



UNIVERSITE DE TLEMCEM & FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE

Mémoire de Master
Spécialité : Génie Mécanique
Option : Maintenance Industriel

THEME

**Etude sur les défaillances des aciers
API- 5LX60 pour pipeline
Cas de la ligne GZ1**

Présenté par : **DJEDID Ibrahim**

Soutenu : **juin2013**

Devant le jury :

Président : Mr. HADJOUI Fethi	MAA	Université de Tlemcen
Examineur : Mr. KARA ALI Djamel	MAA	Université de Tlemcen
Examineur : Mr. ACHOUI Mohamed	MAA	Université de Tlemcen
Encadreur : Mr. A.BENMOUSSAT	MCA	Université de Tlemcen
Co –Encadreur : Mr A. BOURDIM	MCA	Université de Tlemcen
Membre invité : Mr D. BELABACI	Directeur DRC /SONATRACH	

Dédicaces

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

Ce mémoire est dédié à :

À ma grande mère,

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

À Mes frères et sœurs,

À tout ma famille,

À tout mes amis,

À mes collègues et surtout à ceux de la section «Maintenance Industrielle » promotion (2012/ 2013),

À Mr A. BENMOUSSAT et A. BOURDIM mes encadreurs d'études,

Mes enseignants de la faculté de technologie,

À Toute la famille universitaire de Tlemcen,

A tous ceux que j'ai oubliés involontairement,

Et surtout à mon très cher pays ALDJAÏR

REMERCIEMENT

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

Nos vifs remerciements à nos promoteurs monsieur **A.BENMOUSSAT** et monsieur **A.BOURDIM** de nous avoir proposé ce thème encadrer tout le long de notre travail.

Nous remercions monsieur F.HDJOUÏ qui nous à fait l'honneur de présider et les jurys monsieur **D.KARA ALI** et monsieur **M.ACHOUÏ**.

Mes remerciements vont également à la société Sonatrach (DRC), Direction de réparation de la canalisation à Béthioua pour avoir accepté de me recevoir en stage pratique à la station STT de traitement des tubes. J'exprime ma profonde reconnaissance au directeur de DRC monsieur **BELABACI Djelloul** et le chef de station STT monsieur **BENLEKHAL Abdelkader** ainsi que les cadres de Sonatrach qui m'ont aidé de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail particulièrement l'ingénieur du département inspection et contrôle monsieur **MANSOUR HAFIFI**.

Nous remercions le directeur du D'OU de Tlemcen et la directrice de contrôle du D'OU Mm Amina de Mostaganem, qui m'ont aidé tous deux à résider à l'université de cette dernière pendant le stage.

Nous remercions nos chères familles pour leur aide et leur soutien pendant tout notre cursus.

Nous tenons à remercier les enseignants qui nous ont formés au cours du cursus universitaire et en particulier ceux de la Maintenance Industrielle. Que tous les collègues et amis qui ont contribué de près ou de loin au bon déroulement de ce travail et a en faire de celui-ci un plaisir, retrouvent ici l'expression de ma parfaite considération et ma gratitude la plus sincère.

الملخص

نظرا للمشاكل التي تتعرض لها الأنابيب لنقل الغاز خاصة مشكل التآكل ونظرا لعبورها تحت الأرض الذي يجعل تتبع حالتها جد صعبة وبما أن استعمال أداة تتبع بالأقمار الصناعية كل مرة مكلف جدا. لهذا وضعنا هذه الدراسة لتوقع حياة الأنبوب بأخذ معطيات هذه الأداة مرة واحدة فتجعل عملية تتبعها سهلة من طرف مصلحة الصيانة .

ولقد قمنا بدراسة حول الحياة لصلاحية الأنبوب بنموذج (Weibull)

الكلمات المفتاحية: أنابيب الغاز، التآكل، موجات فوق الصوتية، الحياة المتبقية، نموذج Weibull.

Résumé

Les aciers de pipelines dans le transport des hydrocarbures, sont sollicités par des phénomènes de corrosion par les sols particulièrement où ils sont enfouis. Les méthodes de détection de ces défaillances se fait par contrôle non destructif par ultrasons.

Nous sommes intéressés dans ce travail à évaluer la durée de vie restante des pipes corrodés en utilisant le modèle de Weibull.

Mot clés : aciers API, défaillances, ultrason, durée de vie, Modèle Weibull.

Abstract

Steels buried pipelines transporting hydrocarbons are solicited by soils corrosion. Pipelines failures are detected by non-destructive method such as ultrasonic testing.

We are interested in this work to assess the remaining life of corroded pipes using the probabilistic Weibull model.

Key words: API steels – failures - ultrasound - life - Weibull.

Liste des figures

Chapitre I

Figure 1.1 : soudure spiral

Figure 1.2 : soudure longitudinale

Figure 1.3 : A) Microstructure ferrito –perlitique ;B) Microstructure bainitique

Figure 1.4 : Exemple de propriétés à concilier dans un acier HSLA.

Figure 1.5: Effet de la taille du grain ferritique sur la limite d'élasticité et la température de transition (acier à 0.1% C, 0.5% Mn, 0.2% Si, 0.006% N, d'après IRVINE

Figure 1.6: l'influence des éléments d'additions sur résistance du matériau

Figure 1.7: effet du taux de carbone sur la courbe de transition Charpy des aciers ferrito – perlitiques

Figure 1.8 : Evolution des compositions des aciers pour tubes en fonction de la soudabilité

Figure 1.9. Schéma d'une courbe de traction.

Figure I.10 : Schéma de la pénétration d'un solvant dans un polymère

Figure 1.11 : Les types d'endommagement

Figure 1.12 : Migrations d'adjuvants

Figure 1.13 : Type de corrosion.

Figure 1.14: Principe de corrosion par courant vagabond

Figure 1.15 Corrosion par piqûres

Figure 1.16: Pile électrochimique

Figure 1.17 : Corrosion métallique du fer dans une eau neutre aérée

Figure 1.18: Attaque localisée

Figure 1.19 : Fissuration par corrosion sous contrainte

Figure. 1.20: Piston Instrumenté Basé Sur Le Principe De Perte De Flux Magnétique

Chapitre II

Figure 2.1 : Grands axes du réseau de transport des hydrocarbures en Algérie.Sonatrach

Figure 2.2: la ligne GZ1 montrant sept (7) stations de compression du gaz naturel

Figure 2.3 : Eprouvette de traction (norme API1104)

Figure 2.4 : Eprouvette plates avant et après essais de traction

Figure 2.5. Profil d'échantillon de l'acier X-60 après défaillance.

Figure 2.6. Echantillons des tubes en acier X-60 du tronçon SC 1 à SC 2.

Figure 2.7: L'outil intelligent MagneScan HR.

Figure 2.8 : Résultats d'inspection par Magne Scan RH.

Figure 2.9 : Distribution de la corrosion externe le long de la canalisation en fonction du pic de profondeur

Figure 2.10 : Distribution de la corrosion externe sur tout le périphérique de la canalisation.

Figure 2.11 : protection cathodique

Figure 2.12 : Anodes sacrificielle appelée encore anode réactive

Figure 2.13: Soutirage de courant ou dispositif à courant imposé

Figure 2.14 : POINT DE MESURE

Figure 2.15 : Electrode

Figure 2.16: Les machines de transports des pipelines.

Figure 2.17. Décapage manuel

Figure 2.18. Sablage manuel

Figure 2.19 : Machine de sablage automatique

Figure 2.20 Revêtement d'un tube par le polyéthylène

Chapitre III

Figure 3.1. Droite de linéarisation par la méthode des moindres carrés

Figure 3.2 : Evaluation des profondeurs des pics de corrosion le long d'un tronçon de la GZ1

Figure 3.3: localisation des profondeurs de corrosion entre 0 à 3000m

Figure 3.4: variation des différentes profondeurs de pic

Figure 3.5 : distribution des profondeurs des pics de corrosion

Figure 3.6 : Courbes de fiabilité, taux de défaillance et densité de probabilité.

Liste des tableaux

Chapitre I

Tableau 1.1 : composition chimique typique des aciers pour pipelines, norme API

Tableau 1.2 : propriétés mécaniques des aciers pour tubes selon la norme API

Tableau 1.3 : Valeurs de micro dureté des deux nuances d'acier

Tableau 1.4 : Valeurs de dureté des deux nuances d'acier

Chapitre II

Tableau 2.1 : liste des caractéristiques des canalisations du sud algérienne (TRC/SONATRACH)

Tableau 2.2 : Station de Compression (06)

Tableau 2.3 : Spécification technique de l'implantation de ligne GZ1 40"

Tableau 2.4. Paramètres énergétiques maximums d'écoulement du gaz naturel, ligne GZ1, à la sortie des stations de service SC.

Tableau 2.5 : Composition chimique de l'acier X60 étudié

Tableau 2.6: Résultat d'essai de traction

Tableau 2.7. Bilan de réhabilitation

Chapitre III

Table 3.1 : Des valeurs A et B pour le calcul du MTBF (loi de " Weibull")

Tableau 3.2 : Tableau de présentation des valeurs (xi, yi)

Tableau 3.3 : caractéristiques de la ligne GZ1

Tableau 3.4: résultat de temps de bonne fonction TBF par ordre i

NOTATIONS UTILISÉES

α :	Densité de dislocation.
σ_d :	Durcissement par dislocation.
σ_i :	La contrainte de friction interne du réseau de fer.
σ_s :	Durcissement par solution solide.
σ_p :	Durcissement par précipitation.
σ_t :	Durcissement par texture.
d1 :	le diamètre.
d2 :	le diamètre.
R :	Résistance.
d :	Taille de grain ferritique.
T :	Température.
f :	La contrainte tangentielle.
P_{cm} :	pression critique.
A :	masse volumique
N :	nombre d'oxydation (valence) l'ion métallique
I :	l'intensité du courant (en ampère)
t :	temps (secondes)
M :	perte de masse (en gramme)
F =	96 487 coulomb
R :	8,314 joule (constante de gaz)
T :	température absolue en Kelvin

C :	concentration de la solution
E_0 :	correspond à une concentration égale à 1, et dit potentiel standard ou normal de la réaction électrochimique.
a :	Axe horizontal gradué en $\ln(t)$ du papier "d'Allen Plait"
a1 :	1er point choisi dans le cas $\gamma \neq 0$
a2 :	2ème point choisi dans le cas $\gamma \neq 0$
a3 :	3ème point choisi dans le cas $\gamma \neq 0$
$E(t)$:	Espérance mathématique de la variable aléatoire T
$F(t)$:	Fonction de répartition de la variable aléatoire
$f(t)$:	densité de probabilité de la variable aléatoire
$F(i)$:	fonction de répartition empirique établie à partir de données numériques.
MTBF :	Moyenne des temps entre défaillances[h]
m :	Indice
n :	nombre de défaillances et n_s : nombre de survivants
i :	rang de la ième de défaillance
N :	taille d'un échantillon de défaillances.
$R(t)$:	Fiabilité au temps t [%]
TBF :	Temps de bon fonctionnement avant la première défaillance[h]
x_i :	Les mesures données
y_i :	Les valeurs données
β (beta) :	Paramètre de forme de la loi de "weibull"
η (êta) :	Paramètre d'échelle de la loi de "weibull"[h]

- $\lambda(t)$: taux de défaillance instantané
- λ (lambda): Taux de défaillance constant [nbr/h]
- γ (gamma) : Paramètre de position de la loi de "weibull"[h]
- σ (sigma minuscule) : Écart type
- L_{10} : durée de vie « nominale » associée à la fiabilité $R=0.9$.
- μ : taux de réparation
- V_{c1} : 1^{er} vitesse de corrosion
- V_{c2} : 2^{ème} vitesse de corrosion
- E_{cd} : profondeur de pic de corrosion en (mm).
- Z : Quantité scalaire utilisée dans la méthode des moindres carrés
- Req : Résistance moyen de l'acier (Mpa)

Liste des abréviations

HSLA :	High Strength low Alloy Steels.
WT :	wall thickness, épaisseur.
DWTT :	Batelle Drop Weight Tear Test.
TMCP:	Thermo mechanical controlled process.
HV :	Essais Vickers
HRB :	type Brinell
API ;	American Petroleum Institut
CST :	Corrosion sous tension
Csc :	Corrosion sous contrainte

SOMMAIRE

Dédicace.....	I
Remerciement.....	II
Résumé.....	III
Liste des figures	VI
Liste des tableaux	VIII
Notation utilisées.....	IX
Liste des abréviations.....	XII

Introduction générale.....	1
-----------------------------------	----------

Chapitre I : Tubes en aciers des lignes de pipelines

Introduction.....	3
1.1 Fabrication de tubes.....	4
1.1.1 Introduction.....	4
1.1.2. Fabrication des tubes sans soudures.....	4
1.1.3 Fabrications des tubes soudés.....	4
1.2 Procédé TMCP d'obtention de l'acier.....	6
1.3 Les aciers pour pipelines.....	7
1.3.1 Caractérisation et propriétés.....	7
1.3.2 Mécanismes de durcissement.....	9
1.3. 3 Composition chimique.....	10
1.3.4 Ténacité.....	12
1.3.4.1 Température de transition.....	12
1.3.5 Soudabilité.....	13
1.3.6 Caractérisations des aciers API	15
1.3.6.1. Caractérisation mécanique.....	16
1.4 Les défaillances des tubes.....	17
1.4.1 Introduction.....	17
1.4.2. Types de défaillances.....	17
1.4.2.1 Défaillances mécaniques.....	18
1.4.2.1.1 Introduction.....	18
1.4.2.1.2 La rupture.....	19
A. Rupture fragile.....	19
B. La rupture ductile.....	19
C. Rupture par fatigue.....	20
D. Rupture inter granulaire.....	20
1.4.2.1.3 Fragilité.....	20
A. Risques encourus.....	20
B. Fragilisation par le froid.....	20
C. Fragilisation par l'hydrogène.....	21
1.4.2.1.4 La fissuration.....	21
1.4.2.1.5 Déformation plastique.....	21
A. Déformation plastique sous contrainte mécanique.....	22
1.4.2.1.6 Défaillance physique.....	22
A. Vieillessement physique.....	22
B. La plastification.....	23
C. Le gonflement.....	23
D. L'endommagement.....	24

E. La migration d'adjuvants.....	24
1.4.2.2 Défaillances par corrosion.....	25
1.4.2.2.1 Définition de la corrosion.....	25
1.4.2.2.2 Différents types de corrosion.....	25
A. Corrosion par piqûre.....	25
B. Corrosion sélective.....	25
C. Corrosion inter granulaire.....	26
D. Corrosion trans granulaire.....	26
E. Corrosion par courant-vagabonds.....	26
1.4.2.2.3 Corrosion uniforme.....	27
1.4.2.2.4 Corrosion par piqûres et corrosion caverneuse.....	27
1.4.2.2.5 Défaillance par corrosion électrochimique.....	28
1.4.2.2.6 Défaillance par corrosion biologique.....	30
1.4.2.2.7 Défaillance par corrosion sous contrainte.....	30
1.4.2.2.8 Fissuration par corrosion.....	31
1.4.2.2.9 Fissuration par corrosion sous contrainte.....	32
1.4.2.2.10 La fatigue par corrosion.....	32
1.5 Détection des défaillances.....	33
1.5.1 Méthodes de contrôle non destructif.....	33
1.5.1.1 Détection par Ultrasons.....	33
1.5.1.2 Détection par flux magnétique.....	33
1.5.1.3 Détection par radiographie.....	34
Synthèse bibliographique.....	35
Conclusion.....	35

Chapitre II : Contexte industrie

Introduction.....	36
2.1 Description la ligne GZ1.....	39
2.2 Caractéristiques des aciers (X60).....	41
2.2.1 Les propriétés chimiques.....	41
2.2.2 Caractéristique mécanique.....	41
2.2.2.1 Essai de traction.....	41
2.3 Contrôle visuel.....	43
2.3.1. Contrôle des épaisseurs résiduelles.....	43
2.4 Détection des défaillances par CND.....	44
2.4.1. Inspection du tronçon reliant sc2 à SC3.....	44
2.4.2. Données d'entrées.....	45
2.4.3 Résultats d'inspections.....	47
2.5 Protection Passive.....	49
2.5.1. Polyéthylènes (PE).....	49
2.5.2 Polyuréthane (PU).....	50
2.5.2.1 Domaine d'utilisation.....	50
2.5.2.2 Caractéristiques.....	50
2.5.2.3 Epaisseur nominale de film sec.....	51
2.5.2.4 Rendement théorique.....	51
2.5.2.5 Temps de séchage.....	51
2.5.2.6 Solvant de nettoyage.....	51
2.5.2.7 Conditionnement standard.....	51
2.5.2.8 Stockage.....	52
2.6 Protection cathodique.....	52

2.6.1 Principe.....	52
2.6.2 Technique de la protection cathodique.....	54
2.6.3 Mesure et contrôle.....	54
2.6.3.1 Points de mesure.....	54
2.6.3.2 Mesure de potentiel.....	55
2.7 Description de la station de traitement des tubes (STT).....	56
2.7.1 Localisation.....	56
2.7.2 La superficie.....	56
2.7.3 Capacité de stockage.....	56
2.7.4 REALISATION DE LA STT.....	56
2.7.5 Missions de la station traitement tubes.....	56
2.7.5.1 Activités de STT.....	56
A. Décapage et sablage.....	56
B. Le décapage.....	57
C. Sablage.....	57
D. Application des revêtements.....	58
E. Bilan de réhabilitation.....	59
Conclusion.....	59

Chapitre III Modélisation des défaillances

Introduction.....	60
3.1 Lois de distribution.....	60
3.1.1. Loi exponentielle.....	60
3.1.2. La loi normale (Laplace-Gauss).....	60
3.2 Présentation du modèle de Weibull.....	61
3.2.1 Domaine d'utilisation.....	61
3.2.2 Signification des paramètres de fiabilité de "Weibull".....	61
3.2.3 Expressions mathématiques.....	62
3.2.4 Algorithme de l'étude de la loi de WEIBULL.....	64
3.3 Méthode des moindres carrés.....	65
3.4 Acquisition des données.....	67
3.5 Traitement des données.....	69
3.6 Résultats et discussions.....	75
Conclusion.....	76
Conclusion général.....	77
Référence.....	78

Introduction générale

Le transport du gaz dans des conditions économiques nécessite l'utilisation de pressions de transport aussi élevée que possible, ce qui nécessite l'emploi d'aciers de plus en plus résistants dont les propriétés sont adéquates. Les sites de production de gaz sont souvent très éloignés des centres de consommation. Le gaz est alors acheminé à l'aide de canalisations sur des distances de plusieurs milliers de kilomètres.

Un gazoduc est une structure dont l'intégrité doit être garantie. En particulier, pour éviter tout amorçage de rupture, le dimensionnement de la structure est effectué pour travailler dans le domaine élastique avec un coefficient de sécurité adéquat, ce qui autorise une taille critique de défaut. De plus, la température de transition ductile fragile de l'acier est choisie de façon à empêcher une rupture fragile du tube. De plus, la sécurité des installations demande une bonne ténacité pour éviter la ruine de la structure par propagation rapide des fissures.

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 ou équipements doivent résister à des sollicitations nombreuses :

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

Un facteur important qui entraîne une dégradation des pipelines dans l'industrie du pétrole et du gaz est la corrosion. Coûts énormes sont dirigés annuellement à atténuer la corrosion.

La corrosion sous contrainte dans les oléoducs et le gaz est une question très importante, parce que toujours il y a fuite ou rupture est l'échec des pipelines peut constituer une menace potentielle pour les humains et l'environnement. En conséquence, la corrosion et le pipeline de détection des défauts est essentielle. En général, les pipelines enfouis dans le sol plus de 5 ans de vie, par expérience on a une apparition de différents types de défauts de corrosion et des fissures des aciers. Dans le pipeline en cours de fonctionnement, des fissures peuvent se développer à partir de tailles primaires masse critique conduisant à la fuite, (en particulier dans des tuyauteries de faible épaisseur de paroi) ou une défaillance soudaine peut se manifester (en particulier dans les pipelines de grande épaisseur de la paroi).

Nous sommes intéressés à étudier les défaillances dans la ligne GZ1 reliant le gisement de gaz naturel à Hassi R'Mel à Arzew sur une distance de 507 Kms. La détection des défaillances se fait par contrôle non destructif par ultrason où un outil intelligent va inspecter les parois internes et externes des tubes et déceler les éventuelles défaillances par pics de corrosion. L'interprétation des résultats de l'outil déterminera les défaillances sur sept kilomètres où les défaillances ont été constatées qui devront être remplacés ou réparés suivant la gravité, l'étendue de la corrosion de la conduite.

Ce travail propose une approche fiabiliste pour analyser la durée de vie d'une conduite de gaz sous corrosion localisée. Ensuite, le modèle de Weibull est intégré dans une approche probabiliste où les incertitudes sont prises en compte dans les paramètres de calculs. Ainsi, la fiabilité du tube est calculée en déterminant la probabilité de défaillance ou bien l'indice de fiabilité.

Nous présenterons dans le premier chapitre, une analyse du mode d'obtention des tubes avec soudure et sans soudure selon la norme API, ensuite les aciers pour pipelines et leurs caractérisations, puis on donne les types de défaillance mécanique, physique et chimique des aciers. A la fin de ce chapitre on définit les méthodes de contrôles non destructif. Dans le second chapitre sera présenté l'activité du transport par canalisation et description de la ligne GZ1, détermination de la composition chimique et la caractéristique mécanique de traction d'un pipe 5LX60. Un Contrôle visuel et l'inspection par sonde ultrasonique qui permet de relever les dimensions de pics de corrosion. Puis définir la protection passive et protection active et à la fin de cela une description de la station de traitement des tubes. Le troisième chapitre sera consacré à la détermination de la durée de vie restante des structures existantes en utilisant une approche de probabilité selon le modèle de Weibull.

Chapitre I

Tubes en aciers des lignes de pipeline

INTRODUCTION

Un pipeline est une canalisation enterrée ou aérienne transportant des biens, qu'ils soient sous forme liquide ou gazeuse. 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. Ces pipelines s'avèrent coûteux et parfois difficiles à mettre en œuvre selon les caractéristiques des terrains traversés, en zone de risque sismique ou politiquement instable. Au contraire de leur investissement initial ; leur utilisation est relativement peu coûteuse par rapport à d'autres formes de transport concurrentes, au moins sur de petites et moyennes distances.

C'est vers les années 20 qu'on a commencé à faire sortir les premiers tubes soudés en acier à partir de feuillard chauffé. Dans cette technique, le soudage se fait par rapprochement des bords en fusion. Par la suite, l'invention de la soudure électrique permet, par effet de joule, de fondre le métal a conduit au développement de l'industrie des petites soudures par résistances puis par induction.

Enfin, depuis les années 40, le développement de la sidérurgie s'étant concentré sur les produits plats, et vu l'importance prise par le secteur de construction mécanique l'industrie des tubes soudés à du, répondre à la demande sans cesse croissante, par l'invention de nouveaux procédés tel le soudage automatique sous flux avec apport de métal. Ce flux étant constitué, soit d'un gaze rare, soit de poudre composée d'éléments favorables à l'homogénéité du métal déposé par un fil métallique ayant des caractéristiques mécaniques et une composition chimique voisine des tubes à souder.

Ce n'est qu'à partir de ces nouveaux procédés de soudage que la fabrication des tubes soudés connu son véritable essor.

Il existe trois grandes familles des tubes :

- 1- Les petits tubes soudés dont le diamètre ne dépasse pas 219mm \neq 8''.
- 2- Les moyens tubes soudés dont le diamètre est compris entre 228.6mm et 406.4mm (9'' à 16'').
- 3- Les gros tubes soudés dont le diamètre est supérieur à 16'' (406.4mm). [1]

1.1 Fabrication de tubes

1.1.1 Introduction

La multiplicité des diamètres et des épaisseurs de tubes et le développement avec le temps de leurs techniques de fabrication, constituent les raisons de la diversité du réseau de transport gazier algérien. On retrouve :

- Les tubes non soudés,
- Les tubes soudés en spirale,
- Les tubes soudés longitudinalement.

On se limitera dans le cadre de cette étude à la présentation du mode de fabrication des tubes dits de grands diamètres et utilisés dans le transport. Cette appellation est réservée aux tubes de diamètre extérieur supérieurs à 16" (406.4 mm). Ils sont obtenus par formage suivi de l'opération de soudage en *long* ou en *spirale* de tôles laminées à chaud. [2]

1.1.2. Fabrication des tubes sans soudures

Le laminage est un procédé de déformation plastique continue, obtenue par les cylindres du laminoir. Cette déformation est caractérisée par un amincissement et un allongement (la pièce laminée ne s'élargit presque pas). Le laminage en passes successives peut produire une forte réduction d'épaisseur. Le coefficient de corroyage (toujours supérieur à l'unité) est le rapport entre la section du produit avant et après laminage. Le laminage modifie la structure cristalline primaire du lingot, affine le grain, homogénéise la composition et améliore les caractéristiques, surtout dans le sens longitudinal, en raison de l'orientation donnée aux structures cristallines.

Dans le laminage à chaud, la température du matériau est choisie de façon à obtenir les caractéristiques plastiques optimales. Le laminage à froid se fait à la température ambiante et nécessite une abondante lubrification. L'importance de la variation de section à chaque passe est limitée (V. écrouissage).

Les tubes laminés sans soudure sont obtenus par laminage à chaud ; utilisés pour les faibles diamètres jusqu'à un maximum de 16" à 24" (406.4mm à 609.6mm), selon les pays. [3]

1.1.3 Fabrications des tubes soudés

Les tubes soudés longitudinalement sont obtenus par cintrage d'une tôle et soudure le long d'une génératrice ; deux procédés de soudure sont employés, soit la

soudure à l'arc immergé, comportant un apport de métal, soit la soudure par rapprochement et fusions obtenue par action de courants de forte intensité ; les diamètres maximaux obtenus dans cette catégorie de fabrication sont actuellement de 56"(1422.4mm). Selon cette dernière méthode, l'acier feuillard est transformé progressivement en tube ou en profilé avec fente par un laminoir continu. Une installation haute fréquence permet de chauffer les bords du feuillard de manière inductive - c'est-à-dire sans contact - qui atteignent très rapidement la température de soudage et sont ensuite pressés ensemble (soudage par pression) par des cylindres de compression. L'opération de soudage s'effectue sans le moindre matériel supplémentaire. La soudure présente donc la même composition chimique que le matériau de base. La bavure de soudage qui se crée au cours de la compression est éliminée - sur l'extérieur du tuyau toujours et à l'intérieur selon l'usage réservé au tuyau. Une tronçonneuse rotative découpe le tube continu en morceaux de la longueur souhaitée.

Les tubes soudés en spirale sont obtenues par enroulement et soudure hélicoïdale d'un ruban de tôle approvisionné sous forme de bobines; ce procédé exige un contrôle très sévère de la soudure en usine, en raison des nombreuses reprises qu'il entraîne, et impose un appareillage très étudié et une très bonne qualité des tôles, pour garantir une bonne fiabilité de la fabrication. Les précautions nécessaires étant prises, ce procédé est appelé à se développer en raison des économies de transport qu'il autorise (tôles en bobine) et de la simplicité relative des usines de fabrication. Il permet d'ailleurs d'atteindre de très gros diamètres, très largement supérieurs aux diamètres obtenus industriellement par soudure longitudinale puisque l'on a fabriqué jusqu'à des diamètres de 100"(2540mm) avec une épaisseur de 1"(25.4mm).
[3]



Figure 1.1 : soudure spiral (STT)



Figure 1.2 : soudure longitudinale(STT)

1.2 Procédé TMCP d'obtention de l'acier

La mise en pratique des principes métallurgiques à travers le laminage à température contrôlée a abouti à l'amélioration des caractéristiques des aciers depuis plus de 30 ans, le principal mécanisme recherché est celui de l'affinement de la taille de grain, la composition chimique et la succession des traitements appliqués qui tendent vers ce but.

La première étape du laminage contrôlé se passe à haute température. Après chaque passe de laminage, l'austénite recristallise complètement, ce qui affine la microstructure. La température de laminage est ensuite abaissée à moins de 900 C° pour limiter la recristallisation entre les passes. Par ce moyen on obtient ainsi des grains déformés et très éloignés, ceci a pour effet d'augmenter le nombre de sites d'amorçage de grain ferritique obtenu par ce procédé peut être comprise entre 5 et 6µm.

