

N° d'ordre : / Faculté / UMBB / 2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

DERDOURI Mahfoudh

HEMIL Djillali

MESSAOUDI Lahcen

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Génie mécanique - Transport et distribution des hydrocarbures

Thème

Usage de la simulation de Monte Carlo pour l'estimation de la probabilité de défaillance et la gestion de l'intégrité des pipelines corrodés

Devant le jury :

UMBB	Président
UMBB	Encadreur
UMBB	Examineur
UMBB	Examineur

Année universitaire 2015 / 2016

Remerciements

*En premier lieu, nous remercions ALLAH
De nous avoir donné la santé et la volonté d'être
Arrivés au terme de notre projet.*

*Nous remercions notre directeur de mémoire Docteur **K. Younsi** qu'il
trouve ici notre profonde gratitude pour ses fructueuses orientations et le
temps qu'il nous a consacré durant la réalisation de mémoire.*

*Nous remercions également Monsieur **M. Tikobaini** qu'il nous a accordé
pour l'utilisation de centre de calcul.*

*Nous tenons à remercier tous les enseignants de notre département qui
n'ont préservé aucun effort afin de transmettre leur savoir et leurs
expériences aux étudiants.*

*Nous remercions aussi notre encadreur de stage, **Mr M.attouche**, pour ses
efforts fournis à sa disponibilité pendant et après notre stage sans oublier*

La direction de la résidence d'IRYAHEN.

*Enfin, nous adressons nos remerciements les plus sincères à nos familles,
nos amis qui nous accompagnés, aidé, soutenus, et encouragé tout au long
de la réalisation de ce mémoire.*

Merci

Dédicace

Je dédie ce mémoire À ...

À la mémoire de mon père Tayeb

Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours eu pour vous. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour notre éducation et notre bien-être. Ce travail est le fruit de ces sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et mon succès.

À ma très chère mère Latifa

Affable, honorable, aimable : Tu représentes pour moi le symbole de la bonté par excellence, la source de tendresse et l'exemple du dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et de prier pour moi.

Aucune dédicace ne saurait être assez éloquente pour exprimer ce que tu mérites pour tous les sacrifices que tu n'as cessé de me donner depuis ma naissance, durant mon enfance et même à l'âge adulte.

Tu as fait plus qu'une mère puisse faire. Je te dédie ce travail en témoignage de mon profond amour. Puisse Dieu, le tout puissant, te préserver et t'accorder santé, longue vie et bonheur.

À mes grands-parents, mes oncles et mes tentes

Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur, de santé.

À mes frères Khaled et Med El-Id, et ma sœurs Hanane

Les mots ne suffisent guère pour exprimer l'attachement, l'amour et l'affection que je porte pour vous.

À ma très chère sœur Noor El-Houda, son mari Rabea et leurs garçon Med El-Tayeb

Malgré la distance, vous êtes toujours dans mon cœur.

À mes chers amis

Achouri Hicheme, Moussaoui Ali, Karbi Saad, Magdoude Billale, Haga Oualid et Lahlouh Said

DERDOURI Mahfoudh

DEDICACES

Grâce à ALLAH, ce mémoire a été réalisé.
C'est avec une très grande joie que je dédie ce modeste
travail à :

Mes très chers parents qui m'ont donné la vie, l'espoir,
l'amour et m'ont soutenu durant mes études.

Qu'ALLAH m'aide à leur rendre un peu de tout ce qu'ils
ont fait pour moi.

À tous ceux qui m'ont encouragé pendant les
moments les plus difficiles.

À mes très chers frères SAMIR, ABD EL KARIM et
Kamal.

À mes grands-parents.

À mes oncles et tantes.

À mes trinômes.

À mes collègues de toutes mes années étudiantes surtout
BIG FOUR.

À tous mes amis à bejaia, BBA, et Boumerdes.

À ceux que j'aime et respecte.

H. DJILLALI

Dédicaces

Je remercie ALLAH le tout puissant de m'avoir aidé a l'élaboration de ce modeste travail, ainsi que les personnes qui ont contribué de près ou de loin qui trouvent ici le témoignage de ma gratitude.

Ce mémoire est dédié à :

Mes chers parents, qui par leurs amours, leurs précieux (conseils, leurs compréhensions et leurs soutiens, m'ont guidé vers la voie de la réussite.

À mes frères et sœurs

À ma sœur MADJERAB ABIR qui m'a dirigé beaucoup pendant toute la durée de réalisation de mémoire

À mes binômes MAHFOUDH et DJILALLI

À groupe BIG FOUR

À mes collègues surtout à ceux de la spécialité de transport des hydrocarbures

MASSAOUDI Lahcen

Sommaire

Nomenclature
Liste des figures
Liste des tableaux

Introduction générale 1

CHAPITRE I : LES ANOMALIES LES PLUS COURANTES SUR UN PIPELINE

Introduction	3
I.1. Les anomalies liées au transport par canalisation	3
I.1.1. Encrassement et dépôts	3
I.1.1.1. Cas des oléoducs	4
I.1.1.2. Cas des gazoducs	4
I.1.1.3. Les conséquences de ces défauts d'encrassement et des dépôts	4
I.1.2. Déformations géométriques	4
I.1.3. Perte de métal	5
I.1.3.1. Érosion	5
I.1.3.2. Corrosion	6
A. Les types de corrosion	6
A.1. Corrosion chimique	6
A.2. Corrosion biochimique	6
A.3. Corrosion électrochimique	7
B. Les formes de la corrosion	7
B.1. Corrosion généralisée ou uniforme	7
B.2. Corrosion localisée	7
B.2.1. Corrosion par piqûres	7
B.2.2. Corrosion intergranulaire	8
B.2.3. Corrosion galvanique	8
B.2.4. Corrosion cavernueuse	9
B.2.5. Corrosion sous contraintes	9
B.2.6. Corrosion sélective	10
B.2.7. Corrosion par courant vagabond	10
B.2.8. Corrosion par frottement	11
I.1.4. Perte de métal des pipelines par corrosion	11
I.1.4.1. Corrosion interne	11
I.1.4.2. Corrosion externe	12
I.1.5. Les facteurs de la corrosion	12
I.2. Les méthodes de protection contre la corrosion	13
I.2.1. L'inhibiteur de corrosion	13
I.2.2. Protection par revêtement	13
I.2.3. La protection cathodique (PC)	14
I.2.3.1. Protection par anodes sacrificielles	14
I.2.3.2. Protection par courant imposée	15

CHAPITRE II : INSPECTION EN LIGNE ET DIAGNOSTIC D'UN PIPELINE

Introduction	16
II.1. Action de près-inspection	17
II.1.1. les outils de nettoyage	17
II.1.1.1. Les outils rigides	17
II.1.1.2. Les outils élastiques	18
A. Les outils élastiques en forme de piston	18
B. Les outils de nettoyage sphérique	19
C. Les outils hybrides	19
II.1.2. Le choix de l'outil de nettoyage	20
II.1.2.1. La nature des substances qu'on cherche à évacuer	20
II.1.2.2. La condition de la ligne	20
II.1.3. Outil d'inspection en ligne (ILI Tools)	20
II.1.3.1 Les outils de configuration	21
A. Principe mécanique (1 ^{er} génération)	21
B. Principe électronique (2 ^{ème} génération)	22
C. Principe électromagnétique (3 ^{ème} génération)	22
II.2. L'opération d'inspection en ligne	23
II.2.1. La technique de détection des pertes de métal	23
II.2.1.1. La technique MFL	23
II.2.1.2. Les outils ultrasoniques	24
II.2.2. Le choix entre les deux techniques de détection de perte de métal	24
II.2.3. Interprétation des résultats d'inspection	25
II.2.3.1. Résultats numériques	25
II.2.3.2. Résultats sous forme d'histogrammes	26
II.2.3.3. Résultats graphiques	26
II.2.3.4. Cartes colorées	27

CHAPITRE III : APPLICATION DE L'APPROCHE DETERMINISTE SUR L'OLEODUC OH2

III.1. Classification des types de corrosion	28
III.2. Évaluation analytique de la pression réduite	30
III.2.1. La définition de la PMS	30
III.2.2. La pression réduite	31
III.2.3. Règles empiriques	31
III.3. Les différentes normes pour calculer la nouvelle PMS d'un pipeline corrodée	32
III.3.1. La norme ASME B31G	32
III.3.2. La norme ASME B31G modifiée	33
III.3.3. La norme DNV (RP-F101)	34
III.3.4. La norme Shell	35
III.3.5. La norme Fitnet FSS	35
III.3.6. La norme PCORRC	35
III.3.7. Formule de CHOI	36
III.4. Évaluation de la perte de métal de chaque norme	37
III.5. Description de la ligne Mesdar-HEH	39
III.5.1 Schéma descriptif du STC	39
III.5.2. Caractéristiques des stations Mesdar	39
Introduction	39

III.5.2.1. Caractéristique générale	39
III.5.2.2. Stockage	40
III.5.3. Conditions de fonctionnement et systèmes	40
III.5.3.1. Supervision d'exploitation	40
III.5.3.2. Surveillance des paramètres	40
III.5.3.3. Types de commandes	40
III.5.3.4. Système de protection cathodique	40
III.5.3. Caractéristique de la conduite OH2	41
III.5.4. Les résultats de l'inspection par l'outil intelligent	41
III.5.5. Calcule hydraulique de la ligue	41
III.6. Évaluation qualitative par le critère de la pression réduite	42
III.6.1. Méthodologie	42
III.6.2. Application	43
Calcul par la norme Shell	44
A. Calcul par la norme DNV	44
B. Calcul par la norme FSS	44
C. Calcul par la norme PCORRC	44
D. La représentation graphique des défauts selon le critère de pression	45
Interprétation des résultats	47
III.7. Calcul qualitative par le critère de la perte de métal limite (d/t)_{cr}	47
III.7.1. Méthodologie	47
III.7.2. Application	48
A. Calcul par la norme Shell	49
B. Calcul par la norme DNV	49
C. Calcul FSS Fitnet	49
D. Comparaison entre les trois normes	50
Interprétation des résultats	50
III.7.3. La représentation 3D de la perte de métal limite des défauts	50
Exemple sur le programme pour la norme FSS	51
III.8. Calcul comparative entre les normes selon le nombre de défaut à réparer suivant le critère de perte de métal limite	53
III.8.1. Représentation de perte de métal critique et perte de métal enregistrées au moment d'inspection par les (03) normes	54
A. Suivant la norme Shell	54
B. Suivant la norme DNV	55
C. Suivant la norme FSS	57
III.8.2. Détermination du nombre du défaut a réparé par le critère de la géométrie limite en fonction des années	58
A. Par la norme Shell	58
B. Par la norme DNV	58
C. par la norme FSS	59
D. Nombre de défaut à réparer de chaque norme	59
E. Interprétation des résultats	60
Conclusion	60

CHAPITRE IV : ÉVALUATION QUANTITATIVE DE RISQUE D'ÉCLATEMENT SUR L'OLEODUC OH2

Introduction	61
IV.1. Caractéristique de la simulation de Monte Carlo (MCS)	61
IV.2. La probabilité de défaillance	62
IV.3. les lois de distribution	63
IV.3.1. Distribution de type Gaussienne ou Normal	63
IV.3.2 La loi log normal	64
IV.3.3. La loi exponentielle	65
IV.3.4. La loi Gamma	66
IV.4. Génération des variables aléatoires	67
IV.4.1 la distribution exponentielle	67
IV.4.2 la loi normale	67
IV.5. Calcul quantitatif de la probabilité de défaillance par la simulation	
Monte Carlo	68
IV.5.1. Méthodologie de la MCS	68
IV.5.2. Application de la méthodologie sur l'oléoduc OH2	71
A. Identification des paramètres d'entrés	71
B. Analyse des données de l'inspection	71
C. Modélisation des paramètres d'entrée de MCS	72
D. Discrétisation de la longueur (pression opérationnelle) de la ligne	75
E. La pression de défaillance en fonction de temps	76
F. Calcul de la fonction limite (LSF)	76
Interprétation des résultats	77
G. Calcul de la probabilité de défaillance de chaque classe	77
Interprétations des graphes	79
H. Calcul de la probabilité de défaillance de chaque kilomètre	80
Exemple de calcul pour le kilomètre (03) suivant la norme DNV	80
H.1. La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne en fonction de temps (année)	81
Interprétation des histogrammes	82
H.2. Principe de réparation	83
H.3. La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 1 ^{ère} année	83
H.4. La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 2 ^{ème} année	84
H.5. La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 3 ^{ème} année	85
H.6. La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 4 ^{ème} année	86
H.7. La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 5 ^{ème} année	87
Interprétation des histogrammes	88
I. Étude comparative entre les trois normes pour les 5 ans avant réparation	88
Interprétation des histogrammes	90
J. Planning de réparation	90
J.1. Le plant de réparation par la norme PCORRC	90

J.2. Plan de réparation par la norme DNV-RP-F101	92
J.3. Plan de réparation par la norme FINET FSS	93
Exemple sur la méthode de réparation	94
K. Comparaison entre les 3 normes suivant le nombre de réparations en fonction de temps	95
Interprétation de graphes	96
Conclusion	96

CHAPITRE IV : MODES D'INTERVENTION SUR UN PIPELINE CORRODE

Introduction	97
VI.1. Techniques de réparation	98
VI.1.1. Réparation par demi-coquille (Split-Sleeve)	98
A. La procédure de l'installation de demi-coquille	98
B. Les conditions de l'installation de demi-coquille	99
VI.1.2. Réparation par CLOCK SPRING	99
VI.1.3. Coupe et remplacement	101
VI.1.3.1 : La réparation par Soudures bout à bout	101
A. Le raccordement par manchette ajusté	102
B. Le raccordement par chevauchement	102
VI.1.3.2 : La réparation par Manchons de raccordement en acier	102
VI.1.4. Réparation par rustine	102
Conclusion générale	104
Bibliographie	
Annexe 1	
Annexe 2	
Annexe 3	

Nomenclature

D : Diamètre externe de pipeline.

D_{int} : Diamètre interne de pipeline.

R_{ext} : le rayon externe de pipeline.

t : l'épaisseur de la conduite.

t' : l'épaisseur de la conduite après soudage.

t_{lim} : l'épaisseur limite de la conduite.

d : La profondeur de défaut.

d'(τ) : La profondeur de défaut en fonction de temps.

d₀ : La profondeur de défaut au moment d'inspection.

(d/t)_{cr} : la perte de métal critique.

σ_e : la limite d'élasticité du métal.

σ_r : la limite de rupture du métal.

L : la longueur de la conduite

L_{déf} : Longueur longitudinale de défaut.

L'_{déf}(τ) : Longueur longitudinale en fonction de temps.

L_{déf0} : la Longueur longitudinale au moment d'inspection.

W : largeur ou la longueur circonférentielle de défaut.

PMS : pression maximal de service.

P_{rd} : la pression réduite.

P_{op} : La pression interne dans la canalisation.

P_{op}(x) : la pression opérationnelle à la position x.

P_{fin} : la pression à la fin de tronçon.

P_{ref} : la pression de refoulement.

P_{déf} : la pression de défaillance.

K_s : coefficient de sécurité.

K1 : modeling factor.

A₀ : aire total du défaut ($A_0 = t \cdot L_{d\acute{e}f}$).

A : aire de défaut dépend de la norme utilisé.

M : facteur de Folias.

V_d : la vitesse de corrosion radiale.

V_a : la vitesse de corrosion axiale.

P_f : la probabilité de défaillance ou d'échec.

R : la fiabilité.

E(x) : le moyen ou l'espérance mathématique.

Var(x) : la variance mathématique

μ : Le moyen arithmétique.

σ : l'écart type.

COV : coefficient de variance.

f(x) : la fonction de densité de probabilité.

F(x) : la fonction de répartition.

Γ(α) : la fonction d'Euler de second ordre.

i : indice de classe.

j : indice de tronçon.

K : indice de kilomètre.

Nomenclature

τ : le temps.

d_{ci} : centre de classe de profondeur des défauts.

ϵ : l'erreur.

$P_{op}(j)$: la pression opérationnelle du tronçon.

N_f : le nombre d'échec.

N : le nombre d'échantillons générées.

C_i : la classe des profondeurs des défauts.

$P_f(i, j, \tau)$: la probabilité de défaillance de chaque classe pour chaque tronçon en fonction de temps.

$P_{f_{km}}^{(K)}(\tau)$: La probabilité de défaillance de chaque kilomètre en fonction de temps

n_c : nombre de classe.

Liste des abréviations

MFL: Magnetic Flux Leakage.

UT: Ultrasonic technic.

MCS: Monte Carlo Simulation.

LSF: Limit State Function.

EXP: Exploitation.

STC : Système de Transport par Conduite.

HEH : HAOUD EL HAMRA.

List des figures

CHAPITRE I : LES ANOMALIES LES PLUS COURANTES SUR UN PIPELINE

Fig. I.1 : les anomalies liées au transport par canalisation	3
Fig. I.2 : déformation géométrique par ovalisation	5
Fig. I.3 : l'érosion dans les pipelines.....	5
Fig. I.4 : Corrosion bactérienne.....	6
Fig. I.5 : corrosion généralisée.....	7
Fig. I.6 : corrosion par piqure.....	8
Fig. I.7 : corrosion intergranulaire.....	8
Fig. I.8 : corrosion galvanique.....	9
Fig. I.9 : corrosion caverneuse.....	10
Fig. I.10 : corrosion sous contrainte.....	11
Fig. I.11 : corrosion par courant vagabonds.....	11
Fig. I.12 : corrosion interne.....	12
Fig. I.13 : corrosion externe.....	13
Fig. I.14 : protection par revêtement.....	14
Fig. I.15 : protection par anode sacrificiel.....	15
Fig. I.16 : protection par courant imposée.....	15

CHAPITRE II : INSPECTION EN LIGNE ET DIAGNOSTIC D'UN PIPELINE

Fig. II.1 : Organigramme de programme d'inspection.....	16
Fig. II.2.a : Outil rigide avec brosse métallique.....	18
Fig. II.2.b : Outil rigide sans brosse métallique.....	18
Fig. II.3 : Les outils élastique en forme de piston.	18
Fig. II.4 : Outil de nettoyage sphérique.	19
Fig. II.5.a : Outil hybrids avec une demi-sphère.....	19
Fig. II.5.b : Outil hybrids avec 2 demi-sphère.	19
Fig. II.6 : Outil de configuration mécanique.....	21
Fig. II.7 : Outil de configuration électronique.....	22
Fig. II.8 : Outil de configuration électromagnétique.	22
Fig. II.9 : Outil intelligent MFL.	23
Fig. II.10 : Outil ultrasonique.	24
Fig. II.11 : Résultat statistique (histogramme) d'inspection.	26
Fig. II.12 : Résultat d'inspection sous forme graphique.....	26
Fig. II.13 : Résultat sous forme carte coloré 3D.....	27

CHAPITRE III : APPLICATION DE L'APPROCHE DETERMINISTE SUR L'OLEODUC OH2

Fig. III.1 : Schéma représente un exemple de défaut de corrosion sur une canalisation	28
Fig. III.2 : Les démentions d'un défaut de corrosion	28
Fig. III.3 : Localisation des zones dangereuses	31
Fig. III.4.a : Défaut de corrosion long projeté selon une forme parabolique	33
Fig. III.4.b : Défaut de corrosion long projeté selon une forme rectangulaire	33
Fig. III.5 : Représentation de la perte de métal limite suivant la norme Fitnet FSS	38
Fig. III.6 : le schéma de STC	39
Fig. III.7 : la variation de pression locale de la conduite	42
Fig. III.8 : organigramme de la méthodologie de travail par chaque norme	43
Fig. III.9 : Représentation de pression réduite et la pression de défaillance en fonction des pertes métal enregistrées par la norme DNV	45
Fig. III.10 : Représentation de pression réduite et la pression de défaillance en fonction des pertes métal enregistrées par la norme Shell	45
Fig. III.11 : Représentation de pression réduite et la pression de défaillance en fonction des pertes métal enregistrées par la norme FSS	46
Fig. III.12 : Représentation de pression réduite et la pression de défaillance en fonction des pertes métal enregistrées par la norme PCORRC	46
Fig. III.13 : organigramme de la méthodologie de travail par la norme Shell	48
Fig. III.14 : la perte de métal critique pour les 3 normes	50
Fig. III.14 : programme MATLAB	51
Fig. III.15: Représentation 3D de la perte de métal limite des défauts par la norme Shell	51
Fig. III.16 : Représentation 3D de la perte de métal limite des défauts par la norme DNV	52
Fig. III.17 : Représentation 3D de la perte de métal limite des défauts par la norme FSS	52
Fig. III.18 : Approche lanière de la vitesse de corrosion	53
Fig. III.19 : Représentation de perte de métal critique suivant Shell (Pop =65 bars)	54
Fig. III.20 : Représentation de perte de métal critique suivant Shell (Pop =49.25 bars)	54
Fig. III.21 : Représentation de perte de métal critique suivant Shell (Pop =33.5 bars)	55
Fig. III.22 : Représentation de perte de métal critique suivant Shell (Pop =17.75 bars)	55
Fig. III.23 : Représentation de perte de métal critique suivant DNV (Pop =65 bars)	55
Fig. III.24 : Représentation de perte de métal critique suivant DNV (Pop =49.25 bars)	56
Fig. III.25 : Représentation de perte de métal critique suivant DNV (Pop =33.5 bars)	56
Fig. III.26 : Représentation de perte de métal critique suivant DNV (Pop =17.75 bars)	56
Fig. III.27 : Représentation de perte de métal critique suivant FSS (Pop =65 bars)	57
Fig. III.28 : Représentation de perte de métal critique suivant FSS (Pop =49.25 bars)	57
Fig. III.29 : Représentation de perte de métal critique suivant FSS (Pop =33.5 bars)	57
Fig. III.30 : Représentation de perte de métal critique suivant FSS (Pop =17.25 bars)	58
Fig. III.31 : Le nombre du défaut à réparer suivant les différentes normes en fonction des années	59

CHAPITRE IV : ÉVALUATION QUANTITATIVE DE RISQUE D'ÉCLATEMENT SUR L'OLEODUC OH2

Fig. IV.1: Distribution d'une loi normale	63
Fig. IV. 2: Distribution d'une loi log-normale	64
Fig. IV.3 : Distribution d'une loi exponentielle	65
Fig. IV.4: Distribution d'une loi Gamma	66
Fig. IV.5 : Loi normale réduite	67
Fig. IV.6: Organigramme de la méthodologie de la MCS	70
Fig. IV.7 : Représentation des défauts de corrosion le long de la conduite	71
Fig. IV.8: Diamètre suivant la loi normale	74
Fig. IV.9: La contrainte élastique suivant la loi normale	74
Fig. IV.10 : La contrainte de rupture suivant la loi normale	74
Fig. IV.11 : La longueur de défaut suivant la loi normale	74
Fig. IV.12 : L'épaisseur de défaut suivant la loi normale	74
Fig. IV.13 : L'erreur de défaut suivant la loi normale	74
Fig. IV.14 : La vitesse axiale de défaut suivant la loi normale	75
Fig. IV.15 : La vitesse profonde de défaut suivant la loi normale	75
Fig. IV.16 : discrétisation de la pression de la ligne	76
Fig. IV.17 : Représentation de la probabilité de défaillance de la 7 ^{ème} classe pour le 1 ^{er} tronçon	78
Fig. IV.18 : Représentation de la probabilité de défaillance de la 7 ^{ème} classe pour le 2 ^{ème} tronçon	78
Fig. IV.19 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance de la 7 ^{ème} classe pour le 3 ^{ème} tronçon	79
Fig. IV.20 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance de la 7 ^{ème} classe pour le 4 ^{ème} tronçon	79
Fig. IV.21 : Distribution de la probabilité de défaillance avant la réparation suivant la norme DNV	81
Fig. IV.22 : Distribution de la probabilité de défaillance avant la réparation suivant la norme PCORRC	82
Fig. IV.23 : Distribution de la probabilité de défaillance avant la réparation suivant la norme FSS	82
Fig. IV.24 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 1 ^{ère} année suivant la norme DNV	83
Fig. IV.25 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 1 ^{ère} année suivant la norme PCORRC	83
Fig. IV.26 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 1 ^{ère} année suivant la norme FSS	84
Fig. IV.27 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 2 ^{ème} année suivant la norme DNV	84
Fig. IV.28: La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 2 ^{ème} année suivant la norme PCORRC	84
Fig. IV.29 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 2 ^{ème} année suivant la norme FSS	85

Fig. IV.30 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne de après la réparation de la 3ème année suivant la norme DNV	
Fig. IV.31 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 3ème année suivant la norme PCORRC	85
Fig. IV.32 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 3ème année suivant la norme FSS	86
Fig. IV.33 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 4ème année suivant la norme DNV	86
Fig. IV.34 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 4ème année suivant la norme PCORRC	86
Fig. IV.35 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 4ème année suivant la norme FSS	87
Fig. IV.36 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 5ème année suivant la norme DNV	87
Fig. IV.37 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 5ème année suivant la norme PCORRC	87
Fig. IV.38 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 5ème année suivant la norme FSS	88
Fig. IV.39 : probabilité de défaillance de la 1 ^{ère} année de toute la ligne par les 3 normes	88
Fig. IV.40 : probabilité de défaillance de la 2 ^{ème} année de toute la ligne par les 3 normes	89
Fig. IV.41 : probabilité de défaillance de la 3 ^{ème} année de toute la ligne par les 3 normes	89
Fig. IV.42 : probabilité de défaillance de la 4 ^{ème} année de toute la ligne par les 3 normes	89
Fig. IV.43 : probabilité de défaillance de la 5 ^{ème} année de toute la ligne par les 3 normes	90
Fig. IV.44 : l'évolution de nombre de défauts à réparer selon les trois normes	95
Fig. IV.45 : le nombre total des défauts à réparer selon les trois normes après 5 ans	95

CHAPITRE V : MODES D'INTERVENTION SUR UN PIPELINE CORRODE

Fig. V.1 : Organigramme des modes de réparation des pipelines corrodés	97
Fig. V.2 : L'installation de demi-coquille	98
Fig. V.3.a : Une coupe transversale d'une conduite réparée par CLOCK SPRING	99
Fig. V.3.b : Une conduite réparée par des CLOCK SPRING	99
Fig. V.4 : Un rouleau de CLOCK SPRING	100
Fig. V.5 : La pose d'un mastic sur les crevasses ou les soudures	100
Fig. V.6 : L'adhésif utilisé entre les couches du rouleau	101
Fig. V.7 : Manchons de raccordement	102
Fig. V.8 : L'installation d'une rustine	103

List des tableaux

CHAPITRE I : LES ANOMALIES LES PLUS COURANTES SUR UN PIPELINE

Tableau I.1 : Les principaux facteurs de corrosion	63
---	----

CHAPITRE II : INSPECTION EN LIGNE ET DIAGNOSTIC D'UN PIPELINE

Tableau II.1 : Résultat numérique d'inspection	64
---	----

CHAPITRE III : APPLICATION DE L'APPROCHE DETERMINISTE SUR L'OLEODUC OH2

Tableau III. 1 : l'installation énergétique de station Mesdar	39
Tableau III. 2 : les caractéristiques des réservoirs de station Mesdar	40
Tableau III. 3 : caractéristique de la ligne OH2	41
Tableau III. 4 : un échantillon de résultat enregistré par l'ILI	41

CHAPITRE IV : ÉVALUATION QUANTITATIVE DE RISQUE D'ECLATEMENT SUR L'OLEODUC OH2

Tableau IV.1 : Les classes et les centres des classes des défauts	72
Tableau IV.2 : Modélisation des paramètres d'entrée de MCS	73
Tableau IV.3 : plan de réparation des 5 ans par la norme PCORRC	92
Tableau IV.4 : plan de réparation des 5 ans par la norme DNV-RP-F101	93
Tableau IV.5 : plan de réparation des 5 ans par la norme FINET FSS	94

Introduction générale

Le transport des hydrocarbures par canalisation (offshore ou onshore) est l'un des moyens les plus efficaces et avantageux sur les deux plans, technique et économique notamment pour les longues et les moyennes distances. Il permet l'acheminement massif des différents fluides (liquides, gazeux) en toute sécurité, ça n'empêche que ces canalisations et malgré leurs rigidités, elles sont condamnées à être corrodées après une certaine période d'usage sous l'effet de l'agressivité de milieu où elles baignent d'une part (corrosion externe) et l'effet de la nature corrosive de fluide transporté d'une autre part (corrosion interne).

La corrosion dans ces deux aspects interne et externe est à l'origine de la dégradation de la résistance des pipelines qui se termine par la détérioration de ces derniers, ce qui engendre un grand nombre d'accidents (fuite, éclatement ...) et par conséquent des dégâts importants (pollution, frais supplémentaire d'entretien, manque de gain ...).

Cependant, pour réduire la gravité du phénomène de corrosion sur les pipelines, certaines sociétés à l'USA exigent des opérations périodiques de nettoyage des pipelines plus de 4 fois/an, Ces opérations sont suivies par des inspections en ligne ces dernières ont évolué considérablement principalement dans la conception des outils intelligents (*In Line Inspection Tools*) permettant à l'heure actuelle la détection et la localisation de tous les défauts de corrosion et leurs dimensions même au niveau des cordons de soudure. L'inconvénient présent par ces inspections est leur coût cher. À cet effet, et pour garantir la fiabilité des pipelines, de nombreux efforts de recherche ont été consacrés pour maximiser le nombre d'informations extrait à la base d'une seule inspection et prédire la rupture de pipeline tant de façon déterministe et probabiliste.

En premier lieu, notre travail va se porter sur une approche déterministe pour évaluer le risque engendré par chaque défaut de corrosion au la condition d'opération qui lui correspondent par les normes les plus courantes dans le domaine pétrolier (DNV, Fitnet FSS, Shell et PCORRC) afin d'envisager des opérations de réhabilitation si cela est nécessaire. Cette approche ne tient pas en compte l'aspect aléatoire des variables d'entrées qui sont indispensables pour l'évaluation de la probabilité de défaillance d'un pipeline corrodé. L'insuffisance de cette approche nous a poussé à chercher une méthode qui nous permettrait de répondre à la question suivante :

- Comment suivre l'évolution de la probabilité du risque de défaillance d'une canalisation au court de temps en se basant sur une seule inspection ?

Pour répondre à cette problématique, nous avons adopté dans notre étude une approche probabiliste pour une évaluation quantitative de risque d'éclatement d'un pipeline corrodé. Cette approche permettant de tenir en compte l'aspect aléatoire des variables d'entrée, tels que l'incertitude de mesure d'outil d'inspection (les paramètres caractérisant les défauts), les tolérances de fabrication des tubes (diamètre, l'épaisseur, nuance d'acier...),

chaque une de ces variables aléatoires étant caractérisée par une loi de distribution spécifique.

Dans notre travail, nous avons choisi l'usage de la simulation de Monte-Carlo (MCS) pour l'évaluation de la probabilité de défaillance d'un pipeline corrodé et la réalisation des programmes de réhabilitation à la base d'une seule inspection, la question qui nécessiterait d'être posée :

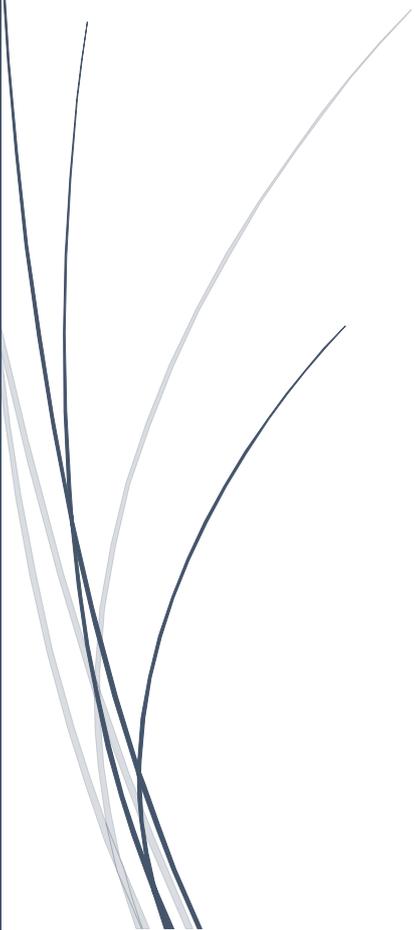
- Qu'est-ce que la méthode de Monte-Carlo pourrait apporter comme supplément par rapport aux autres méthodes applicables pour l'évaluation de la probabilité de risque d'éclatement d'un pipeline ?

Une application de la démarche sera réalisée sur l'oléoduc **OH2**.



Chapitre I

Les anomalies les plus courantes sur un pipeline



Introduction

Les structures métalliques dans l'industrie pétrolière sont particulièrement sensibles aux défaillances par corrosion, fissuration, à l'instabilité géométrique, et à des pertes de matière localisées dans les zones corrodées. Leur dimensionnement s'opère en ayant recours à des règles simplifiées, cette approche est généralement conservatrice. En effet, ces structures sont très sensibles à la moindre imperfection de forme (défauts géométriques). La prise en compte de ces divers dommages conduits généralement à une perte de capacité portante.

I.1. Les anomalies liées au transport par canalisation

Après quelques années d'exploitation, la conduite subit différents types d'altération que l'on pourrait classer en trois catégories :

- Encrassement et dépôts.
- Perte de métal.
- Déformation géométrique.

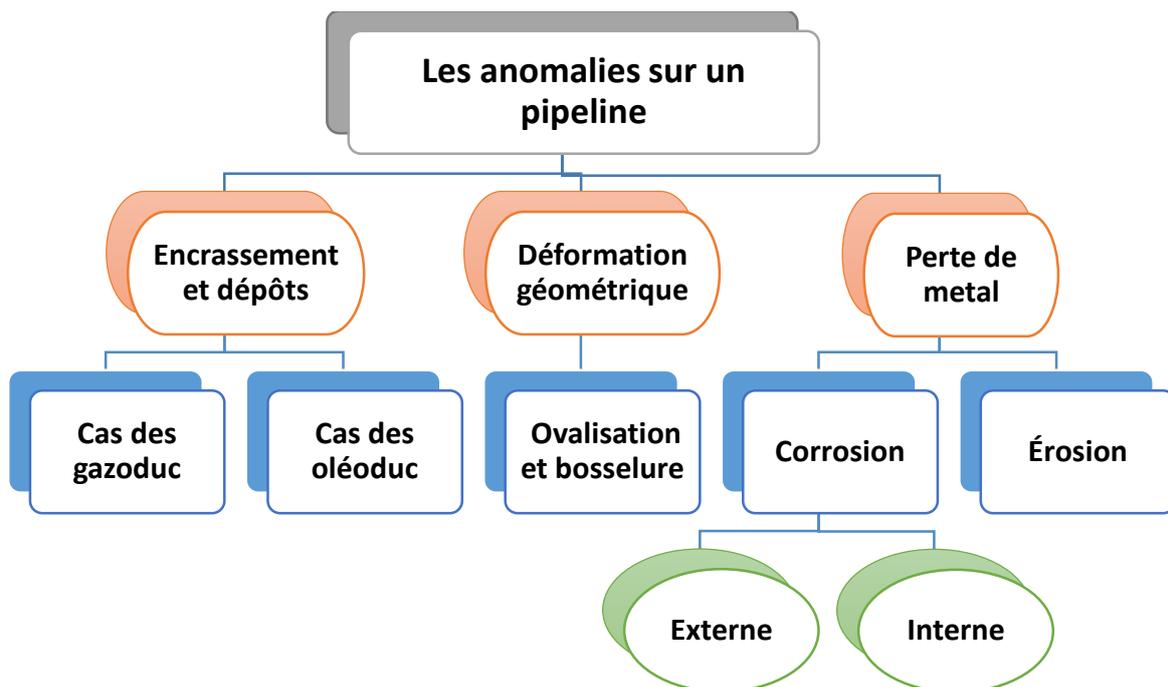


Fig. I.1 : les anomalies liées au transport par canalisation.

I.1.1. Encrassement et dépôts ^[1]

L'encrassement est principalement provoqué par les dépôts des cristaux de paraffine et de particules solides (poussières, et grain de sable). Ces dépôts diminuent la section utile de passage et augmentent la rugosité interne des canalisations. L'importance de ce phénomène dépend des caractéristiques du produit transporté (teneur en paraffine où ces

cristaux se caractérisent par une très grande dureté et en asphaltènes), et du profil des températures et des pressions (formation du condensat) le long de la conduite. La formation et l'accumulation des dépôts se diffèrent dans l'oléoduc que dans le gazoduc.

I.1.1.1. Cas des oléoducs

Le produit transporté dans ces canalisations (brut et condensat) contient toujours des faibles quantités d'eau. Cette eau est présentée sous forme de gouttelettes très fines, sous certaines conditions d'écoulement peuvent former suivant le phénomène de coalescence des gouttelettes de diamètre plus grand qui vont se reposer dans les points bas de la conduite, et former des dépôts provoquent d'une part une réduction de la section de passage du produit pétrolier transporté et d'autre des dépôts de boue en association avec les particules solides.

Ces parts représentent de formidables lits de corrosion.

I.1.1.2. Cas des gazoducs

Le produit transporté dans les gazoducs sous certaines conditions de pression et de température se forme la gazoline (condensât), qui se dépose au niveau des points bas de la ligne. L'accumulation et l'augmentation du volume du condensat va agir sur le régime de fonctionnement de la ligne surtout s'il est mis en mouvement. Les séparateurs et les pots de purge qui sont disposés le long de la ligne ne jouent pas leur rôle d'élimination du condensat produit au cours de l'exploitation à cause des accumulations importantes qui se déplacent, et par conséquent les capacités des séparateurs se trouvent rapidement saturées.

I.1.1.3. Les conséquences de ces défauts d'encrassement et des dépôts

L'encrassement et les dépôts provoquent une augmentation de perte de charge et entraînent de ce fait :

- Une réduction de la capacité de transport de la ligne.
- Une augmentation des dépenses d'énergie au niveau des stations de pompage.
- Une augmentation du coût de transport.

I.1.2. Déformations géométriques ^[1]

L'exploitation d'un pipeline consiste à maintenir l'ouvrage en bon état de service dans les conditions optimales de sécurité et de coût.

Aujourd'hui, il y a des millions de kilomètres de pipelines qui sont largement utilisés pour transporter du gaz et du pétrole sous ou dessous terre ou sous mer, depuis les sources originales jusqu'aux usines de traitement des liquides (filtration, raffinage, liquéfaction ...).

Ces déformations sont provoquées le plus souvent par des incidents mécaniques (travaux de tiers aux alentours de la conduite) ou par l'instabilité du sol, lors de mise en fouille de la conduite, l'existence des corps étrangers (pierres, sable dur... etc.), dans le lit de pose, se traduit par un changement de la géométrie initiale de la conduite (Ovalisation et bosselure), le plus souvent sans réduction d'épaisseur. La détection de ce type de défaut se fait par l'intermédiaire d'outils dits de **configuration**.

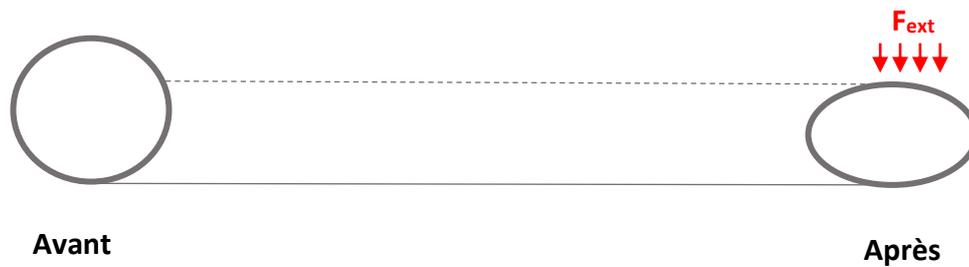


Fig. I.2 : déformation géométrique par ovalisation.

I.1.3. Perte de métal ^[1]

Les pertes de métal dans un pipeline sont dues principalement par deux phénomènes :

- Érosion.
- Corrosion.

I.1.3.1 Érosion

On rencontre le phénomène de l'érosion principalement dans les conduites de gaz. Ce phénomène est dû au déplacement des particules solides, sable et produits de corrosion à la vitesse du gaz, qui « **rabotent** » la surface interne de la conduite provoquant une réduction de l'épaisseur. Le phénomène de l'érosion est particulièrement intense au niveau des coudes à faible rayon de courbure.

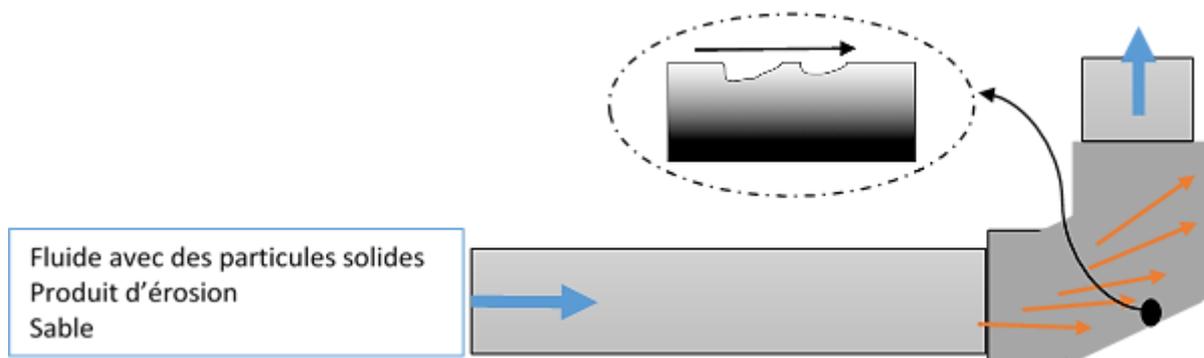


Fig.I.3 : l'érosion dans les pipelines.

I.1.3.2. Corrosion

Définition

La norme **ISO 8044** définit la corrosion comme suit : « *La corrosion est une interaction physico-chimique entre un métal et son environnement entraînant des modifications dans les propriétés du métal et souvent une dégradation fonctionnelle du métal lui-même, de son environnement ou du système technique constitué par les deux facteurs... Ce phénomène naturel tend à faire retourner les métaux à leur état d'oxyde par une attaque plus ou moins rapide du milieu corrosif* ».

A. Les types de corrosion [2]

La corrosion peut se développer suivant différents processus qui caractérisent chacun type de corrosion.

A.1. Corrosion chimique

Il s'agit d'une réaction purement chimique entre la surface d'un matériau et un gaz ou un liquide non-électrolyte. Par exemple, l'oxydation de l'acier ordinaire à haute température par l'oxygène de l'air est une corrosion chimique ; la réaction qui se produit est de la forme :



A.2. Corrosion biochimique

C'est l'attaque bactérienne des matériaux métalliques, en particulier dans les canalisations enterrées et les réservoirs. En effet, le métabolisme du développement de certaines bactéries provoque la formation d'acide sulfurique qui attaque le métal.

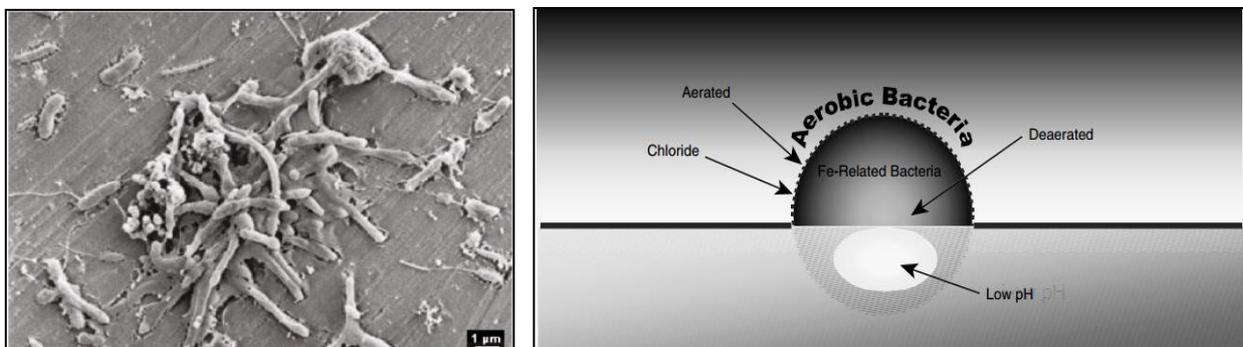


Fig.I.4 : Corrosion bactérienne.

A.3. Corrosion électrochimique

C'est une réaction électrochimique entre la surface d'un matériau et un liquide électrolyte. Cette réaction est accompagnée de la formation de piles qui sont le siège de circulation de courant électrique. La dégradation de l'aluminium par l'acide sulfurique dilué appartient à ce type de corrosion, pour une corrosion électrochimique on a :



B. Les formes de la corrosion

D'une manière générale, la corrosion peut être se développer de deux façon principales [3].

- Corrosion généralisée.
- Corrosion localisée.

B.1. Corrosion généralisée ou uniforme [4]

La corrosion uniforme ou généralisée est une perte de matière plus ou moins régulière sur toute la surface. Le métal dans ce cas est dans l'état actif. Elle est aisément contrôlable par des mesures de perte de poids ou la diminution d'épaisseur du métal.

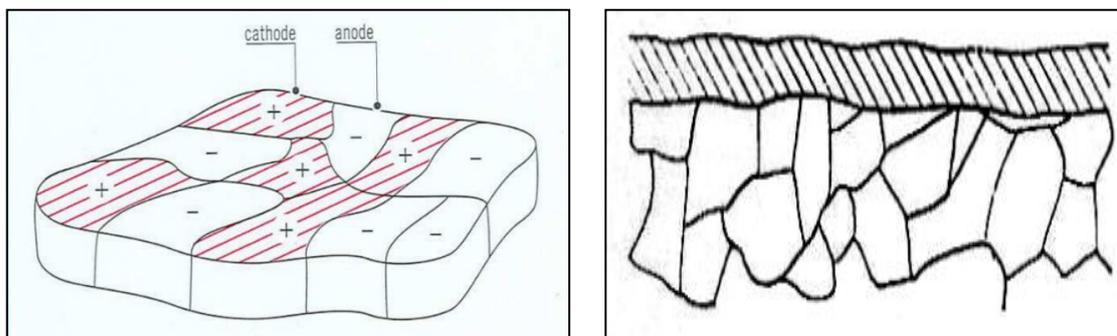


Fig. 1.5 : corrosion généralisée.

B.2. Corrosion localisée [4]

B.2.1. Corrosion par piqûres

La corrosion par piqûres est caractérisée par une attaque très localisée en certains points de la surface et provoque des piqûres. Cette forme de corrosion est produite par certains anions, notamment les halogénures (chlorures...), sur les métaux protégés par un

film d'oxyde mince. Elle induit typiquement des cavités de quelques dizaines de micromètres de diamètre. La corrosion par piqûres affecte en particulier les métaux ou les alliages passivés (aciers inoxydables, les alliages d'aluminium).

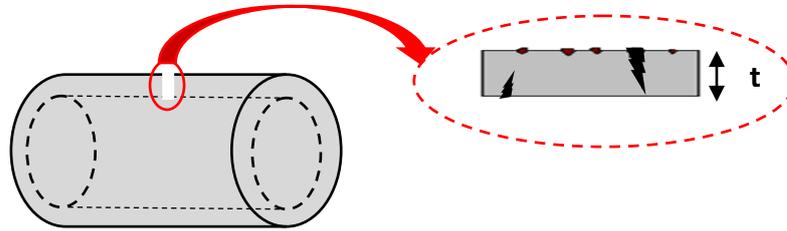


Fig. I.6 : corrosion par piqure.

B.2.2. Corrosion intergranulaire

Ce type de corrosion se manifeste aux joints de grains. Ce phénomène peut provoquer des fissures qui affaiblissent les caractéristiques mécaniques du métal. Certains aciers inoxydables et alliages (fer, chrome, nickel) sont très affectés par ce genre de corrosion qui réduit de façon catastrophique leur résistance mécanique. Ce type de corrosion est un phénomène microscopique (invisible dans les étapes initiales).

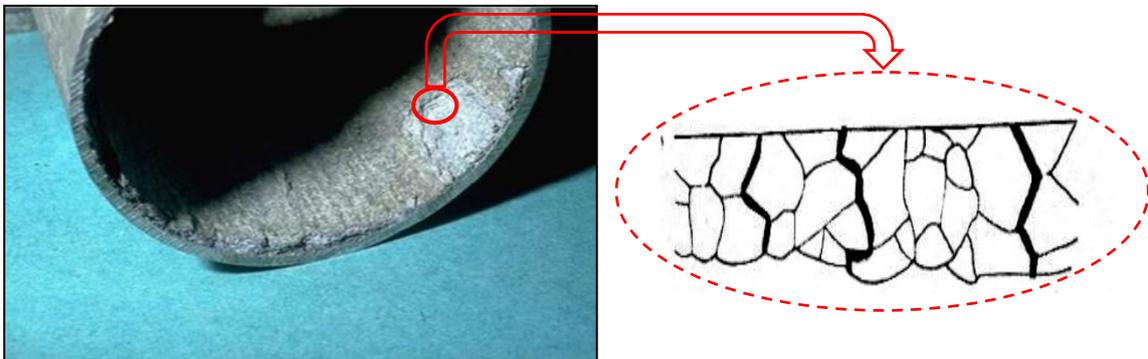


Fig. I.7 : corrosion intergranulaire.

