

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Ecole Nationale Polytechnique



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

Département
Maîtrise des Risques Industriels et Environnementaux

Filière QHSE-GRI

Mémoire de projet de fin d'étude pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état
en QHSE-GRI

**Etude du vieillissement des pipelines par corrosion dans
un environnement agressif et maîtrise des risques
majeurs liés à ce phénomène**

Réalisé par :

Mohamed IDIR et Mohamed KHALFI

Sous la direction de :

Pr. Abdelmalek CHERGUI	Professeur à l'ENP
Pr. Hamid YOUSFI	Professeur à l'ENP

Présenté et soutenu publiquement le 12/11/ 2020 devant le jury composé de :

Président	M. Mohamed BOUBAKEUR	Maitre-Assistant à l'ENP
Examineur	M. Aboubaker KERTOUS	Maitre-Assistant à l'ENP
Examinatrice	Mme. Rosa HAUCHE	Maitre de Conférences B à l'ENP

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Ecole Nationale Polytechnique



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

Département
Maîtrise des Risques Industriels et Environnementaux
Filière QHSE-GRI

Mémoire de projet de fin d'étude pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état
en QHSE-GRI

**Etude du vieillissement des pipelines par corrosion dans
un environnement agressif et maitrise des risques
majeurs liés à ce phénomène**

Réalisé par :

Mohamed IDIR et Mohamed KHALFI

Sous la direction de :

Pr. Abdelmalek CHERGUI	Professeur à l'ENP
Pr. Hamid YOUSFI	Professeur à l'ENP

Présenté et soutenu publiquement le 12/11/ 2020 devant le jury composé de :

Président	M. Mohamed BOUBAKEUR	Maitre-Assistant à l'ENP
Examineur	M. Aboubaker KERTOUS	Maitre-Assistant à l'ENP
Examinatrice	Mme. Rosa HAUCHE	Maitre de Conférences B à l'ENP

Dédicaces

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

À la mémoire de mon grand-père et celle de mon oncle

À mon père et ma mère

À mes sœurs

À mes amis les plus chers

À tous ceux qui m'ont soutenu lors de mon parcours

Je dédie ce modeste travail...

Idir

À ma mère et mon père

À mes frères et sœurs

À toute ma famille

À mes amis

Je dédie ce travail

Khalil

Remerciements

Arriver au terme de ce modeste travail, nous tenons à remercier Allah de nous avoir donné le courage et la volonté de l'accomplir.

Nos remerciements s'adressent en premier lieu aux membres du jury, Monsieur **BOUBAKEUR M**, Maitre-Assistant à l'ENP, qui nous a fait l'honneur de présider ce jury, Monsieur **KERTOUS A**, Maitre-Assistant à l'ENP, Madame **HAOUCHE R**, Maitre de conférences à l'ENP qui ont bien voulu accepter d'examiner et de juger ce travail.

Nous souhaiterions adresser nos remerciements les plus sincères aux personnes qui nous ont apportés leur aide et qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire :

Nos profonds remerciements s'adressent à nos encadrants monsieur **CHERGUI A**, et monsieur **YOUSFI H**, Professeurs à l'ENP, pour nous avoir fait confiance et mis à notre disposition toutes les ressources nécessaires pour l'accomplissement de notre travail, leur encadrement et les précieux conseils qui nous ont aidés à la réalisation de ce rapport.

A monsieur **BENKOUSSAS B**, Chef du département MRIE et professeur à l'ENP pour nous avoir ouvert les portes du laboratoire QHSE-GRI et contribuer à notre formation et au suivi durant notre passage à l'Ecole.

Nous devons un remerciement à tous les enseignants de la filière QHSE-GRI qui nous ont fourni les outils nécessaires à la réussite de nos études universitaires.

A monsieur **BOURDJOU, R.** pour sa disponibilité, son dévouement, et ses nombreux services.

Enfin, nous tenons à remercier chaleureusement, tous nos proches et amis, qui nous ont toujours soutenus et encouragés au cours de la réalisation de ce mémoire.

À toutes ces personnes, nous présentons nos remerciements, notre respect et gratitude.

الهدف من هذا العمل هو دراسة ظاهرة التآكل على خطوط الأنابيب API 5L X42. تم إجراء مراقبة تطور الظاهرة على عينات مأخوذة من خط أنابيب في ظل شروط محددة ابتداءً ، في المقام الأول من خلال دراسة ميكانيكية للقساوة ثم التوصيف بواسطة المجهر الضوئي والمجهر الإلكتروني من أجل متابعة آلية هذه الظاهرة بالإضافة إلى دراسة التحليل الوزني وإجراء الاختبارات الكهروكيميائية الثابتة (على دارة مفتوحة، منحنيات الاستقطاب) وذلك في محلول أرضي مسبب للتآكل لاستخراج المحددات (I_{corr} , E_{corr}) لتحديد معدل التآكل.

تناولت دراستنا كذلك إدارة المخاطر الصناعية، ابتداءً بدراسة الموثوقية وذلك من خلال نمذجة حالات القصور باستخدام نموذج WEIBULL لتقدير عمر الأنابيب الفولاذي الرابط بين حاسي الرمل وأرزويو، والذي تم تقييمه بـ 23 سنة. تنتهي الدراسة من خلال المساهمة في تحليل المخاطر الرئيسية المتعلقة بخطوط الأنابيب وإنشاء شجرة الأحداث تجمع معاً جميع الظواهر الخطرة التي من المحتمل أن ترتبط بتسرب غاز عالي الضغط في أنابيب الغاز واقتراح تدابير وقائية ضد التآكل في هذا النوع من المرافق.

الكلمات المفتاحية: التآكل، الأنابيب ، فولاذ API 5L X42 ، الاختبارات الكهروكيميائية، الموثوقية، نموذج WEIBULL ، احتمالية الحدوث.

Abstract

The aim of this work is to study corrosion on API 5L X42 pipelines. The monitoring of the phenomenon on samples taken from a pipeline under well-defined conditions was carried out in a first place by a mechanical study of microhardness, then in a second place through a characterization by optical microscope and SEM. Gravimetric and stationary electrochemical studies (abandonment test, polarization curves) were also carried out in a corrosive soil solution in order to determine the electrochemical parameters of the steel (I_{corr} , E_{corr}) and to estimate its degradation rate.

Our study also addresses industrial risk management, firstly through a reliability approach using WEIBULL failure modeling, which enabled us to estimate the service life of a section of gas pipeline linking Hassi Rmel to Arzew at 23 years. Then by a contribution to the analysis of the major risks related to pipelines and the creation of an event tree which groups together all the hazardous phenomena likely to be associated with a high-pressure gas leak in pipelines and the proposal of corrosion protection measures for this type of installation.

Keywords: corrosion, pipeline, API 5LX42 steel, electrochemical testing, reliability, WEIBULL, probability.

Résumé

Ce travail a pour objectif l'étude de la corrosion sur les pipelines API 5L X42. Le suivi de ce phénomène sur des matériaux pris d'une canalisation de transport des hydrocarbures, dans des conditions bien définies, a été réalisé dans un premier temps par une étude mécanique de micro-dureté et par une caractérisation par microscope optique et par MEB et dans un deuxième temps, par la réalisation d'études gravimétrique et électrochimiques stationnaires (essai à l'abandon, courbes de polarisation) dans une solution de sol corrosive, cela afin de déterminer les paramètres électrochimiques de l'acier (I_{corr} , E_{corr}) et d'estimer sa vitesse de dégradation.

Notre étude aborde aussi la gestion des risques industriels, d'abord par une approche fiabiliste à travers une modélisation des défaillances par la méthode de WEIBULL, ce qui nous a permis d'estimer à 23 ans, la durée de vie d'un tronçon de gazoduc reliant Hassi Rmel à Arzew. Ensuite par une contribution à l'analyse des risques majeurs liée aux pipelines et la réalisation d'un arbre d'évènement qui regroupe l'ensemble des phénomènes dangereux susceptibles d'être associés à une fuite de gaz à haute pression dans les gazoducs et la proposition des mesures de protection contre la corrosion sur ce type d'installation.

Mots clés : Corrosion, pipeline, Acier API 5LX42, essais électrochimiques, fiabilité, WEIBULL, probabilité d'occurrence.

Table des matières

ملخص

Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des abréviations	
Introduction générale :	14
Chapitre I : Etude bibliographique sur les défaillances des pipelines.....	17
I.1 Préambule :.....	17
I.2 Définition et mode de fabrication des pipelines :	17
I.3 Les causes de défaillances des canalisations de transport d'hydrocarbures :	18
I.4 Corrosion des aciers par les sols :	19
I.5 Conclusion :.....	23
CHAPITRE II : Généralité sur la corrosion	26
II.1 Définition de la corrosion :	26
II.2 Origine de la corrosion :.....	26
II.3 Classes de la corrosion :.....	26
II.4 Aspect morphologique de la corrosion :.....	27
II.4.1 Corrosion généralisée :.....	27
II.4.2 Corrosion localisée (zonale) :.....	28
II.5 Les facteurs influençant la corrosion :.....	31
II.6 Thermodynamique de la corrosion électrochimique :	32
II.6.1 Réaction d'oxydo-réduction (Redox) :	32
II.6.2 Le système électrode :	32
II.6.3 Capacité de double couche :.....	33
II.6.4 Potentiel d'électrode :	34
Chapitre III : Méthodes et procédures expérimentales pour l'étude de la corrosion	39
III.1 Introduction :	39
III.2 Techniques utilisées pour les essais mécaniques (micro-dureté de Vickers) :.....	39
III.3 Etude microscopiques de la corrosion :.....	41
III.4 Méthode Gravimétrique (Essais par immersion) :.....	41
III.5 Techniques des essais électrochimiques :	41
IV Procédure expérimentale :	49
IV.1 Matériaux utilisés :	49
IV.2 Milieu réactionnel :.....	50
IV.3 Appareillage :	52
Chapitre IV : Résultats des essais de corrosion sur l'acier API 5L X42	59
IV.1 Introduction :	59

IV.2	Essai mécanique de micro-dureté :	59
IV.3	Etude microscopique :	60
IV.4	Etude gravimétrique :	68
IV.5	Etude électrochimique :	73
IV.6	Effet du <i>pH</i> :	79
Chapitre V : Estimation de la durée de vie du pipeline par approche de WEIBULL.....		83
IV.1	Introduction :	83
IV.2	Notions de fiabilité :	83
IV.3	Le modèle de WEIBULL :	84
IV.4	Papier WEIBULL ou graphique d'Allen Plait :	87
IV.5	Détermination graphique des paramètres de la loi :	88
IV.6	Méthodologie de l'estimation de la durée de vie du pipeline :	89
IV.6.1	Calcul des <i>fi</i> :	89
IV.6.2	Calcul des <i>TBF</i> :	89
IV.6.3	Acquisition des données :	90
IV.7	Conclusion :	98
Chapitre VI : Contribution à l'analyse des risques majeurs liées aux pipelines		100
VI.1	Introduction :	100
VI.2	Méthodologie d'analyse des risques :	100
VI.3	Application :	106
VI.3.1	Identification des sources de danger :	106
VI.3.2	Check-list :	107
VI.3.3	Identification des scénarios d'accidents :	111
VI.4	Description des différents phénomènes dangereux associés :	116
VI.5	Recommandation de prévention :	117
VI.5.1	Protection contre la corrosion :	118
VI.5.2	Système de gestion de la sécurité	119
Conclusion générale :		121
Bibliographie :		124
Annexe A :		127
Annexe B :		132
Annexe C :		133

Liste des figures :

Figure 1 : Différents types de défaillances des pipelines	19
Figure 2: Carte du réseau de transport du gaz naturel en Algérie.	21
Figure 3 : Exemple de corrosion généralisée.	28
Figure 4 : Représentation schématique du principe de corrosion galvanique.....	28
Figure 5 : Représentation schématique de la corrosion par piqure de l'aluminium	29
Figure 6 : Représentation de l'aspect et mécanisme de la corrosion-érosion	29
Figure 7 : Forme de la corrosion sous contrainte	30
Figure 8: Représentation schématique d'un système électrode.....	33
Figure 9 : Double couche formé à l'interface métal/électrolyte.....	34
Figure 10 : Principe de l'essai de dureté Vickers	40
Figure 11 : Allure générale des courbes d'évolution du potentiel à l'abandon	42
Figure 12 : Allure générale de la variation de la densité de courant en fonction du potentiel.	46
Figure 13 : Allure générale de la courbe de polarisation logarithmique indiquant les droites de TAFEL	47
Figure 14 : Mesure de la résistance de polarisation à partir de la courbe de polarisation	49
Figure 15 : Duromètre Leco LV séries à affichage digitale	52
Figure 16 : Microscope optique MEIJI Série MT7000 / MT8000.....	53
Figure 17 : Microscope électronique à balayage de marque COXEM CX-200 PLUS SERIES.....	54
Figure 18: Dispositif expérimentale pour les différents essais électrochimique.....	55
Figure 19 : Cellule électrochimique utilisée lors des tests	56
Figure 20 : Electrode de travail (Acier API 5L X42)	56
Figure 21: Branchement électrique nécessaire pour les essais électrochimiques	57
Figure 22: Les endroits de prise des mesures de dureté (HV) sur les échantillons d'acier API 5L X42	60
Figure 23 : Piquûration dans l'acier X42 visionné par microscope optique	61
Figure 24 : Piquûration dans l'acier X42 visionné par MEB.	62
Figure 25 : Formation en quelques heures d'un sillon fin	63
Figure 26 : Progression du sillon en largeur t=53h.	63
Figure 27 : Développement du défaut au niveau macroscopique et apparition de piquûration a t=100h	64
Figure 28 : Développement de la corrosion intergranulaire en profondeur.....	64
Figure 29 : Propagation de la corrosion intergranulaire latéralement sur plusieurs grains.	65
Figure 30 : Ralentissement de la corrosion intergranulaire de l'alliage à t = 300h	65
Figure 31 : Etalement la corrosion intergranulaire sur plusieurs grains	66
Figure 32 : Image de l'échantillon n°1 à t = 0 avant immersion.....	68
Figure 33 : Image de l'échantillon n°2 à t = 0 avant immersion.....	69
Figure 34 : Image de l'échantillon n°3 à t=0 avant immersion.....	69
Figure 35 : Image de l'échantillon n°1 à t = 5400min, après immersion.....	69
Figure 36 : Image de l'échantillon n°2 à t = 5400min, après immersion.....	70
Figure 37 : Image de l'échantillon n°3 à t = 5400min, après immersion.....	70
Figure 38 : Illustration du mécanisme de la corrosion	72
Figure 39: Evolution du potentiel à l'abandon de l'acier API 5L X42 dans la solution de sol algérien (superposition)	73
Figure 40 : Courbes de polarisations de l'acier API 5L X42 dans la solution de sol à différentes températures (15°,25°,40° C).....	75
Figure 41 : Précipitation du métal dans la cellule électrochimique.....	76
Figure 42: Courbe E=f(i) de l'acier API 5L X42 à différentes températures (15,25, 40 °C).....	78
Figure 43 : Courbes de polarisations de l'acier API 5L X42 dans la solution de HCl à différents pH.	80
Figure 44 : Courbe baignoire de la variation des paramètres de WEIBULL.....	87

<i>Figure 45 : Schématisation du Papier WEIBULL et de ses paramètres</i>	88
<i>Figure 46 : Résultat des piques de corrosion en fonction de la longueur du tronçon 5</i>	91
<i>Figure 47 : Représentation graphique des TBF en fonction des f_i par Statgraphics</i>	94
<i>Figure 48 : Représentation graphique des TBF en fonction des f_i sur le graph de WEIBULL</i>	95
<i>Figure 49 : Courbe de fiabilité du Tronçon 5</i>	97
<i>Figure 50 : Méthodologie d'analyse des risques majeurs</i>	101
<i>Figure 51 : Schéma de principe du nœud papillon</i>	102
<i>Figure 52 : Schéma de principe d'un arbre de défaillance</i>	104
<i>Figure 53 : Schéma de principe d'un arbre d'évènement</i>	105
<i>Figure 54 : Répartition des facteurs à risques d'incidents avec fuite selon GRTgaz</i>	106
<i>Figure 55 : Arbre de défaillance d'un gazoduc</i>	112
<i>Figure 56 : Arbre de défaillance liées à la corrosivité du sol</i>	115
<i>Figure 57 : Arbre d'évènements associé à une perte de confinement (fuite) de gaz</i>	116

Liste des Tableaux :

Tableau 1 : Composition chimiques des solutions du sol algérien de divers sites.	20
Tableau 2 : Récapitulatif du Réseau de Transport du Gaz naturel.	22
Tableau 3 : Paramètres énergétiques d'écoulement du gaz naturel à l sortie des stations de services SC.	23
Tableau 4 : Les principaux facteurs de la corrosion	31
Tableau 5 : Série des potentiels standard des couples red/ox	36
Tableau 6 : Composition chimique de l'acier <i>API 5L X42</i>	49
Tableau 7 : Caractéristiques mécaniques de l'acier nuance <i>X42</i>	50
Tableau 8 : Composition chimique d'une solution corrosive du sol algérien	50
Tableau 9 : Composition chimique du sol préparer	51
Tableau 10: Degré d'agressivité du sol en fonction de la résistivité	52
Tableau 11 : Résultats de la dureté sur les échantillons d'acier <i>API 5L X42</i>	60
Tableau 12 : Résultat des tests gravimétriques sur les différents échantillons	70
Tableau 13 : Calcul de la perte d'épaisseur.	71
Tableau 14: Les paramètres électrochimiques pour différentes températures de l'acier <i>API 5L X42</i> dans le sol.	76
Tableau 15 : Calcul de la résistance de polarisation à différentes températures.	78
Tableau 16: Relation entre la résistance de polarisation R_p et la vitesse de corrosion	79
Tableau 17 : Les paramètres électrochimiques de l'acier <i>API 5L X42</i> dans le sol à différents pH	80
Tableau 18 : Paramètres énergétiques d'écoulement du gaz naturel à la sortie des stations de services	91
Tableau 19 : Résultats du calcul des TBF et des f_i sur le tronçon 5.	93
Tableau 20 : Résultats de l'exploitation du graph de WEIBULL	96
Tableau 21 : Définition des événements composant un nœud papillon	103
Tableau 22: Checklist à considérer lors de l'analyse des dommages causé par les tiers	108
Tableau 23: Checklist à considérer lors de l'analyse de la corrosion	109
Tableau 24: Checklist à considérer lors de l'analyse des défaillances mécanique.	110
Tableau 25: Checklist à considérer lors de l'analyse des phénomènes naturels dangereux	111
Tableau 26 : Les principaux événements de défaillance d'un pipeline et leurs probabilités d'occurrence.	113
Tableau 27 : Les probabilités selon la base de données OREDA	115

Liste des abréviations :

ADD : Arbre De Défaillances.

ADE : Arbre d'Evènements.

API 5L X :

API : Institut Américain du Pétrole.

5 L : Spécification pour le pipeline.

X : Désignation de catégorie pour le pipeline de haute résistance :

Le chiffre après le "X" correspond à la valeur de la limite d'élasticité minimale.

CDHL : Centre de Dispatching des Hydrocarbures Liquides

CNDG : Centre National de Dispatching Gaz

EB : Événement de base

EI : Événement intermédiaire

ER : Événement redouté

ERC : Événement redouté centrale

MEB: Microscope Electronique à Balayage

MTBF: Mean Time Between Failure

PC : Protection Cathodique

PE : Polyéthylènes extrudés

PEH : Plan externe d'Helmholtz

PhD : Phénomène dangereux

PIH : Plan interne d'Helmholtz

PU : Polyuréthanes

SC : Stations de Compression.

TBF : Time Between Failure (temps de bon fonctionnement)

TRC : Transport par Canalisation

Liste des symboles :

LISTE DES SYMBOLES		
Symbole	Signification	Unité
E_{corr}	Potentiel de corrosion	mV
I_{corr}	Courant de corrosion	mA
V	Perte de masse	$mg\ cm^{-2}\ min^{-1}$
V_{corr}	Perte d'épaisseur (Vitesse de corrosion)	$mm\ ans^{-1}$
β_a	Coefficient de TAFEL anodique	mV
β_c	Coefficient de TAFEL cathodique	mV
ΔG°_{ads}	Energie d'adsorption libre	$kJ\ mol^{-1}$
t	Temps	min
T	Température	K
S	Surface de l'électrode	cm^2
R	Constante des gaz parfaits	$J\ K^{-1}\ mol^{-1}$
K	Constante d'équilibre de la réaction	/
σ	Conductivité de la solution	ms
R_s	Résistivité du sol	$\Omega.\ m$
R_p	Résistance de polarisation	$\Omega\ cm^2$
R_m	Résistance à la pénétration	MPa
R_e	Limite d'élasticité	MPa
HV	Dureté de Vickers	$Kg_f\ mm^{-2}$
E_a	Energie d'activation	$kJ\ mol^{-1}$
C	Concentration	$mol\ L^{-1}$
g	Accélération terrestre	$m\ s^{-2}$
F	Constante de FARADAY	$96500\ C\ mol^{-1}$

Introduction générale

Introduction générale :

L'économie de l'Algérie dépend fortement de l'industrie des hydrocarbures, c'est un secteur très sensible qui nécessite des technologies avancées en matière d'extraction de matière première, transport et utilisation.

Un pipeline est un ouvrage largement utilisé à travers le monde pour transporter, sur de grandes distances de grande quantité d'hydrocarbures dans de longues conduites sous pression. Les pipelines sont des conduites qui doivent être conçues pour résister à différentes sollicitations internes liées à la nature du fluide et aux conditions hydrodynamiques et aussi externes liées à la nature du sol et aux conditions météorologiques. Conformément au décret exécutif n° 06-431 fixant les règles techniques de conception, d'exploitation et d'entretien du réseau de transport de gaz, les pipelines sont exposés à un phénomène très fréquent qui est la corrosion, cette dernière pourrait entraîner un risque d'accident majeur.

Les efforts mis en place par les centres de recherches visant à atténuer la corrosion et augmenter la durée de vie des pipelines sont immenses. Néanmoins, le problème reste persistant car, selon certains experts, le coût de la corrosion qui recouvre l'ensemble des moyens de lutte, le remplacement des pièces ou ouvrages corrodés et les conséquences directes et indirectes des accidents, est estimé à 2 % du produit brut mondial. La corrosion constitue ainsi un paramètre important à maîtriser dans le cadre de la prévention des accidents majeurs, particulièrement pour le transport sous pression des fluides pétroliers par les pipelines.

Sachant que les principaux guides et bases de données de quantification de scénarios d'accidents fournissent des valeurs évasives de la probabilité d'occurrence d'un problème de corrosion,

En réalité, cette probabilité varie en fonction de plusieurs paramètres, nous citons entre autres la température, le *pH*, la résistivité du sol. Il est par conséquent important de fournir des valeurs de probabilités d'occurrence précises sur lesquelles nous pouvons quantifier la corrosion des pipelines selon les conditions de l'environnement.

D'où la nécessité d'une étude pratique en laboratoire d'un point de vue maîtrise des risques industriels, afin d'évaluer proprement l'impact de la corrosion des pipelines sur les équipements, l'homme, et l'environnement, et mettre en place des mesures d'atténuation de ce phénomène, de planifier la maintenance des pipes pour éviter des scénarios d'accidents majeurs dont la cause initiale peut être la corrosion.

L'objectif de ce projet est de répondre à la question suivante « Comment se manifeste le phénomène de corrosion des pipelines dans un environnement agressif ? Quelles sont ses conséquences ? Et comment le quantifier ? »

Notre travail consiste à la réalisation de différents essais en laboratoire, visant à définir d'éventuelles corrélations entre la vitesse de dissolution d'un matériau subissant une corrosion généralisée et les caractéristiques de son environnement, et de suivre les processus de dégradations intervenant au sein du matériel, d'estimer la durée de vie du matériau et de proposer des moyens de protection en tenant compte des aspects techniques, financiers et environnementaux.

Pour ce faire, nous avons structuré ce mémoire en six chapitres de la façon suivante :

Les trois premiers chapitres représentent une partie théorique sur la thématique, les deux premiers sont une étude bibliographique sur les pipelines, et des notions générales sur la corrosion. Le troisième concerne les méthodes utilisées pour le suivi et la caractérisation de la corrosion.

Le quatrième chapitre présente les différents résultats et discussions des essais de dureté de Vickers, du suivi microscopique et des essais électrochimiques stationnaires sur l'acier de pipeline de nuance API 5L X42.

Le cinquième chapitre est une étude fiabiliste par approche de WEIBULL visant à corréler les vitesses de corrosion avec des méthodes numériques. Ce qui permet de déterminer la durée de vie des pipelines atteint par la corrosion à travers les indices de fiabilité de WEIBULL (β et le *MTBF*).

Le dernier chapitre est une contribution aux analyses des risques liés aux pipelines en proposant des check-lists et un nœud papillon qui traite les scénarios d'accidents des gazoducs, une comparaison des résultats de probabilités d'occurrence, et des mesures de prévention et de protection contre la corrosion.

Et à la fin une conclusion et des perspectives.

CHAPITRE I :

Etude bibliographique sur les défaillances des pipelines

Chapitre I : Etude bibliographique sur les défaillances des pipelines

I.1 Préambule :

Le réseau de transport des hydrocarbures par canalisation en Algérie est constitué de plus de 20.000 Km de conduites en acier dont la majeure partie est enterrée subissant ainsi au fil du temps des dégradations qui influent sensiblement sur leurs durées de service. Ce réseau est utilisé pour le transport de différents types de produits, gazeux, liquides et solides ou polyphasiques.

En ce qui concerne les hydrocarbures, on dispose de deux types de canalisations selon le produit transporté :

- Les gazoducs pour le transport du gaz naturel
- Les oléoducs pour le transport des hydrocarbures liquides, (exemple : le pétrole).

Ce moyen de transport massif a connu un essor considérable, occupant ainsi la première place du point de vue économique et sécurité.

Ce réseau de transport est vital pour l'acheminement du gaz naturel, et des hydrocarbures liquides produits dans le sud du pays vers les centres de transformation (raffineries, complexes de séparation et de liquéfaction, usines pétrochimiques) et centres de consommation à l'intérieur et à l'extérieur du pays [1].

I.2 Définition et mode de fabrication des pipelines :

Un pipeline est une canalisation enterrée ou aérienne transportant des biens, qu'ils soient sous forme solide (petites capsules...), liquide (eau, pétrole) ou gazeux (gaz naturel) [2].

A l'inverse de l'investissement initial, leur utilisation est relativement peu coûteuse par rapport à d'autres formes de transport concurrentes, au moins sur des petites et moyennes durées.

Les pipelines sont le plus souvent construits à partir de tubes d'acier soudés bout à bout, revêtus extérieurement voire intérieurement et généralement enfouis dans le sol, on distingue :

- **Tubes soudés en spirale** : les tubes soudés en long exigent des tôles de largeur voisine du développement circonférentiel du tube.

- **Tubes soudés longitudinalement** : Les tubes de grand diamètre soudés longitudinalement sont essentiellement utilisés pour le transport du pétrole et du gaz [1].

I.3 Les causes de défaillances des canalisations de transport d'hydrocarbures :

Les pipelines sont toujours exposés aux risques d'endommagements. Les causes de défaillances des canalisations sont de diverses natures. Elles peuvent se manifester soit par une rupture soit par une fuite dans les conduites. Les défauts à l'origine de ces défaillances peuvent être classés suivant quatre catégories [3] :

- Les défauts de corrosion, causés par des piqûres de corrosions ou par des fissurations de corrosion sous contraintes.
- Les défauts de types éraflures.
- Les défauts de type enfoncement.
- Les défauts dans les soudures.

La plupart de ces défaillances sont causées par des piqûres de corrosion ou par des fissurations de corrosion sous contraintes, sans négliger les agressions mécaniques extérieures. Certains travaux d'excavation par des engins de chantier peuvent provoquer des endommagements ou perforations des canalisations [3].

Les problèmes d'amorçage des fissures et les ruptures émanent des concentrations de contraintes, sont à l'origine de plus de 90% des ruptures en service. La présence d'une discontinuité géométrique, telle qu'une entaille, provoque l'affaiblissement de la résistance la rupture de la canalisation. Elle réduit la section du pipeline en le rendant plus sensible à la pression de service et aux efforts causés par le mouvement des sols, ensuite l'effet de l'amplification locale de la contrainte accroît exponentiellement la nocivité du défaut.

Le contenu du gazoduc est sous pression, cette pression constitue une source de contraintes s'exerçant sur la paroi de la conduite. Le sol autour du pipeline peut bouger et constitue une autre source de contraintes. Les procédés de fabrication des conduites tels que le soudage peuvent introduire des contraintes résiduelles.

La maîtrise de la propagation et de l'arrêt d'une fissure ainsi que la lutte contre la corrosion dans un gazoduc permettent d'atteindre un niveau de sécurité plus élevé.

La corrosion qu'elle soit interne provoquée par la matière transportée ou bien externe par le milieu environnant est parmi les causes majeures de dégradation et défaillance des gazoducs [4].

La figure 1 montre quelques exemples de défaillances des aciers de pipelines [4].



Figure 1-a : Corrosion externe par piqure



Figure 1-b : Déformation



Figure 1-c : Corrosion biologique



Figure 1-d : Eclatement



Figure 1-e : Rupture



Figure 1-f : Corrosion en cordon de soudure



Figure 1-g : Pics de corrosion (localisée)



Figure 1-h : Autre type de corrosion

Figure 1 : Différents types de défaillances des pipelines

I.4 Corrosion des aciers par les sols :

Le sol environnant est un des facteurs de risque de corrosion externe des conduites métalliques enfouies. Il dépend non seulement de son caractère minéralogique mais de sa teneur en humidité, pH , composition chimique, résistivité et aération.

Selon Trabenelli et Al [5], le sol peut être considéré comme un système hétérogène de pores avec des caractéristiques colloïdales, l'espace entre les particules du sol peut être rempli avec de l'eau ou du gaz. La corrosivité du sol est considérée comme la capacité de l'environnement à produire et à développer le phénomène de corrosion. Il est considéré comme un électrolyte dans les réactions électrochimiques.

Les basses résistivités du sol entraînent des corrosions rapides, par contre pour les hautes résistivités l'évolution est lente parfois négligeables. La résistivité est très variable selon les régions et la nature des sols car elle dépend du taux d'humidité et de la température [6].

I.4.1 Analyse du sol Algérien et choix du milieu agressif :

Des excavations des sites, réalisées sur le réseau de pipeline Algérien ont permis de déterminer quelques compositions chimiques typiques, le sol peut être classé selon son agressivité. Les techniques disponibles pour déterminer l'agressivité du site sont basées sur les analyses chimiques des échantillons du sol pris à différents emplacements, et ce en respectant les procédures d'échantillonnage [7].

Belmokre et al. [8] ont réalisé 14 prélèvements du sol en partant de la région de Skikda vers la région de Hassi R'mel. Le tableau 1 présente la composition des quatre sites les plus agressifs. Nous constatons que les éléments agressifs favorisant la corrosion du sol sont principalement le chlorure, le sulfate et le bicarbonate.

Tableau 1 : Composition chimique des solutions du sol algérien de divers sites.

Site	Masse ($g L^{-1}$)					
	$CaSO_4$	$MgSO_4$	K_2SO_4	$NaCl$	Na_2SO_4	$NaHCO_3$
Site 1	94,6	56	7,6	76,9	73,6	0,117
Site 2	18,96	16,44	11,7	47,33	45,84	0,183
Site 3	-- --	-- --	6	7,8	74	0,218
Site 4	2,00	29,04	1,82	22,69	37,48	0,160

I.4.2 Le réseau de transport par gazoduc en Algérie :

Le réseau gazoducs de Sonatrach compte 14 lignes d'une longueur totale de 10.981 km avec une capacité de transport de 119 milliards de $m^3 ans^{-1}$ dont 39 milliards m^3 destinée à l'exportation.

L'activité Transport par Canalisation TRC de la société Sonatrach dispose de 82 stations de pompage et de compression avec une capacité de stockage de près de 3,4

millions m³ et une capacité de chargement portuaire de près de 210 MTA (millions de tonnes par an), un centre national de dispatching gaz (CNDG) à Hassi R'mel et un centre de dispatching des hydrocarbures liquides (CDHL) à Haoud El Hamra, La figure 2 représente la distribution du réseau de transport de gaz naturel en Algérie [9].

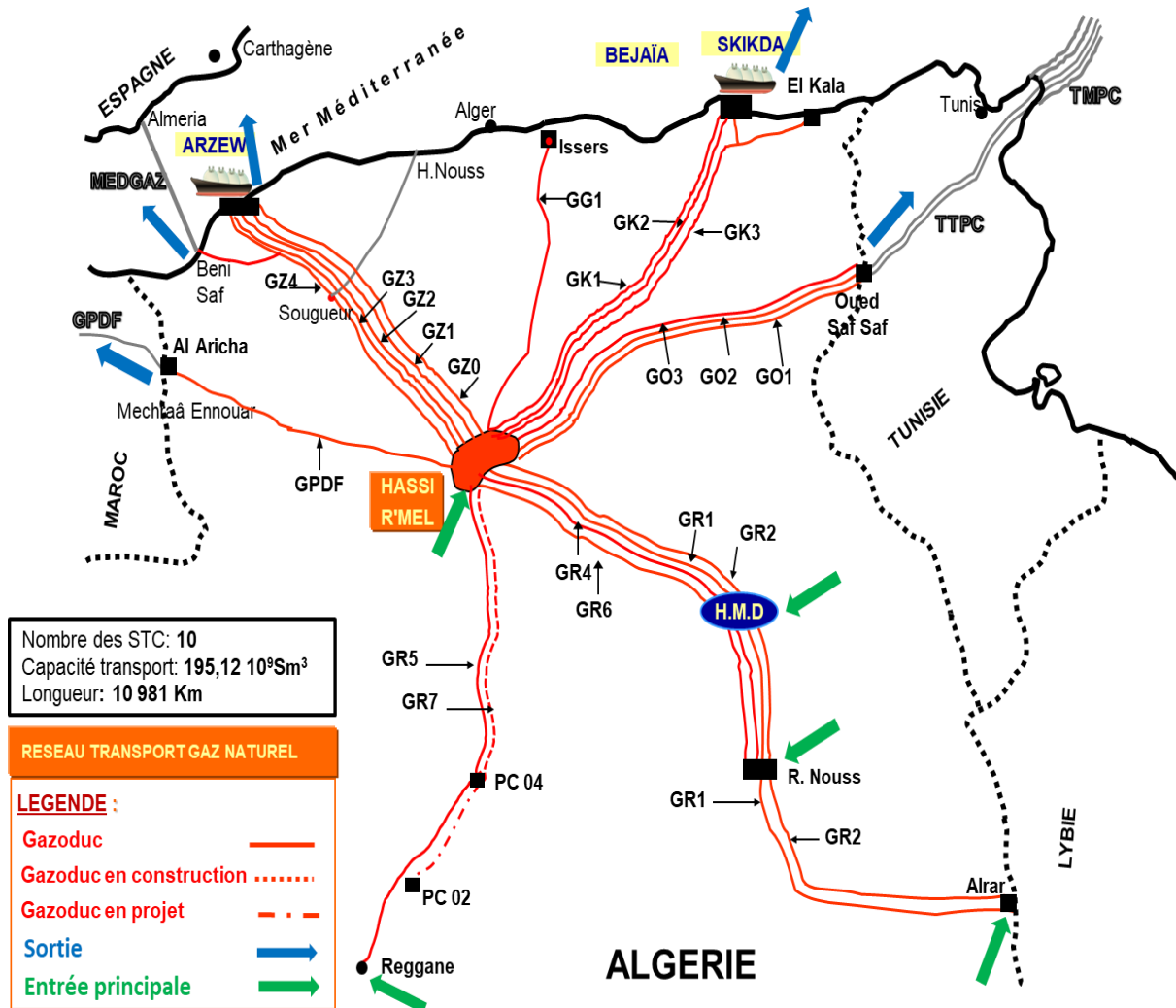


Figure 2: Carte du réseau de transport du gaz naturel en Algérie.