La diminution de la taille de grain de 10 à 6 µm, entraîne une augmentation de la limite d'élasticité de 50 MPa environ. [4]

Pour améliorer le laminage contrôlé, il est actuellement suivi d'un refroidissement accéléré ; la vitesse de refroidissement varie entre 5 et 30C°/s jusqu'à 600 C°, environ. Le but de cette étape est diminuer la température de transformation austénitique – ferrite, ce qui entraîne également une augmentation du taux de germination des grains ferritiques et donc une diminution de la taille de grain finale.

Par laminage contrôlé suivi d'un refroidissement accéléré, on peut obtenir des aciers ferrito-perlitique de grade X70 (490MPa de limite d'élasticité en sens travers) ; il n'est pas possible d'atteindre des grades plus élevés, par cette méthode, sans augmenter la teneur en élément d'alliage et donc diminuer les propriétés de soudabilité de l'acier.

Notons que pour améliorer la résistance du matériau, le laminage se fait alors à une température inférieure à Ar₃, dans le domaine de transformation austénite – ferrite ($\gamma \rightarrow \alpha$), la ferrite est alors écrouie et texturée ce qui augmente les termes μ_d, μ_t .

Le laminage est dit inter critique et engendre une chute des propriétés du matériau dans le sens travers, le comportement à la rupture de l'acier est affecté, il faut donc envisager un autre type de microstructure pour atteindre les grades plus élevés (X80, X100), cette microstructure dite ferrito – bainitiques.

Le procédé est toujours le laminage contrôlé suivi d'un refroidissement accéléré, la température de fin de laminage est prise juste supérieure à Ar₃ pour éviter le laminage inter critique, une nouvelle microstructure peut alors être obtenue en jouant sur la vitesse de

refroidissement VR, lorsque ce paramètre augmente, la ferrite produite n'est plus polygonale mais aciculaire.

Une ferrite –polygonale ; (FP) est similaire à celle sur les aciers ferrito- perlitique.

Une ferrite – aciculaire ; (FA) appelée aussi bainite bas carbone, qui est en fait une ferrite dans les grains est de forme très irrégulière et avec une forte densité de dislocation (10^{10} /cm²) environ. Elle diffère de la bainite par l'absence de cémentite, cette ferrite est fortement écrouée, ce qui augmente le terme σ_d .

La température de fin de refroidissement TFR permet également de contrôler la microstructure finale obtenue.

Pour des vitesses de refroidissement encore plus grande, la ferrite est progressivement remplacée par la bainite, par ce que la taille de grain bainitique est plus faible que la taille du grain ferritique et que la densité de dislocation est supérieur dans la bainite ceci améliore la résistance de l'acier obtenue. Cette microstructure constitue la nouvelle génération d'acier pour gazoduc et permet d'attendre le grade X100. [4]

1.3 Les aciers pour pipelines

1.3.1 Caractérisation et propriétés

L'une des exigences du cahier des charges que doit remplir l'acier pour gazoducs est la réconciliation des propriétés d'emploi ; une limite d'élasticité maximale, une bonne ténacité, ainsi qu'une bonne soudabilité, une bonne résistance à la corrosion et un faible coût de revient. Pour répondre à ces exigences la classe des aciers dits (HSLA) (High Strength Low Alloy Steels) a été développée au fil des quarantes dernières années. 95% des aciers utilisés pour gazoducs sont des aciers micro –alliés à haute résistance (HSLA). La figure 1.3 illustre les différentes propriétés d'emploi à concilier pour les aciers HSLA pour gazoducs. La figure 1.4 montre l'effet de la taille du grain ferritique sur la limite d'élasticité et la température de transition. Pendant que la limite d'élasticité augmente avec la diminution de la taille du grain, la température de transition prend le sens inverse pour augmenter.

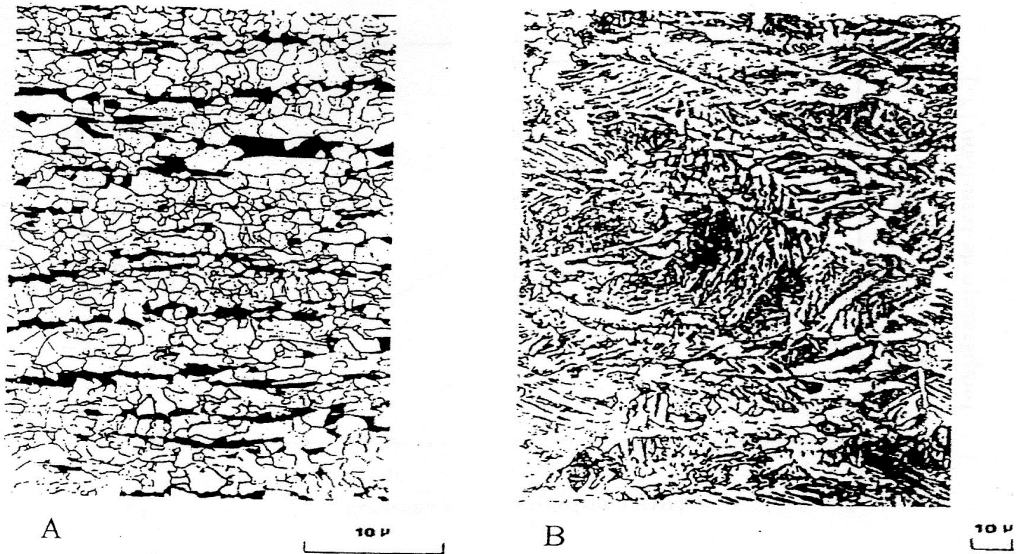


Figure 1.3 : A) Microstructure ferrite –perlitique ;B) Microstructure bainitique [5]

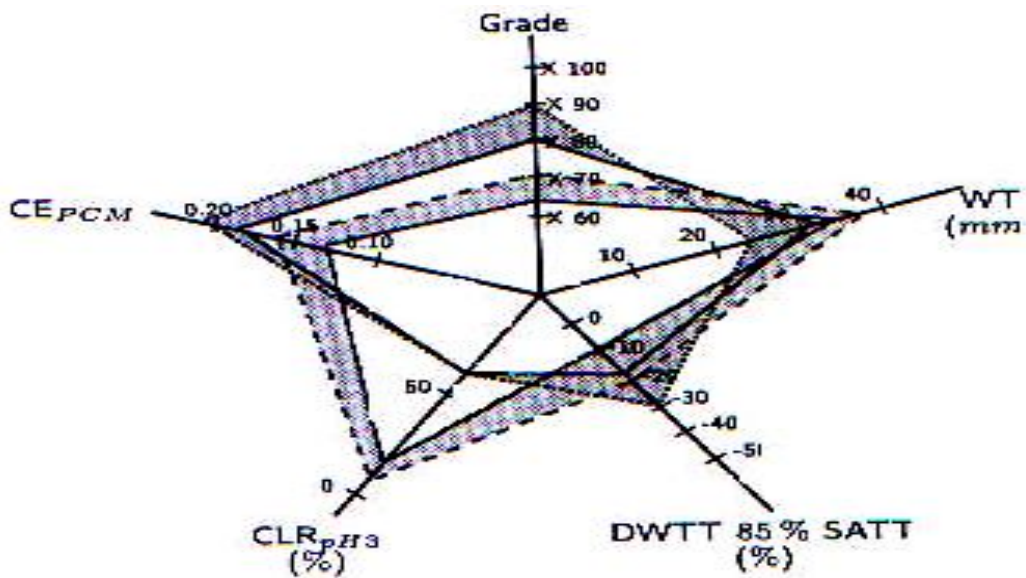


Figure 1.4 : Exemple de propriétés à concilier dans un acier HSLA. [6]

Grade : limite d'élasticité ; WT : wall thichness ; épaisseur ; DWTT : 85% température de transition à 85% de rupture ductile (C°) ; CLR indice de résistance au test Hic (%) ; C E PCM : carbone équivalent (soudabilité)

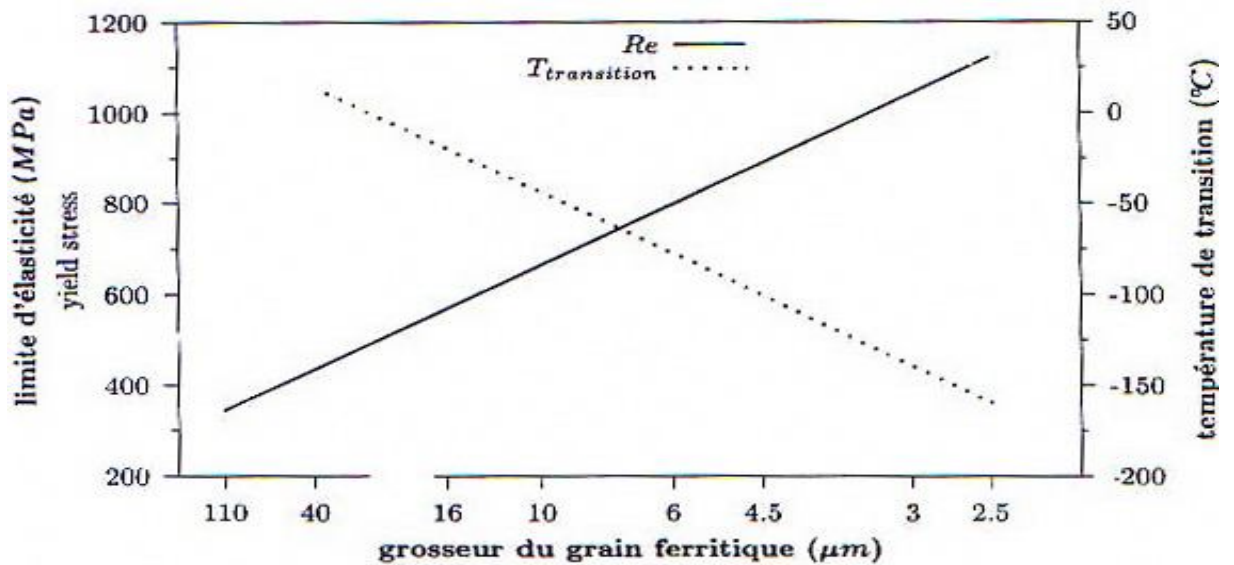


Figure 1.5: Effet de la taille du grain ferritique sur la limite d'élasticité et la température de transition (acier à 0.1% C, 0.5% Mn, 0.2% Si, 0.006% N, d'après IRVINE [7]).

Cependant, pour arriver aux propriétés requises par les gazoducs, différents mécanismes peuvent être employés pour parvenir à satisfaire les exigences d'un gazoduc, et encore l'impact sur la ténacité et les autres propriétés. Dans ce qui suit, nous développons quelques principaux mécanismes d'amélioration des propriétés du matériau.

On pendant longtemps utilisé les grades A et B, actuellement, on utilise presque exclusivement pour les pipelines de diamètres fort et moyen et à forte pression de service, des aciers à haute résistance, X42 à X65, qui pour des prix à la tonne très peu différent, permettant d'effectuer de très importantes économies de métal.

Les spécifications américaines API STD et 5LX fixent pour chaque diamètre, l'épaisseur standard et leurs tolérances de fabrication :

Pour les tubes de diamètres inférieurs ou égaux à 18", soudés ou étirés les tolérances sont de +15% à -12.5%. Pour les tubes de diamètres supérieurs à 18", en ce qui concerne les tubes étirés sans soudure, les tolérances vont de +17.5% à -10% et pour les tubes soudés longitudinalement de +19.5% à -8%. [8]

1.3.2 Mécanismes de durcissement

L'augmentation de la limite d'élasticité de la ferrite est obtenue en limitant ou en bloquant le mouvement des dislocations, donc on diminue les possibilités de seconde phase.

Les principaux obstacles à prendre en compte sont :

- ❖ Les atomes étrangers en solution d'insertion ou de substitution conduisant au durcissement de solution solide.
- ❖ Les joints de grains.
- ❖ Les particules de seconde phase et les précipités.

Ainsi, des relations empiriques additives permettent de séparer la contribution de chacun des mécanismes à la limite d'élasticité R_e :

$$R_e = \sigma_i + \sigma_s + \sigma_p + \sigma_d + \sigma_t + K_y \cdot d^{-1/2} \quad (1.1)$$

La relation (1.1) dite loi de **Hall et Petch [4]** : lie la limite d'élasticité R_e à la taille moyenne du grain ferritique, d . cette relation exprime les effets suivants :

La contrainte de friction interne du réseau de fer.

Durcissement par solution solide.

L'introduction d'atome en solution solide d'insertion (C.N.V...) ou de substitution entraîne une distorsion du réseau cristallin. Cela induit un durcissement sensiblement proportionnel à la teneur en solution dans la matrice (aciers peu alliés). La précipitation de carbures fins ou carbonitride dans la matrice freine les dislocations entraînant ainsi un durcissement de la structure qui présente un obstacle d'une structure de dislocation au mouvement de nouvelles dislocations. Ce mécanisme intervient lors de l'écroutissage. La présence d'une texture cristallographique peut conduire à un durcissement. Le dernier terme représente l'effet de la taille de grain ferritique, la production d'aciers pour tubes de haut grade utilise chacun de ces mécanismes, mais le rôle de la taille de grain est fondamental car c'est le seul mécanisme qui permet également d'améliorer les caractéristiques de ténacité.

1.3.3 Composition chimique

Le tableau 1.1 [9], présente la composition chimique typique des aciers pour tubes communément utilisés.

Le tableau 1.1 : composition chimique typique des aciers pour pipelines, norme API [9]

GRADE	C	Mn	Nb	V	Ceq Max
B	0.06 à 1.2	0.7 à 1	-	-	0.320
X52	0.06 à 1.2	1 à 1.400	0.03 à 0.05	-	0.400
X65	0.06 à 1.0	1.300 à 1.600	0.04 à 0.07	0.03 à 0.07	0.420
X70	0.06 à 1.20	1.450 à 1.650	0.04 à 0.07	0.04 à 0.07	0.420

Chaque élément d'addition a un effet spécifique que l'on résume ci-dessous :

- ❖ La faible teneur en carbone et en éléments d'alliage permet de garantir la bonne soudabilité de l'acier.
- ❖ Les éléments d'alliage gammagènes (Mn, Ni, Cu) abaissent la température de transition $\gamma \rightarrow \alpha$ de l'acier, favorisant ainsi la germination des grains fins de ferrite. Ces éléments l'influence éléments d'addition sur la résistance du matériau.

Ont également un effet de durcissement par solution solide. La figure 1.6 montre l'influence éléments d'addition sur la résistance du matériau.

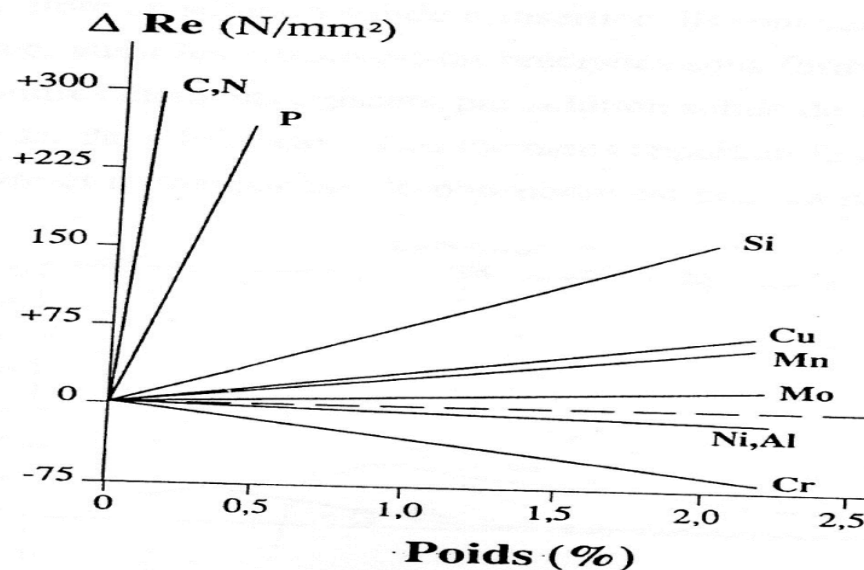


Figure 1.6: l'influence des éléments d'additions sur résistance du matériau. [10]

- ❖ Le silicium agit principalement par effet de solution solide, il a également un rôle de désoxydant.
- ❖ L'aluminium est employé comme désoxydant lors des traitements en poche de l'acier liquide, l'aluminium et le silicium sont des éléments alphagènes, mais ils sont présents de faibles teneurs.
- ❖ La très faible teneur en impuretés (S et P) est caractéristique d'une faible teneur inclusionnaire et d'une bonne résistance à la corrosion.
- ❖ L'addition de calcium est effectuée lors du traitement de l'acier liquide en poche pour contrôler la morphologie des inclusions.
- ❖ Le vanadium et le titane précipitent à plus basse température, participent ou durcissement final de la ferrite.

Chacun de ces éléments a un rôle vis-à-vis du durcissement par solution solide ou par précipitation.

1.3.4 Ténacité

1.3.4.1 Température de transition

La première caractéristique de la ténacité d'un acier est la température de transition, ductile – fragile, où l'on cherche à diminuer celle-ci pour privilégier le domaine ductile ou la ténacité est bien meilleure.

Une microstructure fine permet de diminuer la température de transition, la loi de Hall et Petch, permet de relier la contrainte de clivage à la taille de grain qui conduit à une diminution de la température de transition par affinement du grain ferritique, selon (Pickering 1922). Le coefficient de proportionnalité du grain ferritique dans la relation de Gottrell-Petch se situe aux alentours de 12. Comme le stipule la relation suivante [4] :

$$T(C^\circ) = T_o - 11,5. d^{1/2} \quad (1.2)$$

La figure 1.7 exprime tout le gain obtenu affinement de la taille de grain sur la limite d'élasticité et la température de transition. Le taux de perlite a pour sa part un effet néfaste sur la température de transition car les nodules de cémentite constituent des amorces possibles de rupture fragile. La morphologie de la perlite (taille des ilots et espacement inter – lamellaires) a également une influence notable sur les propriétés de traction au niveau ductile.

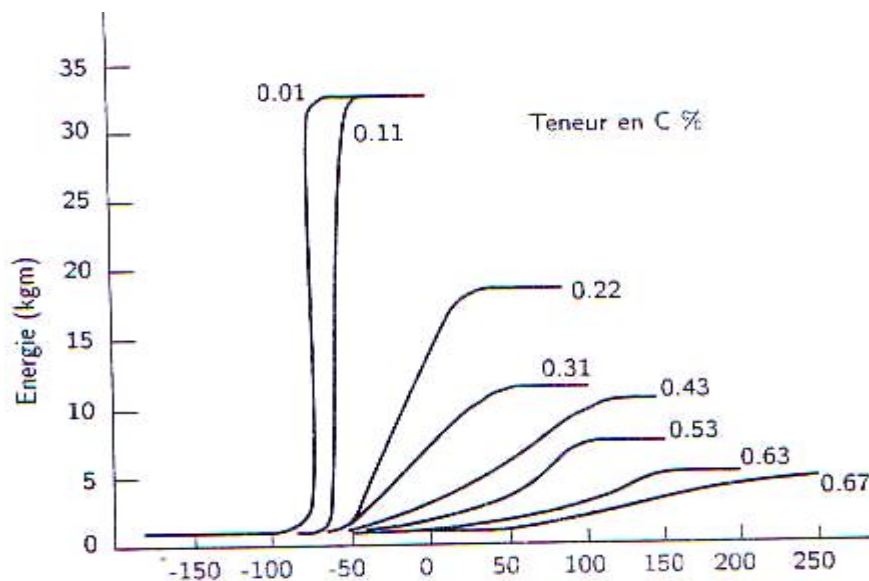


Figure 1.7: effet du taux de carbone sur la courbe de transition Charpy des aciers ferrito – perlitiques [4]

Tous les autres procédés de durcissement –précipitation et solution solide, ont pour effet d'augmenter la température de transition ; seuls le manganèse, le nickel et l'aluminium peuvent dans une certaine mesure diminuer la température de transition par des effets secondaires. Le manganèse affecte la taille des carbures présents aux joints de grain, sites d'amorçage du clivage. L'effet bénéfique de l'aluminium intervient à de très faibles quantités par le piégeage de l'azote libre en solution solide ; à des teneurs plus élevés, il augmente la température de transition comme tous les autres éléments contribuant au durcissement par solution solide (Si, Cu, Mo...).

1.3.5 Soudabilité

Compte tenu du procédé de fabrication d'un gazoduc, les propriétés de soudabilité de l'acier sont très importantes. Elles seront meilleures si la teneur en carbone est faible. Le rôle des autres éléments d'alliages n'est cependant pas négligeable. Comme le stipule la relation suivante [11]

$$C_{\text{éq}} = C + \frac{Mn+Si}{6} + \frac{Ni+Cu}{15} + \frac{Cr+Mo+V}{5} \quad (1.3)$$

Les propriétés de soudabilité sont meilleures si ce paramètre $C_{\text{éq}}$ est plus faible. Ceci explique l'évolution des aciers pour tubes, constatée au cours des 40 dernières années et est présentée dans un diagramme (C, $C_{\text{éq}}$), figure 1.8. Aujourd'hui, la plupart des aciers utilisés pour fabriquer des tubes ont une teneur en carbone de l'ordre de 0.05%.

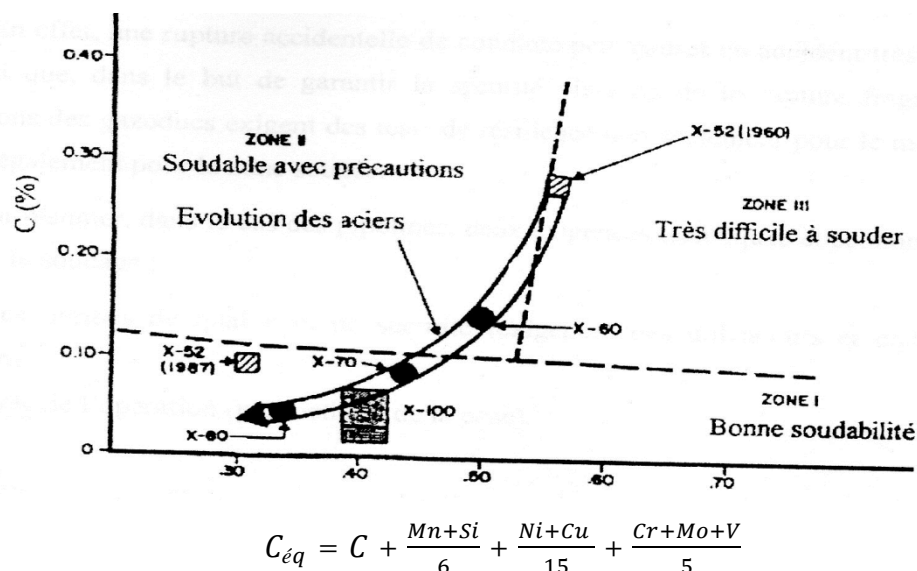


Figure 1.8 : Evolution des compositions des aciers pour tubes en fonction de la soudabilité [11].

A l'exception des tubes sans soudure, tous les aciers sont soudés deux fois, une fois lors de leur fabrication, une deuxième fois à la pose : la soudabilité est donc le deuxième critère de choix, après la résistance mécanique. L'acier doit donc posséder caractéristiques de soudabilité.

Ceci suppose, non seulement, un carbone équivalent bas, mais également une grande régularité au point de vue des analyses chimiques visées, dans la fourchette fixée. Nous donnons en rappel la formule du C_{eq} la plus utilisée : formule d'IIS (l'Institut International de la Soudure).

Une autre formule d'essence japonaise s'appliquerait à un large éventail de nuance d'acier à haute limite d'élasticité à plus bas carbone (cas des aciers pour tubes) [12]

$$P_{cm} = C + \frac{Si}{30} + \frac{Mn+Cu+Cr}{20} + \frac{Ni}{60} + \frac{MO}{15} + \frac{V}{10} + 5B \quad (1.3)$$

L'acier doit être soudable par une technique simple et le pipeline posé, doit avoir aussi peu de défauts que les normes de sécurité autorisent, le tout à un coût économique. La définition de la qualité est basée souvent sur les normes API (5L, 1104) [10]. Le coût et la durée de l'opération doivent être vus sous l'angle de la vitesse de pose. Il est actuellement devenu nécessaire d'optimiser la composition chimique de l'acier et le traitement thermomécanique, afin de la rendre insensible à la fissuration et d'augmentation sa ductilité. En effet, une rupture accidentelle de conduite peut causer un accident très grave. C'est ainsi que, dans le but de garantir la sécurité vis-à-vis de la rupture fragile, les spécifications des gazoducs exigent des tests de résilience non seulement pour le métal de base mais également pour la zone soudée.

Pour résumer, dans le cas de pipelines, deux exigences techniques et économiques influencent le soudage :

- ❖ Remplir les normes de qualité et de sécurité (exigences des utilisateurs et codes de construction).
- ❖ Coût et durée de l'opération (productivité de la pose).

1.3.6 Caractérisations des aciers API

Les qualités d'acier couramment utilisées dans la construction des pipelines sont définies dans deux spécifications API [American petroleum Institute] qui sont adaptées depuis 1922 par l'industrie pétrolière américaine

- Dénommées 5L pour les qualités normales
- 5L^(*), pour les qualités à haute résistance.

Ces spécifications sont utilisées d'une façon générale dans le monde entier. Les qualités d'acier les plus employées ont les propriétés mécaniques présentées dans le tableau 1.2

Tableau 1.2 : propriétés mécaniques des aciers pour tubes selon la norme API [4]

SPECIFICATION API	GRADE	LIMITE D'ELASTICITE (kg/mm ²)	RESISRANCE A LA RUPTURE (kg/mm ²)
5L	A	21	34
5L	B	25	42
5LX	X42	29	42
5LX	X46	32	45
5LX	X52	37	47
5LX	X56	39	52
5LX	X60	41	55
5LX	X65	46	56
5LX	X70	48	56

(*) La désignation américaine des aciers pour tubes est la suivante : XN ou N est la limite d'élasticité en Ksi.

1.3.6.1. Caractérisation mécanique

Les mesures de microdureté et de dureté ont été réalisées sur une surface de l'échantillon préalablement polie, en faisant balayer toute la surface pour donner des résultats plus précis. Nous avons découpé, à l'aide d'une micro-tronçonneuse, à partir de chaque nuance un échantillon de dimensions (15x3x4) mm³. L'échantillon est ensuite enrobé dans une enrobeuse de type Struer -LaboPress1 à 180°C avec une résine à froid, pendant 10 minutes, ensuite poli sur papier abrasif de différentes granulométries et fini sur la poudre d'alumine et pâte de diamant. Une attaque chimique au Nital (5 % d'acide nitrique + 95 % d'éthanol) permet de distinguer les différentes phases et de voir l'uniformité de ces derniers. Ces échantillons sont par la suite observés par microscope optique, avant leur examen avec un agrandissement $\times 500$, avant d'être testé pour la dureté.

La détermination de la microdureté a été réalisée suivant les normes NF A 91 118 et ISO 4516, sur un appareil dont le pénétrateur est du type Vickers HV/HK en pyramide de diamant, d'une charge de 50 gr F, comparé avec un pénétrateur du type Brinell HRB d'une charge de 980 N [14,15], avec des valeurs des résistances équivalentes, regroupées dans le tableau 1.3.

Tableau 1.3 : Valeurs de micro dureté des deux nuances d'acier

Nuances d'aciers	HRB	HV10	Req(Mpa)
X42	84	142.67	512
X65	92.33	160	611

Les mesures des valeurs de dureté ont été prises avec une charge de 10 kg F, et le pénétrateur du type Vickers HV10, on peut observer sur le tableau I.4, les valeurs moyennes obtenues et l'évolution de la dureté suivant les deux phases, avec des diamètres des pyramides relatifs à ces tests qui sont :

$$d1 = 22,4 \mu\text{m}, d2 = 23,2 \mu\text{m}$$

Tableau 1.4 : Valeurs de dureté des deux nuances d'acier

Nuances d'aciers	HV (ferrite)	HV (perlite)
X42	174.37	190.07
X65	184.63	-

La variation de la dureté est donc contenue dans une bande relativement mince (174-184) HV pour la ferrite. Les résultats de la mesure de dureté confirment l'observation micrographique, les mesures du taux de ferrite et les résultats du profil de la taille des grains.

1.4 Les défaillances des tubes

1.4.1 Introduction

On définit une dégradation comme l'état d'un ensemble qui présente :

- Une perte de performances d'une des fonctions assurées par l'ensemble (si les performances sont au-dessous du seuil d'arrêt défini dans les spécifications fonctionnelles, il n'y a plus dégradation mais défaillance).
- Un sous-ensemble lui-même dégradé, voire défaillant (sans conséquence fonctionnelle sur l'ensemble).

