

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'enseignement supérieur
Et de la recherche scientifique
Université Abou Bekr Belkaid – Tlemcen
Faculté de technologie
Département de Génie mécanique



Thèse
Pour l'Obtention du Diplôme de Doctorat
Génie Mécanique
Option : *Sciences des matériaux*

Thème

Étude du comportement des aciers API 5L X60 sollicités par
contraintes mécaniques et milieu de sol Algérien Simulé

Présentée par :

AMARA ZENATI Abdeldjelil

Soutenue le : 09 Septembre 2014

Devant le jury :

Président :	Gharnaoute Mohamed Amine	MC "A" Université de Tlemcen
Encadreur :	Benmoussat Abderrahim	Professeur, Université de Tlemcen
Examineurs :	Bourdim Abdelghaffour	MC "A" Université de Tlemcen
	Khellifa Abdellah	Professeur, Université de Blida
	Kaid M'Hamed	MC "A" Université de Saida
Membres invités :		
	Gana Mohamed Amine	Cadre Supérieur Sonatrach Boumerdess
	Benali Omar	Professeur, Université de Saida

Année 2013-2014

REMERCIEMENTS

A notre Maître et Directeur de Thèse le Professeur BENMOUSSAT Abderrahim

Toute ma reconnaissance et ma gratitude pour votre encadrement, votre aide, vos orientations, et vos conseils très précieux. Merci d'avoir accepté d'être rapporteur de ce travail et pour m'avoir encouragé et soutenu tout au long de la thèse avec patience et disponibilité. Je vous remercie encore une fois pour la confiance que vous m'avez accordée. Je souhaite beaucoup de bonheur et santé pour vous et pour votre chère famille.

A Monsieur le président de jury, GHERNAOUT Mohammed El Amine,

Je vous remercie de m'avoir fait l'immense honneur de présider ce jury. Je vous exprime mes remerciements les plus sincères pour l'intérêt que vous avez apporté à ma thèse et pour toutes vos remarques qui ont contribué à améliorer ce travail. Je vous souhaite beaucoup de santé et bonheur .

A Messieurs les membres de jury d'examination : Professeur KHELIFA Abdallah, Monsieur KAID M'hamed, Monsieur BOURDIM Abdelghafour

Je vous remercie d'avoir accepté avec beaucoup de générosité d'examiner mon travail et de m'avoir honorée d'être membre de ce jury. Veuillez accepter mes sincères remerciements et reconnaissances pour vos encouragements, conseils et soutiens continuels. Je vous souhaite beaucoup de succès dans votre vie professionnelle.

A Messieurs les membres invités : Professeur BENALI Omar, Monsieur Gana Mohamed El Amine

Je vous remercie d'avoir accepté de faire partie de ce jury et pour le soutien que vous m'avez apporté tout au long de mon travail. Je tiens à remercier individuellement tous les membres de l'équipe des Laboratoire de corrosion du centre de recherche et développement de la Sonatrach à Boumerdes pour m'avoir accueilli avec beaucoup de patience et pour l'aide apportée et de m'avoir conseillés , guidés et transmis de précieuses connaissances avec bienveillance.

Je remercie tout ce qui a contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail qu'ils trouvent mes reconnaissances et sincères remerciements, particulièrement , les ingénieurs et techniciens de laboratoire du département de génie Mécanique de l'université de Tlemcen et les ingénieurs du laboratoire de corrosion de Boumerdes et mon ami **BELHOUARI.M**

A mes responsables de l'activité aval Sonatrach : Mrs BAAZIZ, MOUSLIM, DJALTI, RAIS, BOUNOUARA, ZEMMOURI, HASSAINE, SAAD AZZOUZ, BENFERRAH et AMOU Je vous présente mon profond respect et vous souhaite beaucoup de bonheur et santé. Il est difficile de trouver des qualificatifs assez forts pour souligner leurs gentillesse et leurs patiences à Prodiguer des conseils pertinents

Je souhaite remercier très chaleureusement, Mes chers collègues et Frères de la direction Engineering, et du complexe GL1Z qui m'ont soutenu tout au long de la réalisation de ce travail,

DEDICACES

A ma chère Maman, aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consentis pour mon instruction et mon bien être. Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon enfance et j'espère que votre bénédiction m'accompagne toujours.

A la mémoire de mon défunt et regretté père qui a semé et entretenu la plante que je suis et qui n'a pas eu le temps de voir les fruits de celle-ci.

A toi Raouida, mon épouse, ce travail te doit beaucoup... Qu'il soit pour toi le témoignage de mon infinie reconnaissance pour ces années de compréhension, de privations et d'efforts communs

A mes enfants Alaa Eddine, Rachad Eddine et Abderrahmane que Dieu vous protège et vous trace une vie pleine de santé, succès, réussite et bonheur

A la mémoire de mon défunt beau frère Bachir, Je n'oublierai jamais ce que t'as fait pour moi

A mes sœurs et mon beau frère Ghouti que Dieu vous illumine la vie de sérénité, foi et bonheur.

A mes neveux et nièces que Dieu vous trace une vie pleine de réussite et bonheur

A mes beaux parents que Dieu soit avec vous et vous protège et vous couvre de bonheur et de foi.

A ma belle famille que Dieu vous protège.

A toute ma famille que Dieu vous protège.

A la mémoire de mes défunts grands parents, oncles et tantes.

Table des matières

Introduction générale	1
Chapitre I : Etude bibliographique sur les défaillances des ouvrages de pipelines.....	5
Introduction.....	6
I-1 Défaillances mécaniques des pipes	7
I-1-1 Déformation plastique des pipelines	7
I-1-2 Défaillances par fissuration	8
I-1-2-1 Défaillance par chargement limite	9
I-1-3 Rupture fragile et ductile	12
I-1-3-1 Rupture fragile	12
I-1-3-2 Rupture ductile	16
I-2 Défaillances par corrosion	17
I-2-1 Corrosion des aciers par les sols	19
I-2-2 Analyse du sol	19
I-2-3 Les mécanismes de corrosion du sol	23
I-2-3-1 La corrosion électrochimique	23
I-2-3-2 Corrosion microbiologique.....	25
a/ La corrosion due aux bactéries sulfato-réductrices	25
b/ La corrosion due à des bactéries acidogènes	25
c/ La corrosion due aux bactéries oxydant le fer et le manganèse.....	26
d/ La corrosion sous les biofilms	26
e/ La corrosion due aux bactéries nitrifiantes	26
f/ La corrosion due à des films algaux	26
I.2.4 Les effets mécaniques du sol	26
I-3 Défaillance du système de protection	27
I-3-1 Défaillance de la protection Passive	28
I-3-2 Défaillance de la protection cathodique	29
I-4 Méta Synthèse	29
Chapitre II : Contexte industriel.....	33
Introduction	34

II-1 Présentation du site	35
II-2 Description de ligne GZ1 avec expertise	38
II-3 Expertise de la ligne ASR	39
II-4 Défaillances sur la ligne GZ1	46
II-4-1 Défaillances par piqûration de la ligne GZ1	49
II-4-2 Défaillances par fissuration de la ligne GZ1	50
II-4-3 Détection des fuites.....	52
II-5 Méthodes de détection des défaillances CND.....	52
II-5-1 Méthodes d'inspection et de détection des défauts de la ligne GZ1.....	54
II-5-1-1 Détection des défauts par ultrasons de la ligne GZ1	54
II-5-1-2 Détection des défauts par contrôle visuel (cas de la ligne GZ1)	56
II-6 Analyse du sol Algérien et choix du milieu agressif	57
II-7 Système de protection anticorrosion de la ligne GZ1	58
II-7-1 Protection cathodique de la ligne GZ1.....	58
II-7-2 Revêtements des lignes GZ1	59
II-8 Inhibiteurs de corrosion	60
II-8-1 Efficacité d'un inhibiteur de corrosion	60
II-8-2 Choix des inhibiteurs de corrosion pour la ligne GZ1	61
II-8-3 Adsorption des inhibiteurs	62
Conclusion	63
Chapitre III : Matériel et méthodes	65
Introduction.....	66
III-1 Caractérisation du matériau d'étude.....	66
III-1-1 Composition chimique du matériau d'étude.....	67
III-1-2 Microstructure.....	67
III-1-3 Caractéristiques mécaniques.....	68
III-1-3-1 Essai de traction	68
III-1-3-2 Essai de dureté.....	75
III-2 Caractéristiques de la solution du sol simulée	76
III-3 Méthode d'étude de la corrosion.....	76
III-3-1 Méthode électrochimique	76
III-3-2 Essais de corrosion	78
III-3-2-1 Choix des éprouvettes	78
III-4 Mesures de polarisation Potentiodynamique	80

III-4-1 Courbes de potentiel libre	80
III-4-2 Polarisation potentiodynamique.....	82
III-4-2-1 Influence du pH.....	82
III-4-2-2 Effet de la température	84
III-4-3 Influence de la concentration	89
III-4-4 Phénomène d'Adsorption	93
Conclusion	95
Chapitre IV : Modélisation des défaillances et estimation de la durée de vie par approche de weibull	97
Introduction.....	98
VI-1 La fonction de fiabilité	98
VI-2 Le taux de défaillance $\lambda(t)$	99
IV-3 Méthode des moindres carrés.....	102
IV-4 Acquisition des données	103
Conclusion	111
Chapitre V : Résultats et discussions.....	112
V-1 Caractéristiques chimiques du matériau	113
V-1-1 Composition chimique	113
V-1-2 Microstructure	114
V-2 Caractéristiques de la solution du sol simulée	114
V-3 Caractéristiques mécaniques	114
V-3-1 Module de Young.....	114
V-3-2 La limite apparente d'élasticité supérieure/inférieure R_{eH} / R_{eL}	115
V-3-3 La résistance à la traction R_m	115
V-3-4 L'allongement et la striction à la rupture	116
V-3-5 la dureté de l'acier API5L X60	117
V-4 Les essais de corrosion sans inhibition.....	117
V-4-1 Stabilisation du potentiel de corrosion de l'acier API 5L X60.....	117
V-4-2 Influence de pH sur la corrosion des API5L X60	117
V-4-3 Effet de la température sur la corrosion des API5L X60	118
V-5 Essais de corrosion avec inhibition	118
V-5-1 Mécanismes d'Adsorption	119
V-6 Simulation numérique.....	120

Conclusion.....	121
Conclusions et perspectives.....	123
Annexes.....	127
Annexe 1 : Résultats de la simulation numérique.....	128
Annexes 2: Les calculs des TBF des trois tronçons	132
Bibliographique.....	139

LISTES DES FIGURES

- Figure 1 :** Mode d'ouverture de la fissure
- Figure 2 :** mode d'endommagement : Charge limite
- Figure 3 :** mode d'endommagement : Charge cyclique
- Figure 4 :** Quelques exemples de rupture de la ligne GZ1
- Figure 5:** Défaillance du matériau en présence de l'oxygène
- Figure 6 :** Réseau de transport par canalisations Sonatrach
- Figure 7 :** Répartition de la longueur de réseau de transport par canalisation par produit
- Figure 8 :** Le nouveau tracé de la ligne GZ1
- Figure 9 :** Principe de fonctionnement du piston d'inspection
- Figure 10:** Principe d'enregistrement des signaux par les capteurs type 2
- Figure 11:** Historique des interventions sur la ligne GZ1 de 1994 à 2009
- Figure 12:** Répartition des interventions par Entreprise sur la ligne GZ1
- Figure 13:** Nature agressif du sol dans la région Makta Mostaganem proche de l'agglomération
- Figure 14:** Nature agressif du sol dans la région Makta Mostaganem
- Figure 15 :** Types de défaillances gazoduc GZ1
- Figure 16 :** Eclatement d'un tronçon de pipe de la ligne GZ1
- Figure 17 :** Eclatement d'un tronçon de pipe de la ligne GZ1 par fissuration
- Figure 18 :** Dégâts causés par les fuites des hydrocarbures des pipelines
- Figure 19 :** Inspection du revêtement de la ligne GZ1 par la technique DCVG
- Figure 20 :** Suivi de la protection cathodique de la ligne GZ1
- Figure 21 :** Traitement de surface d'un tronçon du gazoduc GZ1
- Figure 22 :** Mise en place des revêtements sur la ligne GZ1
- Figure 23 :** Microstructure des échantillons de l'acier X60
- Figure 24 :** Machine de traction universelle type CONTROLAB (laboratoire matériaux de la faculté de technologie de l'Université de Tlemcen)
- Figure 25 :** Eprouvette d'essai de traction
- Figure 26:** Essai de traction sur une éprouvette à l'air libre
- Figure 27 :** Essai de traction sur une éprouvette immergée pendant sept (07) Jours dans la solution du sol simulée

Figure 28 : Essai de traction sur une éprouvette immergée pendant vingt huit (28) jours dans la solution du sol simulée

Figure 29: Essai de traction sur une éprouvette immergée pendant soixante (60) jours dans la solution simulée au sol algérien

Figure 30: Essai de traction sur une éprouvette immergée pendant soixante (90) jours dans la solution simulée au sol algérien

Figure 31: Représentation des valeurs mesurées directement des cinq essais de traction

Figure 32: Variation des contraintes des cinq essais

Figure 33: Chaîne de corrosion

Figure 34: Electrode de travail pour les mesures électrochimiques

Figure 35 : Essai N° 1 évolution du potentiel libre en fonction du temps de l'acier API 5L X60 immergé dans la solution simulée au sol algérien

Figure 36: Essai N° 2 évolution du potentiel libre en fonction du temps de l'acier API 5L X60 immergé dans la solution simulée au sol algérien

Figure 37: Superposition des deux essais

Figure 38: Courbe de polarisation potentiodynamique pour l'acier API5LX60 dans la solution du sol simulée à différentes valeurs de pH et à une température de 30°C

Figure 39: Courbe de polarisation potentiodynamique pour l'acier API5L X60 dans la solution du sol simulée à différentes valeurs de température (pH=5)

Figure 40: Courbe de polarisation potentiodynamique pour l'acier API5L X60 dans la solution du sol simulée à différentes valeurs de température (pH=6,5)

Figure 41: Courbe de polarisation potentiodynamique pour l'acier API5L X60 dans la solution du sol simulée à différentes valeurs de température (pH=8,5)

Figure 42: Le tracé d'Arrhénius calculé à partir de la densité de courant de corrosion pour l'acier API5L X60 dans la solution du sol simulée à différents pH

Figure 43: $\log(I_{\text{corr}}/T)$ en fonction de $1/T$ pour l'acier API5L X60 dans la solution du sol simulée à différents pH

Figure 44: Courbe de polarisation potentiodynamique de l'acier API5L X60 immergé dans la solution du sol simulée à différentes concentrations d'inhibiteur (pH=5,0)

Figure 45 : Courbe de polarisation potentiodynamique de l'acier API5L X60 immergé dans la solution du sol simulée à différentes concentrations d'inhibiteur (pH=6,5)

Figure 46 : Courbe de polarisation potentiodynamique de l'acier API5L X60 immergé dans la solution du sol simulée à différentes concentrations d'inhibiteur (pH=8,5)

Figure 47: Ajustement de la courbe des données de corrosion de l'API5L X60 en présence de l'inhibiteur à l'isotherme de Langmuir

Figure 48: Droite de linéarisation par la méthode des moindres carrés

Figure 49: Canalisation: GZ1 40" Tronçon 4 SC3- SC4

Figure 50: Canalisation: GZ1 40" Tronçon 5 SC4- SC5

Figure 51: Canalisation: GZ1 40" Tronçon 6 SC5-TA

Figure 52: Courbes de fiabilité, taux de défaillance et densité de probabilité pour le Tronçon 5 SC4- SC5

Figure 53: Courbes de fiabilité, taux de défaillance et densité de probabilité pour le Tronçon 4 SC3- SC4

Figure 54: Courbes de fiabilité, taux de défaillance et densité de probabilité pour le Tronçon 6 SC5

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Corrélations donnant l'énergie Charpy minimale pour garantir l'arrêt de la fissure

Tableau 2: Domaine de validité approché des corrélations données dans le tableau 1

Tableau 3: Résistivité en fonction de la nature du sol

Tableau 4: Degré d'agressivité du sol en fonction de la résistivité

Tableau 5: Caractéristiques des gazoducs du sud Algérien activité TRC/ Sonatrach
Fiches techniques des ouvrages gazoducs de 1961 jusqu'à 2005

Tableau 6: Prévisions de transport & capacités réelles (2006 - 2010)

Tableau 7: Spécifications techniques de l'implantation de ligne GZ1 40''

Tableau 8: Paramètres énergétiques d'écoulement du gaz naturel à la sortie des stations de services SC.

Tableau 9: Historique des réparations sur la ligne GZ1 arrêté à 2013

Tableau 10: Les défauts de corrosion sur la ligne GZ1

Tableau 11: Méthodes de contrôle non destructif

Tableau 12: Composition chimique du matériau d'étude, teneur en % (acier X60)

Tableau 13 : Propriétés Mécaniques de l'acier API5 L X60

Tableau 14 : Résultats des tests de traction

Tableau 15 : Résultats de l'essai de dureté Vickers

Tableau 16 : Composition chimiques des solutions du sol GZ1 de divers sites.

Tableau 17: Composition chimique de la solution simulée de sol algérien

Tableau 18 : Différence entre adsorption chimique et adsorption physique

Tableau 19 : Résultats des courbes de l'évolution du potentiel libre en fonction du temps

Tableau 20 : Les paramètres de polarisation de corrosion de l'acier API5L X60 dans la solution du sol simulée en fonction des différentes valeurs de pH.

Tableau 21 Les paramètres de polarisation de corrosion de l'acier API5L X60 dans la solution du sol simulée en fonction des différentes valeurs de températures (pH=5)

Tableau 22: Les paramètres de polarisation de corrosion de l'acier API5L X60 dans la solution du sol simulée en fonction des différentes valeurs de températures (pH=6,5)

Tableau 23: Les paramètres de polarisation de corrosion de l'acier API5L X60 dans la solution du sol simulée en fonction des différentes valeurs de températures (pH=8,5)

Tableau 24: Les valeurs E_a et ΔH_a^0 à différents pH

Tableau 25: Les paramètres de polarisation des aciers API51 X60 dans la solution du sol simulée selon la concentration des inhibiteurs de corrosion (pH = 5,0)

Tableau 26: Les paramètres de polarisation des aciers API51 X60 dans la solution du sol simulée selon la concentration des inhibiteurs de corrosion (pH = 6,5)

Tableau 27: Les paramètres de polarisation des aciers API51 X60 dans la solution du sol simulée selon la concentration des inhibiteurs de corrosion (pH = 8,5)

Tableau 28: Les paramètres thermodynamiques de l'acier API5L X60 immergé dans la solution du sol simulée

Tableau 29: Valeurs A et B pour le calcul du MTBF (loi de " Weibull")

Tableau 30: Tableau de présentation des valeurs (xi, yi)

Tableau 31: Caractéristiques techniques de la canalisation: GZ1 40" Section 6 SC5

Tableau 32: Caractéristiques techniques de la canalisation: GZ1 40" section5 SC4-SC5

Tableau 33: Caractéristiques techniques de la canalisation: GZ1 40" section5 SC4-SC5

Tableau 34: Résultats récapitulatifs des TBF calculés sur les trois tronçons

Tableau 35: Résultats des différents paramètres de la canalisation GZ1 Tronçon 6 SC5-TA

Tableau 36: Résultats des différents paramètres de la canalisation GZ1 Tronçon 5 SC4-SC56 SC5-TA

Tableau 37: Résultats des différents paramètres de la canalisation GZ1 GZ1 40" Tronçon 4 SC3- SC4

NOTATIONS ET SYMBOLES

a : allongement à la rupture

a_r : allongement total de rupture

A : facteur préexponentiel d'Arrhénius

B_c et B_c : les pentes de Tafel

CRD : Centre de recherche et développement

DRC : Direction Réparation canalisation

DCVG : Direct Current Voltage Gradient

E : Potentiel

$E\%$: Efficacité de l'inhibition

E_a : Energie d'activation apparente

ECS : Eléctrode au calomel saturé

E_{corr} : Potentiel de corrosion

$F(t)$: Fonction de réparation

FLM : Flux magnétique

F_e : charge de limite élastique

F_r : charge de rupture

G : Le taux de restitution d'énergie

G_c : la densité surfacique d'énergie de fissuration effective

GZ1 : Ligne gazoduc 40" Hassi R'mel Arzew

SIE : la spectroscopie d'impédance électrochimique

I_{corr} : courant de corrosion

L_u : longueur ultime entre repères avant rupture de l'éprouvette

L_0 : longueur initiale de l'éprouvette

MEB : Microscope électronique à balayage

NACE : National Association of Corrosion Engineers

R : constante des gaz parfaits

R_e : Limite d'élasticité

R_m : Résistance à la rupture

R_p : Résistance de polarisation

$R(t)$: Fonction de fiabilité

S_i : le sol sélectionné pour analyse

SSRT : Slow strain rate testing (test lente vitesse de deformation)

STT : Station de traitement des tubes

T : température absolue

TBF : Durée de vie nominale

TRC : transport par canalisation

TMCP: Thermo mechanical controlled process (un processus de laminage thermomécanique)

u : vitesse de la corrosion

Z: Striction

ΔH : l'enthalpie de l'activation

ΔG_{ads} : Energie libre d'adsorption

$\lambda(t)$: Taux de défaillance

σ : Ecart type

τ : Taux d'inhibition

ملخص

إن نقل الغاز الطبيعي من مسافات بعيدة إنطلاقاً من الآبار إلى غاية مركبات التصفية و التميع يكون في أغلب الأحيان عن طريق أنابيب موضوعة تحت الأرض مغطات بالأسفلت أو بمواد بلاستيكية من نوعية البوليمر مكملة بحماية كاثودية تحميها من الأكسدة الناتجة عن إحتكاكها بالأرض . غير أن العيوب اللازمة عن التآكل و الإنشقاق قد حصلوا في ظروف ألزمت إضطرابات في إستغلال الأنابيب . الدافع الذي جعلنا نقوم بدراسة عن طريق محاكاة في المخبر لأنبوب الغاز الطبيعي غ أ ١ المستعمل من طرف الشركة الوطنية الجزائرية سوناطراك و ذلك بتغيير المعالم الفيزيوكيميائية للوسط المشابه للتربة في المخبر بما فيها درجة الحرارة، تركيز الهيدروجن، المدة الزمنية للتجارب الكيميائية بمتبطات التآكل أو بدونها والتي هي من فاصلة متعددات الفوسفات. النتائج أظهرت أن الصلب قابل للتآكل برفع درجة الحرارة، مقاومات الإستقطاب تنخفض و سرعة التآكل و كثافة تيار التآكل ترتفعان. تمت دراسة فعالية المثبطة في تركيزات مختلفة و هي ٠.٥، ٠.١، ٠.٠١، ٠.٠٠١ مول لمثبطات التآكل لقيم مختلفة لتركيز الهيدروجن قريب من المعتدل ٥.٠، ٦.٥، ٨.٥ . تجارب مثبطات التآكل أظهرت تغيير فعالية التثبيط مع تغيير التركيزات ، درجة الحرارة و زمن الغمر. تم إختيار نموذج لانقموير، لوصف سلوك إمتصاص المثبطات على سطح الصلب في درجات حرارات مختلفة. تم تحديد بعض المعايير الحرارية للإنحلال و الإمتزاج. وأظهرت التجارب الميكانيكية في الوسط المشابه للتربة أن المواد تفقد خصائصها الميكانيكية بإتصالها مع التربة المحيطة و تنخفض المقاومة الميكانيكية.

ثم إجراء نمذجة أعطال و تقدير المدة الزمنية للحياة عن طريق نموذج وايل، من خلال حساب جميع المعاملات و ميزات الموثوقية لتحديد المدة الزمنية لحياة الأنابيب التي قدرت ما بين ١٠ و

١٥ سنة الكلمات الأساسية

الصلب، محلول للمشابه للتربة، أعطال، التآكل، مثبطات التآكل، نموذج وايل

ABSTRACT

Natural gas is mainly moved long distances from their point of origin to pipeline terminal, LNG plant, LPG plant and refineries through underground pipeline. All pipelines have double corrosion protection i.e. insulating covering and active cathodic allowing to protect them from the soil corrosion. However failures by corrosion and cracking occurred under certain conditions involving disturbances in the pipeline exploitation, what justified our studies by a simulation in the laboratory on the corrosion of API5L X60 of Sonatrach network called GZ1. The study was performed while varying the physicochemical parameters of the simulated soil solution such as temperature, pH, immersion time using potentiodynamic polarization with and without inhibitors containing polyphosphates ions.

The results showed the sensitivity to steel corrosion. By increasing the temperature, the polarization resistance decreases and the corrosion rate increases as well as the densities of corrosion current I_{Corr} . The inhibiting effectiveness was studied in various concentration (10^{-3} , 10^{-2} , 10^{-1} and $5 \cdot 10^{-1}$ M) of corrosion inhibitors to various values pH (5,0, 6,5 and 8,5). Corrosion inhibitors tests showed a variation in inhibition performance with varying concentration, temperature and immersion time. Langmuir model have been tested to describe the adsorption behaviour of inhibitor on the steel surface for the temperature range. Some thermodynamic parameters of dissolution and adsorption have been determined.

The mechanical tested in the simulated soil solution showed that the material loses its mechanical characteristics in contact with soil environment and the mechanical resistance decreases.

A statistical analysis of the lifetime with several failures mechanisms by Weibull distribution was carried out via the calculation of all the parameters and the functions of reliability in order to define the nominal lifetime of the pipe which was evaluated between 10 and 15 years.

Keywords: API Steel- simulating soil solution- failures – corrosion inhibitors – Weibull model

RESUME

Le transport du gaz naturel sur de longues distances, du point de gisement jusqu'aux complexes de séparations, liquéfaction et aux raffineries s'effectue majoritairement par des canalisations enterrées recouvertes d'un revêtement en bitume ou en polymère complétée par une protection cathodique active permettant de les protéger contre la corrosion provoquée par les sols. Cependant des défaillances par corrosion et par fissuration se sont produites dans certaines conditions entraînant des perturbations dans l'exploitation du pipeline. Ce qui a motivé notre étude par une simulation au laboratoire, de la corrosion de l'acier de pipeline de nuance API 5L X60 de la ligne de gazoduc GZ1 exploitée par la société Algérienne Sonatrach et en faisant varier les paramètres physico chimiques du milieu corrosif simulé : température, pH, temps d'immersion par des essais de polarisation potentiodynamique sans inhibiteurs de corrosion et avec inhibiteurs à base de poly phosphates.

Les résultats ont montré que l'acier est sensible à la corrosion. En augmentant la température, les résistances de polarisation diminuent, les vitesses de corrosion et la densité de courant de corrosion I_{Corr} augmentent. L'efficacité inhibitrice a été étudiée dans différentes concentrations (10^{-3} , 10^{-2} , 10^{-1} et $5,10^{-1}$ M) d'inhibiteurs de corrosion à différentes valeurs de pH proches de la neutralité (5,0, 6,5 et 8,5). Les essais d'inhibiteurs de corrosion ont montré la variation de l'efficacité de l'inhibition avec la variation de la concentration, la température et le temps d'immersion. Le modèle de Langmuir a été testé pour décrire le comportement de l'adsorption des inhibiteurs à la surface de l'acier pour les différentes températures d'étude. Quelques paramètres thermodynamiques de la dissolution et de l'adsorption ont été déterminées.

Les essais mécaniques dans le milieu corrosif ont montré que le matériau perd ses caractéristiques mécaniques en contact avec le sol environnant et la résistance mécanique diminue.

Une Modélisation des défaillances et estimation de la durée de vie par approche de weibull a été effectuée en passant par le calcul de tous les paramètres et les fonctions de fiabilité afin de définir la durée de vie nominale du pipe et qui a été évaluée entre 10 et 15 ans

Mots-clés : Aciers API – Solution du sol simulée – défaillances – corrosion – inhibiteurs de corrosion – modèle de Weibull

INTRODUCTION GENERALE

L'augmentation de la demande d'énergie telle que le gaz et le pétrole nécessite de plus en plus la construction de nouvelles lignes de pipelines. Le pipeline est un système de canalisations à haute pression qui peut supporter jusqu'à 100 bars, il est utilisé pour le transport à moyenne et grande distance des hydrocarbures liquides et gazeux. Son expansion est marquée non seulement par un accroissement des longueurs de canalisations, en exploitation, mais aussi par une augmentation de leur diamètre. Plusieurs avantages spécifiques du transport par canalisation ont favorisé le développement de ce moyen de transport, notamment:

- La forme liquide et gazeuse des hydrocarbures, qui convient parfaitement à l'acheminement par canalisation ;
- Des pertes d'énergie moins importantes,
- Trajet presque rectiligne qui raccourcit les distances, comparé par rapport aux moyens classiques : bateau, wagon, etc.
- Adaptation aux conditions géographiques (traversée de montagnes, de fleuves, de déserts,) ;
- Emprise au sol quasiment nulle, autorisant les cultures et limitant les servitudes et les nuisances
- Parfaite continuité de marche (pas d'entrave atmosphérique ni climatique) ;
- Adaptation très marquée à l'automatisme (main-d'œuvre réduite par l'emploi de techniques d'automatisation très poussées).

Cet accroissement des gazoducs a fait sortir au premier plan les questions de leur fiabilité et sûreté écologique. Les détériorations subies par un pipeline sont très coûteuses, non seulement le coût de remplacement en lui-même mais également les dommages potentiels causés à l'environnement et la menace à la vie des êtres humains. La rupture des tubes est la cause la plus fréquente des arrêts, elle conduit à des importantes pertes en quantité de gaz et provoque de sérieux dégâts. Parmi les causes de rupture on peut citer : les défauts de fabrication des tubes, l'endommagement des tubes durant le transport et la construction, la surcharge des conduites due à différents type d'écart par rapport à l'exigence du projet et à des surcharges imprévues, la corrosion, le non respect des régimes d'exploitations des conduites et d'autres.

La résistance de ces canalisations à la rupture est assurée par le choix des caractéristiques physico-chimiques du métal du tube, leurs dimensions (diamètre et épaisseur) et par la variation des grandeurs des efforts sollicitant les parois des tubes. En effet la vie d'une structure potentiellement corrosive de canalisation comme les gazoducs, dépend du choix du

matériel, des méthodes de traitement extérieur et du choix du tracé de la ligne afin d'éviter des dommages par corrosion.

Des études récentes, faites par European Gas Pipeline Incident Group, pour 1060 cas de rupture dans les pipelines, ont montré que 49,6 % ont été causées par des agressions externes. Les autres causes d'incidents se répartissent en défauts de corrosion (15,3%), les défauts de construction (16,5%), ouverture de vannes par erreur (4,6%), les glissements de terrain (7,3%) et autres avec 6,7%. [1]

Il existe dans la littérature des méthodes qui analysent la nocivité des défauts précités. Elles sont généralement basées sur l'analyse limite, la mécanique de rupture et la mécanique de rupture d'entaille. Selon le type du défaut, on choisit l'outil adapté. Par exemple, les fissures sont traitées soit par la mécanique de rupture soit par l'analyse limite, les problèmes de corrosion dans les tuyaux sont évalués par l'analyse limite, les enfoncements sont traités par l'analyse limite ; les éraflures sont traités par la mécanique de rupture d'entaille.

L'expérience a montré que, 90% des ruptures dans les canalisations sous pression sont dues à des concentrations de contraintes au voisinage d'un défaut. Ces défauts se regroupent en cinq catégories : les cratères de corrosion, les fissures, les éraflures, les enfoncements ainsi que les défauts dits combinés (enfoncement + éraflure). [2]

Le souci qui préoccupe les exploitants des réseaux de canalisations est d'assurer la maintenance de ces réseaux pour préserver la sécurité des populations ainsi que l'impact que peut avoir une défaillance majeure sur l'aspect environnemental. En outre il ne faut pas oublier l'aspect économique et financier, car les pertes financières sont considérables en termes de remplacement de conduites, de travaux publics et de pertes d'exploitation.

La prévention des ruptures est donc une nécessité et est réalisée par inspection et analyse de la nocivité des défauts constatés

En USA , lors des dix dernières années, des rapports d'accidents publiés par le gouvernement américain font état de plus de 170 fuites dans les pipelines américains de la compagnie Enbridge depuis 2002, selon le *Vancouver Sun*. Le taux d'accidents dans le transport de liquide par pipeline est calculé selon une moyenne par baril au mile. Un baril au mile, c'est le déplacement de l'équivalent d'un baril de liquide sur une distance d'un mile (1,6 km).[3]

En 2010, Enbridge maintenait que son taux d'accident de 4,2 barils pour chaque milliard de barils au mile était l'un des plus faibles aux États-Unis et notait que la moyenne des autres compagnies était de 10,7 barils par milliard de barils au mile.[3]

Au Canada L'Office national de l'énergie veille sur des oléoducs et des gazoducs d'une longueur totale de plus de 70 000 kilomètres. Dès que l'Office constate une hausse des

incidents, comme cela s'est produit dans les cas des fissurations par corrosion sous tension dans les années 90, où il y a eu, en moyenne, 2,5 ruptures par année de [1991 – 2002], il cherche à cerner les causes et ordonne que des mesures soient prises pour assurer le fonctionnement continu des pipelines en sécurité. Ceci a permis de minimiser le taux d'incidents durant la dernière décennie, il a été enregistré que trois (03) ruptures en 2002, deux (02) autres ruptures de pipeline de liquide en 2007, cinq (05) incidents en 2009, quatre ont été causés par une perte en métal, ou fissuration, tandis que le cinquième a été provoqué par un entrepreneur travaillant pour la société pipelinère qui a heurté accidentellement la canalisation et finalement une (01) rupture survenue en 2011 sur un gazoduc.[4]

En Russie et selon Le rapport d'expertise de l'université "Gubkin Oil and Gas" le taux d'incidents à chuter de 0,19 accidents en 1999 à 0,099 accidents en 2009 par mille kilomètres de canalisation équivalent à 1,9 fois. L'analyse des données durant la période [1999 et 2010] a montré que la quantité d'accidents provoqués par la corrosion des pipe, les défauts de fabrication et les fautes du personnel a baissé sensiblement.[5]

Selon le même rapport, durant la période [1999-2009], la moyenne des accidents par mille kilomètres en Russie était en général autour 0.06 par an par mille, pour les pays de l'ouest de l'Europe la moyenne était 0,32 par an, en Amérique du Nord était de l'ordre 0,48 par an par mille. [5]

En Algérie le réseau de pipelines exploité pendant environ 35 ans a été victime de phénomènes de corrosion, le problème réside dans la vitesse d'évolution qui a dépassé les estimations.

Le tronçon de gazoduc GZ1 faisant l'objet de notre étude et reliant la station de compression SC2 Oued M'Seka (W.Laghout) à SC3 Medarreg (W.Tiaret) a fait l'objet en 2004 d'une inspection spécialisée à l'aide d'un outil intelligent Nommé MagneScan HR par une équipe canadienne PII "Group limited Canada", le rapport initial élaboré par PII a des défauts externes de corrosion qui représentent 93,6% de la totalité de tous les défauts identifiés. Le profil de corrosion est la conséquence des revêtements défectueux qui ne bénéficient pas d'une protection cathodique adéquate dont les causes principales de ces endommagements sont provoquées essentiellement par les roches à l'intérieur du remblai ou par l'affaissement du revêtement qui s'est décollé de la canalisation. Les effets de cette corrosion se traduisent par un état de surface de pipe dégradé qui se mesure par des pertes d'épaisseur à des profondeurs variées.[6]

Nous sommes intéressés à la ligne de gazoduc GZ1 où les différents rapports ont montré que les défaillances de l'acier sont causées essentiellement par corrosion et par fissuration.

L'exploitation de ces tubes pendant les trente dernières années présentent aujourd'hui plusieurs anomalies comme conséquences de l'interaction du matériau avec l'environnement de sol agressif qui peut être accentué par des sollicitations mécaniques.

Cette ligne de transport de gaz naturel GZ1 reliant Hassi R'Mell vers la zone industrielle d'Arzew est constituée de tubes roulés soudés en acier API-5L X60 à bas carbone micro alliés (C – Mn). Ces aciers possèdent une grande résistance et une haute limite d'élasticité, ils sont protégés des agressions extérieures par un revêtement hydrocarboné dont l'action est couplée à un système de protection cathodique (PC) avec un potentiel indiqué < -850 mV (Cu / CuSO_4).

Ce travail a pour objectif de proposer une étude complète, à la fois expérimentale et numérique, sur le comportement des aciers API 5LX60 sollicités par contraintes mécaniques et milieu corrosif en l'occurrence un milieu simulé au sol algérien et de sensibiliser les utilisateurs de ce matériau vis-à-vis des risques encourus par le déclenchement de ce type de corrosion dans l'industrie.

Le premier chapitre de cette thèse présente une synthèse bibliographique sur les défaillances dans les aciers de pipelines : corrosion, fissuration, déformation et rupture, montrant la corrosion des aciers de gazoducs par les différents milieux corrosifs ainsi que les sollicitations mécaniques appliquées sur les pipelines.

Le second chapitre explique le contexte industriel avec une présentation du site et un historique sur la ligne à étudier en définissant les rapports d'expertises avec tous les types de défauts détectés ainsi que la nature du sol et la protection employée pour protéger ce gazoduc contre la corrosion

Le troisième chapitre détaille l'étude expérimentale ; il décrit les conditions de laboratoire ainsi que les méthodes utilisées lors de notre travail.

Le quatrième chapitre est une simulation numérique qui s'articule sur une modélisation des défaillances et une estimation de la durée de vie par approche de weibull.

Le dernier chapitre sera consacré à la discussion des résultats obtenus lors de la simulation au laboratoire et de la simulation numérique.

Nous terminerons ce travail par une conclusion et les perspectives.

CHAPITRE I

ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE SUR LES DEFAILLANCES DES OUVRAGES DE PIPELINES

Introduction

Les gazoducs transportent de grandes quantités de gaz naturel, ils sont toujours exposés aux risques d'endommagements que ce soit par des interférences externes ou environnementales. Ces pipelines sont sujets aux fuites ou même aux ruptures qui sont considérées comme des défaillances de l'intégrité du pipeline. La présence d'une fissure ou d'une corrosion dans un gazoduc aussi infime soit elle, peut présenter un risque permanent pouvant provoquer de graves dégâts corporels et matériels. L'objectif de toutes les compagnies pétrolières est de réduire les ruptures des gazoducs dont les conséquences sont souvent désastreuses. L'étude du comportement des conduites enterrées doit être considérée comme un phénomène physico chimique tenant compte des caractéristiques mécaniques du matériau et du mécanisme de la corrosion du métal qui est un phénomène d'ordre électrochimique et qui est lié à une série de considérations conduisant à des mesures électriques complexes.

Toutes ces défaillances mécaniques et chimiques ne peuvent pas être traitées sans la détermination de l'agressivité des sols. Cette dernière dépend non seulement du caractère minéralogique propre du sol mais de sa teneur en humidité qui justifie l'intérêt porté à la conductibilité du sol, à son pH, à la composition chimique de la matière du sol et de son eau d'imprégnation mais aussi à la variation de l'humidité du sol, de son aération et toute donnée qui engendrent des fluctuations notables dans les caractères du milieu agressif.

Pour protéger les gazoducs contre les influences environnementales et donc contre la corrosion, un revêtement au moyen d'un produit adéquat de protection contre la corrosion (protection passive contre la corrosion) et une protection cathodique sont dans la plupart des cas nécessaire afin d'éviter toute perte de valeur et arrêt d'exploitation, les démontages, etc. Un traitement soigné du matériau de protection contre la corrosion doit être assuré, ceci ne peut se concrétiser que si la qualité des surfaces est garantie. Une défaillance de ces systèmes de protection peut influencer rapidement sur l'intégrité du pipeline. Il est fortement recommandé de connaître les causes et les conséquences d'un système de protection défaillant.

I-1 Défaillances mécaniques des pipes

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

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

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

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

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

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

I-1-1 Déformation plastiques des pipelines

La déformation plastiques se produit par un réarrangement de la position des atomes, pour les matériaux dits ductiles, lorsqu'on augmente la sollicitation, on déforme le matériau d'une manière irréversible, cette déformation se produit généralement par un glissement de plan atomiques qui se fait grâce au déplacement de défauts linéaires appelés dislocations.

Les mécanismes mis en jeu lors des déformations plastiques sont définis comme suit :

- | | |
|----------------------------------|--|
| $\text{Re} < \sigma < \text{Rm}$ | La densité des dislocations augmente dans le matériau |
| $\sigma = \text{Rm}$ | Le nombre des dislocations atteint son maximum |
| $\sigma > \text{Rm}$ | Rupture des liaisons atomiques, création de microfissures qui finissent par se rejoindre → rupture |

Le calcul de plasticité est utilisé pour prédire l'amorçage de la fissure ou le taux d'endommagement du matériau. L'action des défauts internes à savoir inclusions non métalliques, fissures et autres rend irrégulière la distribution des contraintes en conditionnant leur concentration. Plus le défaut est important plus son action sur les propriétés mécanique du pipe est forte. Cette action rend la résistance à la rupture fragile plus faible, par conséquent l'action d'un défaut doit être rapportée aux facteurs qui contribuent à la fragilisation des conduites. D'autres parts la baisse de la température rend le métal des conduites susceptibles de rupture fragile. La courbe résilience en fonction de la température des aciers des pipelines et gazoducs présente une transition graduelle de l'état ductile à l'état fragile. Cet intervalle de température délimite la transition des cassures ductiles fibreuses aux cassures cristallines fragiles aux basses plasticités et ductilités. Plus la température de transition est élevée plus l'aptitude de l'acier à la rupture fragile est forte. [7]

I-1-2 Défaillance par fissuration

En mécanique de la rupture, il est admis généralement que la croissance d'une fissure dépend essentiellement de l'état de contrainte et de déformation local en fond de la fissure. Lorsque les effets de la plasticité ne sont pas négligeables, la modélisation de la propagation de la fissure doit tenir compte du comportement réel du matériau.

Il existe trois façons d'appliquer une force pour permettre à une fissure de se propager voir (figure 1):

Mode I - Une contrainte de traction normale au plan de fissure,

Mode II - Une contrainte de cisaillement agissant parallèlement au plan de la fissure et perpendiculaire au front de fissure,

Mode III - Une contrainte de cisaillement agissant parallèlement au plan de la fissure et parallèlement au front de la fissure.

De manière générale, une fissure se propage dans un matériau sous une combinaison de contraintes dans les trois modes.