I.4.3 Description du Réseau de Transport du Gaz naturel :

Le transport du gaz naturel est assuré par plusieurs canalisations de différentes longueurs et d'une variété de diamètre. Le tableau 2 donne quelques informations concernant le réseau de transport du gaz naturel Algérien [9].

Tableau 2 : Récapitulatif du Réseau de Transport du Gaz naturel.

Le réseau de transport du gaz naturel						
Dénomination	Canalisations	Diamètre (pouce)	Départ	Arrivée	Longueur (Km)	Nombre de stations
Réseau nord					7 210	27
Axe Ouest: HASSI R'MEL - ARZEW / BENI SAF						
STC GZ0	GZ0	24"/20"	Hassi R'mel	Arzew/Beni Saf	509	4
STC GZ1/GZ2/GZ3	GZ1	40"	Hassi R'mel	Arzew/Beni Saf	507	5
	GZ2	40"	Hassi R'mel		511	5
	GZ3	42"	Hassi R'mel		511	5
STC GZ4	GZ4	48"	Hassi R'mel	Arzew	513	-
		48"	Mouctaa Douze	Beni Saf	120	
STC GPDF (*)	GPDF	48"	Hassi R'mel	El Aricha	521	1
Axe est : HASSI R'MEL - SKIKDA / EL KALA						
STC GK1/GK2	GK1	40"	Hassi R'mel	Skikda	575	5
	GK2	42"	Hassi R'mel		575	
STC GK3	GK3	48"	Hassi R'mel	Mechtatine	432	-
		48"	Mechtatine	El Kala	267	
		48"	Tamlouka	Skikda	87	
STC GO1/GO2/GO3	GO1-GO2-GO3	48"	Hassi R'mel	Oued SafSaf	1645	1
Axe centre : HASSI R'MEL - BORDJ MENAIL / ALGER						
STC GG1	GG1	42"	Hassi R'mel	Bordj Menail	437	1
Réseau sud					3 771	6
Axe est : ALRAR - HASSI R'MEL						
STC GR1/GR2/GR4/GR6	GR1	42/48"	Alrar	Hassi R'mel	966	5
	GR2	42/48"	Alrar		966	
	GR4	48"	RhoudNouss		535	1
	GR6	48"	RhoudNouss	Hassi R'mel	534	-
Axe ouest : REGGANE - HASSI R'MEL						
STC GR5	GR5	48"/56"	Reggane	Hassi R'mel	770	1
	GR7 (en construction)	48"	PC4-GR5	Hassi R'mel	345	-

I.4.4 Description de la ligne GZ1 :

La ligne GZ1 est une ligne parmi le faisceau de pipelines connu sous le nom de route multiple, qui assure le transport du gaz naturel depuis Hassi R'mel jusqu'à la zone industrielle d'Arzew sur une distance de 507 km, cette ligne a été réalisée entre 1976 et 1979.

Le tracé de cette ligne passe à proximité des localités de Laghouat, Tiaret, Relizane et Arzew, c'est une ligne enterrée dont la profondeur varie entre 0,6 et 1 m.

Cette ligne est constituée de tubes en acier (type roulé soudés), ils sont protégés des agressions extérieures (corrosion, courants vagabonds...) par un revêtement épais appliqué sur chantier et renforcé par un système de protection cathodique (PC). Pour le maintien de la pression le long de trajet, la ligne passe par cinq stations de compression (SC). Les paramètres énergétiques d'écoulement du gaz naturel à la sortie des stations sont regroupés dans le tableau 3 [3].

Tableau 3 : Paramètres énergétiques d'écoulement du gaz naturel à la sortie des stations de services SC.

Ligne	Température Max [°C]	Température Min. [°C]	Pression Max. [bars]	Pression Min. [bars]	Débit [$m^3 an^{-1}$]
GZ1	81	40	69,8	42	$15,33 \times 10^6$

I.5 Conclusion :

Nous avons vu dans ce chapitre que les pipelines sont en interaction permanente avec l'environnement, et subissent des sollicitations qui altèrent leurs caractéristiques et donc peuvent devenir une source de danger.

Aujourd'hui les objectifs techniques et économiques des industriels de tous les secteurs vont dans le sens de la réduction des coûts, de l'amélioration des performances et de la productivité. Les pipelines sont des équipements qui doivent résister à des sollicitations nombreuses :

- Sollicitations externes : contraintes mécaniques, fatigue, ...
- Sollicitations internes : frottement, abrasion, température, érosion, ...
- Sollicitations environnementales : corrosion, oxydation, attaque chimique, chaleur...

Nous avons remarqué, d'après la littérature, que la corrosion est un des facteurs importants qui entraîne une dégradation des pipelines dans l'industrie du pétrole et du gaz. Des moyens financiers sont mis en place annuellement pour minimiser

l'ampleur de ce phénomène, mais il demeure un problème à moyen ou long terme et les conséquences peuvent être désastreuse.

La nécessité de l'étude de l'effet de la corrosion sur les pipelines d'un point de vue maîtrise des risques industriels est donc indispensable afin :

- D'évaluer son impact sur les équipements, l'homme, et l'environnement
- De mettre en place des mesures d'atténuation pour ce phénomène
- De pouvoir planifier la maintenance des pipes afin d'éviter des scénarios d'accidents majeurs dont une des principales causes est la corrosion.

« CHAPITRE II »

Généralité sur la corrosion

CHAPITRE II : Généralité sur la corrosion

II.1 Définition de la corrosion :

La corrosion est une interaction physico-chimique entre un métal et son milieu environnant entraînant des modifications dans les propriétés du métal et pouvant conduire à une dégradation significative de la fonction du métal, du milieu environnant ou du système technique dont ils font partie [10]. Cette interaction est souvent de nature électrochimique.

Le nom « corrosion » vient du latin « corroder » qui signifie ronger ou attaquer. En effet, la corrosion est une dégradation du matériau ou de ses propriétés (physicochimiques, mécaniques, etc...) par interaction chimique avec le milieu environnant. Cette définition admet que la corrosion est un phénomène nuisible car il détruit le matériau et réduit ses propriétés, le rendant inutilisable pour une application prévue.

D'un autre point de vue la corrosion est un phénomène bien venu, voir souhaité, car elle détruit et élimine un nombre d'objets abandonnés dans la nature. Certains procédés industriels font également appel à la corrosion (anodisation de l'aluminium, polissage électrochimique, etc...) [11].

II.2 Origine de la corrosion :

Les causes de la corrosion sont multiples et complexes et elles résultent d'interactions chimiques et /ou physiques entre le matériau et son environnement.

Les différents paramètres qui favorisent la corrosion d'un matériau sont [12] :

- Composition chimique et microstructure du métal,
- Composition chimique de l'environnement,
- Paramètres physiques (température, irradiation, etc...)
- Sollicitations mécaniques (contraintes, chocs, frottement, etc...)

II.3 Classes de la corrosion :

Selon la nature du milieu environnant avec lequel le matériau rentre en interaction, la corrosion peut être classée en trois grandes classes : chimique, bactérienne et électrochimique [11] :

II.3.1 La corrosion chimique :

C'est la réaction entre le métal et une phase gazeuse ou liquide. Si cette corrosion se produit à haute température elle est alors appelée « corrosion sèche » ou corrosion à

haute température. Au cours de la corrosion chimique, l'oxydation du métal et la réduction de l'oxydant se fait en une seule action, c'est-à-dire les atomes du métal forment directement des liaisons chimiques avec l'oxydant qui arrache les électrons de valence des atomes métalliques.

II.3.2 La corrosion bactérienne :

Ce type de corrosion, appelé aussi bio-corrosion, rassemble tous les phénomènes de corrosion dans lesquels les bactéries agissent directement ou par l'intermédiaire de leurs métabolismes en jouant un rôle primordial, soit en accélérant un processus déjà établi, soit en créant les conditions favorables à son établissement (ex : production de H_2SO_4 par certains types de bactéries) [11].

II.3.3 La corrosion électrochimique :

La corrosion électrochimique, appelée encore corrosion humide, est le mode de corrosion le plus important et le plus fréquent. Elle réside essentiellement dans l'oxydation du métal sous forme d'ions ou d'oxydes. La corrosion électrochimique fait appelle à la fois à une réaction chimique et un transfert de charges électriques (circulation d'un courant). Cette corrosion nécessite la présence d'un agent oxydant (H_2O , O_2 , H_2 , etc...), sans celui-ci la corrosion du métal ne peut se produire.

La corrosion électrochimique d'un matériau correspond à une réaction d'oxydo-réduction, dont :

- La réaction d'oxydation d'un métal est appelée **réaction anodique**.
- La réaction de réduction d'un agent oxydant est appelée **réaction cathodique**.

Dans la corrosion électrochimique, la réaction cathodique et la réaction anodique sont indissociables.

II.4 Aspect morphologique de la corrosion :

La première approche de la corrosion étant généralement visuelle, la corrosion peut être divisée, d'un point de vue aspect morphologique, en deux grandes classes [13] :

II.4.1 Corrosion généralisée :

La corrosion généralisée ou uniforme est une corrosion progressant approximativement à la même vitesse sur la totalité de la surface d'un métal donné en contact avec un milieu environnant corrosif. C'est la forme de corrosion la plus simple (figure 3) [14].

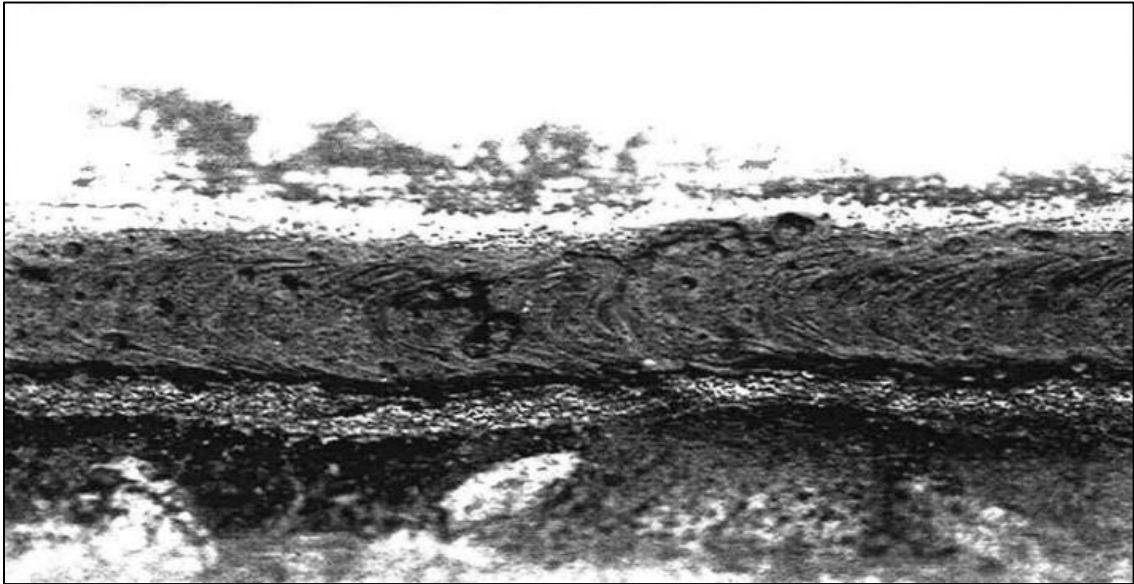


Figure 3 : Exemple de corrosion généralisée.

II.4.2 Corrosion localisée (zonale) :

Ce mode de corrosion est le mode le plus fréquent et le plus ennuyeux car il vise uniquement certaines zones bien distinguées du matériau.

On distingue plusieurs types de corrosion localisée, à savoir :

II.4.2.1 Corrosion galvanique :

C'est une des formes les plus courantes de corrosion en milieu aqueux, est due à la formation d'une pile électrochimique entre deux matériaux dans laquelle une des électrodes (l'anode) se consomme au bénéfice de l'autre (la cathode) qui reste intacte (figure 4) [11].

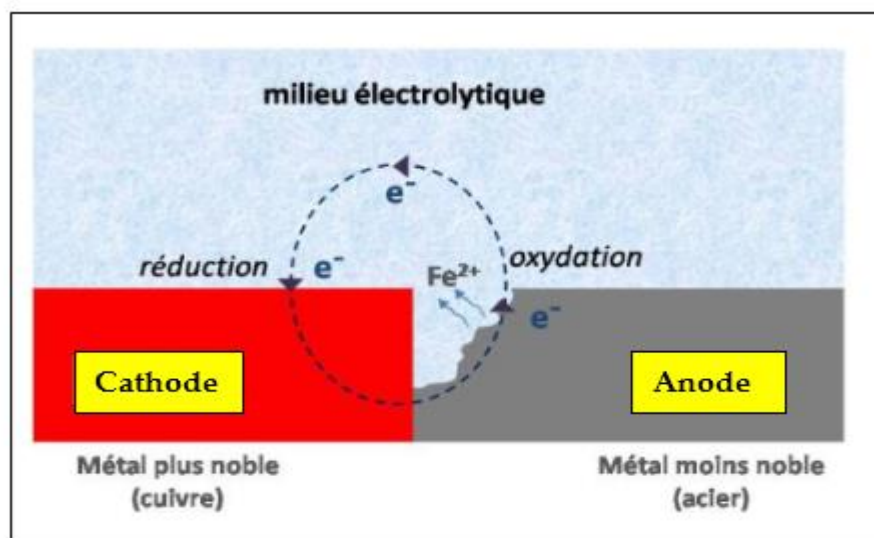


Figure 4 : Représentation schématique du principe de corrosion galvanique

II.4.2.2 Corrosion par piquûre :

Elle se produit quand les métaux protégés par un film d'oxyde mince comme l'aluminium et ses alliages et les aciers inoxydables, lorsqu'ils sont mis en contact avec un milieu aqueux (pour un pH voisin de la neutralité) contenant les halogénures, notamment le chlorure Cl^- (figure 5) [11].

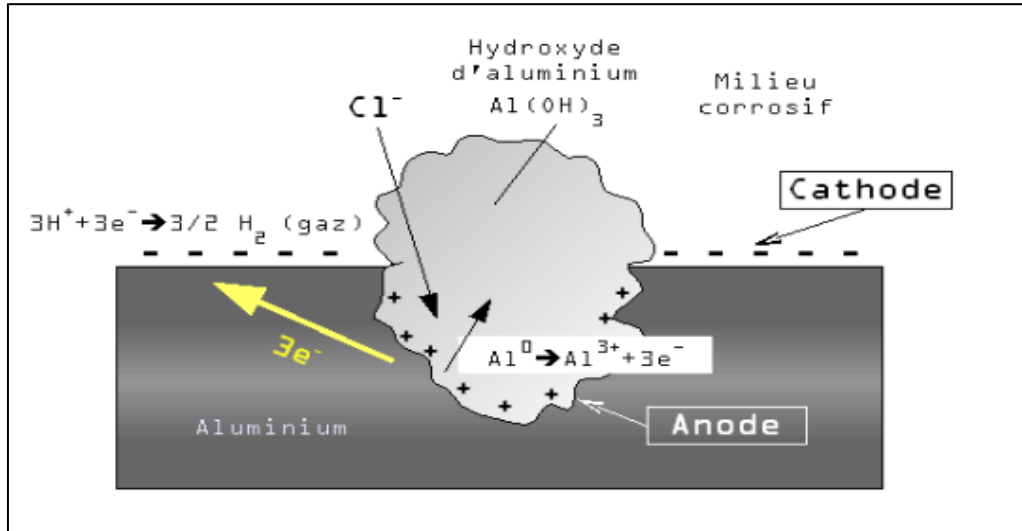


Figure 5 : Représentation schématique de la corrosion par piquûre de l'aluminium

II.4.2.3 Corrosion-érosion :

La corrosion par érosion affecte de nombreux matériaux (aluminium, acier...), elle est due à l'action conjointe d'une réaction électrochimique et d'un enlèvement mécanique de la matière, elle est souvent favorisée par l'écoulement rapide d'un fluide (la figure 6) [11].

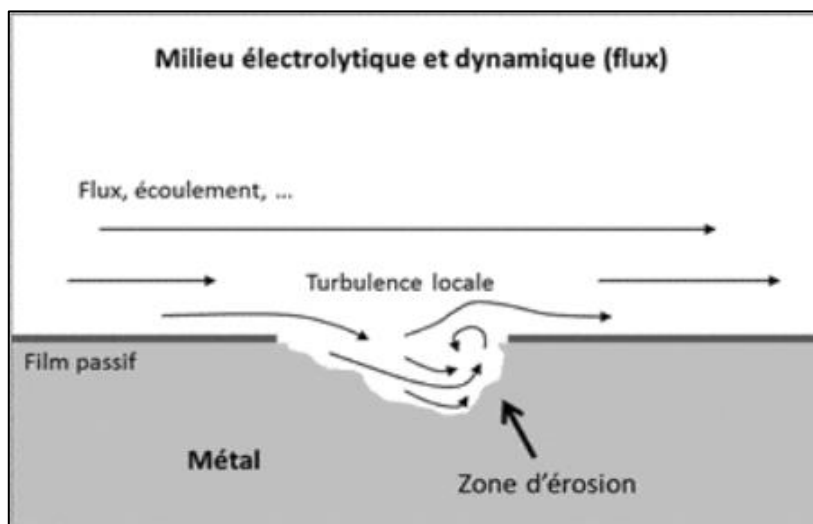


Figure 6 : Représentation de l'aspect et mécanisme de la corrosion-érosion

II.4.2.4 Corrosion Caverneuse :

Cette forme d'attaque est généralement associée à la présence de petits volumes de solution stagnante dans des interstices, sous des dépôts et des joints, ou dans des cavernes ou crevasses, par exemple sous les écrous et têtes de rivets.

II.4.2.5 Corrosion intergranulaire :

Cette forme de corrosion se manifeste par une attaque localisée aux joints de grains du matériau. L'hétérogénéité au niveau du joint de grain et l'existence d'un milieu corrosif jouant le rôle d'électrolyte représentent deux conditions pour développer cette forme de corrosion.

II.4.2.6 Corrosion sélective :

Comme son nom l'indique, ce mode de corrosion se traduit par la dissolution sélective de l'un des éléments de l'alliage si celui-ci est homogène, ou de l'une des phases si l'alliage est polyphasé.

II.4.2.7 Corrosion sous contrainte :

Ce type de corrosion se définit comme un processus de développement de fissures, pouvant aller jusqu'à la rupture complète de la pièce sous l'action combinée d'une tension mécanique et d'un milieu corrosif (figure 7) [14].



Figure 7 : Forme de la corrosion sous contrainte

II.4.2.8 Corrosion fatigue :

La corrosion-fatigue se distingue de la corrosion sous contrainte par le fait que les contraintes appliquées ne sont plus statiques, mais cycliques (efforts périodiques alternés).

II.4.2.9 Fragilisation par l'hydrogène :

La présence d'hydrogène dans un réseau métallique peut entraîner d'importantes détériorations du métal avec chute catastrophique de ses propriétés mécaniques.

II.5 Les facteurs influençant la corrosion :

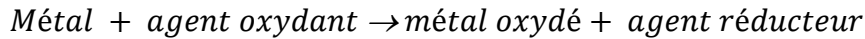
Les facteurs influençant la corrosion sont divers et peuvent être classés en quatre groupes (tableau 4) [11].

Tableau 4 : Les principaux facteurs de la corrosion

Facteurs du milieu corrosif	Facteurs métallurgiques	Facteurs définissant les conditions d'emploi	Facteurs dépendant du temps
-Concentration de réactif -Teneur en oxygène - <i>pH</i> du milieu -Température -Pression -Présence de bactéries	-Composition de l'alliage -Procédé d'élaboration -Impuretés -Traitement thermique -Traitement mécanique	-Etat de surface -Forme des pièces -Emploi d'inhibiteur -Procédés d'assemblage	-Vieillessement -Tension mécaniques -Modification des revêtements protecteurs

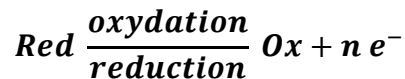
II.6 Thermodynamique de la corrosion électrochimique :

La corrosion électrochimique (humide) est le mode de corrosion le plus fréquent. Elle est due à une réaction d'oxydoréduction irréversible entre le métal et un agent oxydant contenu dans l'environnement. L'oxydation du métal implique la réduction de l'agent oxydant.



II.6.1 Réaction d'oxydo-réduction (Redox) :

Sur la base des définitions précédentes, une réaction entre un agent oxydant et un agent réducteur consiste en un échange d'électrons cédés par le réducteur à l'oxydant :



L'oxydant et le réducteur constituent le couple « Ox/Red », toute réaction redox se compose de deux réactions partielles :

- Réaction partielle d'oxydation ou réaction anodique.
- Réaction partielle de réduction ou réaction cathodique.

II.6.2 Le système électrode :

L'électrode est un système diphasé constitué par un conducteur électronique (métal, semi-conducteur, métalloïde, graphite) en contact avec un conducteur ionique, figure 8. On distingue :

- **Conducteur électronique** : (isolant ionique) Laisse passer le courant sans subir de modifications chimiques, les porteurs de charges électronique sont les électrons.
- **Conducteur ionique (isolant électronique)** : Il est constitué par un milieu dans lequel les ions sont susceptibles de se déplacer. Il peut être solide, liquide ou gazeux.

Le mot électrolyte est aujourd'hui synonyme de milieu conducteur ionique.

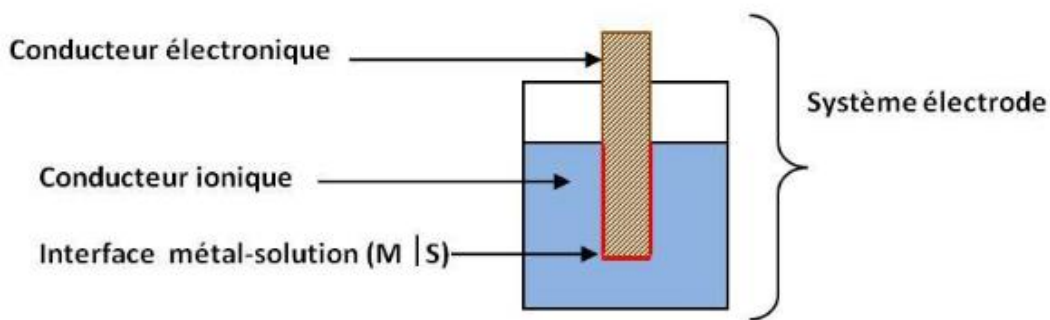


Figure 8: Représentation schématique d'un système électrode

II.6.3 Capacité de double couche :

Dans notre système composé d'un métal (électrode) immergé dans une solution électrolytique, la partie métallique est un conducteur électronique alors que la partie électrolyte est un conducteur ionique. À cette interface hétérogène apparaît, même en l'absence de tout passage de courant, une charge d'espace appelée en électrochimie « capacité de double couche ». Le comportement de l'interface est alors représenté par un condensateur plan.

Côté métal, toute la charge d'espace est localisée à la surface, en revanche, la charge est largement répartie dans la partie électrolyte. Loin de l'interface métal/électrolyte, l'électro-neutralité est respectée. Les ions possèdent une certaine taille et ne peuvent pas s'approcher complètement de l'interface. Alors, ils constituent le plan externe d'Helmholtz (PEH). En présence d'une adsorption spécifique, les ions peuvent former une autre couche à une distance moindre que le PEH, c'est le plan interne d'Helmholtz (PIH).

La figure 9 illustre le phénomène de double couche qui apparaît à l'interface métal/électrolyte [15].

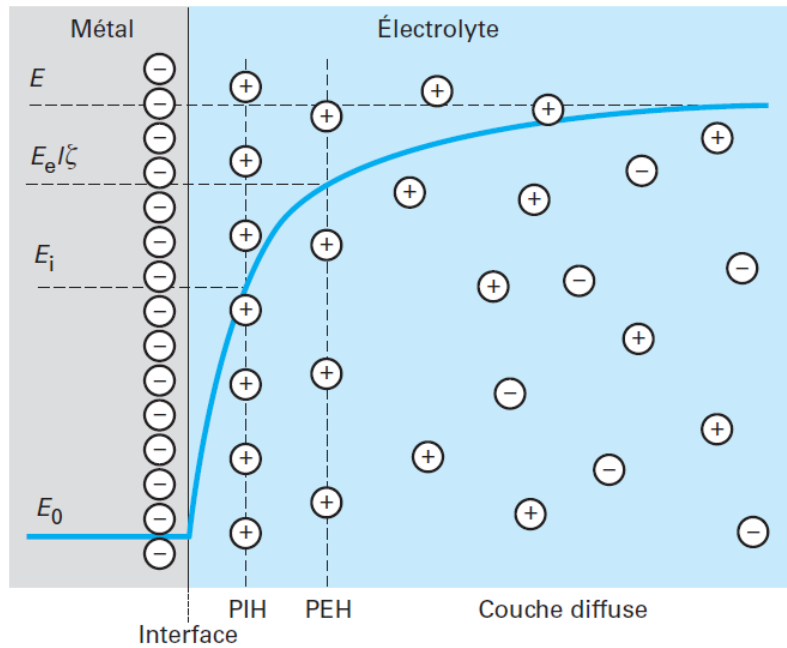


Figure 9 : Double couche formé à l'interface métal/électrolyte

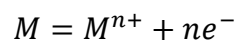
II.6.4 Potentiel d'électrode :

Lorsqu'un métal est plongé dans une solution d'électrolyte, il se comporte comme une électrode. Il se dissout sous forme de particules chargées positivement et reçoit en échange autant de charges négatives qui modifient son potentiel électrique. Selon la nature de la solution, le potentiel que peut prendre le métal est de deux sortes :

- Potentiel d'équilibre
- Potentiel de corrosion

II.6.4.1 Potentiel d'équilibre :

Est le potentiel d'un métal plongé dans une solution non corrosive contenant ses ions métalliques (solution de l'un de ses sels). Ce potentiel est une grandeur thermodynamique et il est indépendant du temps :



Le potentiel du métal M est donné par la relation de NERNST :

$$E_M = E^{\circ}_{\frac{M}{M^{n+}}} + \frac{RT}{nF} \ln[M^{n+}] \dots \dots \dots (II. 1)$$

Avec :

E : potentiel d'équilibre ou réversible relatif au couple Ox/Red en (V).

E° : potentiel standard associé en (V).

R : constante des gaz parfait (8.314 J K⁻¹mol⁻¹)

T : température absolue (K),

F : constante de FARADAY (96500 C mol^{-1})

n : Valence (nombre d'électrons échangés)

Les tensions de cellule mesurées ne représentent que des différences de potentiel électrique. Il est donc utile de fixer un point de référence auquel peuvent être qui est généralement l'électrode d'hydrogène standard.

II.6.4.2 Potentiel de corrosion (ou de dissolution) :

Lorsqu'un métal est plongé dans un électrolyte quelconque, des ions métalliques vont passer en solution, c'est-à-dire que le métal se corrode et prend donc un potentiel par rapport à la solution.

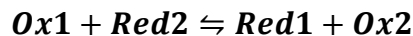
Ce potentiel évolue en fonction du temps pour se stabiliser à une certaine valeur appelée potentiel de corrosion ou de dissolution.

Le potentiel de corrosion peut être déterminé expérimentalement par le tracé de la courbe $E = f(t)$ jusqu'à stabilisation, ou en traçant la courbe $I = f(E)$ ou $\log(I) = f(E)$.

II.6.4.3 Préviation thermodynamique des réactions de corrosion :

- **Préviation quantitative :**

Soit l'équilibre suivant :



Pour que le système accepteur (oxydant $Ox1$) puisse échanger des électrons avec le système donneur (réducteur $Red2$), ce qui correspond à l'évolution spontanée du système dans le sens direct, il faut que son potentiel d'équilibre soit supérieur à celui de ce dernier :

$$E(Ox1/Red1) > E(Ox2/Red2)$$

Plus le potentiel standard du couple Ox/Red est élevé, plus le pouvoir oxydant de la forme Ox est grand et plus le pouvoir réducteur de la forme Red est faible et vis-versa. Cette préviation est dite : préviation quantitative.

Pour une comparaison plus commode entre les différents couples Ox/Red , ces derniers sont classés suivant leurs potentiels standards, cette classification est dite : série des potentiels standards. Le tableau 5 présente les différents potentiels des métaux à l'équilibre.

Tableau 5 : Série des potentiels standard des couples red/ox

Couple rédox	Potentiel standard en V
Ag ⁺ /Ag	0,7996
Au ⁺ /Au	1,692
Br ₂ /Br ⁻	1,087
BrO ₃ ⁻ /Br ₂	1,482
BrO ₃ ⁻ /Br ⁻	1,423
Cr ₂ O ₇ ²⁻ /Cr ³⁺	1,23
ClO ⁻ /Cl ⁻	0,81
Cu ²⁺ /Cu	0,342
Fe ²⁺ /Fe	-0,447
Fe ³⁺ /Fe	-0,037
Fe ³⁺ /Fe ²⁺	0,771
H ⁺ /H ₂	-0,00
H ₂ O/H ₂	-0,828
Hg ²⁺ /Hg ₂ ²⁺	0,92
I ₂ /I ⁻	0,536
Mg ²⁺ /Mg	-2,37
Mn ³⁺ /Mn ²⁺	1,542
MnO ₄ ⁻ /Mn ²⁺	1,507
Na ⁺ /Na	-2,71
Ni ²⁺ /Ni	-0,257
O ₂ /H ₂ O	1,229
Pb ²⁺ /Pb	-0,126
PbO ₂ /Pb ²⁺	1,455
Pt ²⁺ /Pt	1,18
S ₄ O ₆ ²⁻ /S ₂ O ₃ ²⁻	0,08
Sn ²⁺ /Sn	-0,1375
Sn ⁴⁺ /Sn ²⁺	0,151
Ti ²⁺ /Ti	-1,63
Zn ²⁺ /Zn	-0,76

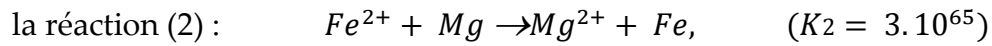
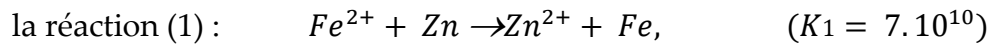
On peut déduire de cette échelle que les métaux à potentiel standard positif (comme l'or, l'argent ou le cuivre) ne seront pas attaqués par l'eau car ils ne sont pas aussi facilement oxydés que l'hydrogène. Ce sont des métaux "noble".

Une utilisation pratique du tableau 5 est la protection d'un métal avec un autre métal, tel que le fer par le zinc, qui est réalisée par une méthode connue dans l'industrie par la « galvanisation » ou par des anodes sacrificielles.

- **Prévision qualitative :**

Cette prévision peut être faite en se basant sur le calcul de la constante d'équilibre du système redox considéré :

Exemple :



On Remarque que : $K_2 \gg K_1$ donc la réaction (1) est faiblement déplacée par rapport à la réaction (2).

« CHAPITRE III »

Méthodes et procédures expérimentales pour l'étude de la corrosion

Chapitre III : Méthodes et procédures expérimentales pour l'étude de la corrosion

III.1 Introduction :

Dans ce chapitre, nous allons présenter les différentes méthodes utilisées pour l'étude de la corrosion, en commençant par l'essai mécanique de dureté Vickers et le suivi microscopique du phénomène, ainsi que l'étude gravimétrique et la démarche des différents essais électrochimiques : essai à l'abandon, courbes de polarisations....

Nous décrivons aussi dans cette partie les dispositifs mis en œuvre pour la réalisation de ces essais, le matériel utilisé lors des études expérimentales au laboratoire du Centre de recherches en technologies industrielles pour l'essai de dureté ainsi que le suivi de la corrosion par microscope, et les essais électrochimiques réalisés au laboratoire QHSE-GRI.

Les essais sont réalisés sur un morceau d'acier de pipeline de nuance API 5LX42 usiné et prétraité, ce pipeline est utilisé pour le transport du gaz naturel.

III.2 Techniques utilisées pour les essais mécaniques (micro-dureté de Vickers) :

Cette méthode nous permet de vérifier l'état de l'acier reçu à travers ses paramètres physiques notamment la dureté.

III.2.1 La dureté :

La dureté est une caractéristique intuitive des matériaux. Plus le matériau est dur plus il résiste à la pénétration d'un objet étranger. La dureté est une mesure de la résistance à la déformation irréversible d'un matériau [16].

III.2.2 Micro-dureté :

Les essais de micro-dureté correspondent à des charges plus faibles ($< 10 N$). Le pénétrateur est en général de type Vickers. La mesure de la diagonale de l'empreinte est réalisée à l'aide d'un microscope optique. Pour avoir des résultats satisfaisants, il convient de préciser la vitesse de mise en charge, la charge maximum appliquée et la préparation de l'échantillon testé (polissage, traitement thermique). L'épaisseur de l'échantillon doit être 1,5 fois supérieure à la diagonale, d , de l'empreinte et pour des essais successifs on choisira une distance entre empreintes d'environ 2,5 fois supérieure à la diagonale, d , pour le cas des aciers.