On appelle défaillance une altération dans le fonctionnement des équipements industriels et qui exige des travaux de maintenance pour leur remise en état. C'est la cessation de l'aptitude d'un dispositif à accomplir une fonction requise.

Une défaillance est « l'altération ou la cessation de l'aptitude d'un ensemble à accomplir sa ou ses fonctions requise(s) avec les performances définies dans les spécifications techniques. » l'ensemble est indisponible suite à la défaillance.

Un ensemble est défaillant si ses capacités fonctionnelles sont interrompues (panne ou arrêt volontaire par action d'un système interne de protection ou une procédure manuelle équivalente). Dans le cas d'une dégradation sans perte totale de la fonction, on considère qu'il s'agit d'une défaillance si sa performance tombe en dessous d'un seuil défini, lorsqu'un tel seuil minimum est contenu dans les spécifications fonctionnelles du matériel.

Il s'ensuit qu'un ensemble est défaillant s'il est considéré ou déclaré incapable d'assurer les fonctions requises par l'exploitant utilisant des critères fonctionnels simples. [16]

1.4.2. Types de défaillances

Suivant l'effet de la défaillance, on distingue les types suivants : défaillance mécanique, thermique, chimique, et électrique.

Les défaillances pouvant être soit progressives dans le temps sans entraîner une baisse sensible des performances de la machine, soit subitement et entraîner un développement de l'usure à un rythme accéléré pour atteindre des valeurs critiques dans un temps très court et immobilisé la machine.

La norme AFNOR.X60-011 a pour objet de définir les différents types de défaillances. Une défaillance partielle est une altération du fonctionnement, une défaillance complète est une panne ou une cessation du fonctionnement.

On classe les défaillances en fonction de leurs :

- Causes (mauvais emploi, faiblesse inhérente, usure corrosion).
- Degré (partielle, complète, intermittente).
- Vitesse d'apparition (défaillance soudaine et défaillance progressive) action physique : thermique, rayonnement ou par irradiation.

Les modes de défaillances peuvent être par :

- Action chimique de corrosion sous différentes forme : localisée, sous contraintes : par effet hydrogène ...
- action mécanique. Fissuration, usure, déformation, rupture...
- action physique : thermique, rayonnement ou par irradiation.

Une défaillance sur un équipement industriel peut avoir des origines différentes (mécanique, thermique, biologique...) et peuvent avoir un effet progressif ce sont les défaillances progressives ou un effet à un temps très court ce sont les défaillances subites. [16]

1.4.2.1 Défaillances mécaniques

1.4.2.1.1 Introduction

Au sens où nous l'entendons dans cet article, l'endommagement désigne la formation (ou amorçage) de microcavités, puis la croissance et la coalescence de celles-ci au cours de la déformation plastique, ce processus conduisant à la rupture ductile du matériau. Les faciès de rupture correspondants sont caractérisés par la présence de cupules. L'observation fréquente d'inclusions ou de fragments d'inclusions au fond des cupules indique que l'amorçage de l'endommagement est essentiellement lié à la présence d'hétérogénéités dans le matériau.

En pratique, l'apparition de défauts au cours d'une opération de mise en forme revêt des aspects variables en fonction du chemin de déformation imposé, de la température et de la microstructure du matériau. [17]

1.4.2.1.2 Les ruptures

A. Rupture fragile

La rupture fragile ou la rupture par clivage s'accompagne de très peu de déformation plastique. La rupture se produit alors que les déformations sont purement élastiques. Dans les alliages métallique ce type de rupture est soit :

- ❖ Transgranulaire : rupture par clivage au par glissement dans un grain.
- ❖ Intergranulaire : rupture par glissement le long des joints de grain.

Le clivage se produit préférentiellement le long de plan cristallographique bien définis selon les matériaux, les cubiques centrées (CC) alors que les cubiques a face centrée (CFC) clive difficilement. Dans les cristaux HC à basse température se produit également par clivage.

B. Rupture ductile

Soit un alliage métallique constituer de deux phases :

- ❖ La matrice
- ❖ Des particules de seconde phase, inclusions au précipité Ce mode rupture due à la naissance des cavités (vide) sous l'effet des contrainte et les déformations les cavités apparent sur les inclusions au les précipités.

Les vides se croissent au cours de la déformation en donnant des cavités tridimensionnelles et coïssent pour formées des ruptures locales. Mais il faut suivais la déformation dans la matrice pour déterminer l'influence de l'état structurale qui dépend de les vides se croissent au cours de la déformation en donnant des cavités tridimensionnelles et coalisent pour former des ruptures locales. Mais il faut suivre la déformation dans la matrice pour déterminer l'influence de l'état structurale qui dépend de la morphologie, suivant que l'acier est a structure ferrito-perlitique ou à cémentite globulaire. Les bandes de glissement se manifestent différemment en relation des obstacles que doivent contourner les dislocations à l'échelle du grain les déformations sont réparties plus au moins d'une manière homogène pour donner la ductilité macroscopique en retardant au en favorisant l'apparition de rupture locale.

La cavité à le plus souvent au tout début une forme bidimensionnelles épousant la forme de l'interface inclusion -matrice dont l'épaisseur est très faible dans le premier stade de la déformation ,la fissure se referme lors du retour élastique (déchargement). [18]

C. Rupture par fatigue

La fatigue c'est la modification des propriétés du métal soumis à des variations périodiques d'efforts (exemple : vibration...).

Le faciès de rupture par fatigue varie suivant le type de sollicitation (flexion rotative, tension...) cependant le faciès présente toujours deux zones.

- ❖ Zone lisse c'est la zone de fatigue.
- ❖ Zone rugueuse c'est la zone de cassure instantanée.

D. Rupture inter granulaire:

Il y a séparation des grains entre eux au niveau des joints ou s'explique par une faible cohésion des joints grain. La rupture inter granulaire peut être une :

- ❖ Rupture ductile : (précipités inter granulaires)
- ❖ Rupture fragile : ségrégation d'éléments indésirables au niveau des joints (couche mono atomique). [19.20]

1.4.2.1.3 Fragilité

Les métaux fragiles ont une capacité de déformation plastique relativement faible avant la rupture. Cela signifie qu'une pièce fragile soumise à une charge excessive de contraintes peut connaître une défaillance soudaine et potentiellement catastrophique sans allongement initial ou déformation. Moins un métal est ductile, plus il sera fragile.

A. Risques encourus

Le risque inhérent au comportement fragile d'un matériau consiste en la rupture soudaine de l'ouvrage qu'il constitue.

B. Fragilisation par le froid

Le matériau utilisé dans les ouvrages de transport de gaz est de l'acier qui peut être rendu fragile par abaissement de la température.

Or, une partie des ouvrages de transport de gaz est constituée de structures aériennes exposées aux conditions atmosphériques.

Il s'avère que le domaine d'utilisation de l'acier utilisé est de -40°C à $+200^{\circ}\text{C}$, dans ces conditions, l'acier ne peut être rendu fragile par un abaissement de température extérieure ni par un abaissement de température produit par la détente du gaz naturel.

C. Fragilisation par l'hydrogène

L'acier peut être rendu fragile du fait de la présence d'hydrogène à l'intérieur du matériau utilisé.

❖ Risques encourus

Le risque est le développement d'une corrosion fissurant lorsque l'acier est sous tension mécanique en présence d'hydrogène. Cette corrosion peut donc aboutir à une rupture soudaine de la structure.

❖ Dispositions prises

Les dispositions prises pour se prémunir des phénomènes de fragilisation par hydrogène consistent à éviter la formation d'hydrogène lors d'opérations de soudage dans les parties d'ouvrages susceptibles d'être en tension par l'adoption de baguettes de soudures à faible teneur en hydrogène.[21]

1.4.2.1.4 Fissuration

La fissure est un défaut ou une discontinuité brutale apparue ou apparaissant dans un matériau sous l'effet de contraintes internes ou externes, où la matière est séparée sur une certaine surface.

Tant que les forces de contraintes ne sont pas libérées, elle entraîne une grande concentration de contrainte à son fond.

Sa propagation, sous l'effet de contraintes suffisantes, combinée ou non avec un environnement agressif (corrosion sous contrainte) mène à la rupture.

1.4.2.1.5 Déformation plastique

Tout solide auquel est appliqué un effort mécanique se déforme. Différents essais de laboratoire (traction, compression, torsion...) permettent d'étudier les modes de déformation des matériaux d'un point de vue macroscopique et phénoménologique, et de déterminer leurs lois de comportement. Lors de tels essais, tant que le matériau est soumis à une contrainte inférieure à une valeur spécifique (appelée limite d'élasticité), il va se comporter de manière réversible : si l'on effectue une décharge (annulation de la contrainte appliquée), le matériau recouvre sa forme initiale. A l'inverse, si l'on contraint le matériau au-delà de sa limite d'élasticité, une déformation persiste après la décharge : c'est la déformation plastique (Fig. 1.9). La déformation plastique est donc (essentiellement) irréversible. En général, elle est isochore : le volume de l'objet qui se déforme reste inchangé tout au long du processus de déformation plastique. [22]

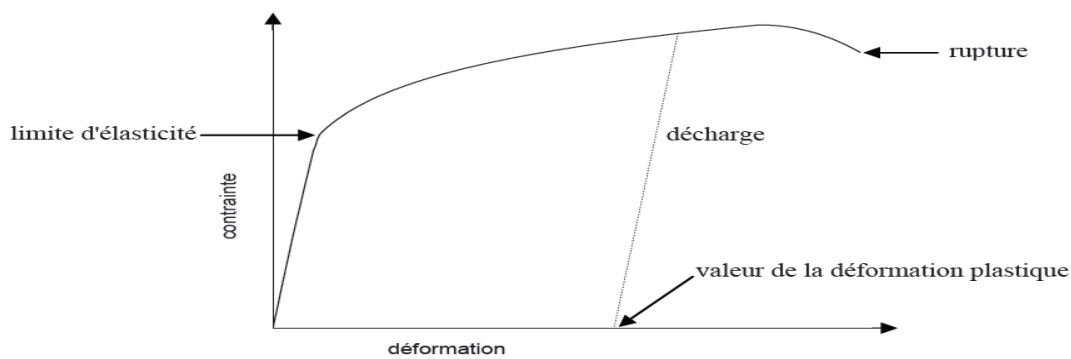


Figure 1.9. Schéma d'une courbe de traction.

Déformations plastiques sous contrainte mécanique : dues à un dépassement de la limite élastique du matériau. Une inspection des pièces vérifiant l'apparition d'une zone de striction peut prévenir le risque d'une rupture prochaine. Déformation plastique sous contrainte thermique et dans le temps : c'est le fluage qui est une déformation apparaissant sous contrainte mécanique associée à des températures de service supérieures à 40% de la température de fusion.

A. Déformation plastique sous contrainte mécanique

Ces déformations dues à un dépassement de la limite élastique R_e (choc, surcharge) peuvent être locales (marquage, empreintes sur engrenage) ou étendues à un profil ou une section. Une inspection à ce stade d'apparition d'une striction (zone de diminution de la section) peut prévenir d'une prochaine rupture.

1.4.2.1.6 Défaillance physique

A. Vieillessement physique

Les vieillissements physiques existent avec ou sans transfert de masse :

- ❖ L'interaction physique pure se traduit par le gonflement et la plastification du matériau. Ce phénomène peut être examiné par mesures gravimétriques et mécaniques après absorption.
- ❖ Les pertes d'adjuvants sont gouvernées par d'autres phénomènes tels l'évaporation, l'exsudation, l'extraction, la biodégradation et la migration vers un autre polymère [23].

Le vieillissement physique se traduit de plusieurs manières différentes que nous allons aborder :

B. Plastification

La plastification apparaît lorsque les molécules de solvant s'introduisent dans le réseau macromoléculaire.

Ceci produit des désordres qui affaiblissent, voire même détruisent, les liaisons secondaires entre chaînes, responsables de la cohésion du matériau. Ainsi, en détruisant les liaisons secondaires du polymère, l'eau diminue la cohésion mécanique et augmente la mobilité moléculaire.

Théoriquement, une plastification pure est réversible. En réalité, elle induit des réarrangements internes et peut aussi faciliter la relaxation des contraintes internes. Ces phénomènes se retrouvent souvent lorsque le matériau possède des chaînes de faible masse moléculaire ou lorsqu'il a un taux de cristallinité bas. La Figure 1.10 schématise la pénétration d'un solvant dans un polymère.

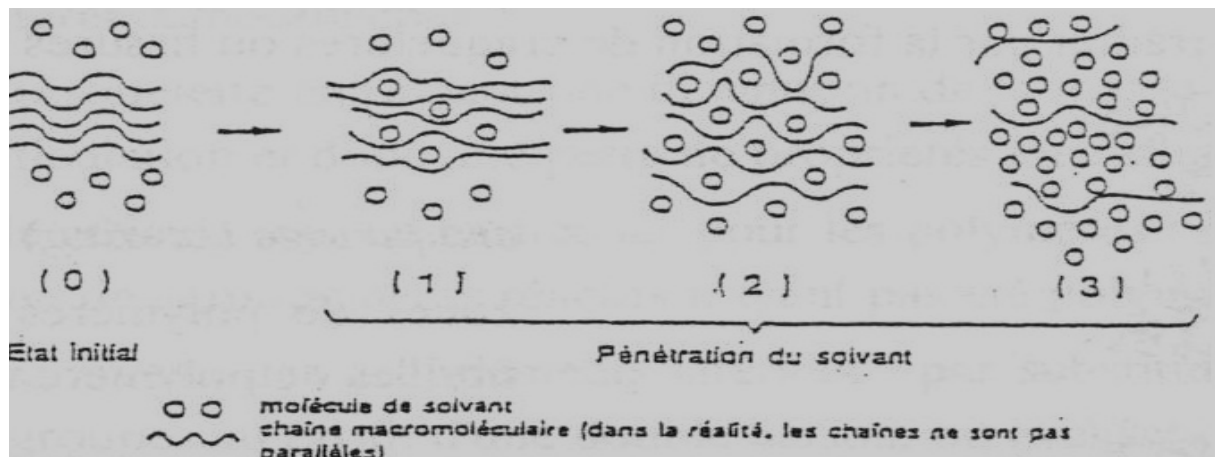


Figure 1.10 : Schéma de la pénétration d'un solvant dans un polymère [23]

La plastification est caractérisée par une modification des propriétés mécaniques du matériau, qui se traduit par une baisse de la température de transition vitreuse (T_g), transition entre le domaine caoutchoutique et le domaine viscoplastique.

C. Gonflement

La pénétration de solvant au sein du matériau polymère peut induire un gonflement susceptible de provoquer des modifications de structure interne lorsqu'il existe des hétérogénéités qui induisent des contraintes entre zones plus ou moins gonflées. Ces zones peuvent être amorphes (relativement accessibles), ou cristallines (relativement impénétrables). Ce gonflement peut aussi intervenir lorsque la cinétique de diffusion du solvant crée des

gradients de concentration. Enfin, il existe lorsque le matériau subit des cycles successifs de vieillissement.

D. L'endommagement

L'endommagement sous contraintes peut produire des craquelures ou des fissures dans le matériau. Le craquelage (crazing) concerne les zones constituées de vide et de fibrilles très orientées dans le polymère (Figure 1.11a). La fissuration (cracking) est issue de la craquelure qui peut conduire à la formation d'une microfissure puis d'une fissure (Figure 1.11b).

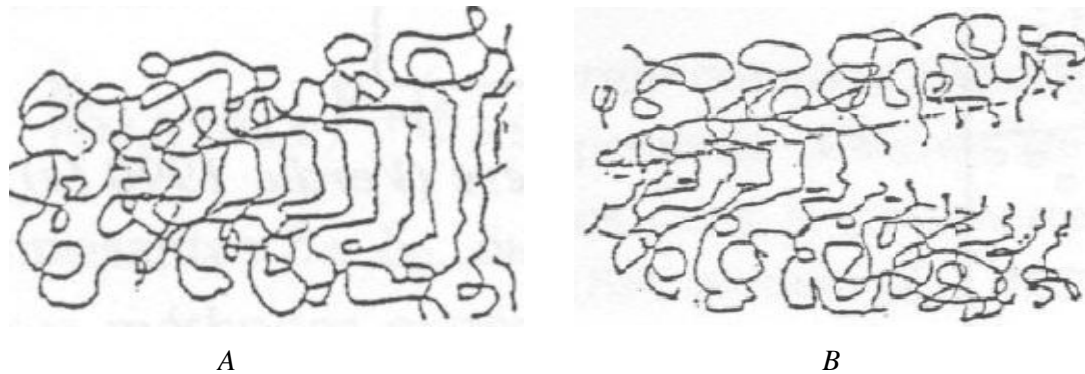


Figure 1.11 : Les types d'endommagement [24]

E. La migration d'adjuvants

La migration d'adjuvant se caractérise par la perte des propriétés qu'il devait fournir au polymère. La Figure 1.12 présente les types de migration possibles au sein des matériaux [25].

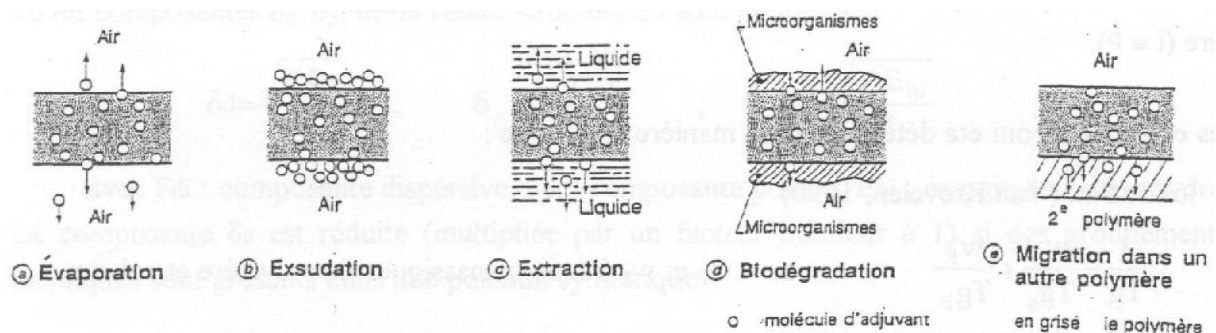


Figure 1.12 : Migrations d'adjuvants [25]

1.4.2.2 Défaillances par corrosion

1.4.2.2.1 Définition de la corrosion

On définit la corrosion, d'une manière générale, comme étant la destruction des métaux qui se produit sous l'effet de réaction chimique ou électronique lorsqu'ils sont en contact avec un milieu gazeux ou aqueux. [26]

La corrosion est un phénomène naturel, les métaux élaborés industriellement à partir d'un minerai à la suite d'opération souvent complexes, ont tendance lorsqu'ils sont livrés à eux mêmes à se transformer en composés chimiques de plus en plus stables.

L'immense majorité des problèmes de corrosion rencontrés est liés à la présence d'eau liquide au contact des métaux.

1.4.2.2.2 Différents types de corrosion

D'un point de vue général et macroscopique, il existe deux types de corrosion :

- ❖ La corrosion uniforme ou généralisée.
- ❖ La corrosion localisée.

Le premier type affectant la totalité de la structure du métal, n'est pour cette raison préjudiciable que sur le plan de l'esthétique mais ne modifie que très peu les propriétés mécaniques du matériau.

Au contraire, la corrosion localisée est plus dangereuse car les dégâts quelle provoque en profondeur diminue fortement la résistance du métal en général ce type de corrosion ce manifeste sur les matériaux qui présente une hétérogénéité sur leur surface.

Les formes de corrosion localisées sont nombreuses mais il possible dont distinguer les souvent rencontrée.

A. Corrosion par piquûre

C'est la forme d'attaque localisée dans laquelle un ou plusieurs point de faible surface sont corrode avec une pénétration dans la masse du métal,

B. Corrosion sélective

Elle peut se produit avec les alliages formée des métaux dans la sensibilité à la corrosion est très différente.

C. Corrosion inter granulaire

Elle se caractérise par une dissolution des joint de grains du métal elle conduit à la décohésion et modifie considérablement les propriétés intrinsèque mécanique du métal,

D. Corrosion trans granulaire

Ce type de corrosion est caractéristique de la corrosion sous contrainte, elle se manifeste par la progression de fissure perpendiculairement à la contrainte principale. [27]

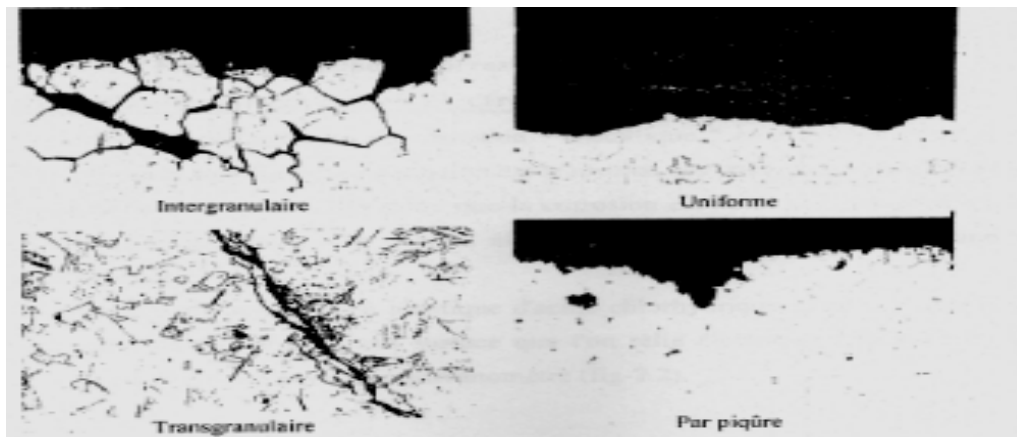


Figure 1.13 : Type de corrosion. [27]

E. Corrosion par courant-vagabonds

Ce type de corrosion se rencontre sur toute structure métallique susceptible de par sa situation dans l'environnement de drainer les courants vagabonds, notamment les courants continus qui parcourent le sol et qui proviennent des fuites qui se produisent dans la terre ou dans l'eau à partir de circuits insuffisamment isolés (rails de voies ferrées), retour à la terre, système de protection cathodique, etc....

L'attaque corrosive se produit sur les parties de la structure où les courants drainés ressortent pour repasser dans l'environnement redevenu localement plus conducteur.

Par exemple, dans la figure suivante, le courant qui s'échappe au niveau des rails se propage dans la terre et pénètre en A dans la canalisation enterrée qui est beaucoup plus inductrice que le sol. Ce courant est ainsi drainé sur une certaine longueur et ressort en B où m défaut de revêtement de la canalisation permet le passage du courant ou, encore parce que. Le sol est devenu plus conducteur à cet endroit.

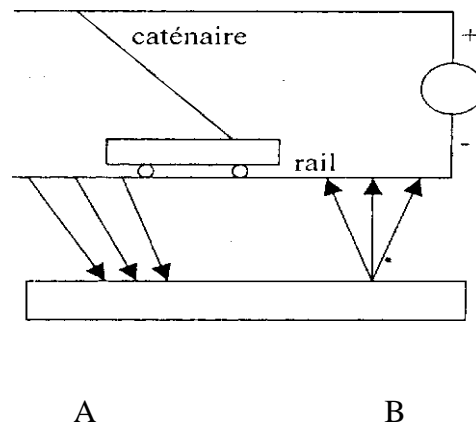


Figure 1.14: Principe de corrosion par courant vagabond

1.4.2.2.3 Corrosion uniforme

La corrosion uniforme est caractérisée par un taux de corrosion relativement uniforme sur l'ensemble d'une surface exposée. Ce type de corrosion est habituellement prévu pour les pièces faisant partie d'élément structural qui peuvent être sacrifiés au fil du temps, mais elle affecte tous les métaux communs. Dans le cas des aciers au carbone, le fer réagit avec l'oxygène pour former de la magnétite minérale, qui est de l'oxyde de fer dont la formule chimique est Fe_3O_4 . [28]

1.4.2.2.4 Corrosion par piqûres et corrosion caverneuse

La corrosion par piqûres et la corrosion caverneuse sont des cas particuliers de corrosion galvanique dans lesquels la perte de métal est localisée sur une zone de métal relativement petite.

Dans de tels cas, la corrosion se produit à cause des différences de concentration localisées de l'oxygène ou d'un ion agressif, par exemple un ion de chlore, ou encore à cause d'une différence de pH. Cette situation peut survenir lorsque les conditions de l'écoulement provoquent un faible débit ou une stagnation, par exemple, dans les petites fissures, les espaces ou les criques, comme celles associées à la présence de boulons ou de joints d'étanchéité, ou encore aux points de contact entre les métaux.

La corrosion par piqûres est associée au tartre et aux dépôts d'impuretés qui forment une barrière entre l'écoulement principal et l'eau stagnante piégée sous le tartre ou les dépôts d'impuretés. Dans ces conditions, l'oxygène dissous dans l'eau industrielle ne peut pénétrer le tartre. En l'absence relative d'oxygène, le métal sous le dépôt devient anodique, c'est-à-dire qu'il tend à se dissoudre et à former une piqûre profonde. Ce phénomène est illustré à la figure 1.15.

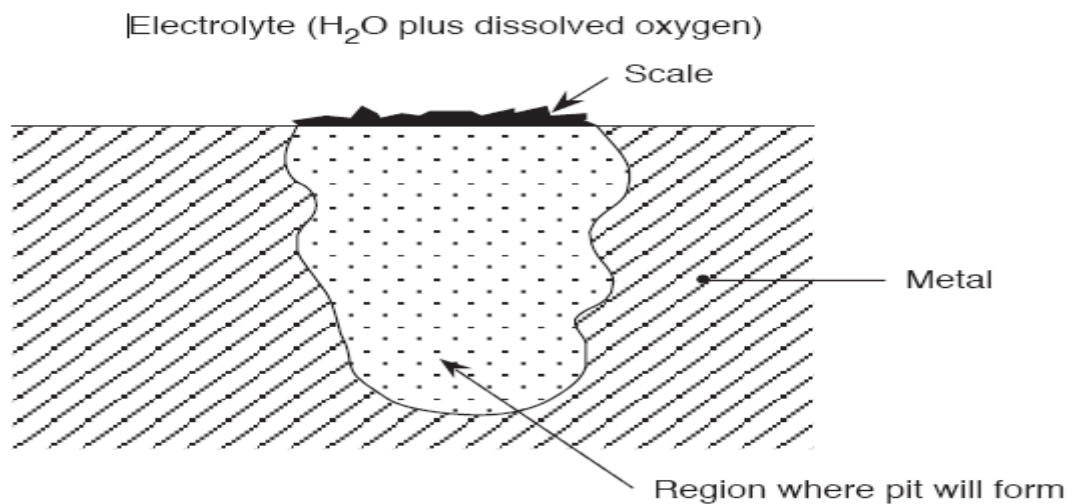


Figure 1.15 Corrosion par piqûres

1.4.2.2.5 Défaillance par corrosion électrochimique

Les différents phénomènes de corrosion " métallique " sont généralement d'origine électrochimique, cela signifie que la corrosion est le résultat des réactions électrochimiques.

Le professeur EVANS a démontré que la corrosion est de nature électrochimique qui caractérisé par l'apparition d'un courant électrique, on peut observer ce phénomène par expérience suivante :

On plonge dans une solution identique d'acide chlorhydrique dilué une éprouvette de : et une autre de cuivre de grand surface que l'on relie électriquement à l'extérieur du eu corrosif par l'intermédiaire d'un galvanomètre (figure 1.16).

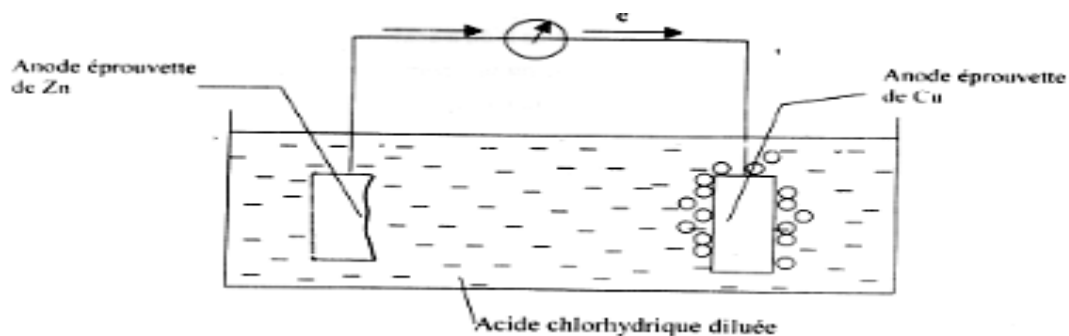


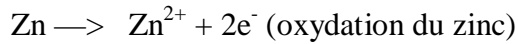
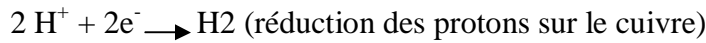
Figure 1.16: Pile électrochimique

On constate alors :

- un dégagement gazeux d'hydrogène sur le cuivre.
- une dissolution du zinc.

