

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des **H**ydrocarbures et de la **C**himie
Département de Transport et équipements pétroliers

Mémoire de Master

Présenté par

BOUNEKTA Yassine

MERZOUGUI Yasmine

Filière : Génie mécanique

Option : Transport et distribution des hydrocarbures

Impact du choix de la loi de densité de probabilité de la vitesse de corrosion sur la gestion de l'intégrité des pipelines

Devant le jury :

.....
.....
.....

Année Universitaire : 2015/2016

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A mes très chers parents, tous les mots du monde ne sauraient exprimer l'immense amour que je vous porte, ni la profonde gratitude que je vous témoigne pour tous les efforts et les sacrifices que vous n'avez jamais cessé de consentir pour mon instruction et mon bien-être.

J'espère avoir répondu aux espoirs que vous avez fondés en moi, et je vous rends hommage par ce modeste travail en guise de ma reconnaissance éternelle et de mon infini amour.

Que dieu tout puissant vous garde et vous procure santé, bonheur et longue vie pour que vous demeuriez le flambeau illuminant le chemin de vos enfants.

A mes frères Mebarek et Wassim

A ma très chère sœur Chanez

A tous mes oncles et mes tantes

A monsieur D.Kamel et à toute sa petite famille

A mes chères amies Amina, Karimène, Manel, Maya, Rabiaa, Sarah, Warda

Aux personnes qui m'ont toujours aidée et encouragée, qui étaient toujours à mes côtés, et qui m'ont accompagnée durant mon chemin des études supérieures.

A tous mes amis du groupe MATH₁₁

A mon binôme Yassine et à toute sa famille.

Yasmine

Remerciements

Tout d'abord, nous remercions Allah ﷻ de nous avoir guidés vers le bon chemin de la lumière et du savoir.

Nos sincères remerciements à notre promoteur Mr YOUNSI pour nous avoir conseillés, dirigés, assistés et soutenus tout le long de la réalisation de ce travail.

Nous remercions également messieurs les membres du jury pour leur collaboration durant l'examen de ce mémoire et leur participation à la soutenance de ce dernier.

A la même occasion, nous remercions vivement tout le personnel du département de Transport & équipements des hydrocarbures, particulièrement, les enseignants qui nous ont assistés tout au long de notre parcours à la faculté des hydrocarbures et de la chimie.

Nous tenons également à ne pas oublier tous nos amis et tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la bonne réalisation de ce travail.

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE.....	1
----------------------------	---

POSE DE PROBLEME.....	2
-----------------------	---

CHAPITRE I : GENERALITES

I.1. L'activité transport par canalisation de SONATRACH.....	3
I.2. Nombres d'installation du transport en exploitation.....	4
I.3. Présentation des réseaux.....	5
I.3.1. Réseaux du gaz naturel.....	5
I.3.2. Réseaux du condensât et gaz.....	5
I.3.2.1. Réseaux de brut.....	6
I.4. Région Transport Ouest (RTO).....	6
I.5. Caractéristique du gazoduc GZ2 (40'') (HASSI R'MEL-ARZEW).....	7
I.5.1. la ligne.....	7
I.5.2. Station de compression.....	7
I.5.3. Terminal arrivé.....	8
I.5.4. Tableau des différentes altitudes de la ligne.....	8

CHAPITRE II : Les anomalies les plus courantes sur un pipeline

II.1. Les anomalies les plus courantes sur les canalisations de transport des hydrocarbures.....	9
II.2. Déformations géométriques.....	10
II.3. Défauts mécaniques.....	10
II.4. Défauts de fissuration.....	10
II.5. Défauts métallurgiques.....	10
II.6. Défauts de soudage.....	11
II.6.1. Définition du soudage.....	11
II.6.2. Classification des défauts de soudure.....	11
II.7. Encrassement et dépôts.....	12
II.7.1. Cas des oléoducs.....	12
II.7.2. Cas des gazoducs.....	12

II.8. Perte de métal.....	13
II.8.1. La corrosion.....	14
II.8.1.1. Définition.....	14
II.8.1.2. Processus de la corrosion	16
II.8.1.2.1. Corrosion chimique.....	17
II.8.1.2.2. Corrosion électrochimique.....	17
II.8.1.2.3. Corrosion biochimique (bactérienne).....	18
II.8.1.2.4. Corrosion par érosion	19
II.8.1.3. Différentes formes de la corrosion.....	20
II.8.1.3.1. Corrosion régulière (uniforme)	20
II.8.1.3.2. Corrosion irrégulière (localisée).....	20
II.8.1.3.3. Corrosion inter cristalline (inter granulaire).....	21
II.8.1.4. Différents types de la corrosion	22
II.8.1.4.1. Corrosion par piqûres	22
II.8.1.4.2. Corrosion caverneuse.....	23
II.8.1.4.3. Corrosion galvanique	23
II.8.1.4.4. Corrosion par friction	24
II.8.1.4.5. Corrosion par fissuration	25
II.8.1.4.6. Corrosion par cavitation	26
II.8.1.4.7. Corrosion par courants vagabonds.....	27
II.8.1.5. La protection contre la corrosion.....	28
II.8.1.5.1. Protection contre la corrosion électrochimique	28
II.8.1.5.2. Protection par revêtements.....	32
II.8.1.5.2.1. Revêtements métalliques.....	32
II.8.1.5.2.2. Revêtements non métalliques.....	34
II.9. Conclusion	36

CHAPITRE III : INSPECTION EN LIGNE ET DIAGNOSTIC

III.1. Introduction.....	37
III.2. Action de pré-inspection.....	37
III.2.1. Nettoyage des conduites.....	38
III.2.2. Gare de racleur.....	38
III.3. Les outils d'inspection en ligne.....	39
III.3.1. Les outils de nettoyage.....	40
III.3.2. Les outils géométriques (Outils de configuration).....	41
III.3.3. Les outils de détection des pertes de métal.....	42
III.3.3.1. La technique MFL.....	42
III.3.3.2. Les outils ultrasoniques.....	44
III.4. Interprétation des résultats d'inspection.....	45
III.4.1. Résultats numériques.....	45
III.4.2. Résultats sous forme d'histogrammes.....	46
III.4.3. Résultats graphiques.....	46
III.4.4. Cartes Colorées.....	47
III.4.5. Evaluation des défauts détectés durant l'inspection.....	47
III.5. Le calcul de la nouvelle PMS pour un pipeline corrodé.....	48
III.5.1. Règles empiriques.....	48
III.5.2. La norme ANSI/ASME B31 G.....	49
III.5.3. La norme ANSI/ASME B 31 Modifiée.....	51
III.5.4. La norme DNV (RP-F101).....	52
III.5.5. La norme RITCHIE AND LAST (SHELL 92 CRITERIA).....	53
III.6. Conclusion.....	54

CHAPITRE V : APPLICATION DE L'ANALYSE STRUCTURALE PROBABILISTE AU GAZODUC GZ2

V.1.Introduction :.....	72
V.2. Modélisation de la courbe de charge.....	72
V.2.1. Modélisation statistique :.....	77
V.2.1.1. loi Normale :.....	75
V.2.1.2. Loi Log-Normale :.....	76
V.2.1.3. Loi Gamma :.....	77
V.2.1.4. Loi de Weibull :.....	78
V.2.2. Modélisation par optimisation :.....	79
V.2.2.1. Loi Normale :.....	80
V.2.2.2. Loi Log-Normale :.....	81
V.2.2.3. Loi Gamma :.....	82
V.2.2.4. Loi de Weibull :.....	83
V.2.3. Interprétation des résultats :.....	85
V.3. Modélisation de la courbe de résistance :.....	86
V.4. Calcul de la probabilité de défaillance par centre de classes :.....	90
V.4.1. Courbe de charge/ Loi Normale :.....	91
V.4.2. Courbe de charge / Loi Log-Normale :.....	93
V.4.3. Courbe de charge / Loi Gamma :.....	96
V.4.4. Courbe de charge / Loi Weibull :.....	98
V.4.5. Interprétation des résultats :.....	101
V.5. Représentation graphique des probabilités de défaillance par centre de classe pour les quatre lois.....	102
V.5.1. Interprétation des résultats :.....	109
V.6. Calcul de la probabilité de défaillance par kilomètre :.....	110
V.6.1. La probabilité de défaillance par Km (1 ^{ère} année) :.....	111

V.6.2. La probabilité de défaillance par Km (5 ^{ème} année)	114
V.6.3. Interprétation des histogrammes :	117
V.7. Détermination du nombre de réparations :	118
V.7.1. Tableau récapitulatif du nombre de réparations :	121
V.7.2. Interprétation des résultats :	122

CONCLUSION GENERALE.....	123
---------------------------------	------------

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

LISTE DES TABLEAUX

CHAPITRE I : GENERALITES

Tableau 1.1. Nombres d'installation du transport en exploitation.....	4
Tableau 1.2. Réseaux du gaz naturel.....	5
Tableau 1.3. Réseaux du condensât et gaz.....	5
Tableau 1.4. Terminal arrivé.....	6

CHAPITRE 2 : LES ANOMALIES LES PLUS COURANTES SUR UN PIPELINE

Tableau II.1-protection normal d'électrode E_0 rapporté à l'électrode normale à hydrogène pour Quelques métaux à 25°C	31
---	----

CHAPITRE V : APPLICATION DE L'APPROCHE PROBABILISTE ET ANALYSE STRUCTURALE AU GAZODUC GZ2

Tableau.V.1 : Échantillon de 50 valeurs de vitesse de corrosion.....	76
Tableau.V.2 : Suite statistique	78
Tableau.V.3 : Résultats du traitement statistique pour la loi Normale	79
Tableau.V.4 : Résultats du traitement statistique pour une loi Log-Normale.....	80
Tableau.V.5 : Résultats du traitement statistique pour la loi Gamma.....	81
Tableau.V.6 : Résultats du traitement statistique pour la loi de Weibull.....	82
Tableau.V.7 : Résultats du traitement par optimisation de la loi Normale.....	84
Tableau.V.8 : Résultats du traitement par optimisation de la loi Log-Normale.	85
Tableau.V.9 : Résultats du traitement par optimisation de la loi Gamma	86
Tableau.V.10 : Résultats du traitement par optimisation de la loi de Weibull ...	87
Tableau. V.11 : Résultats du test de conformité avant et après l'optimisation...	89
Tableau.V.12 : Echantillon de valeurs générées de la contrainte de rupture.....	91

Tableau.V.13 : Echantillon de valeurs générées du diamètre de la conduite.....	91
Tableau.V.14 : Echantillon de valeurs générées de la longueur axiale du défaut	92
Tableau.V.15 : Echantillon de valeurs générées des épaisseurs	92
Figure.V.12 : Représentation graphique de la variation de la courbe de résistance en fonction de la pression	94
Tableau V.16 : Répartition des défauts pour certains kilomètres par classe de profondeur	114
Tableau.V.17 : Tableau du nombre de réparations par kilomètre (Loi Normale)	117
Tableau.V.18 : Tableau du nombre de réparations par kilomètre (Loi log- Normale)	119
Tableau.V.19 : Tableau du nombre de réparations par kilomètre (Loi Gamma,)	120
Tableau.V.20 : Tableau du nombre de réparations par kilomètre (Loi Weibull)	120
Tableau.V.21 : Tableau du nombre total des réparations à effectuer.....	121

LISTE DES FIGURES

CHAPITRE I : GENERALITES

Figure I.1 : le cycle des hydrocarbures du champ de production jusqu'à la commercialisation.....	4
Figure I.2 : Position géographique du champ de HASSI R'MEL.....	6

CHAPITRE 2 : LES ANOMALIES LES PLUS COURANTES SUR UN PIPELINE

Figure II.1 : Les différentes anomalies enregistrées sur un pipeline	7
Figure II.2 : Corrosion humide	13
Figure. II.3 : Corrosion sèche.....	14
Figure. II.4 : Corrosion biochimique.....	17
Figure. II.5 : Corrosion par érosion.....	18
Figure.II.6 : Corrosion uniforme.....	19
Figure. II.7 : Corrosion irrégulière.....	19
Figure.II.8 : Corrosion inter granulaire.....	20
Figure. II.9: Corrosion par piquêre	21
Figure. II.10: Corrosion Caverneuse	21
Figure. II.11: Corrosion galvanique	22
Figure. II.12: Corrosion par friction	23
Figure. II.13: Corrosion sous tension.....	24
Figure. II.14: Corrosion par fatigue.....	24
Figure. II.15: Corrosion par cavitation.....	25
II.8.1.5. La protection contre la corrosion.....	26
II.8.1.5.1. Protection contre la corrosion électrochimique.....	26
Figure. II.16: Protection par anode sacrificielle	28
Figure. II. 17: Protection cathodique par un courant imposé	29

Figure. II.18: Corrosion par courant vagabonds.....	30
---	----

CHAPITRE III: INSPECTION EN LIGNE ET DIAGNOSTIC

Figure.III.1: Gare de racleur.....	32
Figure.III.2 : Outil de nettoyage.....	33
Figure.III.3: Outil géométrique d'inspection	35
Figure. III.4 : Image réelle de l'outil MFL	36
Figure. III.5: Schéma descriptif de l'outil MFL.....	37
Figure.III.6 : Schéma descriptif de l'outil ultrasonique.....	38
Figure.III.7 : Exemple d'un résultat sous forme d'histogramme	40
Figure.III.8 : Exemple d'un résultat graphique	40
Figure.III.9 : Exemple d'un résultat sous forme de carte colorée	41
Figure.III.10: Défaut de corrosion court projeté selon une forme parabolique..	43
Fig.III.11: Défaut de corrosion court projeté selon une forme rectangulaire.....	44

CHAPITRE IV : ESTIMATION DE LA PROBABILITE DE DEFAILLANCE PAR FIABILITE STRUCTURALE

Figure. IV.1: Représentation graphique du principe de la fiabilité structurale ..	48
Figure. IV.2: Exemple des étapes de détermination de la probabilité de défaillance.....	49
Figure. IV.3: Estimation déterministe de la vitesse de corrosion sur la base de deux inspections	59
Figure. IV.4: Représentation graphique de la surface de la probabilité de défaillance.....	62

CHAPITRE V : APPLICATION DE L'APPROCHE PROBABILISTE ET ANALYSE STRUCTURALE AU GAZODUC GZ2

Figure.V.1 : Histogramme des probabilités.....	78
Figure.V.2 : Représentation graphique de la courbe de charge suivant une loi Normale.....	80
Figure .V.3 : Représentation graphique de la courbe de charge suivant la loi Log-Normale.....	81
Figure.V.4 : Représentation graphique de la courbe de charge suivant la loi Gamma.....	82
Figure.V.5 : Représentation graphique de la courbe de charge de la loi de Weibull.....	83
Figure.V.6 : Représentation graphique de la courbe de charge suivant une loi Normale après optimisation	85
Figure.V.7 : Représentation graphique de la courbe de charge de la loi Normale après optimisation.....	86
Figure.V.8 : Représentation graphique de la courbe de charge de la loi Gamma après optimisation.....	87
Figure.V.9 : Représentation graphique de la courbe de charge de la loi Weibull après optimisation.....	88
Figure.V.10 : Représentation graphique des courbes de charge avant optimisation	88
Figure.V.11 : Représentation graphique des courbes de charge après optimisation	89
Figure.V.12 : Représentation graphique de la variation de la courbe de résistance en fonction de la pression	94
Figure.V.13 : Évolution de la courbe de résistance en fonction des années.....	94
Figure.V.14 : La courbe de charge et la courbe de résistance en fonction des années (p=71bars).....	95
Figure.V.15 : La courbe de charge et la courbe de résistance en fonction des années.....	96

Figure.V.16 : La courbe de charge et la courbe de résistance en fonction des années (p=56.71bars)	97
Figure.V.17 :La courbe de charge et la courbe de résistance en fonction des années (p=71 bars).....	98
Pop= 64.25 bars.....	98
Figure.V.18 : La courbe de charge et la courbe de résistance en fonction des années (p=64.25bars)	98
Figure.V.19 : La courbe de charge et la courbe de résistance en fonction des années (p=56.71 bars)	99
Figure.V. 20 : La courbe de charge et la courbe de résistance en fonction des années (p=71 bars)	100
Figure.V.21 : La courbe de charge et la courbe de résistance en fonction des années (p=64.25bars)	101
Figure.V.22 : La courbe de charge et la courbe de résistance en fonction des années (p=56.71bars)	102
Figure.V.23 : La courbe de charge et la courbe de résistance en fonction des années (p=71 bars)	103
Figure.V.24 : La courbe de charge et la courbe de résistance en fonction des années (p=64.25 bars)	104
Figure.V.25 : La courbe de charge et la courbe de résistance en fonction des années (p=56.71bars)	104
Figure.V.26 : Représentation des courbes charge-résistance pour les 7 classes à la 1 ^{ère} année.....	105
Figure.V.27 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance du premier tronçon avant la réparation.....	115
Figure.V.28 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance du 2 ^{ème} tronçon avant la réparation.....	116
Figure.V.29 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance du 3 ^{ème} tronçon avant la réparation.....	116
Figure.V.30 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance du 1 ^{er} tronçon après la réparation.....	117

Figure.V.31 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance du 2 ^{ème} tronçon après réparation	117
Figure.V.32 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance du 3 ^{ème} tronçon après réparation	118
Figure.V.33 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance du 1 ^{er} tronçon avant réparation	118
Figure.V.34 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance du 2 ^{ème} tronçon avant réparation	119
Figure.V.35 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance du 3 ^{ème} tronçon avant réparation	119
Figure.V.36 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance du 3 ^{ème} tronçon après réparation.....	120
Figure.V.37 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance du 2 ^{ème} tronçon après réparation.....	120
Figure.V.38 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance du 3 ^{ème} tronçon après réparation	120
Figure.V.39 : Représentation graphique de l'évolution du nombre de réparations au cours du temps	121

Introduction générale

L'Algérie est un pays pétro-gazifère à vocation modeste pour qui, les hydrocarbures constituent une valeur économique essentielle, voire vitale, et cela depuis son indépendance. C'est la compagnie Nationale SONATRACH qui est en charge de toute la chaîne pétrolière allant de l'amont jusqu'à la commercialisation. Si à certaines activités sont associés des sociétés et consortium étrangers, le domaine de transport par canalisation à l'intérieur du pays a toujours été du ressort propre de la SONATRACH. Compte tenu de la position géographique des champs pétro-gazifères qui se situent à des centaines de kilomètres des côtes, de la distance entre les champs eux-mêmes et de leur dispersion, le réseau de pipeline se trouve ainsi bien développé.

Sur de longues ou de petites distances, le transport des hydrocarbures par pipeline reste désormais le moyen le plus sécurisant pour acheminer de grandes quantités de pétrole et de gaz. Ces conduites de transport constituent des constructions coûteuses, dues à la quantité et à la qualité de l'acier des tubes requis pour leur élaboration. Les oléoducs ainsi que les gazoducs se voient généralement enterrés, ils sont quelquefois, inaccessibles à l'examen et se font même parfois oubliés, ils assurent toutefois leur fonction de production et de transport, Ces conduites baignent dans un milieu hétérogène, contenant un grand nombre d'impuretés, d'où son agressivité qui se manifeste par le phénomène de corrosion. En effet, ce phénomène de corrosion; qui est un processus chimique ou électrochimique conduisant les éléments naturels à défaire ce que l'homme a élaboré par son travail et à grands frais d'énergie, à partir des matériaux que la terre lui offre. La corrosion métallique ramène, ainsi, métaux et alliages à leur état naturel d'oxydes ou de minerais. Ce nouvel état, qui se traduit par une perte de quantité et de qualité du métal, que l'on estime annuellement à environ un dixième (1/10) de la production mondiale d'acier, engendre pour l'économie mondiale des coûts supplémentaires importants et des conséquences désastreuses tels que la pollution de l'environnement, des coûts supplémentaires de réparations, un arrêt prolongé du pompage et même parfois des dégâts humains.

Cependant, pour remédier à ce problème, des progrès importants dans le domaine de l'inspection et du diagnostic en ligne ont été réalisés, principalement dans la conception de racleurs instrumentés (ILI-Tools dans la terminologie anglo-saxonne) permettant à l'heure actuelle, la détection et la localisation de tous les défauts de corrosion et de leurs dimensions.

L'interprétation des résultats du diagnostic en ligne ainsi que les mesures à prendre sont des phases importantes de toute opération de réhabilitation réussie des pipelines.

Pose de problème

La corrosion sévit dans tous les domaines d'activité, mais c'est majoritairement dans les industries gazière et pétrolière qu'elle montre le plus son apparition pernicieuse. Pour y remédier, nous nous sommes engagés à réaliser un travail qualitatif d'abord, ensuite quantitatif, en portant une analyse sur l'état de ce phénomène et en se basant sur des critères et des normes spécifiques.

En premier lieu, notre travail se base sur une étude qualitative, et c'est dans cette optique que nous nous sommes proposés d'apporter une analyse sur l'état de corrosion au niveau de ces pipelines en se basant sur la norme DNV RP F-101 afin d'envisager des opérations de réhabilitation si cela est nécessaire, pour éviter tout risque de rupture provoquant des pertes importantes.

Le second volet de notre travail est basé sur l'évaluation de la probabilité de défaillance sur un pipeline corrodé de manière quantitative, par une approche par fiabilité structurale en se basant sur quatre modèles de charge de type Normal, LogNormale, Gamma et Weibull. Le paramètre principal dans cette démarche de quantification de la probabilité de défaillance réside dans la connaissance, la plus précise qu'elle soit, de la vitesse de corrosion.

L'usage de cette approche est justifié par un souci de quantification de probabilité de défaillance d'un pipeline en présence des défauts de corrosion ainsi que l'évolution de cette probabilité en fonction du temps et des réparations enregistrées sur la canalisation, ce qui permettra l'établissement d'un planning d'interventions et de réhabilitation de cet ouvrage, garantissant leur intégrité et une probabilité inférieure au seuil autorisé de 10^{-3} .

Enfin, une application de la démarche sera effectuée sur le gazoduc GZ2.

I. Généralités

I.1. L'activité transport par canalisation de SONATRACH

L'activité transport des hydrocarbures liquides et gazeux par canalisations a en charge le développement, la gestion et l'exploitation du réseau de transport, de stockage, de livraison et de chargement des hydrocarbures. *SONATRACH* dispose d'un réseau de canalisations d'une longueur globale de 16197 km (en 2006), dont deux gazoducs transcontinentaux, l'un vers l'Espagne via le Maroc (*Pedro Duran Farel*) et l'autre vers l'Italie via la Sicile (*Enrico Mattei*).

Au sein du groupe *SONATRACH*, l'Activité **TR**ansport par **C**analisation (TRC) est en charge de l'acheminement des hydrocarbures, (pétrole brut, gaz, GPL et condensât), depuis les zones de production, jusqu'aux zones de stockage, aux complexes GNL GPL, aux raffineries, aux ports pétroliers ainsi que vers les pays importateurs.

L'activité transport par canalisation à la charge de définir, de réaliser, d'exploiter, d'assurer la maintenance et de faire évoluer le réseau de canalisation ainsi que les différentes installations qui s'y rattachent.

TRC veille également au respect des conditions de sécurité et préservation de l'environnement. Afin d'atteindre les objectifs fixés par le Groupe *SONATRACH* pour son Activité Transport par Canalisation,

❖ Le transport au sein de la chaîne hydrocarbures

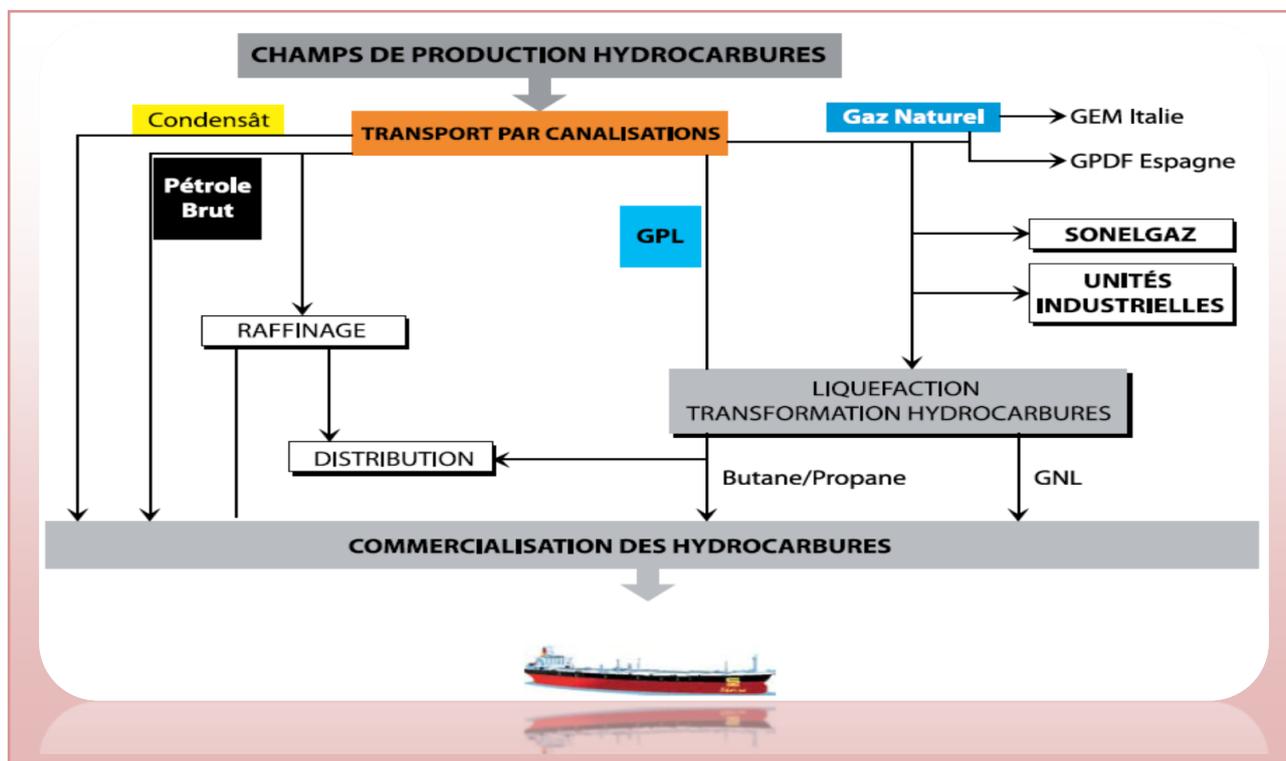


Figure I.1 : le cycle des hydrocarbures du champ de production jusqu'à la commercialisation

I.2. Nombres d'installation du transport en exploitation

	Brut	Condensât	GPL	GNL	TOTAL
Nombre de canalisation	12	3	4	13	32
Longueur (Km)	4970	1378	2697	7459	16197
Nombre de station	35	3	10	31	79

I.3. Présentation des réseaux

Le groupe *SONATRACH*, l'activité transport par canalisation dispose de plusieurs réseaux :

I.3.1. Réseaux du gaz naturel

Symbole	Longueur (km)	Gazoducs
GZ0 (24"/20" »)	509	H.RMEL-ARZEW
GZ1 40"	507	H.RMEL-ARZEW
GZ2 40"	512	H.RMEL-ARZEW
GZ3 42"	512	H.RMEL-ARZEW
GK1-2 2*40"	573	H.RMEL-SKIKDA
GR1-2 2*42"/48"	961	ALRAR- H.RMEL
GM1 40"	150	G .T-H.MESSAOUD
GG1 42"	437	H.RMEL-B.MENAIL
GPDF 48"	521	H.RMEL-EL ARICHA
GEM 2* 48"	550	H.RMEL-O.SAFSAF
TOTAL	7 318	

I.3.2. Réseaux du condensât et gaz

Symbole	Longueur (km)	GPL
NZ1 28"	506	H.RMEL-ARZEW
NH2 24"/30"	565	OHANET-H.E.H
LNZ1 12"/16"	801	H.E.H - ARZEW
LZ1 24"	503	H.RMEL-ARZEW
LR1 10"/24"	989	ALRAR- H.RMEL

I.3.2.1. Réseaux de brut

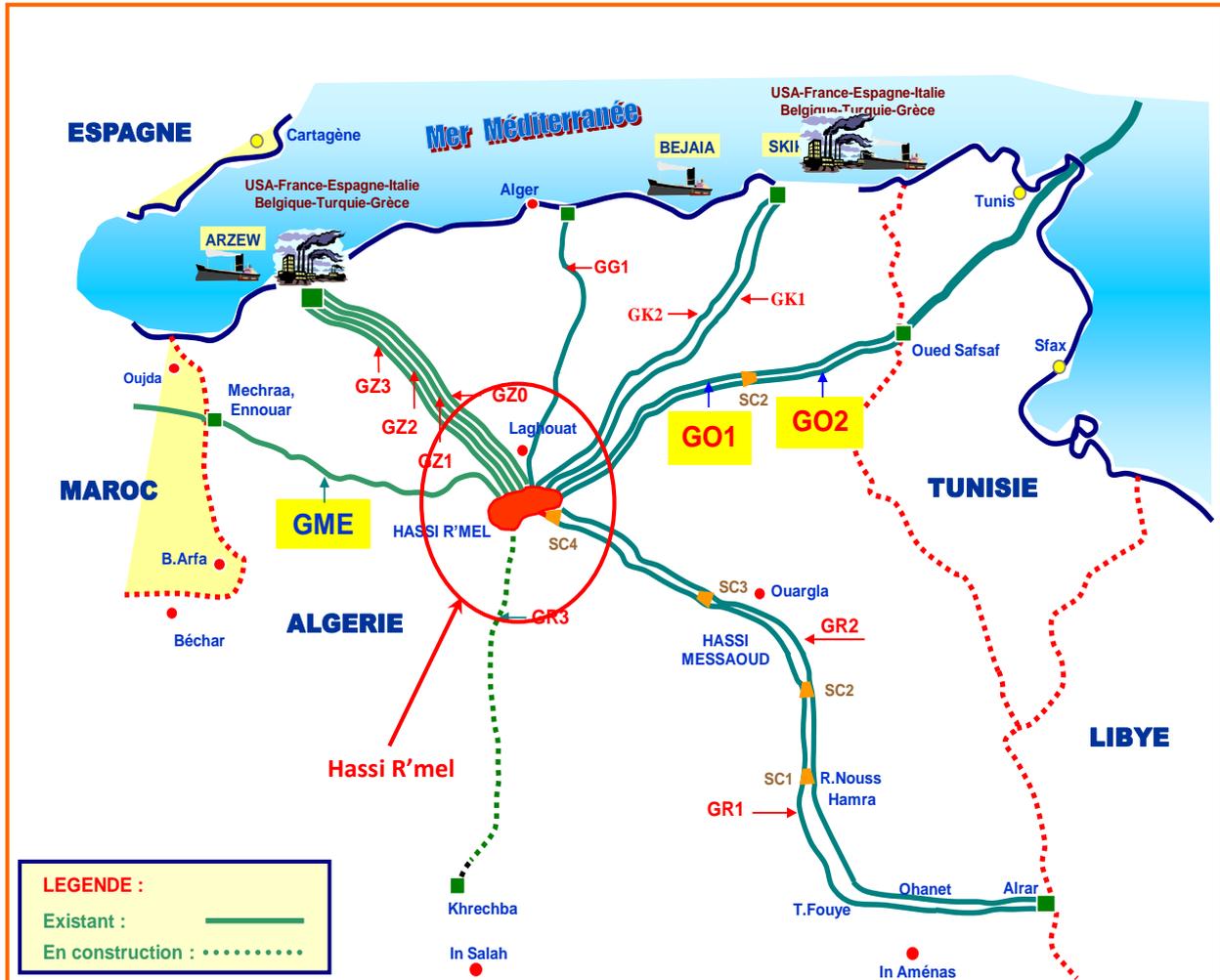


Figure I.2 : Position géographique du champ de HASSI R'MEL.

I.4. Région Transport Ouest (RTO)

La société région transport ouest a pour mission le transport, le stockage et la livraison des hydrocarbures liquides et gazeux. Pour assurer le transport du gaz naturel, du pétrole brut, du condensât et du GPL des champs de production du sud vers le pôle industriel d'Arzew, l'RTO dispose de 04 canalisations gazières d'une longueur de 2000Km.

- ❖ GZ0-24" HASS:R'MEL –Arzew
- ❖ GZ1-40" HASS:R'MEL –Arzew
- ❖ GZ2-40" HASS:R'MEL –Arzew
- ❖ GZ3-42" HASS:R'MEL –Arzew

I.5. Caractéristique du gazoduc GZ2 (40'') (HASSI R'MEL-ARZEW)

Le gazoduc *GZ2* est l'un des tronçons assurant le transport du gaz en provenance des champs du sud-ouest algérien à destination d'Arzew, il se constitue d'une conduite enterrée de 40" mise en service en 1982 à une capacité de $13.5 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{an}$.

I.5.1. la ligne

Le tronçon *GZ2*, d'une longueur de 507Km environ, le tracé est parallèle à celui de *GZI* jusqu'à EL GHOMRI PK 460, puis change de direction (plein Ouest) pour éviter les marais de la MACTA après avoir dépassé ceux-ci, Le tracé prend la direction pleine nord pour aboutir au TA situé à 1Km environ au sud des unités de liquéfaction approximatives de BATHIOIA, Le *GZI* et *GZ2* croisent à l'entrée de TA.

Le gazoduc est équipé de 11 postes de sectionnement et 19 dispositifs de purge installés aux points bas de la ligne, servent à purger les liquides qui s'accumulent pendant l'exploitation ou lors d'un passage de piston racleur.

- ❖ Les tubes utilisés sont en acier API 5LX :
 - X60 du PK0 au PK501
 - X62 du PK501 au PK507
- ❖ Les épaisseurs des tubes sont respectivement :
 - 11,13mm du PK0 au PK175
 - 12,70mm du PK175 au PK501
 - 19,05mm du PK501 au PK507

I.5.2. Station de compression

Le *GZ2* est équipé de 5 stations de compression, elles sont constituées chacune de 3 turbocompresseurs (turbine à gaz + compresseur centrifuge) :

- ❖ Les turbines à gaz sont de type GENERAL ELECTRIC MS 3002,
- ❖ Les compresseurs sont de type COOPER BESSMER type VULCAN.

I.5.3. Terminal arrivé

Installé au PK 507 du GZ2, à proximité des unités de liquéfaction GNL1, GNL2, il comprend :

- ❖ Un manifold d'interconnexion des gazoducs,
- ❖ Une batterie de filtration, de détente, de comptage du gaz naturel par unité de liquéfaction de gaz (GNL 1 2 3).

I.5.4. Tableau des différentes altitudes de la ligne

SC	Terminal Départ	SC1	SC2	SC3	SC4	SC5	Terminal Arrivée
PK(GZ1/GZ2) (km)	0	74.77	146.223	225.307	225.307	398.212	507.000
		5					510.744
Altitude (m)	747	840	1045	970	1234	524	20

II. Les anomalies les plus courantes sur un pipeline

II.1. Les anomalies les plus courantes sur les canalisations de transport des hydrocarbures

Les pipelines sont des parties importantes de toutes les unités de traitement ou d'énergie. Leur fonction est de véhiculer un fluide, sous une pression et à une température données. On doit donc pouvoir assurer un service satisfaisant durant toute la période de fonctionnement prévue. Un pipeline forme une structure tridimensionnelle dans l'espace qui, durant sa vie, se trouve soumise à un certain nombre d'actions qui engendrent des contraintes, celles-ci peuvent être introduites à l'origine, par la fabrication et le montage, ou bien apparaître à la suite de diverses circonstances, pendant les essais, en fonctionnement.

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

- ❖ Encrassement et dépôts ;
- ❖ Pertes de métal ;
- ❖ Déformations géométriques...etc.

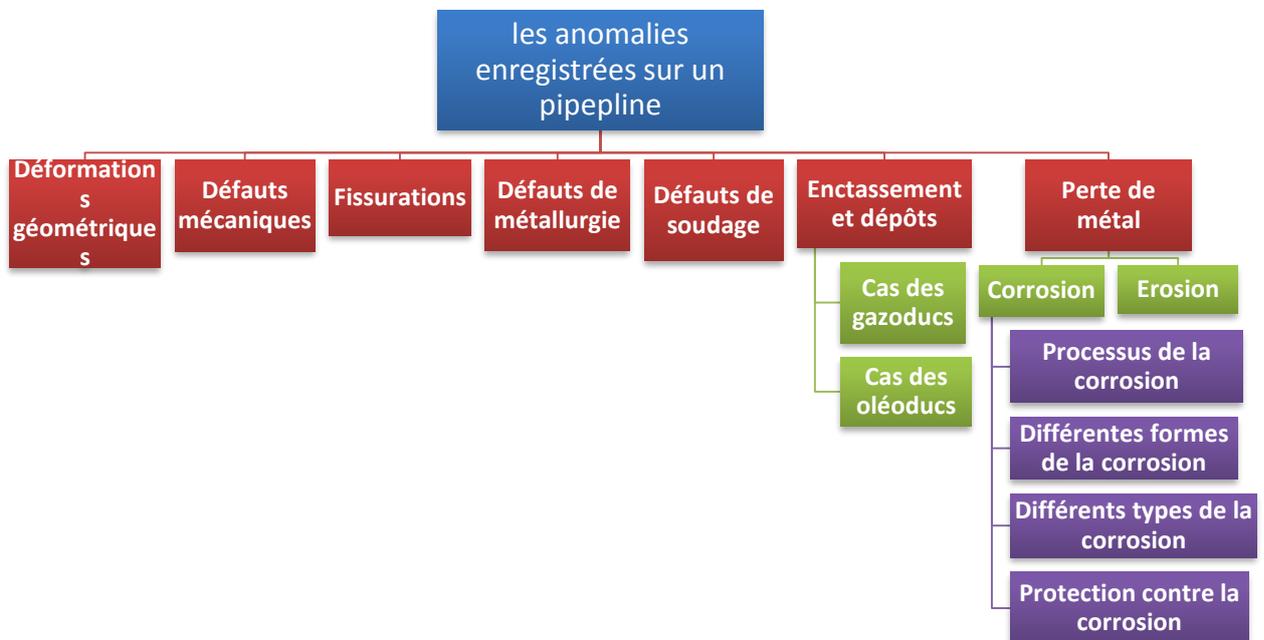


Figure II.1 : Les différentes anomalies enregistrées sur un pipeline

II.2. Déformations géométriques

Provoquées le plus souvent par des incidents mécaniques (travaux de tiers aux alentours de la conduite) ou par l'instabilité du sol. Elles se traduisent par un changement de la géométrie initiale de la conduite, le plus souvent sans réduction d'épaisseur. La détection de ce type de défauts se fait par l'intermédiaire d'outils dits de configuration.