La mesure de dureté Vickers se fait avec une pointe pyramidale normalisée en diamant de base carrée et d'angle au sommet entre faces égal à 136°. L'empreinte a donc la forme d'un carré ; on mesure les deux diagonales d_1 et d_2 de ce carré à l'aide d'un appareil optique. On obtient la valeur d en effectuant la moyenne de d_1 et d_2 . La valeur « d » sera utilisé pour le calcul de la dureté (Equation III. 1). La force et la durée de l'appui sont également normalisées [16].

$$HV = 2 F \frac{\sin\left(\frac{136^\circ}{2}\right)}{g \cdot d^2} \dots \dots \dots (III. 1)$$

HV= Dureté Vickers [$Kg_f mm^{-2}$].

F = Force appliquée [N]

d = Moyenne des diagonales de l'empreinte [mm]

g = Accélération terrestre. [$m s^{-2}$] (9,80665)

La relation entre la dureté **HV**, et la résistance d'un métal aux efforts de pénétration (Résistance à la rupture) **Rm** en *MPa* est lu sur un abaque, **Annexe C**.

La figure 10 montre le principe de l'essai de dureté Vickers.

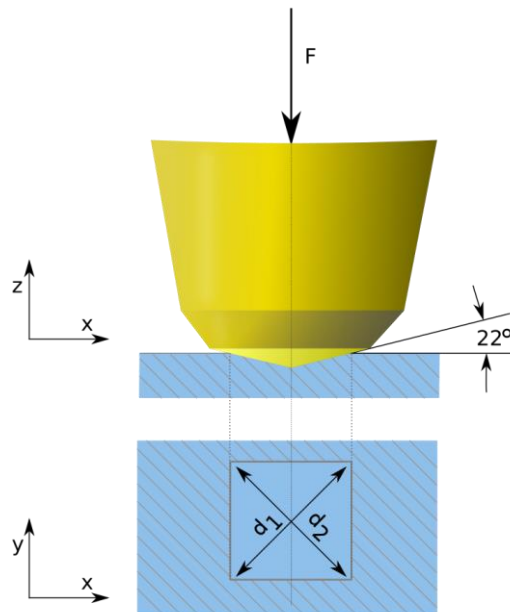


Figure 10 : Principe de l'essai de dureté Vickers

III.3 Etude microscopiques de la corrosion :

La méthode est utilisée afin de comprendre le phénomène de corrosion, à travers un essai d'immersion de l'acier de pipeline usinés et prétraités au laboratoire dans une solution corrosive pendant un certain temps, suffisamment pour le développement de la corrosion.

L'objectif de l'essai est de suivre le mécanisme de la corrosion sur cet acier par microscope optique et par microscope à balayage électronique à des instant t , pour déterminer les formes les plus fréquentes et les étapes de formation de la corrosion qui affecte l'acier.

III.4 Méthode Gravimétrique (Essais par immersion) :

Cette méthode relativement simple, ne nécessite pas un appareillage important. Elle sert à estimer la perte de poids de l'échantillon pendant une durée déterminée et permet aussi de déterminer la vitesse de corrosion. En revanche cette méthode ne considère pas les mécanismes mis en jeu lors de la corrosion.

Elle consiste à exposer des échantillons de surface (S) dans un milieu corrosif maintenu à température constante pendant un temps (t), et à mesurer la différence de masse des échantillons avant (mi) et après chaque essai (mf). La vitesse de corrosion est donnée par la relation III. 2:

$$V_{corr} = \frac{\Delta m}{t S} \dots \dots \dots (III. 2)$$

V_{corr} : Exprimé en $mg\ cm^{-2}\ min^{-1}$

$\Delta m = mi - mf$: Perte de masse exprimée en mg

S : surface de l'échantillon exposé en cm^2

t : temps d'immersion en min

III.5 Techniques des essais électrochimiques :

Les méthodes électrochimiques peuvent être classées selon deux groupes distincts : les méthodes stationnaires et les méthodes non-stationnaires dites transitoires. Dans notre cas, nous avons utilisé la méthode stationnaire.

Les techniques stationnaires permettent d'étudier un système se trouvant dans un état quasiment d'équilibre thermodynamique, elles prennent en compte tous les couples Red/Ox dans le milieu réactionnel [18].

L'aspect plus quantitatif (courbes de polarisation à vitesse de balayage modérée, spectroscopie d'impédance électrochimique ...) permet, d'accéder à des vitesses de réaction et des valeurs de paramètres physiques décrivant l'état du système (capacité de double-couche, résistance de transfert, capacité du film, ...) il s'agit des essais électrochimiques dynamiques [17].

III.5.1.1 Suivi du potentiel à l'abandon :

Un métal plongé dans un milieu électrolytique quelconque tend à se dissoudre et à se charger électriquement avec création d'une double couche électrochimique assimilable à un condensateur électrique. Au bout d'un temps suffisamment long pour qu'un régime stationnaire soit établi, l'électrode métallique prend par rapport à la solution un potentiel, appelé potentiel de corrosion qui est la tension du métal mesurée par rapport à une électrode de référence lorsqu'aucun courant ne s'écoule de ou vers cet échantillon.

Cette technique simple apporte des informations préliminaires sur la nature des processus en cours, à l'interface métal/électrolyte : corrosion, passivation, immunité et renseigne sur l'évolution de la noblesse des échantillons. Cette mesure permet également de connaître la durée d'immersion nécessaire à l'établissement d'un régime stationnaire indispensable aux mesures potentiodynamique ou d'impédance électrochimique [17].

La figure 11 illustre l'allure des courbes d'évolution du potentiel à l'abandon [11].

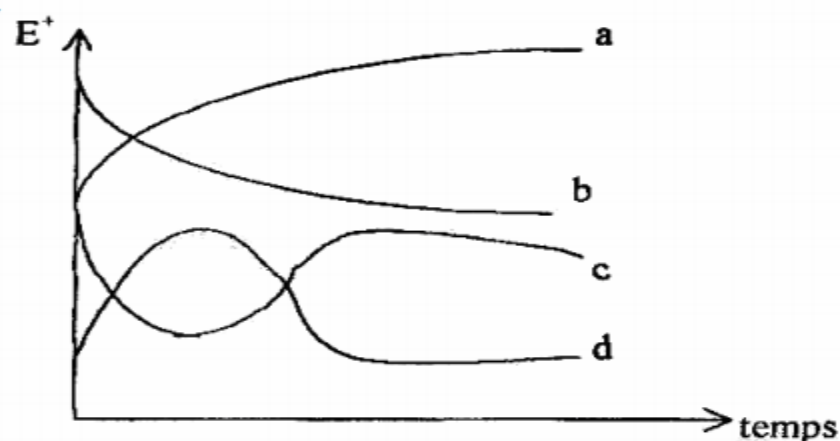
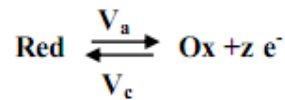


Figure 11 : Allure générale des courbes d'évolution du potentiel à l'abandon

Quatre cas peuvent se présenter [11] :

a – Le potentiel de l'électrode est de plus en plus noble (cathodique) dans le temps, il y a une passivation de la surface ;

Si l'on applique cette formulation à la relation traduisant la réaction d'oxydo-réduction représentative de la corrosion d'un métal,



On définit une vitesse de réaction anodique V_a et une vitesse de réaction cathodique V_c auxquelles correspondent respectivement les densités de courants I_a et I_v (à l'équilibre électrochimique nous avons en valeurs absolues $V_a = V_c$ et $I_a = I_c$).

Les vitesses de réaction sont proportionnelles aux concentrations des espèces en réaction et dépendent de la barrière d'énergie correspondant à la rupture des liaisons atomiques (enthalpie libre d'activation) en suivant la loi d'Arrhenius :

Soit pour la réaction anodique (Equation III. 4) :

$$V_a = K C e^{\left(\frac{\Delta G_a}{RT}\right)} \dots \dots \dots (III. 4)$$

Et pour la réaction cathodique (Equation III. 5) :

$$V_c = K' C' e^{\left(\frac{\Delta G_c}{RT}\right)} \dots \dots \dots (III. 5)$$

Où K et K' sont des constantes, C et C' , les concentrations en espèces régissantes, ΔG^*_a et ΔG^*_c les variations d'enthalpie libre électrochimique d'activation des réactions anodique et cathodique, R la constante des gaz parfaits et T la température en (°K).

La vitesse V de la réaction électrochimique est donnée par : $V = V_c - V_a$

Ou encore, en termes de densité de courant d'échange : $I = I_a - I_c$.

Après développement de la relation en introduisant la relation de NERNST on obtient la relation régissant le courant I (Equation III. 6):

$$I = I_a - I_c = I_o \left(\left[\text{Exp} \left(\frac{\alpha z F}{RT} \eta \right) - \text{Exp} \left(- \frac{(1-\alpha) z F}{RT} \eta \right) \right] \right) \dots \dots \dots (III. 6)$$

- **Potentiel au repos E_{rev} :**

Le potentiel au repos correspond au potentiel que prend spontanément l'électrode en l'absence d'un courant externe. Pour une électrode simple le potentiel au repos équivaut au potentiel réversible.

$$E_{rev} = E(I = 0)$$

- **Surtension η :**

Si le potentiel d'une électrode diffère du potentiel au repos un courant électrique traverse l'interface électrode/électrolyte.

La surtension η représente l'écart entre le potentiel d'électrode ($I \neq 0$) et le potentiel réversible ($I = 0$).

$$\eta = E(I \neq 0) - E_{rev}$$

- **Coefficients de TAFEL :**

On peut introduire dans l'équation (III.6) les Coefficients de TAFEL qui sont définis par les relations suivantes:

Anodique (Equation III.7) :

$$\beta_a = \frac{RT}{\alpha z F} \dots \dots \dots (III.7)$$

Et cathodique (Equation III.8) :

$$\beta_c = \frac{RT}{(1-\alpha)z F} \dots \dots \dots (III.8)$$

Ce qui donne (Equation III.9) :

$$I = I_0 \cdot \exp\left(\frac{\eta}{\beta_a}\right) - I_0 \cdot \exp\left(-\frac{\eta}{\beta_c}\right) \dots \dots \dots (III.9)$$

La relation (III.9) est la forme la plus courante de l'équation de **BUTLER-VOLMER**. Elle s'applique aux réactions dont la vitesse est entièrement limitée par le transfert de charge.

- **Allure du graphe $I = f(E)$:**

La forme générale du graphe représentant la densité de courant i en fonction du potentiel E est représentée dans la figure 12.

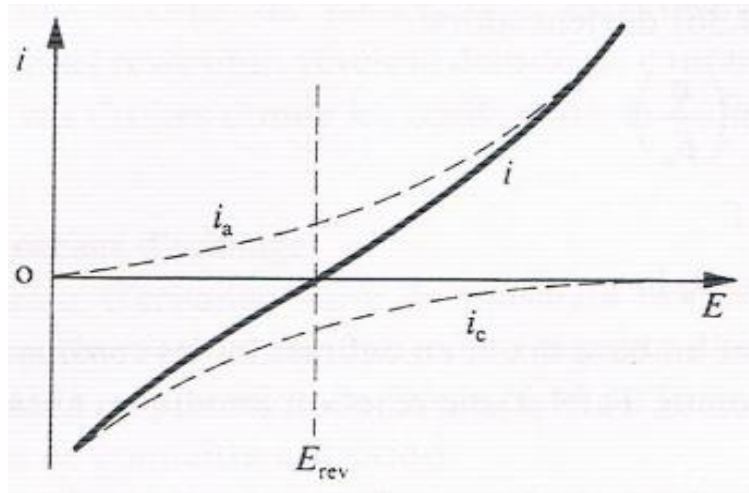


Figure 12 : Allure générale de la variation de la densité de courant en fonction du potentiel.

Pour une surtension η suffisamment élevée, l'une ou l'autre des réactions anodique et cathodique de la relation devient rapidement négligeable. Ceci est illustré à la figure 12 où est représenté l'évolution des densités de courant I, I_a et I_c en fonction du potentiel E .

Dans le cas d'une surtension η_a anodique, on aura (Equation III. 10) :

$$I = I_0 \cdot \text{Exp} \left(\frac{\eta_a}{\beta_a} \right) \dots \dots \dots \text{(III. 10)}$$

Dans le cas d'une surtension η_c cathodique (Equation III. 11) :

$$I = I_0 \cdot \text{Exp} \left(-\frac{\eta_c}{\beta_c} \right) \dots \dots \dots \text{(III. 11)}$$

En introduisant la fonction logarithme (Equation III. 12) :

$$\eta_a = \beta_a \text{Ln} \frac{I_a}{I_0} \dots \dots \dots \text{(III. 12)}$$

Et (Equation III. 13) :

$$\eta_c = -\beta_c \text{Ln} \frac{I_c}{I_0} \dots \dots \dots \text{(III. 13)}$$

Soit (Equation III. 14) :

$$\text{Log}(I_a) = \frac{\eta_a}{2,3 \beta_a} + \text{Log} (I_0) \dots \dots \dots \text{(III. 14)}$$

Et (Equation III. 15) :

$$\text{Log}(I_c) = \frac{\eta_c}{2,3 \beta_c} + \text{Log}(I_0) \dots \dots \dots (III. 15)$$

Les relations (Equation III.14) et (Equation III.15) sont les droites de TAFEL anodique et cathodique qui décrivent les limites de l'équation générale de BUTLER-VOLMER.

• **Allure du graphe $\log(I) = E$:**

La représentation $\log(I)$ en fonction de E est couramment utilisée pour la détermination des paramètres cinétiques I_0, β_a et β_c .

La forme générale du graphe représentant le logarithme du courant $\log(I)$ en fonction du potentiel E suit l'allure représenté dans la figure 13.

A noter que [11] :

- Les droites de Tafel servent à déterminer le courant et le potentiel de corrosion d'un métal seul, par projection de l'intersection de ces droites sur les axes $\log(I)$ et E .
- L'inverse des droites de Tafel permet de déterminer β_a et β_c . Selon les équations III.16 et III.17 :

$$\text{pente anodique} = \frac{1}{2,3 \beta_a} \dots \dots \dots (III. 16)$$

$$\text{pente cathodique} = \frac{-1}{2,3 \beta_c} \dots \dots \dots (III. 17)$$

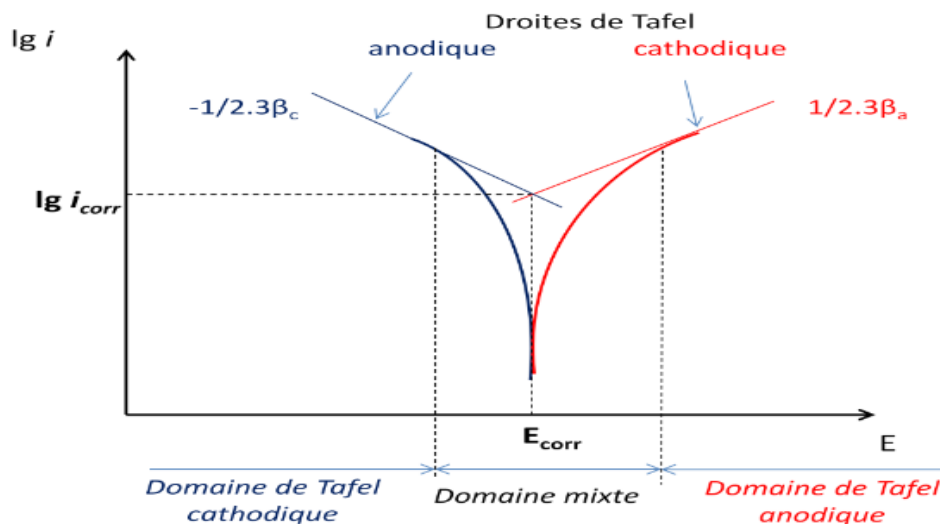


Figure 13 : Allure générale de la courbe de polarisation logarithmique indiquant les droites de TAFEL

- **Corrélation entre I_{corr} et la vitesse de corrosion V_{corr} :**

L'utilisation de la loi de FARADAY est indispensable pour établir cette corrélation : la quantité de substance oxydée ou réduite à chaque électrode, durant l'électrolyse, est proportionnelle à la quantité d'électricité qui traverse la cellule de corrosion.

Donc d'après Ma Fall et all [20] (Equation III. 18) :

$$V_{corr} = \frac{i_{corr} C M}{\rho S} \dots \dots \dots (III. 18)$$

V_{corr} : vitesse de corrosion ($mm\ ans^{-1}$)

M : masse molaire de l'espèce dissoute ou dissociée ($g\ mol^{-1}$)

i_{corr} : densité de courant de corrosion (A) qui traverse la pile pendant un temps t (s).

C : Facteur de correction : $3,268 \times 10^3$

ρ : Densité de l'acier en $g\ cm^{-3}$

III.5.1.3 Mesure de la résistance de polarisation :

La mesure de la vitesse de corrosion par extrapolation des droites de TAFEL exige certaines conditions et son utilisation pose certaines difficultés.

La technique de résistance de polarisation permet d'éviter ces difficultés. Une polarisation anodique et cathodique de quelques millivolts autour de E_{corr} suffit à déterminer la résistance de polarisation R_p d'une électrode définie par l'équation III. 19 :

$$R_p = \frac{dE}{dI} [E \rightarrow E_{corr}] \dots \dots \dots (III. 19)$$

Ainsi les densités de courant sont faibles ce qui réduit l'influence de la chute ohmique et des phénomènes de transport. la figure 14 représente l'allure du graphe du courant I en fonction du potentiel E .

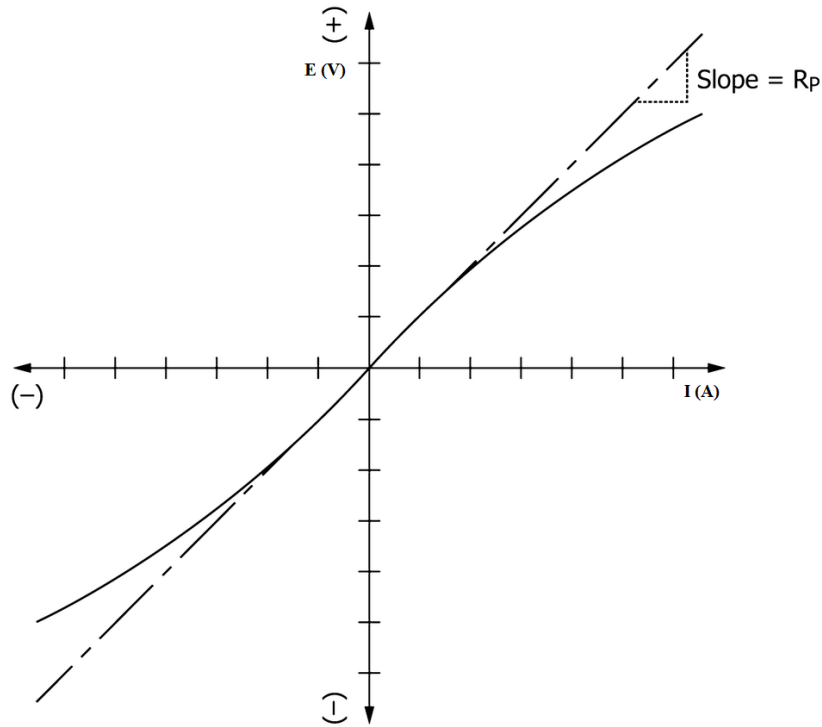


Figure 14 : Mesure de la résistance de polarisation à partir de la courbe de polarisation

Pour les petites surtensions η , c'est-à-dire pour les potentiels proches de potentiel de corrosion, l'équation III. 20 peut être réduite à (relation de *STERM et GEARY*) :

$$R_p = \left(\frac{1}{I_{corr}} \right) \frac{1}{2,303} \frac{\beta_a \cdot \beta_c}{\beta_a + \beta_c} \dots \dots \dots (III. 20)$$

Ces techniques stationnaires restent toutefois insuffisantes pour caractériser des mécanismes complexes, mettant en jeu plusieurs étapes réactionnelles et ayant des cinétiques caractéristiques différentes (ce qui est le cas lors des processus d'inhibition). L'utilisation des techniques transitoire devient alors indispensable [21].

IV Procédure expérimentale :

IV.1 Matériaux utilisés :

Le matériau utilisé dans cette étude est l'acier de pipeline faiblement allié de nuance *API 5L X42*. Les tableaux 6 ,7 montrent respectivement la composition chimique et les caractéristiques mécaniques de l'acier [22].

Tableau 6 : Composition chimique de l'acier *API 5L X42*.

Nuance	Carbone	Manganèse	Phosphore	Soufre	Autres
X42	0,28%	1,3%	0,03%	0,03%	(No + V + Ti) < 0,15%

Tableau 7 : Caractéristiques mécaniques de l'acier nuance X42.

Résistance à la rupture <i>R_m</i> (MPa)	Limite d'élasticité <i>R_e</i> (MPa)	Allongement <i>A</i> (%)
414	290	23

Nous avons procédé avant tout essai au polissage du matériau. L'opération de polissage a été effectuée avec du papier abrasif de différentes granulométries : 100, 400, 1000 et 1200 en μm , afin d'obtenir un état de surface lisses planes et plus uniforme. Ensuite, les échantillons ont été lavés avec l'acétone, puis rincés avec de l'eau distillée. Puis on sèche les plaques à l'air libre.

IV.2 Milieu réactionnel :

- Nous avons choisi la solution HCl 1M, l'acide chlorhydrique est un produit fortement corrosif en raison des ions H^+ et Cl^- .
- Une solution de sol a été préparée afin de se rapprocher de l'environnement du pipeline, et cela en se basant sur la composition d'un sol très corrosif du territoire Algérien située dans la région du nord-ouest. La composition chimique d'une solution corrosive du sol Algérien est donnée dans le tableau 8 [8].

Tableau 8 : Composition chimique d'une solution corrosive du sol algérien

Composant	$CaSO_4$	$MgSO_4$	K_2SO_4	$NaCl$	Na_2SO_4	$NaHCO_3$
Concentration ($g L^{-1}$)	2.00	29.04	1.82	22.69	37.48	0.16

Nous avons préparé la solution de sol à partir les produits suivants : le sulfate de calcium $CaSO_4$, le sulfate de magnésium $MgSO_4$, sulfate de sodium Na_2SO_4 , le bicarbonate de sodium $NaHCO_3$, chlorure de sodium $NaCl$, en prenant en considération les caractéristiques de chaque produit (tableau 9).

Tableau 9 : Les différents composant de la solution de sol

Composant	$CaSO_4$	$MgSO_4$	$NaCl$	Na_2SO_4	$NaHCO_3$
Fournisseur	MERCK	MERCK	Reidel de haen	BIOCHEM	BIOCHEM
Masse molaire [$g\ mol^{-1}$]	172.17	246.48	58.44	142.04	84.01
Densité [$g\ cm^{-3}$]	2.32	1.68	2.165	2.671	2.159
Concentration utilisé ($g\ L^{-1}$)	2.04	29.04	22.87	37.5	0.204

La mesure de la conductivité de la solution par un conductimètre et celle du pH par un pH météré donne les résultats suivants :

- Conductivité : $\sigma = 70\ ms\ cm^{-1}$
- $pH = 7.7$

L'interprétation de la valeur de la conductivité nous renseigne sur la résistivité du sol. Tel qu'il existe une relation entre la teneur en sels dissous et la résistance qu'elle oppose au passage d'un courant électrique :

$$conductivité = \frac{1}{résistivité}$$

- Résistivité du sol :

$$R = \frac{1}{\sigma} = \frac{1}{70 \times 10^{-3}} = 14,29\ \Omega.m$$

La résistivité du sol nous donne une information préliminaire sur son agressivité et sa tendance à corrodé l'acier du pipeline tel que les basses résistivités entraînent des corrosions rapides, et pour les hautes résistivités l'évolution est lente et parfois même négligeables. (Voir tableau 10 [6]).

Tableau 10: Degré d'agressivité du sol en fonction de la résistivité

Résistivité du sol (Ωm)	Degré d'agressivité du sol
< 10	Très fortement agressif
10 - 20	Fortement agressif
20 - 35	Moyennement agressif
35 - 50	Faiblement agressif
50 - 100	Très faiblement agressif
> 100	Non agressif

Les données du *tableau 11* indiquent que la solution de sol déjà préparé dont la résistivité est de $14,29 \Omega m$ est classé dans la gamme des sols fortement agressifs, c'est à dire qu'il possède un grand pouvoir corrosif envers l'acier. Quant au *pH* de la solution, il est relativement neutre $pH = 7,7$.

IV.3 Appareillage :

IV.3.1 Essai mécanique de micro-dureté :

L'appareil utilisé pour la mesure de la micro-dureté est le duromètre LECO LV SERIES à affichage digitale. Il sert à déterminer la dureté superficielle. Le duromètre affiche les résultats de la dureté en Rockwell B, Rockwell C, Vickers Hv , Brinell HB, Shore, HS, Leeb HL ou en une unité de dureté DIN ISO, figure 15.



Figure 15 : Duromètre Leco LV séries à affichage digitale

IV.3.2 Essai microscopique :

Le travail est effectué sur un échantillon d'acier X42 de dimension 1cm^3 ($1 \times 1 \times 1$) plongé dans une solution corrosive d'acide chlorhydrique *HCl* 1M.

L'appareil utilisé pour le suivi microscopique de la corrosion est un microscope optique de marque MEIJI Série MT7000 / MT8000 et un microscope électronique à balayage standard (MEB) de marque COXEM CX-200 PLUS SERIES.

Microscope optique :

Les microscopes optiques, utilisent une source de lumière comme vecteur pour voir, et deux lentilles : La première est l'objectif, sert à grossir l'image et fonctionne comme une lentille convergente, la deuxième est l'oculaire, sert à former une image qui ne nécessite pas d'effort pour l'œil humain, figure 16.

Ces microscopes peuvent observer que des échantillons plats et la résolution maximale de ces microscopes est de l'ordre de **200 nanomètres**. Cette limite physique s'explique par le fait que la lumière visible possède une certaine longueur d'onde (entre 400 et 700 nanomètres) et qu'il est impossible d'observer des détails ayant une taille inférieure à environ la moitié de cette longueur d'onde [23].



Figure 16 : Microscope optique MEIJI Série MT7000 / MT8000

Microscope électronique à balayage :

Le microscope Electronique à Balayage (**MEB**) est un instrument scientifique permettant de réaliser des images de la surface d'objets en **3 dimensions** avec une très haute résolution de l'ordre du nanomètre, figure 17.

Le MEB utilise un faisceau d'électrons comme vecteur pour voir car la longueur d'onde des faisceaux d'électron est beaucoup plus petite que celle des photons

(lumière). Les MEB ont une résolution qui se situe **entre 0,4 et 20 nanomètres** (soit 500 fois plus que le meilleur microscope optique réalisable).

Le principe général est en somme assez simple : l'échantillon à observer est balayé par un faisceau électronique et on vient détecter les électrons secondaires de très faible énergie qui sont produits suite au bombardement de l'échantillon. Ces électrons secondaires sont amplifiés, détectés puis interprétés pour reconstruire une image en fonction de l'intensité du courant électrique produit. Le MEB réalise donc une topographie de l'échantillon à analyser, c'est pourquoi le MEB fournit des images en noir et blanc où chaque nuance de gris est le résultat de l'intensité du courant détecté [23].



Figure 17 : Microscope électronique à balayage de marque COXEM CX-200 PLUS SERIES.

IV.3.3 Essai gravimétrique :

Afin de réaliser les mesures gravimétriques, nous avons effectué des essais sur trois échantillons d'acier *API 5L X42* sous forme de pièces cubique de dimension respective en cm^3 ($1.1 \times 1 \times 0.9$), ($1.2 \times 1 \times 0.9$), ($2 \times 1 \times 0.7$) immergé dans une solution de sol corrosif de volume $150 mL$ préparée afin de simuler les conditions environnantes les plus défavorables du pipeline. La composition du milieu d'exposition est présentée dans le tableau 9.

L'appareillage nécessaire pour effectuer ces mesures de perte de masse comporte :

- Une balance analytique à 10^{-4} g de précision
- Un *pH* mètre qui sert à mesurer le *pH* et la température de la solution à différents temps d'immersion.

IV.3.4 Essai électrochimique :

L'appareillage utilisé pour l'étude électrochimique, figure 18, est un Potentiostat-Galvanostat « **VersaSTAT 3** » associé au logiciel « **VersaStudio** ».

Il comprend un système simple, flexible et extrêmement puissant pour l'exécution d'un large éventuel de techniques électrochimiques. Le VersaSTAT 3 est un potentiostat/Galvanostat avec un analyseur de réponse de fréquence optionnel FRA, contenu dans une seule unité.

Il est contrôlé à partir de n'importe quel ordinateur convenablement équipé par une interface universelle Bus USB à l'aide du logiciel électrochimique VersaStudio.

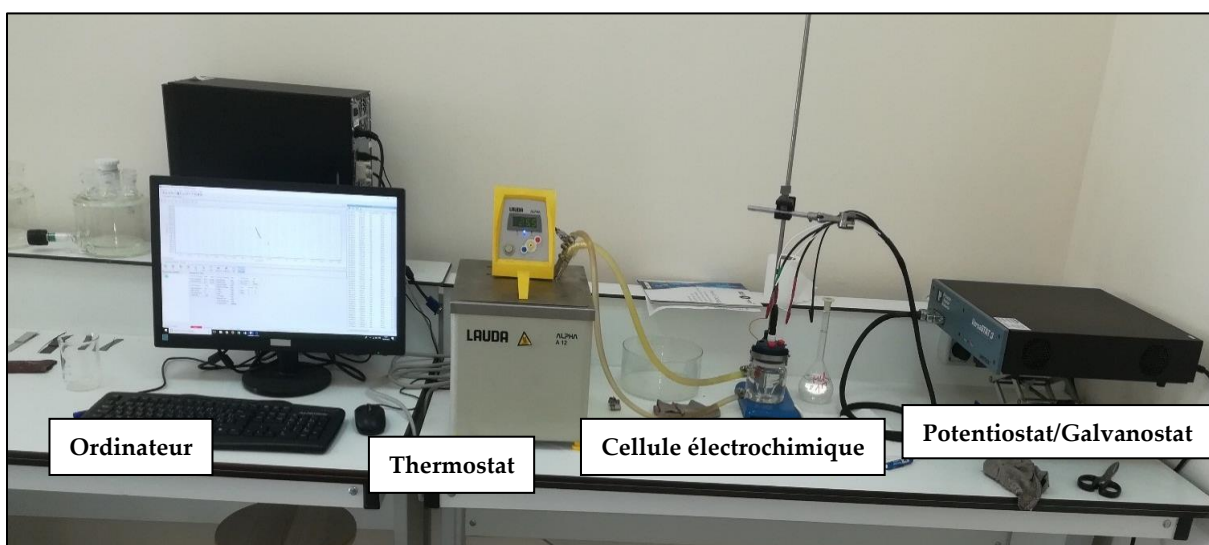


Figure 18: Dispositif expérimental pour les différents essais électrochimiques

IV.3.4.1 La cellule électrochimique à trois électrodes :

Les tests électrochimiques ont été mis en œuvre dans une cellule à double paroi en verre de forme cylindrique. La cellule est maintenue, par l'intermédiaire d'un bain thermostaté, à une température constante et elle est surmontée d'un couvercle rodé, ce dernier est percé de cinq orifices rodés permettant le passage, en position fixe et reproductible, des électrodes de travail ET, de référence ER et auxiliaire ou contre électrode CE comme le montre la figure 19.

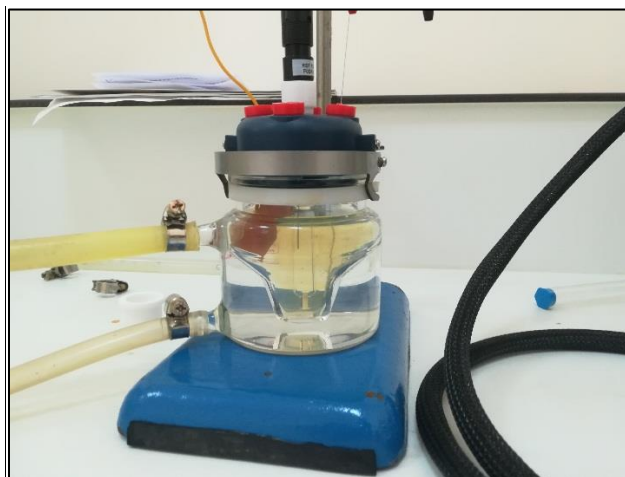


Figure 19 : Cellule électrochimique utilisée lors des tests

IV.3.4.2 Electrode de travail :

Dans notre étude l'électrode de travail est un morceau « d'acier de pipeline *API 5L X42* », figure 20, la surface métallique est raccordée par des pinces en fil de cuivre, recouvert d'une gaine isolante, de manière à ne laisser exposer au milieu corrosif que la surface de la section droite de l'échantillon. La surface active de l'électrode de travail est de $S=1 \text{ cm}^2$.

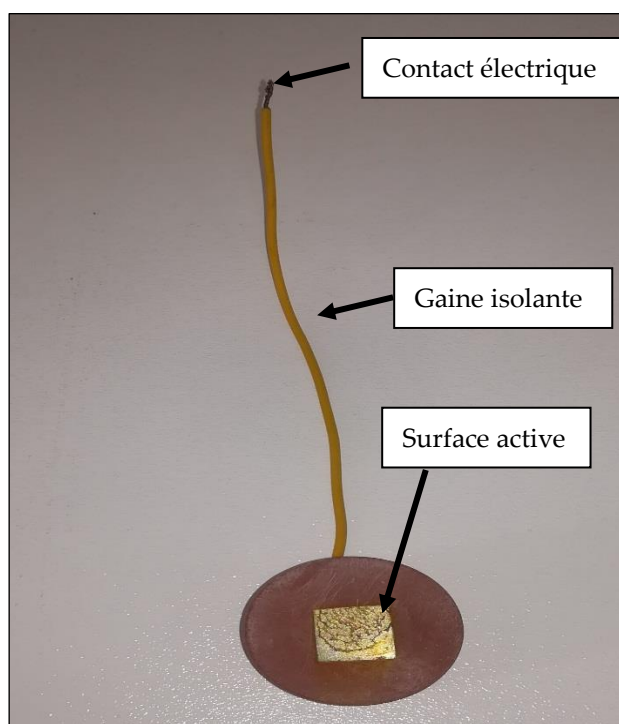


Figure 20 : Electrode de travail (Acier API 5L X42)

IV.3.4.3 Electrode de référence :

L'électrode de référence utilisée est de type « *Ag/ AgCl/ KCl 4M* ». Celle-ci présente $+0,205V$ par rapport à l'électrode standard d'hydrogène.

IV.3.4.4 Electrode auxiliaire (Contre Electrode CE) :

L'électrode auxiliaire ou la contre électrode utilisée est un fil en **platine**.

Le branchement électrique nécessaire pour le dispositif de mesure des essais électrochimiques est présenté dans la figure 21.