- un mouvement d'électrons du zinc vers le cuivre, matérialisé par la déviation de l'aiguille du galvanomètre.

L'ensemble forme ainsi une pile (dite pile de corrosion). Les réactions enjeu sont :



il s'agit donc d'un processeur d'oxydation, qui du point de vue électronique correspond à des changes de courant à l'interface (figure 1.17)

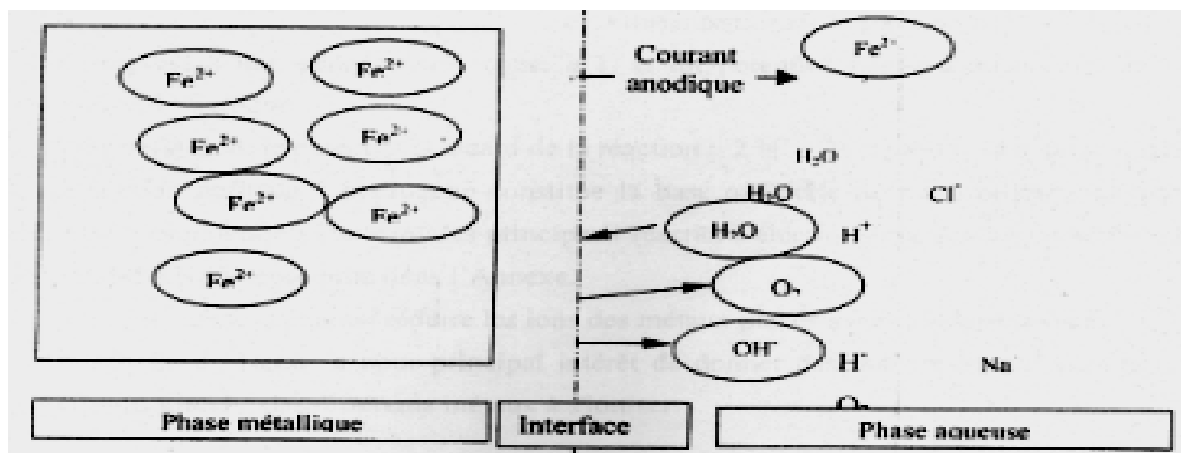


Figure 1.17 : Corrosion métallique du fer dans une eau neutre aérée

Aux réactions d'oxydation correspond un courant électronique qui dans le sens conventionné sort du métal et entre dans le milieu électrolytique, on dit qu'il s'agit d'un courant anodique et le point de l'interface d'où il sort constitue une zone anodique.

Aux réactions de réduction correspond un courant dit " cathodique " qui entre dans le métal en provenance du milieu électrolytique en un point constituant une zone cathodique.

L'équivalence entre transfert de matière et courant électronique est donnée par loi de Faraday. Cette loi permet de passer d'une densité de courant de corrosion à une vitesse de corrosion exprimée en perte de matière.

$$m = \frac{A}{nF} \cdot I \cdot t \text{ Pour le fer on obtient} \tag{1.4}$$

Et
$$\frac{dm}{dt} = \frac{A}{nF} \cdot I \text{ 1mm/an} \approx 0.1 \text{ Ma} / \text{cm}^2 \tag{1.5}$$

Les échanges de courant électrique à l'interface métal-électrolyte sont régis par des différences de potentiel. A chaque réaction électro-chimique correspond un potentiel dit d'électrode, qui peut être calculé par la loi de Nernst

$$E = E_0 + \frac{RT}{nF} \ln C \quad (\text{I.6})$$

Par définition, le potentiel standard de la réaction : $2 \text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightleftharpoons \text{H}_2$ est prise égale a_0 . L'électrode normale à hydrogène constitue la base officielle de mesure des potentiels d'électrode.

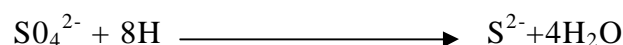
Chaque métal peut ainsi réduire les ions des métaux placés avant lui dans la liste.

L'échelle de Nerst a pour principal intérêt de donner des indications sur l'aptitude. [26]

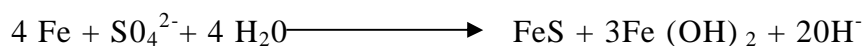
1.4.2.2.6 Défaillance par corrosion biologique

La corrosion biologique ou bactérienne rassemble tous les phénomènes de corrosion où les micro-organismes agissant directement ou par l'intermédiaire des substances formées par leur métabolisme, jouent un rôle primordial soit en accélérant un processus de corrosion déjà établi soit en créant les conditions favorables à son établissement. Ce type de corrosion est principalement dû à deux bactéries :

❖ Les bactéries sulfato-réductrices, strictement anaérobies qui réduisent les sulfates en sulfures :



La réaction globale de la formation de produit de corrosion FeS est :



Les sulfabactéries qui, en métabolisant les sulfures, produisent de l'acide sulfurique corrosif.

1.4.2.2.7 Défaillance par corrosion sous contrainte :

La corrosion sous contrainte (CSC) implique l'interaction entre la contrainte et l'environnement pour provoquer la fissuration, CSC implique la mécanique à travers l'interaction avec l'environnement.

Les contraintes de compression ne sont pas dangereuses. Ce sont les contraintes de tension (C.S.T) qui sont dangereuses, elle se produit la plupart du temps dans les

milieu non agressifs, la C.S.T se manifeste par une fissuration dans le métal habituellement perpendiculaire à la contrainte mécanique et peut conduire à une cassure, la C.S.T est influencée par quelques facteurs qui sont :

❖ **Les contraintes**

Elles sont de nature très diverse :

- contraintes internes dues à des transformations métallurgiques.
- contraintes dues aux procédés d'élaboration ou de mise en forme (laminage, torsion, usinage, ...)
- contraintes de service (pression, gradient thermique).

❖ **Le milieu**

Le PH du milieu et le potentiel électrochimique jouent un rôle essentiel sur la sensibilité à la CSC.

❖ **Facteurs métallurgiques**

La sensibilité à la C.S.T tend à diminuer lorsque la pureté du métal augmente.

1.4.2.2.8 Fissuration par corrosion

On constate souvent que la corrosion aqueuse attaque les métaux de manière localisée autant que ou plutôt uniforme, et ceci peut conduire à la rupture d'une pièce beaucoup plus rapidement [1] et insidieusement que ce qu'on supposerait d'après les vitesses moyennes de corrosion (Fig. 1.18)



Figure 1.18: Attaque localisée

La contrainte et la corrosion agissant simultanément peuvent être particulièrement nocives, et produire des fissures qui se propagent rapidement et de façon imprévisible. Quatre types de fissuration par corrosion conduisent couramment à des dégâts imprévus.

1.4.2.2.9 Fissuration par corrosion sous contrainte:

Dans certains matériaux et certain environnement, les fissures progressent constamment sous une intensité de contrainte K largement inférieur à K_C (Fig. 1.19).de toute évidence,

Ceci est dangereux : une structure qui est sûre à sa construction peut devenir défectueuse au cours du temps .Des exemples en sont le laiton dans l'ammoniaque, l'acier doux dans la soude caustique, et certains alliages de AL et Ti dans l'eau salée.

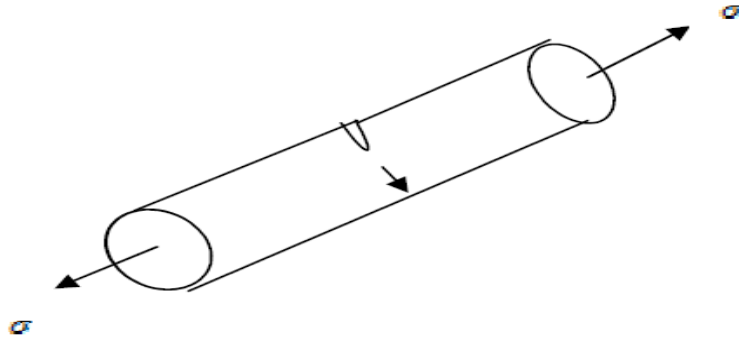


Figure 1.19 : Fissuration par corrosion sous contrainte

1.4.2.2.10 La fatigue par corrosion

La fatigue-corrosion peut être définie comme l'action combinée d'un environnement agressif et d'une contrainte cyclique conduisant à une rupture prématurée du métal par fissuration. Dans cette définition, il convient d'insister sur le terme « combiné » puisque de nombreux expérimentateurs ont montré que ni la contrainte cyclique à l'air, ni l'action due à l'environnement ne produisaient séparément le même dommage résultant de l'action conjointe. En d'autres termes, une éprouvette précorrodée ne présentera pas forcément une réduction appréciable de durée de vie en fatigue, et une éprouvette fatiguée tout d'abord à l'air ne conduira pas obligatoirement à une vitesse de corrosion du métal accrue. [29]

La fatigue corrosion se distingue de la C.S.T par le fait que les contraintes appliquées ne sont plus statiques mais cycliques.

Les métaux soumis à des tensions cycliques se rompent en l'absence de corrosion pour un certain nombre de cycle.

Cependant dans les milieux corrosifs, la rupture peut survenir en dessous de cette limite de résistance à cause de la fatigue - corrosion, cette rupture provient de la formation de fissures qui prennent souvent naissance à partir des fonds de piqûres, ce dernier agit comme un facteur de concentration de contraintes

La tension en oxygène du milieu, sa température, son acidité, sa composition ont une grande influence sur la sensibilité d'un matériau à la fatigue corrosion. [26]

1.5 Détection des défaillances

1.5.1 Méthodes de contrôle non destructif

Le contrôle non destructif ou encore le CND est l'ensemble des théories et procédés aptes à fournir les informations sur la santé d'une pièce ou d'une structure sans qu'il en résulte des altérations préjudiciables à leur utilisation ultérieure. Parmi les méthodes de CND on cite les ultrasons. Considérée sous cet aspect d'aptitude au bon fonctionnement, la définition suppose une bonne connaissance de tous les phénomènes mis en jeu, en particulier de la nocivité des défauts, de leur évolution dans le temps, des lois générales de la mécanique de la rupture.

L'opération de contrôle non destructif d'un objet ne se borne généralement pas à la détection d'éventuels défauts. En effet, même si le choix du procédé, de la méthode et du matériel a été effectuée au préalable, il faut envisager toute une procédure ayant les objectifs suivants : fiabilité de l'examen, reproductibilité, localisation des défauts, identification, caractérisation de ceux-ci, en particulier par leur taille, présentation visuelle, enfin archivage des résultats et des conditions d'examen.

Ce sont des opérations d'étalonnage, de calibrage, de balayage de la sonde, de traitement des données qui permettent d'atteindre ces objectifs désormais dans de bonnes conditions grâce à l'apport intensif de l'informatique en temps réel.

1.5.1.1 Détection par Ultrasons

Deux bancs de contrôle ultrasonores sont utilisés pour inspecter à nouveau toute la zone soudée. Les appareils installés permettent une recherche très fine des anomalies. Chaque "tête" de recherche est équipée de 6 palpeurs qui sont réglés en particulier pour déceler les plus fines fissures transversales ou longitudinales.

Les deux bancs de contrôle permettent de réaliser cette opération à vitesse réduite tout en assurant un écoulement normal de la production. Bien entendu la fiabilité des appareils est surveillée à l'aide de plaques étalon immédiatement accessibles. [30]

1.5.1.2 Détection par flux magnétique

Cette technique utilise de puissants aimants induisant un flux magnétique dans la paroi de la conduite. Des capteurs placés entre les pôles détectent tout changement d'intensité résultant d'une perte de métal ou d'un changement d'épaisseur. La puissance du flux magnétique requise est relativement élevée. Les premiers outils MFL (magnétique flux leakage) ont particulièrement souffert de cet inconvénient surtout pour les grands diamètres. La firme TUBOSCOPE, qui commercialisé le premier outil intelligent, a choisit d'utiliser des électroaimants permanents. BRITISH GAZ a ainsi réussi à multiplier par dix la puissance des

aimants permanents en développant de nouveaux matériaux magnétiques tels que le N.I.B (Neodinium-Iron-Bore). Un autre axe ayant favorisé le développement des technologies MFL concerne les progrès réalisés dans la technologie des capteurs. Les premiers capteurs étaient très larges et donnaient lieu à des pertes de contact avec la paroi à chaque changement de direction de la conduite (au niveau des zones de courbure particulièrement). Les capteurs actuels se sont considérablement améliorés au point où la détection des pertes de métal et même possible au niveau des cordons de soudure et sur la face interne et externe de la paroi. Ils peuvent même être adaptés pour mesurer l'épaisseur absolue de la conduite. La quantité de données enregistrées s'est considérablement accrue à tel point que BRITISH GAS, dans un document publicitaire et pour donner un ordre de grandeur, affirme que l'équivalent de la bible était enregistré toute la six secondes. [30]

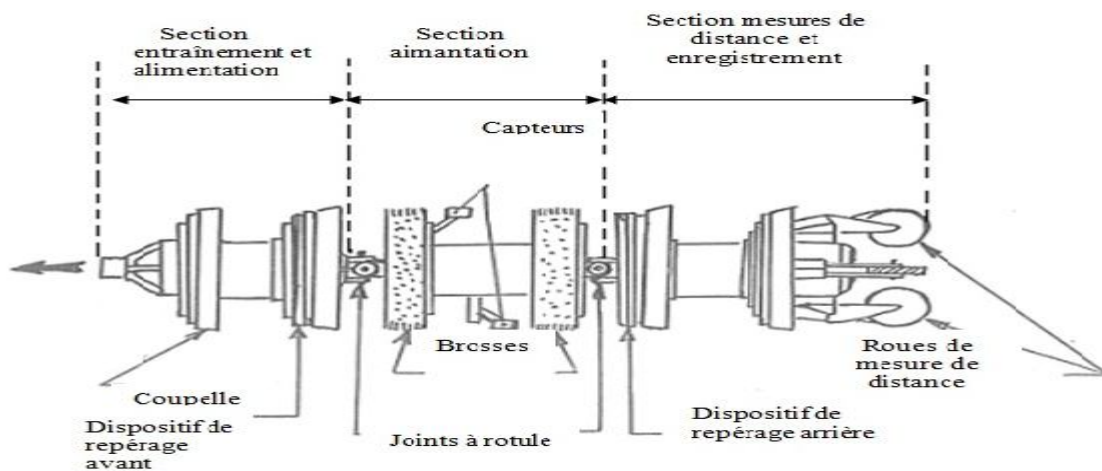


Figure. 1.20: Piston Instrumenté Basé Sur Le Principe De Perte De Flux Magnétique. [30]

1.5.1.3 Détection par radiographie

Nous disposons actuellement de trois chambres de radiographie installées en parallèle. Les tubes sont amenés par trains de rouleaux. Chaque chambre est équipée d'appareils émetteurs Rx de 300 kV, 3 mA à tir vertical de haut en bas. La génératrice soudée des tubes est placée au point le plus haut. La radiographie obligatoire des zones soudées et réparées et celle des zones signalées au contrôle ultrasons est effectuée sur des films spéciaux placés dans des cassettes plastiques qui sont fixées à l'intérieur du tube par des systèmes magnétiques ou mécaniques. [31]

Les films sont ensuite traités dans une machine automatique de développement qui livre le film sec en 10 minutes. L'interprétation des images est faite par des contrôleurs très

expérimentés qui transmettent les décisions au poste de répartition par un système de fiches, simple et efficace.

Les extrémités des tubes sont contrôlées aux Rx sur deux installations séparées, à la sortie du banc d'épreuve.

Synthèse bibliographique

Afin d'en tirer une solution générale pour l'évaluation des défauts de corrosion de pipelines à haute résistance, une longue série d'analyses par éléments finis sur divers défauts de corrosion elliptiques a été effectuée selon les auteurs. Enfin, une nouvelle formule pour prédire la pression de rupture de canalisation corrodée dans les aciers à haute résistance est formulée. [41]

La fissuration par corrosion a eu lieu dans un acier de gazoducs à haute pression dans les régions du nord de l'Iran. Les résultats ont montrés que le revêtement de bandes de polyéthylène appliqué sur la surface externe de la canalisation est devenu ouvert et décollée de la zone corrodée provoquant la surface externe de la canalisation enterrée pour être exposé à un sol humide autour de lui. Il en résulte des interactions chimiques et la formation de carbonate / solution de bicarbonate et à la présence de contraintes de traction, la corrosion sous contrainte se sont produites dans la direction longitudinale et à la surface extérieure du tuyau. [42]

Conclusion

Nous avons vu dans le premier chapitre les procédés de fabrication des tubes soudés et non soudés. Les aciers pour gazoducs ont connus pendant les dernières années une évolution importante dans leur composition chimique et caractéristique mécanique grâce au développement des aciers HSLA obtenu par affinement du grain ferritique par procédé TMCP.

Les canalisations du transport des gaz et des fluides contiennent souvent plusieurs types de défaillance : mécanique, chimique et physique, détectés par les méthodes non destructives.

Nous présenterons dans le chapitre suivant le contexte industriel de la ligne de transport par canalisation GZ1.

Introduction

L'Activité Transport par Canalisation assure l'acheminement des hydrocarbures (pétrole brut, condensat, gaz naturel & GPL).

Les centres de dispatching comptent parmi les installations névralgiques de l'Activité :

- Le Centre de Dispatching d'hydrocarbures liquides, le CDHL, se trouve à Hassi Messaoud Haoud El Hamra. 1,4 million barils /jour transitent actuellement par ce véritable poumon de l'Activité.
- Le Centre National de Dispatching Gaz, le CNDG, se situe à HassiR'mel. C'est le point où se fait la collecte et le dispatching du gaz à travers les gazoducs vers les clients nationaux (Sonalgaz, clients tiers et autoconsommations des unités de Sonatrach) et internationaux (livraisons aux complexes de liquéfaction et des gazoducs transcontinentaux : PEDRO DURAN FARELL, ENRICO MATTEI et MEDGAZ) Voir l'annexe A.

Sonatrach, à travers l'Activité Transport par Canalisation, dispose de 22 systèmes de transport par canalisation (20 en exploitation, 1 en cours de réalisation GK3, 1 en phase de lancement GR5) avec 82 stations de pompage et de compression. 39 stations de pompage sont destinées au brut.

Sonatrach dispose également de nombreux postes de chargement à quai de gaz et de pétrole au niveau de trois ports pétroliers de chargement d'hydrocarbures sur les villes côtières que sont Arzew, Bejaia et Skikda

Les 03 ports sont équipés de 5 bouées de chargement de pétrole en haute mer.

Quant au réseau de canalisation (Gazoducs/Oléoducs), sa longueur est de près de 18 512 Km, et compte :

- 20 oléoducs d'une longueur de 9 883 Km, avec une capacité de transport de 145 Millions Tonnes.
- 14 gazoducs d'une longueur totale de 8629 Km, avec une capacité de transport de 142 milliards de m³/an.

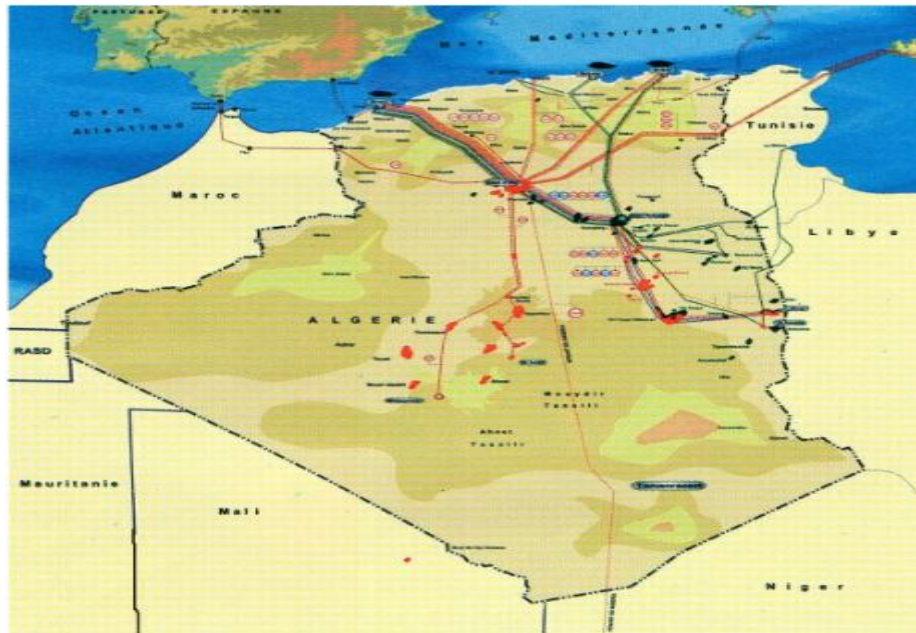


Figure 2.1 : Grands axes du réseau de transport des hydrocarbures en Algérie.Sonatrach

Ce tableau liste toutes les canalisations des hydrocarbures du sud Algérien

Tableau 2.1 : liste des caractéristiques des canalisations du sud algérienne (TRC/SONATRACH)

Nature	Départ / Arrivée	Code	Diamètre	Longueur (Km)	Nombre de station	Date de réalisation	Produit transporté
Existants	Haoud El Hamra – Arzew	OZ1	28''	801	6	1965	Pétrole brut
	Haoud El Hamra – Skikda	OK1	34''	637	4	1972	
	Haoud El Hamra – Béjaïa	OB1	24''/22''	660	7	1959	
	Beni Manssour – Alger	OG1	16''	131	1	1971	
	In Aminas - Tunisie	OT1	24''	265	2	1960	
	El Borma - Mesdar	OD1	20''	272	1	1977	
	Ohanet - Haoud El Hamra	OH1	30''	630	3	1983	
	Mesdar - Haoud El Hamra	OH2	26''	108	1	1972	
En projet	H. Berkene - Haoud El Hamra	OH3	30''	292	-	Juil 1999	
	Extention station Mesder	OH2			1	2002	
	Extention station HEH-Skikda	OK1			1 unité SP1 2 unités SP3	2002	

Existants	Hassi R'Mel - Arzew	NZ1	28"	506	3	1978	Condensât
	Ohanet - Haoud El Hamra	NH2	30"	518	-	1961	
	Hassi R'Mel - Haoud El Hamra	NH1	8"	306	-	1960	
	Hassi R'Mel - Arzew	GZ0	24"/20"	509	4	1961	Gaz
	Hassi R'Mel - Arzew	GZ1	40"	507	5	1976/79	
	Hassi R'Mel - Arzew	GZ2	40"	507	5	1982	
	Hassi R'Mel - Arzew	GZ3	42"	507	5	1989	
	Hassi R'Mel - Skikda	GK1	40"	573	5	1971/1978	
	Hassi R'Mel - O. Safsaf (Tunisie - Italie)	G01	48"	549	1	1982	
	Hassi R'Mel - O. Safsaf (Tunisie - Italie)	G02	48"	549	1	1986	
	H. R'Mel - Laricha (Maroc - Espagne)	GM E	48"	521	-	1996	
	Hassi R'Mel - Isser	GG1	42"	436	-	1981	
	Alrar - Hassi R'Mel	GR1	42748"	956	1	1987	
	Gassi Touil - Hassi Messaoud	GM1	40"	150	-	1976	
En construction	H.R'mel-Skikda	GK2	42 "	573	-	-	
	Alrar-H.R'mel	GR2	42"/48"	962	4	-	
En projet	Après Extension GO1/GO2	-	-	-	+2 (3)	-	
	Extension GME	GM E			1	Fin 2002	
	Tiguentour- H.R'mel	GIS	42"/ou48"	526	En cour	-	
	Interconnexion Gazoducs de l'Est à Ouest	-	40"	1000	-	-	
Existants	Hassi R'Mel - Arzew	LZ1	24"	504	-	1983	GPL
	Alrar - Hassi R'Mel	LR1	8 "	306	-	1960	
En projet	Haoud El Hamra - Arzew	LNZ 1	12716"	801	3	1973	
	Looping LR1 Ohanet - G. Touil	LR1	16"	404	-	2001	
	H.R'mel- Arzew	LZ1			1	2001	

2.1 Description la ligne GZ1

Les terminaux Sud sont tous les points du réseau qui se trouvent à la racine de chaque canalisation Sud. Leur nombre a augmenté au fur et à mesure que les gisements ont été découverts.

Actuellement, ils sont au nombre de neuf, répartis entre terminaux de champs de pétrole et terminaux de champs de gaz naturel, et ce nombre est appelé à augmenter dans les années à venir.

La situation géographique des gisements amène à investir dans la construction de ce réseau de canalisations. Elle entraîne aussi la mise en œuvre d'un arsenal d'installations, de matériels et la mobilisation de plus de 10000 employés pour maintenir une production permanente en assurant le bon fonctionnement de ces régions devenues ainsi des terminaux. Ce tableau liste toutes les canalisations des hydrocarbures du sud Algérien.

La ligne GZ1 est installée départ de gaz naturel de Hassi R'mel vers le point terminale à Arzew sur une distance de 507 Km sur laquelle est attribué cinq (5) stations de compression comme suite :

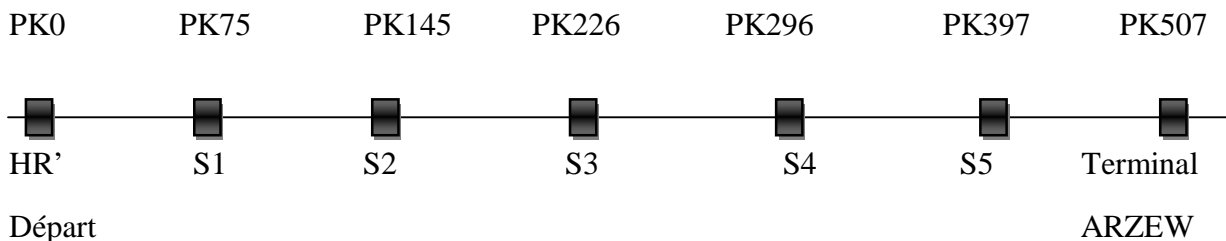


Figure 2.2: la ligne GZ1 montrant sept (7) stations de compression du gaz naturel (STT)

Chaque station de compression est constituée de trois (3) turbos compressions avec une consommation estimée à 14.000 m³/h.

La ligne fait partie d'un faisceau de canalisations de pétrole, de gaz et de condensats connus collectivement comme la route multiple. Elle se dirige généralement vers le nord-ouest de Hassi R'Mel et passe près des rails de Laghouat, Tiaret et Relizane, la route continue vers l'ouest à Arzew. Le terrain à travers lequel le pipeline a été posé varie entre sable, argile, schiste et rochers. [32]

L'implantation des stations de compression, la ligne GZ1 sur le tableau 2.2

Tableau 2.2 : Station de Compression

Station Compression	Lieu	Wilaya	Distance kilometrique (Km)	Altitude(m)	T°C Ambiante
SC 1 24''	Laghouat	Laghouat	0	747	40
SC 1 40''	Timzert	Laghouat	75	840	40
SC 2 40''	M'sekka	Laghouat	146	4025	40
SC 3 40''	Medareg	Tiaret	226	970	40
SC 4 40''	Nador	Tiaret	295	1255	35
SC 5 40''	Kenanda	Relizane	397	525	35
HR	Arzew	Arzew	507	20	35

Les terrains dont il traverse sont de différentes natures (non agressif, peu agressif, agressif).

La spécification technique de la ligne du gaz GZ1, et qui relie Hassi r'emel à Arzew, est donnée dans le tableau suivant :

Tableau 2.3 : Spécification technique de l'implantation de ligne GZ1 40"

Ligne	Longueur [km]	Diamètre [pousse]	Catégorie	Nuance	épaisseur [mm]	Masse nominale [kg/m]	Pk	T °C
GZ1	507	40"	III	X60	12.7	275.65	0-288	54
		40"	II	X52A	12.7	314.18	288-507	
		40"	I	X52a	19.05	465.2	Entrée et sortie	

Par voie de conséquence, les tubes sont eux-mêmes soumis à des cycles de pression lors du démarrage des pompes ou la fermeture de vannes. Les paramètres énergétiques d'écoulement du gaz naturel à la sortie des stations sont regroupés dans le tableau 2.4.

Tableau 2.4. Paramètres énergétiques maximums d'écoulement du gaz naturel, ligne GZ1, à la sortie des stations de service SC.