II.3. Défauts mécaniques

Ce sont des défauts de construction des pipelines. Par exemple lors de la fabrication des pipelines, on remarque qu'il y a variation d'épaisseur d'un point à un autre.

II.4. Défauts de fissuration

Les causes les plus fréquentes de fissuration par fatigue des appareils et circuits sous pression sont :

- ❖ En *fatigue oligocyclique*, les chocs thermiques provoqués par les variations rapides des températures des fluides véhiculés et les efforts d'expansion thermique dans les canalisations;

- ❖ En *fatigue à grand nombre de cycles*, les vibrations induites dans les canalisations par les turbulences de la circulation des fluides et aussi les fluctuations de température à grande fréquence provoquées en surface interne par les fluctuations du niveau séparant la veine froide de la veine chaude dans les écoulements stratifiés.

II.5. Défauts métallurgiques

Les pipelines sont usinés à partir d'alliage de métaux et de non-métaux à des proportions diverses qui peuvent entraîner des irrégularités de matières par une mauvaise structuration de l'alliage.

Exemple : acier au carbone type ASTM A106-84 à haute température :

Carbone 0.30%, manganèse 0.29%, soufre 0.059%, phosphore 0.048%, silicium 0.10%

II.6. Défauts de soudage

II.6.1. Définition du soudage

Le soudage est une opération consistant à réunir deux ou plusieurs parties constitutives d'un assemblage, de manière à assurer la continuité entre les parties à assembler (continuité de la nature des matériaux assemblés : matériau métallique, plastique, etc.), soit par chauffage, soit par intervention de pression, soit par l'un et l'autre, avec ou sans emploi d'un produit d'apport dont la température de fusion est du même ordre de grandeur que celle du matériau de base.

II.6.2. Classification des défauts de soudure

Cette classification est très complexe du fait que des paramètres extrêmement variables mettent en évidence des défauts. Compte tenu de la diversité des défauts, il est utile de pouvoir connaître l'origine et la gravité, ainsi que les moyens de les éviter à l'avenir.

Cette classification peut se faire sous trois défauts :

1) défauts de forme ou de dimension

- ❖ Dénivellation ;
- ❖ Surépaisseur ou excès de métal fondu (cordons trop bombés ; débordements) ;
- ❖ Manque de métal (cordons creux, cordons affaissés, cordons d'angle trop plat, caractères mal remplis, fusion des bords) ;
- ❖ Mauvais aspect des cordons (rochage, surfaces irrégulières).

2) Défauts de structure

- ❖ Manque de pénétration ;
- ❖ Excès de pénétration ;
- ❖ Manque de fusion – collage ;
- ❖ Caniveaux ;

- ❖ Inclusion de laitier ;
- ❖ Soudure oxydée ;
- ❖ Fissuration.

3) Défauts des ensembles soudés

- ❖ Déformation (bosses, déformations angulaires) ;
- ❖ Caractéristiques mécaniques ;
- ❖ Résistance à la corrosion compromise.

II.7. Encrassement et dépôts

II.7.1. Cas des oléoducs

Pour le cas des oléoducs, l'encrassement est principalement provoqué par des dépôts de cristaux de paraffine et de particules solides (poussière et grains de sable) qui se collent sur la paroi interne de la conduite. Ces dépôts diminuent la section utile de passage et augmentent la rugosité interne. L'importance de ce phénomène dépend des caractéristiques du brut transporté (teneur en paraffine et en asphaltènes) et du profil des températures le long de la conduite.

Le pétrole brut transporté contient toujours, souvent en très faible concentration, une certaine quantité d'eau. Cette eau est présente sous forme de gouttelettes de très petits diamètres. Sous certaines conditions d'écoulement, en relation avec le nombre de Reynolds, ces gouttelettes peuvent s'assembler et former des gouttelettes de diamètres plus grands (phénomène de coalescence). Ces dernières, en raison de leur poids plus important, peuvent se déposer dans les points bas de la conduite et former, en association avec les particules solides, des dépôts de boue. Ces dépôts, en plus du fait qu'ils réduisent la section de passage, représentent de formidables lits de corrosion.

II.7.2. Cas des gazoducs

Pour le cas des gazoducs, sous certaines conditions de température et de pression, de la gazoline (condensât) se dépose au niveau des points bas du gazoduc. Le condensât s'accumule et, atteignant un certain volume, se met en mouvement le long de la conduite entraînant des perturbations dans les régimes de fonctionnement du gazoduc et pour les

clients. En principe, des séparateurs et des pots de purge sont disposés le long de la ligne pour éliminer le condensât. Cependant, lorsque des accumulations importantes se déplacent, les capacités des séparateurs se trouvent rapidement saturées. Les accumulations de condensât provoquent également une diminution de la section utile se traduisant par des pertes de charge supplémentaires.

Pour réduire les problèmes liés à l'encrassement et aux dépôts dans les pipelines on a recours à des envois réguliers de dispositifs de nettoyage (sphères et racleurs).

II.8. Perte de métal

Les pertes de métal dans un pipeline peuvent être de trois types :

- ❖ Corrosion interne,
- ❖ Corrosion externe,
- ❖ Erosion.

1) Corrosion interne

Pertes de métal provoquées le plus souvent par des attaques chimiques de la surface interne de la conduite. Ce type de corrosion est favorisé par la présence de sulfure d'hydrogène et de dioxyde de carbone dans le gaz et la présence de bactéries sulfato-réductrices (BSR) dans le cas des oléoducs. La protection des pipelines contre la corrosion interne se fait principalement par envoi d'inhibiteurs de corrosion et de biocides mélangés au fluide.

2) Corrosion externe

Pertes de métal provoquées le plus souvent par des phénomènes de type électrochimique et chimique. Les principaux facteurs favorisant ce type de corrosion sont :

- ❖ Les défauts dans le revêtement (l'enrobage) de la conduite,
- ❖ Les insuffisances du système de protection cathodique,
- ❖ L'agressivité du sol (sol de faible résistivité électrique).

La protection des pipelines contre la corrosion externe se fait par protection cathodique et revêtement des canalisations.

3) Erosion

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

II.8.1. La corrosion

Introduction

La corrosion est le processus qui conduit les éléments naturels à défaire ce que l'homme a élaboré par son travail et à grands frais d'énergie, à partir des matériaux que la terre lui offre.

La corrosion métallique ramène, ainsi, métaux et alliages à leur état naturel d'oxydes ou de minerais.

La corrosion engendre, aussi bien pour les particuliers que pour les sociétés industrielles et les états, des coûts de renouvellement très importants, des conséquences techniques fâcheuses, et des risques pour l'homme lui-même.

La corrosion sévit dans tous les domaines d'activité, mais c'est peut-être dans les industries gazière et pétrolière qu'elle montre le plus son caractère nuisible.

Généralement enterrés, inaccessibles à l'examen, assurant leur fonction de production, de transport et de distribution, se faisant même oublier, les ouvrages gaziers baignent dans un milieu particulièrement agressif du fait de son hétérogénéité et du grand nombre d'impuretés qu'il contient. Ce milieu très varié ne se prête pas facilement à la modélisation et aux études scientifiques, tant en laboratoire que sur site.

C'est pourquoi, les chercheurs sont encore au stade de la compréhension des mécanismes de la corrosion et les ingénieurs au perfectionnement des techniques destinées à prémunir les ouvrages des effets de cette dégradation.

II.8.1.1. Définition

La corrosion est une forme complexe de la détérioration des matériaux. La corrosion a été définie de multiples manières : destruction de métal par réaction chimique ou électrochimique avec son environnement, érosion des métaux, destruction de matières par d'autres moyens que par action purement mécanique, et action inverse de l'élaboration en

métallurgie, par exemple une opération d'élaboration métallurgique consiste à produire du fer et de l'acier à partir de minerai de fer (oxydes), mais l'acier peut retourner à l'état d'oxyde quand il rouille et que la corrosion survient.

La corrosion désigne l'ensemble des phénomènes par lesquels un métal ou un alliage métallique tend à s'oxyder sous l'influence de réactifs gazeux ou en solution. Elle est dite :

- ❖ *Corrosion humide* lorsque les agents oxydants sont en solution ;
- ❖ *Corrosion sèche* lorsqu'ils ne sont pas en solution.

1) Corrosion humide

La corrosion humide est la plus rencontrée dans l'industrie du gaz et du pétrole ainsi que dans l'industrie pétrochimique.

La corrosion humide. Sous l'action conjuguée du *dioxygène* de l'air, de l'humidité, des impuretés du métal et des substances polluantes de l'atmosphère, l'acier et les métaux ferreux en général se recouvrent d'une couche poreuse de couleur rouge-brun. Celle-ci a une composition complexe mal définie. Tout au plus peut-on dire que l'oxyde de fer (III) (Fe_2O_3) en est le constituant principal. La couche de rouille qui se forme étant poreuse, l'attaque de fer se poursuit en profondeur jusqu'à détérioration total du métal. On peut modéliser le principe de la corrosion à l'aide du schéma ci-dessous:

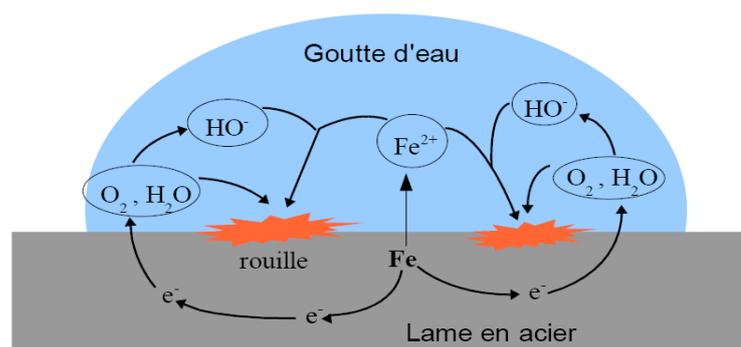


Figure II.2 : Corrosion humide

2) Corrosion sèche

A côté de la corrosion électrolytique, qui suppose la présence d'un liquide conducteur, on constate l'existence de phénomènes de dégradation des métaux lorsque ceux-ci sont en contact avec des gaz à des températures où toute trace d'humidité a disparu.

Ce phénomène, est appelé *corrosion sèche*, joue un rôle important dans tous les appareils qui fonctionnent à haute température, comme les chaudières et les fours de raffineries. Cette corrosion peut être produite :

- ❖ Par les gaz transportés (en particulier les gaz de combustion) ;
- ❖ Par l'air ambiant au voisinage de la tuyauterie chaude.

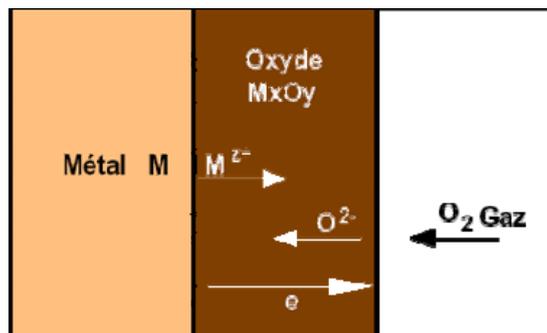


Figure. II.3 : Corrosion sèche

II.8.1.2. Processus de la corrosion

La corrosion d'un métal ou d'un alliage peut se développer suivant différents processus :

- ❖ Corrosion chimique ;
- ❖ Corrosion électrochimique ;
- ❖ Corrosion biochimique ;
- ❖ Corrosion par érosion.

II.8.1.2.1. Corrosion chimique

Il s'agit d'une réaction hétérogène entre une phase solide (le métal) avec une phase gazeuse ou liquide, il se produit une attaque du métal avec formation d'un produit de corrosion à sa surface.

Métal + agent agressif \Rightarrow corrosion

Agent agressif liquide \Rightarrow corrosion humide

*Si l'agent agressif est gazeux **Alors** corrosion sèche*

II.8.1.2.2. Corrosion électrochimique

Elle se produit lorsqu'il existe une hétérogénéité soit dans le métal, le réactif ou les deux, cette hétérogénéité va produire une différence de potentiel entre différents points du métal.

Si ce métal se trouve dans un milieu électrolysable il y aura formation de la pile (un courant électrique qui circule entre l'anode et la cathode) et les zones qui constituent les anodes sont attaquées. $M \rightarrow M^{++} + 2e^{-}$

❖ Mécanisme de la corrosion électrochimique:

Une corrosion électrochimique débute à partir du moment où l'état d'équilibre est rompu, en particulier si les électrons provenant de l'ionisation sont captés, trois cas peuvent se présenter:

- Les électrons sont captés par les cations H^{+} , il s'agit de corrosion électrochimique acide.
- Les électrons sont captés par l'oxygène, il s'agit de corrosion électrochimique par l'oxygène.
- Les électrons sont captés par un métal plus noble, il s'agit d'une corrosion électrochimique galvanique.

La zone du métal corrodée sera appelée anode, celle où s'établira le captage des électrons c'est la cathode.

II.8.1.2.3. Corrosion biochimique (bactérienne)

La corrosion biochimique c'est une attaque bactérienne des métaux en particulier dans les canalisations enterrées. Les bactéries peuvent produire des composés corrosifs tels que H_2 , CO_2 , H_2SO_4 , NH_3 et des acides organiques.

Nous avons vu que la corrosion résultait de l'interaction entre la pièce manufacturée et l'environnement. Outre les propriétés chimiques et physiques de l'environnement et la présence d'organismes vivants influent également sur la corrosion.

En effet, le métabolisme des organismes peut modifier localement la composition chimique à l'interface de la pièce, et donc créer une corrosion localisée. C'est notamment le cas des bactéries sulfato-réductrices (BSR). Les crustacés, qui se fixent sur les coques de bateaux et les piliers immergés, peuvent aussi poser problème, c'est la raison pour laquelle on utilise des peintures antifouling.

En milieu anaérobie, ce qui est le cas de certaines eaux stagnantes, ou de terrains argileux, vaseux imperméables et riches en sulfates, certaines bactéries consomment l'hydrogène produit au niveau des microcathodes, permettant ainsi à la corrosion de se poursuivre, et transformant les sulfates en sulfure de fer.

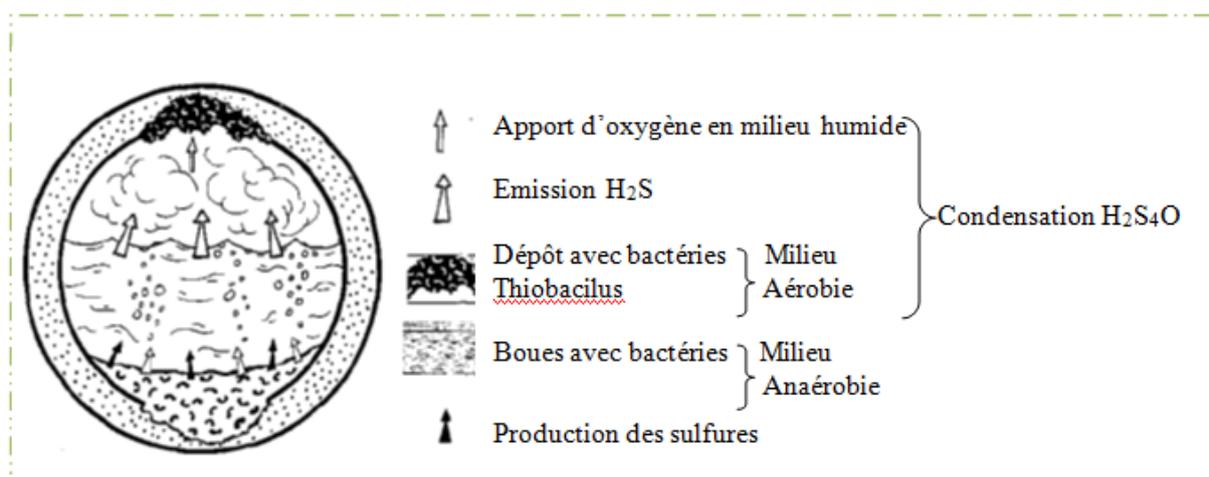


Figure. II.4 : Corrosion biochimique

II.8.1.2.4. Corrosion par érosion

La corrosion par érosion implique une accélération ou un accroissement de la vitesse de détérioration ou d'attaque d'un métal en raison du mouvement relatif entre un fluide corrosif et la surface métallique. Généralement, ce mouvement est très rapide et des phénomènes d'abrasion ou des effets d'usure mécanique existent souvent. Le métal est éliminé en surface sous forme d'ions dissous, ou encore, forme des produits solides de corrosion qui sont mécaniquement balayés de la surface métallique. Quelquefois, le mouvement du milieu environnant diminue la corrosion particulièrement lorsque des attaques locales surviennent sous des conditions de stagnation, mais alors il ne s'agit pas de corrosion par érosion puisque la détérioration n'est pas amplifiée. Pratiquement tous les métaux et alliages sont susceptibles de subir des dégâts par corrosion-érosion.

Pratiquement tous les milieux corrosifs peuvent engendrer la corrosion par érosion. Ces milieux comportent les gaz, les solutions aqueuses, les milieux organiques et les milieux liquides.

Tous les types d'équipement exposés aux fluides en mouvement sont sujets à la corrosion par érosion. Ce sont, entre autres, les réseaux de canalisations (particulièrement les courbes, coudes et tés), les vannes, les pompes, les ventilateurs centrifuges, les hélices, les roues de turbine...etc.

Puisque la corrosion par érosion comporte de la corrosion, tous les facteurs qui influencent la corrosion seront à prendre en considération.

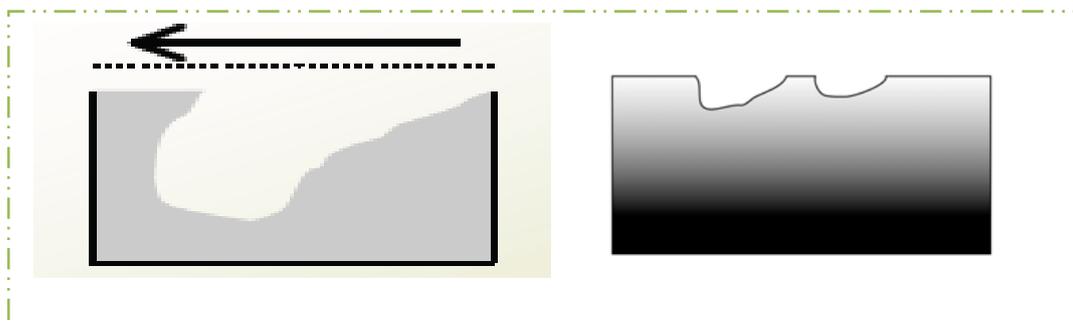


Figure. II.5 : Corrosion par érosion

II.8.1.3. Différentes formes de la corrosion

Il est pratiquement courant de classer les nombreux incidents dus à la corrosion en fonction de l'aspect du dommage observé ; soit à l'œil nu, soit avec examen micrographique.

L'effet de la corrosion n'est pas toujours observable, il peut y avoir des ruptures complètes de pièces sans pouvoir relever de pertes en poids appréciables.

D'une manière générale, la corrosion peut se développer de trois façons principales de la corrosion :

- ❖ Corrosion régulière (uniforme) ;
- ❖ Corrosion irrégulière (localisée) ;
- ❖ Corrosion inter cristalline (inter granulaire).

II.8.1.3.1. Corrosion régulière (uniforme)

La corrosion uniforme (régulière) constitue la dissolution quasi uniforme de tous les points constitutifs de la surface d'un matériau qui sont attaqués sensiblement à la même vitesse par le milieu corrosif. La conséquence de la corrosion uniforme est une diminution régulière de l'épaisseur par opposition aux différentes formes de corrosion localisée.

La corrosion uniforme se rencontre le plus fréquemment lorsque l'alliage métallique est en contact avec des acides tels que : l'acide sulfurique, l'acide nitrique, l'acide phosphorique, etc.

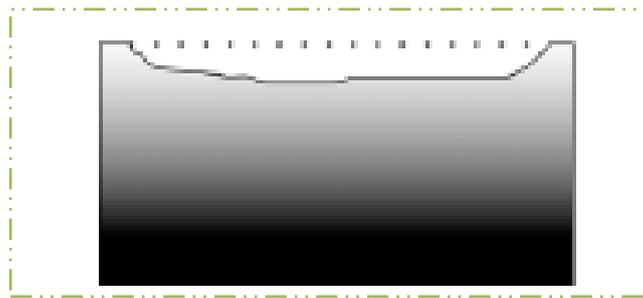


Figure.II.6 : Corrosion uniforme

II.8.1.3.2. Corrosion irrégulière (localisée)

Ce phénomène survient au contraire lorsque le matériau est mis en présence d'un environnement présentant vis à vis de lui un comportement sélectif.

Cette sélectivité peut avoir des origines multiples tant au niveau du matériau (alliage hétérophase, présence d'inclusions, protection de surface localement défectueuse, matériau bimétallique...) qu'au niveau de l'environnement (variation locale de composition, de pH ou de température).

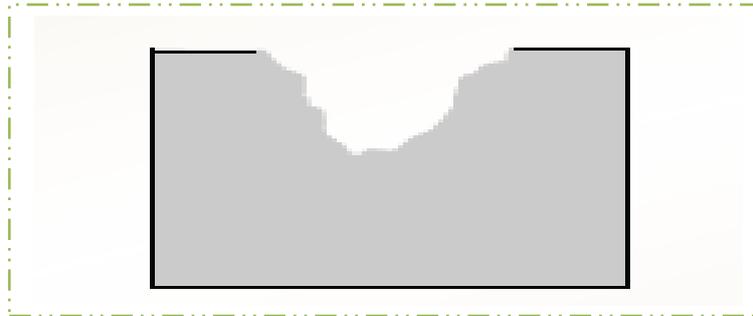


Figure. II.7 : Corrosion irrégulière

II.8.1.3.3. Corrosion inter cristalline (inter granulaire)

Les métaux à l'état solide sont constitués par des grains et possèdent une structure granulaire ou cristalline. Des attaques localisées aux limites des grains, avec une corrosion du grain relativement faible, s'appellent : corrosion inter granulaire. Quand la corrosion se développe, les grains se détachent et le métal ou l'alliage se désagrège. Dans certains cas, le problème est très sérieux, les joints des grains sont généralement anodiques par rapport aux grains. Dans la plupart des applications ou emploi des métaux, cette limite des grains revêt peu d'importance.

Si le métal se corrode, les zones anodiques se déplacent de sorte que la corrosion se produit d'une manière plus ou moins uniforme. Toutefois, si les limites de grains restent anodiques et que la corrosion se localise en ces points, on est en présence d'une corrosion inter granulaire.

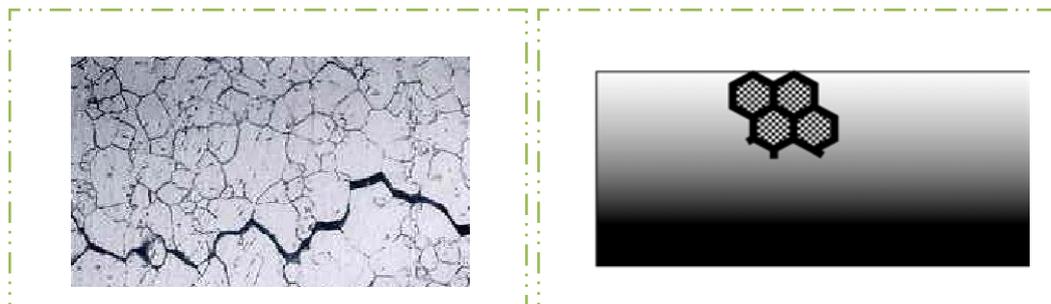


Figure.II.8 : Corrosion inter granulaire

II.8.1.4. Différents types de la corrosion

La corrosion peut prendre beaucoup de formes, et les statistiques liées à chacune seront différentes. L'importance réelle de chaque type de corrosion différera également entre les systèmes, les environnements, et d'autres variables opérationnelles.

II.8.1.4.1. Corrosion par piqûres

La corrosion par piqûres se produit sur une zone très restreinte de la surface de l'alliage métallique, le reste de cette surface restant protégé par le film passif. On observe une rupture locale de la couche passive et si aucune autoréparation de cette rupture ne se produit, la propagation d'une « piqûre » peut aller jusqu'à la perforation totale de la pièce métallique.

La corrosion par piqûre se caractérise par un rapport très petit entre l'aire de la surface attaquée et celle de la surface non attaquée.

La corrosion par piqûre représente une des formes de corrosion les plus insidieuses et les plus destructrices, elle provoque la détérioration des équipements par perforation avec seulement un faible pourcentage de perte de métal.

Il est souvent difficile de déceler les piqûres en raison de leurs faibles dimensions et parce que les piqûres sont souvent recouvertes par des produits résultant de la corrosion. En outre, il est difficile d'apprécier quantitativement l'étendu des piqûres à cause des profondeurs variées. La corrosion par piqûre est particulièrement dangereuse car elle constitue une forme localisée et intense de corrosion et les avaries surgissent souvent avec une extrême soudaineté. Elle est produite par certains anions tels que le chlorure sur les métaux protégés par un film d'oxyde mince.

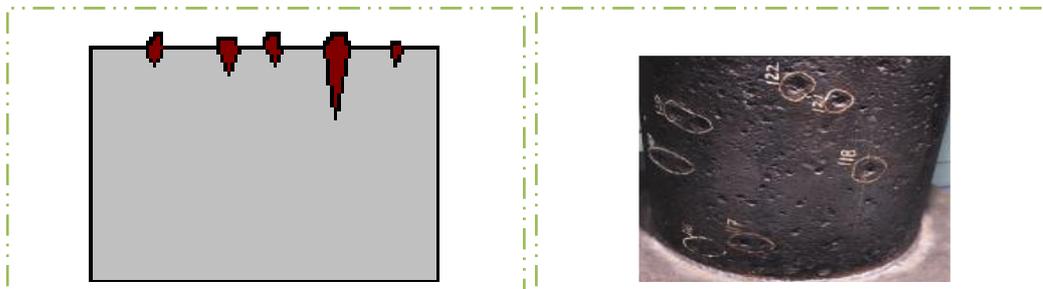


Figure. II.9: Corrosion par piqûre

II.8.1.4.2. Corrosion caverneuse

La corrosion caverneuse est un type de corrosion par piqûre qui s'attaque principalement aux métaux et aux alliages protégés par un film d'oxyde ou une couche passive. Les crevasses deviennent alors anodiques en raison du manque d'oxygène. Ce type de corrosion survient si la dimension des crevasses permet d'accueillir l'électrolyte et si elle favorise l'épuisement de l'oxygène.

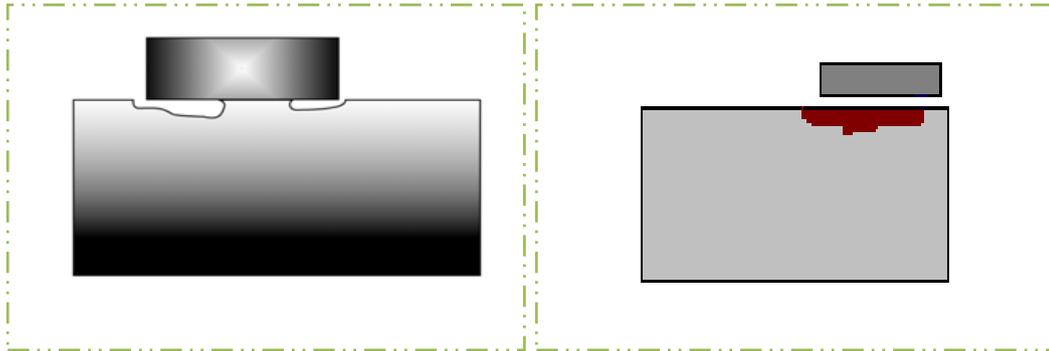


Figure. II.10: Corrosion Caverneuse

II.8.1.4.3. Corrosion galvanique

Quand deux métaux différents sont en contact entre eux (ou reliés par ailleurs électriquement) et environnés par un milieu conducteur, il s'établit une différence de potentiel entre ces deux métaux et il y a débit de courant. La corrosion est généralement accentuée sur le métal le moins résistant et l'attaque diminue sur le plus résistant à la corrosion, le plus faible de la chaîne devient plus fragile. Le métal le moins résistant devient anodique et le plus résistant cathodique. Cette corrosion est appelée corrosion galvanique, ou, entre deux métaux en raison de la présence de courants électriques et de deux métaux différents. Cette dernière est une corrosion électrochimique, mais, par souci de clarté nous conserverons le terme galvanique pour qualifier les effets de métaux différents.



Figure. II.11: Corrosion galvanique

II.8.1.4.4. Corrosion par friction

La corrosion par friction est celle qui se produit aux surfaces de contact de deux métaux soumis à une charge et sujets à des vibrations et à des glissements effectifs en ces endroits. En d'autres termes, la corrosion par friction est l'attaque d'un ou de deux métaux par suite de friction sous charge.

Les produits de corrosion sont habituellement des oxydes et très souvent le taux d'attaque est rapide. Ce phénomène a été également appelé oxydation par friction en raison de la nature des oxydes formés.

Les conditions de base pour l'apparition de la corrosion par friction sont :

- ❖ Les surfaces de contact des métaux doivent être sous charge ;
- ❖ Des vibrations doivent exister à l'interface, de sorte qu'un métal frotte ou frictionne l'autre ;
- ❖ Un faible degré de glissement doit exister entre les deux surfaces métalliques.

Les résultats de ce type d'attaque sont :

- ❖ La disparition de métal aux surfaces de contact et la production de débris d'oxydes. Pour l'acier, l'oxyde ferrique est le produit formé habituellement ;
- ❖ Des ruptures ou la fatigue du métal ;
- ❖ La perte de tolérance dimensionnelle dans les parties ajustées avec précision.

L'humidité réduit apparemment les dégâts par friction sur l'acier, par ce que l'humidité agit comme un lubrifiant. La corrosion par friction s'accroît en même temps que la charge où la contrainte augmente. Elle peut être diminuée ou pratiquement éliminée dans certains cas grâce à l'application de l'un des moyens suivants, seul ou en combinaison :

- ❖ Accroissement de la charge pour éliminer les vibrations et glissements ;
- ❖ Emploi des joints pour absorber les vibrations.

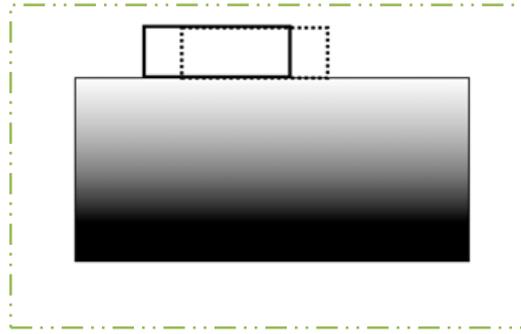


Figure. II.12: Corrosion par friction

II.8.1.4.5. Corrosion par fissuration

1) Corrosion sous tension

Des tensions et la corrosion agissant souvent ensemble pouvant causer la défaillance des métaux de deux manières : La résistance à la corrosion d'un métal ou d'un alliage est diminuée et la corrosion se manifeste, Cela est désigné sous l'appellation « corrosion accélérée sous tension » ; La deuxième, et la plus importante manière, aboutit à la rupture ou à la cassure du métal, C'est alors la rupture-corrosion sous tension. La corrosion sous tension peut être assimilée à une défaillance par rupture provoquée par les effets conjugués de la corrosion et de la tension. Une des caractéristiques la plus importante de la corrosion sous tension est l'absence d'attaque généralisée visible, le métal paraît bon, sauf s'il rompt.

Le terme corrosion sous tension est utilisé lorsque des tensions statiques ou stationnaires entrent en jeu. La corrosion sous tension dépend de la tension, de la concentration, de la nature du milieu environnant, de la température, et de la composition du métal.



Figure. II.13: Corrosion sous tension

2) Corrosion par fatigue

Si les métaux et alliages sont soumis à des tensions cycliques, ils se rompent en l'absence de corrosion pour un certain nombre de cycles. Si des tensions cycliques ou alternatives interviennent, la défaillance est appelée corrosion par fatigue

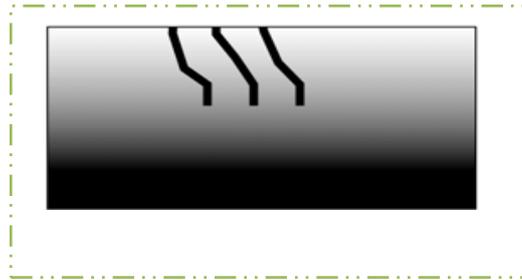


Figure. II.14: Corrosion par fatigue

II.8.1.4.6. Corrosion par cavitation

La cavitation est une forme d'attaque par corrosion provoquée par la formation et la réunion de bulles de vapeur dans un liquide au voisinage de la surface du métal. Cette dégradation est aussi appelée cavitation-érosion. La cavitation se produit dans les turbines hydrauliques, sur les hélices navires et les pompes, et peut se manifester sur d'autres éléments où un débit de liquide à haute vitesse de circulation est réalisé et où la pression se modifie.

Comme la pression dans l'eau tombe, des bulles se forment et la pression dans les bulles ou les cavités est égale à la pression de vapeur de l'eau qui entoure la cavité. Autrement dit, les bulles ont tendance à se former lorsque la pression hydrodynamique tombe en dessous de la pression de vapeur de l'eau.

Le mécanisme d'attaque par cavitation peut être assimilé soit à celui d'une corrosion, soit à celui d'une détérioration mécanique. Sous le premier aspect, les forces dues à l'écoulement des bulles détruisent le film protecteur de la surface du métal.

L'explication du phénomène de dégradation mécanique consiste simplement en ce que des petites particules de métal sont arrachées par effet de choc.

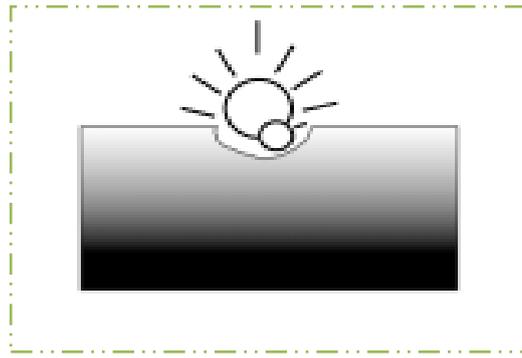


Figure. II.15: Corrosion par cavitation

II.8.1.4.7. Corrosion par courants vagabonds

Les courants électriques vagabonds sont des courants qui suivent des chemins différents de ceux du circuit prévu, ils peuvent aussi provenir des 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, constituent des points chauds et provoquent des débris 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 a 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 ce qu'on appelle l'alloccorrosion.

II.8.1.5. La protection contre la corrosion

La protection contre la corrosion d'un ouvrage enterré pouvait être réalisée par application de la protection cathodique. Cette protection est dite **active** parce qu'elle agit directement sur le processus de corrosion.

Une autre méthode dite de **protection passive** peut être utilisée. Elle consiste à soustraire l'ouvrage à protéger du milieu agressif dans lequel il baigne, par utilisation d'isollements ou de revêtements adéquats. Elle nécessite aussi d'isoler cet ouvrage des autres métaux qui pourraient amener des couplages galvaniques.

II.8.1.5.1. Protection contre la corrosion électrochimique

La corrosion électrochimique d'un métal est le résultat d'un passage d'un courant anodique dans la pile locale. Pour supprimer le phénomène de corrosion, il faut porter le métal d'un potentiel par lequel l'intensité de la réaction élémentaire anodique est nulle ou très faible, nous citons :

- ❖ La Protection cathodique par anode sacrificielle (anode galvanique) ;
- ❖ La Protection cathodique par courant imposé.

1) Protection cathodique par anode sacrificielle

Les anodes sacrificielles (galvaniques) sont applicables et appliquées lorsque les besoins en courant sont faibles, lorsque les structures à protéger sont bien revêtues et lorsque le sol présente une faible résistance.

❖ Les principaux avantages des anodes sacrificielles sont :

- Aucun apport d'énergie extérieur n'est nécessaire ;
- Après l'installation, coût d'entretien minimum ;
- Coût d'installation faible.

❖ Les principaux inconvénients sont :

- potentiels de drainage limités et faible rendement.
- Limitation des résistivités du sol.
- Peu applicable aux tuyauteries de grands diamètres.
- Interférences mutuelles entre les installations multiples ou parallèles.

Lorsqu'une anode galvanique est reliée à une structure métallique souterraine et enterrée dans le sol, comme montrée à la **Figure. II.16**, une pile galvanique s'établit. L'anode est réalisée en un métal qui est électronégatif par rapport à la structure. Ainsi, elle devient anodique et se corrode tandis que la structure est protégée. Le zinc et le magnésium sont les deux principaux métaux utilisés dans la confection d'anodes galvaniques. Ces deux métaux sont normalement électronégatifs par rapport à l'acier, au plomb et au cuivre qui sont des métaux usuels que l'on protège de la corrosion.