B.2.3. Corrosion galvanique

Contrairement à certains types de corrosion tels que la corrosion intergranulaire, la corrosion par piqûre, la corrosion galvanique est largement indépendante des données métalliques des matériaux. Ce type de corrosion résulte du couplage électrique de deux métaux différents et immergés dans la solution. La polarisation des surfaces métalliques par couplage galvanique a pour conséquence d'accroître la résistance à la corrosion de l'alliage le plus noble (la cathode) et de réduire la résistance à la corrosion de l'alliage le moins noble

(l'anode). Elle résulte de la formation d'une pile qui conduit à une hétérogénéité de l'attaque.

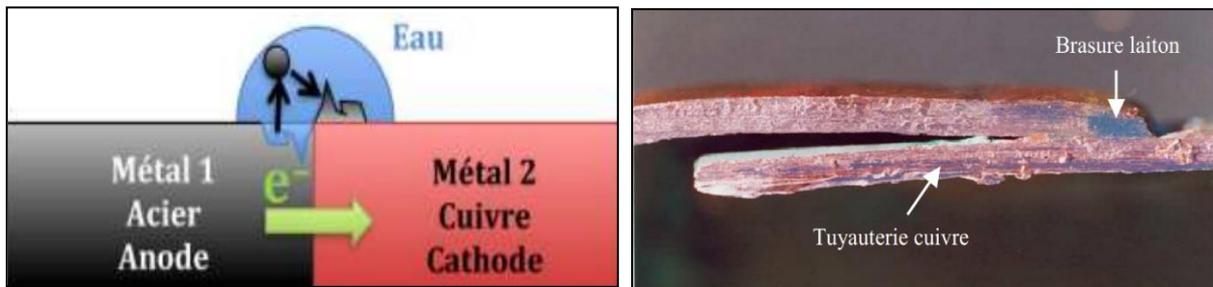


Fig.I.8 : corrosion galvanique.

B.2.4. Corrosion caverneuse

La corrosion caverneuse est due à une différence d'accessibilité de l'oxygène entre deux parties d'une structure créant ainsi une pile électrochimique. Cette attaque sélective du métal est observée dans les fissures et autres endroits peu accessibles à l'oxygène. Souvent, la corrosion caverneuse est associée à la présence de petits volumes de solution corrosive stagnante, due à la présence de cavités, surfaces jointives ou dépôts discontinus.



Fig. I.9 : corrosion caverneuse.

B.2.5. Corrosion sous contraintes

La corrosion sous contrainte est une fissuration du métal qui résulte de l'action commune d'une contrainte mécanique et d'une réaction électrochimique. Le processus se déroule en deux phases successives :

- une phase d'initiation qui correspond à la formation d'un défaut local en surface (piqûre),
- une phase de propagation dans laquelle la piquûre devient fissure et progresse jusqu'à la rupture.

Ce processus dépend essentiellement de l'intensité des contraintes imposées, de la nature du matériau (composition chimique et structure), de l'état de surface et du milieu corrosif et de la température.

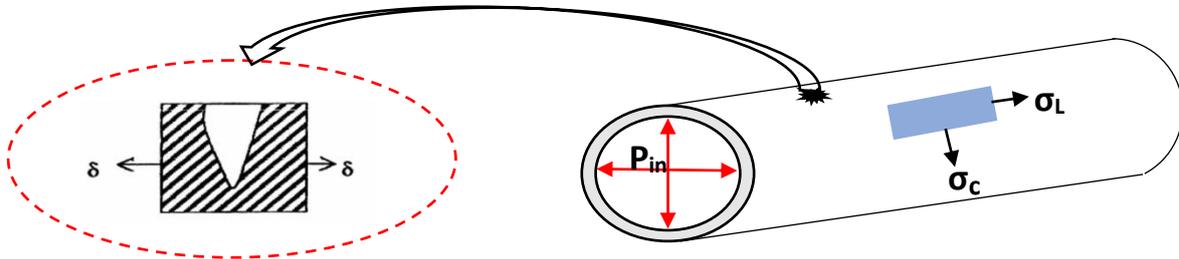


Fig. I.10 : corrosion sous contrainte.

B.2.6. Corrosion sélective

C'est l'oxydation d'un composant de l'alliage conduisant à la formation d'une structure métallique poreuse.

B.2.7. Corrosion par courant vagabond

Les courants électriques vagabonds sont des courants qui suivent des chemins différents de ceux du circuit prévu, ils peuvent aussi provenir de courants étrangers quelconques dans la terre. Si des courants de ce genre pénètrent dans une structure métallique, ils causent la corrosion aux endroits où ils ressortent pour pénétrer dans le sol. Comme le phénomène de corrosion est d'ordre électrochimique, les courants vagabonds vont créer la dissolution du métal constitutif de la conduite enfouie, ainsi tous les points de sortie de courant quittant la conduite pour rejoindre la source, constituant des points chauds, ils provoquent des bris de conduite.

Si une conduite subit le phénomène d'interférence par les courants vagabonds, elle devient sujette à la corrosion de manière très prononcée.

En circulant dans ces structures le courant à deux effets :

- Dans les zones d'entrées du courant, la structure devient négative par rapport au terrain, si le potentiel est suffisamment négatif, elle est protégée cathodiquement.
- Dans la zone de sortie du courant, la structure devient positive par rapport au terrain, elle est donc en état de corrosion.

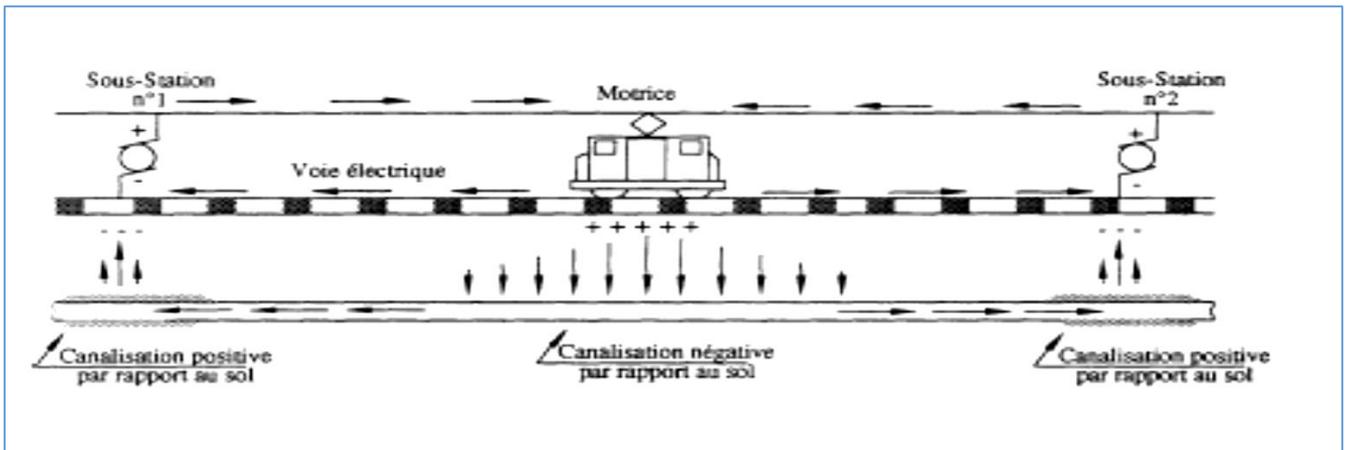


Fig. I.11 : corrosion par courant vagabond.

B.2.8. Corrosion par frottement

C'est la détérioration qui se produit à l'interface des surfaces en contact, suite à la conjugaison de la corrosion et d'un faible glissement réciproque des deux surfaces.

I.1.4. Perte de métal des pipelines par corrosion [1]

Sur un pipeline, les pertes de métal peuvent être trouvées sous forme :

I.1.4.1. Corrosion interne

Elle est provoquée par l'attaque chimique de la surface interne de la conduite. Ce type de corrosion est favorisé par la présence de sulfure d'hydrogène H_2S et dioxyde de carbone CO_2 dans le gaz et la présence des bactéries sulfato-réductrices BSR dans l'oléoduc.

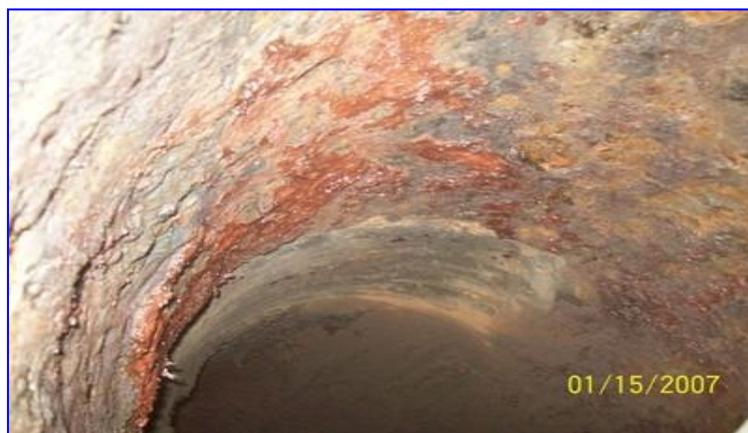


Fig. I.12 : corrosion interne.

I.1.4.2. Corrosion externe

Provoqués par des phénomènes de type chimique et électrochimique. Les principaux facteurs favorisant ce type de corrosion sont :

- Les défauts dans les revêtements (l'enrobage) de la conduite.
- les insuffisances du système de protection cathodique.
- l'agressivité du sol (sol de faible résistivité électrique).



Fig. I.13 : corrosion externe.

I.1.5. Les facteurs de la corrosion

Les phénomènes de la corrosion dépendent d'un grand nombre de facteurs et ils peuvent être classés en quatre groupes principaux (tableau 1).

Facteurs du milieu Corrosif	Facteurs métallurgiques	Facteurs définissant les conditions d'emploi	Facteurs dépendant du temps.
<ul style="list-style-type: none"> • Concentration du réactif • Teneur en oxygène • pH du milieu • Température • Pression 	<ul style="list-style-type: none"> • Composition de l'alliage • Procédés d'élaboration • Impuretés • Traitement thermique • Traitement mécanique 	<ul style="list-style-type: none"> • État de surface • Forme des pièces • Emploi d'inhibiteur • Procédés d'assemblage 	<ul style="list-style-type: none"> • Vieillessement • Tensions mécaniques • Modification des revêtements • protecteurs.

Tableau I.1 : Les principaux facteurs de corrosion [2].

La vitesse de corrosion d'un métal dans un milieu corrosif dépend à la fois des caractéristiques de deux paramètres ; La température et le pH .Ils ont une influence directe sur la vitesse de corrosion, et une influence indirecte à travers la phase aqueuse (eau de condensation, eau de production). Les conditions de flux, le film formé à la surface du métal et la pression ont une influence directe à travers la pression partielle du CO₂ [5].

I.2. Les méthodes de protection contre la corrosion [6]

Puisque la corrosion est un phénomène inévitable, on cherche toujours à retarder son apparition ou à limiter son évolution avec le temps. Parmi les méthodes de préventions couramment utilisées dans le domaine pétrolier, on cite les suivantes :

I.2.1. L'inhibiteur de corrosion

Ils sont des additifs chimiques à fortes concentrations (exp : Inhibiteurs de corrosion et de biocides mélangés au fluide) .Ce type de protection est destiné à la protection des surfaces internes de la conduite métallique. Ils forment une couche passive sur la paroi interne avant d'empêcher la production des cellules de corrosion.

I.2.2. Protection par revêtement

La protection de la surface extérieure de la conduite métallique par un type de revêtement approprié a pour but de former une barrière qui l'isole de son milieu environnant. Ce type de revêtement ne fournit pas de protection absolue et définitive en raison des défauts susceptibles de se produire lors de la pose ou au cours de la vie de l'ouvrage. Afin d'être performant, le revêtement appliqué doit répondre à certaines spécifications dont, entre autres, l'adhérence, la bonne résistance à l'impact, le bon isolement électrique et aussi une stabilité durable de sa composition chimique (**Shiwei, 2001**).

Sur le marché de l'industrie des revêtements, plusieurs gammes de revêtements sont destinées à la protection des structures métalliques. Les revêtements en bitume, en goudron de houille, en asphalte, en thermoplastiques, en polyéthylène, en polypropylène, en époxy et aussi en bandes adhésives sont les types les plus disponibles.

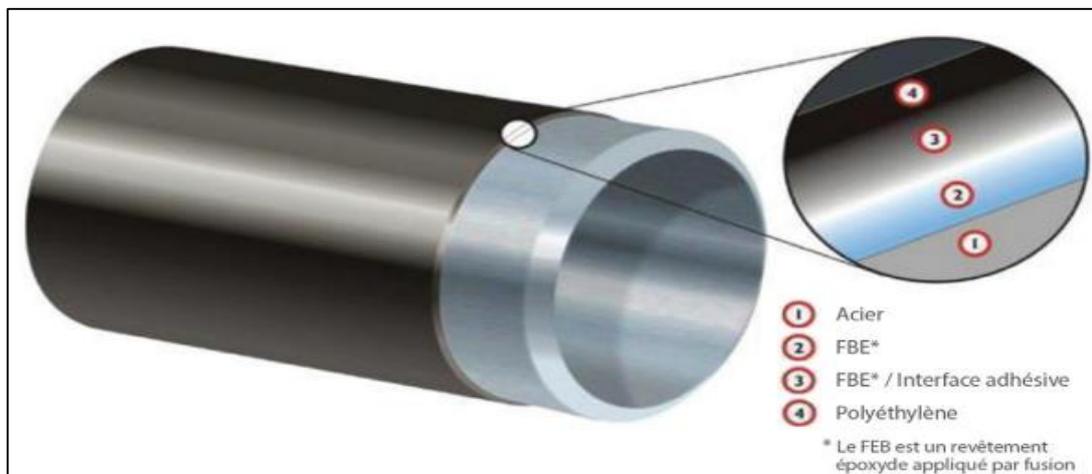


Fig. I.14 : protection par revêtement.

I.2.3. La protection cathodique (PC)

Lorsqu'un métal entre en contact avec un électrolyte conducteur (eau ou sol), il s'établit spontanément un système d'échange ionique à l'interface métal/électrolyte sous l'effet du potentiel développé. Cet événement électrochimique continu produit simultanément deux phénomènes : une dissolution métallique aux sites anodiques produite par les réactions d'oxydation d'une part, et une formation d'un dépôt métallique créée par les réactions de réduction aux sites cathodiques d'une autre part. L'utilisation de la protection cathodique est basée sur l'injection d'un courant continu qui permet de baisser le potentiel naturel du métal de la zone active vers la zone d'immunité.

On distingue deux méthodes de protection cathodique :

- Par anode sacrificielle.
- Par courant imposé.

I.2.3.1. Protection par anodes sacrificielles

Le principe de protection par anodes sacrificielles est basé sur la connexion d'une anode ou une série d'anodes sacrificielles avec la structure à protéger en présence d'un milieu électrolytique conducteur (sol ou eau). La structure se polarise négativement jusqu'à ce qu'elle atteigne un niveau de potentiel suffisant et uniforme qui assure l'immunité de la surface contre l'activité de corrosion. Le courant généré par les anodes sacrificielles du système de protection est la source du processus de polarisation de la structure métallique. Au fil des années, l'anode se consomme graduellement selon un principe électrochimique défini par la loi de Faraday qui stipule que la masse consommée d'une matière impliquée dans la réaction d'oxydo-réduction est directement proportionnelle à la quantité du courant délivré.

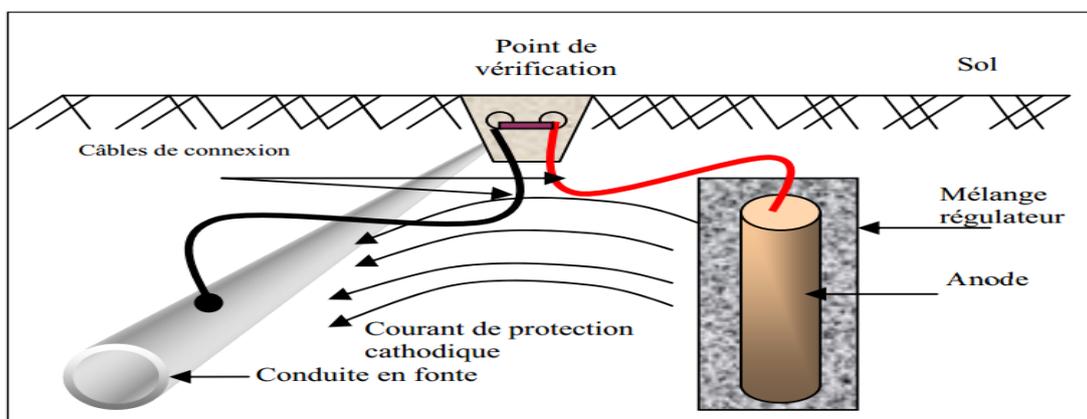


Fig.I.15 : protection par anode sacrificielle.

I.2.3.2. Protection par courant imposé

Dans certaines situations de protection, les anodes sacrificielles ne peuvent pas délivrer suffisamment de courant pour une protection idéale. Cette situation est souvent rencontrée dans les cas de longues conduites ayant un grand diamètre et de conduites présentant un problème d'isolation. De même, certaines conditions environnementales peuvent parfois être à l'origine de ce genre de problèmes. Devant des circonstances pareilles, les ingénieurs de design favorisent l'application de la protection par courant imposé.

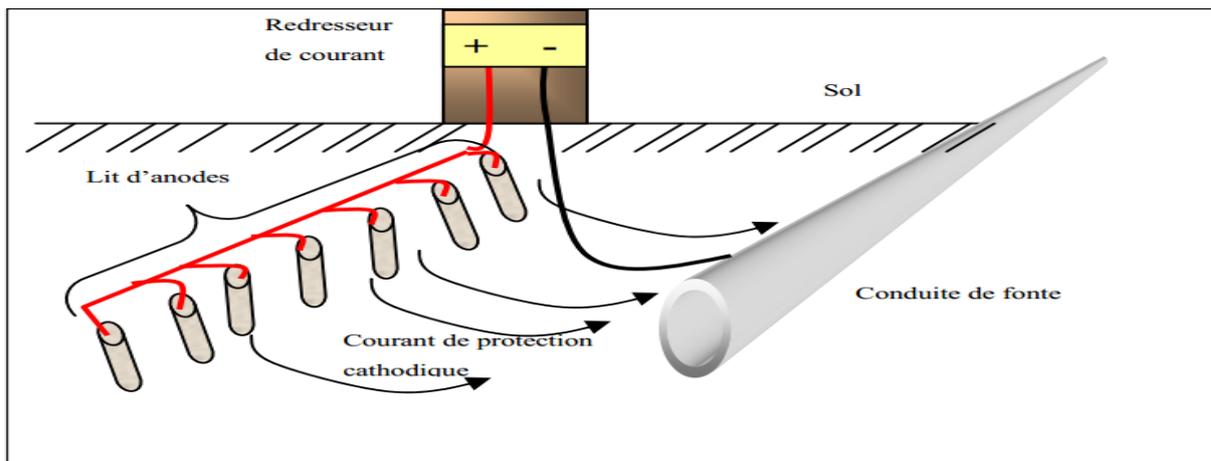
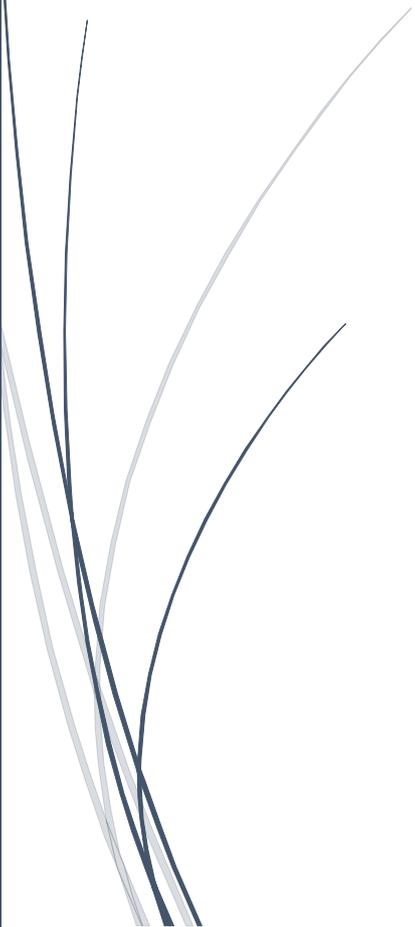


Fig.I.16 : protection par courant imposé.

A dark blue vertical bar on the left side of the page, with a blue arrow pointing right towards the chapter title.

Chapitre II

*Inspection en ligne
et diagnostic d'un pipeline*

A decorative graphic in the bottom left corner consisting of several thin, curved lines in shades of blue and grey, resembling stylized grass or reeds.

Introduction

Le développement de haute résolution dans les techniques de l'inspection par outils intelligents permet de fournir presque toutes les informations requises pour l'évaluation de l'état technique d'un pipeline. Cependant, le soin est laissé à l'opérateur de décider des choix à faire pour réhabiliter l'ouvrage et les moyens à mettre en œuvre pour le maintenir en bonne condition.

Un grand nombre de pipelines à travers le monde a dépassé la limite d'âge prévue de leur utilisation. Ils continuent pourtant à être parfaitement fonctionnels. Ceci moyennant un suivi régulier de leur état technique et une politique de maintenance appropriée.

Le diagnostic est l'opération consistant à interpréter les résultats d'inspection en vue principalement de :

- Localiser les zones de corrosion active.
- Prévoir l'évolution de la corrosion dans le temps.
- Évaluer les risques d'éclatement.

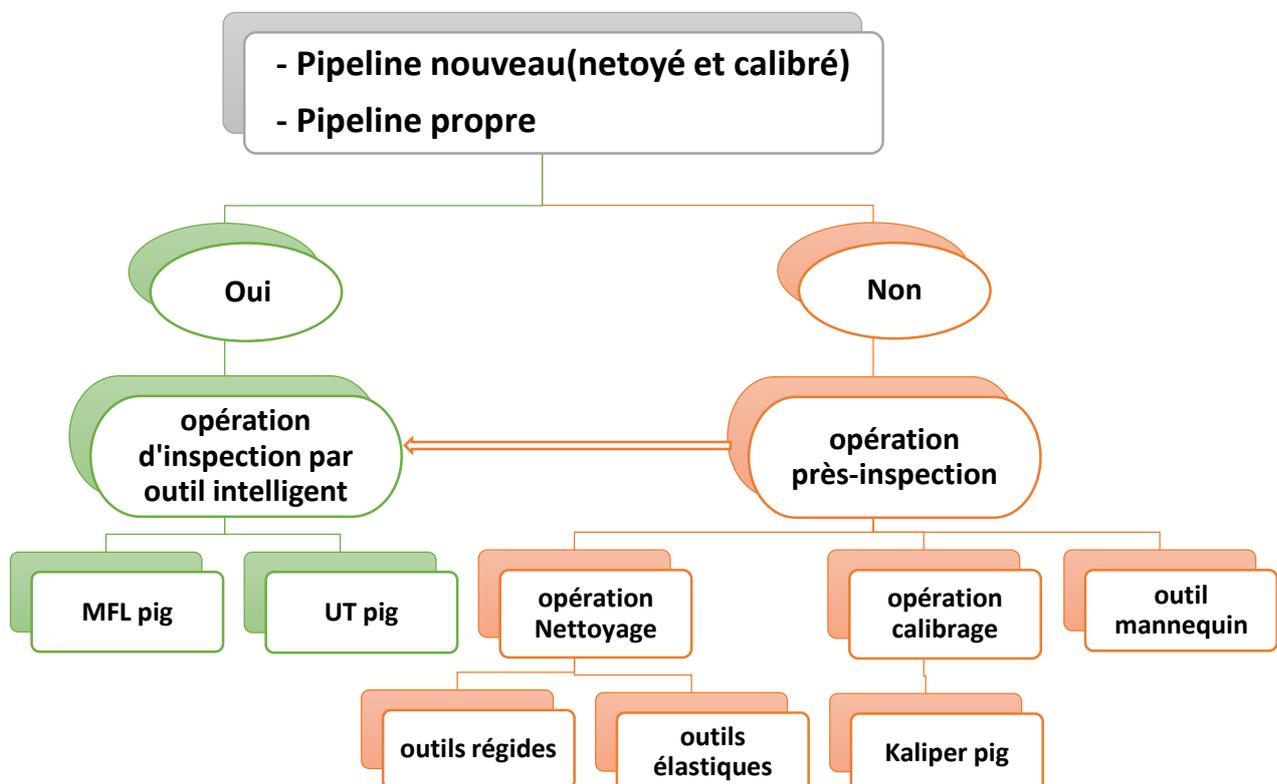


Fig. II.1 : Organigramme de programme d'inspection.

II.1. Action de près-inspection [1]

Le but de ces travaux est la confirmation de l'accessibilité de la conduite à l'outil intelligent. La planification d'une inspection passée en général par trois étapes :

- Nettoyage du conduit par outil conventionnel.
- Envoi de l'outil de configuration (**Kaliper pig**) en vue de détecter les risques de blocages.
- Envoi l'outil intelligent pour la localisation de la perte de métal et l'évaluation de leur importance.

Les opérations de près-inspection peuvent ne pas être un préalable à l'envoi de l'outil intelligent dans le cas ou :

- Le pipeline est nouveau et a subi tous les tests de calibrage et de nettoyage avant sa mise en service.
- La conduite est considérée comme propre en raison de l'envoi périodique de l'outil conventionnel.

Il est par contre nécessaire de recourir à opération de pré-inspection dans le cas ou :

- le pipeline a plus de dix ans d'âge et n'est pas nettoyé régulièrement.
- le pipeline est susceptible de former des hydrates, des dépôts de condensât, des accumulations d'eau, des dépôts de paraffine...
- le tronçon de pipeline à inspecter a plus de 60 km de long.

II.1.1. les outils de nettoyage

Le marché offre une très grande variété d'outil de nettoyage. Certains ouvrages parlent de plus de 300 types d'outil de nettoyage, par opposition aux outils dits « **intelligent** », on les appelle également « **outil conventionnel** ». Ces outils peuvent être classés suivant plusieurs critères (forme, conception, matériaux, fonction...) on retiendra la classification simple suivant :

- Les outils de nettoyage rigide.
- Les outils de nettoyage élastique.

II.1.1.1. Les outils rigides

Les outils de nettoyage rigide sont composées d'un axe cylindrique (**pleine ou creuse**) le plus souvent en acier (**parfois en plastique**) sur lequel sont fixés des disques ou des coupelles en caoutchouc synthétique (Néoprène, Nitrile) ou en Polyuréthane. Ces matériaux étant connus pour leur grande rigidité.

Le principal inconvénient des outils rigides réside dans la difficulté de surmonter les obstacles disposés le long de la ligne (coude à faible rayon de courbure, réduction de diamètre intérieur, vanne incomplètement ouverte...).



Fig. II.2.a : Outil rigide avec brosse métallique *Fig. II.2.a : Outil rigide sans brosse métallique*

II.1.1.2. Les outils élastiques

Les outils élastiques sont choisis comme solution pour surmonter les inconvénients liés aux outils rigides. Ils peuvent à leur tour être classés en deux catégories principales :

- Outil élastique en forme de sphère.
- Outil élastique en forme de piston.
 - Les outils hybrides.
 - Les pistons gel.

A. Les outils élastiques en forme de piston

Les outils élastiques en forme de piston (**foam pig**) ont une forme cylindrique allongée. Ils peuvent être en caoutchouc synthétique, en polyuréthane solide ou bien en mousse de polyuréthane. Ils sont disponibles sous différentes formes mais l'arrière de l'outil possède toujours une forme concave alors que l'avant est profilé.

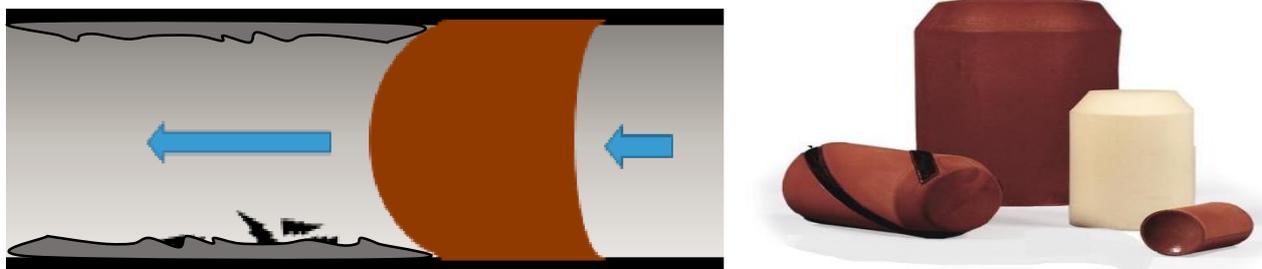


Fig. II.3 : Les outils élastiques en forme de piston.

B. Les outils de nettoyage sphérique

Les outils élastiques en forme de sphère, également appelés boules, sont d'un usage très courant pour le nettoyage des dépôts liquides. Composés d'une enveloppe en caoutchouc ou, en polyuréthane, leur principal avantage réside dans la facilité de passage des obstacles et la simplicité relative de leur utilisation. De plus, l'usure des sphères est de 10 à 15 fois plus faible que celle des outils rigides. Leur déplacement dans la conduite est assuré par une différence de pression minimale ; leur diamètre est le plus souvent légèrement plus faible que le diamètre intérieur le plus élevé. Le contact avec la paroi étant obtenu par une pression plus élevée du liquide qui se trouve à l'intérieur de l'enveloppe (eau, hydrocarbure...).

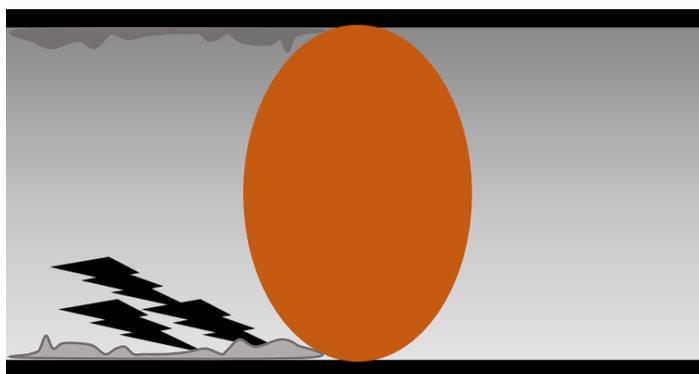


Fig. II.4 : Outil de nettoyage sphérique.

C. Les outils hybrides

Sont d'un usage peu répandu. Ils ont été introduits pour cumuler les avantages des sphères et des outils rigides (étanchéité supérieure et différentiel de pression minimale). On les trouve dans deux variantes :

- Une sphère avec une demi-sphère.
- Une sphère avec deux demi-sphères.

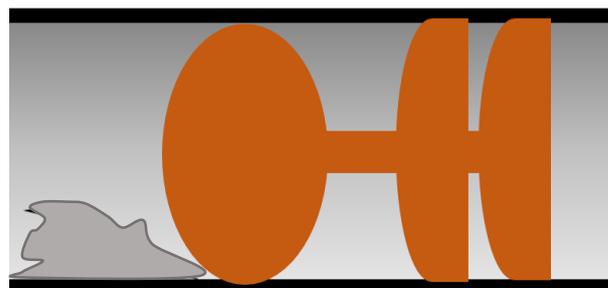
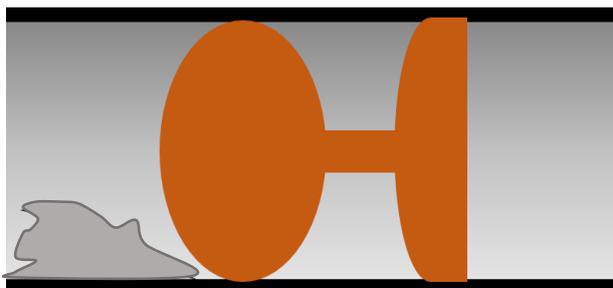


Fig. II.5.a : Outil hybride avec une demi-sphère. Fig. II.5.b : Outil hybride avec 2 demi-sphères.

II.1.2. Le choix de l'outil de nettoyage

Le choix de l'outil de nettoyage à utiliser est dépend de plusieurs paramètres :

II.1.2.1. la nature des substances qu'on cherche à évacuer

- liquide ou (liquide + débris) → sphères ou piston à coupelle.
- dépôts peu durs sur la paroi → outil rigide sans brosse.
- Dépôts durs sur la paroi → outil rigide avec brosse métallique.

II.1.2.2. La condition de la ligne

- Si la ligne comporte un ou plusieurs coudes de rayon de courbure inférieure de 1.5D, alors tous les outils exigent au minimum 3D sont automatiquement exclues de la sélection.
- S'il existe deux tés non barrés proximité l'un des l'autre alors il est nécessaire d'envisager des longueurs d'outils supérieurs à la distance séparant les deux tés.
- Si l'on dispose sur la ligne aussi bien de coudes à faible rayon de courbure (impliquent donc l'usage d'outil courts) que de tés en position rapprochée (implique l'usage d'outils longs) le choix doit se porter sur des outils articulés pour surmonter ce problème.

Après avoir retenu un certain nombre de solutions, une sélection plus fine doit être effectuée en se basent sur les critères suivent :

- choisir l'outil qui présente le moins de risque de blocage.
- choisir l'outil dont les performances sont les plus appréciables.

A performances égales choisir le moins cher.

Remarque : Il faut noter que le critère de coût n'a été cité qu'en dernier lieu. Certains auteurs estiment qu'il ne doit même pas être inclus jugeant que le choix doit se baser spécifiquement sur les critères de performance et de performance seul.

II.1.3. Outil d'inspection en ligne (ILI Tools)

Le premier outil d'inspection en ligne a été mis à la disposition des opérateurs il y'a plus d'une trentaine d'années. Ces techniques ont connu de nombreux progrès principalement concernant la précision de la détection et la fiabilité des installations. Les outils d'inspection en ligne peuvent être classés en deux catégories :

- Les outils de configuration ou outil géométriques.
- Les outils de détection de perte de métal.

Les outils d'inspection modernes, équipés de capteurs, doivent pouvoir :

- Parcourir plusieurs centaines de kilomètres.
- Détecter tous les types d'anomalies présentées sur la conduite.
- Traverser des coudes de faible rayon de courbure.
- Surmonter les conduites verticales.
- Dépasser les vannes incomplètement ouvertes.

II.1.3.1. Les outils de configuration

Leur objectif est de détecter les déformations géométriques de la conduite (Bosses, enfoncement, ovalisation...). Le premier outil de ce genre, mis en service est le **TDW Kaliper pig** dont le fonctionnement était basé sur un principe électromécanique simple. Selon le principe de fonctionnement en distinguant trois générations des outils de configuration.

A. Principe mécanique (1^{er} génération)

Une série des doigts mécaniques (**Fingers**) sont rattachés radialement au centre de l'outil. Le mouvement de ces doigts, en présence de défauts géométriques, est transmis à un stylo qui imprime le mouvement sur un papier. Le déroulement du papier est assuré par un moteur électrique dont l'alimentation est fournie par la rotation d'un odomètre. Les odomètres ont pour le but de mesurer la distance parcourue par l'outil. La connaissance de la distance permet la localisation de la position du défaut.

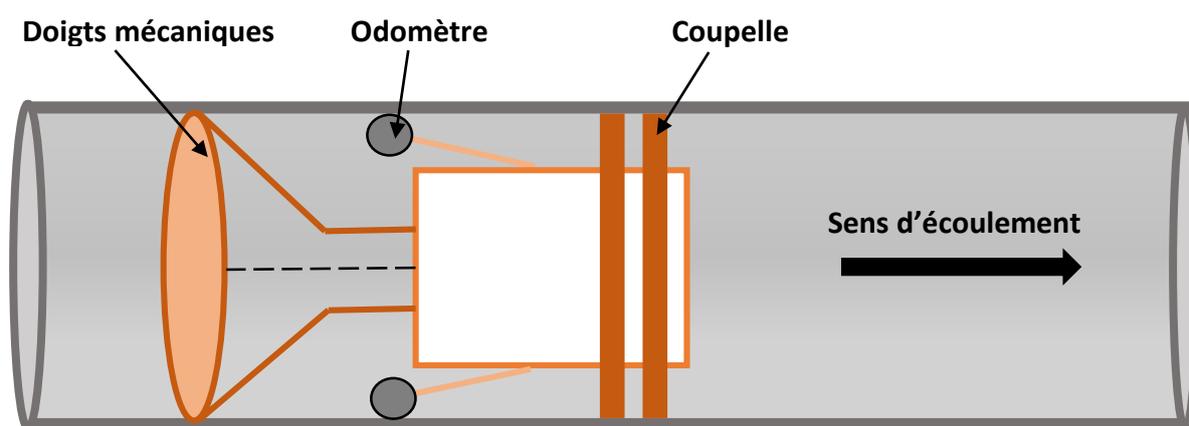


Fig. II.6 : Outil de configuration mécanique.

B. Principe électronique (2ème génération)

Le principe de base est le même, sauf que l'enregistrement du mouvement des doigts suite à une anomalie, n'est pas enregistré sur un papier mais par enregistrement électronique. Ces enregistrements sont ensuite traités par ordinateur pour leur interprétation.



Fig. II.7 : Outil de configuration électronique.

C. Principe électromagnétique (3ème génération)

Dans cette génération de type d'outil, les doigts mécaniques sont remplacés par des capteurs magnétiques. Un champ magnétique est généré par l'outil par l'intermédiaire d'aimants. Tout changement de forme provoque une variation du champ magnétique qui est enregistrée sous forme de signal, l'enregistrement est traité par ordinateur. Un des principaux avantages des outils électromagnétiques réside dans le fait que ces outils ne nécessitent pas de contact avec la paroi de la conduite. Ce qui permet d'éviter de nombreux problèmes. De plus, ces outils sont capables d'enregistrer 50 signaux par seconde. Ce qui en fait des outils de haute précision. La distance est mesurée par odomètres et un canal additionnel mesure la vitesse de déplacement.

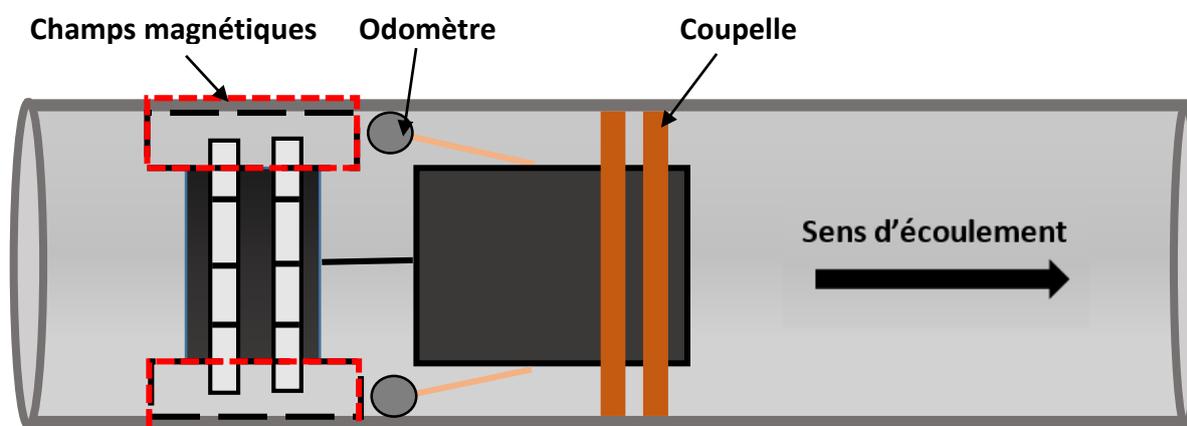


Fig. II.8 : Outil de configuration électromagnétique.

II.2. L'opération d'inspection en ligne

II.2.1. La technique de détection des pertes de métal :

La détection de perte de métal et de fissuration est le domaine où l'utilisation d'outils intelligents a connu le plus d'intérêt. Deux techniques ont émergées concernant la détection des pertes de métal :

- Détection par flux magnétique ou technique **MFL** (magnetic flux leakage).
- Détection par ultrasons ou technique **UT** (ultrasonics technique).

II.2.1.1. La technique MFL

Cette technique utilise de puissant aimant induisant un flux magnétique dans la paroi de la conduite. Des capteurs placés entre les pôles détectant tout changement d'intensité résultant d'une perte de métal ou d'un changement d'épaisseur.

La puissance du flux magnétique requise est relativement élevée. Les premiers outils MFL ont particulièrement souffert de ces inconvénients surtout pour les grands diamètres. La firme **TUBOSCOPE** qui a commercialisé le premier outil intelligent de détection de perte de métal, a choisi d'utiliser des électro-aimants, tous les autres constructeurs ont opté pour les aimants permanents. **British Gaz** a ainsi réussi à multiplier par dix la puissance des aimants permanents en développant de nouveaux matériaux magnétiques tels que le **NIB** (Neodinium - Iron-Bore). Un autre axe ayant favorisé le développement des techniques **MFL** concerne les progrès réalisés dans la technologie des capteurs.

Les capteurs actuels se sont considérablement améliorés au point où la détection des pertes de métal est même possible au niveau des cordons de soudures et sur la face intérieure et extérieure de la canalisation. Ils peuvent même être adaptés pour mesurer l'épaisseur absolue de la conduite ; la quantité de données enregistrées s'est considérablement accrue à tel point que **British Gaz**, dans un document publicitaire et pour donner un ordre de grandeur, affirme que l'équivalent de la bible était enregistré toutes les six secondes.

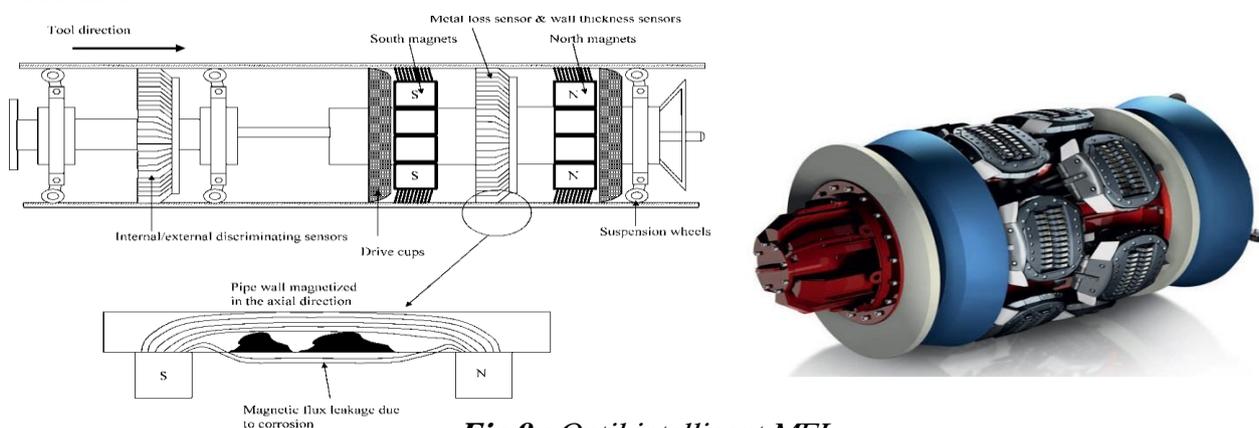


Fig.9 : Outil intelligent MFL

II.2.1.2 Les outils ultrasoniques

Leurs principes de fonctionnement sont assez simples. Un transducteur émet des pulsations ultrasoniques, en rencontrant la surface intérieure un premier écho se produit, un deuxième écho se produit lorsque la pulsation atteint la face extérieure de la conduite. La vitesse de propagation de l'onde ultrasonique étant connue, le temps séparant la perception des deux échos donne l'épaisseur exacte de la canalisation. Cette technique ne peut être utilisée qu'en présence d'un couplant liquide. De plus, le transducteur (élément d'ultrason) doit être placé à une distance constante de la paroi avec une inclinaison bien définie. Ce qui pose problème au niveau des courbures de conduite. Le non-respect de ces exigences peut entraîner des erreurs de lecture et donc d'interprétation. La technique **UT** a été étendue à la détection des pertes de métal dans les gazoducs moyennant l'utilisation d'un couplant (**gel**) compris entre deux outils conventionnels.

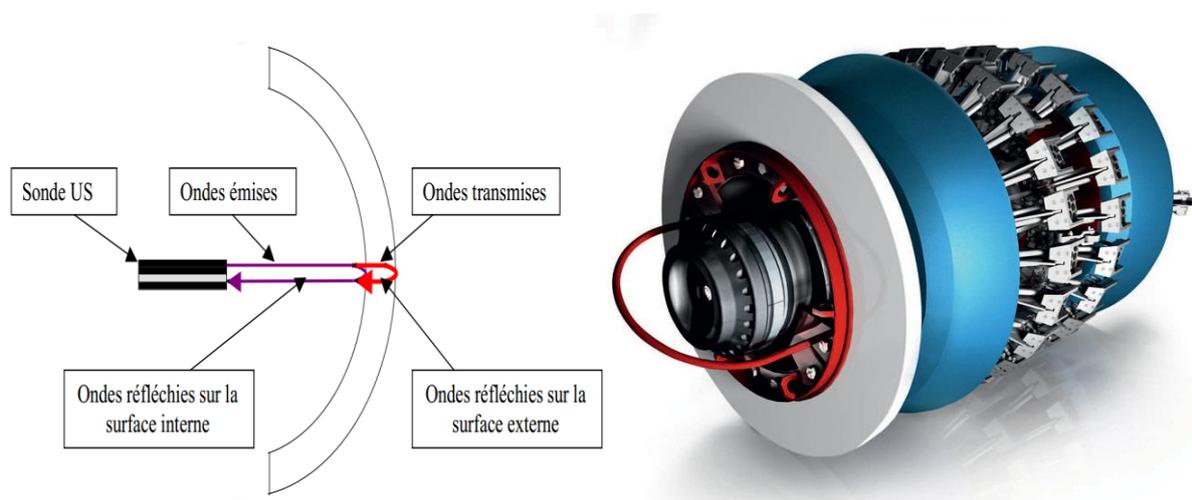


Fig. II.10 : Outil ultrasonique.

II.2.2. Le choix entre les deux techniques de détection de perte de métal

Baucoup de controverses sur les mérites de l'une ou de l'autre des techniques en raison de la forte concurrence que se livrent les constructeurs. Seule l'expérience du terrain permet de favoriser un procédé par rapport à un autre.

Cependant, on peut noter les points suivants :

- Les technologies **MFL** avancées ne sont pas influencées par la vitesse de l'outil.
- Les techniques **UT** sont sensibles à la vitesse qu'il faudrait maintenir la plus stable possible.
- Les techniques **MFL** ne sont pas affectées par les changements d'épaisseur mais leur utilisation reste réduite pour des conduites de grand diamètre et fortes épaisseurs.
- Les outils **UT** sont peu adaptés aux faibles épaisseurs.

II.2.3. Interprétation des résultats d'inspection

Une opération d'inspection est en principe incluse dans un programme global de maintenance de la ligne. Les résultats doivent donc être présentés sous une forme permettant une interprétation directe par les services de maintenance. D'une façon générale, les outils modernes autorisent un double traitement des données :

- Un traitement préliminaire sur site par utilisation d'un micro-ordinateur et d'un logiciel adéquat,
- Un traitement plus fin dans le centre informatique du fournisseur de l'outil. Les résultats peuvent revêtir quatre formes de présentation selon les logiciels de traitement utilisés :
 - Résultats numériques,
 - Formes statistiques (histogrammes),
 - Graphiques.
 - Sous forme de cartes colorées.

II.2.3.1 Résultats numériques

Le tableau (1) nous donne un exemple de résultats présentés sous forme numérique. La conduite est divisée en **12** parties correspondant au cadran d'une montre ou bien en 360°. L'épaisseur de la conduite en fonction de la distance est donnée sous forme chiffrée. Les données numériques peuvent également être fournies avec un traitement statistique élémentaire permettant de juger l'état de corrosion d'un élément de conduite ou de toute la conduite. Ceci permet en général d'identifier les tronçons les plus touchés et de ce fait, devant être prioritairement réparés.

distance [m]	Wt [mm]	Depth [mm]	Length [mm]	Width [mm]	Orient. [°]	Type
10073,8	9,2	1,4	25	16	212	ext.
10638,05	9,2	1,2	307	470	260	ext.
10648,39	8,8	2,6	305	381	91	ext.
10864,03	9	1,4	452	113	203	ext.

Tableau II.1 : Résultat numérique d'inspection.