	Température Max	Température Min	Pression Max	Pression Min	Débit
GZ1	81°C	40°C	69.8 bars	42.0 bars	15.33m³/an

2.2 Caractéristiques des aciers (X60)

2.2.1 Les propriétés chimiques

Le matériau d'étude est l'acier micro allié de norme API 5L X60 destinée pour la fabrication des tubes hélicoïdaux. L'acier présente une fine microstructure de type ferrito-perlitique [36]. la composition chimique est donnée après prise d'échantillon sur machine SPECTRO. Le tableau 2.5 donne la composition chimique de l'acier grade API 5L X60.

Tableau 2.5 : Composition chimique de l'acier X60 étudié. [36]

Eléments	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Mo	Al	Co	Cu
[%] en poids	0.2123	0.380	1.35	0.015	0.015	0.025	0.024	0.013	0.067	0.007	0.029
Eléments	Nb	Ti	V	W	Sn	V+Nb	Fe	B	(S+P)	Ceq	
[%] en poids	0.078	0.003	0.003	0.004	0.02	0.082	97.8	0.000	0.031	0.45	

L'élément dominant est le (Mn), élément gamagène ce dernier à l'avantage d'augmenter le domaine métastable et le temps d'incubation perlitique et il permet aussi d'affiner la taille du grain ferrique lors du refroidissement.

Les éléments d'addition tels que le Ni, Si, permet d'augmenter la résistance de l'acier par un durcissement de solution solide (σ_s) quant le Nb, Va et le Ti ces élément forment des précipités avec le carbone et l'azote (carbonitrures), le rôle de ses élément est double ; ils retardent la croissance des grains austénitique, ainsi qu'ils sont l'obstacles au mouvement des dislocations, durcissement par précipitation (σ_p). [8]

2.2.2 Caractéristique mécanique

2.2.2.1 Essai de traction :

L'essai de traction sert à mesurer la résistance d'un matériau soumis à une force statique ou d'application progressive. Une éprouvette usinée est placée dans l'appareil d'essai et une charge est appliquée. Une jauge de déformation (extensomètre) mesure l'élongation. La contrainte obtenue à la force appliquée la plus élevée est la résistance à la traction. La limite d'élasticité est la contrainte pour laquelle une portion spécifique de déformation plastique (généralement 0,2 %) est produite. L'allongement est défini par la proportion d'étirement de l'éprouvette avant rupture. L'essai de traction permet d'obtenir des informations sur la résistance, la rigidité et la ductilité d'un matériau.

Pour caractériser notre matériau qui est X60, des essais de traction ont été effectués sur 3 spécimens. Selon la norme API 1104, les éprouvettes pour l'essai de traction doivent être de longueur 234 mm et de largeur 25 mm. La longueur utile est de 64 mm. L'épaisseur de l'éprouvette est celle de la pipe égale à 12.7 mm, comme la figure 2.3

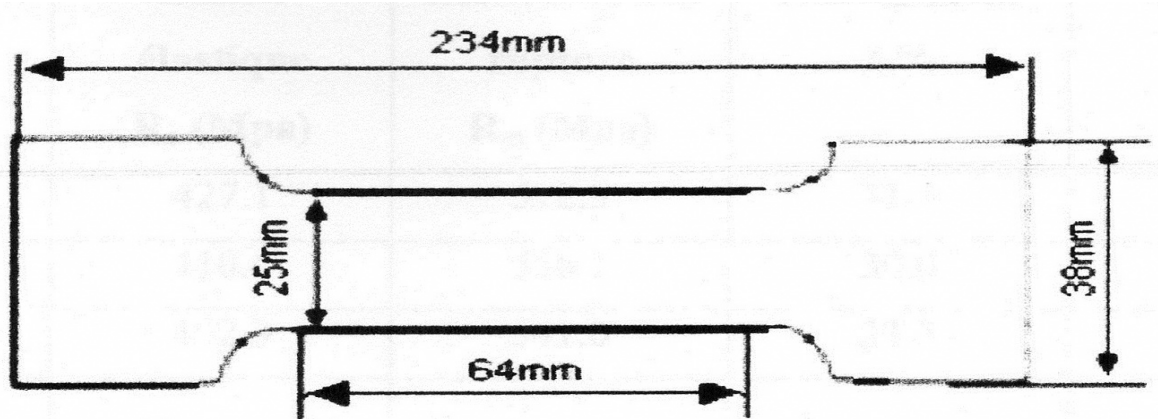


Figure 2.3 : Eprouvette de traction (norme API1104)

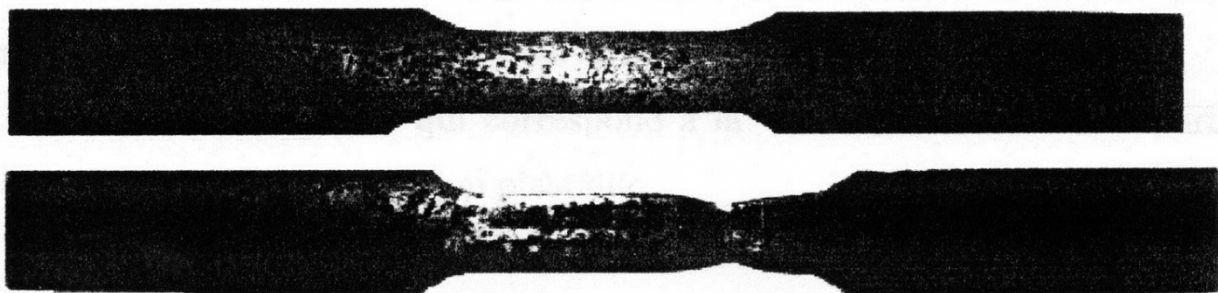


Figure 2.4 : Eprouvette plates avant et après essais de traction

Tableau 2.6: Résultat d'essai de traction. [8]

Essai	Limite élastique Re(Mpa)	Résistance à la rupture Rm (Mpa)	Allongement A%	Striction Z%
1	427.1	572.5	31.1	49
2	410.4	556.1	30.0	53
3	402.3	541.0	33.5	45
Moy	414.7	553.8	31.33	49

La courbe de traction relative à des métaux à comportement ductile permet de déterminer les grandeurs caractéristiques suivant :

- La limite d'élasticité (Re) qui correspond à la contrainte nominale à partir de la quelle se produit la déformation plastique.

- Le module d'élasticité E (module d'Young) est donné par la pente de la partie élastique de la courbe.
- La résistance à la rupture (R_m) qui correspond à la contrainte maximale supportée par l'éprouvette.
- La limite d'élasticité conventionnelle ($R_{e0.2}$) à 0.2%.

Le but de l'essai de traction sert à déterminer les propriétés du matériau pour introduire dans le calcul du modèle mécanique et probabiliste.

Ces résultats montrent que les propriétés du matériau n'ont pas changés, malgré les dizaines d'année de service, vu que l'acier n'a pas subit une dégradation par corrosion et continuera à résister. [8]

2.3 Contrôle visuel

Lors des mesures de la perte d'épaisseur, il est indispensable de réaliser une inspection visuelle préliminaire afin de fournir un rapport, des photos, une vidéo et tout autre support décrivant :

- l'état général des surfaces (produits de corrosion, organismes, pollution) ;
- les désordres (nature, localisation et ampleur) ;
- le relevé précis des réparations réalisées antérieurement ;
- les déformations constatées.

Les échantillons qu'on a pris au niveau de la station **STT** et qui appartiennent au tronçon **SC1** à **SC2**, présentent des défaillances en surface externe à des profondeurs variées.

Deux types de défaillances de surface ont été examinés :

- Défaillances par piqûre localisée ou généralisées. Leur extension a été développée suivant la direction longitudinale des tubes et sur la direction axiale.
- Défaillances par fissuration. Les fissures sont orientées dans le sens longitudinal des tubes et parallèle au sens d'écoulement du fluide et perpendiculaire à la direction (circonférentielle) de la contrainte maximale.

2.3.1. Contrôle des épaisseurs résiduelles :

Le taux de corrosion jusqu'à la perforation de l'acier ou la réduction des dimensions pouvant atteindre dans certains tubes plus de 40% comme le montre le profile (**Figure 2.5**)

d'un échantillon prélevé de tube endommagé. La figure 2.6 montre des zones corrodées d'un échantillon des tubes en acier X-60 du tronçon SC 1 à SC 2

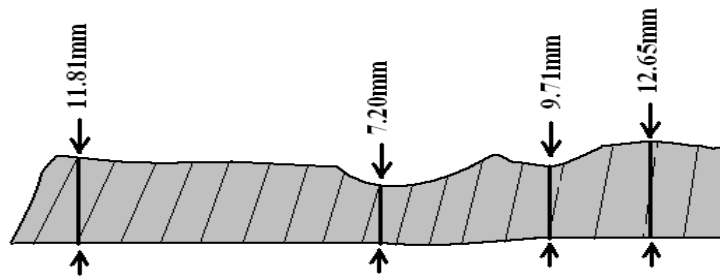


Figure 2.5. Profil d'échantillon de l'acier X-60 après défaillance.



Figure 2.6.a : corrosion par piqure



Figure 2.6.b : corrosion généralisée

Figure 2.6. Echantillons des tubes en acier X-60 du tronçon SC 1 à SC 2.

2.4 Détection des défaillances par CND

La canalisation de la ligne **GZ1** a été victime de phénomène de corrosion, la gravité réside dans la vitesse dont elle a évolué (perte de métal très avancé) car elle avait dépassé les estimations.

2.4.1. Inspection du tronçon reliant SC2 à SC3 :

En septembre 2004 le tronçon de gazoduc X-60, reliant la station de compression SC2 Oued M'Seka (W.Laghout) à SC3 Medarreg (W.Tiaret), avait fait l'objet d'une inspection de contrôle de pertes en métal, Cette inspection, confiée à la PII (Canada) Ltd [46], a été faite au

moyen d'un outil d'inspection interne (MagneScan HR) permettant un sondage ultrasonique de l'épaisseur des parois (Figure 2.7).

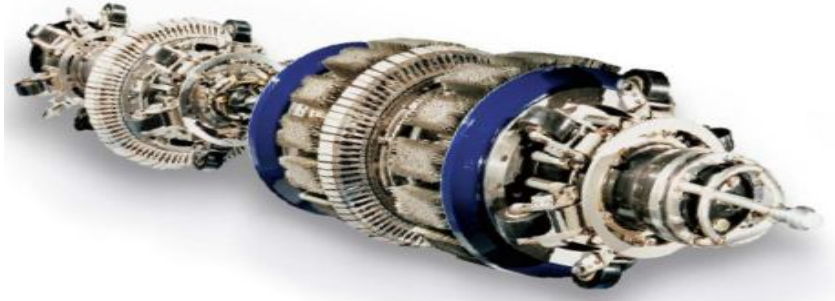


Figure 2.7 : L'outil intelligent MagneScan HR. (STT)

Sonatrach a également demandé à **PII** de préparer un plan de remise en état de cette canalisation en se basant sur les résultats de cette inspection MagneScan et de classer par ordre prioritaire les défauts détectés, selon les principes suivants :

Priorité 1 : Les défauts qui nécessitent une réduction des caractéristiques nominales opérationnelles de la canalisation ou son retrait du service.

Priorité 2 : Les défauts qui ne sont pas acceptables à la **Pression Maximale de Service (PMS)** et qui nécessitent des investigations et réparations immédiates.

Priorité 3 : Tous les autres défauts éventuels qui menacent l'intégrité de la canalisation et qui doivent faire l'objet d'investigation supplémentaires.

A la demande de Sonatrach, tous les défauts de corrosion ont fait l'objet d'évaluation à la PMS de 50 bars et à la **Pression Opérationnelle Maximale Autorisée (POMA)** de 69.6 bars.

2.4.2 Données d'entrée :

Cette évaluation est basée sur les informations suivantes :

Caractéristiques techniques de la canalisation	: API 5L X60
Diamètre	: 40 pouces
Epaisseur nominale prédominante du tube	: 11,13mm
Autres épaisseur du tube	: 12.7

Résistance minimale spécifiée à l'allongement (RMSA)	: 413 MPa
Résistance limite à la traction (RLT)	: 517 MPa
Pression opérationnelle maximale autorisée (POMA)	: 69.6 bars (77% de RMSA)
Pression de calcul	: 70,5 bars (78% de RMSA)
Pression maximale de service (PMS)	: 50 bars (55% de RMSA)
Hypothèse en matière de classe	: 1

Il faut souligner le fait qu'à la POMA de 69.6 bars, la contrainte opérationnelle a été identifiée comme représentant 77% de la RMSA dans une canalisation de classe X-60 à tube de 11,13mm d'épaisseur. [33]

En ce qui concerne les canalisations qui opèrent en conformité avec la norme ANSI/ASME B31.8, le niveau de contrainte maximale autorisé est normalement limité à 72% de RMSA. Dans les cas où la canalisation classée dans la classe 1, Division 1, un fonctionnement pouvant aller jusqu'à 80% de RMSA est possible. Nous recommandons donc à Sonatrach d'examiner la constriction de cette canalisation et les données classe pour déterminer si un niveau de contrainte de 76% de RMSA est acceptable dans les tronçons à épaisseur de tube de 1103mm et (ou) de réviser la POMA de la canalisation dans ces zones.

L'outil d'inspection interne dont la PII se sert pour déterminer l'épaisseur de la paroi de la conduite mesure l'épaisseur à l'aide d'une technique utilisant le temps de réflexion d'ultrasons.

Le mesurage faisant appel à cette technique se base sur l'intervalle entre la réflexion des ultrasons renvoyés par la surface de la paroi interne de la conduite (écho d'entrée) et celle de l'écho renvoyé par la surface de la paroi externe (écho de paroi extérieure).

L'écho d'entrée peut être accompagné d'impulsions mineures qui, si elles sont mesurées, peuvent être mal interprétées comme étant des échos de paroi extérieure et donner une mesure invalide de l'épaisseur de la paroi. Pour éviter de telles erreurs, la PII programme l'outil d'inspection interne de mesurage ultrasonique avant chaque inspection, de façon que seules les impulsions correspondant à un intervalle de temps spécifié soient mesurées et enregistrées.

Les impulsions mineures attribuables à l'écho d'entrée devraient s'inscrire à l'extérieur de cet intervalle et ne seraient donc pas enregistrées. Toutefois, dans le cas d'une conduite affectée

par une corrosion externe en profondeur, lorsque l'écho de paroi extérieure se trouve à l'extérieur de l'intervalle de mesurage et n'est pas enregistré, il est impossible de calculer avec précision l'épaisseur de la paroi et le défaut est indiqué comme étant associé à une atténuation d'écho. En présence de corrosion interne, l'accumulation de sédiments dans les cavités peut influencer sur le mesurage de l'épaisseur de la paroi. Comme les sédiments dispersent le faisceau d'ultrasons et font écran entre le faisceau et la paroi de la conduite, il est impossible de mesurer avec exactitude la profondeur de la corrosion interne, si bien que le défaut est aussi indiqué comme étant associé à une atténuation d'écho.

La **PII** a reconnu que l'atténuation d'écho a une incidence sur le mesurage de l'épaisseur de la paroi lorsque la conduite est affectée par une corrosion externe en profondeur et par une corrosion interne assortie de sédimentation. [33]

2.4.3 Résultats d'inspection :

Dans le rapport initial qu'elle a remis en septembre 2004, l'inspection par MagneScan RH a identifié les défauts suivants :

1. 171306 défauts internes de corrosion ;
2. 11499 défauts de fabrication dont 321 externes et 11178 internes ;
3. 111 bosses simples, 15 bosses associées à la soudure à la molette, 29 bosses associées à une perte d'épaisseur et 4 bosses associées à la fois à la soudure à la molette et à une perte d'épaisseur ;
4. 34 objets métalliques ;
5. 1 carter excentrique resserré.



Figure 2.8 : Résultats d'inspection par Magne Scan RH. DRC

Aucun défaut interne de corrosion n'a été signalé dans cette canalisation.

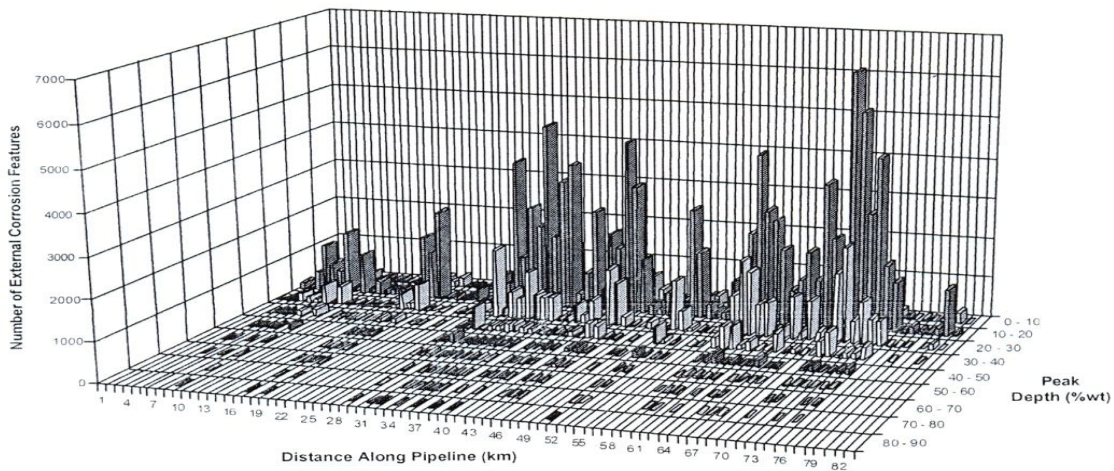


Figure 2.9 : Distribution de la corrosion externe le long de la canalisation en fonction du pic de profondeur.DRC

La figure 2.9 présente la distribution des défauts de corrosion externe le long de la canalisation ; il y a 5 pics dans cette distribution entre 3 et 9 km, 16 et 19 Km, 26 et 45Km, 50 et 52 Km 57 et 75 Km. Ces zones contiennent tous les défauts portant sur plus de 70% de l'épaisseur du tube. En outre, 43% des défauts de corrosion externe se trouvent au pied de la canalisation entre les positions d'horloge 05h00 et 07h00 (**Figure 2.10**)

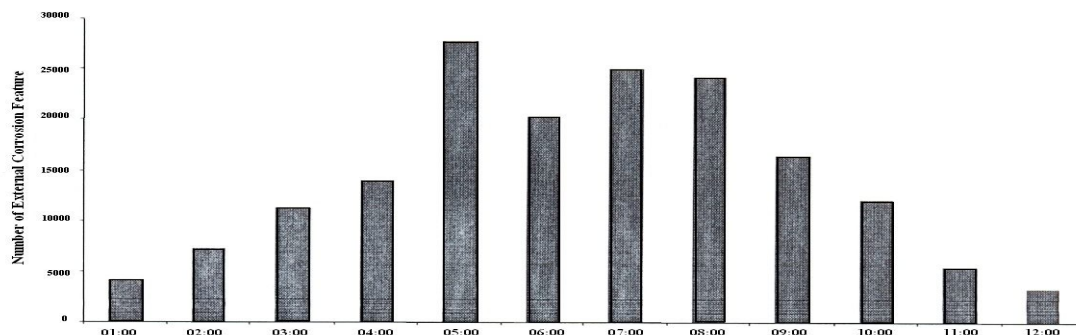


Figure 2.10 : Distribution de la corrosion externe sur tout le périphérique de la canalisation.

Dans cette canalisation, il y a 52 défauts qui portent sur plus de 80% de l'épaisseur du tube. Le défaut de corrosion externe de plus profond ainsi identifié atteint 86% de l'épaisseur du tube et se trouve dans le tronçon 35260, à la distance absolue de 39924,9 m. le tronçon 60510 contient le plus grand nombre de défauts de corrosion externe (574).

Ce profil de corrosion est caractéristique des revêtements défectueux qui ne bénéficient pas d'une protection adéquate de la part du système de protection cathodique.

Les causes potentielles sont les endommagements du revêtement provoqué par des roches à l'intérieur du remblai ou par l'affaissement du revêtement qui s'est décollé de la canalisation.

2.5 Protection passive :

L'intérêt de protéger les canalisations à l'aide des revêtements est double. En effet, les processus de corrosion font intervenir l'eau en tant qu'électrolyte, et divers oxydants susceptibles de capter les électrons libérés par l'oxydation du métal.

Le rôle du revêtement est donc de limiter le flux de ces produits en créant une barrière physique. Ces revêtements épais (quelques millimètres) ont par ailleurs une fonction de protection mécanique du tube lors du remblai des fouilles, bien que ce ne soit pas leur rôle principal.

Cette protection n'est cependant pas totalement efficace car l'expérience a montré que la majorité des défauts de revêtement constatés sur les canalisations a été créé par des pierres tombées sur le tube ou ayant poinçonné le revêtement.

Les mécanismes de protection par des revêtements peuvent être très complexes et dépendent de la nature des matériaux, des systèmes de revêtement utilisés, ainsi que des conditions de service.

La SONATRACH a utilisé lors du premier service des canalisations les revêtements organiques, à base de brai de houille ou de bitume de pétrole. Les polyéthylènes extrudés (PE) bi et tri-couches et polyuréthanes (PU) appliqués à l'extérieur des gazoducs et l'époxyde appliqué à l'intérieur, ont constitué la génération suivante.

2.5.1. Polyéthylènes (PE):

L'emploi du PE a commencé dès les années 80, grâce à ses meilleures propriétés physico-chimiques intrinsèques, et suite à l'abandon des revêtements hydrocarbonés en raison de leur toxicité [34] lors de la mise en œuvre. De ce fait, les ouvrages protégés par des revêtements hydrocarbonés ont au minimum vingt ans d'âge.

Le Polyéthylène ou polythène est un des polymères les plus simples et les moins chers. C'est un plastique inerte [35].

Son nom vient du fait qu'il est le polymère obtenu par la polymérisation des monomères d'éthylène ($\text{CH}_2 = \text{CH}_2$) en une structure complexe de formule générique :
 $-(\text{CH}_2 - \text{CH}_2)_n -$



Le PE est une des résines thermoplastiques les plus répandues dans le monde. Il possède une excellente résistance aux agents chimiques et aux chocs. Ils sont classés en fonction de leur densité (basse ou haute) qui dépend du nombre et de la longueur des ramifications présentes dans le matériau. Le polyéthylène est transparent, inerte, facile à manier et résistant au froid.

2.5.2 Polyuréthane (PU)

Revêtement polyuréthane sans solvant, non toxique, applicable à la machine "airless" chauffante à deux composants, permettant la mise en œuvre de produit à temps de réaction court.

Son inertie chimique et sa grande résistance au décollement cathodique en font un revêtement anticorrosion tout à fait adapté à la protection extérieure de structures métalliques enterrées ou immergées, conformément par exemple, aux exigences de la norme EN 10290.

Elle est compatible pour le recouvrement des revêtements adjacents tels que les matériaux hydrocarbonés, époxydiques, polyuréthanes et polyoléfines, moyennant une préparation de surface adaptée.

2.5.2.1 DOMAINE D'UTILISATION

Revêtement anticorrosion épais pour la protection de canalisations et accessoires enterrés.

Sa rapidité de polymérisation en fait un produit idéal aussi bien pour une application en atelier que sur site dans le cadre de réhabilitation ou de neuvage. Le domaine standard de résistance thermique est compris entre -30°C et + 80°C en milieu sec.

2.5.2.2 CARACTERISTIQUES

- Nombre de composants : 2
- Couleur du film sec : Gris {autres teintes nous consulter}
- Aspect du film sec : Satiné

Masse volumique à 23°C : Environ 1,3 g/ml

Extrait sec volumique calculé : 100 %

2.5.2.3 EPAISSEUR NOMINALE DE FILM SEC

Elle est une seule couche dans une plage d'épaisseur nominale de film sec comprise entre 1000 et 2000 pm, le choix final de l'épaisseur sera déterminé par ta spécification 7 d'utilisation.

2.5.2.4 RENDEMENT THEORIQUE

Pistolet airless : 0,76 m²/kg soit 1 m²/l pour 1000 /μm sec

: 0,38 ma/kg soit 0,50 ms/l pour 2000 μm sec

2.5.2.5 TEMPS DE SECHAGE

(pour 1500 pm secs)

	à 10°C	a 20°C	à 40°C
Hors poussière	1 heure 50	60 minutes	40 minutes
Sec dur	7 heures 50	4 heures	2 heures
Complet'	10 jours	7 jours	4 jours
Manipulable		90 minutes	

- Fonction des paramètres d'application et d'environnement

	à 10°C	à 20°C	à 40°C
Mors poussière	25 minutes	15 minutes	10 minutes
Sec dur	1heure30	1 heure	30 minutes
Complet*	10 jours	7 jours	4 jours

*Fonction des paramètres d'application et d'environnement

2.5.2.6 SOLVANT DE NETTOYAGE

DILUANT 014.09

2.5.2.7 CONDITIONNEMENT STANDARD

Teinte grise : Doses A+ B de 924 Kg en 4 fûts de 200 litres

Pour d'autres conditionnements, nous consulter.

2.5.2.8 STOCKAGE

Délai de péremption : Pour le conditionnement standard 12 mois sous abri à une température comprise entre +5°C et +35°C en emballage d'origine non ouvert.

2.6 Protection cathodique

La protection cathodique est la technique qui permet de conserver dans son intégrité la surface extérieure des structures en acier enterrées ou immergées, en s'opposant au processus électrochimique d'attaque du métal par le milieu ambiant, c'est-à-dire **la corrosion**. Les canalisations acier constituent le champ d'application principal de cette protection. Les réseaux en acier, même anciens et dégradés, peuvent bénéficier de cette technique dans des conditions économiques admissibles.

Elle consiste à amener par des moyens extérieurs et artificiels l'ensemble de la surface extérieure du métal à un potentiel suffisamment négatif pour rendre le métal entièrement cathodique et supprimer ainsi tout risque de corrosion extérieure. Le critère de protection cathodique est la valeur du potentiel au-dessous duquel l'acier ne peut se corroder. Pour l'acier enterré ou immergé, le critère de protection est mesuré avec une électrode de référence Cu/CuSO₄ en contact avec le milieu situé au voisinage immédiat du métal de -850 mV. Ce n'est qu'à partir d'une certaine valeur de courant que le potentiel nécessaire est atteint. Pour réaliser la protection cathodique des canalisations enterrées en acier, il suffira donc :

❖ soit de constituer une pile à l'aide d'un métal plus électrochimiquement négatif que l'acier (magnésium ou zinc) : c'est la protection par anode sacrificielle.

2.6.1 Principe

On crée un couple galvanique dont la canalisation métallique sera la cathode de la pile et l'anode un métal choisi pour son potentiel plus électrochimiquement négatif (magnésium, aluminium, zinc).

Soit de les relier à une source électrique convenablement connectée de manière que l'acier devient la cathode du système et de vérifier que le potentiel de cette cathode atteint bien le critère de protection en tous points : c'est le soutirage de courant.