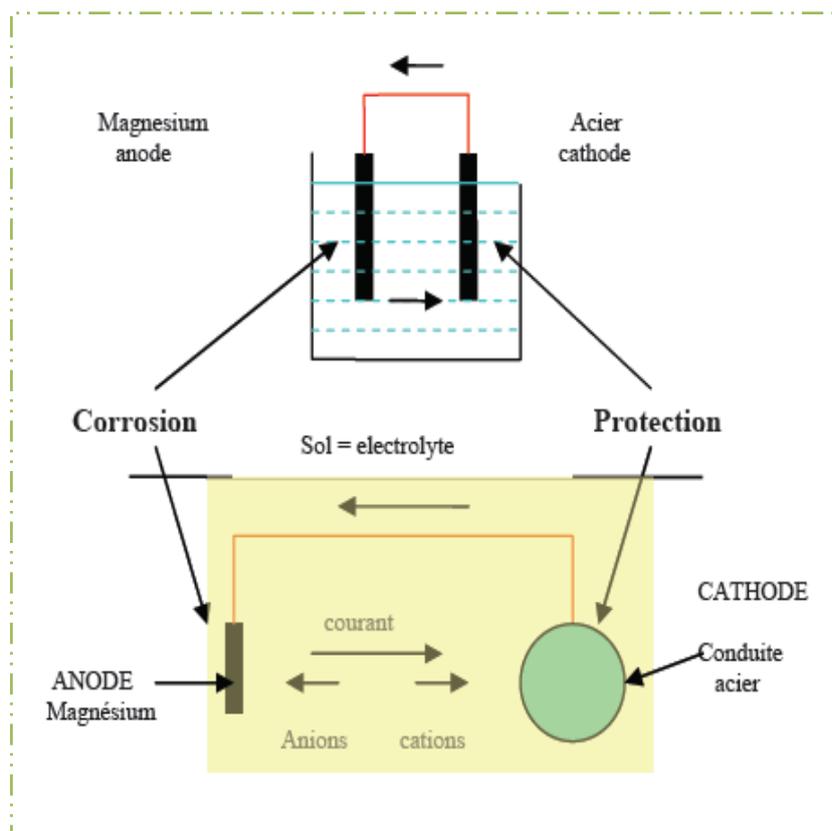


Figure. II.16: Protection par anode sacrificielle

2) Protection cathodique par courant imposé

La protection cathodique par courant imposé à des structures métalliques enterrées, consiste à utiliser des courants à partir d'une source extérieure. La **Figure. II.17**, montre un lit redresseur enterré classique utilisant un apport de courant alternatif extérieur.

La source extérieure de puissance peut aussi être fournie par une génératrice à moteur ou à éolienne. Ces méthodes sont seulement utilisées dans les endroits où du courant continu n'est pas disponible.

Les avantages sont :

Les avantages des méthodes d'applications de la protection cathodique par les redresseurs enterrés sont :

- ❖ Débit de courant plus élevé ;
- ❖ Application aux sols environnants de hautes résistivités ;
- ❖ Souplesse de réglage du débit de courant ;
- ❖ Application aux structures nues ou mal revêtues ;
- ❖ Protection de structures plus grandes et plus développées.

Les inconvénients sont :

- ❖ Coût d'installation plus élevé;
- ❖ Coût d'entretien plus élevé;
- ❖ Dépenses d'énergie;
- ❖ Problème d'interface avec les lignes voisines.

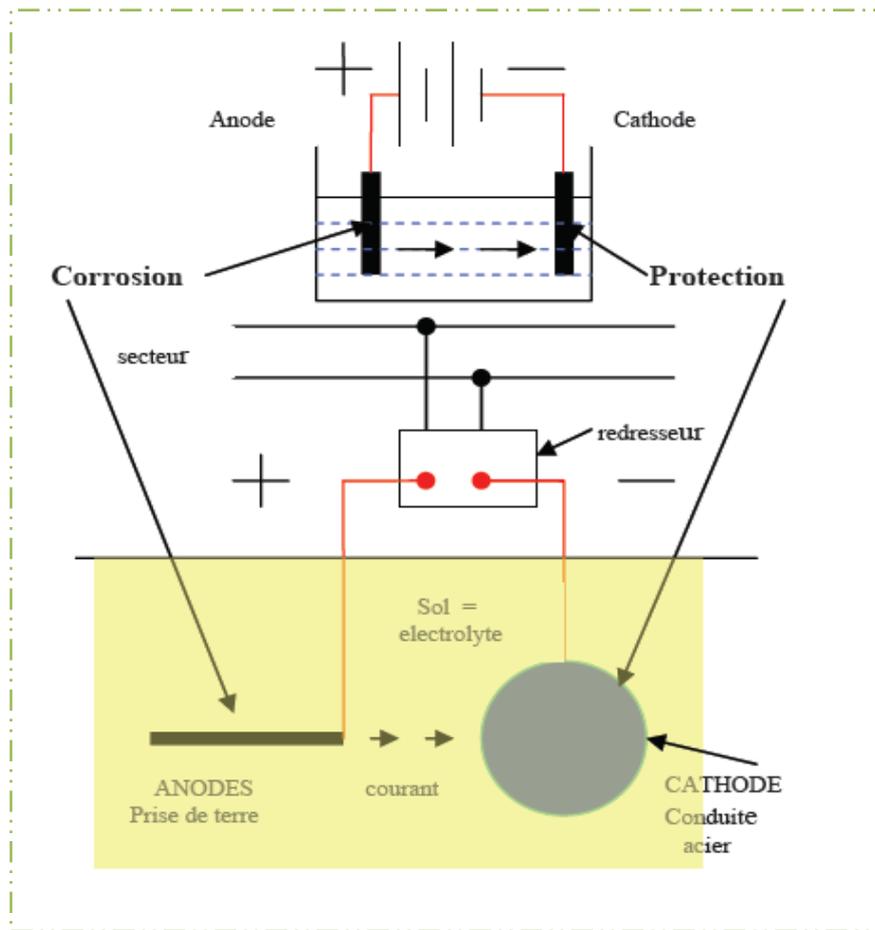


Figure. II. 17: Protection cathodique par un courant imposé

3) Protection des canalisations contre l'effet des courants vagabonds

La corrosion par courants vagabonds est complètement évitée par la mise en place d'un conducteur métallique de faible résistance entre la canalisation et les rails. Ceci s'appelle un intermédiaire dans le système rails-canalisation.

L'isolement total et parfait des conducteurs par rapport au sol serait la meilleure précaution pour éviter les courants vagabonds. Mais cette solution n'est pas souvent possible. Un procédé applicable, dans le cas où la résistance du sol est élevée, consiste à prévoir des *jointes isolants aux brides*, afin de rompre la continuité électrique de la conduite et d'interdire la circulation du courant. Cependant, cette méthode est limitée par le risque de corrosion à l'endroit où le courant sort vers la terre pour contourner le joint. Une protection isolante de

part et d'autre des brides est indiquée, dans ce cas, sur une longueur de 40 à 50 fois le diamètre de la tuyauterie.

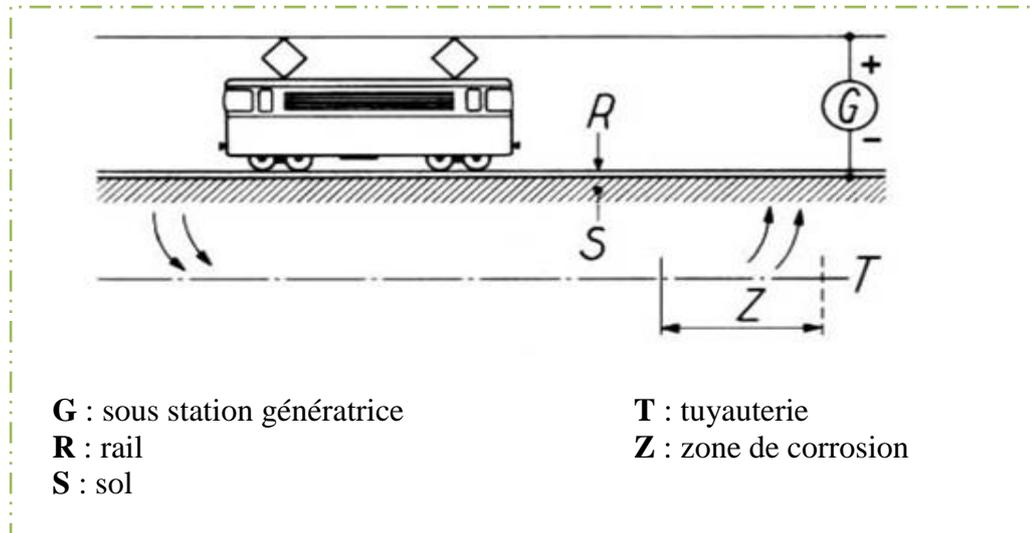


Figure. II.18: Corrosion par courant vagabonds

II.8.1.5.2. Protection par revêtements

Un ingénieur ou un acheteur peut sélectionner un revêtement protecteur selon plusieurs critères, mais le choix d'un revêtement anticorrosion ou pour application industrielle doit tenir compte des points suivants :

- La résistance à la corrosion ;
- La quantité de matière solide par volume ;
- L'épaisseur du film par couche ;
- Le nombre de couches nécessaires pour une protection optimale ;
- Le coût total d'application en main-d'œuvre et matière ;
- La durée de service estimée...etc.

II.8.1.5.2.1. Revêtements métalliques

Ces revêtements sont constitués par une couche d'un métal résistant bien à la corrosion dans le milieu considéré. Suivant la position du métal de protection dans l'échelle

des potentiels de dissolution (tableau 1), on distingue les revêtements cathodiques et les revêtements anodiques.

Suivant le mode de corrosion, les revêtements métalliques peuvent se diviser en deux groupes :

- ❖ Les nobles ;
- ❖ Les sacrificiels.

Comme leur nom l'indique, les revêtements nobles de Ni, Cu, Pb, Cr sur l'acier sont nobles dans la classification des potentiels de dissolution par rapport au métal de base, contrairement aux revêtements sacrificiels, tels que ceux de Zn, Mg, Al, Ti...etc.

**Tableau 1-protection normal d'électrode E_0
rapporté à l'électrode normale à hydrogène pour
Quelques métaux à 25°C**

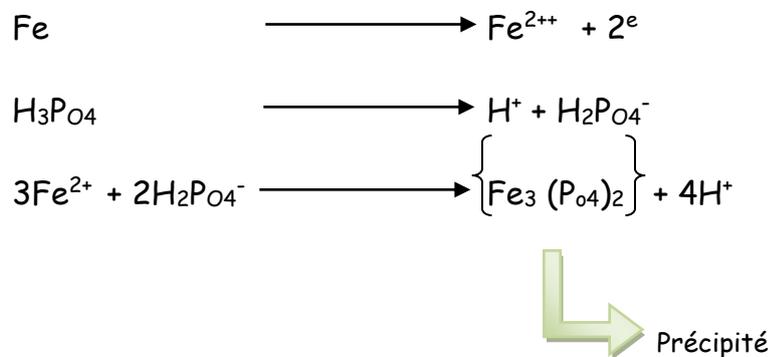
Métal	Réaction	$E_0(V)$
Or	$Au \rightleftharpoons Au^{++} + 3 e^-$	+1.50
Platine	$pt \rightleftharpoons pt^{++} + 2 e^-$	+1.19
Argent	$Ag \rightleftharpoons Ag^+ + e^-$	+0.78
Mercure	$2Hg \rightleftharpoons Hg_2^{++} + 2 e^-$	+0.79
Cuivre	$Cu \rightleftharpoons Cu^{++} + 2 e^-$	+0.34
Hydrogène	$H_2 \rightleftharpoons 2H^+ + 2 e^-$	0
Plomb	$Pb \rightleftharpoons Pb^{++} + 2 e^-$	-0.13
Etain	$Sn \rightleftharpoons Sn^{++} + 2 e^-$	-0.14
Nickel	$Ni \rightleftharpoons Ni^{++} + 2 e^-$	-0.25
Cadmium	$Cd \rightleftharpoons Cd^{++} + 2 e^-$	-0.40
Fe	$Fe \rightleftharpoons Fe^{++} + 2 e^-$	-0.44
Chrome	$Cr \rightleftharpoons Cr^{+++} + 3 e^-$	-0.74
Zinc	$Zn \rightleftharpoons Zn^{++} + 2 e^-$	-0.76
Titane	$Ti \rightleftharpoons Ti^{++} + 2 e^-$	-1.63
Aluminium	$Al \rightleftharpoons Al^{+++} + 3e^-$	-1.66
Magnésium	$Mg \rightleftharpoons Mg^{++} + 2e^-$	-2.37

II.8.1.5.2.2. Revêtements non métalliques

1) Revêtements inorganiques

Ils s'appliquent surtout aux aciers au carbone, c'est une opération de phosphatation qui est réalisée à chaud, ce procédé renforce l'adhésion des peintures. On fabrique les couches de phosphate par immersion dans une solution d'acide sulfurique provoquant ainsi une corrosion d'acier. Des produits de réaction précipités à la surface, formant une couche de phosphate, où se forme un film protecteur.

Exemple:



2) Revêtements organiques

Ils forment une barrière plus ou moins imperméable entre le métal et le milieu:

❖ Revêtements en bitume

Ils sont utilisés pour protéger des structures en acier ou en fonte. Le bitume contient différents hydrocarbures appartenant aux résidus de la distillation du pétrole, leur plasticité réduit considérablement les risques d'endommagements mécaniques.

❖ Revêtements polymériques

Il s'agit du thermoplastique tel que le polyéthylène, polypropylène, et le pvc (polyvénylchloré), et les thermodurcissables tels que les époxydes, polyesters.

❖ Peinture et vernis

Les peintures constituent le moyen le plus courant de protection contre les risques de corrosion peu importants. Ce sont des mélanges de pigments insolubles en suspension dans un liquide généralement organique qui, après application sur un support, se durcit soit par évaporation d'un solvant, soit par oxydation ou polymérisation en laissant une pellicule solide, appelée feuil, adhérant à la surface à protéger.

Pour qu'une peinture joue convenablement son rôle de protection, il faudrait qu'elle soit parfaitement étanche aux milieux corrosifs, qu'ils soient liquides ou gazeux. Malheureusement, il n'en est jamais ainsi, et l'on doit prévoir la pénétration du milieu corrosif jusqu'au métal. Il est donc recommandé, pour éviter toute détérioration ultérieure, d'appliquer une première couche (**Couche de base**) possédant surtout les qualités suivantes :

- ❖ Être parfaitement en contact avec le métal, ce qui implique une préparation sérieuse de la surface à protéger ;
- ❖ Contenir, si possible, des inhibiteurs qui limiteront et stopperont la corrosion du support si les produits corrosifs parviennent à travers les défauts des couches supérieures jusqu'au métal ;
- ❖ Être compatible avec les couches appliquées ultérieurement.

Le vernis est une peinture secondaire qui permet de protéger la peinture primaire et joue le rôle dans l'hystérique.

Conclusion

La corrosion affecte de nombreux pipelines d'hydrocarbures. Elle est la cause principale des fuites et des ruptures de la canalisation, se traduisant parfois par des dégâts catastrophiques (dégâts humains, pollution du milieu naturel, frais supplémentaires de réparation, arrêt prolongé du pompage, etc.).

L'impact de ce phénomène sur les économies nationales, aussi bien des pays producteurs que consommateurs, peut atteindre des proportions très significatives, malgré les progrès technologiques dans le domaine de la protection contre la corrosion (protection cathodique, revêtement).

III. Inspection en ligne et diagnostic

III.1. Introduction

L'inspection en ligne par outils intelligents peut 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 bonnes conditions.

Un grand nombre de pipelines à travers le monde dépasse la limite d'âge prévue de leur utilisation, et pourtant ils continuent à être parfaitement fonctionnels. Ceci moyennant un suivi régulier de leur état technique et d'une politique de maintenance appropriée. La question fondamentale qui se pose dans ces cas là est la suivante : réparation ou réhabilitation ?

La première étape pour répondre à cette question est un programme détaillé d'inspection pour obtenir les données nécessaires à l'évaluation de l'état de la ligne.

III.2. Action de pré-inspection

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

- ❖ Nettoyage de la conduite par outil conventionnel ;
- ❖ Envoi de l'outil de configuration (calliper pig) en vue de détecter les risques de blocage ;
- ❖ Envoi de l'outil intelligent pour la localisation des pertes de métal et l'évaluation de leur importance.

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

- ❖ Le pipeline est nouveau ;
- ❖ La conduite 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 d'outils conventionnels.

Il est par contre nécessaire de recourir aux opérations de pré-inspection dans le cas où :

- ❖ 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, et des dépôts de paraffine ...etc.

III.2.1. Nettoyage des conduites

Les opérations de nettoyage à l'intérieur des canalisations regroupent les travaux de ramonage, de soufflage, ainsi que toutes les opérations connexes susceptibles de favoriser l'écoulement du gaz. Elles ont pour but :

- ❖ D'éviter les dépôts d'impuretés (poussières, boues, produits liquides) susceptibles de gêner l'écoulement du gaz ;
- ❖ De chasser les dépôts en formation ;
- ❖ De nettoyer les parois de canalisation ;
- ❖ De rendre maximal le coefficient d'écoulement ;
- ❖ De sécher les parois de la canalisation après les épreuves hydrauliques.

La fréquence des ramonages varie selon l'importance des canalisations, leurs caractéristiques, leur situation par rapport aux points d'émission et de compression, leur origine d'explicitation, ainsi que la nature et la composition du gaz.

III.2.2. Gare de racleur

Le passage des racleurs destinés à nettoyer les parois internes des tubes nécessite de prévoir des « gares » permettant l'envoi et la réception de ces racleurs, en générale à partir des stations de pompage ou de compression. Un racleur effectue couramment un parcours de 100km et peut même effectuer un parcours beaucoup plus long sur une ligne correctement construite. En pratique, on limite l'intervalle entre les gares de racleurs à des distances pouvant atteindre 400km.

Une gare de racleurs est constituée essentiellement d'une section de tube en cul-de-sac, d'un diamètre de 2 à 4" supérieur à celui de la canalisation, dans laquelle on introduit le racleur en l'engageant jusqu'à l'entrée de la canalisation même, pour le départ, ou dans laquelle, à l'arrivée, le racleur vient s'arrêter n'étant plus propulsé par ses coupelles.

L'agencement des circuits est réalisé de telle sorte que l'on puisse soit faire passer le flot de produit à travers la gare pour l'expédition ou la réception, soit au contraire, isoler la gare pour retirer ou introduire le racleur. Le schéma type d'une gare est indiqué dans la figure ci-dessous. Il est recommandé de prévoir la gare d'arrivée suffisamment longue pour recevoir deux racleurs à la suite, tandis qu'au contraire, la gare de départ ne doit pas être trop longue pour permettre à l'opérateur d'engager facilement le racleur jusqu'au fond de la gare.

La fermeture de la gare doit être un système de fermeture rapide permettant une manipulation relativement aisée alors qu'une bride ordinaire imposerait le démontage fastidieux d'un grand nombre de boulons et la réfection du joint à chaque fois.

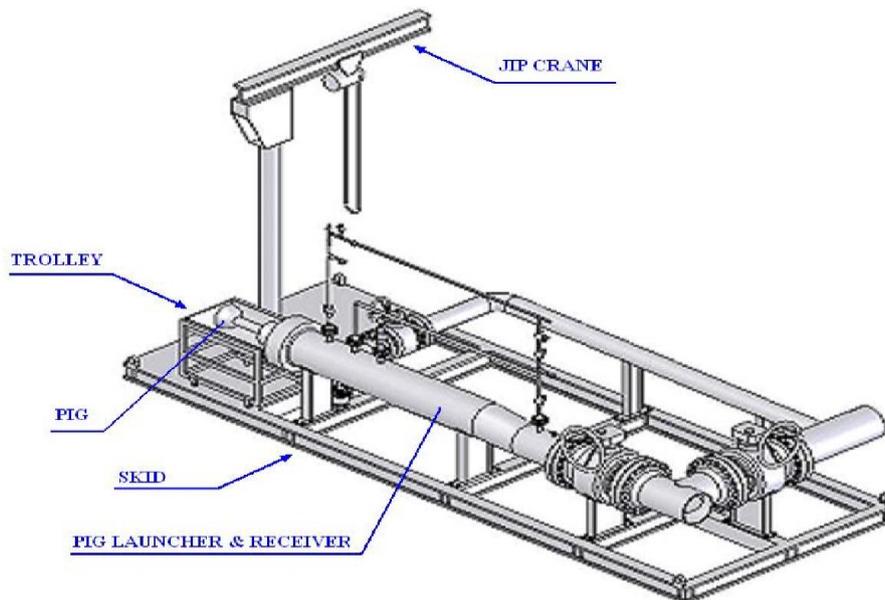


Figure.III.1: Gare de racleur

III.3. Les outils d'inspection en ligne

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

- ❖ Les outils de nettoyage ;
- ❖ Les outils de configuration ou outils géométriques ;
- ❖ Les outils de détection de pertes de métal.

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

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

III.3.1. Les outils de nettoyage

Il existe des racleurs sans aucun équipement de mesure qui servent, soit à nettoyer les canalisations, soit à isoler les uns des autres différents produits incompatibles. Les racleurs d'isolement sont généralement équipés de coupelles particulières assurant à la fois leur propulsion et leur étanchéité.

Les outils de nettoyage peuvent être équipés de brosses de nettoyage, de tampon d'arrêt, d'émetteur de positionnement ou d'aimant de ramassage des dépôts, et d'un axe cylindrique (plein ou creux) le plus souvent en acier (parfois en plastique sur lequel sont fixés des disques ou des coupelles en caoutchouc synthétique).

Pour assurer le déplacement de ces types d'outils à l'intérieur de la conduite, il est nécessaire de disposer d'une différence de pression (DP) relativement importante, cette différence de pression entre la pression frontale du racleur et la pression arrière ne doit pas dépasser 5 bars. La pratique a montré que l'usure critique de ces dispositifs est atteinte à 120 km minimum (la distance entre deux stations). Il est donc nécessaire de fixer de nouvelles coupelles à chaque station, ce qui se traduit par des coûts plus élevés.

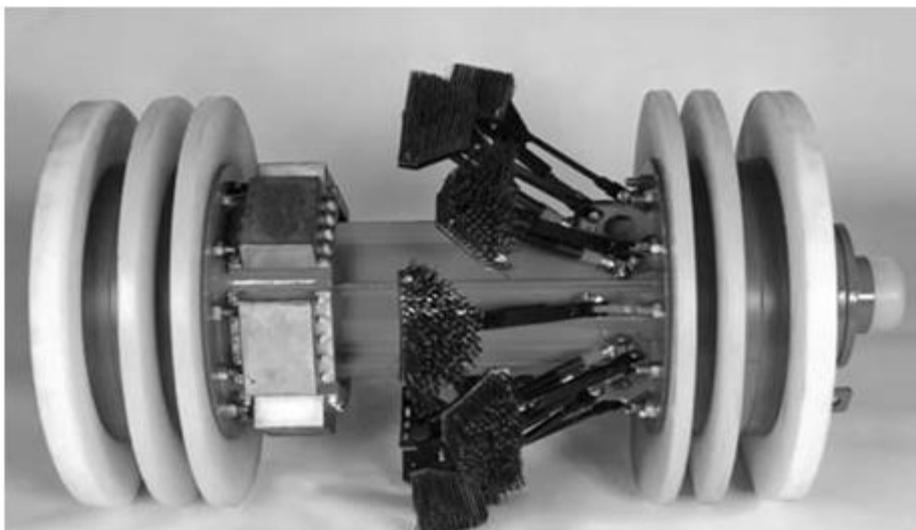


Figure.III.2 : Outil de nettoyage

III.3.2. Les outils géométriques (Outils de configuration)

L'objectif de ces outils est de détecter les déformations géométriques de la conduite (bosselures, ovalisation,...). Le premier outil de ce genre mis en service est le TDW caliper pig dont le fonctionnement était basé sur un principe électromécanique. Une série de doigts mécaniques (fingers) sont rattachés radialement au centre de l'outil. Le mouvement de ces doigts, en présence des 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 dont le rôle principal est la mesure de la distance parcourue par l'outil. La connaissance de la distance permet la localisation de la position du défaut.

Cette première génération d'outils a laissé place à des outils de configuration de type électronique. Le principe de base est le même, c'est-à-dire, en utilisant des doigts disposés radialement. Cependant, 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. La dernière génération d'outils de configuration englobe les outils de type électromagnétique, où les doigts mécaniques sont remplacés par des capteurs magnétiques. Un champ magnétique est généré par l'outil par l'intermédiaire d'aimants, ainsi, tout changement de forme provoque une variation du champ magnétique qui est enregistrée sous forme de signal électrique. A l'arrivée, 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 interne 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 odomètre et un canal additionnel mesure la vitesse de déplacement.

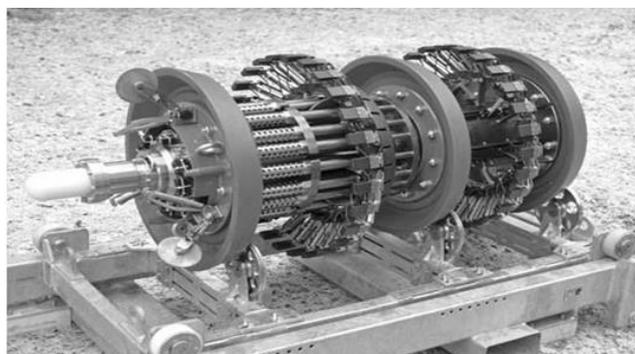


Figure.III.3: Outil géométrique d'inspection

III.3.3. Les outils de détection des pertes de métal

La détection de pertes de métal et de fissurations est le domaine où l'utilisation de l'outil intelligent a connu le plus d'intérêt. Deux techniques ont émergé concernant la détection des pertes de métal :

- ❖ Détection par flux magnétique ou technique MFL (*Magnetic Flux Leakage*) ;
- ❖ Détection par ultrasons ou technique UT (*Ultrasonics Technic*).

III.3.3.1. La technique MFL

Cette technique utilise de puissants aimants induisant un flux magnétique dans la paroi de la conduite. Des capteurs placés entre les pôles détectent 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 cet inconvénient surtout pour les grands diamètres. La firme TUBOSCOPE, qui a commercialisé le premier outil intelligent de détection de pertes de métal, a choisi d'utiliser des électroaimants. Tous les autres constructeurs ont opté pour les aimants permanents. *British Gas* a ainsi réussi à multiplier par dix la puissance des aimants permanents en développant de nouveaux matériaux magnétiques tels que le N.I.B (Neodinium-iron-bore). Un autre axe ayant favorisé le développement des techniques MFL concerne les progrès réalisés dans la technologie des capteurs. Les premiers capteurs étaient très larges et donnaient lieu à des pertes de contact avec la paroi à chaque changement de direction de la conduite (particulièrement au niveau des zones de courbure). Les capteurs actuels sont considérablement améliorés au point où la détection des pertes de métal est même possible au niveau des cordons de soudure et sur la face interne et externe 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 Gas*, dans un document publicitaire, et pour donner un ordre de grandeur, affirme que l'équivalent de la bible était enregistré toute les six secondes !



Figure. III.4 : Image réelle de l'outil MFL

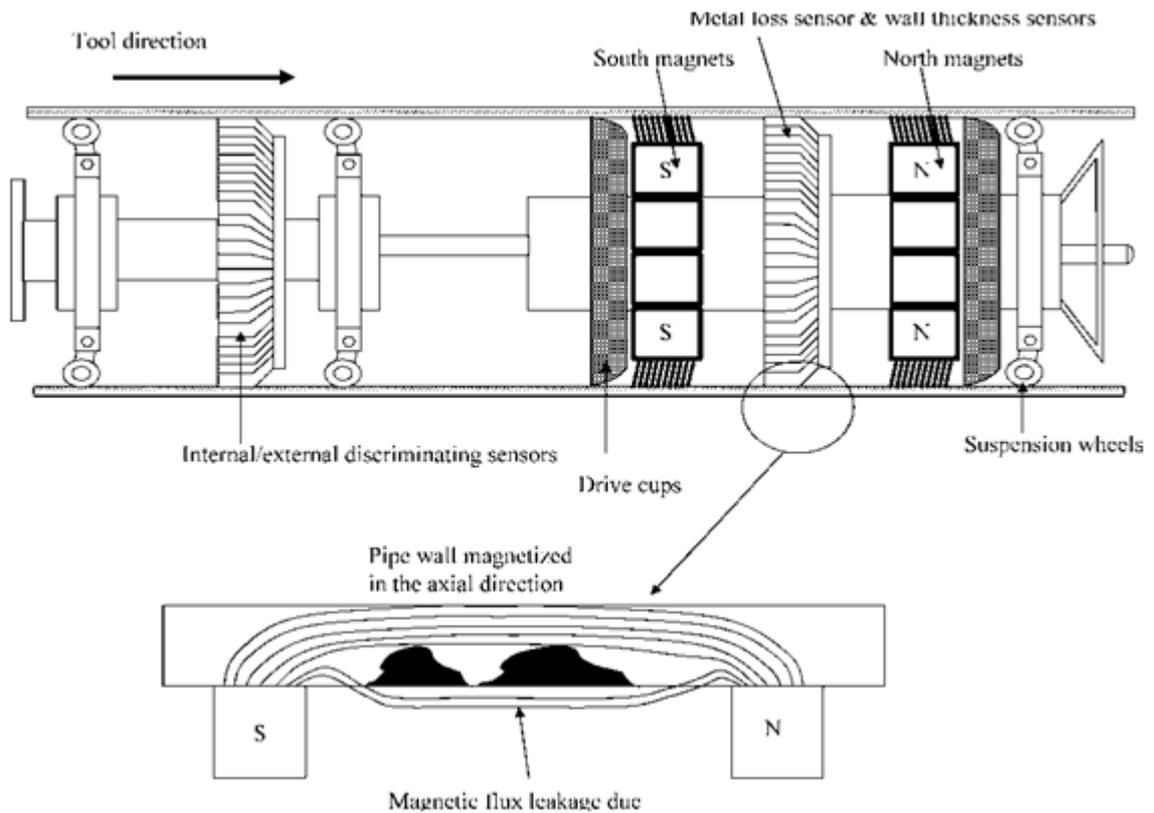


Figure. III.5: Schéma descriptif de l'outil MFL

III.3.3.2. Les outils ultrasoniques

Leur principe de fonctionnement est assez simple. Un transducteur émet des pulsations ultrasoniques ; un premier écho se produit et rencontre la surface intérieure, 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. Cependant cette technique ne peut être utilisée qu'en présence d'un couplant liquide (en introduisant un batch de liquide eau ou hydrocarbure dans le pipeline). De plus, le transducteur (l'émetteur d'ultrason) doit être placé à une distance constante de la paroi avec une inclinaison bien définie. Ce qui pose un problème au niveau des courbures de la 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.

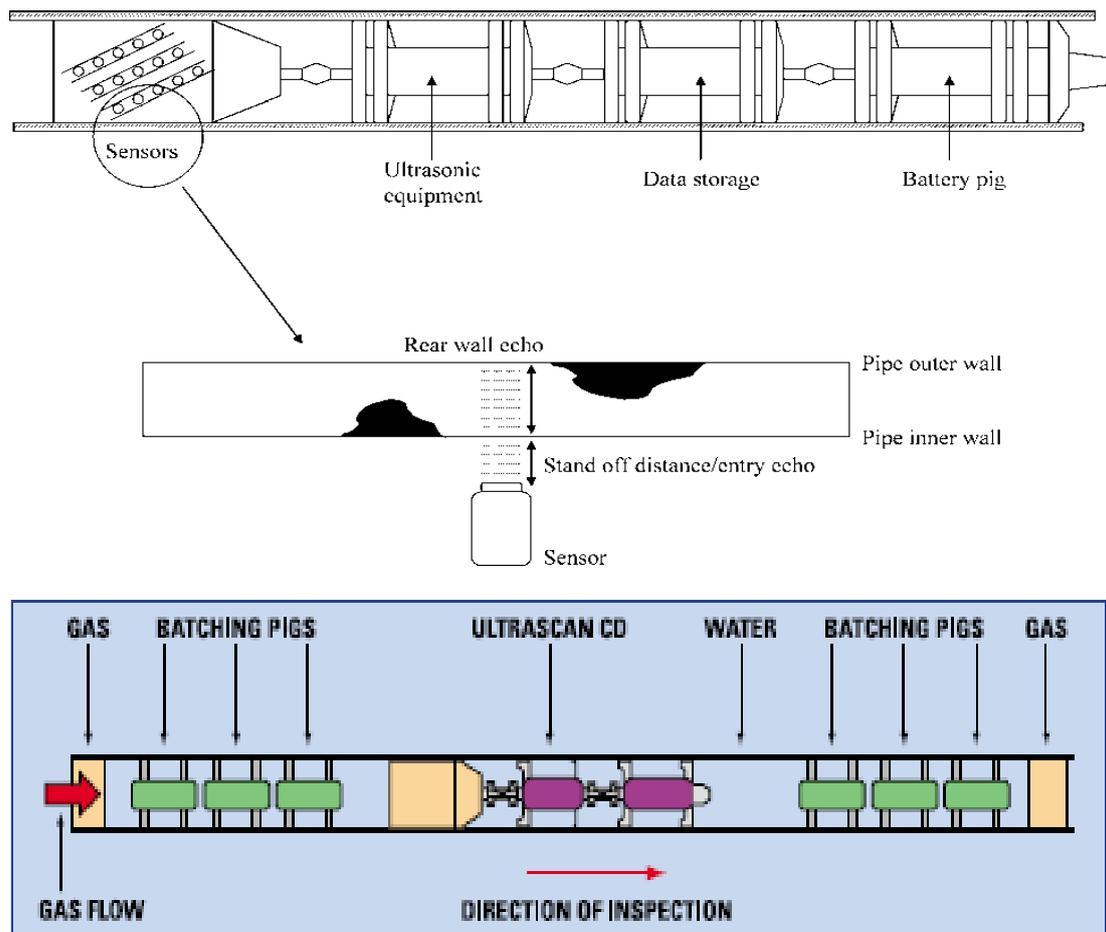


Figure.III.6 : Schéma descriptif de l'outil ultrasonique

III.4. 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.

III.4.1. Résultats numériques

Le tableau nous donne un exemple de résultats présentés sous forme numérique. La conduite est divisée en 12 parties correspondant au cadran d'une montre. 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 (tableau). Ceci permet en général d'identifier les tronçons les plus touchés et de ce fait, devant être prioritairement réparés.

III.4.2. Résultats sous forme d'histogrammes

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.