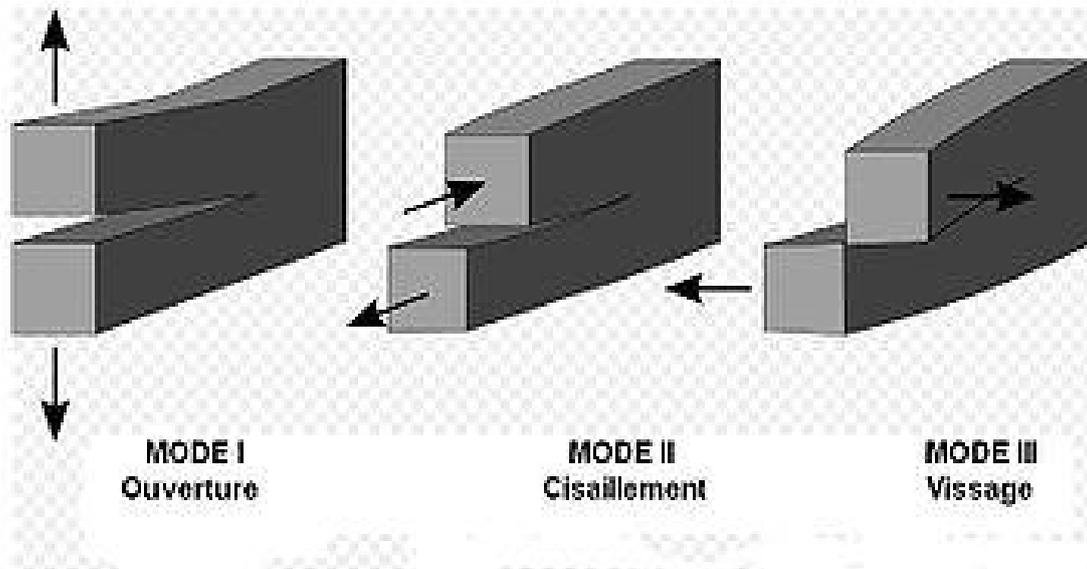


Figure 1 : Mode d'ouverture de la fissure

Les expériences et les études ont montré que la rupture des gazoducs peut s'effectuer soit par chargement limite ou par propagation brutale de la fissure.

1-1-2-1 Défaillance par chargement limite

Le pipe casse par ruine plastique ou appelé aussi chargement limite. On distingue plusieurs modes de chargement des conduites: chargement monotone, chargement cyclique, chargement constant. Chaque mode de chargement correspond à un mode de ruine particulier.

a/ Chargement monotone:

Dans ce cas le chargement croit de façon continue. Le chargement peut consister en un déplacement imposé ou une charge imposée. Dans le cas linéaire (élasticité) les deux cas sont similaires. Dans le cas d'un comportement plastique, il existe une charge limite que la structure ne peut pas dépasser. Dans le cas d'un chargement en force, il y a rupture brutale par instabilité plastique (figure2).

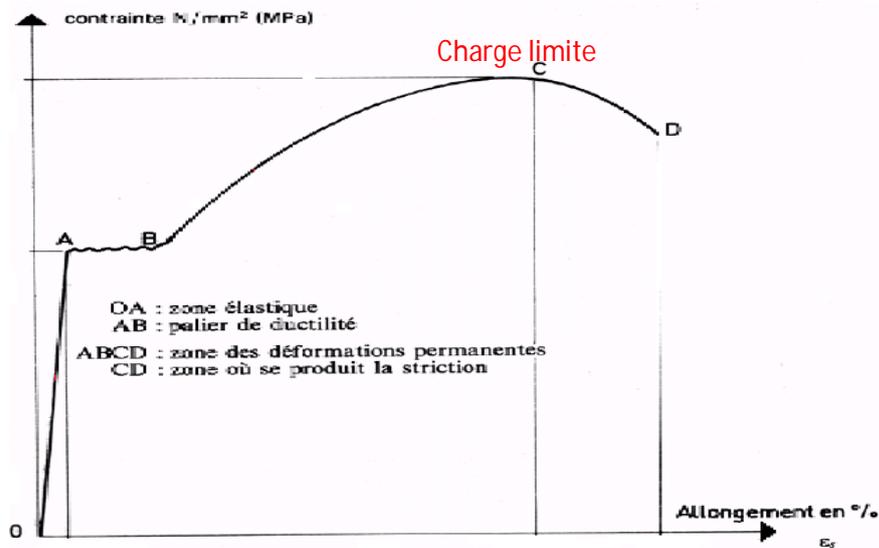


Figure 2 : mode d'endommagement : Charge limite

Les caractéristiques mécaniques dans le cas linéaires sont définies par les relations suivantes :

- Contrainte de limite élastique R_e :

$$R_e = F_e / S_0 \quad (1)$$

Où

R_e : contrainte de limite élastique ($N/mm^2 = MPa$);

F_e : charge de limite élastique (N);

S_0 : section initiale de l'éprouvette (mm^2).

- Résistance à la rupture à l'extension :

$$R_m = F_r / S_0 \quad (2)$$

Où

R_m : résistance à la rupture (N/mm^2);

F_r : charge de rupture (N).

- Allongement total de rupture :

$$a_r = L_u - L_0 \quad (3)$$

Où

a_r : allongement totale de rupture (mm);

L_u : longueur ultime entre repère avant rupture de l'éprouvette (mm);

L_0 : longueur initiale de l'éprouvette (mm).

- L'allongement pour cent (A%) :

$$A = 100 (L_u - L_0) / L_0 \quad (4)$$

- Module d'élasticité (E) :

$$E = R_e / a \quad (5)$$

a : allongement de limite élastique (mm);

Pour les aciers d'étude :

$$E = 210 \text{ GPa} = 210\,000 \text{ N/mm}^2.$$

- Coefficient de striction (Z) :

$$Z = 100. (S_0 - S_u) / S_0 \quad (6)$$

b/Chargement cyclique:

La charge ou le déplacement varie de façon cyclique au cours du temps. La rupture est différée, elle n'interviendra qu'au bout d'un nombre de cycles dépendant de la sévérité du chargement (figure3). On parle de fatigue.

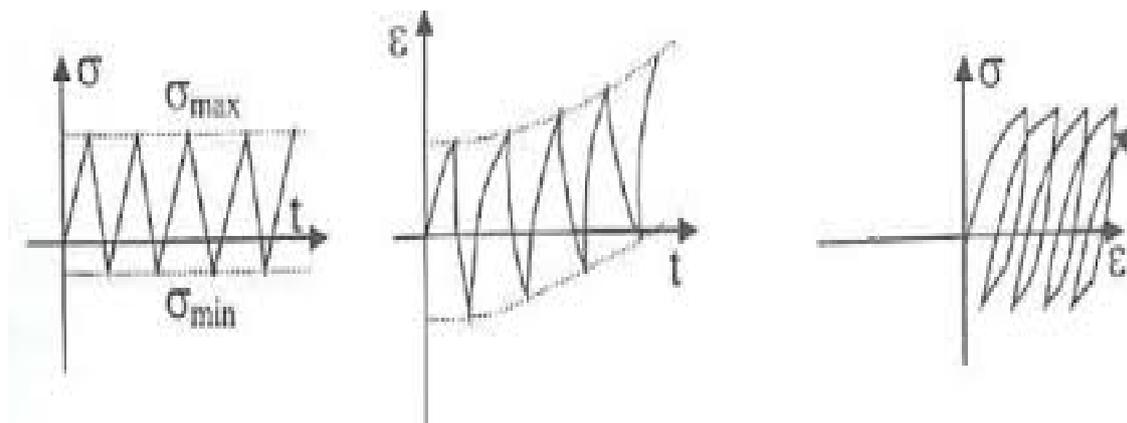


Figure 3 : mode d'endommagement : Charge cyclique

c/ Chargement constant:

Dans ce cas, une charge constante est appliquée sur une structure généralement à haute température c'est à dire pour $T / T_f > 0,5$). Dans cette situation, la structure flue. On se trouve également dans un cas de rupture différée.

d/ Chargements complexes :

Dans certains cas, le chargement peut être plus complexe que dans les cas précédents. Une structure à haute température peut voir son niveau de charge varier au cours du temps. On parle alors d'interaction fatigue-fluage.

Une structure en fatigue dans laquelle se propage lentement une fissure peut subir une surcharge qui entraîne la rupture en cage limite

I-1-3 Rupture Fragile et ductile

L'étude des mécanismes de rupture a pour but de comprendre les processus de rupture et de fournir le critère de rupture adéquat. Il existe deux types de ruptures, les ruptures fragiles et les ruptures ductiles

I-1-3-1 Rupture fragile

La rupture fragile est caractérisée par l'absence de déformation plastique macroscopique, et donc par la propagation très rapide des fissures avec faible consommation d'énergie. Cette rupture intervient lorsque l'énergie de déformation locale due aux sollicitations extérieures devient égale à l'énergie nécessaire de décohésion atomique. La rupture par fissuration rapide peut aussi intervenir pour des conditions anormales à savoir :

- basse température relative ;
- grandes vitesses d'application de la charge (choc) ;
- fatigue ;
- défauts préexistants ou créés en service (le critère de Griffith permet alors d'estimer la contrainte à la rupture) ;
- Présence d'hydrogène atomique fragilisant l'acier.

Deux types de rupture fragile peuvent être trouvés [8]

a/ Rupture fragile trans-granulaire (à clivage)

La rupture suit des plans cristallographiques appelés plans de clivage, elle est caractérisée par un aspect brillant des faciès de rupture cristallin. Ce phénomène se produit par séparation directe le long des plans cristallographiques due à une simple rupture de liaisons atomiques de ce fait la rupture aura lieu sans déformation plastique, dans ce cas le matériau rompt avant d'avoir quitté le régime élastique.

L'interaction de la fissure avec les défauts microstructuraux ou hétérogénéités du métal conduit à des microreliefs très caractéristiques : surfaces de clivage sous forme de traces et marches appelés rivières et languettes (tongues). Les rivières se forment par l'interaction du plan de clivage et de dislocation vis ou par la jonction de deux plans de clivage voisins, et convergeant vers la direction du sens de propagation de la fissure. Lors d'un franchissement d'un joint de grain, soit les rivières se multiplient, soit il y aura un réamorçage dans le grain voisin et ceci selon la désorientation de la fissure qui est fonction de la taille du grain.

Cette rupture se manifeste surtout dans les structures des cristaux cubiques centrés tels que les aciers au carbone et elle est facilement amorcée à partir d'inclusions de sulfures elliptiques. Ce cas là peut être rencontré dans les gazoducs.

b/ Rupture fragile inter granulaire

La rupture suit les joints des grains, elle est caractérisée par une décohésion inter granulaire ; elle survient par accumulation d'impuretés ou d'inclusions qui sont à l'origine d'une fragilité introduite. Cette rupture présente deux aspects à l'échelle microscopique : aspect lisse, si la rupture suit les joints des grains avec déformation plastique réduite ; aspect de cupules. Dans ce cas là les critères de rupture adoptés sont les critères de contrainte critique (la rupture intergranulaire) et les critères d'allongement critique (rupture ductile)

La rupture inter granulaire se manifeste sous deux formes : Rupture fragile à basses températures quand les éléments d'impuretés ségrégués au joint du grain diminuent l'énergie de cohésion de ces joints ; et rupture inter granulaire par fluage aux températures moyennes et élevées ($\geq 1/3 T_{\text{fusion}}$). Les défauts qui conduisent à ce type de rupture sont initialement des cavités puis leurs multiplications ou décohésion.

Le critère de Griffith (d'après Alan Arnold Griffith) désigne une contrainte maximale au-delà de laquelle un matériau fragile se rompt. La valeur de cette contrainte seuil s'exprime en fonction du module d'élasticité du matériau et de l'énergie nécessaire pour ouvrir la fracture

Le bilan d'énergie de Griffith définit que lorsque la fissuration évolue, la structure restitue de l'énergie potentielle et crée effectivement de l'énergie de fissuration. Le principe de Griffith est de dire que le bilan est parfaitement équilibré, c'est à dire que toute l'énergie potentielle restituée est effectivement transformée en énergie de fissuration. Autrement dit, en supposant que l'évolution de la fissuration est continue en temps, le bilan d'énergie dit que l'on doit avoir :

$$G = G_c \text{ quand la fissure se propage}$$

Où

G représente le taux de restitution d'énergie potentielle

G_c représente la densité surfacique d'énergie de fissuration effective

En résumé, dans la théorie de Griffith de la rupture fragile, la propagation des fissures est régie par trois principes:

- ❖ Un principe d'irréversibilité disant que la fissuration ne peut que croître ;
- ❖ Un principe de stabilité disant que la fissure se propagera s'il existe une direction de propagation suivant laquelle la restitution d'énergie potentielle sera suffisante pour fournir l'énergie de fissuration correspondante
- ❖ Un bilan d'énergie disant que lors de la propagation la restitution d'énergie potentielle est égale à la création d'énergie de surface.

Ces principes s'appuient sur deux hypothèses relatives à la fissuration :

- a) l'absence de forces de cohésion sur les lèvres des fissures ;
- b) Une densité surfacique d'énergie de fissuration ne dépendant que du matériau et de l'orientation de la fissure mais pas du saut des déplacements.

Donc les hypothèses sont définies comme suit

État de fissuration dépendant de n paramètres :

$$\ell(t) = (\ell_1(t), \dots, \ell_n(t)) \quad (7)$$

Energie potentielle à l'instant t pour l'état de fissuration

$$\ell : P(t, \ell) \quad (8)$$

Energie de fissuration pour l'état de fissuration

$$\ell : D(\ell) \quad (9)$$

Les trois principes régissant à chaque instant t l'évolution de $\ell(t)$ sont déterminés par les équations suivantes :

Condition d'irréversibilité :

$$\dot{\ell}_i(t) \geq 0 \quad (10)$$

Condition de stabilité :

$$-\frac{\partial P}{\partial \ell_i}(t, \ell(t)) \leq \frac{\partial D}{\partial \ell_i}(\ell(t)), \quad \forall i \quad (11)$$

Bilan d'énergie :

$$\left(\frac{\partial P}{\partial \ell_i}(t, \ell(t)) + \frac{\partial D}{\partial \ell_i}(\ell(t)) \right) \dot{\ell}_i(t) = 0, \quad \forall i \quad (12)$$

Pour le cas d'un chargement monotone à un paramètre et d'une fissuration à un paramètre

La loi d'évolution de $t \rightarrow \ell(t)$

Condition d'irréversibilité :

$$\dot{\ell}(t) \geq 0 \quad (13)$$

Condition de stabilité :

$$-t \dot{\ell}(t) \leq D'(\ell(t)) \quad (14)$$

Bilan d'énergie :

$$(t \dot{\ell}(t) + D'(\ell(t)) \ell(t) - 0) \quad (15)$$

I-1-3-2 Rupture ductile

La rupture ductile se caractérise par une forte énergie de rupture, une importante déformation à rupture, un faciès mat et fibreux et par la possibilité de déformation plastique importante.

Le type le plus courant de rupture ductile est la rupture par traction avec apparition de striction. [8]

La rupture ductile se manifeste essentiellement par la présence des inclusions ou précipités. Elle résulte de la naissance des cavités, l'allongement de ces cavités dans le sens de déformation et coalescence de celles-ci par striction ou cisaillement qui conduisent à la rupture finale. Les défauts responsables de l'amorçage dans la rupture ductile sont essentiellement les éléments d'addition dans les alliages, les inclusions, les précipités (par traitement thermique) et les joints de grain (points triples). A l'échelle macroscopique, on voit des micro-reliefs appelées cupules.

Dans les matériaux des gazoducs alliés, il existe des particules composées de différents éléments d'alliages très fragiles et ne peuvent accommoder la déformation plastique de la matrice. Comme ces particules ne peuvent pas se déformer aussi facilement que la matrice, elles perdent leur cohérence avec la matrice quand une déformation plastique intense se produit dans leur voisinage et permettent la formation de minuscules trous qui croissent par glissement et qui provoquent la rupture.

Au début des années 70, une grande campagne d'essais d'éclatement de tubes a été organisée par l'A.G.A (American Gas Association). Les essais ont été réalisés au Battelle Memorial Institute (B.M.I.) [Maxey,1981] et par l'American Iron and Steel Institute (A.I.S.I.). Ils ont abouti à l'établissement de relations donnant le niveau de résilience minimum admissible en fonction des caractéristiques de la structure (diamètre, épaisseur), celles de l'acier (limite d'élasticité, résilience), et des conditions opératoires (pressions de service, nature du fluide, enfouissement éventuel de la ligne). Plus tard, les laboratoires européens de British Gas Corporation (B.G.C.) [Fearneough and ones,1981], de Centro Sviluppo Materiali (C. S.M)

[Bonomo et al,1981] de mannesmann [Vogt and Weidenho,1984] ainsi que les laboratoires japonais [Kuritaetal.,1981] [Sugie et al.,1982] ont également réalisé de tels essais et établi leurs propres corrélations. Le tableau 1 donne quelques-unes de ces corrélations basées sur plus de 200 essais effectués depuis 30 ans

Corrélation du B.M.I. Cette corrélation est basée sur la comparaison des relations entre la force motrice et la vitesse de fissure ductile du tube et entre le niveau de pression de la décompression et la vitesse de l'onde de pression de fluide. La décompression du fluide peut être étudiée indépendamment de la rupture. Par contre, la rupture ductile du pipe doit être étudiée simultanément avec la décompression. (Tableau1, Tableau 2)

Tableau1: Corrélations donnant l'énergie Charpy minimale pour garantir l'arrêt de la fissure

Organisme [référence]	Relation
Battelle Memorial Institute (Maxey,1974)	$C^{[2/3]}_v = 2,382 \cdot 10^{-5} \sigma H(eR)1/3$
American Iron and Steel Institute	$C^{[2/3]}_v = 2,377 \cdot 10^{-4} \sigma^3/2H(2R)1/2$
British Gas Corporation Fearneough and Jones,1981	50% condence: $C^{[2/3]}_v = PR^2 / e^{1.5} 10^3 (1,54 - 0,288 R^{0,25} / e$ 95% condence: $C^{[2/3]}_v = PR^2 / e^{1.5} 10^3 (1,76 - 0,288 R^{0,25} / e$
Centro Sviluppo Materiali Italsider [Bonomo et al., 1981]	$C^{[2=3]}_v = -0,627e-6,8 \cdot 10^{-8} R^2/ e + 2,52 \cdot 10^{-4} R\sigma_H + 1.245 \cdot 10^{-5} Re\sigma^{2.1}_H / d$
Nippon Kokan [Kurita et al., 1981]	$C^{[2/3]}_v = 1,765 \cdot 10^{-6} \sigma^{2.1}_H D^{0.6} e^{0.05}$
Japon [Sugie et al., 1982]	$C^{[2/3]}_v = 2,498 \cdot 10^{-6} \sigma^2.33H D^{0.3} e^{0.47}$
Mannesmann Vogt and Weidenho , 1984]	$C^{[2/3]}_v = 19,99 \exp 0,287 \cdot 10^{-8} \sigma^{1.76}_H D^{1.09} e^{0.585}$

avec

$C^{[2/3]}_v$: énergie Charpy (J) requise mesurée sur éprouvette réduite (épaisseur2/3)

D : diamètre du tube (mm)

e : épaisseur du tube (mm)

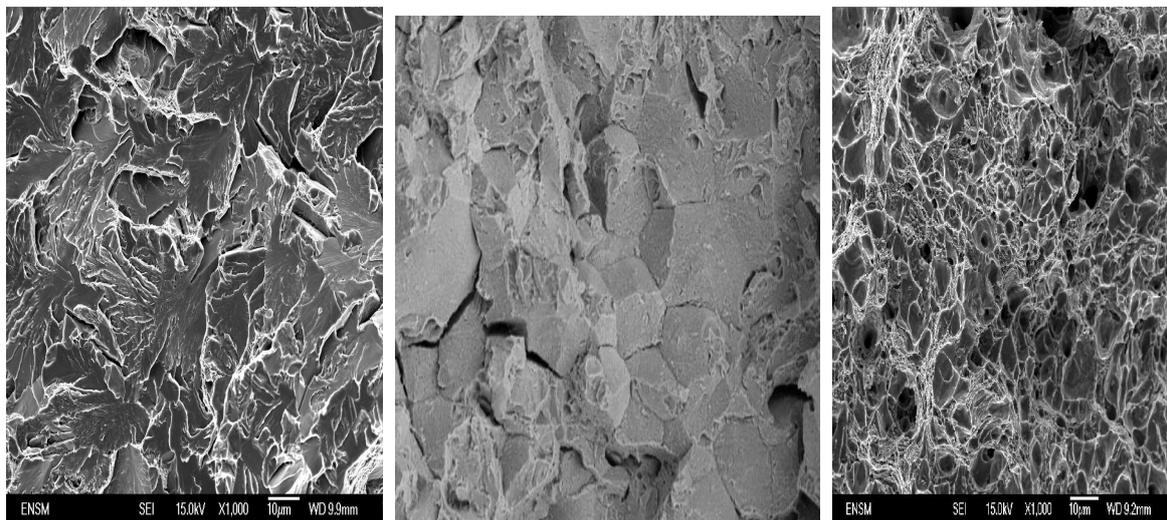
σ_H : contrainte circonférentielle maximale admissible dans le tube (MPa)

H : profondeur d'enfouissement (mm),

Tableau 2: Domaine de validité approché des corrélations données dans le tableau 1

Diamètre du tube	600 à 1420mm
Epaisseur des pipes	6 à 26mm
Contrainte circonférentielle	130 à 450MPa
Profondeur d'enfouissement	jusqu'à 1.3m
Milieu utilisé	méthane, air
Matériaux grade	jusqu'à API5L X80
Energie Charpy maximale	$C^{[2/3]}_V = 100J$

La figure 4 montre des cas réels de ruptures des pipes GZ1



Clivage

Rupture intergranulaire

Rupture ductile par cavitation

Figure 4 : Quelques exemples de ruptures de la ligne GZ1 [6]

I-2 Défaillances par corrosion

La corrosion est L'interaction physico-chimique entre un métal et son milieu environnant entraînant des modifications dans les propriétés du métal et souvent une dégradation fonctionnelle du métal lui-même, de son environnement où du système technique constitué par les deux facteurs. Cette définition admet que la corrosion est un phénomène nuisible, elle détruit le matériau et réduit ses propriétés. (Figure 5) [9]

Il existe deux formes de corrosion; corrosion généralisée (uniforme) et corrosion localisée.

1. Corrosion généralisée : C'est la forme la plus classique de corrosion, elle se caractérise par l'existence de plusieurs processus électrochimiques individuels qui se produisent uniformément sur toute la surface considérée, toute la surface est simultanément cathode et anode. Elle se traduit en diminution d'épaisseur si les produits de corrosion sont solubles, ou par un dépôt uniforme s'ils ne le sont pas.
 2. Corrosion localisée : Elle se déroule en un lieu spécifiquement anodique d'une surface où d'une structure métallique ; il existe plusieurs types de corrosion localisée notamment la corrosion galvanique, la corrosion cavernueuse, la corrosion par piqûre, la corrosion intergranulaire, la corrosion sélective, la corrosion érosion et la corrosion sous contrainte.
- [10]

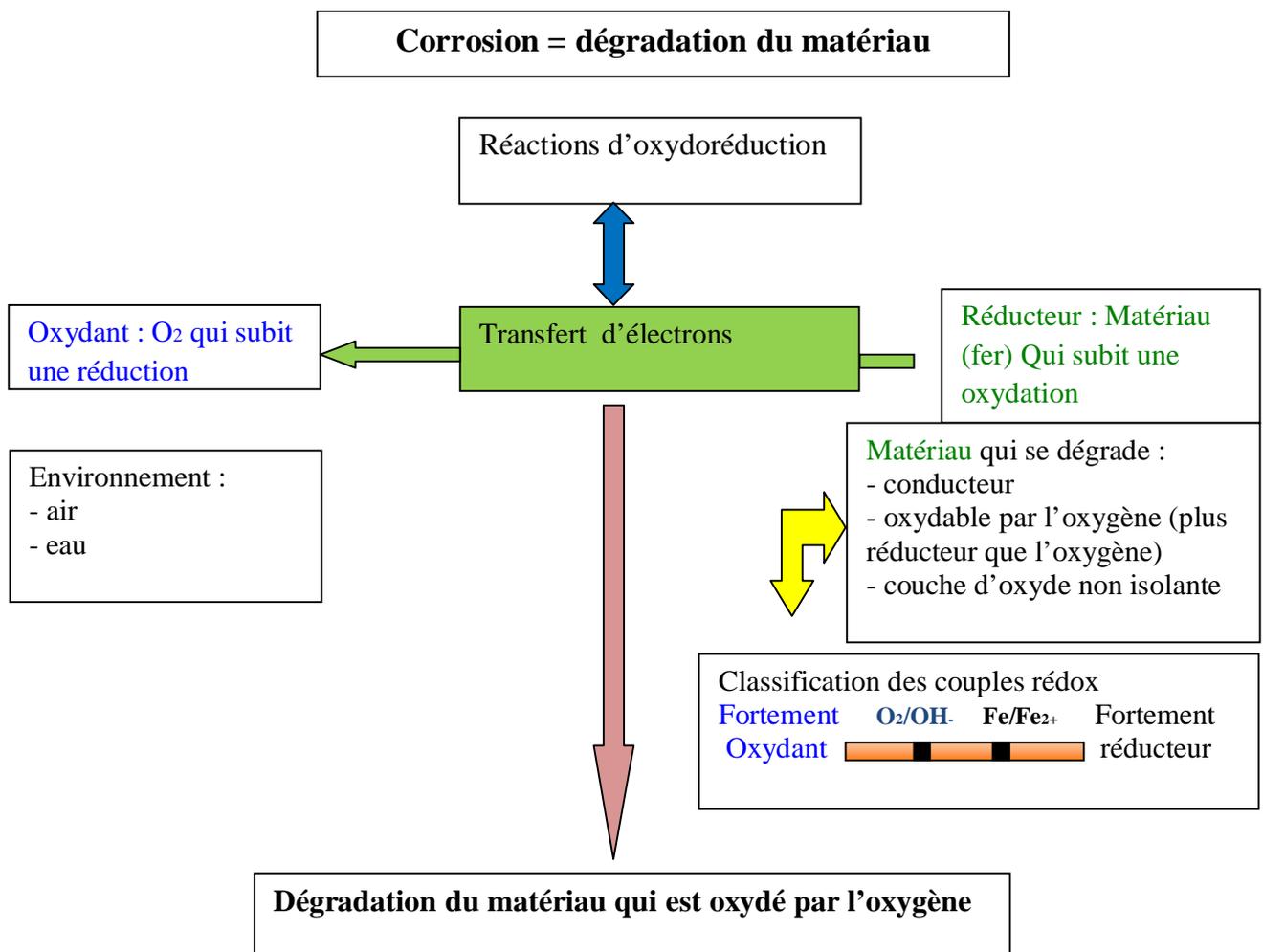


Figure 5: Schéma de la défaillance du matériau en présence de l'oxygène

I-2-1 Corrosion des aciers par les sols

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

Selon Trabenelli et al [11], le sol peut être considéré comme un système hétérogène de pores avec des caractéristiques colloïdales, l'espace entre les particules du sol peut être rempli avec de l'eau ou du gaz. La corrosivité du sol est considérée comme la capacité de l'environnement à produire et à développer le phénomène de corrosion. Le sol est défini comme un électrolyte et ceci peut être compris au moyen de la théorie électrochimique. La mesure de l'agressivité des sols pour les métaux peut être déduite de la mesure de leur résistivité électrique. C'est le critère d'appréciation le plus fréquemment utilisé. Les sols constituent un puissant moyen d'épuration et de recyclage des eaux. Le complexe argilo-humique confère des propriétés d'adsorption et d'échange : le sol constitue un système accumulateur de substances très diverses. L'adsorption moléculaire et la rétention des micro-polluants organiques dans les sols sont plus ou moins fortes et plus ou moins réversibles. La nature de la molécule détermine son pouvoir de rétention, par son poids moléculaire, par sa charge, par la conformation de la molécule et son affinité à établir des liaisons covalentes, par sa solubilité dans l'eau. La capacité d'adsorption ionique et la rétention des cations (Ca, Mg, K, Na) du sol varient essentiellement en fonction de son épaisseur, de sa teneur en argile et en matières organiques. Les anions tels que Cl^- , NO_3^- , SO_4^{2-} ne sont pas retenus et migrent par convection ou par diffusion alors que certaines molécules sont fortement retenues dans le sol, comme par exemple les phosphates.

La microfaune et la microflore du sol lui confèrent une importante capacité d'épuration biologique. L'azote organique protéinique et l'azote minéral sont métabolisés avec alternance de phases aérobies de minéralisation et de phases anaérobies de dénitrification. Les différentes voies de catabolisme des micro-polluants organiques, via des enzymes, aboutissent à la production de déchets (dégradation totale de la matière organique), que sont le dioxyde de carbone et le méthane, ou à des métabolites secondaires (dégradation partielle) parfois plus toxiques que la molécule d'origine.

En revanche, les solvants chlorés, l'acétone et le benzène sont très peu retenus par les sols et peuvent atteindre rapidement les nappes avec une grande persistance en entraînant avec eux d'autres molécules polluantes adsorbées.

Le sol peut être un réservoir pour les germes pathogènes introduits accidentellement. Les bactéries circulent relativement peu dans les sols et sont retenues dans les premiers centimètres, à la différence des virus qui sont facilement entraînés et peuvent contaminer la nappe sous-jacente

Les dégâts causés par la corrosion sont inévitables et sont extrêmement élevés. Pratiquement tous les milieux sont corrosifs. On parle de corrosion par l'air, l'eau de mer ou l'oxygène, par l'atmosphère ou les sols, par les acides, les bases ou les sels, par les bactéries ou les moisissures. L'utilisation des canalisations en acier pour le transport des hydrocarbures suppose qu'on a trouvé des moyens sûrs pour les protéger contre les phénomènes d'attaque par les différents éléments agressifs. L'évaluation de l'agressivité du sol est extrêmement délicate, elle dépend de nombreux facteurs à savoir l'aération et la perméation aux gaz et à l'eau, l'hétérogénéité du milieu au contact de la surface du matériau, le taux d'humidité, la teneur en sels, l'alcalinité ou l'acidité (pH), la richesse du sol en ions solubles, la présence de bactéries, présence de tanins ou de quinones, présence d'une couche humifère, éventuels êtres vivants. Les paramètres caractéristiques du sol eux aussi jouent un rôle important définissant le type et l'évolution de la corrosion à savoir la profondeur d'enfouissement, la température, la gravité spécifique apparente, la granulométrie, la composition minéralogique, la capacité de rétention en eau, la porosité, la compacité et la plasticité.

L'interprétation des valeurs et renseignements que l'on peut recueillir est souvent difficile. Il y'a cependant une donnée relativement facile à mesurer en prenant les précautions nécessaires il s'agit de la résistivité du sol. Les basses résistivités entraînent des corrosions rapides, pour les hautes résistivités l'évolution est lente et des fois même négligeable. La résistivité est très variable selon les régions et la nature des sols car elle dépend du taux d'humidité et de la température (voir tableau 3) [12]

Tableau3 : Résistivité en fonction de la nature du sol

Nature du terrain	Résistivité (en $\Omega.m$)
Terrains marécageux	De quelques unités à 30
Limon	20 à 100
Humus	10 à 150
Sable argileux	50 à 500
Sable silicieux	200 à 3000
Sol pierreux nu	1500 à 3000
Sol pierreux recouvert de gazon	300 à 500
Calcaires tendres	100 à 300
Calcaires fissurés	500 à 1000
Micaschistes	800
Granit et grés en altération	1500 à 10000
Granit et grés très altérés	100 à 600

L'agressivité des sols, évaluée en fonction de la résistivité est d'autant plus forte que la résistivité est plus faible. Une classification de degrés d'agressivité du sol en fonction de La résistivité est donnée dans le tableau 4

Tableau 4 : Degrés d'agressivité du sol en fonction de la résistivité

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

Le taux d'humidité joue un rôle important sur le processus de corrosion par son incidence sur l'aération d'un sol et sur la résistivité du sol. On peut déterminer les indices généraux de corrosivité à l'aide de cartes détaillées. Ainsi l'étude des reliefs du sol permet de définir les points hauts qui sont plutôt secs et aérés, donc peu corrosifs et les points bas qui sont humides et désaérés, donc susceptible d'avoir une corrosion plus élevée. De plus, la présence de zones humides, cours d'eau, des mares, marécages, lacs, tourbières, estuaires, polders, marais et terrains salins, permettra d'évaluer la corrosivité naturelle du milieu.

Le degré d'aération d'un sol est indiqué par le potentiel Redox. Un faible potentiel Redox caractérise des conditions propices à la corrosion bactérienne anaérobie. [13]

I-2-2 Solution de sol GZ1

La corrosion du gazoduc GZ1 est liée principalement à la composition du sol dans lequel cette structure est enterrée. Les techniques disponibles pour déterminer l'agressivité du site sont basées sur les analyses chimiques en laboratoire des échantillons du sol pris de différents emplacements précis, en respectant les procédures d'échantillonnage. Ces procédures assurent une manipulation conforme de manière à ce que la composition ne soit pas modifiée pendant le transport et toutes les précautions doivent être prises afin d'éliminer la contamination ou le changement de la composition de l'échantillon causé par la température ou les manipulations inadéquates. Plusieurs prélèvements de sol ont été pris de divers sites considérés les plus agressifs.

L'extrait de sol a été préparé selon la norme française. Une masse de sol est prise alors mélangée avec de l'eau distillée et analysée par micro analyse de spectrophotométrie. Les compositions chimiques du sol à différents endroits sont données dans le tableau 16. Les éléments agressifs favorisant la corrosion du sol sont principalement le chlorure, le sulfate et le contenu de bicarbonate. [40]

Tableau 16 : Composition chimiques des solutions du sol GZ1 de divers sites.

(Si: le sol sélectionné pour analyse) [40]

Site	Masse (mg/L)					
	Ca ²⁺	Mg ²⁺	K ⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻
S1	94,60	56	7.6	76,9	736	117
S2	18,96	16,44	11,7	47,33	458,4	183
S3	----	---	6	7,8	74	218
S4	2,00	29,04	1,82	22,69	37,48	160

I.2.3 Les mécanismes de corrosion du sol

Le sol est un amalgame complexe de solides, liquides et gaz, il contient de grandes quantités de minéraux différents de granulométrie variable selon leur provenance ; Les sables contiennent des particules pouvant atteindre 2 mm, les particules de l'argile n'ont que quelques microns de diamètre. La plus part des sols ont un pH compris entre 5 et 8. La teneur en sel est en fonction des précipitations et les cations les plus répandus, cause d'agressivité, sont les ions potassium, sodium, magnésium et calcium. Les anions présents sont les chlorures et sulfates. Ces derniers augmentent la conductibilité de l'électrolyte, ce qui facilite donc les transferts électriques causant la corrosion. A la profondeur des conduites, il y'a presque toujours de l'air donc de l'oxygène.

Pour les canalisations métalliques deux mécanismes de corrosion du sol peuvent être distingués

I.2.3.1 La corrosion électrochimique.

La corrosion électrochimique se produit lorsqu'il existe une hétérogénéité soit dans le métal soit dans le milieu qui l'environne (ou les deux). Cette hétérogénéité va produire une différence de potentiel entre différents points du métal et si ce matériau se trouve dans un milieu électrolytique, il y aura formations des piles qui vont débiter dans la masse métallique, car elles sont en court-circuit. Les zones anodiques sont corrodées.

La corrosion d'un métal dans un sol résulte de l'activité de piles d'où le terme de « pile de corrosion ». Cette pile électrochimique est un système composé de deux électrodes une partie métallique anodique (siège des réactions d'oxydation) et une partie métallique cathodique (siège des réactions de réduction), immergées dans un électrolyte et connectées entre elles par un conducteur électrique. Les piles sont divisées en deux grandes classes :

- Les piles constituées de métaux différents ou couple galvanique.
- Les piles de concentration dont les deux électrodes sont identiques, mais dans lesquelles l'électrolyte présente une composition différente au voisinage de chaque électrode [14]

a/ Réactions cathodiques :

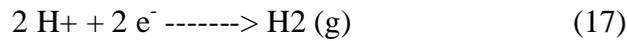
Les réactions cathodiques diffèrent selon la nature des sols, on peut citer:

Les réductions du proton H^+ ou de l'eau se produisent de préférence dans des sols très acides ou dans des sols neutres privées d'oxygène.

La réduction de l'eau :

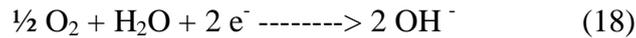


La réduction du proton H⁺ :



} Fragilisation

Par contre dans un sol oxygéné, nous aurons la réduction de l'oxygène. C'est le cas le plus rencontré.



La présence d'oxygène à la surface du métal dépend de la structure du sol : son épaisseur, sa porosité, son humidité et plus particulièrement son taux de saturation.

b/ Réactions anodiques :

La réaction anodique se limite à la réaction suivante :



De plus, lorsqu'une canalisation traverse des sols de nature différente, le potentiel d'équilibre du métal avec chacun de ces milieux peut être différent. Ceci entraîne la formation d'une pile car il y a mise en place d'une zone anodique et d'une zone cathodique.

La différence de potentiel d'équilibre entre l'acier enfoui dans le sable et l'acier enfoui dans l'argile est environ de 0,3V. La partie de la conduite située dans l'argile est anodique et sera donc corrodée par rapport à celle placée dans le sable. On peut distinguer deux types de corrosion selon la localisation des réactions anodiques et cathodiques : une corrosion dite absolue et une corrosion dite relative. La corrosion absolue serait due à des micropiles de corrosion dans lesquels les zones anodiques et cathodiques sont très petites et très proches les unes des autres. La corrosion se caractérise par un phénomène régulier et uniforme. Elle peut être considérée comme peu dangereuse à court terme. Par contre la corrosion relative est due à des macropiles de corrosion. Elle est plus préoccupante car elle peut provoquer une perforation des canalisations. Elle est caractérisée par des zones anodiques et cathodiques ayant des dimensions de quelques dizaines à plusieurs centaines de mètres. Les macropiles sont surtout liées à l'hétérogénéité de la composition du sol et à l'aération différentielle. Ces deux phénomènes sont dépendants l'un de l'autre.

La nature du sol agit sur la concentration en oxygène du sol. La variation de ce taux, le long d'une canalisation provoque la formation des macropiles. Ainsi, les secteurs les plus aérés

fonctionnent comme des cathodes vis à vis de ceux qui le sont moins qui deviennent des anodes. Ceci est remarqué lors de la présence dans un sol sableux d'une masse argileuse (zone imperméable) au contact de la conduite, ou d'un passage d'une conduite d'un sol relativement sec à un sol humide, d'une différence de la profondeur de pose, ou encore de nappes. Tous ces phénomènes peuvent faire varier la concentration de l'oxygène au contact de la canalisation.

Dans les structures enterrées, la corrosion est due à des courants dont l'origine est extérieure à la structure. Cette situation se rencontre lorsqu'une structure enterrée se trouve placée dans un champ électrique créé par des courants continus circulant dans le sol qui sont dérivés par la canalisation. Les zones où le courant entre dans la canalisation sont le siège de réactions cathodiques, tandis que les zones où le courant quitte la canalisation vers le sol sont le siège de réactions anodiques entraînant la dissolution par électrolyse. Les sources classiques de courants continus dits « courants vagabonds » sont les lignes de chemin de fer électrifiées, les lignes tramways, les conduites de gaz.

1.2.3.2 Corrosion microbiologique

La corrosion microbienne est la conséquence d'interactions qui se manifestent entre des bactéries et les matériaux sur lesquels elles se sont fixées. Ce phénomène qui se produit dans des eaux privées d'oxygène, en présence de sulfates et de bactéries réductrices du soufre, lesquelles réduisent les sulfates à l'état de sulfures, avec libération d' H_2S qui attaque les matériaux avec lesquels l'eau est en contact en causant la détérioration de pipelines. L'attaque corrosive peut être très rapide et avoir des conséquences très graves à savoir percement entraînant des fuites et même des ruptures sur les conduites. [15]

On distingue plusieurs types de corrosion microbiologique :

a/ La corrosion due aux bactéries sulfato-réductrices

Les bactéries responsables de ce type de corrosion sont principalement des *Desulfovibrio*, des *Desulfomonas* et des *Desulfomaculatum*. Ce sont des bactéries anaérobies capables de transformer les sulfates et les sulfites en sulfures. La présence de ces bactéries dans divers lieux corrodés est attestée par l'odeur particulière que dégagent les sulfures accumulés. [16]

b/ La corrosion due à des bactéries acidogènes :

Le métabolisme de très nombreuses bactéries conduit à la libération transitoire d'acides organiques (*Clostridium*), mais aussi d'acides minéraux (*Thiobacillus*, *Thiooxydans*), dont le

résultat est une diminution sensible du pH du milieu. Cette acidification entraîne une accélération de la corrosion par des processus chimiques.[17]

c/ La corrosion due aux bactéries oxydant le fer et le manganèse

Ce sont surtout les bactéries micro aérobie des genres Gallionella, Sphaerotilus, Crenothrix, et Leptothrix qui oxydent les ions ferreux Fe^{2+} en ions ferriques Fe^{3+} . Ces bactéries sont responsables de points de corrosion, particulièrement sous des dépôts et des incrustations. Cette corrosion est accentuée en présence de chlore et d'oxygène dissous. [17]

d/ La corrosion sous les biofilms

Lorsque des bactéries forment des biofilms, leur adhérence au substrat est augmentée par différents phénomènes dont le plus significatif est la sécrétion de polymères extracellulaires. Ces sécrétions ont une forte disposition à piéger de nombreuses substances présentes dans le milieu comme des colloïdes, et différentes autres matières en suspension ou en dépôt. La corrosion se développe sous les biofilms pour les mêmes raisons que celles que l'on décrit sous les autres types de dépôts, c'est-à-dire aération différentielle, action synergique des bactéries anaérobies corrosives, passivation de l'acier inoxydable, etc. [17]

e/ La corrosion due aux bactéries nitrifiantes

Les bactéries des genres Nitrosomas et Nitrobacter qui oxydent l'ammoniaque en nitrites et nitrates initient une forme de corrosion due à l'acide nitrique issu des nitrites et nitrates néoformés.[18]

f/ La corrosion due à des films algaux

Diverses algues unicellulaires qui se déposent et adhèrent fortement sur différents substrats bénéficiant d'un éclairage suffisant, peuvent abriter sous les films qu'elles forment des bactéries anaérobies responsables de corrosions chimiques. En outre, la mort des algues libère des acides qui accentuent les effets de la corrosion initiée.

I.2.4 Les effets mécaniques du sol.

Les effets mécaniques du sol correspondent au mouvement de terrain qui peuvent se produire de façon naturelle ou par l'activité de l'homme. Le sol entourant une canalisation installée des forces sur cette conduite. Des études ont montré que l'argile et les marnes mises en présence d'eau ont tendance à gonfler en absorbant de l'eau. Ce gonflement peut exercer de fortes

pressions sur la canalisation, elles peuvent être suffisamment importantes pour la déformer et occasionner des fissures. Par contre, si les argiles perdent l'eau par dessiccation par exemple, il y a un phénomène de retrait qui se produit. Ainsi, lorsqu'une canalisation se trouve dans une argile soumise à des cycles de « gonflement - tassement » par suite des fluctuations de la présence d'eau, elle peut subir un désordre important. De même, l'alternance de roches stables et de zones compressibles comme de la tourbière, peut provoquer un cisaillement de la canalisation par tassement du sol non stabilisé.