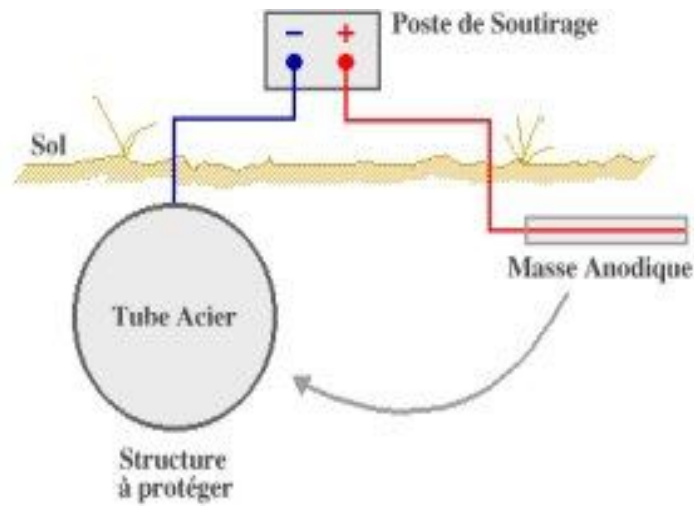


Figure 2.11 : protection cathodique

Deux méthodes sont utilisées pour rendre un ouvrage cathodique par rapport à une anode extérieure:

- ❖ l’anode sacrificielle appelée encore anode réactive.
- ❖ le soutirage de courant ou dispositif à courant imposé

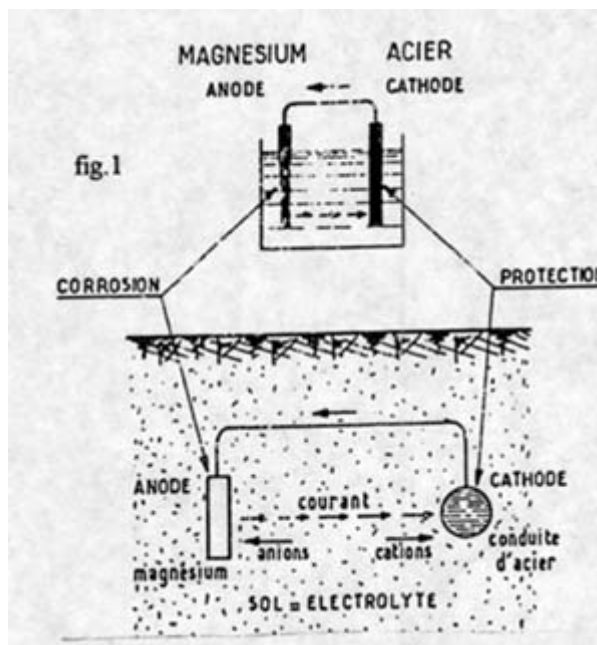


Figure 2.12 : Anodes sacrificielle appelée encore anode réactive

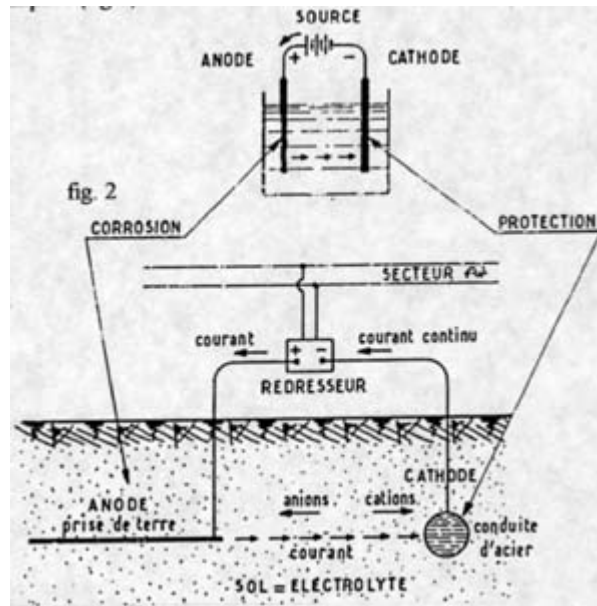


Figure 2.13: Soutirage de courant ou dispositif à courant imposé

2.6.2 Technique de la protection cathodique

La corrosion est le phénomène de dégradation d'un substrat métallique par le milieu dans lequel il se trouve placé.

Elle est due à la tendance des métaux à retourner à l'état stable des minéraux naturels: oxydes, sulfates, carbonates, etc.

La corrosion se manifeste sous deux formes principales:

- ❖ la corrosion électrochimique
- ❖ la corrosion chimique

Cette corrosion peut être rendue impossible par la mise en œuvre d'une Protection Cathodique de l'ouvrage à protéger.

2.6.3 Mesure et contrôle

2.6.3.1 Points de mesure

Ils sont destinés à contrôler le potentiel d'une canalisation par rapport au sol. Le nombre de points de mesure dépend de la configuration de l'ouvrage (voir la figure 2.14)



Figure 2.14 : POINT DE MESURE

2.6.3.2 Mesure de potentiel

La mesure du potentiel des canalisations dans le sol est indispensable pour contrôler l'efficacité de la protection cathodique. Or, celles-ci étant assimilables à des éprouvettes plongées dans un électrolyte, on mesure le potentiel par l'intermédiaire d'électrodes de référence. La conduite dans le sol constitue une demi-pile que l'on associe à l'autre demi-pile, l'électrode.

Les électrodes utilisées sont (voir la figure 2.15)

- ❖ électrode au calomel (laboratoire),
- ❖ électrode au sulfate de cuivre Cu/CuSO_4 (couramment utilisée),
- ❖ électrode au chlorure d'argent Ag/AgCl (eau de mer),
- ❖ électrode au zinc (eau de mer).

Si vous désirez en savoir plus, nous réalisons régulièrement des reportages sur nos chantiers en France et à l'étranger avec par exemple le grand tuyau.



Figure 2.15 : Electrode

2.7 Description de la station de traitement des tubes (STT)

La station traitement des tubes a été créée le 18 Juillet 1999 en vue de prendre en charge :

La récupération des tubes en acier des ouvrages réhabilités et des tubes entreposés sur les propriétés terriennes.

L'inspection et le traitement complet des tubes récupérés en vue de les réutiliser sur les ouvrages à réhabiliter et pour les interventions.

La station traitement tubes a fait l'objet de la visite de monsieur Chakib Khalil ministre de l'énergie et des mines en l'an 2000.

2.7.1 Localisation

Les sept marabouts commune EL HASSIANE Willaya de MOSTAGANEM.

2.7.2 La superficie

Elle s'étend sur une superficie de 10 hectares répartis :

- 07 hectares pour le stockage et traitement des tubes
- 03 hectares la base de vie.

2.7.3 Capacité de stockage

Cent milles (100000ml) de tube stocké.

2.7.4 REALISATION DE LA STT

- ❖ Récupération de 120000 milles de tubes en acier carbone
- ❖ Inspection de 91250 mille de tubes en acier carbone
- ❖ Déclassés et/ou rebutés 28250 milles (soit un taux de récupération de 83%)
- ❖ Réutilisation de 71000 mille de tube en acier carbone (Une étude comparative : coût ml réhabilité \approx 33% du coût ml neuf)

2.7.5 Missions de la station traitement tubes

2.7.5.1 Activités de STT

A. Décapage et sablage :

Le transport se fait par des camions lourds et par des appareils de relèvement des tubes comme nous montre la figure 2.16.



Figure 2.16: Les machines de transports des pipelines (STT).

B. Le décapage :

Cette opération consiste à enlever l'ancien revêtement et la mise à nu de l'acier elle est effectuée manuellement par des ouvriers, ou le revêtement est plus facile après cette opération. (Figure 2.17)



Figure 2.17. Décapage manuel (STT).

C. Sablage :

L'opération du sablage consiste à projeter des grains de sable sur la surface de l'acier des tubes qu'on veut les réhabiliter, à une vitesse choisie pour bien nettoyer les tubes et sans les détériorer.

Cette opération s'effectue par deux types de machines :

1. sablage par machine manuel ou automatique (**Figures 2.18 et 2.19**);
2. coupe des tubes avec des machines de coupe et chanfrein.



Figure 2.18. Sablage manuel.STT



Figure 2.19 : Machine de sablage automatique.STT

Sablage avec une machine automatique modèle AOB 32636, c'est une étape de préparation de surface pour le revêtement final des tubes. Cette opération est très importante pour la qualité de revêtement, afin de nettoyer la surface de toutes imperfections pouvant exister.

D. Application des revêtements :

Les matériaux thermodurcissables et thermoplastiques les résines époxy, les peintures polyuréthanes et polyéthylènes, ont été introduits lors des opérations de réhabilitation des tubes corrodés.

Les matériaux de revêtement, doit satisfaire aux exigences selon les méthodes d'essais de la norme DIN30671 EDITION JANVIER 1992. [8]

Ces différentes étapes d'inspection et réhabilitation des tubes ont été effectuées après dégradation soit par corrosion ou autre phénomène, dont le but de prolonger leur durée de vie restante.



Figure 2.20 Revêtement d'un tube par le polyéthylène (STT).

E. Bilan de réhabilitation :

Durant les vingt dernières années, TRC a réhabilité plus de 1800km de canalisations de différents diamètres, soit (12%) du réseau (**Tableau 2.7**).

Tableau 2.7. Bilan de réhabilitation en 2006.

Ouvrages	Ages	Longueurs réhabilitées	%
OB1 Ø 24"	47	25 km	4
OZ1 Ø 28"	41	226 km	36
OG1 Ø 16"	35	132 km	100
OK1 Ø 40"	34	644 km	84
LNZ1 Ø 16"	32	486 km	100
NZ1 Ø 28"	28	100 km	20
OH1 Ø 30"	23	90 km	11
GK1 Ø 40"	28	108 km	84
GZ1 Ø 40"	30	245 km	48

Conclusion

L'Activité Transport par Canalisation assure l'acheminement des hydrocarbures (pétrole brut, condensat, gaz naturel & GPL).

La ligne GZ1 du gaz naturel de sonatrach est parmi les première en Algérie, d'où la dégradation des pipelines de cette ligne. Les détections des défaillances s'effectuent par inspection visuelle, ou inspection par détection ultrasonique. Les mesures du potentiel de la protection cathodique et de résistance du revêtement sont les éléments à surveiller lors de l'exploitation.

Le traitement des tubes corrodés s'effectue dans la station de traitement des tubes STT où les tubes subissent différentes opérations de décapage et préparation la surface par sablage, réparation et protection par revêtement....

Nous présenterons dans le chapitre suivant la fiabilité du tronçon de la ligne GZ1 par la méthode de WEIBULL.

Chapitre II

Contexte industriel

Introduction

Nous considérons dans ce chapitre quelques lois de distributions qui interviennent dans l'analyse des données de vie utilisées dans une étude de fiabilité. Nous citerons les principales propriétés de ces lois (densité, fonction fiabilité et taux de défaillance) ainsi que leur application en fiabilité. Nous nous intéresserons particulièrement au modèle de Weibul

3.1 Lois de distribution

3.1.1. Loi exponentielle

Cette loi a de nombreuses applications dans plusieurs domaines. C'est une loi simple, très utilisée en fiabilité dont le taux de défaillance est constant. Elle décrit la vie des matériels qui subissent des défaillances brutales.

Elle se retrouve à partir de la loi fondamentale de la fiabilité avec (λ) constant. La probabilité de survie entre 0 et (t) devient

$$R(t) = e^{-\int \lambda(t)dt} = e^{-\lambda t} \quad (3.1)$$

- Densité de probabilité : $f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$

- Fonction de répartition :

$$F(t) = 1 - R(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (3.2)$$

- Espérance mathématique :

$$E(t) = \frac{1}{\lambda} = MTBF \quad (3.3)$$

- Écart type :

$$\sigma = 1/\lambda \quad (3.4)$$

Tirons (t) de la loi exponentielle.

$$R(t) = e^{-\lambda t} \rightarrow -\lambda t = \ln R(t), \text{ soit } t = \frac{1}{\lambda} \ln 1/R(t) \quad (3.5)$$

3.1.2. La loi normale (Laplace-Gauss)

La loi normale [40] est très répandue parmi les lois de probabilité car elle s'applique à de nombreux phénomènes. En fiabilité, la distribution normale est utilisée pour présenter la distribution des durées de vies des dispositifs en fin de vie (usure) car le taux de défaillance est toujours croissant. On l'utilisera que si la moyenne des durées de vie est supérieure à trois fois l'écart type.

La densité de probabilité d'une loi normale de moyenne " μ " et d'écart type " σ " s'écrit :

$$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{t-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (3.6)$$

La fonction de répartition s'écrit :

$$F(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^t e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} dx \quad (3.7)$$

La fiabilité est donnée par $R(t) = 1 - F((t - \mu)/\sigma)$ où "F" est la fonction de répartition de la loi normale centrée ($\mu = 0$) réduite ($\sigma = 1$).

$$F(t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^t e^{-\frac{x^2}{2}} dx \quad (3.8)$$

3.2 Présentation du modèle de Weibull

3.2.1 Domaine d'utilisation :

Le mode probabiliste de WEIBULL est très souple, car la loi a trois paramètres « d'ajuster » 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 s'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 dans le cas où l'équipement étudié est une « boîte noire ».[37]

3.2.2 Signification des paramètres de fiabilité de "Weibull" [38]

β : appelé paramètre de forme ($\beta > 0$), souvent il est égal, inférieur ou supérieur à 1. La loi de "Weibull" correspond à un taux de défaillance instantané, constant, décroissant ou croissant.

η : est appelé paramètre d'échelle ($\eta > 0$) parfois nommé « caractéristique de vie » c'est un simple paramètre de temps.

γ : est appelé paramètre de position ($-\infty < \gamma < +\infty$) il définit un changement d'origine dans l'échelle de temps.

Par exemple ($\gamma > 0$) ; il y a une survie totale (pas de défaillance entre 0 et γ).

Signification : γ Indique la date de but 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 débutant avant l'origine des temps.

3.2.3 Expressions mathématiques

a) Densité de probabilité $f(t)$: [37]

$$\begin{cases} f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} & \text{avec } t \geq \gamma \\ f(t) = 0 & t < \gamma \end{cases} \quad (3.9)$$

b) Fonctions de fiabilité $R(t)$: [37]

La fiabilité correspondante est donc $R(t) = 1 - F(t)$

$$\begin{cases} R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta}, & t \geq \gamma \\ R(t) = 1 & t < \gamma \end{cases} \quad (3.10)$$

Remarque :

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

Dans ce cas,
$$\lambda = \frac{1}{\eta} = \frac{1}{\text{MTBF}} \quad (3.11)$$

c) Taux instantané de défaillance $\lambda(t)$: [37]

$$\begin{cases} \lambda(t) = \frac{f(t)}{1-F(t)} \\ \lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} & \text{avec } t \geq \gamma; \beta > 0; \eta > 0 \end{cases} \quad (3.12)$$

Exploitation :

- ✓ 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 $\lambda(t)$ croit : phase d'obsolescence que l'on peut analyser plus finement pour orienter un diagnostic.

- $1.5 < \beta < 2.5$: phénomène de fatigue
- $3 < \beta < 4$: phénomène d'usure, de corrosion (débute au temps $t = \gamma$) de dépassement d'un seuil (domaine de déformation plastique)
- $\beta \approx 3.5$: $f(t)$ est symétrique, la distribution est « normale »
- Espérance mathématique du temps (MTBF)

La durée moyenne entre deux défaillances correspond à l'espérance mathématique de la variable aléatoire T.

L'espérance mathématique $E(t)=MTBF$ a pour expression

$$E(t) = \gamma + \eta \Gamma \left(1 + \frac{1}{\beta}\right) \quad \Gamma : \text{fonction} \quad (3.13)$$

Dans le quel Γ est le symbole d'une fonction eulérienne de second espèce d'ou expression :

$$MTBF = A.\eta + \gamma \quad (3.14)$$

Table 3.1 : Des valeurs A et B pour le calcul du MTBF (loi de " Weibull") [37]

β	A	β	A	β	A
		1,50	0,9027	4	0,9064
		1,55	0,8994	4,1	0,9077
		1,60	0,8966	4,2	0,9089
		1,65	0,8942	4,3	0,9102
0,20	120	1,70	0,8922	4,4	0,9114
0,25	24	1,75	0,8906	4,5	0,9126
0,30	9,2605	1,80	0,8893	4,6	0,9137
0,35	5,0291	1,85	0,8882	4,7	0,9149
0,40	3,3234	1,90	0,8874	4,8	0,9160
0,45	2,4786	1,95	0,8867	4,9	0,9171
0,50	2	2	0,8862	5	0,9182
0,55	1,7024	2,1	0,8857	5,1	0,9192
0,60	1,5046	2,2	0,8856	5,2	0,9202
0,65	1,3663	2,3	0,8859	5,3	0,9213
0,70	1,2638	2,4	0,8865	5,4	0,9222
0,75	1,1906	2,5	0,8873	5,5	0,9232
0,80	1,1330	2,6	0,8882	5,6	0,9241
0,85	1,0880	2,7	0,8893	5,7	0,9251
0,90	1,0522	2,8	0,8905	5,8	0,9260
0,95	1,0234	2,9	0,8917	5,9	0,9269
1	1	3	0,8930	6	0,9277
1,05	0,9803	3,1	0,8943	6,1	0,9286
1,10	0,9649	3,2	0,8957	6,2	0,9294
1,15	0,9517	3,3	0,8970	6,3	0,9302
1,20	0,9407	3,4	0,8984	6,4	0,9310
1,25	0,9314	3,5	0,8997	6,5	0,9318
1,30	0,9236	3,6	0,9011	6,6	0,9325
1,35	0,9170	3,7	0,9025	6,7	0,9333
1,40	0,9114	3,8	0,9038	6,8	0,9340
1,45	0,9067	3,9	0,9051	6,9	0,9347

e) Durée de vie t associée à un seuil de fiabilité R(t)

Nous avons vu que l'on peut associer à tout instant t une probabilité R(t). Réciproquement, il est souvent intéressant, à partir d'un niveau de fiabilité R(t), de trouver l'instant t correspondant. En particulier, nous noterons la durée de vie « nominale » associée au seuil $R(L_{10}) = 0.9$.

Développement :

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

Prenons le log népérien des deux membres :

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

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

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

D'où

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

Et en particulier au seuil $R(t) = 0.9$:

$$L_{10} = \gamma + \eta \left[\text{Ln} \frac{1}{0.9}\right]^{1/\beta}$$

$$L_{10} = \gamma + \eta [0.105]^{1/\beta} \quad (3.15)$$

Cette durée de vie est estimée dès lors que l'on a déterminé les trois paramètres de la loi de WEIBULL. [37]

3.2.4 Algorithme de l'étude de la loi de WEIBULL :

Les données étude de fiabilité proviendront le plus souvent des historiques de défaillance, parfois de résultats d'essais.

Dans tous les cas, nous calculerons les TBF est l'intervalle de temps écoulé entre deux pannes, repérées par leur date.

Pour un essai, la TBF est la durée enregistrée avant atteinte d'un seuil de dégradation.

Le nombre de TBF enregistrée est N, taille d'échantillon

➤ Si $N > 50$, nous regroupons les TBF par classes, dans ce cas, la fréquence cumulée notée :

$$F(i) = \frac{i}{N} \tag{3.16}$$

Est très voisine de la fonction de réparation $F(t)$ de la loi de Weibull

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

Nous utilisons la formule d'approximation des rangs moyens :

$$F(i) = \frac{i}{N+1} \tag{3.17}$$

➤ Si $N < 20$ nous utiliserons la formule d'approximation des rangs médians :

$$F(i) = \frac{i-0.3}{N+0.4} \tag{3.18}$$

3.3 Méthode des moindres carrés

La problématique se pose comme suit [39]

Tableau 3.2 : Tableau de présentation des valeurs (x_i, y_i)

i	1 2 3 4 5 6 7.....n
x_i	X1.....Xn
y_i	Y1.....yn

propose un modèle donné par l'équation (3.19)

$$y_i^* = f_i^* (x_i, a_1, a_2, \dots, a_n) \tag{3.19}$$

On connaît la relation qui donne la fonction "f*" et on connaît les valeurs des "x_i"(mesurées).

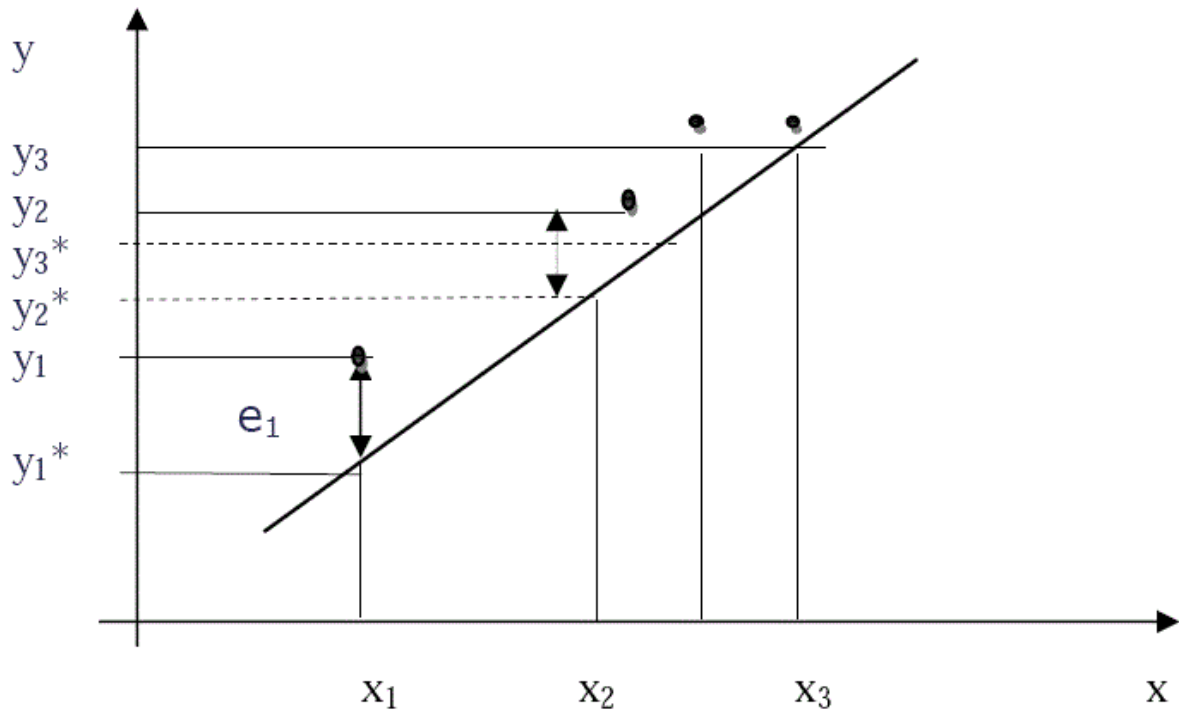


Figure 3.1. Droite de linéarisation par la méthode des moindres carrés [39]

On propose le modèle suivant:

$$y_i^* = a_1 x_i + x_2 \tag{3.20}$$

On connaît les "xi" et on cherche à déterminer les valeurs des paramètres [a1, a2, an].

Appelons "ei" l'erreur de modélisation commise en approximant la valeur "yi" par "y*i";

"ei" = yi - yi* " Supposons que le modèle est exact, alors on aura les équations :

$$e_i = 0 = y_i - y_i^* \tag{3.21}$$

$$y_i - f_i^*(x_i, a_1, \dots, a_m); i = 1, n \tag{3.22}$$

Supposons que $f_i^*(x_i, a_1, \dots, a_m)$ est un modèle linéaire en fonction des paramètres inconnus "aj". Alors "ei" : c'est un système par hypothèse linéaire de (n) équations à (m) inconnues. On a trois cas de figures :

- $m > n$, le système n'a généralement pas de solution.
- $m = n$, le modèle est exact
- $m < n$, dans ce cas on commet nécessairement une erreur "ei" de modélisation non nulle. On a donc aux points mesurés l'erreur "ei" = yi - fi* . (xi, ai, ,am) , i = 1, n ; c'est un système linéaire de (n) équations à (m) inconnues.

Ce système admet une infinité de solutions. Parmi cette infinité, on choisit la meilleure comme étant celle qui minimise la quantité scalaire $Z = \sum_{i=1}^n ei^2$, dans ce cas, la méthode est dite des moindres carrés. [39]

3.4 Acquisition des données

Nous considérons la ligne GZ1 entre Hassi R'Mel et Arzew sur une distance de 507 km. Sur cette ligne, nous considérons le tronçon TIMEZRHERT à AUED M SAKA sur une distance de 71 km présentant des défaillances. La figure 3.2 représente une partie de cette ligne d'une distance de 7 km. Nous sommes limités dans la figure 3.2 à choisir quelques valeurs, vu que le tronçon analysé présente plusieurs valeurs estimées à plus de 10 000 lignes donnant l'évolution de profondeur des pics de corrosion.

Après analyse des résultats on constate sur toute la longueur considérée du pipe, la profondeur des pics représentée sur cette figure se situe entre 10 et 20% de l'épaisseur. Mais il existe deux zones infectées par la corrosion qui dépassent 30%, se trouvant au septième kilomètre du point de lancement des mesures, les causes probables de ce nid de corrosion est la présence d'un sol agressif ou le passage d'une rivière. Ces résultats ont été détectés par l'outil intelligent en 2004.

Les quatre courbes suivantes représentent les zones infectées par la corrosion.

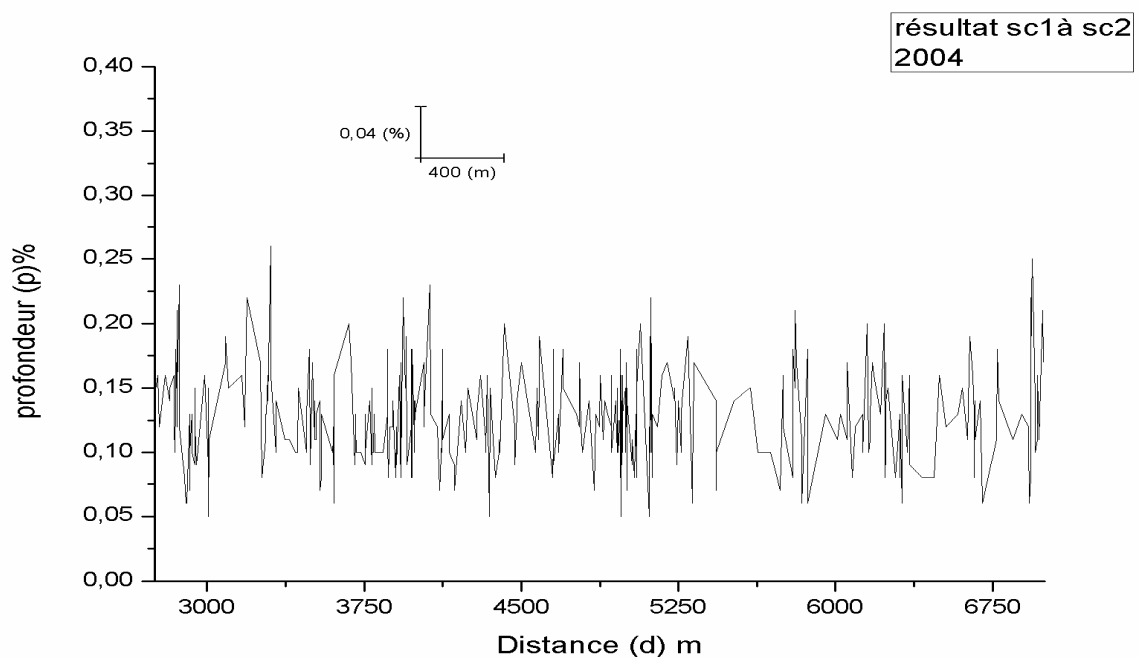


Figure 3.2 : Evaluation des profondeurs des pics de corrosion le long d'un tronçon de la GZ1

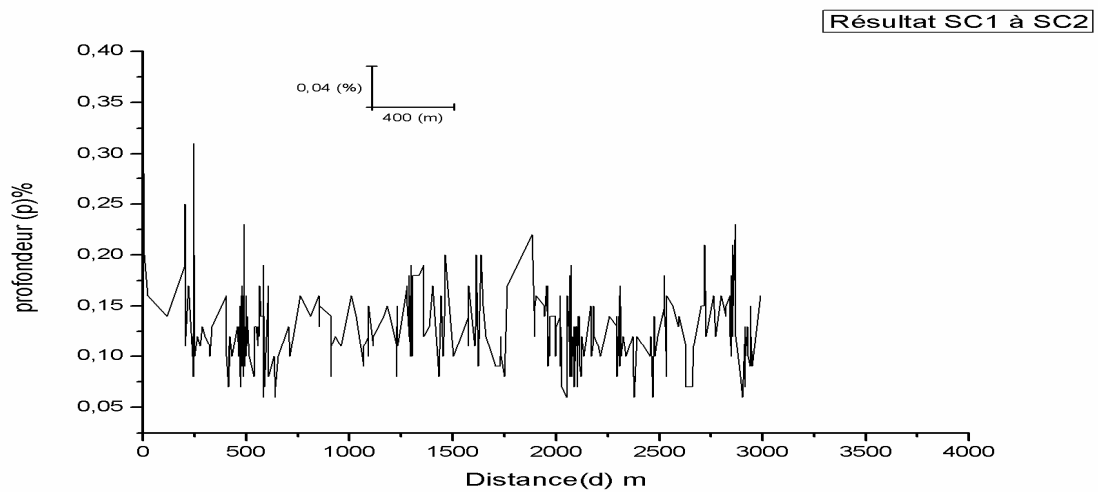


Figure 3.3: localisation des profondeurs de corrosion entre 0 à 3000m

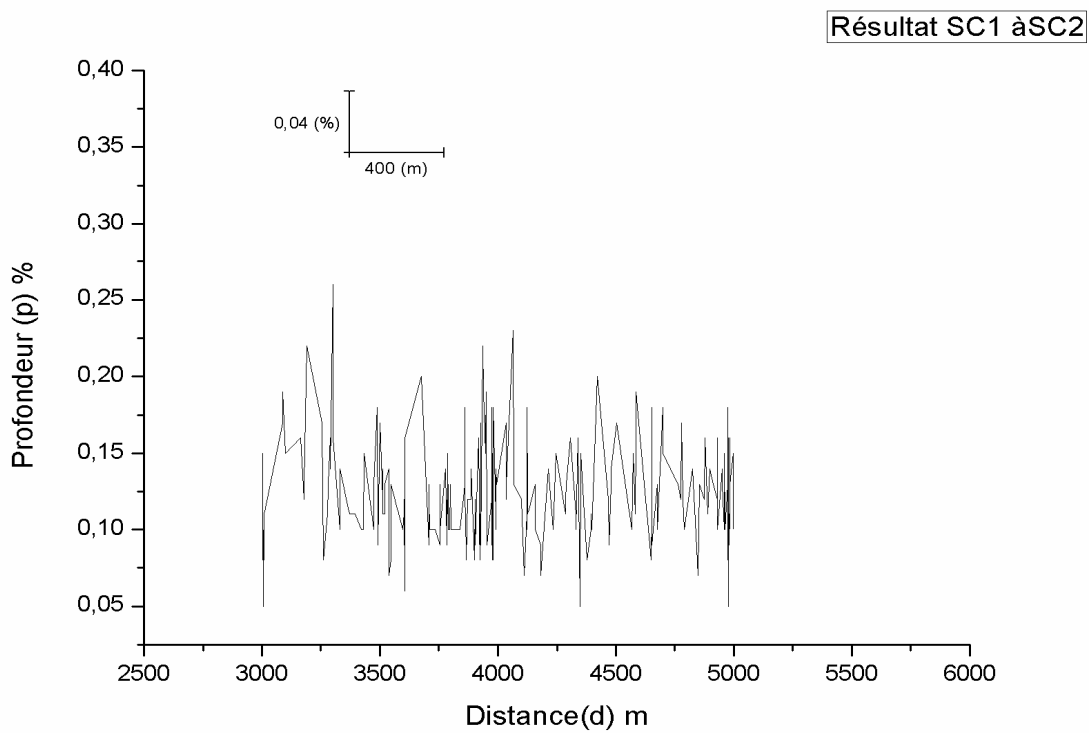


Figure 3.4: variation des différentes profondeurs de pic

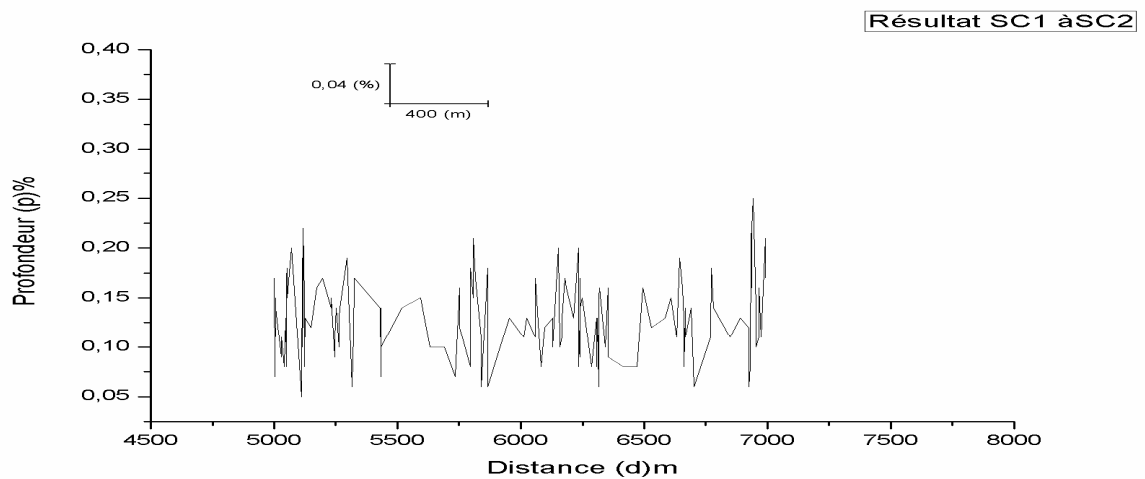


Figure 3.5 : distribution des profondeurs des pics de corrosion

3.5 Traitement des données

Nous adapterons un taux de défaillance admissible de 80% de l'épaisseur du tube conformément à la norme B31G. Les résultats obtenus par la sonde ultrasonique, ont montrés 19 zones de différentes profondeurs de pics de corrosion implique un ordre d'échantillonnage 19.

