

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

Ecole Nationale Polytechnique
Département d'Electrotechnique
Laboratoire de Recherche en Electrotechnique



Projet de fin d'études
Pour l'obtention du diplôme
d'Ingénieur d'État en Électrotechnique

Présenté par :
BOUKHLIFA Mohamed
NEHAL Youghourta

Intitulé

Diagnostic de la corrosion due à l'interférence électromagnétique entre les lignes HT et les pipelines enterrés

Soutenu le 14 juin 2015 à l'ENP

Encadrants

TOUHAMI Omar

Professeur à l'ENP

OUADAH M'hamad

Chef d'Equipe de Recherche au CSC, Chéraga

ENP 2015

الملخص

هذه المذكرة يجعل مساهمة في حاجة صناعية معينة بحيث تتأثر أنابيب البترول والغاز المدفونة المتواجدة بالقرب من خطوط نقل الطاقة ذات الجهد العالي (400 كيلو فولت) بالمجالات المغناطيسية المتسببة عنها حيث تسبب هذه المجالات في توليد فولتية (فرق كمون) في خط الأنابيب، والتي يمكن أن تشكل خطر وما يؤثر سلبا على سلامة الموظفين، كما يمكن أن يهدد سلامة معدات الحماية الكاثودية، ويميل إلى تسريع تآكل المعادن. وسيركز العمل على دراسة آثار التداخل الكهرومغناطيسي على أنابيب النفط والمعادن والغاز المدفونة مع الأخذ بعين الاعتبار التغيرات في عوامل مختلفة، من أجل تحديد القيم التي يسببها (التيار، الجهد) على خطوط الأنابيب المدفونة باستخدام معادلات كارسون كليم ومعرفة ما إذا كانت ضمن المعايير المسموح بها دوليا (عتبة الأمان). سنحاول في هذه الدراسة لتقييم التآكل بواسطة التيار المتناوب وإيجاد نهج للتخفيف من تأثير التداخل الكهرومغناطيسي.

كلمات المفتاحية: الأنابيب، الحماية الكاثودية، التآكل بالتيار المتناوب، التداخل الكهرومغناطيسي، معادلات كارسون كليم

Résumé :

Ce manuscrit apporte une contribution à un besoin industriel spécifique en l'occurrence la détermination de la tension induite au niveau du pipeline causée par les lignes de transmission à haute tension (400 kV). Le cas d'interférence électromagnétique entre les lignes de transmission à haute tension et les pipelines métalliques enterrés transportant des produits pétroliers et gazeux est un véritable problème, qui peut représenter un risque de choc électrique pour la sécurité de l'opérateur pour le personnel public spécialement dans le cas de défaut, Il peut aussi menacer l'intégrité de l'équipement de protection cathodique comme il tend à accélérer la corrosion du métal. Le travail porte sur l' étude des effets d'interférence électromagnétiques sur les pipelines métalliques de pétrole et de gaz enterrées en tenant compte de la variation des différents facteurs .Le but est de déterminer les valeurs induites (courant, tension) sur les pipelines enterrés due au couplage inductif en utilisant les équations de Carson Clem et de vérifier si ces valeurs induites sont dans les normes (seuil de sécurité) . On essaye, par cette étude d'évaluer la corrosion par courant alternatif et de trouver une approche visant à atténuer l'effet de ces interférences

Mot clés : pipeline, protection cathodique, corrosion par courant alternatif, interférence électromagnétique, Carson Clem.

Abstract:

This manuscript brings a contribution for a specific industrial need which is the determination of the induced voltage in the buried pipeline .The electromagnetic interference caused by power transmission lines (400kV) to oil and gas buried pipelines is under investigation for many years. Especially during fault conditions, large currents and voltages are induced on the pipelines that may be pose danger for working personnel and may accelerate the corrosion of the pipeline's metal. In this research, the induced voltages generated in the pipeline should be quantified in order to avoid security problems for the agents working on the pipeline and pipeline equipment. The aim of our work is to study inductive coupling between overhead transmission 400 kV lines and an buried parallel pipeline in steady state conditions and fault conditions. The factors affecting this coupling, modelling and analysis of the coupling is also discussed using the mutual impedances of Carson's Clem equation. The induced voltage in the oil buried pipelines due to the magnetic fields produced by nearby transmission lines has been computed. We will try, in this study to evaluate AC corrosion and find an approach to mitigate the effect of the interference.

Key words: pipeline, catholic protection, AC corrosion, electromagnetic interference, Carson's Clem equation.

Remerciement

EL Hamdoulilah, nous remercions « ALLAH soubhanahou wa taala » qui nous a guidé et donner la volonté, patiente et courage de mener à terme ce modeste travail.

Nous exprimons notre profonde gratitude à notre promoteur, Professeur **O.TOUHAMI**, pour sa disponibilité et sa contribution avec ses précieuses orientations et ses pertinents conseils et remarques, qu'il trouve ici notre profonde reconnaissance pour son temps qu'il nous a consacré. Nos chaleureux remerciements vont aux responsables du centre de recherche de soudage et de contrôle de Cheraga pour nous avoir donné l'opportunité d'effectuer les essais au sein du laboratoire de recherche, nous tenons aussi à remercier chaleureusement monsieur **M.OUADAH** pour son assistance, ses éclaircissements et son aide inestimable.

Nous tenons à remercier très chaleureusement :

- Professeur **R.IBTIOUEN** pour nous avoir fait l'honneur de présider notre jury de soutenance.
- Professeur **S.MEKHTOUB** pour l'honneur qu'il nous a fait d'avoir accepté d'en être examinateur et d'avoir consacré de son temps précieux à la lecture de ce mémoire.

Nos vifs remerciements sont adressées aussi à tous les enseignants du génie électrique et du département de l'électrotechnique en particulier pour leurs engagements, leur générosités et leurs sérieux au travail afin qu'ils nous transmettent de leur précieux savoir tout au long de notre cursus à l'Ecole Nationale Polytechnique.

C'est avec une attention particulière que nous remercions chaleureusement nos deux familles pour leurs aides permanentes, et soutiens aussi bien financier qu'affectif. On leurs témoigne notre profondes reconnaissance et gratitude.

Nous remercions profondément tous nos amis qui nous ont été d'un grand soutiens et appui dans les moments plus difficiles.

Que les nombreuses personnes qui par une participation quelconque ou avec une simple suggestion, nous ont aidés, qu'ils trouvent nos sincères reconnaissances.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à mes chers parents, mes frères Kousseila ,Idir,Juba,Massinissa, ma sœur Kahina et Amine et mon neveu Yanni et surtout ma chère Biba.

A mon cher ami Moh Errouji , a Vous ,mes amis Farouk EL houma ,Karim,Wahab Mouloudia ,Raouf, Selman,khadidja, Nabil,valid,zoubir Le Titouche, Kousseila HAMMICHE, Moussa, Ammar, Toufik ,Hamioud,Wahid,Amine guelmane,Chafi ammar,La chouiref, et a tous les autres .

Youghourta NEHAL

Dédicaces

Je dédie ce travail à ma mère, mon père, mes frères, Nacer, Amer, Abderahmane, Ibrahim, Rachid, Youcef, mes deux sœurs Fatma et Amina ainsi que mes tentes, mes neveux et toute ma famille.

A mon cher ami et mon binôme Jugou, mes amis Raouf, Selman, Boursouti, Rahims, Mouhouch, La Chouiref, Yasmine Sebbane, Cheraitia, Farouk, Karim, Nabil, Zoubir, Walid, El Berdioui, Le Titouche, Moussa, Kousseila, Hamioud, Wahid, Amine Guelmane, Chafi Ammar et tous les amis sans oublier les amis d'enfance.

BOUKHLIFA Mohamed

Table des matières

Nomenclature	vii
Introduction générale.....	1
Chapitre I : Interférence électromagnétique entre les lignes HT et les pipelines enterrés	
I.1.Introduction.....	3
I.2.Sources d'interférences	4
I.3.Mécanismes de couplages	4
I.3.1.Couplage électromagnétique ou inductif.....	4
I.3.1.1.Effet du couplage inductif	5
I.3.1.2.Types de la Protection cathodique.....	12
I.3.2.Couplage résistif ou conducteur.....	14
I.3.2.1. Les effets du couplage conducteur	16
I.3.2.2. Types de revêtements	16
I.3.3.Couplage électrostatique ou capacitif.....	17
I.4.Récepteur :	18
I.5. Conclusion	19
Chapitre II : Etude d'interférence	
II.1.Introduction	20
II.2.Tension induite dans le pipeline.....	21
II.2.1.Fonctionnement normal de la ligne.....	21
A/ Ligne sans câble de garde.....	21
B/ Présence du câble de garde	23
II.2.2.Cas de défaut dans la ligne.....	24
A/ Sans câble de garde	24
B/ Présence du câble de garde	24
II.3. Densité de courant	25
Chapitre III : Etude du problème d'interférence	
III.1.Introduction	29
III.2.Tension induite.....	30
III.2.1.Fonctionnement normal	31
III.2.1.1.Sans câble de garde.....	31
III.2.1.2. Avec câble de garde.....	34
III.2.2.Fonctionnement avec défaut.....	36

III.2.2.1 Sans câble de garde.....	36
III.2.2.2. Avec câble de garde.....	38
III.2.3. Facteur de blindage.....	39
III.2.4. Parallélisme	39
III.3.Densité de courant	40
III.4. Conclusion.....	41

Caractérisation de l'acier X70 sous l'influence d'une densité de courant alternatif

IV.1. Introduction.....	42
IV.2. Description du banc d'essais	43
IV.2.1.Preparation des echantillants	43
IV.3. Résultats des essais électrochimiques.....	47
IV.3.1. Evolution du potentiel de corrosion libre (OCP).....	47
IV.3.2. Courbe de polarisation (LP)	48
IV.4. Conclusion	51
Conclusion générale	52
Références Bibliographiques.....	54