L'existence d'un vide souterrain peut entraîner des mouvements dans le sol sous-jacent et des efforts (cisaillement, flexion) sur la canalisation qu'il renferme. Deux types de phénomènes peuvent être distingués ; l'affaissement et l'effondrement. Les affaissements progressifs entraînent des mises en compression ou en traction des tronçons successifs d'une canalisation ; Le déplacement du sol peut être dû au mouvement de l'eau du sol. Les effondrements brutaux localisés par formation de cavités soit naturelles (cavité de dissolution), soit artificielles (tunnels, mines).

I-3 Défaillance du système de protection

Le contrôle de l'efficacité de la protection des canalisations enterrées est un problème difficile à résoudre, les différentes méthodes de contrôle ne permettent pas toujours de garantir totalement à elles seules l'absence de toute corrosion. L'emploi de méthodes de contrôle plus affinées et plus rapprochées le long de canalisations, quand le risque le justifie permet de réduire la marge d'erreur dans la recherche des manques de protection. Dans les cas les plus difficiles à savoir les revêtements particulièrement décollés et les calorifuges, il est nécessaire de faire appel à un matériel de contrôle spécifiques nommés racleurs instrumentés afin de détecter de l'intérieur les zones éventuelles de corrosion externe sur les canalisations enterrées. Dans certains cas les canalisations enterrées ou immergées peuvent subir des dégradations plus au moins importantes dues à la présence de courants extérieurs dont l'origine est totalement indépendante de celles des courants mis en jeu dans les phénomènes naturels de corrosion d'un acier en contact avec un électrolyte ou des courants de protections cathodiques. Ces courants d'influences peuvent être de forme continue ou alternative. Les moyens de protection électriques contre les dommages que provoquent ces courants sont en étroite affinité avec la protection cathodique de l'ouvrage à protéger.[19]

La protection anodique (Passivation) consiste à augmenter le potentiel d'un matériau métallique pour le porter à un niveau de passivité stable dans le milieu environnant.

En se basant sur la norme ISO 8044 intitulée « corrosion des métaux et alliages- termes principaux et définitions » ; [20]

- La protection électrochimique est une technique de protection contre la corrosion obtenue par contrôle électrique du potentiel de corrosion.
- La protection cathodique est une protection électrochimique obtenue par diminution du potentiel de corrosion à un niveau pour lequel la vitesse de corrosion du métal est réduite de façon significative
- La protection anodique est une protection électrochimique obtenue par augmentation du potentiel de corrosion jusqu'à une valeur correspondant à l'état passif.
- La protection galvanique est une protection électrochimique pour laquelle le courant électrique est fourni par une pile de corrosion obtenue en reliant une électrode auxiliaire au métal à protéger. La protection galvanique est le plus souvent une protection cathodique avec anodes dites galvaniques ou sacrificielles, mais elle peut être parfois une protection anodique.
- La protection par courant imposé est une protection électrochimique pour laquelle le courant de protection est fourni par une source extérieure d'énergie électrique (en courant continu). Cette protection est le plus souvent une protection cathodique avec anodes dites déversoirs, ou lits d'anodes) mais elle peut être parfois une protection anodique.
- La protection par drainage électrique est une protection électrochimique contre la corrosion par courants vagabonds réalisés par drainage de ces courants hors de l'ouvrage métallique.

1-3-1 Défaillance de la protection Passive

Une protection passive consiste à créer une barrière assez étanche entre la conduite et le milieu agressif environnant, en le recouvrant d'un revêtement de qualité bien étudié et en le séparant de toute structure externe non protégée. Ce revêtement doit être un bon isolant électrique et présente une bonne résistance mécanique. L'expérience et les mesures ont démontré que cette protection est nécessaire mais elle n'est pas suffisante. En effet malgré toutes les précautions prises, il existe toujours des parties très difficiles à protéger passivement; de plus il est pratiquement impossible d'éviter des blessures au revêtement lors de manipulations ou du montage des lignes. Les conduites recouvertes ont un taux de défaut de recouvrement d'environ 1 par km au moins. Grâce aux méthodes connues de localisation des défauts de revêtements ceux-ci peuvent être détectés et réparés. [21]

1-3-2 Défaillance de la protection cathodique

La proximité des conduites dans un électrolyte commun (sol) peut conduire à des interférences électriques néfastes quand la protection cathodique est appliquée à l'une ou à l'autre sans précaution suffisante. Le courant électrique a tendance à circuler dans les conducteurs qui offrent une résistance minimale. Cela se traduit par la circulation de courants non contrôlés qui protègent l'ouvrage. La situation peut engendrer la corrosion du côté non protégé, situation semblable à l'exemple des canalisations isolées

La norme EN 12954 2001 précise que dans le cas d'influences de longue durée du courant alternatif sur des structures métalliques, il est nécessaire de prendre en compte la possibilité d'une corrosion induite par le courant alternatif. Le risque de corrosion par courant alternatif est plus important sur de petits défauts que sur des grands. Dans ce cas la tension alternative produit un courant circulant de la canalisation à travers tout défaut de revêtement vers la terre. C'est le cas en particulier des canalisations enterrées en acier qui sont susceptibles de subir ces influences au voisinage de lignes haute tension, de centrales électriques ou de système de traction.

Toutes ces causes font varier le potentiel structure-sol, et c'est le cas notamment des courants vagabonds qui provoquent des variations importantes et parfois très rapides et ont pour effet de rendre la canalisation anodique, donc dans une situation de corrosion.

Seule l'application simultanée d'une protection passive et d'une protection cathodique garantit une protection efficace contre les effets de la corrosion électrochimique [21]

1.4 Méta synthèse

Un objectif permanent de l'exploitation des gazoducs est d'assurer des transports massifs du gaz dans le respect de l'environnement et de la sécurité. Cet objectif est atteint par la mise en œuvre de plan de surveillance et de maintenance qui est destiné à maintenir l'intégrité des lignes et éviter toute perte de confinement. Pour atteindre le niveau de sécurité le plus performant, il est nécessaire de comprendre le comportement d'un défaut existant sur une conduite et sous quelles conditions une fissure amorcée ou un défaut de corrosion peuvent s'arrêter rapidement.

De nos jours, la détérioration de ces conduites souterraines par le phénomène de corrosion est devenue une préoccupation croissante des secteurs industriels et environnementaux. En effet, la croissance annuelle du nombre d'accidents surgissant dans les réseaux gazoduc et oléoducs et les budgets énormes de réhabilitation qui en résultent sont à l'origine de la recherche de techniques innovatrices en termes d'évaluation et de prévention contre l'avarie de la

corrosion. Les conduites utilisées dans le système de transport de gaz sont principalement fabriquées en aciers faiblement alliés. La dégradation par corrosion de ce type de conduites métalliques a reçu une grande attention de la part de la société Sonatrach et aussi des producteurs de ces matériaux. Le sol où se trouvent ces pipes est un milieu favorable qui accentue tout type de défauts malgré la protection de ces gazoducs.

La corrosion par les sols est le phénomène qui affecte les canalisations enterrées mettant en jeu l'interaction entre le sol avec sa nature corrosive et le matériau avec ses éléments qui favorisent les réactions cathodiques et anodiques.

Trois aspects à prendre en considération afin de comprendre le phénomène de corrosion sollicité par des contraintes mécaniques :

1. Influence des sollicitations mécaniques sur le comportement des aciers API5L X60 dans un environnement corrosif
2. Les défaillances par corrosion des aciers API5LX60 dans les sols agressifs et l'influence Des facteurs intrinsèques et extrinsèques sur l'évolution de la corrosion.
3. Les moyens de protection utilisés pour limiter au maximum le phénomène de corrosion à savoir les revêtements et l'ajout des inhibiteurs de corrosion aux sols agressifs; il existe deux façons d'ajouter les inhibiteurs au sol: par incorporation directement dans le sol ou par l'intermédiaire de nano-réservoirs dispersés dans le sol [22]

Dans ce contexte, on révèle que l'absence d'une opinion cohérente sur la performance en service de ces réseaux ne cesse de remettre en question les causes plausibles de rupture, la résistance à la corrosion et les méthodes fiables de prévention contre la corrosion. De ce fait, on s'est proposé cette thématique de recherche dont l'objet principal est d'établir un modèle de diagnostic basé sur l'évaluation des paramètres du sol entourant la conduite, l'analyse chronologique des séries de bris et l'évaluation du système de protection appliqué. Les corrélations établies entre ces paramètres permettent d'évaluer l'activité de la corrosion développée sur les surfaces externes des gazoducs. En outre, l'ensemble des données recueillies de cette étude bibliographique permet de calculer la vitesse de corrosion et de la relier aux paramètres pertinents tels que la résistivité du sol, le pH, la teneur en ions chlorure, la présence de défauts dans les matériaux, le mouvement du sol .etc.

Dimitrios et all ont utilisé des équations d'équilibre et la compatibilité des déplacements pour dériver la force axiale appliquée sur la canalisation afin de localiser la combinaison la plus défavorable des efforts axiaux et de flexion et pour considérer la distribution réelle d'effort sur la section transversale de canalisation, afin d'expliquer l'effet de la flexion sur les contraintes axiales et calculer la contrainte maximale de conception. [23]

Shantanu Joshi et all ont analysé Les pipelines enterrés soumis à des défauts par la méthode des éléments finis ils ont déduit que la contrainte maximale de traction est toujours plus critique que les autres contraintes. [24]

Rivera et all ont réalisé des essais électrochimiques de perméabilité de l'hydrogène sur l'acier API5L X60 pour étudier les propriétés de diffusion de l'hydrogène dans l'acier en état brut de réception et dans un état laminé à froid , l'étude a montré que les énergie de liaisons et les densités ont augmenté nettement après le laminage de l'acier. [25]

Erlings et all ont étudié les déplacements élastiques et elastoplastiques de l'acier API 5L X60 dans les cas de la corrosion sous contraintes et la fragilisation par hydrogène. Il a été démontré que selon l'acidité du milieu environnant, le pipe n'a pas besoin d'une déformation plastique pour permettre l'apparition d'une fissure. Il a été déduit aussi que le matériau examiné n'est pas susceptible à la corrosion sous contraintes dans les milieux CO₂ et ou H₂S [26]

Duncumb et Okell ont observé dans les aciers API 5L, des variations dans la vitesse de propagation ultrasonique et de l'angle apparent de la sonde qui peuvent avoir comme conséquence des indications ultrasoniques des caractéristiques géométriques et qui peuvent être interprétés comme défauts de soudures par contre les vrais défauts peuvent être négligés. Une recherche sur ces variations a été décrite, et une méthode pour les compenser a été proposée [27]

Sojka et all ont pu déterminer la résistance à la fissuration due aux sulfures des aciers API 5L X52 et X60 après un laminage à chaud par les tests de traction à charge constante et par une lente traction à vitesse de déformation. Les résultats ont montré que la résistance à la fissuration due aux sulfures dépend fortement de la microstructure, cette résistance augmente considérablement après un traitement thermique : trempe et revenu de l'acier, les mêmes résultats ont été obtenus pour une lente traction à vitesse de déformation. [28]

Majid et all ont étudié l'analyse des défauts sur les aciers API 5L transportant le gaz naturel. Il a été observé trois perforations de différentes dimensions sur la surface extérieure du pipe. Les investigations ont indiqué que les défauts détectés sont dus à un jet d'eau à haute pression survenu d'une autre canalisation au voisinage de pipeline de gaz naturel entraînant des particules de sables et causant une érosion de la canalisation. [29]

Compte tenu de ces phénomènes nous présenterons dans le chapitre suivant, les différents résultats d'expertise montrant les défaillances de la ligne GZ1 API5L X60.

Le transport des hydrocarbures par canalisation a connu un développement important durant les dernières décennies vu son efficacité et ses avantages par rapport aux autres moyens de transport. Le choix des aciers HSLA obtenus par affinement des grains ferritiques a permis d'améliorer les caractéristiques physicochimiques des gazoducs et de minimiser le taux d'endommagement des pipelines. La littérature a montré que les principales causes d'endommagement des gazoducs API5L sont les défaillances par fissuration et par corrosion. Généralement le pipe est protégé contre la corrosion par un revêtement externe associé à une protection cathodique, La fonction première du revêtement externe consiste à protéger la surface de la conduite de l'environnement extérieur. En cas de dégradation ou de défaillance du revêtement, le système de protection cathodique est conçu pour protéger la conduite de la corrosion. L'étude bibliographique a défini tous les types de défaillances, les moyens de protection contre la corrosion, l'influence du sol sur la surface extérieure du pipe et les mécanismes de corrosion par le milieu environnant. Le chapitre suivant va décrire le contexte industriel de notre étude.

CHAPITRE II

CONTEXTE INDUSTRIEL

Introduction

Le réseau gazoducs de Sonatrach compte 14 lignes d'une longueur totale de 8629 km avec une capacité de transport de 142 milliards de m³/an dont 39 milliards m³ destinée à l'exportation. L'activité Transport par Canalisation TRC de la société Sonatrach dispose de 82 stations de pompage et de compression avec une capacité de stockage de près de 3,4 millions m³ et une capacité de chargement portuaire de près de 210 MTA (millions de tonnes par an), un centre national de dispatching gaz (CNDG) à Hassi R'mel et un centre de dispatching des hydrocarbures liquides (CDHL) à Haoud El Hamra. Figure 6

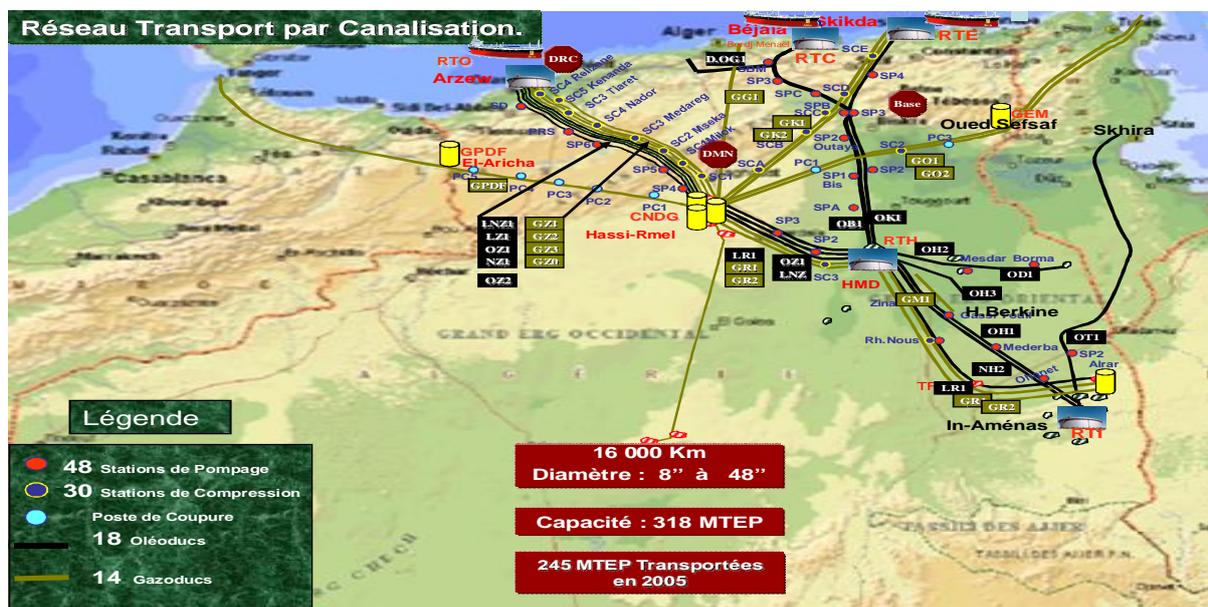


Figure 6 : Réseau de transport par canalisations Sonatrach [30]

La longueur du réseau et répartie par produit comme le montre la figure7

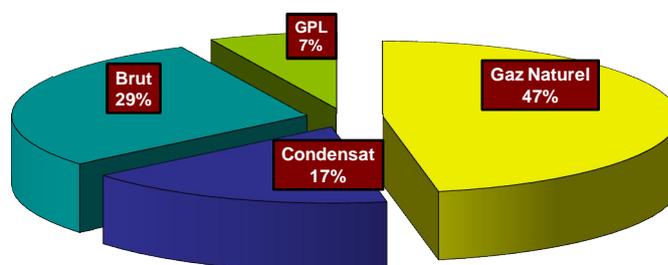


Figure 7 : Répartition de la longueur de réseau de transport par canalisation par produit [30]

La recherche de la fiabilité et de la sécurité des pipelines destinés à transporter le gaz naturel depuis les sites de gisement jusqu'à les unités de traitement a conduit à l'apparition sur le marché d'un nombre important d'aciers alliés destinés à la fabrication des tubes de gros diamètres. Les préoccupations essentielles à l'introduction d'éléments d'alliage dans les aciers des tubes sont liés à l'augmentation des caractéristiques de traction à une mise en œuvre des matériaux les plus aisés possibles surtout pour le soudage et pour des conditions d'emploi sévères notamment une pression de service élevée et un environnement corrosif. La résistance de ces canalisations à la rupture est assurée par le choix des caractéristiques physico-chimiques du métal du tube, leurs dimensions (diamètre et épaisseur) et par la variation des grandeurs des efforts sollicitant les parois des tubes. En effet la vie d'une structure potentiellement corrosive de canalisation comme les gazoducs, dépend du choix du matériau, des méthodes de traitement extérieur et le choix du tracé de la ligne afin d'éviter des dommages par corrosion dus aux sols agressifs.

On observe actuellement un accroissement des exigences concernant les caractéristiques métallurgiques et mécaniques des tubes destinés à la construction des pipelines. telles que l'augmentation de niveau de résilience pour accroître la garantie de tenue à la rupture fragile, la diminution des températures d'essai de résilience pour une utilisation dans des conditions climatiques sévères et la diminution de la valeur du carbone équivalent pour garantir les meilleures conditions de mise en œuvre

II-1 Présentation du site

Sonatrach dispose de 14 gazoducs d'une longueur totale de 8629 km, avec une capacité de transport de 142 milliards de m³/an. Le gazoduc qui intéresse notre étude est la ligne GZ1 40" qui relie Hassi R'mel à Arzew sur une longueur de 507 km. Le tableau 5 présente les caractéristiques des gazoducs Algériens.

Tableau 5 : Caractéristiques des gazoducs du sud Algérien activité TRC/ Sonatrach

Fiches techniques des ouvrages gazoducs de 1961 jusqu'à 2005

N°	Ouvrages	Diamètre (Pouce)	Longueur (km)	Capacité			Année de mise en service
				Design (10 ⁹ .Sm ³ /an)	Réelle (10 ⁹ .Sm ³ /an)	Nombre de jour	
1	GZ0 HR - ARZEW	24"/20"	509	3,56	0,99	330	1961
2	GZ1 HR - ARZEW	40"	507	13,35	11,47	330	1976
3	GZ2 HR - ARZEW	40"	511	13,35	12,56	330	1982
4	GZ3 HR - ARZEW	42"	511	15,23	14,54	330	1988/1990
5	GK1 HRM – SKIKDA	40"	574,87	13,35	3,86	330	1971
6	GK2 HRM – SKIKDA	42"	575,54	14,04	14,04	330	1998/2001
7	GEM1&2 HRM – OESS	2 X 48"	2 X 549	23,98	23,98	310	1982/1987
8	GPDF HR – ARICHA	48"	521	11,47	11,47	310	1996
9	GG1 HRM – ISSERS	42"	437	10,88	7,02	330	1981
10	GR1/GR2 ALRAR – HRM	42" /48"	2 X 961	31,53	31,53	330	1986/1999
11	GM1 GASSI TOUIL – HMD ⁽⁸⁾	40"	150	7,1	7,1	345	1976

Sm³/an: Standard m³/an

Tableau 6 Prévisions de transport & capacités réelles (2006 - 2010)

Ouvrages	PREVISIONS DE TRANSPORT & CAPACITES REELLES (2006-2010)														
	2006			2007			2008			2009			2010		
	PMT	CR	Écart	PMT	CR	Écart	PMT	CR	Écart	PMT	CR	Ecart	PMT	CR	Ecart
GZ0, 1, 2&3	33,97	39,56	5,59	34,21	39,56	5,35	34,27	39,56	5,29	34,40	39,56	5,16	39,60	39,56	-0,04
GK1 & GK2	11,50	17,86	6,36	12,05	17,86	5,81	12,43	17,86	5,43	17,34	17,86	0,52	22,19	17,86	-4,33
GEM1 & 2/.2x 48"	23,04	23,98	0,94	23,05	26,95	3,9	25,23	26,95	1,72	25,96	26,95	0,99	25,97	26,95	0,98
GPDF. 48"	10,10	11,47	1,37	10,10	11,47	1,37	10,10	11,47	1,37	10,11	11,47	1,36	10,11	11,47	1,36
GG1.4 2"	5,82	7,02	1,2	6,23	7,02	0,79	6,46	7,02	0,56	6,77	7,02	0,25	6,86	7,02	0,16
GR 1 & GR/2	29,52	31,53	2,01	29,52	31,53	2,01	29,52	31,53	2,01	29,52	31,53	2,01	29,52	31,53	2,01

Une action de déviation du gazoduc de la ville de Relizane a été réalisée pour éviter tout risque de dégâts humains et matériels Figure 8

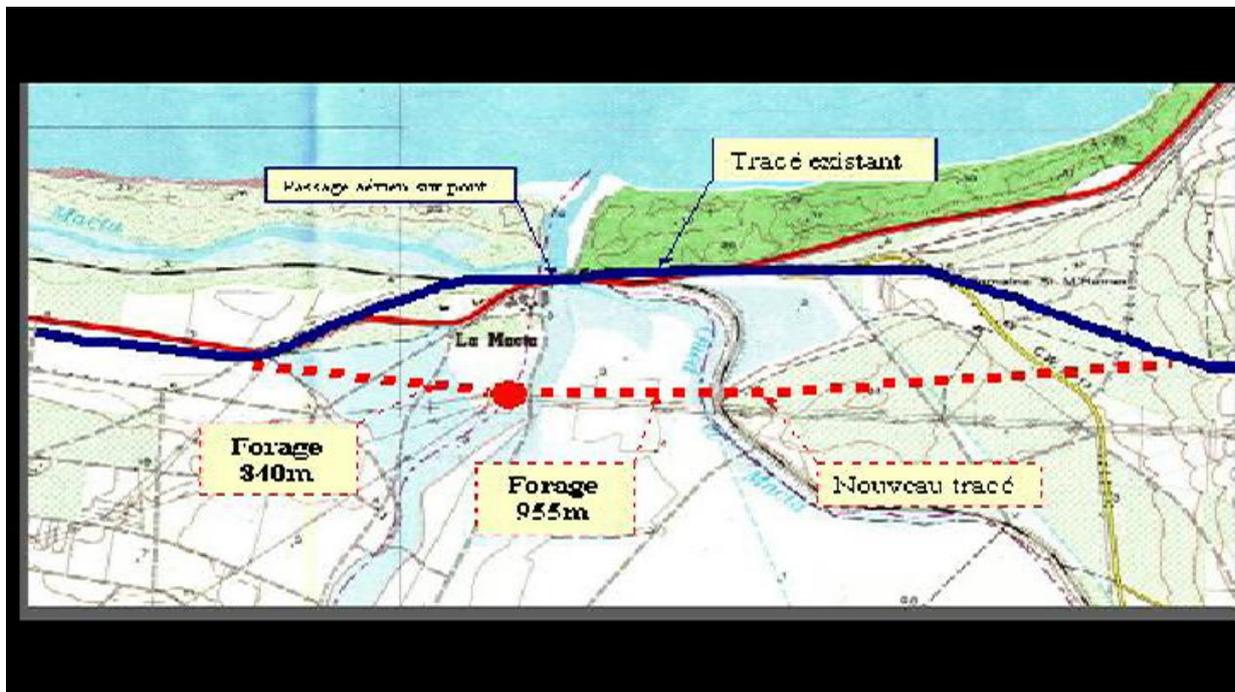


Figure 8 : Le nouveau tracé de la ligne GZ1 (en projet)

II-2 Description de la ligne GZ1

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

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

Cette ligne est constituée de tubes en acier (type roulé soudés), ils sont protégés des agressions extérieures (corrosion, courants vagabonds...) par un revêtement épais appliqué sur chantier et renforcé par un système de protection cathodique (PC). Pour le maintien de la pression le long de trajet, la ligne passe par cinq stations de compression (SC).

Les spécifications techniques de l'implantation de la ligne GZ1 sont définies par le tableau 7

Tableau7 Spécifications techniques de l'implantation de la ligne GZ1 40''

Ligne	Longueur [km]	Diamètre [mm]	Catégorie	Nuance	Epaisseur [mm]	Masse nominale [kg/m]	Pk
GZ1	507	1016	III	X60	12,7	275,65	0-288
		1016	II	X52A	12,7	314,18	288-507
		1016	I	X52A	19,05	465,2	Entrée et sortie

Les paramètres énergétiques d'écoulement du gaz naturel à la sortie des stations sont regroupés dans le tableau suivant 8

Tableau 8 Paramètres énergétiques d'écoulement du gaz naturel à la sortie des stations de services SC.

Ligne	Température Max [°C]	Température Min. [°C]	Pression Max. [bars]	Pression Min. [bars]	Débit [m3/an]
GZ1	81	40	69,8	42	15,33 x 10 ⁶

Ces gazoducs sont en acier à haute limite élastique et faiblement alliée (HSLA). Ils sont obtenus par un refroidissement contrôlé après le laminage et qui devrait avoir comme conséquence une excellente combinaison de la résistance et de la ténacité.

Le développement des tôles TMCP (Thermo Mechanical Controlled Process) obtenus par un laminage à température contrôlée suivie par un refroidissement accéléré a aidé à obtenir un compromis entre une haute limite d'élasticité pour supporter des grandes pressions et une bonne ténacité afin de résister à la propagation de fissures.

Les éléments les plus efficaces sont ceux qu'on cherche à diminuer pour des raisons de soudabilité (carbone), ou d'amélioration des caractéristiques de résilience (carbone, phosphore....etc.), le manganèse est le seul élément d'addition qui soit alors favorable mais avec un effet durcissant très limité. Pour l'azote il est toujours sous une forme de combinaison afin de ne pas rendre l'acier sensible au vieillissement et de détériorer ainsi les propriétés de résilience.

L'une des méthodes d'obtention d'une combinaison de haute résistance, de bonne ductilité et soudabilité des aciers est l'affinement du grain ferritique, celui-ci augmente les caractéristiques de traction en particulier la limite d'élasticité. Les facteurs qui interviennent dans le processus d'affinage sont les éléments d'alliages susceptibles de former des précipités fins, les plus utilisés sont Al, Nb, Ti formant des nitrures où des carbonitrures. L'effet des éléments carburigènes tels que (Cr, Mo) est d'augmenter la trempabilité et d'accroître la stabilité du domaine bainitique en retardant la germination de la ferrite. L'addition de ces éléments alliés au Vanadium (V) permet de diminuer notablement la teneur en carbone. [30], [31]

II-3 Expertise de la ligne GZ1

La ligne GZ1 a présenté un état de corrosion avancé qui a provoqué une perte de métal importante dans différents endroits TRC a sollicité des experts dans le domaine de

l'inspection des canalisations pour voir l'état de ce gazoduc et prendre les actions nécessaires :

Inspection par group limited Canada'' -PII en 2004:

Le tronçon reliant la station de compression SC2 Oued M'Seka (W. Laghouat) à SC3 Medarregh (W.Tiaret) a fait l'objet en 2004 d'une inspection spécialisée par des expert canadiens appartenant au '' group limited Canada'' –PII – en utilisant un outil intelligent MagneScan HR permettant de réaliser un sondage ultrasonique de l'épaisseur des parois.

Un rapport d'expertise a été élaboré définissant à la fois l'état de lieu de la ligne ainsi qu'un plan de remise en service de cette canalisation.

Les défauts détectés ont été classés en trois catégories selon la priorité

Priorité 1 : Les défauts qui nécessitent une revue à la baisse des valeurs nominales opérationnelles de la ligne ou son retrait du service.

Priorité 2 : Les défauts qui nécessitent des réparations immédiates.

Priorité 3 : Les défauts qui menacent l'intégrité de la canalisation et nécessitent des investigations.

L'inspection des canalisations géométriques et par piston à fuite de flux magnétique est réalisée en vue de :

- enregistrer les restrictions et les défauts de géométrie de la canalisation et en mesurer les dimensions ;
- identifier l'emplacement des défauts du parois de la canalisation liés à la perte de métal (corrosion interne ou externe, rayures, ébréchures) ;
- détecter les défauts des soudures circulaires ;
- détecter les éléments de la canalisation non-soudés (gainés, éléments de supportage, manchons non soudés) ;
- enregistrer les éléments de construction et les constructions de réparation de la canalisation.
- établir les carnets de soudures pour la partie linéaire du tronçon inspecté.

Les défauts identifiés par l'outil intelligent sont comme suit :

- 171306 défauts externes de corrosion qui représentent 93,6% de la totalité de tous les défauts identifiés
- 11499 défauts de fabrication dont 321 externes et 11178 internes

- 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.
- 34 objets métalliques.
- 1 carter excentrique resserré.

Un plan d'action a été mis en œuvre par la direction pour exécuter les recommandations des spécialistes canadiens afin de fiabiliser le réseau et augmenter sa durée de vie. [32]

Inspection par Société Russe Weatherford 2009 : [33]

Une inspection géométrique et par piston instrumenté à fuite de flux magnétique a été réalisée en 2009 par la Société Russe Weatherford dans le but de :

- enregistrer les restrictions et les défauts de géométrie de la canalisation et en mesurer les dimensions;
- identifier l'emplacement des défauts des parois de la canalisation liés à la perte de métal (corrosion interne ou externe, rayures, ébréchures);
- détecter les défauts des soudures circulaires;
- détecter les éléments de la canalisation non-soudés (gainés, éléments de supportage, manchons non soudés);
- enregistrer les éléments de construction et les constructions de réparation de la canalisation.
- établir les carnets de soudures pour la partie linéaire du tronçon inspecté.

(Figure 9 et 10)

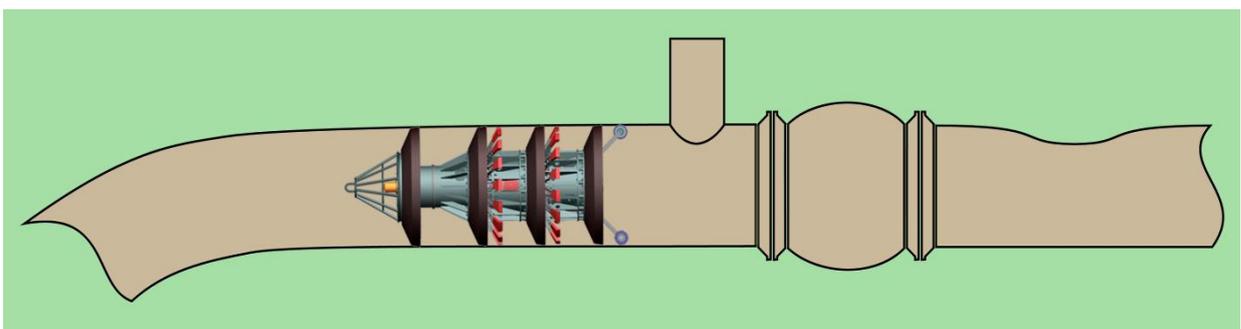
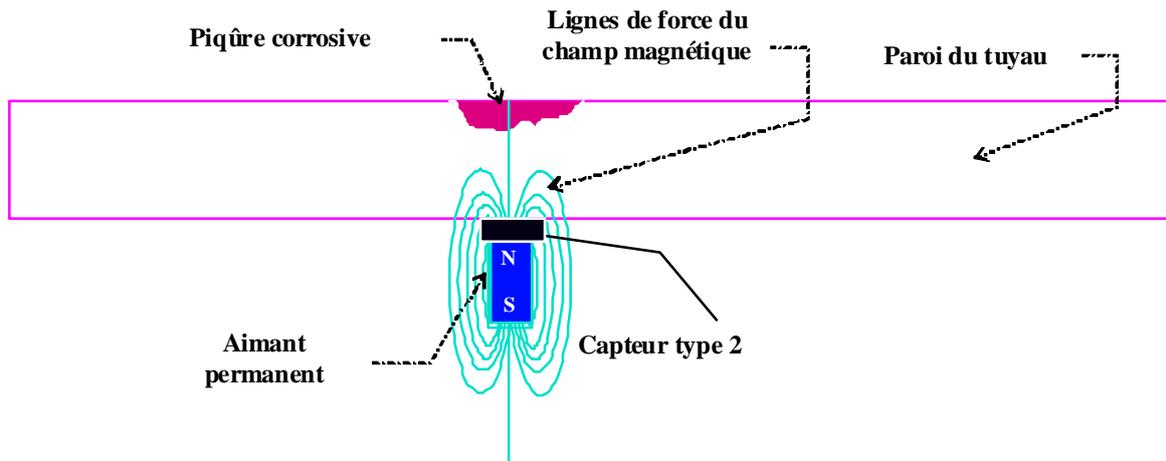


Figure 9 : Principe de fonctionnement du piston d'inspection



- ◇ Le champ magnétique de densité basse de flux passe parallèlement au paroi du tube;
- ◇ Les lignes du champ magnétique seront déviées en cas de perte de métal à la surface intérieure du tube;
- ◇ Le capteur type 2 enregistre toute la déviation des lignes de force du champ magnétique.

Figure 10 : Principe d'enregistrement des signaux par les capteurs type 2

Selon les résultats d'analyses des données il a été identifié ce qui suit :

- ❖ GZ1 40" Tronçon 4 SC3-SC4 :
 - 1877 défauts (perte de métal) de profondeur jusqu'à 40,5% wt (épaisseur). dont :
 - ✓ 1540 intérieurs
 - ✓ 337 extérieurs.
 - 15 défauts de géométrie (enfoncements et rides de cintrage) dont 3 se trouvent dans la zone associée au soudage.
 - Une réparation d'une anomalie de soudure et de deux enfoncements est recommandée d'être effectuée dans un délai maximum de 5 ans
 - Un grand pourcentage des pertes de métal est à origine corrosive.
 - la majorité des pertes de métal sont intérieures (82% de l'ensemble).
 - Aucune gaine excentrique qui pourrait causer l'endommagement du revêtement isolant de la canalisation n'a été détectée.
 - La vitesse d'évolution des défauts de corrosion n'est pas supérieure à 0,1 mm/an.
- ❖ GZ1 40" Tronçon 5 SC4-SC5
 - 2686 défauts (perte de métal) de profondeur de jusqu'à 52,8% wt (épaisseur) entre lesquels :
 - ✓ 1718 intérieures

- ✓ 968 extérieures.
- 34 défauts de géométrie (enfoncements et rides de cintrage) dont 3 se trouvent dans la zone associée au soudage
- Un grand pourcentage des pertes de métal est à origine corrosive.
- La plus part des pertes de métal sont d'origine corrosive
- La plupart des pertes de métal sont intérieures (64% de l'ensemble)
- Une réparation d'une perte de métal, d'une anomalie de soudure et de deux enfoncements est recommandée d'être effectuée dans un délai maximum de 5 ans.
- 4 gaines excentriques ont été trouvées qui pourraient causer l'endommagement du revêtement isolant de la canalisation.
- La vitesse d'évolution des défauts de corrosion n'est pas supérieure à 0,11 mm/an.
- ❖ GZ1 40" Section 6 SC5-TA :
 - 2113 défauts (perte de métal) de profondeur de jusqu'à 53,5% wt (épaisseur) entre lesquels
 - ✓ 1472 intérieures
 - ✓ 657 extérieures.
 - 19 défauts de géométrie (enfoncements et rides de cintrage) dont 7 se trouvent dans la zone associée au soudage.
 - Toutes les pertes de métal sont d'origine corrosive
 - la plupart des pertes de métal sont intérieures (69.5% de l'ensemble).
 - Une réparation des 5 enfoncements est recommandée d'être effectuée dans un délai maximum de 5 ans.
 - 8 gaines excentriques ont été retrouvées qui pourraient causer l'endommagement du revêtement isolant de la canalisation et dont on recommande de réaliser une vérification des données.
 - La vitesse d'évolution des défauts de corrosion n'est pas supérieure à 0.11 mm/an.

Les calculs ont été effectués conformément aux exigences des standards B31G et API 579 [34,35]

Le tableau 9 montre l'historique des réparations effectuées par TRC arrêté à 2013

Tableau 9 : Historique des réparations sur la ligne GZ1, arrêté à 2013

Wilaya	Coupe et remplacement		Enrobage		Renforcement	
	Longueur (mm)	Tronçon	Longueur (mm)	Tronçon	Points	Kits
LAGHOUAT	10 572	21			4	4
TIARET	78 750	19				
RELIZANE	21 717	3				
MOSTAGANEM	64486	3			6	19
ORAN	21830	2	120	2	2	11
TOTAL	197 355	48	120	2	12	34

Le phénomène de corrosion a représenté un grand souci pour l'exploitation de la ligne GZ1 vu l'état dégradée de cette ligne, le tableau10 montre le nombre de défauts de corrosion par classe lors des inspections réglementée par l'activité TRC et l'organisme du contrôle durant la période 1985-2009.

Tableau 10 : Les défauts de corrosion sur la ligne GZ1

Ouvrage	Année d'inspection	Classe de corrosion			
		I	II	III	Total
Ligne GZ1	1985	3761	607	202	4571
	1990	3053	422	116	3591
	2004			668	14711
	2009	5698	1312	650	7760

La figure 11 montre un histogramme qui présente le nombre d'intervention sur la ligne GZ1 par année du 1994 à 2009

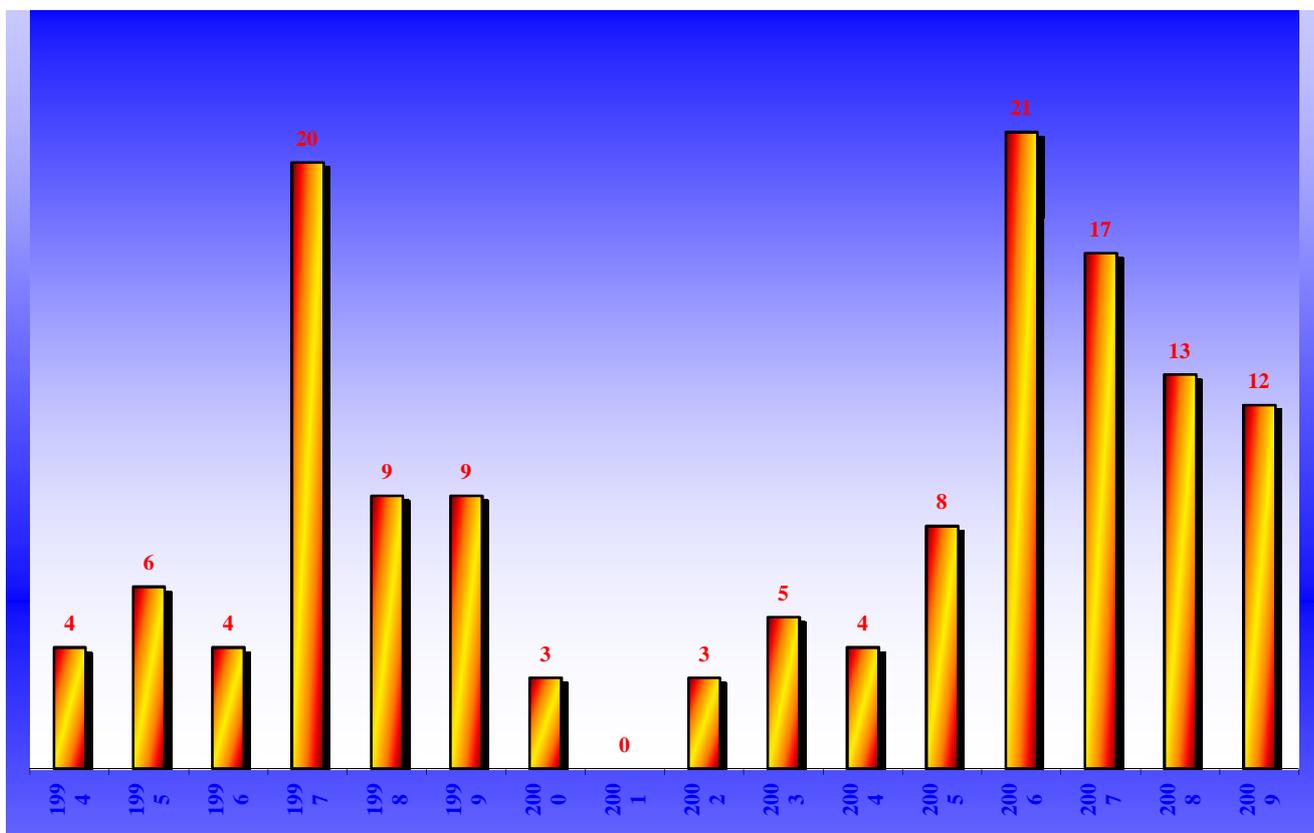


Figure 11 : Historique des interventions sur la ligne GZ1 de 1994 à 2009

Le plus grand pourcentage d'intervention sur la ligne GZ1 a été effectué par l'activité TRC puis Naftal et Sonelgaz (Figure12)

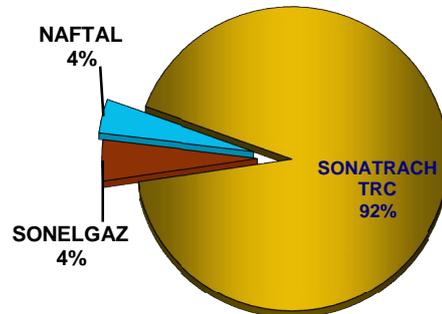


Figure 12 : Répartition des interventions par Entreprise sur la ligne GZ1

II-4 Défaillances sur la ligne GZ1

Selon la norme AFNOR X 60 011, il est illusoire de vouloir opérer un dépannage ou une réparation sur un matériau sans avoir au préalable élucidé la nature de la défaillance à remédier. La norme a divisé la défaillance en six volets

- Défaillance partielle: altération du fonctionnement
- Défaillance complète (panne): cessation du fonctionnement
- Défaillance catalectique: soudaine et complète
- Défaillance par dégradation: progressive et partielle
- Défaillance aléatoire: taux de défaillance constant
- Défaillance d'usure: taux croissant.

Contrairement aux anciens services d'entretien, en maintenance corrective, on ne se contente plus seulement de dépanner ou réparer un système défaillant, mais on cherche à éviter la réapparition du défaut par des expertises à partir de l'observation attentive des symptômes pour rassembler les 6 éléments caractéristiques de la défaillance qui sont:

1. **Causes :** elles sont soit à imputation extrinsèque (choc, mauvaise utilisation, non respect de consignes, mauvais entretien) ou processus intrinsèque (matériau).
2. **Manifestations :** elles sont définies par le caractère (fugitif ou permanent) et la vitesse (progressive ou soudaine).
3. **Identification :** l'identification se fait par la nature (mécanique, électrique, pneumatique....) et la situation (localisation, temps, nombre d'unités d'usage).