II.2.3.2. Résultats sous forme d'histogrammes

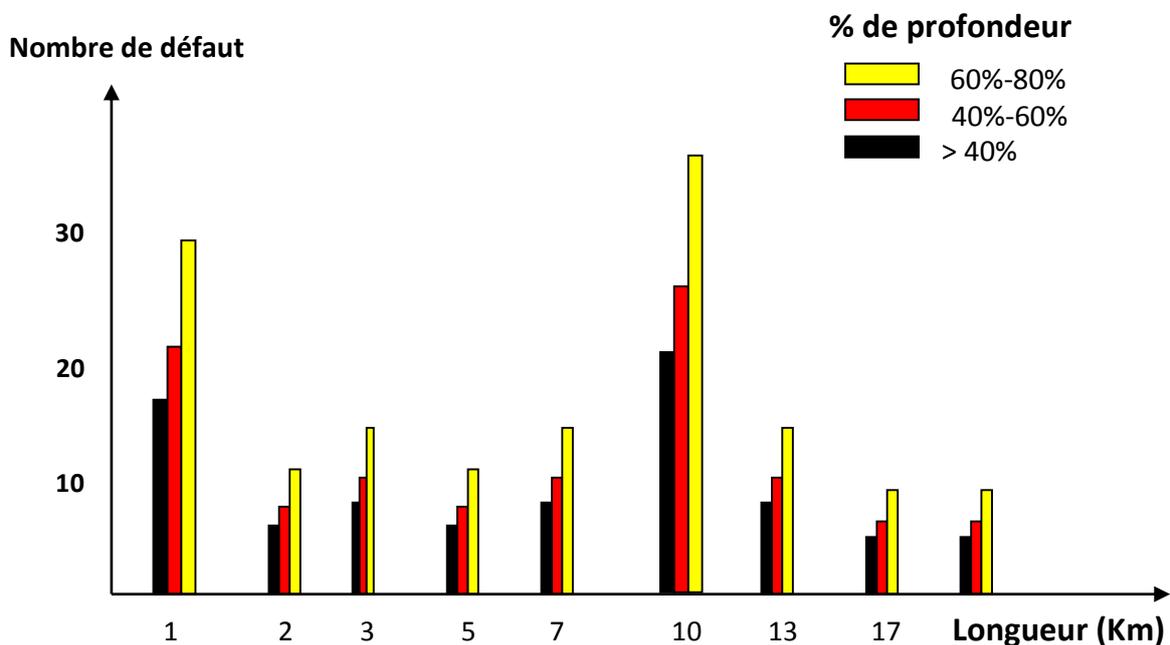


Fig. II.11 : Résultat statistique (histogramme) d'inspection..

Les résultats statistiques sous forme d'histogrammes (plus exactement sous forme de diagrammes en bâtons) peuvent revêtir un certain nombre de formes :

- Le nombre de défauts par grade de corrosion en fonction de la longueur.
- Le nombre de défauts suivant différentes pressions maximales de service.

II.2.3.3. Résultats graphiques

Représentation du profil de la conduite sous forme de section à espace régulier.

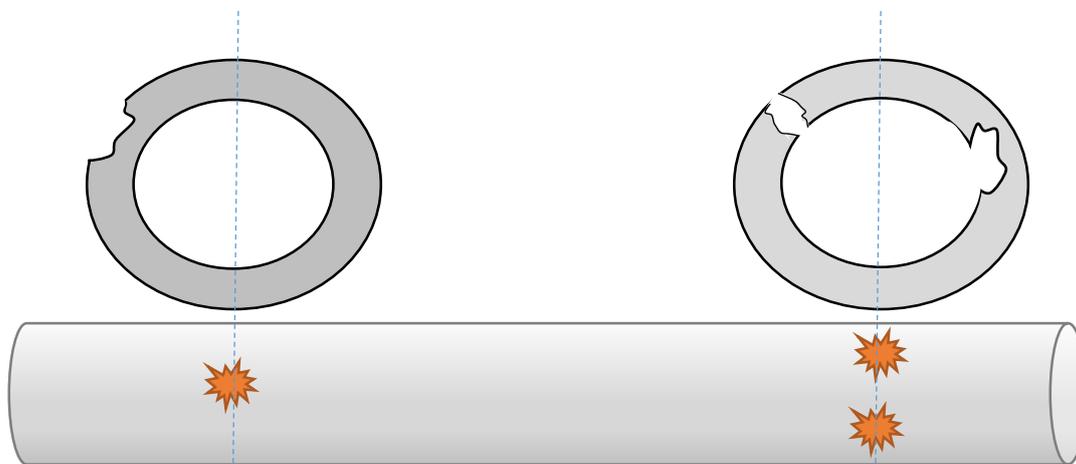


Fig. II.12 : Résultat d'inspection sous forme graphique.

II.2.3.4. Cartes colorées

Elles sont obtenues simplement par un traitement statistique élémentaire associé à une représentation en **3D** (3 dimensions).

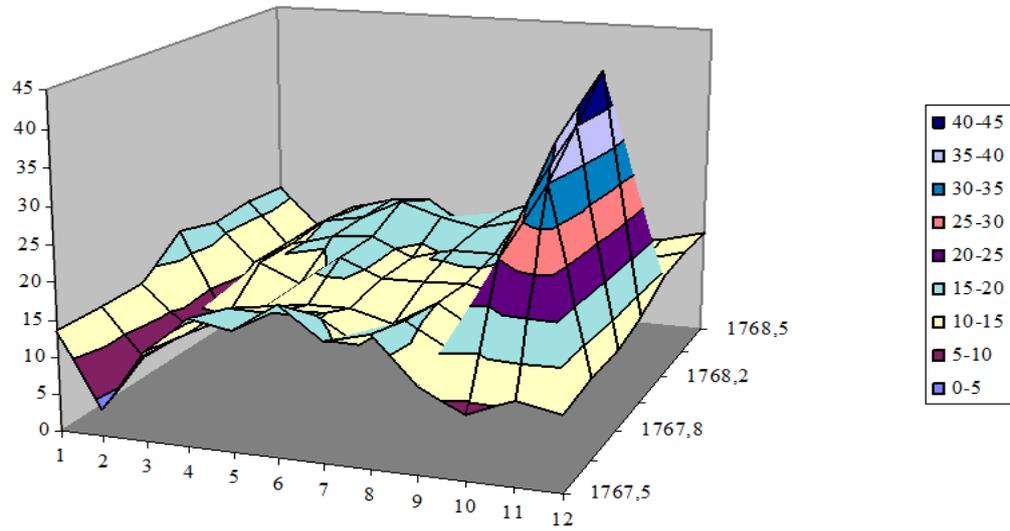
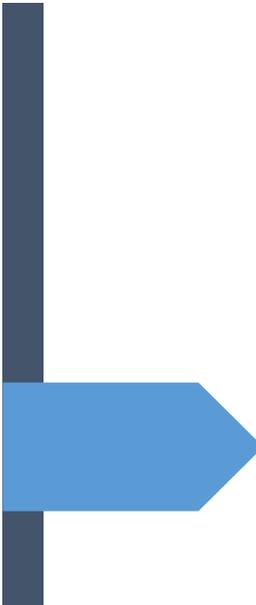
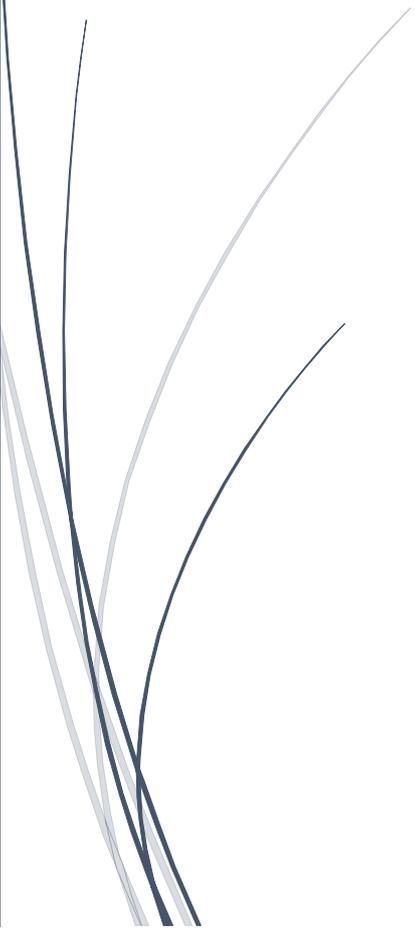


Fig. II.13 : résultat sous forme carte colorée 3D.



Chapitre III

*Application de l'approche
déterministe sur
l'oléoduc OH2*



III.1. Classification des types de corrosion :

En pratique, il est relativement rare d'être en présence de corrosion dont la forme est aussi simple que celle représentée sur les figures suivantes :

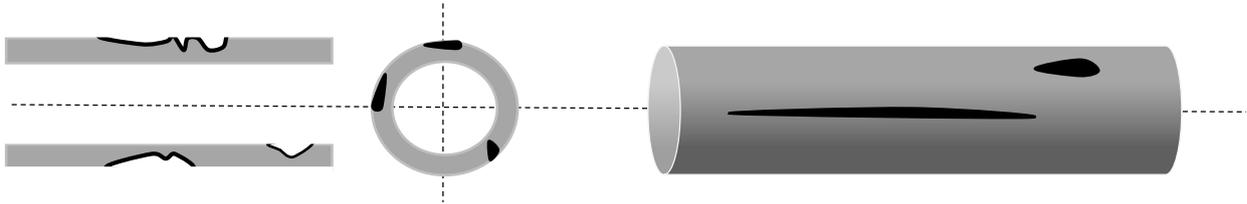


Fig. III.1 : schéma représente un exemple des défauts de corrosion sur une canalisation

La forme de corrosion dépend généralement de type de corrosion présent. C'est pourquoi il est important de procéder à une classification sommaire des types de corrosion en vue de déterminer les dimensions caractéristiques correspondant à chaque type de corrosion [1].

La Corrosion peut être :

- Externe ou interne.
- Localisée ou généralisée.
- Longitudinale ou circonférentielle.
- Interactive ou isolée.

Un défaut de corrosion est caractérisé [7] par :

- La pression interne dans la canalisation (P_{op}).
- Diamètre de pipeline (D).
- la profondeur / l'épaisseur de pipeline (d/t).
- la limite d'élasticité du métal.
- la limite de rupture du métal.
- Longueur longitudinale ($L_{d\acute{e}f}$).
- largeur ou longueur circonférentielle (W).
- sa pression circonférentielle.

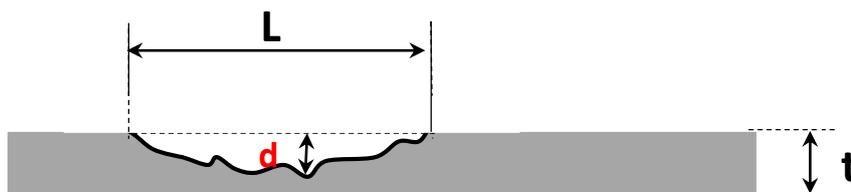


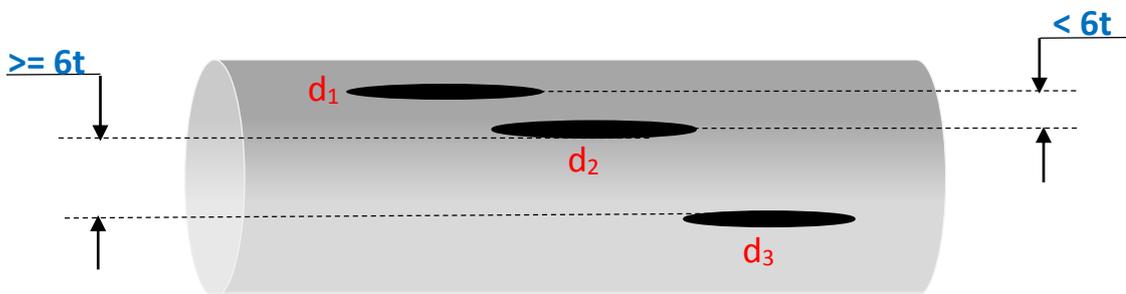
Fig. III.2 : les démentions d'un défaut de corrosion

Les conséquences d'une corrosion externe ou interne sont identiques. Une fois la conduite nettoyée, la nature de perte de métal et ses dimensions caractéristiques peuvent être déterminées.

Si une seule surface est corrodée alors que cette surface et sa profondeur maximal sont utilisées pour l'évaluation de leur effet sur la résistance de la conduite. Mais il est important d'analyser l'interaction des piqûres de corrosion adjacent. Si les défauts sont relativement proches, ils peuvent avoir un effet combiné sur la résistance de la conduite.

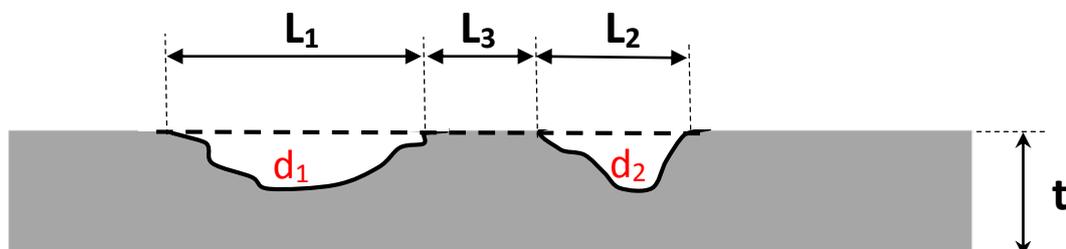
Examinant les cas suivants :

Cas1 : les piqûres sont de type circonférentiel mais se chevauchent dans le sens longitudinal [1]



1. Si la séparation entre les piqûres (dans le sens circonférentiel) est inférieure à 6 fois l'épaisseur alors, on considère les piqûres comme un défaut unique :
 - de longueur équivalent aux limites extrêmes des pertes de métal adjacentes dans le sens longitudinal
 - de profondeur $d = \max [d_1, d_2]$.
2. Si la séparation est supérieure à 6 fois l'épaisseur alors on considère chaque défaut séparément

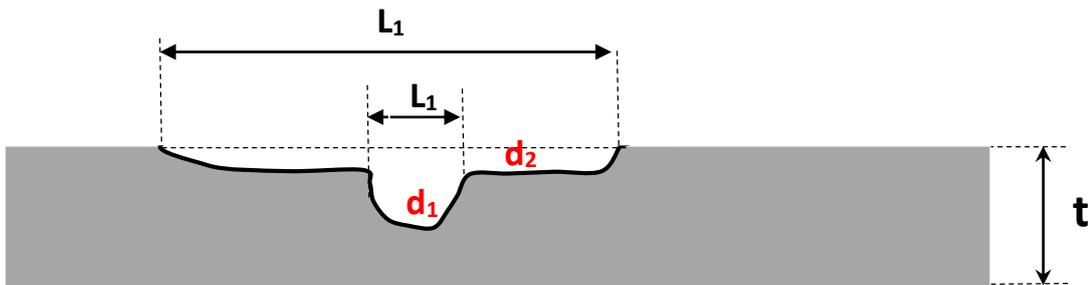
Cas 2 : les défauts sont dans le sens longitudinal, mais séparées par des ilots d'épaisseur complète [1] :



1. Si la longueur L_3 de l'ilot est inférieure à un pouce alors la corrosion doit être considérée comme continue et les dimensions caractéristiques à appliquer sont :

- La longueur $L = L_1 + L_2 + L_3$
 - La profondeur $d = \max [d_1, d_2]$
2. Si la longueur L_3 de l'îlot est supérieure à 1 pouce alors les défauts doivent être considérés séparément.

Cas 3 : une piqure profonde à l'intérieur d'une piqure plus large [1].



Ce type de corrosion peut être analysé par l'une des méthodes suivantes :

- Formules standards.
- Piqure profonde dans une conduite d'épaisseur réduite.

III.2. Évaluation analytique de la pression réduite :

Les méthodes les plus célèbres pour calculer la nouvelle PMS d'un pipeline d'hydrocarbure corrodé sont des règles empiriques évaluées par des modèles simples. Ces équations de défaillance sont basées sur des principes mécaniques.

Il y a d'autres méthodes comme PCORRC [7], Shell 92 [9] et Fitnet FSS [8] qui calculent aussi la pression de défaillance des sections corrodées de pipeline.

III.2.1. La définition de la PMS :

La PMS dépend des caractéristiques de pipelines, elle se calcule par la relation de **Barlow** suivante :

$$PMS = \frac{2 t K_s \sigma_e}{D} \quad (III.1)$$

Avec :

σ_e : Limite d'élasticité de l'acier utilisé (kgf/cm²) ;

t : épaisseur de la conduite (mm) .

K_s : coefficient de sécurité dépendant de la zone traversée .

D : diamètre extérieur de la conduite.

III.2.2. La pression réduite :

Elle représente la nouvelle pression maximale de service du pipeline corrodé, elle est toujours inférieure ou égale la PMS originale $P_{rd} \leq PMS$.

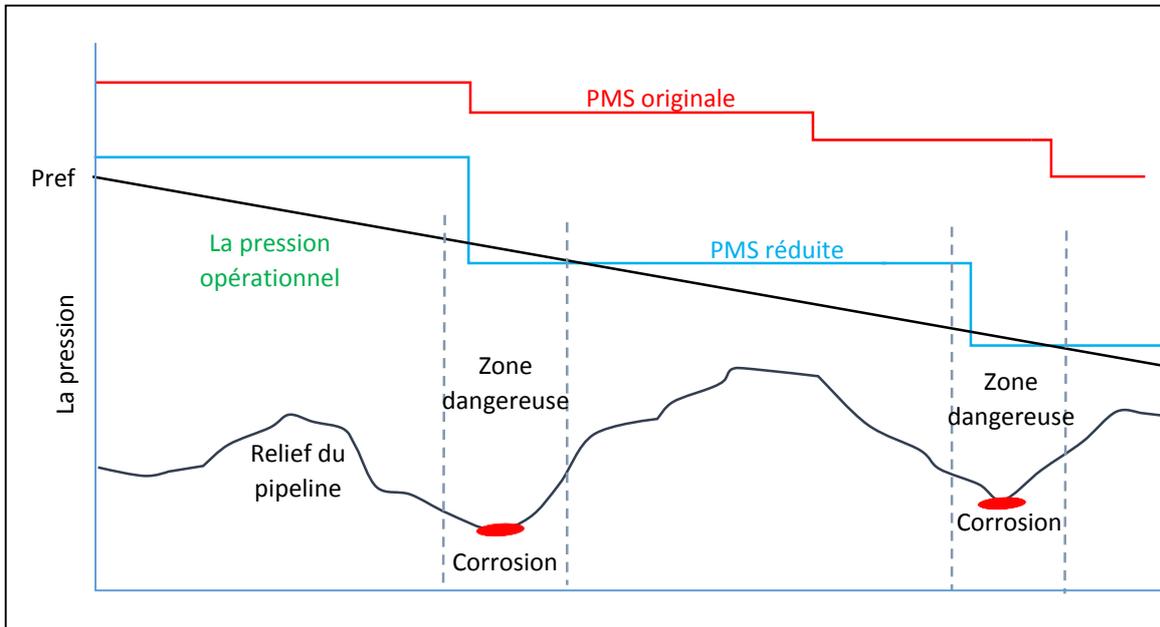


Fig. III.3 : Localisation des zones dangereuses

En conséquence direct d'une réduction de PMS :

- La pression de refoulement de la station doit dans la plupart des cas être réduite
- D'où, une diminution de la capacité de transport du pipeline.

Les dimensions clés d'un défaut de corrosion permettant de définir la nouvelle PMS sont :

- **d** : profondeur maximal du point de corrosion.
- **L_{déf}** : Longueur axiale du point de corrosion.
- **t** : épaisseur de la paroi.

III.2.3. Règles empiriques

La règle empirique pour l'établissement de la pression maximale de service pour un conduit corrodé :

- Dans le cas où l'état de corrosion n'est pas connu, consiste à réduire la PMS initiale :
 - De 25% pour les conduites des hydrocarbures liquides.
 - De 25% pour les gazoducs de moyenne pression.
 - De 50% pour les conduites de gaz à haute pression.

- Dans le cas où l'état de corrosion et connu grossièrement est apparaît comme peu développe pour provoque une rupture de canalisation, on adopte la démarche suivante :
 - La pression d'exploitation courante doit être inférieure ou égale à la pression de l'année dernière.
 - Pour des charges périodiques de courte durée, elle ne doit pas dépasser en extrême limite 125% de la pression courante de l'année dernière.
 - Dans le cas où la conduite se trouve dans un milieu agressif, la période considérée doit être inférieure à une année.

Ces règles empiriques sont beaucoup plus des orientations générales et ne peuvent en aucun cas être considérées comme définitives. Rien ne peut remplacer une évaluation de l'état réel de corrosion par une inspection en ligne.

III.3. Les différentes normes pour calculer la nouvelle PMS d'un pipeline corrodée

III.3.1. La norme ANSI/ASME B31G

Le model le plus connu pour l'évaluation de la nouvelle PMS des canalisations avec présence de corrosion est ANSI/ASME B31G. Ce code a été développe il y a une trentaine années .La base de l'équation utilisée dans B31G est relativement simple [7], et peut être exprimé comme suit :

$$P_{rd} = 1.1PMS \left(\frac{1 - \frac{A}{A_0}}{1 - \frac{A}{A_0 M}} \right) \quad (\text{III.2})$$

À deux termes pour l'expression de facteur de Folias (M) :

$$M = \sqrt{1 + G^2} \quad (\text{III.3})$$

$$G = 0.893 \frac{L_{def}}{\sqrt{Dt}} \quad (\text{III.4})$$

Il est déclaré dans le manuel B31G que les susdites équations devraient seulement être appliquées au défaut de corrosion qui a une profondeur maximum moins de 80 % de l'épaisseur nominal. La corrosion profonde n'est pas acceptable à cause des incertitudes sur l'exactitude de mesure de profondeur de défauts. Une limite est place sur la longueur longitudinale des régions corrodées pour lesquelles la susdite équation peut être utilise, parce que l'approximation d'une forme parabolique n'est pas appropriée pour les longs défauts [7].

Pour le défaut dont des faibles longueurs $G < 4$ on adopte que : $\frac{A}{A_0} = \frac{2d}{3t}$ donc :

$$P_{rd} = 1.1PMS \left(\frac{1 - \frac{2d}{3t}}{1 - \frac{2d}{3tM}} \right) \quad (\text{III.5})$$

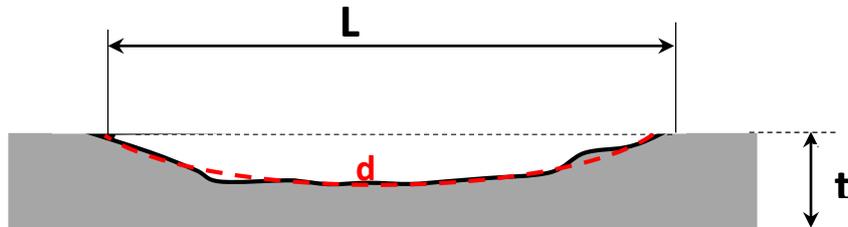


Fig. III.4.a : défaut de corrosion long projeté selon une forme parabolique

La limite sur la longueur de défauts correspond à $M = 4.12$ [7]. Bien que dans le manuel B31G la limite sur la longueur de défaut soit exprimée comme $G=4$.

Pour de longues régions de corrosion, une forme rectangulaire est supposée ($G > 4$), en conséquence l'équation de défaillance est remplacée par la suivante équation :

$$P_{rd} = 1.1PMS \left(1 - \frac{d}{t} \right) \quad (\text{III.6})$$

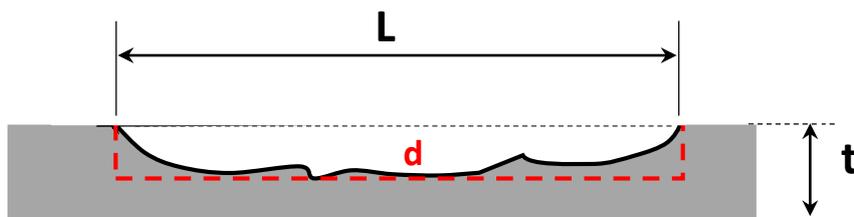


Fig. III.4.b : défaut de corrosion long projeté selon une forme rectangulaire

III.3.2. La norme ANSI/ASME B31G modifiée

Le critère a été succès dans l'industrie de pipeline pendant plusieurs années .Cependant, le critère a été amélioré à cause de conservatisme perçu .Les sources de ce conservatisme perçu ont été identifiées comme [7] :

- L'approximation utilisée pour le facteur de Folias.
- La représentation parabolique de la perte de métal.

Donc, la modification principale dans l'équation originale devait changer la définition de facteur de Folias .Une expression pour le facteur de Folias est utilisée par la norme B31g modifiée, c'est une expression plus exacte et moins conservatrice [7].

En plus, la représentation de la perte de métal a été révisée, un facteur de 0,8 plutôt que 0,67 a été recommandé.

L'équation B31G modifiée sont données par :

$$P_{rd} = \frac{2 t K_s (\sigma_e + 10000 \text{ psi})}{D} (1 - 0.85 \frac{d}{t}) \quad (III.7)$$

$$1 - 0.85 \frac{d}{tM}$$

Avec

$$M = \begin{cases} \sqrt{1 + 0.6275 \frac{L_{def}^2}{Dt} - 0.003375 \left(\frac{L_{def}^2}{Dt}\right)^2} & \text{pour } \frac{L_{def}^2}{Dt} < 50 \\ 0.032 \frac{L_{def}^2}{Dt} + 3.3 & \text{pour } \frac{L_{def}^2}{Dt} \geq 50 \end{cases} \quad (III.8)$$

III.3.3. La norme DNV (RP-F101)

Le développement de la pratique recommandée (RP-F101) a été lancé pendant que **ASME B31G** était incapable de synchroniser avec les principes de conception adoptés dans les règles de canalisation de **DNV (DET NORSKE VERITAS)** .Le but pour ce projet de recherche et de développement avec la technologie de BG est de développer une pratique recommandée pour la détermination de la pression de fonctionnement permise des pipes corrodées, avec un niveau cohérent de fiabilité. Les équations dans **RP-F101** ont été dérivées par un calibrage probabiliste, tenant compte pour des incertitudes dans des mesures de défaut et la capacité d'éclat [7] .

$$P_{rd} = \frac{2 t K \sigma_r}{D - t} \left(\frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{tQ}} \right) \quad (III.9)$$

Avec :

$$Q = \sqrt{1 + 0.31 \frac{L_{def}^2}{Dt}} \quad (III.10)$$

Et

$$K = K_s \times K_1 \quad (K_1 = 0.97 : \text{modelling factor})$$

III.3.4. La norme Shell

Richier and Last (comme décrit dans Stephens et autres 1997b) ont proposé un modèle avec une forme semblable à ce de B31G mais l'utilisation d'un écoulement souligné égale à 90 % de la contrainte de la rupture [7]. Le modèle est exprimé dans l'équation suivante :

$$P_{rd} = 0.9 \frac{2 t K_s \sigma_r}{D} \left(\frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{tM}} \right) \quad (\text{III.11})$$

Avec

$$M = \sqrt{1 + 0.8 \frac{L_{def}^2}{Dt}} \quad (\text{III.12})$$

Le modèle de Last et de Richier suppose que le défaut est rectangulaire dans sa forme et ne l'adresse pas en détail et ne produira pas des résultats plus exacts que B31G actuellement dans l'utilisation [7].

III.3.5. La norme Fitnet FSS

Plus récemment, la procédure Fitnet FSS, a été développée en 2008 comme procédé européen unifié pour l'évaluation structurale d'intégrité [8], ce modèle exprimé avec l'équation suivante :

$$P_{rd} = \frac{2 t K_s \sigma_r \left(\frac{1}{2}\right)^{\frac{65}{\sigma_e}}}{D - t} \left(\frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{tM}} \right) \quad (\text{III.13})$$

Avec

$$M = \sqrt{1 + 0.8 \frac{L_{def}^2}{Dt}} \quad (\text{III.14})$$

III.3.6. La norme PCORRC

Stephens (1997c) a développé un code d'élément fini pour modéliser le défaut de corrosion. Cette simplification permet à un défaut complexe d'être modélisé avec moins d'élément qu'une analyse tridimensionnelle complète mais est seulement une bonne approximation des cas spécifiques.

Ce modèle, connu comme PCORRC, est basé sur l'équation suivante :

$$P_{rd} = \frac{2 t K \sigma_r}{D} \left[1 - \frac{D}{t} \left(1 - \exp \left(-0.157 \frac{L_{def}}{\sqrt{\frac{D(t-d)}{2}}} \right) \right) \right] \quad (\text{III.15})$$

$$K = K_s \times K_1 \quad (K_1 = 0.97, K_s : \text{coefficient de sécurité})$$

III.3.7. Formule de CHOI

Cette formule a été développée dans un laboratoire européen. La pression réduite est donnée par la formule suivante

$$P_{rd} = k_s \frac{2\sigma_e t}{D_{int}} \left[C_0 + C_1 \left(\frac{L_{d\acute{e}f}}{\sqrt{R_{ex} t}} \right) + C_2 \left(\frac{L_{d\acute{e}f}}{\sqrt{R_{ex} t}} \right)^2 \right] \quad \text{si } \frac{L_{d\acute{e}f}}{\sqrt{R_{ex} t}} \leq 6 \quad (\text{III.16})$$

Et

$$P_{rd} = \frac{2\sigma_e t}{D_{int}} \left[C_3 + C_4 \left(\frac{L_{d\acute{e}f}}{\sqrt{R_{ex} t}} \right) \right] \quad \text{si } \frac{L_{d\acute{e}f}}{\sqrt{R_{ex} t}} > 6 \quad (\text{III.17})$$

Avec

$$C_0 = 0.06 \left(\frac{d}{t} \right)^2 - 0.1035 \left(\frac{d}{t} \right) + 1 \quad (\text{III.18})$$

$$C_1 = -0.6913 \left(\frac{d}{t} \right)^2 + 0.4648 \left(\frac{d}{t} \right) - 0.1447 \quad (\text{III.19})$$

$$C_2 = 0.1165 \left(\frac{d}{t} \right)^2 - 0.1053 \left(\frac{d}{t} \right) + 0.0292 \quad (\text{III.20})$$

$$C_3 = -0.9847 \left(\frac{d}{t} \right) + 1.1101 \quad (\text{III.21})$$

$$C_4 = 0.0071 \left(\frac{d}{t} \right) - 0.0126 \quad (\text{III.22})$$

K_s : Coefficient de sécurité.

σ_e : limite d'élasticité.

D : diamètre extérieur de pipe.

t : l'épaisseur de pipe.

d : profondeur de défaut de corrosion.

$L_{d\acute{e}f}$: longueur de défaut de corrosion.

R_{ex} : rayon extérieur de pipe.

III.4. Évaluation de la perte de métal de chaque norme

En réarrangement les relations précédentes, il est possible d'exprimer la profondeur relative critique $\left(\frac{d}{t}\right)_{cr}$ d'un défaut de corrosion pour une pression exercée comme suit :

<p>B31G</p>	$G \leq 4 \quad \left(\frac{d}{t}\right)_{cr} = \frac{1.1 \text{ PMS} - \text{Pop}}{\frac{2}{3} \left(1.1 \text{ PMS} - \frac{\text{Pop}}{M}\right)} \quad (III.23)$ $G > 4 \quad \left(\frac{d}{t}\right)_{cr} = \frac{1.1 \text{ PMS} - \text{Pop}}{1.1 \text{ PMS}}$
<p>B31G modifié</p>	$\frac{L^2}{Dt} < 50 \quad \left(\frac{d}{t}\right)_{cr} = \frac{\frac{2 t K_s (\sigma_e + 10000 \text{ psi})}{D} - \text{Pop}}{0.85 \left(\frac{2 t K_s (\sigma_e + 10000 \text{ psi})}{D} - \frac{\text{Pop}}{M}\right)} \quad (III.24)$ $\frac{L^2}{Dt} < 50 \quad \left(\frac{d}{t}\right)_{cr} = \frac{\frac{2 t K_s (\sigma_e + 10000 \text{ psi})}{D} - \text{Pop}}{0.85 \left(\frac{2 t K_s (\sigma_e + 10000 \text{ psi})}{D} - \frac{\text{Pop}}{M}\right)}$
<p>DNV F101</p>	$Q = \sqrt{1 + 0.31 \frac{L_{def}^2}{Dt}} \quad \left(\frac{d}{t}\right)_{cr} = \frac{\frac{2 t K_s \sigma_r}{D - t} - \text{Pop}}{\frac{2 t K_s \sigma_r}{D - t} - \frac{\text{Pop}}{Q}} \quad (III.25)$
<p>Shell</p>	$M = \sqrt{1 + 0.8 \frac{L_{def}^2}{Dt}} \quad \left(\frac{d}{t}\right)_{cr} = \frac{0.9 \frac{2 t K_s \sigma_r}{D} - \text{Pop}}{0.9 \frac{2 t K_s \sigma_r}{D} - \frac{\text{Pop}}{M}} \quad (III.26)$
<p>Fitnet FSS</p>	$M = \sqrt{1 + 0.8 \frac{L_{def}^2}{Dt}} \quad \left(\frac{d}{t}\right)_{cr} = \frac{\frac{2 t K_s \sigma_r \left(\frac{1}{2}\right)^{65}}{D - t} - \text{Pop}}{\frac{2 t K_s \sigma_r \left(\frac{1}{2}\right)^{65}}{D - t} - \frac{\text{Pop}}{M}} \quad (III.27)$
<p>PCORRC</p>	$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr} = \frac{\frac{2 t K_s \sigma_r}{D} - \text{Pop}}{\frac{2 t K_s \sigma_r}{D} \left[1 - \exp\left(-0.157 \frac{L_{def}}{\sqrt{\frac{D(t-d)}{2}}}\right)\right]} \quad (III.28)$

On peut évaluer la gravité de défaut par ces équations, par un processus de comparaison de la perte de métal de défaut avec les deux limites (avec $K_s=0.72$ et $K_s = 1$) :

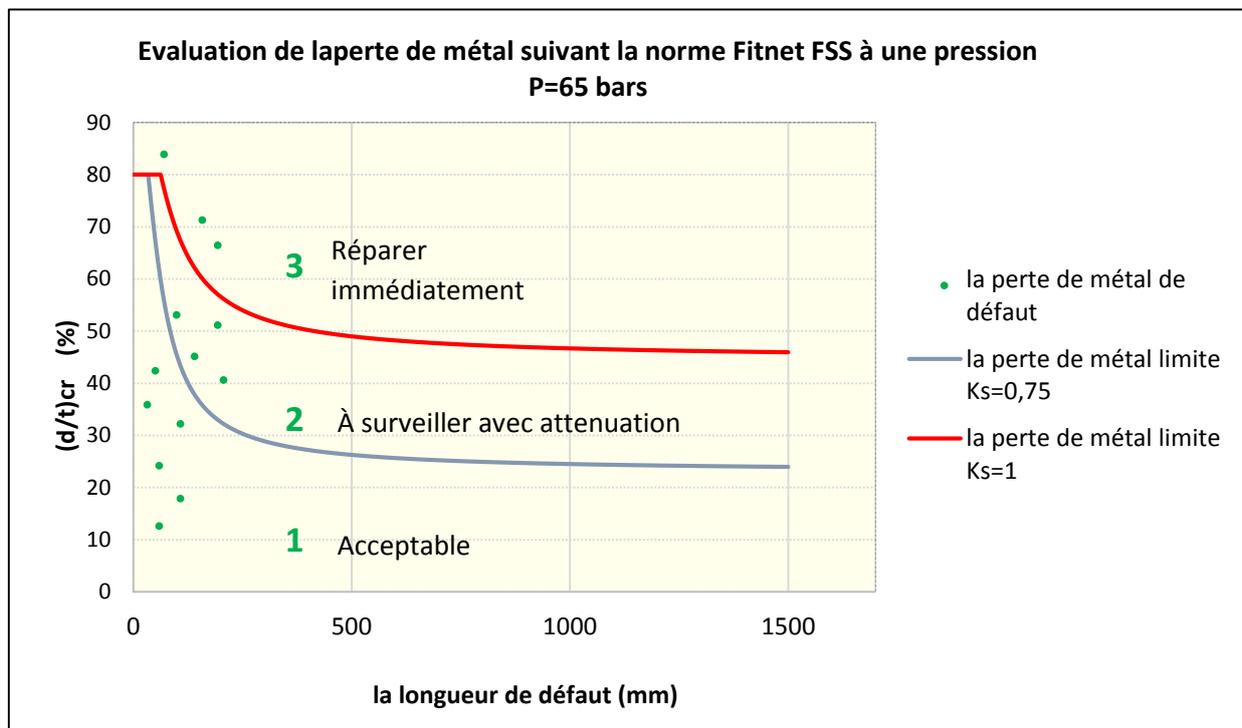


Fig. III.5 : Représentation de la perte de métal limite suivant la norme Fitnet FSS

Interprétation :

- La zone « 1 » : la perte de métal de défaut est acceptable et l'exploitation se poursuit normalement avec la pression d'opération actuelle.
- La zone « 2 » : la perte de métal doit être surveillée car elle peut constituer un danger avec le temps .
- La zone « 3 » : la perte de métal constituée un danger, car elle dépasse la limite et le défaut doit être réparer immédiatement.

III.5. Description de la ligne Mesdar-HEH

Introduction

Les codes précédents feront l'objet d'une application sur l'oléoduc OH2 qui assure le transport de brut de la station de **Mesdar** au terminal de départ **HEH** (HAOUD EL HAMRA). Cette conduite est de diamètre de 26'' (0,6604 m) et de longueur 108 Km, elle a été mise en service en 1973 avec une capacité de 12 MTA.

L'oléoduc OH2 fait partie de **STC** (Système de Transport par Conduite) qui comprend trois terminaux.

III.4.1 Schéma descriptif du STC

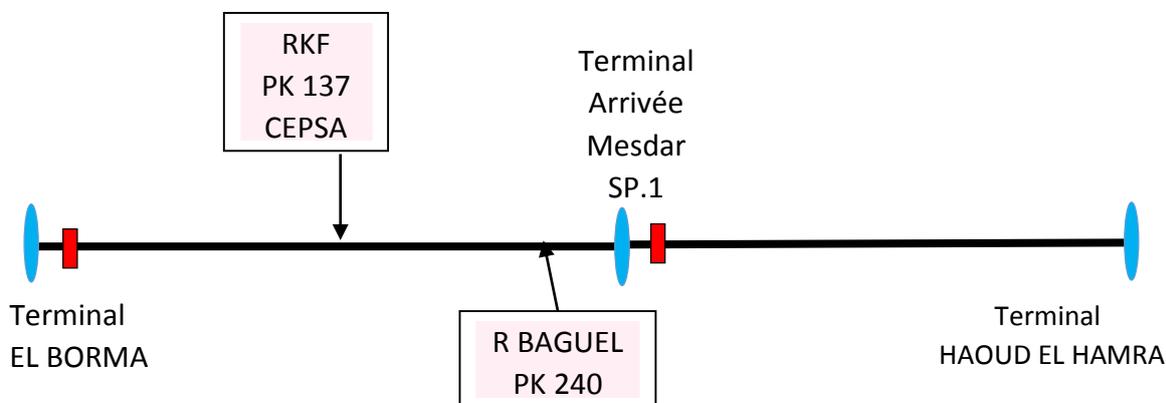


Fig. III.6 : le schéma de STC

III.5.2. Caractéristiques des stations Mesdar

III.5.2.1. Caractéristique générale

SITUATION GEOGRAPHIQUE			MESDAR
			Pk 0
			SP1
TP (TURBO-POMPE) TC (TURBO-COMPRESSEUR) EP (ELECTRO-POMPE) MP (MOTO-POMPE)	TURBINE	NOMBRE	2 ME
	OU	CONSTRUCTEUR	MAN
	MOTEUR	TYPE	-
	-	PUISSANCE (CV)	15 500
	POMPE	NOMBRE	2
	OU	CONSTRUCTEUR	TEXTRON
	COMPRESSEUR	TYPE	-

TURBO ALTERNATEUR	NOMBRE	2 TA
OU	CONSTRUCTEUR	1 GE , 1 N PIGNONE
GRUPE ÉLECTROGÈNE	PUISSANCE (CV)	2 900
CONSOMMATION		GAZ

Tableau III. 1 : l'installation énergétique de station Mesdar

III.5.2.2. Stockage :

Réf.	Design M3	Utile M3	Produit	Lieu	Hauteur M	Diamètre M	Toit	Date
S1	14 330	12 500	PETROLE	MESDAR	14,64	36,58	FLOTTANT	1969
S2	14 330	12 500	PETROLE	MESDAR	14,64	36,58	FLOTTANT	1969
S3	20 000	20 000	PETROLE	MESDAR	18,69	39,20	FLOTTANT	1997
Somme	48 860	45 000						

Tableau III. 2 : les caractéristiques des réservoirs de la station Mesdar

III.5.3. Conditions de fonctionnement et systèmes

III.5.3.1. Supervision d'exploitation

La supervision de l'exploitation de l'ouvrage n'est pas assurée. Les supports de télécommunications suivants sont utilisés

- Radio VHF.
- Téléphone ligne spécialisé (local).
- Téléphone ligne PTT.

III.5.3.2. Surveillance des paramètres

La surveillance des paramètres de fonctionnement est assurée à partir de la salle de contrôle de chaque site.

III.5.3.3. Types de commandes

Les commandes peuvent être effectuées soit en manuel, soit en automatique local/distance à partir de la salle de contrôle de chaque site.

III.5.3.4. Système de protection cathodique

- L'ouvrage OH2 est protégé par 05 postes de protection cathodique.

III.5.3. Caractéristique de la conduite OH2

Coefficient de sécurité Ks	La longueur L	Le diamètre D	Epaisseur t	Pression		Type d'acier X52	
				P initial	P final	σe	σr
0,72	108 Km	26" (660,4mm)	7,14 – 8,74	65 bars	2 bars	358 MPA	455 MPA

Tableau III. 3 : caractéristique de la ligne OH2.

III.5.4. Les résultats de l'inspection par l'outil intelligent

L'opération de l'inspection en ligne sur la conduite **OH2** par l'outil intelligent a donné **2947** défauts.

Un extrait de résultat enregistré par l'outil intelligent comprenant à la distance, profondeur, longueur, largeur, l'orientation, type de défaut est représenté dans le tableau suivant :

Défaut N°	La distance (m)	La longueur de défaut (mm)	La profondeur (mm)	La perte de métal (%)	P _{op} (bar)	Position angulaire (°)	Type
257	3819,55	352	2,3	27,38	62,77	210	Ext.
273	4400,66	1209	2,7	32,14	62,43	221	Ext.
275	4477,45	871	2,3	27,38	62,39	211	Ext.
747	19661,76	1880	3,2	38,09	53,53	177	Int.

Tableau III. 4 : un échantillon de résultat enregistré par l'ILI

III.5.5. Calcul hydraulique de la ligne

Le profil de l'oléoduc **OH2** s'étend sur d'une longueur de 108 Km, de la station **Mesdar** vers le terminal de départ **HEH**, la distribution de pression varie de la valeur de refoulement **65** bars à 2 bars.

La distribution de pression varie linéairement, grâce à la négligence de variation de l'altitude ΔZ .

La formule utilisée pour **calculer** la distribution de la pression le long de la ligne est la suivante :

$$P_{op}(x) = P_{ref} - \left(\frac{P_{ref} - P_{fin}}{L} \right) \cdot x$$

La distribution de la pression locale en fonction de la longueur de la conduite est représentée dans la figure ci-dessous

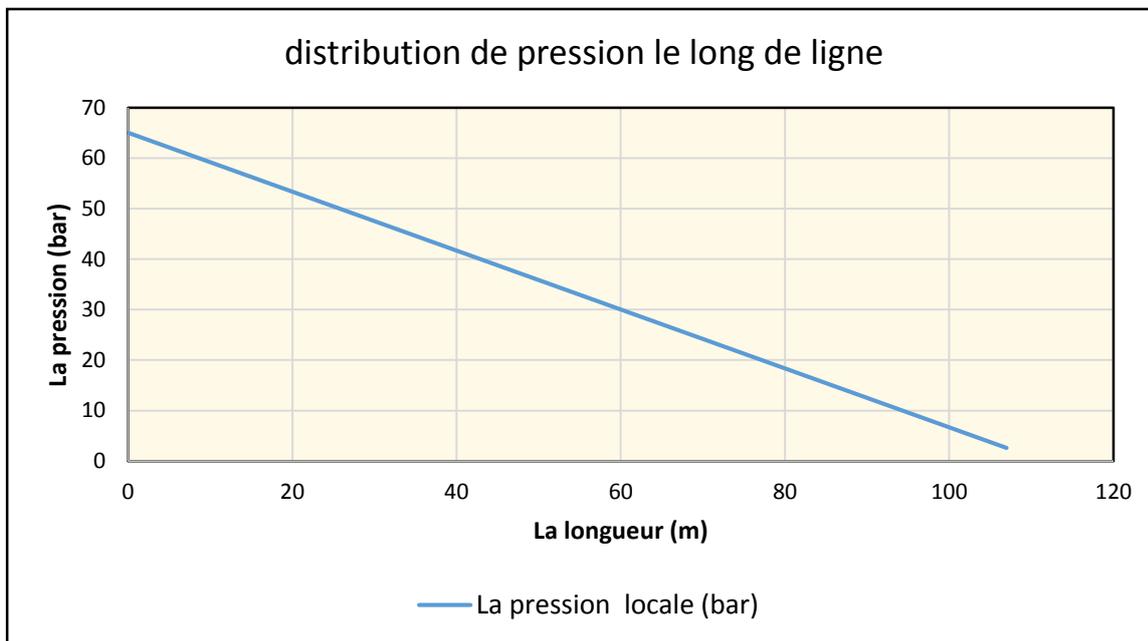


Fig. III.7 : la variation de pression locale de la conduite

La pression finale est exigée au terminal départ HEH pour les besoins de remplissage des dépôts de stockage.

III.6. Évaluation qualitative par le critère de la pression réduite (la nouvelle PMS de la ligne)

III.6.1. Méthodologie

On calcule la pression réduite (avec coefficient de sécurité $K_s = 0,72$) et la pression de défaillance (avec coefficient de sécurité $K_s = 1$) pour les défauts de corrosion selon les quatre (DNV, Shell, Fitnet FSS et PCORRC) puis on les compare avec la pression opérationnelle (**Pop**) exercée sur chaque défaut. La comparaison se fait comme suit :

- Si la pression d'opération inférieure à la pression réduite le défaut ne représente pas un danger et l'exploitation se fait normale.
- Si la pression d'opération est comprise entre la pression réduite et la pression de défaillance, le défaut de corrosion doit être surveillé et peut nécessiter une atténuation.
- Si la pression d'opération supérieure à la pression de défaillance, le défaut représente un danger et doit être réparé immédiatement.

- La méthodologie de travail par le critère de pression réduite : norme Shell par exemple

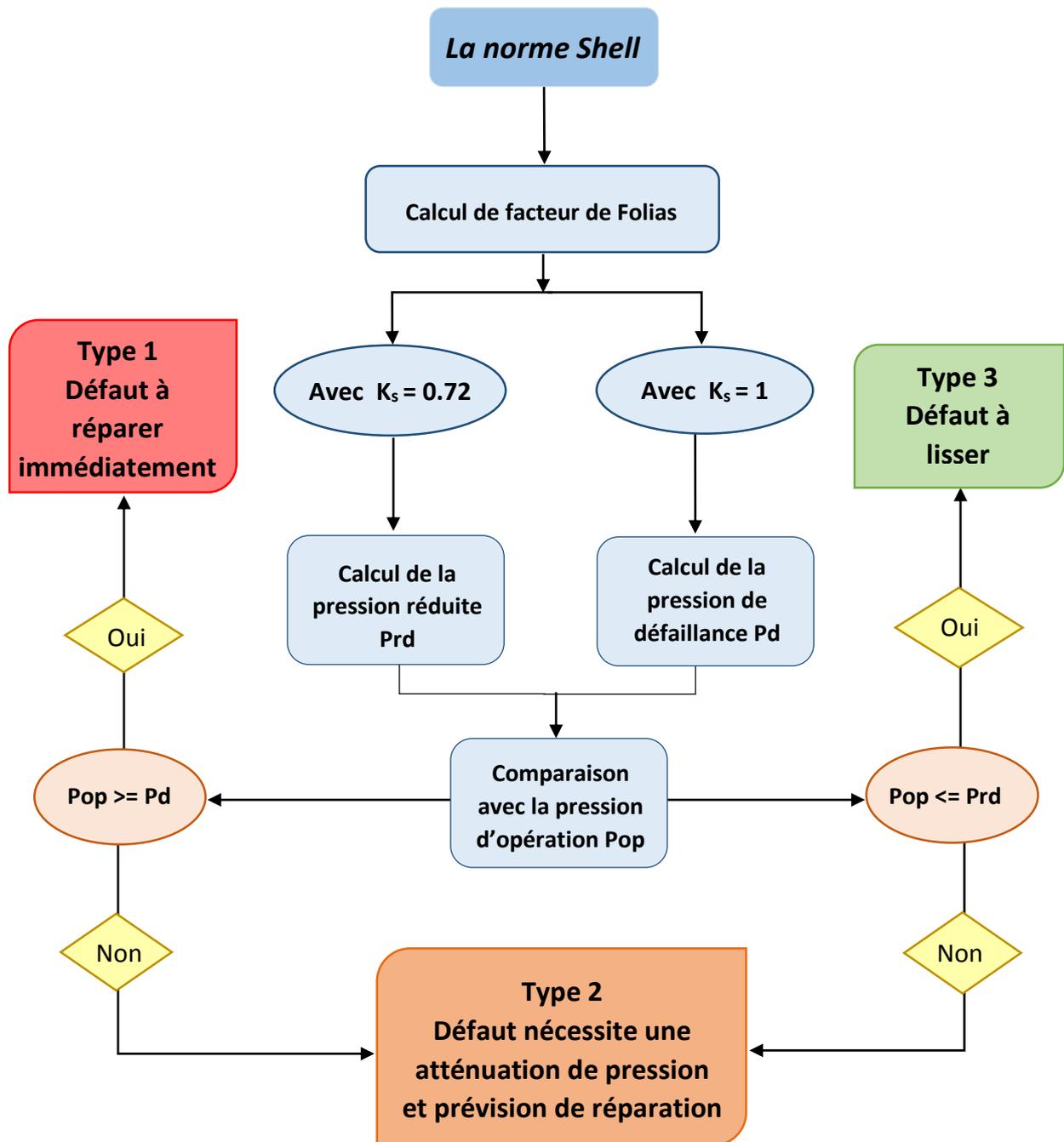


Fig. III.8 : organigramme de la méthodologie de travail pour chaque norme.