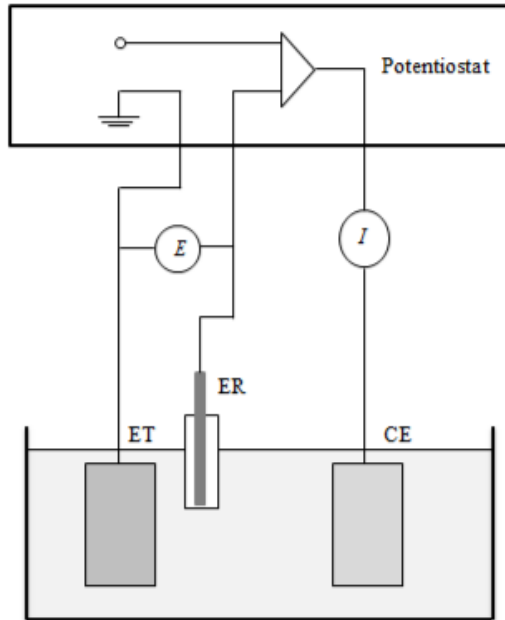


Figure 21: Branchement électrique nécessaire pour les essais électrochimiques

Les courbes de polarisation sont déterminées en appliquant, à l'aide d'un potentiostat, différents potentiels entre une électrode de travail et une électrode de référence. Un courant stationnaire s'établit après un certain temps. Il est mesuré entre l'électrode de travail et une contre-électrode (ou électrode auxiliaire).

CHAPITRE IV :

Résultats des essais de corrosion sur

l'acier API 5L X42

Chapitre IV : Résultats des essais de corrosion sur l'acier API 5L X42

IV.1 Introduction :

Nous allons discuter dans ce chapitre les résultats des différents essais de corrosion effectués sur les échantillons d'acier de nuance *API 5L X42*, à savoir :

- Une étude mécanique de dureté afin de juger l'état de la pièce à la réception.
- Une étude microscopique afin de suivre le mécanisme du phénomène de corrosion de l'acier dans un milieu corrosif.
- Des essais gravimétriques sont réalisés afin de quantifier la perte de masse due à la corrosion.
- Des tests électrochimiques stationnaires à l'abandon et par courbes de polarisation sont réalisés afin d'extraire les paramètres électrochimiques de l'acier.

IV.2 Essai mécanique de micro-dureté :

La figure 22 montre les endroits de prise de mesure de dureté (*HV*) sur les différents échantillons testés. Les forces d'essai utilisées dans l'essai Vickers de micro-dureté sont la plupart du temps inférieures à 10N, Dans notre cas nous avons utilisé une force moyenne de $F=9N$. les valeurs des micro-dureté de Vickers sont calculé à partir de la relation (III. 1).

Le choix des endroits de prise de mesure repose sur les critères de Vickers à savoir :

- L'épaisseur de l'échantillon doit être 1,5 fois supérieure à la diagonale $d = 0.09mm$
- Pour différents essais mécaniques de micro-dureté, la distance entre les empreintes laissées sur la surface de l'échantillon doit être d'environ 2,5 fois supérieure à la diagonale, d. c'est-à-dire supérieure à $0.25 mm$.
- La valeur de la résistance obtenue en unité $HV [kg_f \cdot mm^{-2}]$ (Hardness of Vickers) est alors transformé en MPa par l'abaque en **annexe C**.

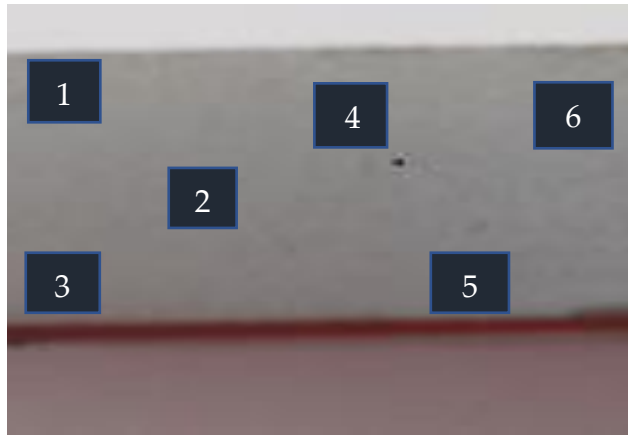


Figure 22: Les endroits de prise des mesures de dureté (HV) sur les échantillons d'acier API 5L X42

Les résultats obtenus de ses essais sont présentés dans le tableau 11 :

Tableau 11 : Résultats de la dureté sur les échantillons d'acier API 5L X42

Position	1	2	3	4	5	6
HV [$Kg_f mm^{-2}$]	161,2	158,9	165,2	159,8	162,2	164,6
Résistance Mpa	510	500	530	510	520	520

Ces mesures à différents endroits nous indiquent que l'échantillon est homogène puisque les valeurs sont approximativement proches.

La valeur moyenne de la dureté est de :

$$R_m = 515 MPa$$

Cette valeur répond aux exigences de la spécification API 5L qui exige une marge de résistance entre 415MPa – 655 MPa. Nous pouvons conclure que l'acier est en bonne condition mécanique.

IV.3 Etude microscopique :

Nous avons réalisé des essais d'immersion de notre échantillon de pipeline (Acier API 5L X42) usinés et prétraités au laboratoire. La pièce a été testé en immersion totale dans un milieu de **HCl 1M**, un milieu considéré comme très corrosif puisqu'il contient à la fois des ions de H^+ et Cl^- .

Le suivi de l'état de l'acier X42 par microscope optique et microscope électronique à balayage à des instants t d'immersion nous a permis de déduire le mécanisme et d'interpréter l'évolution au cours du temps de la corrosion.

En effet l'observation nous a permis de constater que l'acier est soumis à 2 types de corrosion notamment :

- La corrosion par piqûration
- La corrosion intergranulaire

IV.3.1 La corrosion par piqûration :

Lors de l'expérience et dès les premières observations des piqûrations ont été aperçues dans l'acier X42 d'une manière indépendante de la corrosion intergranulaire, cette piqûration est extrêmement localisée à des endroits aléatoires et non de manière uniforme le long de la pièce. Elle se caractérise par des petits trous microscopiques dans le métal qui peuvent progresser très rapidement en profondeur alors que le reste de la surface reste indemne. Le développement de la piqure affecte la partie de l'acier en la rendant plus anodique suite aux regroupements de concentration locale excessive d'ions corrosifs spécifiquement les ions chlorures qui sont un des principaux facteurs déclencheurs de ce type de corrosion.

Les microstructures présentées dans les figures 23 et 24 montrent les piqûrations dans l'acier de nuance API 5L X42 visionné par le microscope optique et par le MEB respectivement.



Figure 23 : Piqûration dans l'acier X42 visionné par microscope optique.

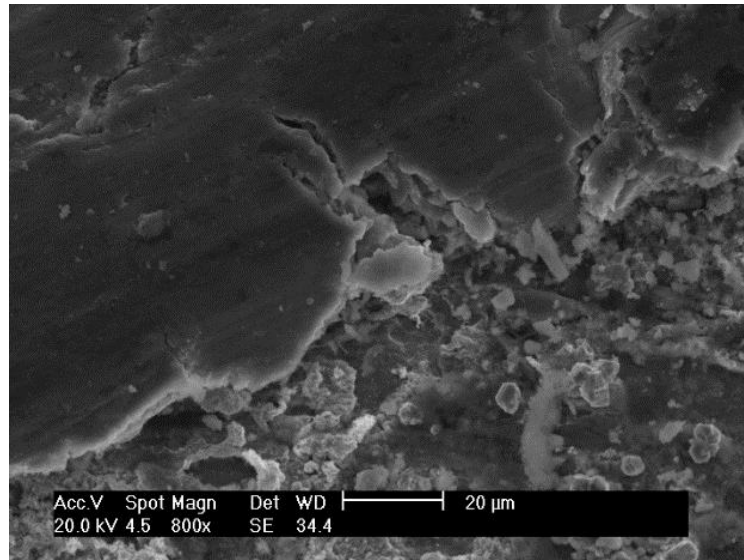


Figure 24 : Piqûration dans l'acier X42 visionné par MEB.

Cependant nous avons pu remarquer dans un même acier et à différentes zones que le cas de corrosion intergranulaire est couplé aux phénomènes de piqûration. Des piqûres se développent le long du sillon fin et s'étendent sur toute la profondeur reproduisant ainsi d'autre sillon fin synonyme de début d'une autre phase de corrosion intergranulaire.

IV.3.2 La corrosion intergranulaire :

Nous avons constaté une apparition de corrosion intergranulaire qui peut être divisée en 5 étapes :

1. **La première étape** consiste en la formation en quelques heures d'un **sillon profond très fin** : de profondeur sur quelques dizaines de nanomètres d'épaisseur (Figure 25). Les dimensions de ce défaut le relie à la microstructure de l'alliage : joint de grains, précipitation intergranulaire, zone dénudée ...

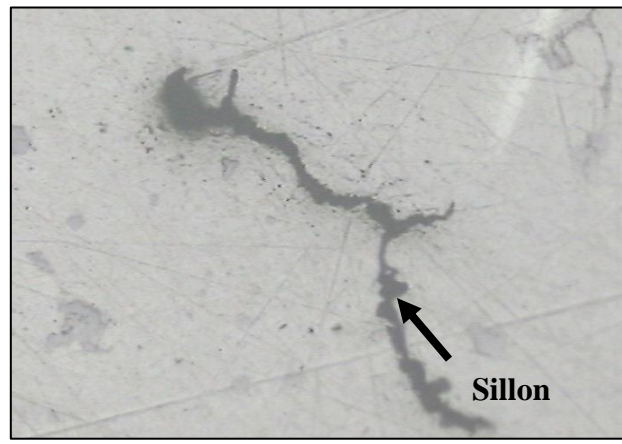


Figure 25 : Formation en quelques heures d'un sillon fin

2. Dans la **deuxième étape** (53 h d'immersion, figure 26), le **sillon s'épaissit** sans toutefois progresser en profondeur : quelques centaines de nanomètres à quelques micromètres d'épaisseur.

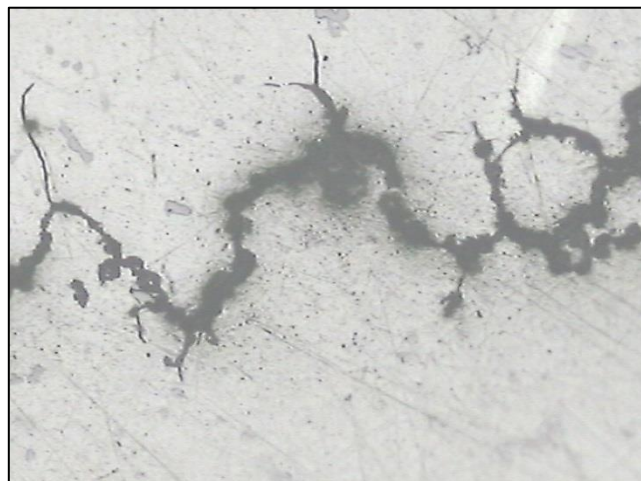


Figure 26 : Progression du sillon en largeur t=53h.

3. Dans la **3^{ème} étape** : La dissolution va ensuite se développer de façon hétérogène le long du sillon. L'élargissement du sillon ne commence pas systématiquement à partir de la surface mais n'importe où sur le sillon fin. Les zones épaissies peuvent être corrélées avec la présence de particules intermétalliques. A ce stade, le défaut de corrosion intergranulaire est couplé aux phénomènes de piqûration. Des piqûres se développent le long du sillon fin. Comme dans l'étape précédente, la profondeur n'augmente pas de façon significative.
4. **4^{ème} étape** : Après quelques centaines d'heures, le défaut devient « macroscopique » : quelques dizaines voire quelques centaines de micromètres

(Figure 27) et s'étend latéralement sur plusieurs grains. Les « piqûres » se sont développées et ont coalescé dans les 3 dimensions par dissolution anodique des particules intermétalliques en volume ou par dissolution de la matrice, formant ainsi une « piqûre » sévère. Le défaut n'a toujours pas progressé en profondeur. Le terme de « piqûre » employé dans la suite désigne le défaut macroscopique en arrière du sillon fin. Il résulte aussi bien de la dissolution anodique des particules intermétalliques que de la dissolution localisée de la matrice.

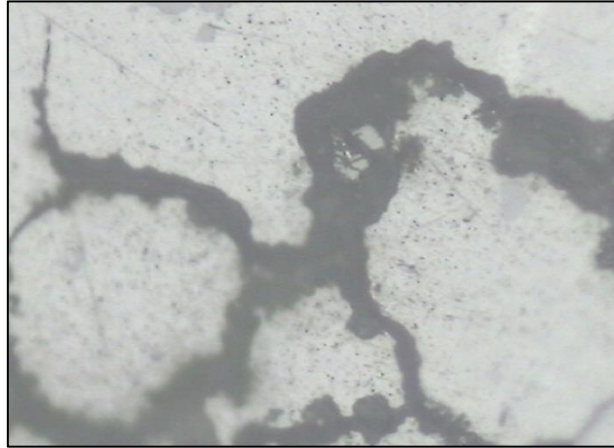


Figure 27 : Développement du défaut au niveau macroscopique et apparition de piqûration a $t=100h$

5. **Dans la dernière étape**, la piqûre sévère s'étend sur toute la profondeur du sillon initial de corrosion intergranulaire. Elle s'est développée latéralement, figure 28, permettant ainsi le renouvellement du milieu. Un sillon de corrosion intergranulaire fin et profond peut à nouveau se développer en avant de la piqûre sévère, reproduisant l'étape 1.

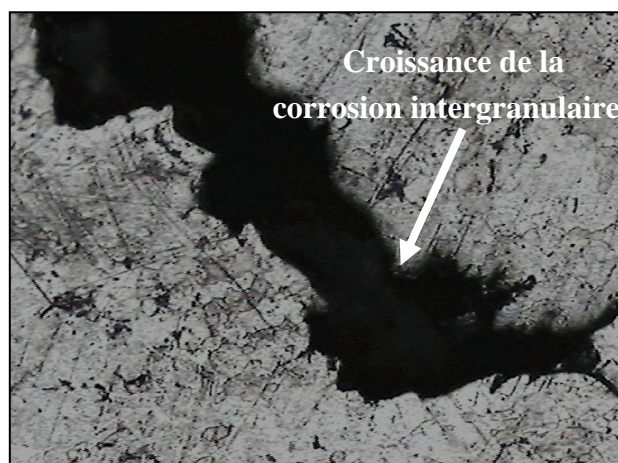


Figure 28 : Développement de la corrosion intergranulaire en profondeur.

Pour des durées d'immersion très longues, la corrosion intergranulaire peut s'étendre latéralement à plusieurs grains (Figure 29).

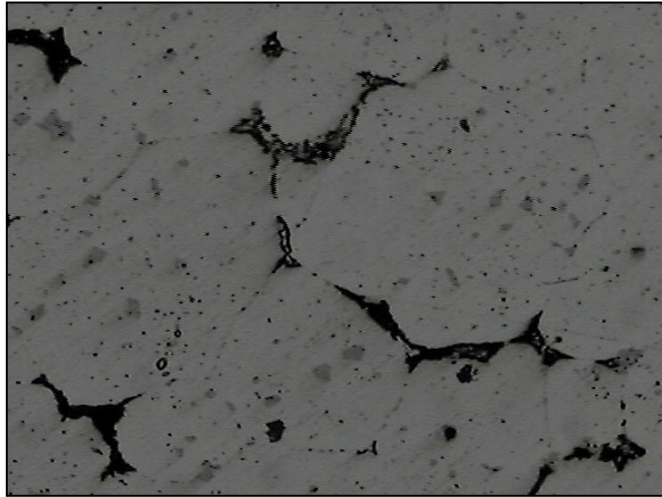


Figure 29 : Propagation de la corrosion intergranulaire latéralement sur plusieurs grains.

Dans le sens long, l'arrêt de la corrosion intergranulaire correspondrait alors à la fin du grain et à la difficulté de changer de joint de grains ou alors à la division de ce sillon entre plusieurs joints de grains. Deux hypothèses peuvent être formulées : soit la corrosion intergranulaire s'arrête car les grains voisins ne sont pas de bons candidats du point de vue de l'orientation cristallographique, le sillon va alors s'élargir sans progresser en profondeur. Soit elle donne l'impression de ralentir car elle se partage entre plusieurs joints de grains.

La **formation d'un milieu confiné** avec un appauvrissement en oxygène peut être à l'origine du ralentissement de la corrosion intergranulaire.

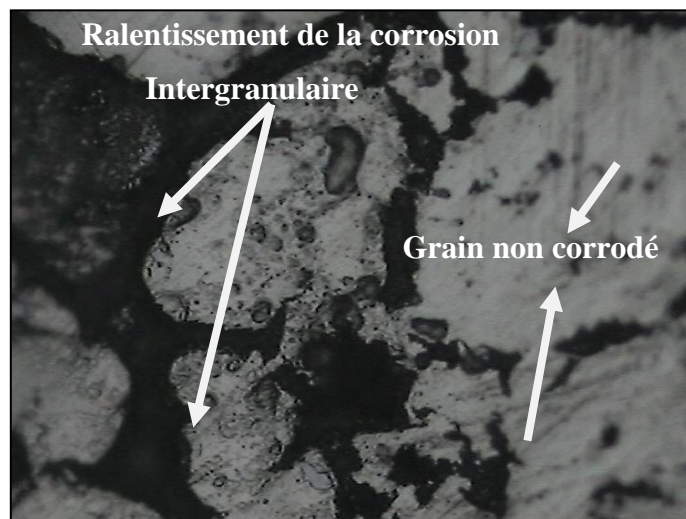


Figure 30 : Ralentissement de la corrosion intergranulaire de l'alliage à $t = 300h$

Nous avons observé que la corrosion intergranulaire s'étend sur plusieurs grains en profondeur à $t = 300\text{min}$, la microstructure n'est donc pas une barrière infranchissable (Figure 31).

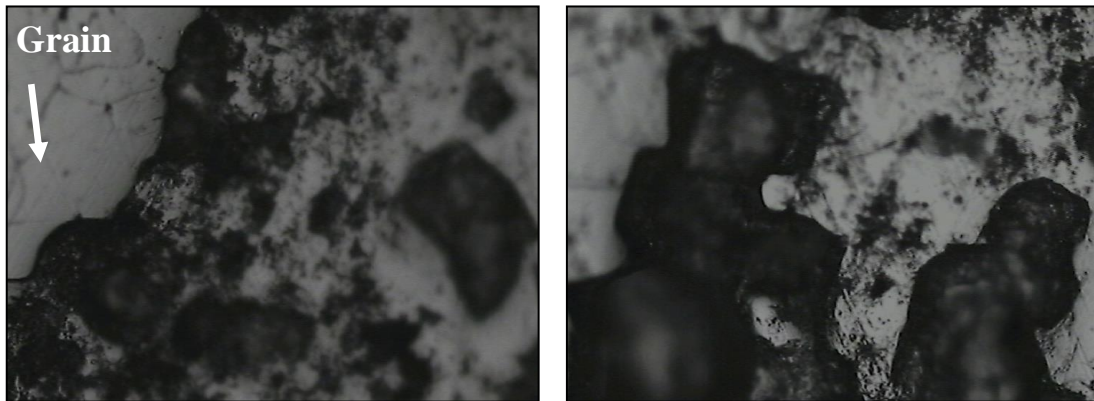


Figure 31 : Etatement la corrosion intergranulaire sur plusieurs grains

IV.3.3 Interprétation chimique du phénomène :

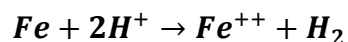
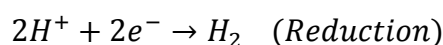
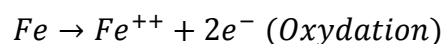
La corrosion intergranulaire et par piqûration est résultat d'une interaction chimique entre le milieu extérieur HCl et la surface métallique (Acier) qui met en jeu un échange d'ions suivant des équations précises définit ci-dessous :

- **Équation de l'hydrogène :**

Le HCl ne contient pas d'oxygène. Mais contient en revanche des ions H^+ dont la concentration définit le pH :

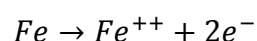
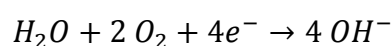
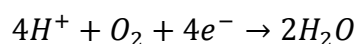


Le fer, en présence d'un électrolyte, va se dissoudre sous la forme d'un ion positif Fe^{++} et libérer 2 électrons.

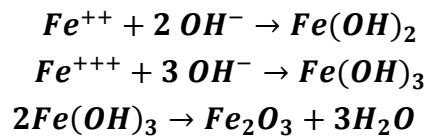


La corrosion se traduit par une circulation d'électrons. Le métal qui cède des électrons constitue l'anode, les ions H^+ qui absorbent les électrons constituent la cathode. Cette fois, le Fe continue à se dissoudre en Fe^{2+} .

Cette opération se renforce en présence de l'oxygéné en formant de l'eau H_2O avec l'hydrogène en solution :

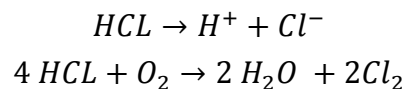


Ceux-ci vont se combiner avec les Fe^{2+} et Fe^{3+} pour former des hydroxydes ferreux et ferriques. Qui se transforme spontanément en oxyde de fer III hydraté qu'on appelle couramment **la rouille**.

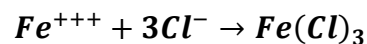
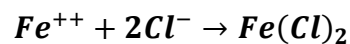
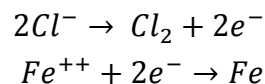


- **Équation du chlore :**

L'action du chlore sur les métaux ou sur leurs couches d'oxydes protecteurs dans une atmosphère oxydante est appelée oxydation active. Le chlore est le moteur de cette oxydation, il pénètre la couche d'oxydes via les fissures, les pores, les défauts... jusqu'à l'interface métal/oxyde. Dans cette région, la pression en oxygène est suffisamment faible pour qu'une couche de chlorures métalliques (issus de la réaction entre le métal et le dichlore) soit stable.



Le dichlore étant volatil, une partie va s'évaporer et diffuser jusqu'à l'interface oxyde/gaz, entraînant une perte d'adhérence et une dégradation (craquements, porosité...) de la couche d'oxydes.



IV.3.4 Conclusion :

Les résultats de l'expérience nous ont permis de déduire que la corrosion par piqûration et la corrosion intergranulaire sont très fréquentes sur ce type d'acier (API 5L X42), aussi d'observer les étapes de formation de la corrosion intergranulaire par microscope.

On constate que la corrosion se manifeste au niveau macroscopique a une certaine d'heure de l'expérience donc c'est un phénomène qui se déroule majoritairement au niveau microscopique et le suivit des étapes de ce dernier nécessite le microscope.

Le développement de la corrosion intergranulaire en profondeur et en largeur est un phénomène qu'on ne peut pas prédire, c'est à dire qu'on ne peut pas estimer quel grain de l'acier va subir la corrosion et dans quel sens cette dernière va se propager.

La corrosion par piqûration est un phénomène qui affecte les structures les plus résistantes et qui est influencé par la corrosion intergranulaire, de plus c'est un phénomène qui accroît en profondeur d'une manière aléatoire et brusque.

IV.4 Etude gravimétrique :

Dans cette étude, nous avons effectué trois essais gravimétriques sur l'échantillon d'acier API 5L X42 plongé totalement dans la solution de sol préparé. Des prises de poids à des instants t nous a permis de calculer la perte de poids et déduire la vitesse de corrosion selon l'équation (III.2) .

Les images, figures : 32, 33, 34, 35, 36 et 37 montrent l'état des échantillons avant et après immersion pendant 5400min (4 jours) tel qu'on peut remarquer l'apparition de la couleur orange sur la surface de l'acier ce qui indique la présence de l'oxyde de fer III hydraté « $Fe_2(O)_3$ » (la rouille) qui est le résultat de la corrosion de l'acier.



Figure 32 : Image de l'échantillon n°1 à $t = 0$ avant immersion.

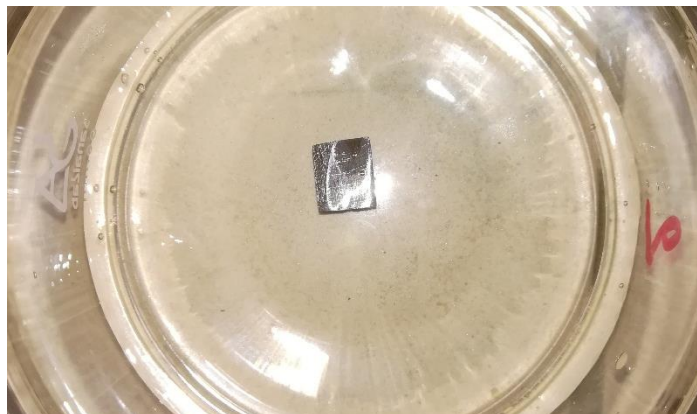


Figure 33 : Image de l'échantillon n°2 à $t = 0$ avant immersion.



Figure 34 : Image de l'échantillon n°3 à $t=0$ avant immersion.

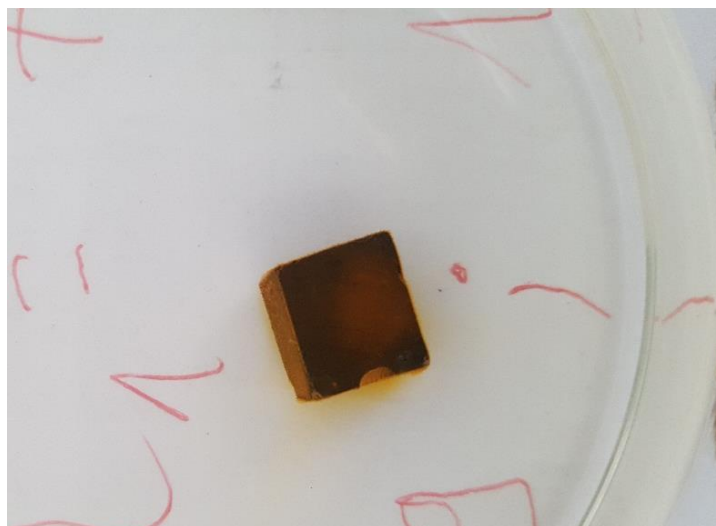


Figure 35 : Image de l'échantillon n°1 à $t = 5400min$, après immersion.

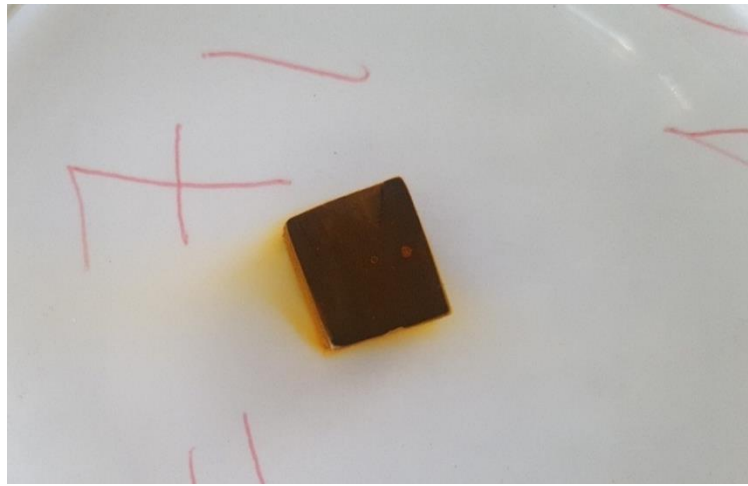


Figure 36 : Image de l'échantillon n°2 à $t = 5400min$, après immersion.

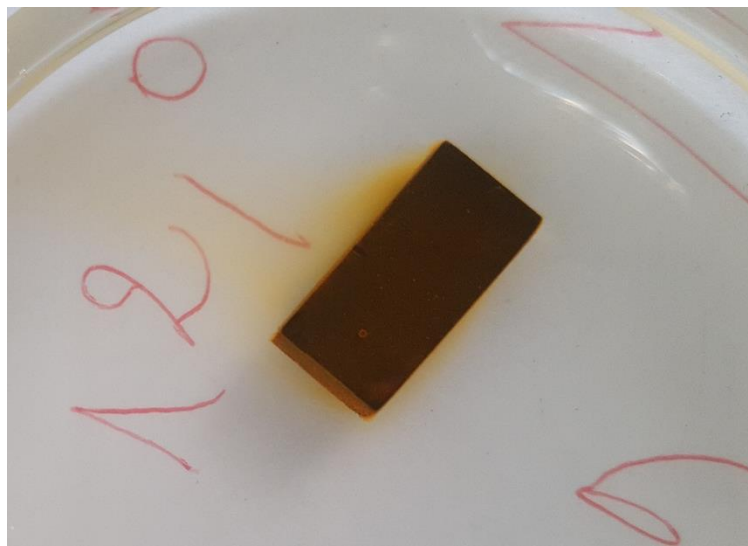


Figure 37 : Image de l'échantillon n°3 à $t = 5400min$, après immersion.

Le tableau 12 regroupe les valeurs de perte de poids et des vitesses de corrosion pour chaque échantillon.

Tableau 12 : Résultat des tests gravimétriques sur les différents échantillons

Échantillon	Surface cm^2	$m1 [g]$ $t1 = 0$	$m2 [g]$ $t2 = 22h$ $= 13200min$	$m3 [g]$ $t3 = 90h$ $= 5400min$	Perte de poids [g] $\Delta m(t1 - t3)$	Perte de poids $mg cm^{-2}min^{-1}$
1	5,8	7.8578	7.8568	7.8533	4.5×10^{-3}	1.44×10^{-4}
2	6.18	7.7293	7.7281	7.7248	4.5×10^{-3}	1.44×10^{-4}
3	8.2	12.0377	12.0366	12.017	6×10^{-3}	1.35×10^{-4}

La valeur moyenne de la perte de poids est :

$$V = \frac{V_1 + V_2 + V_3}{3} = \frac{(1.44 + 1.35 + 1.35) \times 10^{-4}}{3}$$

$$V = 1.38 \times 10^{-4} \text{ mg cm}^{-2}\text{min}^{-1}$$

La connaissance de l'épaisseur des échantillons et de leurs pertes de poids nous permet de calculer la vitesse de corrosion en mm ans^{-1} selon les relations :

$$\text{perte d'épaisseur} [\text{mm ans}^{-1}] = \frac{\text{perte de poids} \times \text{épaisseur de l'échantillon}}{\text{poids de l'échantillon}}$$

Les résultats sont reportés sur le tableau 13.

Tableau 13 : Calcul de la perte d'épaisseur

Echantillon	$m1$ [g] $t1 = 0$	$m2$ [g] $t2 = 22h$ $= 13200min$	$m3$ [g] $t3 = 90h$ $= 5400min$	Perte de poids [g] $\Delta m(t1 - t3)$	Perte d'épaisseur [mm ans^{-1}]
1	7.8578	7.8568	7.8533	4.5×10^{-3}	0.5574
2	7.7293	7.7281	7.7248	4.5×10^{-3}	0.5574
3	12.0377	12.0366	12.017	6×10^{-3}	0.597

La valeur moyenne de la vitesse de corrosion V_{corr} :

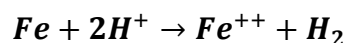
$$V_{corr} = \frac{V_1 + V_2 + V_3}{3} = \frac{(0.5574 + 0.5574 + 0.597)}{3}$$

$$V_{corr} = 0.5706 \text{ mm ans}^{-1}$$

Mécanisme de la corrosion :

Le phénomène de corrosion se définit par des réactions électrochimiques la plus importante est sans doute le transfert de charge, c'est-à-dire le passage du courant à travers l'interface électrolyte/électrode. La corrosion se traduit par la transformation du fer dans l'acier en ions de Fe^{++} solution en solution par un oxydant notamment les ions d'hydrogène H^+ dans l'électrolyte.

Les ions H^+ dans la solution arrivent à la surface de l'électrode soit par diffusion, soit par migration (par exemple par un champ électrique) puis sont adsorbée à l'interface. Elle échange des électrons avec le fer par une réaction d'oxydo-réduction. Selon la réaction suivante :



Les ions de Fe^{++} quittent ensuite la surface et diffusent vers la solution qui contient différents ions. La corrosion de l'acier est influencée par les ions en solution, le pH du milieu, et la présence d'oxygène et de H_2O . La figure 38 illustre le mécanisme de la corrosion du fer dans une solution corrosive contenant l'hydrogène.

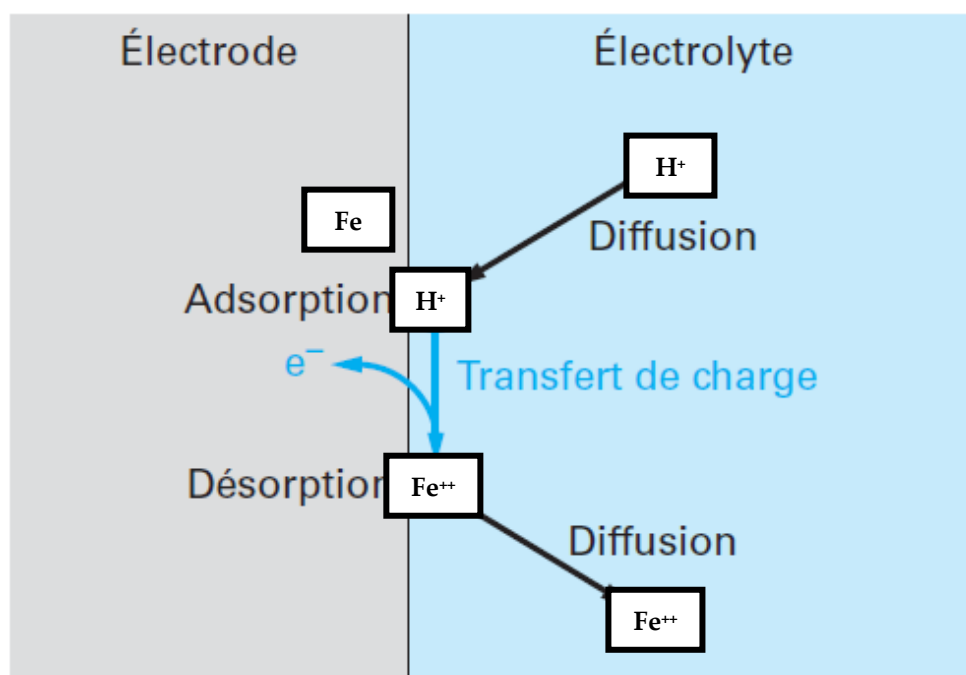
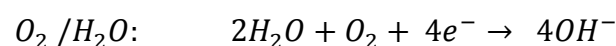
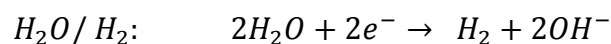
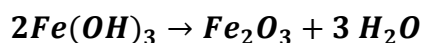


Figure 38 : Illustration du mécanisme de la corrosion

Dans les milieux neutre et basique l'eau a tendance à se décomposer selon les réactions suivantes :



Les ions Fe^{++} réagissent avec les hydroxydes OH^- et l'oxygène O_2 formant la rouille, une substance de couleur brun-rouge selon les équations :

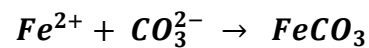


La présence de chlorure de sodium dans la solution accélère considérablement la corrosion, d'une part à cause de la conductivité importante de la solution, d'autre part à cause d'un rôle spécifique de l'ion chlorure dans la cinétique de corrosion.