4. **Aptitude à être détectée** : elle est caractérisée par la surveillance préventive (capteurs, inspections et rondes)
5. **Amplitude** : Elle peut être partielle (mode dégradé) ou complète (perte de fonction).
6. **Conséquences**

Donc toute défaillance a un processus qui évolue de la manière suivante :



- A l'initiation se trouvent souvent : un défaut de matériau, un défaut de conception, un défaut de fabrication, des chocs ou une surcharge
- La propagation s'opère souvent par des modes de défaillances en fonctionnement, tels que: fatigue, usure, corrosion
- La perte de « bon fonctionnement » intervient généralement de façon accélérée, consécutive à la propagation dans le temps, ou de façon soudaine.

Sur cette base, et afin d'assurer la bonne exploitation des réseaux de transport des hydrocarbures, l'activité TRC a lancé un programme d'inspection et de contrôle par les propres moyens matériels et humains dont dispose l'entreprise et par l'appel à des sociétés internationales spécialisées dans ce domaine.

Selon les rapports d'expertise effectués au niveau de la station de traitement des tubes (STT), plusieurs défaillances ont été produites surtout dans les sols agressifs qui présentent des eaux souterraines salines se situant dans la région Macta Mostaganem, et dans les sols argileux de type montmorillonite dans la région de Medarreg, Tiaret. (Figures 13 et 14)



Figure 13: Nature agressif du sol dans la région Makta Mostaganem proche de l'agglomération



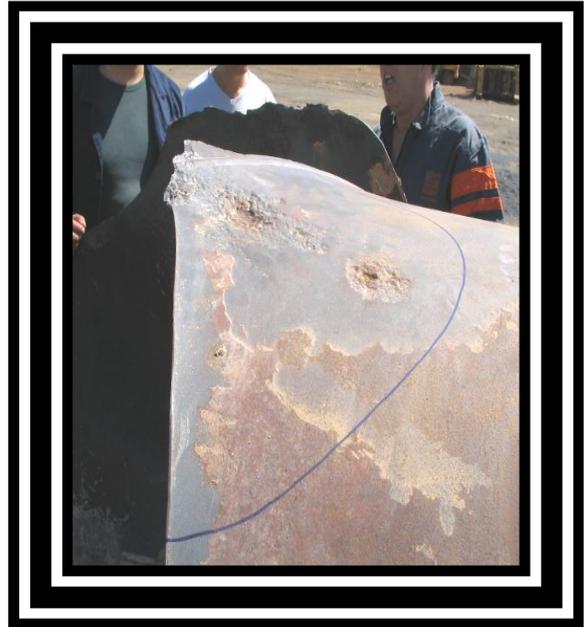
Figure 14: Nature agressif du sol dans la région Makta Mostaganem

Deux types de défaillances de surface ont été examinés (figure 15):

- Défaillance par piqûration : sa progression a été développée suivant le sens longitudinal des tubes et aussi 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. (Figure 16)



Corrosion Externe ligne GZ1



Eclatement d'un Gazoduc 40" ligne GZ1

Figure 15 : Exemples de défaillances sur le gazoduc GZ1



Figure 16 : Eclatement d'un tronçon de pipe de la ligne GZ1

II-4-1 Défaillances par piqûration de la ligne GZ1 :

La défaillance par piqûration est une attaque localisée qui peut conduire à une perforation complète du matériau, avec très peu de perte de poids de la structure. Elle est due à la discontinuité du film passif, provoquée par des imperfections mécaniques, des inclusions non métalliques, ou des détériorations de la surface. La ligne GZ1 est enterrée dans des certaines

régions riches en chlorures, ces ions de chlorures qui sont l'agent le plus favorisant à l'initiation de la piqûration, incluant la présence de dépôts, la température, la présence d'autres produits chimiques et l'évaporation influencent également de façon significative sur l'apparition du phénomène de piqûration. L'une des principales caractéristiques pour étudier la sensibilité à la corrosion par piqûres est l'existence d'une valeur critique du potentiel du matériau dans son milieu corrosif pour laquelle ce type d'attaque est susceptible de se manifester. L'explication qui a été donnée pour analyser ce phénomène c'est que l'incorporation des éléments d'alliages comme le chrome aux matériaux du gazoduc peut augmenter la résistance à la corrosion ceci par la formation d'un film passif à la surface qui se comporte comme un isolant. Mais la présence d'espèces agressives telles que les ions halogénures peut facilement déstabiliser le film passif, la température, elle aussi représente un facteur important favorisant l'augmentation de la vitesse de propagation des piqûres et diminuant le temps d'amorçage et les potentiels de piqûration. [31]

II-4-2 Défaillances par fissuration de la ligne GZ1 (figure 17)

La fissuration induite par l'hydrogène a été identifiée comme étant un mécanisme probable au gazoduc GZ1, ce type de fissuration nécessite une source d'hydrogène atomique et un mécanisme pour véhiculer les atomes d'hydrogène de façon à ce qu'ils puissent pénétrer l'acier. Les atomes d'hydrogène se diffusent à travers la paroi de la conduite et sont emprisonnés en divers endroits du pipe, ce qui cause de la fissuration induite par l'hydrogène à mi-paroi et des cloques d'hydrogène à la surface de la paroi de la conduite. L'apparition de cloques de fissuration induite par l'hydrogène et des fissures qui y sont associées, à la surface de la paroi de la conduite sont des signes de la présence d'hydrogène dans la ligne GZ1. La susceptibilité à la fissuration induite par l'hydrogène de ces aciers dépend de plusieurs facteurs environnementaux et métallurgiques. Ces facteurs doivent se produire en même temps pour entraîner la propagation d'une fissuration induite par l'hydrogène jusqu'à ce que se produise une rupture. Ces facteurs sont les suivants :

1. le revêtement externe en polyéthylène doit être endommagé;
2. L'hydrogène atomique doit être produit à la surface de la conduite par le système de PC ou par l'activité bactérienne, ou les deux;
3. L'hydrogène atomique doit diffuser continuellement dans l'acier, en raison de la présence d'un élément agressif qui attaque la surface;
4. la microstructure de l'acier doit être propice à l'emprisonnement de l'hydrogène; en l'occurrence, la microstructure de l'acier doit montrer des particularités hétérogènes,

telles que des inclusions allongées de sulfure de manganèse de type II et des bandes de matière à forte teneur en carbone;

5. des molécules d'hydrogène gazeux doivent se former et s'accumuler le long de ces particularités hétérogènes;
6. pour qu'il y ait rupture, la fissure à mi-paroi doit se propager jusqu'à la surface interne ou externe de la conduite, et la longueur de cette défaillance de surface par fissuration doit être supérieure à la taille critique d'une défaillance de ce genre, compte tenu de la pression de fonctionnement et de la résistance de la canalisation.

D'autres facteurs peuvent accélérer l'apparition et la propagation de la fissuration induite par l'hydrogène dans le gazoduc à savoir

1. Des ions agressifs, comme les chlorures, laissés par des dépôts de sel se combinant avec l'eau pour former de l'hydrogène atomique;
2. un courant électrique provenant du système de PC dans la zone où le revêtement est endommagé;
3. la présence d'un agent « toxique », comme le sulfure, produit par des bactéries anaérobies qui permettent à l'acier de la conduite d'absorber plus facilement l'hydrogène atomique;
4. l'importance du décollement ou des dommages au ruban du revêtement.[36,37]



Figure 17 : Eclatement d'un tronçon de pipe de la ligne GZ1 par fissuration

II-4-3 Détection des fuites

Les fuites mineures ou les émissions fugitives sur les gazoducs peuvent rapidement se transformer en problèmes majeurs (Figure 18). La société Sonatrach utilise une variété de méthodes pour traquer les fuites. Les principales méthodes utilisées impliquent littéralement l'écoute de la terre en utilisant les dernières techniques avancées de la technologie d'écoute, telles que des sondes géothermiques. Le principe d'utilisation de la thermographie pour la détection des fuites est le suivant : gaz s'échappant d'une conduite souterraine modifie les caractéristiques thermiques du sol environnant. Les anomalies thermiques produites au-dessus de la conduite sont décelées par des caméras infrarouges portatives ou embarquées dans un véhicule .



Figure18 : Dégâts causés par les fuites des hydrocarbures des pipelines

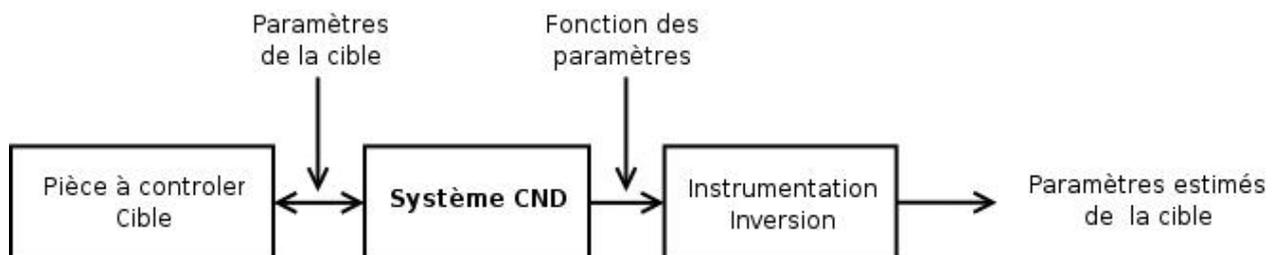
II-5 Méthodes de détection des défaillances CND

Les contrôles non destructifs ou CND permettent de rechercher des défauts dans les canalisations sans les dégrader en utilisant diverses méthodes allant de l'inspection visuelle aux méthodes les plus sophistiquées. Le tableau 11 illustre les différentes méthodes de contrôle non destructif [38].

Tableau 11 : Méthodes de contrôle non destructif

Méthode CND	Symbole
Émission acoustique	AT
Courants de Foucault	ET
Étanchéité	LT
Magnétoscopie	MT
Ressuage	PT
Radiographie	RT
Ultrasons	UT
Examen visuel	VT
Shearographie	ST
Thermographie	IRT

Quelle que soit la méthode adoptée, on peut représenter la mise en œuvre d'un système CND suivant le synoptique suivant :



La cible se caractérise par un ensemble de paramètres qu'on doit chercher à estimer afin de former un diagnostic d'intégrité. La mise en œuvre d'un système CND adéquat va permettre de produire un certain nombre de signaux qui sont fonction des paramètres recherchés. Une étape « d'inversion », plus ou moins compliquée, est bien souvent nécessaire afin de retrouver les paramètres initiaux de la pièce. [38]

La canalisation de la ligne GZ1 a été victime de phénomène de corrosion, la gravité réside dans la vitesse avec laquelle elle a évolué et qui a causé des pertes de métal très avancées dépassant toutes les estimations. Sonatrach a lancé plusieurs actions pour savoir les états de ces gazoducs et prédire leurs avenir. En effet le moyen de contrôle qui a été jugé efficace par les spécialistes est le contrôle par ultrasons. [31]

II-5-1 Méthodes d'inspection et de détection des défauts de la ligne GZ1

L'Activité Transport par canalisation procède à des inspections périodiques selon la réglementation en utilisant les techniques suivantes :

- ✓ Inspections par outils intelligents fonctionnant par pertes de flux magnétique (FLM) ou aux ultrasons.
- ✓ Technique DCVG (Direct Current Voltage Gradient) pour les opérations d'inspection des revêtements (**Figure 19**)

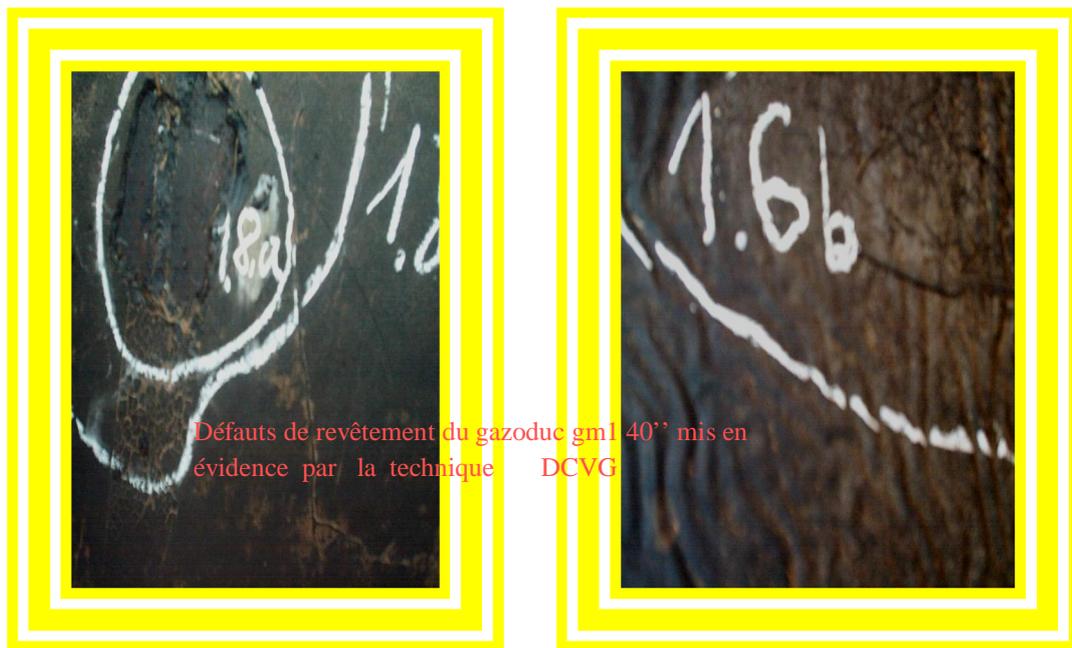


Figure 19 : Inspection du revêtement de la ligne GZ1 par la technique DCVG

Cette technique est utilisée à travers le monde pour les avantages qu'elle présente en matière de :

- Précision de localisation de défauts
- Dimensionnement des défauts
- Réduction des coûts de réparation.

II-5-1-1 Détection des défauts par ultrasons de la ligne GZ1

En septembre 2004 le tronçon de gazoduc X-60, reliant la station de compression SC2 Oued M'Seka (W.Laghouat) 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 [32] a été faite au moyen d'un outil d'inspection interne (MagneScan HR) (Figure 20) permettant un sondage ultrasonique de l'épaisseur des parois.



Figure 20 L'outil intelligent MagneScan HR

Les outils de MagneScan offrent une inspection de haute résolution, fournissant les données détaillées pour un programme de gestion d'intégrité. Ils peuvent être employés pour l'inspection des canalisations véhiculant des fluides gaz ou liquide, sur terre ou sous-marin et de diamètre variant de 6 à 56 pouces (15 à 142 centimètres).

Ces outils permettent de détecter les anomalies suivantes sur les canalisations :

- Piqûre interne et externe de corrosion
- Corrosion générale sur le corps de pipe
- Perte en métal à proximité des soudures
- La perte en métal sous des enveloppes

Ces outils sont conçus principalement pour localiser et dimensionner une perte de métal supérieure ou égale à 10 % de l'épaisseur de la conduite.

Cet outil d'inspection mesure l'épaisseur de la paroi de la conduite 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 externe).

L'outil d'inspection interne de mesurage ultrasonique est programmé avant chaque inspection, de façon que seules les impulsions correspondant à un intervalle de temps spécifié soient mesurées et enregistrées afin d'éviter les impulsions mineures qui peuvent dévier les interprétations des résultats.

En présence de défaut de corrosion en profondeur de la conduite, celui-ci est indiqué comme étant associé à une atténuation d'écho, en effet il est impossible de calculer avec précision l'épaisseur de la paroi, l'accumulation de sédiments dans les cavités influe 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.

Il a été reconnu comme point faible de cette méthode 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.

TRC a réalisé l'inspection de 9000 km de pipeline par racleur instrumenté, soit 57% du réseau DRC

Le profil de corrosion est la conséquence des revêtements défectueux qui ne bénéficient pas d'une protection cathodique adéquate dont les causes principales de ces endommagements sont provoquées essentiellement par les roches à l'intérieur du remblai ou par l'affaissement du revêtement qui s'est décollé de la canalisation. Les effets de cette corrosion se traduisent par un état de surface de pipe dégradé qui se mesure par des pertes d'épaisseur à des profondeurs variées. L'analyse a montré que les défaillances des gazoducs sont de divers natures dont les deux principales sont liées respectivement aux forces externes empiétements et à la corrosion

II-5-1-2 Détection des défauts par contrôle visuel (cas de la ligne GZ1)

Le contrôle visuel est une technique de base essentielle de contrôle non destructif. TRC a mis en œuvre un programme de contrôle de la ligne GZ1 en se basant sur la vérification rigoureuse et les rondes périodiques afin de détecter toute anomalie lors de l'exploitation.

L'état extérieur de la conduite peut donner des informations essentielles à savoir :

- des défauts évidents (comme des pliures, des cassures, de l'usure, de la corrosion, fissures ouvertes, ...)
- des défauts cachés sous-jacents présentant une irrégularité sur la surface extérieure peut être une indication de défaut plus grave à l'intérieur.
- choisir la technique la plus adaptée en CND pour des examens approfondis
- déterminer des limitations des autres techniques CND choisies (accès, état de surface, etc)

L'activité TRC procède périodiquement aux tests d'étanchéité, pneumatiques et aux épreuves hydrauliques qui comportent aussi des examens visuels pour mettre en évidence des fuites éventuelles.

Ceci ne peut se concrétiser que si les contrôleurs ont l'expérience et le savoir nécessaire pour pouvoir identifier les contraintes apparaissant en service (corrosion, érosion, fatigue, fluage, fragilisation par hydrogène et évolution en service des défauts inhérents ou causés par usures)

Ce contrôle visuel reste une technique limitée aux surfaces visibles et ne permet pas la caractérisation de tous les défauts. [31]

II-6 Analyse du sol algérien et choix du milieu agressif

Des excavations des sites, réalisées sur le réseau de pipelines Algérien ont permis de déterminer quelques compositions chimiques typiques qui sont classées selon leurs agressivités et qui permettront de prédire le comportement des gazoducs tout au long du tracé, et par conséquent prendre les dispositions nécessaires pour la bonne exploitation des réseaux. Les techniques disponibles pour déterminer l'agressivité du site sont basées sur les analyses chimiques en laboratoire des échantillons du sol pris de différents emplacements précis, en respectant les procédures d'échantillonnage. Ces procédures assurent une manipulation conforme de manière à ce que la composition ne soit pas modifiée pendant le transport et toutes les précautions doivent être prises afin d'éliminer la contamination ou le changement de la composition de l'échantillon causé par la température ou les manipulations inadéquates.

Pour reconstituer la solution du sol, les auteurs [39] ont effectué plusieurs prélèvements de sol des divers emplacements de sites Algériens et ont choisis la composition la plus agressive.

L'extrait de sol a été préparé selon la norme française. Les compositions chimiques du sol à différents endroits sont définies dans le tableau 16. Les éléments agressifs favorisant la corrosion du sol sont principalement le chlorure, le sulfate et le contenu de bicarbonate. [40]

Tableau 16 : Composition chimiques des solutions du sol algérien de divers sites.

(Si: le sol sélectionné pour analyse) [40]

Site	Masse (g/L)					
	CaSO ₄	MgSO ₄	K ₂ SO ₄	NaCl	Na ₂ SO ₄	NaHCO ₃
S1	94,60	56	7,6	76,9	736	0,117
S2	18,96	16,44	11,7	47,33	458,4	0,183
S3	----	---	6	7,8	74	0,218
S4	2,00	29,04	1,82	22,69	37,48	0,160

La solution la plus agressive et la solution S4 [40]

II-7 Système de protection anticorrosion de la ligne GZ1

Chaque année, la corrosion est à la source de plusieurs dégâts matériels et dés fois même humains. Pour protéger les gazoducs contre les influences environnementales et donc contre la corrosion, TRC a mis en oeuvre, en respectant les codes et normes internationaux les moyens nécessaires pour maintenir en bon état les gazoducs et par conséquent assurer une bonne exploitation qui permet de répondre aux besoins des différents complexes des zones industrielles. Deux systèmes ont été mis en place pour remédier et minimiser au maximum les dégâts causés par la corrosion ; système de protection cathodique et système de revêtement.

II-7-1 Protection cathodique de la ligne GZ1

Le réseau Transport par Canalisation TRC est équipé d'un système de protection cathodique constitué de :

- 339 Transformateurs/Redresseurs,
- 25 Thermo générateurs,
- 08 Installations à Panneaux solaires 2800 kVA.

Le contrôle de la protection cathodique est soumis à une procédure d'inspection et de suivi qui consiste à :

- Vérifier périodiquement les potentiels (pipe/sol) par rapport au critère de protection;
- Maintenir le potentiel de protection dans le temps à des valeurs acceptables sur toute la surface protégée;
- Assurer le bon fonctionnement des dispositifs produisant ces potentiels.

Le suivi de la protection de la ligne GZ1 est illustré dans la figure20

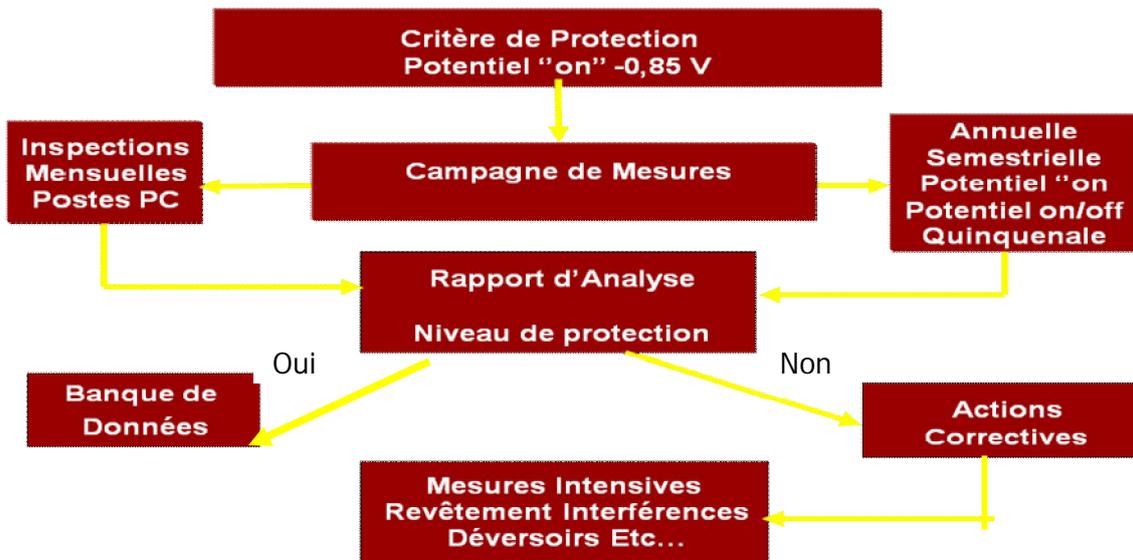


Figure 20 : Suivi de la protection cathodique de la ligne GZ1

II-7-2 Revêtements des lignes GZ1

Un revêtement au moyen d'un produit adéquat de protection passive contre la corrosion est nécessaire. Les frais engendrés dans ce cadre sont extrêmement réduits par rapport aux coûts liés à la corrosion, tels que les arrêts d'exploitation, les réparations, ...etc.

L'opération de traitement des surfaces de la ligne GZ1 est nécessaire avant de procéder au revêtement pour enlever toute trace d'impuretés ou défauts superficiels figures 21 et 22



Figure 21 : Traitement de surface d'un tronçon du gazoduc GZ1

Le revêtement utilisé pour la ligne GZ1



Figure 22 : Mise en place des revêtements sur la ligne GZ1

II-8 Inhibiteurs de corrosion

II-8-1 Efficacité d'un inhibiteur de corrosion

La définition d'un inhibiteur de corrosion n'est pas unique, néanmoins celle retenue par la National Association of Corrosion Engineers (NACE) est la suivante: un inhibiteur est « une substance qui retarde la corrosion lorsqu'elle est ajoutée à un environnement en faible concentration »

Donc l'inhibiteur de corrosion doit abaisser la vitesse de corrosion du métal tout en conservant les caractéristiques physico-chimiques de ce dernier. Il doit être non seulement stable en présence des autres constituants du milieu, mais également ne pas influencer sur la stabilité des espèces contenues dans ce milieu.

L'ajout d'inhibiteurs de corrosion, est l'un des moyens les plus efficaces pour empêcher la corrosion des pipelines. Ils sont définis comme étant des composés chimiques qu'on ajoute au milieu corrosif et dont leurs rôles est d'agir en créant une barrière entre le métal et le milieu corrosif, pour diminuer ou retarder la corrosion sans changement des caractéristiques physico-chimiques du métal. Ils viennent se fixer à la surface du métal sous une forme qui dépend de leur nature. Cependant, il n'existe pas d'inhibiteur universel convenant à toutes les situations. Cela pose donc un défi pour l'industrie lorsqu'elle doit choisir le produit le plus adéquat.

Pour aider les industries gazières à choisir et à utiliser les meilleurs inhibiteurs, des laboratoires avec des partenaires de l'industrie, ont établi plusieurs normes pour la mise à

l'essai et l'utilisation d'inhibiteurs de corrosion et s'assurer que les résultats puissent être reproduits.

La méthode idéale pour déterminer les meilleurs inhibiteurs de corrosion reproduit quatre composantes d'un pipeline opérationnel : la composition du fluide transporté (pétrole, eau et gaz) et du matériau du pipeline (p. ex. de l'acier au carbone), la pression des parois du pipeline, la température du fluide et les conditions d'écoulement du fluide.

Il existe plusieurs façons d'exprimer l'efficacité d'un inhibiteur ou d'une formulation inhibitrice. Les expressions les plus courantes sont :

- le taux d'inhibition, le plus souvent utilisé :

$$\tau \% = \frac{u_0 - u}{u_0} \times 100 \quad (20)$$

où u_0 est la mesure de la corrosion (perte de masse, intensité de corrosion, etc.) en l'absence d'inhibiteur, et u la mesure en présence d'inhibiteur ;

- le coefficient d'inhibition :

$$\gamma = \frac{u_0}{u} \quad (21)$$

Il différencie mieux les inhibiteurs entre eux lorsque le taux d'inhibition devient très élevé.

II-8-2 Choix des inhibiteurs de corrosion pour le la ligne GZ1

Le choix des inhibiteurs doit être conforme aux normes et réglementations concernant la toxicité et l'environnement

Les inhibiteurs à base de phosphates ont de nombreuses propriétés anticorrosives. Ils forment au niveau de la surface corrodée une couche protectrice qui ralentit le processus de corrosion; ajoutés en concentration élevée ils ramollissent les dépôts de corrosion et facilitent leur évacuation lors des rinçages à vitesse élevée et des nettoyages mécaniques. En s'adsorbant à la surface des cristaux de carbonate de calcium, ils limitent l'entartrage. Les inhibiteurs à base de phosphates ont aussi la propriété de séquestrer le fer en solution et de former des complexes qui ne causent pas de turbidité

Les polyphosphates sont des produits minéraux obtenus par polycondensation d'orthophosphates, caractérisés par la répétition du même motif structurel PO_3M . Ces polymères se présentent sous forme de chaînes, plus ou moins longues, plus ou moins ramifiées, voire cycliques. Les polyphosphates complexent de nombreux cations tels que Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{2+} , Mn^{2+} , et agissent comme dispersants ou comme opposants à certaines

réactions chimiques. Leurs applications essentielles concernent la prévention de l'entartrage et la stabilisation du fer et du manganèse. Les polyphosphates sont décomposés par l'eau (hydrolyse) dès leur mise en solution. La vitesse d'hydrolyse, faible à température ambiante (10 - 20°C), s'accélère avec l'élévation de température pour devenir quasi instantanée à l'ébullition.

L'inhibiteur qui a été choisi est L'hydrogénophosphate de sodium ou phosphate disodique ou phosphate de sodium dibasique c'est un composé chimique de formule Na_2HPO_4 il possède les propriétés suivante :

- Etat physique : solide
- Masse moléculaire 358,2
- Densité : 1,5235 g/ml à 20 °C
- Solubilité dans l'eau : 70,00 g/l à 20 °C
- Point de fusion : 34,5 °C
- Ce produit est ininflammable
- C'est un produit qui nécessite certaines précautions pour le manipuler, il est fortement recommander de porter un appareil de protection des yeux et éviter tout contact avec la peau.
- A conserver dans un récipient hermétique placé dans un endroit frais
- Ces propriétés toxicologiques se résument sur : irritation des yeux et des voies respiratoires supérieures, irritation possible de la peau; si ingéré: nausées, vomissements, crampes, diarrhée, douleurs et brûlements dans la bouche; possibilité de dommages oculaires permanents.

II-8-3 Adsorption des inhibiteurs

L'adsorption est un phénomène de surface universel, car toute surface est constituée d'atomes n'ayant pas toute leurs liaisons chimiques satisfaisantes. Cette surface a donc tendance à combler ce manque en captant atomes et molécules se trouvant à proximité. Deux types d'adsorption peuvent être distingués: la physisorption (formation de liaisons faibles) et la chimisorption. A ces deux types de liaisons entre l'espèce adsorbée et la surface métallique, il faut ajouter la possibilité de liaisons par l'intermédiaire d'électrons de la molécule d'inhibiteur . Tableau 18 [43], [44]

Tableau 18 : Différence entre adsorption chimique et adsorption physique

	Adsorption chimique	Adsorption physique
Nature des interactions	Liaisons fortes (grandes affinités adsorbant/ adsorbat)	Liaisons faibles (forces de vanderwaals)
Quantité adsorbée	Déterminée par le nombre de sites de la surface (mono couche au maximum)	Possibilité de superposition de plusieurs couches d'atomes adsorbés
Caractère de la surface	Hétérogène	Plus au moins homogène
Caractéristique du phénomène	Spécifique	Non spécifique
Chaleur d'adsorption	Ne dépasse pas 50 kJ mole ⁻¹	De 100 à 500 kJ mole ⁻¹
Vitesse d'adsorption	Lente à cause de la barrière d'énergie d'activation	Rapide
Réversibilité du phénomène	Limitée	Très marquée
Mobilité des espèces adsorbées	Limitée	Très grande
Influences de l'élévation de la température	Faible at parfois favorable suite à l'activation de la surface	Diminue avec l'augmentation de la surface

Conclusion

Dans le transport des hydrocarbures, La présence d'un défaut soit une fissure ou une corrosion peut présenter un risque permanent pouvant provoquer de graves dégâts corporels et matériels, La prévention de la corrosion doit être envisagée dès la phase de conception d'une installation. En effet, des mesures préventives prises au bon moment permettent d'éviter de nombreux problèmes lorsqu'il s'agit de garantir une durée de vie d'un gazoduc.

La ligne GZ1 est un gazoduc qui assure le transport du gaz naturel de Hassi R'mel vers Arzew et qui passe par des sols possédant différentes caractéristiques du moins au plus agressif. Cette ligne a été victime d'un phénomène de corrosion inévitable durant sa période d'exploitation, plusieurs rapports d'inspection et de contrôle des structures internes de l'exploitant, des organismes de contrôle et des experts étrangers ont identifié les défauts et les classés par degrés de danger et risque afin d'entamer les actions correctives nécessaires.

On est souvent contraint de soumettre beaucoup d'ouvrage à des contrôles pour des raisons de sécurité et de coût en utilisant le contrôle non destructif, dont le principal avantage est de rechercher des défauts sur la canalisation GZ1 sans la dégrader et de restituer le matériau contrôlé tel qu'il était avant le contrôle. L'activité TRC a mis en place un système de contrôle rigoureux en utilisant les méthodes les plus avantageuses telles que les inspections par outils intelligents fonctionnant par pertes de flux magnétique ou aux ultrasons et la technique DCVG (Direct Current Voltage Gradient) pour les opérations d'inspection des revêtements.

Vu la diversité de la nature du sol où la ligne GZ1 est posée, TRC a identifié les endroits les plus agressifs qui représentent un danger pour le pipe et a essayé d'agir sur deux axes, le premier d'utiliser les meilleurs moyens de protection à savoir la protection cathodique et les revêtements des pipes et le deuxième axe d'essayer de dévier les zones qui peuvent réellement causer de grands dégâts.

CHAPITRE III

MATERIELS ET METHODES

Introduction

Cette partie concerne la présentation des différents dispositifs mis en œuvre pour la réalisation des essais, le matériel et techniques utilisés pour le suivi de la corrosion, ainsi que le matériau utilisé lors des études expérimentales au laboratoire de l'institut mécanique de l'université de Tlemcen pour les essais mécaniques et au laboratoire du centre de recherche et développement de Sonatrach à Bourmedes pour les tests de corrosion. On s'est attaché à expliquer les choix concernant aussi bien la configuration des éprouvettes que les critères de choix du milieu corrosif simulé au sol algérien. Des tests ont été réalisés sur une chaîne potentiodynamique en présence et en absence des inhibiteurs de corrosion à base de polyphosphates à différentes concentrations, pH et températures variables

Cette partie tient compte aussi de la méthodologie des essais de corrosion basés sur les méthodes électrochimiques stationnaires et les méthodes électrochimiques transitoires.

III-1 Caractéristiques du matériau d'étude

Le matériau d'étude est l'acier de nuance API 5L X-60. Les échantillons ont été prélevés de la station de traitement des tubes, STT, que la direction DRC de réparation des tubes à Bethioua exploite. Les tubes ont été retirés du tronçon de la ligne entre pK 75 et pK 145 après inspection. Ces tubes ont été posés en 1976 et ont présenté des défauts de corrosion et de corrosion par piqûration sur leur surface externe. Le procédé de découpage des échantillons a été choisi pour ne pas modifier la microstructure et les caractéristiques en absence de chaleur et des dommages mécaniques.

L'acier d'étude a été élaboré selon le schéma métallurgique du procédé (TMCP - thermo mechanical controlled process) basé sur le refroidissement contrôlé.

L'amélioration de la taille du grain ferritique a été obtenue par différents mécanismes du durcissement et de la précipitation basés sur le mouvement de dislocation qui augmente la limite d'élasticité et la ténacité d'acier. Les lois de Hall-Petch [2] depuis ont été bien vérifiées expérimentalement et qui expliquent le durcissement qui a conduit à une réduction de la taille du grain. [39]

III-1-1 Composition chimique du matériau d'étude

La composition chimique a été déterminée par analyse spectrophotométrique à l'aide d'un spectrophotomètre type « spectro Rp 212». L'analyse micrographique a été faite par microscope optique type OPTICA. Les valeurs mesurées ont été comparées aux valeurs standard [42]. Les résultats sont reportés sur le tableau 12

Tableau 12 Composition chimique du matériau d'étude, teneur massique en % (acier X60)

C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo
0,018	0,036	1,400	0,017	0,013	0,028	0
Ni	Al	Cu	Ti	V	Sn	Fe
0,018	0,049	0,032	0,005	0,0061	0,0031	≈ 97,880

III-1-2 Microstructure

Les surfaces des échantillons d'acier préalablement préparées par polissage et attaque chimique ont fait l'objet d'observation au microscope optique. Les aciers ont révélé une microstructure type ferrito-perlitique à prédominance ferritique avec des amas de perlite, la taille des grains varie entre 5 et 10 microns. (Figure 23)

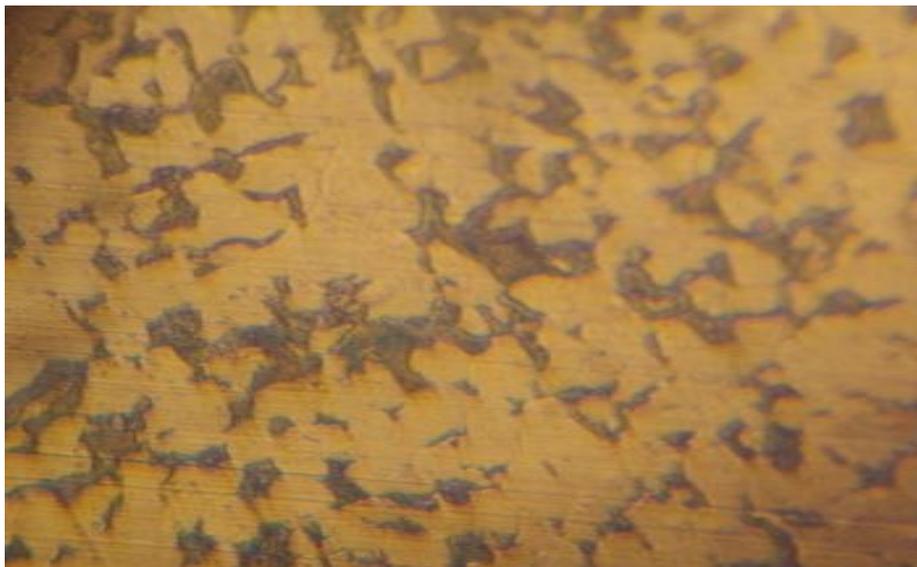


Figure 23 : Microstructure des échantillons de l'acier API5L X60 de la ligne GZ1

III-1-3 Caractéristiques mécaniques

Les propriétés mécaniques de l'acier X 60 selon le standard API 5L sont définies dans le tableau 13[42]

Tableau 13 : Propriétés Mécaniques de l'acier API5 L X60

Acier	Re [MPa]		Rm [MPa]		A [%]
	Min.	Max.	Min.	Max.	
X60	414	565	517	758	17,5 - 24

Re : limite d'élasticité [MPa]

Rm : résistance à la rupture [MPa]

A : allongement à la rupture[%]

III-1-3-1 Essais de traction

L'effet accélérateur de la corrosion par la contrainte mécanique a été étudié en effectuant les tests mécaniques de traction au laboratoire des matériaux de la faculté de technologie de l'Université de Tlemcen avec une machine universelle type CONTROLAB 30 de force maximale de 600 kN. Ce banc d'essai dispose d'un entraînement électrique réglable, il est équipé aussi de capteurs de forces et d'allongement ainsi que d'un système d'amarrage composé d'une paire de mordaches. La machine est piloté par un logiciel " Universal Testing Machine" permettant de suivre les courbes de traction à faible vitesse. (Figure 24)

Nous avons prélevé des éprouvettes plates normalisées selon la norme française (NF EN 10002-1) d'épaisseur 9 mm dans le volume cylindrique du tube, elles ont été usinées selon la norme API 1104. Les caractéristiques conventionnelles ont été déterminées à la température ambiante.



Figure 24 : Machine de traction universelle type CONTROLAB (laboratoire de matériaux de la faculté de technologie de l'Université de Tlemcen)

L'éprouvette utilisée est présentée dans la figure 25

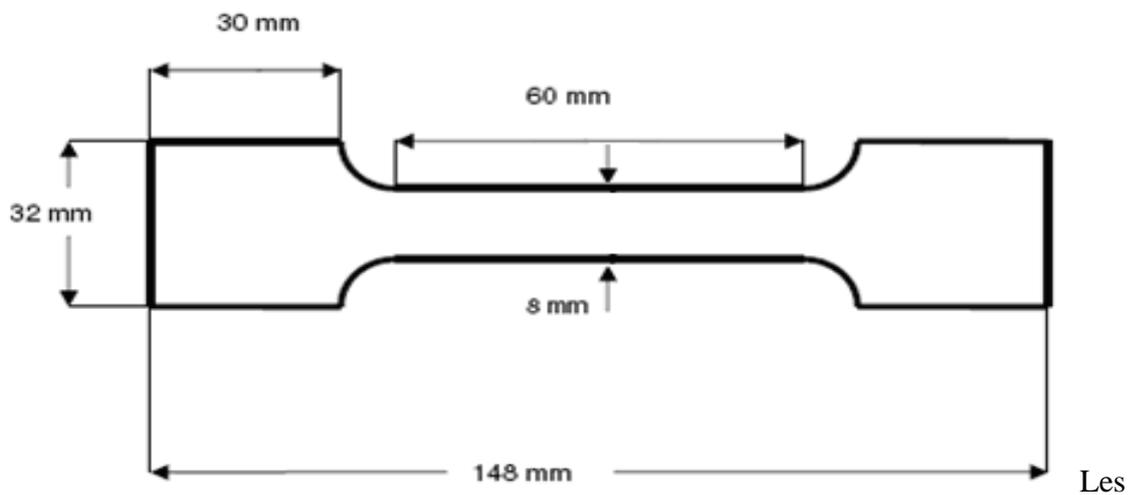


Figure25 : Epreuve d'essai de traction

Les tests de traction ont été effectués sur cinq éprouvettes usinés de la même manière et qui ont subi avant chaque test un polissage en utilisant des papiers abrasifs de 600 à 1200 pour enlever la couche superficielle corrodée, ensuite un nettoyage avec de l'acétone a été réalisé

sur ces échantillons pour enlever toute trace de graisses et matières étrangères et finalement ils ont été séchés à l'air.

Les cinq tests sont définis comme suit :

❖ Premier test :

Eprouvette à l'air libre

❖ Deuxième test :

Eprouvette immergée pendant 7 jours dans notre solution corrosive simulée au sol algérien définie dans le tableau 17

❖ Troisième test :

Eprouvette immergée pendant 28 jours dans notre solution corrosive simulée au sol algérien définie dans le tableau 17

❖ Quatrième test :

Eprouvette immergée pendant 60 jours dans la solution corrosive simulée au sol algérien définie dans le tableau 17

❖ Cinquième test :

Eprouvette immergée pendant 90 jours dans la solution corrosive simulée au sol algérien définie dans le tableau 17

Les essais de traction impliquent d'exercer une contrainte sur les éprouvettes généralement jusqu'à la rupture, dans le but de déterminer les principales caractéristiques mécaniques telles que le module d'élasticité, le coefficient de Poisson, la limite d'élasticité, la résistance à la rupture, l'allongement après rupture et le coefficient de striction.

