582	2,92E-05	1
3,584145275	0,7572694694	1,70E-05	1
3,587510936	0,7485574491	1,68E-05	1
3,592529709	0,7357365311	1,65E-05	1
3,555758172	0,8345236796	1,88E-05	1
/	/	/	/
/	/	/	/
3,262250478	2,74014764	6,16E-05	2
/	/	/	/
3,267007439	2,697320526	6,06E-05	2
3,256096079	2,796478276	6,29E-05	2
3,263612258	2,727824401	6,13E-05	2
/	/	/	/
/	/	/	/
/	/	/	/
/	/	/	/
/	/	/	/
3,260203818	2,758764343	6,20E-05	2
3,264292353	2,721688974	6,12E-05	2
3,259520532	2,765005306	6,22E-05	2
/	/	/	/
/	/	/	/
3,263612258	2,727824401	6,13E-05	2
3,240867859	2,940439622	6,61E-05	2
/	/	/	/
/	/	/	/
/	/	/	/
3,190604803	3,464982612	7,79E-05	2
/	/	/	/
3,2289182	3,058112288	6,87E-05	2
/	/	/	/
3,563611695	0,01943795596	4,37E-07	1
3,563611695	0,8124602246	1,83E-05	1
3,554001341	0,8395336118	1,89E-05	1
3,613874169	0,683423245	1,54E-05	1
3,592529709	0,7357365311	1,65E-05	1
3,555758172	0,8345236796	1,88E-05	1
/	/	/	/
3,439191836	1,233198693	2,77E-05	1
3,490677091	1,039544033	2,34E-05	1
/	/	/	/

TML	t	t _{bu}	t _{min}	t _c	trdi (2017)	trdi (2019)	CR	trde (2022)	ART
N1	25	25	13,32	16,32	23,89	23,85	0,0435	23,28944724	0,0002054578604
N2	17,48	17,48	5,91	8,91	/	/	/	/	/
N3	17,48	17,48	5,91	8,91	/	/	/	/	/
N4	20	20	9,45	12,45	19,23	18,47	0,0435	17,72422111	0,0002699695502
N5	20	20	9,45	12,45	19,35	18,95	0,0435	18,43819095	0,0002595156982
N6	15,09	15,09	4,97	7,97	/	/	/	/	/
N7	15,09	15,09	4,97	7,97	/	/	/	/	/
N8	11,13	11,13	2,5	5,5	10,87	/	/	/	/
N9	8,56	8,56	2,5	5,5	9,49	/	/	/	/
N10	16	16	7,58	10,58	/	/	/	/	/
CN1	16,6	16,6	2,5	5,5	16,44	16,57	0,0435	16,55537688	0,0002890299649
CN2	16,6	16,6	2,5	5,5	16,59	17,12	/	/	/
CN3/A	11,13	11,13	2,5	5,5	10,3	8,82	0,0435	7,694020101	0,0006219115544
CN3/B	11,13	11,13	2,5	5,5	9,89	9,7	0,0435	9,002964824	0,0005314915801
M1	25	25	11,29	14,29	24,69	24,73	0,0435	24,59839196	0,0001945249107
M2	25	25	11,29	14,29	24,84	24,42	0,0435	24,13728643	0,0001982410083
CN4A	11,13	11,13	2,5	5,5	10,34	10,2	0,0435	9,746683417	0,0004909362288
N11	11,13	11,13	2,5	5,5	10,02	9,93	0,0435	9,345075377	0,0005120343932
TML	Spots		Nominal WT (mm)		t _{min}	t _c	CR	trde(2022)	ART
South Head spots	1		28		17,1582	20,1582	0,0435	27,27772194	0,0001754178743
	2				17,1582	20,1582	0,0435	24,50653266	0,00019525406
	3				17,1582	20,1582	0,0435	27,02713568	0,0001770442883
	4				17,1582	20,1582	0,0435	27,08609715	0,0001766588953
	29				17,1582	20,1582	0,0435	27,17453936	0,0001760839415
	30				17,1582	20,1582	0,0435	26,54070352	0,0001802891169
	31				17,1582	20,1582	/	/	/
Shell spots	5		40		34,615	37,615	/	/	/
	6				34,615	37,615	0,0435	39,82311558	0,0001201563446
	7				34,615	37,615	/	/	/
	8				34,615	37,615	0,0435	39,92629816	0,0001198458214
	9				34,615	37,615	0,0435	39,69045226	0,0001205579611
	10				34,615	37,615	0,0435	39,85259631	0,0001200674597
	11				34,615	37,615	/	/	/
	12				34,615	37,615	/	/	/
	13				34,615	37,615	/	/	/
	14				34,615	37,615	/	/	/
	15				34,615	37,615	/	/	/
	16				34,615	37,615	0,0435	39,77889447	0,0001202899192
	17				34,615	37,615	0,0435	39,86733668	0,0001200230665
	18				34,615	37,615	0,0435	39,7641541	0,00012033451
	19				34,615	37,615	/	/	/
	20				34,615	37,615	/	/	/
	21				34,615	37,615	0,0435	39,85259631	0,0001200674597
	22				34,615	37,615	0,0435	39,36616415	0,0001215510859
	23				34,615	37,615	/	/	/
	31				34,615	37,615	/	/	/
	32				34,615	37,615	/	/	/
	33				34,615	37,615	0,0435	38,33433836	0,0001248228143
	34				34,615	37,615	/	/	/
	35				34,615	37,615	0,0435	39,11557789	0,000122529779
	36				34,615	37,615	/	/	/
north haed spot	25		28		17,1582	20,1582	0,0435	26,67336683	0,0001793924265
	26				17,1582	20,1582	0,0435	26,67336683	0,0001793924265
	27				17,1582	20,1582	0,0435	26,51122278	0,0001804896002
	28				17,1582	20,1582	0,0435	27,55778894	0,0001736351204
	29				17,1582	20,1582	0,0435	27,17453936	0,0001760839415
	30				17,1582	20,1582	0,0435	26,54070352	0,0001802891169
	31				17,1582	20,1582	/	/	/
	37				17,1582	20,1582	0,0435	24,72763819	0,0001935081694
	38				17,1582	20,1582	0,0435	25,49413735	0,0001876902102
	39				17,1582	20,1582	/	/	/

Extrait du fichier Sheet de calcul automatisé du facteur de dommage (DF) dû à la corrosion externe, selon la méthodologie de l'API 581