Nomenclature

- ω : Pulsation du réseau [rad/s]
 ρ : Résistivité du sol [$\Omega \cdot m$]
 μ_0 : Perméabilité du vide [H/m]
 r_i : Rayon du pipeline [m]
 Z_{Ap} : Mutuelle impédance linéique entre la phase A et le pipeline [Ω/m]
 Z_{Bp} : Mutuelle impédance linéique entre la phase B et le pipeline [Ω/m]
 Z_{Cp} : Mutuelle impédance linéique entre la phase C et le pipeline [Ω/m]
 E_p : F.é.m. induite au niveau du pipeline par unité de longueur [V/m]
 $D_{phase-pipe}$: Distance entre phase A, B, C et le pipeline [m]
 $Z_{phase-pipe}$: Mutuelle impédance entre phase et pipeline [Ω/m]
 f : Fréquence [Hz]
 D_e : Profondeur équivalente de la Terre [m]
 V_p : Tension induite [V]
 L : Longueur de parallélisme [m]
 Z_E : Impédance linéique du câble de garde [Ω/m]
 Z_{AE} : Impédance mutuelle linéique entre la phase A et pipeline [Ω/m]
 Z_{BE} : Impédance mutuelle linéique entre la phase B et pipeline [Ω/m]
 Z_{CE} : Impédance mutuelle linéique entre la phase C et pipeline [Ω/m]
 R_{GM} : Rayon fictif du fil de garde [m]
 R_E : Résistance du fil de garde [Ω/m]
 $I_{défaut}$: Courant de défaut [A]
 K : facteur de blindage
 R_t^0 : Résistance du revêtement sans défaut [Ω]
 R_t : Résistance du revêtement avec défaut [Ω]
 R_m : Résistance à nu du métal [Ω]
 R_e : Résistance de l'électrolyte dans le défaut [Ω]
 d : Épaisseur du revêtement [m]
 S : Section du défaut [m^2]
 N : Nombre de défauts
 J_p : Densité volumique de courant [A/m^2]
 D : diamètre du défaut de revêtement [m]

Introduction générale

L'acheminement des hydrocarbures (produits pétrolier ou gaz naturel) s'effectue par les canalisations en acier (pipeline) depuis leurs gisements jusqu'à la zone de raffinage et les centres de distribution et de consommation.

D'importants réseaux de pipelines ont été construits depuis les années 60 et sont en constante évolution. La société algérienne SONATRACH (SH) possède et exploite un réseau de canalisations évalué à plus de 16 000 km destinés au transport du gaz naturel et les produits pétroliers. La branche transport par canalisations "TRC" gère actuellement un réseau de pipelines d'une longueur supérieure à 18000 km.

Parallèlement, la demande d'énergie électrique n'a cessé d'augmenter. L'évolution des pertes de distribution et de transport d'électricité, avec l'évolution de la demande, impose le passage à des niveaux de tension de plus en plus élevés. Le dernier palier franchi est de 400 kV.

De tels niveaux de tension ont un bénéfice économique certain en vue d'une réduction des pertes de transport, toutefois l'impact des lignes travaillant à de tels niveaux de tension sur leur voisinage (structure métallique, pipeline, personnel) est aussi important que néfaste. Le principal acteur est le champ Électromagnétique, dû aux lignes de transmission à haute tension (400 kV), qui représente l'une des sources de l'interférence avec les pipelines de transport de pétrole et de gaz.

L'interférence de ces lignes de transmission à haute tension avec les pipelines transportant des produits pétroliers et gazeux peut causer un véritable problème que ce soit sur la sécurité du personnel travaillant sur site ou sur public et menace l'intégrité de l'équipement de protection cathodique, le revêtement du pipeline et la canalisation d'acier. Il favorise aussi le phénomène de corrosion ce qui conduit à des pertes économiques.

Pour contrer ce phénomène, les pipelines sont protégés par un revêtement externe et interne (protection passive) aussi étanche que possible afin d'isoler l'acier des milieux corrosifs. Ces revêtements sont à base de liants hydrocarbonés (brai de houille ou de bitume de pétrole) ou encore constitués par un système multicouche associant un primaire époxy pour l'adhérence à l'acier, un adhésif intermédiaire et une couche de plusieurs millimètres en polymères PE polyéthylène ou PP polypropylène.

Cette protection est complétée par une protection cathodique active dont le potentiel est maintenu à $- 850 \text{ mV /Cu/CuSO}_4$ par courant imposé ou par anode sacrificielle.

Dans ce travail, nous nous basons sur l'effet inductif de l'interférence entre les lignes de transmission de 400 kV et les canalisations enterrées, pour calculer la tension induite au

niveau du pipeline due au couplage inductif par les équations de Carson-Clem. Pour remonter à la densité de courant circulant entre le pipeline et le sol, qui est l'un des critères fondamentaux de l'évaluation de la corrosion par courant alternatif, on caractérise ce phénomène par des essais électrochimiques.

Suite à cela, une approche visant essentiellement à atténuer l'effet de cette interférence est élaborée.

Notre travail comporte quatre chapitres agencés comme suit :

Au premier nous abordons essentiellement les trois couplages, à savoir : l'effet inductif, capacitif, conductif et l'effet de chaque couplage sur les pipelines ensuite nous décrivons le phénomène de corrosion par courant alternatif.

Au deuxième chapitre, la méthode de calcul utilisée afin de déterminer la tension induite au niveau du pipeline dans le cas de fonctionnement normal de la ligne ainsi que dans le cas d'un défaut d'une phase à la terre est présentée. Cette méthode appliquée au cas le plus sévère et fréquent est modélisée par des équations de Carson-Clem afin de remonter au critère principal de l'évaluation de la corrosion par courant alternatif

Dans le troisième chapitre nous présentons les résultats obtenus par simulation de la tension induite au niveau du pipeline en utilisant les outils du logiciel MATLAB. Cette étude est effectuée dans le cas d'un fonctionnement normal de la ligne de transmission à 400 kV et dans le cas de défaut. L'influence de certains paramètres sur la tension induite au niveau du pipeline tel que : la présence du câble de garde, les types de câble de garde, le parallélisme, le type de configurations de la ligne est montrée. Nous calculons la densité de courant alternatif représentant un critère essentiel pour l'évaluation de la corrosion par courant alternatif.

Enfin, au quatrième chapitre nous étudions la caractérisation de la corrosion de l'acier X70 sous l'influence des densités de courant alternatif. Pour cela nous effectuons des essais électrochimiques pour obtenir les potentiels libres, les courbes de polarisation et les vitesses de corrosion.

Chapitre I

Interférence

électromagnétique entre les lignes HT et les pipelines enterrés

I.1.Introduction

Le transport des hydrocarbures par pipeline reste le moyen le plus sécurisant pour acheminer de grandes quantités de pétroles et de gaz, sur de longues distances. Ces conduites de transport constituent des constructions coûteuses à cause de la quantité et à la qualité de l'acier des tubes qu'ils nécessitent.

La présence d'une ligne électrique de haute tension (HT) à proximité de ces canalisations peut être une source d'influence électrique dangereuse pour cet ouvrage, aussi bien lors de l'exploitation normale de la ligne de haute tension que lorsque des défauts se produisent sur la ligne. Les lignes de HT peuvent induire des tensions dans les canalisations métalliques qui se trouvent à proximité (couplage inductif, conducteur ou capacitif) et engendrent des effets néfastes tels que :

- Le risque sur le personnel (tension de contact et tension de pas).
- Risque de corrosion
- Risque d'endommagement des équipements liés au pipeline (protection cathodique).
- Les perforations de revêtements du pipeline.
- Risque d'endommagement des joints isolants.

Généralement le processus d'interférence entre une ligne de transmission et une canalisation métallique qui se trouve à proximité est composé de trois parties :

- Source de l'interférence
- Mécanisme de couplage
- Récepteur

I.2.Sources d'interférences

Les principales sources d'interférence dues aux courants alternatifs sont [1]:

- Ligne de puissance a HT aériennes ou enterrées.
- Ligne de puissance longue et parallèle.
- Système de traction à haute vitesse (habituellement alimentée par une ligne de 132 kV et 25 kV en parallèle).

I.3.Mécanismes de couplages

On distingue trois types de couplages entre les lignes de haute tension et les canalisations métalliques :

- Couplage électromagnétique ou inductif.
- Couplage résistif ou conductif.
- Couplage électrostatique ou capacitif.

I.3.1.Couplage électromagnétique ou inductif

Les lignes de haute tension génèrent un champ magnétique. Ces lignes peuvent être assimilées au primaire d'un transformateur. Les canalisations situées dans ce champ sont soumises aux variations de ce champ et développent une force électromotrice f.é.m. Les canalisations peuvent être assimilées au secondaire du transformateur. L'importance de la tension induite dépend de la valeur de la f.é.m., de la longueur du rapprochement du parallélisme et des caractéristiques de la canalisation (défauts de revêtement).

La tension alternative produit un courant alternatif circulant dans la canalisation à travers tout défaut de revêtement.