Les courbes tracées par cette machine sont des courbes de traction force = f (allongement). (Figures 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32)

Les résultats obtenus sont illustrés dans le tableau 14

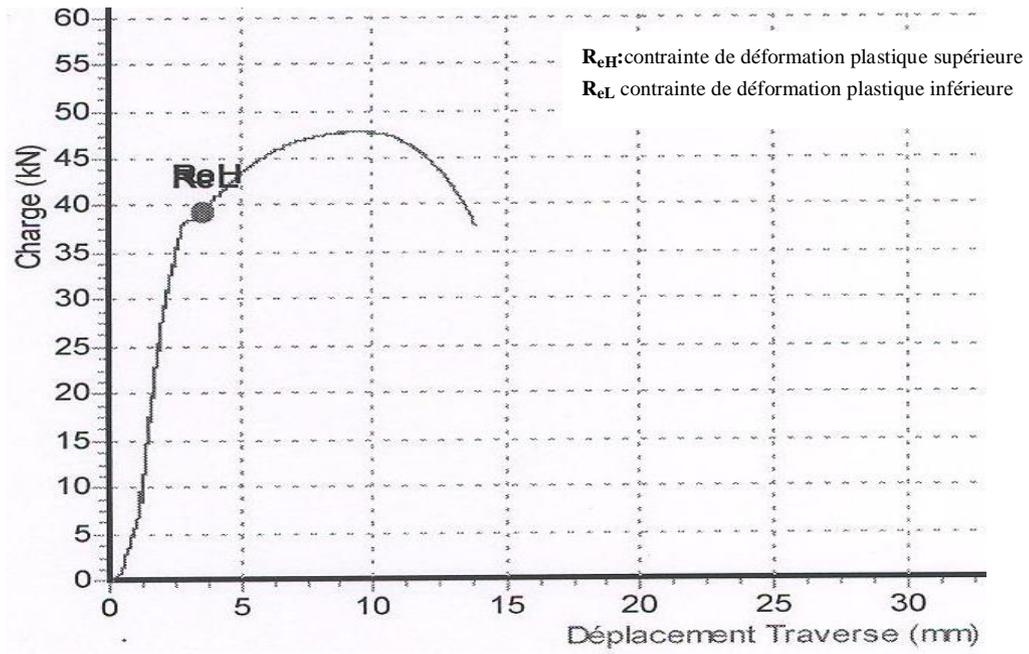


Figure 26: Essai de traction sur une éprouvette à l'air libre

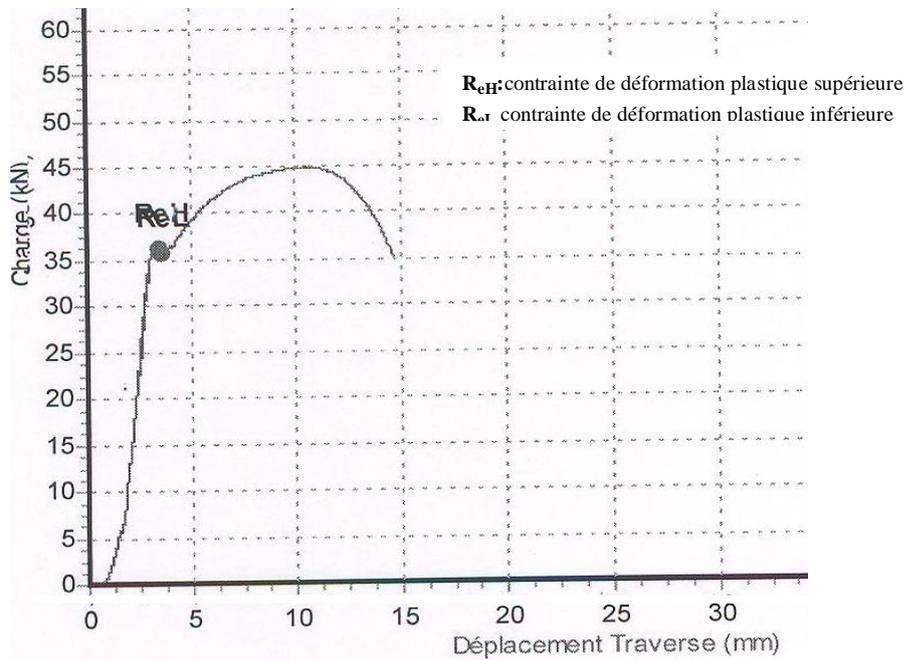


Figure 27: Essai de traction sur une éprouvette immergée pendant sept (07) Jours dans la solution du sol simulée

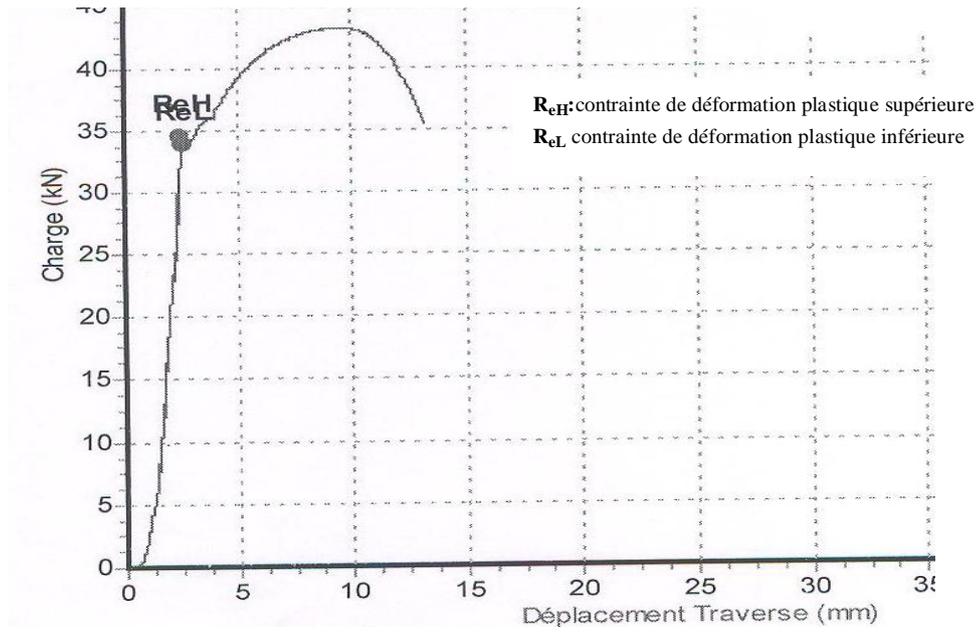


Figure 28 : Essai de traction sur une éprouvette immergée pendant vingt huit (28) jours dans la solution du sol simulée

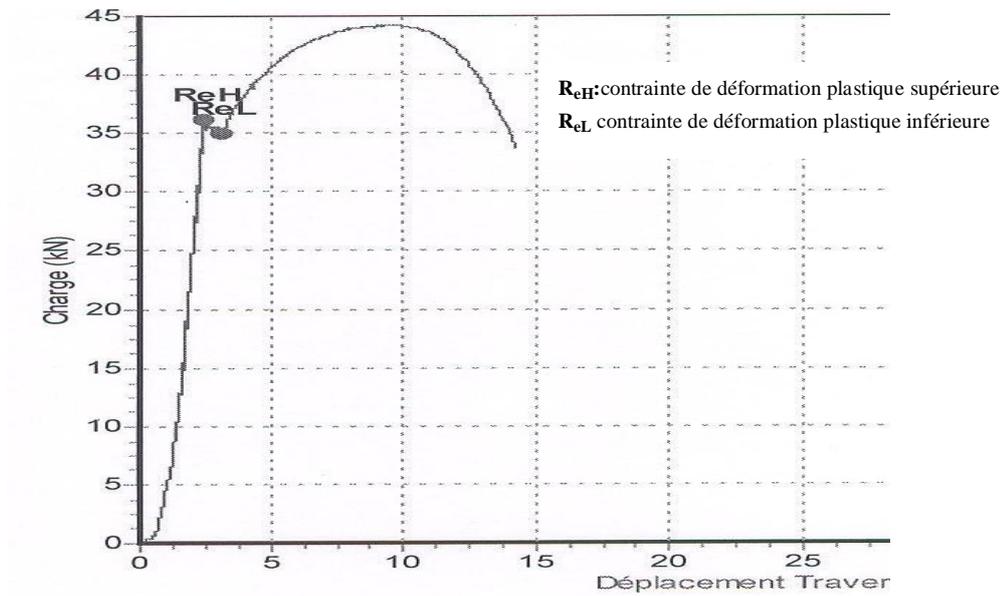


Figure 29: Essai de traction sur une éprouvette immergée pendant soixante (60) jours dans la solution simulée au sol algérien

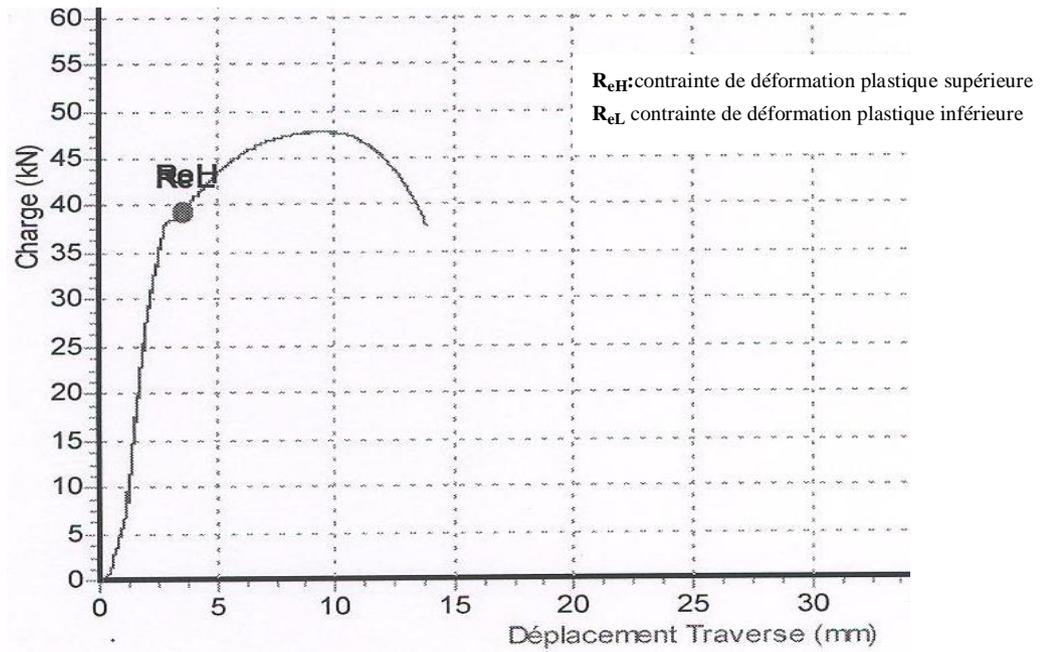


Figure 30: Essai de traction sur une éprouvette immergée pendant soixante (90) jours dans la solution simulée au sol algérien

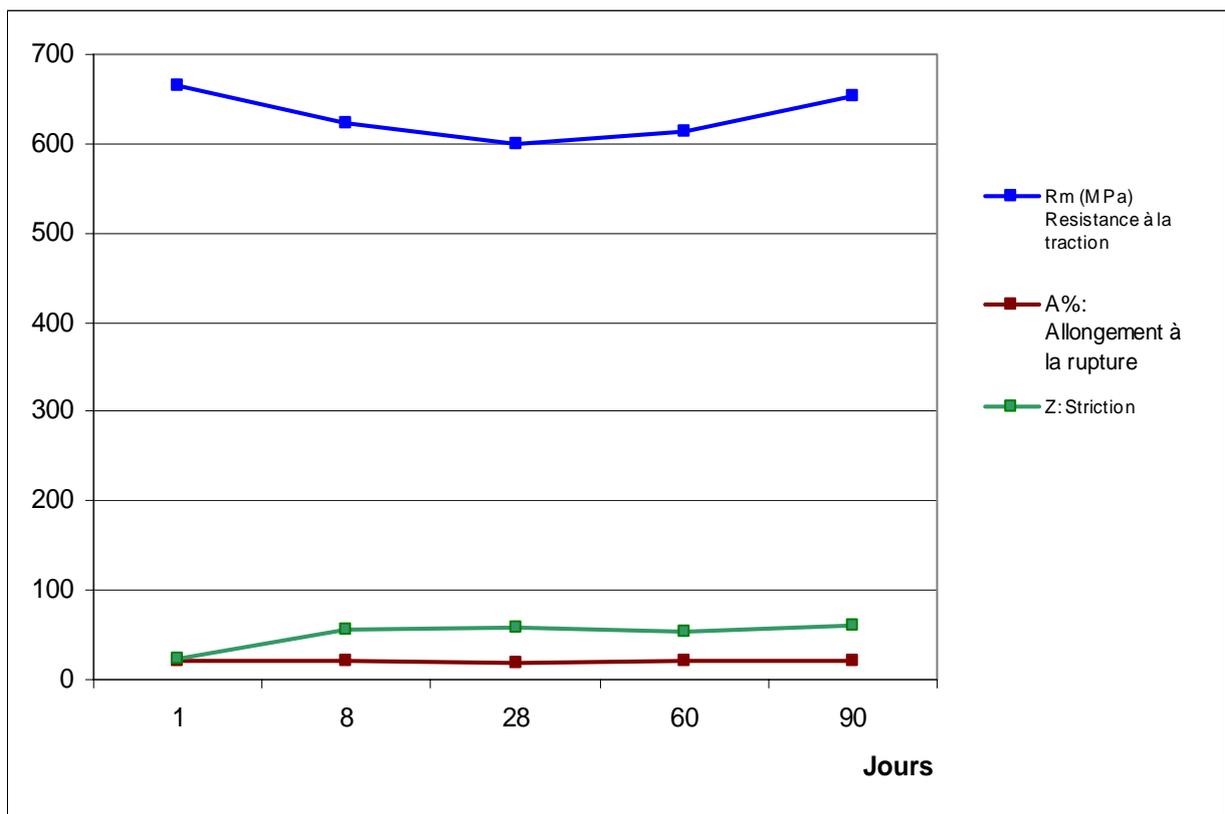


Figure 31 : Représentation des résultats des tests de traction

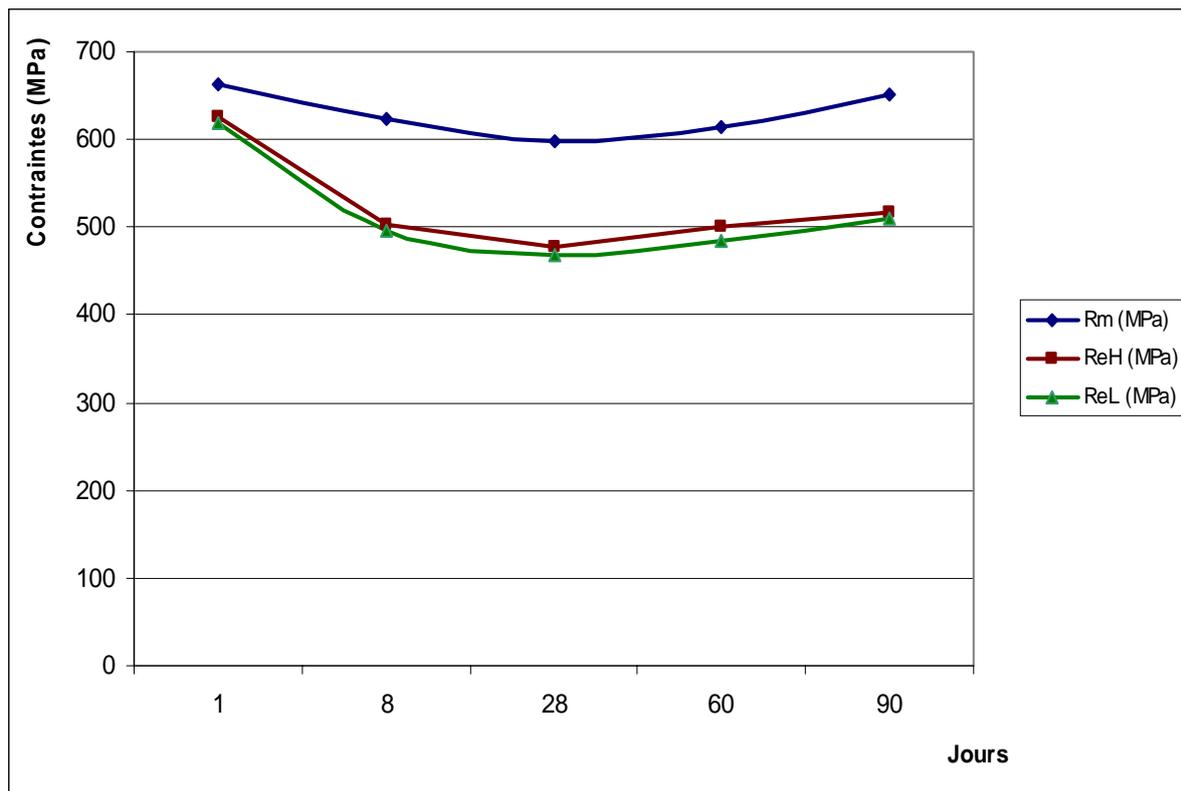


Figure 32 : Variation des contraintes des cinq essais de traction

Tableau 14 : Résultats des tests de traction

ESSAIS	Résistance à la rupture Rm (MPa)	Allongement A (%)
1 ^{er} jour	664,222	20
8 ^{ième} jour	623,916	20
28 ^{ième} jour	599,939	18,366
60 ^{ième} jour	614,733	20
90 ^{ième} jour	652,995	20
Moyenne	631,161	19,67

III-1-3-2 Essais de dureté :

L'essai consiste à appliquer sur une éprouvette, un pénétrateur (dont la forme varie selon le type de l'essai) sous une charge F (variable).

➤ Le premier essai a été effectué selon l'échelle de mesure de dureté Rockwell (HRC) La dureté est proportionnelle au quotient de la force " F ", par l'aire " S " de la surface déformée par le pénétrateur sur le matériau.

Echelle Rockwell B : Le pénétrateur est une bille d'acier de 1.59 mm de diamètre soumise à une charge de 980N. Cette échelle est utilisée pour mesurer la dureté des aciers dont la résistance est comprise entre 340 et 1000N/mm²

L'essai se déroule en trois phases :

- application de pénétrateur d'une charge initiale $F_0 = 98$ N (soit 10 kgf). Le pénétrateur s'enfonce d'une profondeur initiale I . Cette profondeur étant l'origine qui sera utilisée pour mesurer la dureté Rockwell ;
- application d'une force supplémentaire F_1 . Le pénétrateur s'enfonce d'une profondeur P
- relâchement de la force F_1 et lecture de l'indicateur d'enfoncement.

La valeur de r étant l'enfoncement rémanent obtenu en appliquant puis en relâchant la force F_1 . Une unité de dureté Rockwell correspondant à une pénétration de 0,002 mm.

La valeur de la dureté HRC trouvée = **12**

- Le deuxième essai a été effectué selon l'échelle de mesure de dureté Vickers : il consiste à appliquer à la surface de l'éprouvette (surface plane, polie et dépourvue d'érouissage), une charge prédéfinie, à l'aide d'un pénétrateur. Le pénétrateur est de la forme d'une pyramide droite, à base carrée, d'angle au sommet 136°. La dureté Vickers est proportionnelle au rapport : Charge appliquée / surface de l'empreinte. Les mesures de la dureté Vickers (Hv) avec une charge de 10 Kgf sont répertoriées dans le tableau 15

Tableau 15 : Résultats de l'essai de dureté Vickers

dureté Vickers (Hv)	Sens longitudinal	Sens transversal
	210	216

III-2 Caractéristiques de la solution du sol simulée

La solution d'essai est obtenue par reconstitution de la composition chimique de sol avec une solution appelée «solution de sol simulée » ou solution de test et qui sera utilisée pour les essais de corrosion et les essais de traction. Cependant, l'analyse devrait également inclure une concentration des ions de sodium, de potassium et de calcium de sorte qu'un équilibre ionique puisse être assuré. Nous avons choisi la solution la plus agressive qui présente un caractère corrosif avec une conductivité égale à 65,5 mS/cm et un pH = 8,5. Les critères de l'agressivité adoptés sont principalement la contenance en chlorure et en sulfate. Cette solution est définie dans le tableau 17

Tableau 17: Composition chimique de la solution simulée de sol algérien [40]

Composant	CaSO ₄	MgSO ₄	K ₂ SO ₄	NaCl	Na ₂ SO ₄	NaHCO ₃
concentration (g/L)	2,00	29,04	1,82	22,69	37,48	0,16

III-3 Méthode d'étude de la corrosion

La complexité des phénomènes de corrosion nécessite l'utilisation d'un très grand nombre de méthodes expérimentales pour estimer le taux de corrosion et la nature des mécanismes qui interviennent au cours de la destruction d'un métal

En plus des méthodes gravimétriques qui reposent sur la détermination de la perte de masse au cours du temps, et qui reflètent mieux le phénomène de corrosion tel qu'il est dans l'état réel, les méthodes électrochimiques présentant une sensibilité et une précision remarquables, sont aussi d'une utilisation courante voir indispensable pour l'étude des phénomènes liés à la corrosion.

III-3-1 Méthode électrochimique

Les essais électrochimiques sont des méthodes utiles pour estimer les risques de corrosion. Bosch [45] a employé l'impédance électrochimique conventionnelle spectroscopie pour indiquer exactement le début de la propagation de fissure pour les aciers dans trois solutions (milieu corrosif). Il a conclu que l'EIS est capable d'établir le déclenchement de la fissure pendant le (Slow strain rate testing) SSRT. Il a utilisé le modèle de la ligne de transmission pour simuler le comportement de la fissure. Park et all [46] ont utilisé la spectroscopie de

l'impédance dynamique pour trouver le mécanisme du déclenchement et de la propagation de la fissure pour l'acier dans la solution de chlorure de sodium. Ils ont déduit les inconvénients d'EIS conventionnelle pour détecter les changements dynamiques de la fissure.

Ces mêmes auteurs relient également les variations dans la région de basse fréquence des spectres d'impédance à la formation de la fissure et ils ont développé des modèles pour simuler le changement des surfaces pendant la traction [46].

Cheng et al [47] ont utilisé la spectroscopie de l'impédance locale (LEIS) pour étudier les effets des contraintes sur les propriétés électrochimiques de la canalisation acier dans la solution de carbonate-bicarbonate de pH élevée.

La technique électrochimique de bruit et d'autres méthodes ont été récemment utilisées pour détecter la corrosion sous contrainte [48].

Pour tous les essais électrochimiques, nous avons utilisé une cellule thermostatée à double paroi et à trois électrodes (figure 33). L'électrode de référence qui est une électrode au calomel saturée (ECS) est positionnée à l'extérieur de la cellule. Son contact avec l'électrolyte est assuré à l'aide d'un pont en verre rempli par une solution saturée de KCl. Le rôle du pont est de maintenir l'électrode de référence à température ambiante lorsqu'on fait varier la température de l'électrolyte. La contre électrode est une électrode de platine placée en face de l'électrode de travail. Celle-ci comprend un disque de l'échantillon à analyser, relié à un fil de cuivre pour assurer le contact.

III-3-2 Essais de corrosion

En ce qui concerne le protocole expérimental, les courbes intensité/potentiel sont obtenues avec une vitesse de balayage de potentiel de 1,66 mV/s. Cette vitesse permet d'obtenir des courbes à l'état quasi-stationnaire. Avant le tracé des courbes, l'électrode de fer est maintenue dans 100 mL de la solution électrolytique à son potentiel libre de corrosion pendant 30 min.

Le dispositif expérimental utilisé pour l'étude électrochimique est présenté par la figure 33, et il comprend en particulier:

- Un potentiostat qui permet d'imposer et de maintenir constante une différence de potentiel entre l'électrode de travail et l'électrode de référence quelles que soient les fluctuations dues à la polarisation de l'électrode de travail,
- un générateur pilote permettant la variation linéaire du potentiel en fonction du temps.



Figure 33 : Chaîne de corrosion

III-3-2-1 Choix des éprouvettes

L'éprouvette utilisée appelée électrode de travail est présentée dans la figure 34

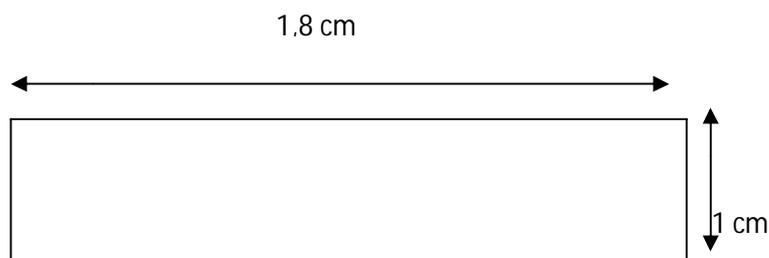


Figure 34 : Electrode de travail pour les mesures électrochimiques

Vu la complexité de ces tests, nous avons sollicité la division recherche et développement CRD Sonatrach-Boumerdes, tous les essais ont été effectués au niveau du laboratoire corrosion de cette division.

Une préparation de l'électrolyte en respectant les doses mentionnées dans le tableau 17 a été effectuée, cette composition a été mise dans l'eau distillée puis agitée en utilisant un agitateur magnétique, la solution obtenue a été laissée pendant environ quatre heures pour se stabiliser complètement.

Notre éprouvette a été usinée avec une section de $1,8 \text{ cm}^2$ selon les orientations du laboratoire, La préparation de surface de l'éprouvette est passée par deux étapes :

Polissage mécanique : Il a été effectué à l'aide d'une polisseuse sous eau en utilisant des papiers abrasifs de granulométrie de plus en plus fine à savoir 600 & 1200.

Dégraissage : Les éprouvettes polies ont été nettoyées par l'acétone et ensuite par l'eau distillée pour enlever toutes traces de graisses et de matières étrangères, et finalement elles étaient séchées sous un flux d'air pour éviter toute sorte de réaction entre l'eau distillée et la surface de l'échantillon avant les mesures

Notre éprouvette en acier au carbone API 5L X60 appelée électrode de travail ainsi que l'électrode de référence (ECS) au calomel saturé KCl et la contre électrode en platine ont été placées soigneusement dans une cellule en verre conventionnelle à trois électrodes d'une capacité de 500 mL pour les courbes de polarisation. Tous les essais ont été réalisés dans des solutions désaérées à la température ambiante.

Les tests de polarisation potentiodynamique ont été effectués au moyen d'une chaîne électrochimique comportant un Potentiostat / Galvanostat Model 273 A, piloté par microordinateur et d'un analyseur des fonctions de transfert type Schlumberger SI 1260. Les courbes (E, I) utilisant la méthode de Stern : les courbes de Tafel et les voltampérogrammes ont été enregistrés utilisant le logiciel 352 Soft Corr III, le pilotage de l'analyseur de fréquence, l'acquisition et le traitement des données sont effectués par un ordinateur.

Notre métal qui a été plongé dans le milieu corrosif simulé au sol algérien dont la composition chimique est représentée dans le tableau 17 tend à se dissoudre, au bout d'un temps suffisant pour que le régime stationnaire soit établi, l'électrode métallique prend par rapport à la solution un potentiel, appelé potentiel de corrosion E_{corr} , ce potentiel ne peut être connu en valeur absolue, il est repéré par rapport à une électrode de référence.

A l'aide d'un générateur et d'une contre électrode on fait passer un courant à travers l'électrode métallique, son état stationnaire est modifié et sa surface prend une nouvelle valeur de potentiel ; les courbes $I = f(E)$ constituent les courbes de polarisation.

Le tracé des courbes renseigne sur la cinétique de l'étape la plus lente du processus global de corrosion qui se compose de différentes réactions élémentaires (transfert de charge, transfert de matière, adsorption des espèces sur l'électrode)

III-4 Mesures de polarisation potentiodynamique

III-4-1 Courbes de l'évolution du potentiel libre en fonction du temps

Nous avons effectué le test de corrosion libre en respectant les conditions générales de préparation de la surface de l'échantillon après polissage normal. Les résultats présentés dans le tableau 19 et illustrés par les figures 35, 36, 37 indiquent une diminution brusque du potentiel, après 05 minutes, une stabilisation de potentiel à environ -750mV pour le premier essai et -734 mV pour le deuxième essai, au-delà de 15 minutes,

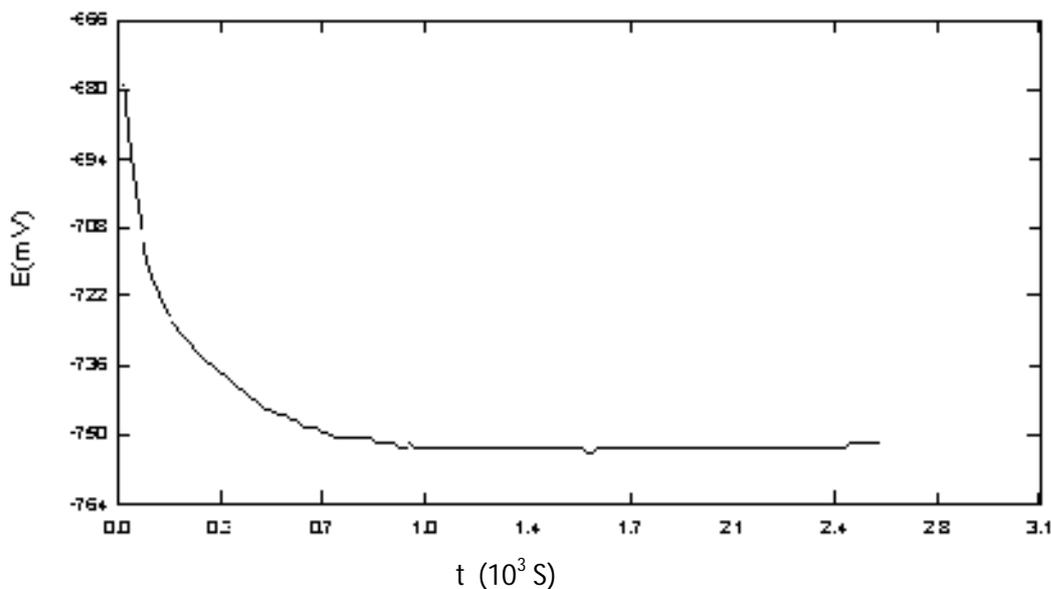


Figure 35 : Essai N° 1 évolution du potentiel libre en fonction du temps de l'acier API 5L X60 immergé dans la solution simulé au sol algérien

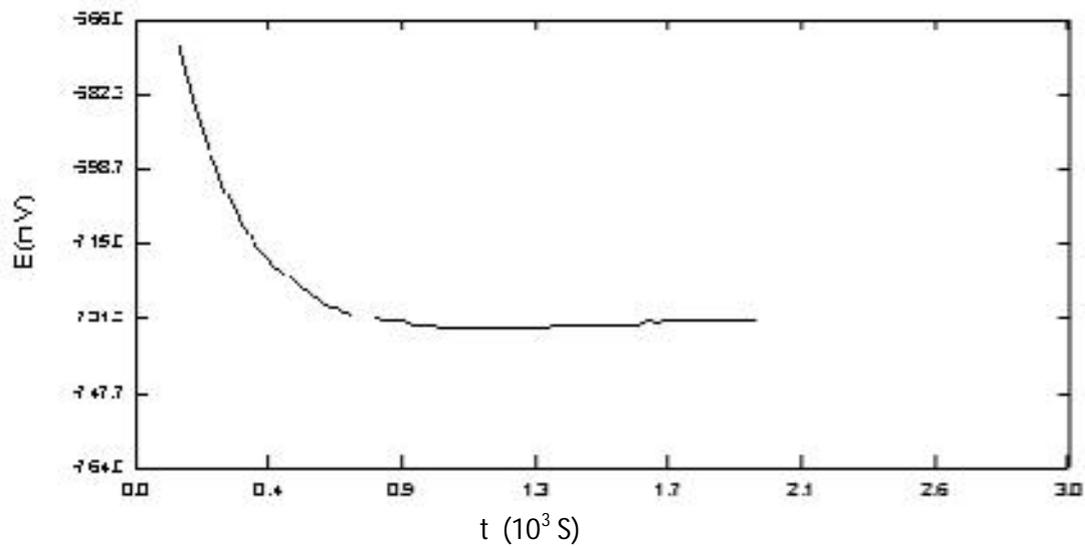


Figure 36 : Essai N° 2 évolution du potentiel libre en fonction du temps de l'acier API 5L X60 immergé dans la solution simulé au sol algérien

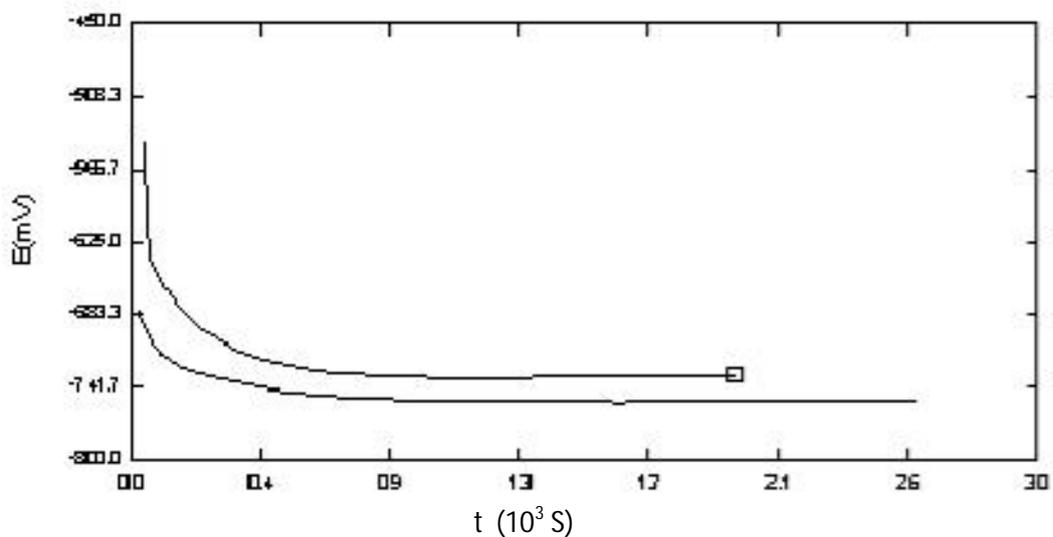


Figure 37 : Superposition des deux essais

Tableau 19 : Résultats des courbes de polarisation (Potentiel libre après 990s)

Essai	Potentiel au repos (mV)
Essai 1	-734,1
Essai 2	-753

III-4-2 Polarisation potentiodynamique

Les potentiels potentiodynamiques des courbes ont été enregistrées en faisant varier le potentiel de l'électrode de -1400mV à -400mV avec une vitesse de balayage de 1,66 mV/s

Les mesures de la résistance de polarisation ont été effectuées en appliquant un balayage de potentiel de 15 mV en respectant E_{corr} .

Le courant résultant est tracé linéairement en fonction du potentiel. La pente de ce tracé à E_{corr} représente la résistance de polarisation R_p .

Tous les tests ont été réalisés, dans des conditions de solutions désaérées sans interruption à des températures constantes de 25 et $55 \pm 0,1$ °C en utilisant un thermostat.

Les données expérimentales suivantes ont été obtenues par des mesures électrochimiques avec comme inhibiteurs de corrosion les ions de poly phosphates tels que le hydrogène-phosphate-disodique. Les solutions des inhibiteurs ont été obtenues par leur dissolution dans l'eau distillée fraîche pour les différentes concentrations (10^{-3} , 10^{-2} , 10^{-1} , $5 \cdot 10^{-1}$ M).

L'efficacité de l'inhibition a été déterminée à partir des valeurs de la densité de courant de corrosion calculées par la méthode d'extrapolation de Tafel. L'efficacité de l'inhibition a été calculée selon la relation suivante :

$$E\% = [(i_0 - i) / i_0] \times 100 \quad \text{où} \quad [(R_p - R_{p_0}) / R_{p_0}] \times 100 \quad (22)$$

Où :

i : représente la densité de courant de corrosion en présence d'inhibiteur de corrosion

i_0 : représente la densité de courant de corrosion sans inhibiteur de corrosion

R_p : représente la résistance de polarisation en présence d'inhibiteur de corrosion

R_{p_0} : représente la résistance de polarisation sans inhibiteur de corrosion

III-4-2-1 Influence du pH

La figure 38 illustre des courbes de polarisation anodiques et cathodiques qui ont été tracées sans inhibiteurs de corrosion, après 1h d'immersion, à une température de $30 \text{ °C} \pm 0,1$ et un pH variant de [5,0- 8,5].

Les valeurs des paramètres de polarisation: courant de corrosion I_{corr} , potentiel de corrosion E_{corr} , les pentes de Tafel anodique et cathodique β_a et β_c sont représentées dans le tableau 20

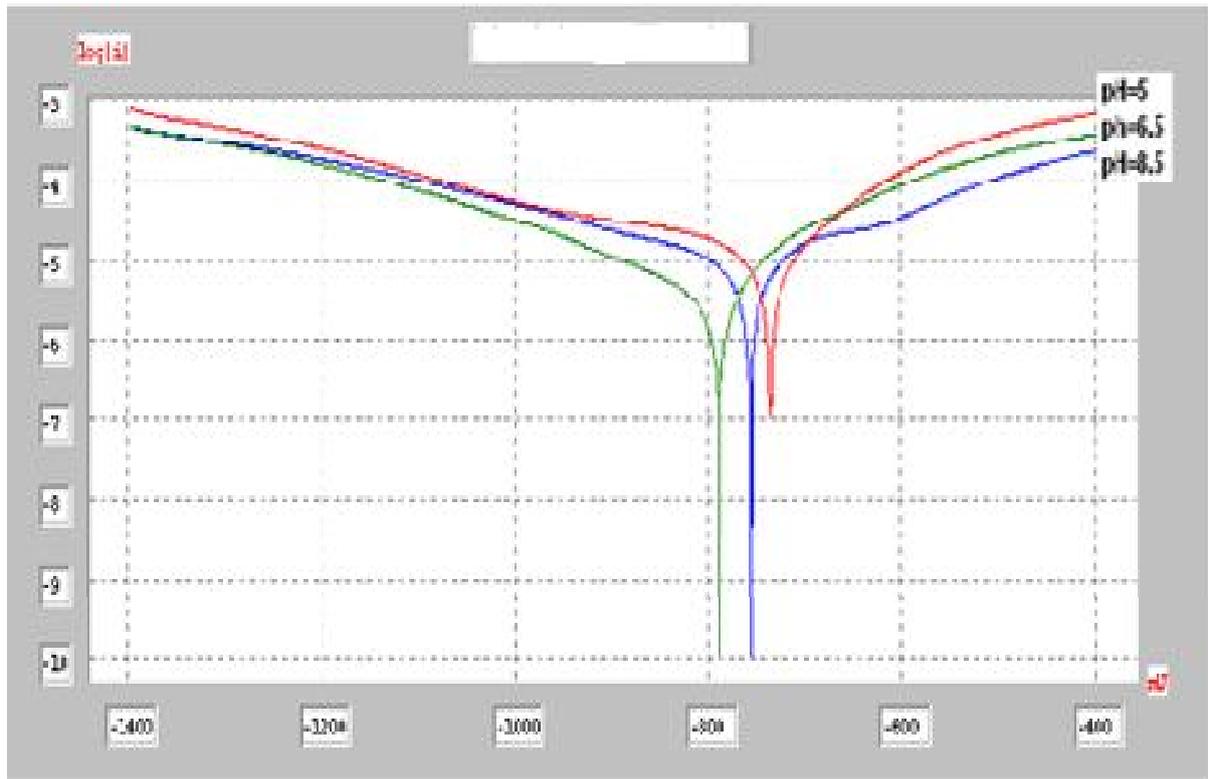


Figure 38 : Courbes de polarisation potentiodynamique pour l'acier API5LX60 dans la solution du sol simulée à différentes valeurs de pH à une température de 30°C

Tableau 20 : Les paramètres de polarisation de corrosion de l'acier API5L X60 dans la solution du sol simulé en fonction des différentes valeurs de pH.

PH	E_{corr} (mV/ECS)	I_{corr} (μA/cm ²)	B_c (mV/dec)	B_a (mV/dec)	R_p (kΩ.cm ²)
5,0	-740	7,5	-307	103	6,2
6,5	-793	7,4	-311	220	7,5
8,5	-760	4,8	-323	185	10,6

III-4-2-2 Effet de la température

Les mesures de polarisation ont été prises à différentes températures sans inhibiteurs de corrosion dans le but de calculer l'énergie d'activation du processus de corrosion.