III.6.2. Application

Dans cette application nous allons procéder à l'évaluation du niveau de gravité de perte de métal de l'échantillon ci-dessus (tableau 4), en utilisant les formules de la pression réduite et de rupture des (04) normes énoncer précédemment.

A. Calcul par la norme Shell

En utilisant les formules (III.11) et (III.12) pour calculer la pression réduite et de défaillance.

Défaut N°	Pop (bar)	M	P _{rd} (bar)	P _{déf} (bar)	Observation
257	62,77192917	4,343792774	58,51533916	81,27130439	À surveiller
273	62,43298330	14,55311052	52,38872977	72,76212469	À surveiller
275	62,38815417	10,50741164	56,29378745	78,1858159	À surveiller
747	53,53064000	22,59879460	47,53901239	66,0264061	À surveiller

B. Calcul par la norme DNV

En utilisant les formules (III.9) et (III.10) pour calculer la pression réduite et de défaillance.

Défaut N°	Pop (bar)	Q	P _{rd} (bar)	P _{déf} (bar)	Observation
257	62,77192917	2,814970261	60,02531868	83,36849817	À surveiller
273	62,43298330	9,092980673	53,05205247	73,68340620	À surveiller
275	62,38815417	6,587466013	57,03038619	79,20886971	À surveiller
747	53,53064000	14,08938920	48,22010762	66,97237169	À surveiller

C. Calcul par la norme FSS

En utilisant les formules (III.13) et (III.14) pour calculer la pression réduite et de défaillance.

Défaut N°	Pop (bar)	M	P _{rd} (bar)	P _{déf} (bar)	Observation
257	62,77192917	4,343792774	65,79755353	91,38549102	Exp Normal
273	62,43298330	14,55311052	58,90848966	81,81734675	À surveiller
275	62,38815417	10,50741164	63,29953046	87,91601453	Exp Normal
747	53,53064000	22,59879460	53,45522658	74,24337025	À surveiller

D. Calcul par la norme PCORRC

En utilisant la formule (III.15) pour calculer la pression réduite et de défaillance.

Défaut N°	Pop (bar)	P _{rd} (bar)	P _{déf} (bar)	Observation
257	62,77192917	69,07800125	95,94166840	Exp Normal
273	62,43298330	60,94429841	84,64485891	À surveiller
275	62,38815417	65,18403958	90,53338830	Exp Normal
747	53,53064000	56,34184749	78,25256596	Exp Normal

E. La représentation graphique des défauts selon le critère de pression

Cette représentation graphique de tous les défauts a pour but de faciliter la comparaison entre les pressions calculées en présence de défaut (P_{rd} et $P_{d\acute{e}f}$) et la pression opérationnelle le long de la ligne par les (04) normes, comme montré les figures ci-dessous.

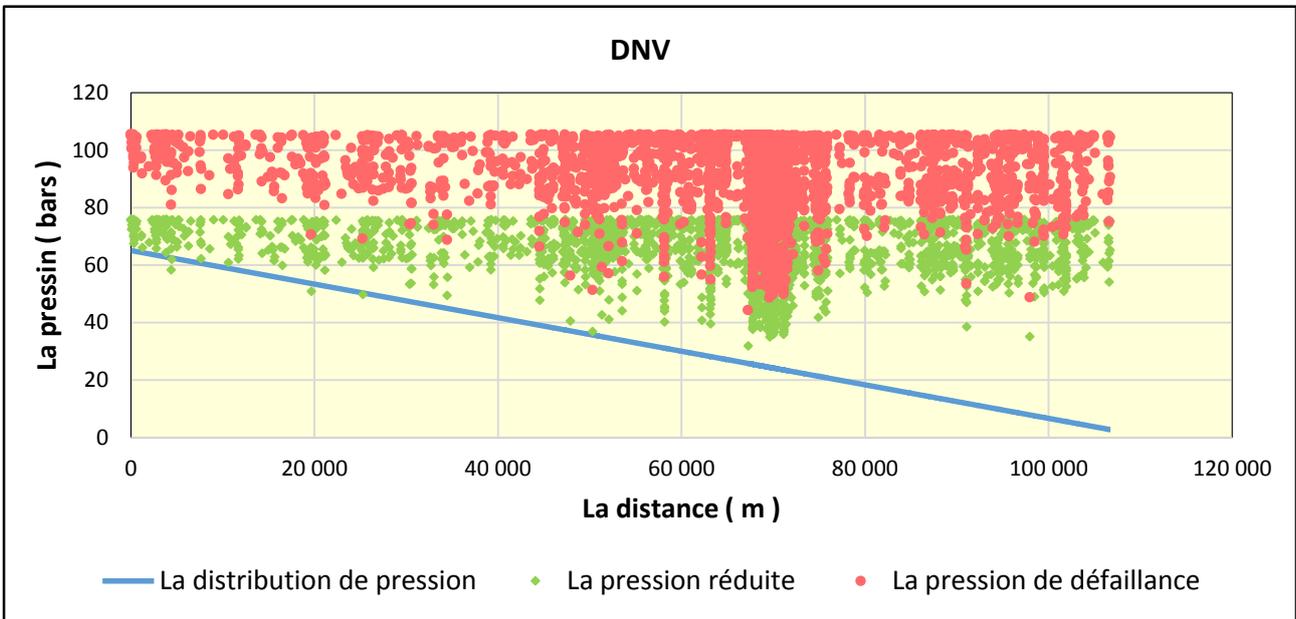


Fig. III.9 : Représentation de la pression réduite et la pression de défaillance en fonction des pertes de métal enregistrées par la norme DNV

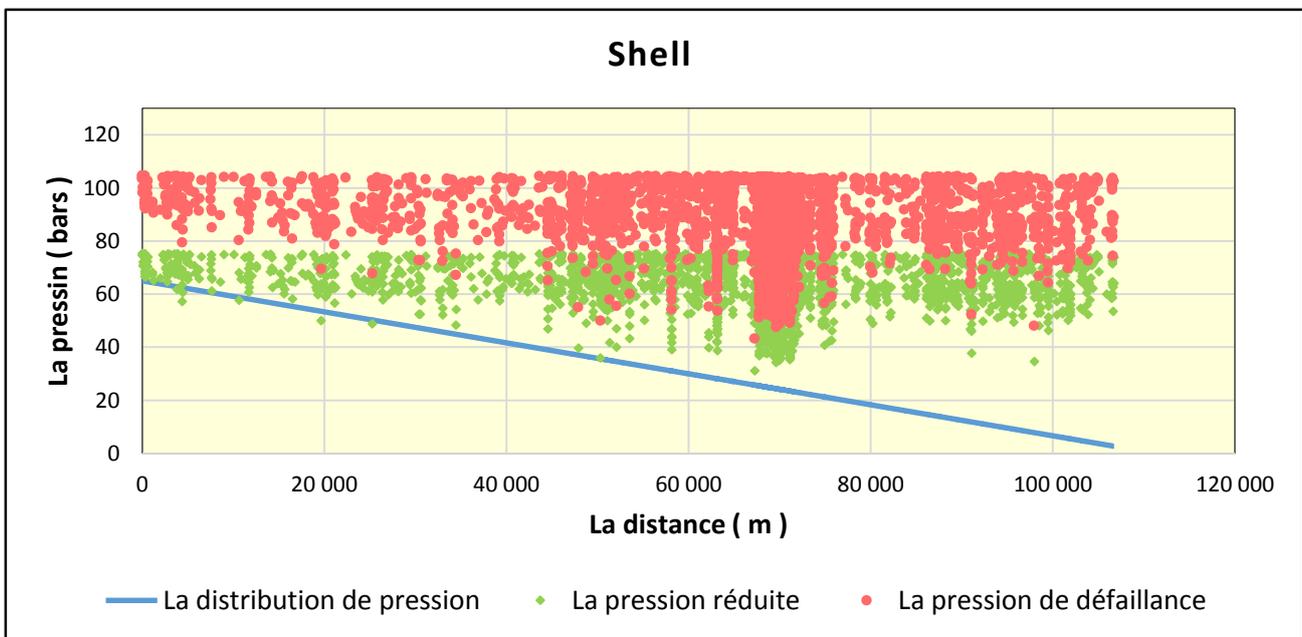


Fig. III.10 : Représentation de la pression réduite et la pression de défaillance en fonction des pertes de métal enregistrées par la norme Shell.

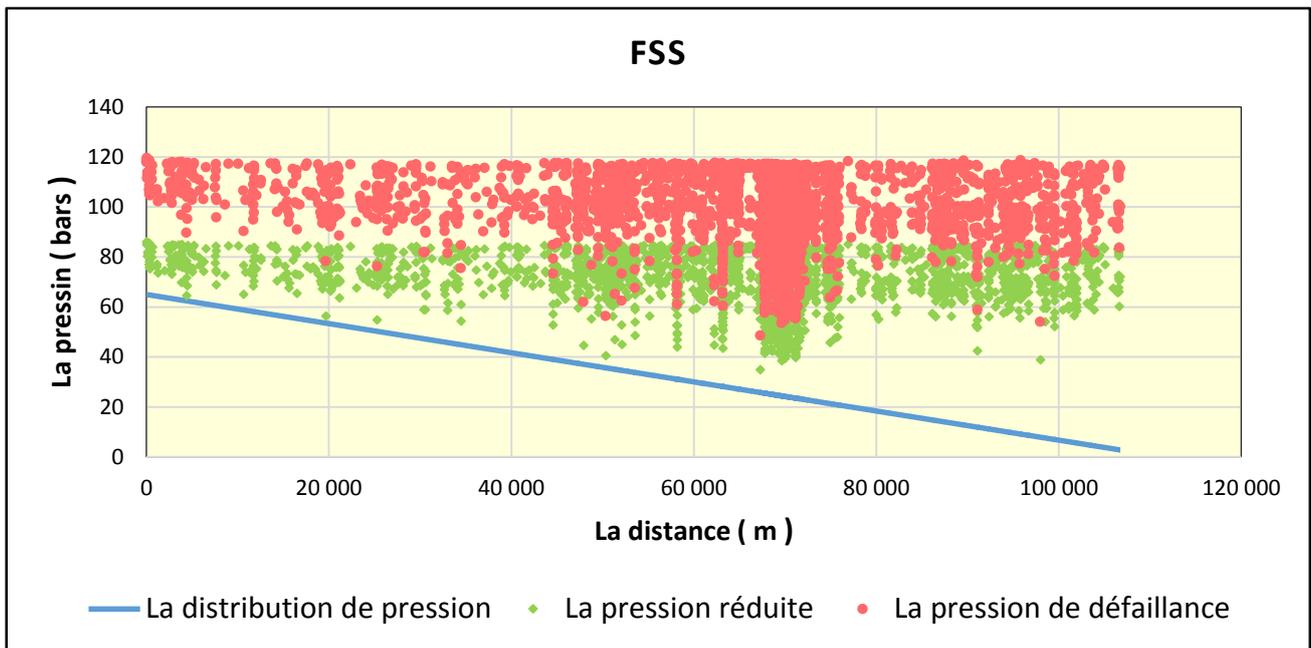


Fig. III.11 : Représentation de la pression réduite et la pression de défaillance en fonction des pertes de métal enregistrées par la norme FSS.

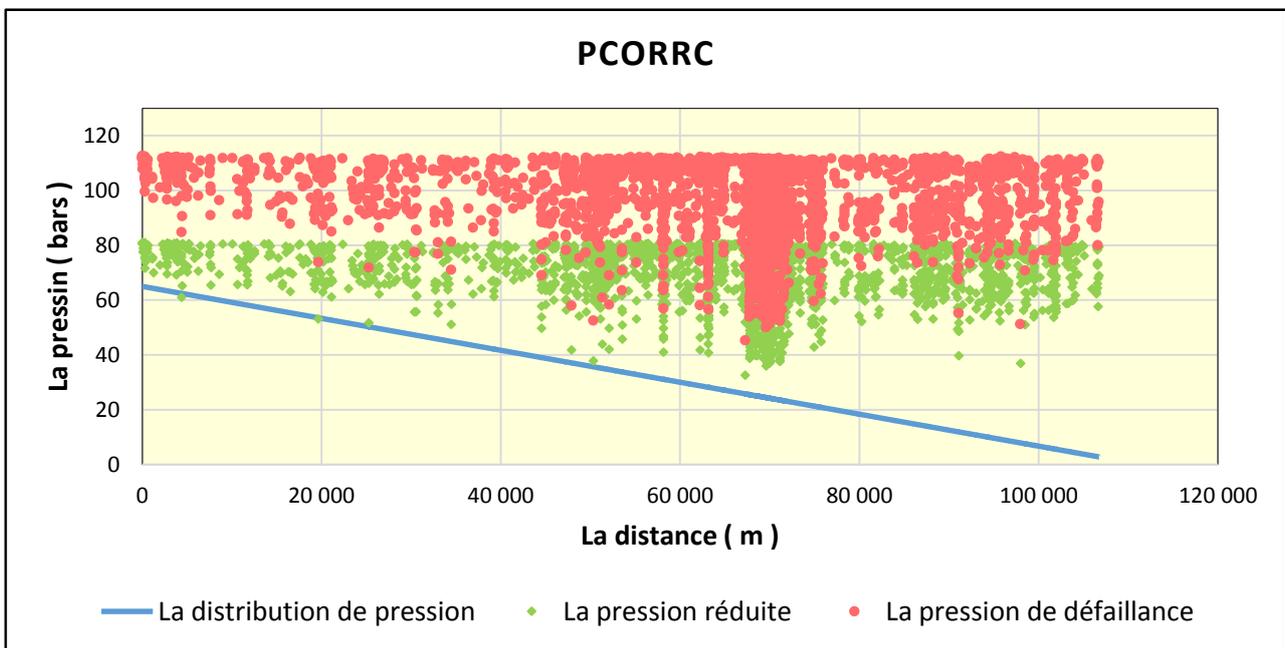


Fig. III.12 : Représentation de la pression réduite et la pression de défaillance en fonction des pertes de métal enregistrées par la norme PCORRC.

Interprétation des résultats

L'application des 4 normes (**DNV**, **FSS**, **Shell** et **PCORRC**) à l'échantillon de défauts. Nous a permis de constater qu'au moment d'inspection:

- Il n'y a pas de défauts à réparer en urgence.
- les normes **Shell** puis **DNV** présentent le plus grand nombre de défauts à surveiller.

On constate que la norme **Shell** est la plus conservatrice parmi toutes les normes utilisées alors que la norme **FSS** est la moins conservatrice.

Remarque : Le critère de comparaison basé sur les pressions ne permet pas une évaluation des défauts de types piques, car ces défauts peuvent engendrer des fuites non des éclatements, pour cela on va examiner les défauts en se basant sur le critère de perte de métal limite $(d/t)_{cr}$.

III.7. Calcul qualitative par le critère de la perte de métal limite $(d/t)_{cr}$:

III.7.1. Méthodologie

On peut calculer la perte de métal limite en fonction de la pression opérationnelle exercée, cette opération est faite pour chaque défaut ; une décision sera obtenue pour chaque défaut en se basant sur son niveau de danger, en usant les trois règles suivantes :

- Si la perte de métal du défaut est inférieure à la perte de métal limite avec le coefficient de sécurité $K_s=0.72$; le défaut ne représentera aucun danger pour le pipe.
- Si la perte de métal des défauts est supérieure ou égale à la perte de métal limite avec le coefficient de sécurité $K_s=0.72$ et inférieure à la perte de métal avec $K_s=1$; le défaut doit être surveillé et contrôler sa croissance en fonction de temps tout en prévoyant une atténuation.
- Si la perte de métal du défaut est supérieure ou égale à la perte de métal limite avec $K_s=1$ le défaut représente un risque d'éclatement et il faut le réparer immédiatement.
- Si la perte de métal critique dépasse 80% de l'épaisseur la réparation devrait être obligatoire.

Remarque : la perte de métal critique devient constante à partir d'une certaine longueur de défaut cela est vérifiée pour toutes les normes.

- La méthodologie de travail par le critère de la perte de métal limite pour le cas de la norme Shell :

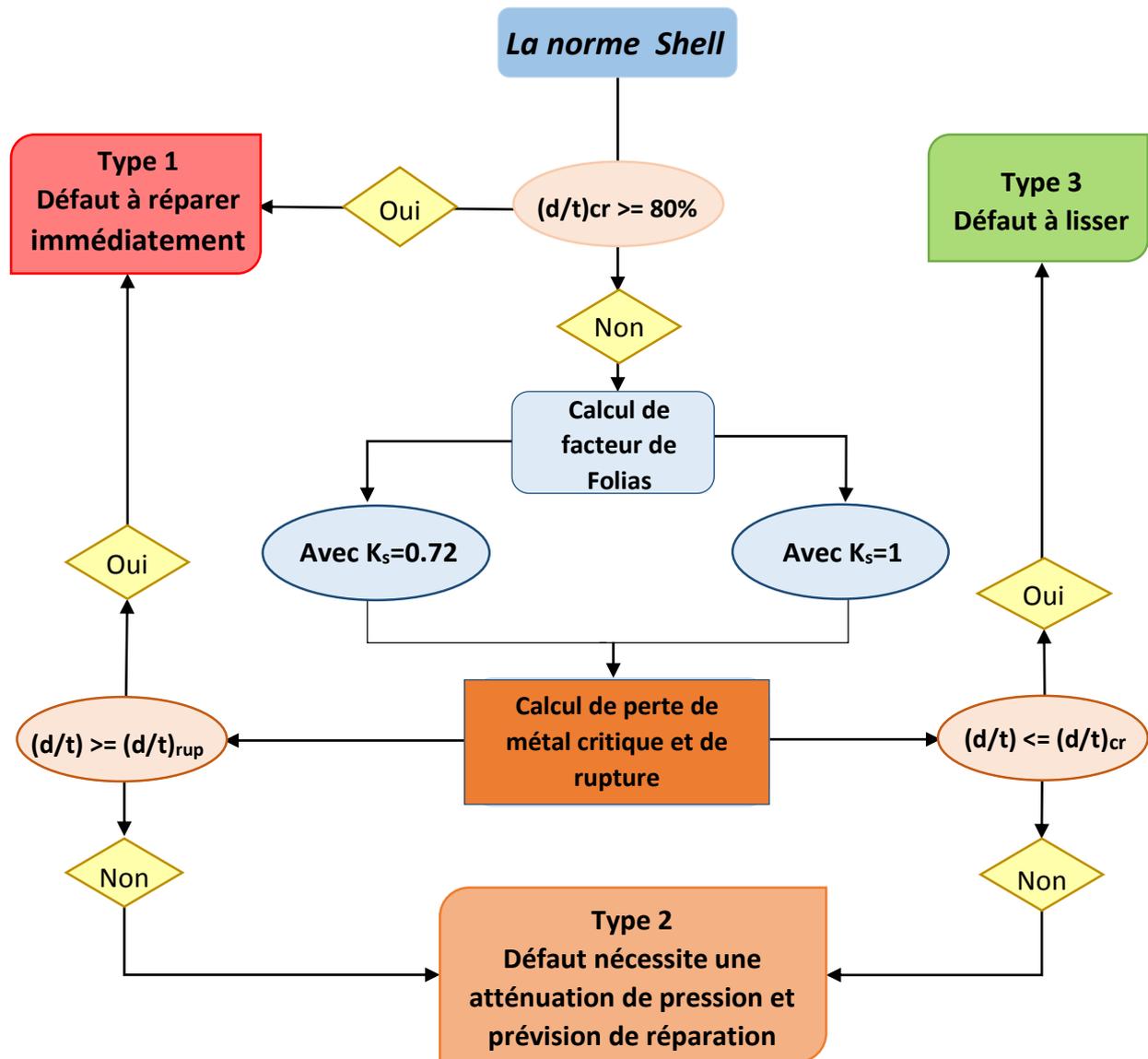


Fig.13 : organigramme de la méthodologie de travail par la norme Shell.

III.7.2. Application :

Nous considérons les mêmes points de corrosion (tableau 4), puis on appliquera les formules des trois normes pour déterminer la perte du métal limite $(d/t)_{cr}$

A. Calcul par la norme Shell

En utilisant les formules (III.26) et (III.12) pour calculer $(d/t)_{cr 72\%}$ et $(d/t)_{cr 100\%}$.

Défaut N°	(d/t) La perte du métal (%)	La longueur de défaut (mm)	(d/t) _{cr} avec Ks=0.72 (%)	(d/t) _{cr} avec Ks=1 (%)	P _{op} (bar)	Observation
257	27,3809523	352	20,2015402	46,1438336	62,7719291	À surveiller
273	32,1428571	1209	17,7781607	41,7890808	62,4329833	À surveiller
275	27,3809523	871	18,2670974	42,5355326	62,3881541	À surveiller
747	38,0952381	1880	29,5639746	49,7449459	53,5306400	À surveiller

B. Calcul par la norme DNV

En utilisant les formules (III.25) et (III.10) pour calculer $(d/t)_{cr 72\%}$ et $(d/t)_{cr 100\%}$.

Défaut N°	(d/t) La perte du métal (%)	La longueur de défaut (mm)	(d/t) _{cr} avec Ks=0.72 (%)	(d/t) _{cr} avec Ks=1 (%)	P _{op} (bar)	Observation
257	27,3809523	352	24,5923060	51,3644016	62,7719291	À surveiller
273	32,1428571	1209	19,5906199	43,6722803	62,4329833	À surveiller
275	27,3809523	871	20,4253025	44,9032874	62,3881541	À surveiller
747	38,0952381	1880	31,0930846	51,1077000	53,5306400	À surveiller

C. Calcul par la norme FSS Fitnet

En utilisant les formules (III.27) et (III.14) pour calculer $(d/t)_{cr 72\%}$ et $(d/t)_{cr 100\%}$.

Défaut N°	(d/t) La perte du métal (%)	La longueur de défaut (mm)	(d/t) _{cr} avec Ks=0.72 (%)	(d/t) _{cr} avec Ks=1 (%)	P _{op} (bar)	Observation
257	27,3809523	352	30,8594908	53,2090336	62,7719291	Exp Normal
273	32,1428571	1209	27,3658392	48,5524485	62,4329833	À surveiller
275	27,3809523	871	27,9980399	49,3453681	62,3881541	Exp Normal
747	38,0952381	1880	37,5848298	55,6679436	53,5306400	À surveiller

D. Comparaison entre les trois normes

Le graphe ci-dessous nous permet de comparer la perte de métal limite des défauts obtenue par les (03) normes avec $K_s = 1$:

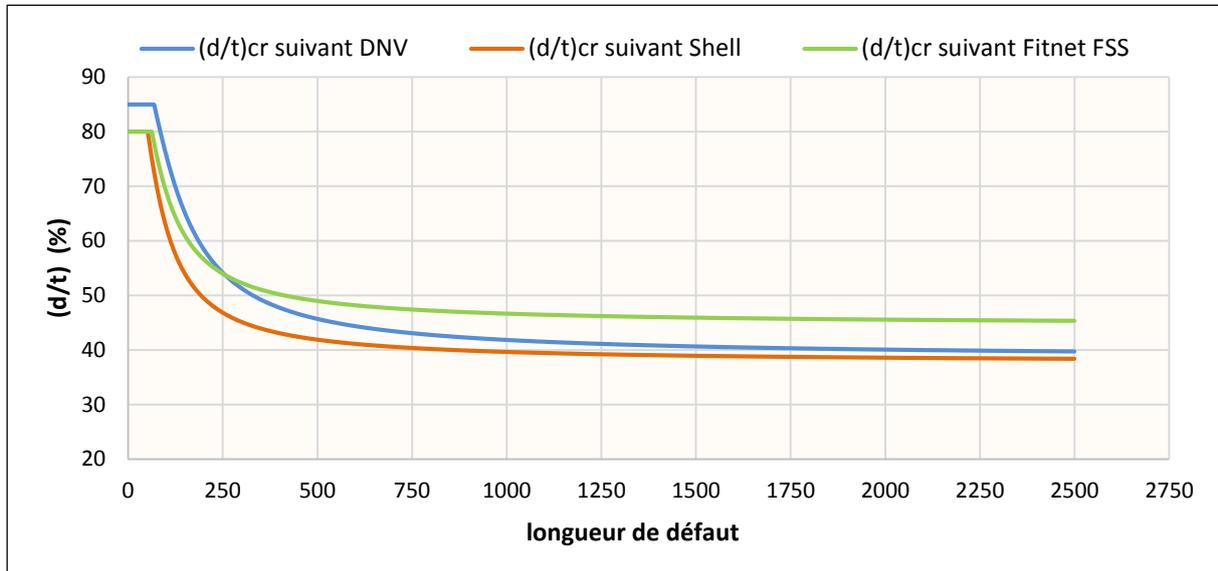


Fig. III.14 : la perte de métal critique pour les 3 normes.

Interprétation des résultats

- Ce calcul confirme ce qu'on a constaté auparavant que la norme **Shell** est la norme la plus conservatrice parmi les autres normes puis la norme **DNV** et après **Fitnet FSS**.
- Selon les résultats de la figure, la norme **Shell** est le plus conservatrice pour toute les longueurs des défauts, il apparait aussi que la norme **FSS** est plus conservatrice que la norme **DNV** pour les défauts de longueur inférieure à **255 mm**.

III.7.3. La représentation 3D de la perte de métal limite des défauts

Cette représentation a pour but de voir l'évolution de la perte de métal limite en fonction de la variation de la pression d'opération et la longueur de défaut, et pour faire la représentation **3D** de la perte de métal limite de différent défaut nous avons utilisé **MATLAB**.

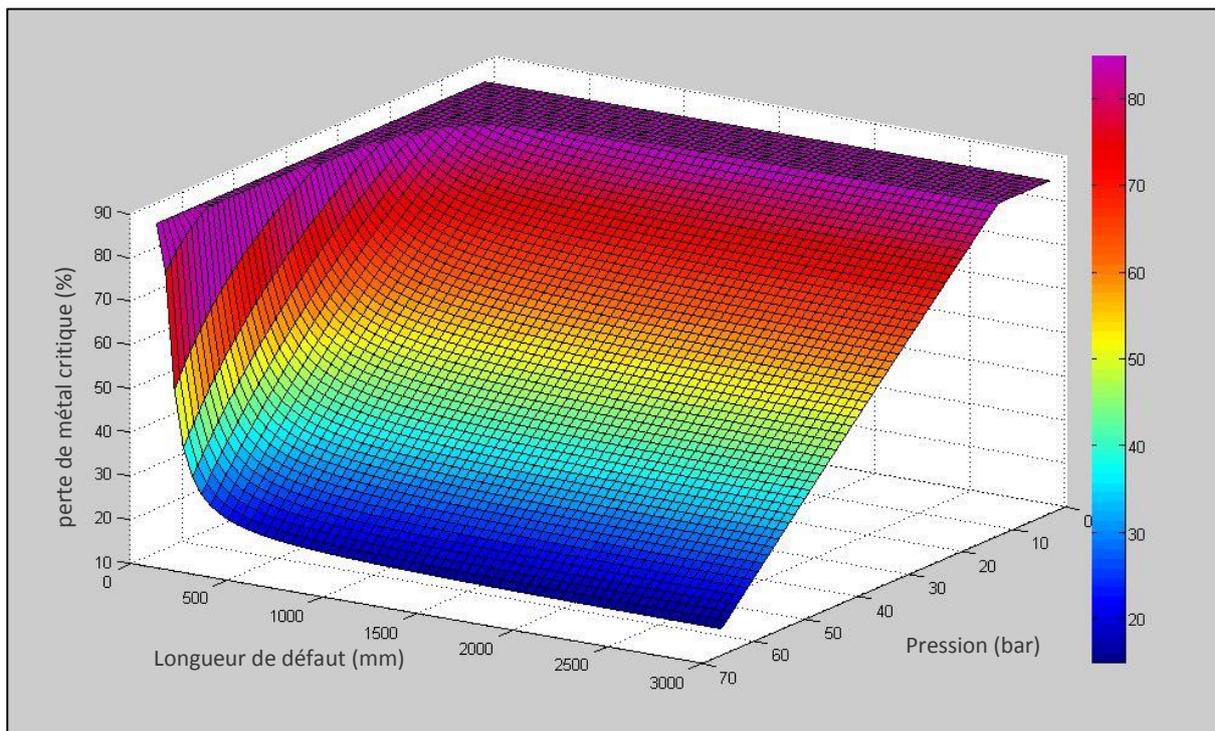


Fig. III.16 : Représentation 3D de la perte de métal limite des défauts par la norme DNV.

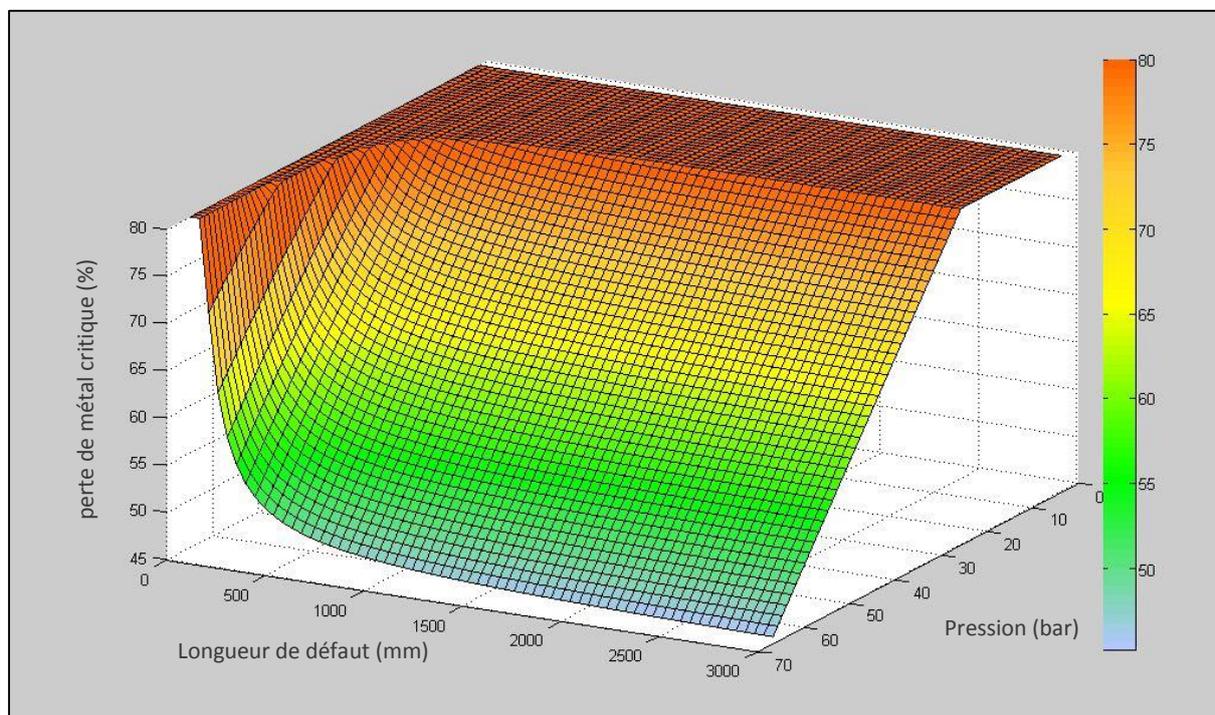


Fig. III.17 : Représentation 3D de la perte de métal limite des défauts par la norme FSS.

III.8. Calcul comparative entre les normes selon le nombre de défaut à réparer suivant le critère de perte de métal limite

Nous allons calculer la nouvelle géométrie des défauts (profondeur et la longueur) en fonction des années.

Pour cela nous avons utilisé l'hypothèse de la linéarité du processus de corrosion :

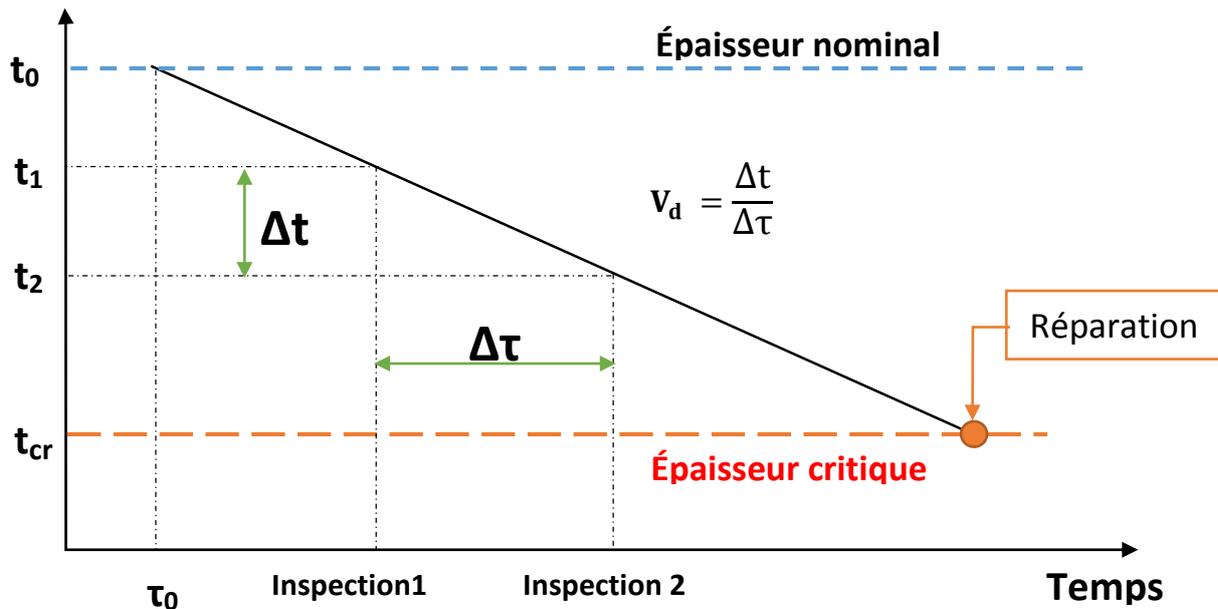


Fig. III.18 : Approche lanière de la vitesse de corrosion.

$$\begin{cases} d'(\tau) = d_0 + \tau \cdot V_d \\ L'_{\text{déf}}(\tau) = L_{\text{déf}0} + \tau \cdot V_a \end{cases} \quad \text{Tel que} \quad \begin{cases} V_d = 0.15 \text{ mm/an} \\ V_a = 20 \text{ mm/an} \end{cases} \quad \text{Réf [6]}$$

Avec : τ = nombre des années , $(d', L'_{\text{déf}})$ nouvelle géométrie des défauts

Avec la nouvelle géométrie, nous calculons la nouvelle pression de défaillance pour chaque tronçons en fonction des années.

Les quatre tronçons sont :

	Tronçon N°1	Tronçon N°2	Tronçon N°3	Tronçon N°4
La distance (Km)	[1 – 27[[27 – 54[[54 – 81[[81 -- 108]
La pression exercée (bar)	65	49.25	33.5	19.75

Avec cette discrétisation, nous allons présenter les courbes de perte de métal critique avec les deux cas ; $K_s=0.72$ et $K_s=1$, cela est fait pour le moment d'inspection

III.8.1. Représentation de perte de métal critique et pertes de métal enregistrées au moment d'inspection par les (03) normes

A. Suivant la norme Shell

A.1. Premier tronçon

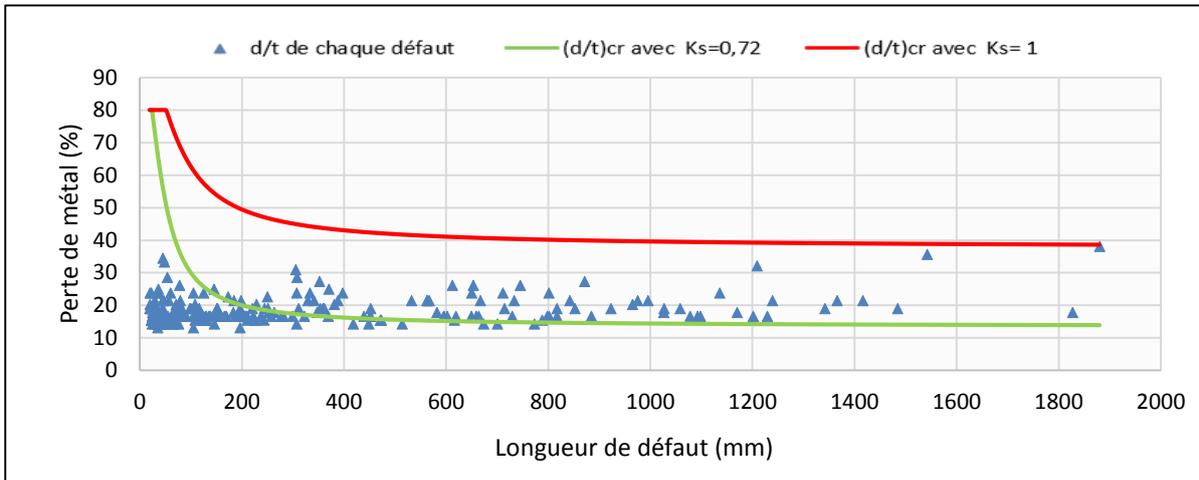


Fig. III.19 : Représentation de perte de métal critique suivant Shell (Pop =65

A.2. Deuxième tronçon

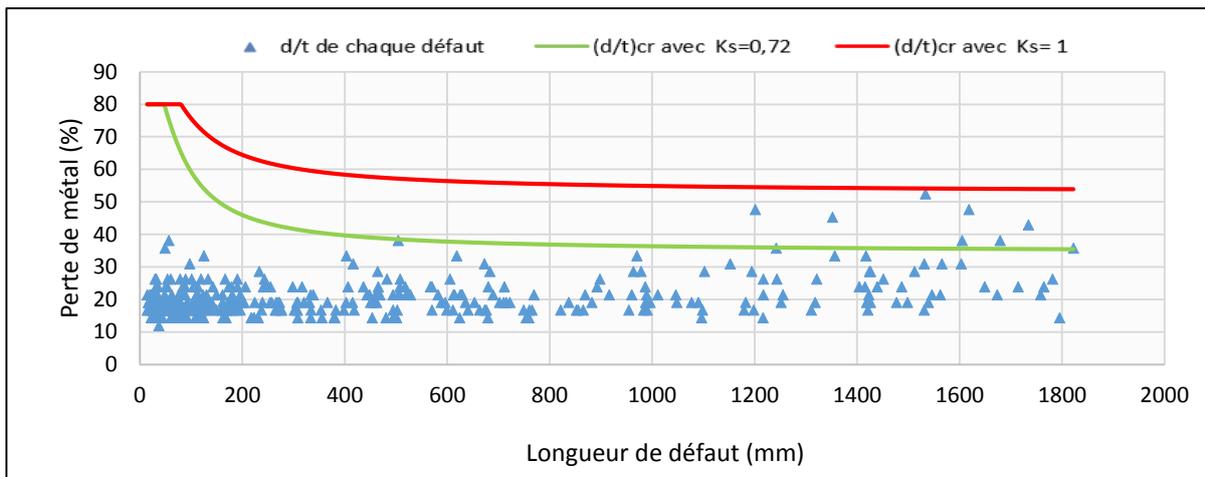


Fig. III.20 : Représentation de perte de métal critique suivant Shell (Pop =49.25

A.3. Troisième tronçon

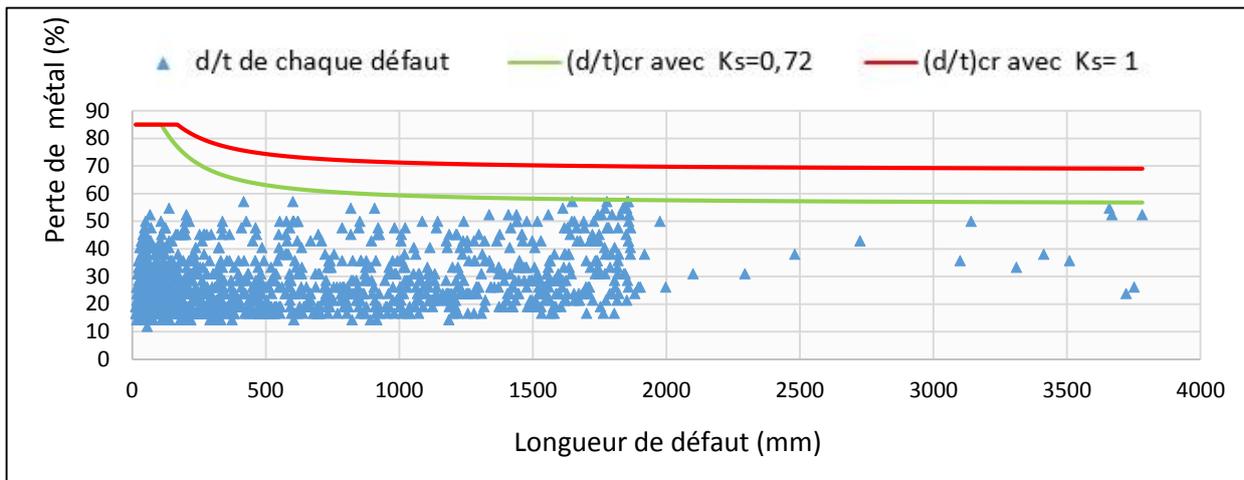


Fig. III.21 : Représentation de perte de métal critique suivant Shell (Pop =33.5 bars)

A.4. Quatrième tronçon

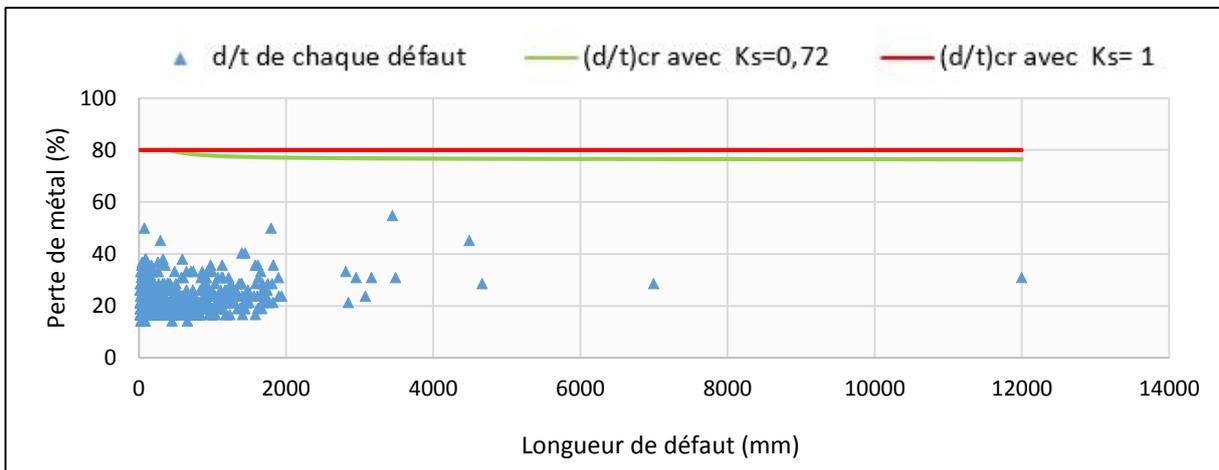


Fig. III.22 : Représentation de perte de métal critique suivant Shell (Pop =17.75)

B. Suivant la norme DNV

B.1. Premier tronçon

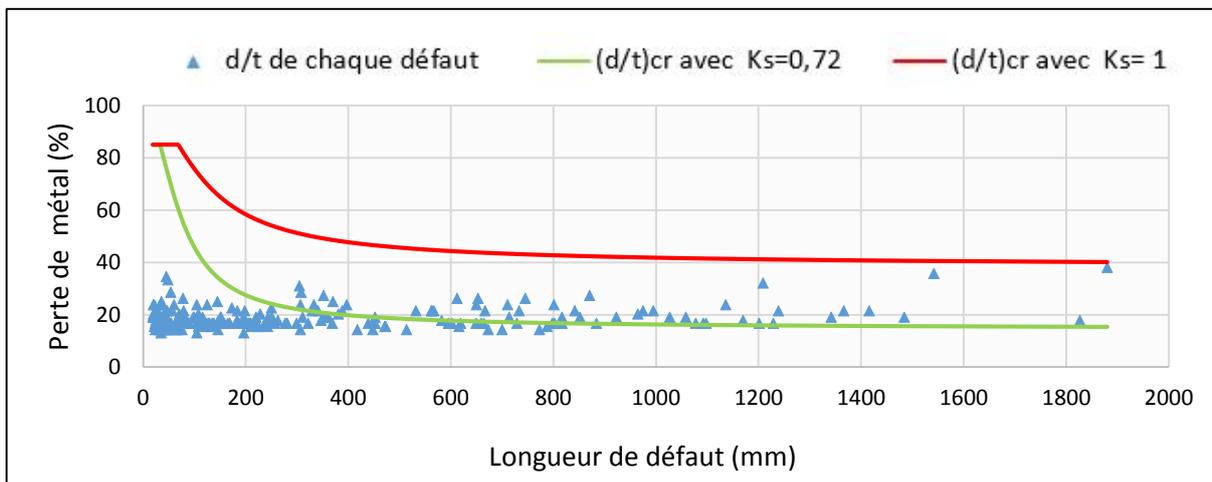


Fig. III.23 : Représentation de perte de métal critique suivant DNV (Pop =65)