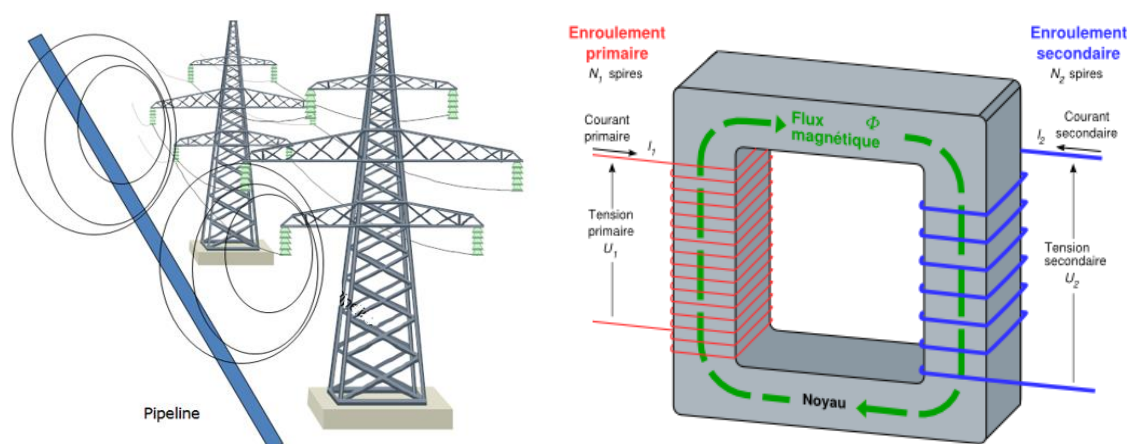


Figure I.1 : Couplage inductif

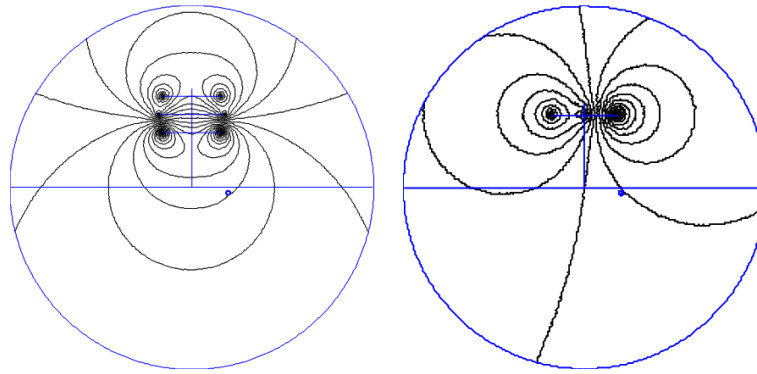


Figure I.2 : Lignes de champ magnétique [2]

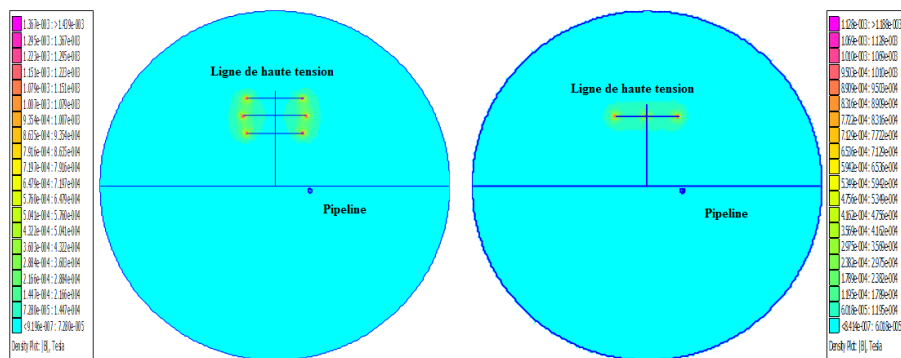


Figure I.3 : Champ magnétique produit par une ligne de transmission [2]

Parmi les facteurs qui contribuent à l'augmentation de tension due à des courants alternatifs sur les canalisations enterrées on peut compter :

- Nombre croissant de lignes de puissance en haute tension.
- Système de traction à haute vitesse fonctionnant par courant alternatif.

I.3.1.1.Effet du couplage inductif

Les dangers de l'induction permanente sont de trois (03) types :

❖ **Pour le personnel** : Le personnel travaillant à proximité de pipelines peut être exposé à des risques d'origine électrique. La tension maximale admissible sur les canalisations étant fixée entre **50 et 65 V** [3] [4].

Le tableau ci-dessous représente la tension maximale admissible pour la sécurité du personnel dans le cas d'un fonctionnement normale ainsi que dans le cas de fonctionnement de défaut lorsqu'on prend en compte uniquement la tension induite due à l'effet inductif.

Tableau I.1 : Normes de sécurité [3]

Norme	Fonctionnement normale	Cas de défaut	
	Tension maximale [V]	Temps max	Tension max
IEEE 80-2000	15	0.5	287
CEI-479	-	0.45	220
Etats Unis	25	0.5	287
Allemagne	65	0.5	1000
Suède	15	0.5	600
Suisse	50	0.3	300
Afrique du Sud	50	0.35	430

❖ **Pour les canalisations**, toute canalisation soumise à des courants alternatifs induits est susceptible, selon les conditions environnementales et ses caractéristiques propres de développer des cas de corrosions.

Un nouveau phénomène de corrosion lié aux courants alternatifs s'est ajouté à la liste des phénomènes de corrosion. Ceci résulte habituellement de tensions alternatives induites dans les canalisations dont le tracé est parallèle ou croisement des lignes à haute tension ou des chemins de fer électrifiés [1]-[9].

La **corrosion** est une réaction électrochimique entre un métal et son environnement qui se forme lorsque deux parties d'une structure possèdent un potentiel électrique différent. La différence de potentiel résulte souvent d'une hétérogénéité dans le métal, dans le milieu environnant ou à l'existence d'une source électrique externe.

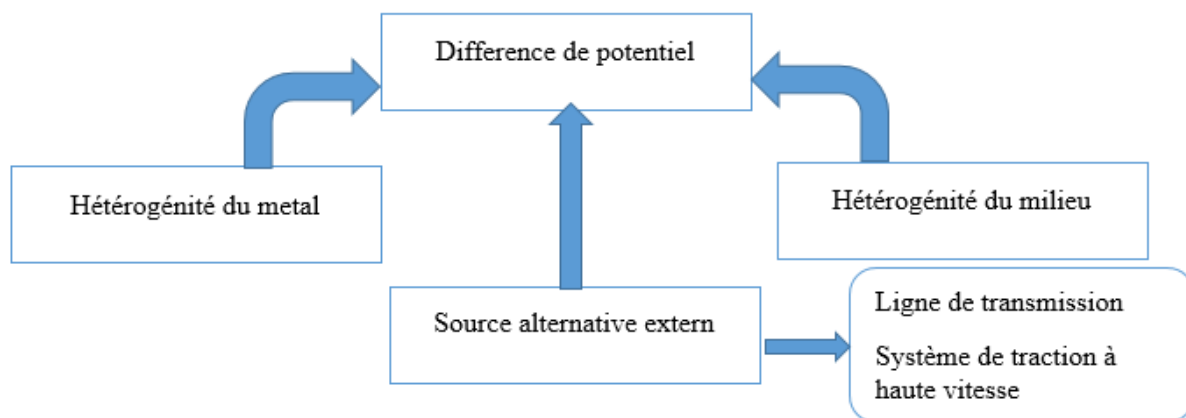


Figure I.4 : Cause de différence de potentiel

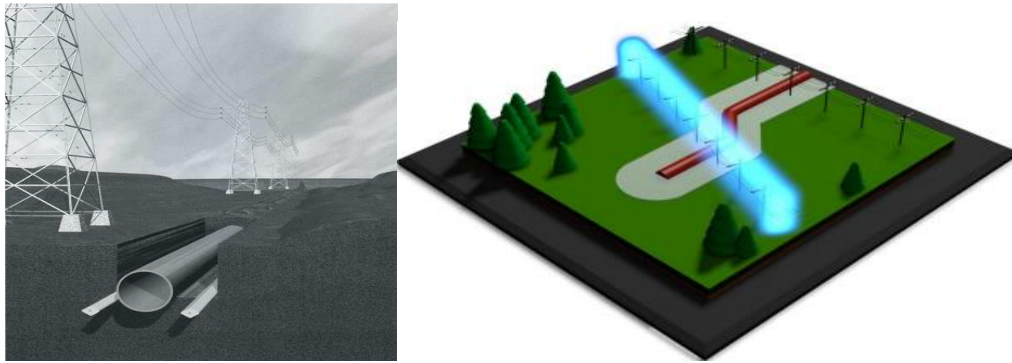


Figure I.5 : Pipeline et réseau électrique

La corrosion est provoquée par un échange de courant entre le sol et le métal. Cet échange de courant dépend de la tension induite sur les canalisations.

La corrosion par courant alternatif est causée par la formation et la dissolution répétées de la couche de passivation, de telles sortes que l'alternance positive engendre une couche de passivation. Pendant l'alternance négative il y aura une dissolution de la couche de passivation qui se transforme en rouille, c'est un cycle qui se répète et cause une dégradation du métal.

L'oxydation d'une couche atomique par cycle résulte d'un taux de corrosion de 70 mm/ans, la corrosion par courant alternatif est stoppée si on préserve la couche de passivation [7].

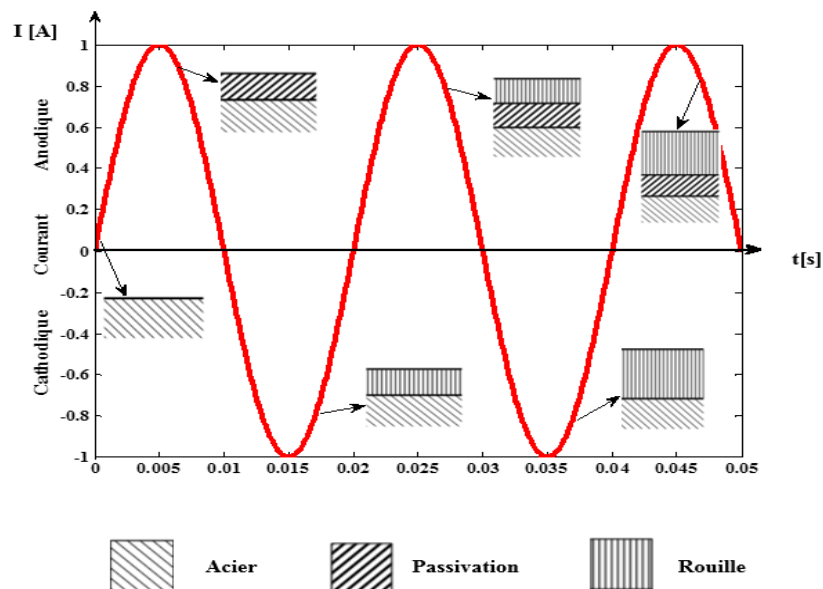


Figure I.6 : Principe de corrosion par courant alternatif



Figure I.7 : Défectuosité du revêtement ($15 \times 20 \text{ mm}$) sur la génératrice supérieure de la canalisation, la dimension du trou dans le revêtement est de quelques mm^2 [1]



a



b

Figures I.8 : a) Oxyde ($40 \times 40 \text{ mm}$) et produit de corrosion, b) Corrosion ($\text{diam } 5 \text{ mm}$; $\text{prof. } 0,5 \text{ mm}$) [1]

➤ La corrosion est principalement influencée par :

- **la résistivité locale du sol** : La résistivité du sol est la capacité de celui-ci à s'imposer au passage du courant électrique. Elle est notée (ρ) et s'exprime en ($\Omega \cdot \text{m}$). Pour la mesure de ce paramètre important, plusieurs méthodes existent mais la plus usitée est la méthode dite des quatre piquets qu'on retrouve également sous le nom de méthode de **Wenner**.