Les courbes de polarisation tracées à des températures variant de 25 à 55 °C et un pH = 5 sont montrées dans la figure 39 et les paramètres de polarisation sont donnés dans le tableau 22

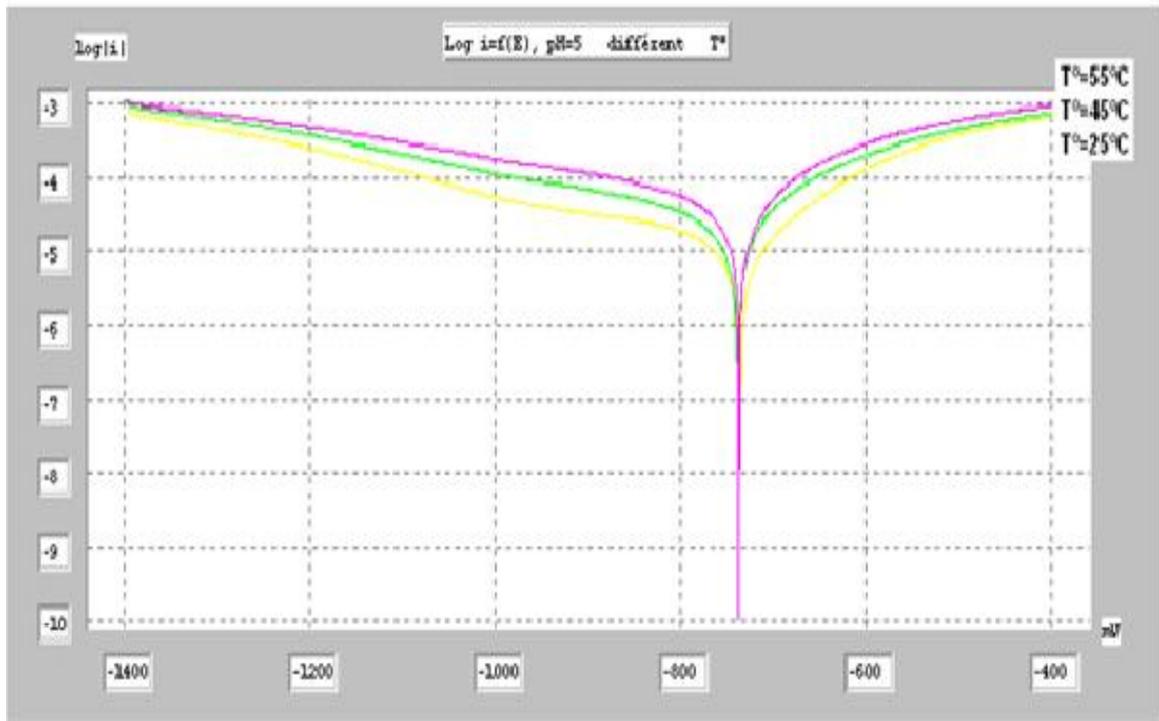


Figure 39 : Courbes de polarisation potentiodynamique pour l'acier API5L X60 dans la solution du sol simulée à différentes valeurs de température (pH=5)

Tableau 21 : Les paramètres de polarisation de corrosion de l'acier API5L X60 dans la solution du sol simulé en fonction de différentes valeurs de température (pH=5)

T (°C)	E _{corr} (mV/ECS)	I _{corr} (μA/cm ²)	B _c (mV/dec)	B _a (mV/dec)	R _p (kΩ.cm ²)
25	-740	7,5	-307	103	2,77
45	-743	19,8	-239	125	1,48
55	-741	57,8	-342	213	0,98

Les courbes de polarisations tracées à des températures variant de 25 à 55 °C et un pH = 6,5 sont montrées dans la figure 40 et les paramètres de polarisation sont donnés dans le tableau 24

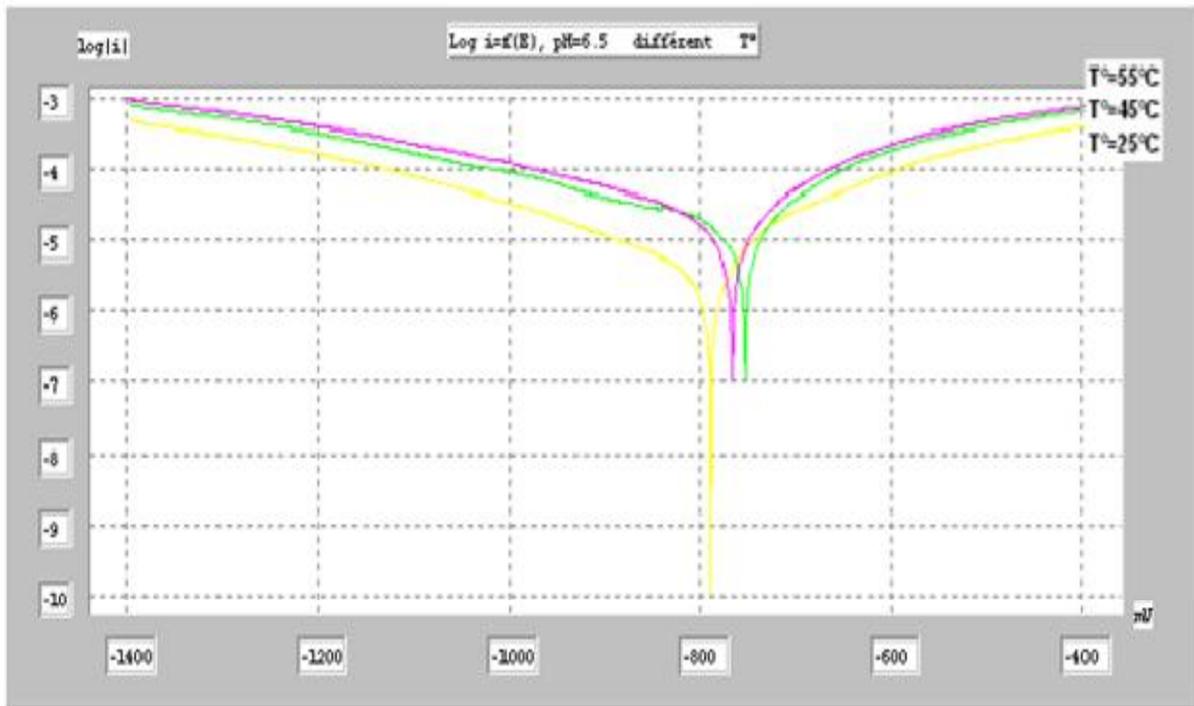


Figure 40 : Courbes de polarisation potentiodynamique pour l'acier API5L X60 dans la solution du sol simulée à différentes valeurs de température (pH=6,5)

Tableau 22 : Les paramètres de polarisation de corrosion de l'acier API5L X60 dans la solution du sol simulé en fonction des différentes valeurs de températures (pH=6,5)

T (°C)	E_{corr} (mV/ECS)	i_{corr} ($\mu\text{A}/\text{cm}^2$)	β_c (mV/dec)	β_a (mV/dec)	R_p ($\text{k}\Omega.\text{cm}^2$)
25	-793	7,4	-311	177	7,49
45	-757	12	-331	162	1,97
55	-771	14	-337	195	2,07

Les courbes de polarisations tracées à des températures variant de 25 à 55 °C et un pH = 8,5 sont montrées dans la figure 41 et les paramètres de polarisation sont donnés dans le tableau 25

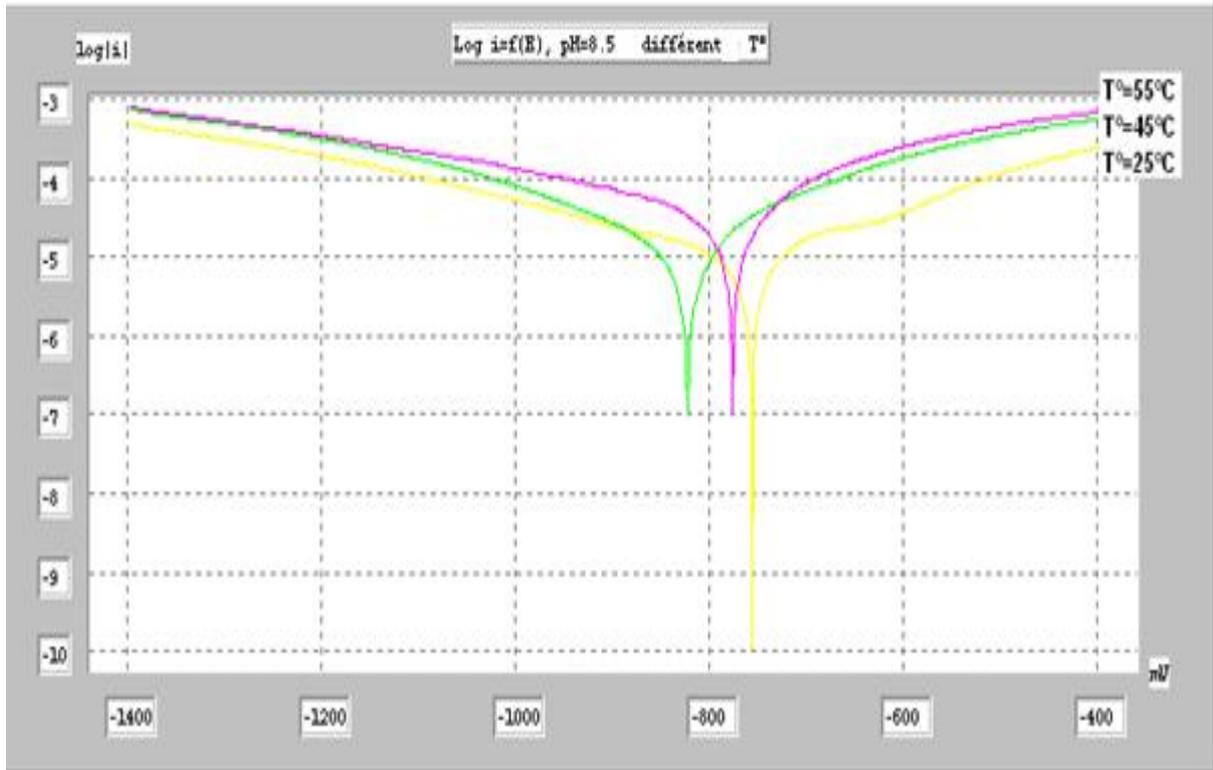


Figure 41 : Courbes de polarisation potentiodynamique pour l'acier API5L X60 dans la solution du sol simulée à différentes valeurs de température (pH=8,5)

Tableau 23 Les paramètres de polarisation de corrosion de l'acier API5L X60 dans la solution du sol simulé en fonction des différentes valeurs de températures (pH=8,5)

T (°C)	E_{corr} (mV/SCE)	I_{corr} (μA/cm²)	B_c (mV/dec)	B_a (mV/dec)	R_p (kΩ.cm²)
25	-760	4,8	-323	184	3,74
45	-826	17,9	-285	225	3,20
55	-780	50,6	-160	268	1,33

Les paramètres d'activation du processus de corrosion sont déterminés selon l'équation d'Arrhénius :

$$\text{Log } I_{\text{corr}} = - (E_a / 2,303 RT) + \text{Log} A \quad (23)$$

et à partir de l'état transitoire défini par l'équation

$$\text{Log}(I_{\text{corr}}/T) = -(\Delta H_a^0 / 2,303 RT) + B \quad (24)$$

Où

E_a : l'énergie d'activation apparente

A : facteur préexponentiel d'Arrhénius

R : constante des gaz parfaits

ΔH_a^0 : l'enthalpie d'activation

T : température absolue

La figure 42 présente le tracé d'Arrhenius du logarithmique de la densité de courant de corrosion en fonction de $1/T$

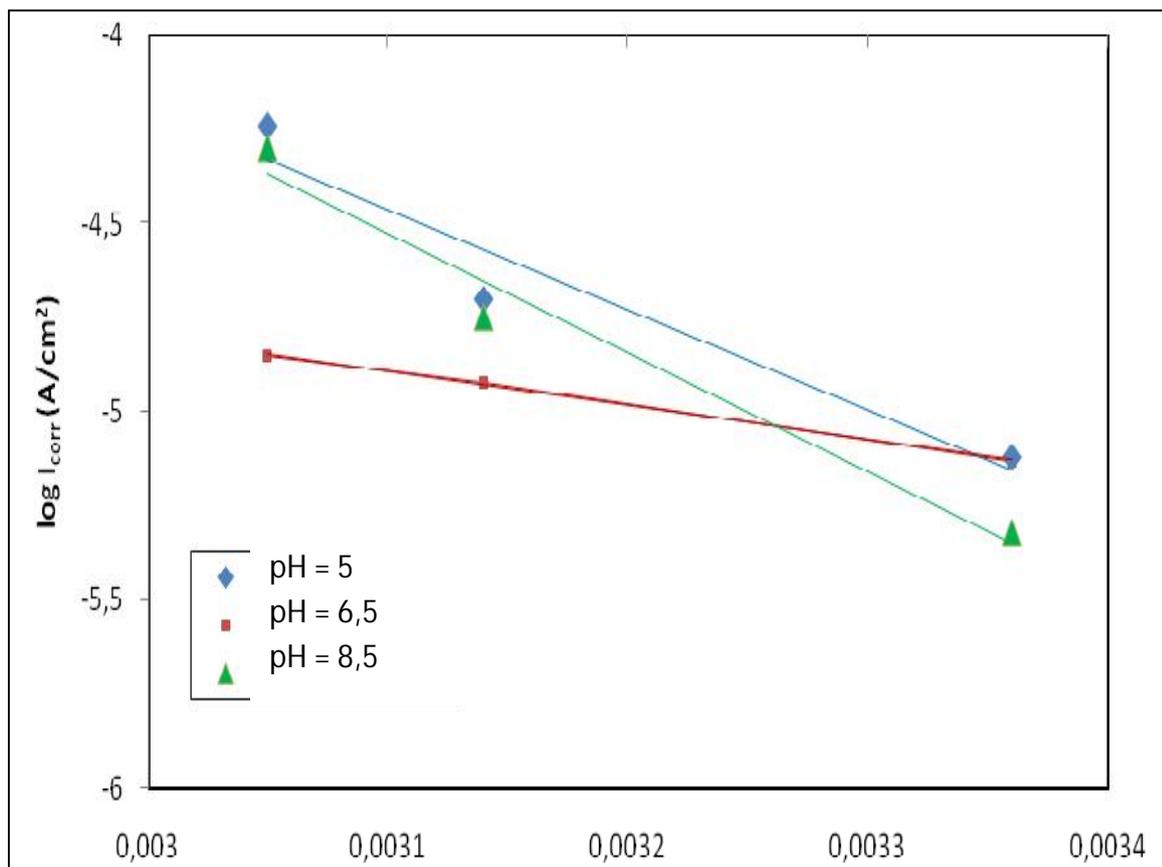


Figure 42 : Le tracé d'Arrhénius calculé à partir de la densité du courant de corrosion pour l'acier API5L X60 dans la solution du sol simulée à différents PH

La figure 43 présente le tracé de $\ln(I_{\text{corr}}/T)$ en fonction de $1/T$. Des lignes droites avec des coefficients de corrélation de près de 1 sont obtenus.

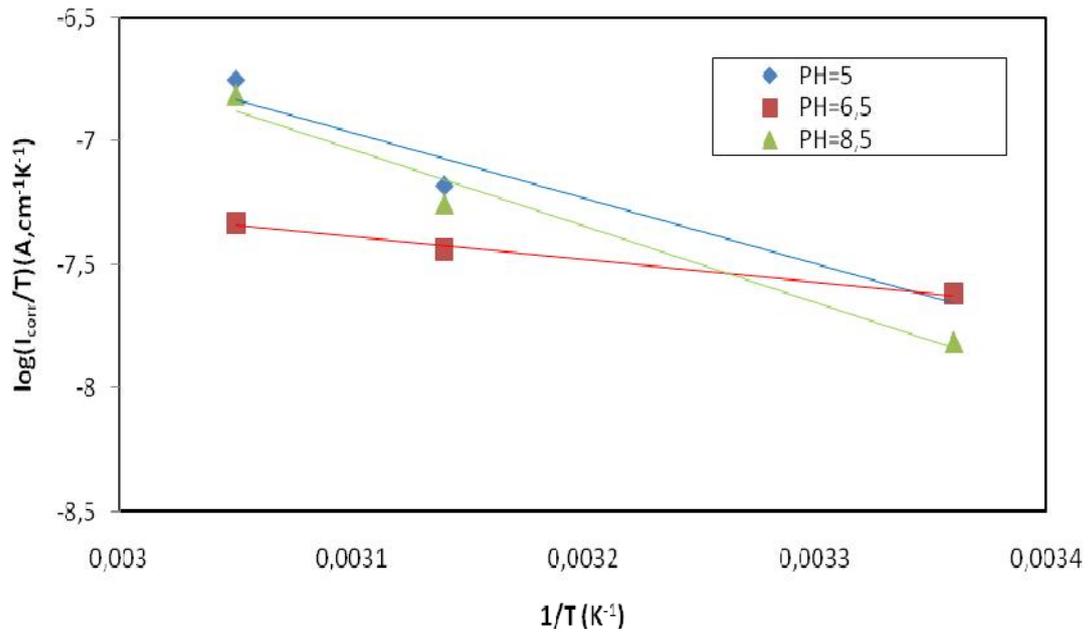


Figure 43: Log (I_{corro}/T) en fonction de $1/T$ pour l'acier API5L X60 dans la solution du sol simulée à différents PH

L'énergie E_a est déterminée à partir des pentes du tracé d'Arrhenius et le calcul a donné la valeur suivante $E_a = 17,48 \text{ kJ mol}^{-1}$

En comparant cette valeur à la valeur de l'énergie d'activation de corrosion d'acier dans l'environnement acide qui était de 60 kJ mole^{-1} , on la trouve nettement inférieure. [71,75]

Les valeurs à des différents pH de l'énergie d'activation et de l'enthalpie sont présentées dans le tableau 26

Tableau 24 : Les valeurs E_a et ΔH_a° à différents PH

Ph	E_a (kJ mole ⁻¹)	ΔH_a° (kJ mole ⁻¹)
5,0	51,01	49,18
6,5	17,48	14,48
8,5	59,22	58,18

III-4-3 Influence de la concentration

Les mesures électrochimiques ont été obtenues en utilisant comme inhibiteurs de corrosion les ions de poly phosphate tels que le disodique-hydrogeno-phosphate à des pH variés (5,0-8,5) et différentes concentrations qui ont été ajoutées à la solution du sol simulée.

Pour le pH = 5,0 , les courbes de polarisation anodique et cathodique sont effectuées après 1 h d'immersion avec et sans inhibiteurs à une température de $30 \pm 0,1$ °C (Figure 44) .

Les paramètres de polarisation son données dans le tableau 25.

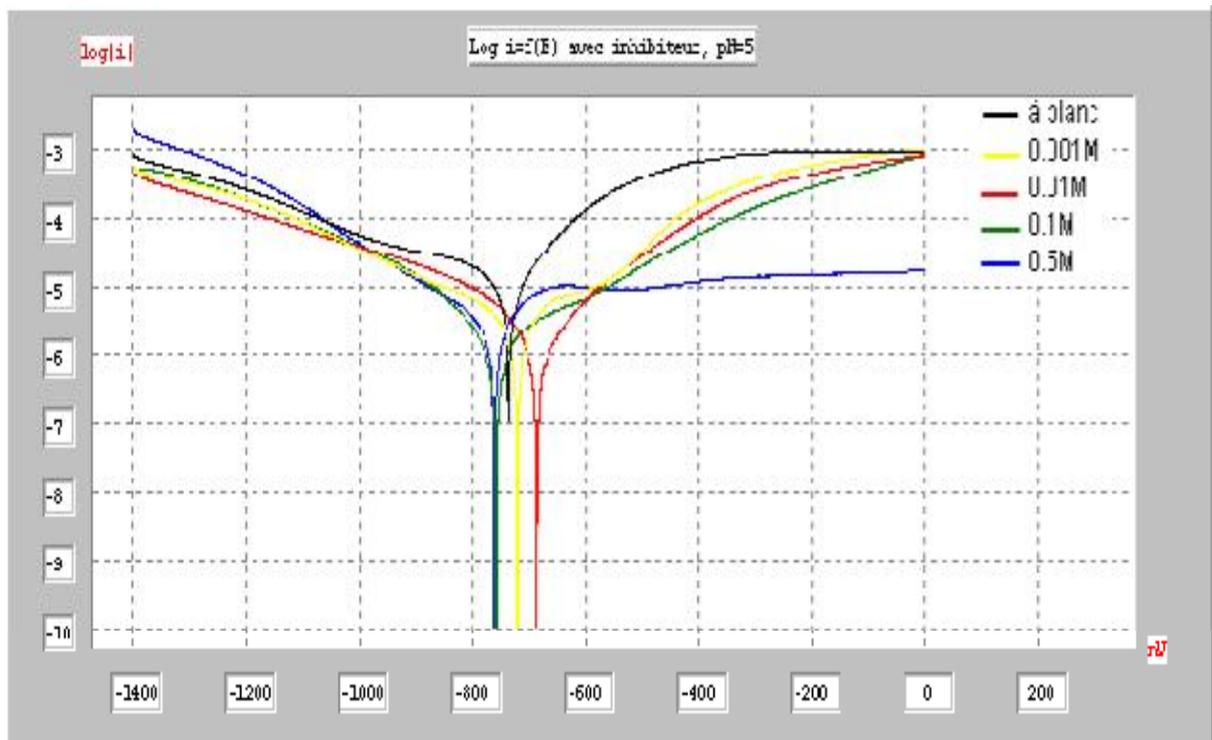


Figure 44 : Courbe de polarisation potentiodynamique de l'acier API5L X60 immergé dans la solution du sol simulé à différentes concentrations d'inhibiteur (pH=5,0)

Tableau 25 : Les paramètres de polarisation des aciers API51 X60 dans la solution du sol simulée selon la concentration des inhibiteurs de corrosion (pH = 5,0).

Conc. (M)	E_{corr} (mV/ECS)	i_{corr} ($\mu\text{A}/\text{cm}^2$)	R_p ($\text{k}\Omega.\text{cm}^2$)	B_c (mV/dec)	β_a (mV/dec)	E% (i_{corr})	E% (R_p)
Blanc	-740	7,5	6,2	-307	165	-	-
10⁻³	-725	4,6	11,2	-333	179	38,7	44,9
10⁻²	-691	2,5	20,7	-373	173	66,7	70,0
10⁻¹	-763	2,1	23,8	-333	173	72,0	73,9
5.10⁻¹	-766	4,2	10,7	-213	204	44,0	42,0

Pour le pH = 6,5 les courbes de polarisation anodique et cathodique sont effectuées après 1 h d'immersion avec et sans inhibiteurs à une température de $30 \pm 0,1$ °C (Figure 45).

Les paramètres de polarisation sont donnés par le tableau 26

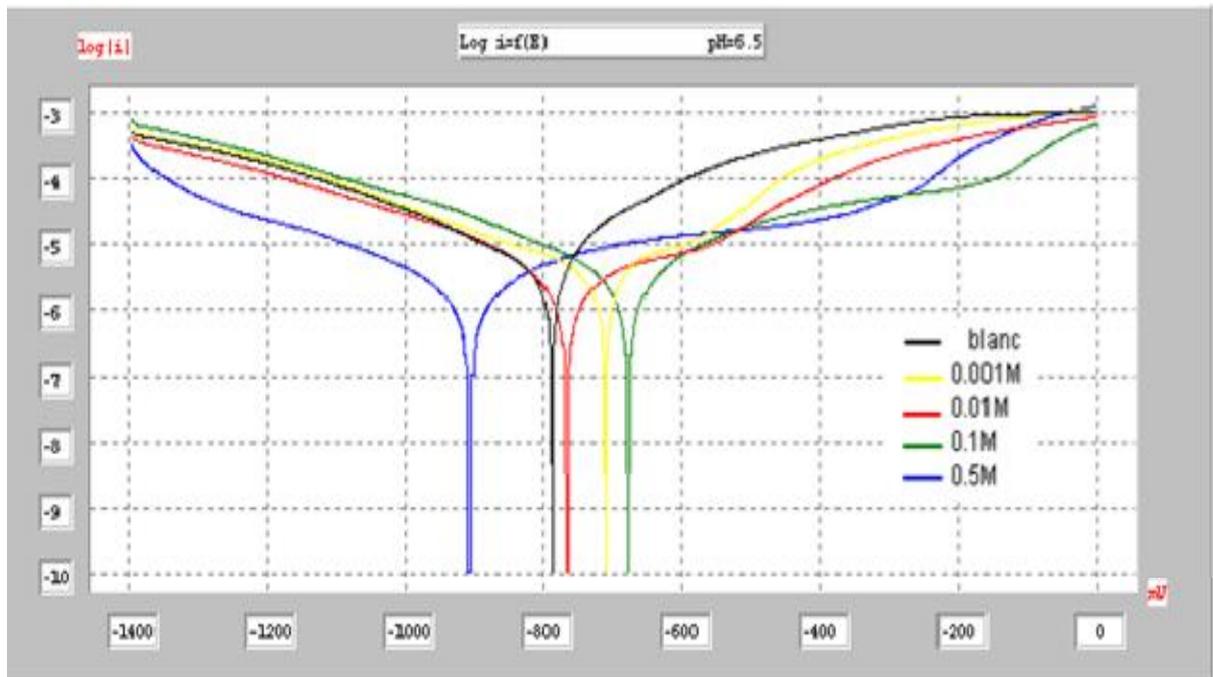


Figure 45 : Courbes de polarisation potentiodynamique de l'acier API5L X60 immergé dans la solution du sol simulé à différentes concentrations d'inhibiteur (pH=6,5)

Tableau 26 : Les paramètres de polarisation des aciers API5L X60 dans la solution du sol simulée selon la concentration des inhibiteurs de corrosion (pH = 6,5)

Conc. (M)	E _{corr} (mV/ECS)	I _{corr} ($\mu\text{A}/\text{cm}^2$)	R _p ($\text{k}\Omega.\text{cm}^2$)	B _c (mV/dec)	β_a (mV/dec)	E% (I _{corr})	E% (R _p)
Blanc	-793	6,5	7,5	-311	177	-	-
10^{-3}	-715	5,2	10,5	-238	269	20,2	28,5
10^{-2}	-771	2,7	19,7	-355	187	58,5	62,5
10^{-1}	-682	2,2	16,1	-344	136	66,1	53,4
5.10^{-1}	-911	1,5	29,4	-309	152	76,9	74,5

Pour le pH = 6,5 les courbes de polarisation anodique et cathodique sont effectuées après 1 h d'immersion avec et sans inhibiteurs à une température de $30 \pm 0,1$ °C (Figure46). Les paramètres de polarisation sont donnés par le tableau 27

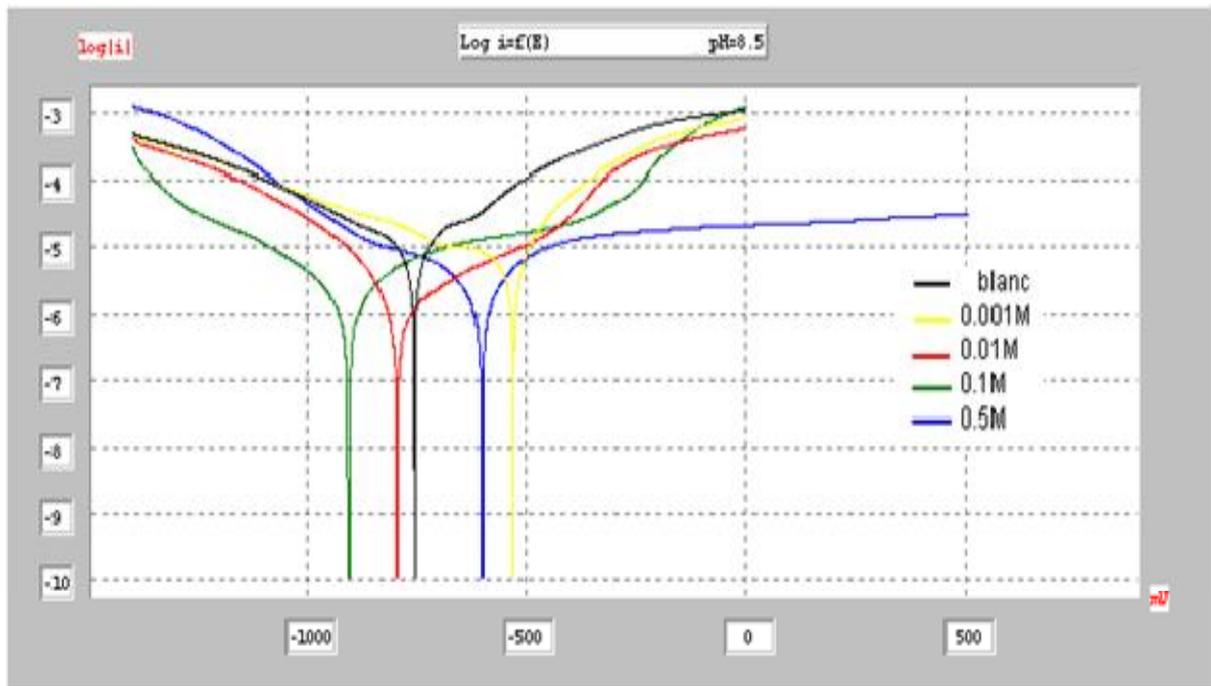


Figure 46 : Courbes de polarisation potentiodynamique de l'acier API5L X60 immergé dans la solution du sol simulé à différentes concentrations d'inhibiteur (pH=8,5)

Tableau 27: Les paramètres de polarisation des aciers API5L X60 dans la solution du sol simulée selon la concentration de l'inhibiteur de corrosion (pH =8,5)

Conc. (M)	E _{corr} (mV/SCE)	I _{corr} ($\mu\text{A}/\text{cm}^2$)	R _p ($\text{k}\Omega.\text{cm}^2$)	B _c (mV/dec)	β_a (mV/dec)	E% (I _{corr})	E% (R _p)
Blanc	-760	4,8	10,5	-323	184	-	-
10^{-3}	-520	2,7	15,0	-232	157	43,7	30,0
10^{-2}	-800	1,6	32,1	-298	197	66,7	67,3
10^{-1}	-911	1,4	29,4	-282	152	70,8	64,3
5.10^{-1}	-608	2,0	19,6	-299	135	58,3	46,3

Les résultats ont montré que selon la concentration de l'inhibiteur et la variation de pH dans la gamme étudiée l'efficacité de l'inhibition est obtenue pour les basses valeurs du milieu d'acidité moyenne, nous avons obtenu la même situation quand le pH est devenu basique proche la valeur neutre mais il diminue pour les concentrations 5.10^{-1} M .

III-4-4 Phénomène d'Adsorption

L'adsorption est phénomène de surface par lequel des molécules du gaz ou de liquides se fixent sur les surfaces solides des adsorbants selon divers processus plus ou moins intenses [74]. L'interaction entre les inhibiteurs et la surface de l'acier API5LX60 peut être fournie par l'isotherme d'adsorption. L'isotherme est une fonction qui décrit la quantité adsorbée en fonction de la concentration des inhibiteurs à une température constante, Lors de l'adsorption chimique le taux de la surface recouverte (θ) varie en fonction du temps. Le taux de corrosion apparent de l'électrode en acier API5L X60 inhibée est proportionnel au rapport du taux de la surface recouverte θ et la fraction non couverte ($1 - \theta$)

Expérimentalement la variation $\text{Log}(\theta / 1 - \theta)$ en fonction de $\log C$ est une droite de pente égale à l'unité. Rappelons que la théorie de Langmuir repose sur les considérations suivantes :

- L'interface métallique contient un nombre limité de sites d'adsorption et chaque site fixe un centre actif de l'inhibiteur.
- Il n'y a pas d'interaction entre molécules adsorbées sur des sites voisins et leur désorption à partir d'un site occupé se fait d'une manière indépendante.
- La chaleur d'adsorption est la même pour tous les sites. Elle est donc indépendante du taux de recouvrement θ

Les valeurs θ ont été évaluées pour les différentes concentrations des solutions désinhibées et inhibées

au moyen de l'équation :

$$\theta = (I_0 - I_i) / I_0 \quad (25)$$

I_0 , I_i représentent les valeurs de la vitesse de corrosion respectivement avec et sans inhibiteur

Les valeurs de θ à différents pH et concentrations d'inhibiteurs sont examinées par l'ajustement des isothermes. Le meilleur ajustement a été obtenu avec l'isotherme de Langmuir. En se référant à cet isotherme, θ est liée à la concentration de l'inhibiteur C par l'équation suivante :

$$C / \theta = 1/K + C \quad (26)$$

avec

$$K = (1/55,5)\exp(-\Delta G_{\text{ads}}^0 / RT) \quad (27)$$

K représente la constante d'équilibre d'adsorption

ΔG_{ads}^0 représente l'énergie libre standard d'adsorption

La courbe de Langmuir pour les données de l'inhibition de corrosion est représentée dans la figure 47 [49][50][51]

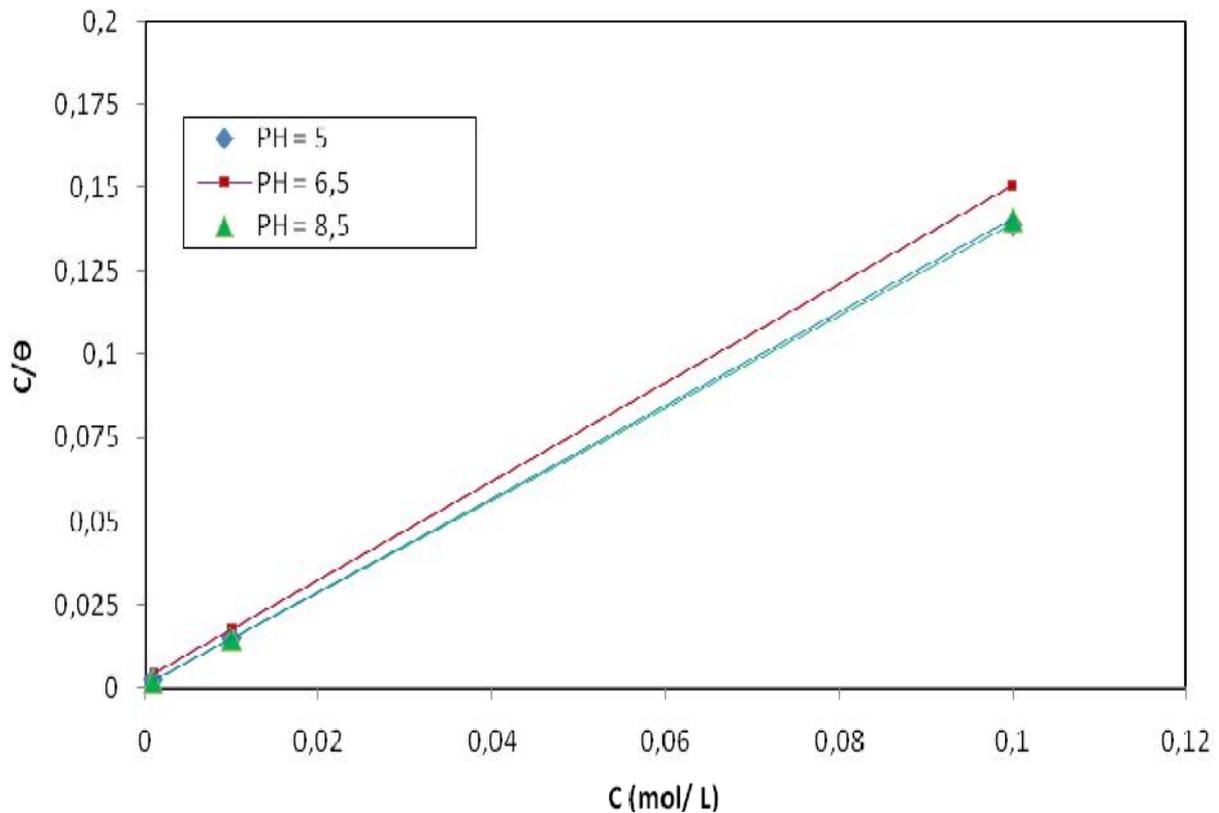


Figure 47: Ajustement de la courbe des données de corrosion de l' API5L X60 en présence de l'inhibiteur à l'isotherme de Langmuir

Des courbes linéaires ont été obtenues. Ces résultats suggèrent que le phénomène d'adsorption obéit à l'isotherme de Langmuir modifiée proposée par Villamil et al. Qui est donnée par l'équation suivante :

$$C / \theta = n / K + n C \quad (28)$$

Les paramètres thermodynamiques sont importants pour étudier le mécanisme d'inhibition. La valeur ΔG_{ads}° à divers pH a été estimée à partir de la valeur de K de l'équation 27; les valeurs obtenues de K , n et ΔG_{ads}° sont données dans le tableau 28

Tableau 28: Les paramètres thermodynamiques de l'acier API5L X60 immergée dans la solution du sol simulée

pH	K (L/mole)	n	- ΔG_{ads}^0 kJ/mole
5	512,11	1,48	25,41
6,5	1131,15	1,38	27,37
8,5	1574,8	1,40	28,19

Il a été constaté que les valeurs de l'énergie d'adsorption se situent entre 25,41 et 28,19 kJ/mole.

Conclusion

L'étude du comportement de l'acier API5L X60 vis-à-vis la solution du sol simulée a été faite en deux parties : la première a concerné les caractéristiques mécaniques de l'acier immergé dans la solution à des intervalles de temps allant d'une journée à 90 jours ; les résultats obtenus ont montré que le métal a perdu ses propriétés mécaniques dès le premier contact avec la solution et il a continué à se dégrader jusqu'à arriver à 60 jours, à ce moment la résistance du métal a commencé à croître proportionnellement avec le temps ceci s'explique par la formation d'un film protecteur sur la surface du métal qui va jouer le rôle d'un isolant et empêche toute dégradation du métal. Le dernier essai a été fait après 90 jours d'immersion, nous n'avons pas pu définir le comportement de l'acier après la période des essais, mais selon la littérature après un certain temps, le métal perd de nouveau ses caractéristiques mécaniques et devient plus fragile à la rupture.

La deuxième partie a consisté en l'étude du comportement de l'acier API5L X60 vis à vis des solutions sans et avec inhibiteur « le disodique- hydrogeno-phosphate » à des divers pH 5,0, 6,5 et 8,5 et divers températures 25°C , 45°C et 55°C , les résultats obtenus nous ont permis de remarquer que la vitesse de corrosion est plus importante dans les milieux acides et elle diminue en allant vers le milieu basique.

Nous avons constaté aussi que la vitesse de corrosion augmente avec la température quelque soit le milieu environnant acide ou basique. Selon les pH de la solution du sol simulée, les énergies d'activation calculées augmentent avec la température.

Selon les concentrations des inhibiteurs et la variation du pH, l'efficacité de l'inhibiteur est obtenue pour les basses valeurs dans le milieu moyennement acide, nous avons obtenu une

situation similaire quand le pH tend vers l'alcalinité proche du pH neutre mais elle diminue pour la concentration 5.10^{-1} M

Les valeurs de l'énergie d'adsorption obtenues sont entre - 25,41 et -28,19 kJ /mole.

Cette étude au laboratoire sera complétée par une étude numérique qui s'articule sur la modélisation des défaillances et l'estimation de la durée de vie par approche de Weibull

CHAPITRE IV

MODELISATION DES DEFAILLANCES ET ESTIMATION DE LA DUREE DE VIE PAR APPROCHE DE WEIBULL

Introduction

Dans ce chapitre nous allons définir la probabilité pour que le gazoduc étudié accomplisse sa fonction requise dans les conditions d'utilisation et pour la période de temps déterminée qui est sa durée de vie.

Cette étude de fiabilité permet de prévoir une politique d'entretien et de maintenance de notre système pour augmenter sa durée de vie

Nous allons appliquer le modèle de Weibull, et par conséquent il est impérativement recommandé de définir les principales lois à savoir la fonction de fiabilité, le taux de défaillance et la densité de probabilité.

VI-1 La fonction de fiabilité : [52]

La fiabilité $R(t)$ se mesure par la probabilité de l'événement "non défaillance" jusqu'à l'instant t . En bref la fiabilité est la probabilité que possède un dispositif d'être encore en bon fonctionnement à l'instant t , soit encore:

$$R(t) = \text{Prob}(TBF > t) \quad (29)$$

En pratique, cette probabilité se traduit par une fréquence qui peut être exprimée en pourcentage. Une partie représente le pourcentage du système fonctionnant encore normalement à t , et une deuxième partie représente le pourcentage d'appareils ayant été défectueux entre les instants 0 et t

soit:

$$F(t) = 1 - R(t) \quad (30)$$

si N représente le nombre de défaillances d'un composant d'un système sur une durée d'évaluation et si i indique le rang de la défaillance à laquelle on associe t_i

le TBF écoulé alors:

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

$$F(t_i) = i / N \quad (31)$$

$$R(t_i) = (N - i) / N \quad (32)$$

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

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

Nous utilisons la formule d'approximation des rangs moyens :

$$F(t_i) = i / N + 1 \quad (33)$$

$$R(t_i) = (N + 1 - i) / (N + 1) \quad (34)$$

- Pour $N < 20$ nous utiliserons la formule d'approximation des rangs médians :

$$F(i) = (i - 0,3) / (N + 0,4) \quad (35)$$

$$R(t_i) = (N + 0,7 - i) / (N + 0,4) \quad (36)$$

VI-2 Le taux de défaillance $\lambda(t)$ [52]

Le taux de défaillance est défini par le nombre de défaillances survenant entre les instants t et $t + \Delta t$ rapporté au nombre de système "en vie" à l'instant t .

$$\begin{cases} \lambda(t) = \frac{f(t)}{1-F(t)} \\ \lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta-1} \end{cases} \text{ avec } t \geq \gamma; \beta > 0; \eta > 0 \quad (37)$$

Où:

η : le paramètre d'échelle ou caractéristique de vie

γ : le paramètre d'origine des temps,

β : le paramètre de forme.

$F(t)$: fonction de distribution de défaillance ($F(t) = 1 - R(t)$)

$f(t)$: fonction de densité de probabilité de défaillance

Cette loi est une loi à trois paramètres qui permet d'exprimer $f(t)$ lorsque le taux de défaillance $\lambda(t)$ varie comme une puissance quelconque du temps.

Interprétation de β [52]

- Si $\beta = 1$ le taux de défaillance est constant, nous sommes en zone de maturité. On retrouve la loi exponentielle
- Si $\beta < 1$ le taux de défaillance décroît, nous sommes en zone de jeunesse (rodage, déverminage)
- Si $\beta > 1$ le taux de défaillance croît, nous sommes en phase de vieillesse,
 - Si $1,5 < \beta < 2,5$ dégradation due à la fatigue
 - Si $3 < \beta < 4$ dégradation essentiellement due à l'usure ou la corrosion

➤ Si $\beta = 3,5$ on retrouve la loi normale

La loi de Weibull est déterminée à partir du calcul des différentes fonctions elle est définie comme suit :

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \quad (38)$$

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \quad (39)$$

Prenons le log népérien des deux membres :

$$\text{Ln } R(t) = - \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta \quad (40)$$

$$\text{Ln } \frac{1}{R(t)} = \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta \quad (41)$$

$$\left[\text{Ln } \frac{1}{R(t)}\right]^{1/\beta} = \frac{t-\gamma}{\eta} \quad (42)$$

d'où

$$t = \gamma + \eta \left[\text{Ln } \frac{1}{R(t)}\right]^{1/\beta} \quad (43)$$

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

$$L_{10} = \gamma + \eta \left[\text{Ln } \frac{1}{0.9}\right]^{1/\beta} \quad (44)$$

$$L_{10} = \gamma + \eta [0.105]^{1/\beta} \quad (45)$$

L_{10} correspond à la durée de vie atteinte par 90% des matériels

Cette durée de vie est estimée dès lors que l'on a déterminé les trois paramètres de la loi de WEIBULL. [52]

Durée de vie associée à un niveau de fiabilité :

Cette durée de vie est définie par La MTBF et l'écart type σ et le coefficient de dispersion Cx

On a:

$$MTBF = A\eta + \gamma \quad (46)$$

$$\sigma = B \eta \quad (47)$$

ou A et B sont des coefficients obtenus dans le tableau 29 [53]

Tableau 29 : Valeurs A et B pour le calcul du MTBF (loi de" Weibull")

β	A	B	β	A	B	β	A	B
0,20	120	1 901	1,50	0,9027	0,613	4	0,9064	0,254
0,25	24	199	1,55	0,8994	0,593	4,1	0,9077	0,249
0,30	9,2605	50,08	1,60	0,8966	0,574	4,2	0,9089	0,244
0,35	5,0291	19,98	1,65	0,8942	0,556	4,3	0,9102	0,239
0,40	3,3234	10,44	1,70	0,8922	0,540	4,4	0,9114	0,235
0,45	2,4786	6,46	1,75	0,8906	0,525	4,5	0,9126	0,230
0,50	2	4,47	1,80	0,8893	0,511	4,6	0,9137	0,226
0,55	1,7024	3,35	1,85	0,8882	0,498	4,7	0,9149	0,222
0,60	1,5046	2,65	1,90	0,8874	0,486	4,8	0,9160	0,218
0,65	1,3663	2,18	1,95	0,8867	0,474	4,9	0,9171	0,214
0,70	1,2638	1,85	2	0,8862	0,463	5	0,9182	0,210
0,75	1,1906	1,61	2,1	0,8857	0,443	5,1	0,9192	0,207
0,80	1,1330	1,43	2,2	0,8856	0,425	5,2	0,9202	0,203
0,85	1,0880	1,29	2,3	0,8859	0,409	5,3	0,9213	0,200
0,90	1,0522	1,77	2,4	0,8865	0,393	5,4	0,9222	0,197
0,95	1,0234	1,08	2,5	0,8873	0,380	5,5	0,9232	0,194
1	1	1	2,6	0,8882	0,367	5,6	0,9241	0,191
1,05	0,9803	0,934	2,7	0,8893	0,355	5,7	0,9251	0,186
1,10	0,9649	0,878	2,8	0,8905	0,344	5,8	0,9260	0,185
1,15	0,9517	0,830	2,9	0,8917	0,334	5,9	0,9269	0,183
1,20	0,9407	0,787	3	0,8930	0,325	6	0,9277	0,180
1,25	0,9314	0,750	3,1	0,8943	0,316	6,1	0,9286	0,177
1,30	0,9236	0,716	3,2	0,8957	0,307	6,2	0,9294	0,175
1,35	0,9170	0,687	3,3	0,8970	0,299	6,3	0,9302	0,172
1,40	0,9114	0,660	3,4	0,8984	0,292	6,4	0,9310	0,170
1,45	0,9067	0,635	3,5	0,8997	0,285	6,5	0,9318	0,168
			3,6	0,9011	0,278	6,6	0,9325	0,166
			3,7	0,9025	0,272	6,7	0,9333	0,163
			3,8	0,9038	0,266	6,8	0,9340	0,161
			3,9	0,9051	0,260	6,9	0,9347	0,160

IV-3 Méthode des moindres carrés

La problématique se pose comme suit [54]

Tableau 30 : Tableau de présentation des valeurs (xi, yi)

I	1 2 3 4 5 6 7	n
xi	x1	xn
yi	y1	yn

propose un modèle donné par l'équation (48)

$$y_i^* = f_i^*(x_i, a_1, a_2, \dots, a_n) \quad (48)$$

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

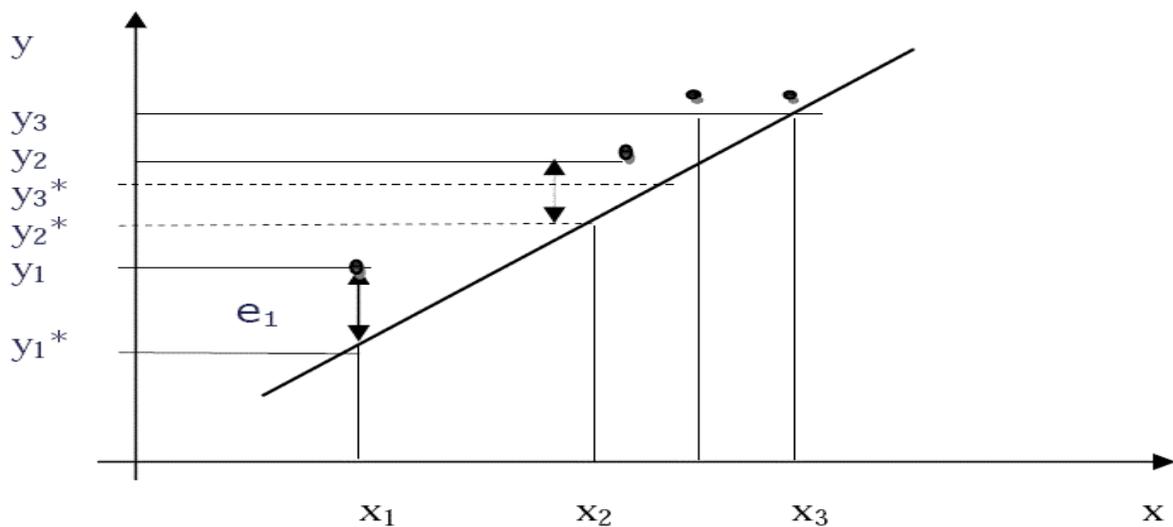


Figure 48 : Droite de linéarisation par la méthode des moindres carrés

On propose le modèle suivant:

$$y_i^* = a_1 x_i + x_2 \quad (49)$$

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 - y*i** ‘ ‘ Supposons que le modèle est exact, alors on aura les équations :

$$e_i = 0 = y_i - y_i^* \quad (50)$$

$$y_i - f_i^*(x_i, a_i, \dots, a_m); i = 1, n \quad (51)$$

Supposons que $f_i^*(x_i, a_i, \dots, a_m)$ 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

$$"e_i" = y_i - f_i^*(x_i, a_i, \dots, a_m), i = 1, n \quad (52)$$

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 " $Z = \sum_{i=1}^n e_i^2$ ", dans ce cas, la méthode est dite des moindres carrés.[52,53]

IV-4 Acquisition des données

Nous avons considérés trois tronçons de la ligne GZ1, dont les caractéristiques sont présentées dans les tableaux 31,32 et 33 [33]

- **Premier tronçon : GZ1 40" Section 6 SC5**

Tableau 31 : Caractéristique technique de la canalisation: GZ1 40" Section 6 SC5

Nº	Désignation	Description
1	Diamètre	1020 mm (40")
2	Longueur du tronçon en inspection	109.8 km
3	Longueur du tronçon en inspection en fonction des données de l'inspection par piston à fuite de flux magnétique	107,027 km
4	Produit pompé	Gas
5	épaisseur de référence de la ligne	12,7 mm

- **Deuxième tronçon: GZ1 40" Tronçon 5 SC4-SC5.**

Tableau 32 : Caractéristique technique de la canalisation: GZ1 40" section5 SC4-SC5

N ^o	Désignation	Description
1	Diamètre	1020 mm (40")
2	Longueur du tronçon en inspection	101.2 km
3	Longueur du tronçon en inspection en fonction des données de l'inspection par piston à fuite de flux magnétique	101,162 km
4	Produit pompé	Gas
5	épaisseur de référence de la ligne	12.7 mm

- **Troisième tronçon GZ1 40" Tronçon 4 SC3-SC4**

Tableau 33 : Caractéristique technique de la canalisation: GZ1 40" section5 SC4-SC5

N ^o	Désignation	Description
1	Diamètre	1020 mm (40")
2	Longueur du tronçon en inspection	69.9 km
3	Longueur du tronçon en inspection en fonction des données de l'inspection par piston à fuite de flux magnétique	68,113 km
4	Produit pompé	Gas
5	Diapason du changement d'épaisseur de paroi	11.1 – 19.0 mm

Les résultats d'inspection par piston à fuite de flux magnétique ont montré que les profondeurs de corrosion varient d'un endroit à un autre, certaines zones sont très affectées ou la profondeur dépassent les 50%, mais pour la majorité des cas la profondeur s'est située entre 10 et 20% les courbes 49, 50,51 représentent toutes les zones infectées par la corrosion.