Les sulfures aussi présents et le dioxyde de soufre, à forte teneur, conduit à la formation de composés fondus (sulfates...) qui accélèrent la corrosion en formant des composés comme le sulfate de fer $Fe_2(SO_4)_3$ et les sulfures ferreux FeS .

Il est à noter les éventuels produits de corrosion dans lesquelles les cations de fer peuvent intervenir notamment dans la formation des produits tel que le carbonate

ferreux $FeCO_3$ qui résulte de la présence des carbonates issues de la décomposition du bicarbonate de sodium $NaHCO_3$.



IV.5 Etude électrochimique :

IV.5.1 Evaluation du potentiel à l'abandon :

Nous avons réalisé deux tests de corrosion à l'abandon dans la solution de sol, en respectant les procédures de la préparation des échantillons (polissage-acetone-rincage). Les résultats illustrés dans la figure 39, indiquent une diminution considérable du potentiel de l'acier à l'abandon E , et cela pendant les premières trente minutes, pour atteindre des valeurs stables considérées comme le potentiel de corrosion de l'acier E_{corr} entre $-654mV$ et $-675 mV$, et cela après un temps de contact de plus de 2h.

Cette durée représente le temps de stabilisation de l'électrode dans son milieu, un temps nécessaire à respecter lors des essais électrochimiques. Il est à noter aussi que le potentiel de l'acier varie vers les potentiels les plus anodiques par rapport à l'électrode de référence.

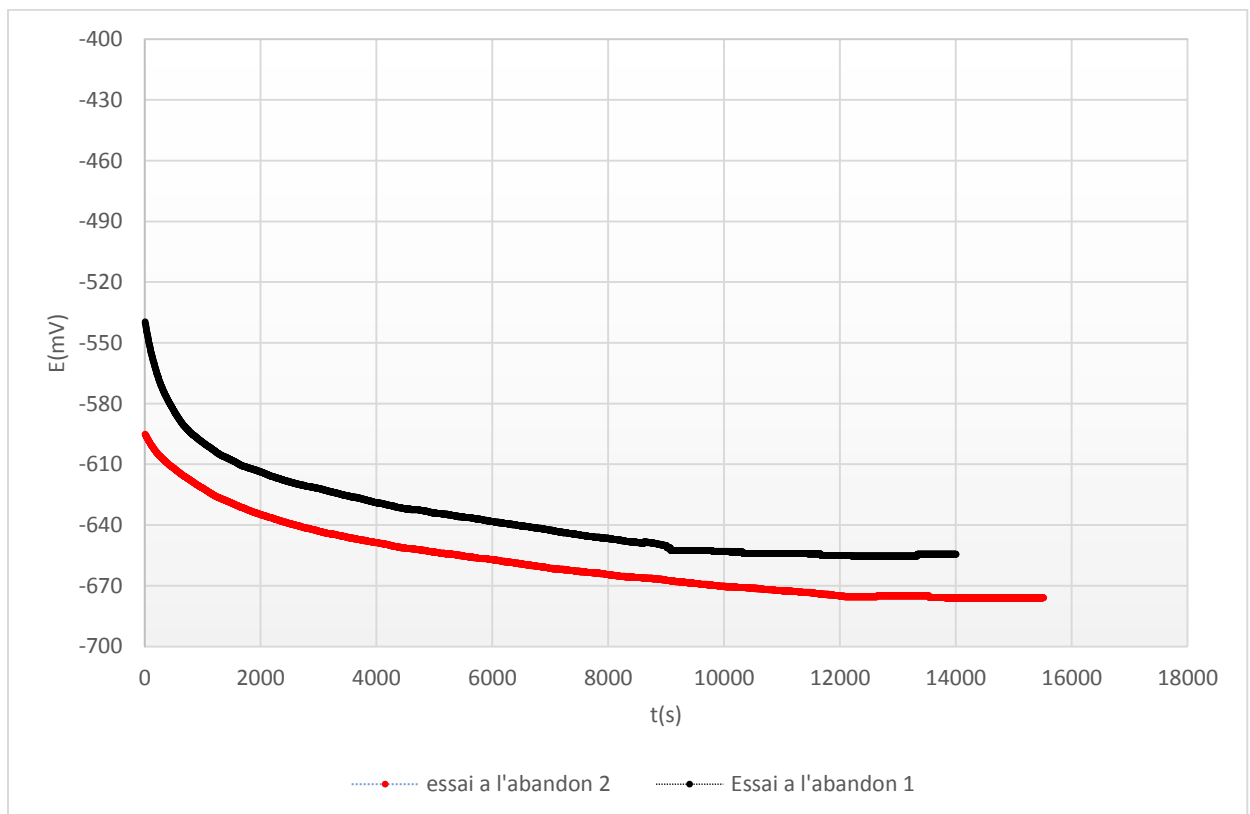


Figure 39: Evolution du potentiel à l'abandon de l'acier API 5L X42 dans la solution de sol algérien (superposition)

D'après ces courbes, nous remarquons que le potentiel de l'acier varie vers les potentiels les plus anodique par rapport à l'électrode de référence. Le potentiel chute d'une manière exponentielle et atteint sa stabilité après 2h. Cette durée représente le temps de stabilisation de l'électrode dans son milieu, un temps nécessaire à respecter lors des essais électrochimiques.

L'allure décroissante des courbes, nous indique que l'acier étudié dans la solution de sol va subir une corrosion au fil du temps et se dégrader. Cette indication n'est qu'une première information sur le comportement de l'acier dans son milieu, et doit être confirmé à travers les essais électrochimiques de corrosion.

IV.5.2 Les courbes de polarisations :

Nous avons réalisé différents essais de polarisation sur l'acier *API 5L X42* en variant les paramètres (température, *pH*) en simulant les conditions climatiques de l'environnement de la canalisation et cela dans une solution de sol préparé en laboratoire. Ces essais vont nous permettre de faire ressortir les paramètres électrochimiques de corrosion à savoir : courant de corrosion I_{corr} , potentiel de corrosion E_{corr} , pentes de TAFEL β_a et β_c , et ce afin de calculer les vitesses de corrosion V_{corr} .

Les courbes de polarisation de l'acier *API 5L X42* à différentes températures 15, 25 et 40°C, en milieu de sol simulé, sont reportées sur la figure 40.

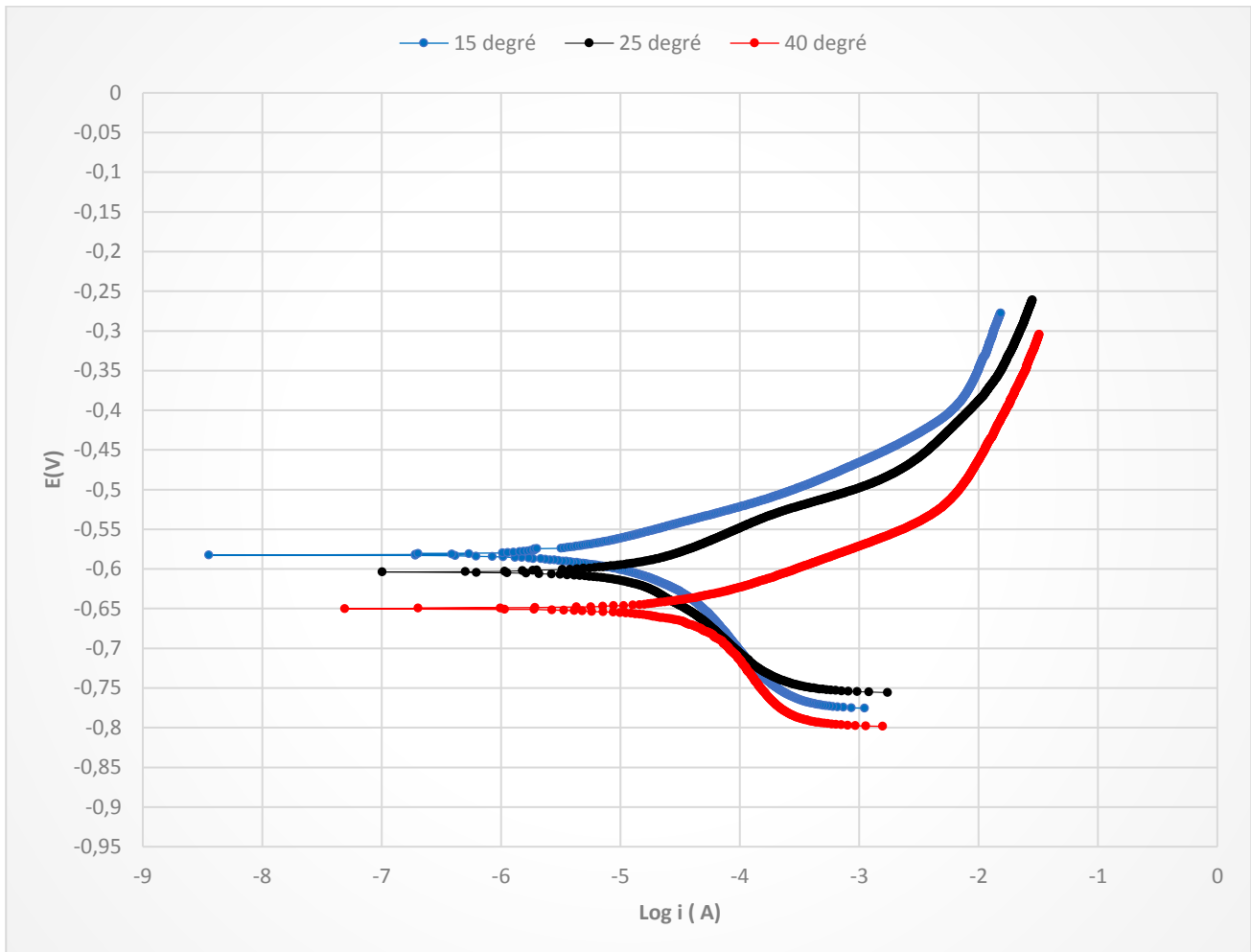


Figure 40 : Courbes de polarisations de l'acier API 5L X42 dans la solution de sol à différentes températures (15°, 25°, 40° C).

Au vu des résultats obtenus, nous pouvons remarquer que pour un potentiel donné, l'augmentation de température se traduit systématiquement par une augmentation des densités de courants. Et puisque le courant de corrosion est une fonction directe de la vitesse de corrosion (équation III. 18), on peut dire que la chaleur joue un rôle accélérateur envers la vitesse de corrosion de l'acier.

De plus nous remarquons que le potentiel de corrosion de l'acier E_{corr} diminue vers des valeurs plus anodiques en fonction de l'élévation de la température. Ce qui veut dire qu'il est plus susceptible de se corroder à des températures élevées.

L'exploitation des courbes de la figure 40 nous a permis de faire ressortir les paramètres électrochimiques de la corrosion de l'acier dans le sol à différentes températures et qui sont donnés dans le tableau 14.

Tableau 14: Les paramètres électrochimiques pour différentes températures de l'acier API 5LX42 dans le sol.

T [$^{\circ}\text{C}$]	E_{corr} [mV]	I_{corr} [μA]	β_a [mV]	β_c [mV]	R_p [$\Omega\text{ cm}^{-2}$]	V_{corr} [mm ans^{-1}]
15	-576.728	14.406	58.684	145.899	1261,44	0.333
25	-599.373	17.829	57.517	142.773	998,53	0.413
40	-650.766	49.497	62.44	197.432	416,15	1.147

Nous constatons que la vitesse de corrosion V_{corr} croit avec l'augmentation de la température jusqu'à atteindre une vitesse de 1.147 mm ans^{-1} à 40°C . Nous avons observé au cours de nos essais la présence de précipités provenant de la dissolution du métal dans la cellule électrochimique particulièrement à la température de 40°C (figure 41). Ces observations confirment que la température est un paramètre qui favorise le phénomène de corrosion de l'acier. Cette influence est donc due à une agitation thermique au niveau moléculaire, un phénomène microscopique accélérateur de la cinétique de la réaction d'échange d'électron entre le métal et la solution.

L'augmentation de la chaleur est à l'origine de l'accélération de la cinétique des réactions d'oxydo-réduction du fer c'est à dire que l'échange d'électrons à l'interface de l'électrode de travail et de la contre électrode deviens plus rapide, ceci mène à une augmentation de la densité de courant [24].

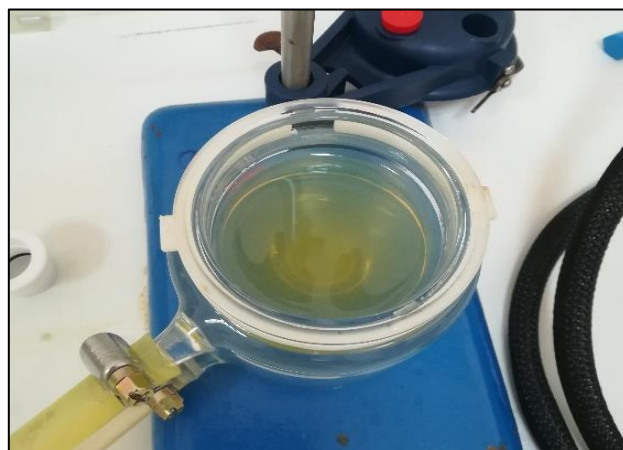


Figure 41 : Précipitation du métal dans la cellule électrochimique.

L'exploitation des courbes de polarisations nous a permis de déterminer la vitesse de corrosion à différentes températures. Elle est de $0.413 \text{ mm ans}^{-1}$ à 25°C , une valeur proche de celle déterminée par des essais gravimétriques ($0.5706 \text{ mm ans}^{-1}$).

Cette vitesse de corrosion nous permettra de déterminer de manière approximative la durée de vie d'une canalisation en acier soumise à une dégradation par corrosion.

L'épaisseur du pipeline utilisé pour le transport des hydrocarbures est de 12.7 mm , et en se basant sur la valeur de la vitesse de corrosion à 25°C , nous pouvons estimer la durée dans laquelle la corrosion affecte en profondeur la totalité cette épaisseur (Equation (IV.1)):

$$t = \frac{\text{épaisseur du pipe (mm)}}{V_{corr} \left(\frac{\text{mm}}{\text{ans}}\right)} \dots \dots \dots (IV.1)$$

$$t = \frac{12.7}{0.413}$$

Soit : $t = 31 \text{ ans}$

Cette durée n'est qu'une estimation préliminaire, d'où la nécessité d'effectuer une étude plus approfondie avec l'utilisation des modèles probabilistes et de fixer d'une manière professionnelle le temps de design d'un tel projet qui est le réseau de transport des HC par canalisation.

IV.5.3 Résistance de polarisation R_p :

La détermination de la résistance de polarisation de l'acier permet d'évaluer l'état de la corrosion de l'acier (acier passif, vitesse de corrosion faible à modérée, élevée...) en exploitant le graph $E = f(I)$.

La figure 42, montre l'évolution du potentiel en fonction de l'intensité de courant à différentes températures ($15, 25, 40^\circ\text{C}$).

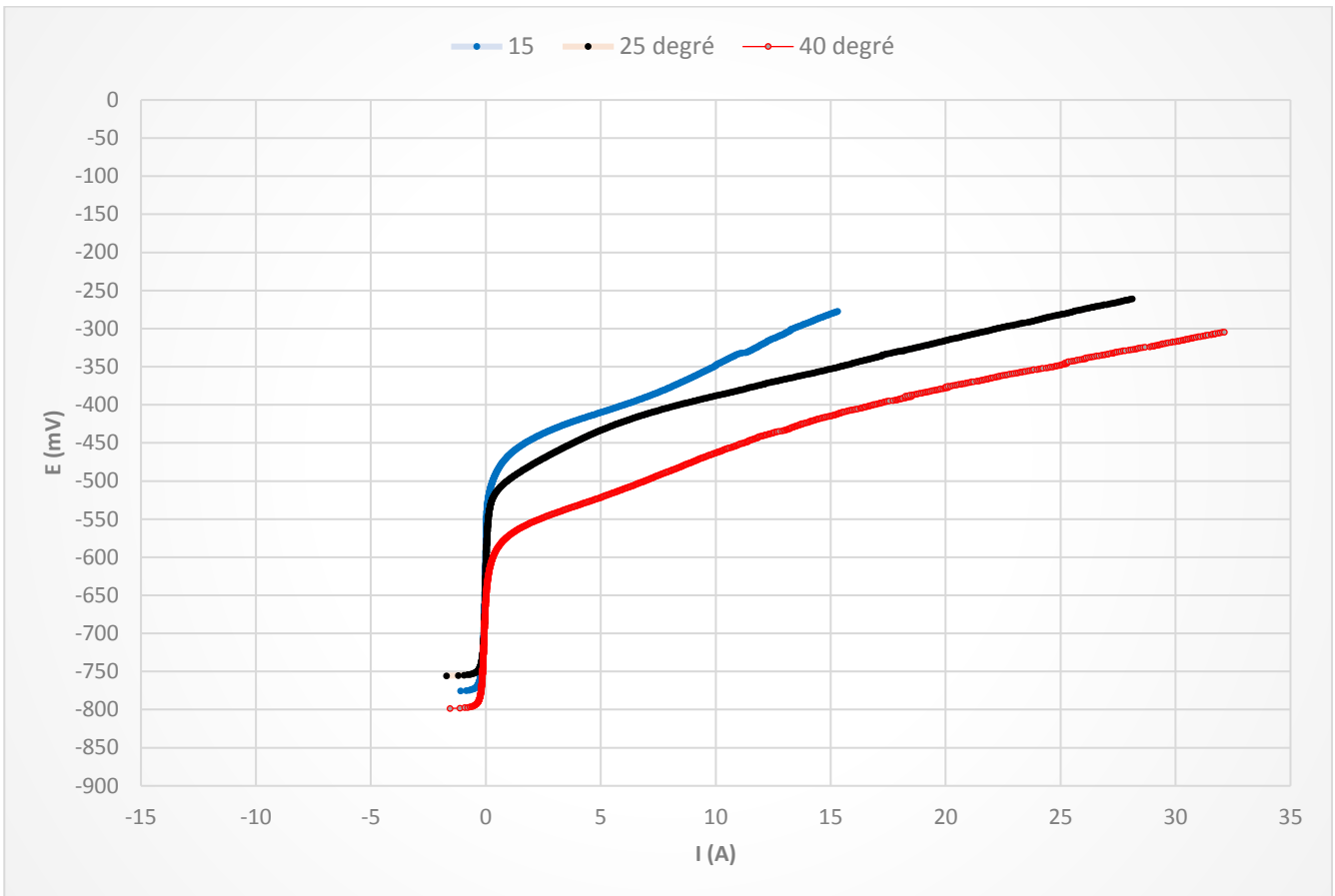


Figure 42: Courbe $E=f(i)$ de l'acier API 5L X42 à différentes températures (15,25, 40°C)

Le calcul de la pente des droites $E = f(I)$ au point $I = 0$ permet de déterminer la résistance de polarisation R_p selon l'équation (III. 19), et de la comparer à la méthode de calcul mathématique par les droites de TAFEL selon l'équation (III. 20).

Le résultat des calculs est présenté dans le tableau 15.

Tableau 15 : Calcul de la résistance de polarisation à différentes températures.

Température [°C]	R_p [Ω]	I_{corr} (μA)
15	1211	17.945
25	940.692	23.109
40	418.028	52.004

Nous remarquons une diminution progressive des valeurs de la résistance de polarisation avec l'augmentation de la température, cependant comme le courant de corrosion est une fonction inverse de la résistance de polarisation $R_p = f\left(\frac{1}{I_{corr}}\right)$ (équation III. 20) ce dernier augmente.

Le tableau 16 illustre les résultats donnés par Miller et al [25], il représente une interprétation de la relation entre la valeur de la résistance de polarisation R_p et la vitesse de corrosion (acier passif, vitesse de corrosion faible à modérée, élevée...).

Tableau 16: Relation entre la résistance de polarisation R_p et la vitesse de corrosion

Vitesse de corrosion	Résistance de Polarisation R_p [$K\Omega$]	Courant de corrosion I_{corr} (μA)
Etat Passif	> 250	< 0,2
Faible/modérée	250 – 25	0,2 – 1
Elevée	25 – 2,5	1 – 10
Très élevée	< 2,5	> 10

Nous remarquons que les valeurs des résistances de polarisation R_p calculées sont inférieures à $2.5 K\Omega$, et que le courant de corrosion est supérieur à la valeur de $10 \mu A$, cela correspond selon le tableau 16 à une vitesse de corrosion très élevée. Ainsi le phénomène de corrosion se développe d'une manière rapide sur notre échantillon d'acier API 5L X42 plongé dans la solution de sol.

IV.6 Effet du pH :

La vitesse de corrosion dépend des conditions climatiques (pH , température...) de l'environnement de la canalisation, il est nécessaire de comprendre le comportement du pipeline dans un environnement agressif tel qu'un milieu de sol a pH acide. Une situation qui peut se présenter suite à un déversement accidentel de produits chimiques toxiques, des pluies acides et autres phénomènes dangereux.

Nous avons réalisé des essais de courbe de polarisation sur l'acier API 5L X42 en variant le pH dans une solution d'acide chlorhydrique HCl afin d'étudier l'influence du pH sur le comportement de l'acier API 5L X42. Les résultats de ces essais sont illustrés dans la figure 43, et les calculs des paramètres électrochimiques dans le tableau 17.

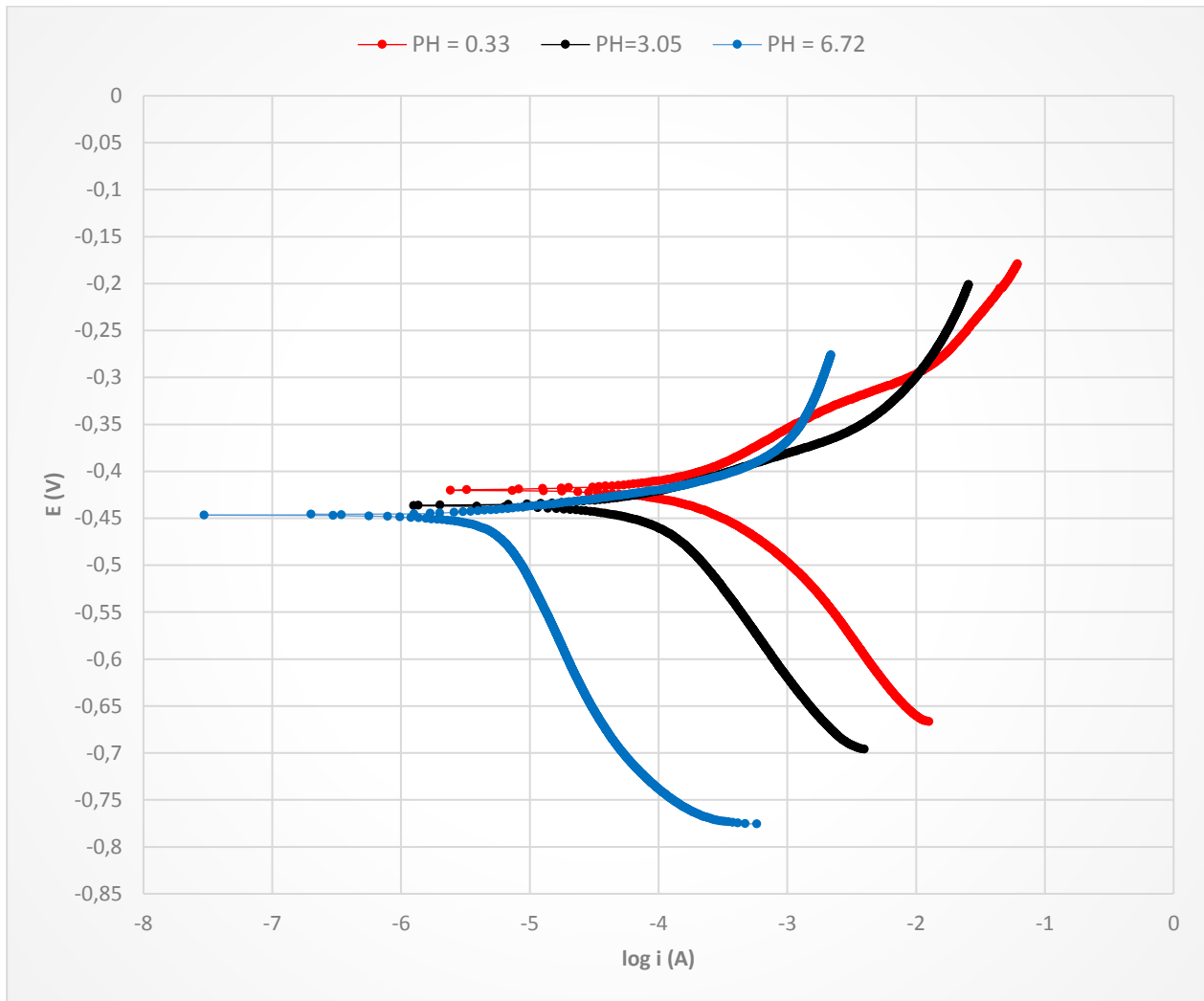


Figure 43 : Courbes de polarisations de l'acier API 5L X42 dans la solution de HCl à différents pH.

Tableau 17 : Les paramètres électrochimiques de l'acier API 5L X42 dans le sol à différents pH.

pH	E_{corr} [mV]	I_{corr} [μA]	Ba [mV]	Bc [mV]	Rp	V_{corr}
6.72	-446.523	5.338	22.039	262.676	9748,40	0,124
3.05	-437.047	69.936	41.903	179.819	781,21	1,621
0.33	-437.162	476.784	98.145	164.002	127,97	11,051

Contrairement au potentiel de corrosion E_{corr} , qui ne varie que légèrement avec le pH en milieu acide, le courant de corrosion I_{corr} est une fonction forte du pH. La figure 43, montre la variation de la densité de courant de corrosion dans une solution de HCl en fonction du pH. Le courant de corrosion est relativement élevé des milieux acides

contrairement aux milieux neutres. Cette dépendance du courant de corrosion sur le pH se confirme par les données du tableau 17.

En effet K.G Boto et al [26], ont constaté que dans les solutions acides, à une gamme de pH 4-6 la corrosion de l'acier est contrôlée par diffusion d'oxygène.

À des valeurs de pH plus élevées, de l'hydroxyde de fer s'accumule à la surface et la réaction n'est plus contrôlée par diffusion d'oxygène. En conséquence, le courant de corrosion diminue à des valeurs beaucoup plus petites à $pH > 6$.

Les essais sur l'effet du pH et de la température montrent que le potentiel de corrosion de l'acier E_{corr} dépend d'autres facteurs, ceci nous mène à déduire que la connaissance de la variation de potentiel de corrosion E_{corr} n'est pas un indicateur précis du phénomène de corrosion, elle est insuffisante pour déterminer le sens dans lequel évolue le phénomène de corrosion, il est indispensable de mesurer parallèlement la valeur de l'intensité de courant de corrosion qui est un facteur important du calcul du taux de corrosion.

CHAPITRE V :

**Estimation de la durée de vie du pipeline
par approche de WEIBULL**

Chapitre V : Estimation de la durée de vie du pipeline par approche de WEIBULL

IV.1 Introduction :

Dans ce chapitre, nous allons étudier la probabilité pour que le pipeline étudié accomplisse sa fonction requise qui est d'assurer le transport des fluides dans les conditions d'utilisation, avant qu'il soit affecté par la corrosion et devient dans un état de défaillance.

Pour cela, il existe différentes méthodes de traitement de la distribution des instants d'arrivée des pannes en fonction du temps. Ces méthodes ont pour but de déterminer le modèle mathématique qui pourrait représenter la distribution étudiée et d'en chiffrer les paramètres à échelles fonctionnelles. Le modèle retenu est en général le modèle de WEIBULL.

Différents auteurs ont montré à travers le suivi de la probabilité cumulée de défaillance ou du taux de risque, comment déterminer les paramètres du modèle de WEIBULL, il est d'une pratique, facile et largement utilisé, il couvre à lui seul l'ensemble des phénomènes de défaillance.

IV.2 Notions de fiabilité :

La fiabilité caractérise l'aptitude d'un système ou d'un matériel à accomplir une fonction requise dans des conditions données pendant un intervalle de temps donné [27].

IV.2.1 Fonction de défaillance $F(t)$:

En termes de défaillance, la fonction de répartition de la variable T , est la probabilité qu'un bien ou qu'un dispositif prélevé au hasard dans la population considérée ait une défaillance avant l'instant t [27].

Elle est définie par (Equation V. 1) :

$$F(t) = P(T < t) = \int_0^t f(t)dt \quad \text{pour } t \geq 0 \dots \dots \dots \dots \dots \dots (V. 1)$$

Où :

$F(t)$: Fonction de défaillance du système

$f(t)$: La densité de défaillance ou bien la densité de probabilité de la variable T .

IV.2.2 Fonction de fiabilité R(t)

La **fiabilité R(t)** se mesure par la probabilité de l'événement "non défaillance" jusqu'à l'instant t. En bref c'est la probabilité qu'un bien ou un dispositif prélevé au hasard dans la population considérée n'ait pas de défaillance avant l'instant t, équation (V.2) et (V.3).

$$R(t) = P(TBF > t) \dots \dots \dots (V.2)$$

$$R(t) = 1 - F(t) \dots \dots \dots (V.3)$$

Le *TBF* (Time Between Failure) est le temps de bon fonctionnement du système, c'est le temps nécessaire avant apparition d'une défaillance.

IV.2.3 Temps moyen de bon fonctionnement MTBF :

Le *MTBF* (Mean Time Between Failure) est souvent traduit comme étant la moyenne des temps de bon fonctionnement mais représente la moyenne des temps entre deux défaillances. En d'autres termes, Il correspond à l'espérance de la durée de vie E(t).

Statistiquement le *MTBF* peut être exprimé par le rapport des temps (Equation V.4) [28] :

$$MTBF = \frac{\sum TBF}{\text{Nombre d'intervention maintenance avec arrêt}}$$
$$MTBF = \frac{\sum TBF}{N} \dots \dots \dots (V.4)$$

Par définition le *MTBF* est la durée de vie moyenne du système

Le taux de défaillance λ :

Il caractérise la vitesse de variation de la fiabilité au cours du temps. La durée de bon fonctionnement est égale à la durée totale en service moins la durée des défaillances (Equation V.5).

$$\lambda = \frac{\text{nombre total de défaillance pendant le service}}{\text{durée totale de bon fonctionnement}} \dots \dots \dots (V.5)$$

IV.3 Le modèle de WEIBULL :

Le model probabiliste de WEIBULL est très souple, car la loi a trois paramètres a ajusté correctement toutes sortes de résultats expérimentaux et opérationnels. Contrairement au modèle exponentiel. La loi de WEIBULL couvre les cas où le taux de

défaillance λ est variable et permet donc de les ajuster aux périodes « de jeunesse » et aux différentes formes de vieillissement.

Son utilisation implique des résultats d'essais sur échantillons ou la saisie des résultats en fonctionnement (TBF = intervalle entre deux dates de pannes). Ces résultats permettent d'estimer la fonction de répartition $F(t)$ correspondant à chaque instant t .

D'autre part, la connaissance du paramètre de forme β est un outil de diagnostic du mode de défaillance des équipements [29].

IV.3.1 Signification des paramètres de fiabilité de "WEIBULL"

La fonction de fiabilité définie dans le modèle est (Equation V. 6) :

$$\begin{cases} R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} & ; t \geq \gamma \dots\dots\dots (V. 6) \\ R(t) = 1 & ; t < \gamma \end{cases}$$

Tel que : γ, β, η définissent la distribution de WEIBULL.

- β : paramètre de forme ($\beta > 0$).
- η : paramètre d'échelle ($\eta > 0$), parfois nommé « caractéristique de vie » c'est un simple paramètre de temps, et indique l'ordre de grandeur de la durée de vie moyenne.
- γ : paramètre de position ($-\infty > \gamma > +\infty$), il définit un changement d'origine dans l'échelle de temps, souvent il est égal à 0.

γ Indique la date de début des défaillances :

- Si $\gamma > 0$ Il y a survie totale entre $t = 0$ et $t = \gamma$
- Si $\gamma = 0$ Les défaillances débutant à l'origine des temps.
- Si $\gamma < 0$ Les défaillances ont débuté avant l'origine des temps

L'expression loi de WEIBULL recouvre en fait toute une famille de lois, certaines d'entre elles apparaissent en physique comme conséquence de certaines hypothèses. C'est en particulier, le cas de la loi exponentielle ($\beta = 1$) et de la loi normale ($\beta = 3$). Ces lois constituent surtout des approximations particulièrement utiles dans des techniques diverses alors qu'il serait très difficile et sans grand intérêt de justifier une forme particulière de loi.

Pour $\gamma = 0$ et $\beta = 1$ on retrouve la distribution exponentielle cas particulier de la loi de WEIBULL.

Dans ce cas $\lambda(t)$ est constant (Equation V. 7) :

$$\lambda(t) = \frac{1}{\eta} = \frac{1}{MTBF} \dots \dots \dots (V. 7)$$

IV.3.2 Expressions mathématiques :

IV.3.2.1 Densité de probabilité f(t) :

La densité de probabilité est donnée par l'équation (V. 8) [29]:

$$\begin{cases} f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} & ; t \geq \gamma \dots \dots \dots (V. 8) \\ f(t) = 0 & ; t < \gamma \end{cases}$$

IV.3.2.2 Taux instantané de défaillance $\lambda(t)$:

Est un estimateur de fiabilité. Il s'exprime par l'équation (V. 9) [29]:

$$\begin{cases} \lambda(t) = \frac{f(t)}{1-F(t)} \\ \lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta-1} & ; t \geq \gamma; \beta > 0; \eta > 0 \end{cases} \dots \dots \dots (V. 9)$$

IV.3.2.3 Espérance mathématique du temps (MTBF) :

La durée moyenne entre deux défaillances correspond à l'espérance mathématique de la variable aléatoire t (Equation V. 10) [29].

$$MTBF = A\eta + \gamma \dots \dots \dots (V. 10)$$

L'écart type est donné par la relation suivante (Equation V. 11) :

$$\sigma = B\eta \dots \dots \dots (V. 11)$$

IV.3.3 Les différentes phases du cycle de vie d'un produit :

L'évolution du taux de défaillance d'un produit pendant toute sa durée de vie est caractérisée par ce qu'on appelle en analyse de fiabilité la courbe en baignoire, figure 44 [28].