B.2. Deuxième tronçon

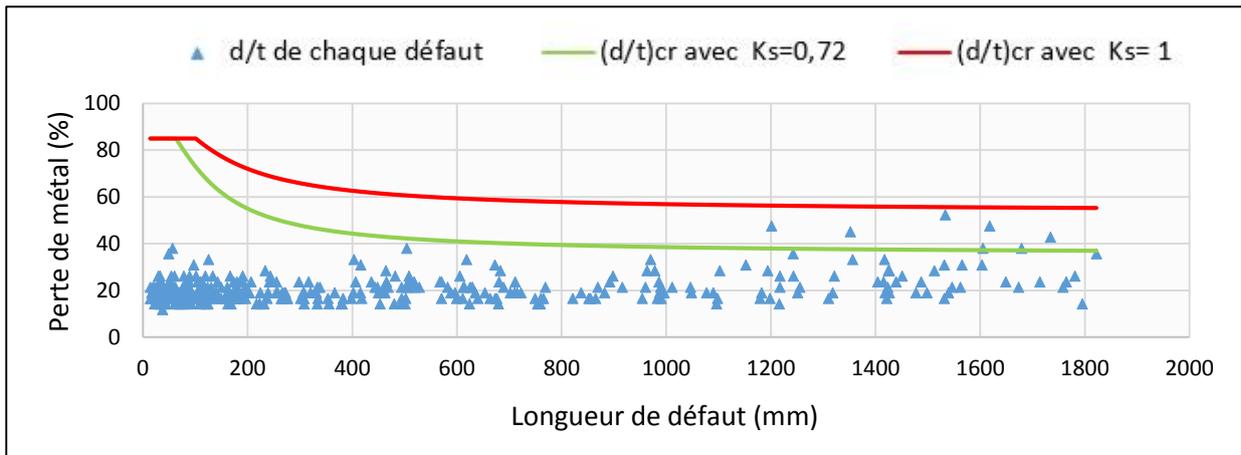


Fig. III.24 : Représentation de perte de métal critique suivant DNV (Pop =49.25

B.3. Troisième tronçon

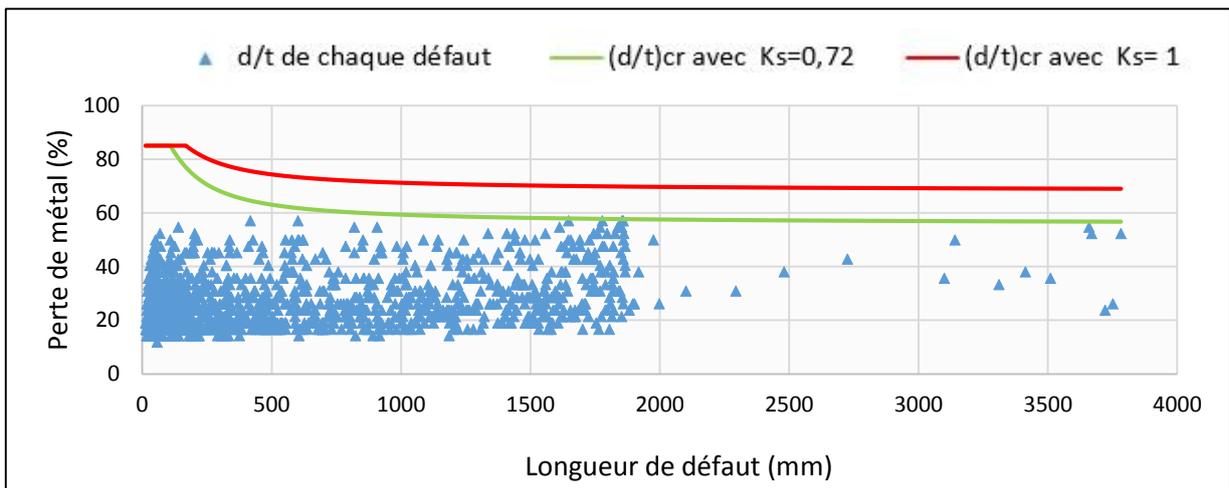


Fig. III.25 : Représentation de perte de métal critique suivant DNV (Pop =33.5

B.4. Quatrième tronçon

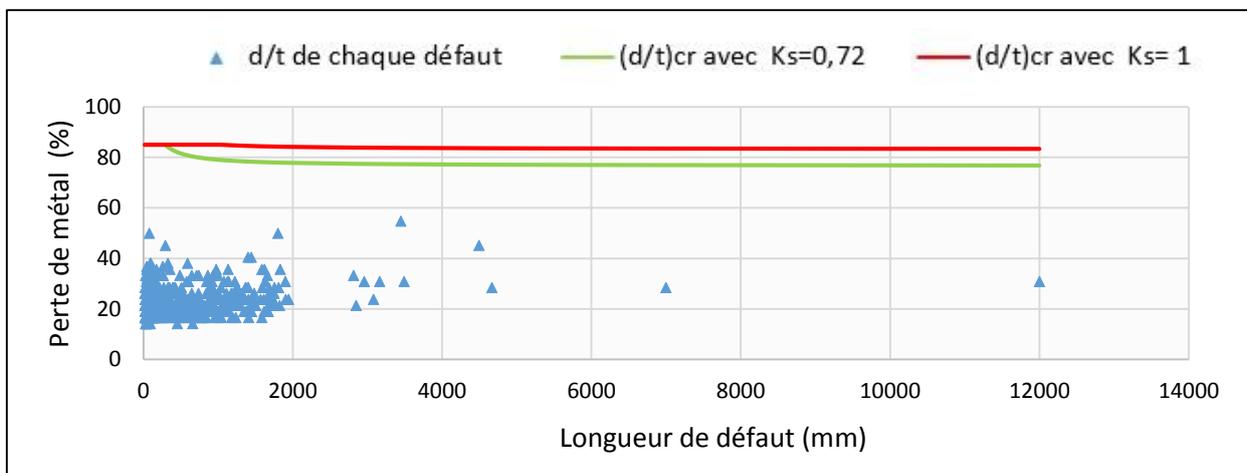


Fig. III.26 : Représentation de perte de métal critique suivant DNV (Pop =17.75

C. Suivant la norme FSS

C.1. Premier tronçon

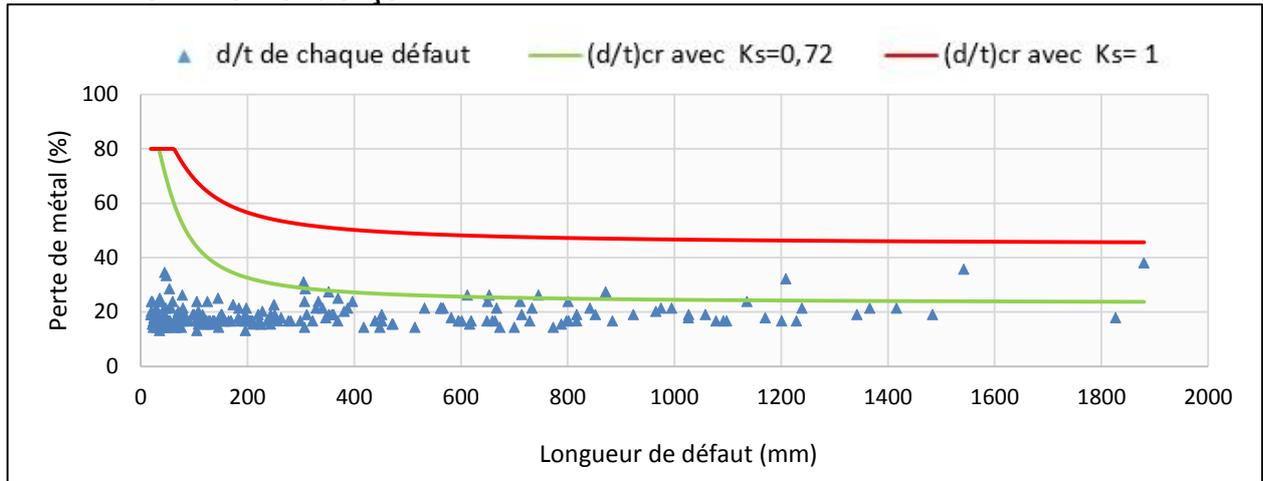


Fig.27 : Représentation de perte de métal critique suivant FSS (Pop =65 bars)

C.2. Deuxième tronçon

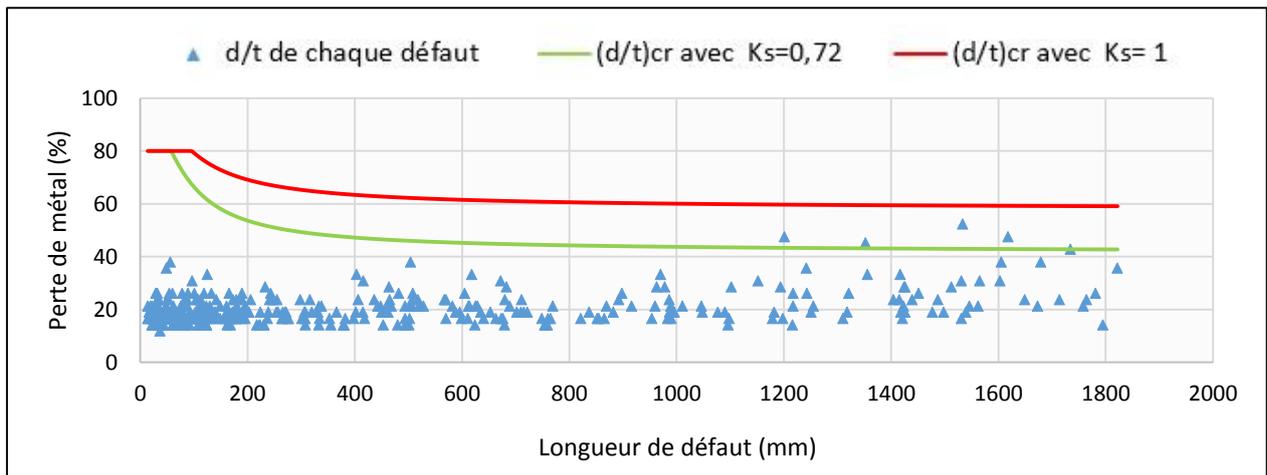


Fig. III.28 : Représentation de perte de métal critique suivant FSS (Pop =49.25 bars)

C.3. Troisième tronçon

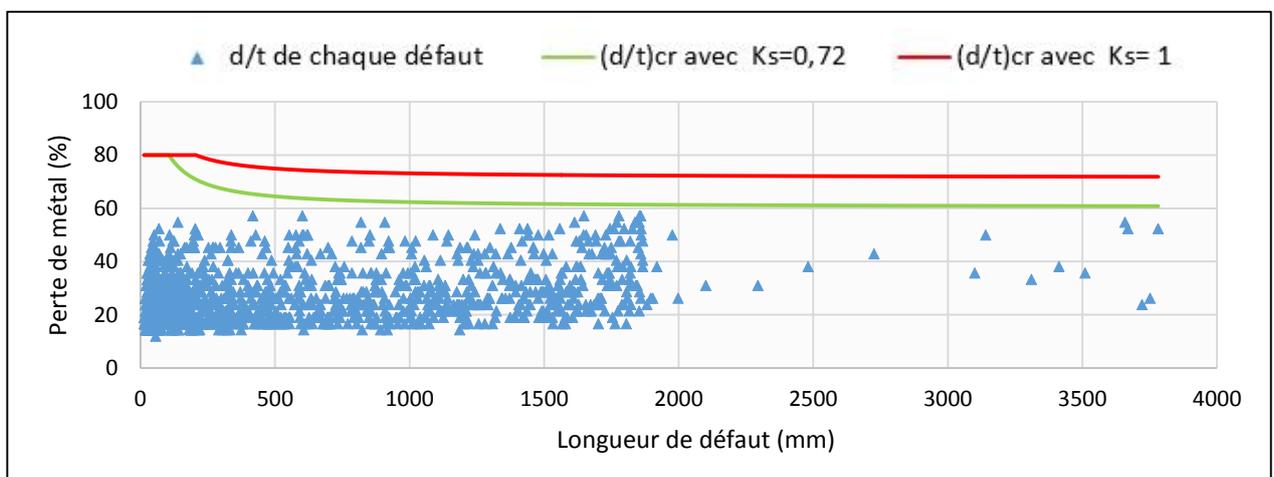


Fig. III.29 : Représentation de perte de métal critique suivant FSS (Pop =33.5 bars)

C.4. Quatrième tronçon

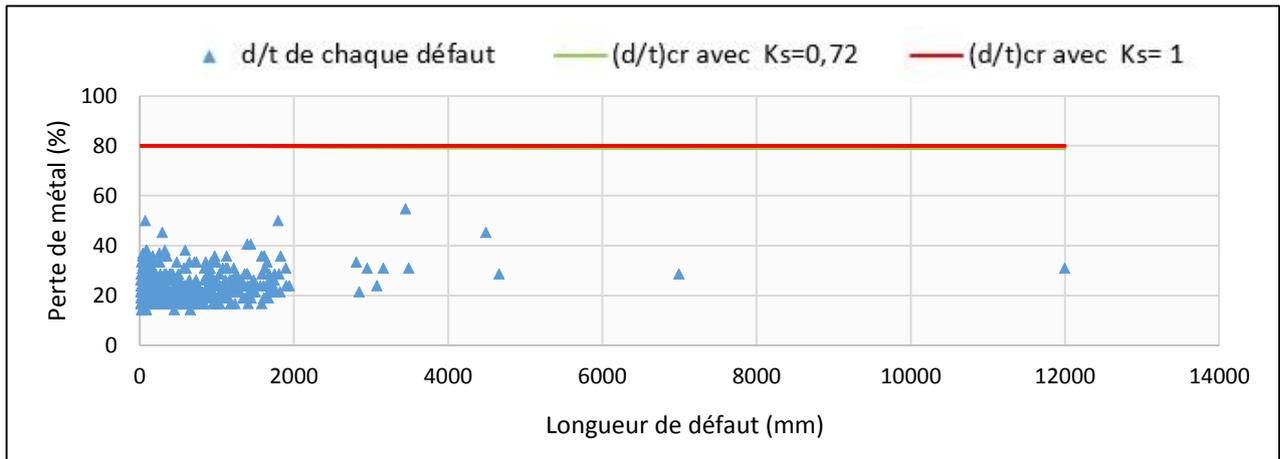


Fig. III.30 : Représentation de perte de métal critique suivant FSS (Pop =17.25 bars)

I.8.2. détermination du nombre du défaut a réparé par le critère de la géométrie limite en fonction des années

Après l'utilisation des équations (III.26), (III.25), (III.27) des trois normes sur les 4 tronçons en obtient les résultats présentés dans les tableaux ci-dessous :

A. Par la norme Shell :

1 ^{ère} tronçon				2 ^{ème} tronçon			
Année	Nombre des défauts			Année	Nombre des défauts		
	A laisser	A surveiller	A réparer		A laisser	A surveiller	A réparer
1	125	103	1	1	388	9	1
5	15	211	3	5	369	26	3
10	0	207	22	10	259	131	8
15	0	53	176	15	2	364	32

3 ^{ème} tronçon				4 ^{ème} tronçon			
Année	Nombre des défauts			Année	Nombre des défauts		
	A laisser	A surveiller	A réparer		A laisser	A surveiller	A réparer
1	1742	9	0	1	569	0	0
5	1700	51	0	5	569	0	0
10	1602	125	24	10	569	0	0
15	1402	220	129	15	568	0	1

B. Par la norme DNV :

1 ^{ère} tronçon				2 ^{ème} tronçon			
Année	Nombre des défauts			Année	Nombre des défauts		
	A laisser	A surveiller	A réparer		A laisser	A surveiller	A réparer
1	159	70	0	1	390	8	0
5	83	143	3	5	375	20	3
10	0	218	11	10	318	73	7
15	0	132	97	15	113	261	24

3 ^{ème} tronçon				4 ^{ème} tronçon			
Année	Nombre des défauts			Année	Nombre des défauts		
	A laisser	A surveiller	A réparer		A laisser	A surveiller	A réparer
1	1747	4	0	1	569	0	0
5	1713	38	0	5	569	0	0
10	1626	101	24	10	569	0	0
15	1466	192	93	15	568	1	0

C. par la norme FSS

1 ^{ère} tronçon				2 ^{ème} tronçon			
Année	Nombre des défauts			Année	Nombre des défauts		
	A laisser	A surveiller	A réparer		A laisser	A surveiller	A réparer
1	215	14	0	1	393	5	0
5	146	82	1	5	388	9	1
10	0	226	3	10	359	34	5
15	0	183	46	15	205	179	14

3 ^{ème} tronçon				4 ^{ème} tronçon			
Année	Nombre des défauts			Année	Nombre des défauts		
	A laisser	A surveiller	A réparer		A laisser	A surveiller	A réparer
1	1751	0	0	1	569	0	0
5	1736	15	0	5	569	0	0
10	1661	79	11	10	569	0	0
15	1519	159	73	15	568	0	1

D. Nombre de défaut à réparer de chaque norme :

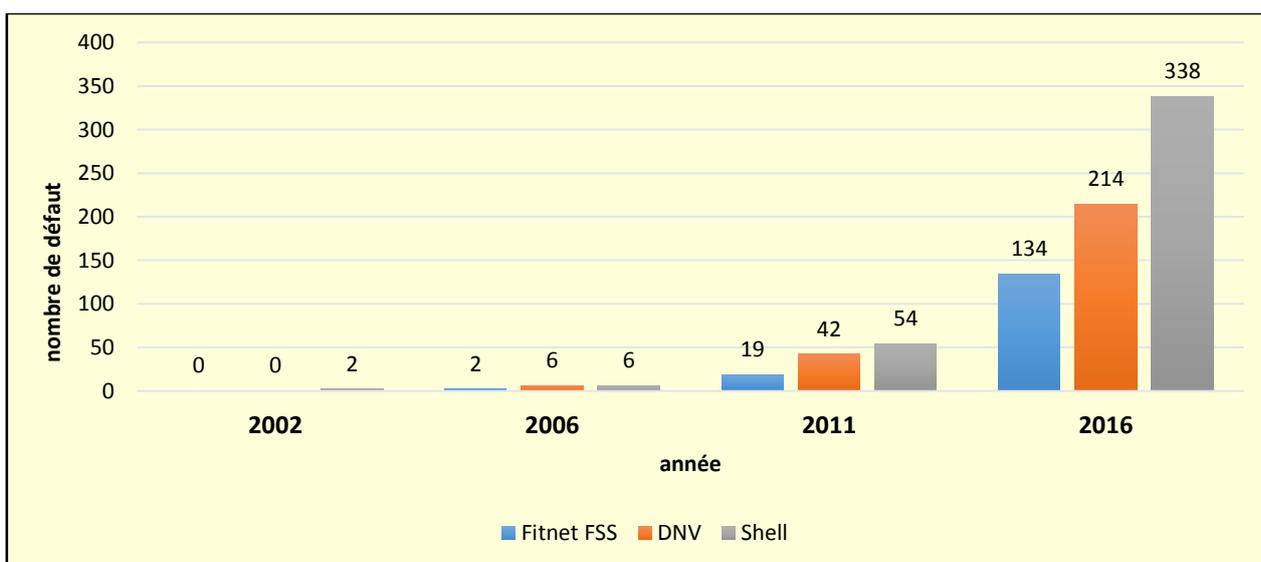


Fig. III.31: Le nombre du défaut à réparer suivant les différentes normes en fonction des années.

Interprétation des résultats :

- Les courbes de géométrie limite des défauts montrent que l'évolution de la perte de métal variée d'une norme à l'autre, cela est due au archétype de surface de défaut estimé et le facteur de Folias de chaque norme.
- Sur 15 ans d'exploitation, on constate que le nombre de défauts à réparer augment avec le temps à cause de la dégradation du métal qui se développe avec le temps, cela expliqué par :

L'évolution de longueur de défaut suivant la formule $l_{def}(\tau) = l_{def_0} + 20 \cdot \tau$ fait augmenter le facteur de Folias, par conséquent la perte de métal critique diminue ce qui explique l'augmentation de nombre de défaut à réparer

$$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr} = \frac{P_{rup} - P_{op}}{P_{rup} - \frac{P_{op}}{M}}$$

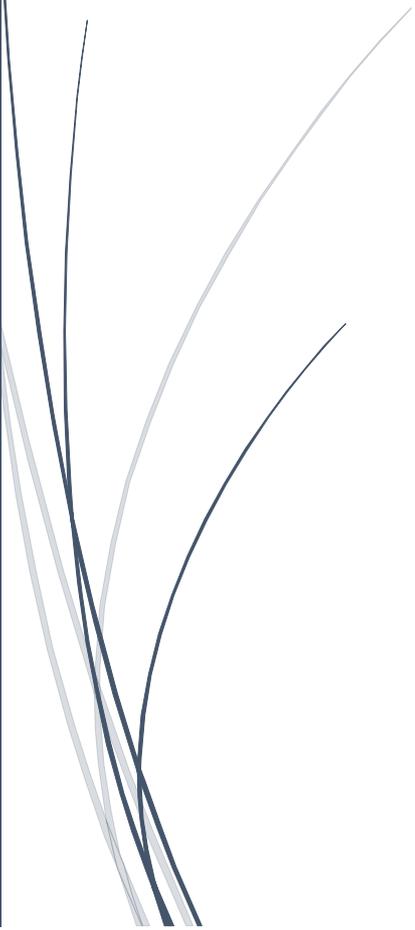
Conclusion

L'approche déterministe nous a permis de donner une estimation qualitative basée sur l'évaluation de la nocivité du défaut de corrosion, mais le seul inconvénient de cette approche c'est qu'elle ne tient pas en compte l'effet de l'interaction de défaut de corrosion et elle considère que les caractéristiques de la conduite et de défaut sont déterministe (ne tient pas en compte l'erreur de mesure), mais en réalité elles sont variables d'un point à l'autre.



Chapitre IV

*Évaluation quantitative de
risque d'éclatement sur
l'oléoduc OH2*



Introduction

La simulation est aujourd'hui l'un des outils de l'analyse quantitative parmi les plus utilisés, car les modèles analytiques peuvent être difficiles ou impossibles à obtenir, selon les complications liées au modèle spécifique, ou la simulation se présente comme moyen d'expérimentation basé sur un modèle mathématique.

L'idée de base de la simulation est de construire un appareil expérimental ou simulateur, qui « agira comme », simulera le système qui nous intéresse sous certains de ses aspects importants de façon rapide et peu coûteuse.

Les modèles de simulation sont souvent utilisés pour analyser une décision en situation de risque. Dans un tel cas, le ou les facteurs qui ne sont pas connus avec certitude seront considérés comme des variables aléatoires. Le comportement de la variable aléatoire sera décrit par une fonction de densité de probabilité.

Dans ce modèle de simulation, les valeurs des variables de décision sont des données.

IV.1. Caractéristique de la simulation de Monte Carlo (MCS)

Le terme simulation Monte Carlo désigne toute méthode visant à calculer une valeur numérique en utilisant des procédés aléatoires, c'est-à-dire des techniques probabilistes.

La naissance de la méthode Monte Carlo remonte à **1777** : **Comte de Buffon**, d'écrivit une méthode de calcul de π basé sur la réalisation d'expérience répétée. La véritable dénomination de la date de l'apparition des premiers ordinateurs et de l'utilisation de cette méthode dans le cadre des projets secrets américains dans les années **1940-1945**, en vue de la conception de la première bombe atomique (article fondateur : Mitropolise-Ulam, the Monte Carlo journal of the statistical association) .

Souvent quand une formulation mathématique pour l'analyse probabiliste de mécanique de fracture structurale peut être définie, il n'est pas possible de la résoudre analytiquement. Dans ces cas une résolution probabiliste peut très obtenue par la simulation de Monte Carlo (MCS). Cette méthode de simulation est simplement un processus répété pour produire des solutions déterministes à un problème donné. Chaque solution correspond à un ensemble de valeurs déterministes des variables aléatoires fondamentales. L'élément principal d'un procède de MCS est la génération des nombres aléatoires sur la base d'une distribution indiquée. Là existent des méthodes systématiques et efficaces pour produire de telles normes aléatoires de plusieurs distributions communes de probabilité ^[10].

Puisqu'une solution de MCS exige généralement un grand nombre de répétitions, en particulier pour des problèmes impliquant des événements très rares, son application aux problèmes complexes ne peut se faire que par l'usage de l'informatique par conséquent, le MCS devrait être employé avec une certaine attention.

Souvent, les solutions de MCS peuvent être le seul moyen de vérifier ou valider une méthode approximative de calcul de probabilité. Les MCS offrent une méthode directe pour estimer la probabilité de défaillance. Essentiellement, la technique implique de prélever un ensemble de valeur des variables de base au hasard de la fonction de densité de probabilité, et d'évaluer la fonction de défaillance pour un ensemble de valeurs et voit si l'échec se produit. En produisant un grand nombre d'échantillon, ou d'épreuves, la fonction de densité de probabilité est simulée, et le rapport du nombre d'épreuves menant à l'échec au nombre d'épreuves totales tend à la probabilité exacte de l'échec ^[10].

L'inconvénient principal avec les MCS est l'effort informatique impliqué. Pour produire une évaluation raisonnablement précise de la probabilité de défaillance, au moins $100/P_f$ épreuves sont exigées. Par exemple, pour des probabilités de défaillance autour de 1.10^{-4} ceci exige qu'au moins 1.10^6 simulations soient effectuées ^[10].

Les méthodes de MCS se fondent sur l'utilisation des nombres aléatoires, qui le plus souvent sont produits numériquement avec des ordinateurs conventionnels. Un certain nombre de types de générateur de nombre aléatoire sont disponibles. Cependant, il est important de savoir que tous les types de générateur produisent des nombres pseudo-aléatoires qui forment un long ordre de nombres, bien qu'il puisse être prévue pour passer tous les essais standards pour l'aspect aléatoire, répèteront par la suite. Dans la plus part des applications, les générateurs standards de nombre aléatoire, sont souvent disponibles comme fonctions dans des bibliothèques de logiciel. Cependant, il peut y avoir des problèmes si un générateur pauvre est utilisé pour produire beaucoup de millions d'échantillons dans un problème impliquant un grand nombre de variables (aléatoires) de base ^[10].

IV.2. La probabilité de défaillance

La fiabilité **R** est étroitement liée à la probabilité de défaillance et exprime la probabilité d'un composant n'échouant pas. La relation entre la fiabilité **R** et la probabilité d'échec **P_f** est exprimée :

$$R=1-P_f$$

Une évaluation structurale rigoureuse de fiabilité implique de tenir compte de toutes les sources d'incertitude qui peuvent affecter l'échec du composant ou du système. Ceci implique clairement de tenir compte de toutes les quantités fondamentales d'écrivant le problème, et également des incertitudes qui résultent du manque de la connaissance et modèle idéalisé.

La simulation de Monte Carlo constitue donc une solution permettant de définir la probabilité de défaillance en se basant sur la loi des grands nombres.

IV.3. les lois de distribution

IV.3.1. Distribution de type Gaussienne ou Normal ^[11]

Cette distribution s'applique à une variable continue de signe quelconque. La densité de probabilité est du type :

$$f(x) = c e^{-T(x)}$$

$T(x)$ étant un polynôme du second degré non négatif. Si on utilise comme paramètres la moyenne μ et l'écart type σ , $f(x)$ se met sous la forme usuelle:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2\right]$$

Le moyen ou l'espérance mathématique :

$$E(x) = \mu = \int_{-\infty}^{+\infty} x f(x) dx \quad (-\infty < \mu < +\infty)$$

- Le moyen arithmétique $\mu = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^n x_i$
- L'écart type : $\sigma = \sqrt{\text{var}(x)} = \int_{-\infty}^{+\infty} (x - \mu)^2 f(x) dx$

Pour le calcul on utilise :

$$\mu = \sum_{i=1}^n x_i p_i$$

$$\text{Var}(x) = \sum_{k=1}^n (x - \mu)^2 p_i$$

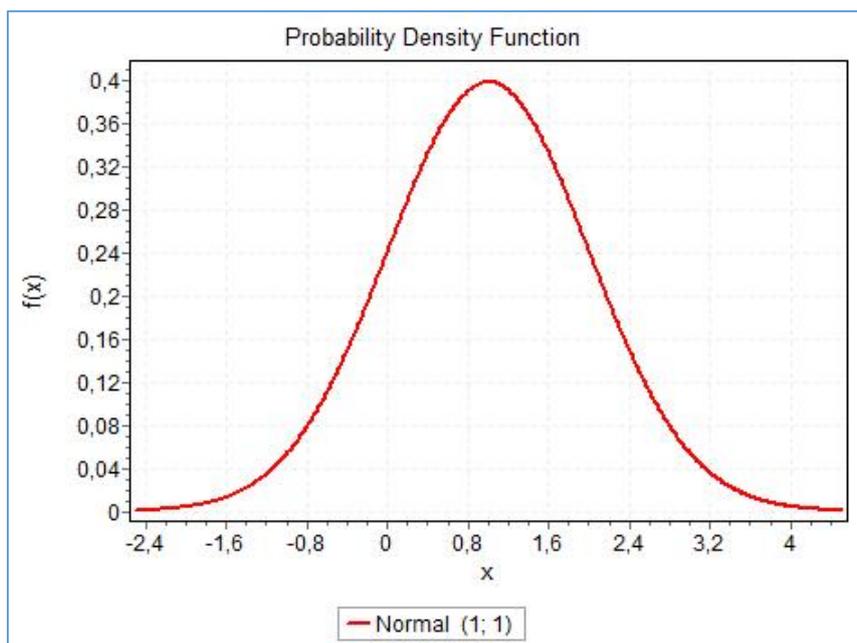


Fig. IV.1: distribution de la loi normale.

IV.3.2 La loi log normal ^[11]

C'est la distribution d'une variable positive dont le logarithme a une distribution gaussienne. On peut donc écrire directement la fonction de densité de probabilité comme suit :

La fonction de densité d'une variable aléatoire log normale X du paramètre μ_y et σ_y^2 est :

$$f(x) = \begin{cases} \frac{1}{x\sigma_y\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln(x) - \mu_y}{\sigma_y}\right)^2\right] & \text{si } x > 0 \\ 0 & \text{si } x \leq 0 \end{cases}$$

- La moyenne est : $E(x) = \exp\left(\mu_y + \frac{1}{2}\sigma_y^2\right)$.
- La variance est : $var(x) = \exp(2\mu_y + \sigma_y^2) (\exp(\sigma_y^2) - 1)$.

Donc les paramètres de la loi log normal μ_y et σ_y sont :

$$\mu_y = \log\left(\frac{(E(x))^2}{\sqrt{var(x) + (E(x))^2}}\right), \quad \sigma_y = \sqrt{\log\left(\frac{var(x)}{(E(x))^2 + 1}\right)}$$

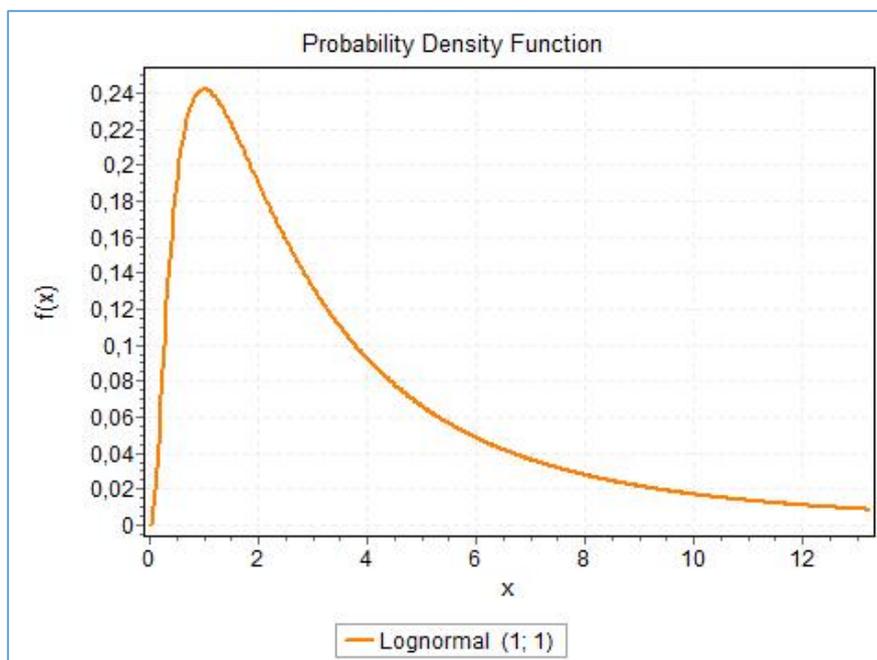


Fig. IV. 2: distribution de la loi log-normale.

IV.3.3. La loi exponentielle

Soit λ un réel strictement positif. Une variable aléatoire X est dite de loi exponentielle $E(\lambda)$ si sa densité est donnée par :

$$f(x) = \begin{cases} \lambda \exp(-\lambda x) & \text{si } x \geq 0 \\ 0 & \text{si } x < 0 \end{cases}$$

λ est le seul paramètre de la loi.

La fonction de répartition est facilement obtenue :

$$F(x) = 1 - \exp(-\lambda x)$$

La variable aléatoire X de la loi exponentielle ne prend que des valeurs positives. Elle est utilisée dans de nombreuses applications :

- durée de fonctionnement d'un matériel informatique avant la première panne.
- désintégration radioactive.
- temps s'éparant l'arrivée de deux "clients" dans un phénomène d'attente (guichet, accès à un serveur informatique, arrivée d'un accident du travail...)

Les paramètres de loi sont :

- La moyenne est : $E(x) = \frac{1}{\lambda}$
- La variance est : $var(x) = \frac{1}{\lambda^2}$

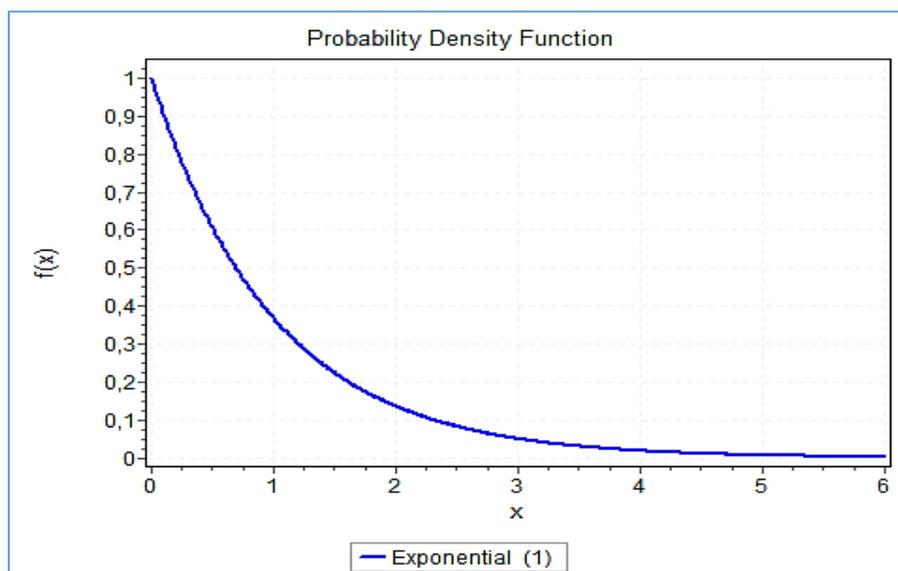


Fig. IV.3 : distribution d'une loi exponentielle.

IV.3.4. La loi Gamma :

La distribution gamma dérive de la distribution exponentielle dont elle constitue une généralisation. Elle s'applique à une variable positive et non limitée. La fonction de densité de probabilité est :

$$f(x, \alpha, \beta) = \frac{\beta^\alpha}{\Gamma(\alpha)} x^{\alpha-1} e^{-\beta x}$$

Où $\Gamma(\alpha)$ représente la fonction d'Euler de second ordre.

$$\Gamma(\alpha) = \int_0^{+\infty} \lambda e^{-\lambda x} (\lambda x)^{\alpha-1} dx$$

- si α est entier

$$\Gamma(\alpha) = (\alpha - 1)(\alpha - 2)\Gamma(\alpha - 1)$$

$$\Gamma(\alpha) = (\alpha - 1)! \Gamma(1)$$

Estimation des paramètres de la loi Gamma

Pour la détermination de la loi Gamma nous disposons essentiellement d'une seule méthode qui consiste à utiliser les formules analytiques de l'espérance mathématique et la variance de cette loi.

- L'espérance : $E(x) = \mu = \alpha \cdot \beta$
- La variance : $\sigma^2 = \alpha \cdot \beta^2$

D'après les deux formules de l'espérance et de la variance on trouve :

$$\alpha = \frac{\mu^2}{\sigma^2}$$

$$\beta = \frac{\sigma^2}{\mu}$$

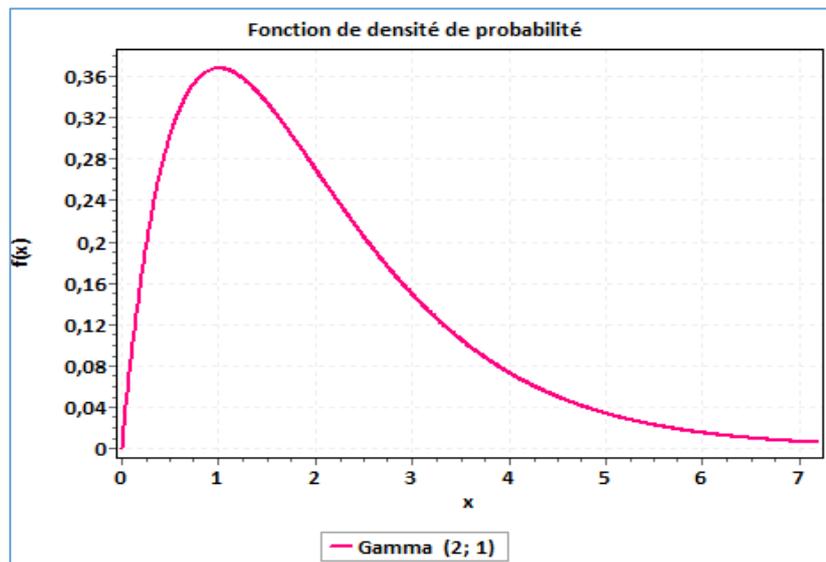


Fig. IV.4: distribution d'une loi Gamma.

IV.4. Génération des variables aléatoires

IV.4.1 la distribution exponentielle :

Si x suit une loi exponentielle de paramètre λ de densité :

$$f(x) = \lambda \exp(-\lambda x)$$

Sur \mathbb{R}^+ , sa fonction de répartition vaut pour $x \geq 0$

$$F(x) = 1 - \exp(-\lambda x)$$

Donc si $u \in [0,1]$

$$F^{-1}(x) = \frac{-\log(1 - u)}{\lambda}$$

IV.4.2 la loi normale :

La loi normale, notée **N** (μ , σ), est caractérisée par sa moyenne μ et son écart-type σ (ou sa variance σ^2)

La loi **N** (**0**, **1**) est appelée **loi normale réduite**, c.-à-d. la loi de densité de probabilité devient [1].

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2} x^2\right)$$

Elle est représentée sur la courbe suivante (courbe de Gauss) :

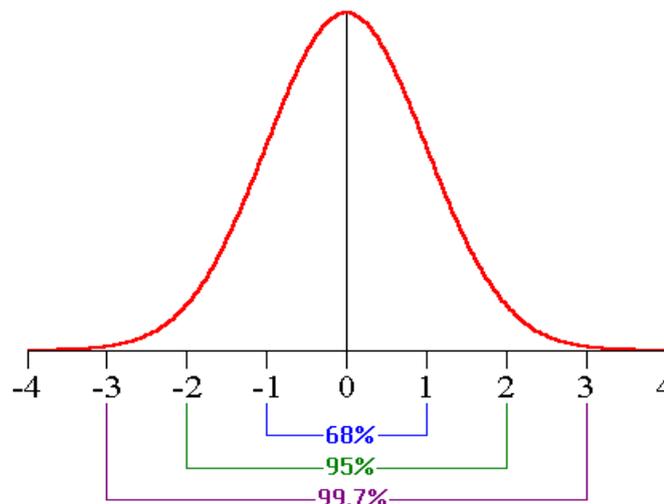


Fig. IV.5 : Loi normale réduite.

- 68% des valeurs sont comprises dans l'intervalle $\mu \pm \sigma$.

- 95% des valeurs sont comprises dans l'intervalle $\mu \pm 2\sigma$ (en fait $\mu \pm 1.96\sigma$).
- 99.7% des valeurs sont comprises dans l'intervalle $\mu \pm 3\sigma$.

On utilise la méthode de **Box-Muller** : la méthode de Box–Muller semble parfaite pour générer des variables gaussiennes, tels que ^[11]

Si x_1 et x_2 sont deux nombres aléatoires uniformes sur]0,1[, les nombres Y_1 et Y_2 définis par :

Suivant la loi normale réduite.

$$\begin{cases} Y_1 = \sqrt{-2\ln x_1} \cos(2\pi x_2) \\ Y_2 = \sqrt{-2\ln x_1} \sin(2\pi x_2) \end{cases}$$

On en déduit que les nombres $z_1 = \mu + \sigma y_1$ et $z_2 = \mu + \sigma y_2$ suivant la loi normale $N(\mu, \sigma)$.

IV.5. Calcul quantitatif de la probabilité de défaillance par la simulation de Monte Carlo :

IV.5.1. Méthodologie de la MCS

Des recherches récentes ont été faites par de grandes sociétés dans le domaine des hydrocarbures, ces sociétés ont développé une méthodologie permettant de définir des priorités dans les opérations de réhabilitation sur des canalisations suite à des inspections en ligne, et de déterminer la périodicité optimale de la réinspection.

L'utilisation d'une approche probabiliste offre plusieurs avantages, car elle permet de reproduire fidèlement la réalité de fonctionnement en évitant un conservatisme excessif, elle offre la possibilité d'intégrer tous les paramètres pour évaluer le risque de défaillance parmi ces approches la simulation de Monte Carlo ; la réalisation de la méthode de **MCS** nécessite de suivre les étapes :

- Identification des paramètres d'entrée pour **MCS**.
- Modélisation des paramètres d'entrée (loi de distribution pour chaque paramètre).
- Classer les profondeurs des défauts de chaque kilomètre en **7** classes (**C_i**).
- Génération des variables aléatoires (échantillons $> 10^6$) pour chaque paramètre.
- Discrétisation de la longueur (pression) de la ligne en **4** tronçons, en prenant la pression opérationnelle la plus défavorable pour chaque tronçon (**P_{op(j)}**).

- Calcul de la pression de défaillance pour chaque élément de l'échantillon suivant les différentes normes (**DNV, PCORRC, FSS**).
- Évaluer la fonction limite (**LSF**) pour chaque élément en comparant la pression de défaillance avec la pression (**P_{op(i)}**) de chaque tronçon.
- Calculer la probabilité de défaillance de chaque classe (**C_i**) pour chaque tronçon en fonction de temps (années) **P_f (i, τ, j)**.

On se basant sur le nombre de défaut par classe pour chaque kilomètre (voire l'Annexe), on peut déterminer :

- La probabilité de défaillance de chaque kilomètre (**k**) en fonction des années $P_{f_{km}}^{(k)}(\tau)$.
- Localiser les kilomètres qui présentent un risque d'éclatement (probabilité de défaillance supérieur ou égale au seuil toléré).
- Programme de réhabilitation ou réparation.
- Définition une date pour la prochaine inspection.

Remarque : dans notre travail nous avons considéré que la croissance de la corrosion (**d, L_{déf}**) suit un modèle linéaire

$$\begin{cases} d(\tau) = d_{ci} + \zeta + v_d \cdot \tau \\ L'_{d\acute{e}f}(\tau) = L_{d\acute{e}f_0} + v_a \cdot \tau \end{cases}$$

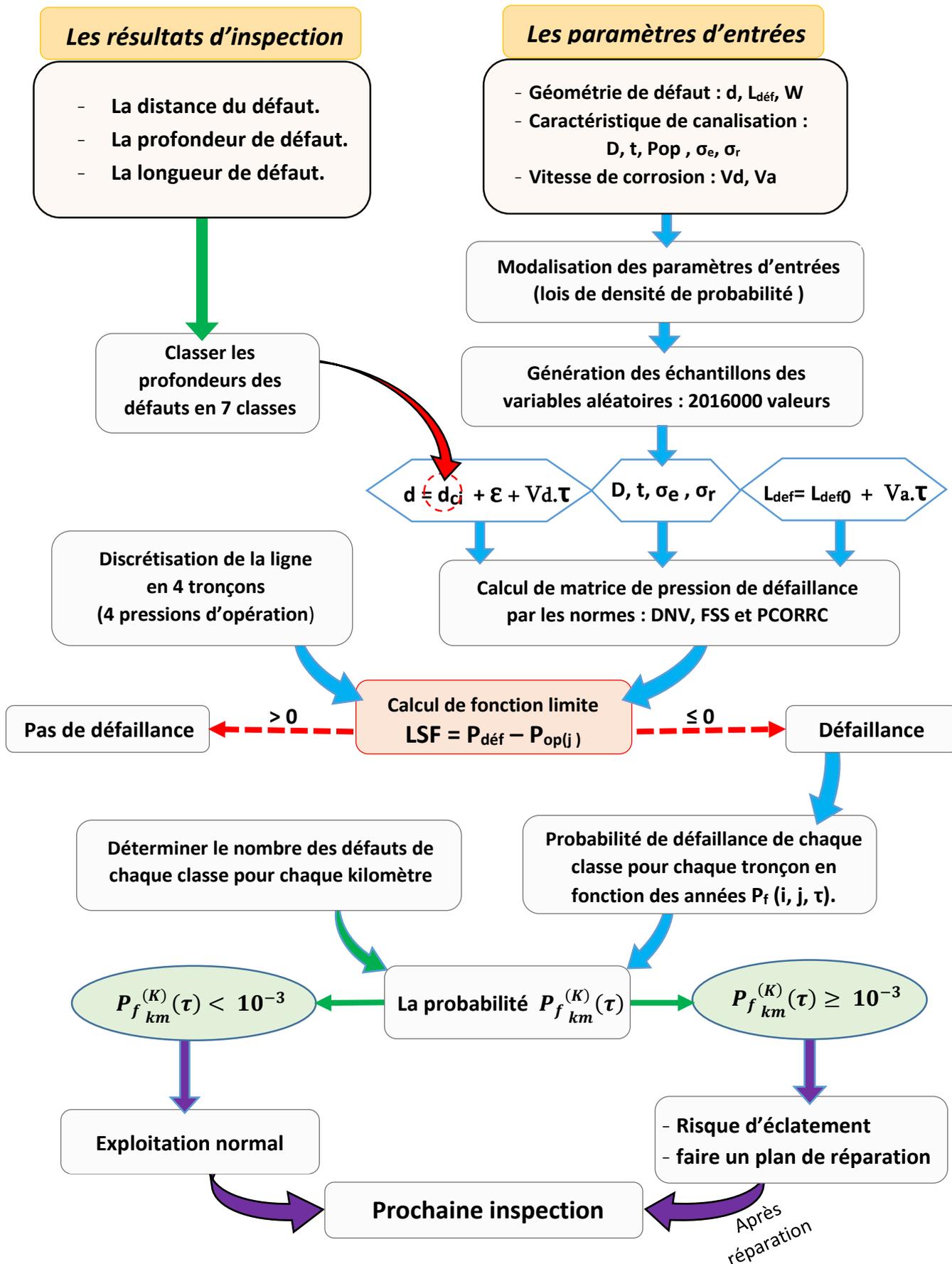


Fig IV.6 : organigramme de la méthodologie de la MCS.

IV.5.2. Application de la méthodologie sur l'oléoduc OH2

A. Identification des paramètres d'entrées

L'utilisation de la simulation de Monte-Carlo pour le calcul de la probabilité de défaillance nécessite d'identifier les paramètres de la fonction limite (LSF) qui ils sont :

- Les vitesses de corrosion (V_d , V_a).
- Géomètre de défaut (d , $L_{\text{déf}}$, W).
- Caractéristique de la canalisation (D , t , σ_e , σ_r).
- La pression opérationnelle (P_{op}).

B. Analyse des données de l'inspection

D'après les données d'inspection par l'outil intelligent on peut tirer les informations suivantes :

- La distribution des défauts de corrosion le long de la conduite qui est présentée dans la figure ci-dessous :

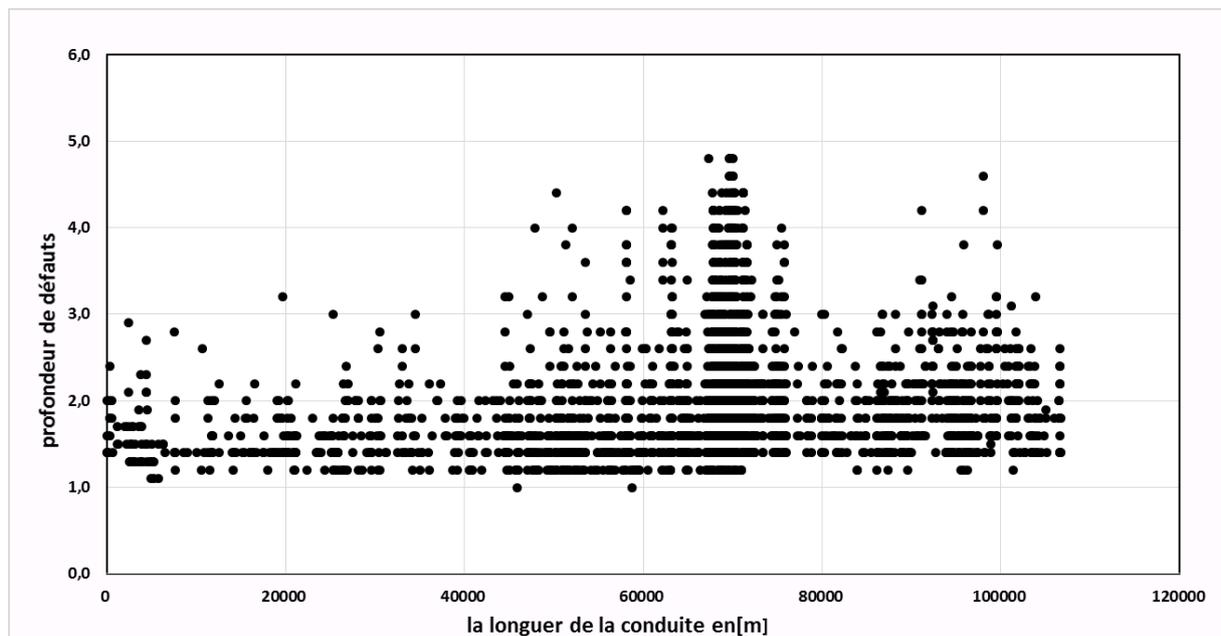


Fig IV.7 : Représentation des défauts de corrosion le long de la conduite.

- Pour éviter la complexité du calcul de la probabilité de défaillance, nous avons regroupé les défauts en 7 classes suivant leur profondeur, ce qui nous a permis de considérer seulement 7 défauts qui sont en réalité les centres de ces classes.

La procédure de classification des défauts de corrosion se fait comme suite :

Nombre de défauts	Profondeur max (mm)	Profondeur min (mm)	Nombre de classe	Erreur (ε)	L'étendue
2947	4,8	1	7	0,02	0,548571429

Avec :

$$\text{étendue} = \frac{(d_{\max} + \varepsilon) - (d_{\min} - \varepsilon)}{\text{nombre de classe}}$$

Calcul de classe :

Par exemple **classe 1** = $[(d_{\min} - \varepsilon) ; (d_{\min} - \varepsilon) + \text{étendue}[$

N° de classe	Intervalle	Centre de classe
C1	[0,980 :1,528[1,254285715
C2	[1,528 :2,077[1,802857143
C3	[2,077 :2,626[2,351428571
C4	[2,626 :3,174[2,9
C5	[3,174 :3,723[3,448571429
C6	[3,726 :4,271[3,997142857
C7	[4,271 :4,820]	4,545714286

Tableau IV.1: les classes et les centres des classes des défauts.