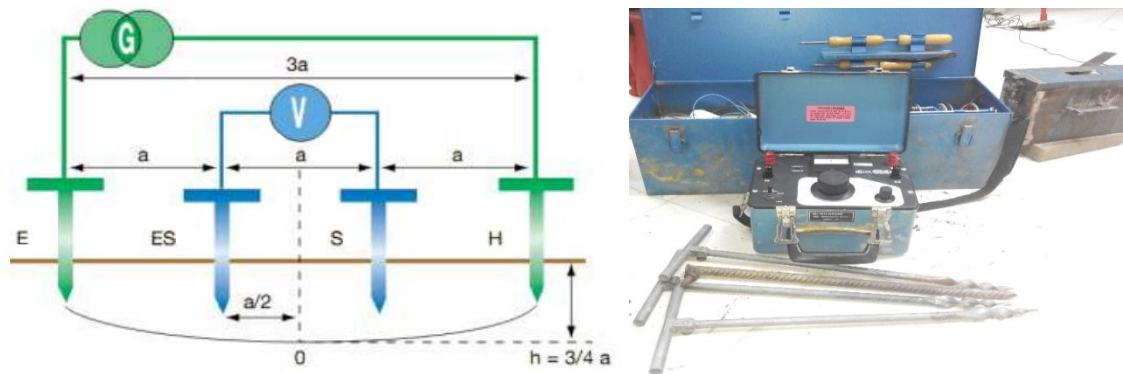


Figure I.9 : Schéma de mesure de la méthode de Wenner

Le principe de mesure consiste à utiliser quatre électrodes, qui sont disposées en ligne sur le sol équidistantes d'une longueur a (Figure I.9). Entre les deux électrodes extrêmes E et H , on injecte un courant de mesure I grâce à un générateur ; E et H s'appellent électrodes de courant. Entre les deux électrodes centrales S et ES , on mesure le potentiel ΔV grâce à un voltmètre ; S et ES s'appellent électrodes de potentiel. Le terme V/I est la résistance R qui est mesurée avec un telluromètre à quatre bornes.

La valeur de la résistance R lue sur l'ohmmètre permet de calculer la résistivité (ρ) au point situé sous le point O à une profondeur de $h = \frac{3}{4}a$ par l'expression simplifiée suivante obtenue dans le cas d'un sol homogène :

$$\rho = 2\pi \cdot a \cdot R \quad [\Omega \cdot m] \quad (1.1)$$

Avec :

a : Distance entre les électrodes en m ;

R : Valeur (en Ω) de la résistance lue sur le telluromètre.

Ce paramètre est le critère d'appréciation le plus fréquemment utilisé pour évaluer l'agressivité des sols pour les métaux. Ainsi en général on convient que :

- ✓ Pour une résistivité de sol supérieure à $100 \Omega \cdot m$; le sol est considéré comme étant peu agressif ; ce qui est le cas des terrains pierreux, calcaires ou sables secs.
- ✓ Pour une résistivité de sol comprise entre 50 et $100 \Omega \cdot m$; l'agressivité est moyenne ; C'est souvent le cas des terrains agricoles, limoneux, légèrement sableux.
- ✓ Pour une résistivité de sol inférieure à $50 \Omega \cdot m$, le terrain est agressif, terrains argileux

- **Le PH** : Le phénomène de corrosion dépend du PH de la solution (électrolyte) car il met en évidence les propriétés chimiques de celle-ci. Pour évaluer le PH d'un milieu, il existe plusieurs méthodes mais à l'échelle industrielle on utilise un PH-mètre. Cet instrument est généralement constitué d'un boîtier électronique (comportant entre autres équipements électriques un millivoltmètre) permettant la lecture de la valeur du pH et d'une sonde de pH constituée d'une électrode de verre permettant la mesure et d'une électrode de référence.

Comme tout appareil de mesure ; il doit être étalonné si l'on veut obtenir des résultats satisfaisants.

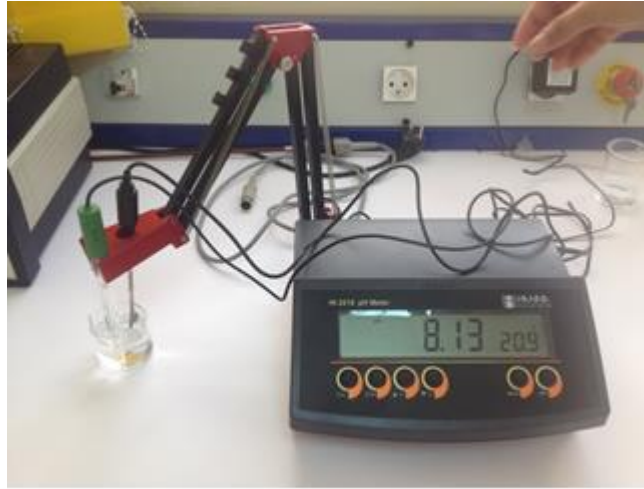


Figure I.10 : un PH-mètre

À la date de la publication de la norme NF EN 12954-2001, le mécanisme de corrosion agissant en présence d'influences du courant alternatif n'est pas entièrement compris. Néanmoins, les points ci-dessous recouvrent les meilleures connaissances actuelles permettant d'évaluer le risque de corrosion induit par le courant alternatif sur des structures en acier ordinaires et d'effectuer des mesures :

- a. La probabilité d'une corrosion peut être négligeable si la densité de courant alternatif relative à une surface nue de 1 cm^2 est inférieure à 30 A/m^2 et si le potentiel d'électrode de la structure satisfait aux critères de la protection cathodique.
- b. Les structures comportant un petit nombre de défauts de revêtement de petite taille peuvent présenter un risque supérieur de corrosion due au courant alternatif.

❖ **Pour la protection cathodique** : Pour la protection contre la corrosion de structures métalliques enterrées, l'effet est inverse par rapport aux équipements de protection cathodique.

La protection cathodique a pour objectif de ramener le potentiel de la structure métallique dans le domaine d'immunité de l'acier. D'après Pourbaix [8] le potentiel est limité à -850 mV par rapport à l'électrode de référence $\text{Cu} \setminus \text{CuSO}_4$.

Pour atteindre le potentiel correspondant au seuil de la protection cathodique, la section entière de l'objet doit être parcourue par un courant s'exprimant en densité de courant (A/m^2). Cette situation est décrite dans la figure I.11.

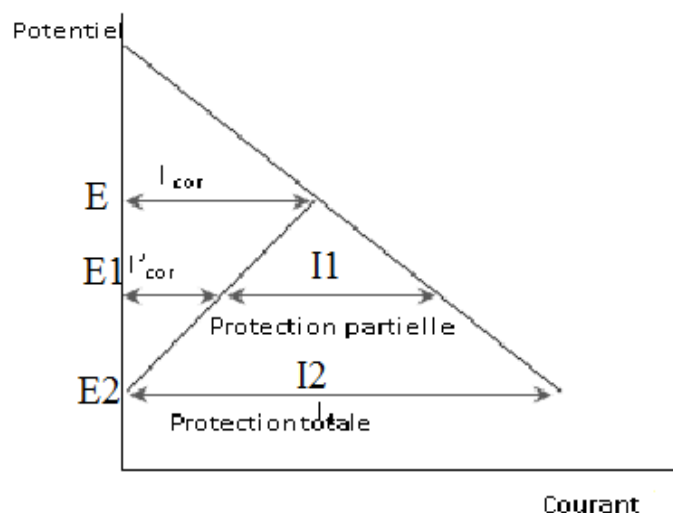


Figure I.11 : Densité de courant et potentiel de la protection cathodique [8].

Dans les conditions de corrosion libre, la structure métallique a un potentiel de corrosion mixte E et se corrode à une vitesse proportionnelle à I_{cor} . Si l'on applique la polarisation cathodique afin que le potentiel de la structure diminue jusqu'à E_1 par le courant I_1 appliqué extérieurement, alors l'objet est partiellement protégé, puisque la vitesse de corrosion a diminué et vaut I'_{cor} . Si l'on augmente le courant extérieur jusqu'à I_2 pour que le potentiel descende à E_2 correspondant au potentiel réversible de la réaction anodique, alors la dissolution anodique sera stoppée. L'objet est alors sous protection cathodique.

Les diagrammes de Pourbaix, aussi appelés diagrammes potentiel-pH, indiquent sur un plan E-pH les domaines d'existence ou de prédominance d'un élément à différents degrés d'oxydation. Ils sont construits à partir de données thermodynamiques. La figure I.12 donne l'exemple d'un diagramme simplifié de Pourbaix du fer.

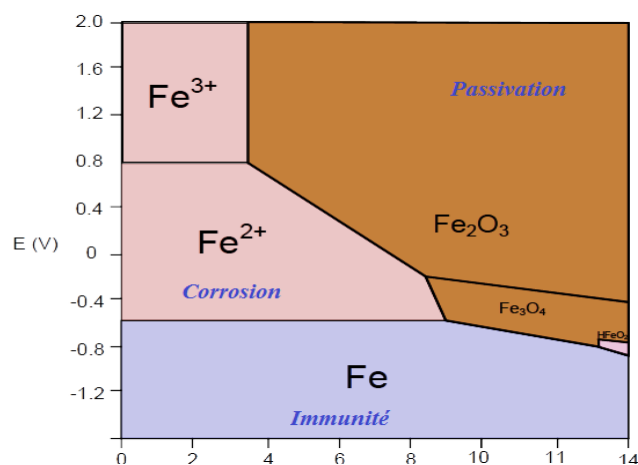


Figure I.12 : Diagramme de Pourbaix du fer (à 25 °C)[8].