Nous allons calculer les vitesses de corrosion de ces zones en supposant que les vitesses de chaque zone sont linéaires et uniformes pendant la durée d'exploitation du pipeline afin de calculer chaque TBF (temps de bon fonctionnement) correspond a une profondeur de pic de corrosion admissible $E_{cd} \approx 80\% E \approx 10.16mm$). Les données de la ligne GZ1 Hassi R'Mel - Arzew sont donnés sur le tableau 3.3

Tableau 3.3 : caractéristiques de la ligne GZ1

Départ / Arrivée	Code	Diamètre / pouce	Epaisseur / mm	Longueur Km	Date de réalisation	Produit transporté
Hassi R'mel - Arzew	GZ1	40''	12.7	507	1976	Gaz

Nous donnerons dans ce qui suit les calculs TBF

1. Distance [6.5m], la profondeur de pic de corrosion est 28 % de l'épaisseur de pipe, soit :

$$Ec1 = \frac{28 \times 12.7}{100} = 3.56mm$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } V_{c1} = \frac{3.56}{28} \approx 0.127 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{V_{c1}} = \frac{10.16}{0.127} = 80 \text{ ans}$$

2. Distance [248m], la profondeur de pic corrosion est 31 % de l'épaisseur de pipe, soit :

$$E_{c2} = \frac{31 \cdot 12.7}{100} = 3.94 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } V_{c2} = \frac{3.94}{28} \approx 0.141 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{V_{c2}} = \frac{10.16}{0.141} = 72.26 \text{ ans} \approx 72 \text{ ans}$$

3. Distance [472.9 m], la profondeur de pic de corrosion est 15 % de l'épaisseur de pipe

$$E_{c3} = \frac{15 \cdot 12.7}{100} = 1.905 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } V_{c3} = \frac{1.905}{28} \approx 0.068 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{V_{c3}} = \frac{10.16}{0.068} = 149.33 \text{ ans} \approx 149 \text{ ans}$$

4. Distance [491 m] épaisseur de corrosion est 24 % de l'épaisseur de pipe

$$E_{c4} = \frac{24 \cdot 12.7}{100} = 3.05 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } V_{c4} = \frac{3.05}{28} \approx 0.109 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{V_{c4}} = \frac{10.16}{0.109} = 93.27 \text{ ans} \approx 93 \text{ ans}$$

5. Distance [565 m] épaisseur de corrosion est 17 % de l'épaisseur de pipe

$$E_{c5} = \frac{17 \cdot 12.7}{100} = 2.159 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } V_{c5} = \frac{2.159}{28} \approx 0.077 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{V_{c5}} = \frac{10.16}{0.077} = 131.76 \text{ ans} \approx 132 \text{ ans}$$

6. Distance [587m] épaisseur de corrosion est 14% de l'épaisseur de pipe

$$E_{c6} = \frac{14 \cdot 12.7}{100} = 1.78 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } V_{c6} = \frac{1.78}{28} \approx 0.063 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{V_{c6}} = \frac{10.16}{0.063} = 159.82 \text{ ans} \approx 160 \text{ ans}$$

7. Distance [1463 m] épaisseur de corrosion est 20 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec7 = \frac{20 \cdot 12.7}{100} = 2.54 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc7 = \frac{2.54}{28} \approx 0.091 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc7} = \frac{10.16}{0.091} = 112 \text{ ans}$$

8. Distance [1882.2 m] épaisseur de corrosion est 22 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec8 = \frac{22 \cdot 12.7}{100} = 2.794 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc8 = \frac{2.794}{28} \approx 0.0998 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc8} = \frac{10.16}{0.0998} = 101.8 \text{ ans} \approx 102 \text{ ans}$$

9. Distance [2067.2 m] épaisseur de corrosion est 18 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec9 = \frac{18 \cdot 12.7}{100} = 2.286 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc9 = \frac{2.286}{28} \approx 0.082 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc9} = \frac{10.16}{0.082} = 123.9 \text{ ans} \approx 124 \text{ ans}$$

10. Distance [3032.2 m] épaisseur de corrosion est 26 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec10 = \frac{26 \cdot 12.7}{100} = 3.302 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc10 = \frac{3.302}{28} \approx 0.118 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc10} = \frac{10.16}{0.118} = 86.1 \text{ ans} \approx 86 \text{ ans}$$

11. Distance [4339.4 m] épaisseur de corrosion est 16 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec11 = \frac{16 \cdot 12.7}{100} = 2.032$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc11 = \frac{2.032}{28} \approx 0.0726 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc11} = \frac{10.16}{0.0726} = 140 \text{ ans}$$

12. Distance [4420.8 m] épaisseur de corrosion est 21 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec12 = \frac{21 \cdot 12.7}{100} = 2.667 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc12 = \frac{2.667}{28} \approx 0.095 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc12} = \frac{10.16}{0.095} = 107 \text{ ans}$$

13. Distance [4676.4 m] épaisseur de corrosion est 10 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec13 = \frac{10 \cdot 12.7}{100} = 1.27 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc13 = \frac{1.27}{28} \approx 0.045 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc13} = \frac{10.16}{0.045} = 224 \text{ ans}$$

14. Distance [5117 m] épaisseur de corrosion est 23% de l'épaisseur de pipe

$$Ec14 = \frac{23 \cdot 12.7}{100} = 2.921 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc14 = \frac{2.921}{28} \approx 0.104 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc14} = \frac{10.16}{0.104} = 97.39 \text{ ans} \approx 97 \text{ ans}$$

15. Distance [5796.2 m] épaisseur de corrosion est 19 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec15 = \frac{19 \cdot 12.7}{100} = 2.413 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc15 = \frac{2.413}{28} \approx 0.086 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc15} = \frac{10.16}{0.086} = 118.14 \text{ ans} \approx 118 \text{ ans}$$

16. Distance [6646 m] épaisseur de corrosion est 21 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec16 = \frac{21 \cdot 12.7}{100} = 2.667 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc16 = \frac{2.667}{28} \approx 0.045 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc16} = \frac{10.16}{0.045} = 224 \text{ ans}$$

17. Distance [6935m] épaisseur de corrosion est 22 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec17 = \frac{22 \cdot 12.7}{100} = 2.794 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc17 = \frac{2.794}{28} \approx 0.0998 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc17} = \frac{10.16}{0.0998} = 101.8 \text{ ans} \approx 102 \text{ ans}$$

18. Distance [6941 m] épaisseur de corrosion est 25% de l'épaisseur de pipe

$$Ec18 = \frac{25 \cdot 12.7}{100} = 3.175 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc18 = \frac{3.175}{28} \approx 0.1134 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc18} = \frac{10.16}{0.1134} = 89.6 \text{ ans} \approx 90 \text{ ans}$$

19. Distance [6966.3 m] épaisseur de corrosion est 12 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec19 = \frac{12 \cdot 12.7}{100} = 1.524 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc19 = \frac{1.524}{28} \approx 0.054 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc19} = \frac{10.16}{0.054} = 186.66 \text{ ans} \approx 187 \text{ ans}$$

Ordonnons les valeurs de TBF enregistrées et intégrons directement au tableau l'approximation de F(t) par les rangs médians (N = 19 < 20)

$$F(i) = \frac{i-0.3}{N+0.4}$$

Tableau 3.4: résultat de temps de bonne fonction TBF par ordre i

Ordre i	TBF(i) (Nre d'années avant remplacement ou réparation)
1	72 ans
2	80ans
3	86 ans
4	90 ans
5	93 ans
6	97 ans
7	102 ans
8	102 ans
9	107 ans
10	107 ans
11	112 ans
12	118 ans
13	124 ans
14	134 ans
15	140ans
16	149 ans
17	160 ans
18	187 ans
19	224 ans

Nous partons de l'expression de la fonction de répartition $F(t)$ d'une loi de WEIBULL.

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \rightarrow 1 - F(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \quad (3.23)$$

Les coefficients β et η n'apparaissent pas sous forme linéaire nous allons linéarité le modèle, nous pouvons prendre le log népérien des deux membres car $R(t) \leq 1$.

$$\frac{1}{R(t)} = \frac{1}{1-F(t)} \geq 1 \quad (3.24)$$

$$\text{Ln}\left[\frac{1}{1-F(t)}\right] \geq 0 \quad (3.25)$$

L'équation devient:

$$\text{Ln}\left[\frac{1}{1-F(t)}\right] = \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta \quad (3.26)$$

$$\ln\left[\ln\left[\frac{1}{1-F(t)}\right]\right] = \beta \ln(t - \gamma) - \beta \ln \eta \quad (3.27)$$

Prenons :

$$Y^* = \ln\left[\ln\left[\frac{1}{1-F(t)}\right]\right] \quad (3.28)$$

$$C_1 = \beta \ln \eta \quad F_1(t) = 1$$

$$C_2 = \beta \quad F_2(t) = \ln(t)$$

$$\text{On obtient : } Y = C_1 F_1(t) + C_2 F_2(t) \quad (3.29)$$

Qui est bien une forme linéaire les coefficients inconnus C_1 et C_2 .

Comme la corrosion commence au début d'exploitation de pipeline, nous prenons $\gamma = 0$. Nous pouvons donc utiliser la méthode des moindres carrés. Module linéaire pour évaluer les paramètres (β, η) .

Nous avons développé un programme en logiciel MATLAB qui à partir des données d'exploitation du pipeline GZI de définir les différentes fonctions de fiabilité selon le modèle de WEIBULL (fonction de fiabilité, fonction de défaillance, le taux de défaillance, la durée de vie nominale et MTBF).

Les résultats sont portés dans la figure 3.6 et les calculs dans l'annexe B.

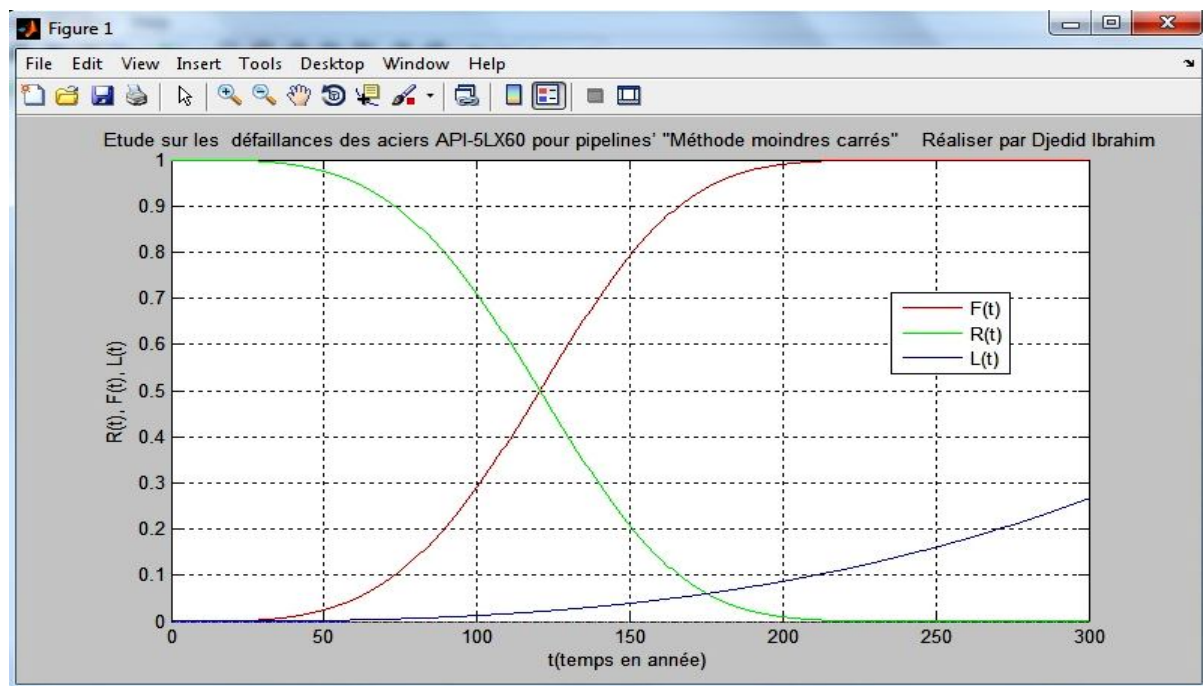


Figure 3.6 : Courbes de fiabilité, taux de défaillance et densité de probabilité

3.6 Résultats et discussions

La détermination de la fiabilité d'un système nécessite tout d'abord de connaître la loi de fiabilité (ou loi de défaillance) de chacun des composants intervenants dans le système. Les systèmes mécaniques sont des ensembles d'éléments technologiques liés par des relations statiques et dynamiques assez complexes. La fiabilité d'un système mécanique repose sur la fiabilité de quelques composants élémentaires responsables de son dysfonctionnement, dits composants « responsables » ou « critiques » (parfois un seul composant contribue totalement sur la probabilité de défaillance de l'ensemble). Les autres composants peuvent avoir de probabilités de défaillance pratiquement nulle. L'identification de ces composants se fait en effectuant des analyses qualitatives, et des analyses quantitatives par ordre de défaillance, les systèmes mécaniques sont considérés comme une configuration en série.

La fiabilité de structures métalliques telles que les pipelines repose sur l'intégrité de la structure et les défaillances dont les répandus sont les pics de corrosion.

Le traitement de données des pics de corrosion obtenus par sonde ultrasonique a montré, qu'après une durée d'exploitation, les profondeurs sont différentes allant de 10 mm à 31 mm.

L'étude de fiabilité menée sur le pipeline ; nous a permis de déterminer les paramètres de fiabilité (γ , β , η , λ) et de faire un choix de la politique de la maintenance à appliquer. Les fonctions de fiabilité $R(t)$ le taux de défaillances $\lambda(t)$, la durée de vie nominale et MTBF ont été déterminés selon le modèle de Weibull en développant un code de calcul en MATLAB.

A partir de ces résultats on peut conclure que $\beta = 3.75$ correspond à la période de vie utile. La fiabilité est indépendante de l'âge de la structure tant que l'on n'a pas atteint la période de vieillissement. Durant cette période de vie utile la structure a 51% de chance de fonctionner correctement durant une période égale à son « MTBF ». Durant cette période le taux d'avarie est alors constant, on a le phénomène de défaillance dû à une cause spéciale (dans notre cas les pics de corrosion qui est la cause principale). Durant cette période de vie utile la défaillance du pipeline survient de façon fortuite, irrégulière, inattendue, imprévisible (franche et complète). L'entretien préventif n'a pas d'intérêt et la maintenance corrective est appliquée pour ce type de structure dont sa fiabilité suit la loi exponentielle, très connue pour la gestion de maintenance des structures métalliques durant leur vie utile et permet une optimisation de l'exploitation et du temps d'intervention.

Les calculs ont montrés que la durée nominale du pipe peut aller jusqu'à 73 ans.

Conclusion

Dans ce chapitre on a traité les différentes lois de probabilité utilisées en fiabilité et en particulier :

- _ La loi exponentielle (taux de défaillance constant), cette loi est le modèle de base privilégié des composants électroniques.
- _ La loi de "Weibull" (taux de défaillance décroissant, constant, croissant), cette loi est générale du fait des deux ou trois paramètres qui lui donnent une grande souplesse d'adaptation aux différents cas rencontrés. Elle représente bien la fiabilité des composants mécaniques dans les diverses période de fonctionnement et des structures métalliques. C'est cette dernière qu'on a développé vu qu'elle est universellement utilisée. Ses paramètres en particulier (η et β) peuvent être déterminés graphiquement à l'aide du papier de "Weibull" ou "Allan Plait" ; ou analytiquement par la méthode des moindres carrés dont le calcul est exécuté automatiquement par un programme numérique.

La fiabilité de structures métalliques telles que les pipelines repose sur l'intégrité de la structure et les défaillances dont les plus répandus sont les pics de corrosion. Les données ont été pris sur un tronçon de la ligne de pipeline GZ1 sur une distance de 71 km présentant des défaillances.

L'étude de fiabilité menée sur le pipeline ; nous a permis de déterminer les paramètres de fiabilité (γ ; β ; η ; λ) et de faire un choix de politique de la maintenance à appliquer.

Chapitre III

Modélisation des

défaillances

Conclusion générale

La ligne GZ1 du réseau de pipeline exploité par la société SONATRACH .Les canalisations sont en acier de grade API 5L X60 selon la norme API (American Petroleum Institute) et sont protégés contre la corrosion externe par des liants hydrocarbonés (brai de houille ou de bitume de pétrole) et polyéthylènes extrudés (PE) complété par protection cathodique dont le potentiel a été maintenu à $- 850$ mV /Cu/CuSO₄. Deux types de défaillances ont été relevés lors des inspections: corrosion externe des aciers nus sous des formes variées : généralisée, localisée, piqûres...qui sont apparus dans les zones où les sols présentent un caractère corrosif. Ces phénomènes sont préoccupants pour les chercheurs et les industriels pour un transport fiable par canalisation.

La durée de vie restante est estimée selon l'approche du model de Weibull ; car l'étude de cette durée de vie du pipeline pareillement à tout autre équipement ou ouvrage est déterminé particulièrement pour les défaillances et le mode de leur apparition.

Nous avons trouvé nécessaire de calculer les trois paramètres par le programme de MATLAB; car il permet d'ajuster avec fiabilité toute sorte de résultats expérimentaux et actifs.

La loi de Weibull donne aussi les différentes fonctions de fiabilité et présente des avantages en maintenance pour estimer la période d'ajustement d'intervention, remplacement systématique des tubes et les opérations d'inspections en utilisant la méthode ultrason.

Il existe plusieurs modèles et code de calculs pour estimer les défaillances par corrosion des surfaces d'acier de pipeline ; notre projet à permis de comprendre ces phénomènes, dans cette matière, une continuité de ce projet permet d'évaluer et de comprendre d'avantage, notamment dans le domaine de l'évolution de la durée de vie.

Nous proposons un traitement des données d'état des pipes corrodés pour une éventuelle réhabilitation selon des modèles ou critères et de nouveaux procédés de réparation comme le collage par patch composite.

Bibliographie

- [1] J.C.SCULLY, "The Fundamentals of corrosion Engineering (McGraw Hill), 1967.
- [2] Sedrini Abdelkader, Etude sur le comportement en endommagements des aciers API 5X65 du model weibull, ingénieur mécanique, université Tlemcen, 2007
- [3] Bouziane Abdelkader, contribution à la détermination des critères de qualité des tubes soudés soumis à une pression intérieure, magister en génie mécanique, UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES, 2008.
- [4] François Rivalin. Développement d'acier pour gazoduc a haute limite d'élasticité et ténacité élevée : mécanique et mécanisme de la rupture ductile a grande vitesse. Thèse de doctoral Ecole nationale supérieure des mines de paris, 1988.
- [5] Michael F. Ashaby. Choix des matériaux en conception mécanique. DUNOD 1997.
- [6] Gertner A.W, Graf.M.K et Hillenbrand.H.G. A producer's view of large diameter line pipe in the next decade in : the international conferance on pipeline reliability. 1992.
- [7] Constant.A, Henry .G. et Gherbonnier.J.C, les principes de base de traitement thermique, thermomécanique et thermochimique des aciers .Edition PYC. 1992.
- [8] RAMDANI Mohamed. Etude mécano fiabiliste sur le comportement en corrosion localisée des aciers API-5L-X60 pour pipeline. Magister Université Tlemcen, (2008).
- [9] Soudage des canalisations et installation conneses, segment canalisation. Norme API 1104, deuxième édition, septembre 1999.
- [10] J. Vincent-Genod. Le transport des hydrocarbures liquides et gazeux par canalisation. Institut français du pétrole. Société des éditions technique de paris. (1989).
- [11] J.MGray. And poutremoli Métallurgical options for API grade X70 and X80 linepipe. In internasional conference: pipe technology. (1987).
- [12] Chunming Wang, Xingfang W. jie lie, Transmission electron microscopy of martensite, austensite, islands in pipeline steel X70. Materials science and engineering. (2006).

- [13] J.Vincent-Genod. (1989). Le transport des hydrocarbures liquides et gazeux par canalisation. Institut français du pétrole. Société des éditions technique paris.
- [14] FRANÇOIS (D.), PINEAU (A.) et ZAOUI (A). Comportement mécanique des matériaux. II. Viscoplasticité, endommagement, mécanique de la rupture, mécanique du contact. Éd. Hermès, 1993.
- [15] FAVIER (S.). Contribution à l'étude de l'endommagement de matériaux métalliques contenant des particules dures : application à l'alliage d'aluminium 3004-H19. Institut National Polytechnique de Grenoble. 1995
- [16] Mr BENMOUSSAT ABDELARAHIM. Cour défaillance des aciers. SDM
- [17] Frank MONTHEILLET, Laurent BRIOTTET .Endommagement et ductilité en mise en forme. Technique de l'ingénieur M601 p2.3
- [18] Dominique FRANÇOIS. Essais de rupture. Technique de l'ingénieur M126-3
- [19] Jean .Paul Bailon. Jean .Mrie Darlot. Des matériaux .Troisième édition, Presses internationales Polytechnique de Montréal 2000
- [20] J.Bernard. A.Michel, J.Philibert et J. Talbot. Métallurgie Général. Masson et Cie édition 1969.
- [21] M. PELLE, surveillance, entretien et intervention sur le réseau, jan.1994.
- [22] Thiebaut RICHTON ; Dynamique et complexité de la déformation plastique ; étude par émission acoustique INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE , THESE DOCTEUR DE L'INP Grenoble Science et Génie des Matériaux.11 septembre 2006
- [23] J. VERDU "Traité des matières plastiques : Vieillesse physique", Techniques de l'ingénieur, A3151, (1990)
- [24] J. VERDU, "Traité des matières plastiques : Action de l'eau", Techniques de l'ingénieur, A3165, (1985)
- [25] J. VERDU "Traité des matières plastiques : Vieillesse chimique", Techniques de l'ingénieur, A3150, (1990)
- [26] Claude Basalo. Canalisation de l'eau et de gaz corrosion ; dégradation et protection, technique et documentation (lavoisier) ,1987
- [27] Jean-Louis CROLET métaux et alliage passivable. Technique de l'Ingénieur M153-5-6
- [28] P.L.VERONIQUE NOBEL, "Etude du mécanisme d'action de monofluorophosphate de sodium comme inhibiteur de la corrosion des armatures métalliques dans le béton".

- [29] Henri-Paul LIEURADE. Essais de fatigue-corrosion. Technique de l'Ingénieur. M135.1
- [30] M. HAFIFI. Inspection en ligne et diagnostic. Direction de traitement de canalisation (DRC) SONATRACH. ARZEW.
- [31] Jean Pierre Jansen. Aciers pour tubes résistant à la fissuration induite par l'hydrogène sulfure. Société EUROPIPE1992.
- [32] M.HAFIF, M. MEDDAH - Rapport d'expertise sur canalisation du gazoduc GZ1 40'', SONATRACH-DRC, Arzew, 2000.
- [33] Documentation Sonatrach/TRC BETHIOUA.
- [34] M.T.Brondeau, M. Falcy, D. Jargot, al. - "Brais de houille", cahiers de notes documentaires : hygiène et sécurité du travail, 2000.
- [35] BEN SOLTANE Samia, Etude électrochimique de la corrosion des aciers API –5L X-60 pour gazoduc en milieu environnant de sol et protection par inhibiteurs à base de Polyphosphates, mémoire de magister, université USTO MB oran, Avril 2009
- [36] M. Marec, corrosion et protection cathodique. TRANC 92.2 JANS, (1996)
- [37] François Monchy, la fonction maintenance, Masson, Paris, 1996
- [38] Jean Bufferne « Revue Techno-méca » Avril 2009.
- [39] M .Boumahrat et A .Gourdin « Méthodes Numériques »OPU.Alger, 1983
- [40] Jean Heng « Pratique de la Maintenance préventive »édition" Dunod", Paris, 2002
- [41] Bin Ma, Jian Shuai, Dexu Liu, Kui Xu, Assessment on failure pressure of high strength pipeline with corrosion defects ; Engineering Failure Analysis, September 2013
- [42] E. Sadeghi Meresht, T. Shahrabi Farahani, J. Neshati ; Failure analysis of stress corrosion cracking occurred in a gas transmission steel pipeline Engineering Failure Analysis, Issue 3, April2011.

Annexes

Annexe A : Gazoducs transcontinentaux

Gazoduc Pedro Duran Farell (GPDF) :

Gazoduc reliant l'Algérie à l'Espagne via le Maroc.

- Caractéristiques techniques:
 - Longueur : 521 km
 - Diamètre : 48 "
 - Capacité : 11,6 Milliards de m³/an
- Mise en service : 1996

Gazoduc Enrico Mattei (GEM) :

Gazoduc reliant l'Algérie à l'Italie via la Tunisie.