FS	SR	I1	I2	I3	POp1	POp2	POp3	B1 cuif	B2 CUIF
399,135	0,2421059301	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,78229686	3,78204537
399,135	/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/
399,135	/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/
399,135	0,2426870742	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,77928356	3,778952148
399,135	0,2332896635	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,826742575	3,826436386
/	/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/
/	/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/
/	/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/
/	/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/
/	/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/
399,135	0,1147804891	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,42410934	4,423941782
/	/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/
399,135	0,2469754734	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,757189581	3,756410552
399,135	0,2110676087	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,938614952	3,938046441
399,135	0,2007104409	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,991229128	3,991031866
399,135	0,2045447035	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,971881898	3,971677008
399,135	0,19496214	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,019933201	4,019488354
399,135	0,2033407094	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,977633603	3,977106063
SR	I1	I2	I3	POp1	POp2	POp3	B1 cuif	B2 CUIF	B3
0,00000222182679	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999988812	4,999988579	4,99998765
0,00000275272392	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999986138	4,999985849	4,999984698
0,00000226321781	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999988604	4,999988366	4,99998742
0,00000225337531	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999988653	4,999988417	4,999987475
0,00000223873151	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999988727	4,999988492	4,999987556
0,00000234693755	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999988182	4,999987936	4,999986955
/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/	/
/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/	/
0,00000104245166	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999994751	4,999994642	4,999994207
/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/	/
0,00000103707055	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999994778	4,99999467	4,999994237
0,00000104943199	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999994716	4,999994606	4,999994168
0,00000104090994	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999994759	4,99999465	4,999994216
/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/	/
/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/	/
/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/	/
/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/	/
/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/	/
0,00000104477068	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999994739	4,99999463	4,999994194
0,00000104014035	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999994763	4,999994654	4,99999422
0,00000104554540	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999994735	4,999994626	4,99999419
/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/	/
/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/	/
0,00000104090994	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999994759	4,99999465	4,999994216
0,00000106679309	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999994628	4,999994517	4,999994072
/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/	/
/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/	/
/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/	/
0,0000011249946	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999994335	4,999994218	4,999993748
/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/	/
0,0000010805052	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999994559	4,999994446	4,999993996
/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/	/
0,0000023236500	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999988299	4,999988056	4,999987084
0,0000023236500	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999988299	4,999988056	4,999987084
0,0000023521600	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999988156	4,999987909	4,999986926
0,0000021768958	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999989038	4,99998881	4,9999879
0,0000022387315	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999988727	4,999988492	4,999987556
0,0000023469375	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999988182	4,999987936	4,999986955
/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/	/
0,0000027037163	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999986385	4,999986101	4,999984971
0,0000025435820	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	4,999987192	4,999986925	4,999985861
/	0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	/	/	/

B3	DF corr	POF	Category
3,781541603	0,498048409	1,12E-05	1
/	/	/	/
/	/	/	/
3,778287959	0,5041170502	1,13E-05	1
3,825822757	0,4161970753	9,36E-06	1
/	/	/	/
/	/	/	/
/	/	/	/
/	/	/	/
/	/	/	/
4,423605262	0,03103926438	6,98E-07	1
/	/	/	/
3,754845206	0,5507797121	1,24E-05	1
3,936904253	0,262683663	5,90E-06	1
3,990636659	0,1724813829	3,88E-06	1
3,971266514	0,228552329	5,14E-06	1
4,018474313	0,1865932614	4,19E-06	1
3,976046221	0,223101524	5,02E-06	1
DF corr	POF	Category	
0,00183761675	4,13E-08	1	
0,001837642244	4,13E-08	1	
0,00183761874	4,13E-08	1	
0,001837618267	4,13E-08	1	
0,001837617564	4,13E-08	1	
0,001837622758	4,13E-08	1	
/	/	/	
/	/	/	
0,001837560122	4,13E-08	1	
/	/	/	
0,001837559863	4,13E-08	1	
0,001837560457	4,13E-08	1	
0,00183756005	4,13E-08	1	
/	/	/	
/	/	/	
/	/	/	
/	/	/	
/	/	/	
0,001837560235	4,13E-08	1	
0,001837560013	4,13E-08	1	
0,001837560272	4,13E-08	1	
/	/	/	
/	/	/	
0,00183756005	4,13E-08	1	
0,001837561292	4,13E-08	1	
/	/	/	
/	/	/	
/	/	/	
0,001837564086	4,13E-08	1	
/	/	/	
0,00183756195	4,13E-08	1	
/	/	/	
0,001837621641	4,13E-08	1	
0,001837621641	4,13E-08	1	
0,001837623009	4,13E-08	1	
0,001837614593	4,13E-08	1	
0,001837617564	4,13E-08	1	
0,001837622758	4,13E-08	1	
/	/	/	
0,001837639889	4,13E-08	1	

TML	t	t _{ten}	t _{min}	t _c	t (2017)	t (2019)	CR	trde (2022)	ART
N1	25	25	13,32	16,32	23,89	23,85	0,06799	23,2894724	0,0003211282743
N2	17,48	17,48	5,91	8,91	/	/	/	/	/
N3	17,48	17,48	5,91	8,91	/	/	/	/	/
N4	20	20	9,45	12,45	19,23	18,47	0,06799	17,72422111	0,0004219593039
N5	20	20	9,45	12,45	19,35	18,95	0,06799	18,43819095	0,0004056200534
N6	15,09	15,09	4,97	7,97	/	/	/	/	/
N7	15,09	15,09	4,97	7,97	/	/	/	/	/
N8	11,13	11,13	2,5	5,5	10,87	/	/	/	/
N9	8,56	8,56	2,5	5,5	9,49	/	/	/	/
N10	16	16	7,58	10,58	/	/	/	/	/
CN1	16,6	16,6	2,5	5,5	16,44	16,57	0,06799	16,55537688	0,000451750513
CN2	16,6	16,6	2,5	5,5	16,59	17,12	/	/	/
CN3/A	11,13	11,13	2,5	5,5	10,3	8,82	0,06799	7,694020101	0,0009720406111
CN3/B	11,13	11,13	2,5	5,5	9,89	9,7	0,06799	9,002964824	0,0008307152306
M1	25	25	11,29	14,29	24,69	24,73	0,06799	24,59839196	0,0003040401995
M2	25	25	11,29	14,29	24,84	24,42	0,06799	24,13728643	0,0003098484173
CN4A	11,13	11,13	2,5	5,5	10,34	10,2	0,06799	9,746683417	0,0007673276827
N11	11,13	11,13	2,5	5,5	10,02	9,93	0,06799	9,345075377	0,0008003038711
TML	Spots		Nominal WT (mm)		t _{min}	t _c	trdi(2019)	CR	trde(2022)
South Head spots	1		28		17,1582	20,1582	27,51	0,06799	27,27772194
	2				17,1582	20,1582	25,63	0,06799	24,50653266
	3				17,1582	20,1582	27,34	0,06799	27,02713568
	4				17,1582	20,1582	27,38	0,06799	27,08609715
	29				17,1582	20,1582	27,44	0,06799	27,17453936
	30				17,1582	20,1582	27,01	0,06799	26,54070352
	31				17,1582	20,1582	28,01	/	/
Shell spots	5		40		34,615	37,615	40,17	/	/
	6				34,615	37,615	39,88	0,06799	39,82311558
	7				34,615	37,615	40,1	/	/
	8				34,615	37,615	39,95	0,06799	39,92629816
	9				34,615	37,615	39,79	0,06799	39,69045226
	10				34,615	37,615	39,9	0,06799	39,85259631
	11				34,615	37,615	40,1	/	/
	12				34,615	37,615	40,1	/	/
	13				34,615	37,615	40,34	/	/
	14				34,615	37,615	40,43	/	/
	15				34,615	37,615	40,4	/	/
	16				34,615	37,615	39,85	0,06799	39,77889447
	17				34,615	37,615	39,91	0,06799	39,86733668
	18				34,615	37,615	39,84	0,06799	39,7641541
	19				34,615	37,615	40,2	/	/
	20				34,615	37,615	40,6	/	/
	21				34,615	37,615	39,9	0,06799	39,85259631
	22				34,615	37,615	39,57	0,06799	39,36616415
	23				34,615	37,615	40,12	/	/
	31				34,615	37,615	40,37	/	/
	32				34,615	37,615	40,16	/	/
	33				34,615	37,615	38,87	0,06799	38,33433836
	34				34,615	37,615	40,69	/	/
	35				34,615	37,615	39,4	0,06799	39,11557789
	36				34,615	37,615	40,2	/	/
north haed spot	25		28		17,1582	20,1582	27,1	0,06799	26,67336683
	26				17,1582	20,1582	27,1	0,06799	26,67336683
	27				17,1582	20,1582	26,99	0,06799	26,51122278
	28				17,1582	20,1582	27,7	0,06799	27,55778894
	29				17,1582	20,1582	27,44	0,06799	27,17453936
	30				17,1582	20,1582	27,01	0,06799	26,54070352
	31				17,1582	20,1582	28,01	/	/
	37				17,1582	20,1582	25,78	0,06799	24,72763819
	38				17,1582	20,1582	26,3	0,06799	25,49413735
	39				17,1582	20,1582	28,29	/	/