Selon le diagramme de la figure I.12, le fer peut se trouver dans trois états thermodynamiques suivant son potentiel et le pH de la solution dans laquelle il est immergé :

- **Passivation thermodynamique** s'il se trouve dans les domaines de stabilité des hydroxydes ferreux ou ferrique (Fe_2O_3) ;
 - **Activité ou corrosion** dans les domaines de stabilité des ions ferreux et ferrique (Fe^{3+} , Fe^{2+} et HFe vers les pH extrêmes) ;
 - **Immunité** dans le domaine du diagramme correspondant à la stabilité du fer (Fe).
- ❖ Dans l'état **d'immunité**, le métal et le milieu ambiant sont dans un état de **stabilité thermodynamique** : ils ne peuvent réagir et par conséquent la corrosion n'est pas possible. Cette situation se rencontre naturellement avec les métaux nobles (potentiel bien supérieur à celui de l'électrode d'hydrogène).
- ❖ Dans l'état de **passivité**, le métal et le milieu ne sont pas dans un état de stabilité thermodynamique mais le métal se recouvre naturellement d'un film protecteur qui l'isole du milieu extérieur. Ce film (couche passive) doit être thermodynamiquement stable vis à vis du milieu extérieur et ne pas présenter de faiblesse localement. Dans le cas contraire, le métal se corrode localement. Dans la pratique en situation courante, l'acier inoxydable et le titane, par exemple, doivent leur résistance à la corrosion à leur comportement passif.
- ❖ Dans l'état **d'activité**, le métal n'est pas stable thermodynamiquement, et n'est pas recouvert d'un film protecteur : il réagit avec son environnement et se corrode.

I.3.1.2.Types de la Protection cathodique

I.3.1.2.1.Protection par anodes sacrificielles

Le principe de protection par anodes sacrificielles est basé sur la connexion d'une anode ou une série d'anodes sacrificielles avec la structure à protéger en présence d'un milieu électrolytique conducteur (sol ou eau) comme le montre la Figure I.13. La structure se polarise négativement jusqu'à ce qu'elle atteigne un niveau de potentiel suffisant et uniforme qui assure l'immunité de la surface contre l'activité de corrosion. Le courant généré par les anodes sacrificielles du système de protection est la source du processus de polarisation de la structure métallique.

Au fil des années, l'anode se consomme graduellement selon un principe électrochimique défini par la loi de Faraday qui stipule que la masse consommée d'une matière impliquée dans la réaction d'oxydo-réduction qui est directement proportionnelle à la quantité du courant délivré. Ainsi, le taux de consommation de l'anode (g/A. Ans) dépend de la quantité du courant émis par l'anode, de la taille de l'anode et sa composition chimique ainsi que de la structure à protéger et de l'environnement [8].

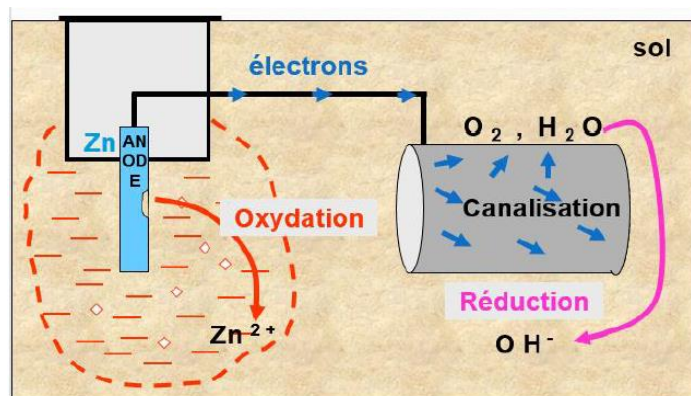


Figure I.13 : Protection cathodique par anode sacrificielle

I.3.1.2.2. Protection cathodique par courant imposé

La protection par courant imposé (ou de soutirage) utilise une source d'énergie électrique en courant continu qui débite dans un circuit comprenant :

- Une masse anodique ou (un déversoir).
- L'électrolyte (sol ou eau).
- La structure à protéger.

Le pôle positif de la source est relié au déversoir alors que le pôle négatif est relié à la structure à protéger. Comme le montre la figure I.14 Le courant venant du déversoir traverse l'électrolyte puis entre dans la structure créant ainsi un abaissement du potentiel recherché correspondant à l'immunité du métal. Par exemple, pour de l'acier dans un sol type, la différence de potentiel entre l'électrode de référence au sulfate de cuivre saturé est inférieure à $-0,850$ V en tous points de la structure [9].

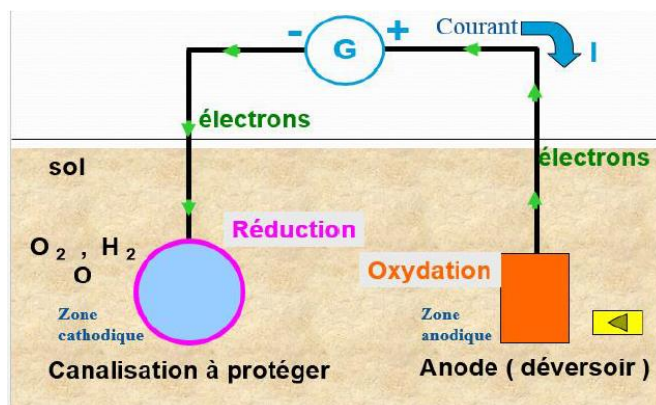


Figure I.14 : Protection cathodique par courant imposé

Les courants alternatifs influent sur le bon fonctionnement des systèmes de protection cathodiques par le décalage de la tension de protection vers les valeurs les plus électropositives (insuffisance de la tension de protection).

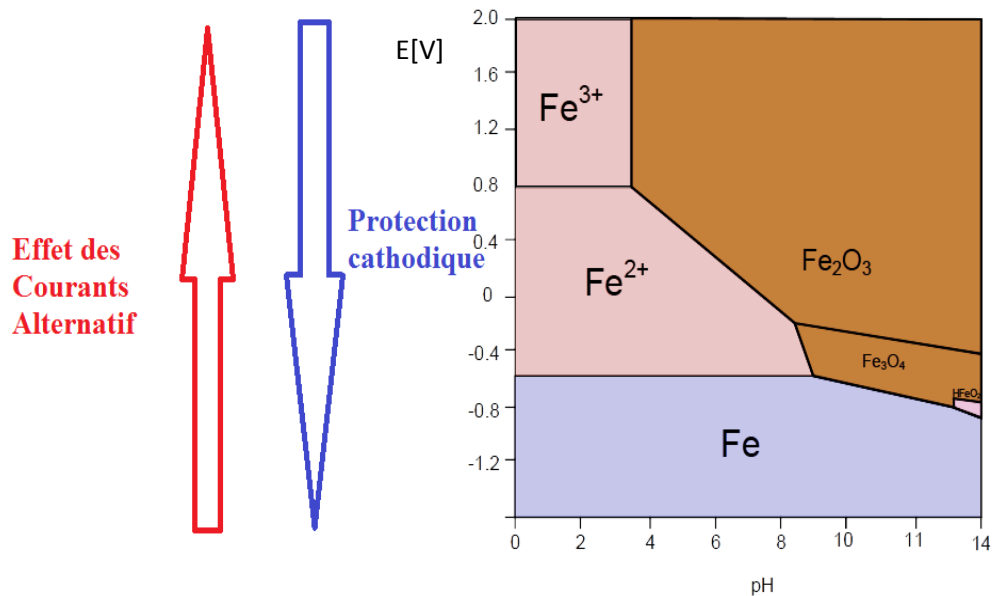


Figure I.15 : Influence des courants alternatifs sur le potentiel de protection

I.3.2. Couplage résistif ou conductif

Lors d'un défaut sur une ligne de transmission, il y a déséquilibre du système triphasé et établissement d'un système homopolaire. S'il s'agit de court-circuit entre phase et Terre, ce système homopolaire permet la circulation, ou les conducteurs et le sol, de courants homopolaires, dits de court-circuit.

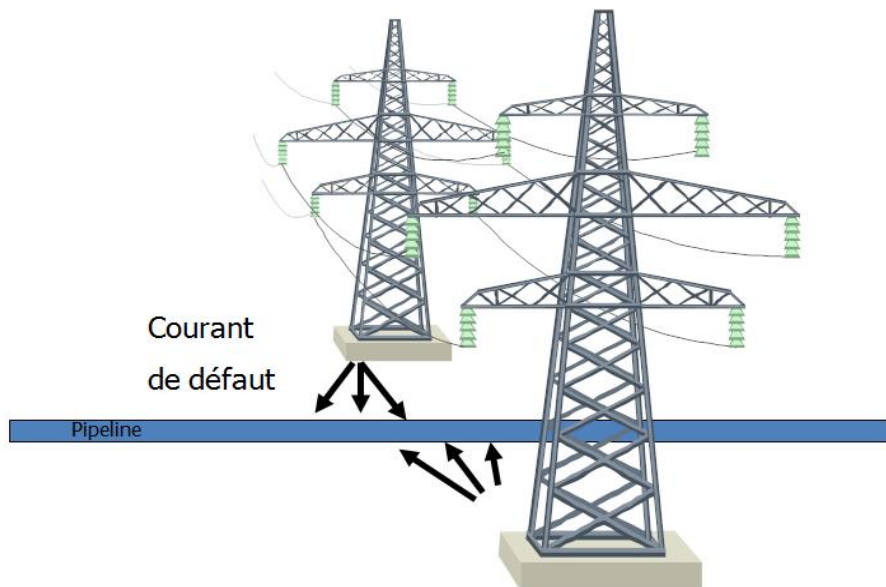


Figure I.16 : Couplage Conductif

Le phénomène de conduction est local et n'intéresse que de petites portions de la canalisation à proximité du pylône mais les tensions qui se développent peuvent atteindre des fortes valeurs.

Les risques électriques peuvent survenir sous la forme d'une tension de contact ou d'une tension de pas.

Une tension de contact peut exister lorsque le point situé entre un objet métallique et la terre doit supporter une tension d'un niveau dangereux.

Cela peut être causé par un courant alternatif de défaut ou par une surtension due à la foudre qui augmente la tension entre la structure métallique et la terre. Les conduites situées à proximité de la mise à la terre d'un pylône d'une ligne électrique sont davantage exposées aux risques liés aux défaillances et à la foudre.

Le risque lié à la tension de pas survient lorsqu'un fort gradient de tension apparaît dans la terre entre les pieds d'une personne.