Après la classification des profondeurs des défauts en 7 classes, nous avons reparti tous les défauts trouvés dans chaque Kilomètre suivant les 7 classes précédentes, comme présentées dans le tableau (**Annexe 1**).

C. Modélisation des paramètres d'entrée de MCS

L'évaluation du niveau de danger des défauts de corrosion par l'approche probabiliste nécessite plusieurs paramètres tels que les caractéristiques de la canalisation et du défaut lui-même, puisque le processus de fabrication des pipelines n'est pas parfait (présence des incertitudes dans le diamètre, l'épaisseur, les caractéristiques physiques) et la présence des incertitudes de mesure à cause de la technique utiliser dans l'inspection. On considéré des variables aléatoires définies par des fonctions de distribution statistique établie par l'analyse des paramètres ^[12].

La modélisation des paramètres est basée sur plusieurs expériences, cela est fait par l'analyse des données des inspections différentes.

- Sur la base des résultats de la recherche bibliographique, nous avons trouvé que tous les paramètres peuvent être modélisés suivant la distribution Gaussien (loi normale).

La croissance de corrosion est modélisée avec une loi normale ^[14], Cette distribution normale est déduite du taux de croissance local de corrosion calculé pour chaque perte externe de métal enregistrée par **ILI** sur la canalisation considérée, **L'incertitude** liée à la géométrie de défaut est modélisée avec une distribution normale, car elle peut être de valeur négative et de valeur positive, les paramètres de la distribution sont calculée sur la base de l'incertitude de mesure d'ILI, **L'épaisseur** et le **diamètre** sont caractérisés par des distributions normales ^[16], car ces paramètre dépend de la fabrication des tubes et de la pression interne de la conduite, aussi la **limite élastique** et de **rupture** sont modélisés avec la même distribution ^[13].

Pour **La longueur de défaut** est modélisée suivant la distribution normale ^[15], et comme la pression d'opération est quasi-stationnaire pour une position donnée de la ligne on la considéra comme variable déterministe.

Tableau des paramètres des lois de densités de probabilité des variables simulées :

Paramètre	Distribution	moyenne	Unité	COV %	Article
La pression interne	déterministe	Suivant le pk de défaut	bar	--	--
Diamètre	Loi normale	660.4	mm	0.1	Réf [16]
Contrainte élastique	Loi normale	386.64	MPa	3	Réf [13]
Contrainte de rupteur	Loi normale	491.40	MPa	3	Réf [13]
Longueur de défaut	Loi normale	476.022	mm	7.8/moyenne	Réf [15]
Epaisseur	Loi normale	8.4	mm	1	Réf [16]
Erreur	Loi normale	0	--	dépend ILI ($\sigma = 0,43$)	--
Vitesse axiale	Loi normale	20	mm/an	26	Réf [14]
Vitesse profondeur	Loi normale	0.15	mm/an	20	Réf [14]

Tableau IV.2 : Modélisation des paramètres d'entrée de MCS.

Les fonctions de densité de probabilité des paramètres d'entrée sont présentées ci-dessous :

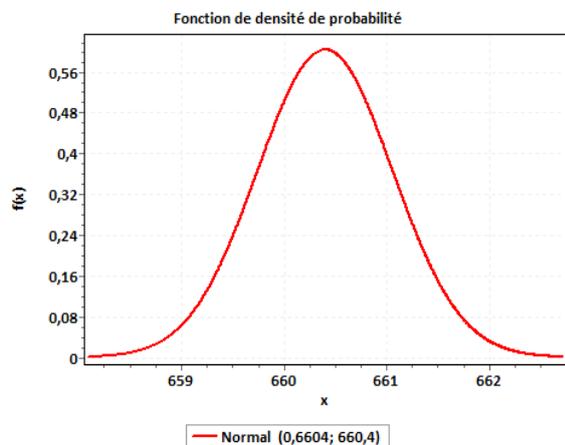


Fig. IV.8: diamètre suivant la loi normale $N(0.6604 ; 660.4)$.

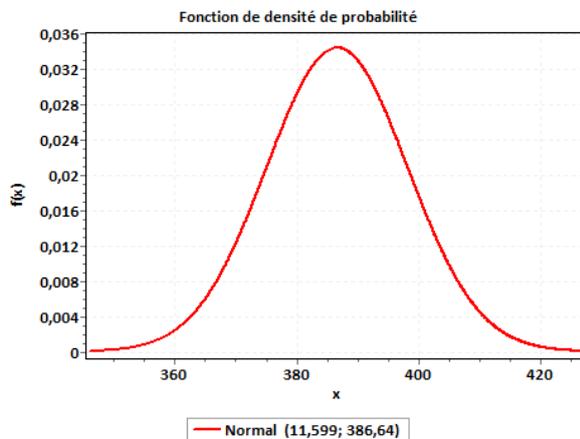


Fig. IV.9: la contrainte élastique suivant la loi normale $N(11.5992 ; 386.64)$.

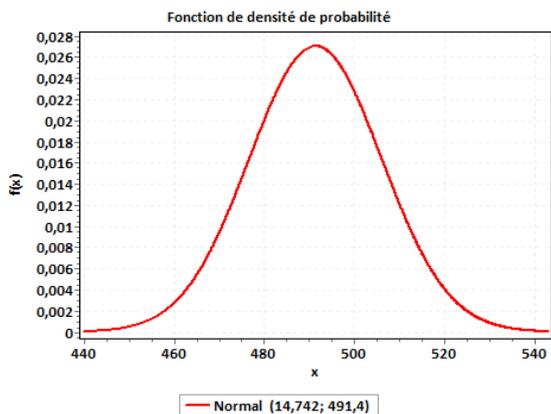


Fig.10 : la contrainte de rupture suivant la loi normale $N(14.742 ; 491.4)$.

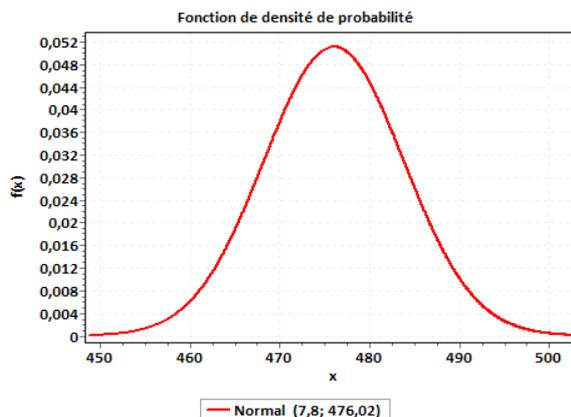


Fig.11 : la longueur de défaut suivant la loi normale $N(7.8 ; 476.022)$.

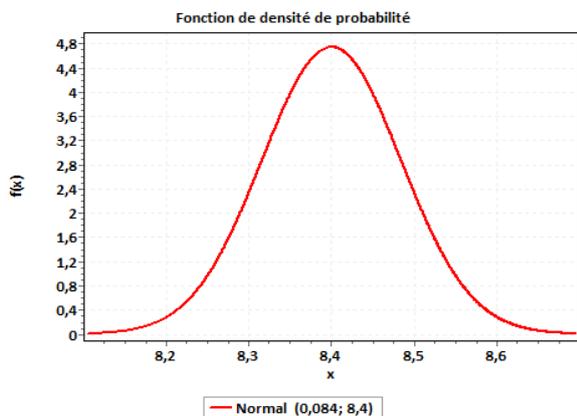


Fig.12 : l'épaisseur de la conduite suivant la loi normale $N(0.084 ; 8.4)$.

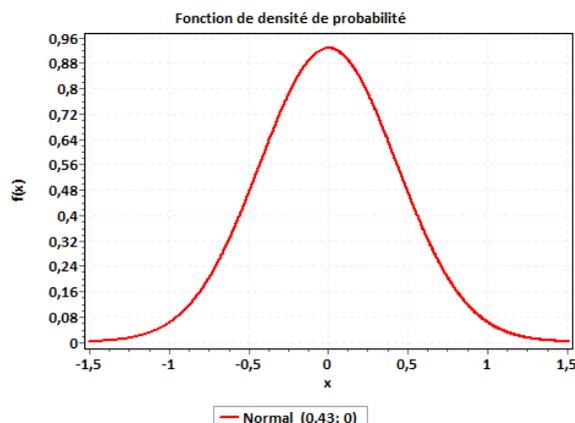


Fig.13 : l'erreur de mesure suivant la loi normale $N(0.43 ; 0)$.

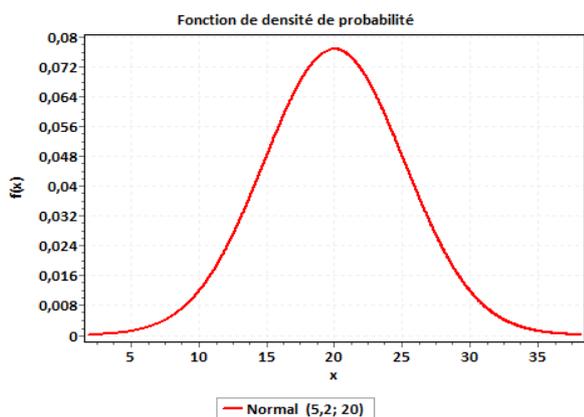


Fig. IV.14 : la vitesse axiale de défaut suivant la loi normale $N(5.2 ; 20)$.

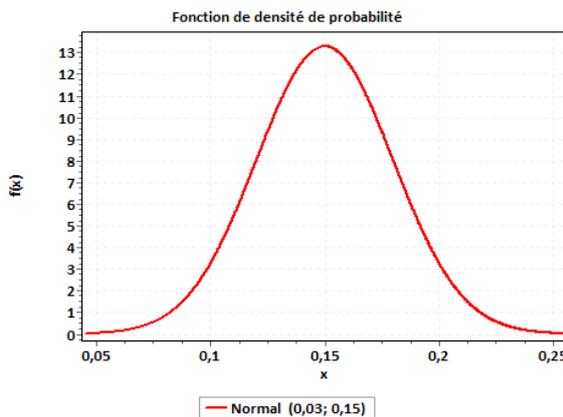


Fig. IV.15 : la vitesse radiale de défaut suivant la loi normale $N(0.03 ; 0.15)$.

- A l'aide de **EasyFit** programme intégré dans **Microsoft Excel** nous avons généré des échantillons de **2016000** valeurs pour chaque variable aléatoires suivant la loi de densité de probabilité qui la caractérise.

EasyFit est une application d'analyse et de simulation des données laissant adapter des distributions de probabilité des données pour choisir le meilleur modèle et pour appliquer des résultat d'analyse pour prendre de meilleure décision.

Remarque : pour avoir des résultats plus précis il faut un échantillon au moins d'ordre $100/P_f$,

D. Discrétisation de la longueur (pression opérationnelle) de la ligne

La conduite a été subdivisée en (04) tronçon de même longueur (**27 Km**), une approche tronçon par tronçon a été adopté pour tenir compte de la baisse de pression le long d'oléoduc tout en évitant de nombreux calculs, pour les défauts enregistrés dans chaque tronçon, on considèrera qu'ils sont soumis à la pression de début du tronçon considéré ce qui correspond au cas le plus défavorable.

$$P_{op}(x) = P_{réf} - \left(\frac{P_{réf} - P_{fin}}{L} \right) x$$

Avec la pente hydraulique $\left(\frac{P_{réf} - P_{fin}}{L} \right) = 0,58333$ (**bar/Km**),

x : la distance de début de tronçon

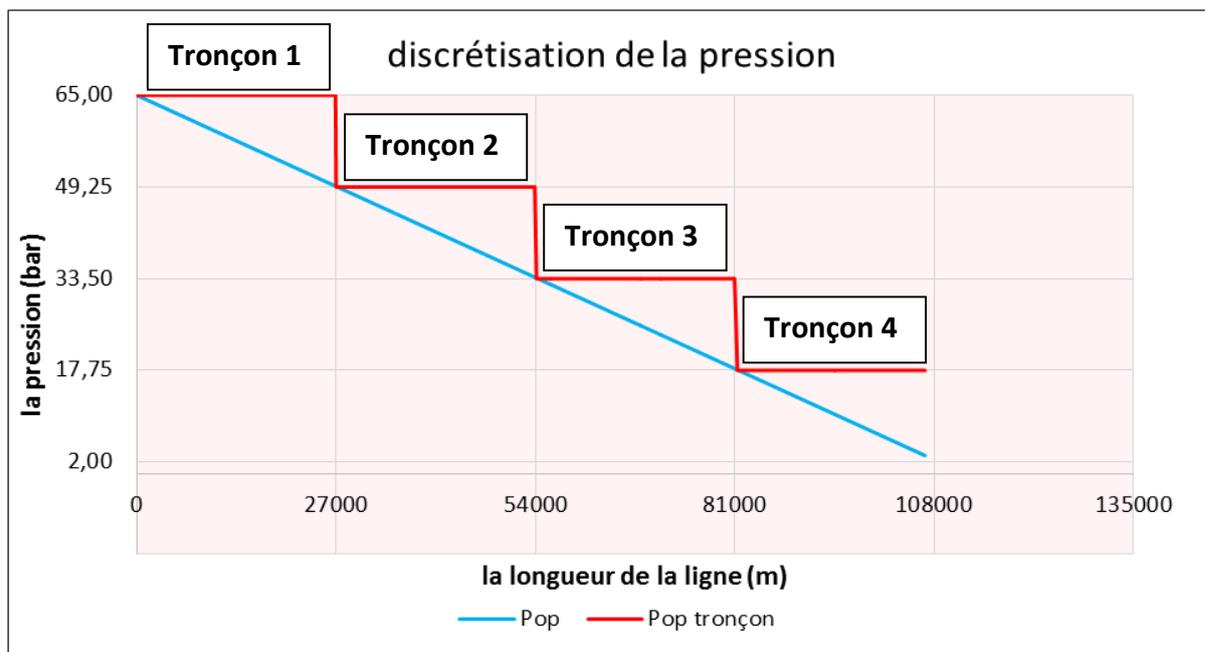


Fig. IV.16 : discrétisation de la pression de la ligne.

E. La pression de défaillance en fonction de temps

Pour chaque élément de l'échantillon, on calcule la pression de défaillance par le modèle choisi (**Fitnet FSS, PCORRC, DNV**), on a choisi ces 3 normes à cause de leurs simplicités et de leurs vastes utilisations par les compagnies pétrolières.

Les formules de calcul sont présentées dans le chapitre précédent.

F. Calcul de la fonction limite (LSF)

Le passage par la fonction limite (LSF) est une étape très importante pour déterminer le nombre d'échec qui est utilisé pour définir la probabilité de défaillance de chaque classe. Cette étape se fait par la comparaison entre la pression opérationnelle $P_{op}(j)$ et la pression de défaillance de chaque élément de l'échantillon calculé au paravent par la relation suivante :

$$LSF = P_{d\acute{e}f} - P_{op}(j) \quad [17]$$

- Le pipeline restera en état de fonctionnement normal tant que $LSF > 0$ c-à-d $P_{d\acute{e}f} > P_{op}(j)$ [17].
- la défaillance se viendra lorsque $LSF \leq 0$ ou $P_{d\acute{e}f} \leq P_{op}(j)$ [17].

G. Calcul de la probabilité de défaillance de chaque classe

Pour calculer la probabilité de défaillance de toutes les classes et son évolution avec le temps, on détermine le rapport entre le nombre d'échec (N_f) obtenu par la condition de la fonction limite ($LSF \leq 0$) et le nombre total de l'échantillon N .

La probabilité de défaillance est déterminée comme suite :

$$P_f(i, j, \tau) = \frac{N_f(LSF \leq 0)}{N}$$

Avec N_f : le nombre d'échec ($LSF \leq 0$).

N : le nombre d'échantillon $N=2016000$.

i : indice de la classe (C_i).

j : indice du tronçon.

τ : indice de temps (années).

Les résultats de calcul sous la forme numérique sont présentés dans **l'Annexe 2**.

Interprétation des résultats

- la probabilité de défaillance pour chaque classe augmente avec le temps, cela expliqué par la croissance de la corrosion durant les 5 années.
 - Plus la profondeur de défaut augmente la probabilité de défaillance augmente aussi, puisque la pression de défaillance diminue avec l'augmentation de la géométrie de défaut.
 - Plus la pression d'opération ne diminue d'un tronçon à l'autre, cela entraîne une diminution de nombre d'échec et par conséquent une diminution de la probabilité de défaillance.
- Dans un but de comparaison des (03) normes on prend comme exemple la représentation graphique de l'évolution de la probabilité de défaillance de la 7^{ème} classes dans les (04) tronçons :

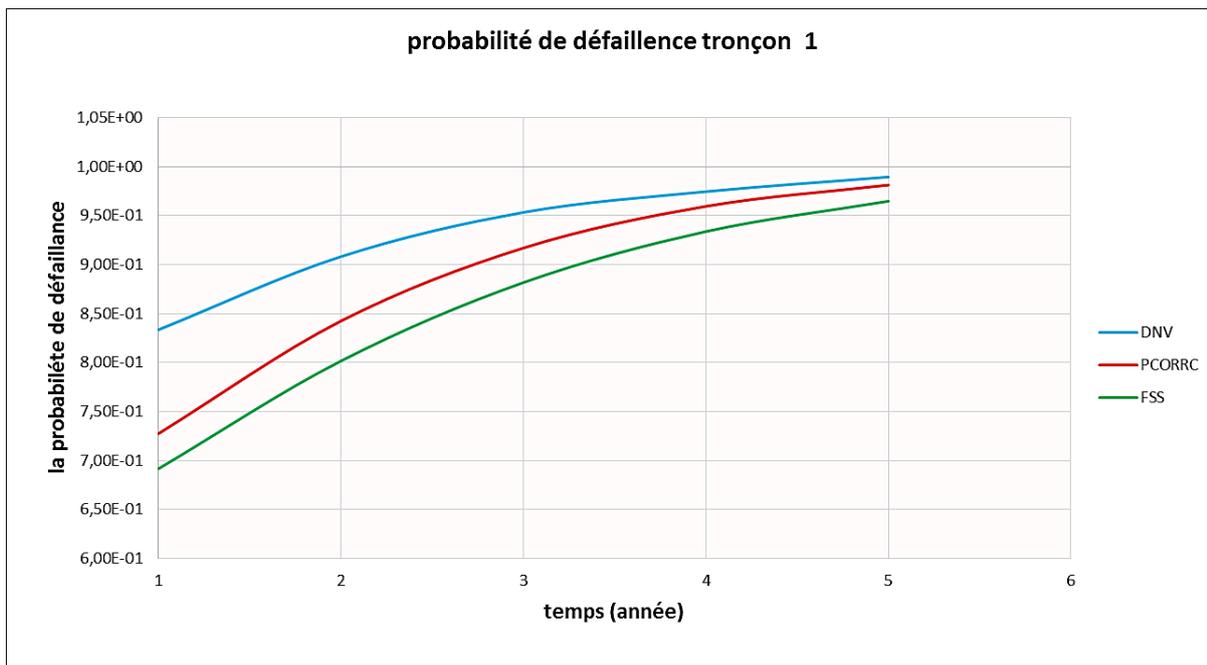


Fig. IV.17 : Représentation de la probabilité de défaillance de la 7^{ème} classe pour le 1^{er} tronçon.

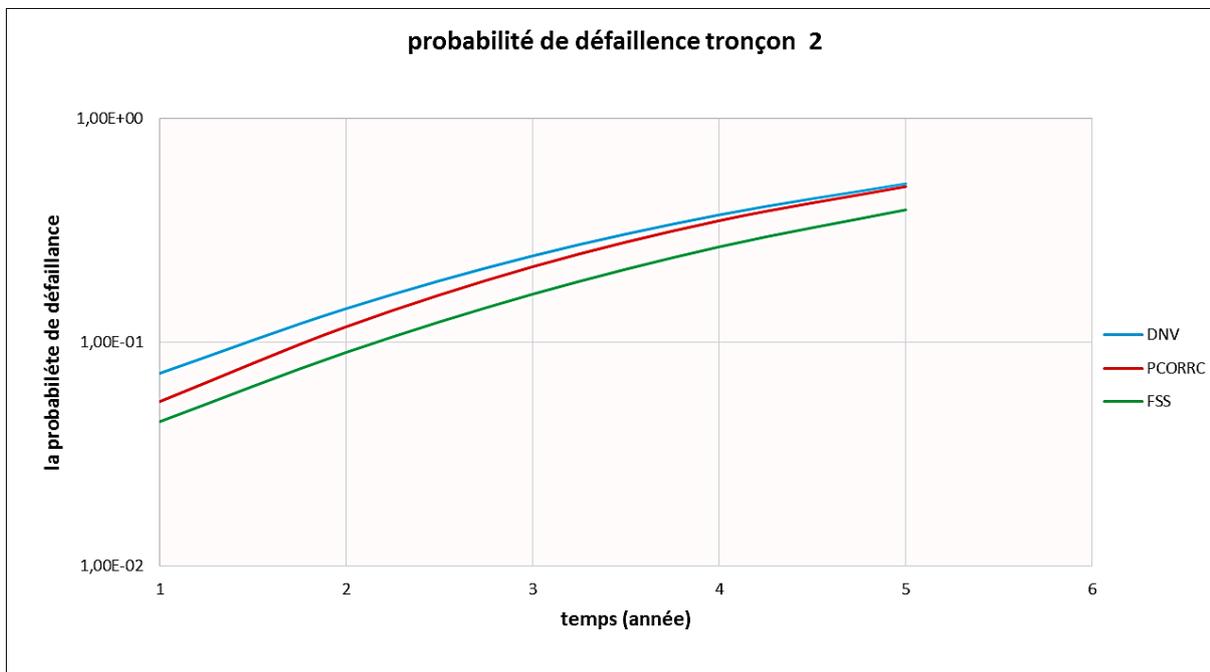


Fig. IV.18 : Représentation de la probabilité de défaillance de la 7^{ème} classe pour le 2^{ème} tronçon.

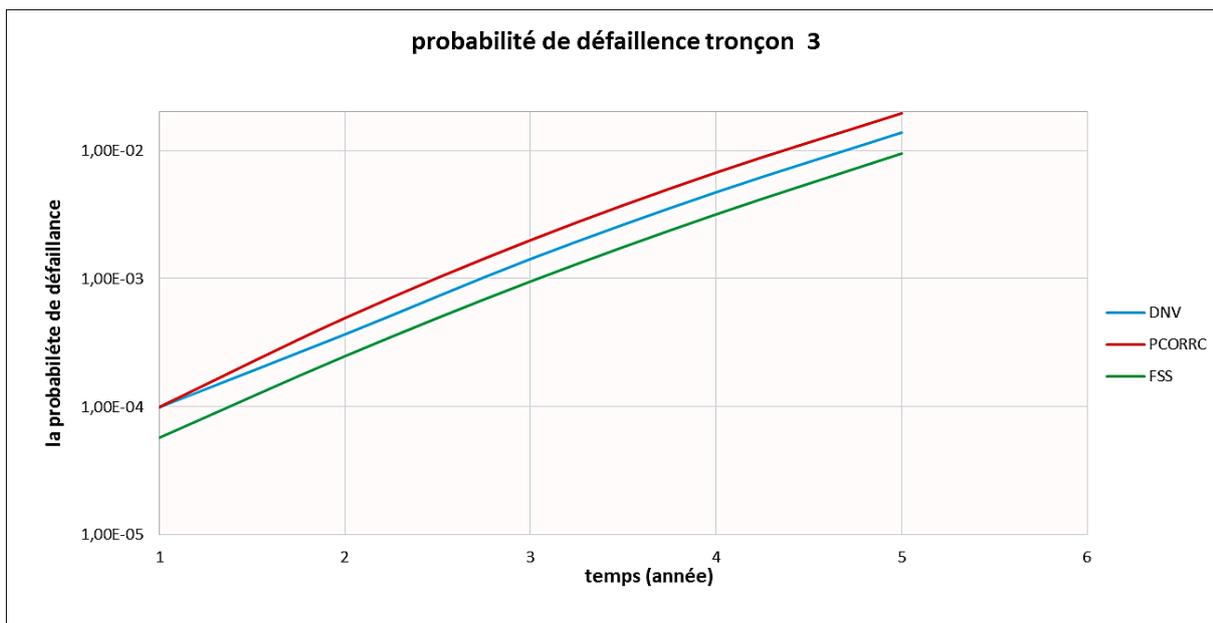


Fig. IV. 19 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance de la 7^{ème} classe pour le 3^{ème} tronçon.

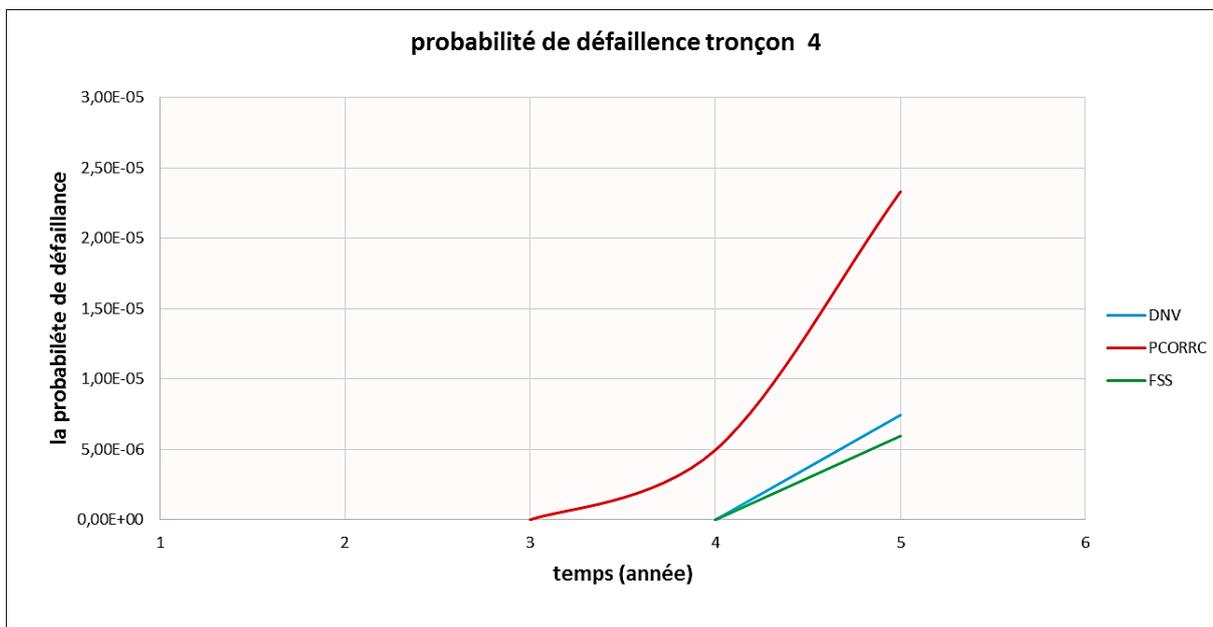


Fig. IV.20 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance de la 7^{ème} classe pour le 4^{ème} tronçon.

Interprétations des graphes :

D'après les graphes précédant qui représentent l'évolution de la probabilité de défaillance de la 7^{ème} classe en fonction de temps, on remarque que :

1. La probabilité de défaillance obtenue par la norme Fitnet FSS est toujours inférieure à celle obtenue par les deux autres normes (DNV et PCORRC), par conséquent nous pouvons prévoir un nombre de réparation réduit par cette norme.
2. Pour des grandes pressions d'opération, on remarque que la norme DNV est la plus conservatrice, par contre pour les basses pressions cette remarque s'applique à la norme PCORRC, ceci est dû aux différentes hypothèses considérées par ces codes.

H. Calcul de la probabilité de défaillance de chaque kilomètre

La probabilité de défaillance d'un pipeline par kilomètre est déterminée à partir de la probabilité de défaillance des classes présentées par la relation suivante :

$$P_{f\ Km}^{(k)}(\tau) = 1 - \prod_{i=1}^{nc} (1 - P_f(i, \tau))^{m_{i,k}}$$

$P_f(i, \tau)$: la probabilité de défaillance pour chaque classe (Varie en fonction de temps).

- **k** : indice de kilomètre, $k = 1, 2 \dots 107$.
- **nc** : le nombre de classes ($nc = 7$).
- **$m_{i,k}$** : nombre de défauts de chaque classe pour chaque kilomètre.
- **i** : indice de classe.

➤ Exemple de calcul pour le kilomètre (03) suivant la norme DNV

Pour calculer la probabilité de défaillance de (03)^{ème} Kilomètre on prend un extrait de tableau de l'Annexe 2 ci-dessous qui présente la probabilité de défaillance des (07) classes en fonction de temps pour le 1^{ère} tronçon :

	Nombre de défauts	Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 5
Classe 1	9	0,00E+00	0,00E+00	4,96E-07	1,49E-06	9,92E-06
Classe 2	2	1,49E-06	8,43E-06	3,72E-05	1,79E-04	8,09E-04
Classe 3	1	1,60E-04	6,53E-04	2,30E-03	7,07E-03	1,91E-02
Classe 4	1	6,76E-03	1,81E-02	4,31E-02	8,92E-02	1,63E-01
Classe 5	0	9,17E-02	1,70E-01	2,78E-01	4,09E-01	5,46E-01
Classe 6	0	4,28E-01	5,74E-01	7,07E-01	8,13E-01	8,88E-01
Classe 7	0	8,34E-01	9,08E-01	9,53E-01	9,75E-01	9,90E-01
$P_{f\ Km}^{(3)}(\tau)$		6,93E-03	1,88E-02	4,54E-02	9,60E-02	1,81E-01

Pour la (1)^{ère} année :

$$P_{fKm}^{(3)}(1) = 1 - \left[\frac{(1 - 0,00)^9 * (1 - 1,49 * 10^{-6})^2 * (1 - 1,60 * 10^{-4})^1 * (1 - 6,76 * 10^{-3})^1 *}{*(1 - 9,17 * 10^{-2})^0 * (1 - 4,28 * 10^{-1})^0 * (1 - 8,34 * 10^{-1})^0} \right] = 6,93 * 10^{-03}$$

Pour la (02)^{ème} années :

$$P_{fKm}^{(3)}(2) = 1 - \left[\frac{(1 - 0,00)^9 * (1 - 8,43 * 10^{-6})^2 * (1 - 6,53 * 10^{-4})^1 * (1 - 1,81 * 10^{-2})^1 *}{*(1 - 1,70 * 10^{-1})^0 * (1 - 5,74 * 10^{-1})^0 * (1 - 9,08 * 10^{-1})^0} \right] = 1,88 * 10^{-02}$$

Pour la (03)^{ème} années :

$$P_{fKm}^{(3)}(3) = 1 - \left[\frac{(1 - 4,96 * 10^{-7})^9 * (1 - 3,72 * 10^{-5})^2 * (1 - 2,3 * 10^{-3})^1 * (1 - 4,31 * 10^{-2})^1 *}{*(1 - 2,78 * 10^{-1})^0 * (1 - 7,07 * 10^{-1})^0 * (1 - 9,53 * 10^{-1})^0} \right] = 4,54 * 10^{-02}$$

Pour la (04)^{ème} années :

$$P_{fKm}^{(3)}(4) = 1 - \left[\frac{(1 - 1,49 * 10^{-6})^9 * (1 - 1,79 * 10^{-4})^2 * (1 - 7,07 * 10^{-3})^1 * (1 - 8,92 * 10^{-2})^1 *}{*(1 - 4,09 * 10^{-1})^0 * (1 - 8,13 * 10^{-1})^0 * (1 - 9,75 * 10^{-1})^0} \right] = 9,60 * 10^{-02}$$

Pour la (05)^{ème} années :

$$P_{fKm}^{(3)}(5) = 1 - \left[\frac{(1 - 9,92 * 10^{-6})^9 * (1 - 8,09 * 10^{-4})^2 * (1 - 1,91 * 10^{-2})^1 * (1 - 1,63 * 10^{-1})^1 *}{*(1 - 5,46 * 10^{-1})^0 * (1 - 8,88 * 10^{-1})^0 * (1 - 9,90 * 10^{-1})^0} \right] = 1,81 * 10^{-01}$$

H.1. La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne en fonction de temps (année)

Pour voir la distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne et en fonction de temps (pendant 05 ans), on les représente dans des histogrammes ci-dessous :

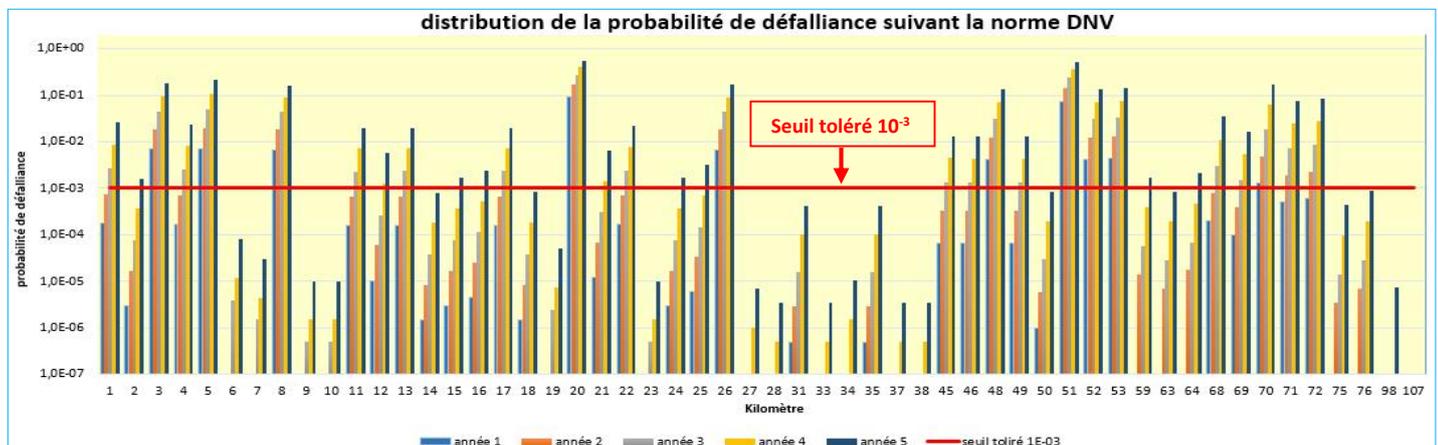


Fig. IV.21 : Distribution de la probabilité de défaillance avant la réparation suivant la norme DNV.

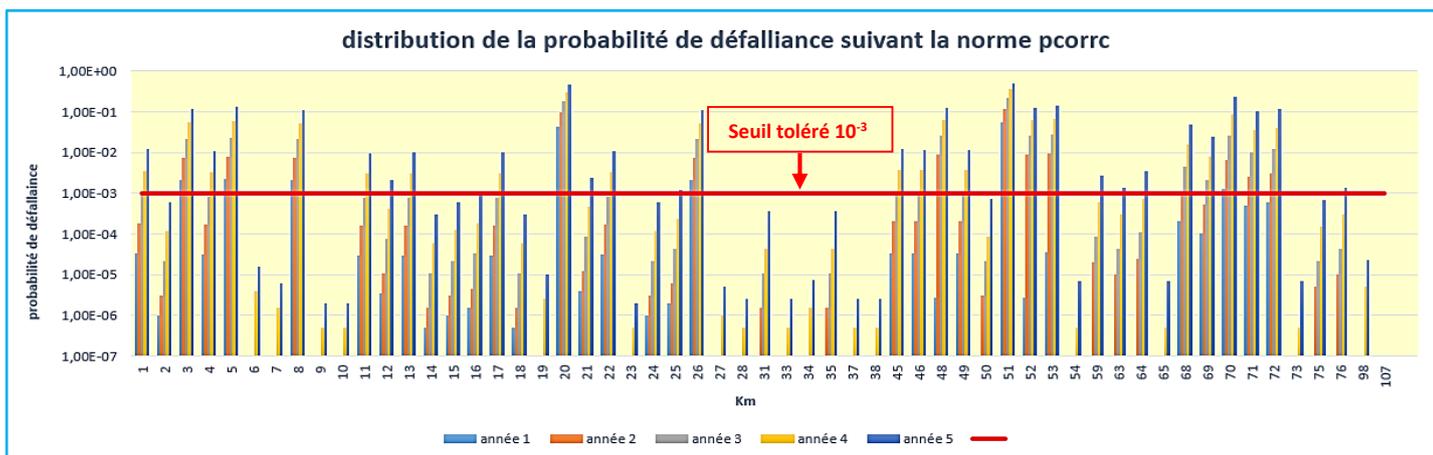


Fig. IV.22 : Distribution de la probabilité de défaillance avant la réparation suivant la norme PCORRC.

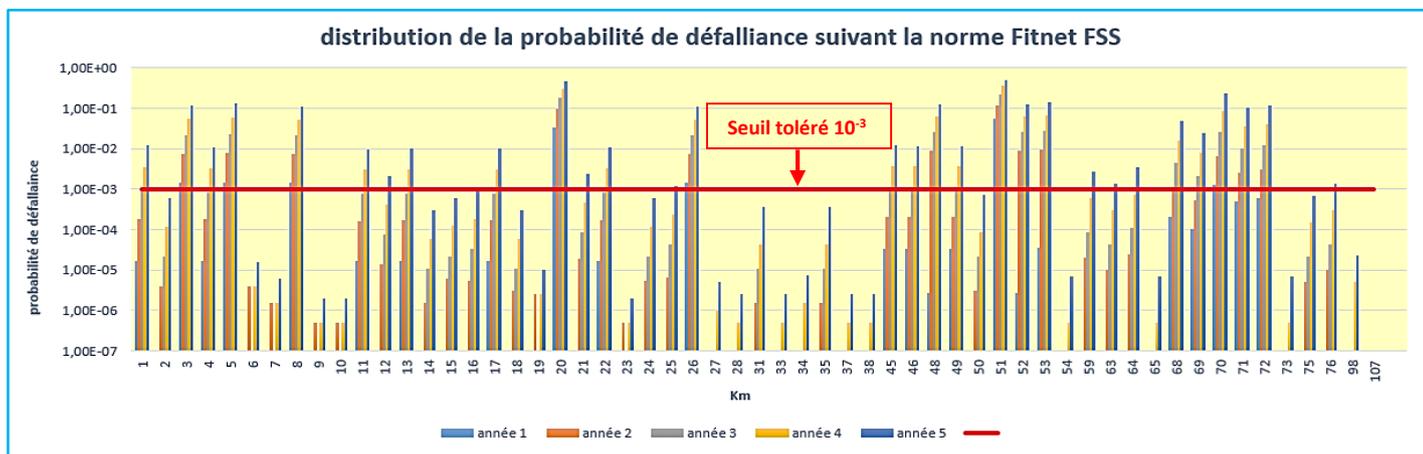


Fig. IV.23 : Distribution de la probabilité de défaillance avant la réparation suivant la norme FSS.

Interprétation des histogrammes

D'après les histogrammes de distribution de la probabilité de défaillance pour les trois normes on remarque que la probabilité de défaillance dépasse la limite tolérée 10^{-3} dans les trois premiers tronçons avec une grande fréquence par contre le 4^{ème} tronçon ne représente aucun risque d'éclatement, cela explique par le fait que :

- les 3 premiers tronçons contiennent un nombre important de défauts présentant un risque d'éclatement ce qui fait que la probabilité de défaillance dépasse le seuil toléré.
- le 4^{ème} tronçon par contre présente un risque d'éclatement minime, en raison de la faible pression d'opération exercée.

H.2. Principe de réparation :

Notre politique de réparation exige :

- la réparation d'un minimum de défaut permettant d'obtenir une probabilité de défaillance inférieure au seuil toléré (10^{-3}) sur toute la ligne.
- Une priorité de réparation sera adoptée en réparant du plus important en premier lieu ensuite les moins grands jusqu' à la petite perte de métal.

H.3. La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 1^{ère} année:

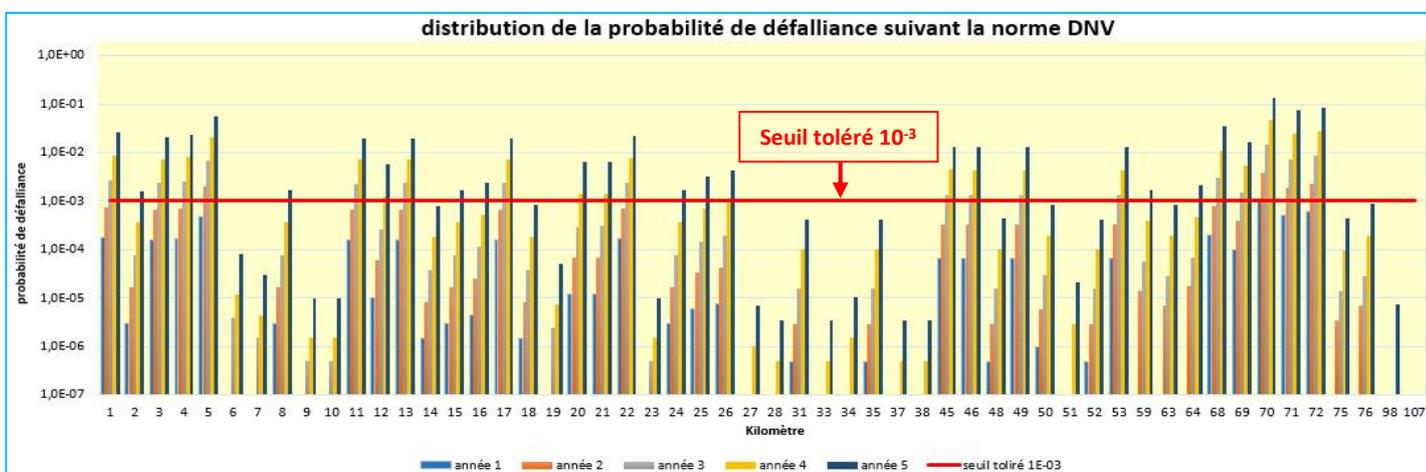


Fig. IV.24 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 1^{ère} année suivant la norme DNV.

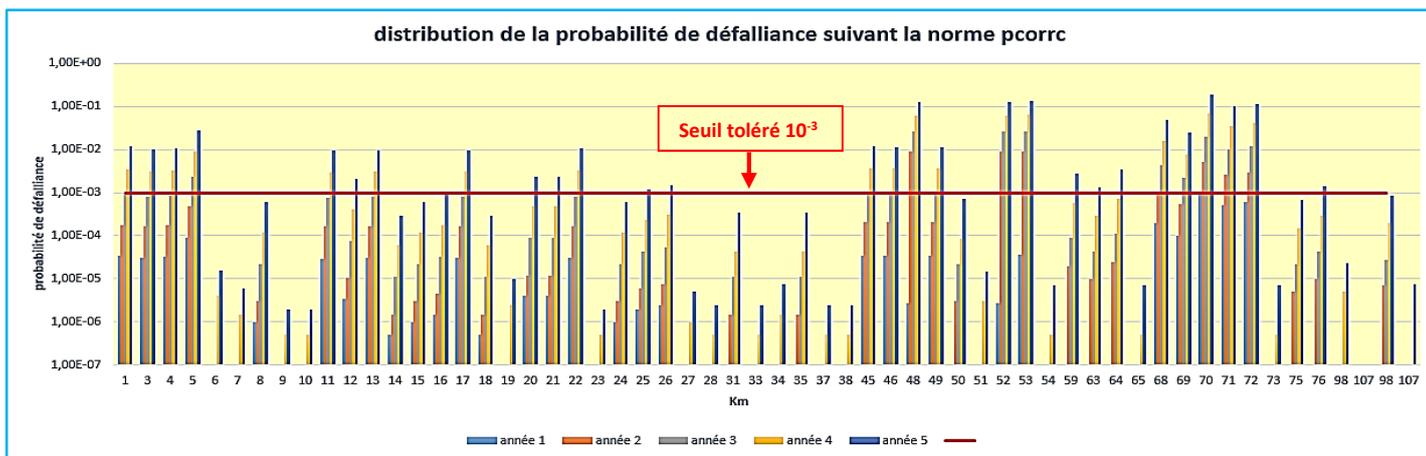


Fig. IV.25 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 1^{ère} année suivant la norme PCORRC.

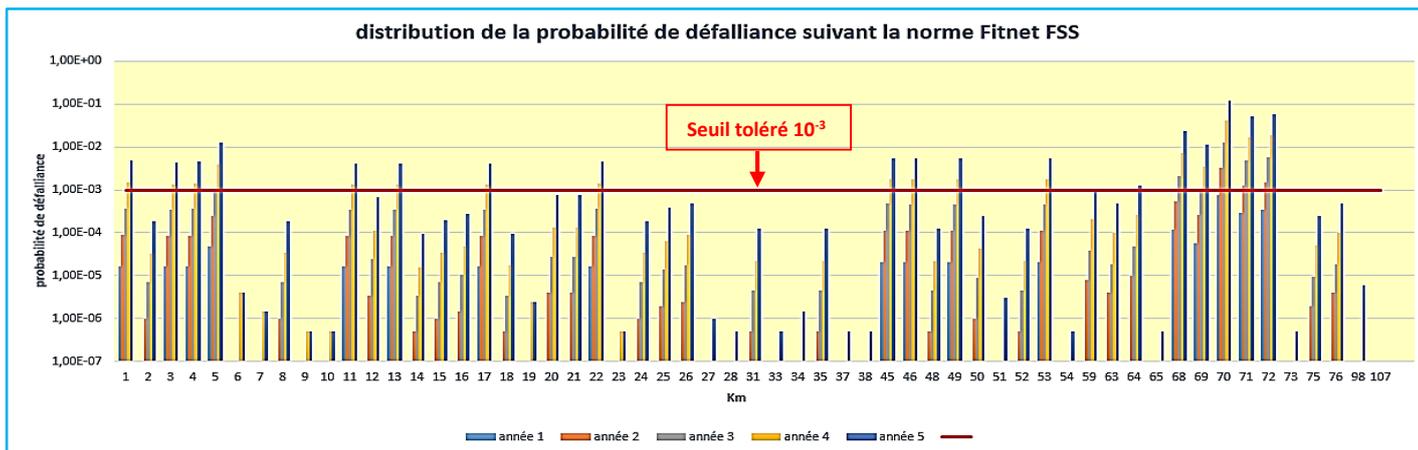


Fig. IV.26 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 1^{ère} année suivant la norme FSS.

H.4. La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 2^{ème} année :

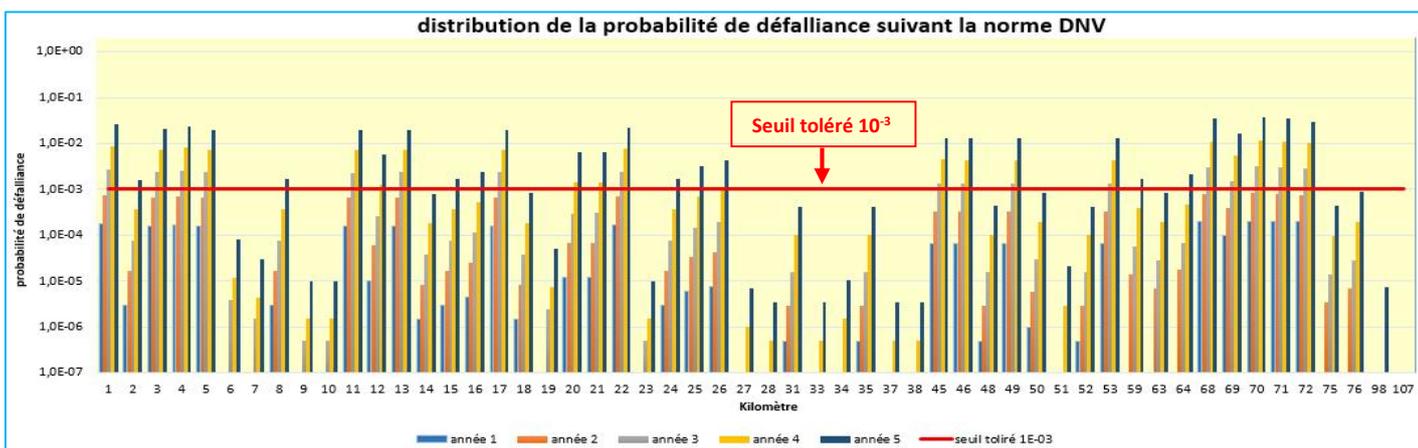


Fig. IV.27 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 2^{ème} année suivant la norme DNV.