Le taux de défaillance est élevé au début de la vie du dispositif. Ensuite, il diminue assez rapidement avec le temps (taux de défaillance décroissant), cette phase de vie est appelée période de jeunesse.

Après, il se stabilise à une valeur qu'on souhaite aussi basse que possible pendant une période appelée période de vie utile (taux de défaillance constant).

A la fin, il remonte lorsque l'usure et le vieillissement font sentir leurs effets, c'est la période de Vieillesse (taux de défaillance croissant) :

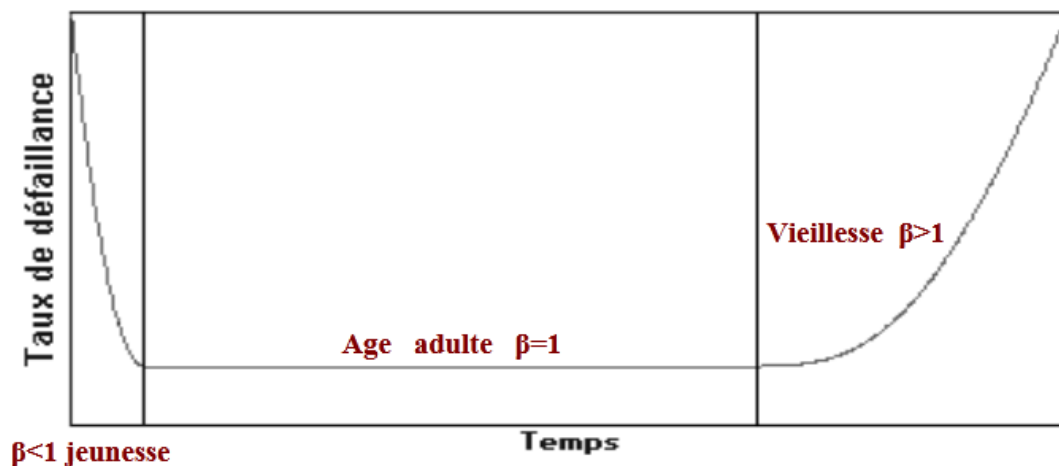


Figure 44 : Courbe baignoire de la variation des paramètres de WEIBULL

Remarque :

- Si $\beta < 1$ alors $\lambda(t)$ décroît : période de jeunesse (rodage, déverminage)
- Si $\beta = 1$ alors $\lambda(t)$ constant : indépendante du processus et du temps.
- Si $\beta > 1$ alors $\lambda(t)$ croît : phase de vieillesse.

IV.4 Papier WEIBULL ou graphique d'Allen Plait :

Afin d'utiliser la méthode de WEIBULL une représentation dans le papier fonctionnel (Allen Plait) aussi appelé papier de WEIBULL est nécessaire, ce papier sert à lire graphiquement les paramètres B et η de la loi de WEIBULL, figure 45 [30].

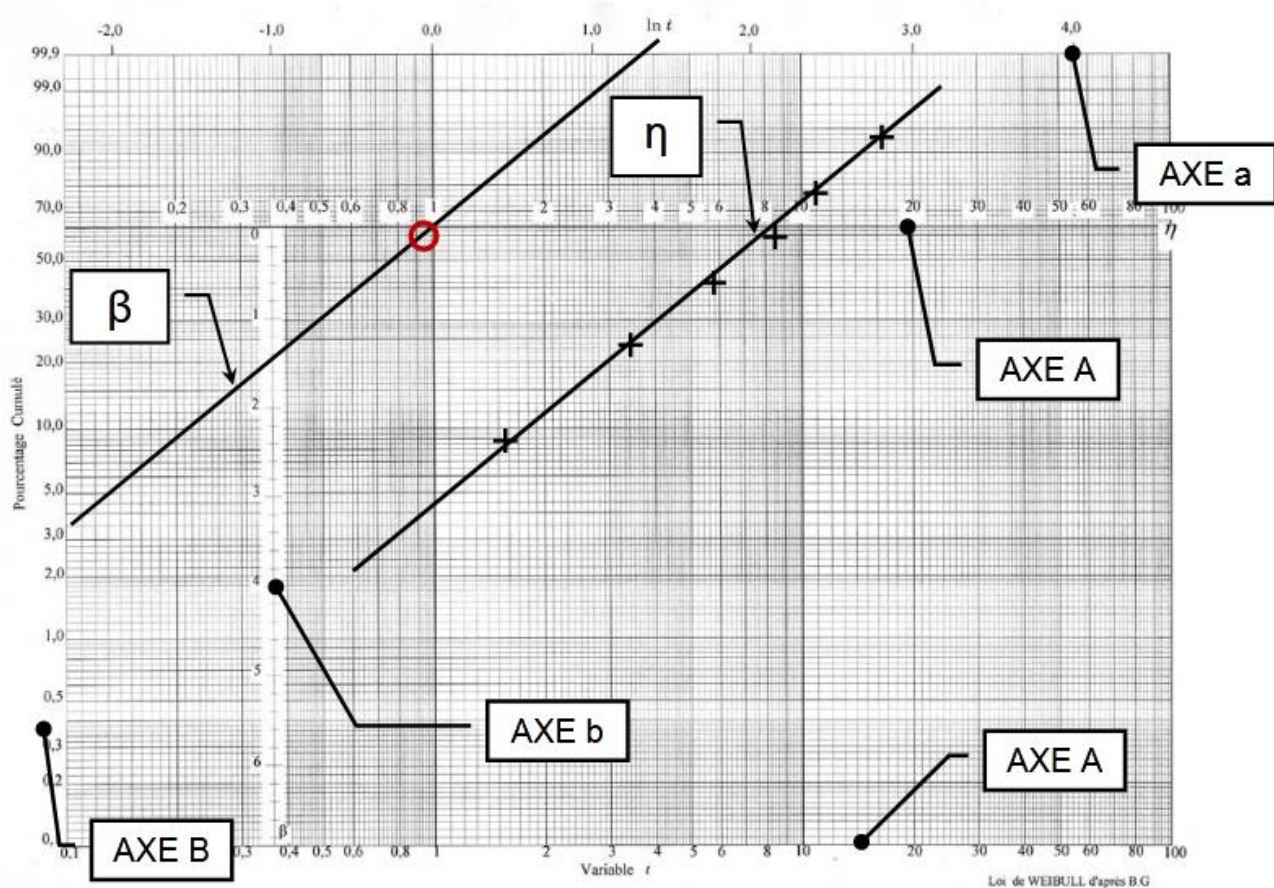


Figure 45 : Schématisation du Papier WEIBULL et de ses paramètres

- Axe A : axe des temps sur lequel on porte les valeurs t_i des TBF
- Axe B : valeurs des probabilités de défaillance F_i calculées par la méthode des rangs moyens ou des rangs médians. On estime $R(t)$ par $R(t) = 1 - F(t)$
- Axe a : axe des temps en logarithmes népériens : $\ln(t)$
- Axe b : axe qui permet l'évaluation de β

IV.5 Détermination graphique des paramètres de la loi :

Pour cela on doit calculer les TBF et les exploités suivant un ordre croissant selon la méthode des rangs.

Pour un essai, la TBF est la durée enregistrée avant d'atteindre un seuil de dégradation. Le nombre de TBF enregistrée est N , taille d'échantillon. Les étapes à suivre sont [30] :

1. Préparation des données : détermination des couples (TBF, f_i) par la méthode des rangs
2. Tracé du nuage de points dans le graph de WEIBULL
3. Tracé de la droite de WEIBULL (méthode des moindres carrés)

4. Détermination de β, η, γ
5. Détermination des équations de la loi de WEIBULL
6. Calcul de la *MTBF*.
7. Exploitation des données issues de la loi

Détermination des f_i :

- Si $N > 50$, nous regroupons les *TBF* par classes, dans ce cas, la fréquence cumulée notée (Equation V.12) :

$$f_i = \frac{i}{N} \dots \dots \dots (V.12)$$

- Si $20 < N < 50$: nous donnerons un rang i à chaque défaillance (nous dirons : la i -ème défaillance).

Nous utilisons la formule d'approximation des rangs moyens (Equation V.13) :

$$f_i = \frac{i}{N + 1} \dots \dots \dots (V.13)$$

- Si $N < 20$ nous utiliserons la formule d'approximation des rangs médians (Equation V.14) :

$$f_i = \frac{i - 0,3}{N + 0,4} \dots \dots \dots (V.14)$$

IV.6 Méthodologie de l'estimation de la durée de vie du pipeline :

IV.6.1 Calcule des f_i :

- Les valeurs des *TBF* enregistrées sont classés par ordre croissant et sont intégrés directement au tableau, et puisque la taille des échantillons est de $N = 18 < 20$, on utilise l'approximation de f_i , par les rangs médians (Equation V.14).

IV.6.2 Calcul des *TBF* :

L'inspection par piston à fuite de flux magnétique nous permet d'exploiter le graph des piques de corrosion en fonction de la distance, tel que la figure 46 représente les résultats des profondeurs de corrosion en fonction de la totalité de la longueur (105 km) du tronçon 5.

- A partir du graph on prélève les profondeurs de corrosion, noté *Ec*.

- On calcule la vitesse de corrosion V_{corr} à partir de Ec , selon l'équation (V.15) :

$$V_{corr} = \frac{Ec}{\text{année de mesure} - \text{année de la dernière maintenance}} \dots \dots \dots (V.15)$$

Le dernier test à flux magnétique a été réalisé en 2004 (année de la dernière maintenance, équation (V.16) par une entreprise canadienne et le résultat a été une maintenance générale sur le long du tronçon afin d'augmenter sa durée de vie [31].

Un autre test a été réalisé en 2009 (année de mesure, équation V.16) par une entreprise russe afin d'observer l'état de du pipeline en fonctionnement [32].

- Selon la norme ASME B31G, le Taux de défaillance admissible (E_{adm}) ne doit pas dépasser 80% de l'épaisseur du pipeline E . De là, nous pouvons connaître la profondeur de la corrosion admissible au-delà de laquelle le pipeline est considéré gravement atteint par la corrosion (Equation V.17) [33].

$$E_{adm} = 0,8 \times E \dots \dots \dots (V.16)$$

E : épaisseur du pipeline

- On calcule les TBF : (temps de bon fonctionnement) nombre d'année avant que le pipeline soit atteint par la corrosion à 80% de profondeur et doit être remplacé ou réparé (Equation V.17) .

$$TBF = \frac{E_{adm}}{V_{corr}} \dots \dots \dots (V.17)$$

- Connaissant les TBF et en exploitant le graphe de WEIBULL, on détermine les paramètres nécessaires pour calculer la $MTBF$.

IV.6.3 Acquisition des données :

Le transport par gazoduc « Hassi R'mel- Arzew » représente un moyen fiable et répond parfaitement aux exigences de sécurité. La ligne GZ1 a été victime du phénomène de corrosion, en effet Sonatrach a lancé plusieurs recherches et investigations pour mieux comprendre ce phénomène et par conséquent a pris les actions nécessaires afin d'éviter toutes les défaillances qui peuvent causer des dégâts matériels et humains [34].

Pour notre étude nous avons choisi d'étudier le tronçon numéro 5 reliant la station de compression SC4 à la station SC5 (Voir figure 46 [31]).

Les paramètres énergétiques d'écoulement du gaz naturel à la sortie des SC sont définis dans le tableau 18 [31].

Tableau 18 : Paramètres énergétiques d'écoulement du gaz naturel à la sortie des stations de services

Ligne	Code	Date de réalisation	Diamètre [Pouce]	Épaisseur [mm]	Longueur [Km]	Température Max-Min [°C]
Hassi R'mel -Arzew	GZ1	1976	40"	12.7	507	81 – 40

Pression Max -Min [bars]	Débit [m3 ans ⁻¹]	Produit transporté
69,8 – 42	15,33 × 10 ⁶	GAZ

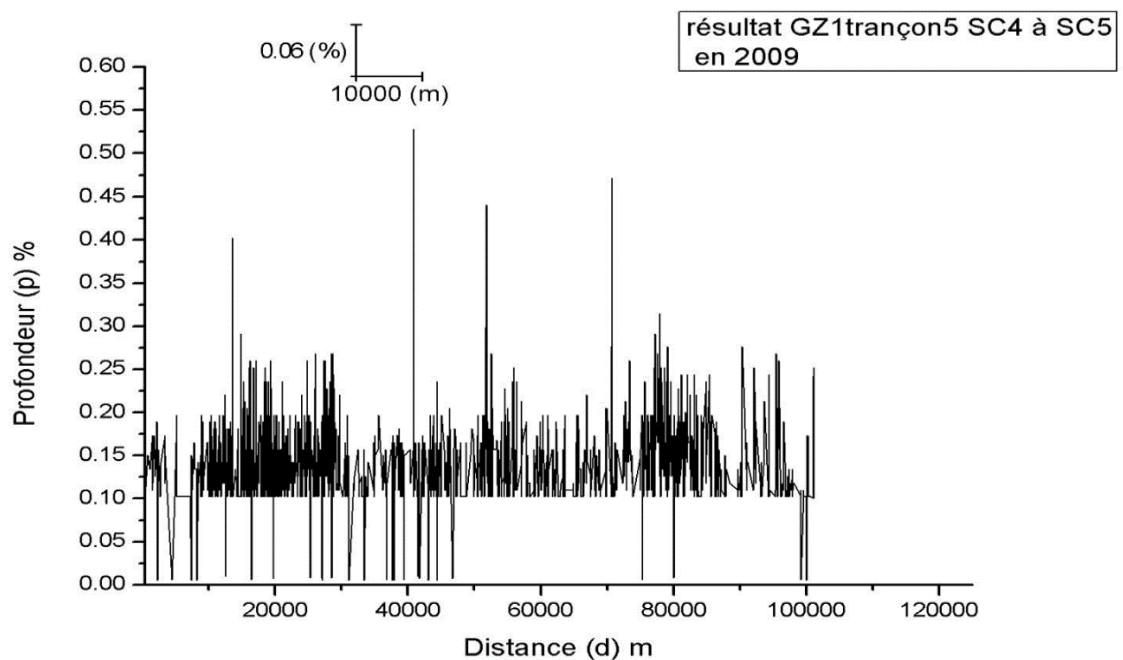


Figure 46 : Résultat des pics de corrosion en fonction de la longueur du tronçon 5.

- Conformément à la norme ASME B31G [33], pour un taux de défaillance admissible de 80% la profondeur de pic de corrosion admissible est :

$$E_{adm} = 12,7 * 0,8 = 10,16 \text{ mm}$$

- A partir de la figure 46, nous avons pris 18 pics de corrosion correspondant à 18 profondeurs de corrosion E_c afin de calculer les TBF. Les résultats de calcul des TBF sont reportés dans le tableau 19 (Note de calcul en **annexe A**).

Tableau 19 : Résultats du calcul des *TBF* et des f_i sur le tronçon 5

I	f_i	<i>TBF</i> (ans)
1	0,0380	10
2	0,0924	13
3	0,1467	15
4	0,2011	15
5	0,2554	17
6	0,3098	18
7	0,3641	19
8	0,4185	19
9	0,4728	22
10	0,5272	25
11	0,5815	25
12	0,6358	26
13	0,6902	27
14	0,7446	28
15	0,7989	28
16	0,8532	33
17	0,9076	40
18	0,9619	44

A travers l'exploitation de la courbe des temps de bon fonctionnement *TBF* en fonction des f_i dans le papier de plait par le logiciel STATGRAPHICS, un logiciel spécialisé permettant de mettre en œuvre des analyses statistiques et graphiques et d'exploiter les données par diverses méthodes, nous représentons l'évolution du *TBF* en fonction de f_i (Figures 47 et 48).

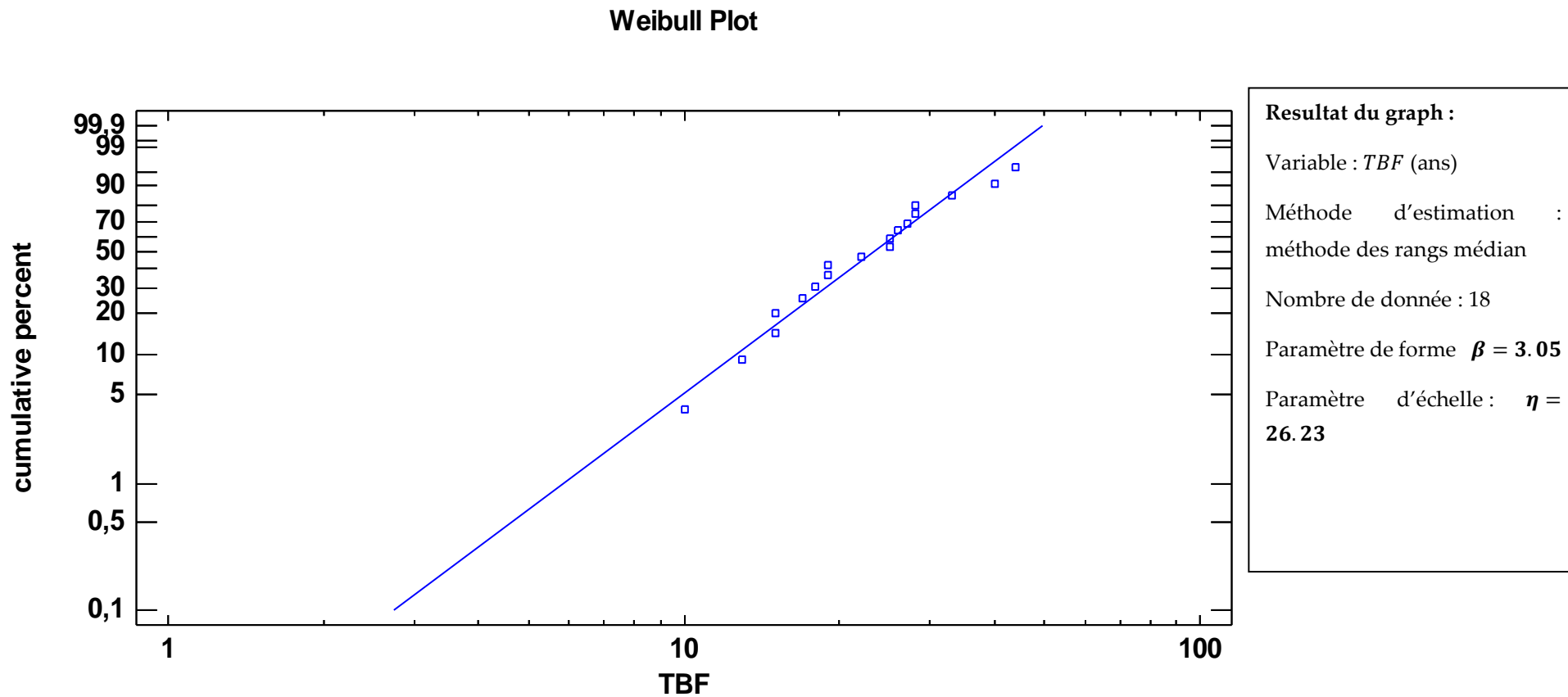


Figure 47 : Représentation graphique des *TBF* en fonction des f_i par Statgraphics

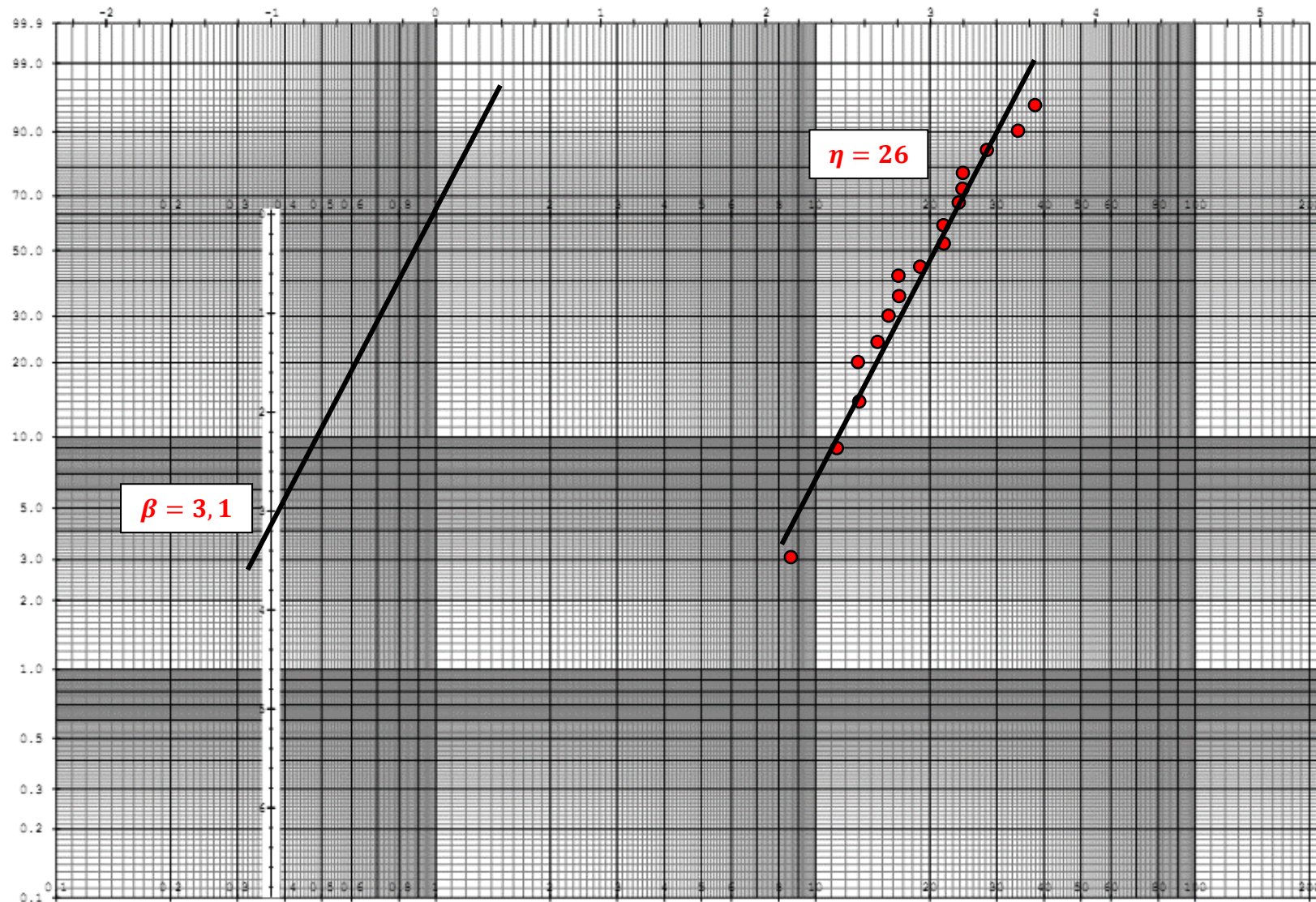


Figure 48 : Représentation graphique des TBF en fonction des f_i sur le graph de WEIBULL

A partir du graph : on extrait η paramètre d'échelle et β paramètre de forme :

$$\eta = 26 \text{ ans} ; \beta = 3.1.$$

- En considérant le début des pannes à l'origine de l'axe du temps $\gamma = 0$
- A partir du tableau de l'**annexe B** on tire les paramètres A et B qui sont dépendants de $\beta = 3,1$ ensuite on calcule la **MTBF** et σ .

$$MTBF = A\eta + \gamma = A\eta$$

$$\sigma = B \eta$$

Les résultats obtenus sont illustrés dans le tableau 20.

Tableau 20 : Résultats de l'exploitation du graph de WEIBULL

β	A	B	η	MTBF	σ
3,1	0,8943	0,307	26	23ans	7,982

L'exploitation des résultats permet de déduire la fonction de fiabilité $R(t)$:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} = e^{-\left(\frac{t-0}{26}\right)^{3,1}}$$

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{26}\right)^{3,1}}$$

La courbe de la fonction de fiabilité $R(t)$ du Tronçon 5 est représentée dans la figure 49.

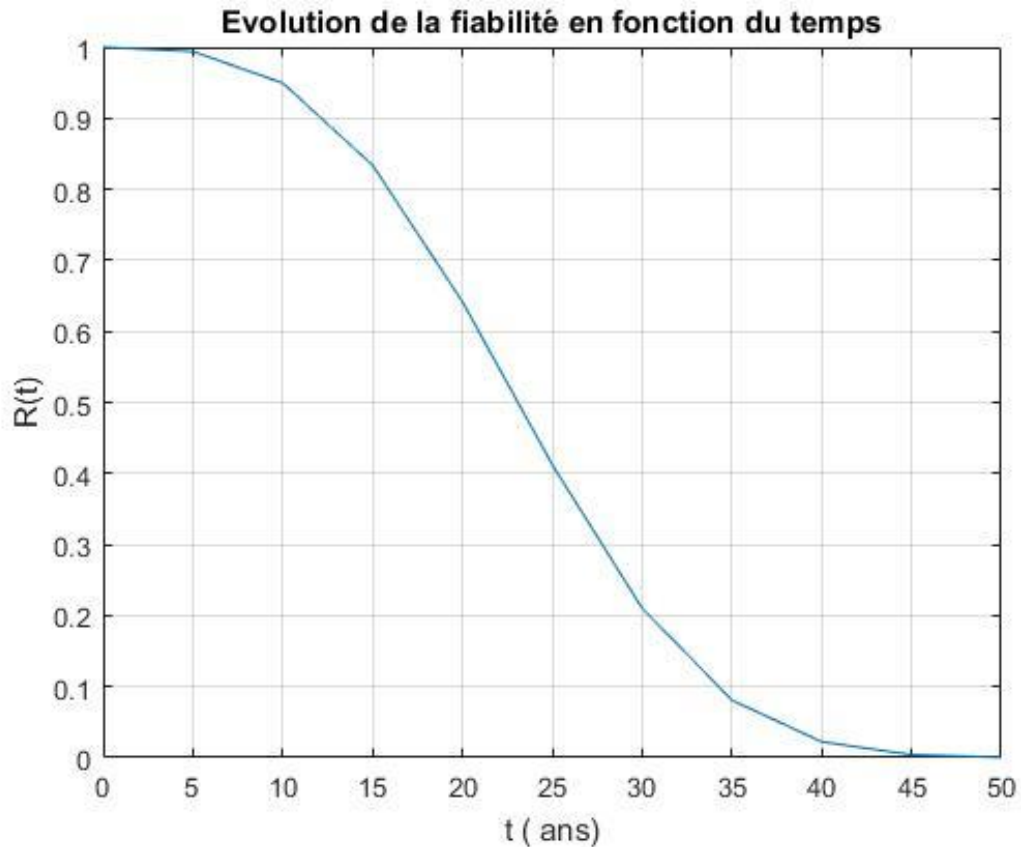


Figure 49 : Courbe de fiabilité du Tronçon 5.

- **Durée de vie t associée à un seuil de fiabilité R(t) :**

Temps pour que la fiabilité du pipeline est de 80% (taux admissible) :

- **A partir du graph de la figure 49 :**

On peut estimer que la durée de vie du pipeline avant qu'il atteigne une fiabilité de 80% c'est à dire qu'il y a 80% de chance qu'il effectue sa tâche qui est le transport du fluide :

$$t = 16 \text{ ans}$$

- **Par calcul mathématique :**

A partir de la formule on peut estimer le temps t nécessaire pour atteindre une fiabilité R(t) donnée du système.

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta}$$

$$\ln R(t) = -\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta$$

$$\text{Ln} \frac{1}{R(t)} = \left(\frac{t - \gamma}{\eta} \right)^\beta$$

$$t = \gamma + \eta \left(\text{Ln} \frac{1}{R(t)} \right)^{\frac{1}{\beta}}$$

Pour une fiabilité de 80%, $R(t) = 0.8$:

$$t = 0 + 26 \times \left(\text{Ln} \frac{1}{0,8} \right)^{\frac{1}{3,1}}$$

$$t = 16 \text{ ans}$$

Dans notre cas, pour une fiabilité de 80% du pipeline, nous avons estimé une durée de vie de 16 ans, et cela à partir de la date de l'inspection par piston à fuite de flux magnétique du tronçon 5 en 2004. À l'état actuel, ce tronçon aura des difficultés à remplir sa fonction convenablement et ce à partir de l'année 2020 en tenant compte de la corrosion comme seul facteur de vieillissement.

IV.7 Conclusion :

Le modèle de WEIBULL nous a permis de visualiser l'effet de la corrosion sur le pipeline en fonction du temps et à travers la détermination de la fonction de fiabilité $R(t)$ du tronçon 5 de la ligne GZ1.

L'exploitation du graphe de WEIBULL nous a permis de déduire le paramètre de forme $\beta = 3,1$ qui est supérieur à 1 ($\beta > 1$), ce qui indique que le taux de défaillance dû à la corrosion croît et que nous sommes en phase de vieillesse de la canalisation, mais aussi que la dégradation est essentiellement due à la corrosion ($\beta = 3,1 > 3$).

L'étude nous a permis aussi de calculer la durée de vie du pipeline associée à un taux de fiabilité, c'est-à-dire la probabilité que le réseau soit non défaillant et puisse remplir sa tâche qui est le transport du fluide. Nous avons estimé un fonctionnement de 16 ans du réseau pour atteindre un seuil de 80% de fiabilité à partir de cette durée la fiabilité du tronçon diminue considérablement et le taux de défaillance dû à la corrosion augmente.

Le tronçon 5 du réseau étudié est ancien, sa mise en service datait de 1976. Il a subi, d'après les informations recueillies auprès des services concernés, une inspection en 2004 et en 2009. L'inspection réalisée en 2009 nous a permis d'observer l'état de dégradation du réseau et d'estimer sa durée de vie en supposant que le vieillissement provient essentiellement de la corrosion. Une étude technico-économique est donc nécessaire pour envisager soit le renouvellement ou la réparation du réseau.

CHAPITRE VI :

Contribution à l'analyse des risques majeurs liées aux pipelines

Chapitre VI : Contribution à l'analyse des risques majeurs liées aux pipelines

VI.1 Introduction :

Le transport par pipelines se fait dans des conditions assez spéciales, les pipelines doivent accomplir leurs tâches sans coupures étant donné que des interruptions peuvent engendrer des grandes pertes économiques.

Ces interruptions sont dues au fait que les pipelines sont constamment exposés à diverses sources de danger, ce qui nécessite des inspections et un entretien récurant, pour cela il est du rôle de l'ingénieur la maîtrise des risques industriels et la veille à la sécurité de ces installations.

Pour prévenir la survenue d'accidents majeurs, les ingénieurs spécialisés dans la maîtrise des risques industriels réalisent des analyses de risques. Le retour d'expérience permet de déduire que les accidents industriels majeurs sont généralement la conséquence d'un enchaînement d'événements indésirables combiné à des défaillances de barrières de sécurité. Pour analyser de tels accidents, il est nécessaire de disposer de méthodes d'analyse suffisamment fines et détaillées pour identifier l'ensemble des séquences accidentelles sans en écarter aucune à priori.

Dans ce chapitre, nous proposons une étude de risque liée aux pipelines selon les étapes suivantes :

- Identification des sources de danger en se basant sur des check-lists et le retour d'expérience, afin de déterminer l'ensemble des éléments considérés à risques et qui doivent être pris en comptes dans l'analyse des risques,
- Mise en place des scénarios d'accident susceptible de se produire et de déduire l'effet de la corrosion sur la probabilité de perte de confinement de la canalisation.

VI.2 Méthodologie d'analyse des risques :

Lors des analyses de risques, les industriels travaillent avec une méthodologie standard basée généralement sur deux approches [35] :

- Approche qualitative
- Approche quantitative

La figure 50 représente la méthodologie d'analyse des risques majeurs [35].

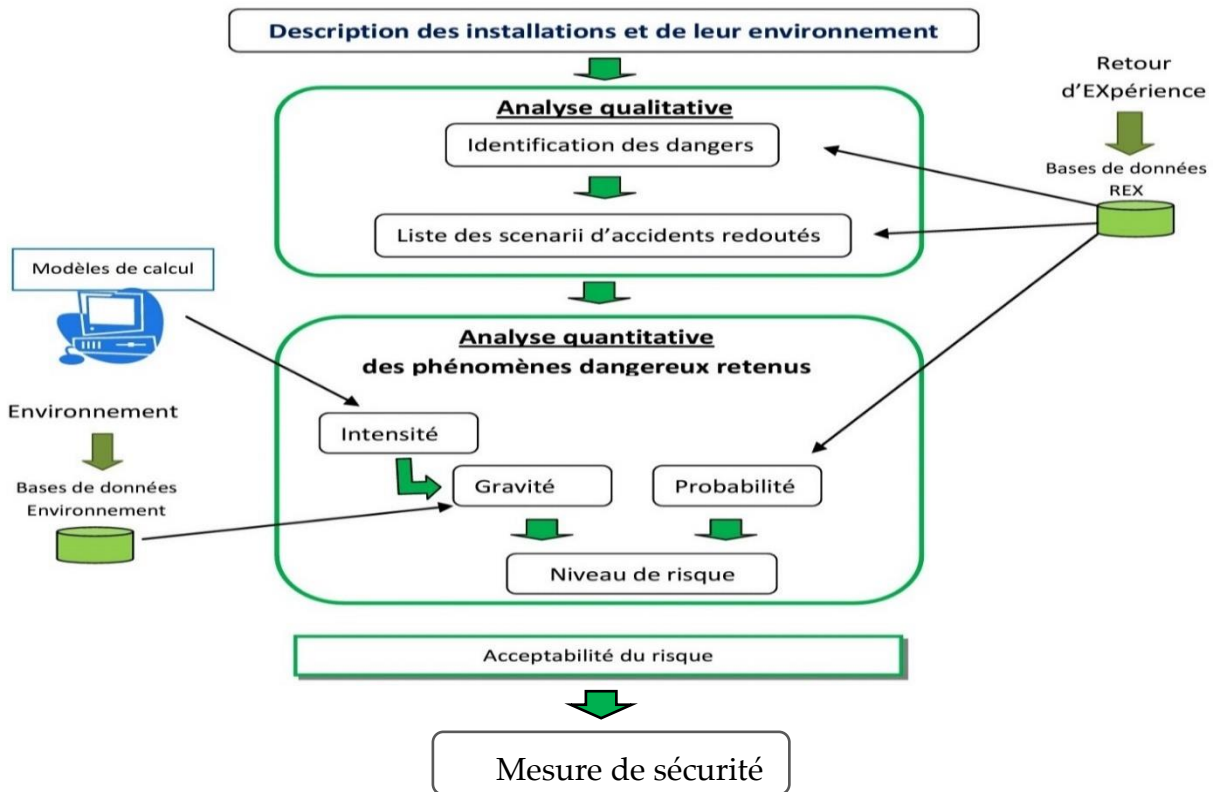


Figure 50 : Méthodologie d'analyse des risques majeurs

VI.2.1 Approche qualitative :

Afin d'évaluer les risques inhérents à un pipeline, il est impératif d'analyser ce qui se passe dans son environnement. Les études HAZID (HAZard IDentification), analyse préliminaire des risques (APR)... sont principalement réalisées pour cet objectif. Ce sont des études établies afin d'identifier les dangers et les risques associés à une installation et qui permettent l'évaluation de son acceptabilité. Ces méthodes sont basées sur le retour d'expérience et doivent être guidé par des "Checklist" afin de faciliter l'identification des sources de danger, pour cela nous avons réalisé des checklists détaillées divisées en sections.