Extrait du fichier Sheet de calcul automatisé du facteur de dommage (DF) dû à la CUI, selon la méthodologie de l'API 581

FS	SRp	I1	I2	I3	POp1	POp2	POp3	B1 culf	B2 CUIF
399,135	0,2421059301	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,782155306	3,781761885
399,135	/	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	/	/
399,135	/	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	/	/
399,135	0,2426870742	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,779097035	3,778578441
399,135	0,2332896635	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,826570245	3,826091125
/	/	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	/	/
/	/	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	/	/
/	/	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	/	/
/	/	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	/	/
/	/	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	/	/
399,135	0,1147804891	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	4,424015064	4,423752555
/	/	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	/	/
399,135	0,2469754734	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,756751295	3,755530477
399,135	0,2110676087	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,938295098	3,937404251
399,135	0,2007104409	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,9911181	3,990809481
399,135	0,2045447035	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,971766577	3,971446022
399,135	0,19496214	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	4,019660415	4,018900694
399,135	0,2033407094	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,97736799	3,976510167
ART	SR CUIF	I1	I2	I3	POp1	POp2	POp3	B1 culf	B2 CUIF
0,0002741761213	0,2553219221	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,715474653	3,715120505
0,0003051798515	0,2841936268	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,569594335	3,569155404
0,0002767181876	0,2576891788	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,703515815	3,703155057
0,0002761158227	0,2571282366	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,706349607	3,70599042
0,0002752171766	0,2562913875	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,710577719	3,710220342
0,0002817898175	0,2624120492	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,679655656	3,679281527
/	/	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	/	/
/	/	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	/	/
0,0001878029856	0,3263399822	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,358636141	3,358526198
/	/	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	/	/
0,0001873176414	0,3254966132	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,361097986	3,360789643
0,0001884307075	0,327430757	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,351324058	3,351012039
0,0001876640593	0,326098574	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,358056064	3,357746579
/	/	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	/	/
/	/	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	/	/
/	/	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	/	/
/	/	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	/	/
0,000188011761	0,3267027654	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,355002866	3,354692234
0,0001875946733	0,3259780038	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,358665348	3,358356093
0,000188081456	0,3268238725	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,354390868	3,354080005
/	/	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	/	/
/	/	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	/	/
0,0001876640593	0,326098574	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,358056064	3,357746579
0,0001899829501	0,3301280455	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,33769364	3,337376459
/	/	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	/	/
/	/	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	/	/
/	/	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	/	/
0,0001950966241	0,3390139334	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,29278976	3,292455274
/	/	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	/	/
0,0001912000385	0,3322429459	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,327006226	3,326684967
/	/	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	/	/
0,0002803883007	0,2611069102	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,686249448	3,685879038
0,0002803883007	0,2611069102	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,686249448	3,685879038
0,0002821031705	0,262703854	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,67818139	3,677806427
0,0002713896973	0,2527271115	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,728582521	3,728235548
0,0002752171766	0,2562913875	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,710577719	3,710220342
0,0002817898175	0,2624120492	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,679655656	3,679281527
/	/	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	/	/
0,0003024510445	0,281652471	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,58243617	3,582005064
0,0002933576413	0,2731843914	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,625227274	3,62482174
/	/	0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	/	/

B3	DF CUIF	POF	Category
3,780973112	0,498328404	1,12E-05	1
/	/	/	/
/	/	/	/
3,777537918	0,504490265	1,13E-05	1
3,825129825	0,4164722325	9,36E-06	1
/	/	/	/
/	/	/	/
/	/	/	/
/	/	/	/
/	/	/	/
4,423224104	1,863519204	4,19E-05	2
/	/	/	/
3,75307098	0,5517223629	1,24E-05	1
3,935609897	0,2630234951	5,91E-06	1
3,990190571	0,2107727931	4,74E-06	1
3,970803169	0,2286542274	5,14E-06	1
4,017370599	0,186802023	4,20E-06	1
3,97484523	0,2233767669	5,02E-06	1
B3	DF CUIF	POF	Category
3,714410787	0,6500804207	1,46E-05	1
3,568275741	1,145960615	2,58E-05	1
3,702432089	0,6815210707	1,53E-05	1
3,705270603	0,6739442842	1,51E-05	1
3,709505213	0,6627877851	1,49E-05	1
3,678531759	0,748564448	1,68E-05	1
/	/	/	/
/	/	/	/
3,355905609	2,526942212	5,68E-05	2
/	/	/	/
3,360172259	0,02111205938	4,75E-07	1
3,350387293	2,577699687	5,79E-05	2
3,357126908	2,515816105	5,66E-05	2
/	/	/	/
/	/	/	/
/	/	/	/
/	/	/	/
/	/	/	/
3,354070263	2,543748213	5,72E-05	2
3,35773688	2,510276267	5,64E-05	2
3,353457573	2,549381577	5,73E-05	2
/	/	/	/
/	/	/	/
3,357126908	2,515816105	5,66E-05	2
3,336741374	2,707618011	6,09E-05	2
/	/	/	/
/	/	/	/
/	/	/	/
3,291785538	3,179476197	7,15E-05	2
/	/	/	/
3,326041717	2,813631424	6,32E-05	2
/	/	/	/
3,685136725	0,7294429241	1,64E-05	1
3,685136725	0,7294429241	1,64E-05	1
3,677054987	0,7528793107	1,69E-05	1
3,727540215	0,6171864773	1,39E-05	1
3,709505213	0,6627877851	1,49E-05	1
3,678531759	0,748564448	1,68E-05	1
/	/	/	/
3,581141088	1,091022415	2,45E-05	1
3,624009023	0,9253570952	2,08E-05	1

$C_F^{(n)}$
0,03116683942

Extrait du fichier Sheet de calcul automatisé du COF, selon la méthodologie de l'API 581