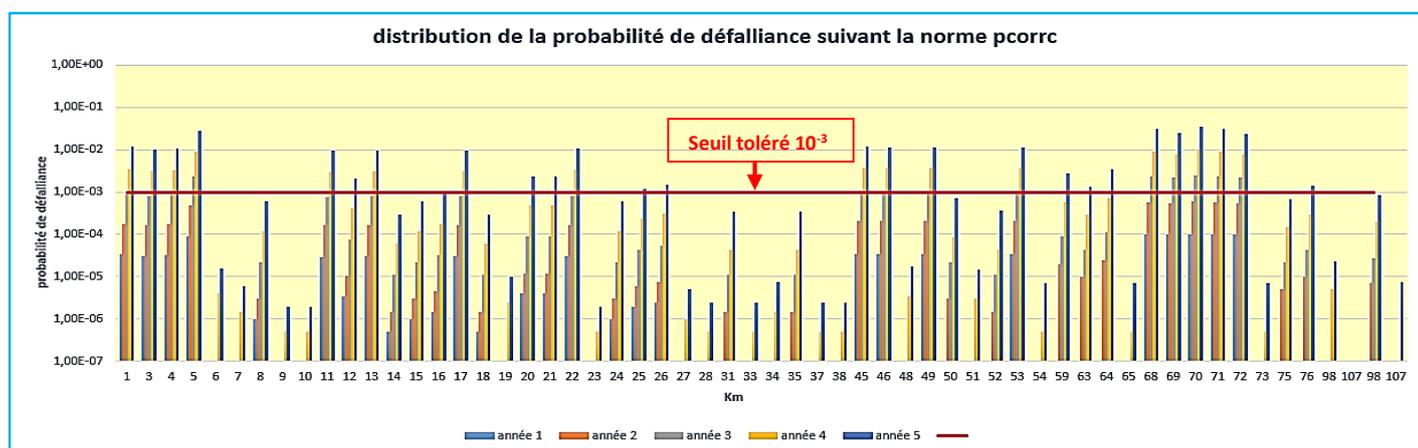


Fig. IV.28: La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 2^{ème} année suivant la norme PCORRC.

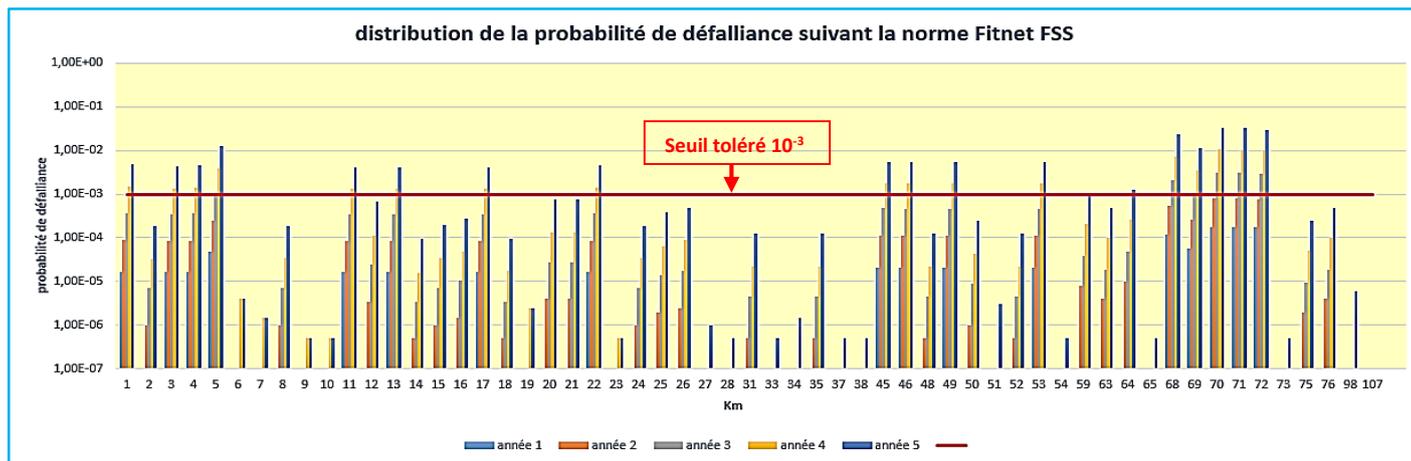


Fig. IV.29 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 2^{ème} année suivant la norme FSS.

H.5. La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 3^{ème} année :

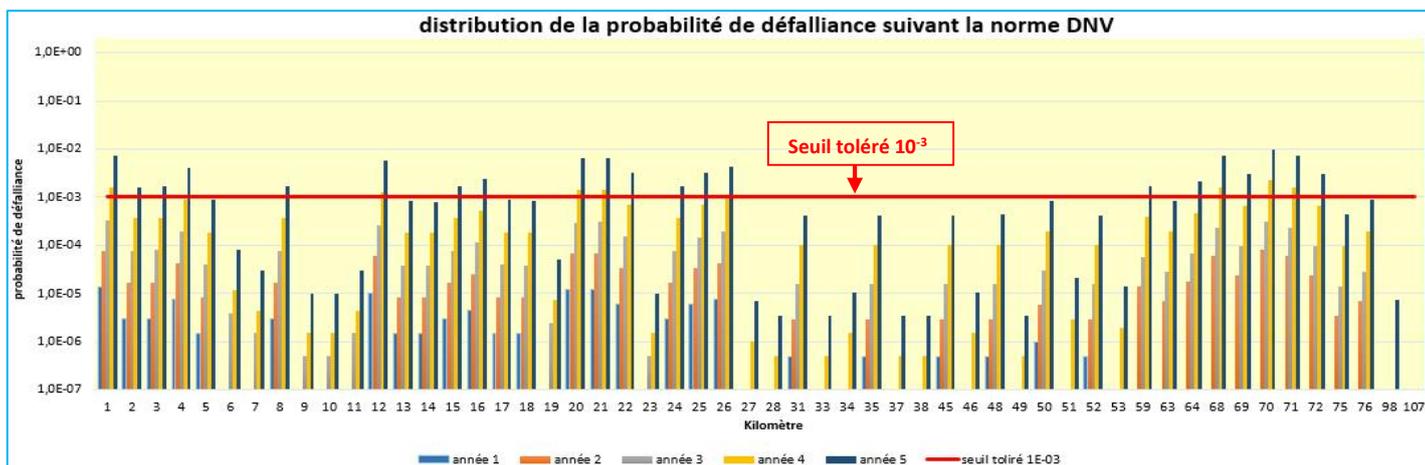


Fig. IV.30 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 3^{ème} année suivant la norme DNV.

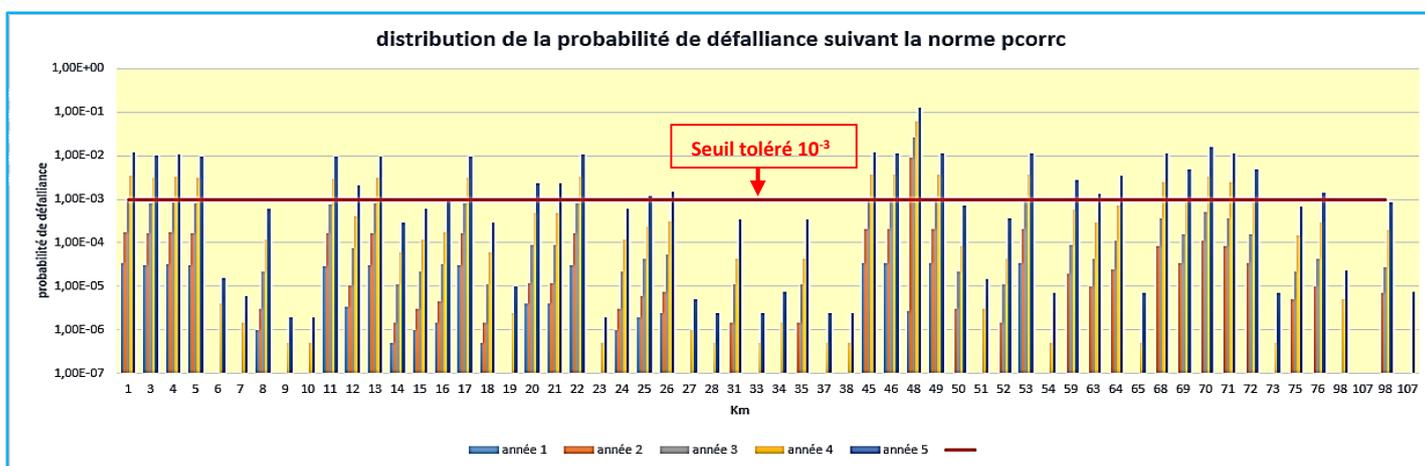


Fig. IV.31 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 3^{ème} année suivant la norme PCORRC.

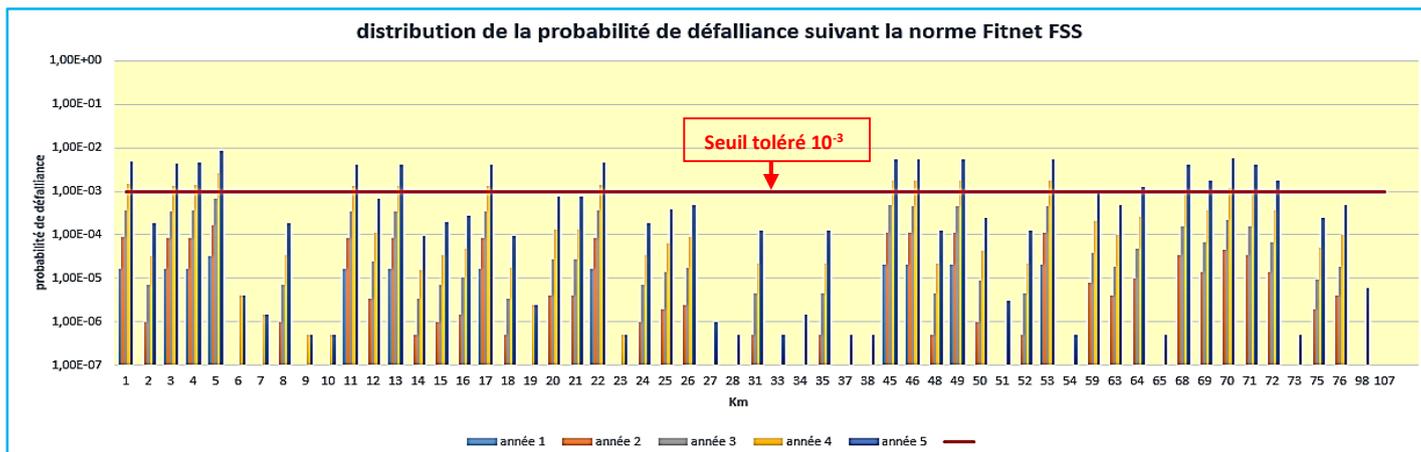


Fig. IV.32 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 3^{ème} année suivant la norme FSS.

H.6. La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 4^{ème} année :

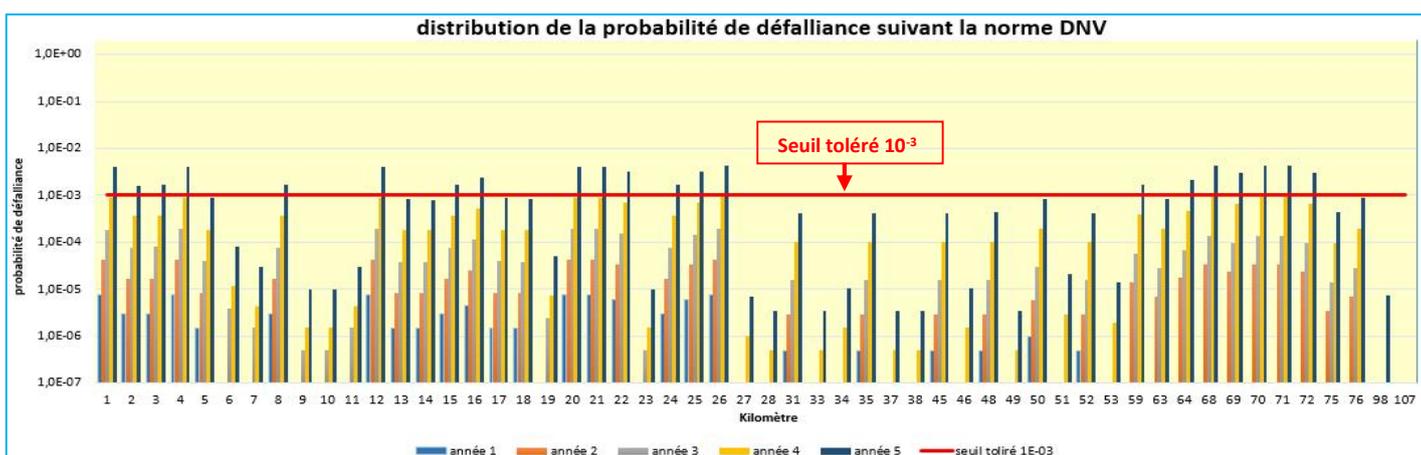


Fig. IV.33 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 4^{ème} année suivant la norme DNV.

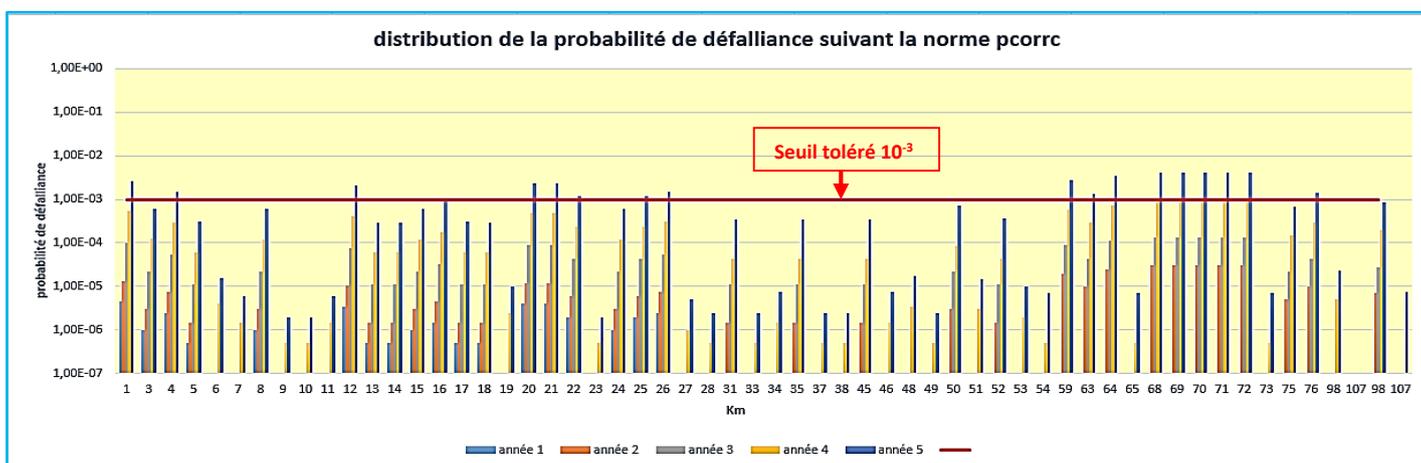


Fig. IV.34 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 4^{ème} année suivant la norme PCORRC.

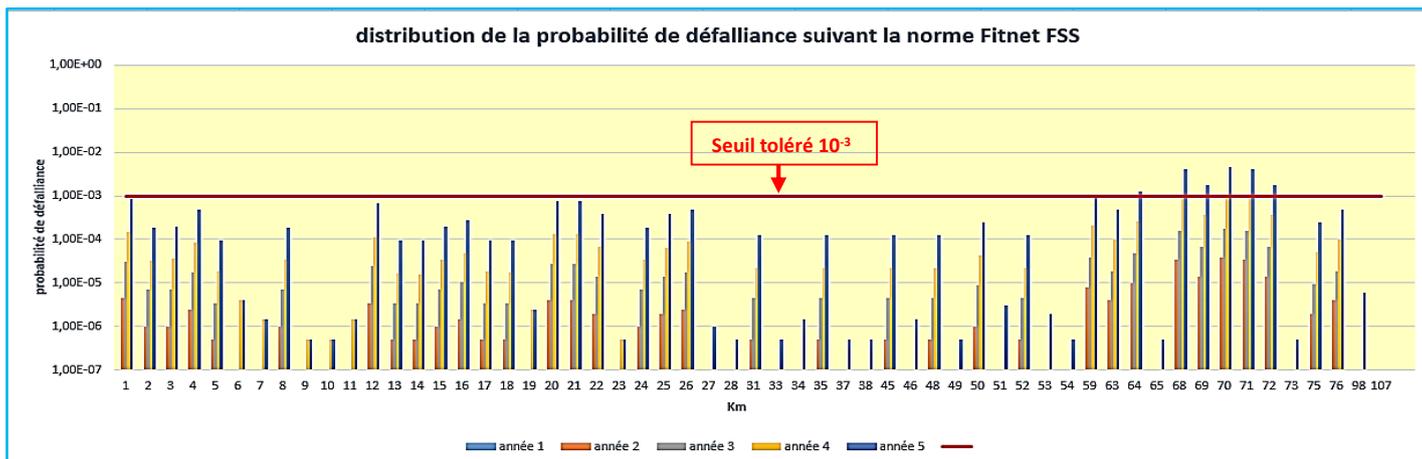


Fig. IV.35 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 4^{ème} année suivant la norme FSS.

H.7. La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 5^{ème} année:

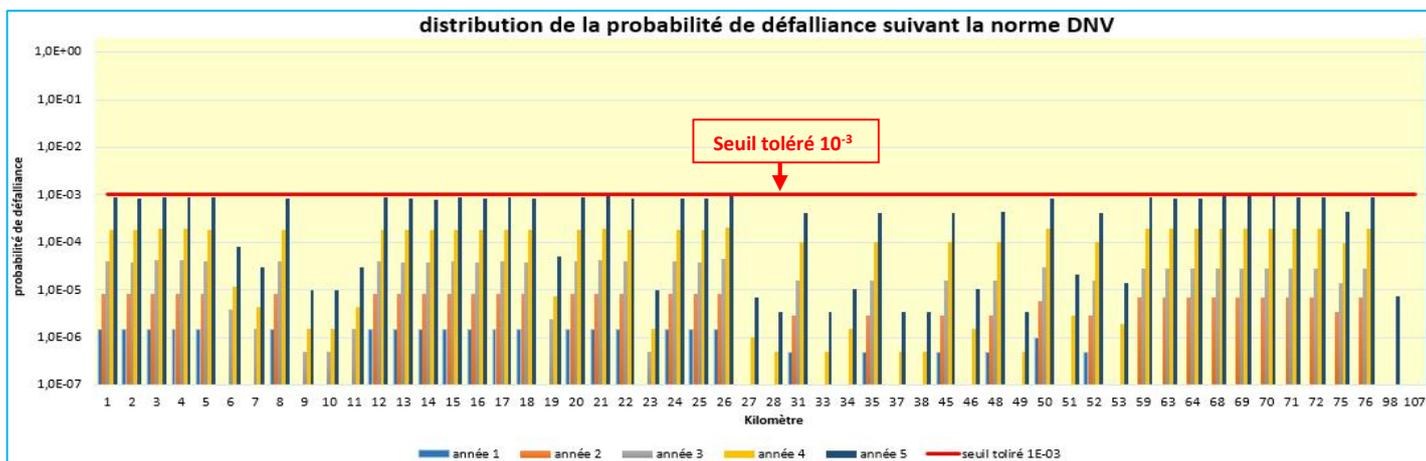


Fig. IV.36 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 5^{ème} année suivant la norme DNV.

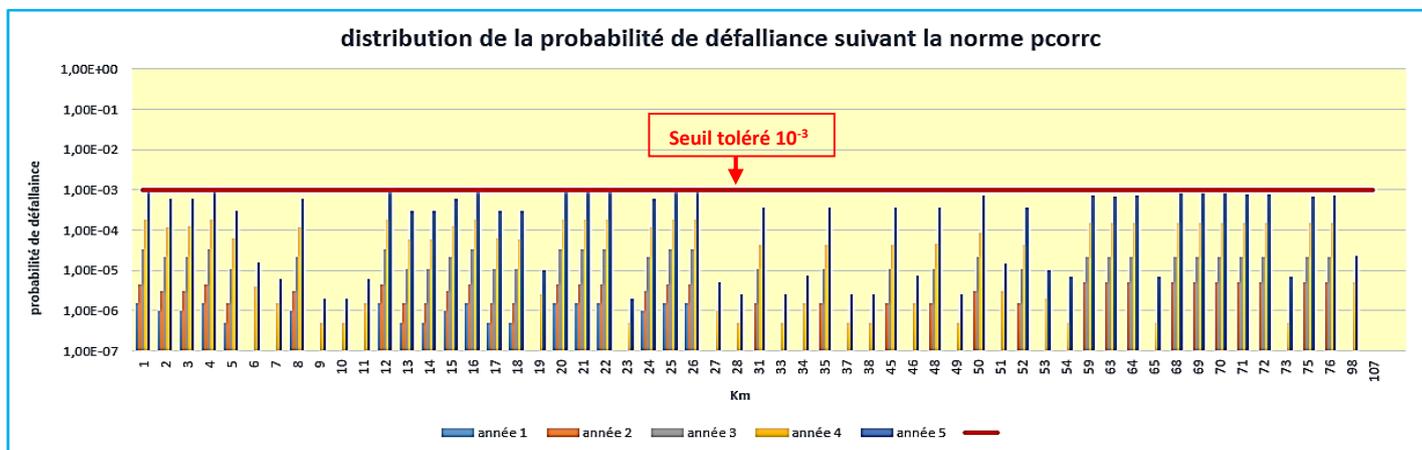


Fig. IV.37 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 5^{ème} année suivant la norme PCORRC.

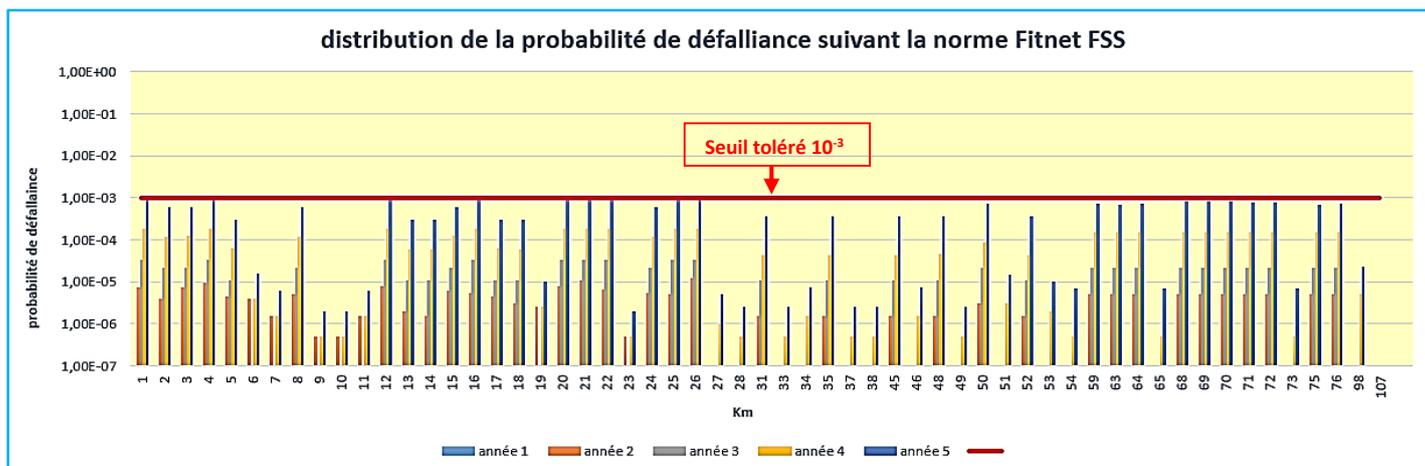


Fig. IV.38 : La distribution de la probabilité de défaillance le long de la ligne après la réparation de la 5^{ème} année suivant la norme FSS.

Interprétation des histogrammes :

On peut remarquer que la réparation de défauts menaçant le fonctionnement de pipeline réduit la probabilité de défaillance et le ramené sous le seuil toléré (10^{-3}) de la même année de réparation comme elle peut réduire la probabilité des prochaines années seulement pour les kilomètres qui sont réparés précédemment, car le calcul de la probabilité de chaque kilomètre dépend de nombre de défauts pour les 7 classes.

I. Étude comparative entre les trois normes pour les 5 ans avant la réparation des défauts :

Les probabilités de défaillance par kilomètres calculée pas trois normes (DNV, PCORRC, FSS) sur 5 années sont représentées dans les histogrammes si dessous :

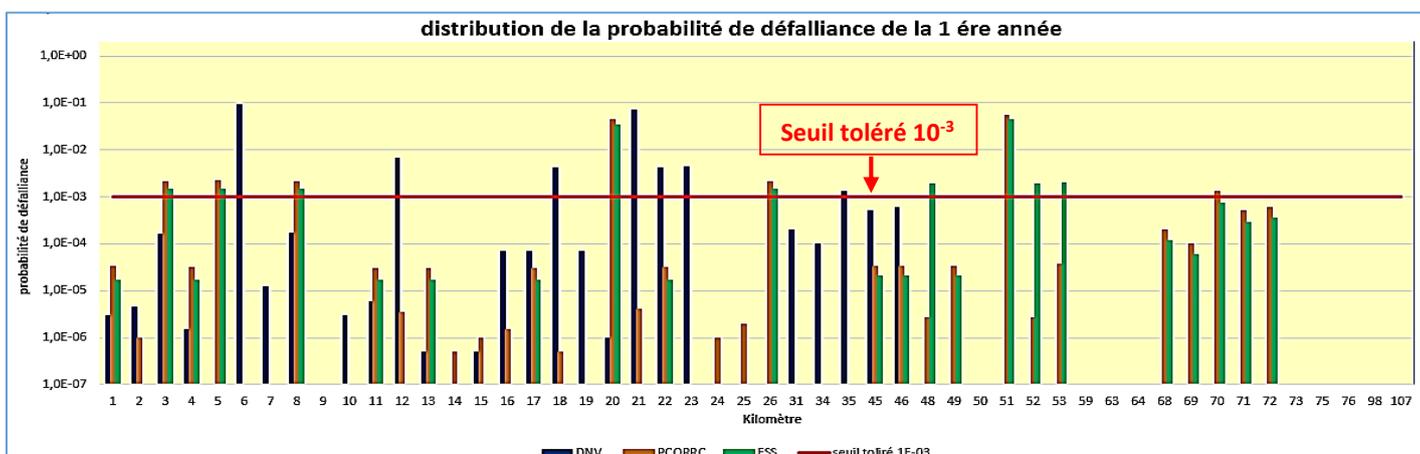


Fig. IV.39 : probabilité de défaillance de la 1^{ère} année de toute la ligne par les 3 normes.

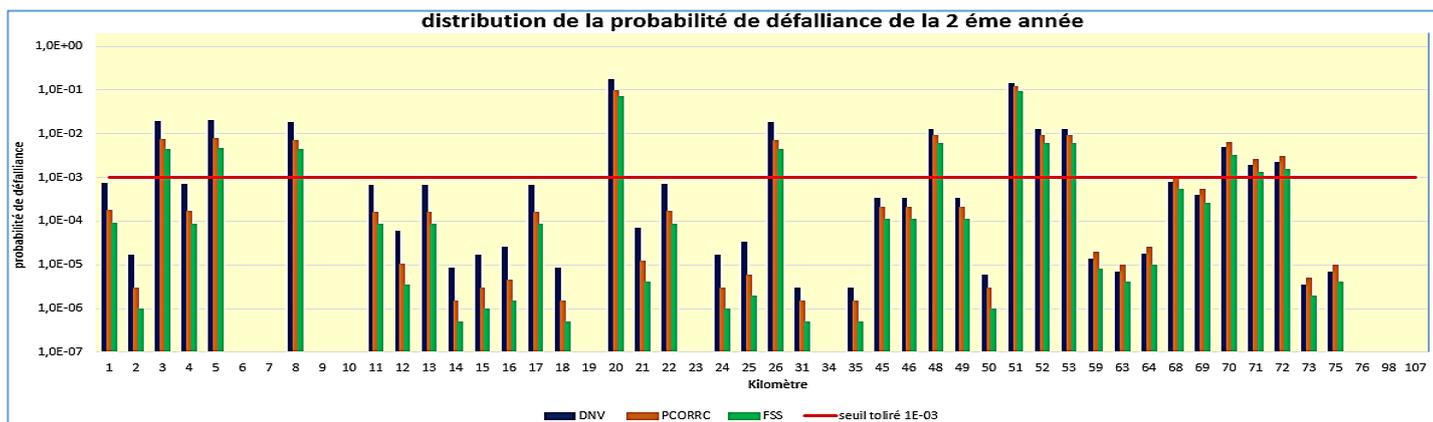


Fig. IV.40 : probabilité de défaillance de la 2^{ème} année de toute la ligne par les 3 normes.

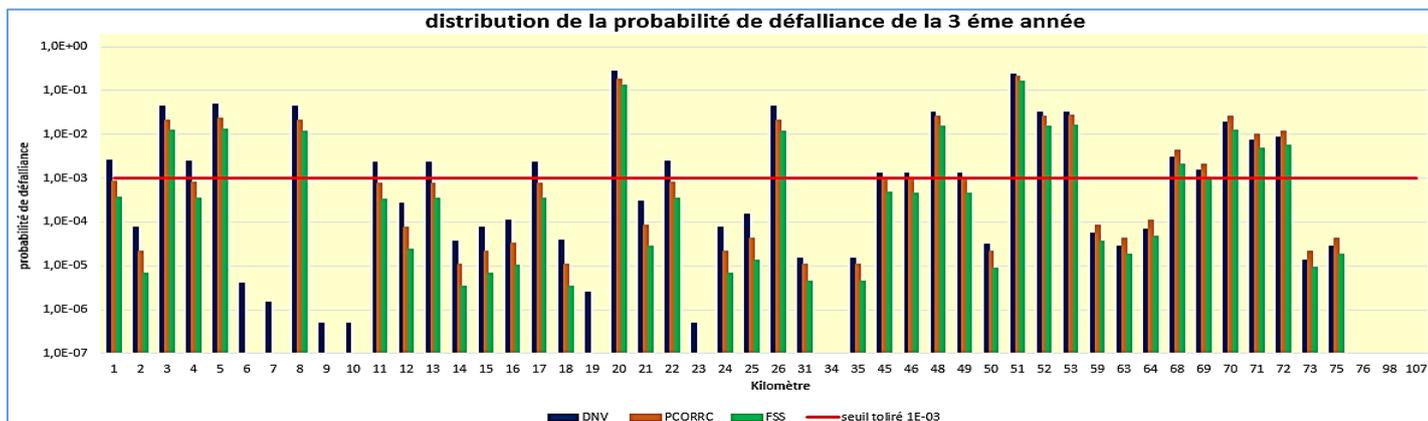


Fig. IV.41 : probabilité de défaillance de la 3^{ème} année de toute la ligne par les 3 normes.

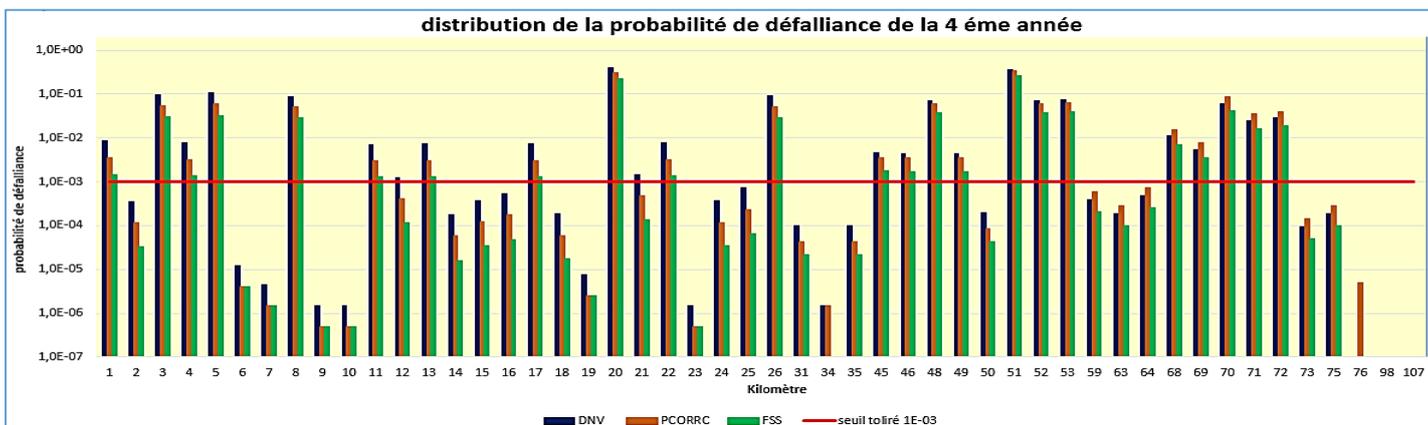


Fig. IV.42 : probabilité de défaillance de la 4^{ème} année de toute la ligne par les 3 normes.

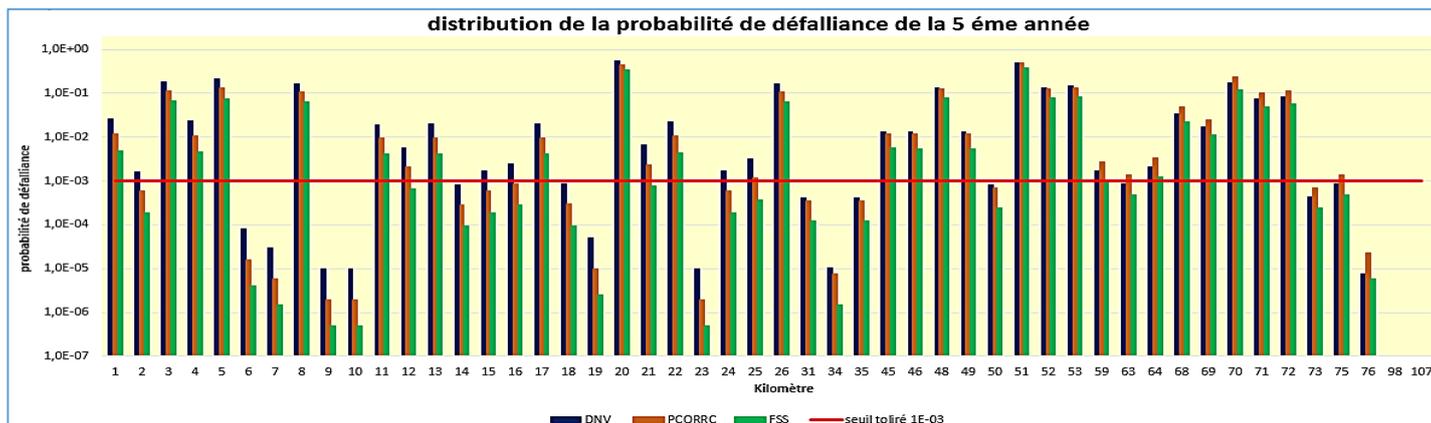


Fig. IV.43 : probabilité de défaillance de la 5^{ème} année de toute la ligne par les 3 normes.

Interprétation des histogrammes :

À la lumière de la comparaison réalisée, on a remarqué d'une façon générale que la probabilité de défaillance calculée par la norme **DNV** est plus importante ce qui témoigne de son conservatisme par rapport aux deux autres, de ce conservatisme en résultera un nombre de réparations plus grand et par conséquent un cout de maintenance plus onéreux.

J. Planning de réparation :

L'objectif de notre travail est de suivre l'évolution la probabilité de défaillance en fonction de temps (5 ans) et de prévoir les défauts menacent le fonctionnement de pipeline pendant cette durée.

Le plan de réparation est :

- de repéré les kilomètres qui présentent une probabilité de défaillance qui dépasse le seuil toléré selon la zone.
- réparer les défauts nécessaires de manière à ramener la probabilité de défaillance a une valeur inférieure au seuil toléré.
- La réparation concernera les classes de défauts de forte profondeur en priorité jusqu'aux plus petites.

I.1. Le plan de réparation par la norme PCORRC :

Année	Km	Classe	Nombre de défauts	Nombre de défauts /Année
Année 1	3	C4	1	9
	5	C4	1	
	8	C4	1	
	20	C5	1	
	26	C4	1	
	51	C7	1	
	70	C7	3	

Année	Km	Classe	Nombre de défaut	Nombre de défaut /Année
Année 2	48	C6	1	22
	52	C6	1	
	53	C6	1	
	68	C7	1	
	70	C7	9	
	71	C7	4	
	72	C7	5	
Année 3	5	C3	2	7
	68	C7	1	
	69	C7	1	
	70	C7	1	
	71	C7	1	
	72	C7	1	
Année 4	1	C3	1	53
	3	C3	1	
	4	C3	1	
	5	C3	1	
	11	C3	1	
	13	C3	1	
	17	C3	1	
	22	C3	1	
	45	C5	1	
	46	C5	1	
	49	C5	1	
	53	C5	1	
	68	C6	11	
	69	C6	1	
	70	C6	17	
	71	C6	11	
72	C6	1		
Année 5	1	C2	6	60
	4	C2	2	
	12	C2	4	
	20	C2	5	
	21	C2	5	
	22	C2	1	
	25	C2	1	
	26	C2	2	
	59	C6	3	
	63	C6	1	
	64	C6	4	
	68	C6	5	
	69	C6	5	
	70	C6	5	
	71	C6	5	

	72	C6	5	
	76	C6	1	

Tableau IV.3: plan de réparation des 5 ans par la norme PCORRC.

- Selon la norme PCORRC, le nombre de réparations pendant 5 années est **151**.

I.2. Plan de réparation par la norme DNV-RP-F101 :

Année	Km	classe	Nombre de défauts	Nombre de défauts /Année
Année 1	3	C4	1	12
	5	C4	1	
	8	C4	1	
	20	C5	1	
	26	C4	1	
	48	C6	1	
	51	C7	1	
	52	C6	1	
	53	C6	1	
70	C7	3		
Année 2	5	C3	2	17
	70	C7	8	
	71	C7	3	
Année 3	1	C3	1	21
	3	C3	1	
	4	C3	1	
	5	C3	1	
	11	C3	1	
	13	C3	1	
	17	C3	1	
	22	C3	1	
	45	C5	1	
	46	C5	1	
	49	C5	1	
	53	C5	1	
	68	C7	2	
	69	C7	1	
70	C7	2		
71	C7	2		
72	C7	2		
Année 4	1	C2	4	39
	12	C2	2	
	20	C2	3	
	21	C2	3	
	68	C6	7	
	70	C6	13	
	71	C6	7	

Année 5	1	C2	4	76
	2	C2	1	
	3	C2	1	
	4	C2	4	
	8	C2	1	
	12	C2	4	
	15	C2	1	
	16	C2	2	
	20	C2	4	
	21	C2	4	
	22	C2	3	
	24	C2	1	
	25	C2	3	
	26	C2	4	
	59	C6	2	
	64	C6	3	
	68	C6	8	
	69	C6	5	
	70	C6	8	
	71	C6	8	
72	C6	5		

Tableau IV.4 : Plan de réparation des 5 ans par la norme DNV-RP-F101.

- Selon la norme DNV-RP-F101 Le nombre de réparations pendant 5 années est **165**.

I.3. Plan de réparation par la norme FINET FSS :

Année	Km	classe	Nombre de défauts	Nombre de défauts /Année
Année 1	3	C4	1	9
	5	C4	1	
	8	C4	1	
	20	C5	1	
	26	C4	1	
	48	C6	1	
	51	C7	1	
	52	C6	1	
	53	C6	1	
Année 2	70	C7	10	15
	71	C7	2	
	72	C7	3	
Année 3	5	C3	1	13
	68	C7	2	
	69	C7	1	
	70	C7	3	
	71	C7	3	
	72	C7	3	

Année 4	1	C3	1	17
	3	C3	1	
	4	C3	1	
	5	C3	2	
	11	C3	1	
	13	C3	1	
	17	C3	1	
	22	C3	1	
	45	C5	1	
	46	C5	1	
	49	C5	1	
	53	C5	1	
	70	C6	4	
Année 5	64	C6	1	48
	68	C7	13	
	69	C6	3	
	70	C6	15	
	71	C6	13	
	72	C6	3	

Tableau IV.6 : Plan de réparation des 5 ans par la norme **FINET FSS**.

- Selon la norme **FITNET FSS** Le nombre de réparations pendant 5 années est **102**.

Exemple sur la méthode de réparation :

- Réparation de **kilomètre 11** de la 3^{ème} année par la norme **DNV-RP-F101** :

Kilomètre	Classe	Nombre de défauts réparés par classe	Nombre de défauts réparés par km
11	C3	1	1

Avec : **C3= [2,077 :2,626]**

La probabilité de défaillance avant la réparation : $P_{f\ Km}^{(11)}(3) = 2,30.10^{-3} > 1.10^{-3}$.

Un extrait des données de l'inspection concerne le kilomètre 11 montré ci-dessous

distance [m]	Epaisseur [mm]	Profondeur [mm]	Longueur [mm]	Largeur [mm]	Position angulaire [°]	Type
10073,8	9,2	1,4	25	16	212	ext.
10638,05	9,2	1,2	307	470	260	ext.
10648,39	8,8	2,6	305	381	91	ext.
10864,03	9	1,4	452	113	203	ext.

Donc, on répare le défaut appartient à la **classe 3** qui se situé dans le **Pk (10648.39 m)** .La probabilité de défaillance après la réparation : $P_{f\ Km}^{(11)}(3) = 1,45.10^{-6} < 1E-3$.

K. Comparaison entre les 3 normes suivant le nombre de réparations en fonction de temps :

Après l'arrangement de nombre de défauts de corrosion à réparer pour chaque année suivant les trois normes, on le représente dans le graphe suivant :

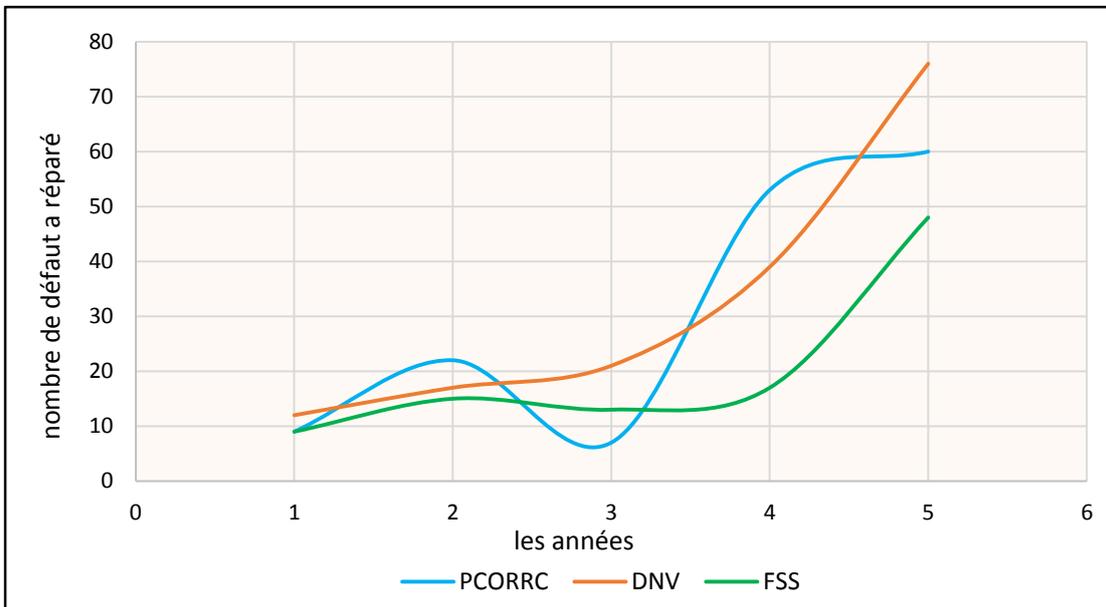


Fig. IV.44 : l'évolution de nombre de défauts à réparer selon les trois normes.

On représente le nombre total de défauts de corrosion à réparer suivant les trois normes dans le graphe suivant :

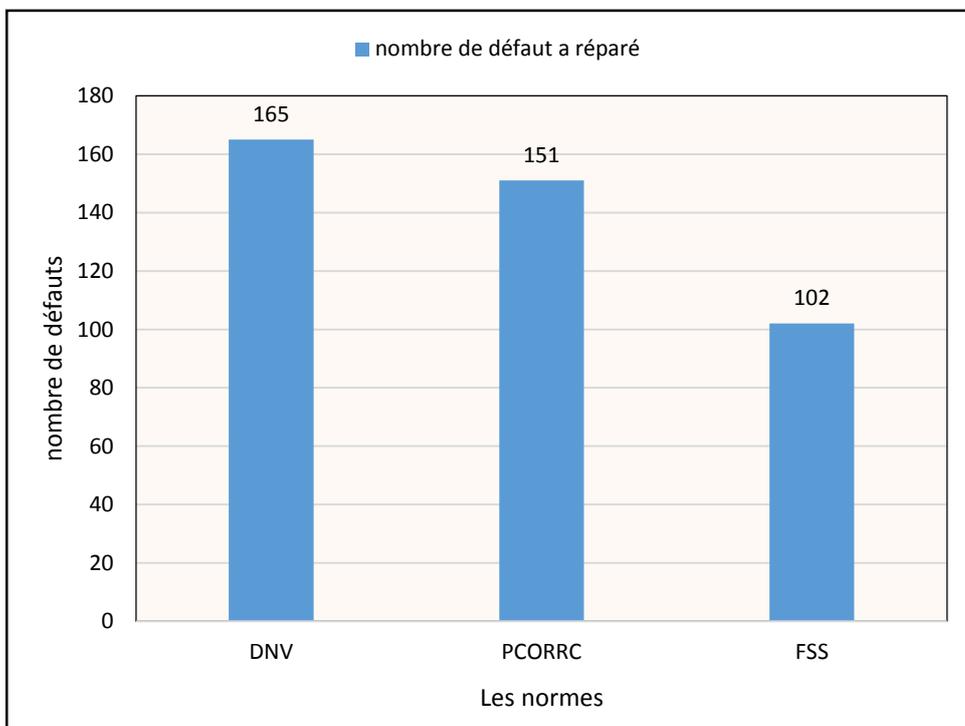


Fig. IV.45 : le nombre total des défauts à réparer selon les trois normes après 5 ans.

Interprétation de graphes :

- D'après les courbes, nous avons remarqué que la norme **DNV** a une politique de réparation plus agressive dans l'ensemble à celle de **PCORRC** et **Fitnet FSS**, cela est dû à son conservatisme. Par contre, la norme **PCORRC** a donné un nombre de réparations dans la 2ème année supérieure aux normes (**DNV** et **Fitnet FSS**), ce qui entraîne une chute de nombre de réparation dans l'année suivante. D'autre part, la politique de réparation de la norme **FSS** est moins importante ceci s'explique par une sous-estimation de la probabilité de défaillance comparé à la **DNV**.
- À la lumière des résultats présentés dans l'histogramme de comparaison de nombre de réparation ci-dessus, le nombre de réparations obtenues par les trois normes est raisonnable puisqu'ils sont autour d'environ **150** défauts à réparer.

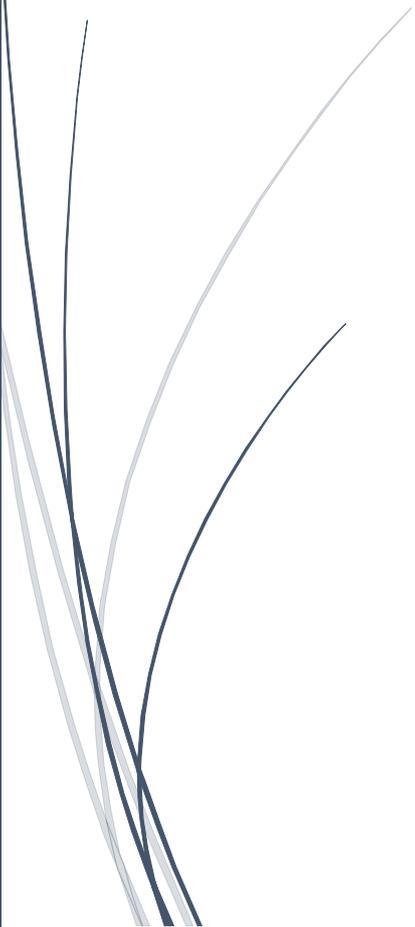
Conclusion

L'usage de la simulation de Monte Carlo dans le but de l'évaluation du risque d'éclatement sur l'oléoduc OH2 et la planification des réparations, nous a permis de constater que le nombre des défauts à réparer suivant les trois normes **PCORRC**, **Fitnet FSS** et **DNV** était autour de 4,7% du nombre total des défauts détecté par l'outil intelligent. Si nous nous basons sur un aspect purement économique, nous recommanderions l'adoption de norme **Fitnet FSS** pour l'établissement du planning de maintenance vu que le cout de réparation engendré serait le plus faible.

A dark blue vertical bar on the left side of the page, with a blue arrow pointing right towards the chapter title.

Chapitre V

*Modes d'intervention sur
un pipeline corrodé*

A decorative graphic in the bottom-left corner consisting of several thin, curved lines in shades of blue and grey, resembling stylized grass or reeds.

Introduction :

Le but d'une intervention sur pipeline est la remise en état d'une canalisation ayant subi des dommages suite à un incident (fuite ou éclatement). Étant donné que les fuites ou les éclatements peuvent être assimilés à des pannes, nous pouvons donc caractériser une intervention comme étant une action de maintenance curative spécifique aux pipelines.