VI.2.2 Approche quantitative :

Les méthodes quantitatives consistent à caractériser numériquement le système à analyser, en déterminant la probabilité d'occurrence du phénomène redouté, et d'estimer la gravité des conséquences en cas de scénario d'accident.

Nous avons utilisé pour étudier ces scénarios la méthode dite nœud papillon, elle permet de décortiquer l'enchaînement d'évènements indésirables, conduisant à un évènement redouté central et pouvant aboutir à un phénomène dangereux susceptible d'engendrer des effets majeurs.

VI.2.3 Rappel sur le nœud papillon :

Le fondement de la méthode du « nœud papillon » est relativement simple. Elle propose pour un même événement redouté de réunir un arbre de défaillances pour expliciter les causes et un arbre d'événements pour expliciter les conséquences.

Le point central du nœud papillon est constitué par un événement redouté qui peut être par exemple une perte de confinement.

La partie en amont de l'événement redouté est constituée par un arbre de défaillances qui permet d'analyser les combinaisons de causes, et de valoriser les barrières de prévention mises en place pour prévenir l'apparition de l'événement redouté. La partie en aval est, quant à elle, constituée par un arbre d'événements qui permet de différencier les conséquences en fonction du fonctionnement ou non des mesures de mitigation/protection, figure 51 [36].

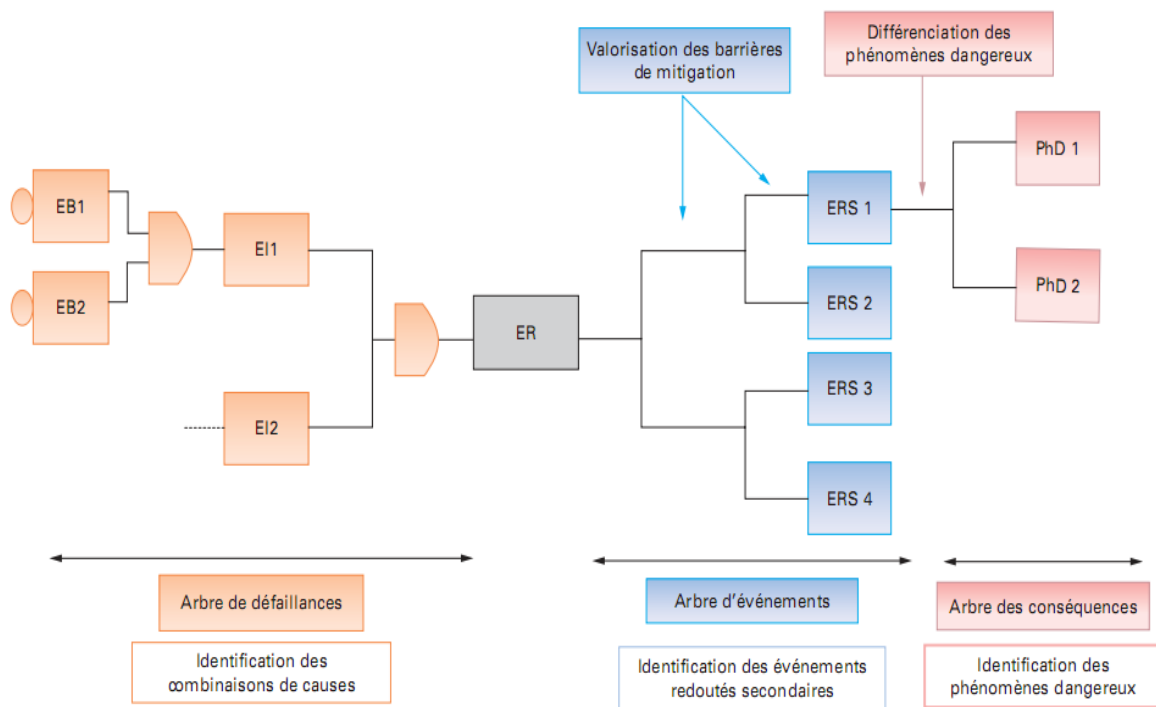


Figure 51 : Schéma de principe du nœud papillon

Le tableau 21 indique les définitions des événements composant un nœud papillon.

Tableau 21 : Définition des événements composant un nœud papillon

Identification	Signification	Définition	Exemples
EB	Événement de base	Événement dont la réalisation, seule ou combinée, est susceptible d'aboutir à la matérialisation d'un événement intermédiaire (EI)	Dérive ou défaillance sortant du cadre des conditions d'exploitation usuelles définies (Montée en température, sur remplissage, etc.) Événement courant survenant de façon récurrente dans la vie d'une installation (Vibration, maintenance, etc.)
EI	Événement intermédiaire	Événement dont la réalisation, seule ou combinée, est susceptible d'aboutir à la matérialisation de l'événement redouté (ER)	Montée en température non détectée, corrosion non détectée lors de test d'inspection, etc.
ER	Événement redouté	Événement résultant de dérives de paramètres de fonctionnement, ou de défaillances d'éléments, pouvant avoir des conséquences dommageables sur l'environnement	Rupture de capacité, brèche sur canalisation, décomposition de substance, etc.
ERS	Événement redouté secondaire	Conséquence directe de l'événement redouté	Formation d'une nappe d'hydrocarbure, fuite de gaz toxique, sur une durée de 10 min, etc.
PhD	Phénomène dangereux	Libération d'énergie ou de substance susceptible d'infliger un dommage à des cibles (ou éléments vulnérables) vivantes ou matérielles	Jet enflammé, BLEVE, Boil Over, explosion, etc.

VI.2.3.1 L'arbre de défaillance :

L'arbre de défaillances consiste à déterminer à l'aide d'une arborescence descendante toutes les combinaisons de défaillances ou de causes amenant à la réalisation d'un événement redouté. Les événements sont reliés entre eux à l'aide de portes logiques qui permettent de traduire des liens de causalité.

La construction d'un arbre de défaillances est donc basée sur un raisonnement déductif, dont la formalisation est schématisée dans l'exemple de la figure 52 [36].

- **Porte « ET »** : l'événement en sortie de la porte se réalisera si les événements en entrée sont vérifiés en même temps.
- **Porte « OU »** : l'événement en sortie de la porte se réalisera si au moins un des événements en entrée est vérifié.

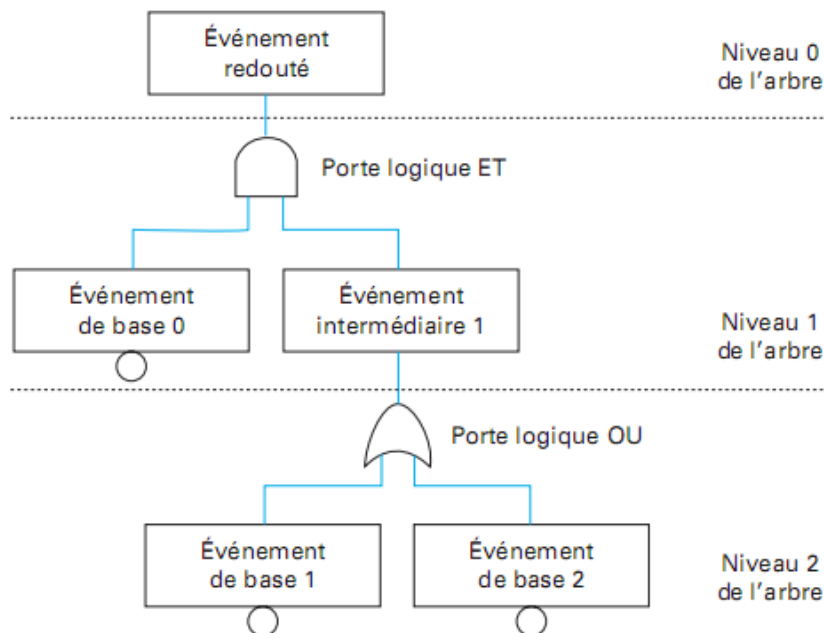


Figure 52 : Schéma de principe d'un arbre de défaillance

VI.2.3.2 L'arbre d'événements :

Cette méthode a pour objectif, en partant d'un événement initiateur, de déterminer l'ensemble des séquences accidentelles susceptibles de se réaliser suivant que les barrières de mitigation/protection remplissent, ou non, leurs fonctions de sécurité. Dans la méthodologie du nœud papillon, l'événement initiateur de l'arbre d'événements correspond à l'événement redouté, dont les combinaisons de causes sont explicitées par l'arbre de défaillances, figure 53 [36].

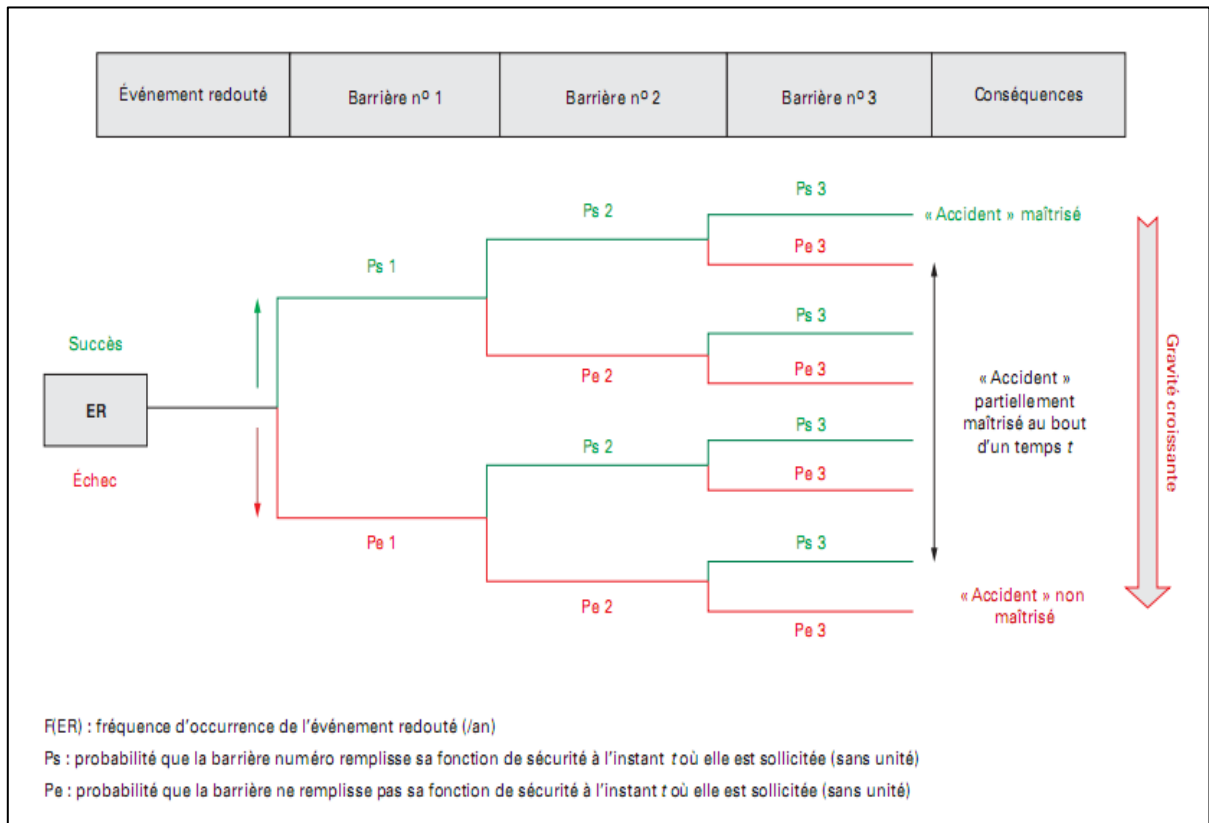


Figure 53 : Schéma de principe d'un arbre d'événement

VI.3 Application :

VI.3.1 Identification des sources de danger :

L'analyse du retour d'expérience permet de dégager des fréquences d'incident représentatives et d'identifier les principales sources de dangers. Notre analyse est basée sur les données de la base de données française **GRTgaz**.

La figure 54 illustre la répartition des facteurs à risques d'incidents avec fuite selon GRTgaz [38].

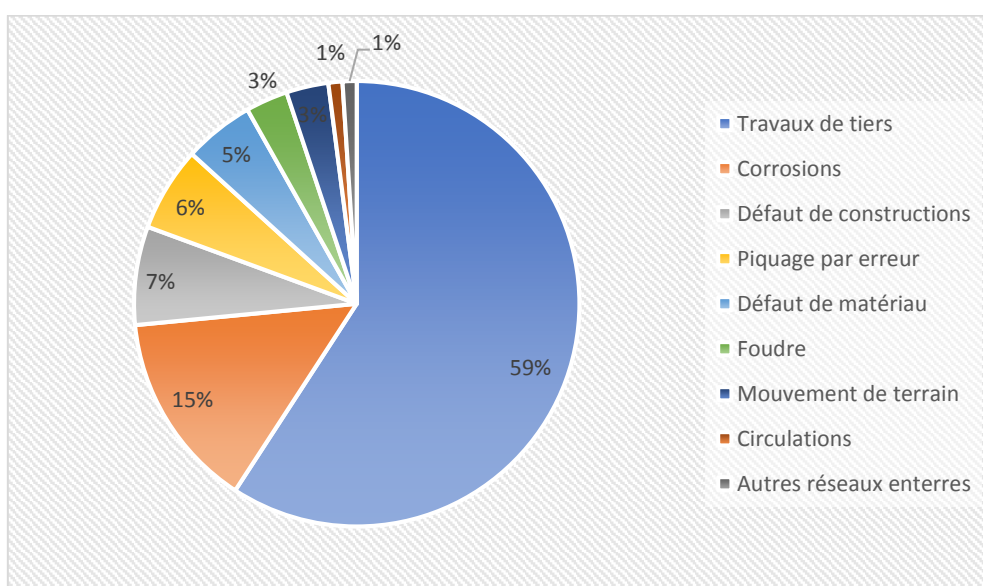


Figure 54 : Répartition des facteurs à risques d'incidents avec fuite selon GRTgaz.

Le retour d'expérience et les statistiques en matière d'incidents et d'accidents indique que les causes majeures de fuite sont :

- L'agression mécanique du fait de travaux de tiers : ce type d'agression peut notamment entraîner des ruptures guillotine, avec une vulnérabilité plus importante pour les canalisations de petit diamètre (< DN 400).
- L'agression de type corrosion qui entraîne majoritairement des brèches de petit diamètre.
- Le défaut de structure ou de construction, lié notamment aux caractéristiques mécaniques des canalisations et dont la fréquence d'occurrence décroît ces dernières années du fait de l'évolution des normes de conception et de construction.
- L'agression liée à l'environnements et aux phénomènes naturels dangereux.

Le retour d'expérience indique aussi que l'évènement redouté principal est « la perte de confinement de gaz » [38].

VI.3.2 Check-list :

Afin de faciliter l'identification des sources de danger sur la canalisation, nous avons réalisé des checklists, le rôle de ces checklists est de fournir une base sur laquelle déterminer l'ensembles des éléments considérés à risques et qui doivent être pris en comptes dans l'analyse des risques, pour cela nous avons considéré la répartition des facteurs à risques d'incidents avec fuite de GRTgaz ce qui nous a permis de recenser les principales causes de fuite et les paramètres correspondants à suivre.

Pour chaque cause majeure de fuite il est attribué des catégories se sont les "mots-guides" à considérer ainsi que des « paramètres » à suivre.

VI.3.2.1 Dommages causés par les tiers :

Afin de prendre en considération l'effet des dommages causé par les tiers sur les pipelines, le tableau 22 illustre les mots guides et les paramètres à suivre :

Tableau 22: Checklist à considérer lors de l'analyse des dommages causé par les tiers

Guide	Paramètres
Protection du pipeline	Profondeur du sol
	Nature de la couverture (terre, roche, argile, sable, béton, pavage, etc.)
	Marqueurs de pipelines
	Bande ou maille d'avertissement
	Profondeur sous la surface de l'eau
	Profondeur sous le fond de la voie navigable
	Tubage des pipelines
Niveaux d'activité	Densité de la population
	Stabilité de la zone : Construction, rénovation, agriculteurs
	Proximité du rail et de la route
	Nombreuses autres installations enterrées à proximité
	Zone d'ancrage et / ou de dragage lors de la traversée d'une rivière ou d'une zone offshore
	Dommages potentiels causés par la faune
Pipeline en surface et installations	Activité du sismographique
	Vulnérabilité : Barrières artificielles (clôture, garde-corps, fossé, etc.) et naturelles (arbres), Roches, etc.)
	Signes : "Avertissement", "Défense d'entrer", "Danger", etc.
	Mesures de sécurité : Éclairage, fils barbelés, vidéosurveillance, détecteurs de mouvement, alarmes, etc.
	Menaces : Volume de trafic, type de trafic, avions, etc.

VI.3.2.2 Corrosion :

Afin de prendre en considération la corrosion des pipelines, le tableau 23 illustre les mots guides et les paramètres à suivre lors de l'analyse de la corrosion :

Tableau 23: Checklist à considérer lors de l'analyse de la corrosion

Guides		Paramètres	
Corrosion atmosphérique	Exposition au milieu	Boîtier	
		Interface air/eau (zone d'éclaboussures)	
		Interface sol / air	
		Supports / Suspensions	
		Isolation	
	Paramètres atmosphérique	Température	
		pH	
		Humidité	
		Composition chimique : présence d'oxydant $H^+, O_2, SO_2 \dots$	
	Revêtement atmosphérique	Qualité du revêtement, son application	
		Inspections CND (contrôle non destructif) : Épaisseur, Fissuration, cloquage, écaillage	
		Inspections DT (contrôle destructif) : Adhérence, résistance	
		Résistance à l'impact, force de cisaillement	
Corrosion interne	Corrosivité des produits	Caractéristiques du flux d'écoulement : Liés à l'eau (Teneur en eau, oxygène, pH H_2S , Température, Chlorures)	
		Défaillance de l'équipement, Mauvais fonctionnement et entretien, Érosion	
	Atténuation de la corrosion	Revêtement intérieur (tuyau revêtu)	
		Mesures opérationnelles pour prévenir les impuretés	
		Contrôle interne	
		Injection d'inhibiteurs de corrosion	
		Le raclage pour éliminer les liquides ou autres matières qui peuvent endommager la conduite	
Corrosion Sous-surface	Environnement Sous-surface	Corrosivité du sol (corrosion galvanique)	Résistivité du sol, pH, humidité du sol, sulfates, chlorure
			Profondeur de la nappe phréatique
		Corrosion mécanique	Contrainte de traction, Fissuration par corrosion sous contrainte (FCS), Environnement, Type d'acier
		Environnement	Température, pH
	Atténuation / Protection cathodique	Efficacité	Enquête Gradient de tension en courant continu
		Potentiel	AC, DC
	Atténuation / Revêtement	Forme physique	Qualité du revêtement (asphalte appliqué à froid, polyéthylène extrudé, Epoxy collé, bandes, etc...)
		Inspection / Condition	Inspection visuelle, le cas échéant, enquête de détection

VI.3.2.3 Défaillance mécanique :

Le tableau 24, illustre les mots guides et les paramètres à prendre en compte lors de l'analyse des défaillances mécaniques :

Tableau 24: Checklist à considérer lors de l'analyse des défaillances mécanique

Guide	Paramètres
Conception	Identification des dangers et facteur de sécurité : Charges externes, Dommages causés à des tiers, Dommages externes
	Charges, épaisseur des parois des tuyaux, mouvements de terrain
	Potentiel de pression maximale de fonctionnement
	Systèmes de sécurité pour éviter la surpression
	Sélection des matériaux : Résistance des matériaux, tolérances de fabrication, tube ERW, revêtement
Construction	Inspection générale
	Inspection des joints de tuyaux
	Type de remblai et procédures de remblaiement
	Manipulation de longues sections de tuyau
	Revêtement : Revêtement appliqué sur le terrain et manipulation des composants pré-revêtus
Fatigue	Ampleur du cycle de pression
	Mesure de la pression sur les parois
	Ténacité des matériaux et concentration des contraintes
	Rapport diamètre/épaisseur de la paroi
	Programmes de surveillance de la fatigue
Potentiel de surtension ou effets de marteau d'eau	Masse volumique des fluides
	Module d'élasticité de la tuyauterie
	Mesure du débit
	Débits
Vérifications de l'intégrité	Âge de la vérification
	Tests de pression
	Inspection en ligne pour détecter les anomalies comme les pertes, les déformations, les fissures, les bosses, gouges et laminages
	CND (Contrôle Non Destructif) : Ultrasons, particules magnétiques, ressuage

VI.3.2.4 Phénomènes naturels :

Le tableau 25, illustre les mots guides et les paramètres à prendre en compte lors de l'analyse des phénomènes naturels dangereux :

Tableau 25: Checklist à considérer lors de l'analyse des phénomènes naturels dangereux

Guide	Paramètres
Risques géotechniques	Glissement de terrain
	L'érosion du sol
	Éboulement
	Coulée de débris
	Affaissement
	Le soulèvement du sol
Risques hydrotechniques	Dégradation et fragilisation par eau du canal
	Érosion des berges
	Empiètement
	Activité de marée
	Arrachement du canal
	Impact des débris sur les passages aériens
Risques liés à l'activité tectonique des plaques	Déplacement et rupture sismiques du sol
	Liquéfaction du sol
	Éruption et mouvement du sol volcanique
	Fluage aiséismique

VI.3.3 Identification des scénarios d'accidents :

Cette analyse des risques a été réalisée à partir du modèle dit « nœud papillon » :

VI.3.3.1 L'arbre des défaillances :

Les principales causes contribuant à la défaillance du gazoduc ont été identifiées sur la base des données historiques. Les quatre principaux contributeurs ont été identifiés par les résultats, à savoir la corrosion, les dommages causés par des tiers, les défauts de pipeline et les erreurs d'opération. Les principaux facteurs ont ensuite été disséqués pour les causes principales, dérivant 23 événements de base de défaillance d'un gazoduc. L'arbre de défaillances d'un gazoduc enterré est illustré dans la figure 55. Le Tableau 26 affiche le résultat des probabilités d'événements primaires qui sont obtenus de trois sources bibliographiques principales. Certaines des probabilités de défaillance ont été dérivées de l'estimation des probabilités présentées dans la littérature et des données historiques (SHAHRIAR et al [39]), les autres probabilités d'échec provenaient de l'expertise (KHAKZAD ET COLL [40]).

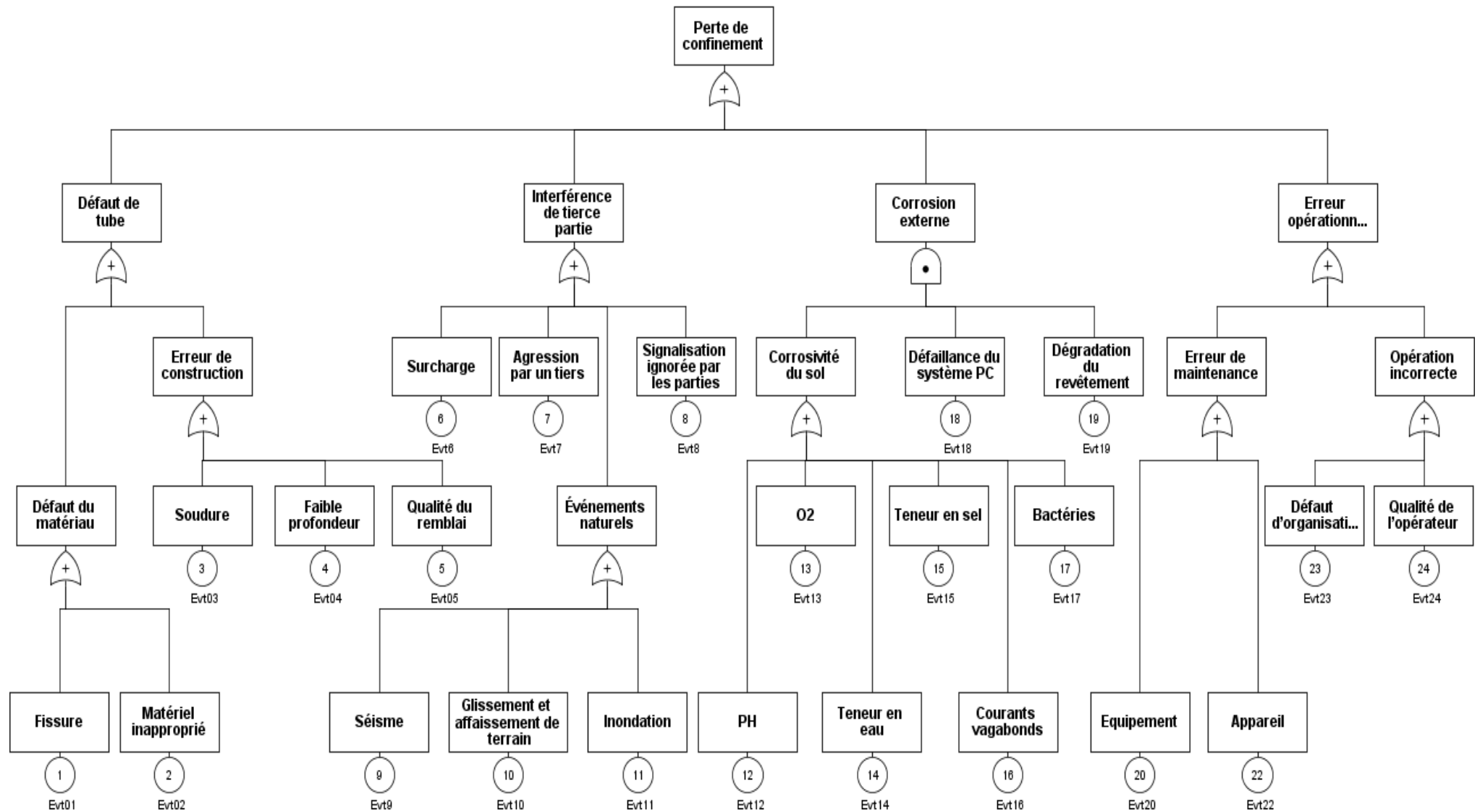


Figure 55 : Arbre de défaillance d'un gazoduc

Les principaux événements de défaillance d'un pipeline et leurs probabilités d'occurrence sont définis dans le tableau 26.

Tableau 26 : Les principaux événements de défaillance d'un pipeline et leurs probabilités d'occurrence.

Code	Événements de base	Probabilité	Code	Événements de base	Probabilité
ERC	Perte de confinement		X7	Agression par un tiers	1×10^{-2}
A	Défaut de tube		X8	Signalisation ignorée par les parties	3.5×10^{-3}
B	Interférence de tierce partie		X9	Séisme	10^{-6}
C	Corrosion externe		X10	Glissement et affaissement de terrain	3.5×10^{-3}
D	Erreur opérationnelle		X11	Inondation	3.5×10^{-6}
E1	Défaut du matériau	2.9×10^{-3}	X12	pH atteint des valeurs extrêmes	2.14×10^{-3}
E2	Erreur de construction	8.55×10^{-3}	X13	Forte présence d'oxygène O ₂	2.16×10^{-3}
E3	Événements naturels	3.5×10^{-3}	X14	Forte teneur en eau	4.11×10^{-3}
E4	Corrosivité du sol	10^{-2}	X15	Forte teneur en sel	2.08×10^{-3}
E5	Erreur de maintenance	2.3×10^{-3}	X16	Présence de courants vagabonds	3.55×10^{-6}
E6	Opération incorrecte	5.44×10^{-3}	X17	Présence des bactéries	1.79×10^{-3}
X1	Fissure	2.4×10^{-3}	X18	Défaillance du système de protection cathodique	5×10^{-3}
X2	Matériel inapproprié	5.19×10^{-4}	X19	Dégradation du revêtement externe	5×10^{-3}
X3	Défaut de soudure	5.64×10^{-3}	X20	Défaut de l'équipement	1.64×10^{-5}
X4	Faible profondeur	1.09×10^{-3}	X21	Défaut de l'appareil	2.3×10^{-3}
X5	Qualité du remblai	1.82×10^{-3}	X22	Défaut d'organisation	3.4×10^{-3}
X6	Surcharge	2.65×10^{-3}	X23	Qualité de l'opérateur	2.04×10^{-3}

Tableau 27 : Les probabilités selon la base de données OREDA

$P < 10^{-6}$	Improbable
$10^{-6} < P < 10^{-4}$	Peu probable
$10^{-4} < P < 10^{-2}$	Probable
$P < 10^{-2}$	Très probable

Donc on peut dire que la probabilité de la perte de confinement est très probable.

VI.3.3 Influence de la corrosion sur les scénarios d'accident :

Nous allons comparer la probabilité d'occurrence d'un problème de corrosion selon différente source :

Source 1 : SHAHRIAR, R. et all [39].

La figure 56 montre l'arbre des défaillances liées à la corrosivité du sol.

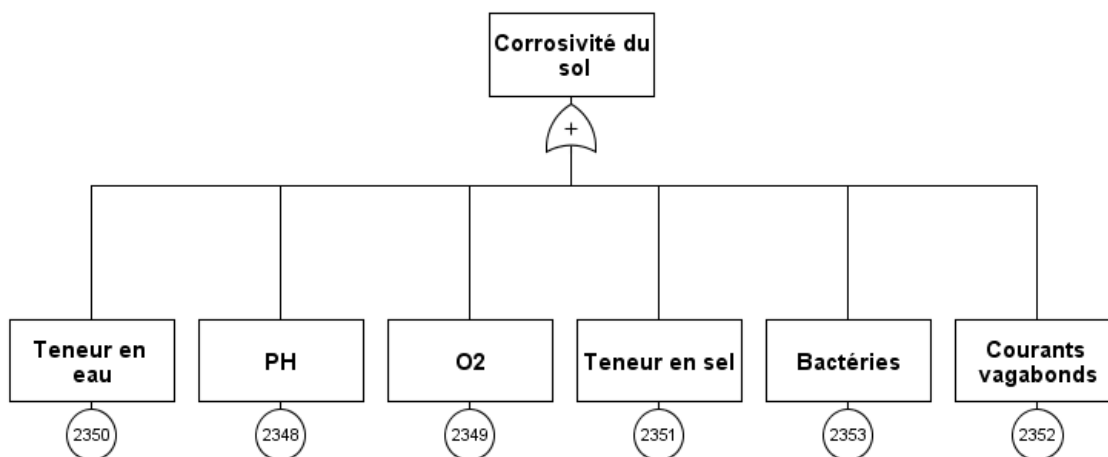


Figure 56 : Arbre de défaillance liées à la corrosivité du sol

Le calcul de la probabilité de corrosion :

$$P_{corrosion} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6$$

$$P_{corrosion} = 1.4 \times 10^{-2} \text{ans}^{-1} \text{km}^{-1}$$

Source 2 : Base de données de l'institut national de l'environnement industriel et des risques (Ineris) [42]

$$P_{corrosion} = 10^{-4}$$

Source 3: Base de données OREDA: Offshore and onshore reliability data

$$P_{corrosion} = 3.52 \times 10^{-4} \text{ans}^{-1} \text{km}^{-1}$$

Source 4 : calcul de la probabilité à partir des données expérimentales.

Durée de vie nominale du pipeline : 23ans

$$P_{corrosion} = \frac{1}{23} = 4 \times 10^{-2} \text{ans}^{-1} \text{km}^{-1}$$

On remarque que la probabilité d'occurrence de la corrosion varie selon les différentes sources, ceci nous permet de dire que lors des analyses de risques, les spécialistes en matière de sécurité doivent prendre en compte la spécificité du milieu dans lequel le pipeline est en contact, d'où la variation de la probabilité d'occurrence de la corrosion, cette dernière pourrait influencer sur le résultat d'occurrence de l'évènement redouté central.

VI.3.3.4 L'arbre des évènements :

L'arbre des évènements suivant regroupe l'ensemble des phénomènes dangereux susceptibles d'être associés à une fuite de gaz haute pression est illustré par la figure 57.

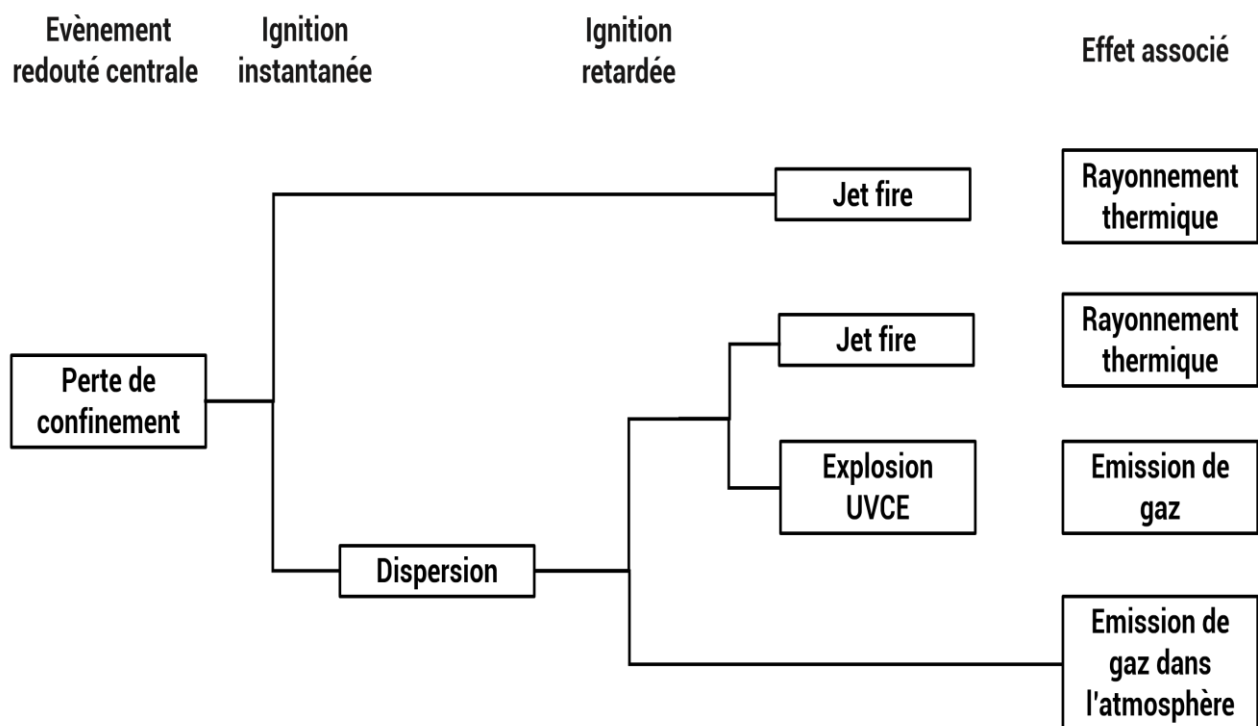


Figure 57 : Arbre d'évènements associé à une perte de confinement (fuite) de gaz.