CA f cmd	CA finj	CA f	FC f,cmd	FC f,affa	outage cmd (day)	outage affa (day)	Prodcost (site EMN)	FC f prod	frac _{crd}
180,5419182	513,9238005	513,9238005	28104,57516	467007,7798	2,875816993	11,18290428	1704527	23963470	0,3821179017

CAcmd □ _{AINL-DIST}	CAcmd □ _{ALL-DIST}	CAcmd □ _{ALL-DIST}	CAinj□ _{AINL-DIST}	CAinj □ _{AINL-DIST}	CAinj □ _{ALL-DIST}
59,03865966	92,09209661	20,03858868	58,07493426	169,9341742	224,1678444
193,8289535	1225,443124	35,15651648	656,2443548	557,9083832	2748,825316
381,3516138	17700,46479	42,64801725	8007,803679	1097,665021	36493,60911
714,4278559	243686,2112	60,29345437	93418,43096	2056,376422	462487,0047
vol□ ^{cm}	FC _{p-0} □ _{vol} □	Pers # avg	Popdens	FC ₁ □□	C _p ^{iso} (\$)
3,556655543	#REF!	2,6	0,00006064486484	230,7904459	#REF!
54,23432339					
443,9951878					
1509,905858					

TML					DF	POF	Category	DF corr	POF
N1					0,5611727615	1,26E-05	1	0,498048409	1,12E-05
N2					/	/	/	/	/
N3					/	/	/	/	/
N4					0,5920237495	1,33E-05	1	0,5041170502	1,13E-05
N5					0,4835503292	1,09E-05	1	0,4161970753	9,36E-06
N6					/	/	/	/	/
N7					/	/	/	/	/
N8					/	/	/	/	/
N9					/	/	/	/	/
N10					/	/	/	/	/
CN1					0,03436571234	7,73E-07	1	0,03103926438	6,98E-07
CN2					/	/	/	/	/
CN3/A					0,8597387249	1,93E-05	1	0,5507797121	1,24E-05
CN3/B					0,3646857513	8,20E-06	1	0,262683663	5,90E-06
M1					0,2325690242	5,23E-06	1	0,1724813829	3,88E-06
M2					0,2531575275	5,69E-06	1	0,228552329	5,14E-06
CN4A					0,2472794866	5,56E-06	1	0,1865932614	4,19E-06
N11					0,298811593	6,72E-06	1	0,223101524	5,02E-06
TML	Spots	Nominal WT (mm)			DF	POF	Category	DF corr	POF
South Head spots	1	28			0,7211439114	1,62E-05	1	1542,883615	4,13E-08
	2				1,297649582	2,92E-05	1	674,7922161	4,13E-08
	3				0,7572694694	1,70E-05	1	1474,00324	4,13E-08
	4				0,7485574491	1,68E-05	1	1490,445776	4,13E-08
	29				0,7357365311	1,65E-05	1	1514,838687	4,13E-08
	30				0,8345236796	1,88E-05	1	1332,984436	4,13E-08
	31				/	/	/	/	/
Shell spots	5	40			/	/	/	/	/
	6				2,74014764	6,16E-05	2	83,39831752	4,13E-08
	7				/	/	/	/	/
	8				2,697320526	6,06E-05	2	86,06418304	4,13E-08
	9				2,796478276	6,29E-05	2	80,33661807	4,13E-08
	10				2,727824401	6,13E-05	2	84,13383227	4,13E-08
	11				/	/	/	/	/
	12				/	/	/	/	/
	13				/	/	/	/	/
	14				/	/	/	/	/
	15				/	/	/	/	/
	16				2,758764343	6,20E-05	2	82,33326094	4,13E-08
	17				2,721688974	6,12E-05	2	84,50935625	4,13E-08
	18				2,765005306	6,22E-05	2	81,98826747	4,13E-08
	19				/	/	/	/	/
	20				/	/	/	/	/
	21				2,727824401	6,13E-05	2	84,13383227	4,13E-08
	22				2,940439622	6,61E-05	2	74,40451126	4,13E-08
	23				/	/	/	/	/
	31				/	/	/	/	/
	32				/	/	/	/	/
	33				3,464982612	7,79E-05	2	65,77616756	4,13E-08
	34				/	/	/	/	/
	35				3,058112288	6,87E-05	2	71,10645539	4,13E-08
	36				/	/	/	/	/
north head spot	25	28			0,01943795596	4,37E-07	1	3156,095453	4,13E-08
	26				0,8124602246	1,83E-05	1	1372,372203	4,13E-08
	27				0,8395336118	1,89E-05	1	1324,140586	4,13E-08
	28				0,683423245	1,54E-05	1	1616,744663	4,13E-08
	29				0,7357365311	1,65E-05	1	1514,838687	4,13E-08
	30				0,8345236796	1,88E-05	1	1332,984436	4,13E-08
	31				/	/	/	/	/
	37				1,233198693	2,77E-05	1	747,3198392	4,13E-08
	38				1,039544033	2,34E-05	1	1001,862471	4,13E-08
	39				/	/	/	/	/

Extrait du fichier Sheet de calcul automatisé de Risque, selon la méthodologie de l'API 581

Category	DF CUIF	POF	Category	POF total	POF category	CA finj	CAinj category	CA area	CA area category
1	0,498328404	1,12E-05	1	3,50E-05	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	0,504490265	1,13E-05	1	3,60E-05	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	0,4164722325	9,36E-06	1	2,98E-05	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	1,863519204	4,19E-05	2	4,34E-05	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	0,5517223629	1,24E-05	1	4,41E-05	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	0,2630234951	5,91E-06	1	2,00E-05	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	0,2107727931	4,74E-06	1	1,38E-05	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	0,2286542274	5,14E-06	1	1,60E-05	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	0,186802023	4,20E-06	1	1,40E-05	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	0,2233767669	5,02E-06	1	1,68E-05	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
Category	DF CUIF	POF	Category	POF					
1	0,6500804207	1,46E-05	1	3,09E-05	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	1,145960615	2,58E-05	1	5,50E-05	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	0,6815210707	1,53E-05	1	3,24E-05	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	0,6739442842	1,51E-05	1	3,20E-05	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	0,6627877851	1,49E-05	1	3,15E-05	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	0,748564448	1,68E-05	1	3,56E-05	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	2,526942212	5,68E-05	2	1,18E-04	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	0,02111205938	4,75E-07	1	6,11E-05	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	2,577699687	5,79E-05	2	1,21E-04	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	2,515816105	5,66E-05	2	1,18E-04	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	2,543748213	5,72E-05	2	1,19E-04	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	2,510276267	5,64E-05	2	1,18E-04	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	2,549381577	5,73E-05	2	1,20E-04	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	2,515816105	5,66E-05	2	1,18E-04	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	2,707618011	6,09E-05	2	1,27E-04	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	3,179476197	7,15E-05	2	1,49E-04	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	2,813631424	6,32E-05	2	1,32E-04	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	0,7294429241	1,64E-05	1	1,69E-05	1	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	0,7294429241	1,64E-05	1	3,47E-05	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	0,7528793107	1,69E-05	1	3,58E-05	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	0,6171864773	1,39E-05	1	2,93E-05	1	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	0,6627877851	1,49E-05	1	3,15E-05	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	0,748564448	1,68E-05	1	3,56E-05	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	1,091022415	2,45E-05	1	5,23E-05	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
1	0,9253570952	2,08E-05	1	4,42E-05	2	513,9238005	D	0,03477452341	C
/	/	/	/	/					