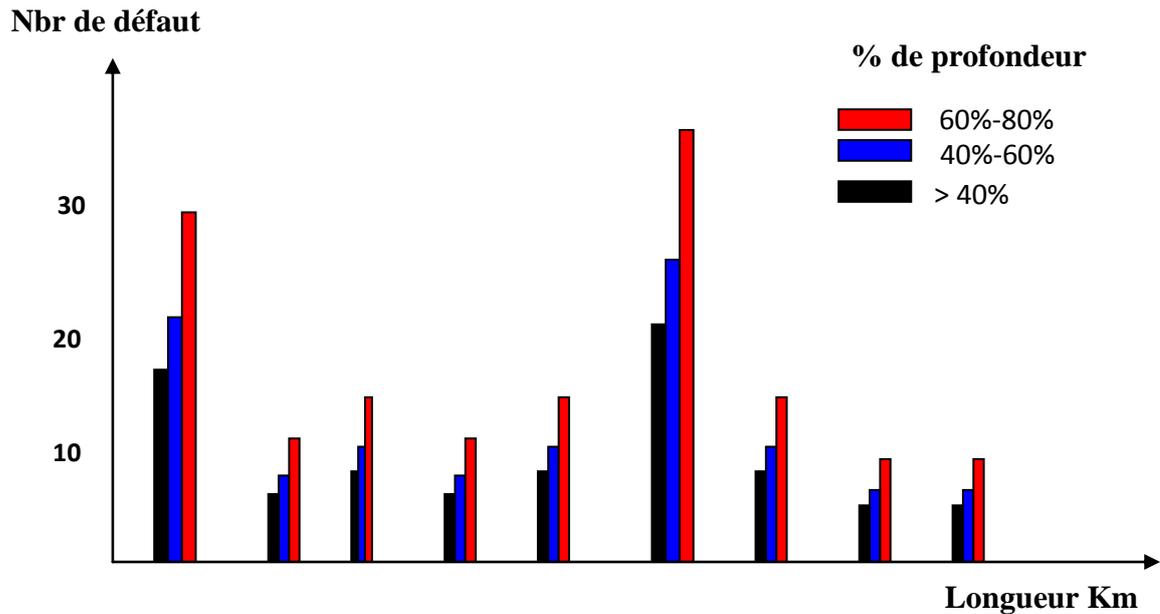


Figure.III.7 : Exemple d'un résultat sous forme d'histogramme

III.4.3. Résultats graphiques

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

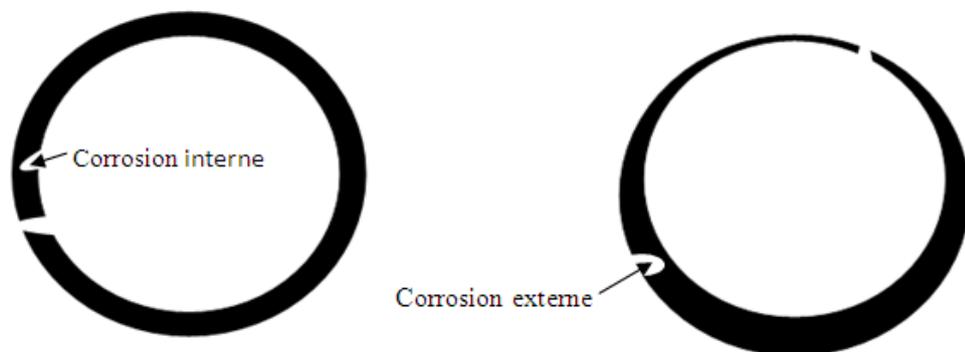


Figure.III.8 : Exemple d'un résultat graphique

III.4.4. Cartes Colorées

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

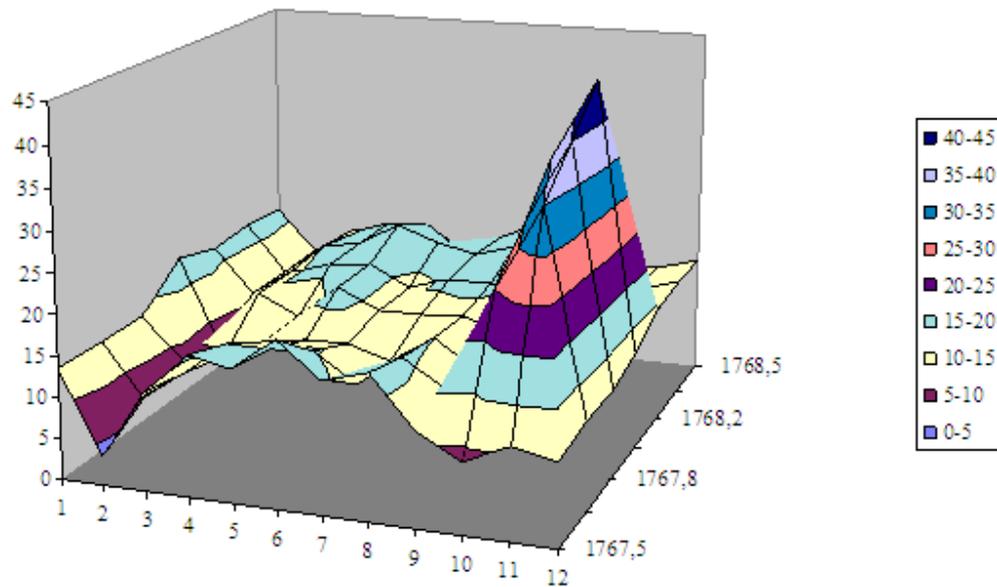


Figure.III.9 : Exemple d'un résultat sous forme de carte colorée

III.4.5. Evaluation des défauts détectés durant l'inspection

La haute résolution des techniques actuelles d'inspection en ligne, flux magnétique ou ultrasons, permet à l'opérateur une évaluation précise de l'intégrité du pipeline. Les équipements basés sur ces techniques peuvent localiser tous les types de défauts le long de la ligne laissant à l'opérateur le soin de décider de la nécessité de procéder à des réparations. Les inspections périodiques par outil intelligent révèlent la présence de nombreux défauts.

Ces inspections permettent non seulement la localisation des défauts de corrosion mais nous informent également sur leurs dimensions (qui révèlent en fait la nature de la corrosion et la sévérité du danger). Le degré de nuisance de certains défauts peut être évalué sur la base de méthodes analytiques relativement simples.

Certaines compagnies pétrolières ou gazières ont leurs propres codes mais dans une grande proportion, tous les opérateurs utilisent les fameuses normes telles que :

- ❖ La norme ANSI/ASME B31 G ;
- ❖ La norme ANSI/ASME B31 G modifiée ;
- ❖ La norme DNV (RP-F101) ;
- ❖ La norme RITCHIE AND LAST (SHELL 92 CRITERIA).

III.5. Le calcul de la nouvelle PMS pour un pipeline corrodé

III.5.1. Règles empiriques

La règle empirique pour l'établissement de la Pression maximale de service pour une conduite corrodée peut être énoncée comme suit:

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

- 2) Dans le cas où l'état de corrosion est connu grossièrement et apparaît comme peu développé pour provoquer 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, elles ne doivent 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. De plus, rien ne peut remplacer une évaluation de l'état réel de corrosion par une inspection en ligne ;

III.5.2. La norme ANSI/ASME B31 G

Suite à une opération d'inspection en ligne, la méthode de calcul de la PMS la plus couramment utilisée est celle recommandée par la fameuse norme ANSI/ASME B31 G.

Cette norme est largement utilisée depuis une trentaine d'années par de nombreuses compagnies.

Le calcul de la pression réduite dépend du coefficient géométrique G tel que :

- ❖ $G \leq 4$ Défaut de corrosion parabolique ;
- ❖ $G > 4$ Défaut de corrosion rectangulaire.

1) Défaut de corrosion parabolique ($G \leq 4$)

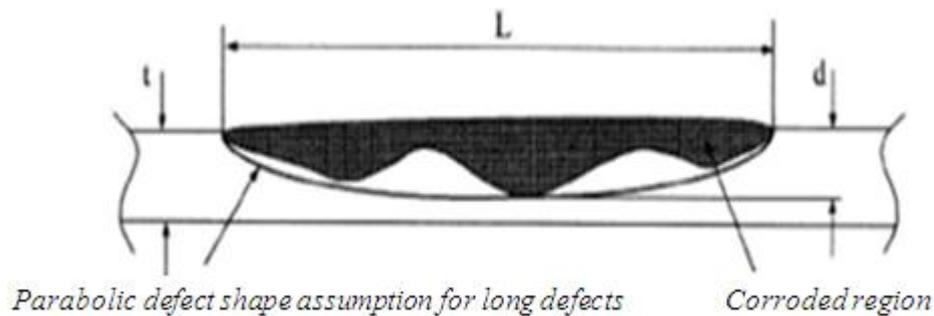


Figure.III.10: Défaut de corrosion court projeté selon une forme parabolique

❖ Le calcul du coefficient géométrique G

$$G = \sqrt{0.8 * \left(\frac{2c}{D_{ext}}\right)^2 + \frac{D_{ext}}{t}}$$

❖ Le calcul de la pression réduite

$$P = 1.1 * PMS \left(\frac{1 - (2/3)^{(d/t)}}{1 - (2/3)^{(d/t)/M}} \right) \quad \text{avec} \quad PMS = \frac{2.k.t.\delta_e}{D_{ext}}$$

❖ Le calcul du facteur de folias M

$$M = \sqrt{1 + 0.8 \left(\frac{L}{D_{ext}} \right)^2 \left(\frac{D_{ext}}{t} \right)}$$

Avec :

$2c=L$: La longueur de défaut (mm) ;

t : L'épaisseur nominale de la conduite (mm) ;

D_{ext} : Le diamètre extérieur de la conduite (mm) ;

M : Le facteur de folias ;

d : La profondeur de la corrosion (mm) ;

δ_e : La limite d'élasticité de l'acier (kgf/cm²) ;

k : Le coefficient de sécurité pris égal à 1.

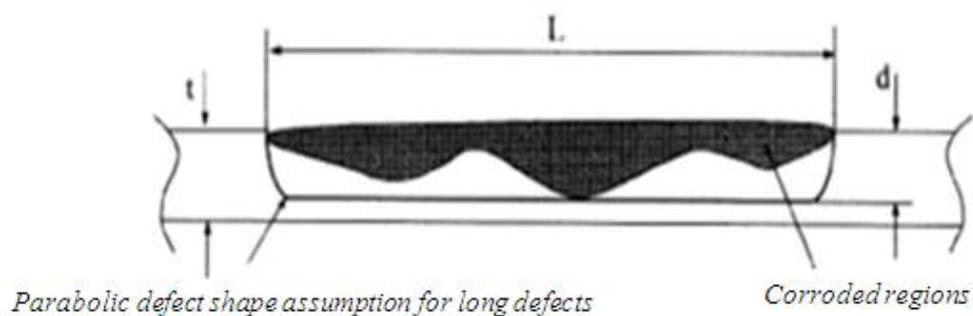
2) Défaut de corrosion rectangulaire ($G > 4$)

Fig.III.11: Défaut de corrosion court projeté selon une forme rectangulaire

❖ Le calcul du coefficient géométrique G

$$G = \sqrt{0.8 * \left(\frac{2c}{D_{ext}} \right)^2 + \frac{D_{ext}}{t}}$$

❖ **Le calcul de la pression réduite**

$$P = 1.1.PMS\left(1 - \frac{d}{t}\right) \quad \text{avec} \quad PMS = \frac{2.k.t.\delta_e}{D_{ext}}$$

Avec :

$2c=L$: La longueur du défaut (mm) ;

t : L'épaisseur nominale de la conduite (mm) ;

D_{ext} : Le diamètre extérieur de la conduite (mm) ;

M : Le facteur de folias ;

d : La profondeur de la corrosion (mm) ;

δ_e : La limite d'élasticité de l'acier (kgf/cm²).

III.5.3. La norme ANSI/ASME B 31 Modifiée

La norme examinée au paragraphe précédent se base sur un ensemble d'équations simplifiées permettant l'estimation de l'effet de corrosion sur la capacité de résistance de la conduite. Cependant cette norme est considérée par de nombreux opérateurs comme trop « conservatrice ». Ce qui peut se traduire par des recommandations de remplacement de tronçon là où le tronçon pourrait encore être en service. Les raisons de ce conservatisme résident dans:

- ❖ L'expression utilisée pour le calcul des contraintes ;
- ❖ L'approximation utilisée pour le facteur de Folias ;
- ❖ La représentation parabolique de la perte de métal ;
- ❖ Le non prise en compte de l'effet des îlots d'épaisseur pleine entre les surfaces corrodées.

Pour tenir compte de ces insuffisances, il existe une approche modifiée de la norme B 31G. Cette modification se base sur les points suivants :

❖ **L'utilisation d'une approximation plus rigoureuse du facteur de Folias :**

$$M = \sqrt{1 + 0.6225 \frac{L^2}{Dt} - 0.003375 \frac{L^4}{D^2 t^2}} \quad \text{si } L^2 < 50Dt$$

$$M = 3.3 + 0.032 \frac{L^2}{Dt} \quad \text{si } L^2 \geq 50Dt$$

❖ La pression réduite

$$P = \frac{2(1.1\sigma_e + 69)t}{D} \left[\frac{1 - 0.85(d/t)}{1 - 0.85((d/t)/M)} \right]$$

La surface exacte de la perte de métal est difficile à représenter par des géométries simplifiées usant uniquement de la longueur L et de la profondeur de corrosion d .

La norme originale assimile tous les types de corrosion à deux formes simples :

- 1) Rectangulaire, avec $A=dL$;
- 2) Parabolique, avec $A=0.66.dL$.

Il a été démontré, par des essais sur des conduites corrodées, que la représentation parabolique est plus appropriée. Cependant, même cette dernière représentation possède des propres limites car si la surface corrodée est longue, l'effet de la perte de métal est sous estimé et la résistance résiduelle de la conduite est donc surestimée. C'est pourquoi cette approche est limitée au cas où $L^2 \leq 20Dt$.

La norme modifiée examine trois possibilités de représentation de la surface corrodée:

- ❖ Méthode dite de la surface effective où $A=0.85dL$;
- ❖ Méthode de la longueur équivalente où $A=L_{eq}d$;
- ❖ Méthode du diamètre moyen où $A=d_{moy}L$.

III.5.4. La norme DNV (RP-F101)

Le code DNV RP-F101 est le code le plus complet sur l'acceptabilité des défauts de corrosion dans les tuyaux. Il permet de traiter tous les types de chargement sous pression interne mais aussi un chargement combiné (pression interne et chargement longitudinal en

contrainte de compression/traction). Le code DNV RP-F101 propose deux méthodes pour trouver la pression réduite :

- ✓ La première méthode est désignée sous le nom de facteur de sécurité partiel ;
- ✓ La seconde comme le dimensionnement selon la contrainte admissible.

Le dimensionnement selon la contrainte admissible considère que les défauts de corrosion n'interagissent pas et est présenté ici. La procédure de la méthode du facteur de sécurité partiel et des défauts interagissant est présentée dans le code DNV RP-F101.

$$P = \frac{2(\delta_u)t}{D-t} \left[\frac{1 - \left(\frac{d}{t}\right)}{1 - \left(\frac{d}{t}\right)/Q} \right] \quad \text{avec} \quad Q = \sqrt{1 + 0.31 \left(\frac{L}{Dt}\right)^2}$$

δ_u : La contrainte de rupture ;

D : Le diamètre extérieur du pipeline ;

d : La profondeur du défaut de corrosion ;

L : La longueur du défaut de corrosion ;

t : L'épaisseur du pipeline.

III.5.5. La norme RITCHIE AND LAST (SHELL 92 CRITERIA):

La relation est semblable la norme DNV sauf qu'elle considère 90% de la charge de rupture de l'acier σ_r

➤ **La PMS :**
$$PMS = 0,9 \frac{2K_s \sigma_r t}{D}$$

➤ **La perte de métal :**
$$\left(\frac{d}{t}\right)_{cr} = \frac{PMS - P_{op}}{\left(PMS - \frac{P_{op}}{M}\right)}$$

Avec :

$$M = \sqrt{1 + 0,8 \frac{L^2}{Dt}}$$

III.6. Conclusion

Durant l'exploitation, un pipeline subit différents types d'altérations, provoquées par des phénomènes de corrosion qui peuvent être de type chimique ou électrochimique, ces altérations se traduisent principalement par une baisse du débit de transit et une augmentation des coûts d'exploitation.

Les techniques modernes de diagnostic en ligne par outils « intelligents » permettent la localisation et la caractérisation de l'importance de tous les points de corrosion qui se situent sur l'ensemble de la ligne.

La norme **DNV (RP-F101)** a été introduite pour donner une appréciation qualitative de l'importance des défauts de perte de métal en permettant le calcul de la nouvelle PMS pour un pipeline corrodé. La connaissance de cette valeur permet principalement :

- ❖ de fournir une appréciation qualitative de l'état de la canalisation ;
- ❖ d'anticiper les risques d'éclatement ;
- ❖ de localiser les points de réparations prioritaires.

IV. Estimation de la probabilité de défaillance par fiabilité structurale

IV.1. Analyse structurale probabiliste et estimation quantitative de la probabilité de défaillance

En raison de la variabilité de la vitesse de corrosion, des incertitudes sur la limite de résistance, sur la précision de l'outil et sur les dimensions géométriques de la canalisation, de nombreux auteurs recommandent de s'affranchir des approches déterministes et de recourir à des approches probabilistes. L'évolution des processus de dégradation en fonction du temps étant incertaine, ces derniers peuvent idéalement être représentés par des processus stochastiques. Dans ce contexte, des approches par fiabilité structurale sont largement utilisées, depuis de nombreuses années, dans plusieurs domaines, en particulier le nucléaire et le génie civil.

D'une façon générale, l'analyse structurale probabiliste peut être définie comme l'art de formuler un modèle mathématique par l'intermédiaire duquel il devient possible de calculer la probabilité qu'une structure se retrouve dans un état spécifié sachant qu'une ou plusieurs de ses propriétés de résistance sont aléatoires ou mal connues et les charges sur cette structure sont aléatoires ou mal connues. L'égalité de la charge et de la résistance caractérise l'état limite. Quand la charge devient supérieure à la résistance, la défaillance se produit.

Ramené au cas d'un pipeline corrodé, il paraît judicieux de considérer les vitesses d'évolution des défauts de corrosion comme conditions de charge et les vitesses d'évolution maximales des défauts comme condition de résistance. Autrement dit, la défaillance se produit lorsque la vitesse de corrosion v atteint la vitesse critique v_{cr} .

La probabilité de défaillance correspond alors à la surface de l'aire hachurée dans la (*Figure. IV.1*), où X_0 représente le point d'intersection des fonctions de densités de probabilité de la charge et de la résistance. L'avantage principal d'une telle représentation réside dans la simplification du problème qui devient fonction de la vitesse du défaut de corrosion uniquement.

La probabilité de défaillance s'exprime alors comme suit :

$$P_f = \int_{X_0}^{+\infty} f_v(v)dv + \int_{-\infty}^{X_0} f_{v_{cr}}(v)dv$$

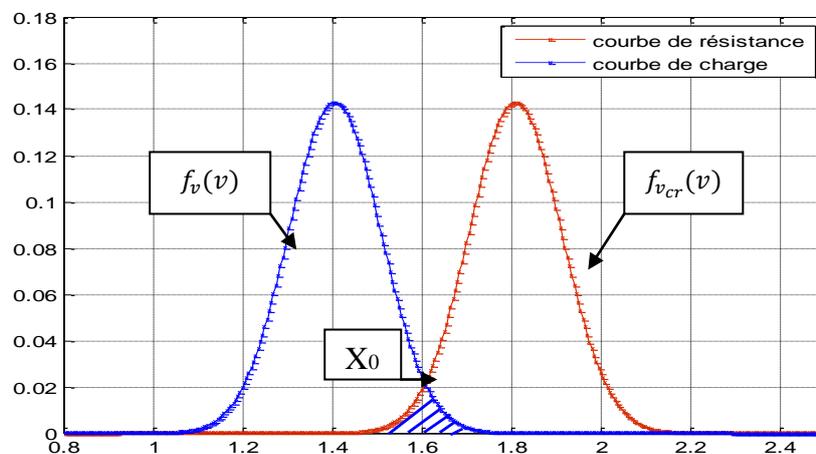


Figure. IV.1: Représentation graphique du principe de la fiabilité structurale

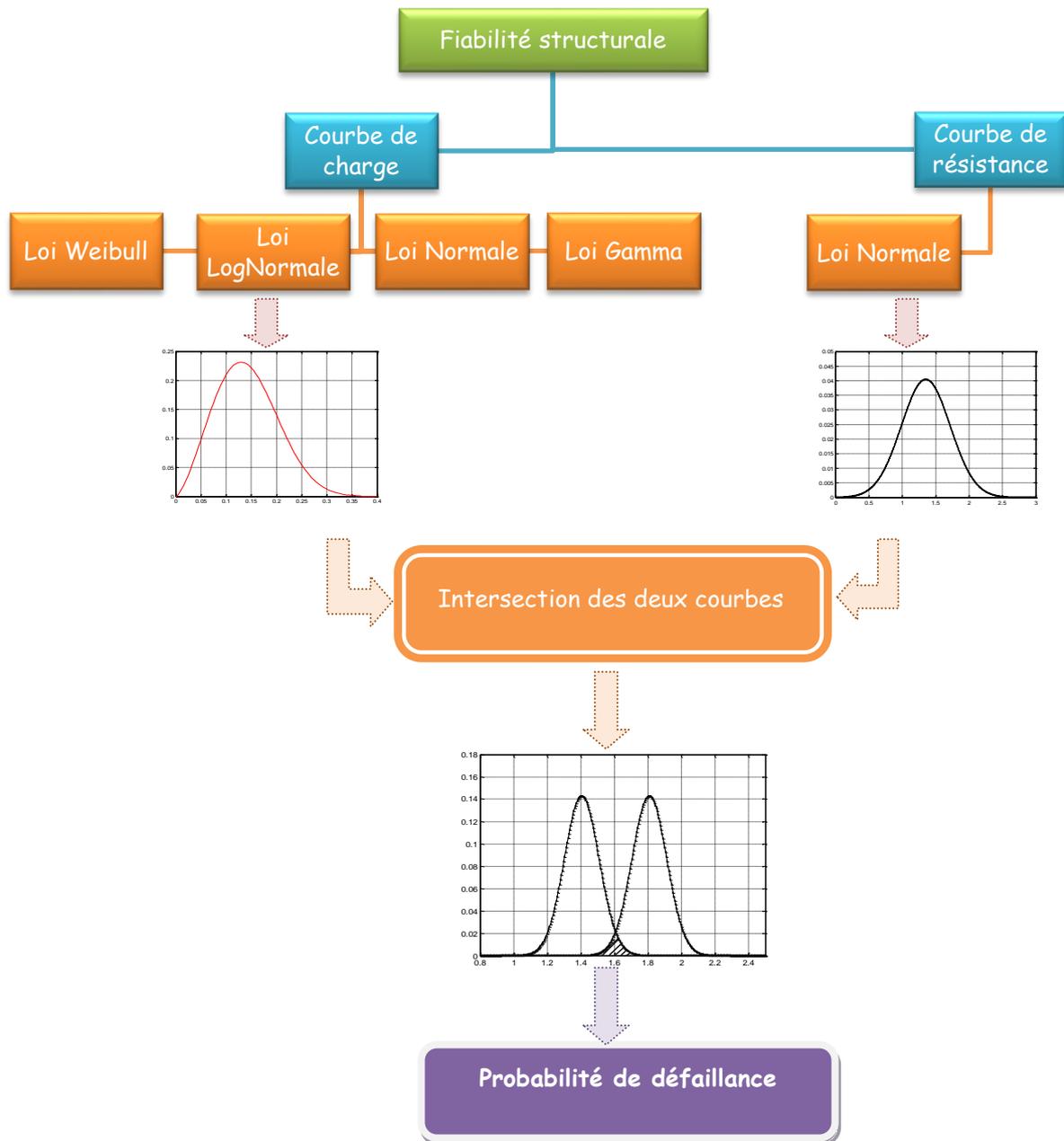


Figure. IV.2: Exemple des étapes de détermination de la probabilité de défaillance

IV.2. La courbe de charge

C'est la charge que subit un système. Dans notre cas, elle représente les vitesses réelles de la corrosion ou bien la cinétique de la corrosion. Pour cela la courbe de charge peut être représentée par une distribution selon la loi Normale, LogNormale, Gamma, ou Weibull.

IV.2.1. La loi normale

IV.2.1.1. Définition

L'expression mathématique de cette distribution de probabilité fut d'abord publiée par Abraham De Moivre en 1733. D'autres théoriciens sont également associés à cette fameuse loi, soit le marquis de Laplace (1667-1754) et Carl Frederick Gauss (1777-1855). C'est pour cette raison qu'on retrouve également dans la littérature les termes « distribution gaussienne » ou « distribution de Laplace-Gauss » ou simplement « loi normale ». Il s'agit d'une loi de distribution continue, c'est-à-dire que la variable aléatoire peut prendre toutes les valeurs réelles. La loi normale est l'une des plus vastes généralisations de la philosophie naturelle que l'humanité ait connue.

La distribution normale est une distribution théorique, en ce sens qu'elle est une idéalisation mathématique qui ne se rencontre jamais exactement dans la nature. Mais de nombreuses distributions réellement observées s'en rapprochent et ont cette fameuse forme de « cloche » (beaucoup d'individus autour de la moyenne, de moins en moins au fur et à mesure qu'on s'en éloigne, et ceci de façon symétrique). La loi normale est un modèle qui permet d'exprimer d'une manière suffisamment adéquate le comportement aléatoire des observations d'une multitude de variables aléatoires continues. Elle jouit d'une importance fondamentale puisqu'un grand nombre de méthodes statistiques reposent sur cette loi. Les applications pratiques associées à cette loi sont également très nombreuses.

Une variable aléatoire continue dont la densité de probabilité est $f(x)$ doit respecter les contraintes suivantes :

$$\int_{-\infty}^{+\infty} f(x) d(x) = 1 \quad \text{et} \quad \forall x \in R, f(x) \geq 0$$

$$\forall a \in R, \forall b \in R, a \leq b, P(a \leq x \leq b) = \int_a^b f(x) d(x)$$

❖ Sa forme

La loi normale de paramètres m et σ , notée $N(m, \sigma)$, est définie sur R :

- Par la densité de probabilité:

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

Tel que :

m_x : moyenne.

σ : Ecart type.

- Par la fonction de répartition jusqu'à une valeur t est l'intégrale :

$$F(x) = \int_{-\infty}^t \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{x-m_x}{\sigma}\right)^2\right] dx$$

Cette fonction de répartition de la loi normale n'est pas déterminée directement. Pour cela, on procède à un changement de variable.

$$\begin{cases} s = \frac{x - m_x}{\sigma} \\ dx = \sigma ds \end{cases}$$

La fonction de répartition devient :

$$F(x) = \int_{-\infty}^{\frac{t-m_x}{\sigma}} \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{x^2}{2} s^2\right] ds = \Phi\left(\frac{x - m_x}{\sigma}\right)$$

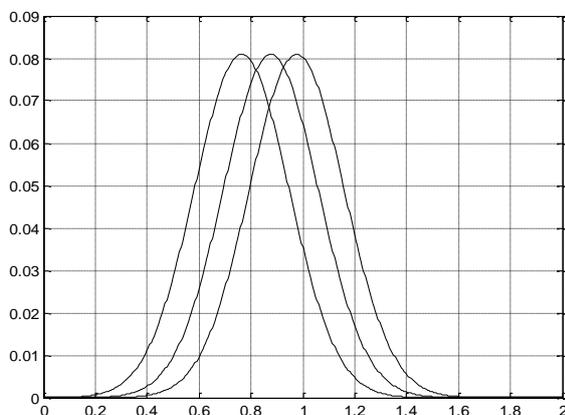
La fonction $\Phi(x)$ est la distribution normale standard, ou normale réduite, définie par :

$$\Phi(x) = \int_{-\infty}^x \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{x^2}{2}\right) dx$$

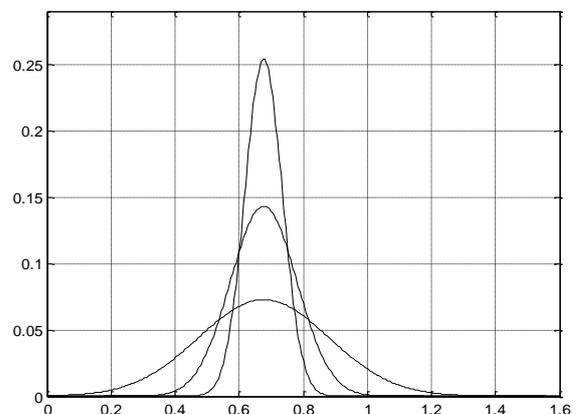
❖ Espérance et variance

Soit X une variable aléatoire qui suit la loi $N(m_x, \sigma)$.

Par raison de symétrie: l'espérance $E(x) = m_x$ et la variance $v(x) = \sigma^2$ donc le paramètre σ correspond à l'écart-type. Ainsi grâce à ces 2 paramètres, la loi normale permet de décrire des distributions de moyenne quelconque (on translate la courbe vers la gauche ou vers la droite), et de dispersion quelconque (on rapproche ou on écarte le point d'inflexion).



Différentes valeurs de m



Différentes valeurs de σ

- Esperance mathématique :

$$E(x) = m_x, \quad (-\infty < mx < +\infty)$$

- Variance :

$$Var(x) = \sum_{i=1}^k (x_i^* - m_x)^2 P_i$$

- La moyenne:

$$m_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^k x_i$$

Elle peut être estimée par la relation :

$$m_x = \sum_{i=1}^k x_i^* * P_i$$

- Ecart-type:

L'écart-type, souvent appelé "déviation standard", et noté (sigma) permet de mesurer les dispersions des données par rapport à la valeur centrale.

$$\sigma = \sqrt{var(x)} = \sqrt{\sum_{i=1}^k (x_i^* - m_x)^2 P_i}$$

Où :

N : Nombre total d'observations.

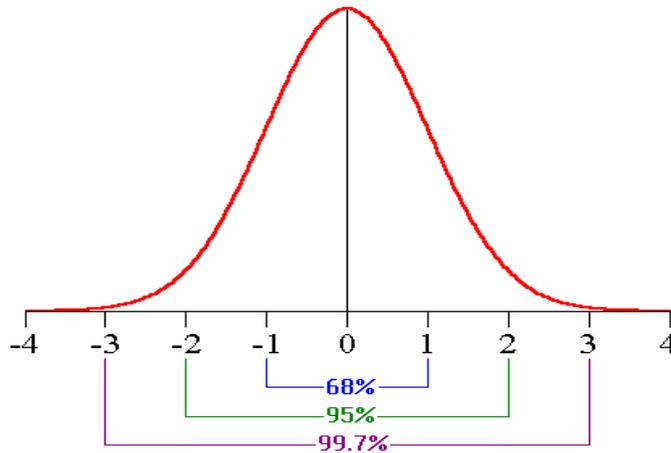
x_i^* : Milieu de l'intervalle i.

k : Nombre d'intervalles.

La loi normale, notée $N(m, s)$, est caractérisée par sa moyenne m et σ son écart-type (ou sa variance σ^2). Elle est telle que :

- ❖ 68% des valeurs sont comprises dans l'intervalle $m \pm \sigma$
- ❖ 95% des valeurs sont comprises dans l'intervalle $m \pm 2 \sigma$ (en fait, $m \pm 1.96 \sigma$)
- ❖ 99,7% des valeurs sont comprises dans l'intervalle $m \pm 3 \sigma$

La loi $\mathcal{N}(0, 1)$ est appelée loi normale réduite. Elle est représentée sur la courbe suivante :



IV.2.2. Distribution de Weibull

La loi Weibull, nommée d'après Waloddi Weibull, est une loi de probabilité continue. Cette distribution convient pour modéliser des structures comportant une grande quantité de petits défauts, mais dont la défaillance dépend essentiellement des plus grands défauts. C'est aussi une distribution utilisée pour évaluer les valeurs extrêmes d'un défaut ou d'une résistance mécanique.

Elle est souvent utilisée dans le domaine de l'analyse de la durée de vie, la dégradation d'un métal (corrosion)... grâce à sa flexibilité.

La loi Weibull à deux paramètres assure une distribution à valeur positive, elle s'exprime en fonction des paramètres :

- α : facteur de forme, $\alpha > 0$
- β : facteur d'échelle, $\beta > 0$
- γ : facteur de position, pris ici égal à 0.

Soit x la variable aléatoire continue, dont la fonction de densité est donnée par :

$$f(x) = \frac{\alpha}{\beta^\alpha} x^{(\alpha-1)} \exp\left(-\left(\frac{x}{\beta}\right)^\alpha\right)$$

- La fonction de répartition est donnée par :

$$F(x) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{x}{\beta}\right)^\alpha\right) \quad x \geq 0$$

- La moyenne :

$$m = \beta \cdot \Gamma \left(1 + \frac{1}{\alpha} \right)$$

- L'écart type :

$$\sigma^2 = \beta^2 \cdot \Gamma \left(1 + \frac{2}{\alpha} \right) - \alpha^2 \cdot \Gamma^2 \left(1 + \frac{1}{\alpha} \right)$$

IV.2.2.1. Estimation des paramètres de la loi de Weibull

Pour la détermination des paramètres de la loi Weibull, nous disposons essentiellement de deux méthodes, l'une numérique et l'autre graphique.

- ❖ Méthode graphique : consiste à utiliser le papier Weibull ;
- ❖ Méthodes numériques : nous constatons plusieurs méthodes. Dans notre travail, on a utilisé une seule méthode basée sur les formules analytiques de la moyenne et la variance de la loi en question.

1) Première méthode :

Consiste à utiliser les formules analytiques de la moyenne et la variance de la loi de Weibull.

Après avoir développé les formules de la moyenne et l'écart type on obtient :

$$\sigma^2 = \beta^2 \cdot \Gamma \left(1 + \frac{2}{\alpha} \right) - m^2$$

$$\beta = \frac{m}{\Gamma \left(1 + \frac{1}{\alpha} \right)}$$

$$\frac{\sigma^2}{m^2} = \left(\frac{\Gamma \left(1 + \frac{2}{\alpha} \right)}{\Gamma^2 \left(1 + \frac{1}{\alpha} \right)} \right) - 1$$

En utilisant une procédure itérative qui fait tendre le deuxième terme de cette dernière formule vers la valeur du premier terme, avec une valeur initiale de α .

Après des itérations, on obtient la valeur exacte de α et β .

IV.2.3. La loi Log-Normale

Une variable aléatoire continue et positive est distribuée selon une loi log-normale si son logarithme népérien est distribué suivant une loi normale. Cette distribution est largement utilisée pour modéliser des données de vie, en particulier les défaillances par fatigue en mécanique.

On peut écrire directement la fonction de densité de probabilité :

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

Et la fonction de répartition :

$$F(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_0^x \frac{1}{t} \exp \left[-\frac{1}{2} \left(\frac{\ln t - m}{\sigma} \right)^2 \right] dt = \frac{1}{2} \left[1 + \operatorname{erf} \left(\frac{\ln x - m}{\sigma\sqrt{2}} \right) \right]$$

Elle est caractérisée par :

La moyenne :

$$m_{\text{LogNor}} = \ln m_{\text{Nor}}$$

L'écart-type :

$$\sigma_{\text{LogNor}} = \ln \sigma_{\text{Nor}}$$

V.2.4. Loi Gamma

La loi gamma est un type de loi de probabilité de variables aléatoires réelles positives. La famille des distributions Gamma inclut, entre autres, la loi du χ^2 et les distributions exponentielles. Une distribution Gamma est caractérisée par deux paramètres (α et β) qui affectent respectivement la forme et l'échelle de sa représentation graphique. Les distributions Gamma sont utilisées pour modéliser une grande variété de phénomènes, et tout particulièrement les phénomènes se déroulant au cours du temps.

La fonction de densité s'exprime comme suit :

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

Où Γ représente la fonction d'Euler de second ordre.

Les paramètres de la loi Gamma sont exprimés par :

$$\alpha = \frac{m^2}{\sigma^2} \quad \text{et} \quad \beta = \frac{m}{\sigma^2}$$

IV.3. La courbe de résistance

Elle représente la charge maximale pour laquelle une structure fonctionne sans défaillance. Dans notre travail, elle représente les vitesses critiques d'évolution de la corrosion qui dépend :

- ❖ Des dimensions critiques obtenues à partir des normes.
- ❖ Des dimensions critiques au moment de l'inspection et τ considéré pour atteindre cette limite.

$$v_{cr} = \frac{d_{cr} - d_0}{\tau}$$

$$V_{cr} = \frac{\left[\frac{PMS - P_{op}}{PMS - \frac{P_{op}}{M}} \right] - d_0}{\tau}$$

Avec :

$$M = \sqrt{1 + 0.31 \left(\frac{L}{D \times t} \right)^2}$$

$$PMS = \frac{2 \times t \times \sigma_r \times k_s \times k_1}{D - t}$$

Où :

P_{op} : Pression opérationnelle (bars) ;

PMS : Pression maximale de service (bars) ;

k_s : coefficient de sécurité

Les vitesses critiques seront représentées pour une loi normale caractérisant l'état limite, en tenant compte de l'incertitude sur la contrainte d'élasticité. Pour ce faire, on procède à la simulation Monte Carlo par la méthode de Box Muller.

Diamètre, épaisseur, long axiale, contrainte de rupture

IV.3.1. Simulation Monte Carlo

Le terme « *simulation* » prête parfois à confusion car il est généralement employé dans deux types de situations : Les situations où l'on cherche à connaître l'évolution dans le temps d'un système et on parlera alors de la simulation dynamique ou de la simulation de fonctionnement, et les situations où l'on cherche à définir la probabilité d'occurrence de certains événements et on parlera alors de simulation Monte Carlo.

La simulation *Monte Carlo* est une technique ou bien une méthode basée sur l'utilisation des nombres aléatoires, pour simuler des variables aléatoires continues.

Le théorème qui suit est basé sur une méthode générale pour la simulation de variables aléatoires continues, appelée méthode de la transformation inverse ou bien simulation Monte Carlo.

Soit une variable uniforme U sur $]0,1[$ et soit F une fonction de répartition continue quelconque. La variable aléatoire Y définie par :

$$Y = F^{-1}(U)$$

Où :

$F^{-1}(U)$: désigne la valeur Y pour laquelle $F(Y) = U$.

Pour notre cas qui est une loi normale, n'a pas une densité à support compact et on ne connaît pas d'expression simple de l'inverse de sa fonction de répartition. On ne peut donc, théoriquement, employer la méthode précédente. On présente ici une méthode qui permet de simuler un couple des variables aléatoires normales, centrées, réduites et indépendantes, en utilisant les caractéristiques de la loi normale réduite.

Pour la simulation d'une loi normale, on utilise la méthode de Box-Muller. Si U_1 et U_2 sont deux nombres aléatoires uniformes sur $]0,1[$, les nombres Y_1 et Y_2 définis par :

$$\begin{cases} Y_1 = \sqrt{-2\ln U_1} \cos(2\pi U_2) \\ Y_2 = \sqrt{-2\ln U_1} \sin(2\pi U_2) \end{cases} \text{ Suivent une loi normale réduite.}$$

On déduit que les nombres $X_1 = m + \sigma Y_1$ et $X_2 = m + \sigma Y_2$ suivent la loi normale $\mathcal{N}(m, \sigma)$.

Dans notre travail, on a utilisé

IV.4. Technique d'estimation de la vitesse de corrosion

Le diagnostic par inspection unique ne fournit qu'une image statique de l'état de dégradation d'un pipeline. En l'état actuel des connaissances, le suivi et la prédiction de l'évolution de l'état technique d'une canalisation en fonction du temps, en particulier de la vitesse de corrosion, n'est théoriquement possible qu'avec un minimum de deux inspections successives.

IV.4.1. Estimation déterministe

L'estimation déterministe suppose une évolution linéaire et indépendante du temps de la vitesse de corrosion qui est alors calculée par la relation simple suivante (figure. IV.2):

$$V = \frac{\Delta d}{\Delta \tau}$$

Où :

Δd : Différence entre les profondeurs mesurées du point de corrosion lors de la première et de la deuxième inspection.