- Caractéristiques techniques:
 - Longueur : 1647 km
 - Diamètre : 3 x 48 "
 - Capacité : 33,15 Milliards de m³/an
 - Mise en service : 1982

Gazoduc MEDGAZ :

Gazoduc reliant l'Algérie à l'Espagne. Partant de Béni Saf (Ouest de l'Algérie), la canalisation traverse la méditerranée, pour aboutir près d'Almeria sur la côte espagnole.

- Caractéristiques techniques :
 - Terminal départ : Béni Saf (Algérie)
 - Terminal arrivée : Almeria (Espagne)
 - Longueur : 210 Km
 - Diamètre : 24"
 - Profondeur max : 2160 mètres

F =

Columns 1 through 13

0.036082 0.087629 0.13918 0.19072 0.24227 0.29381 0.34536 0.39691
0.44845 0.5 0.55155 0.60309 0.65464

Columns 14 through 19

0.70619 0.75773 0.80928 0.86082 0.91237 0.96392

r =

Columns 1 through 13

0.96392 0.91237 0.86082 0.80928 0.75773 0.70619 0.65464 0.60309
0.55155 0.5 0.44845 0.39691 0.34536

Columns 14 through 19

0.29381 0.24227 0.19072 0.13918 0.087629 0.036082

B =

3.7568

M =

133.01

L10 =

73.005

MTBF =

120.05

RMTBF =

0.50652

FMTBF =

0.49348

Rapport de stage

SOMMAIRE

CHAPITRE I : PRESENTATION DRC

I.1. PRESENTATION DRC.....	1
I.2. Présentation de la station de traitement des tubes STT.....	3
I.3. Mode de rupture de gazoducs en cours d'exploitation.....	4

CHAPITRE II : Maintenance des tubes

II.1. INTRODUCTION.....	6
II.1.1 Inspection des canalisations.....	6
II.1.2 Principales causes des dégradations de canalisations.....	6
II.2. Méthodes d'inspection des tubes.....	6
II.2.1 Examen visuel.....	6
II.2.2 contrôle CND par ultrason.....	7
II.3. Méthodes de réparation des tubes.....	8
II.3.1 décapage.....	8
II.3.2 sablage.....	9
II.3.3 Réparation par clockspring	11
II.3.3.1 Objet et domaine d'application.....	11
II.3.3.2 Mode opératoire (Opération préalables).....	12
II.3.4. Réparation par demi-coquilles.....	13
II.3.4.1 Objet et champ d'application.....	13
II.3.4.2 Installation de demi-coquille.....	14
II.4. Réhabilitation des tubes (critère B31G).....	15
II.5. Quelques des défaillances de l'acier X60 (STT).....	16

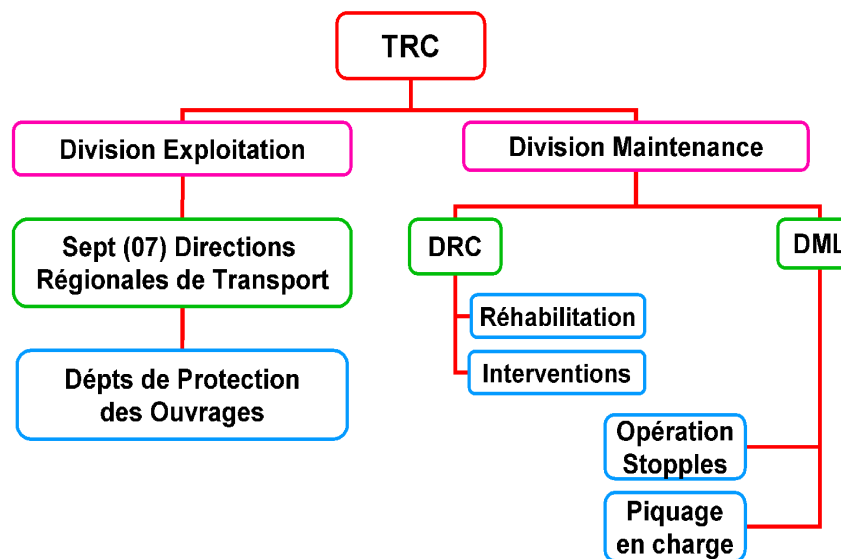
CHAPITRE III : PRESENTATION DU PROJET

III. Présentation du projet.....	18
Conclusion.....	19

I.1. PRESENTATION DRC

La direction de la réparation des canalisations DRC est une filiale de la direction TRC / Sonatrach – Bethioua ayant pour mission la maintenance des tubes dans le transport par canalisation par réhabilitation et les inspections lors des interventions selon l’organigramme suivant :

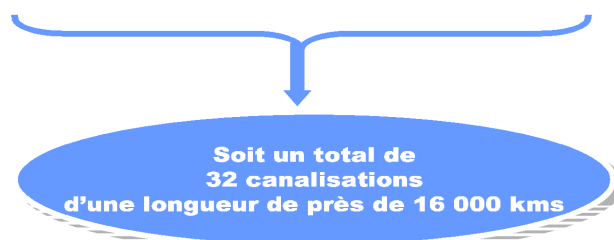
Organisation de la maintenance des canalisations à TRC



Le réseau de pipelines exploité par la société Sonatrach a été estimé à 16 000 Kms réparti comme suit :

Reseau de canalisations de TRC

- 14 canalisations de Gaz Naturel
- 11 canalisations de Pétrole Brut
- 03 canalisations de Condensat
- 04 canalisations de GPL



Et a connu une évolution et compte actuellement à plus de 18 000 kms. Les dimensions de canalisation ont connus également une évolution (tableau 1)

Tableau 1 : Evolution des conditions de transport des gazoducs.

Année	Pression (bar)	Diamètres (mm)	Capacité annuelle (10⁶Nm³)	Perte de charge après 6000 m(%)
1910	2	400	80	49
1930	20	500	650	31
1965	66	900	830	14
1980	80	1420	2600	11
2000	120	1620	52000	8

L'Activité Transport par Canalisation assure l'acheminement des hydrocarbures (pétrole brut, condensat, gaz naturel & GPL).

Les centres de dispatching comptent parmi les installations névralgiques de l'Activité :

➤ Le Centre de Dispatching d'hydrocarbures liquides, le CDHL, se trouve à Hassi Messaoud Haoud El Hamra. 1,4 million barils /jour transitent actuellement par ce véritable poumon de l'Activité.

➤ Le Centre National de Dispatching Gaz, le CNDG, se situe à HassiR'mel. C'est le point où se fait la collecte et le dispatching du gaz à travers les gazoducs vers les clients nationaux (Sonalgaz, clients tiers et autoconsommations des unités de Sonatrach) et internationaux (livraisons aux complexes de liquéfaction et des gazoducs transcontinentaux : PEDRO DURAN FARELL, ENRICO MATTEI et MEDGAZ)

Sonatrach, à travers l'Activité Transport par Canalisation, dispose de 22 systèmes de transport par canalisation (20 en exploitation, 1 en cours de réalisation GK3, 1 en phase de lancement GR5) avec 82 stations de pompage et de compression. 39 stations de pompage sont destinées au brut.

Sonatrach dispose également de nombreux postes de chargement à quai de gaz et de pétrole au niveau de trois ports pétroliers de chargement d'hydrocarbures sur les villes côtières que sont Arzew, Bejaia et Skikda

Les 03 ports sont équipés de 5 bouées de chargement de pétrole en haute mer.

Quant au réseau de canalisation (Gazoducs/Oléoducs), sa longueur est de près de 18 512 Km, et compte :

- 20 oléoducs d'une longueur de 9 883 Km, avec une capacité de transport de 145 Millions Tonnes.
- 14 gazoducs d'une longueur totale de 8629 Km, avec une capacité de transport de 142 milliards de m³/an.

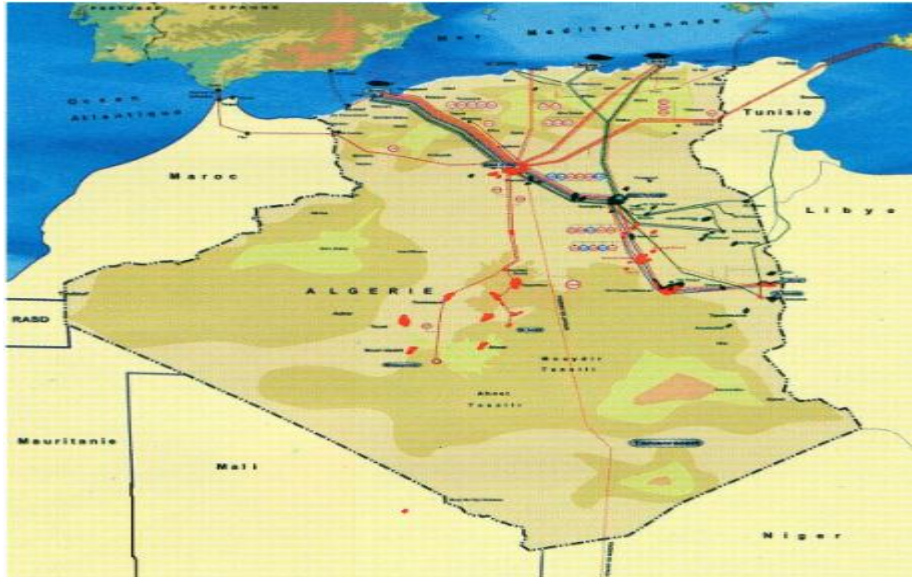


Figure1. Grands axes du réseau de transport des hydrocarbures en Algérie.Sonatrach

I.2. Présentation de la station de traitement des tubes STT

La station traitement tubes a été créée le 18 juillet 1999 en vue de prendre en charge :

1. La récupération des tubes en acier des ouvrages réhabilités et des tubes entreposés sur les propriétés terriennes.
2. L'inspection et le traitement complet des tubes récupérés en vue de les réutiliser sur les ouvrages à réhabiliter et pour les interventions.

La station traitement tubes a fait l'objet de la visite de monsieur Chakib Khalil ministre de l'énergie et des mines en l'an 2000.

Localisation

Cette station est localisée au lieu-dit "sept marabouts" commune EL HASSIANE W. MOSTAGANEM

Superficie

Elle s'étend sur une superficie de 10 ha répartis :

- 07 ha pour le stockage et traitement des tubes.
- 03 ha pour la base de vie.

Capacité de stockage

- 100 000 ml de tubes a stocker.

Réalisation de la STT depuis 1999 :

- Récupération de 120000 ml de tubes en acier carbone
- Inspection de 91 250 ml de tubes en acier carbone
- Déclassés et/ou rebutés 28250 ml
- Caractérisation 76 000 ml de tubes en acier carbone
(Soit un taux de récupération de 83%)
- Réutilisation de 71 000 ml de tubes en acier carbone
(Une étude comparative : cout ml réhabilité \approx 33% du cout ml neuf)

Activités de la STT

- Réception des tubes provenant des zones réhabilitées
- Décapage et pré sablage
- Inspection des tubes et caractérisations
- Traitement et revêtement des tubes
- Contrôle de qualité.



Figure 2 : lieu de stockage des tubes (STT)

I.3. Mode de rupture de gazoducs en cours d'exploitation

Les causes de défaillances des gazoducs sont de diverses natures. Elles peuvent se manifester soit par rupture, soit par fuite. La plus part de cas des défaillances sont causés par le matériau par des mécanismes de corrosion localisée ou de fissurations tel que la corrosion sous contraintes (**Figure 3**), mais il existe également d'autres problèmes liés aux défauts de soudage ou de mouvement de terrain (glissement du sol ; tremblement de terre,..) qui peuvent être la cause de dommage des gazoducs enterrés.

Des agressions mécaniques extérieures peuvent être la cause où il arrive que les gazoducs soient endommagés ou perforés accidentellement lors de travaux d'excavation par des engins de chantier.

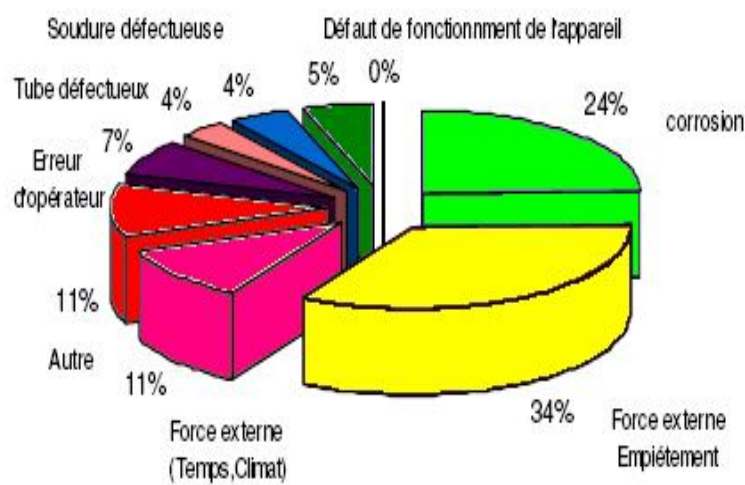


Figure 3 : Causes de rupture de gazoducs en cours d'exploitation.

II.1. INTRODUCTION

Les opérations de maintenance effectuées sur les tubes sont de deux types :

- Interventions qui consistent à l'inspection visuelle et à l'inspection par ultrason
- Réhabilitation qui consiste à des opérations de réparation par chargement et par collage

II.1.1 Inspection des canalisations :

Les décisions de réhabilitation de canalisations reposent essentiellement sur les résultats des inspections suivantes:

- Mesures du potentiel de la protection cathodique ;
- Mesures de résistance du revêtement ;
- Inspections par outil instrumenté.

II.1.2 Principales causes des dégradations de canalisations:

- Mauvaise application des revêtements durant la construction ;
- Dégradation rapide des revêtements appliqués ;
- Agressivité des sols traversés ;
- Défaillance des systèmes de protection cathodique ;
- Interférences entre les systèmes de PC de différentes pipes.

II.2. Méthodes d'inspection des tubes

II.2.1 Examen visuel

Une équipe de contrôleurs expérimentés inspecte toutes les surfaces extérieures et intérieures du tube. Ils signalent tous les anomalies d'aspect ou forme qui pourront être corrigées. Lors des mesures de pertes d'épaisseurs, il est indispensable de réaliser une inspection visuelle préliminaire afin de fournir un rapport :

- l'état général des surfaces (produits de corrosion, organismes, pollution) ;
- les désordres (nature, localisation et ampleur) ;
- le relevé précis des réparations réalisées antérieurement ;
- les déformations constatées.

Les inspections visuelles ont aussi leur importance. Sur le terrain, le personnel des pipelines parcourt l'emprise à la recherche de tout indice tel que les flaques de pétrole ou la modification de l'environnement.



Figure II.1: Examen visuel

II.2.2 contrôle CND par ultrason (outil intelligent)

Bien que les défaillances dues à la corrosion d'une canalisation soient très rares, nos exploitants de pipelines surveillent leurs conduites de très près par le biais de diverses technologies et d'outils. Ces derniers peuvent inclure des racleurs (outil intelligents). Les outils intelligents, ou jauges d'inspection de canalisation, sont de gros pistons métalliques instrumentés. Ils sont insérés dans la canalisation et la parcourent, poussés par le débit du produit transporté. Ils effectuent diverses mesures à l'intérieur de la conduite : ils indiquent entre autres les obstructions et les déformations de la conduite, ainsi que la perte de métal. S'ils décèlent une perte de métal, l'exploitant du pipeline prend les mesures qui s'imposent, ce qui dans certains cas, peut comprendre le remplacement d'un segment de la canalisation. Nous présentons trois formes de l'outil intelligent dans la figure suivante :



Figure II.2 : outils intelligents

Rmq :

Les outils intelligents apparaissent comme l'outil essentiel dans l'entretien et la gestion de l'intégrité des lignes. Ils sont le seul moyen d'inspection de l'ensemble d'une ligne pour y déceler préventivement les défauts de géométrie, les manques d'épaisseur et les fissures pouvant amener à une rupture de confinement des produits transportés. La maîtrise et le développement permanent de leur technologie sont impératifs.

II.3. Méthodes de réparation des tubes

II.3.1 décapage

Cette opération consiste à enlever l'ancien revêtement et la mie à nu de l'acier. Elle s'effectue manuellement par les ouvriers au le détachement et plus facile après que le revêtement soit dégradé.



Figure II.4 : décapage manuelle (STT)

II.3.2 sablage

L'opération de sablage consiste à projeter les grains d'abrasif (fibre de verre) sur la surface de l'acier des tubes à une vitesse choisie pour bien nettoyer les tubes et sans les détériorations. Cette opération s'effectue par deux types de machines :

- Machine automatique modèle AOB 32636 (figure II.5).
- Machine manuelle (figure II.6).



Figure II.5 : Sableuse automatique (STT)



Figure II.7 : Sableuse manuelle (STT)

La matière qui projeter a la surface traité elle est en fibre de verre (figure 10), L'abrasif nécessite de l'air comprimé donc un compresseur.



Figure II.8 : abrasif en fibre de verre

Sablage c'est une étape de préparation de surface pour le revêtement final des tubes. Cette opération est très importante pour la qualité de revêtement.

- **Revêtement**

Les matériaux de revêtements doivent permettre leur application par projection ou pistolet tel que type Airless monté sur les équipements d'application de revêtement de construction courante. Aucune application ne pourra être faites lorsque l'humidité relative est supérieure à 85%, la température des supports lors de l'application doit être d'au moins 3°C au-dessus de point de rosée. Les matériaux de revêtements seront de type thermodurcissable à base de polyuréthane à deux composants. Ayant un rapport de mélanger compris 2 :1 à 4 :1. Une doit être absolument exempte de solvants.

II.3.3 Réparation par clockspring (plus utilisé à STT)

II.3.3.1 Objet et domaine d'application

La réparation par clockspring est une procédure de renforcement des canalisations corrodées en utilise des matériaux composite. Cette technique s'applique au système de renforcement par manchon spirale en matériau composite dont la mise en place se fait par collage.

Elle s'applique à des corrosions externes pouvant atteindre 80% de l'épaisseur sur une étendue délimitée par le code ASME B 31G.

Ce type de renforcement s'applique à une canalisation en position horizontale, verticale ou oblique, qu'elle soit aérienne ou enterrée.

Ce type de renforcement présente l'avantage de pouvoir s'effectuer une canalisation en charge.



(a)

(b)

(c)

Figure II.9: clock spring (a, b: raffinerie d'Arzew)

- **Kit de renforcement :**

Contient l'ensemble des produits consommables nécessaire à la pose d'un manchon de renforcement. Les moyens et outillage nécessaires à la réalisation des opérations préalables ne sont pas inclus dans le kit.

- **Matériau composite :**

Structure composée de deux ou plusieurs matériaux non miscibles. Dans notre cas résine époxydique en polyester armé de fibre de verre.

- **Manchon spirale :**

Le manchon spirale est un rouleau en matériau composite constitué de huit (08) spires en général et adapté au diamètre de la canalisation.

- **Temps de séchage :**

Le temps de séchage limite la durée d'application des produits et constitue donc une contrainte à surmonter adaptant la vitesse du travail.

- **Starter pad :**

Bande en polyéthylène autocollante (bande de démarrage) utilisée comme point de fixation du manchon spiralé de renforcement.

II.3.3.2 Mode opératoire (Opération préalables)

❖ **Cas d'une ligne enterrée :**

- Localisation des points à renforcer
- Détection et repérage de l'axe de la canalisation
- Exécution des fouilles de sondage
- Excavation et mise au jour de la pipe
- Décapage et sablage SA2.5

❖ **Cas d'une ligne aérienne :**

- Localisation des points à renforcer
- Dans le cas où un support empêche les travaux de renforcement, il faudra démolir le support éventuel tout en assurant un supportage provisoire.
- Décapage et sablage SA2.5.

❖ **Présentation du manchon spiralé**

- Déroulement du rouleau et enroulement autour de la pipe
- Positionnement et traçage de la portée du rouleau
- Fixation du starter pad sur une partie saine de la pipe.

❖ *Préparation des produits*

- Vérification de la date de péremption des produits
- Dosage et malaxage des produits chimique suivant recommandations du fabricant.

❖ *Application du mastic :*

- Remplissage des cavités créées par la corrosion ainsi que les bords des joints de soudure et les bords du starter pad.

❖ *Application de l'adhésif :*

- Application d'une couche initiale sur la pipe et d'une couche intermédiaire entre tous les spires du manchon.

❖ *Conseils pratiques :*

- La pose du manchon doit avoir lieu tant que le mastic est encore mou,
- Serrer énergiquement les spires,
- L'adhésif doit déborder d'environ 5 cm de part et d'autre du manchon,
- Aligner les spires à l'aide des taquets fournis dans le kit,
- La température lors de la pose doit se situer entre 10 et 27 C° de préférence,
- La dureté des produit à la fin du séchage doit être de l'ordre de 40 shore A,
- Après enroulement de la dernière spire le maintien de la tension de serrage et assuré par application de plusieurs couches de ruban adhésif (scotch).

II.3.4. Réparation par demi-coquilles

II3.4.1 Objet et champ d'application

En définit une procédure générale de réparation en charge des canalisations de transport d'hydrocarbures par l'installation de demi-coquilles soudées à encerclement total. Les demi-coquilles soudées à encerclement total, également connues sous le nom de demi-coquilles de type B, renforcent la zone défectueuse et contiennent toute éventuelle fuite, et sont par conséquent utilisées pour réparer des défauts débouchant ou non-débouchant d'orientation axiale ou circonférentielle.



Figure II.10: demi-coquille

Les demi-coquilles soudées permettent de réparer les défauts suivants :

- Corrosions internes et externes ;
- Enfoncements simples ou combinés à d'autres défauts ;
- Entaille et rayures ;
- Fissures au niveau du corps du tube ou du cordon de soudure circonférentiel.

La réparation par demi-coquilles soudées est reconnue par de nombreux codes de construction et de post-construction de canalisations d'hydrocarbures comme une méthode de réparation permanente dans les cas où l'endommagement par fatigue ne constitue pas un, état limite (ASME B31.4 ; ASME B31.8 ; ASME PCC 2 - 2006 ; ASME B31.8S ; API 1160).

II.3.4.2 Installation de demi-coquille

Pour assurer la sécurité du personnel chargé de la réparation et améliorer le renforcement dû aux demi-coquilles, il est recommandé d'exploiter la ligne durant les opérations de réparation à une pression se situant entre 50% et 80% de la pression d'exploitation normale.

Travaux de préparation

- a) Déconnecter la protection cathodique du tronçon de canalisation à réparer.
- b) Localiser et excaver le segment de canalisation à réparer.
- c) Décaper l'enrobage du segment en évitant que le tube dénudé ne vienne en contact direct avec le sol, et en nettoyer la surface à l'aide d'une brosse métallique.
- d) Documenter la nature, la position et les dimensions des défauts à réparer.
- e) Meuler à ras les cordons des soudures hélicoïdales/longitudinales et circonférentielles du segment de canalisation à réparer après s'être assuré de leur intégrité à travers une inspection aux ultrasons ou rayons X.

- f) Meuler tous les défauts apparents dans une bande de 150 mm de part et d'autre de l'emplacement des soudures d'angle en s'assurant de ne pas dépasser une profondeur de 12.5% de l'épaisseur des tubes.
- g) Inspecter cette bande aux ultrasons pour s'assurer de l'existence d'une épaisseur suffisante et de l'absence de l'animation.

Revêtement

- Appliquer sur la surface extérieure des demi-coquilles soudées une couche de revêtement compatible avec le revêtement de la ligne.
- Contrôler au balai électrique le revêtement ainsi appliqué.

II.4. Réhabilitation des tubes (critère B31G)

La réhabilitation est un terme générique qui englobe toutes les actions destinées à remettre en état ou améliorer les performances d'une canalisation. Plusieurs techniques peuvent être mises en œuvre dans le cadre d'une réhabilitation, on peut les regrouper en trois catégories principales distinctes: le remplacement, la rénovation et les réparations ponctuelles.

Le code ASME B31G permet de déterminer la relation entre la taille du défaut et la pression interne d'une pipe. C'est un code qui est destiné à évaluer la résistance à la rupture résiduel d'une pipe corrodée. Il consiste un additif au code ASME B31 utilise pour les tubes sous pression, ce code a été développé dans les années 60 au Batelle Memorial Institutes (USA) et donne des méthodes semi empiriques pour vérifier la tenue en service de canalisation corrodés.

Basé sur nombre relativement important d'essai en vrai grandeur sur des sections de tuyaux corrodé, il a été constaté que les aciers utilisés pour les tuyaux ont en générale une ténacité suffisante que les pour permettre la rupture ductile et donc la ténacité n'est pas le paramètre essentiel mais la profondeur des pics de corrosion, la rupture amorcée sur des défauts de corrosion émoussées est contrôlée par leur taille et la contrainte d'écoulement du matériau.

Notation :

Durant les vingt dernières années, TRC a réhabilité plus de 1800 km de canalisations de différents diamètres, soit (12%) du réseau (**Tableau II.1**).

Tableau II.1: Bilan de réhabilitation

Ouvrages	Agés	Longueurs réhabilitées	%
OB1 Ø 24"	47	25 km	4
OZ1 Ø 28"	41	226 km	36
OG1 Ø 16"	35	132 km	100
OK1 Ø 40"	34	644 km	84
LNZ1 Ø 16"	32	486 km	100
NZ1 Ø 28"	28	100 km	20
OH1 Ø 30"	23	90 km	11
GK1 Ø 40"	28	108 km	84
GZ1 Ø 40"	30	245 km	48

II.5. Quelques des défaillances de l'acier X60 (STT)



a. Corrosion externe par pique



b. Déformation



c. corrosion biologique



d. Eclatement



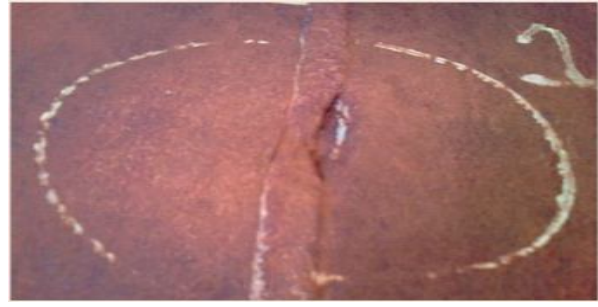
e. Rupture



f. Défèrent type de corrosion



g. Pics de corrosion (localisée)



h. corrosion en cordon de soudure

Figure II.11 les différents types de défaillances

III PRESENTATION DU PROJET

La ligne GZ1 du réseau de pipeline exploité par la société SONATRACH .Les canalisations sont en acier de grade API 5L X60 selon la norme API (American Petroleum Institute) et sont protégés contre la corrosion externe par des liants hydrocarbonés (brai de houille ou de bitume de pétrole) et polyéthylènes extrudés (PE) complété par protection cathodique dont le potentiel a été maintenu à $- 850 \text{ mV /Cu/CuSO}_4$. Deux types de défaillances ont été relevés lors des inspections: corrosion externe des aciers nus sous des formes variées : généralisée, localisée, piqures...qui sont apparus dans les zones où les sols présentent un caractère corrosif. Ces phénomènes sont préoccupants pour les chercheurs et les industriels pour un transport fiable par canalisation.

Conclusion

La direction de la réparation des canalisations DRC est une filiale de la direction TRC / Sonatrach – Bethioua ayant pour mission la maintenance des tubes dans le transport par canalisation par réhabilitation et les inspections lors des interventions. L'Activité Transport par Canalisation assure l'acheminement des hydrocarbures (pétrole brut, condensat, gaz naturel & GPL).

Les opérations de maintenance effectuées sur les tubes sont de deux types :

- Interventions qui consistent à l'inspection visuelle et à l'inspection par ultrason
- Réhabilitation qui consiste à des opérations de réparation par chargement et par collage.

L'inspection de tous les produits sont examinés visuellement et ne devront pas comporter de défauts tel qu'indiqué dans les conditions de finition.

Le contrôle par ultrasons permet de détecter les défauts longitudinaux et circonférentiels.

La réparation par clock-spring est une procédure de renforcement des canalisations corrodée en utilise des matériaux composites.

La réparation en charge est une procédure de renforcement des canalisations de transport d'hydrocarbures par l'installation de demi-coquilles soudées à encerclement total.

Le critère B31G permet d'évalue les défauts de la canalisation soit à la réhabilitation soit à le réformé

La description du projet de la ligne GZ1 de la société Sonatrach présente sur les canalisations en aciers de grade API 5L X60 plusieurs types des de défaillances. Les chercheurs restant impuissant de vont ces phénomènes préoccupants pour une solution d'un transport fiable par canalisation.