Cela se produit près d'une source de courant alternatif, une ligne de transmission ou de distribution par exemple, ou au voisinage d'un impact de foudre. Le gradient de tension qui en résulte dans la terre engendre un risque lié à la tension de pas [5].

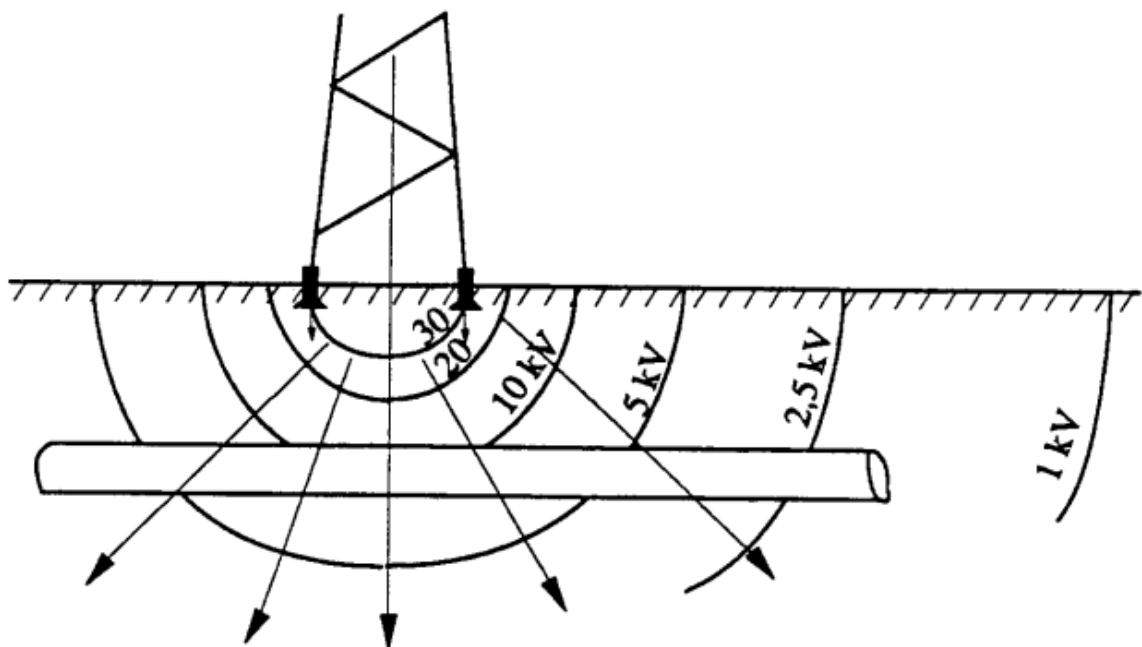


Figure I.17 : Phénomène de conduction et surface équipotentielle

Sur le pylône en défaut, il y a écoulement du courant de court-circuit vers le sol à travers la résistance de terre du pylône. Cette circulation de courant fait monter le potentiel du sol et crée une tension aux bornes du revêtement entre le sol et le métal de la conduite.

I.3.2.1. Effets du couplage conductif

Les dangers du phénomène de conduction sont de deux (02) types :

1. **Pour le personnel**, Il y a risque pour les personnes en contact d'une part avec le sol et d'autre part avec un équipement de la conduite. Ce risque, qui n'est pas à minimiser, correspond à la fréquence d'apparition des défauts sur la ligne et a une durée très brève de quelques périodes (1/25 de seconde).
2. **Pour les revêtements**, lors de l'établissement de la tension aux bornes de l'isolation, des effluves apparaissent au passage du courant à travers les pores et blessures du revêtement et carbonisent légèrement sa surface augmentant par ce fait sa conductance.

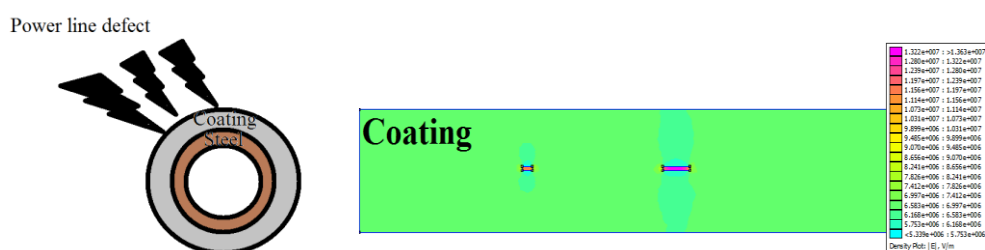


Figure I.18 : Défaut due au couplage conductif [2]

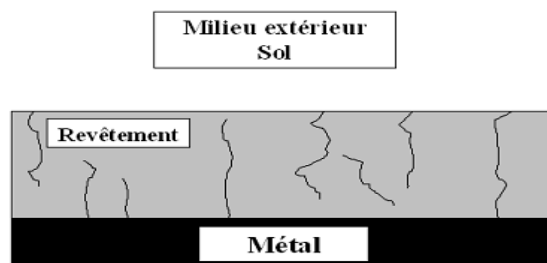


Figure I.19 : Schéma d'un revêtement présentant des porosités, dont certaines relient directement le métal au milieu extérieur.

I.3.2.2. Types de revêtements

a) Revêtement en bitume

Il est utilisé pour la protection des conduites en acier et en fonte. En général le revêtement en bitume a une épaisseur de 5 mm. Grâce à sa plasticité il permet de réduire considérablement les risques d'endommagement mécanique provoqués lors de la pose et du transport des tubes.

b) Revêtement polymérique

On en distingue trois types :

- Les thermoplastiques : polyéthylènes , polypropylène, poly vinyle chloré (PVC)

- Les thermodurcissables : polyester, époxy
- Les caoutchoucs : naturels et synthétiques

Pour ce type de revêtement on utilise une épaisseur très faible qui varie entre 100 et 500 microns. Les procédés de réalisation sont nombreux à savoir celui à la poudre au pistolet et par immersion. Mais c'est celui-ci qui reste le plus répandu car il suffit de plonger le métal dans un lit de poudre agité et la poudre se dépose sur le métal.

Le tableau I.2 celui-ci montre la rigidité diélectrique de chaque matière de revêtement :

Tableau I.2 Rigidité diélectrique des revêtements

Matière de Revêtement	Rigidité diélectrique
élastomère éthylène-propylène	34 KV/mm
Vinyle	10 KV/mm
mastic contre-couché sur film vinyle	9 KV/mm
Caoutchoucs	20 à 30 kV/mm

3. **Pour les canalisations**, Lorsque la tension appliquée au revêtement devient trop forte (entre métal et sol au potentiel zéro) et claque l'isolant, le risque pour la conduite est due à la circulation locale d'un courant dont les effets thermiques peuvent entraîner une perforation de la paroi de la conduite.

I.3.3. Couplage électrostatique ou capacitif

L'effet capacitif résulte du champ électrique dont les lignes de transmissions sont la source des charges électriques qui apparaissent dans l'installation métallique qui se trouve à proximité de la ligne et on peut parler d'effet capacitif uniquement dans le cas où le pipeline est posé au-dessus de la terre et isolé électriquement.

Les pipelines enterrés qui se situent à proximité d'une ligne de transmission aérienne ne sont pas exposés au couplage capacitif vu que la terre se comporte comme un «Blindage électrostatique» [6]

Il convient de noter que le champ électrique est arrêté par le moindre obstacle même faiblement conducteur (bâtiment, arbre, etc.).

Uniquement les pipelines installés sur la surface et sans mise à la terre sont l'objet de ce type de couplage la figure I.20 illustre un exemple de couplage capacitif.

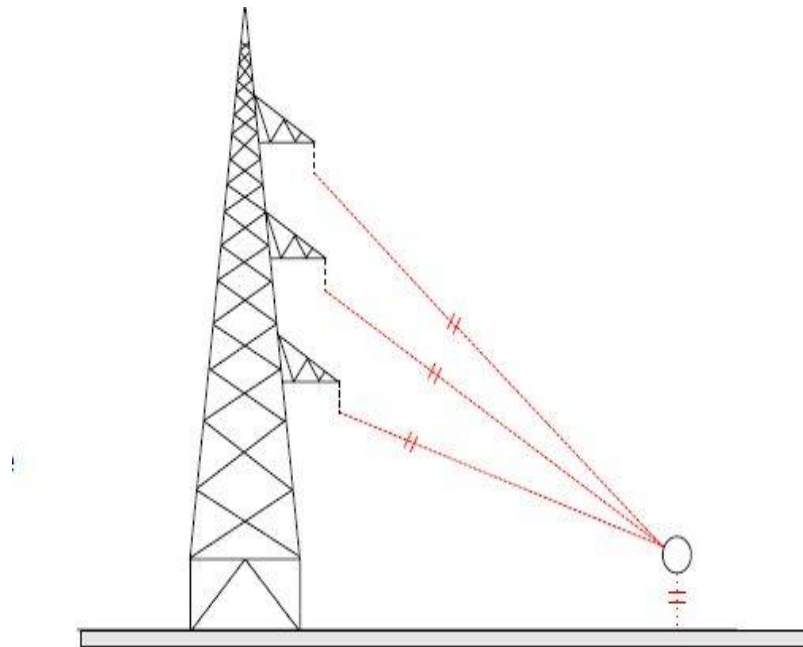


Figure I.20 : Couplage capacitif [7]

Ce type de couplage se produit dans les conditions normales ainsi que dans les cas de défauts dans le système. Il en résulte une tension induite qui peut être éliminée en faisant une mise à la terre au pipeline.

Les paramètres qui influencent le couplage capacitif :

- L'influence capacitive varie proportionnellement avec la variation de la tension de la ligne c.à.d. l'influence du couplage capacitif est intense lorsque l'amplitude de la tension de ligne est élevée.
- L'influence diminue avec l'augmentation de la distance latérale entre la ligne de transmission et le pipeline
- La répartition des phases ont une influence importante

I.4.Récepteur

Les aciers au Carbone sont les plus utilisés dans la construction des pipelines. En raison de leur faible coût, la maîtrise des techniques de leur élaboration et leur production ils sont largement employés dans le secteur de l'énergie, comme les plateformes de forage, le transport du pétrole ou du gaz naturel par le biais de gazoducs ou d'oléoducs. Ces aciers sont habituellement de nuances telles que X60, X65, X80, X52, X70, X80, X100 etc. [8]

Les principales caractéristiques des aciers API sont leur très haute résistance à la rupture et leur excellente ténacité à très basse température pour les aciers à forte épaisseur. De plus, ces qualités présentent une bonne aptitude au soudage. Le Tableau I.3 montre les caractéristiques mécaniques requises des pipelines en acier de grade API (American Petroleum Institute).