$\Delta \tau$: Intervalle de temps séparant les deux inspections

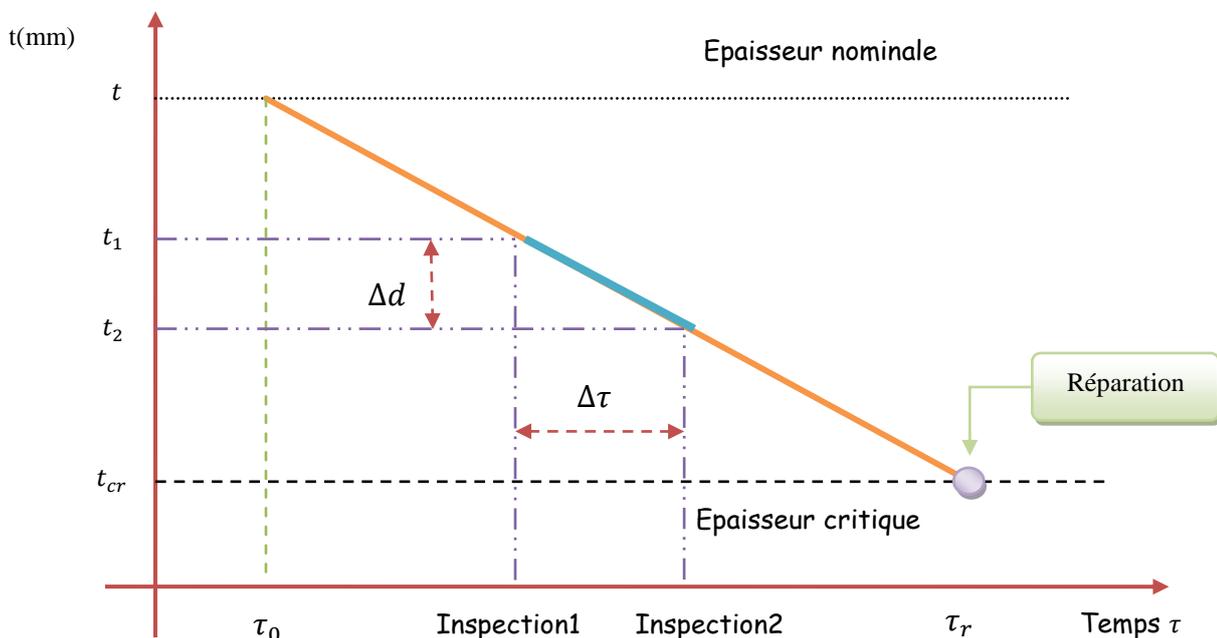


Figure. IV.3: Estimation déterministe de la vitesse de corrosion sur la base de deux inspections

Cependant, les opérations d'inspection coûtent cher et leur programmation doit se faire en tenant compte des ressources disponibles le plus souvent limitées. Des tentatives de modélisation déterministe de la vitesse de corrosion sur la base des résultats d'une seule

inspection ont été proposées. Elles s'orientent vers l'une des trois hypothèses de base suivantes :

- ❖ Considérer que la corrosion a commencé dès la mise en exploitation du pipeline.
- ❖ Estimation heuristique de la date de début de corrosion.
- ❖ Extrapolation des données issues d'autres pipelines ayant subi plusieurs inspections.

L'estimation de la vitesse de corrosion par l'une de ces approches peut se traduire par des sous estimations dangereuses pour la sécurité de l'ouvrage ou des surestimations se traduisant par des réparations inutiles et coûteuses.

IV.4.2. Approches statistiques

Dans un pipeline corrodé, la canalisation peut contenir plusieurs centaines, voir plusieurs milliers, de points de corrosion de différentes dimensions. Sous l'exigence d'un minimum de deux inspections, l'évaluation de l'état de corrosion peut alors se faire sur la base d'un traitement statistique classique. Ce traitement peut être formulé par l'une ou par toutes les caractéristiques suivantes:

- ❖ Distribution statistique des pertes de métal et de la vitesse de corrosion,
- ❖ Moyenne des pertes de métal et vitesse moyenne de corrosion,
- ❖ Valeur maximale de la vitesse de corrosion pour un seuil de signification donné.

IV.5. Fonction d'état limite et risque de défaillance

Pour l'analyse de la fiabilité d'un pipeline, il est nécessaire de définir la fonction de défaillance. Dans ce contexte, les vitesses d'évolution de corrosion sont prises comme conditions de charge et les vitesses admissibles ou bien critiques comme conditions de résistance. L'égalité de la charge et de la résistance caractérise l'état limite. Quand la charge est supérieure à la résistance, la défaillance se produit.

Comme modèle de défaillance, on a utilisé les recommandations de la norme **DNV (RP-F101)**.

IV.5.1. Estimation de la probabilité de défaillance

Durant sa vie, une structure est soumise à des chargements qui vont progressivement ou brutalement modifier son état physique.

La probabilité de défaillance est donnée par :

$$P_f = 1 - P_{nf}$$

P_f: Probabilité de défaillance.

P_{nf}: Probabilité de non défaillance.

Soit une structure ayant une résistance mécanique R pour un mode de défaillance déterminé, soumise à un chargement unique S , statiquement indépendant de R .

La probabilité de défaillance P_f est alors égale à la probabilité d'occurrence de l'événement $S \geq R$ telle que :

$$P_f = P(R - S \leq 0) = P\left(\frac{R}{S} \leq 1\right) = \iint f_{SR}(R, S) dS dR,$$

sur un domaine D .

$$P_f = \int_z^{+\infty} f_v(v) dv + \int_{-\infty}^z f_{v_{cr}}(v) dv$$

v et v_{cr} sont deux variables aléatoires définies respectivement par une fonction de répartition F_v , $F_{v_{cr}}$, et une densité de probabilité f_v et $f_{v_{cr}}$.

P_f dépend de :

- ❖ La position relative des deux densités de probabilité, caractérisée par leurs valeurs moyennes respectives m_v et $m_{v_{cr}}$, deux variables aléatoires. Plus la distance entre ces valeurs croît, plus la probabilité de défaillance est faible.
- ❖ La dispersion de chacune des densités de probabilité : des dispersions piquées conduisent à une probabilité de défaillance plus faible.

IV.5.1.1. Modèle de la courbe de charge

1) Pour la distribution Gaussienne

$$f(v) = \frac{1}{\sigma_v \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2} \left(\frac{v - m_v}{\sigma_v}\right)^2\right]$$

2) Pour la distribution LogNormale

$$f(v) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \frac{1}{v} \exp\left(-\frac{1}{2} \left(\frac{\ln v - m^2}{\sigma}\right)^2\right)$$

3) Pour la distribution Gamma

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

4) Pour la distribution de Weibull

$$f(v) = \frac{\alpha}{\beta^\alpha} v^{(\alpha-1)} \exp\left(-\left(\frac{v}{\beta}\right)^\alpha\right)$$

IV.5.1.2. Modèle de la courbe de résistance

$$f(v_{cr}) = \frac{1}{\sigma_{v_{cr}} \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2} \left(\frac{v - m_{v_{cr}}}{\sigma_{v_{cr}}}\right)^2\right]$$

IV.5.2. Estimation de la valeur du point d'intersection

L'obtention de la valeur X_0 « *point d'intersection* » sera par un modèle d'optimisation non linéaire :

$$\begin{cases} \min |f_v(v) - f_{v_{cr}}(v)|^2 \\ m_v < v < m_{v_{cr}} \end{cases}$$

1. intersection loi (Normale/Normale) :

$$\left[\frac{1}{\sigma_v \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2} \left(\frac{v - m_v}{\sigma_v}\right)^2\right] - \frac{1}{\sigma_{v_{cr}} \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2} \left(\frac{v - m_{v_{cr}}}{\sigma_{v_{cr}}}\right)^2\right] \right]^2 \Rightarrow \text{Min}$$

2. intersection loi (Log normale/ Normale)

$$\left[\frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \frac{1}{v} \exp\left[-\frac{1}{2} \left(\frac{\ln v - m}{\sigma}\right)^2\right] - \frac{1}{\sigma_{v_{cr}} \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2} \left(\frac{v - m_{v_{cr}}}{\sigma_{v_{cr}}}\right)^2\right] \right]^2 \Rightarrow \text{Min}$$

3. intersection loi (Gamma/ Normale) :

$$\left[\frac{\beta^\alpha}{\Gamma(\alpha)} v^{\alpha-1} \exp(-\beta v) - \frac{1}{\sigma_{vcr}\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{v-m_{vcr}}{\sigma_{vcr}}\right)^2\right] \right]^2 \Rightarrow Min$$

4. intersection loi (Weibull/ Normale) :

$$\left[\frac{\alpha}{\beta} \left(\frac{v}{\beta}\right)^{\alpha-1} e^{-\left(\frac{v}{\beta}\right)^\alpha} - \frac{1}{\sigma_{vcr}\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{v-m_{vcr}}{\sigma_{vcr}}\right)^2\right] \right]^2 \Rightarrow Min$$

IV.5.3. Calcul de la probabilité de défaillance des centres des classes

La surface hachurée S représentant la probabilité de défaillance, sera divisée par deux (02)

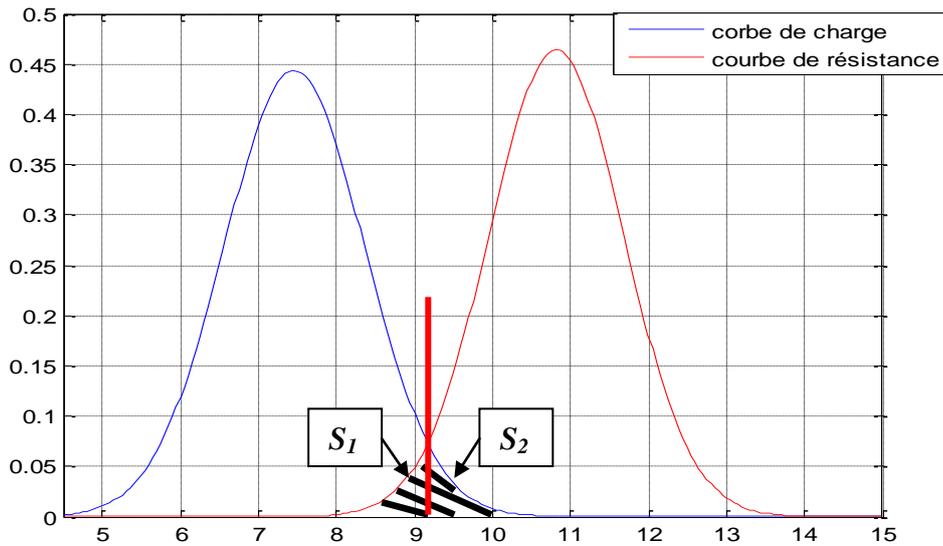


Figure. IV.4: Représentation graphique de la surface de la probabilité de défaillance

S_1 : Surface gauche comprise entre la courbe de résistance et la droite de l'abscisse de l'intersection X_0 , elle est définie comme suit :

$$S_1 = \int_{-\infty}^{X_0} f_{vcr}(v) dv = F_{vcr}(v) = \Phi_{vcr}\left(\frac{X_0 - m_{vcr}}{\sigma_{vcr}}\right)$$

Tel que :

Φ_{vcr} la fonction de répartition de la loi normale réduite pour la courbe de résistance.

S_2 : Surface droite comprise entre la courbe de charge et la droite de l'abscisse de l'intersection X_0 , elle est définie comme suit :

$$S_2 = \int_{X_0}^{+\infty} f_v(v) dv = 1 - F_v(v) = 1 - \Phi_v\left(\frac{X_0 - m_v}{\sigma_v}\right) = F'_v(v)$$

Ou : Φ_v est la fonction de répartition de la normale réduite pour la courbe de charge.

Donc la probabilité de défaillance est donnée par la somme des deux aires.

$$P_{fk} = S_1 + S_2 = F'_v(v) + F_{v_{cr}}(v)$$

Remarque :

L'aire d'intersection est influencée par trois critères :

- Le modèle caractérisant la courbe de charge ;
- Le temps séparant la dernière inspection et la prochaine inspection prévue ;
- La profondeur du défaut de corrosion.

Dans notre étude, la courbe de charge est représentée par quatre modèles, une loi normale, une loi Log-normale, loi Gamma, et une loi Weibull, donc on aura quatre surfaces d'intersections différentes à droite.

IV.5.4. Calcul de la probabilité de défaillance par kilomètre

Dans un pipeline corrodé, plusieurs centaines, voir plusieurs milliers de défauts de corrosion peuvent se développer. Pour calculer la probabilité de défaillance par cette méthode, la longueur du pipeline doit être discrétisée par tranche d'un kilomètre. Pour chaque kilomètre, les défauts sont rangés dans des classes de profondeurs ayant une probabilité de défaillance bien déterminée.

La probabilité de défaillance au km est déterminée par la relation :

$$P_{f-pipe}(\tau) = 1 - \prod_{i=1}^k (1 - P_{f_i})^{n_i}$$

$$P_{f-pipe}(\tau) = 1 - ((1 - P_{f_1})^{n_1} * (1 - P_{f_2})^{n_2} * \dots * (1 - P_{f_k})^{n_k})$$

Tel que :

P_{f_i} : Probabilité de défaillance pour la classe i .

n_i : Nombre de points de corrosion dans la classe i .

k : Nombre de classes.

Si au temps τ cette dernière valeur de probabilité dépasse le seuil toléré, à savoir 10^{-3} , le risque de défaillance est considéré comme élevé. Il est alors nécessaire d'établir un planning préventif d'intervention sur les points de corrosion à forte probabilité de défaillance permettant de ramener $P_{f-pipe}(\tau)$ en dessous du seuil toléré.

V. Application de l'analyse structurale probabiliste au gazoduc GZ2 :

V.1.Introduction :

L'évaluation de la probabilité de défaillance a fait l'objet d'une étude basée sur les résultats de deux inspections successives. Cependant, pour la détermination de la loi de densité de probabilité de la vitesse de corrosion on a tiré arbitrairement un échantillon de 50 valeurs de vitesses mentionnées dans le tableau ci-dessous :

N°	V (mm/an)								
1	0,13315556	11	0,09897694	21	0,34376686	31	0,13872435	41	0,08296084
2	0,10275543	12	0,21364735	22	0,07847308	32	0,13783533	42	0,1929861
3	0,15617386	13	0,06054006	23	0,09597344	33	0,07282389	43	0,15333607
4	0,10077073	14	0,20765346	24	0,12551374	34	0,08279962	44	0,12071053
5	0,18010097	15	0,10957093	25	0,16715659	35	0,3971593	45	0,10888725
6	0,18361735	16	0,13444692	26	0,23732341	36	0,04256207	46	0,13031373
7	0,07139804	17	0,12476554	27	0,18361735	37	0,17798365	47	0,18074596
8	0,05886456	18	0,11048434	28	0,1540774	38	0,13297413	48	0,29902715
9	0,30918332	19	0,24354469	29	0,06593719	39	0,13202114	49	0,10957093
10	0,14878281	20	0,12551374	30	0,14382201	40	0,14113294	50	0,08486292

Tableau.V.1 : Échantillon de 50 valeurs de vitesse de corrosion

V.2. Modélisation de la courbe de charge

Pour la représentation du modèle de la courbe de charge suivant les lois Normale, Log-Normale, Gamma et Weibull, il est nécessaire de faire une étude statistique permettant d'évaluer et de choisir la loi la plus convenable qui représente au mieux la courbe de la distribution de vitesse.

V.2.1. Modélisation statistique :

Considérons la vitesse de corrosion comme variable aléatoire, et pour définir la suite statistique et l'histogramme, on procède comme suit :

Nombre d'échantillon(N)	Nb de classe(k)	<i>valeur_{min}</i>	<i>valeur_{max}</i>	<i>valeur_{minmin}</i>	<i>valeur_{maxmaj}</i>	étendu
50	7	0,04256207	0,3971593	0,03256207	0,4071593	0,05351

- Le nombre de classes :

$$K = E \left[\sqrt{N} \right]$$

- L'amplitude de la classe notée « a » :

$$a = \frac{V_{\max} - V_{\min}}{k}$$

Le tableau suivant représente la suite statistique :

i	Classes	Ci	ni	Pi
1	0,03256207 0,08607596	0,05931902	10	0,2
2	0,08607596 0,13958985	0,11283291	18	0,36
3	0,13958985 0,19310374	0,16634679	13	0,26
4	0,19310374 0,24661763	0,21986068	4	0,08
5	0,24661763 0,30013152	0,27337457	1	0,02
6	0,30013152 0,35364541	0,32688846	2	0,04
7	0,35364541 0,4071593	0,38040235	1	0,02

Tableau.V.2 : Suite statistique

La représentation graphique qui correspond à la répartition des vitesses est donnée par un histogramme de probabilité. Il est en général possible d'émettre une hypothèse sur la probabilité de la variable aléatoire suivant la forme de l'histogramme, mais ceci doit être vérifié par les critères de conformité que nous définissons comme suit :

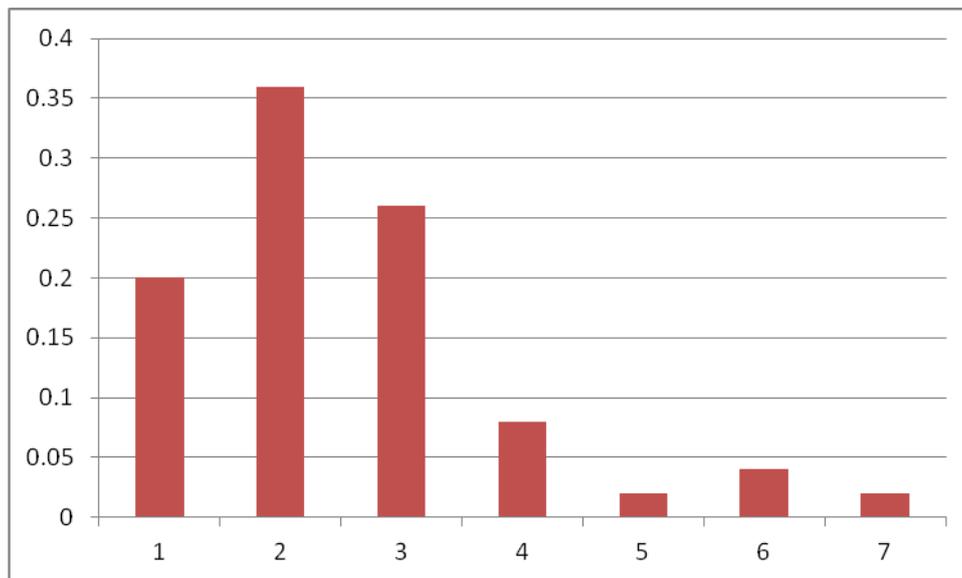


Figure.V.1 : Histogramme des probabilités

Test de conformité du χ^2 :

Le **test du χ^2** , ou « khideux », est un test statistique permettant de tester l'adéquation d'une série de données à une famille de lois de probabilité. La validation ou le rejet de l'hypothèse émise sur la loi de densité de probabilité consiste en la vérification suivante :

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^{k=7} \frac{(n_i - N \cdot P^*_i)^2}{N \cdot P^*_i} \leq \chi^2_{cr}$$

Avec : $P^*_i = \Delta \cdot f(c_i)$

Δ : L'amplitude de la classe.

c_i : Centre de classe.

Puis de comparer les résultats obtenus avec les valeurs tabulées, de la loi de student χ^2 , pour un nombre de degré de liberté égale a **(K-1)** et un seuil de signification α . Pour notre étude, le degré de liberté k=6 correspondant au seuil de signification de 0,05. La valeur critique de χ^2 soit : $\chi^2_{cr} = 12,5915872$

V.2.1.1. loi Normale :

Classes	C_i	n_i	P_i	$f(ci)$	p_i^*	χ^2
0,03256207 0,08607596	0,05931902	10	0,2	2,62871097	0,14067255	1,25104244
0,08607596 0,13958985	0,11283291	18	0,36	4,85730585	0,25993333	1,926136
0,13958985 0,19310374	0,16634679	13	0,26	5,269761	0,28200541	0,08585615
0,19310374 0,24661763	0,21986068	4	0,08	3,35682918	0,17963699	2,76321963
0,24661763 0,30013152	0,27337457	1	0,02	1,2554818	0,06718571	1,65696803
0,30013152 0,35364541	0,32688846	2	0,04	0,27569853	0,0147537	2,1600534
0,35364541 0,4071593	0,38040235	1	0,02	0,03554687	0,00190225	8,60897132
TOTAL		50	1			18,452247

Tableau.V.3 : Résultats du traitement statistique pour la loi Normale

La loi Normale est caractérisée par les paramètres suivants :

- Moyenne $m = 0,14778051$
- Ecart-type $\sigma = 0,07333497$

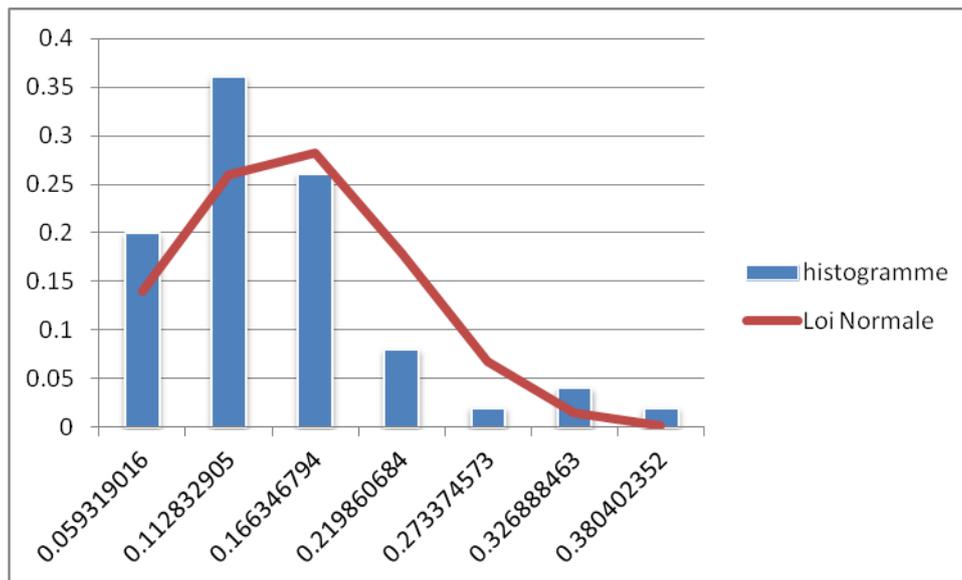


Figure.V.2 : Représentation graphique de la courbe de charge suivant une loi Normale

V.2.1.2. Loi Log-Normale :

Classes	$Ln(c_i)$	n_i	P_i	$f(c_i)$	p_i^*	χ^2
0,03256207 0,08607596	-2,82482536	10	0,2	3,23031674	0,17286681	0,21294135
0,08607596 0,13958985	-2,18184727	18	0,36	7,14875813	0,38255785	0,06650716
0,13958985 0,19310374	-1,79368055	13	0,26	4,5836704	0,24529003	0,04410762
0,19310374 0,24661763	-1,51476119	4	0,08	2,16759465	0,11599642	0,55852684
0,24661763 0,30013152	-1,29691236	1	0,02	0,94070984	0,05034104	0,91434225
0,30013152 0,35364541	-1,11813626	2	0,04	0,40259172	0,02154425	0,7905004
0,35364541 0,4071593	-0,96652577	1	0,02	0,17460782	0,00934394	0,60762109
TOTAL		50	1			3,19454671

Tableau.V.4 : Résultats du traitement statistique pour une loi Log-Normale

La loi Log-Normale est caractérisée par les paramètres suivants :

- La moyenne $m = -2,01916262$
- L'écart-type $\sigma = 0,46539257$

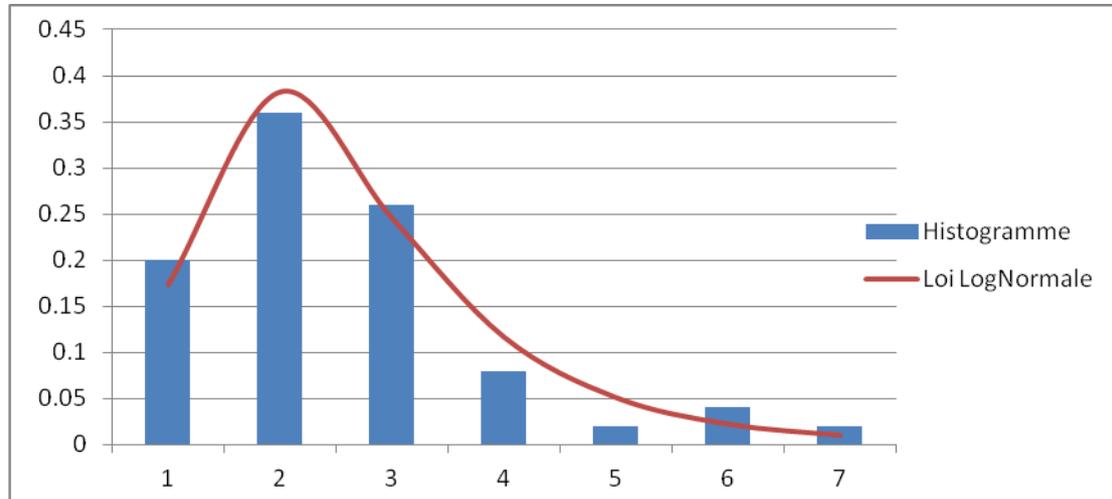


Figure .V.3 : Représentation graphique de la courbe de charge suivant la loi Log-Normale

V.2.1.3. Loi Gamma :

Classes	C_i	n_i	P_i	$f(c_i)$	p_i^*	χ^2
0,03256207 0,08607596	0,05931902	10	0,2	3,706920057	0,19837171	0,000668273
0,08607596 0,13958985	0,11283291	18	0,36	6,096677388	0,32625692	0,17449369
0,13958985 0,19310374	0,16634679	13	0,26	4,596791619	0,2459922	0,039883075
0,19310374 0,24661763	0,21986068	4	0,08	2,48081799	0,13275822	1,048307873
0,24661763 0,30013152	0,27337457	1	0,02	1,110591883	0,05943209	1,308123092
0,30013152 0,35364541	0,32688846	2	0,04	0,441138613	0,02360704	0,569171328
0,35364541 0,4071593	0,38040235	1	0,02	0,161244407	0,00862882	0,749256033
TOTAL		50	1			3,889903363

Tableau.V.5 : Résultats du traitement statistique pour la loi Gamma

La loi Gamma est caractérisée par les paramètres suivants :

- Alpha $\alpha = 4,0608051$
- Beta $\beta = 0,036391924$

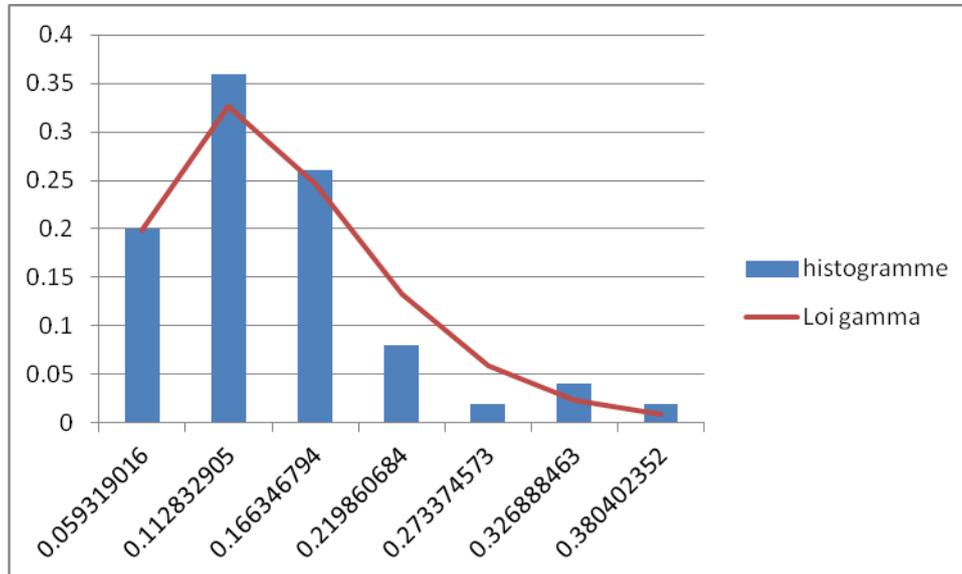


Figure.V.4 : Représentation graphique de la courbe de charge suivant la loi Gamma

V.2.1.3. Loi de Weibull :

Classes	C_i	n_i	P_i	$f(c_i)$	p_i^*	χ^2
0,03256207 0,08607596	0,05931902	10	0,2	3,56937892	0,19101135	0,02114949
0,08607596 0,13958985	0,11283291	18	0,36	5,29793814	0,28351328	1,03173634
0,13958985 0,19310374	0,16634679	13	0,26	4,68656847	0,25079651	0,01688706
0,19310374 0,24661763	0,21986068	4	0,08	2,87535542	0,15387145	1,77323063
0,24661763 0,30013152	0,27337457	1	0,02	1,28059784	0,06852977	1,71833253
0,30013152 0,35364541	0,32688846	2	0,04	0,42151308	0,0225568	0,67444191
0,35364541 0,4071593	0,38040235	1	0,02	0,10333388	0,0055298	1,89325876
TOTAL		50	1			7,12903671

Tableau.V.6 : Résultats du traitement statistique pour la loi de Weibull

La loi de Weibull est caractérisée par les paramètres suivants :

- Alpha $\alpha = 2,11920598$
- Beta $\beta = 0,16686145$

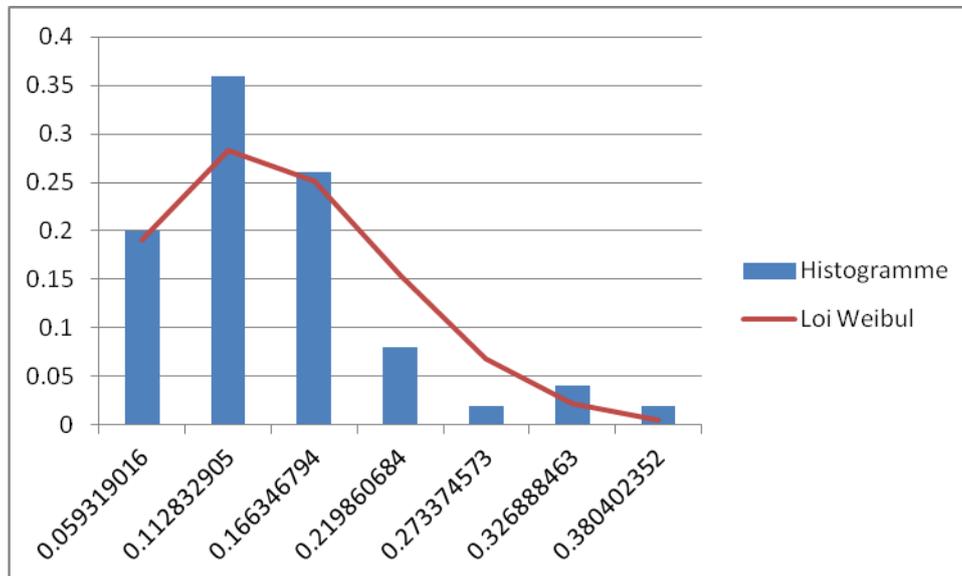


Figure.V.5 : Représentation graphique de la courbe de charge de la loi de Weibull

V.2.2. Modélisation par optimisation :

Dans le but d'une meilleure adéquation entre la loi de densité de probabilité et l'histogramme, il paraît judicieux de se rapporter à une méthode d'optimisation par minimisation, dont la fonction objective est la suivante :

$$\min \sum_{i=1}^7 \frac{(n_i - NP^*_i)^2}{NP^*_i}$$

Les contraintes et les variables sont différentes pour chaque cas :

Pour la loi Normale et la loi Log-Normale : on se réfère à la moyenne et à l'écart-type.

Pour la loi Gamma et la loi Weibull : on se réfère aux deux paramètres alpha et beta.

Quant à la minimisation de χ^2 , cela signifie le rapprochement entre la courbe théorique et la courbe statistique.