CA fncl	CA fncl category	area risk	safety risk	financial risk	risque total
24460517,6	E	1,22E-08	1,80E-02	8,56E+02	Medium High
24460517,6	E	/	/	/	Medium High
24460517,6	E	/	/	/	Medium High
24460517,6	E	1,25E-08	1,85E-02	8,80E+02	Medium High
24460517,6	E	1,03E-08	1,52E-02	7,24E+02	Medium High
24460517,6	E	/	/	/	Medium High
24460517,6	E	/	/	/	Medium High
24460517,6	E	/	/	/	Medium High
24460517,6	E	/	/	/	Medium High
24460517,6	E	/	/	/	Medium High
24460517,6	E	1,51E-08	2,23E-02	1,08E+03	Medium High
24460517,6	E	/	/	/	Medium High
24460517,6	E	1,53E-08	2,27E-02	1,08E+03	Medium High
24460517,6	E	6,96E-07	1,03E-02	4,90E+02	Medium High
24460517,6	E	4,81E-07	7,11E-03	3,39E+02	Medium High
24460517,6	E	5,55E-07	8,21E-03	3,91E+02	Medium High
24460517,6	E	4,85E-07	7,17E-03	3,41E+02	Medium High
24460517,6	E	5,83E-07	8,61E-03	4,10E+02	Medium High
24460517,6	E	1,07E-08	1,59E-02	7,55E+02	Medium High
24460517,6	E	1,91E-08	2,83E-02	1,34E+03	Medium High
24460517,6	E	1,13E-08	1,66E-02	7,92E+02	Medium High
24460517,6	E	1,11E-08	1,65E-02	7,83E+02	Medium High
24460517,6	E	1,09E-08	1,62E-02	7,70E+02	Medium High
24460517,6	E	1,24E-08	1,83E-02	8,71E+02	Medium High
24460517,6	E	/	/	/	Medium High
24460517,6	E	/	/	/	Medium High
24460517,6	E	4,12E-08	6,09E-02	2,90E+03	Medium High
24460517,6	E	/	/	/	Medium High
24460517,6	E	2,13E-08	3,14E-02	1,50E+03	Medium High
24460517,6	E	4,20E-08	6,21E-02	2,98E+03	Medium High
24460517,6	E	4,10E-08	6,06E-02	2,88E+03	Medium High
24460517,6	E	/	/	/	Medium High
24460517,6	E	/	/	/	Medium High
24460517,6	E	/	/	/	Medium High
24460517,6	E	/	/	/	Medium High
24460517,6	E	/	/	/	Medium High
24460517,6	E	4,15E-08	6,13E-02	2,92E+03	Medium High
24460517,6	E	4,09E-08	6,05E-02	2,88E+03	Medium High
24460517,6	E	4,16E-08	6,14E-02	2,92E+03	Medium High
24460517,6	E	/	/	/	Medium High
24460517,6	E	/	/	/	Medium High
24460517,6	E	4,10E-08	6,06E-02	2,88E+03	Medium High
24460517,6	E	4,42E-08	6,53E-02	3,11E+03	Medium High
24460517,6	E	/	/	/	Medium High
24460517,6	E	/	/	/	Medium High
24460517,6	E	/	/	/	Medium High
24460517,6	E	5,20E-08	7,68E-02	3,65E+03	Medium High
24460517,6	E	/	/	/	Medium High
24460517,6	E	4,59E-08	6,79E-02	3,23E+03	Medium High
24460517,6	E	/	/	/	Medium High
24460517,6	E	5,87E-07	8,67E-03	4,13E+02	Medium High
24460517,6	E	1,21E-08	1,78E-02	8,49E+02	Medium High
24460517,6	E	1,25E-08	1,84E-02	8,77E+02	Medium High
24460517,6	E	1,02E-08	1,50E-02	7,16E+02	Medium High
24460517,6	E	1,09E-08	1,62E-02	7,70E+02	Medium High
24460517,6	E	1,24E-08	1,83E-02	8,71E+02	Medium High
24460517,6	E	/	/	/	Medium High
24460517,6	E	1,82E-08	2,69E-02	1,28E+03	Medium High
24460517,6	E	1,54E-08	2,27E-02	1,08E+03	Medium High

Période	Date	CR	trdi	Age tk	Agerc	ART	SRthia	I1	I2
0	28/05/2025	0,186270752	37,69217	3,2	1,9	0,01369197905	0,3447897754	0,022638	0,00026136
1	28/11/2025		37,59856	3,7	1,65	0,02164495383	0,3456482065	0,022638	0,00026136
2	28/05/2026		37,50495	4,2	1,4	0,02963762887	0,3465109227	0,022638	0,00026136
3	28/11/2026		37,41135	4,7	1,15	0,0376702921	0,3473778634	0,022638	0,00026136
4	28/05/2027		37,31774	5,2	0,9	0,04574326247	0,3482492463	0,022638	0,00026136
5	28/11/2027		37,22413	5,7	0,65	0,05385683612	0,3491250119	0,022638	0,00026136
6	28/05/2028		37,13052	6,2	0,4	0,06201132014	0,3500051933	0,022638	0,00026136
7	28/11/2028		37,03692	6,7	0,15	0,07020700577	0,3508897292	0,022638	0,00026136
8	28/05/2029		36,94331	7,2	0	0,07736966333	0,3517788425	0,022638	0,00026136
9	28/11/2029		36,8497	7,7	0	0,08295274912	0,352672473	0,022638	0,00026136
10	28/05/2030		36,75609	8,2	0	0,0885642728	0,3535706553	0,022638	0,00026136
11	28/11/2030		36,66249	8,7	0	0,09420442649	0,3544733276	0,022638	0,00026136
12	28/05/2031		36,56888	9,2	0	0,09987348003	0,355380718	0,022638	0,00026136
13	28/11/2031		36,47527	9,7	0	0,1055716316	0,3562927657	0,022638	0,00026136
14	28/05/2032		36,38166	10,2	0	0,1112991059	0,3572095069	0,022638	0,00026136
15	28/11/2032		36,28806	10,7	0	0,1170560976	0,3581308791	0,022638	0,00026136
16	28/05/2033		36,19445	11,2	0	0,1228428987	0,3590571159	0,022638	0,00026136
17	28/11/2033		36,10084	11,7	0	0,1286597104	0,3599881562	0,022638	0,00026136
18	28/05/2034		36,00724	12,2	0	0,1345067292	0,3609239372	0,022638	0,00026136
19	28/11/2034		35,91363	12,7	0	0,1403842648	0,3618646968	0,022638	0,00026136
20	28/05/2035		35,82002	13,2	0	0,1462925203	0,3628103733	0,022638	0,00026136

Feuille de calcul automatisée de la date de prochaine inspection, basée sur l'amincissement