VI.4 Description des différents phénomènes dangereux associés :

VI.4.1 La surpression à la rupture :

A l'instant de la rupture de la canalisation, la détente du gaz passant de la pression contenue dans le réseau jusqu'à la pression atmosphérique provoque une libération brutale d'énergie. Ce phénomène se distingue par une onde sonore souvent perçue

comme une « explosion » et une onde de surpression. Seule une partie de l'énergie contribue à l'onde de pression, le reste est absorbé lors de la rupture et éventuellement par la projection de terre conduisant à la formation du cratère qui va découvrir la canalisation. Ce phénomène est très bref et conduit à des surpressions (au maximum d'une centaine de millibar) dans un environnement limité autour du point de rupture (quelques dizaines de mètres au maximum pour les canalisations de gros diamètre) [38].

VI.4.2 La dispersion

Très rapidement, le gaz est évacué à l'atmosphère sous forme d'un jet, compte tenu de la pression présente dans la canalisation. Le gaz se mélange à l'air ambiant pour former un panache. Ou se disperse en présence de vent.

VI.4.3 L'inflammation du jet (feu de jet)

Si une source d'inflammation est présente dans l'environnement immédiat de la brèche (par exemple engin à l'origine de l'agression), le panache de gaz s'enflammera quasi-instantanément et laissera place à un feu de torche rayonnant dans l'atmosphère une quantité importante de chaleur jusqu'à la maîtrise de l'accident. Dans ce cas, la propagation de la flamme se fait de l'extérieur vers l'intérieur du panache, les effets de pression associés à ce type d'inflammation ne sont pas significatifs (< 20 mbar). Il en sera de même si cette inflammation périphérique intervient dans un certain laps de temps après la perte de confinement.

VI.4.4 L'inflammation au cœur du jet (UVCE) :

Si l'inflammation est initiée par une source au cœur du jet, les premiers effets associés seront d'ordre mécanique en raison de la surpression associée au développement de la flamme depuis le cœur du panache jusqu'à sa périphérie. Ce phénomène est relativement rapide et souvent suivi par un jet enflammé.

VI.5 Recommandation de prévention :

Difficiles à détecter, coûteuses à réparer et désastreuses pour l'environnement, les fuites d'hydrocarbures représentent un vrai casse-tête pour l'industrie pétrolière.

Pour cela l'ensemble des recommandations proposées traitent deux volets : le premier concerne les différentes méthodes de protection des pipelines contre la corrosion. Le deuxième volet est la nécessité absolue de la mise en place d'un système de gestion des risques.

VI.5.1 Protection contre la corrosion :

Les industriels protègent les canalisations des agressions corrosives externes par une double protection passive avec revêtement et une protection active (protection cathodique) afin de maintenir l'acier dans ses domaines de protection.

VI.5.1.1 Protection passive :

Un revêtement permet d'isoler physiquement et le plus parfaitement possible, le métal du milieu extérieur, prévenant ainsi le mécanisme de corrosion. Une imperfection ou un défaut dans le revêtement représente une zone potentielle de corrosion.

Les techniques de revêtement sont effectuées enrobage pour les conduites enterrées. Le rôle du revêtement est de limiter le contact des électrolytes qui oxydent le métal avec la surface métallique du pipeline en créant une barrière physique. Ces revêtements de quelques millimètres ont par ailleurs une fonction de protection du tube lors des fouilles [43].

Lors du premier service des canalisations les entreprises utilisaient les revêtements organiques, à base de **brai de houille** ou de **bitume de pétrole**.

Les polyéthylènes extrudés (PE) bi et tri-couches (C'est un plastique inerte) et polyuréthanes (PU) appliqués à l'extérieur des gazoducs et l'époxyde appliqué à l'intérieur sont utilisés dans la génération suivante des canalisations.

VI.5.1.2 Protection cathodique :

Elle complète la protection par revêtement. Elle est d'une importance primordiale afin d'accroître la durée de vie des pipelines. L'avantage de cette technique est de pouvoir être contrôlé facilement en de nombreux points par de simples mesures. On cite :

1. Protection par soutirage de courant
2. Protection par anode sacrificielle
3. Protection en présence de courant vagabonds (drainage)

Condition de protection :

Des études théoriques, confirmées par la pratique, ont permis de définir pour chaque métal un potentiel d'immunité ou potentiel minimum de protection.

Le potentiel minimum de protection est de **-850 mV** par rapport à l'électrode de référence impolarisable au sulfate de cuivre Cu/CuSO_4

Cette méthode peut être efficace si est seulement si :

- Les installations fonctionnent en permanence (Sans interruption)
- Le potentiel du métal de l'ouvrage à protéger est maintenu en tout point et dans le temps par rapport à l'électrolyte en dessous du seuil de protection
- Les défauts éventuels y compris ceux du revêtement sont éliminés du système.
- Aussi, il est nécessaire de procéder à la vérification périodique du bon fonctionnement de toutes les installations de protection cathodique.

VI.5.2 Système de gestion de la sécurité

La mise en place d'un système de gestion de la sécurité des canalisations de transport est devenue primordiale pour gérer la sécurité au sein de l'entreprise chargée des canalisations. Le système de gestion de sécurité définit l'organisation, les fonctions des personnels, les procédures et les ressources qui permettent de déterminer et de mettre en œuvre la politique de prévention des incidents et des accidents.

Le système de gestion de la sécurité précise, par des dispositions spécifiques, les situations ou aspects suivants de l'activité [44] :

- **Organisation, formation**
- **Identification et évaluation des risques liés aux phénomènes accidentels**
Des procédures doivent être mises en œuvre pour permettre une identification systématique des risques liés aux phénomènes accidentels susceptibles de se produire en toute configuration d'exploitation des canalisations de transport.
- **Maîtrise de l'exploitation**
Les phases de mise à l'arrêt et de remise en service, d'arrêt, de même que les opérations d'entretien et de maintenance, même sous-traitées, font l'objet de procédures spéciales établis par l'exploitant.

Les opérations d'entretien et de maintenance font l'objet d'un rapport systématique établi par le transporteur y compris lorsque ces tâches sont sous traitées. Ce rapport doit :

- Déterminer la conformité de l'équipement en fonction des résultats obtenus par comparaison à des critères d'acceptabilité ;
- Statuer sur le maintien en service de l'équipement ;
- Prescrire le cas échéant des actions correctives assorties d'un délai de réalisation.

- **Gestion des modifications**
- **Gestion des situations d'urgence**

En cohérence avec les procédures du point 2 (identification et évaluation des risques liés aux phénomènes accidentels) et du point 3 (maîtrise de l'exploitation), des procédures doivent être mises en œuvre pour la gestion des situations d'urgence. Ces procédures doivent être intégrées au plan de sécurité et d'intervention.

- **Gestion du retour d'expérience**

Des procédures doivent être mises en œuvre pour détecter les incidents, les accidents et les accidents évités de justesse, notamment lorsqu'il y a eu des défaillances de mesures de prévention, des bilans réguliers en doivent être établis. Le retour d'expérience doit être mis à profit pour faire évoluer le programme de surveillance et de maintenance et le plan de sécurité et d'intervention.

- **Contrôle, audits et revues de direction :**

Il s'agit du :

- Contrôle du système de gestion de la sécurité
- Audits
- Revues de direction

Conclusion générale :

Ce travail a été effectué dans le cadre de l'étude du phénomène de corrosion sur les pipelines, afin d'évaluer son impact et ses conséquences sur son environnement. Pour ce faire, nous avons suivi une méthodologie se déployant sur deux axes.

Le premier axe de l'étude concerne le suivi de la corrosion sur l'acier au carbone de nuance *API 5L X42* dans deux milieux différents, l'acide chlorhydrique *1M* et une solution de sol préparée en laboratoire de QHSE-GRI afin de simuler les caractéristiques d'un sol très corrosif, un milieu dans lequel pourrait se trouver les pipelines. Et cela dans un premier lieu par une étude mécanique de micro-dureté Vickers, ça nous a permis de constater que la pièce reçue est dans un état homogène de dureté et que la résistance à la rupture $R_m = 515 \text{ Mpa}$, une valeur acceptable selon le référentiel *API 5L*, nous avons aussi caractérisé les échantillons d'acier *API 5L X42* plongés dans une solution corrosive d'acide chlorhydrique *HCl 1M* par la microscopie optique et par MEB. Cette caractérisation a révélé la nature du phénomène de corrosion qui n'est autre que la corrosion par piqûration suivit de la corrosion intergranulaire.

Dans un second lieu nous avons réalisé trois essais gravimétriques. Nous avons immergé l'acier totalement dans la solution de sol simulée pendant 4 jours, les prises de poids à des instant t nous ont permis de calculer la vitesse moyenne de perte d'épaisseur en mm ans^{-1} , cette vitesse est de l'ordre de $V_{corr} = 0.5706 \text{ mm ans}^{-1}$. L'apparition de la couleur orange sur la surface de l'acier nous a indiqué la présence probable de l'oxyde de fer III « Fe_2O_3 » connue sous le nom de rouille et qui n'est autre que le produit de l'oxydation du fer.

Ensuite nous avons réalisé des essais électrochimiques stationnaires, un suivi à l'abandon, nous a permis d'observer une diminution considérable du potentiel jusqu'à atteindre une stabilité à -654mV et -675 mV . De plus nous avons réalisé des courbes de polarisations afin de déterminer les paramètres (I_{corr} , E_{corr}) et les coefficients de TAFEL ce qui nous a permis de calculer le taux de corrosion. A travers ces essais, nous avons fait ressortir quelques remarques importantes concernant le phénomène de corrosion :

- La diminution du potentiel à l'abandon vers des valeurs anodiques indique que l'acier subira une corrosion dans le temps suivant les conditions du milieu d'étude.

- L'influence de la chaleur sur la cinétique de la corrosion est importante, de sorte que l'augmentation de la température se traduit systématiquement par une augmentation de la vitesse de corrosion jusqu'à atteindre une vitesse de $1.147 \text{ mm ans}^{-1}$ à 40°C .
- Nous avons constaté que le courant de corrosion est une fonction forte du pH : la diminution du pH vers les valeurs acides se traduit systématiquement par une augmentation de la vitesse de corrosion.
- La valeur de la vitesse de corrosion calculée par l'exploitation des courbes de polarisations à une température de 25 degrés ($0.413 \text{ mm ans}^{-1}$) confirme les résultats des tests gravimétriques ($0.5706 \text{ mm ans}^{-1}$), la méthode gravimétrique qui est simple d'emploi est donc une méthode valable pour quantifier la probabilité d'occurrence d'un phénomène de corrosion.
- La connaissance de la variation du potentiel de corrosion E_{corr} est insuffisante pour déterminer le sens dans lequel évolue le phénomène de corrosion, il est indispensable de mesurer parallèlement la valeur de l'intensité du courant de corrosion I_{corr} , qui est un facteur important de calcul de la vitesse de corrosion.

Le second axe de l'étude aborde la partie maîtrise des risques industriels, et cela en commençant tout d'abord par la modélisation des défaillances à travers l'approche de WEIBULL. Dans cette partie nous avons étudié la probabilité pour que le gazoduc GZ1 reliant Hassi R'Mell à Arzew accomplisse sa fonction requise, avant qu'il soit affecté par la corrosion. Nous avons estimé la durée de vie nominale d'un tronçon du gazoduc à 23 ans. Cette étude a révélé que le pipeline est en phase de vieillesse ($\beta = 3.1 > 3$) suite à la corrosion.

En effet, cette estimation nous amène à conclure de la nécessité à renouveler le réseau existant par un réseau moderne renforcé par des mesures de protection particulièrement contre la corrosion. Reste que l'aspect technico-économique est déterminant quant au choix de la décision.

Nous avons clôturé notre travail par une contribution aux analyses des risques majeurs liée aux pipelines, en commençant par une identification des sources de danger en se basant sur les check-lists et le retour d'expérience. Nous avons mis en place des scénarios d'accident susceptible de se produire tout en prenant en considération l'effet de la corrosion sur la probabilité de perte de confinement de la canalisation. Nous avons constaté une disparité entre les valeurs des probabilités d'occurrences de corrosion attribué par les bases de données et les guides de

quantification, et celle déduite de l'étude expérimentales $P_{corr} = 4 \times 10^{-2} \text{ ans}^{-1} \text{ km}^{-1}$. D'où l'importance du travail expérimental qui prend en considération la réalité du terrain. Nous avons finalisé en réalisant un arbre d'évènement qui regroupe l'ensemble des phénomènes dangereux susceptibles d'être associés à une fuite de gaz à haute pression dans les gazoducs. Et proposer des mesures de protection contre la corrosion sur ce type d'installation.

En guise de perspective, et compte tenu de l'étude établie dans cette thèse il serait intéressant d'établir une étude de la corrosion des pipelines par les méthodes d'essais électrochimiques dynamiques, afin de suivre les étapes élémentaires du processus électrochimique se déroulant à l'interface électrode/électrolyte. Nous proposons aussi une étude technico-économique pour recenser les coûts des pertes dus à la corrosion.

Bibliographie :

- [1] N. ABDELBAKI, E. BOUALI, M.BETTAYEB, Etude et développement de méthodes appropriées d'amélioration de la sûreté de fonctionnement des installations de transport des hydrocarbures-Rapport final, PNR projet national de recherche,2013.
- [2] Le transport par canalisation . Disponible à l'adresse : pipevent.wordpress.com/quest-ce-qu'un-pipeline. [Consulté le 25/04/2020]
- [3] A. AMARA ZENATI. Étude du comportement des aciers API 5L X60 sollicités par contraintes mécaniques et milieu de sol Algérien Simulé. Thèse de Doctorat : Sciences des matériaux. Telemcen : Université Abou Bekr Belkaid, 2014. 143 p
- [4] I. DJEDID. Etude sur les défaillances des aciers API- 5LX60 pour pipeline Cas de la ligne GZ1. Mémoire de Master : Maintenance industriel. Telemcen : Université Abou Bekr Belkaid, 2013. 80 p.
- [5] E. LECLERC, H. GOLDESTSTEIN. L'agressivité du sol et les conduites enterrées- Guides des techniques de mesures en protection cathodique CEOCOR ,1976. 386 p
- [6] CHAUVIN ARNOUX GROUP. La mesure de terre - Pôle Test & Mesure, Paris, 2009.
- [7] A. BENMOUSSAT, M. HADJEL. Corrosion behavior of low carbon line pipe in soil environment, Eurasian Chem. Journal of Corrosion Science and Engineering 2005, pp.147 – 156.
- [8] K. BELMOKRE, N. AZZOUZ, F. KERMICHE, M. WERY, PAGETTI. Corrosion study of carbon steel protected by a primer, by electrochemical impedance spectroscopy (EIS) in 3% NaCl medium and in a soil simulating solution, Materials and Corrosion, 1998, pp. 108-113
- [9] SONATRACH-SPA, la direction Générale. Le code du réseau de transport par canalisation. Alger, 2018.
- [10] International standard organization, 1999. Corrosion of metals and alloys—Basic terms and definitions. Geneva : ISO 8044, 1999.
- [11] Hakim BENSABRA. Cours de Corrosion et Protection des Métaux - première année Master Génie des Matériaux, Université de JIJEL, 2016. 87p
- [12] A Short introduction to corrosion and its control, corrosion in the metals and its prevention, National Corrosion Service, NPL, 2003.
- [13] C. DEFONTAINE, Mécanismes de corrosion, systèmes de protection et vieillissement accéléré. Avignon, France,2011.
- [14] Edgar MOLEIRO. Evolution de la morphologie interfaciale au cours de la dissolution anodique du cuivre dans une solution aqueuse d'ammoniaque. Thèse de Doctorat : Génie des procédés. Ecole nationale supérieure des mines de Saint-Etienne 1998. 211p.

- [15] C. GABRIELLI H. TAKENOUTI. Méthodes électrochimiques appliquées à la corrosion - Techniques stationnaires : Technique de l'ingénieur. Saint-Denis, France, 2010.
- [16] Sylvie POISSONNETO. Mesure de dureté submicronique instrumentée méthode et applications. Commissariat à l'Energie Atomique. France, 1999.
- [17] Sameh ATHMANI, Etude des couches minces à base de terre rare destinées à la protection des matériaux contre la corrosion. Thèse de Magistère : Chimie analytique et physique. Université Mohamed Cherif Messaidia, Souk Ahras, 2013. 77p
- [18] W. B. ROSSITER, F. J. HAMILTON, Physical methods of chemistry, Electrochemical methods. New-York: Volume 2 Edition,1986.
- [19] A. CAPRANI, I. EPELBOIN, Ph. MOREL, H. TAKENOUTI. 5th European Symposium on Corrosion Inhibitors. Ferrara, Italy,1975.
- [20] Ma FALL, M.F NIANG. Étude comparative de la tenue à la corrosion des armatures en acier en fonction du procédé de fabrication. Revue Cames SAI. Vol.1, N° 1 Janvier 2014.
- [21] Claude GABRIELLI, Hisasi TAKENOUTI, Méthodes électrochimiques appliquées à la corrosion, Technique de l'ingénieur. Saint-Denis, France,2010.
- [22] Trouvay Cauvin, Piping equipment, France, mars 2001.
- [23] la science pour tous. Disponible à l'adresse : <https://lasciencepourtous.cafesciences.org/articles/lemebmicroscopeelectroniqueabalayage/> [consulté le 25/09/2020]
- [24] X. G. ZHANG, Corrosion Potential and Corrosion Current. Corrosion and Electrochemistry of Zinc,1996, 125–156.
- [25] S. G. MILLARD, D. LAW, J. H. BUNGEY, J. CAIRNS, Environmental influences on linear polarization corrosion rate in reinforced concrete, NDT & E Int., 34, 2001, pp409–417.
- [26] K. G. BOTO and L. F. G. WILLIAMS. Electrochemistry ,1977.
- [27] F. MONCHY, la fonction maintenance formation à la gestion de la maintenance industrielle. Masson. Paris, 1996.
- [28] A. BELLAOUARM, S. BELEULMI. Cours Fiabilité maintenabilité disponibilité. Université Constantine 1 ,2014. 106p
- [29] François MONCHY, la fonction maintenance, Masson, Paris, 199p
- [30] Consultation du site : Cahier de meca <http://cahierdemeca.free.fr/pdf/Loi%20de%20Weibull.pdf> [consulté le 30 /03/2020]

- [31] M. HAFIF, M. MEDDAH. Rapport d'expertise sur canalisation du gazoduc GZ1 40'', SONATRACH-DRC, Arzew. 2000
- [32] A. NEFDOV, S. ZHILTSOV, M. EFIMOV, A. VASILIEV, A. KOTSUR. Rapport technique d'inspection géométrique et par piston à fuite de flux magnétique du gazoduc GZ1. WEATHERFORD. Russie 2009
- [33] The American Society of Mechanical Engineers Norm 2009, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines, USA: ASME B31G, 2009.
- [34] A. BENMOUSSAT, M. HADJEL, Corrosion Behavior of Low Carbon Line Pipe Steel in Soil Environment Eurasian Chemico-Technological Journal. 2005, pp. 147–156
- [35] Groupe d'Étude de Sécurité des Industries Pétrolières et Chimiques. Guide méthodologique pour la réalisation d'une étude de dangers Concernant une canalisation de Transport (hydrocarbures liquides ou Liquéfiés, gaz combustibles et produits Chimiques). Paris, 2014.
- [36] C. BOLVIN, T. BALOUIN. Une méthode d'estimation de la probabilité des accidents majeurs de barrages: la méthode du nœud papillon. Colloque technique CFBR / AFEID, 2011, Lyon, France. pp.33-40.
- [37] Yves MORTUREUX. Arbres de défaillance, des causes et d'événement : Techniques de l'ingénieur Méthodes d'analyse des risques. Saint-Denis, France, 2002.
- [38] GRTgaz. Étude de dangers d'un ouvrage de transport de gaz naturel –Partie Générique. France ,2017.
- [39] A. SHAHRIAR, R. SADIQ, S. TEFAMARIAM. Risk analysis for oil& gas pipelines: a sustainability assessment approach using fuzzy based bow-tie analysis. J. Loss Prev. Process Ind. 2012, pp. 505–523.
- [40] N. KHAKZAD, F. KHAN, P. AMYOTTE. Safety analysis in process facilities: comparison of fault tree and Bayesian network approaches. Reliab. Eng. Syst. Saf, 2011, pp. 925–932.
- [42] Ineris, Guide pratique pour la validation des probabilités des phénomènes dangereux des dépôts de gaz de pétrole liquéfié (GPL).2014
- [43] Amina BENDEJOBOR. Corrosion localisée des aciers API X52 de la ligne ASR/MP sollicitée en sol algérien. Mémoire de magister : Sciences des matériaux. Telemcen : Université Abou Bekr Belkaid, 2011. 145p.
- [44] France. Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie. Arrêté du 05/03/14 définissant les modalités d'application du chapitre V du titre V du livre V du code de l'environnement et portant règlement de la sécurité des canalisations de transport de gaz naturel ou assimilé, d'hydrocarbures et de produits chimiques. JORF n°71 du 25 /03/2014,

Annexe A :

1. A une distance de 400 m, la profondeur de pic de corrosion est 14,5 % de l'épaisseur de pipe, soit :

$$Ec = \frac{14,5 \times 12,7}{100} = 1,8415 \text{ mm}$$

$$Vc = \frac{Ec1}{\text{date du test} - \text{date du dernier test}} = \frac{1,8415}{2009 - 2004} = 0,3683 \text{ mm ans}^{-1}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc1} = \frac{10,16}{0,3683} = 28 \text{ ans}$$

2. A une distance de 570 m, la profondeur de pic de corrosion est 12 % de l'épaisseur de pipe, soit :*

$$Ec = \frac{13 \times 12,7}{100} = 1,5240 \text{ mm}$$

$$Vc = \frac{Ec1}{\text{date du test} - \text{date du dernier test}} = \frac{1,5240}{2009 - 2004} = 0,3048 \text{ mm ans}^{-1}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc1} = \frac{10,16}{0,3048} = 33 \text{ ans}$$

3. A une distance de 1550 m, la profondeur de pic de corrosion est 15,5 % de l'épaisseur de pipe, soit :*

$$Ec = \frac{15,5 \times 12,7}{100} = 1,9685 \text{ mm}$$

$$Vc = \frac{Ec2}{\text{date du test} - \text{date de la dernière mise en test}} = \frac{1,9685}{2009 - 2004} = 0,3937 \text{ mm ans}^{-1}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc2} = \frac{10,16}{0,3937} = 26 \text{ ans}$$

4. A une distance de 5200 m, la profondeur de pic de corrosion est 16 % de l'épaisseur de pipe, soit :*

$$Ec = \frac{16 \times 12,7}{100} = 2,032 \text{ mm}$$

$$Vc = \frac{Ec5}{\text{date du test} - \text{date de la dernière mise en test}} = \frac{2,032}{2009 - 2004} = 0,4064 \text{ mm ans}^{-1}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc5} = \frac{10,16}{0,4064} = 25 \text{ ans}$$

5. A une distance de 6250 m, la profondeur de pic de corrosion est 9 % de l'épaisseur de pipe, soit : *

$$Ec = \frac{9 \times 12,7}{100} = 1,143 \text{ mm}$$

$$Vc = \frac{Ec^3}{\text{date du test} - \text{date de la dernière mise en test}} = \frac{1,143}{2009 - 2004} = 0,2286 \text{ mm ans}^{-1}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc^4} = \frac{10,16}{0,2286} = 44 \text{ ans}$$

6. A une distance de 8180 m, la profondeur de pic de corrosion est 10 % de l'épaisseur de pipe, soit :

$$Ec = \frac{10 \times 12,7}{100} = 1,27 \text{ mm}$$

$$Vc = \frac{Ec^3}{\text{date du test} - \text{date de la dernière mise en test}} = \frac{1,27}{2009 - 2004} = 0,254 \text{ mm ans}^{-1}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc^3} = \frac{10,16}{0,254} = 40 \text{ ans}$$

7. A une distance de 9250 m, la profondeur de pic de corrosion est 16 % de l'épaisseur de pipe, soit :*

$$Ec = \frac{16 \times 12,7}{100} = 2,032 \text{ mm}$$

$$Vc = \frac{Ec^5}{\text{date du test} - \text{date de la dernière mise en test}} = \frac{2,032}{2009 - 2004} = 0,4064 \text{ mm ans}^{-1}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc^5} = \frac{10,16}{0,4064} = 25 \text{ ans}$$

8. A une distance de 13900 m, la profondeur de pic de corrosion est 40 % de l'épaisseur de pipe, soit :*

$$Ec = \frac{40 \times 12,7}{100} = 5,08 \text{ mm}$$

$$Vc = \frac{Ec^5}{\text{date du test} - \text{date de la dernière mise en test}} = \frac{5,08}{2009 - 2004} = 1,016 \text{ mm ans}^{-1}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc^5} = \frac{10,16}{1,016} = 10 \text{ ans}$$

9. A une distance de 16000 m, la profondeur de pic de corrosion est 21 % de l'épaisseur de pipe, soit :*

$$Ec = \frac{21 \times 12,7}{100} = 2.667 \text{ mm}$$

$$Vc = \frac{Ec5}{\text{date du test} - \text{date de la dernière mise en test}} = \frac{2,667}{2009 - 2004} = 0,5334 \text{ mm ans}^{-1}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc5} = \frac{10,16}{0,5334} = 19 \text{ ans}$$

10. A une distance de 21400 m, la profondeur de pic de corrosion est 21 % de l'épaisseur de pipe, soit : *

$$Ec = \frac{21 \times 12,7}{100} = 2.667 \text{ mm}$$

$$Vc = \frac{Ec5}{\text{date du test} - \text{date de la dernière mise en test}} = \frac{2,667}{2009 - 2004} = 0,5334 \text{ mm ans}^{-1}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc5} = \frac{10,16}{0,5334} = 19 \text{ ans}$$

11. A une distance de 23500 m, la profondeur de pic de corrosion est 22 % de l'épaisseur de pipe, soit :*

$$Ec = \frac{22 \times 12,7}{100} = 2,794 \text{ mm}$$

$$Vc = \frac{Ec5}{\text{date du test} - \text{date de la dernière mise en test}} = \frac{2,794}{2009 - 2004} = 0,5588 \text{ mm ans}^{-1}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc5} = \frac{10,16}{0,5588} = 18 \text{ ans}$$

12. A une distance de 30800 m, la profondeur de pic de corrosion est 23 % de l'épaisseur de pipe, soit :

$$Ec = \frac{23 \times 12,7}{100} = 2,921 \text{ mm}$$

$$Vc = \frac{Ec5}{\text{date du test} - \text{date de la dernière mise en test}} = \frac{2,921}{2009 - 2004} = 0,5842 \text{ mm ans}^{-1}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc5} = \frac{10,16}{0,5842} = 17 \text{ ans}$$

13. A une distance de 50010 m, la profondeur de pic de corrosion est 15 % de l'épaisseur de pipe, soit *

$$Ec = \frac{15 \times 12,7}{100} = 1,905 \text{ mm}$$

$$Vc = \frac{Ec5}{\text{date du test} - \text{date de la dernière mise en test}} = \frac{1,905}{2009 - 2004} = 0,381 \text{ mm ans}^{-1}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc5} = \frac{10,16}{0,381} = 27 \text{ ans}$$

14. A une distance de 55900 m, la profondeur de pic de corrosion est 26 % de l'épaisseur de pipe, soit :*

$$Ec = \frac{26 \times 12,7}{100} = 3,3020 \text{ mm}$$

$$Vc = \frac{Ec5}{\text{date du test} - \text{date de la dernière mise en test}} = \frac{3,3020}{2009 - 2004} = 0,6604 \text{ mm ans}^{-1}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc5} = \frac{10,16}{0,6604} = 15 \text{ ans}$$

15. A une distance de 70500 m, la profondeur de pic de corrosion est 27 % de l'épaisseur de pipe, soit :

$$Ec = \frac{27 \times 12,7}{100} = 3,4324 \text{ mm}$$

$$Vc = \frac{Ec5}{\text{date du test} - \text{date de la dernière mise en test}} = \frac{3,4324}{2009 - 2004} = 0,6865 \text{ mm ans}^{-1}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc5} = \frac{10,16}{0,6865} = 15 \text{ ans}$$

16. A une distance de 70750 m, la profondeur de pic de corrosion est 14,3 % de l'épaisseur de pipe, soit :*

$$Ec = \frac{14,3 \times 12,7}{100} = 1,8161 \text{ mm}$$

$$Vc = \frac{Ec5}{\text{date du test} - \text{date de la dernière mise en test}} = \frac{1,8161}{2009 - 2004} = 0,3632 \text{ mm ans}^{-1}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc5} = \frac{10,16}{0,3632} = 28 \text{ ans}$$

17. A une distance de 90350 m, la profondeur de pic de corrosion est 29 % de l'épaisseur de pipe, soit :*

$$Ec = \frac{29,5 \times 12,7}{100} = 3,7465 \text{ mm}$$

$$Vc = \frac{Ec5}{\text{date du test} - \text{date de la dernière mise en test}} = \frac{3,7465}{2009 - 2004} = 0,7493 \text{ mm ans}^{-1}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc5} = \frac{10,16}{0,7493} = 13 \text{ ans}$$

18. A une distance de 100000 m, la profondeur de pic de corrosion est 18,3 % de l'épaisseur de pipe, soit :*

$$Ec = \frac{18,3 \times 12,7}{100} = 2,3241 \text{ mm}$$

$$Vc = \frac{Ec5}{\text{date du test} - \text{date de la dernière mise en test}} = \frac{2,3241}{2009 - 2004} = 0,4648 \text{ mm ans}^{-1}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc5} = \frac{10,16}{0,4648} = 22 \text{ ans}$$

Annexe B :

β	A	B		β	A	B		β	A	B
1,75	0,89062	0,52523		3,45	0,89907	0,28822		5,15	0,91974	0,20505
1,8	0,88929	0,51123		3,5	0,89975	0,28473		5,2	0,92025	0,20336
1,85	0,88821	0,49811		3,55	0,90043	0,28133		5,25	0,92075	0,20170
1,9	0,88736	0,48579		3,6	0,90111	0,27802		5,3	0,92125	0,20006
1,95	0,88671	0,47419		3,65	0,90178	0,27479		5,35	0,92175	0,19846
2	0,88623	0,46325		3,7	0,90245	0,27164		5,4	0,92224	0,19688
2,05	0,88589	0,45291		3,75	0,90312	0,26857		5,45	0,92272	0,19532
2,1	0,88569	0,44310		3,8	0,90379	0,26558		5,5	0,92320	0,19379
2,15	0,88561	0,43380		3,85	0,90445	0,26266		5,55	0,92368	0,19229
2,2	0,88562	0,42495		3,9	0,90510	0,25980		5,6	0,92414	0,19081
2,25	0,88573	0,41652		3,95	0,90576	0,25701		5,65	0,92461	0,18935
2,3	0,88591	0,40848		4	0,90640	0,25429		5,7	0,92507	0,18792
2,35	0,88617	0,40080		4,05	0,90704	0,25162		5,75	0,92552	0,18651
2,4	0,88648	0,39345		4,1	0,90768	0,24902		5,8	0,92597	0,18512
2,45	0,88685	0,38642		4,15	0,90831	0,24647		5,85	0,92641	0,18375
2,5	0,88726	0,37967		4,2	0,90894	0,24398		5,9	0,92685	0,18240
2,55	0,88772	0,37319		4,25	0,90956	0,24154		5,95	0,92729	0,18107
2,6	0,88821	0,36696		4,3	0,91017	0,23915		6	0,92772	0,17977
2,65	0,88873	0,36097		4,35	0,91078	0,23682		6,05	0,92815	0,17848
2,7	0,88928	0,35520		4,4	0,91138	0,23453		6,1	0,92857	0,17721
2,75	0,88986	0,34963		4,45	0,91198	0,23229		6,15	0,92898	0,17596
2,8	0,89045	0,34427		4,5	0,91257	0,23009		6,2	0,92940	0,17473
2,85	0,89106	0,33909		4,55	0,91316	0,22793		6,25	0,92980	0,17351
2,9	0,89169	0,33408		4,6	0,91374	0,22582		6,3	0,93021	0,17232
2,95	0,89233	0,32924		4,65	0,91431	0,22375		6,35	0,93061	0,17113
3	0,89298	0,32455		4,7	0,91488	0,22172		6,4	0,93100	0,16997
3,05	0,89364	0,32001		4,75	0,91544	0,21973		6,45	0,93139	0,16882
3,1	0,89431	0,31561		4,8	0,91600	0,21778		6,5	0,93178	0,16769
3,15	0,89498	0,31135		4,85	0,91655	0,21586		6,55	0,93216	0,16657
3,2	0,89565	0,30721		4,9	0,91710	0,21397		6,6	0,93254	0,16547
3,25	0,89633	0,30319		4,95	0,91764	0,21212		6,65	0,93292	0,16439
3,3	0,89702	0,29929		5	0,91817	0,21031		6,7	0,93329	0,16332
3,35	0,89770	0,29550		5,05	0,91870	0,20853		6,75	0,93366	0,16226
3,4	0,89838	0,29181		5,1	0,91922	0,20677		6,8	0,93402	0,16121

Annexe C :

Résistance	
[HV]	<i>Rm</i> [MPa]
202	640
196	620
192	610
188	600
182	590
178	570
175	560
171	540
163	520
156	500
150	490
143	460
137	450
132	430
127	410