La représentation des paramètres optimaux des lois de densité de probabilité est obtenue par Solveur Microsoft Excel, donnée dans les tableaux suivants :

V.2.2.1. Loi Normale :

Classes	C_i	n_i	P_i	$f(ci)$	p_i^*	χ^2
0,03256207 0,08607596	0,05931902	10	0,2	3,2351453	0,17312521	0,20859309
0,08607596 0,13958985	0,11283291	18	0,36	4,22597068	0,22614813	3,96119215
0,13958985 0,19310374	0,16634679	13	0,26	3,96339086	0,21209646	0,54096827
0,19310374 0,24661763	0,21986068	4	0,08	2,66879407	0,14281755	1,38149852
0,24661763 0,30013152	0,27337457	1	0,02	1,29024136	0,06904583	1,74195435
0,30013152 0,35364541	0,32688846	2	0,04	0,44785208	0,02396631	0,53633489
0,35364541 0,4071593	0,38040235	1	0,02	0,11161073	0,00597272	1,64719184
TOTAL		50	1			10,0177331

Tableau.V.7 : Résultats du traitement par optimisation de la loi Normale

Les paramètres optimisés de la loi Normale sont :

- La moyenne $m = 0,1292288$
- L'écart-type $\sigma = 0,09296938$

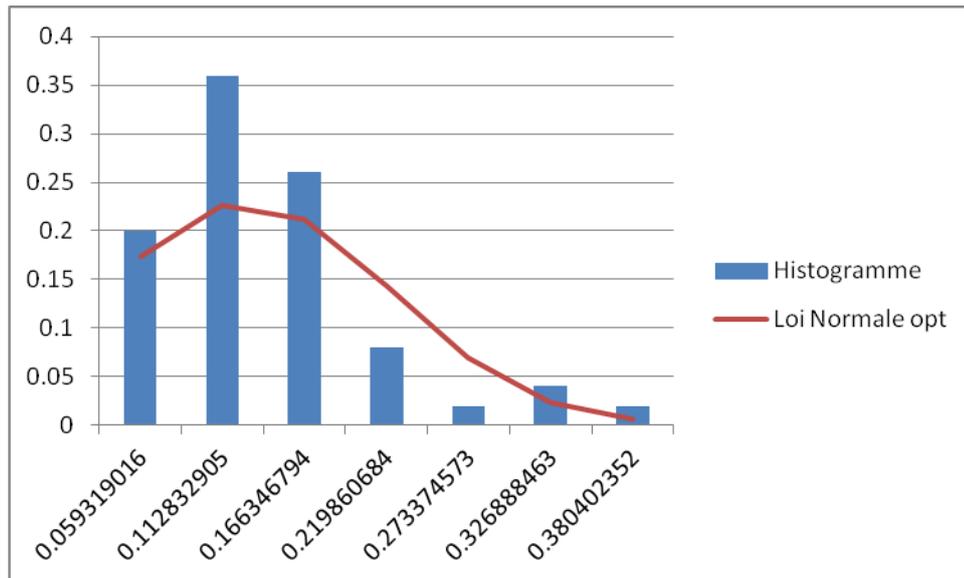


Figure.V.6 : Représentation graphique de la courbe de charge suivant une loi Normale après optimisation

V.2.2.2. Loi Log-Normale :

Classes	$Ln(ci)$	n_i	P_i	$f(ci)$	p_i^*	χ^2
0,03256207 0,08607596	0,05931902	10	0,2	3,80151312	0,20343375	0,00289791
0,08607596 0,13958985	0,11283291	18	0,36	6,58979852	0,35264575	0,00766846
0,13958985 0,19310374	0,16634679	13	0,26	4,26011428	0,22797528	0,22493281
0,19310374 0,24661763	0,21986068	4	0,08	2,17857997	0,11658429	0,57400964
0,24661763 0,30013152	0,27337457	1	0,02	1,04827382	0,05609721	1,16138444
0,30013152 0,35364541	0,32688846	2	0,04	0,50193082	0,02686027	0,32139011
0,35364541 0,4071593	0,38040235	1	0,02	0,24414809	0,01306531	0,1840364
TOTAL		50	1			2,47631976

Tableau.V.8 : Résultats du traitement par optimisation de la loi Log-Normale

Les paramètres optimisés de la loi Log-Normale sont :

- La moyenne $m = -2,01916262$
- L'écart-type $\sigma = 0,46539257$

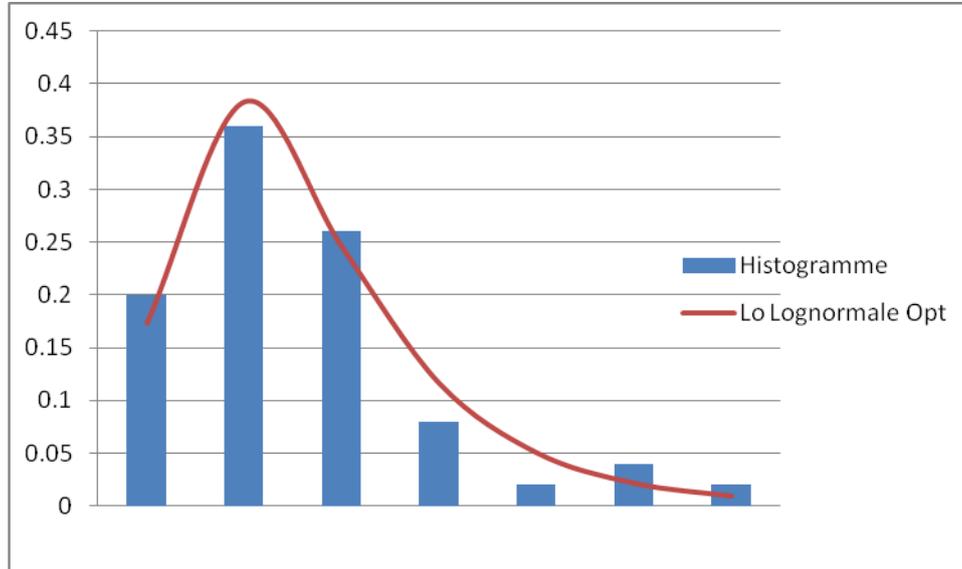


Figure.V.7 : Représentation graphique de la courbe de charge de la loi Normale après optimisation

V.2.2.3. Loi Gamma :

Classes	C_i	n_i	P_i	$f(c_i)$	p_i^*	χ^2
0,03256207 0,08607596	0,05931902	10	0,2	3,98588959	0,21330045	0,04146782
0,08607596 0,13958985	0,11283291	18	0,36	5,87042212	0,31414912	0,33460275
0,13958985 0,19310374	0,16634679	13	0,26	4,37286628	0,23400908	0,14433794
0,19310374 0,24661763	0,21986068	4	0,08	2,43184738	0,13013761	0,96581614
0,24661763 0,30013152	0,27337457	1	0,02	1,14855799	0,06146381	1,39858503
0,30013152 0,35364541	0,32688846	2	0,04	0,48862279	0,02614811	0,36690032
0,35364541 0,4071593	0,38040235	1	0,02	0,19330039	0,01034426	0,45065303
TOTAL		50	1			3,70236303

Tableau.V.9 : Résultats du traitement par optimisation de la loi Gamma

Les paramètres optimisés pour la loi Gamma sont :

- Alpha $\alpha = 3,67520988$
- Beta $\beta = 0,0401474$

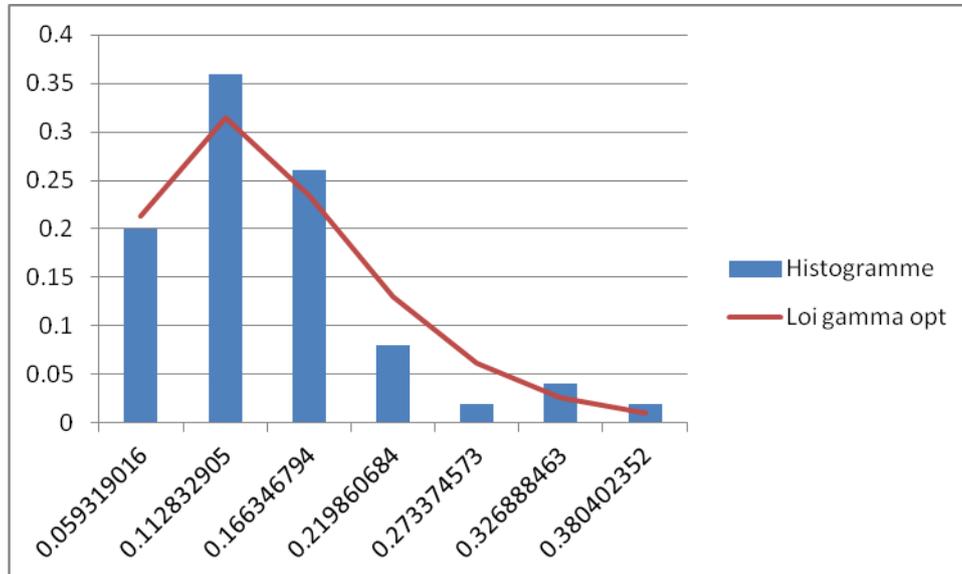


Figure.V.8 : Représentation graphique de la courbe de charge de la loi Gamma après optimisation

V.2.2.4. Loi de Weibull :

Classes	C_i	n_i	P_i	$f(c_i)$	p_i^*	χ^2
0,03256207 0,08607596	0,05931902	10	0,2	3,43687455	0,18392052	0,07028838
0,08607596 0,13958985	0,11283291	18	0,36	5,17061386	0,27669966	1,25387703
0,13958985 0,19310374	0,16634679	13	0,26	4,68113156	0,25050556	0,01799251
0,19310374 0,24661763	0,21986068	4	0,08	2,96926022	0,15889666	1,95872062
0,24661763 0,30013152	0,27337457	1	0,02	1,38159609	0,07393458	1,96723844
0,30013152 0,35364541	0,32688846	2	0,04	0,48024444	0,02569975	0,39785838
0,35364541 0,4071593	0,38040235	1	0,02	0,1257041	0,00672692	1,30947663
TOTAL		50	1			6,97545199

Tableau.V.10 : Résultats du traitement par optimisation de la loi de Weibull

Les paramètres optimisés pour la loi Weibull sont :

- Alpha $\alpha = 2,11920598$
- Beta $\beta = 0,17023958$

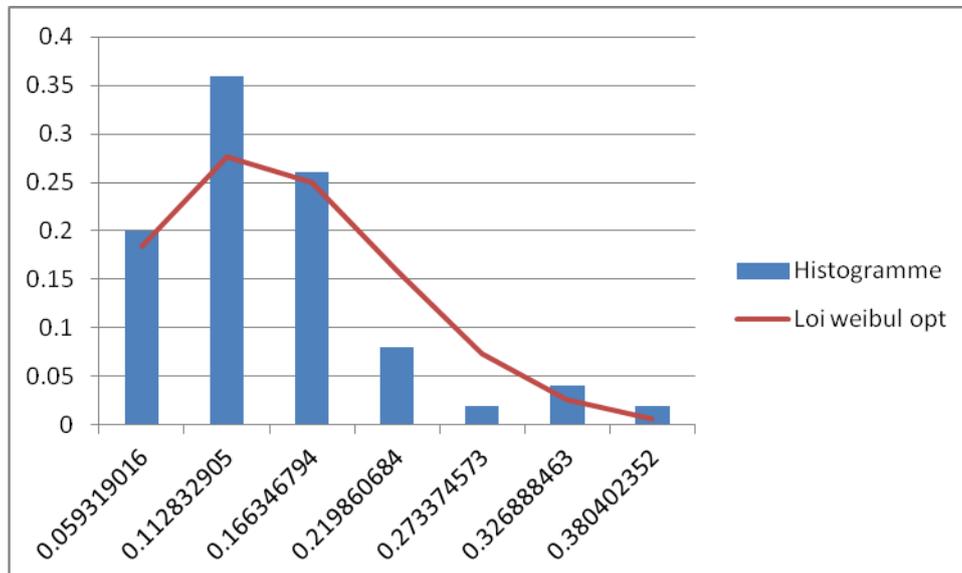


Figure.V.9 : Représentation graphique de la courbe de charge de la loi Weibull après optimisation

La représentation suivante montre le type d'ajustement entre les lois et l'histogramme avant et après l'optimisation des paramètres:

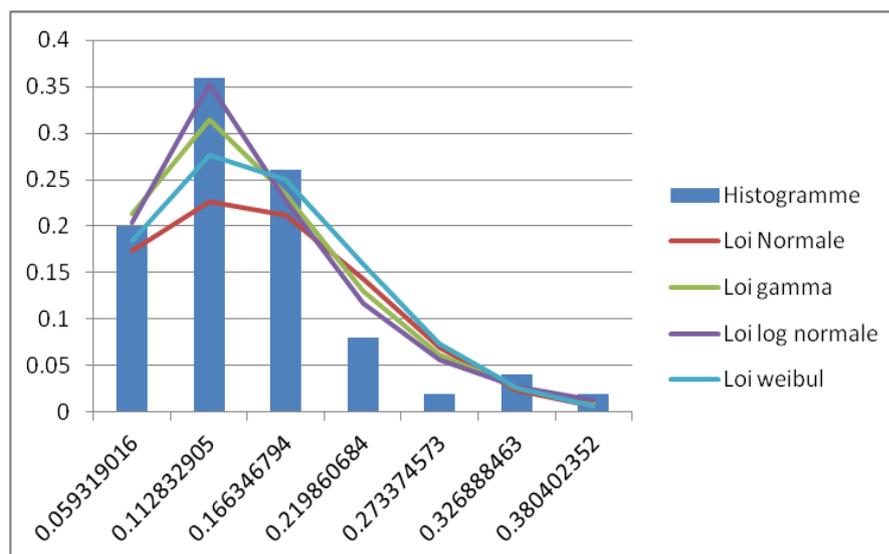


Figure.V.10 : Représentation graphique des courbes de charge avant optimisation

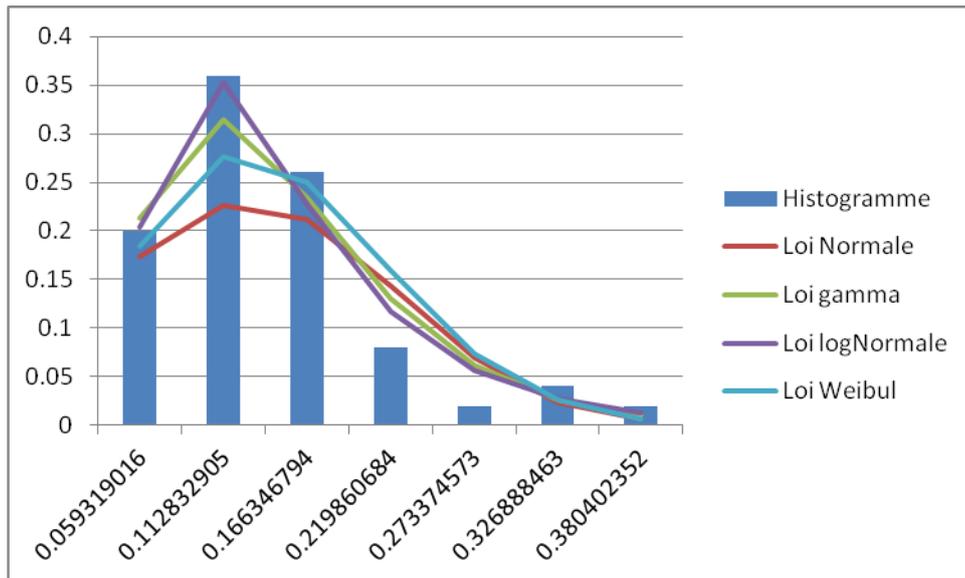


Figure.V.11 : Représentation graphique des courbes de charge après optimisation

V.2.3. Interprétation des résultats :

Le tableau récapitulatif ci-dessous résume les résultats du test de conformité obtenus par traitement statistique et par optimisation.

Degré de liberté	Seuil de signification	χ^2_{cr}	Loi de densité	χ^2	test	χ^2_{min}	Test
6	$\alpha=0.05$	12,5915872	Normale	18,452247	Rejetée	10,0177331	Acceptée
			Log-Normale	3,19454671	Acceptée	2,47631976	Acceptée
			Gamma	3,889903363	Acceptée	3,70236303	Acceptée
			Weibull	7,12903671	Acceptée	6,97545199	Acceptée

Tableau. V.11 : Résultats du test de conformité avant et après l'optimisation

En analysant les résultats du test de conformité, on remarque que les hypothèses des lois Gamma, Log-Normale et weibull, représentant la distribution des vitesses de corrosion, ont été acceptées, tandis que celle de la loi Normale a été rejetée.

En optimisant les paramètres des lois de densité de probabilité en minimisant la valeur de Khideux (χ^2), on obtient un meilleur ajustement des lois à l'histogramme ; Par cette approche toutes les lois émises ont été acceptée. Néanmoins, vu les résultats du test de conformité, on peut conclure que la loi Log-Normale représente le modèle le plus adapté pour caractériser la distribution de la vitesse de corrosion étant donné que la valeur de χ^2 obtenue pour cette loi est la plus faible.

V.3. Modélisation de la courbe de résistance :

La modélisation de la courbe de résistance caractérisant la vitesse critique de corrosion considère les incertitudes sur la contrainte de rupture, les tolérances de fabrication, ainsi que le diamètre et l'épaisseur, distribués suivant une loi normale, de moyenne et d'écart-type connus. La distribution de la vitesse critique de corrosion est obtenue par l'usage de la norme DNV (RP-F101) pour différentes classes de profondeur de corrosion et en fonction du temps.

Pour commencer, un échantillon de valeurs de la contrainte de rupture, du diamètre et de l'épaisseur de la conduite ont été générées suivant une loi Normale en utilisant la simulation de Monté Carlo.

Les valeurs générées des différentes variables aléatoires ont été obtenues sur la base d'une distribution gaussienne dont les paramètres sont mentionnés dans le tableau ci-dessous :

	Moyenne	Ecart-type
σ_r	5583,6	167,508
L	29,4	7,8
D	1016	1,016
t	12,7	0,127

La simulation de Monté Carlo donne les valeurs suivantes :

N°	$\sigma_r(\text{bar})$		$\sigma_r(\text{bar})$		$\sigma_r(\text{bar})$		$\sigma_r(\text{bar})$		$\sigma_r(\text{bar})$
1	5418,72144	11	5674,19193	21	5780,41099	31	5324,45335	41	5694,35674
2	5294,31188	12	5691,26626	22	5585,21742	32	5450,18364	42	5516,74224
3	5594,24386	13	5401,99485	23	5427,79396	33	5422,81236	43	5494,08204
4	5555,56308	14	5798,82793	24	5633,45173	34	5401,44663	44	5457,18794
5	5897,11287	15	5679,09792	25	5734,5825	35	5834,50937	45	5685,54156
6	5926,26502	16	5439,42989	26	5393,07453	36	5677,31069	46	5584,99152
7	5699,8865	17	5563,37411	27	5771,75833	37	5553,89075	47	5575,29696
8	5375,21132	18	5778,72477	28	5451,36606	38	5680,94268	48	5608,37246
9	5387,63438	19	5506,13703	29	5681,97112	39	5519,16323	49	5402,86668
10	5315,66657	20	5963,40385	30	5455,25267	40	5687,81878	50	5522,67163

Tableau.V.12 : Echantillon de valeurs générées de la contrainte de rupture

D(mm)									
1	1016,93084	11	1015,24847	21	1015,77318	31	1017,95345	41	1015,62755
2	1015,70415	12	1015,9958	22	1014,8353	32	1016,09119	42	1016,99718
3	1015,34666	13	1017,88696	23	1016,51922	33	1016,59385	43	1017,32226
4	1016,72946	14	1015,45534	24	1013,54396	34	1016,58984	44	1016,53528
5	1016,00212	15	1017,61554	25	1015,52152	35	1015,6725	45	1016,60305
6	1015,77048	16	1016,34523	26	1016,99411	36	1017,12416	46	1013,34494
7	1015,24751	17	1014,30411	27	1015,77745	37	1016,6632	47	1015,92285
8	1017,53582	18	1016,64701	28	1015,77662	38	1014,52523	48	1015,56831
9	1017,86928	19	1015,64742	29	1015,05565	39	1017,02275	49	1017,48571
10	1016,68037	20	1014,8615	30	1016,87775	40	1014,63703	50	1016,46449

Tableau.V.13 : Echantillon de valeurs générées du diamètre de la conduite

N°	L(mm)		L(mm)		L(mm)		L(mm)		L(mm)
1	30,9964328	11	39,1530622	21	24,138343	31	42,1371326	41	29,1735145
2	27,7312496	12	16,6569172	22	46,8231475	32	29,952264	42	34,3619142
3	22,0579134	13	19,9091578	23	28,5461048	33	20,2000894	43	35,9268355
4	39,9126364	14	28,1605904	24	39,1356367	34	15,578299	44	36,9291025
5	41,2682511	15	22,9239837	25	30,3529687	35	15,9748073	45	18,960197
6	28,6089919	16	23,0923378	26	35,9372622	36	14,6007565	46	20,405601
7	30,019606	17	31,0216409	27	27,5946188	37	28,5363678	47	24,5551181
8	19,4313188	18	31,5305423	28	31,4588432	38	23,9730615	48	28,4719307
9	28,8009386	19	23,6545698	29	23,2009527	39	35,1124966	49	26,1889586
10	18,0319283	20	29,1777675	30	29,3742227	40	17,9705597	50	39,6639951

Tableau.V.14 : Echantillon de valeurs générées de la longueur axiale du défaut

N°	t(mm)		t(mm)		t(mm)		t(mm)		t(mm)
1	12,7819282	11	12,5111034	21	12,7106856	31	12,4387296	41	12,81023
2	12,892642	12	12,5711407	22	12,8629396	32	12,632796	42	12,4589084
3	12,4345513	13	12,7038747	23	12,6770337	33	12,7498279	43	12,7954355
4	12,7858313	14	13,0198085	24	12,7455378	34	12,8050308	44	12,8178084
5	12,7947978	15	12,6535829	25	12,8649704	35	12,7341266	45	12,7648009
6	12,7394619	16	12,6994605	26	12,5397275	36	12,8683808	46	12,7682842
7	12,5185433	17	12,7605636	27	12,6133774	37	12,6861807	47	12,7436247
8	12,6378167	18	12,6731598	28	12,7890804	38	12,8323215	48	12,731895
9	12,7502468	19	12,7125862	29	12,7416826	39	12,7375943	49	12,8759964
10	12,6114192	20	12,7399089	30	12,8178757	40	12,6668123	50	12,6538255

Tableau.V.15 : Echantillon de valeurs générées des épaisseurs

Pour tenir compte de la variation de la pression due aux pertes de charge locales et par frottement le long du pipeline, on discrétise le gazoduc en trois tronçons. L'utilisation de la formule suivante permet de calculer la pression au début de chaque tronçon.

$$P_x = \sqrt{P_i^2 - (P_i^2 - P_{opf}^2) \frac{x}{L}}$$

Avec :

P_x : Pression au point x.

$P_i = 71bars$. (Pression initiale).

$P_{opf} = 48bars$ (Pression opérationnelle finale)

L : Longueur du tronçon.

Tronçons	1	2	3
Pression (bars)	71	64,25	56,71
Longueur (km)	0 _ 40	40_80	80_112

La courbe de résistance varie en fonction de la pression de service, cela ressort dans la figure suivante :

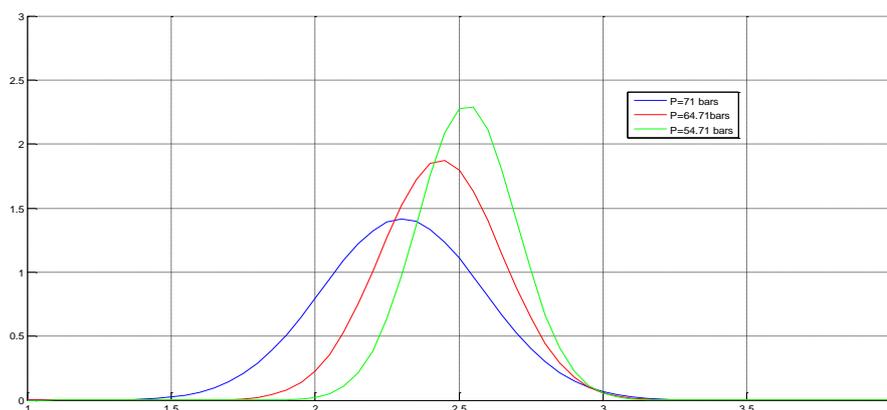


Figure.V.12 : Représentation graphique de la variation de la courbe de résistance en fonction de la pression

Elle dépend également du nombre d'années d'exploitation de la ligne. Sa variation en fonction du temps est représentée dans la figure suivante :

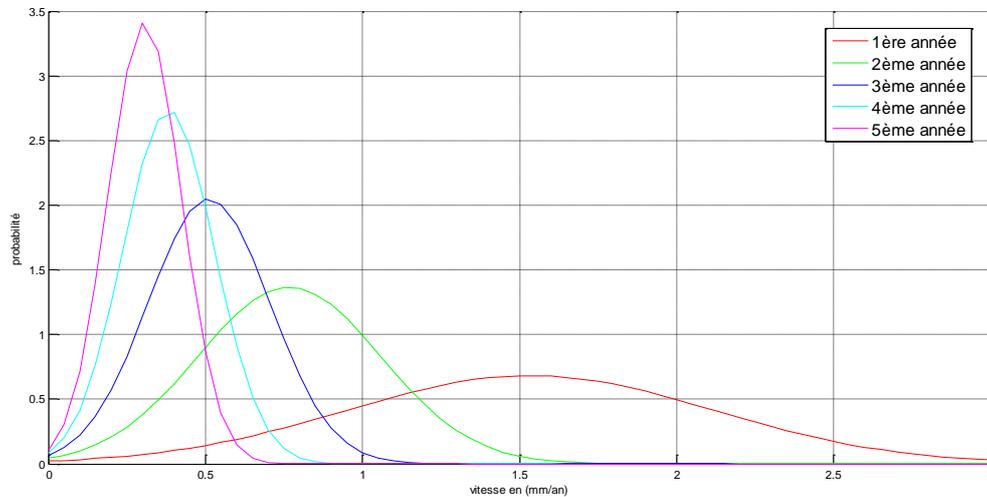


Figure.V.13 : Évolution de la courbe de résistance en fonction des années

V.4. Calcul de la probabilité de défaillance par centre de classes :

Pour calculer la probabilité de défaillance d'une classe de défaut de corrosion, il est nécessaire de commencer par déterminer le point d'intersection X_0 entre la courbe de charge et la courbe de résistance.

Le point d'intersection X_0 et les représentations graphiques ci-après sont déterminés par un programme MATLAB.

Dans ce qui suit, nous avons considéré la 7^{ème} classe de profondeur comme exemple, dans le but d'illustrer l'évolution de sa probabilité de défaillance pour différentes pressions opérationnelles d'une part, et en fonction des années d'exploitation d'autre part.

V.4.1. Courbe de charge/ Loi Normale :

Paramètres de la Loi Normale : $m_v = 0,1292288$, $\sigma_v = 0,09296938$

→ $P_{op} = 71 \text{ bars}$

Année	1	2	3	4	5
$m_{v_{cr}}$	2,303088612	1,15154431	0,7676962	0,57577215	0,46061772
$\sigma_{v_{cr}}$	0,282038059	0,14101903	0,09401269	0,07050951	0,05640761
X_0	0,6814	0,5408	0,4468	0,3791	0,3277
P_f	4,465E-09	7,4239E-06	0,00032087	0,00264111	0,00922703

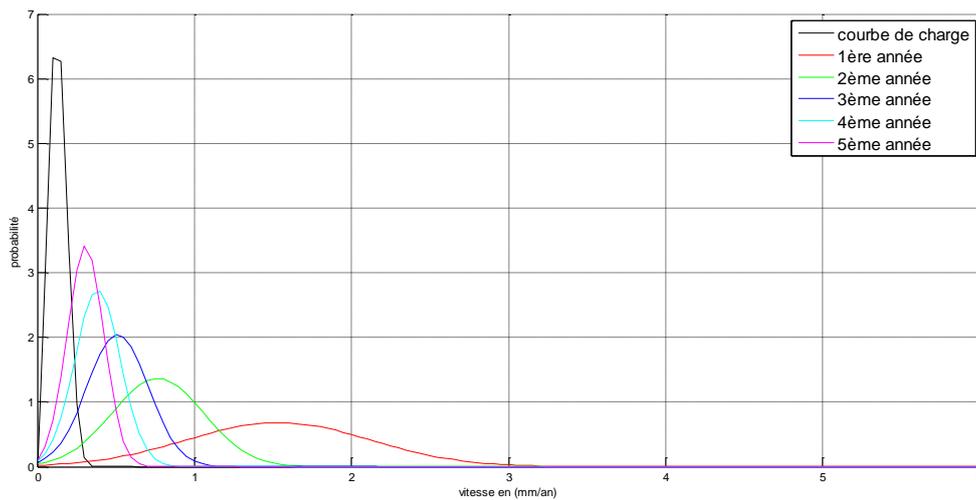


Figure.V.14 : La courbe de charge et la courbe de résistance en fonction des années
($p=71 \text{ bars}$)

→ Pop= 64.25 bars

Année	1	2	3	4	5
$m_{v_{cr}}$	2,438033857	1,21901693	0,81267795	0,60950846	0,48760677
$\sigma_{v_{cr}}$	0,212742564	0,10637128	0,07091419	0,05318564	0,04254851
X_0	0,8384	0,6387	0,5143	0,429	0,3666
P_f	2,75761E-14	2,4407E-08	1,2905E-05	0,00034448	0,00222775

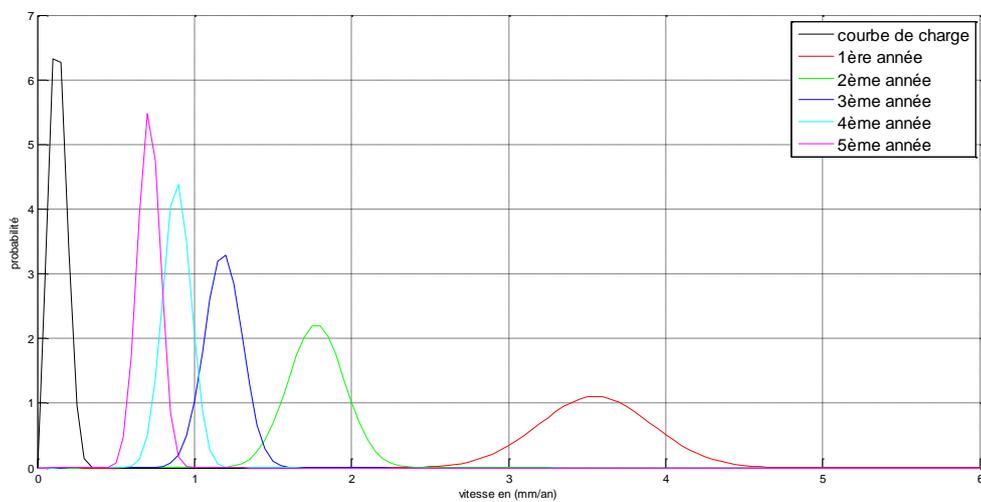


Figure.V.15 : La courbe de charge et la courbe de résistance en fonction des années.
(p=64.25 bars)

→ Pop= 56.71 bars

Année	1	2	3	4	5
$m_{v_{cr}}$	2,527625574	1,26381279	0,84254186	0,63190639	0,50552511
$\sigma_{v_{cr}}$	0,172883054	0,08644153	0,05762768	0,04322076	0,03457661
X_0	0,9721	0,7166	0,566	0,4663	0,3953
P_f	1,15395E-19	1,2223E-10	7,9822E-07	6,3646E-05	0,00071667

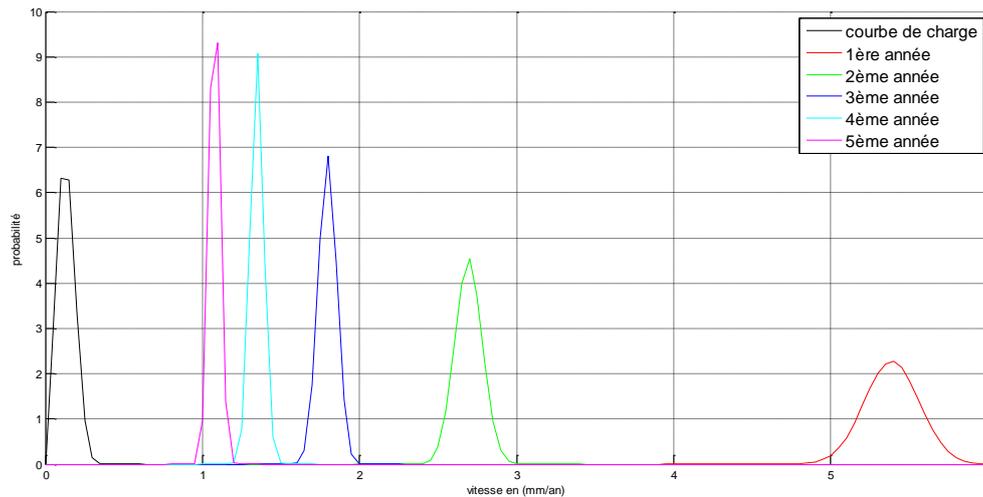


Figure.V.16 : La courbe de charge et la courbe de résistance en fonction des années (p=56.71bars)

V.4.2. Courbe de charge / Loi Log-Normale :

Paramètres de la Loi Log-Normale : $m_v = -2,01916262$, $\sigma_v = 0,46539257$

→ Pop= 71 bars

Année	1	2	3	4	5
$m_{v_{cr}}$	2,303088612	1,151544306	0,7676962	0,57577215	0,46061772
$\sigma_{v_{cr}}$	0,282038059	0,141019029	0,09401269	0,07050951	0,05640761
X_0	1,0293	0,6373	0,4722	0,3781	0,3163
P_f	3,14542E-06	0,000132851	0,00083569	0,0025277	0,00525655

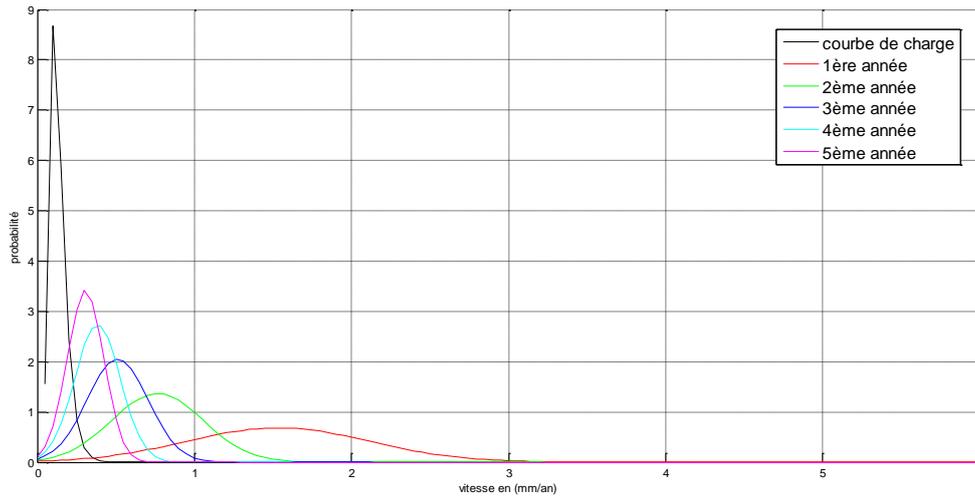


Figure.V.17 : La courbe de charge et la courbe de résistance en fonction des années (p=71 bars)

→ Pop= 64.25 bars

Année	1	2	3	4	5
$m_{v_{cr}}$	2,438033857	1,219016929	0,81267795	0,60950846	0,48760677
$\sigma_{v_{cr}}$	0,212742564	0,106371282	0,07091419	0,05318564	0,04254851
X_0	1,3416	0,7785	0,5596	0,4401	0,3638
P_f	1,27626E-07	1,72661E-05	0,00017932	0,0007232	0,00180842

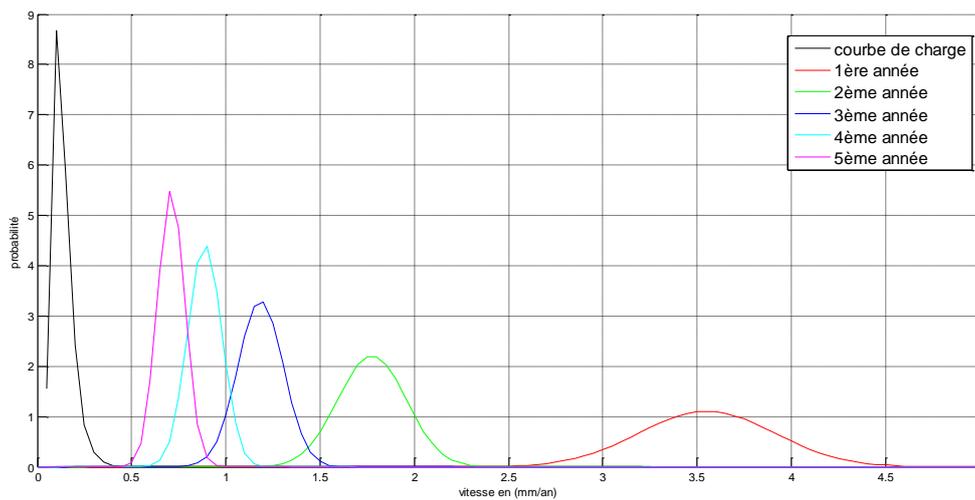
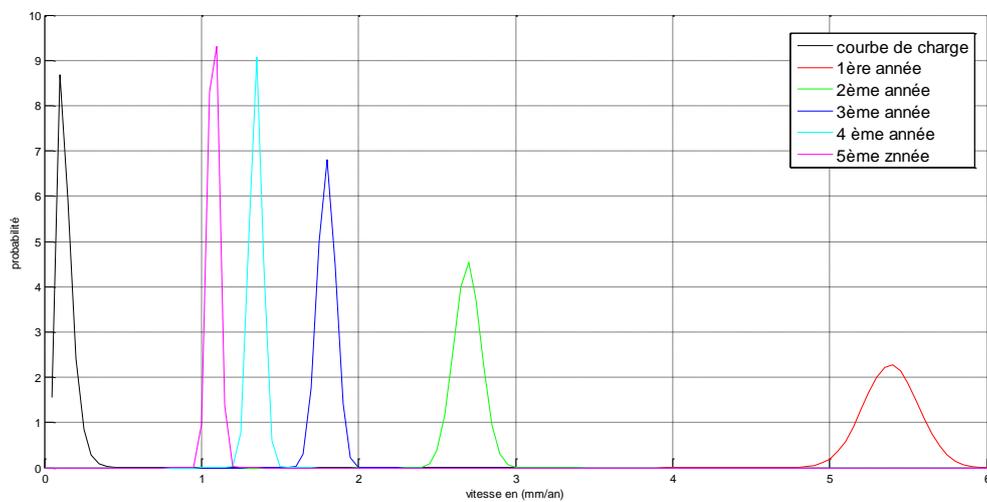


Figure.V.18 : La courbe de charge et la courbe de résistance en fonction des années (p=64.25bars)

→ $P_{op} = 56.71$ bars

Année	1	2	3	4	5
$m_{v_{cr}}$	2,527625574	1,263812787	0,84254186	0,63190639	0,50552511
$\sigma_{v_{cr}}$	0,172883054	0,086441527	0,05762768	0,04322076	0,03457661
X_0	1,571	0,8797	0,6216	0,4838	0,3972
P_f	1,5707E-08	4,42301E-06	6,305E-05	0,00030543	0,00086544



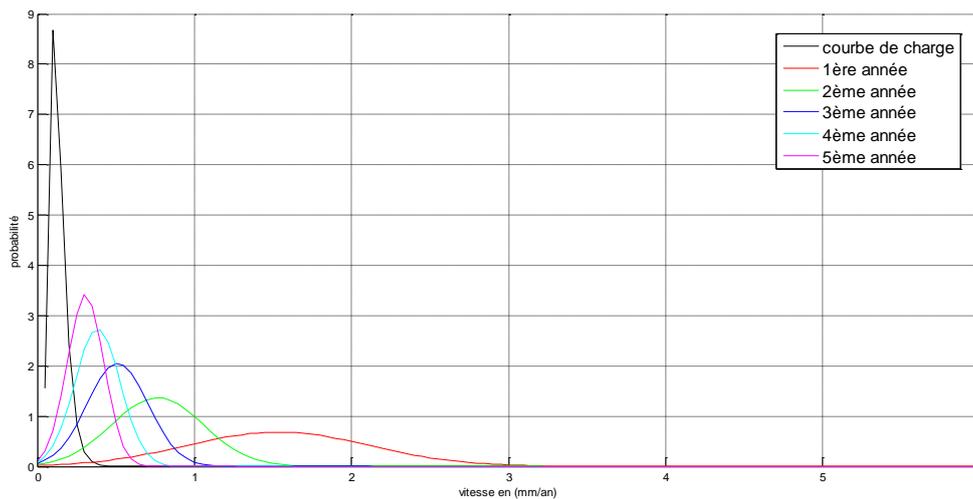
*Figure.V.19 : La courbe de charge et la courbe de résistance en fonction des années
($p=56.71$ bars)*

V.4.3. Courbe de charge / Loi Gamma :

Paramètres de la Loi Gamma : $\alpha = 3,67520988$, $\beta = 24,9082121$

→ $P_{op} = 71$ bars

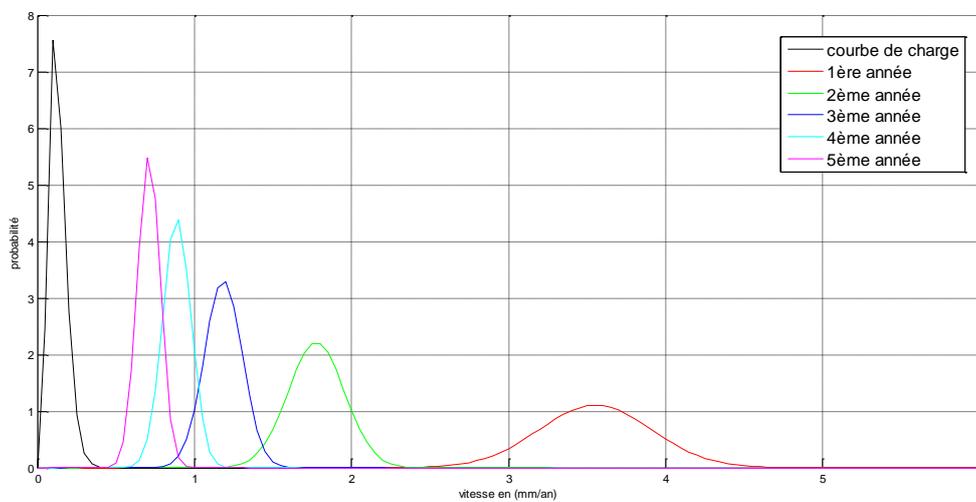
Année	1	2	3	4	5
$m_{v_{cr}}$	2,303088612	1,151544306	0,7676962	0,57577215	0,46061772
$\sigma_{v_{cr}}$	0,282038059	0,141019029	0,09401269	0,07050951	0,05640761
X_0	0,911	0,624	0,4807	0,3926	0,3321
P_f	3,99077E-07	9,16651E-05	0,00113381	0,00469066	0,01135211