I3	POp1	POp2	POp3	B1	B2	B3	DF
0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,239460722	3,213649163	3,157786231	3,852143361
0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,22020258	3,177385981	3,080445392	4,132668646
0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,200314182	3,13879796	2,993182834	4,446036096
0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,179773158	3,097736632	2,89489201	4,798731193
0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,158554877	3,054045394	2,784446149	5,19971058
0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,136635451	3,007563295	2,660751528	5,661745116
0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,113989732	2,958123672	2,522812914	6,203704236
0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,09059237	2,905556387	2,369822217	6,854074464
0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,068975054	2,856470914	2,223319097	7,557107742
0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,050664784	2,815358748	2,09999547	8,240188041
0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,03192558	2,772504383	1,969296418	9,052729456
0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	3,012746898	2,727846445	1,831386157	10,03053963
0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	2,993116158	2,681321726	1,686559412	11,21762707
0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	2,973022316	2,632870171	1,535257478	12,66545456
0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	2,952453496	2,582432415	1,378066096	14,43055913
0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	2,931398233	2,529951992	1,215713994	16,56966458
0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	2,909842892	2,475372466	1,049054674	19,13256196
0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	2,887775528	2,418643364	0,8790560564	22,15297917
0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	2,865184026	2,359718484	0,7067696169	25,63987255
0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	2,842053997	2,29855364	0,5332930682	29,57146553
0,0001782	0,9809529257	0,01132528742	0,007721786879	2,818372887	2,235113383	0,359745881	33,89383722

Période	Date	CR	trde	age tke	age coat (ans)	Coat adj	Age	ART	SRthin
0	28/05/2025	0,06796	37,69217	3,2	12,19	0,01	3,19	0,005751656113	0,3447897754
1	28/11/2025	0,06796	37,59856	3,7	12,69	0,01	3,69	0,00666973416	0,3456482065
2	28/05/2026	0,06796	37,50495	4,2	13,19	0,01	4,19	0,007592395137	0,3465109227
3	28/11/2026	0,06796	37,41135	4,7	13,69	0,01	4,69	0,008519671169	0,3473778634
4	28/05/2027	0,06796	37,31774	5,2	14,19	0,01	5,19	0,009451601303	0,3482492463
5	28/11/2027	0,06796	37,22413	5,7	14,69	0,01	5,69	0,01038821861	0,3491250119
6	28/05/2028	0,06796	37,13052	6,2	15,19	0,01	6,19	0,01132955854	0,3500051933
7	28/11/2028	0,06796	37,03692	6,7	15,69	0,01	6,69	0,01227565359	0,3508897292
8	28/05/2029	0,06796	36,94331	7,2	16,19	0,01	7,19	0,01322654629	0,3517788425
9	28/11/2029	0,06796	36,8497	7,7	16,69	0,01	7,69	0,01418227014	0,352672473
10	28/05/2030	0,06796	36,75609	8,2	17,19	0,01	8,19	0,01514286204	0,3535706553
11	28/11/2030	0,06796	36,66249	8,7	17,69	0,01	8,69	0,01610835489	0,3544733276
12	28/05/2031	0,06796	36,56888	9,2	18,19	0,01	9,19	0,01707879487	0,355380718
13	28/11/2031	0,06796	36,47527	9,7	18,69	0,01	9,69	0,01805421591	0,3562927657
14	28/05/2032	0,06796	36,38166	10,2	19,19	0,01	10,19	0,01903465647	0,3572095069
15	28/11/2032	0,06796	36,28806	10,7	19,69	0,01	10,69	0,02002014988	0,3581308791
16	28/05/2033	0,06796	36,19445	11,2	20,19	0,01	11,19	0,02101074612	0,3590571159
17	28/11/2033	0,06796	36,10084	11,7	20,69	0,01	11,69	0,02200647963	0,3599881562
18	28/05/2034	0,06796	36,00724	12,2	21,19	0,01	12,19	0,02300738407	0,3609239372
19	28/11/2034	0,06796	35,91363	12,7	21,69	0,01	12,69	0,02401351242	0,3618646968
20	28/05/2035	0,06796	35,82002	13,2	22,19	0,01	13,19	0,02502489948	0,3628103733

Feuille de calcul automatisée de la date de prochaine inspection, basée CUI

I1	I2	I3	POp1	POp2	POp3	B1	B2	B3	DF
0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,253818656	3,243462256	3,22049135	3,65070936
0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,247815714	3,235713126	3,210558411	3,728815498
0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,241768904	3,22788513	3,198876954	3,809055523
0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,235678243	3,21997766	3,187001356	3,891492135
0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,229542309	3,211988637	3,17492662	3,976209943
0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,223361102	3,203917413	3,162649159	4,063277061
0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,217134139	3,195762838	3,150164801	4,152770722
0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,210861423	3,187524247	3,137469812	4,244763816
0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,204541482	3,179199451	3,124558786	4,339353797
0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,1981743	3,17078774	3,111427796	4,436619925
0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,191759369	3,162287886	3,098072303	4,536651797
0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,185296679	3,153699162	3,084488227	4,639534341
0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,1787847	3,145019258	3,070669719	4,745380107
0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,172223404	3,136247401	3,056612498	4,85428154
0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,165612254	3,127382276	3,042311629	4,96634284
0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,158951224	3,11842309	3,027762669	5,081663202
0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,152238727	3,109367407	3,012959301	5,20037296
0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,145474718	3,10021438	2,997896867	5,322580198
0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,13865916	3,090963164	2,982570639	5,448396544
0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,13179042	3,081611219	2,966973935	5,57796775
0,441	0,0036	0,0001	0,9916797841	0,008095345177	0,0002248706993	3,12486844	3,072157644	2,951101804	5,711415548

Période	Date	CR	trde	age tke	age coat (ans)	Coat adj	Age	ART	SRthin
0	28/05/2025	0,0435	7,57073	3,2	12,19	0,01	3,19	0,01832914395	0,2509974938
1	28/11/2025	0,0435	7,54906	3,7	12,69	0,01	3,69	0,0212629122	0,2517179962
2	28/05/2026	0,0435	7,52739	4,2	13,19	0,01	4,19	0,02421357203	0,252442647
3	28/11/2026	0,0435	7,50572	4,7	13,69	0,01	4,69	0,02718126975	0,2531714821
4	28/05/2027	0,0435	7,48405	5,2	14,19	0,01	5,19	0,03016615335	0,2539045379
5	28/11/2027	0,0435	7,46238	5,7	14,69	0,01	5,69	0,03316837256	0,2546418511
6	28/05/2028	0,0435	7,44071	6,2	15,19	0,01	6,19	0,03618807883	0,2553834589
7	28/11/2028	0,0435	7,41904	6,7	15,69	0,01	6,69	0,03922542539	0,256129399
8	28/05/2029	0,0435	7,39737	7,2	16,19	0,01	7,19	0,04228056728	0,2568797095
9	28/11/2029	0,0435	7,3757	7,7	16,69	0,01	7,69	0,04535366135	0,2576344288
10	28/05/2030	0,0435	7,35403	8,2	17,19	0,01	8,19	0,04844486628	0,258393596
11	28/11/2030	0,0435	7,33236	8,7	17,69	0,01	8,69	0,05155434267	0,2591572504
12	28/05/2031	0,0435	7,31069	9,2	18,19	0,01	9,19	0,05468225297	0,259925432
13	28/11/2031	0,0435	7,28902	9,7	18,69	0,01	9,69	0,05782876162	0,2606981812
14	28/05/2032	0,0435	7,26735	10,2	19,19	0,01	10,19	0,06099403496	0,2614755388
15	28/11/2032	0,0435	7,24568	10,7	19,69	0,01	10,69	0,06417824138	0,2622575461
16	28/05/2033	0,0435	7,22401	11,2	20,19	0,01	11,19	0,06738155124	0,263044245
17	28/11/2033	0,0435	7,20234	11,7	20,69	0,01	11,69	0,07060413699	0,2638356779
18	28/05/2034	0,0435	7,18067	12,2	21,19	0,01	12,19	0,07384617313	0,2646318876
19	28/11/2034	0,0435	7,159	12,7	21,69	0,01	12,69	0,07710783629	0,2654329175
20	28/05/2035	0,0435	7,13733	13,2	22,19	0,01	13,19	0,08038930524	0,2662388115