Tableau I.3 Caractéristiques mécaniques requises des pipelines en acier de grade API [9]

Nuance	Limite d'élasticité minimale R_{eH}	Résistance à la traction minimale R_m
	N/mm ²	N/mm ²
Gr. B	245	415
X-42	290	415
X-46	320	435
X-52	360	460
X-56	390	490
X-60	415	520
X-65	450	535
X-70	485	570

I.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons détaillé toutes les interactions électromagnétiques entre les lignes de hautes tensions et les pipelines enterrés (couplage inductif, couplage conductif et le couplage capacitif). Les lignes de HT peuvent induire des tensions dans les pipelines métalliques qui se trouvent à proximité et engendrent des effets néfastes tels que :

- Le risque sur le personnel (tension de contact et tension de pas).
- Risque de corrosion
- Risque d'endommager les équipements liés au pipeline (protection cathodique).
- Les perforations de revêtements du pipeline.

Chapitre II

Etude d'interférence

II.1.Introduction

L'interférence électromagnétique causée par des lignes de transport d'énergie électrique haute tension sur canalisations enterrées de pétrole et de gaz est l'objet de plusieurs études lors des conditions de défaut et des conditions de fonctionnement normal de la ligne de transmission. Des courants et des tensions induits sur les canalisations peuvent accélérer la corrosion du métal de la canalisation.

Plusieurs recherches ont abordé le phénomène d'induction électromagnétique dû aux lignes de haute tension. Certaines d'entre elles ont utilisé les méthodes des éléments finis pour simuler ces effets [13], [15]. De plus, dans de nombreuses recherches, les effets de lignes à haute tension ont été déterminés par l'utilisation de la méthode des images électriques [16]-[17].

Dans ce chapitre nous utilisons la méthode de CARSON-CLEM pour le calcul de la mutuelle impédance linéique entre les conducteurs de la ligne et le pipeline. Ensuite, on calcule la tension induite au niveau du pipeline. Cette méthode considère le sol comme un cylindre de paroi mince de rayon D_e , par conséquent elle est applicable quand la hauteur du conducteur est petite par rapport à la longueur d'onde et obéit à l'équation suivante [17] :

$$\sqrt{\mu_0 \frac{\omega}{\rho}} \cdot r_i < 0.25 \quad (2.1)$$

r_i : Rayon du pipeline

II.2.Tension induite dans le pipeline

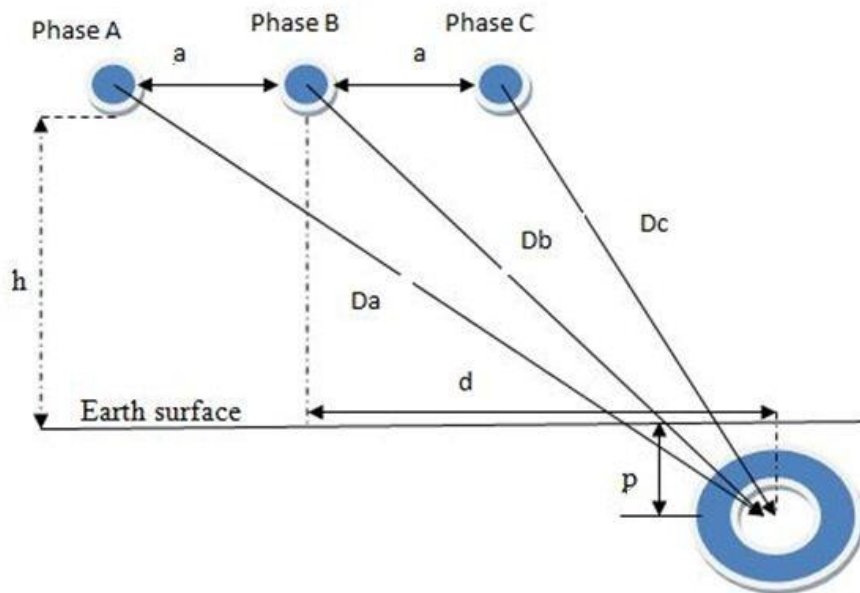
Nous expliquons le fonctionnement de la ligne de transmission dans ce qui précède. Puis, nous écrivons les équations de fonctionnement de la ligne en prenant en compte les défauts de câbles.

II.2.1.Fonctionnement normal de la ligne

A/ Ligne sans câble de garde

La tension induite sur le pipeline dépend de plusieurs variables (la distance de séparation entre la ligne et le pipeline, la configuration de la ligne, la répartition des phases, la distance entre les phases, la hauteur du pylône, la profondeur d'enfouissement du pipeline, l'existence du câble de garde, la longueur du parallélisme et le fonctionnement de la ligne)

L'équation de CARSON peut être utilisée pour déterminer la mutuelle impédance entre la phase et le pipeline [6]. Cette mutuelle impédance est donnée en $[\Omega/m]$ comme le montre la Figure (II.1). Elle représente un système triphasé d'une ligne de transmission à haute tension et un pipeline sans câble de garde.



FigureII.1 : Ligne de transmission et pipeline enterrés

p : Profondeur d'enfouissement du pipeline [m]

d : distance horizontale [m]

a : distance entre conducteur [m]

h : hauteur du pylône [m]

La f.é.m. induite au niveau du pipeline est déterminée en utilisant l'équation (2.2) [18].

$$E_p = I_A Z_{Ap} + I_B Z_{Bp} + I_C Z_{Cp} \quad (2.2)$$

$I_{A,B,C}$: Le courant de la phase *A, B, C*.

Z_{Ap} : Mutuelle impédance linéique entre la phase A et le pipeline [Ω/m]

Z_{Bp} : Mutuelle impédance linéique entre la phase B et le pipeline [Ω/m]

Z_{Cp} : Mutuelle impédance linéique entre la phase C et le pipeline [Ω/m]

La mutuelle impédance entre la phase et le pipeline est déterminée avec la formule de Carson, [19].

$$Z_{\text{phase-pipe}} = \frac{\mu_0 \cdot \omega}{8} + j \frac{\mu_0 \cdot \omega}{2\pi} \log_{10} \left(\frac{D_e}{D_{\text{phase-pipe}}} \right) \quad [\Omega/m] \quad (2.3)$$

Avec

$$D_e = 658.4 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad [m] \quad (2.4)$$

$$D_{\text{phase(A)-pipe}} = \sqrt{(p+h)^2 + (a+d)^2} \quad (2.5)$$

$$D_{\text{phase(B)-pipe}} = \sqrt{(p+h)^2 + (d)^2} \quad (2.6)$$

$$D_{\text{phase(C)-pipe}} = \sqrt{(p+h)^2 + (d-a)^2} \quad (2.7)$$

$D_{\text{phase-pipe}}$: Distance entre phase A, B, C et le pipeline [m]

$Z_{\text{phase-pipe}}$: Mutuelle impédance entre phase et pipeline [Ω/m]

f : Fréquence [Hz]

ρ : Résistivité du sol [$\Omega.m$]

μ_0 : Perméabilité du vide [H/m]

D_e : Profondeur équivalente de terre [m]

La tension induite au niveau du pipeline pour un parallélisme L est donnée par l'expression suivante :

$$V_p = E_p \times L \quad , [V] \quad (2.5)$$

B/ Présence du câble de garde

La présence d'un câble de garde dans les conditions normales a tendance à augmenter la tension induite au niveau du pipeline (figure II.2).

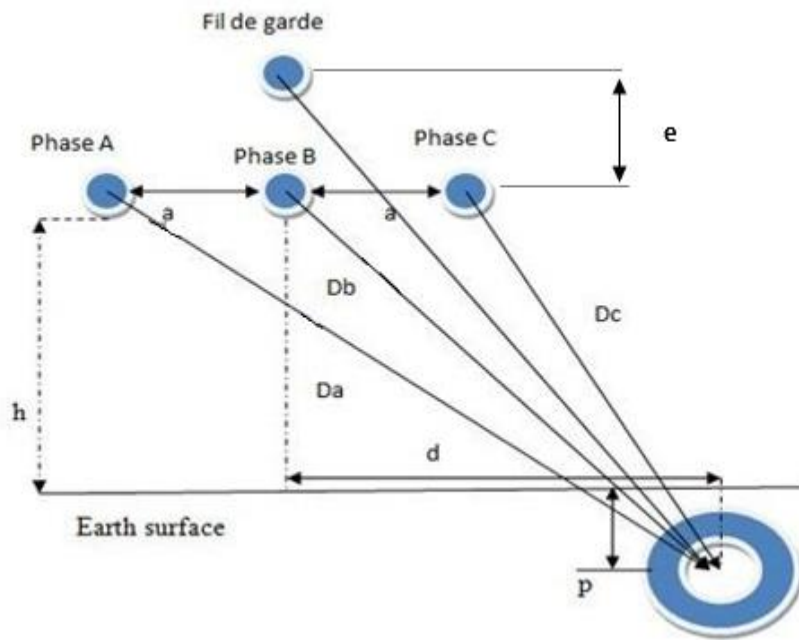


Figure II.2 : Configuration horizontale avec fil de garde

e : La hauteur du fil de garde [m]