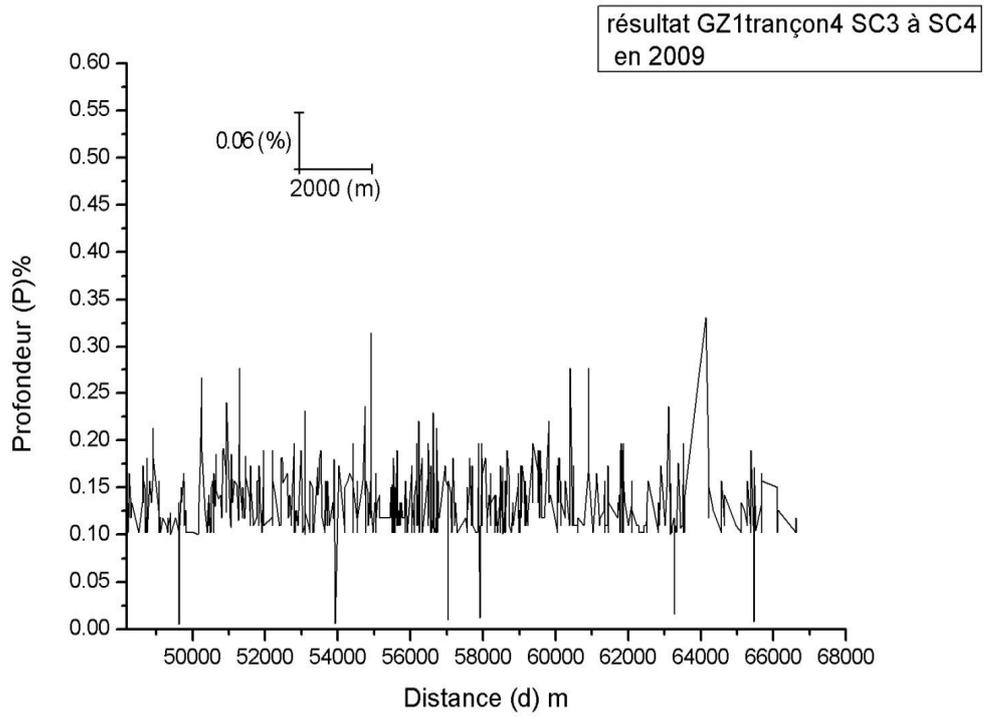


Figure 49: Canalisation: GZ1 40'' Tronçon 4 SC3- SC4

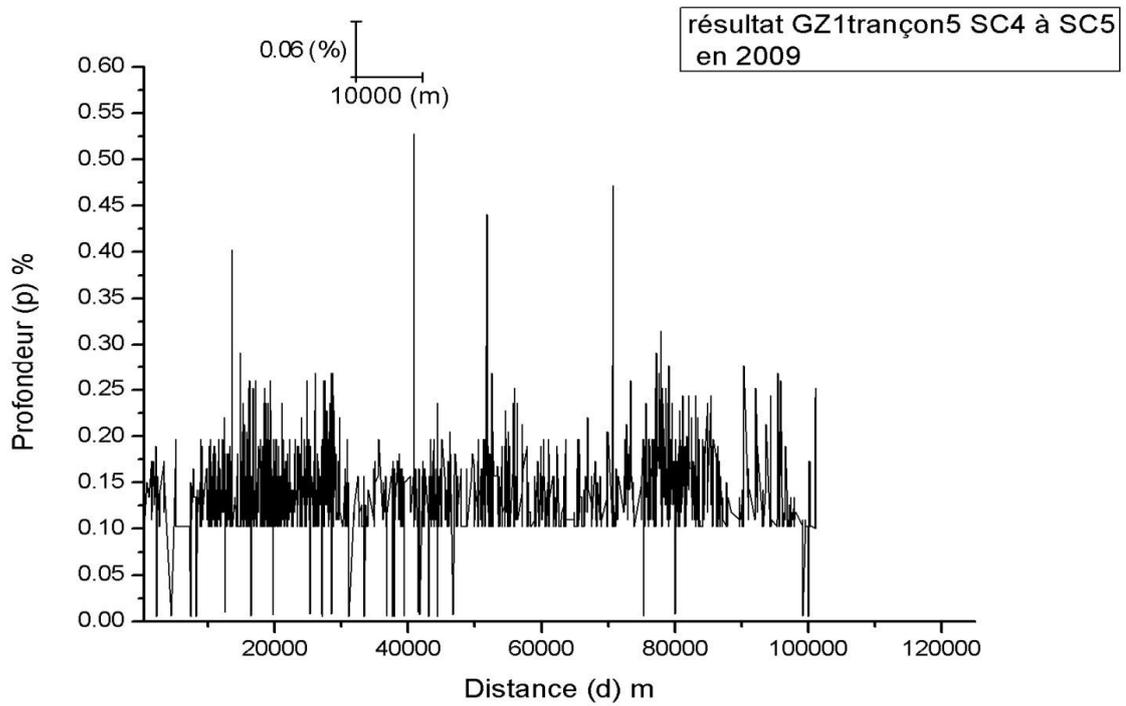


Figure 50 : Canalisation: GZ1 40'' Tronçon 5 SC4- SC5

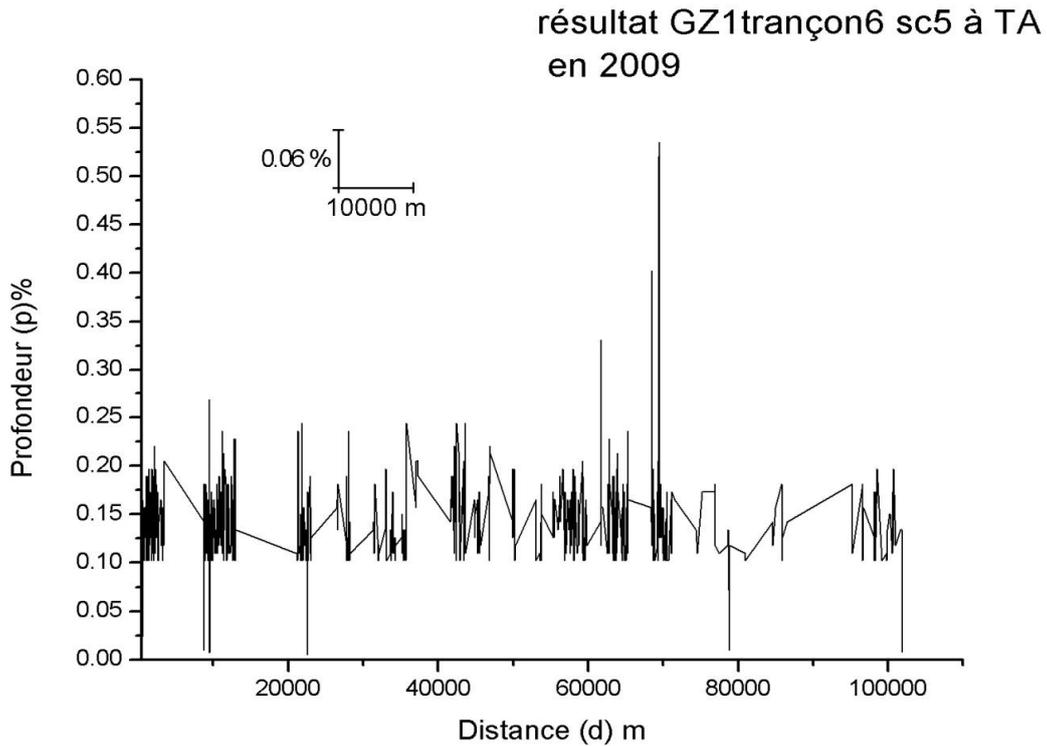


Figure 51: Canalisation: GZ1 40" Tronçon 6 SC5-TA

Conformément à la norme ASME B31G, nous avons considéré une défaillance admissible de 80% correspondant à une profondeur de pic de corrosion admissible $E_c = 10,16$ mm.

Nous avons pris 16 zones de différentes profondeurs de pics de corrosion par tronçons

Les calculs des TBF des trois tronçons sont présentés en annexe 2

Ordonnons les valeurs de TBF enregistrées et intégrons directement au tableau l'approximation de $F(t)$ par les rangs médians ($N = 16 < 20$)

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

Tableau 34: Résultats récapitulatif des TBF calculés sur les trois tronçons

i	TBF (i) Nombre d'années avant remplacement ou réparation		
	Canalisation: GZ1 40'' Tronçon 6 SC5-TA	Canalisation: GZ1 40'' Tronçon 5 SC4- SC5	Canalisation: GZ1 40'' Tronçon 4 SC3- SC4
1	17	8	13
2	18	10	15
3	19	10	15
4	19	15	15
5	20	15	17
6	20	16	18
7	20	16	18
8	21	17	20
9	21	18	21
10	23	20	21
11	24	21	24
12	24	21	24
13	24	21	25
14	27	23	30
15	40	27	31
16	44	31	32
	TBF Moyenne= 24 ans	TBF Moyenne= 18 ans	TBF Moyenne = 21 ans

Les calculs nous ont permis de définir les différents paramètres caractérisant la fiabilité du gazoduc.

Tableau 35: Résultats des différents paramètres de la canalisation GZ1 Tronçon 6 SC5-TA

B	M	L10	MTBF	RMTBF	FMTBF
3.5969	26,647	14,241	24,049	0,50086	0,49914

Tableau 36 : Résultats des différents paramètres de la canalisation GZ1 Tronçon 5 SC4-SC56 SC5-TA

B	M	L10	MTBF	RMTBF	FMTBF
3,1082	20,258	9,8101	18,283	0,48337	0,51663

Tableau 37: Résultats des différents paramètres de la canalisation GZ1 GZ1 40" Tronçon 4 SC3- SC4

B	M	L10	MTBF	RMTBF	FMTBF
3.9546	23,399	13,234	21,117	0,51349	0,48651

Avec :

B : représente Paramètres de forme

M : représente Paramètres d'échelle

L10 : représente la durée de vie nominale associée au seuil $R(L10)=0.9$

$MTBF = 0.9025 * M$

$K = (MTBF - G) / M$;

$P = K^B$;

$RMTBF = \exp(-P)$

$FMTBF = 1 - RMTBF$

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

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \rightarrow 1 - F(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \quad (53)$$

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

$$\frac{1}{R(t)} = \frac{1}{1-F(t)} \geq 1 \quad (54)$$

$$\ln \left[\frac{1}{1-F(t)} \right] \geq 0 \quad (55)$$

L'équation devient:

$$\ln \left[\frac{1}{1-F(t)} \right] = \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^\beta \quad (56)$$

$$\ln \left[\ln \left[\frac{1}{1-F(t)} \right] \right] = \beta \ln(t-\gamma) - \beta \ln \eta \quad (57)$$

Prenons :

$$Y^* = \ln \left[\ln \left[\frac{1}{1-F(t)} \right] \right] \quad (58)$$

$$C_1 = \beta \ln \eta \quad F_1(t) = 1 \quad (59)$$

$$C_2 = \beta \quad F_2(t) = \ln(t) \quad (60)$$

On obtient :

$$Y = C_1 F_1(t) + C_2 F_2(t) \quad (61)$$

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 GZ1 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 les figures 52, 53, 54 et les calculs dans l'annexe A.

Canalisation: GZ1 40" Tronçon 5 SC4- SC5

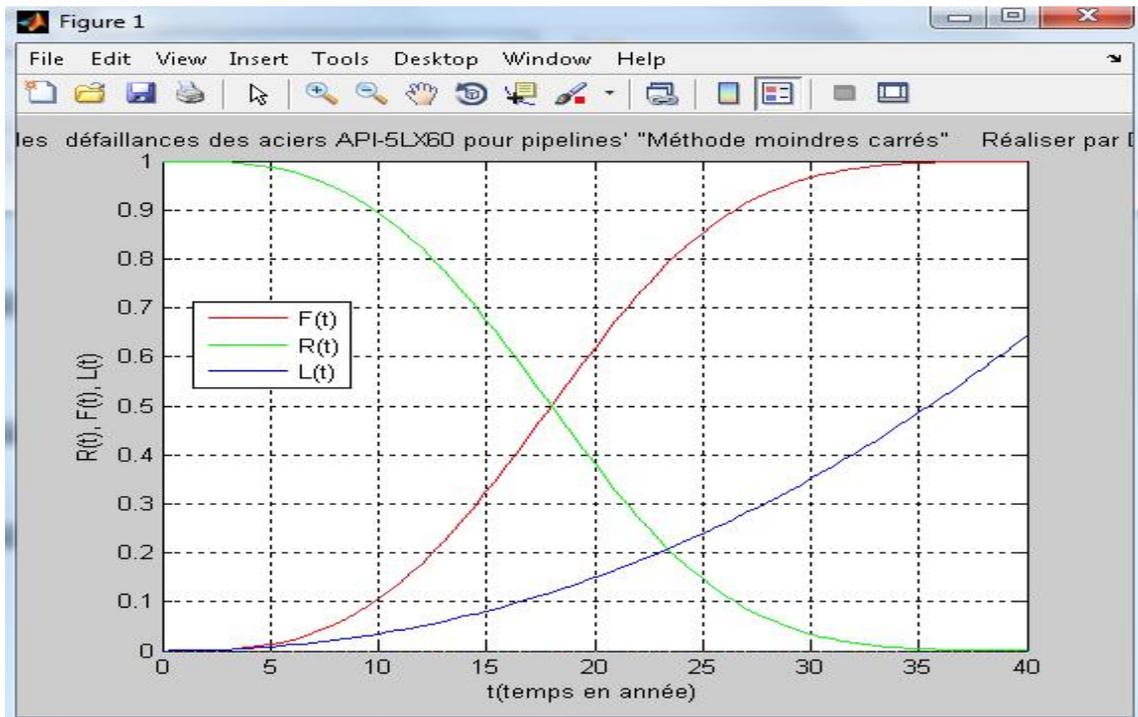


Figure 52 : Courbes de fiabilité, taux de défaillance et densité de probabilité pour le Tronçon 5 SC4- SC5

Canalisation: GZ1 40" Tronçon 4 SC3- SC4

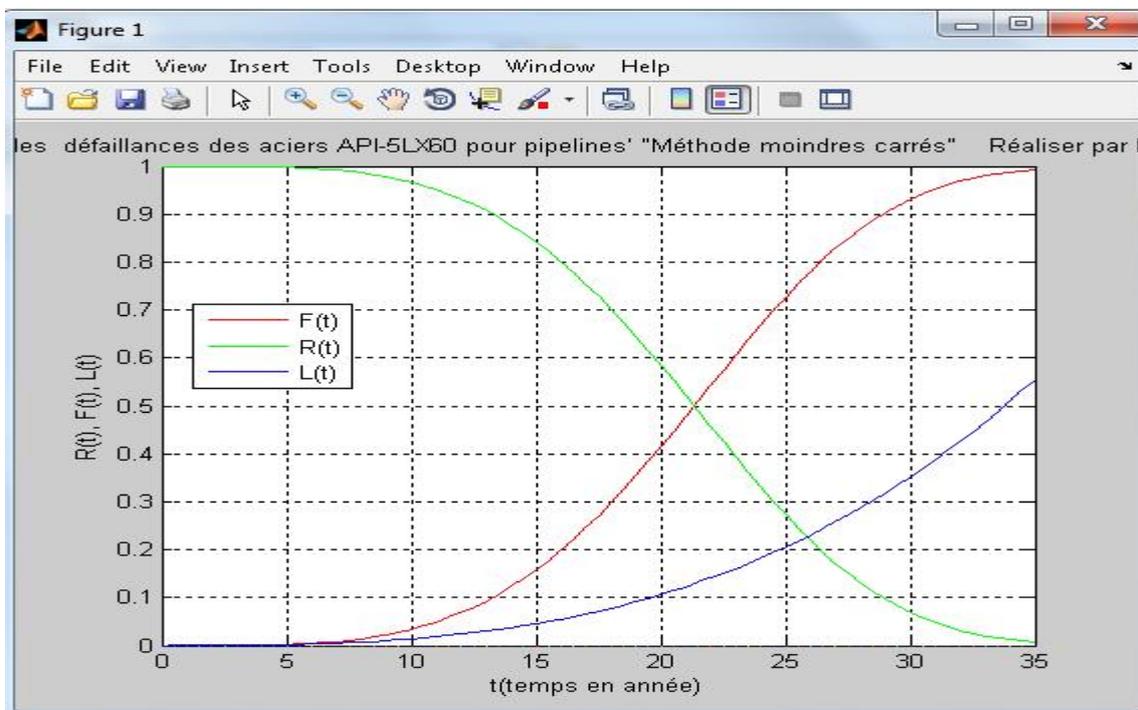


Figure 53: Courbes de fiabilité, taux de défaillance et densité de probabilité pour le Tronçon 4 SC3- SC4

Canalisation: GZ1 40" Tronçon 6 SC5

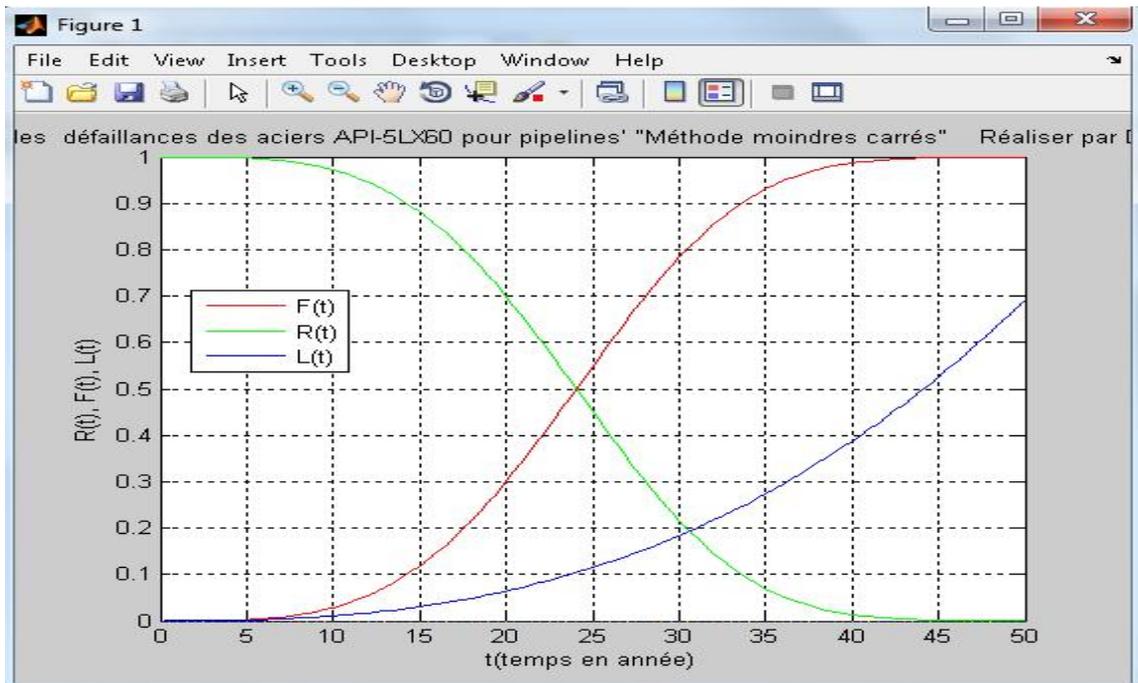


Figure 54 : Courbes de fiabilité, taux de défaillance et densité de probabilité pour le Tronçon 6 SC5

Conclusion

La modélisation des défaillances par le modèle de WEIBULL nous a permis de définir toutes les fonctions caractérisant la fiabilité de la ligne GZ1. Les MTBF trouvés se situent entre 18 et 24 ans. Les valeurs calculées des paramètres de forme sont supérieures à 1 qui veut dire que le taux de défaillance croît et nous sommes en phase de vieillesse, en plus ces valeurs se trouvent entre 3 et 4 implique que cette dégradation est due essentiellement à la corrosion où à l'usure.. Cette étude nous a permis de calculer la durée de vie nominale associée au seuil de 0,9 c'est-à-dire pour que 90% du réseau de canalisation soient non défaillants et nous avons trouvé 15 ans maximum.

CHAPITRE V

RESULTATS ET DISCUSSIONS

Le transport de gaz « Hassi R'mel- Arzew » par gazoduc représente un moyen fiable et répond parfaitement aux exigences de sécurité. La ligne GZ1 a été victime du phénomène de corrosion, en effet Sonatrach a lancé plusieurs recherches et investigations pour mieux comprendre ce phénomène et par conséquent a pris les actions nécessaires afin d'éviter toutes les défaillances qui peuvent causer des dégâts matériels et humains. [55]

Dans ce contexte notre laboratoire de recherche a essayé de contribuer par des études expérimentales et numériques. Des échantillons de l'acier API 5L X60 ont subi plusieurs essais mécaniques et tests électrochimiques qui ont permis d'aboutir à des résultats nécessitant des interprétations pour voir leur conformité avec la littérature et par la suite donner les recommandations nécessaires. Un autre calcul de fiabilité a aidé à identifier toutes les lois et paramètres qui permettent de prédire la durée de cette ligne.

V-1 Caractéristiques chimiques du matériau

V-1-1 Composition chimique :

La composition chimique du matériau d'étude API5L X60 est présentée dans le tableau 12. Selon la norme API pour chaque réduction de 0,01 % du carbone correspond à une augmentation de 0,05% de manganèse jusqu'à une valeur maximale de 1,6%. L'ajout des éléments additifs comme le titane, le vanadium, le columbium et autres devra être selon la même norme bien étudié afin d'éviter tout changement néfaste sur la soudabilité du pipe. Comme minimum requis chaque analyse doit déterminer le pourcentage du carbone, manganèse, phosphore, soufre et silicium, les autres compositions seront fournies en accord commun entre le fabricant et l'acheteur et seront ajoutées durant la sidérurgie de l'acier. Notre analyse a été faite par spectrophotométrie montrant un acier micro allié avec une faible teneur en carbone assurant la bonne soudabilité de l'acier. Le manganèse est le seul élément qui est favorable mais avec un effet durcissant très limité. Il existe en solution dans la ferrite sous forme de MnS et surtout sous forme de carbure Mn_3C associé à la cémentite Fe_3C , sa présence est très souhaitée car d'une part il augmente la dureté et la trempabilité de l'acier et d'autre part il joue le rôle d'antidote du soufre car le soufre est moins nocif dans la mesure où il se trouve sous MnS et non pas sous forme FeS ou de soufre libre, mais un minimum de soufre (0,02%) est toujours nécessaire pour des raisons d'usinabilité. Pour le phosphore lui aussi il se trouve en solution dans la ferrite et provoque un grossissement du grain, ce qui augmente la fragilité de l'acier à froid, la limite élastique et la charge de la rupture tout en diminuant considérablement la plasticité et la ductilité. Les inclusions d'insertion (azote, oxygène) forment des nitrures et des oxydes tout au long des joints de grains et

réduisent sensiblement la limite de fatigue et la résilience. L'hydrogène dissous dans l'acier est un élément très nocif qui exerce une forte action fragilisante. [56]

Pour obtenir une combinaison de haute résistance, de bonne ductilité et soudabilité de ces aciers, les chercheurs ont pensé à l'affinement des grains ferritiques pour augmenter les caractéristiques de traction [57,58]. Les éléments d'alliages qui interviennent dans le processus d'affinage du grain sont Al, Nb et Ti formant des nitrures ou des carbonitrides agissant suivant leurs teneurs ainsi que les teneurs en carbone et azote et le traitement thermique réalisé. [59,60]

V-1-2 Microstructure

La microstructure des aciers a été étudiée à l'aide d'un microscopique optique. Il a été observé que l'acier API5L X60 présente une microstructure de type ferrito-perlitique à prédominance ferritique avec des amas de perlite. Des inclusions ont été observées montrant la présence probable de sulfures de manganèse.

V-2 Caractéristiques de la solution du sol simulée

La composition chimique de la solution du sol simulée reconstituée à partir des analyses chimiques des sols Algérien au niveau des laboratoires. Pour le choix de la solution d'étude, on s'est basé sur les travaux réalisés par les auteurs [40]. Ils ont effectué plusieurs prélèvements de sol des divers emplacements et ils ont choisis la composition la plus agressive, donnée dans le tableau 17. Les critères de l'agressivité à l'acier qui ont été adoptés sont principalement les teneurs en chlorure et en sulfate. Il est à noter que cette solution renferme des teneurs minimales en ions carbonates. Cette solution reconstituée comme solution simulée du sol a été choisie pour les tests de corrosion, vu son caractère corrosif.

V-3 Caractéristiques mécaniques

Les caractéristiques mécaniques de l'acier API L X60 ont été définies à l'aide des différents essais mécaniques de traction et dureté effectués au laboratoire de sciences des matériaux de la faculté de technologie à Tlemcen. Ces essais nous ont permis de donner les explications suivantes :

V-3-1 Module de Young

Le module d'élasticité ou module de Young est défini comme la pente de la partie droite partant de l'origine du diagramme. Sa détermination par un essai de traction nécessite

impérativement un extensomètre de bonne précision car même la machine la plus robuste, est susceptible de modifier cette pente. Lorsque l'éprouvette n'est pas proprement alignée, la première partie de la courbe est arrondie. Dans la pratique il n'est d'ailleurs pas facile de commencer les mesures exactement à la force 0, car la fixation rigide d'une éprouvette qui résiste à plusieurs tonnes ne va pas sans effort. Selon la littérature [61] la valeur typique du module d'élasticité de l'acier au carbone est égale à 210 GPa.

V-3-2 La limite apparente d'élasticité supérieure/inférieure R_{eH} / R_{eL}

L'apparition d'une chute de la contrainte, après dépassement de la limite d'élasticité supérieure, est un phénomène que présentent le fer, les aciers doux et la plupart des métaux ayant une structure cubique centrée et contenant des impuretés interstitielles. On y trouve une limite d'élasticité supérieure suivie d'une chute de la contrainte. A partir de là, la déformation augmente à une valeur de contrainte constante, appelée limite d'élasticité inférieure (palier de la courbe). A la fin du palier, la déformation se poursuit suivant le mode habituel ceci est bien représenté sur nos figures obtenues par les tests de traction.

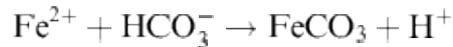
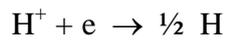
V-3-3 La résistance à la traction R_m

C'est la charge appliquée au maximum de la courbe $F = f(\Delta L)$ divisée par la section initiale (= maximum de la contrainte nominale).

Nous constatons que dans les trois premiers essais à savoir (1er jour, 7ème jour et 28ème jour) la résistance à la rupture diminue progressivement dans le temps et qui sont respectivement 664 MPa, 623 MPa, 560 MPa, cette diminution est due essentiellement à la durée d'exposition des éprouvettes dans le milieu corrosif qui est la cause directe de la dégradation des caractéristiques mécaniques de l'acier. A partir du quatrième test la résistance à la rupture commence à augmenter, ceci s'explique par la formation d'une couche protectrice à la surface qui protège le métal de la corrosion et empêche la dégradation des propriétés mécaniques des éprouvettes.

Nos essais se sont limités à 90 jours d'immersion des éprouvettes dans la solution du sol simulée, nous n'avons pas pu connaître la durée de résistance de ce film protecteur qui finira par se dégrader et qui va provoquer selon la littérature une rupture de la structure.

Les réactions cathodiques et anodiques de l'acier X60 dans le sol qui est milieu acide désaéré sont principalement une réduction des ions d'hydrogène et une oxydation de fer :



Avec un pH de 8,5 de notre solution simulée au sol algérien, la concentration de Fe^{2+} dans la solution augmente rapidement. En raison de la présence des ions de bicarbonate en solution, une couche de produit de corrosion FeCO_3 se forme et se dépose sur la surface de l'acier et qui sert à réduire la corrosion et par conséquent réduire la fragilité de l'acier. [62, 64]

V-3-4 L'allongement et la striction à la rupture

la striction à la rupture notée Z et exprimée en % qui correspond à la réduction de section de la zone de localisation de la déformation (striction) lors de la rupture.

En ce qui concerne l'allongement et la striction, on constate qu'à l'exception du premier test à J1 à l'air libre où la striction avait une valeur de 23,905 % on remarque les autres valeurs mesurées à J7, J28, J60 et J90 sont relativement stable, ce qui explique que la durée d'exposition des éprouvettes dans la solution du sol simulée n'a pas eu une influence considérable sur l'allongement et les valeurs des strictions.

Une corrosion sous contrainte peut se produire près du potentiel de piqûre ou près du potentiel de passivation expliquant le minimum de la durée avant défaillance.

Les régions de potentiel favorables à la corrosion sous contraintes ont comme caractéristiques communes que le film passif n'a qu'une stabilité réduite, autrement dit le métal peut facilement virer de l'état actif à l'état passif et réciproquement. [63]

V-3-5 la dureté de l'acier API5L X60

Les essais de dureté ont été réalisés selon deux échelles Rockwell et Vickers, pour le premier cas nous avons obtenu 210 pour une coupe longitudinale et 216 pour une coupe transversal ; pour le deuxième cas nous avons obtenu $H_v = 12$. Selon les tableaux d'équivalence les résultats s'approchent, une dureté de 210 selon Rockwell est équivalent à 14 selon Vickers. [64]

V-4 Les essais de corrosion sans inhibition

V-4-1 Stabilisation du potentiel de corrosion de l'acier API 5L X60

On constate que l'acier API 5L X60 immergé dans la solution simulée du sol subit une attaque continue de la surface métallique, le potentiel devient de moins en moins noble ou plus négatif. La forte évolution du potentiel libre au début de l'immersion vers des valeurs plus négatives est l'indice que plusieurs réactions se déroulent sur la surface de l'électrode et que l'état d'interface (électrode/ électrolyte) est modifié au cours du temps. Puis, la stabilité du potentiel libre indique que l'on s'écarte pas trop d'un état d'équilibre thermodynamique où les systèmes oxydant/réducteur qui participent à la corrosion sont de même cinétique tout au long de l'immersion de l'électrode dans le milieu considéré. La valeur de potentiel de corrosion (E_{corr}) se stabilise après 1 heure d'immersion. [65,66]

V-4-2 Influence de pH sur la corrosion des API5L X60

Les résultats des courbes de polarisation figure 38 , ont montré que la corrosion dépend du potentiel hydrogène (pH) , si les valeurs de pH diminuent vers le pH neutre ou acide dans la gamme 5,0 - 8,5, la corrosion de l'acier augmente et la résistance de polarisation diminue. Le potentiel de corrosion tend vers les valeurs anodiques. Dans le pH alcalin (pH= 8,5) la corrosion de l'acier diminue et la résistance de polarisation augmente. Le pH du sol se situe généralement entre 4 – 10. Etant donné que les sols contiennent de la matière organique, celui-ci est considéré comme milieu acide. Les sols minéraux peuvent aussi devenir de plus en plus acide due à la lixiviation des cations basiques (Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , et K^+) par l'eau de pluie et suite à la dissolution des dioxydes de carbone dans les eaux souterraines.

Plusieurs études ont prouvé que la passivation des aciers dans le sol se produit à des pH élevés. [67]

V-4-3 Effet de la température sur la corrosion des API5L X60

Dans la gamme de température considérée par notre étude, la densité de courant de corrosion augmente avec l'augmentation de la température et de l'acier. Le potentiel de corrosion de l'API5LX60 immergé dans la solution du sol simulé se déplace vers les valeurs négatives quand la température augmente.

Les courbes de polarisation anodique présentent des lignes droites parallèles de Tafel, indiquant que la réaction de réduction d'hydrogène sur la surface de l'acier à étudier est toujours présente selon le mécanisme d'activation dans la gamme des températures étudiées; étant donné que l'hydrogène est le plus petit atome et son faible rayon atomique fait qu'il est du même ordre de grandeur que la taille des sites interstitiels dans le réseau métallique. Il peut donc se trouver facilement en solution d'insertion dans les métaux usuels.

Dans le contexte industriel, l'exploitation des gazoducs montre que la température varie d'une saison à une autre, ce changement de climat peut modifier les interactions entre l'acier et le milieu environnant dans le sol. Dans la gamme de température 25-55°C au près du pH neutre, nous avons aussi une situation similaire des variations des paramètres électrochimiques.

Quantitativement on a pu montrer par l'analyse des résultats expérimentaux que la constante de vitesse de réaction a augmenté avec la température suivant la relation d'Arrhénius.

La valeur de l'énergie d'activation déterminée à partir des pentes d'Arrhénius et calculée est $E_a = 17,48 \text{ kJ mole}^{-1}$. Cette valeur est basse, comparée à la valeur de l'énergie d'activation de corrosion de l'acier calculée par les auteurs [8,9] qui a atteint $E_a = 60 \text{ kJ mole}^{-1}$.

L'énergie d'activation de corrosion augmente avec la température selon la solution du sol simulée. Ces valeurs sont proches de la, littératures excepté le pH qui est proche du pH neutre où la valeur est différente [68,69]

V-5 Essais de corrosion avec inhibition

L'attaque par la corrosion des pipelines utilisés pour le transport des hydrocarbures est un problème de grande importance car les coûts annuels imputables à la corrosion et ses conséquences sont très élevés. Les causes de la corrosion sont multiples et complexes et elles résultent des interactions chimiques et/ou physiques entre le matériau et son environnement.

Les inhibiteurs de corrosion sont l'une des solutions les plus efficaces à ce problème seulement il reste à évaluer leur efficacité en conditions réelles. Ces inhibiteurs sont définis comme étant des compositions chimiques qu'on ajoute au milieu corrosif pour jouer le rôle d'un isolant entre le métal et le milieu en se fixant sur la surface du pipe, afin de diminuer ou

retarder la corrosion sans changement des caractéristiques physico-chimique du gazoduc. Le choix des inhibiteurs doit être conforme aux normes et réglementations concernant la toxicité et l'environnement. Dans notre contexte nous avons choisi comme inhibiteurs

L'hydrogénophosphate de sodium ou phosphate disodique ou phosphate de sodium dibasique Na_2HPO_4 dont les caractéristiques sont les suivantes : une masse molaire moléculaire de 142 g/mol, un coefficient de solubilité à 201°C de 7 [58].

Les résultats ont montré que selon la concentration de l'inhibiteur et la variation du pH dans la gamme étudiée, l'efficacité de l'inhibition est obtenue pour la basse valeur dans le milieu acide. Nous avons obtenu une situation semblable quand le pH s'est déplacé vers les valeurs basiques proche du pH neutre, mais il diminue pour la concentration 5.10^{-1} M.

L'étude du comportement de l'acier API5LX60 vis à vis les différentes concentrations de la solution du sol simulée, nous a permis de remarquer que la vitesse de dissolution augmente au cours du temps en fonction de la concentration de la solution. Pour une concentration très forte d'acide pH = 5 nous avons remarqué que la vitesse d'attaque diminue d'une façon appréciable. Cela est dû essentiellement à la formation en surface d'un film passif qui sépare le matériau de l'électrolyte. [70,71]

En effet, l'action de l'ion de phosphate sur l'inhibition de l'acier étudié est en accord avec les résultats obtenus dans la littérature (Duprat et al., 1983). L'effet inhibiteur est partiellement dû à l'alcalinité du milieu. Les ions phosphates interviennent directement pour inhiber les réactions anodiques de corrosion et favoriser la formation de couches protectrices grâce à des composés mixtes insolubles avec les ions de fer [39].

V-5-1 Mécanismes d'Adsorption

Tracer les isothermes d'adsorption d'un système donné est un moyen permettant de caractériser toutes les propriétés thermodynamiques de la couche 2D sur la surface.

Nous constatons que les valeurs de l'énergie de l'adsorption se situent entre -25,41 et -28,19 kJ/mole. Les valeurs négatives de $\Delta G^\circ_{\text{ads}}$ indiquent le phénomène de physisorption. Les valeurs ≥ 40 kJ/mole impliquent la répartition de la charge ou le transfert des molécules de l'inhibiteur vers la surface de l'acier pour former une liaison covalente entre l'adsorbat et l'adsorbant [71,72]. D'autre part Metikos-Hukovic et al [71], définissent l'interaction entre le fer et la Thiourea ($\Delta G^\circ_{\text{ads}} = -39$ kJ /mole) comme une chemisorptions [60]. En outre Bayoumi and Ghanem considèrent que l'adsorption de l'acide disulfonique de naphthalène sur l'acier doux était principalement par la chemisorption ($\Delta G^\circ_{\text{ads}} = -28,47$ kJ/mol) [73].

Ainsi, la valeur ΔG°_{ads} obtenue ici, montre qu'en présence de la solution du sol simulée, le phénomène de physisorption a tendance à se produire sur notre acier API5LX60.

Il a été constaté que plus la concentration est élevée, plus la capacité d'adsorption est importante ceci est bien expliqué et démontré dans la littérature [74,75]

V-6 Simulation numérique [76]

La fiabilité et la connaissance de la durée de vie des systèmes sont devenues de plus en plus nécessaires pour prédire l'évolution des composants de ses systèmes. La connaissance des taux de pannes ou des défaillances représente la base de cette démarche. Ces taux de pannes ou de défaillances étant obtenus sur des échantillons forcément limités en taille, leurs valeurs sont gouvernées par les lois de la statistique.

Pour le cas des gazoducs, la corrosion est définie comme la défaillance la plus répandue parmi les autres défauts. L'évaluation de la durée de vie restante des pipelines corrodés reste une des principales préoccupations des exploitants afin de prévoir le système adéquat de maintenance et de se préparer pour le remplacement au moment opportun.

Le traitement des données tirées de l'inspection des canalisations par piston à fuite de flux magnétique a montré que les profondeurs de corrosion se situent globalement entre 10% et 30% de l'épaisseur de référence avec des pics de 50% environ sur quelques points.

L'exploitation de ces données nous a permis de calculer selon le modèle de Weibull en développant un code de calcul en MATLAB, les différents paramètres de fiabilité à savoir γ , β , η , λ et de définir les fonctions de fiabilité $F(t)$, $R(t)$, le taux de défaillance $\lambda(t)$, la durée de vie nominale et MTBF (Mean Time Between Failures). Les résultats sont présentés en annexe I

Le tronçon 6 SC5-TA :

Le paramètre de forme calculé $\beta = 3.5969$, cette valeur se trouve dans la marge [3- 4] ceci explique que la dégradation est essentiellement due à l'usure ou la corrosion, ce qui reflète exactement l'état réel de la ligne. Les calculs ont montré aussi que la durée nominale du pipe peut aller jusqu'à 15 ans avec les mêmes conditions de service

La valeur moyenne des TBF = 24 ans

Tronçon 5 SC4- SC5 :

Le paramètre de forme calculé $\beta = 3.1082$, ceci explique que la dégradation est essentiellement due à l'usure ou la corrosion ce qui reflète exactement l'état réel de la ligne.