*Figure.V. 20 : La courbe de charge et la courbe de résistance en fonction des années
($p=71$ bars)*

→ Pop= 64.25bars

Année	1	2	3	4	5
$m_{v_{cr}}$	2,438033857	1,219016929	0,81267795	0,60950846	0,48760677
$\sigma_{v_{cr}}$	0,212742564	0,106371282	0,07091419	0,05318564	0,04254851
X_0	1,1651	0,7486	0,5587	0,4477	0,374
P_f	1,09232E-09	4,88041E-06	0,00017082	0,00117376	0,00379197



*Figure.V.21 : La courbe de charge et la courbe de résistance en fonction des années
(p=64.25bars)*

→ Pop= 56.71bars

Année	1	2	3	4	5
$m_{v_{cr}}$	2,527625574	1,263812787	0,84254186	0,63190639	0,50552511
$\sigma_{v_{cr}}$	0,172883054	0,086441527	0,05762768	0,04322076	0,03457661
X_0	1,3671	0,8419	0,6159	0,4877	0,4042
P_f	9,54767E-12	5,28003E-07	4,197E-05	0,00042419	0,00169234

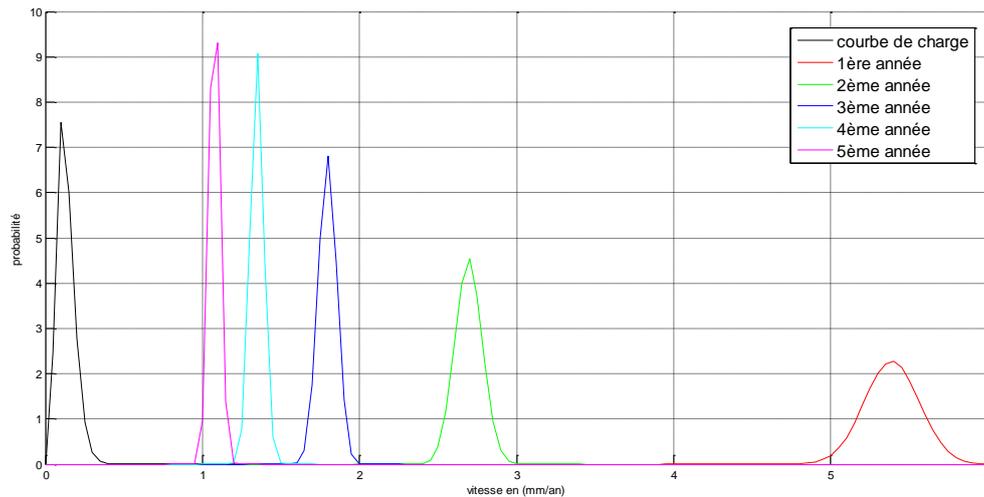


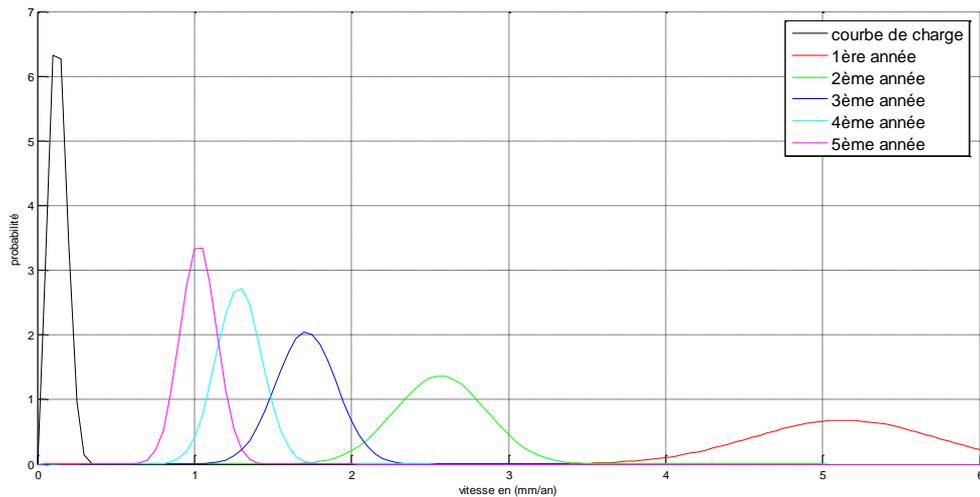
Figure.V.22 : La courbe de charge et la courbe de résistance en fonction des années
($p=56.71\text{bars}$)

V.4.4. Courbe de charge / Loi Weibull :

Paramètres de la Loi Weibull : $\alpha = 2,11920598$ $\beta = 0,17023958$

→ $P_{op} = 71$ bars

Année	1	2	3	4	5
$m_{v_{cr}}$	2,303088612	1,15154431	0,7676962	0,57577215	0,46061772
$\sigma_{v_{cr}}$	0,282038059	0,14101903	0,09401269	0,07050951	0,05640761
X_0	0,6987	0,5485	0,4504	0,3809	0,3288
P_f	6,406E-09	9,4999E-06	0,00036903	0,00285688	0,00972276



*Figure.V.23 : La courbe de charge et la courbe de résistance en fonction des années
($p=71$ bars)*

→ $Pop= 64.25$ bars

Année	1	2	3	4	5
$m_{v_{cr}}$	2,438033857	1,21901693	0,81267795	0,60950846	0,48760677
$\sigma_{v_{cr}}$	0,212742564	0,10637128	0,07091419	0,05318564	0,04254851
X_0	0,8624	0,6491	0,519	0,4312	0,3677
P_f	6,49391E-14	4,2119E-08	1,7266E-05	0,00040033	0,0024153

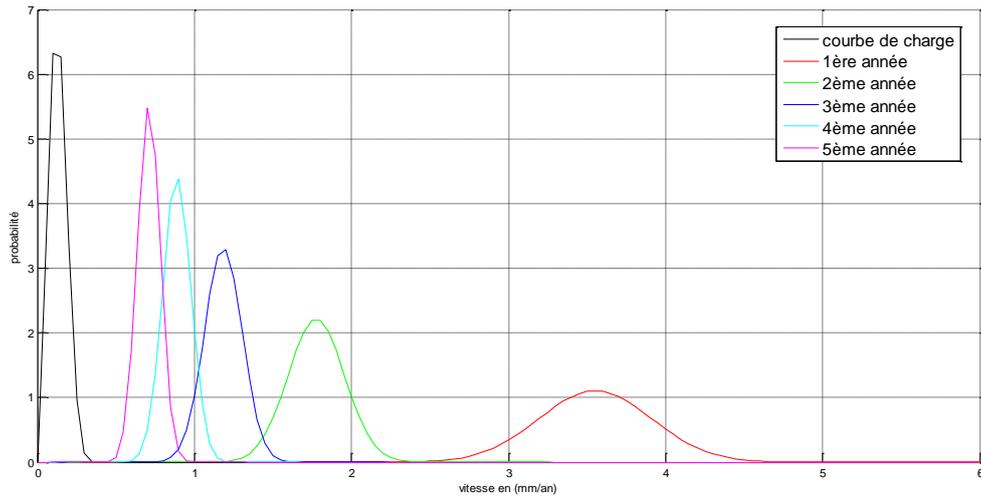


Figure.V.24 : La courbe de charge et la courbe de résistance en fonction des années (p=64.25 bars)

→ Pop= 56.71 bars

Année	1	2	3	4	5
$m_{v_{cr}}$	2,527625574	1,26381279	0,84254186	0,63190639	0,50552511
$\sigma_{v_{cr}}$	0,172883054	0,08644153	0,05762768	0,04322076	0,03457661
X_0	1,0007	0,7286	0,5714	0,4388	0,3964
P_f	5,13506E-19	2,9775E-10	1,2689E-06	3,9494E-06	0,00079964

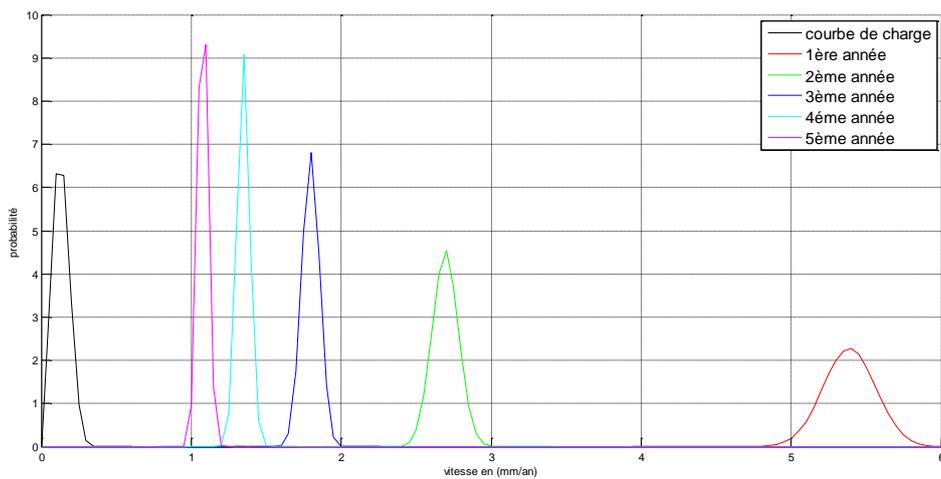


Figure.V.25 : La courbe de charge et la courbe de résistance en fonction des années (p=56.71bars)

La probabilité de défaillance peut également dépendre de la profondeur des classes de défaut ; Pour le démontrer, on propose le graphe ci-dessous, représentant la position de la courbe de résistance par rapport aux différentes classes de profondeur, pour une pression de 65 bars à la 1^{ère} année :

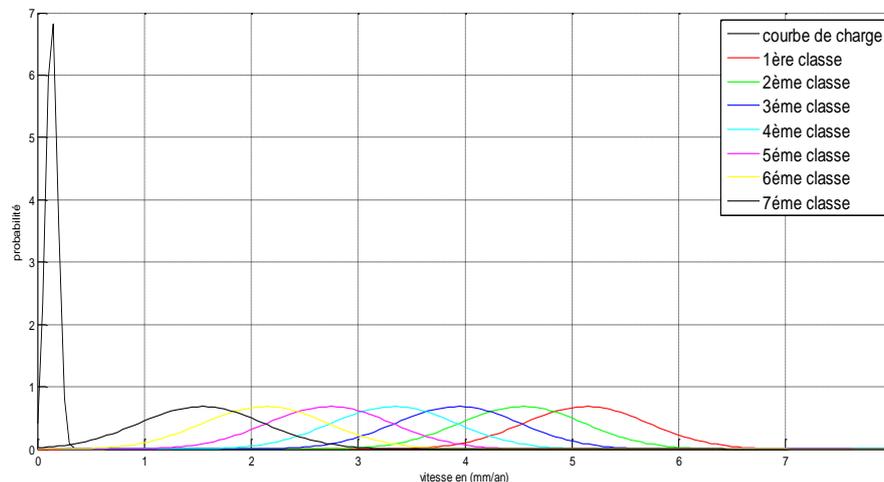


Figure.V.26 : Représentation des courbes charge-résistance pour les 7 classes à la 1^{ère} année

V.4.5. Interprétation des résultats :

Comme le montrent les graphes et les schémas précédents, la probabilité de défaillance est illustrée par l'intersection de la courbe de charge et la courbe de résistance. Cette aire comprise entre les deux courbes, varie avec le rapprochement ou l'écartement de la courbe de résistance, ce qui implique par conséquent, la variation de la probabilité de défaillance. Cette probabilité de rupture, qui est en relation directe avec la distance séparant les deux courbes, est dépendante des paramètres suivants :

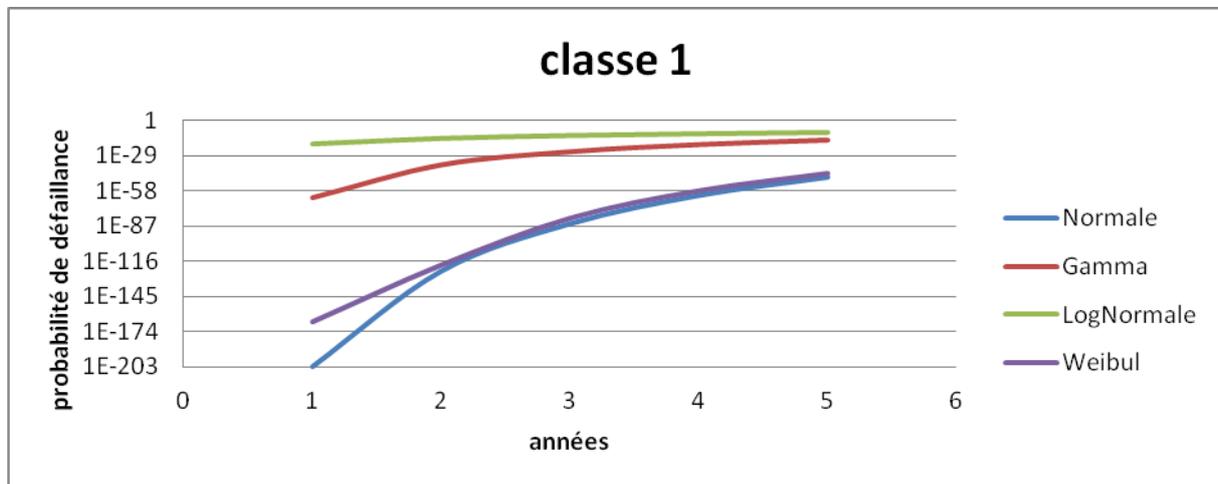
La pression d'opération ; l'augmentation de la pression d'opération implique un rapprochement de la courbe de résistance vers l'axe des ordonnées, ce qui donne lieu à l'extension de l'aire d'intersection. Cela signifie un accroissement de la probabilité de rupture.

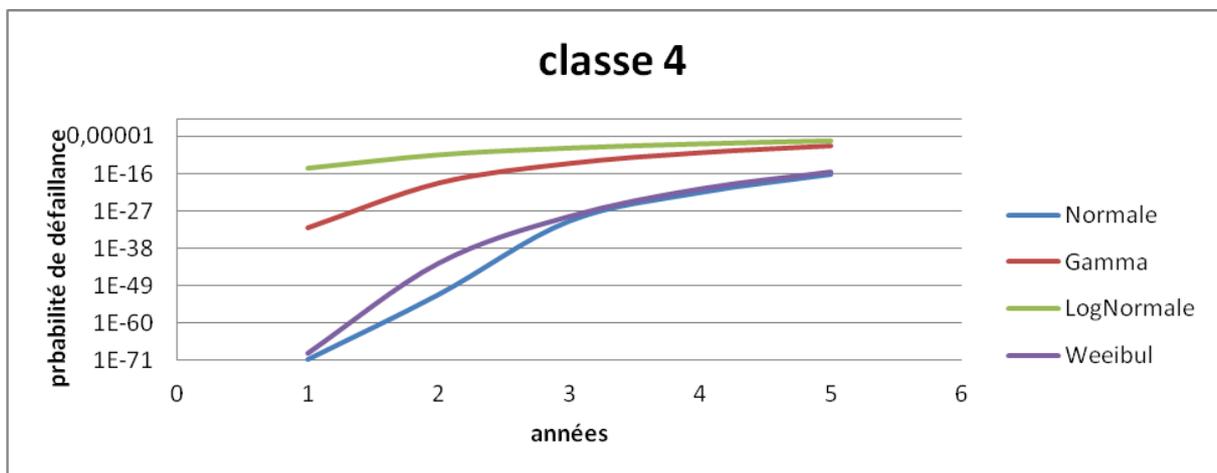
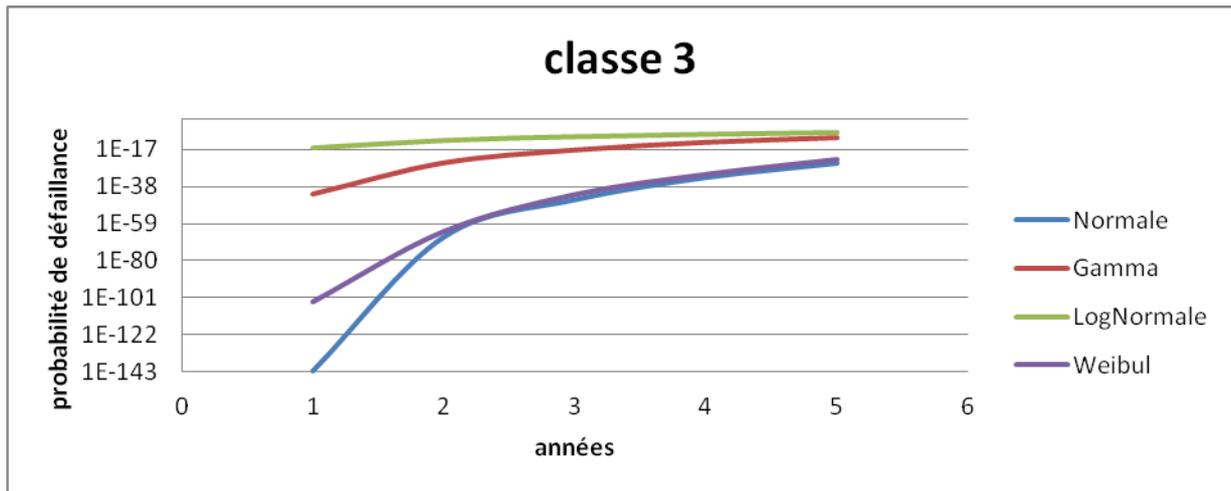
La durée d'exploitation ; (temps prévu pour la prochaine inspection) comme nous pouvons le constater sur le graphe et pour tous les modèles de calcul, la probabilité de défaillance augmente avec le temps.

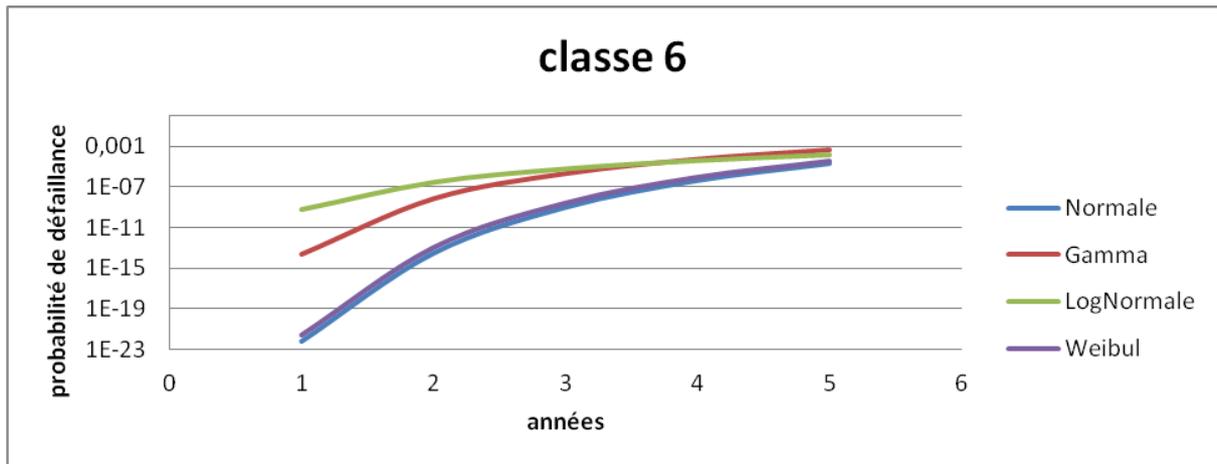
La profondeur du défaut ; la géométrie du défaut joue un rôle capital sur la probabilité de défaillance. Avec le temps, l'augmentation de la profondeur de corrosion engendre une augmentation de la probabilité de défaillance, ce qui se traduit, comme chaque fois, par le changement de l'allure et l'emplacement de la courbe de résistance qui a tendance à se déplacer vers la courbe de charge.

V.5. Représentation graphique des probabilités de défaillance par centre de classe pour les quatre lois

Pop=71 bars

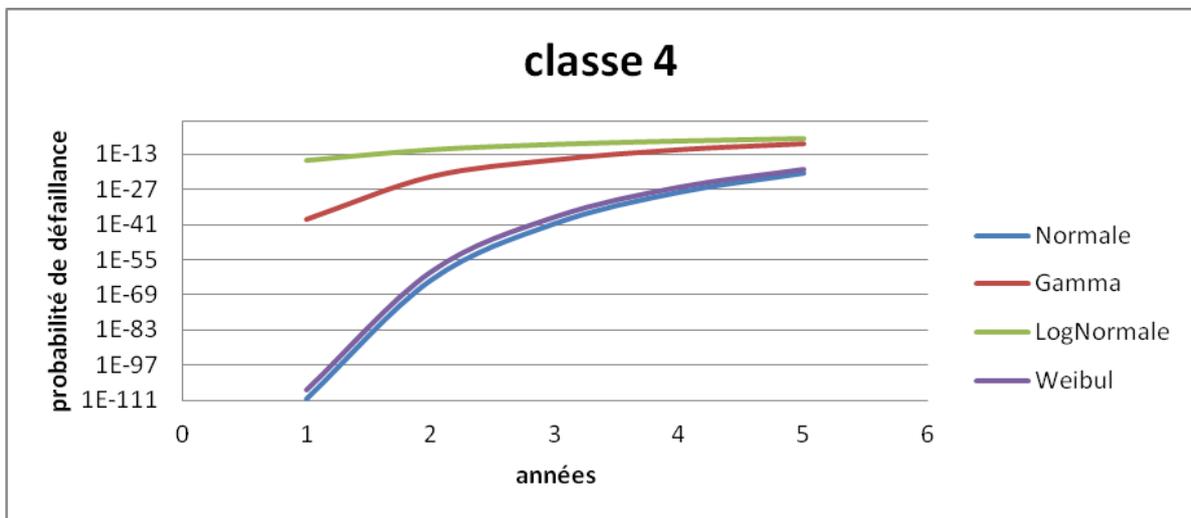
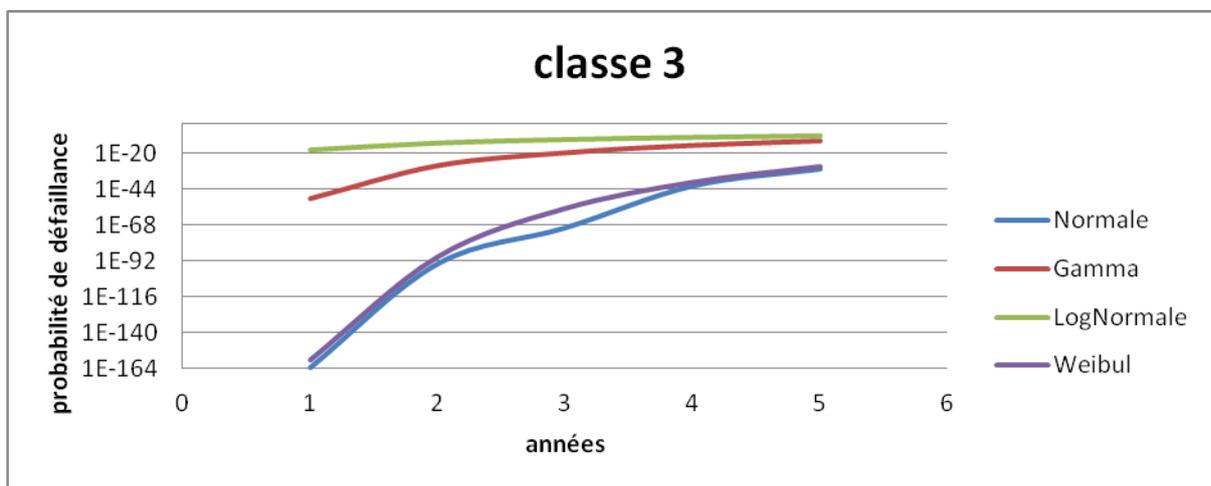
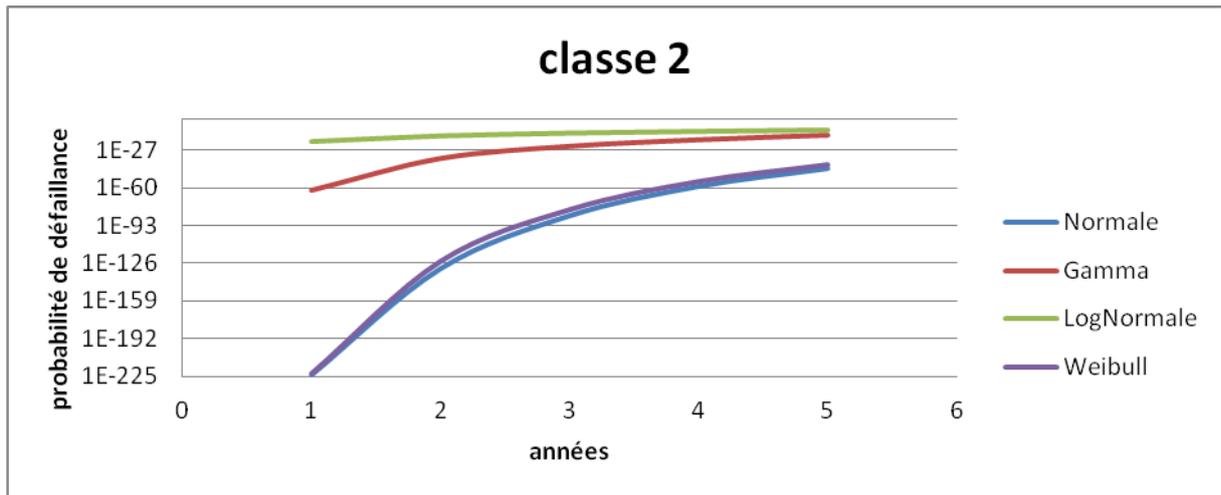


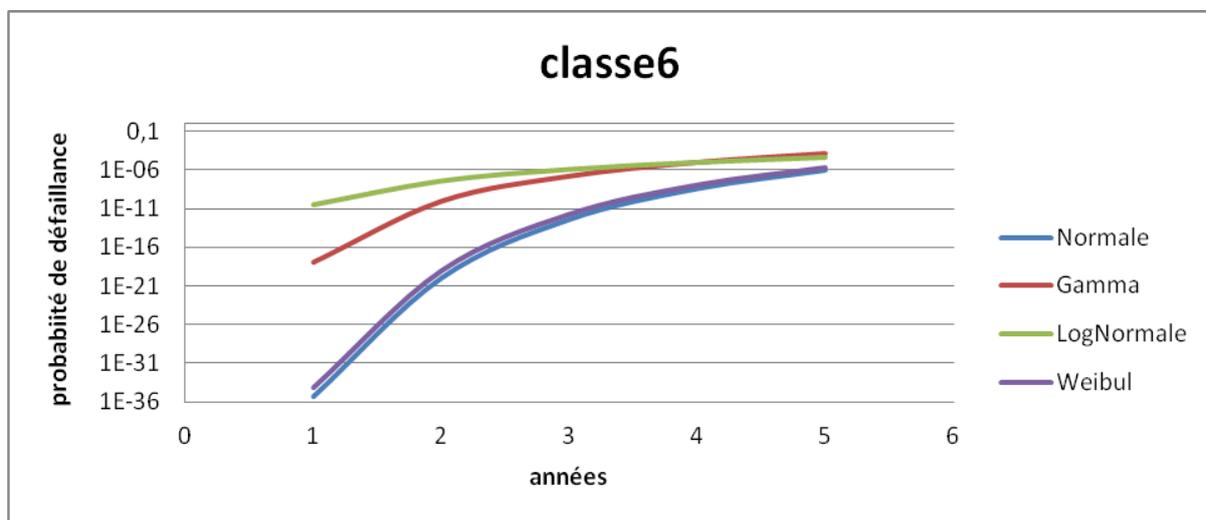




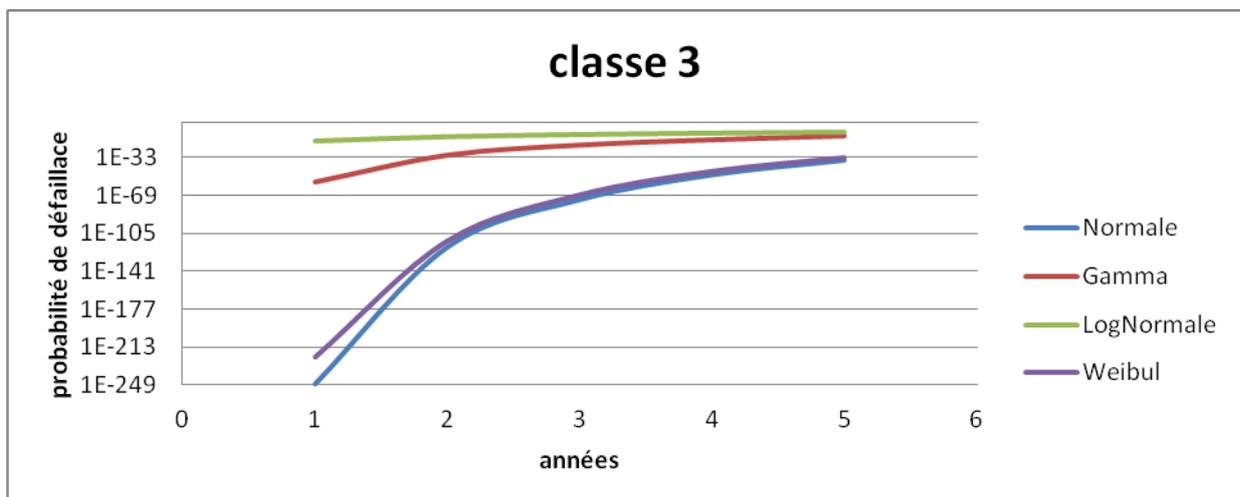
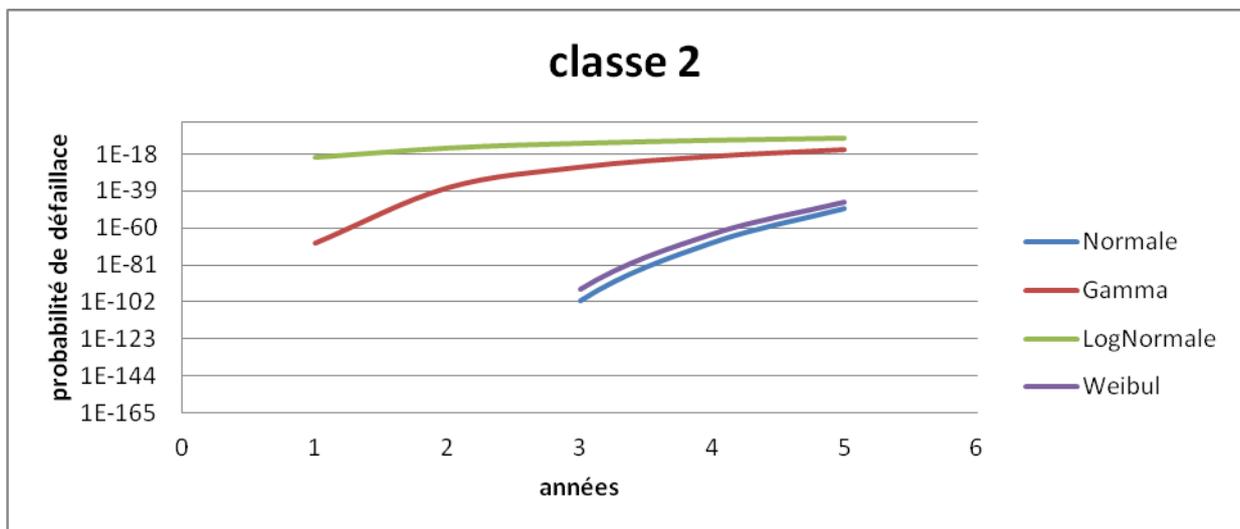
Pop = 64.25 bars

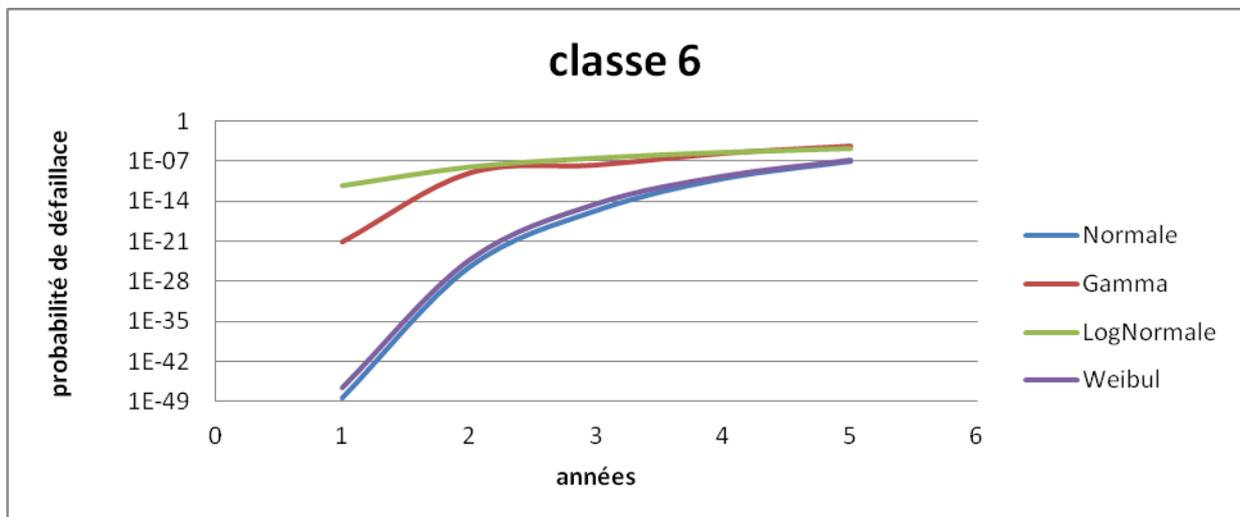
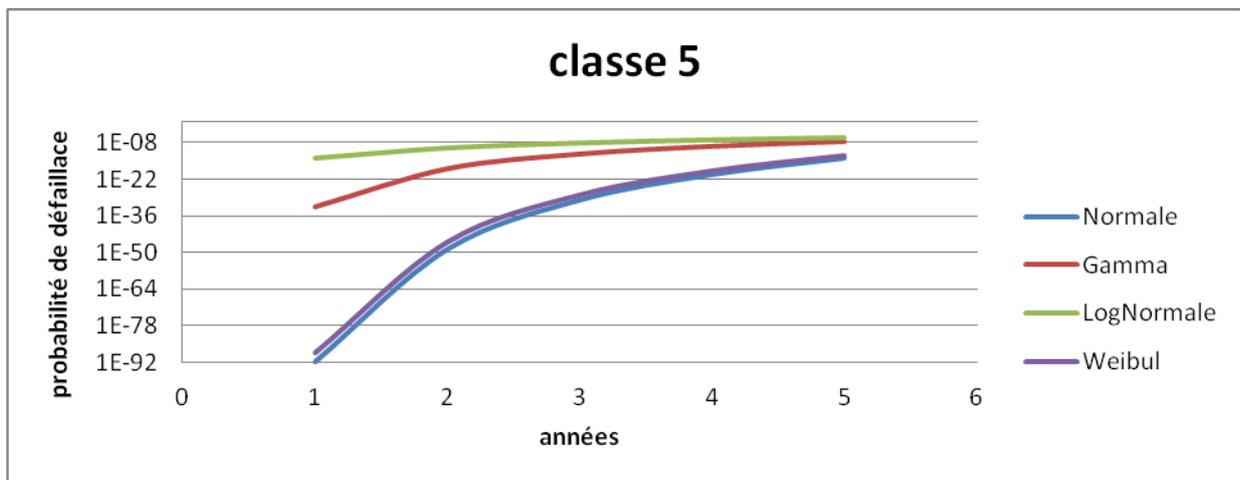
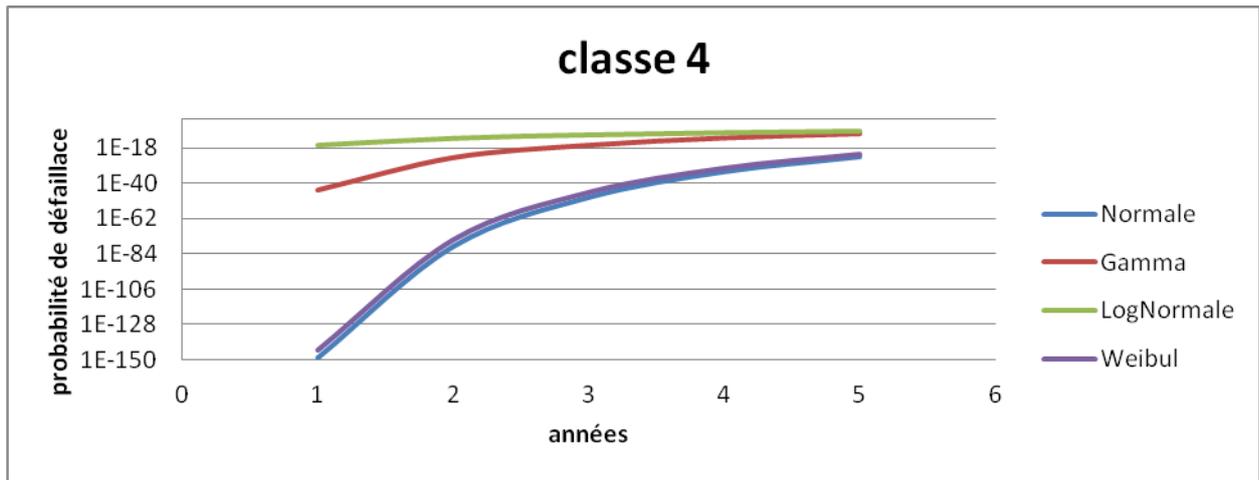


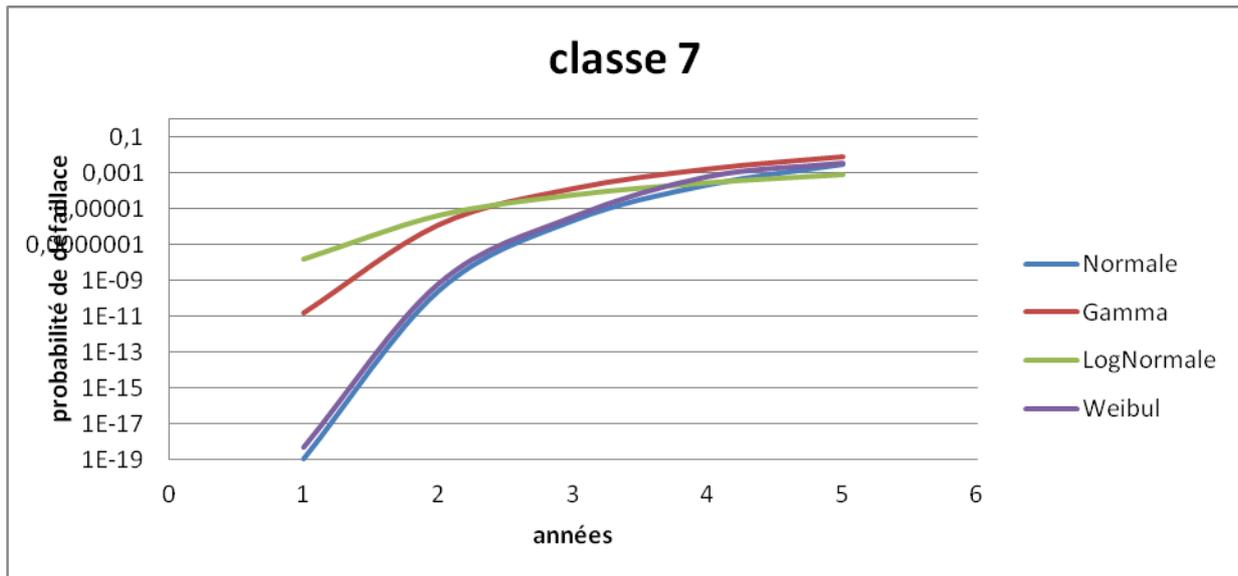




Pop=56.71 bars







V.5.1. Interprétation des résultats :

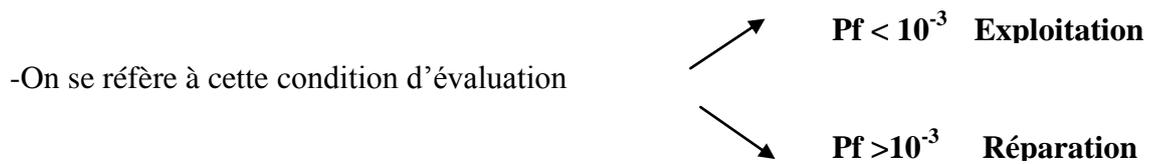
l'appréciation qu'on peut donner en analysant les graphes qui montrent l'évolution de la probabilité de défaillance sur cinq ans par les quatre modèles de calcul et pour les sept classes des défauts de corrosion, est la suivante :

A première vue, le point commun entre tous les graphes représentés est que la probabilité de défaillance s'accroît en fonction des années quelque soit le modèle de calcul. Un peu plus particulièrement, on remarque que les courbes qui représentent chacune des lois Gamma et Log-Normale surpassent les autres courbes (à savoir : la loi Weibull et la loi Normale), ce qui signifie une probabilité plus importante. Cependant, dans la majorité des cas (la majorité des classes de défauts), éventuellement pour les trois pressions, c'est la loi Log-Normale qui donne la probabilité la plus élevée, ce qui peut impliquer un nombre de réparation plus important. En s'approfondissant dans l'analyse des résultats, pour la septième classe de défaut (correspondant à une profondeur de 9.98 mm), pour toutes les pressions, et à partir de la troisième année, on remarque un surassement de la courbe du modèle Gamma sur le reste des courbes, ce qui va causer un impact très important sur le résultat de calcul de la probabilité à la rupture par kilomètre, et par conséquent, sur le nombre de points à réparer par kilomètre.