Le caractère imprévu de l'incident peut entraîner une perturbation plus ou moins importante du processus d'exploitation de l'ouvrage ainsi qu'un état général d'insécurité et de pollution de l'environnement qui ne doit évidemment pas perdurer.

À partir de moyens matériels adéquats et d'une technicité professionnelle suffisante, une intervention pourra alors être performante si nous arrivons à conjuguer étroitement les quatre paramètres suivants :

- Sécurité maximum durant l'intervention.
- Organisation stricte du travail.
- Rigueur dans l'observation des normes et des règles de l'art.
- Temps géré avec précision.

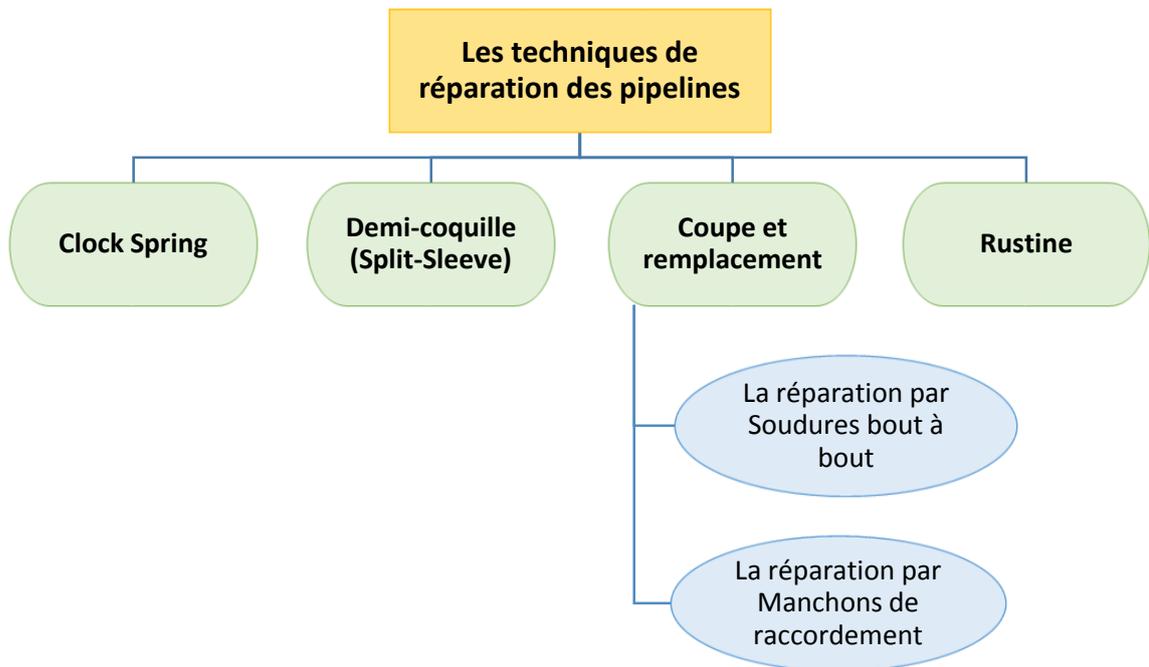


Fig.V.1 : Organigramme des modes de réparation des pipelines corrodés

VI.1. Techniques de réparation [18]

Avant de procéder à une réparation, il est impératif de faire une classification sommaire des défauts afin de pouvoir prendre une décision sur l'une des techniques de réparation suivantes :

- Réparation par demi-coquille.
- Réparation par Clock Spring.
- Réparation par coupe et remplacement.
- Réparation par rustine.

VI.1.1. Réparation par demi-coquille (Split-Sleeve)

Leur dénomination en anglais est **Split-Sleeve**, elles sont utilisées pour la réparation des fuites liquides, la mise en place de ces dernières sur le pipeline est facile, mais nécessite souvent un moyen de manutention pour les gros diamètres. Elles sont efficaces en qualité d'étanchéité des fuites et donnent la possibilité de réparation de ces dernières en charge (sans arrêt d'exploitation).



Fig.V.2 : L'installation de demi-coquille

A. La procédure de l'installation de demi-coquille

1. Il faut préparer le pipeline avant de poser l'appareillage. On enlève soigneusement le revêtement, la rouille et la calamine sur toute la surface où le joint du Split-Sleeve sera en contact avec le pipeline.
2. On repère la position où on va placer le manchon de manière à ce qu'il soit bien centré par rapport à la fuite ou à la zone endommagée de la canalisation.
3. On installe alors le manchon en prenant soin de ne pas endommager le joint ou le couvre-joint s'il existe.
4. Il faut s'arranger également pour ne pas devoir faire glisser ou pivoter le manchon une fois celui-ci posé sur le pipeline.

5. Si les deux demi-coquilles sont correctement assemblées, on procède au serrage uniforme des écrous. Le meilleur résultat est obtenu lorsqu'on maintient un jeu égal entre les deux demi-coquilles et le pipeline pendant l'opération de serrage.
6. On vérifie que le couple de serrage de chaque écrou est bien celui recommandé par le fournisseur de manchon.
7. On procède à la soudure en charge des demi-coquilles quand le serrage est réglé.

B. Les conditions de l'installation de demi-coquille

1. À cause de procédure de soudage durant de l'installation de demi-coquille, la nouvelle épaisseur t' de pipeline au moment du soudage doit être supérieure à l'épaisseur limite qui dépend de caractéristique géométrique de pipeline et de condition de l'exploitation (P_{op}): $t' > t_{lim}$

Suivant la loi de **Barlow**, l'épaisseur limite d'un pipeline est :

$$t_{lim} = \frac{P_{op} D}{2\sigma_e K_s}$$

2. l'opération de soudage doit être faite au cours de l'exploitation pour refroidir l'endroit qui est au cours de soudage.

VI.1.2. Réparation par CLOCK SPRING ^[19]

Le CLOCK SPRING est un système en matériau composite développé à partir de fibre de verre et de résine de polyester. Les fibres de verre dans le composite sont continués et alignés en parallèle à la circonférence de la canalisation assurant ainsi une résistance supérieure à la contrainte radiale de la canalisation sur lequel le produit est appliqué.

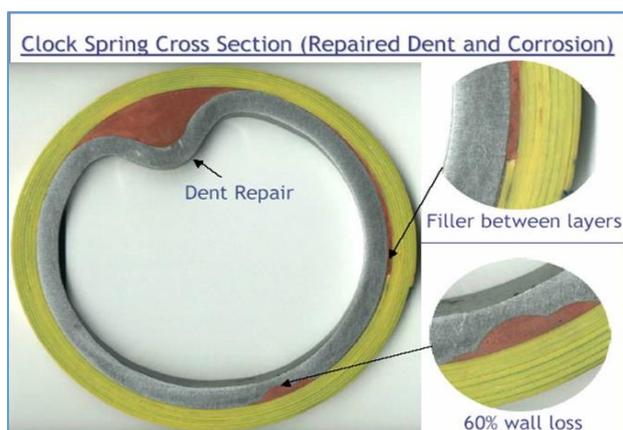


Fig. V.3.a : Une coupe transversale d'une conduite réparée par CLOCK SPRING.



Fig. V.3.b : Une conduite réparée par des CLOCK SPRING.

Le CLOCK SPRING (**CS100**) se présente sous forme de rouleau précontraint en plusieurs couches (huit couches). Cette forme crée une mémoire matricielle qui permet au (CLOCK SPRING) d'être posé et enroulé fortement sur tous les pipelines de diamètre compris entre 4" et 56".



Fig. VI.4 : Un rouleau de CLOCK SPRING

Un mastic (**CS100**) spécialement utilisé pour le remplissage des crevasses des parties corrodées ainsi qu'au niveau des soudures longitudinales ou spirales des tubes afin qu'aucun vide ne puisse être laissé entre le rouleau CLOCK SPRING et surface du tube lors de son application.



Fig. V.5 : La pose d'un mastic sur les crevasses ou les soudures.

Un adhésif (**CS300**) utilisé pour l'adhésion du rouleau CLOCK SPRING à la canalisation et des différentes couches entre elles.



Fig. V.6 : L'adhésif utilisé entre les couches du rouleau.

La procédure de réparation par le composite CLOCK SPRING offre des avantages potentiels parmi lesquels :

- Réparation en change sans arrêt d'exploitation.
- Facile à appliquer (duré d'application environs 20 min).
- Réparation en sécurité (pas de soudure).
- Peu de moyen matériel et personnel pour appliquer le CLOCK SPRING.

VI.1.3. Coupe et remplacement

Cette technique comporte deux méthodes qui sont :

- La réparation par « **Soudures bout à bout** ».
- La réparation par « **Manchons de raccordement en acier** ».

VI.1.3.1 : La réparation par Soudures bout à bout

Ces travaux sont délicats, on doit les réaliser en toute sécurité et soins pour éviter leurs conséquences néfastes.

La méthode de soudure bout à bout contient deux variantes qui sont :

A. Le raccordement par manchette ajusté

Cette méthode est surtout utilisée lors du remplacement de tronçon de canalisation assez court et lorsqu'il n'y a pas de difficultés majeures à obtenir un bon alignement. Dans ces conditions, elle permet de gagner du temps en limitant les terrassements. Il y a pourtant un inconvénient de taille, il faut pouvoir réunir les conditions suffisantes pour réaliser presque simultanément deux soudures de raccordement en tenant compte de la dilatation ou du retrait suivant le moment de la journée ou la saison. Pour pallier cette difficulté, il ne faut pas perdre du temps lors, de la coupe finale et de la mise en place de la manchette de raccordement.

B. Le raccordement par chevauchement

On adopte la méthode du chevauchement lorsqu'il y a des problèmes d'alignement, qu'existent la possibilité et les moyens de faire beaucoup de terrassements et qu'on dispose suffisamment de pipe pour la manutention.

On procède alors à la coupe à chaud en prenant des précautions. Une fois la coupe terminée, on réaligne les tronçons de pipe en jouant sur la flexibilité de pipe et on effectue l'ajustement avec un collier de raccordement extérieur, et on fait la soudure de raccordement.

VI.1.3.2 : La réparation par Manchons de raccordement en acier :

Cette technique est largement utilisée à titre définitif dans des pays comme les États-Unis ou Canada, car elle enregistre un gain important de temps sur la durée d'indisponibilité de l'ouvrage.

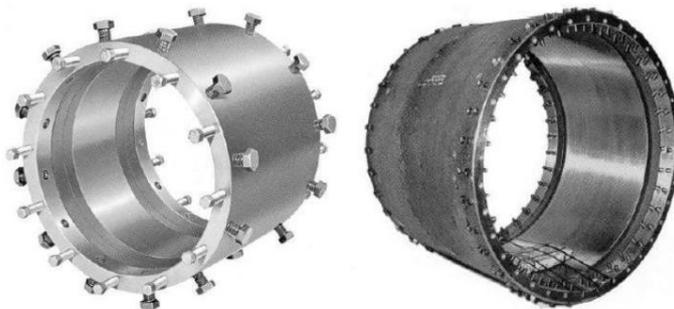


Fig.V.7 : Manchons de raccordement.

VI.1.4. Réparation par rustine :

Avant de procéder à la mise en place de la rustine et lorsque c'est possible, dans le cas d'une fuite sur corrosion isolée en cratère par exemple, on réalise un colmatage grossier et provisoire. Pour cela, on introduit dans l'orifice de la fuite un bouchon en bois qu'on appelle « **Pinoche** » et qui permet de stopper l'écoulement du produit. On utilise généralement du hêtre ou de l'olivier pour confectionner ces bouchons. Ces essences de bois sont suffisamment

dures, gonflent au contact du brut et ne se cassent pas lors de leur mise en place. Quoiqu'en apparence un peu archaïque cette opération se révèle cependant souvent très efficace, simple et économique par rapport aux appareillages qui existent. Elle est toutefois un peu délicat et nécessite de l'habileté et de l'expérience, car au moment de la mise en place du bouchon on est presque toujours gêné par le jet de brut en pulvérisation. Il faut donc être rapide et précis.

Après l'avoir bien enfoncé, on arase sa tête du bouchon à l'aide d'une lame de scie à métaux. On est alors à l'aise pour entamer la mise en place de l'appareillage complet de la rustine.



Fig.V.8 : L'installation d'une rustine

L'ensemble de réparation se compose de trois parties :

- Un cerceau en demi-cercle, de 10 à 15 cm de large formant demi-collier découpé dans un tube de même diamètre que le pipeline et sur lequel on a soudé des tiges filetées d'une longueur égale au rayon de la canalisation augmentée de vingt centimètres environ, en acier avec écrous et rondelles plates.
- Une barre étrier en acier composé de deux morceaux de profilé soudé entre eux, échancré aux extrémités, percé au centre et sur laquelle on a soudé un écrou recevant une vis servant de positionneur qu'on appelle « **toquio** » de diamètre 24 mm.
- Une calotte métallique ovale appelée « **rustine** » ou « patch » découpée dans un tube de même diamètre que le pipeline et sur laquelle, au centre, on a soudé une entretoise cylindrique d'environ 2 cm d'épaisseur alésée sur 1 cm à 26 mm de diamètre. Cette pièce sert de guide à la vis positionneur. Sur la face interne de la rustine et jusqu'à 2 cm du bord, on a collé un joint en néoprène.

Conclusion générale

Au cours de temps, les canalisations de pétrole et de gaz vieillissent et se détériorent ce qui réduit la capacité transportée et augmente le coût de transport. Parmi les causes major de cette détérioration en trouve la corrosion (interne et externe) qui est un phénomène dynamique, complexe et aléatoire.

Dans l'esprit d'une exploitation rationnelle des pipelines, un suivi de ces ouvrages devient essentiel pour faciliter la prise de décision. Dans le cadre de corrosion, ce suivi se fait par l'opération d'inspection en ligne par l'envoi des outils intelligent (MFL et UT). Ces outils permettant le recueil d'informations importantes dans l'analyse future de l'état de dégradation de ces ouvrages pour prévoir des actions préventives, minimiser le cout de manque à gagner des arrêts intempestifs et les dégâts causés à l'environnement.

Pendant, vu que les opérations d'inspection en ligne coûtent cher et leur programmation doit se faire en tenant compte des ressources disponibles le plus souvent limitées, de nombreux pipelines n'ont fait l'objet que d'une seule inspection durant toute la période de leur exploitation.

Dans notre travail qui concerne l'étude de risque d'éclatement d'un pipeline corrodé sur la base d'une seule inspection, nous avons adopté deux visions, l'une déterministes pour l'évaluation qualitative en se basant sur les deux critères (critère de pression et critère de la perte de métal limite) par l'usage des normes suivantes (**DNV RP-F101**, **Shell**, **Fitnet FSS** et **PCORRC**), et l'autre probabiliste pour une évaluation quantitative en utilisant la simulation de Monte-Carlo (**MCS**) par l'application des mêmes normes.

Nous avons constaté par l'utilisation de l'approche déterministe sur l'OH2 pour l'évaluation de nocivité des défauts de corrosion que la norme **Shell** est la plus conservatrice quelque soit la longueur du défaut, puis la norme **Fitnet FSS** pour des défauts de longueurs inférieurs à 255 mm et **DNV** pour les défauts de longueur supérieure à 255 mm. Parmi les inconvénients de l'approche déterministe est qu'elle ne prend pas en considération l'effet d'interaction des défauts et leurs concentrations sur la résistance de la conduit, ce qui en résulte une sous-estimation et un manque d'information sur l'état réel de la canalisation, ajoutant à cela le fait qu'elle ne prend pas en considération le caractère aléatoire des paramètres d'entrées.

A la lumière des résultats obtenus dans notre étude, nous pouvons noter que la simulation de **Monte-Carlo** nous a permis non seulement de quantifier la probabilité de défaillance par kilomètre d'un pipeline corrodé est son évolution en fonction du temps sur la base d'une seule inspection, mais également la prise en compte des incertitudes sur les dimension des pertes de métal causé par la corrosion (défauts) ainsi que les tolérances de fabrication des conduites. Cette démarche a permis de mettre en évidence les défauts de corrosion à haut risque de défaillance. Ainsi que le suivi de l'évolution des potentiels défauts

qui ne présentent pas de danger du fait de leurs faibles probabilités de défaillance au moment de l'inspection, mais susceptible de menacer l'intégrité de la ligne en fonction de temps. Elle permet également d'obtenir une valeur chiffrée du niveau de fiabilité du pipeline au moment de l'inspection ainsi qu'avant et après toute réparation. Elle constitue de ce fait un bon outil de suivi et d'aide à la décision en vue d'une planification optimale des opérations d'inspection et de réhabilitations.

L'application de cette démarche à la ligne OH2. C'est avéré particulièrement intéressant, bien qu'elle présente un inconvénient majeur lié à ce type d'approche, puisque la quantité de l'estimation de la probabilité dépend en grande partie du volume de données générées.

Enfin, pour un aspect purement économique, nous recommanderions l'adoption de la norme Fitnet FSS pour l'établissement du planning de maintenance vu que le coût de réparation engendré serait le plus faible.

Bibliographie

- [1] : **K.YOUNSI** - Cours réhabilitation des pipelines - FHC 2015-2016.
- [2] : **M.TIKOBAINI** – Cours de Control et Monitoring – FHC 2015-2016.
- [3] : **B. GROSGOGEAT, P. COLON** - Cours de corrosion – Ecole national supérieur des industries textiles de Mulhouse (ENSITM).
- [4] : **B.GROSGOGEAT, P.COLON** – Société Francophone de Biomatériaux Dentaire (2009-2010).
- [5] : **S.BENSAADA** – Corrosion et protection – 28 Octobre 2010.
- [6] : **Djamel BOUZIDI** - Corrosion et protection cathodique des conduites souterraines – Montréal - le 30 Mars 2011.
- [7] : **S.DUANE , Cronin** - Assesment of corrosion defect in pipelines – Waterloo, Canada. 2000 .
- [8] : **G.QIAN , M.NIFFENEGGER** – Probabilistic analysis of pipelines with corrosion defect by using Fitnet FS – corrosion science 53 (2001) 855-861.
- [9] : **J.C.VELASQUEZ , FIALEYO** – Probabilistic analysis of different methods used to compute the failure pressure of corroded steel pipelines – int.j.electrochem.sci , vol 8(2013).
- [10] : **O.CRONVALL** – Structurel lifetime, reliability and analysis approaches for power plant components and systems.
- [11] : **R.PUILLOT** – Caractérisation d’une loi de distribution d’une variable entrant dans un modèle d’analyse de risqué probabiliste – Epidémiol et santé anim , 2002,41;113-143.
- [12] : **M.LECCHI** - Evaluation of predictive assesment reliability on corroded transmtion pipelines - journal of natural gas science and engineering 3 (2001) ; 633-641.
- [13] : **Jiao G, Sotberg T, Igland RT. SUPERB** - Statistical data-basic uncertainty measures for reliability analysis of offshore pipelines. SUPERB Project Rep 1995.
- [14] : **Shu-Rong Yu, Hai-Long Zeng, Jian-Hua Li, Rui Liang** - Research Paper 2009 Elsevier, Predicting corrosion remaining life of underground pipelines with a mechanically-based probabilistic model, Journal of Petroleum Science and Engineering 65 (2009) 162–166.
- [15] : **Stephens DR** - An alternative approach to assess the integrity of corroded line pipe part II: alternative criterion. In: Proceedings of the 7th international offshore and polar engineering conference 1997. p. 635e40.
- [16] : **A.P. Teixeira, C. Guedes Soares, T.A. Netto, S.F. Estefen** - Reliability of pipelines with corrosion defects - International Journal of Pressure Vessels and Piping 85 (2008) 228–237.
-

[17] : J.C. Velazquez1, F. Caleyó, J.M. Hallen, O. Romero-Mercado, H. Herrera-Hernández - Probabilistic Analysis of Different Methods Used to Compute the Failure Pressure of Corroded steel Pipelines - International Journal of Electrochemical Science- Int. J. Electrochem. Sci., 8 (2013) 11356 – 11370.

[18] : Ahmed MOKHTARI - Essai de l'intervention sur pipeline : méthodes, procédures et moyens, SONATRACH / TRC / RTC Bejaia ;, (2003).

[19] : ANDREW J.PATRIK - Permanent repairs using patented advanced composite technology ; - <http://www.clockspring.com>.

Annexe 1

	Km N° dci	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
classe1	1,25428571	6	2	9	10	6	8	3	4	1	1	3	7	1	0	6	2	6	3	5	7
classe2	1,80285714	9	2	2	5	1	0	0	2	0	0	0	7	1	1	2	3	1	1	0	8
classe3	2,35142857	1	0	1	1	3	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0
classe4	2,9	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
classe5	3,44857143	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
classe6	3,99714286	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
classe7	4,54571429	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Somme		16	4	13	16	11	8	3	7	1	1	4	14	3	1	8	5	8	4	5	16

	Km N° dci	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
classe1	1,25428571	13	4	1	5	1	16	5	1	2	7	3	2	1	4	5	4	1	0	2	2
classe2	1,80285714	8	4	0	2	4	5	9	4	4	5	8	0	3	5	3	1	2	3	4	11
classe3	2,35142857	0	1	0	0	0	0	2	1	0	0	1	0	1	3	1	0	1	1	0	0
classe4	2,9	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
classe5	3,44857143	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
classe6	3,99714286	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
classe7	4,54571429	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Somme		21	9	1	7	5	22	16	6	6	12	13	2	5	12	10	5	4	4	6	13

	Km N° dci	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
classe1	1,25428571	9	1	2	1	9	7	5	13	6	16	17	19	16	7	5	11	18	11	19	11
classe2	1,80285714	3	4	2	5	11	7	5	15	7	5	21	17	15	10	3	5	18	4	36	8
classe3	2,35142857	0	0	0	0	1	3	0	7	1	1	6	4	4	2	2	1	4	0	7	1
classe4	2,9	0	0	0	0	1	0	0	1	0	2	0	1	0	2	0	1	1	1	2	0
classe5	3,44857143	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	0	0	1	1	0	0	0	0	5	0
classe6	3,99714286	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	4	0
classe7	4,54571429	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Somme		12	5	4	6	23	18	10	37	15	24	45	42	37	22	10	18	41	16	73	20

Tableau 1 : Le nombre de défaut dans chaque classe pour chaque kilomètre.

	Km N°		61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80
	dci																					
classe1	1,25428571		7	3	12	15	31	4	6	36	49	31	15	20	5	2	10	9	0	0	2	2
classe2	1,80285714		13	10	9	28	45	10	9	101	88	104	71	50	22	8	22	25	0	3	12	7
classe3	2,35142857		5	3	2	25	10	0	1	39	49	67	47	46	9	7	14	13	0	2	1	0
classe4	2,9		0	0	0	12	1	0	1	19	20	20	15	14	0	2	7	3	1	0	0	1
classe5	3,44857143		0	0	2	4	1	0	0	19	19	19	14	12	1	0	3	5	0	0	0	0
classe6	3,99714286		0	0	2	5	0	0	0	17	7	23	17	7	0	0	1	2	0	0	0	0
classe7	4,54571429		0	0	0	0	0	0	0	2	1	13	5	6	0	0	0	0	0	0	0	0
Somme			25	16	27	89	88	14	17	233	233	277	184	155	37	19	57	57	1	5	15	10

	Km N°		81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
	dci																					
classe1	1,25428571		1	3	2	2	2	1	6	9	5	8	1	0	1	3	15	10	9	3	4	0
classe2	1,80285714		9	9	2	7	11	1	20	27	16	14	10	10	3	6	35	22	29	5	12	8
classe3	2,35142857		3	3	3	2	0	0	9	4	3	4	5	6	6	5	12	6	8	3	6	5
classe4	2,9		1	1	0	0	0	0	4	0	1	1	0	3	7	3	2	3	1	1	2	4
classe5	3,44857143		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	2
classe6	3,99714286		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1	1
classe7	4,54571429		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Somme			14	16	7	11	13	2	39	40	25	27	17	21	17	17	65	42	47	13	25	20

	Km N°		101	102	103	104	105	106	107
	dci								
classe1	1,25428571		0	0	4	4	4	3	1
classe2	1,80285714		8	2	16	0	12	7	1
classe3	2,35142857		4	5	17	0	9	0	0
classe4	2,9		5	0	2	0	0	0	0
classe5	3,44857143		2	0	0	0	1	0	0
classe6	3,99714286		1	0	0	0	0	0	0
classe7	4,54571429		0	0	0	0	0	0	0
Somme			20	7	39	4	26	10	2

Tableau 1 : Le nombre de défaut dans chaque classe pour chaque kilomètre.

Annexe 2

	Risque année 1	Risque année 2	Risque année 3	Risque année 4	Risque année 5
Classe 1	0,00E+00	0,00E+00	4,96E-07	1,49E-06	9,92E-06
Classe 2	1,49E-06	8,43E-06	3,72E-05	1,79E-04	8,09E-04
Classe 3	1,60E-04	6,53E-04	2,30E-03	7,07E-03	1,91E-02
Classe 4	6,76E-03	1,81E-02	4,31E-02	8,92E-02	1,63E-01
Classe 5	9,17E-02	1,70E-01	2,78E-01	4,09E-01	5,46E-01
Classe 6	4,28E-01	5,74E-01	7,07E-01	8,13E-01	8,88E-01
Classe 7	8,34E-01	9,08E-01	9,53E-01	9,75E-01	9,90E-01
Tronçon 1 (Pop = 65 bars)					

	Risque année 1	Risque année 2	Risque année 3	Risque année 4	Risque année 5
Classe 1	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 2	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 3	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	4,96E-07	3,47E-06
Classe 4	4,96E-07	2,98E-06	1,54E-05	9,98E-05	4,11E-04
Classe 5	6,75E-05	3,26E-04	1,32E-03	4,42E-03	1,30E-02
Classe 6	4,24E-03	1,23E-02	3,16E-02	6,98E-02	1,35E-01
Classe 7	7,25E-02	1,41E-01	2,43E-01	3,70E-01	5,09E-01
Tronçon 2 (Pop = 49,25 bars)					

	Risque année 1	Risque année 2	Risque année 3	Risque année 4	Risque année 5
Classe 1	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 2	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 3	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 4	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 5	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	3,97E-06
Classe 6	0,00E+00	3,47E-06	1,39E-05	9,57E-05	4,23E-04
Classe 7	9,94E-05	3,68E-04	1,42E-03	4,71E-03	1,38E-02
Tronçon 3 (Pop = 33,5 bars)					

	Risque année 1	Risque année 2	Risque année 3	Risque année 4	Risque année 5
Classe 1	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 2	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 3	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 4	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 5	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 6	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 7	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	7,44E-06
Tronçon 4 (Pop = 17,75 bars)					

Tableau 1 : La probabilité de défaillance ($P_f(i, \tau)$) pour chaque classe en fonction des années suivant la norme DNV

	Risque année 1	Risque année 2	Risque année 3	Risque année 4	Risque année 5
Classe 1	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	4,96E-07	1,98E-06
Classe 2	4,96E-07	1,49E-06	1,09E-05	5,85E-05	2,92E-04
Classe 3	2,93E-05	1,63E-04	7,75E-04	2,96E-03	9,51E-03
Classe 4	2,09E-03	7,14E-03	2,08E-02	5,12E-02	1,07E-01
Classe 5	4,32E-02	9,62E-02	1,84E-01	3,05E-01	4,47E-01
Classe 6	2,89E-01	4,41E-01	5,96E-01	7,32E-01	8,35E-01
Classe 7	7,28E-01	8,43E-01	9,17E-01	9,60E-01	9,81E-01
Tronçon 1 (Pop = 65 bars)					

	Risque année 1	Risque année 2	Risque année 3	Risque année 4	Risque année 5
Classe 1	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 2	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 3	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	4,96E-07	2,48E-06
Classe 4	0,00E+00	1,49E-06	1,09E-05	4,14E-05	3,51E-04
Classe 5	3,37E-05	2,03E-04	9,63E-04	3,60E-03	1,16E-02
Classe 6	2,66E-06	8,99E-03	2,60E-02	6,18E-02	1,26E-01
Classe 7	5,42E-02	1,17E-01	2,17E-01	3,49E-01	4,95E-01
Tronçon 2 (Pop = 49,25 bars)					

	Risque année 1	Risque année 2	Risque année 3	Risque année 4	Risque année 5
Classe 1	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 2	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 3	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 4	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 5	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	4,96E-07	6,94E-06
Classe 6	0,00E+00	4,96E-06	2,18E-05	1,44E-04	6,74E-04
Classe 7	9,97E-05	4,93E-04	2,00E-03	6,71E-03	1,95E-02
Tronçon 3 (Pop = 33,5 bars)					

	Risque année 1	Risque année 2	Risque année 3	Risque année 4	Risque année 5
Classe 1	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 2	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 3	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 4	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 5	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 6	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 7	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	4,96E-06	2,33E-05
Tronçon 4 (Pop = 17,75 bars)					

Tableau 2 : La probabilité de défaillance ($P_f(i, \tau)$) pour chaque classe en fonction des années des années suivant la norme PCORRC.

	Risque année 1	Risque année 2	Risque année 3	Risque année 4	Risque année 5
Classe 1	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	4,96E-07	4,96E-07
Classe 2	0,00E+00	4,96E-07	3,47E-06	1,59E-05	9,38E-05
Classe 3	1,64E-05	8,33E-05	3,41E-04	1,32E-03	4,11E-03
Classe 4	1,42E-03	4,33E-03	1,19E-02	2,93E-02	6,25E-02
Classe 5	3,35E-02	7,05E-02	1,32E-01	2,23E-01	3,37E-01
Classe 6	2,52E-01	3,77E-01	5,14E-01	6,45E-01	7,56E-01
Classe 7	6,92E-01	8,02E-01	8,82E-01	9,34E-01	9,65E-01
Tronçon 1 (Pop = 65 bars)					

	Risque année 1	Risque année 2	Risque année 3	Risque année 4	Risque année 5
Classe 1	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 2	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 3	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	4,96E-07
Classe 4	0,00E+00	4,96E-07	4,46E-06	2,13E-05	1,23E-04
Classe 5	2,08E-05	1,11E-04	4,67E-04	1,74E-03	5,45E-03
Classe 6	1,94E-03	5,86E-03	1,58E-02	3,78E-02	7,86E-02
Classe 7	4,41E-02	9,00E-02	1,64E-01	2,66E-01	3,90E-01
Tronçon 2 (Pop = 49,25 bars)					

	Risque année 1	Risque année 2	Risque année 3	Risque année 4	Risque année 5
Classe 1	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 2	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 3	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 4	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 5	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	4,96E-07
Classe 6	0,00E+00	1,98E-06	9,42E-06	5,11E-05	2,45E-04
Classe 7	5,75E-05	2,49E-04	9,51E-04	3,17E-03	9,45E-03
Tronçon 3 (Pop = 33,5 bars)					

	Risque année 1	Risque année 2	Risque année 3	Risque année 4	Risque année 5
Classe 1	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 2	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 3	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 4	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 5	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 6	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Classe 7	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	5,95E-06
Tronçon 4 (Pop = 17,75 bars)					

Tableau 3 : La probabilité de défaillance ($P_f(i, \tau)$) pour chaque classe en fonction des années des années suivant la norme FSS.

Annexe 3

Kilomètre	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Année 1	1,74E-04	2,98E-06	6,93E-03	1,68E-04	7,24E-03	0,00E+00	0,00E+00	6,77E-03	0,00E+00	0,00E+00	1,60E-04	1,04E-05	1,62E-04	1,49E-06	2,98E-06
Année 2	7,29E-04	1,69E-05	1,88E-02	6,95E-04	2,01E-02	0,00E+00	0,00E+00	1,81E-02	0,00E+00	0,00E+00	6,53E-04	5,90E-05	6,61E-04	8,43E-06	1,69E-05
Année 3	5,60E-03	1,07E-03	4,54E-02	7,43E-03	5,26E-02	3,96E-03	1,49E-03	4,51E-02	4,96E-04	4,96E-04	3,79E-03	3,73E-03	2,83E-03	3,72E-05	3,05E-03
Année 4	8,67E-03	3,60E-04	9,60E-02	7,97E-03	1,09E-01	1,19E-05	4,46E-06	8,96E-02	1,49E-06	1,49E-06	7,08E-03	1,26E-03	7,25E-03	1,79E-04	3,66E-04
Année 5	2,62E-02	1,64E-03	1,81E-01	2,31E-02	2,11E-01	7,94E-05	2,98E-05	1,65E-01	9,92E-06	9,92E-06	1,91E-02	5,72E-03	1,99E-02	8,09E-04	1,68E-03

Kilomètre	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Année 1	4,46E-06	1,62E-04	1,49E-06	0,00E+00	9,17E-02	1,19E-05	1,66E-04	0,00E+00	2,98E-06	5,95E-06	6,77E-03	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Année 2	2,53E-05	6,61E-04	8,43E-06	0,00E+00	1,70E-01	6,75E-05	6,86E-04	0,00E+00	1,69E-05	3,37E-05	1,82E-02	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Année 3	1,10E-03	5,31E-03	1,52E-03	2,48E-03	2,52E-02	6,72E-03	4,43E-03	4,96E-04	2,55E-03	6,45E-04	5,09E-02	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Année 4	5,39E-04	7,26E-03	1,83E-04	7,44E-06	4,10E-01	1,45E-03	7,79E-03	1,49E-06	3,65E-04	7,16E-04	9,01E-02	9,92E-07	4,96E-07	0,00E+00	0,00E+00
Année 5	2,44E-03	1,99E-02	8,38E-04	4,96E-05	5,49E-01	6,58E-03	2,23E-02	9,92E-06	1,67E-03	3,24E-03	1,67E-01	6,94E-06	3,47E-06	0,00E+00	0,00E+00

Kilomètre	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45
Année 1	4,96E-07	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	4,96E-07	0,00E+00	6,80E-05								
Année 2	2,98E-06	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,98E-06	0,00E+00	3,29E-04								
Année 3	1,54E-05	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,54E-05	0,00E+00	1,34E-03								
Année 4	1,00E-04	0,00E+00	4,96E-07	1,49E-06	1,00E-04	0,00E+00	4,96E-07	4,96E-07	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	4,52E-03
Année 5	4,14E-04	0,00E+00	3,47E-06	1,04E-05	4,14E-04	0,00E+00	3,47E-06	3,47E-06	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,34E-02

Kilomètre	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
Année 1	6,75E-05	0,00E+00	4,24E-03	6,75E-05	9,92E-07	7,25E-02	4,24E-03	4,31E-03	0,00E+00						
Année 2	3,26E-04	0,00E+00	1,24E-02	3,26E-04	5,95E-06	1,41E-01	1,24E-02	1,27E-02	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,39E-05	0,00E+00
Année 3	1,32E-03	0,00E+00	3,16E-02	1,32E-03	3,08E-05	2,43E-01	3,16E-02	3,29E-02	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	5,56E-05	0,00E+00
Année 4	4,42E-03	0,00E+00	6,99E-02	4,42E-03	2,00E-04	3,70E-01	6,99E-02	7,39E-02	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	3,83E-04	0,00E+00
Année 5	1,30E-02	0,00E+00	1,35E-01	1,30E-02	8,25E-04	5,09E-01	1,35E-01	1,46E-01	3,97E-06	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,71E-03	0,00E+00

Tableau 1 : la probabilité de défaillance de chaque kilomètre en fonction des années avant la réparation suivant la norme **DNV**.

Kilomètre	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75
Année 1	0,00E+00	1,99E-04	9,94E-05	1,29E-03	4,97E-04	5,96E-04	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00						
Année 2	0,00E+00	0,00E+00	6,94E-06	1,74E-05	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	7,94E-04	3,92E-04	4,85E-03	1,90E-03	2,23E-03	0,00E+00	0,00E+00	3,47E-06
Année 3	0,00E+00	0,00E+00	2,78E-05	6,94E-05	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	3,08E-03	1,52E-03	1,86E-02	7,32E-03	8,60E-03	0,00E+00	0,00E+00	1,39E-05
Année 4	0,00E+00	0,00E+00	1,91E-04	4,79E-04	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,10E-02	5,38E-03	6,17E-02	2,49E-02	2,86E-02	0,00E+00	0,00E+00	9,57E-05
Année 5	0,00E+00	0,00E+00	8,53E-04	2,13E-03	3,97E-06	0,00E+00	0,00E+00	3,44E-02	1,68E-02	1,73E-01	7,38E-02	8,26E-02	3,97E-06	0,00E+00	4,35E-04

Kilomètre	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
Année 1	0,00E+00														
Année 2	6,94E-06	0,00E+00													
Année 3	2,78E-05	0,00E+00													
Année 4	1,91E-04	0,00E+00													
Année 5	8,65E-04	0,00E+00													

Kilomètre	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105
Année 1	0,00E+00														
Année 2	0,00E+00														
Année 3	0,00E+00														
Année 4	0,00E+00														
Année 5	0,00E+00	7,44E-06	0,00E+00												

Kilomètre	106	107
Année 1	0,00E+00	0,00E+00
Année 2	0,00E+00	0,00E+00
Année 3	0,00E+00	0,00E+00
Année 4	0,00E+00	0,00E+00
Année 5	0,00E+00	0,00E+00

Tableau 1: la probabilité de défaillance de chaque kilomètre en fonction des années avant la réparation suivant la norme **DNV**.

Kilomètre	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Année 1	3,37E-05	9,92E-07	2,12E-03	3,17E-05	2,18E-03	0,00E+00	0,00E+00	2,09E-03	0,00E+00	0,00E+00	2,93E-05	3,47E-06	2,98E-05	4,96E-07	9,92E-07
Année 2	1,76E-04	2,98E-06	7,30E-03	1,70E-04	7,63E-03	0,00E+00	0,00E+00	7,14E-03	0,00E+00	0,00E+00	1,63E-04	1,04E-05	1,64E-04	1,49E-06	2,98E-06
Année 3	8,73E-04	2,18E-05	2,15E-02	8,30E-04	2,30E-02	0,00E+00	0,00E+00	2,08E-02	0,00E+00	0,00E+00	7,75E-04	7,64E-05	7,86E-04	1,09E-05	2,18E-05
Année 4	3,48E-03	1,18E-04	5,41E-02	3,25E-03	5,96E-02	3,97E-06	1,49E-06	5,13E-02	4,96E-07	4,96E-07	2,96E-03	4,13E-04	3,01E-03	5,85E-05	1,20E-04
Année 5	1,21E-02	5,87E-04	1,16E-01	1,10E-02	1,33E-01	1,58E-05	5,94E-06	1,08E-01	1,98E-06	1,98E-06	9,51E-03	2,05E-03	9,80E-03	2,92E-04	5,95E-04

Kilomètre	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Année 1	1,49E-06	2,98E-05	4,96E-07	0,00E+00	4,32E-02	3,97E-06	3,13E-05	0,00E+00	9,92E-07	1,98E-06	2,09E-03	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Année 2	4,46E-06	1,64E-04	1,49E-06	0,00E+00	9,63E-02	1,19E-05	1,69E-04	0,00E+00	2,98E-06	5,95E-06	7,15E-03	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Année 3	3,27E-05	7,86E-04	1,09E-05	0,00E+00	1,84E-01	8,73E-05	8,19E-04	0,00E+00	2,18E-05	4,36E-05	2,08E-02	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Année 4	1,77E-04	3,02E-03	6,00E-05	2,48E-06	3,06E-01	4,75E-04	3,19E-03	4,96E-07	1,20E-04	2,35E-04	5,15E-02	9,92E-07	4,96E-07	0,00E+00	0,00E+00
Année 5	8,79E-04	9,81E-03	2,98E-04	9,90E-06	4,48E-01	2,36E-03	1,07E-02	1,98E-06	5,93E-04	1,17E-03	1,08E-01	4,96E-06	2,48E-06	0,00E+00	0,00E+00

Kilomètre	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45
Année 1	0,00E+00	3,37E-05													
Année 2	1,49E-06	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,49E-06	0,00E+00	2,04E-04								
Année 3	1,09E-05	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,09E-05	0,00E+00	9,74E-04								
Année 4	4,19E-05	0,00E+00	4,96E-07	1,49E-06	4,19E-05	0,00E+00	4,96E-07	4,96E-07	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	3,64E-03
Année 5	3,54E-04	0,00E+00	2,48E-06	7,44E-06	3,54E-04	0,00E+00	2,48E-06	2,48E-06	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,20E-02

Kilomètre	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
Année 1	3,37E-05	0,00E+00	2,66E-06	3,37E-05	0,00E+00	5,42E-02	2,66E-06	3,64E-05	0,00E+00						
Année 2	2,03E-04	0,00E+00	8,99E-03	2,03E-04	2,98E-06	1,17E-01	8,99E-03	9,19E-03	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,98E-05	0,00E+00
Année 3	9,63E-04	0,00E+00	2,60E-02	9,63E-04	2,18E-05	2,17E-01	2,60E-02	2,69E-02	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	8,73E-05	0,00E+00
Année 4	3,60E-03	0,00E+00	6,18E-02	3,60E-03	8,34E-05	3,49E-01	6,18E-02	6,52E-02	4,96E-07	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	5,80E-04	0,00E+00
Année 5	1,16E-02	0,00E+00	1,27E-01	1,16E-02	7,05E-04	4,95E-01	1,27E-01	1,37E-01	6,94E-06	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,73E-03	0,00E+00

Tableau 2: la probabilité de défaillance de chaque kilomètre en fonction des années avant la réparation suivant la norme **PCORRC**.

Kilomètre	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75
Année 1	0,00E+00	1,99E-04	9,97E-05	1,30E-03	4,98E-04	5,98E-04	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00						
Année 2	0,00E+00	0,00E+00	9,92E-06	2,48E-05	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,07E-03	5,27E-04	6,50E-03	2,54E-03	2,99E-03	0,00E+00	0,00E+00	4,96E-06
Année 3	0,00E+00	0,00E+00	4,36E-05	1,09E-04	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	4,36E-03	2,15E-03	2,61E-02	1,03E-02	1,21E-02	0,00E+00	0,00E+00	2,18E-05
Année 4	0,00E+00	0,00E+00	2,90E-04	7,24E-04	4,96E-07	0,00E+00	0,00E+00	1,58E-02	7,72E-03	8,69E-02	3,55E-02	4,06E-02	4,96E-07	0,00E+00	1,46E-04
Année 5	0,00E+00	0,00E+00	1,36E-03	3,39E-03	6,94E-06	0,00E+00	0,00E+00	4,96E-02	2,42E-02	2,38E-01	1,04E-01	1,16E-01	6,94E-06	0,00E+00	6,95E-04

Kilomètre	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
Année 1	0,00E+00														
Année 2	9,92E-06	0,00E+00													
Année 3	4,36E-05	0,00E+00													
Année 4	2,91E-04	0,00E+00													
Année 5	1,38E-03	0,00E+00													

Kilomètre	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105
Année 1	0,00E+00														
Année 2	0,00E+00														
Année 3	0,00E+00														
Année 4	0,00E+00	4,96E-06	0,00E+00												
Année 5	0,00E+00	2,33E-05	0,00E+00												

Kilomètre	106	107
Année 1	0,00E+00	0,00E+00
Année 2	0,00E+00	0,00E+00
Année 3	0,00E+00	0,00E+00
Année 4	0,00E+00	0,00E+00
Année 5	0,00E+00	0,00E+00

Tableau 2: la probabilité de défaillance de chaque kilomètre en fonction des années avant la réparation suivant la norme **PCORRC**.

Kilomètre	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Année 1	1,64E-05	0,00E+00	1,44E-03	1,64E-05	1,47E-03	0,00E+00	0,00E+00	1,42E-03	0,00E+00	0,00E+00	1,64E-05	0,00E+00	1,64E-05	0,00E+00	0,00E+00
Année 2	8,78E-05	9,92E-07	4,42E-03	8,58E-05	4,58E-03	0,00E+00	0,00E+00	4,33E-03	0,00E+00	0,00E+00	8,33E-05	3,47E-06	8,38E-05	4,96E-07	9,92E-07
Année 3	3,73E-04	6,94E-06	1,22E-02	3,59E-04	1,29E-02	0,00E+00	0,00E+00	1,19E-02	0,00E+00	0,00E+00	3,41E-04	2,43E-05	3,45E-04	3,47E-06	6,94E-06
Année 4	1,46E-03	3,27E-05	3,06E-02	1,40E-03	3,31E-02	3,97E-06	1,49E-06	2,93E-02	4,96E-07	4,96E-07	1,32E-03	1,15E-04	1,33E-03	1,59E-05	3,47E-05
Année 5	4,95E-03	1,88E-04	6,66E-02	4,58E-03	7,41E-02	3,97E-06	1,49E-06	6,27E-02	4,96E-07	4,96E-07	4,11E-03	6,60E-04	4,20E-03	9,38E-05	1,90E-04

Kilomètre	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Année 1	0,00E+00	1,64E-05	0,00E+00	0,00E+00	3,35E-02	0,00E+00	1,64E-05	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,42E-03	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Année 2	1,49E-06	8,38E-05	4,96E-07	0,00E+00	7,05E-02	3,97E-06	8,53E-05	0,00E+00	9,92E-07	1,98E-06	4,34E-03	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Année 3	1,04E-05	3,45E-04	3,47E-06	0,00E+00	1,32E-01	2,78E-05	3,55E-04	0,00E+00	6,94E-06	1,39E-05	1,19E-02	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Année 4	4,86E-05	1,34E-03	1,74E-05	2,48E-06	2,23E-01	1,33E-04	1,38E-03	4,96E-07	3,42E-05	6,40E-05	2,94E-02	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Année 5	2,82E-04	4,21E-03	9,52E-05	2,48E-06	3,37E-01	7,56E-04	4,49E-03	4,96E-07	1,90E-04	3,75E-04	6,30E-02	9,92E-07	4,96E-07	0,00E+00	0,00E+00

Kilomètre	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45
Année 1	0,00E+00	2,08E-05													
Année 2	4,96E-07	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	4,96E-07	0,00E+00	1,12E-04								
Année 3	4,46E-06	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	4,46E-06	0,00E+00	4,71E-04								
Année 4	2,13E-05	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,13E-05	0,00E+00	1,76E-03								
Année 5	1,24E-04	0,00E+00	4,96E-07	1,49E-06	1,24E-04	0,00E+00	4,96E-07	4,96E-07	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	5,57E-03

Kilomètre	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
Année 1	2,08E-05	0,00E+00	1,94E-03	2,08E-05	0,00E+00	4,41E-02	1,94E-03	1,96E-03	0,00E+00						
Année 2	1,11E-04	0,00E+00	5,86E-03	1,11E-04	9,92E-07	9,00E-02	5,86E-03	5,97E-03	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	7,94E-06	0,00E+00
Année 3	4,67E-04	0,00E+00	1,58E-02	4,67E-04	8,93E-06	1,64E-01	1,58E-02	1,63E-02	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	3,77E-05	0,00E+00
Année 4	1,74E-03	0,00E+00	3,79E-02	1,74E-03	4,27E-05	2,66E-01	3,79E-02	3,95E-02	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,04E-04	0,00E+00
Année 5	5,45E-03	0,00E+00	7,87E-02	5,45E-03	2,47E-04	3,90E-01	7,87E-02	8,37E-02	4,96E-07	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	9,82E-04	0,00E+00

Tableau 3: la probabilité de défaillance de chaque kilomètre en fonction des années avant la réparation suivant la norme **FSS**.

Kilomètre	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75
Année 1	0,00E+00	1,15E-04	5,75E-05	7,47E-04	2,87E-04	3,45E-04	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00						
Année 2	0,00E+00	0,00E+00	3,97E-06	9,92E-06	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	5,31E-04	2,62E-04	3,27E-03	1,28E-03	1,50E-03	0,00E+00	0,00E+00	1,98E-06
Année 3	0,00E+00	0,00E+00	1,88E-05	4,71E-05	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,06E-03	1,02E-03	1,25E-02	4,90E-03	5,76E-03	0,00E+00	0,00E+00	9,42E-06
Année 4	0,00E+00	0,00E+00	1,02E-04	2,55E-04	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	7,19E-03	3,53E-03	4,16E-02	1,66E-02	1,92E-02	0,00E+00	0,00E+00	5,11E-05
Année 5	0,00E+00	0,00E+00	4,91E-04	1,23E-03	4,96E-07	0,00E+00	0,00E+00	2,29E-02	1,12E-02	1,21E-01	5,03E-02	5,70E-02	4,96E-07	0,00E+00	2,47E-04

Kilomètre	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
Année 1	0,00E+00														
Année 2	3,97E-06	0,00E+00													
Année 3	1,88E-05	0,00E+00													
Année 4	1,02E-04	0,00E+00													
Année 5	4,92E-04	0,00E+00													

Kilomètre	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105
Année 1	0,00E+00														
Année 2	0,00E+00														
Année 3	0,00E+00														
Année 4	0,00E+00														
Année 5	0,00E+00	5,95E-06	0,00E+00												

Kilomètre	106	107
Année 1	0,00E+00	0,00E+00
Année 2	0,00E+00	0,00E+00
Année 3	0,00E+00	0,00E+00
Année 4	0,00E+00	0,00E+00
Année 5	0,00E+00	0,00E+00

Tableau 3: la probabilité de défaillance de chaque kilomètre en fonction des années avant la réparation suivant la norme FSS.