Les calculs ont montrés que La durée de vie nominale du pipe peut aller jusqu'à 10 ans avec les mêmes conditions de service.

La valeur moyenne des TBF = 18

Tronçon 4 SC3- SC4 :

Le paramètre de forme calculé $\beta = 3.9546$, ceci explique que la dégradation est essentiellement due à l'usure ou la corrosion ce qui reflète exactement l'état réel de la ligne. Les calculs ont montré aussi que la durée nominale du pipe peut aller jusqu'à 14 ans avec les mêmes conditions de service

La valeur moyenne des TBF = 21 ans

A partir des résultats obtenus sur les trois tronçons, nous remarquons que la période de vieillissement n'a pas été atteinte, on est toujours dans la période de vie utile du réseau GZ1. L'entretien préventif n'est pas recommandé pour cette ligne, la maintenance curative suffira.

Conclusion

Dans ce chapitre on a présenté toutes les interprétations nécessaires aux différents essais mécaniques et tests électrochimiques ainsi qu'un calcul de fiabilité par l'approche de Weibull. Nous avons constaté que l'acier API 5L X60 immergé dans le milieu corrosif du sol simulé et soumis à des sollicitations mécaniques perd ses caractéristiques mécaniques jusqu'au point où un film protecteur se forme, à ce moment, le matériau devient plus résistant. Selon la littérature cette phase se poursuivra par une détérioration du film et une rupture brutale. On n'a pas atteint lors de nos essais la phase de la destruction du film protecteur il est recommandé de laisser les éprouvettes plus de 90 jours.

Les tests potentiodynamiques ont montré que la corrosion dépend du pH, si les valeurs de pH diminuent vers le pH neutre ou acide dans la gamme étudiée 5,0 – 8,5, la corrosion de l'acier augmente et la résistance de polarisation diminue. Nous avons noté aussi que le potentiel de corrosion se déplace vers les valeurs négatives quand la température augmente. Les essais ont permis de préciser que l'efficacité de l'inhibition est obtenue pour la basse valeur dans le milieu acide.

L'étude entreprise pour mesurer l'efficacité du phosphate de sodium en tant qu'inhibiteur de corrosion de l'acier plongé dans le milieu simulé a permis de retenir les enseignements suivants :

- Le phosphate de sodium a marqué une bonne efficacité inhibitrice, La vitesse de corrosion diminue en fonction de l'augmentation des concentrations de l'inhibiteur jusqu'à atteindre une valeur optimale qui est la concentration optimale.
- L'effet inhibiteur est partiellement dû à l'alcalinité du milieu corrosif. Les ions phosphates interviennent directement pour inhiber les réactions anodiques de corrosion et favoriser la formation de couches protectrices grâce à des composés mixtes insolubles avec les ions de fer
- L'action inhibitrice des phosphates de sodium est admise dans le cas de la lutte contre la corrosion de l'acier dans des milieux simulés au sol algérien

Il a été constaté aussi que les valeurs de l'énergie de l'adsorption se situent entre -25,41 et -28,19 kJ/mole et plus que la concentration est élevée, plus la capacité d'adsorption est importante.

La dernière étape de notre étude consiste à évaluer la durée de vie restante du réseau en appliquant le modèle de Weibull; les calculs de fiabilité ont permis de définir toutes les fonctions et les paramètres nécessaires pour estimer les durée de vies nominales et qui varient de 10 à 15 ans.

CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES

Le gaz naturel est une énergie propre est exempte de toute impureté, il est connu comme étant le combustible fossile le plus respectueux de l'environnement, son état gazeux lié à ses hautes qualités de combustion lui attribue une grande souplesse d'utilisation et de haut rendement. Le transport de gaz par canalisation représente le moyen le plus fiable pour véhiculer le gaz des points de gisements aux différents complexes de traitement et de séparation. Il répond parfaitement aux exigences sécuritaires et environnementales.

Le tracé du gazoduc GZ1 « Hassi R'Mell - Arzew » a été choisi de manière à s'écarter des zones urbaines et éviter autant que possible l'empiètement des terres agricoles. Ce réseau a été mis en service par la société Sonatrach en 1976 et il est opérationnel à ce jour. Ce gazoduc est constitué de tubes en acier API-5L X60 à bas carbone micro alliés (C – Mn) qui possèdent une grande résistance et une haute limite d'élasticité, ils sont protégés des agressions extérieures par un revêtement hydrocarboné et un système de protection cathodique avec un potentiel indiqué minimum de -850 mV (Cu / CuSO₄). La protection n'est pas tout le temps parfaite, ce gazoduc est souvent en contact avec un milieu agressif liquide ou gazeux entraînant la corrosion des structures métalliques. Ce phénomène a pris de nos jours une importance considérable et a fait l'objet d'un grand nombre de recherches ces dernières années par les structures propres de la société, l'université et les experts algériens et étrangers. Au cours de ce travail, nous nous sommes intéressés à étudier le comportement des aciers API 5L X60 de la ligne GZ1 sollicités par contraintes mécaniques et milieu de sol Algérien Simulé.

L'étude du comportement mécanique de l'acier a montré que le métal lorsqu'il est en contact direct avec le sol passe par trois étapes: une réduction de ces propriétés mécaniques jusqu'à la formation d'un film protecteur ensuite une deuxième étape où le film protecteur devient isolant entre le milieu agressif et l'acier et par conséquent il le protège contre la corrosion en préservant ces propriétés mécaniques, la troisième étape est définie par la détérioration du film passif et la dégradation rapide du métal causant la défaillance et la destruction rapide des zones touchées.

L'étude électrochimique nous a donné des indications sur l'effet du pH et de la température sur l'API 5L X60 dans la solution du sol simulé, il a été noté que si les valeurs de pH diminuent et tendent vers le pH neutre, la corrosion de l'acier augmentera et par conséquent la résistance de polarisation diminuera, tandis que lorsque la température augmente, le potentiel de corrosion se déplace vers les valeurs négatives. A l'aide de la relation d'Arrhénius on a pu montré que la vitesse de réaction augmente avec l'augmentation de la température et la valeur

de l'énergie d'activation déterminée à partir des pentes d'Arrhénius est de 17,48 kJ mole⁻¹. Cette valeur augmente en fonction de la température.

L'utilisation de L'hydrogénophosphate de sodium comme inhibiteur de corrosion à des concentrations variées : 10⁻³, 10⁻², 10⁻¹ et 5.10⁻¹ en milieu simulé au sol Algérien nous a permis d'obtenir des résultats satisfaisants. Cependant nous avons trouvé une efficacité inhibitrice de l'ordre de 74% avec une concentration de 10⁻¹ M. et nous avons remarqué que pour une concentration très forte, la vitesse d'attaque diminue d'une façon appréciable.

Le tracé des isothermes nous a aidé à définir les valeurs de l'énergie de l'adsorption qui se situent entre -25,41 et -28,19 kJ/mole. La valeur ΔG°_{ads} obtenue ici, montre qu'en présence de la solution du sol simulée, le phénomène de physisorption a tendance à se produire sur notre acier API5LX60. Il a été déduit que plus la concentration est élevée, plus la capacité d'adsorption est importante ceci est bien expliqué et démontré dans la littérature.

Enfin une Modélisation des défaillances et estimation de la durée de vie par approche de weibull a été effectué en passant par le calcul de tous les paramètres et les fonctions de fiabilité afin de définir la durée de vie nominale du pipe qui varie de 10 à 15 ans.

Certains des exploitants mettent actuellement en place une méthode RBI conformément au à l'API 580, pour l'inspection des réseaux pipelines. Ces méthodes sont à ce jour en phase de conception et d'essai ou, au mieux, en phase d'application progressive. A ce jour, aucune installation n'applique la méthode RBI sur l'ensemble de ses lignes. Par exemple les gazoducs pourront être découpés en plusieurs entités (i.e. Pipe, joints de soudure, revêtements et accessoires). Chacune de ces zones serait traitée séparément, en fonction de la conception. Des modes de dégradation seraient déterminés puis les conséquences et les probabilités associées à chaque mode seraient déterminées pour obtenir un niveau de criticité. L'inspection et la maintenance seraient ensuite adaptées à ce niveau de criticité.

Ce gazoduc est appelée à être déclassée, mais le problème étudié est un phénomène commun pour toutes les lignes véhiculant le gaz naturel, à cet effet il est fortement recommandé d'appliquer cette méthode afin d'avoir un suivi rigoureux et lancer les actions correctives au bon moment. Pour adopter une démarche de veille, TRC est obligée d'instaurer un système qui permet d'assurer une collecte et une bonne gestion de toutes les données qui permettent d'assurer le bon suivi des installations. De manière générale, la maîtrise du vieillissement des gazoducs doit inclure différents sujets dont l'identification des endroits à inspecter, définition des zones sensibles, choix de la techniques de contrôle la plus appropriée selon le mode de dégradation, nature et fréquence des inspections, détermination de critères d'acceptabilité et évaluation des durées de vie résiduelles. Concernant l'organisation, certains aspects peuvent

être améliorés notamment la coopération entre les services, meilleur retour d'expérience, et la bonne gestion des compétences.

ANNEXES

ANNEXE 1

Résultats de la simulation numérique

Canalisation: GZ1 40" Tronçon 5 SC4- SC5

F = Columns 1 through 13

0.042683 0.10366 0.16463 0.22561 0.28659 0.34756 0.40854 0.46951
0.53049 0.59146 0.65244 0.71341 0.77439

Columns 14 through 16

r = 0.83537 0.89634 0.95732

Columns 1 through 13

0.95732 0.89634 0.83537 0.77439 0.71341 0.65244 0.59146 0.53049
0.46951 0.40854 0.34756 0.28659 0.22561

Columns 14 through 16

B = 0.16463 0.10366 0.042683

M = 3.1082

L10 = 20.258

L = 9.8101

Columns 1 through 13

0 6.263e-005 0.00027002 0.00063479 0.0011642 0.0018635 0.0027369 0.0037878
0.0050193 0.006434 0.0080343 0.0098222 0.0118

Columns 14 through 26

0.013969 0.016331 0.018888 0.02164 0.024591 0.02774 0.031089
0.034639 0.038392 0.042348 0.046508 0.050874 0.055446

Columns 27 through 39

0.060225 0.065213 0.070409 0.075816 0.081433 0.087261 0.093301
0.099554 0.10602 0.1127 0.1196 0.12671 0.13404

Columns 40 through 52

0.14158 0.14934 0.15732 0.16552 0.17394 0.18258 0.19144 0.20052
0.20982 0.21934 0.22908 0.23905 0.24924

Columns 53 through 65

0.25966 0.2703 0.28116 0.29225 0.30357 0.31511 0.32687 0.33887
0.35109 0.36354 0.37622 0.38913 0.40226

Columns 66 through 78

0.41563 0.42922 0.44305 0.4571 0.47139 0.48591 0.50066 0.51564
0.53085 0.5463 0.56198 0.57789 0.59404

Columns 79 through 81

0.61042 0.62704 0.64389

MTBF = 18.283

RMTBF = 0.48337

FMTBF = 0.51663

Canalisation: GZ1 40" Tronçon 4 SC3- SC4F = Columns 1 through 13

0.042683 0.10366 0.16463 0.22561 0.28659 0.34756 0.40854 0.46951
0.53049 0.59146 0.65244 0.71341 0.77439

Columns 14 through 16

r = 0.83537 0.89634 0.95732

Columns 1 through 13

0.95732 0.89634 0.83537 0.77439 0.71341 0.65244 0.59146 0.53049
0.46951 0.40854 0.34756 0.28659 0.22561

Columns 14 through 16

B = 0.16463 0.10366 0.042683

M = 3.9546

L10 = 23.399

L = 13.234

Columns 1 through 13

0 1.9639e-006 1.5224e-005 5.0444e-005 0.00011802 0.00022818 0.00039104
0.00061663 0.00091488 0.0012957 0.0017689 0.0023442 0.0030314

Columns 14 through 26

0.0038401 0.0047801 0.005861 0.0070922 0.0084834 0.010044 0.011784
0.013712 0.015839 0.018172 0.020723 0.023499 0.026512

Columns 27 through 39

0.029769 0.033281 0.037056 0.041104 0.045434 0.050056 0.054979
0.060212 0.065764 0.071645 0.077863 0.084428 0.09135

Columns 40 through 52

0.098637 0.1063 0.11434 0.12278 0.13162 0.14087 0.15054 0.16064
0.17118 0.18217 0.19361 0.20552 0.2179

Columns 53 through 65

0.23077 0.24413 0.25799 0.27236 0.28726 0.30268 0.31864 0.33515
0.35221 0.36984 0.38804 0.40682 0.4262

Columns 66 through 71

0.44618 0.46676 0.48797 0.5098 0.53228 0.55539

MTBF = 21.117

RMTBF = 0.51349

FMTBF = 0.48651

Canalisation: GZ1 40" Tronçon 6 SC5-TA

F = Columns 1 through 13

0.042683 0.10366 0.16463 0.22561 0.28659 0.34756 0.40854 0.46951
0.53049 0.59146 0.65244 0.71341 0.77439

Columns 14 through 16

r=0.83537 0.89634 0.95732

Columns 1 through 13

0.95732 0.89634 0.83537 0.77439 0.71341 0.65244 0.59146 0.53049
0.46951 0.40854 0.34756 0.28659 0.22561

Columns 14 through 16

B = 0.16463 0.10366 0.042683

M = 3.5969

L10 = 26.647

L = 14.241

Columns 1 through 13

0 4.4278e-006 2.6788e-005 7.6779e-005 0.00016207 0.00028931 0.00046451
0.00069319 0.00098052 0.0013314 0.0017504 0.0022419 0.0028103

Columns 14 through 26

0.0034596 0.0041938 0.0050168 0.0059322 0.0069436 0.0080548 0.009269
0.01059 0.01202 0.013564 0.015223 0.017002 0.018904

Columns 27 through 39

0.020931 0.023086 0.025373 0.027794 0.030352 0.033049 0.03589
0.038875 0.042009 0.045294 0.048731 0.052325 0.056077

Columns 40 through 52

0.059991 0.064068 0.068311 0.072722 0.077305 0.08206 0.086992
0.092102 0.097392 0.10287 0.10852 0.11437 0.1204

Columns 53 through 65

0.12663	0.13305	0.13967	0.14649	0.15351	0.16073	0.16815	0.17578
0.18363	0.19168	0.19995	0.20843	0.21713			

Columns 66 through 78

0.22605	0.2352	0.24456	0.25416	0.26398	0.27403	0.28431	0.29483
0.30558	0.31657	0.3278	0.33927	0.35098			

Columns 79 through 91

0.36295	0.37515	0.38761	0.40032	0.41328	0.4265	0.43997	0.4537
0.46769	0.48195	0.49647	0.51125	0.5263			

Columns 92 through 101

0.54162	0.55722	0.57308	0.58922	0.60564	0.62234	0.63931	0.65657
0.67411	0.69193						

MTBF = 24.049

RMTBF = 0.50086

FMTBF = 0.49914

ANNEXE 2

Les calculs des TBF des trois tronçons

1/ Canalisation: GZ1 40'' Tronçon 6 SC5-TA :

1. distance [473,4m], la profondeur de pic de corrosion est 17,3 % de l'épaisseur de pipe, soit :

$$Ec1 = 17,3 * 12,7 / 100 = 2,197 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc1 = 2,197 / 5 = 0,43 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc1} = 10,16 / 0,43 = 24 \text{ ans}$$

2. distance [515,4m], la profondeur de pic corrosion est 22,9 % de l'épaisseur de pipe, soit :

$$Ec2 = 22,9 * 12,7 / 100 = 2,91 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc2 = 2,91 / 5 = 0,58 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc2} = 10,16 / 0,58 = 17 \text{ ans}$$

3. distance [1338,8 m], la profondeur de pic de corrosion est 18,9 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec3 = 18,9 * 12,7 / 100 = 2,4 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc3 = 2,4 / 5 = 0,48$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc3} = 10,16 / 0,48 = 21 \text{ ans}$$

4. [6988,6 m] épaisseur de corrosion est 20,5% de l'épaisseur de pipe

$$Ec1 = \frac{24 * 12,7}{100} = 3,05 \text{ mm} = 20,5 * 12,7 / 100 = 2,6$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc4 = 2,6 / 5 = 0,52 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc4} = 10,16 / 0,52 = 19 \text{ ans}$$

5. [7016 m] épaisseur de corrosion est 20 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec1 = 20 * 12,7 / 100 = 2,6$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc5 = 2,6 / 5 = 0,52 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc1} = 10,16 / 0,52 = 19 \text{ ans}$$

6. [8235,9] épaisseur de corrosion est 17,6% de l'épaisseur de pipe

$$Ec1 = 17,6 * 12,7 / 100 = 2,23 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc5 = 2,23 / 5 = 0,43$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc1} = 10,16/0,43 = 24 \text{ ans}$$

7. [12468 m] épaisseur de corrosion est 18,9% de l'épaisseur de pipe

$$Ec1 = 18,9 * 12,7 / 100 = 2,4$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc5 = 2,4/5 = 0,48$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc1} = 10,16/0,48 = 21 \text{ ans}$$

8. [12768,2 m] épaisseur de corrosion est 22,8 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec1 = 22,8 * 12,7 / 100 = 2,9 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc5 = 2,9/5 = 0,58 \text{ mm/ans}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc1} = 10,16/0,58 = 18 \text{ ans}$$

9. [23391,1 m] épaisseur de corrosion est 14,9 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec1 = 14,9 * 12,7 / 100 = 1,89 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc5 = 1,89/5 = 0,38 \text{ mm/ans}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc1} = 10,16/0,38 = 27 \text{ ans}$$

10. [24879,2 m] épaisseur de corrosion est 10% de l'épaisseur de pipe

$$Ec1 = 10 * 12,7 / 100 = 1,27 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc5 = 1,27/5 = 0,25 \text{ mm/ans}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc1} = 10,16/0,25 = 40 \text{ ans}$$

11. [33915,3] épaisseur de corrosion est 17,3 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec1 = 12,7 * 17,3 / 100 = 2,19$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc5 = 2,19/5 = 0,44$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc1} = 10,16/0,44 = 23 \text{ ans}$$

12. [43335,3 m] épaisseur de corrosion est 19,7% de l'épaisseur de pipe

$$Ec1 = 19,7 * 12,7 / 100 = 2,5 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc5 = 2,5/5 = 0,5$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc1} = 10,16/0,5 = 20 \text{ ans}$$

13. [56629,2 m] épaisseur de corrosion est 19,7 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec1 = 19,7 * 12,7 / 100 = 2,5$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc5 = 2,5/5 = 0,5 \text{ mm/ans}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc1} = 10,16/0,5 = 20 \text{ ans}$$

14. [83735,8 m] épaisseur de corrosion est 16,5% de l'épaisseur de pipe

$$Ec2 = 16,5 * 12,7 / 100 = 2,095 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc2 = 2,095 / 5 = 0,42 \text{ mm/ans}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc2} = 10,16 / 0,42 = 24 \text{ ans}$$

15. [91252,8 m] épaisseur de corrosion est 19,7 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec1 = 19,7 * 12,7 / 100 = 2,5 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc5 = 2,5 / 5 = 0,5 \text{ mm/ans}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc1} = 10,16 / 0,5 = 20 \text{ ans}$$

16. [98116,4m] épaisseur de corrosion est 9 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec1 = 9 * 12,7 / 100 = 1,15 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc5 = 1,15 / 5 = 0,23 \text{ mm/ans}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc1} = 10,16 / 0,23 = 44 \text{ ans}$$

2/ Canalisation: GZ1 40" Tronçon 5 SC4- SC5

1. distance [575,2 m], la profondeur de pic de corrosion est 12,6 % de l'épaisseur de pipe, soit :

$$Ec1 = 12,6 * 12,7 / 100 = 1,61 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc1 = 1,61 / 5 = 0,322 \text{ mm/ans}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc1} = 10,16 / 0,322 = 31 \text{ ans}$$

2. distance [1540 m], la profondeur de pic corrosion est 17,3 % de l'épaisseur de pipe, soit :

$$Ec2 = 17,3 * 12,7 / 100 = 2,2 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc2 = 2,2 / 5 = 0,44 \text{ mm/ans}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc2} = 10,16 / 0,44 = 23 \text{ ans}$$

3. distance [2198,5 m], la profondeur de pic de corrosion est 18,9 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec3 = 18,9 * 12,7 / 100 = 2,4 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc3 = 2,4 / 5 = 0,48$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc3} = 10,16 / 0,48 = 21 \text{ ans}$$

4. [5196,7 m] épaisseur de corrosion est 19,7 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec4 = 19,7 * 12,7 / 100 = 2,5$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc4 = 2,5 / 5 = 0,5 \text{ mm/ans}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc4} = 10,16 / 0,5 = 20 \text{ ans}$$

5. [9165,9 m] épaisseur de corrosion est 18,9 % de l'épaisseur de pipe
 $E_{c5} = 18,9 * 12,7 / 100 = 2,4$
Vitesse de corrosion : $V_{c5} = 2,4 / 5 = 0,48$ mm/ans
 $TBF = \frac{E_{cd}}{V_{c5}} = 10,16 / 0,48 = 21$ ans
6. [12457,3] épaisseur de corrosion est 22 % de l'épaisseur de pipe
 $E_{c6} = 22 * 12,7 / 100 = 2,8$ mm
Vitesse de corrosion : $V_{c3} = 2,8 / 5 = 0,56$
 $TBF = \frac{E_{cd}}{V_{c6}} = 10,16 / 0,56 = 18$ ans
7. [18443,3 m] épaisseur de corrosion est 23,6% de l'épaisseur de pipe
 $E_{c7} = 23,6 * 12,7 / 100 = 3$
Vitesse de corrosion : $V_{c7} = 3 / 5 = 0,6$
 $TBF = \frac{E_{cd}}{V_{c7}} = 10,16 / 0,6 = 17$ ans
8. [18499,1 m] épaisseur de corrosion est 25,2 % de l'épaisseur de pipe
 $E_{c8} = 25,2 * 12,7 / 100 = 3,2$ mm
Vitesse de corrosion : $V_{c8} = 3,2 / 5 = 0,64$ mm/ans
 $TBF = \frac{E_{cd}}{V_{c8}} = 10,16 / 0,64 = 16$ ans
9. [24837,6 m] épaisseur de corrosion est 26 % de l'épaisseur de pipe
 $E_{c9} = 26 * 12,7 / 100 = 3,3$ mm
Vitesse de corrosion : $V_{c9} = 3,3 / 5 = 0,66$ mm/ans
 $TBF = \frac{E_{cd}}{V_{c9}} = 10,16 / 0,66 = 15,4$ ans
10. [28667,6] épaisseur de corrosion est 26,8 % de l'épaisseur de pipe
 $E_{c10} = 26,8 * 12,7 / 100 = 3,4$
Vitesse de corrosion : $V_{c10} = 3,4 / 5 = 0,68$
 $TBF = \frac{E_{cd}}{V_{c10}} = 10,16 / 0,68 = 14,94$ ans
11. [40922,0 m] épaisseur de corrosion est 40% de l'épaisseur de pipe
 $E_{c11} = 40 * 12,7 / 100 = 5,08$ mm
Vitesse de corrosion : $V_{c11} = 5,08 / 5 = 1,016$
 $TBF = \frac{E_{cd}}{V_{c11}} = 10,16 / 1,016 = 10$ ans
12. [40922,3m] épaisseur de corrosion est 40 % de l'épaisseur de pipe
 $E_{c12} = 40 * 12,7 / 100 = 5,08$ mm
Vitesse de corrosion : $V_{c12} = 5,08 / 5 = 1,016$ mm/ans

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc12} = 10,16/1,016 = 10 \text{ ans}$$

13. [55928,4m] épaisseur de corrosion est 24,4 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec13 = 24,4 * 12,7/100 = 3,1$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc13 = 3,1/5 = 0,62 \text{ mm/ans}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc1} = 10,16/0,62 = 16 \text{ ans}$$

14. [70669 m] épaisseur de corrosion est 27,6 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec14 = 27,6 * 12,7/100 = 3,5 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc14 = 3,5/5 = 0,7 \text{ mm/ans}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc14} = 10,16/0,7 = 15 \text{ ans}$$

15. [70754,1 m] épaisseur de corrosion est 47,2 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec15 = 47,2 * 12,7/100 = 6 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc15 = 6/5 = 1,2 \text{ mm/ans}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc15} = 10,16/1,2 = 8 \text{ ans}$$

16. [90349,1 m] épaisseur de corrosion est 27,6 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec16 = 27,6 * 12,7/100 = 3,5 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc16 = 3,5/5 = 0,7$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc16} = 10,16/0,7 = 15 \text{ ans}$$

3/ Canalisation: GZ1 40" Tronçon 4 SC3- SC4

1. distance [30529,4 m], la profondeur de pic de corrosion est 13,4 % de l'épaisseur de pipe, soit :

$$Ec1 = 13,4 * 12,7/100 = 1,66 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc1 = 1,61/5 = 0,32 \text{ mm/ans}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc1} = 10,16 / 0,33 = 32 \text{ ans}$$

2. distance [48191,3 m], la profondeur de pic corrosion est 13,4 % de l'épaisseur de pipe, soit :

$$Ec2 = 13,4 * 12,7/100 = 1,66 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc2 = 1,66/5 = 0,33 \text{ mm/ans}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc2} = 10,16 / 0,05 = 31 \text{ ans}$$

3. distance [48246,3 m], la profondeur de pic de corrosion est 16,5 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec3 = 16,5 * 12,7 / 100 = 2,1 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc3 = 2,1/5 = 0,42$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc3} = 10,16/0,42 = 24 \text{ ans}$$

4. [49763,4 m] épaisseur de corrosion est 16,5 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec4 = 16,5 * 12,7 / 100 = 2,1$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc4 = 2,1/5 = 0,42 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc4} = 10,16/0,42 = 24 \text{ ans}$$

5. [50253,7 m] épaisseur de corrosion est 26,6 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec5 = 26,6 * 12,7 / 100 = 3,4$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc5 = 3,4/5 = 0,68 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc5} = 10,16/0,68 = 15 \text{ ans}$$

6. [50831,9] épaisseur de corrosion est 18,9 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec6 = 18,9 * 12,7 / 100 = 2,4 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc6 = 2,4/5 = 0,48$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc6} = 10,16/0,48 = 21 \text{ ans}$$

7. [51148,5 m] épaisseur de corrosion est 15,7% de l'épaisseur de pipe

$$Ec7 = 15,7 * 12,7 / 100 = 2$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc7 = 2/5 = 0,4$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc7} = 10,16/0,4 = 25 \text{ ans}$$

8. [51290,3 m] épaisseur de corrosion est 27,6 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec8 = 27,6 * 12,7 / 100 = 3,5 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc8 = 3,5/5 = 0,7 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc8} = 10,16/0,7 = 15 \text{ ans}$$

9. [51952,6 m] épaisseur de corrosion est 22 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec9 = 22 * 12,7 / 100 = 2,8 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc9 = 2,8/5 = 0,56 \text{ mm/ans}$$

$$\text{TBF} = \frac{Ecd}{Vc9} = 10,16/0,56 = 18 \text{ ans}$$

10. [52796,1] épaisseur de corrosion est 19,7 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec10 = 12,7 * 19,7 / 100 = 2,5$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc10 = 2,5/5 = 0,5 \text{ mm/ans}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc10} = 10,16/0,5 = 20 \text{ ans}$$

11. [54757,2 m] épaisseur de corrosion est 23,6% de l'épaisseur de pipe

$$Ec11 = 23,6 * 12,7 / 100 = 3 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc11 = 3/5 = 0,6 \text{ mm/ans}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc11} = 10,16/0,6 = 17 \text{ ans}$$

12. [54915,2m] épaisseur de corrosion est 31,5 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec12 = 31,5 * 12,7 / 100 = 4 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc12 = 4/5 = 0,8 \text{ mm/ans}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc12} = 10,16/0,8 = 13 \text{ ans}$$

13. [55634,7 m] épaisseur de corrosion est 18,9 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec13 = 18,9 * 12,7 / 100 = 2,4$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc13 = 2,4/5 = 0,48 \text{ mm/ans}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc13} = 10,16/0,48 = 21 \text{ ans}$$

14. [56237,5 m] épaisseur de corrosion est 22 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec14 = 22 * 12,7 / 100 = 2,8 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc14 = 2,8/5 = 0,56 \text{ mm/ans}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc14} = 10,16/0,56 = 18 \text{ ans}$$

15. [60394 m] épaisseur de corrosion est 27,6 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec15 = 27,6 * 12,7 / 100 = 3,5 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc15 = 3,5 / 5 = 0,7 \text{ mm/ans}$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc15} = 10,16/0,7 = 15 \text{ ans}$$

16. [66685,4 m] épaisseur de corrosion est 13,4 % de l'épaisseur de pipe

$$Ec16 = 13,4 * 12,7 / 100 = 1,70 \text{ mm}$$

$$\text{Vitesse de corrosion : } Vc16 = 1,7/5 = 0,34$$

$$TBF = \frac{Ecd}{Vc16} = 10,16/0,34 = 30 \text{ ans}$$

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Luu.T. Déchirure ductile des aciers a haute résistance pour gazoducs. Sciences des Métiers de l'Ingénieur 2006 ; 432
- [2] Allouti.M. Etude de la nocivité de défauts dans les canalisations de transport de gaz tels les éraflures, les enfoncements ou leurs combinaisons. Thèse de Doctorat Université Paul Verlaine de Metz France 2010.
- [3] Larry.M.D. Rapports d'accidents publiés par le gouvernement américain. Enbridge 2012
- [4] Gaétan.C. Oléoducs, gazoducs et capacité de raffinage au Canada, situation actuelle et à venir. National Energy Board Canada 2012
- [5] Konoplyanik.A Global oil market developments and their consequences for Russia. The handbook of global energy policy 2013;542
- [6] Hafif.M, Meddah.M. Rapport d'expertise sur canalisation du gazoduc GZ1 40'', SONATRACH-DRC, Arzew. 2000
- [7] François.D, Pineau.A, Zaoui.A Élasticité et plasticité.Hermès Science Publications. ISBN 978-2-7462-2347-9
- [8] Leblond. J.B Mécanique de la rupture fragile et ductile. (Coll. Études en mécanique des matériaux et des structures) 2003
- [9] Scully. J. Corrosion protection. Principes fondamentaux Elsevier Masson, 1997
- [10].Scully. J.C, "The Fundamentals of corrosion Engineering (McGraw Hill), 1967
- [11] Leclerc.E, Goldestein.H. L'agressivité du sol et les conduites enterrées- Guides des techniques de mesures en protection cathodique CEOCOR 1976 ; 386
- [12] Chauvin. A. La mesure de terre - Pôle Test & Mesure, 2009
- [13] Fred.P, Olivier.N. La classification des sols, Maitrise d'ouvrage. ENTE d'Aix-en-Provence laboratoire du CETE méditerranée, Ecole des mines de Douai France 2011
- [14] Scully. J.C. Corrosion : Aqueous Processes and Passive Films. Materials Science and Technology, 1983;23
- [15] Mehanna.M. Mécanismes de transfert direct en corrosion microbienne des aciers. Thèse de Doctorat Institut National Polytechnique de Toulouse France,2009
- [16] Antoine. P, Luiz Edmundo.A., Anne-Marie.C Local corrosion processes in the presence of sulphate-reducing bacteria: Measurements under biofilms. Corrosion Science 1993 ;35 : 693–698
- [17] Bahije.L, Benyahia.H, Hamzaoui.S Bengueddour.R, Rerhrhaye.W, Abdallaoui.F, Zaoui.F . Comportement du NiTi en présence des bactéries orales : corrosion par le Streptococcus mutans. International orthodontics. 2011; 9 :110-119

- [18] Vrignaud E. La détérioration des canalisations. Le monde enterré des canalisations publiques. Mém. D.U. "Eau et Environnement", D.E.P., Université de Picardie, Amiens France 1998
- [19] Marec. M., corrosion et protection cathodique. TRANC 92.2 JANS, (1996)
- [20] ISO 8044 Corrosion of metals and alloys -- Basic terms and definitions. 2010
- [21] Basalo.C. Canalisation de l'eau et de gaz corrosion ; dégradation et protection, technique et documentation (lavoisier) ,1987
- [22] Joncoux-Chabrol.K . Synthèse et fonctionnalisation de phyllosilicates de type talc applications à des revêtements sol-gel pour la protection contre la corrosion. Thèse de doctorat de l'université de toulouse 2010
- [23] Dimitrios K. Karamitros.A, George D. Bouckovalas, George P. Kouretzis. Stress analysis of buried steel pipelines at strike-slip fault crossings. Journal Soil Dynamics and Earthquake ENG 2007; 27, 3: 200–211
- [24] Shantanu. J, Amit. P, Arghya. D, Sudhir.K. Analysis of buried pipelines subjected to reverse fault motion. Journal Soil Dynamics and Earthquake ENG 2011; 31(7) : 930–940
- [25] Castaño Rivera.P, Ramunni.V, Bruzzoni.P. Hydrogen trapping in an API 5L X60 steel. Journal Soil Dynamics and Earthquake ENG; 2012; 54: 106–118
- [26] Erlings.J, De Groot.H, Nauta.J. The effect of slow plastic and elastic straining on sulphide stress cracking and hydrogen embrittlement of 3.5% Ni steel and API 5L X60 pipeline steel. Corrosion Science 1987; 27, 10–11:1153–1167
- [27] Duncumb.A,OKELL .A. Ultrasonic Velocity Variations in API 5L Grade X60 Steel. Proceedings of the 28th Annual British Conference on Non-Destructive Testing, Sheffield, UK, 1990;18–21 : 57–68
- [28] Sojka.J, Jérôme.M, Sozańska.M, Váňová.P, Rytířová.L, Jonšta.P. Role of microstructure and testing conditions in sulphide stress cracking of X52 and X60 API steels. Materials Science and Engineering 2008; 480, 1–2: 237–243
- [29] Majid.Z , Mohsin.R Multiple failures of API 5L X42 natural gas pipeline. Engineering Failure Analysis 2013;31: 421–429
- [30] Terbal.A Réseau de transport par canalisation TRC et la démarche maintenance mise en œuvre. Journée d'études - Pipeline Integrity Management ALGER- 2006
- [31] Hafifi.M, Meddah - Rapport d'expertise sur canalisation du gazoduc GZ1 40'', Sonatrach-DRC, Arzew, 2000.
- [32] Group limited Canada'' -PII. Rapport d'inspection en ligne et diagnostic. Direction de traitement de canalisation (DRC) SONATRACH. ARZEW.

- [33] Nefdov.A, Zhiltsov.S ,Efimov.M , Vasiliev.A ,Kotsur.A. Rapport technique d’inspection géométrique et par piston à fuite de flux magnétique du gazoduc GZ1. WEATHERFORD Russie 2009
- [34] Code ASME B31G :Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines: Supplement to B31 Code for Pressure Piping 2009
- [35] API579: Acceptance Criteria for Piping Components 2009
- [36] NF EN 10229 Évaluation de la résistance des produits en acier à la fissuration induite par l'hydrogène (HIC).1998
- [37]Mohtadi-Bonab.M, Szpunar.J, Razavi-Tousi.S. A comparative study of hydrogen induced cracking behavior in API 5L X60 and X70 pipeline steels. Engineering Failure Analysis 2013; 33:163–175
- [38]Nibouchaa.k, Houalia.H. Zergouga.M., Halimi.R. Contrôle et caractérisation de la corrosion par CND pour l’inspection des canalisations enterrées. Matériaux 2006
- [39] Benmoussat.A, Hadjel.M. Corrosion behaviour of low carbon line pipe in soil environment, Eurasian Chem. Tech journal 2005; 7 ,2 : 147 – 156.
- [40] Belmokre.K, Azzouz.N. Kermiche.F, Wery.M, Pagetti. Materials and Corrosion, 49 (1998) 108-113
- [41] François .R .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 doctorat Ecole nationale supérieure des mines de paris, 1988.
- [42] API specification 5L (SPEC 5L), specification for line pipe, 14th edition, November 1,
- [43] Johannes.K Corrosion Inhibitors. Petroleum Engineer’s guide to oil field Chemicals and fluids 2012; 6: 217-252
- [44] Coudurier.L, Eustathopoulos.N, Desre.P. Rugosité atomique et adsorption chimique aux interfaces solide-liquide des systèmes métalliques binaires. Acta Metallurgica 1978 ; 26 :465-475
- [45] Bosch.R. Electrochemical impedance spectroscopy for the detection of stress corrosion cracks in aqueous corrosion systems at ambient and high temperature. Corrosion Science 2005; 47: 125–143
- [46] Park.J.S, Choi J.H, Woo.J.J, Moon.S.H. An electrical impedance spectroscopic (EIS) study on transport characteristics of ion-exchange membrane systems. Journal of colloid and interface science 2006;300,2:655-662

- [47] Cheng.Y.F, Zhong.C, X.Tang Corrosion of steel under the defected coating studied by localized electrochemical impedance spectroscopy. *Electrochimica Acta* 2008 ; 53,14 :4740–4747
- [48] Huet F. Mesures de bruit électrochimique appliquées à la corrosion et aux systèmes diphasés. UPMC Université Pierre et Marie Curie 2012
- [49] Li.M.C, Cheng.B.Y.F. Corrosion of the stressed pipe steel in carbonate–bicarbonate solution studied by scanning localized electrochemical impedance spectroscopy. *Electrochimica Acta*. 2008;53(6) :2831-2836
- [50] Asefi.D, Arami.M, Mahmoodi.N.M. Effect of chain length compatibility between surfactants and co-surfactants on corrosion inhibition of steel. *ECS Transactions*, 2011;31:1-10
- [51] Bakraoui.H.El. Etude de l'inhibition de la corrosion de l'acier doux au carbone en milieu acide orthophosphorique par un antibiotique organique. Thèse de doctorat Université de Oudjda 2008
- [52] Monchy.F, la fonction maintenance, Masson, Paris, 1996
- [53] Boumahrat. M ,Gourdin. A . Méthodes Numériques »OPU.Alger, 1983
- [54] Gauss.K.F. Bertrand.J Méthodes des moindres carrés ; 2009,
- [55] Benmoussat.A ,Hadjel M., Corrosion Behavior of Low Carbon Line Pipe Steel in Soil EnvironmenEurasian Chem. Tech. Journal, 2005 ; 7 (2) :147 – 156
- [56] Bensaada.S. Elaboration des métaux ferreux (fontes et aciers). Thèse de doctorat Université de Bisikra 2013
- [57] Verleene.A. Comportement en fatigue de l'acier martensitique T91 à 300°C dans l'eutectique plomb-bismuth liquide. Thèse de Doctorat -Université des sciences et technologies de Lille Science des Matériaux 2005
- [58] Bensaada.S, Bouzianem.T., Mohammedi F.,Zergui B., Bouras A. Effet des inhibiteurs de corrosion $ZnCl_2$, Na_2MoO_4 et $ZnCl_2+Na_2MoO_4$ sur le comportement de l'acier pour armature a beton en milieu oxydant NaCl Larhyss Journal, ISSN 1112-3680 ;14, 2013 :49-60
- [59] Hoo.Y , San Y. Quixiang C, Haitao. J and Lihong. Z. Precipitation behaviours of X70 acicular ferrite pipeline steel. *Material science and engineering*. 2006
- [60] Gladmant T. *Proceedings of the royal society* . 1996; 2
- [61] Majid.Z.A., Mohsin.R, Yaacob.Z, Failure analysis of natural gas pipes. Hassan. *Arabian Journal of Science and Engineering* 2010 ; 17 : 818–837
- [62] Chatzidouros.E.V, Papazoglou.V.J, Tsiourva.T.E, Pantelis Hydrogen effect on fracture toughness of pipeline steel welds, with in situ hydrogen charging. *International Journal Of Hydrogen Energy* 2011;36 (19):12626-12643

- [63] Mohtadi-Bonab.M, Szpunar.J, Razavi-Tousi.S. A comparative study of hydrogen induced cracking behavior in API 5L X60 and X70 pipeline steels. *Engineering Failure Analysis* 2013; 33:163–175
- [64] API specification 5L (SPEC 5L), specification for line pipe, 14th edition, November 1, 1992, American petroleum institute 1220 L street, northwest Washington, DC 20005
- [65] Benmoussat.A, Hadjel.M, Traisnel.M. *Materials and Corrosion*, 2006;57 (10) 771- 777.
- [66] Benmoussat.A and Traisnel.M. *Integrity of Pipelines Transporting Hydrocarbons*, NATO Science for Peace and Security Series C: Environmental Security 2011: 167-181.
- [67] Bueno.A, Moreira.E, Siqueira.P, Effect of cathodic potential on hydrogen permeation of API grade steels in modified NS4 solution. *J.A.C.P. Gomes Elsevier* 2014, A597:117-121
- [68] Larabi L., Harek Y., Benali.O, Ghalem .S. *Progress in Organic Coatings*, 2005; 54: 256–262
- [69] Selles.C, Benali.O, Tabti, Larabi.L, Harek.Y, Green corrosion inhibitor: inhibitive action of aqueous extract of *Anacyclus pyrethrum* L. for the corrosion of mild steel in 0.5 M H₂SO₄. *Mater J. Environ. Sci.* ;1 ; 2012 ;3 (1) :206-219.
- [70] Khamis.E, Bellucci.F, Latanision.R, El-Ashry . Cyclic voltammograms of iron and C-steels in oxalic acid solutions and investigation of the effect of phenyl phthalimide as corrosion inhibitors *E.S.H. Corrosion* 47 (1991) 677-686.
- [71] Metikoš-Hukovič M., Babić R., Grubač Z., Brinić S. Impedance investigation of corrosion inhibition of armco iron by thiourea *Journal Appl Electrochem.* 26 ;1996 ; 443-449.
- [72] Benali O., Larabi L., Traisnel M., Gengembre L., Harek Y. Inhibitory efficiency of oxalic N-phenylhydrazide-N'-phenylthiosemicarbazide on corrosion of carbon steel in 0.5M H₂SO₄ *Appl. Surf. Sci.*, 253 ;2007. 6130–6139.
- [73] Ismail A.I.M.; El-Shamy Engineering behaviour of soil materials on the corrosion of mild steel *Appl. Clay Sci.* 42 (2009) 356-362
- [74] Donahue F.M., Nobe K. Theory of Organic Corrosion Inhibitors: Adsorption and Linear Free Energy Relationships, *Electrochem J. Soc.* 1965;112 (9) : 886-891.
- [75] Khamis E., Bellucci F., Latanision R.M., El-Ashry . Acid Corrosion Inhibition of Nickel by 2-(Triphenosporanylidene) Succinic Anhydride . *Corrosion Science* ,1991;47 : 677-686.
- [76] Dolas.D.R, Jaybhaye. M.D,Deshmukh. S.D. Estimation the System Reliability using Weibull Distribution 2014