V.6. Calcul de la probabilité de défaillance par kilomètre :

Le calcul de la probabilité de défaillance par kilomètre en fonction des années se fait en considérant les étapes suivantes:

- On effectue d'abord une discrétisation par Km ;
- On Regroupe les défauts de corrosion par classe et par kilomètre ;
- On évalue la probabilité de défaillance durant les années et par Km.



Le calcul de la probabilité de défaillance par kilomètre commence par une répartition préalable des points de corrosion par classe, sur la base des données de la deuxième inspection.

Classe (mm)		Nombre de défauts					
		9Km	26Km	32Km	62Km	101Km	112Km
0,18	1,69	3	81	1	0	0	0
1,69	3,20	21	338	9	0	7	1
3,20	4,71	19	363	84	2	142	15
4,71	6,22	6	123	59	3	83	6
6,22	7,72	0	36	22	1	40	3
7,72	9,23	1	12	9	0	8	1
9,23	10,74	2	3	2	1	0	0

Tableau V.16 : Répartition des défauts pour certains kilomètres par classe de profondeur

Pour évaluer la probabilité de défaillance par kilomètre en fonction du temps, on propose les histogrammes suivants représentant l'évolution de la probabilité de défaillance par rapport à deux (02) années différentes, avant et après la réparation.

V.6.1. La probabilité de défaillance par Km (1^{ère} année) :

Avant réparation :

Pop= 71 bars

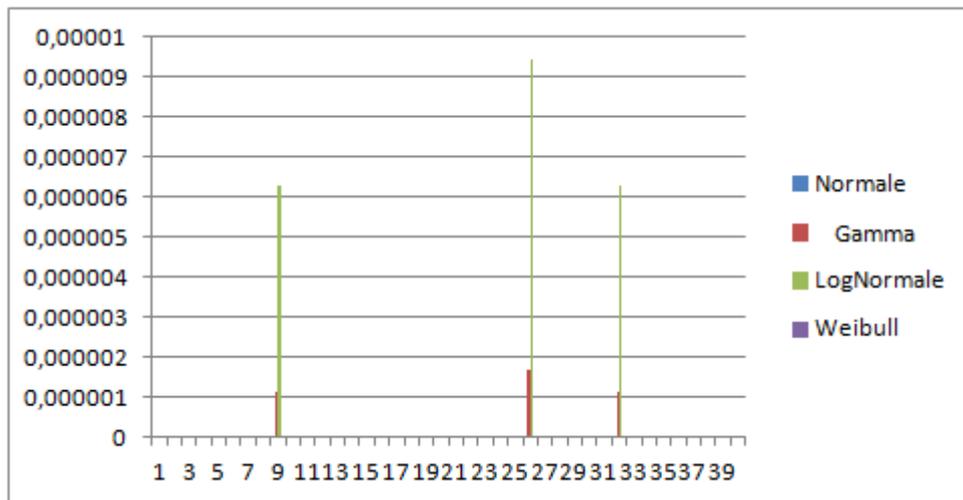


Figure.V.27 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance du premier tronçon avant la réparation

Pop = 64.25 bars

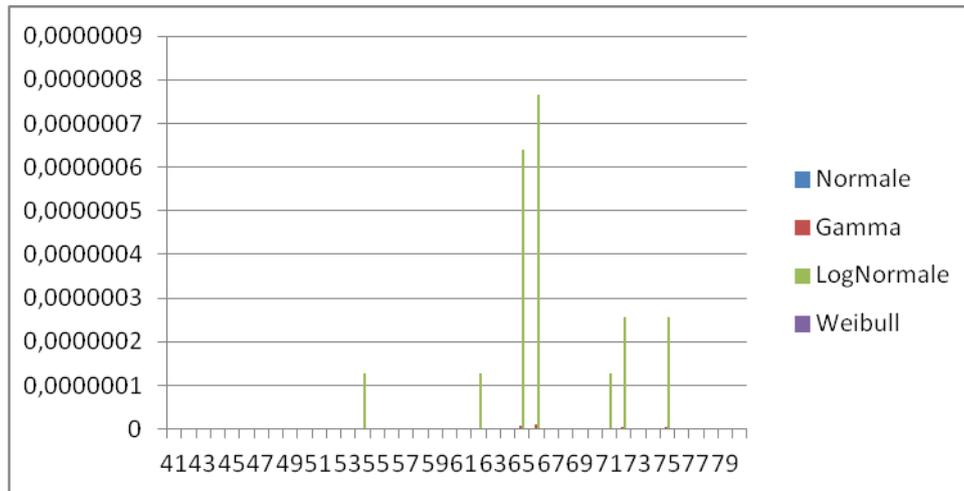


Figure.V.28 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance du 2^{ème} tronçon avant la réparation

Pop= 56.71 bars

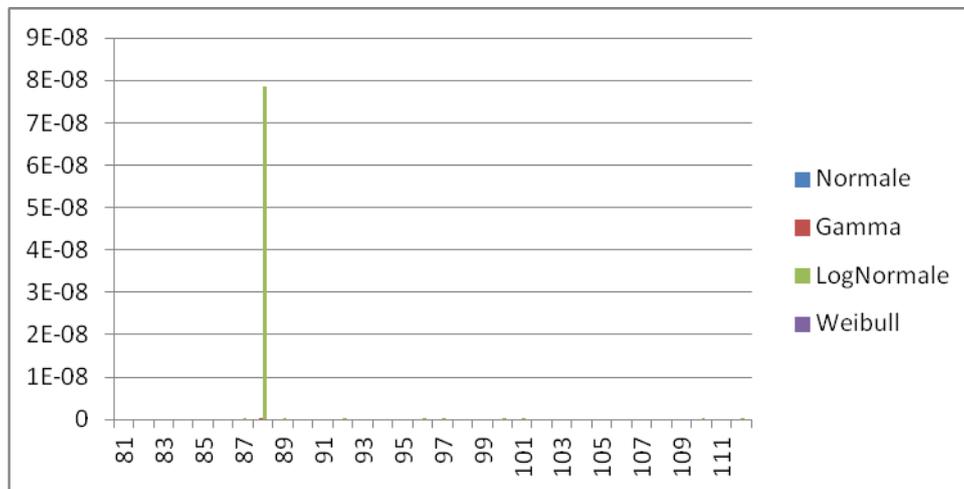


Figure.V.29 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance du 3^{ème} tronçon avant la réparation

Après réparation :

Pop= 71 bars

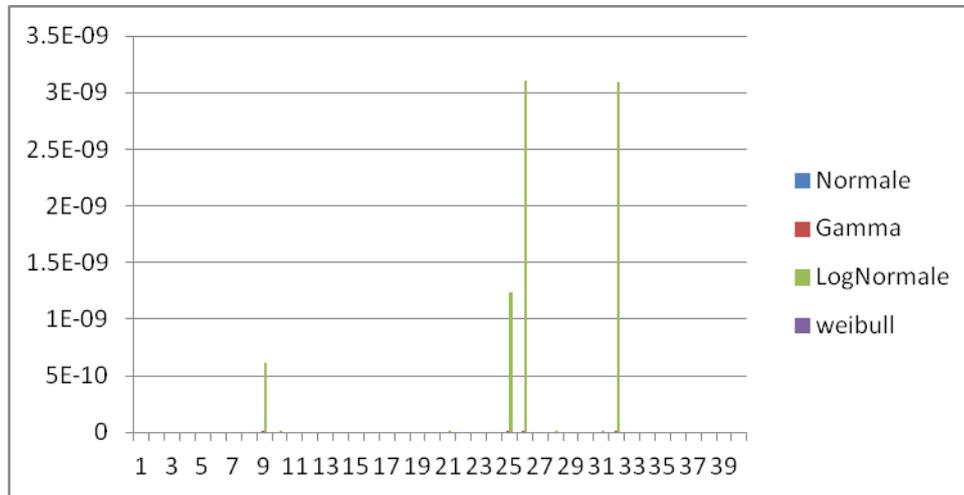


Figure.V.30 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance du 1^{er} tronçon après la réparation

Pop= 64.25bars

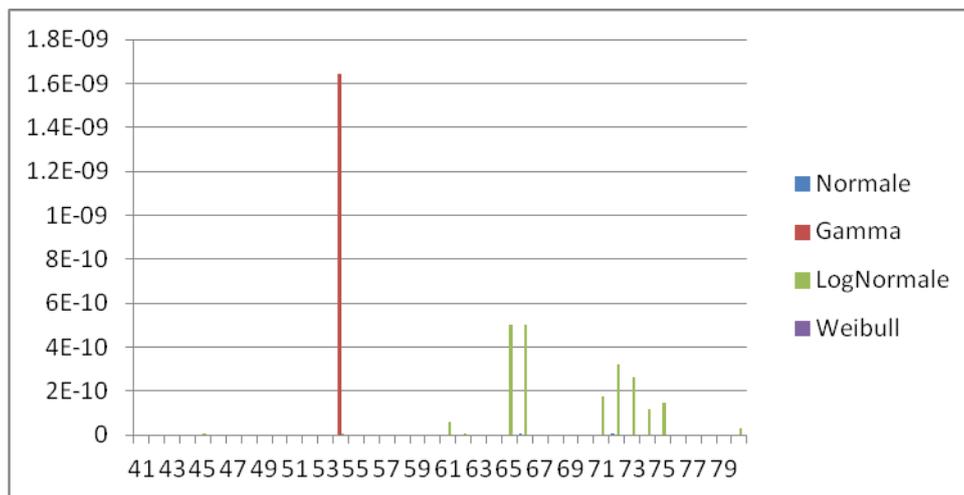


Figure.V.31 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance du 2^{ème} tronçon après réparation

Pop=54.71bars

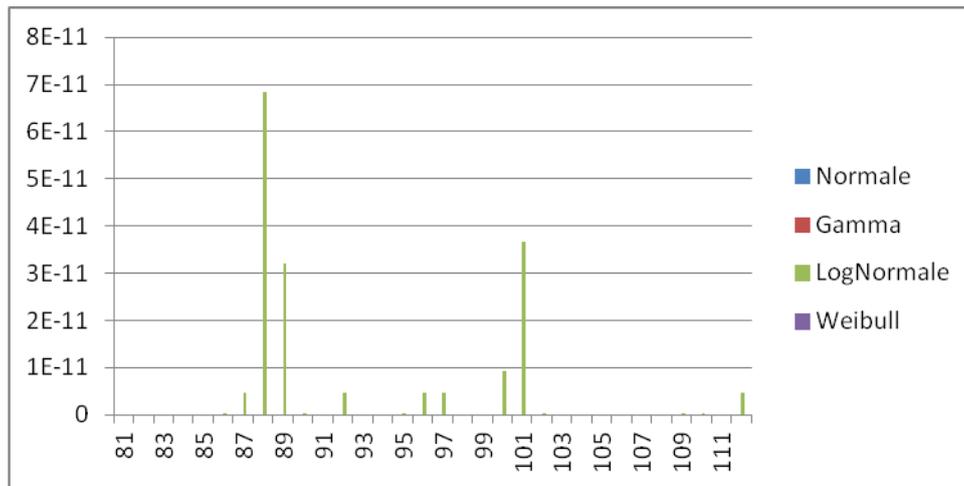


Figure.V.32 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance du 3^{ème} tronçon après réparation

V.6.2. La probabilité de défaillance par Km (5^{ème} année)

Avant réparation :

Pop= 71 bars

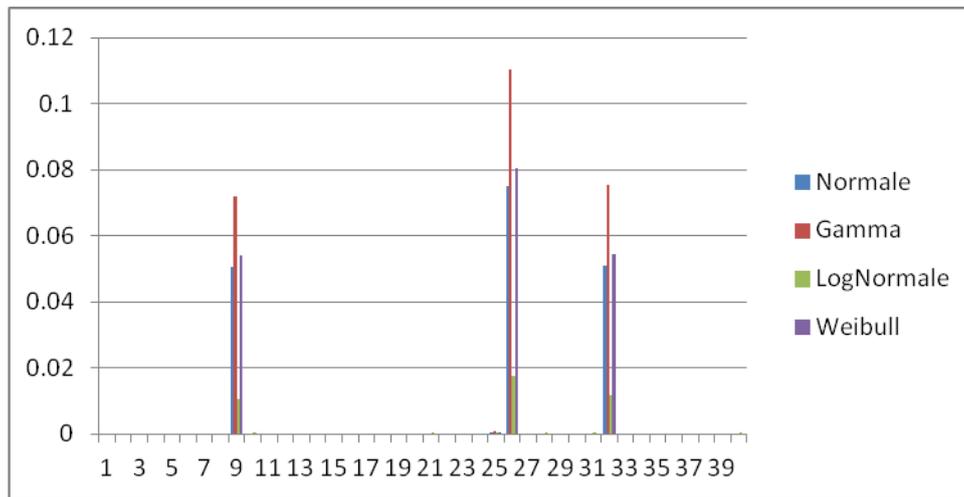


Figure.V.33 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance du 1^{er} tronçon avant réparation

Pop= 64.25 bars

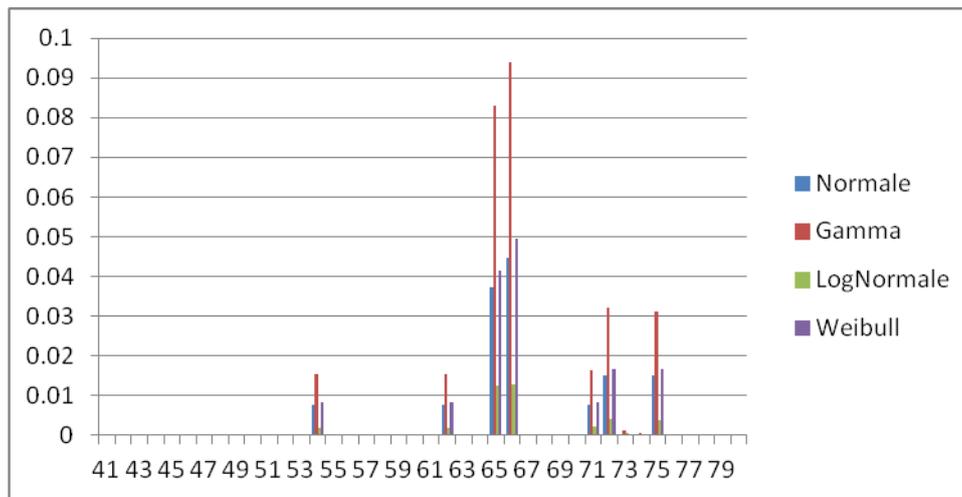


Figure.V.34 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance du 2^{ème} tronçon avant réparation

Pop= 56.71bars

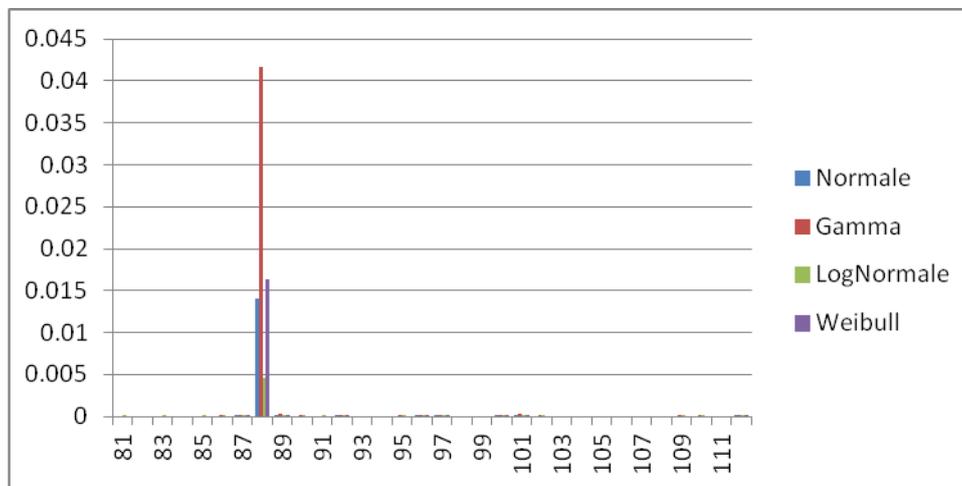


Figure.V.35 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance du 3^{ème} tronçon avant réparation

Après réparation :

Pop= 71 bars

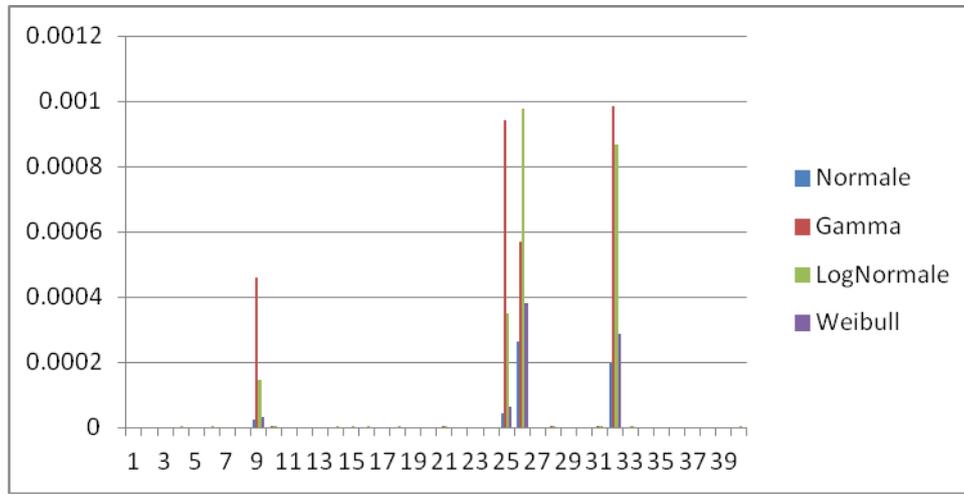


Figure.V.36 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance du 3^{ème} tronçon après réparation

Pop= 64.25bars

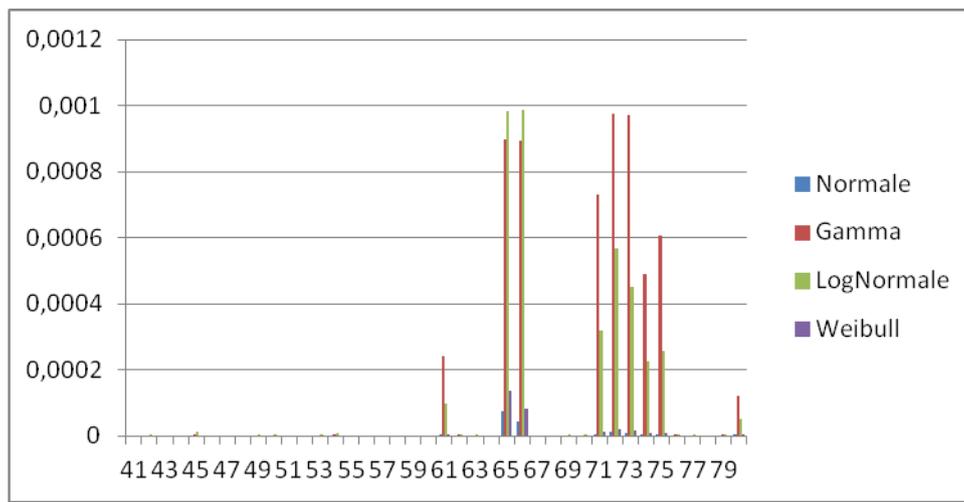


Figure.V.37 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance du 2^{ème} tronçon après réparation

Pop= 56.71 bars

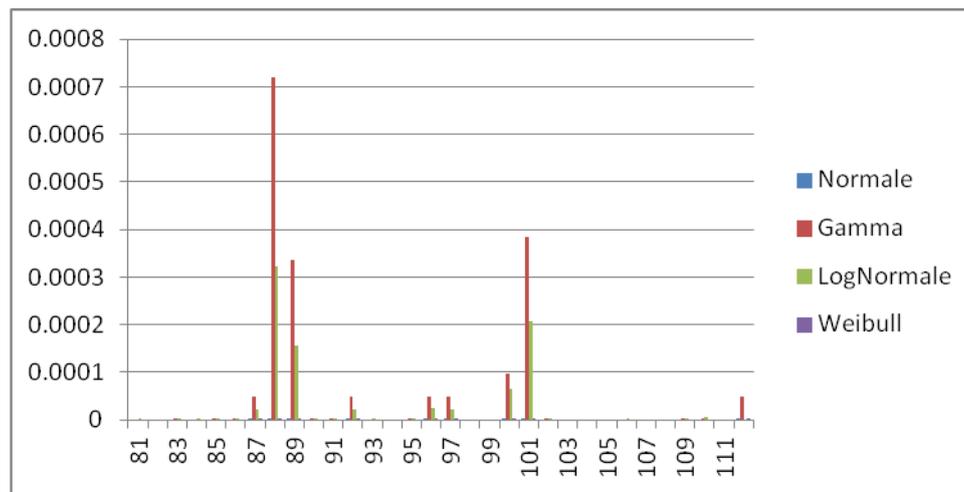


Figure. V.38 : Représentation graphique de la probabilité de défaillance du 3^{ème} tronçon après réparation

V.6.3. Interprétation des histogrammes :

Les figures présentées précédemment représentent la probabilité de défaillance par kilomètre. L'évaluation de cette dernière se base sur le concept de la valeur seuil (10^{-3}).

Aucune anomalie n'est enregistrée pour la première année, et cela est vérifié pour les quatre modèles étudiés ; cependant, ce n'est pas le cas pour la cinquième année où les défauts ont eu le temps d'évoluer provoquant une détérioration du gazoduc entraînant des probabilités au kilomètre supérieure à la valeur admissible.

Pour un premier aperçu, on peut affirmer que le nombre d'anomalies est beaucoup plus important pour le premier tronçon, cela est dû à la pression d'opération qui est plus importante.

A la lumière des résultats obtenus, on peut conclure que les modèles Log-Normale et Gamma sont les mieux adaptés pour une estimation correcte de la probabilité de défaillance

Il est primordial d'effectuer des opérations de maintenance en vue de diminuer le nombre de défauts ayant une profondeur critique afin de ramener la probabilité en dessous du seuil toléré.

V.7. Détermination du nombre de réparations :

Les réparations sont faites prioritairement sur les défauts de grandes profondeurs, les tableaux suivants montrent la différence du nombre de réparations selon les lois considérées pour quelques Kilomètres.

1. Cas de la loi Normale :

Classe (mm)	9Km	26Km	32Km	62Km	101Km	112Km
1 ^{ère} classe	3	81	1	0	0	0
2 ^{ème} classe	21	338	9	0	7	1
3 ^{ème} classe	19	363	84	2	142	15
4 ^{ème} classe	6	123	59	3	83	6
5 ^{ème} classe	0	36	22	1	40	3
6 ^{ème} classe	1	12	9	0	8	1
7 ^{ème} classe	0	0	0	0	0	0
Nombre de réparations	2	3	2	1	0	0
<i>1^{er} année</i>	0	0	0	0	0	0
<i>2^{ème} année</i>	0	0	0	0	0	0
<i>3^{ème} année</i>	1	2	1	0	0	0
<i>4^{ème} année</i>	2	3	2	0	0	0
<i>5^{ème} année</i>	2	3	2	1	0	0

Tableau.V.17 : Tableau du nombre de réparations par kilomètre (Loi Normale)

2. Cas de la loi Log-Normale :

Classe (mm)	9Km	26Km	32Km	62Km	101Km	112Km
1 ^{ère} classe	3	81	1	0	0	0
2 ^{ème} classe	21	338	9	0	7	1
3 ^{ème} classe	19	363	84	2	142	15
4 ^{ème} classe	6	123	59	3	83	6
5 ^{ème} classe	0	36	22	1	40	3
6 ^{ème} classe	1	5	5	0	8	1
7 ^{ème} classe	0	0	0	1	0	0
Nombre de réparations	2	10	6	1	0	0
<i>1^{er} année</i>	0	0	0	0	0	0
<i>2^{ème} année</i>	0	0	0	0	0	0
<i>3^{ème} année</i>	1	2	1	0	0	0
<i>4^{ème} année</i>	2	3	2	0	0	0
<i>5^{ème} année</i>	2	10	6	1	0	0

Tableau.V.18 : Tableau du nombre de réparations par kilomètre (Loi log-Normale)

3. Cas de la loi Gamma :

Classe (mm)	9Km	26Km	32Km	62Km	101Km	112Km
1 ^{ère} classe	3	81	1	0	0	0
2 ^{ème} classe	21	338	9	0	7	1
3 ^{ème} classe	19	363	84	2	142	15
4 ^{ème} classe	6	123	59	3	83	6
5 ^{ème} classe	0	36	22	1	40	3
6 ^{ème} classe	1	1	2	0	8	1
7 ^{ème} classe	0	0	0	0	0	0
Nombre de réparations	2	14	9	1	0	0
<i>1^{er} année</i>	0	0	0	0	0	0
<i>2^{ème} année</i>	0	0	0	0	0	0
<i>3^{ème} année</i>	2	3	2	0	0	0
<i>4^{ème} année</i>	2	3	2	1	0	0
<i>5^{ème} année</i>	2	14	9	1	0	0

Tableau.V.19 : Tableau du nombre de réparations par kilomètre (Loi Gamma)

4. Cas de la loi Weibull :

Classe (mm)	9Km	26Km	32Km	62Km	101Km	112Km
1 ^{ère} classe	3	81	1	0	0	0
2 ^{ème} classe	21	338	9	0	7	1
3 ^{ème} classe	19	363	84	2	142	15
4 ^{ème} classe	6	123	59	3	83	6
5 ^{ème} classe	0	36	22	1	40	3
6 ^{ème} classe	1	12	2	9	8	1
7 ^{ème} classe	0	0	0	0	0	0
Nombre de réparations	2	3	2	1	0	0
1 ^{er} année	0	0	0	0	0	0
2 ^{ème} année	0	0	0	0	0	0
3 ^{ème} année	1	2	1	0	0	0
4 ^{ème} année	2	3	2	1	0	0
5 ^{ème} année	2	3	2	1	0	0

Tableau.V.20 : Tableau du nombre de réparations par kilomètre (Loi Weibull)

V.7.1. Tableau récapitulatif du nombre de réparations :

	1 ^{ère} année	2 ^{ème} année	3 ^{ème} année	4 ^{ème} année	5 ^{ème} année
Loi Normale	0	0	4	21	30
Loi Gamma	0	0	12	30	153
Loi Log-Normale	0	0	5	22	122
Loi Weibull	0	0	4	28	30

Tableau.V.21 : Tableau du nombre total des réparations à effectuer

La figure suivante représente le nombre de réparations en fonction du temps (intervalle de 5 ans) selon les lois : Normale, Log-Normale, Gamma et Weibull.

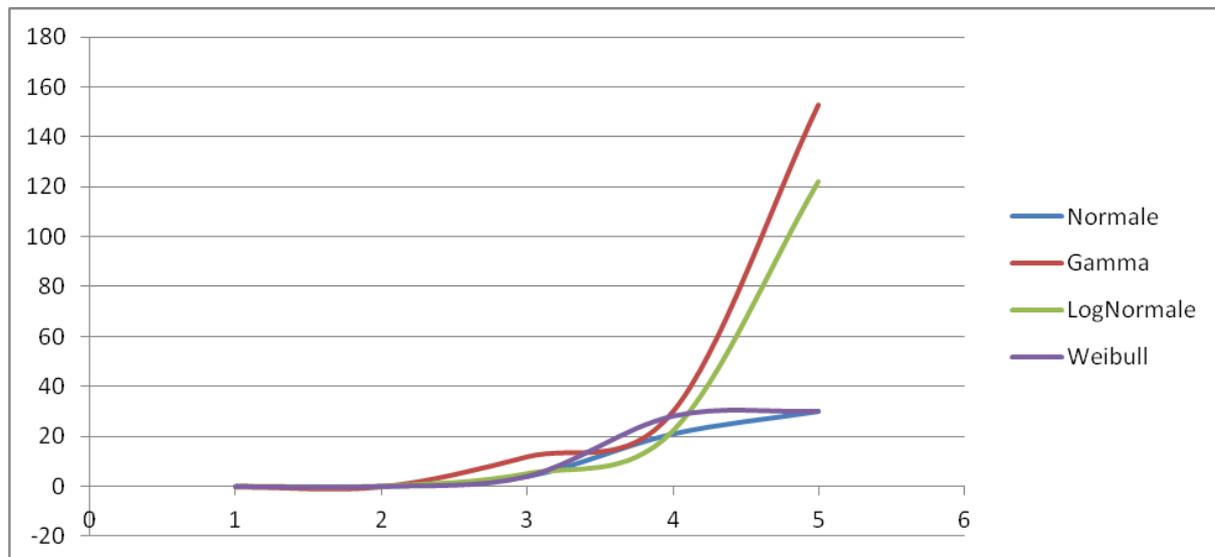


Figure.V.39 : Représentation graphique de l'évolution du nombre de réparations au cours du temps

V.7.2. Interprétation des résultats :

A la lumière des résultats mentionnés dans les tableaux et figures précédents, on remarque une absence de réparations pendant les deux (02) premières années d'exploitation ; aucune des lois ne considère les défauts comme dangereux. La réparation commence dès l'entame de la 3^{ème} année.

Dans le but de ramener la probabilité de défaillance au kilomètre à des valeurs inférieures au seuil admissible, il est recommandé de réparer les défauts par ordre de priorité en commençant par les profondeurs les plus importantes.

Sur la base des résultats obtenus, on remarque que la probabilité de défaillance du gazoduc au kilomètre dépasse le seuil admissible au bout de la 3^{ème} année nécessitant des réparations particulièrement sur des défauts de la septième (7^{ème}) classe. Le modèle Log-Normale, étant le modèle ajustant le mieux la cinétique de corrosion ; le planning des réparations ainsi que le nombre de réparations à réaliser seront adoptés sur la base de ce modèle.

Conclusion

Le transport des hydrocarbures liquides et gazeux occupe une place cruciale et capitale dans la chaîne pétrolière. Cependant, maints problèmes jugés complexes et pernicious guettent les opérateurs au cours de leur exploitation des ouvrages de transport parmi ces problèmes, on rencontre le plus souvent la corrosion qui est un phénomène dont l'étude et la quantification de certains de ses paramètres sont devenues indispensables afin d'éviter la destruction de la canalisation.

La vitesse de corrosion est désormais le paramètre le plus important sur lequel est menée notre étude basée sur les résultats de deux inspections successives du GZ2 dans le but d'estimer la probabilité de défaillance qui nous traduit le risque de rupture et le quantifie. Ce dernier est limité par un seuil de tolérance de 10^{-3} pour des raisons d'intégrité.

La quantification de la probabilité de défaillance nous permet soit de prévoir le temps de la prochaine inspection ou bien de déterminer un temps de bon fonctionnement désiré tout en réduisant la valeur de cette probabilité au dessous du seuil de tolérance.

Dans ce travail, nous avons estimé la probabilité de défaillance en s'appuyant sur quatre différents modèles de calcul suivants la loi Normale, la loi LogNormale, la loi Gamma, et la loi Weibull. Nous en avons déduit que la loi LogNormale est celle qui illustre une distribution assez proche de la distribution réelle de la vitesse de corrosion.

De ce fait, toutes les procédures de notre travail citées précédemment nous ont permis de modéliser un phénomène assez complexe par des méthodes mathématiques, probabilistes, et statistiques, pour se munir enfin d'un résultat de diagnostic qui, après interprétation, nous permettra d'intervenir pour établir une action de réparation ou de réhabilitation.

Enfin, l'interprétation des résultats du diagnostic basée sur ce modèle nous servira d'outil de suivi et d'aide à la prise de décision permettant de procéder à des planifications de réparations ou d'inspections pour garantir le bon fonctionnement de la conduite.

Références bibliographiques

- Thèse De Magister Kouach Amel mémoire de magister en génie des procédés. Octobre 2011.
- M. Mehanna, "Mécanismes De Transfert Direct En Corrosion Microbienne Des Aciers: Thèse De Doctorat, Université De Toulouse, (2009).
- « Emmanuelle ARAGON » ; Durabilité des revêtements épais multicouches: contraintes internes.
- Mr SAHRAOUI Yacine, « Optimisation des méthodes d'inspection des pipes », thèse de Doctorat en génie mécanique, Université de Badji Mokhtar de Annaba, (2014).
- « 19ème Congrès Français De Mécanique Marseille, 24-28 Août 2009 » ; Allouti Mustapha.
- 1ères Journées Nationales Sur Le Traitement, Le Stockage, Le Transport Et La Distribution Des Hydrocarbures. A. Smati.
- Cécil Adam- Société du pipeline méditerranée – Rhône. L'inspection des pipelines par racleurs instrumentés.
- Les recommandations pratiques de la DNV-RP-F101, Pipelines corrodés, DET NORSKE VERITAS, Norvège, (Octobre 2014).
- La fiabilité en mécanique, Jean-Claude LIGERON, (Mai 2009)