Feuille de calcul automatisée de la date de prochaine inspection, basée sur la corrosion externe

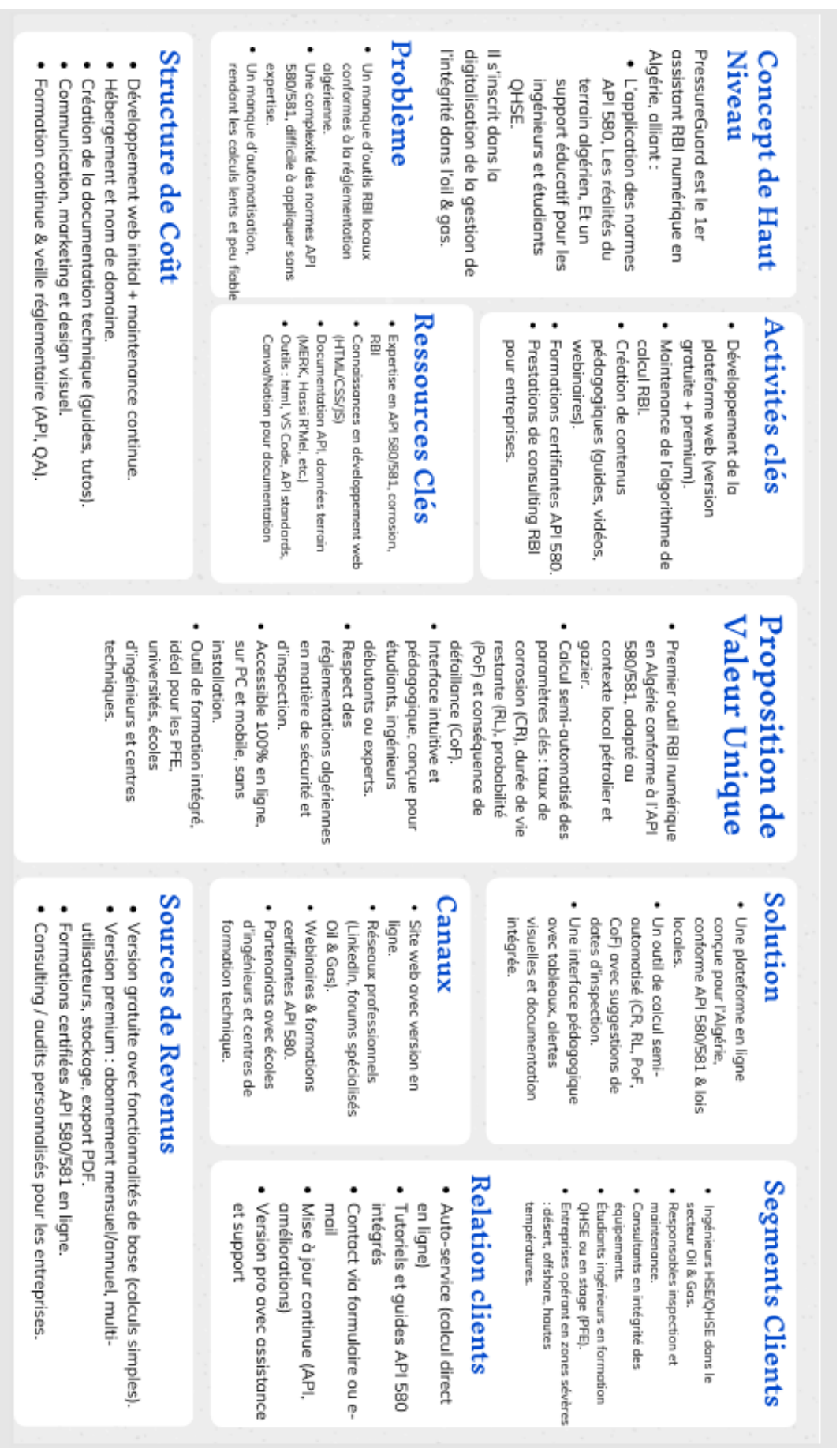
I1	I2	I3	POp1	POp2	POp3	B1	B2	B3	DF
0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,713355835	3,686780499	3,626112429	0,6570288652
0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,705543236	3,673969409	3,600422131	0,6779215831
0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,697604205	3,660780953	3,57327295	0,6998079895
0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,689536128	3,64720275	3,544585653	0,7227481779
0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,681336331	3,633222016	3,514277883	0,7468066786
0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,673002076	3,618825555	3,482264292	0,7720528578
0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,66453056	3,603999751	3,448456711	0,7985613619
0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,655918912	3,588730559	3,412764403	0,8264126132
0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,647164193	3,5730035	3,375094368	0,8556933662
0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,638263397	3,556803648	3,335351748	0,8864973322
0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,629213442	3,540115631	3,29344031	0,9189258852
0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,620011176	3,522923617	3,249263033	0,9530888631
0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,61065337	3,505211318	3,20272281	0,9891054793
0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,601136719	3,48696198	3,153723258	1,027105368
0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,591457839	3,468158382	3,102169662	1,067229787
0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,581613266	3,44878284	3,047970037	1,109633005
0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,571599453	3,4288172	2,991036337	1,154483919
0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,561412769	3,408242846	2,931285776	1,20196793
0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,551049497	3,387040705	2,868642288	1,252289149
0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,540505832	3,365191249	2,803038093	1,305672968
0,01920996	0,00039204	0,0000029403	0,979853022	0,01999700045	0,0001499775034	3,529777879	3,34267451	2,734415363	1,362369084

#	Période	Date	trdi	#	DF Externe	#	DF aminci	#	DF CUI	#	DF ^{volcan} □,□	#	Pf(t)	POF category
0		28/05/2025	37,69217		0,6570288652		3,852143361		3,393622361		7,245765722		0,0002192815063	2
1		28/11/2025	37,59856		0,6779215831		4,132668646		3,433224549		7,565893195		0,0002289696521	2
2		28/05/2026	37,50495		0,6998079895		4,446036096		3,471747826		7,917783922		0,000239619062	2
3		28/11/2026	37,41135		0,7227481779		4,798731193		3,510847898		8,309579091		0,0002514761159	2
4		28/05/2027	37,31774		0,7468066786		5,19971058		3,55053517		8,75024575		0,0002648121872	2
5		28/11/2027	37,22413		0,7720528578		5,661745116		3,590820265		9,252565381		0,0002800140871	2
6		28/05/2028	37,13052		0,7985613619		6,203704236		3,631714028		9,835418264		0,0002976531971	2
7		28/11/2028	37,03692		0,8264126132		6,854074464		3,673227533		10,527302		0,0003185919513	3
8		28/05/2029	36,94331		0,8556933662		7,557107742		3,715372087		11,27247983		0,000341143566	3
9		28/11/2029	36,8497		0,8864973322		8,240188041		3,758159235		11,99834728		0,000363110783	3
10		28/05/2030	36,75609		0,9189258852		9,052729456		3,801600769		12,85433022		0,0003890157373	3
11		28/11/2030	36,66249		0,9530888631		10,03053963		3,84570873		13,87624836		0,0004199424547	3
12		28/05/2031	36,56888		0,9891054793		11,21762707		3,890495416		15,10812249		0,0004572231541	3
13		28/11/2031	36,47527		1,027105368		12,66545456		3,935973389		16,60142794		0,0005024156545	3
14		28/05/2032	36,38166		1,067229787		14,43055913		3,982155482		18,41271461		0,0005572313473	3
15		28/11/2032	36,28806		1,109633005		16,5696458		4,0290548		20,59871938		0,0006233872841	3
16		28/05/2033	36,19445		1,154483919		19,13256196		4,076684736		23,2092467		0,0007023907166	3
17		28/11/2033	36,10084		1,20196793		22,15297917		4,125058971		26,27803814		0,0007952627796	3
18		28/05/2034	36,00724		1,252289149		25,63987255		4,174191483		29,81406403		0,0009022749453	3
19		28/11/2034	35,91363		1,305672968		29,57146553		4,224096556		33,79556209		0,001022768614	3
20		28/05/2035	35,82002		1,362369084		33,89383722		4,274788786		38,16862601		0,001155112396	3

Feuille de calcul automatisée de l'évaluation du niveau de risque pour la planification de la date de prochaine inspection

C _p ^{area} (m ²)	C _p ^{area} category	C _p ^{inj} (injuries)	C _p ^{inj} category	C _p ^{fin} (\$)	C _p ^{fin} Category	area risk	safety risk	financial risk	risque total
513,9238005	C	0,03477452341	D	66508200,17	E	0,1126939851	0,00000762540987	14584,01832	Medium High
513,9238005	C	0,03477452341	D	66508200,17	E	0,1176729538	0,00000796231052	15228,35946	Medium High
513,9238005	C	0,03477452341	D	66508200,17	E	0,123145939	0,00000833263867	15936,63254	Medium High
513,9238005	C	0,03477452341	D	66508200,17	E	0,1292395612	0,00000874496207	16725,22385	Medium High
513,9238005	C	0,03477452341	D	66508200,17	E	0,1360932857	0,00000920871760	17612,18196	Medium High
513,9238005	C	0,03477452341	D	66508200,17	E	0,1439059039	0,00000973735642	18623,23296	Medium High
513,9238005	C	0,03477452341	D	66508200,17	E	0,1529710623	0,00001035074807	19796,37841	Medium High
513,9238005	C	0,03477452341	D	66508200,17	E	0,1637319864	0,00001107888327	21188,97727	High
513,9238005	C	0,03477452341	D	66508200,17	E	0,175321798	0,00001186310492	22688,84338	High
513,9238005	C	0,03477452341	D	66508200,17	E	0,1866112736	0,00001262700442	24149,84464	High
513,9238005	C	0,03477452341	D	66508200,17	E	0,1999244462	0,00001352783686	25872,73653	High
513,9238005	C	0,03477452341	D	66508200,17	E	0,2158184223	0,00001460329872	27929,61684	High
513,9238005	C	0,03477452341	D	66508200,17	E	0,234977861	0,00001589971728	30409,10906	High
513,9238005	C	0,03477452341	D	66508200,17	E	0,2582033626	0,00001747126494	33414,76091	High
513,9238005	C	0,03477452341	D	66508200,17	E	0,2863744518	0,00001937745453	37060,35399	High
513,9238005	C	0,03477452341	D	66508200,17	E	0,3203735622	0,00002167799571	41460,36628	High
513,9238005	C	0,03477452341	D	66508200,17	E	0,3609753065	0,00002442530242	46714,74237	High
513,9238005	C	0,03477452341	D	66508200,17	E	0,4087044701	0,00002765488415	52891,49613	High
513,9238005	C	0,03477452341	D	66508200,17	E	0,463700569	0,00003137618121	60308,68267	High
513,9238005	C	0,03477452341	D	66508200,17	E	0,525625133	0,0000355662911	68922,49968	High
513,9238005	C	0,03477452341	D	66508200,17	E	0,5936397527	0,00004016848307	78624,44648	High

Annexe 5



Forces • Conformité aux normes API 580/581 et au décret algérien n°21-261, assurant une double légitimité (internationale et nationale). • Automatisation intégrée des calculs de PoF, CoF et risques, avec génération dynamique des plans d'inspection. • Plateforme modulaire et centralisée, intégrant les données d'exploitation, de conception, de maintenance et d'environnement. • Valorisation de l'expertise locale, adaptée aux spécificités du secteur pétrolier algérien, en l'absence d'outil numérique national. • Instrument stratégique pour la planification budgétaire, la maintenance proactive et l'optimisation des ressources.		Faiblesses • Dépendance à la disponibilité, la qualité et la mise à jour régulière des données techniques (épaisseurs, inspections, fluides). • Complexité potentielle d'intégration avec les systèmes de gestion existants (ERP, bases de données locales). • Besoin d'un investissement initial important pour le développement logiciel et la validation industrielle. • Faible maturité numérique de certains opérateurs ou services, pouvant freiner l'adoption généralisée. • Risque de mauvaise interprétation ou d'usage biaisé en cas de dérives non détectées dans les données de suivi.
Opportunités • Croissance du besoin de digitalisation dans les industries pétrolières et gazières, notamment en inspection basée sur le risque. • Possibilité d'extension de la plateforme à d'autres types d'équipements statiques (colonnes, échangeurs, réservoirs). • Intégration future d'outils de prédiction (intelligence artificielle) pour l'anticipation des dégradations. • Potentiel de partenariat avec des industriels (SONATRACH, JGC) ou incubateurs académiques pour le développement. • Valorisation sous forme de start-up issue du projet de fin d'études, avec levée de fonds possible et transfert technologique.		Menaces • Concurrence potentielle de logiciels internationaux (Meridium, DNV Synergi, Antea), non contextualisés pour l'Algérie. • Non-reconnaissance initiale de la solution par les autorités réglementaires si non homologuée officiellement. • Risques liés à la cybersécurité et à la protection des données sensibles (infrastructures critiques). • Retard réglementaire concernant les normes numériques ou les outils d'inspection automatisés. • Résistance au changement organisationnel dans les grandes entreprises, notamment en matière de digitalisation.

Matrice SWOT du projet PressureGuard