L'équation (2.8) montre la relation entre la f.é.m. induite au niveau du pipeline et les conducteurs de phases dans le cas de la présence du câble de garde, [6] :

$$E_p = I_A Z_{AEp} + I_B Z_{BEp} + I_C Z_{CEp} \quad (2.8)$$

Les mutuelles impédances entre phase et pipeline en présence du câble de garde, sont déterminées par :

$$Z_{AEp} = Z_{Ap} - \frac{Z_{Ep} Z_{AE}}{Z_E} \quad (2.9)$$

$$Z_{BEp} = Z_{Bp} - \frac{Z_{Ep} Z_{BE}}{Z_E} \quad (2.10)$$

$$Z_{CEp} = Z_{Cp} - \frac{Z_{Ep} Z_{CE}}{Z_E} \quad (2.11)$$

$Z_{Ap}, Z_{Cp}, Z_{Bp}, Z_{AE}, Z_{BE}, Z_{CE}, Z_{Ep}$ sont déterminées à l'aide de l'équation (2.12), Z_E est donnée par l'expression suivante :

$$Z_E = R_E + \frac{\mu_0 \cdot \omega}{8} + j \cdot \frac{\mu_0 \cdot \omega}{2 \cdot \pi} \left(\frac{1}{4} + \log_{10} \frac{D_e}{R_{GM}} \right) \quad [\Omega/m] \quad (2.12)$$

Avec :

- Z_E : Impédance linéique du câble de garde
- Z_{AE} : Impédance mutuelle linéique entre la phase A et pipeline.
- Z_{BE} : Impédance mutuelle linéique entre la phase B et pipeline.
- Z_{CE} : Impédance mutuelle linéique entre la phase C et pipeline.
- R_{GM} : Rayon fictif du fil de garde (geometric mean radius)
- R_E : Résistance du fil de garde [Ω/m]
- μ_0 : Perméabilité du vide [H/m]
- ω : Pulsation du réseau

II.2.2.Cas de défaut dans la ligne

Beaucoup de travaux ont été effectués pour le calcul de la tension induite au niveau du pipeline dans le cas d'un défaut. Ces travaux ont abouti à l'étude du cas d'un défaut d'une phase à la terre (L-G) qui est très sévère, causant ainsi des tensions induites maximales et dangereuses [19]. Pour notre cas nous avons pris le défaut de terre pour calculer la tension.

A/ Sans câble de garde

L'équation (2.13) est utilisée pour calculer la distance équivalente entre la phase et le pipeline [18] :

$$D_{\text{phase-pipe}} = \sqrt[3]{(D_{Ap} D_{Bp} D_{Cp})} \quad (2.13)$$

L'équation (2.14) montre la tension induite dans le pipeline dans le cas d'un défaut d'une phase à la terre (L-G) avec absence du câble de garde [18] :

$$E_p = I_{\text{défaut}} \times Z_{\text{phase-p}} \quad (2.14)$$

$I_{\text{défaut}}$: Courant de défaut [A]

B/ Présence du câble de garde

L'existence du câble de garde réduit de manière significative l'impact de la tension induite sur le pipeline dû au facteur de blindage. L'équation (2.15) montre la tension induite avec l'existence du câble de garde [18] :

$$E_p = I_{\text{défaut}} \times K \times Z_{\text{phase-p}} \quad (2.15)$$

Avec K : facteur de blindage, on peut le calculer avec l'équation (2.16)

$$K = 1 - \frac{Z_{\text{phase-earth}} \cdot Z_{\text{p-earth}}}{Z_E \cdot Z_{\text{phase-p}}} \quad (2.16)$$

Le facteur de blindage ne dépasse pas la valeur de 1 qui représente l'absence du câble de garde.

II.3. Densité de courant

Pour le calcul de la densité de courant, nous supposons le cas d'un pipeline avec un seul défaut de revêtement. La Figure II.3 suivante illustre les éléments considérés du défaut ouvert, le métal est directement en contact avec le milieu électrolytique [20].

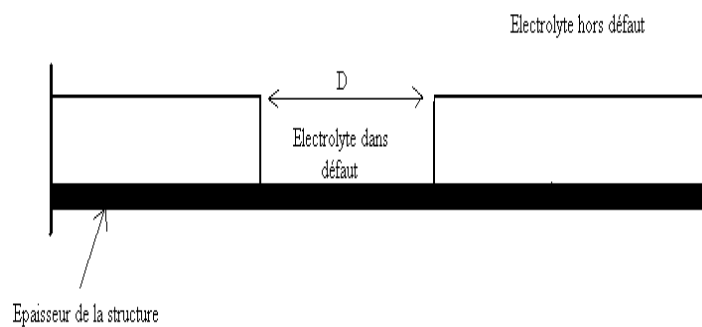


Figure II.3 : Pipeline avec un défaut de revêtement

La résistance R_t , réelle du revêtement, dépend beaucoup de la densité et de la dimension des défauts. L'influence de tels défauts a pour conséquence une chute de la résistance. Leur provenance est due à plusieurs causes.

- Mauvaise application du revêtement.
- Détérioration de nature chimique, mécanique ou bactériologique.

Un défaut est caractérisé par :

D : Diamètre (défaut supposé circulaire),

R_t^0 : Résistance du revêtement sans défaut,

R_m : Résistance à nu du métal,

R_e : Résistance de l'électrolyte dans le défaut.

Le schéma équivalent du point de vue électrique peut être représenté de la façon suivante:

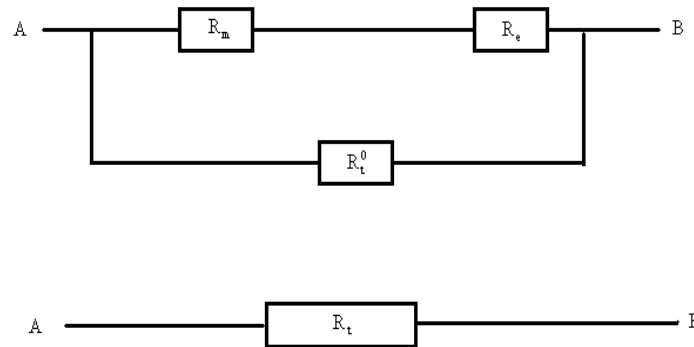


Figure II.4 : Schéma équivalent représentant un pipeline avec défaut de revêtement

La résistance totale du défaut est R_t .

On posant $R' = R_m + R_e$, on a $\frac{1}{R_t} = \frac{1}{R'} + \frac{1}{R_t^0}$.

Pour déterminer la résistance du métal R_m , on considère une plaque métallique circulaire mise à la terre.

$$R_m = \frac{\rho}{2.D} \quad (2.17)$$

Avec :

D : Diamètre du défaut [m]

ρ : Résistivité du milieu dans le défaut [$\Omega.m$]

La résistance de l'électrolyte dans le défaut R_e est donnée par la relation suivante :

$$R_e = \rho \cdot \frac{d}{S} \quad (2.18)$$

ρ : Résistivité de l'électrolyte dans le défaut.

d : Épaisseur du revêtement

S : Section du défaut

Comme :

$$S = \frac{\pi.D^2}{4}$$

D'où

$$R_e = \rho \cdot \frac{d.4}{\pi.D^2}$$

$$R' = \frac{\rho}{2.D} \left(1 + \frac{8d}{\pi D} \right) \quad (2.19)$$

Lorsque plusieurs défauts existent simultanément, dans le revêtement, ils sont considérés comme des résistances en parallèle. La figure I.4 illustre les éléments physiques et électriques.

La résistance équivalente est donnée par :

$$\frac{1}{R'} = \sum_i \frac{1}{R_i} = \frac{2}{\rho} \sum_i \frac{D_i}{1 + \frac{8d}{\pi D_i}} \quad (2.20)$$

En supposant que les défauts ont à peu près la même dimension, et D étant le diamètre moyen:

$$D = \frac{1}{n} \sum_i D_i \quad (2.21)$$

n : Nombre de défauts de diamètre équivalent moyen D

$$R' = \frac{\rho}{2nD} \left(1 + \frac{8.d}{\pi.D} \right) \quad (2.22)$$

$$R_M = \frac{\rho}{2.n.D} \quad (2.23)$$

Si nous considérons une densité de défauts (nombre de défauts par unité de surface).

$$N = \frac{n}{S} \quad (2.24)$$

La résistance du défaut par unité de surface est donnée par la relation suivante :

$$R' = \frac{\rho}{2ND} \left(1 + \frac{8.d}{\pi.D} \right) \quad (2.25)$$

Alors la résistance du revêtement est donnée par

$$\frac{1}{R_t} = \frac{1}{R'} + \frac{1}{R_t^0}$$

$$R_t = \frac{R'}{1 + \frac{R'}{R_t^0}} \quad (2.26)$$

La résistance R_t^0 est très supérieure à R' (Plusieurs puissances) et $R_t \equiv R'$. La résistance du défaut se trouve ainsi diminuée.

La densité de courant J_p [A/m²] à travers un défaut de revêtement [21],

$$J_p = \frac{8 \cdot V_p}{\rho \cdot \pi (8d + D)} \quad (2.27)$$

Avec :

V_p : Tension induite au niveau du pipeline [V]

d : épaisseur de revêtement [m]

ρ : résistivité du sol [$\Omega \cdot m$]

D : diamètre du défaut de revêtement [m]

Conclusion :

La méthode de calcul utilisée afin de déterminer la tension induite au niveau du pipeline dans le cas de fonctionnement normal de la ligne ainsi que dans le cas d'un défaut d'une phase à la terre est présentée. Cette méthode appliquée au cas le plus sévère et fréquent est modélisée par des équations de Carson-Clem afin de remonter au critère principal de l'évaluation de la corrosion par courant alternatif.

Chapitre III

Etude du problème d'interférence

III.1.Introduction

Dans ce chapitre nous déterminons la tension induite au niveau du pipeline due à l'effet inductif pour trois types de configuration de la ligne de haute tension (horizontale, verticale et delta) et dans les régimes de fonctionnement normal et anormal.

Nous procédons alors, à des calculs effectués sur trois configurations (horizontale, verticale et delta) de lignes électriques de haute tension possédant les caractéristiques suivantes : $P = 750$ MW sous un $\cos(\varphi) = 0.85$, une tension U (tension phase-phase) = 400 kV et pour une longueur de parallélisme entre la ligne de haute tension et le pipeline de 10Km. (Figure III.1).

Le détail du pipeline est présenté dans le tableau III.1 ci-dessous :

Tableau III.1. Caractéristique du pipeline

Matériau	X70
Longueur	15 km
Diamètre	219.1 mm
Epaisseur de revêtement	6.4 mm
Profondeur d'enfouissement	2 m
Résistivité du sol	100 Ω .m

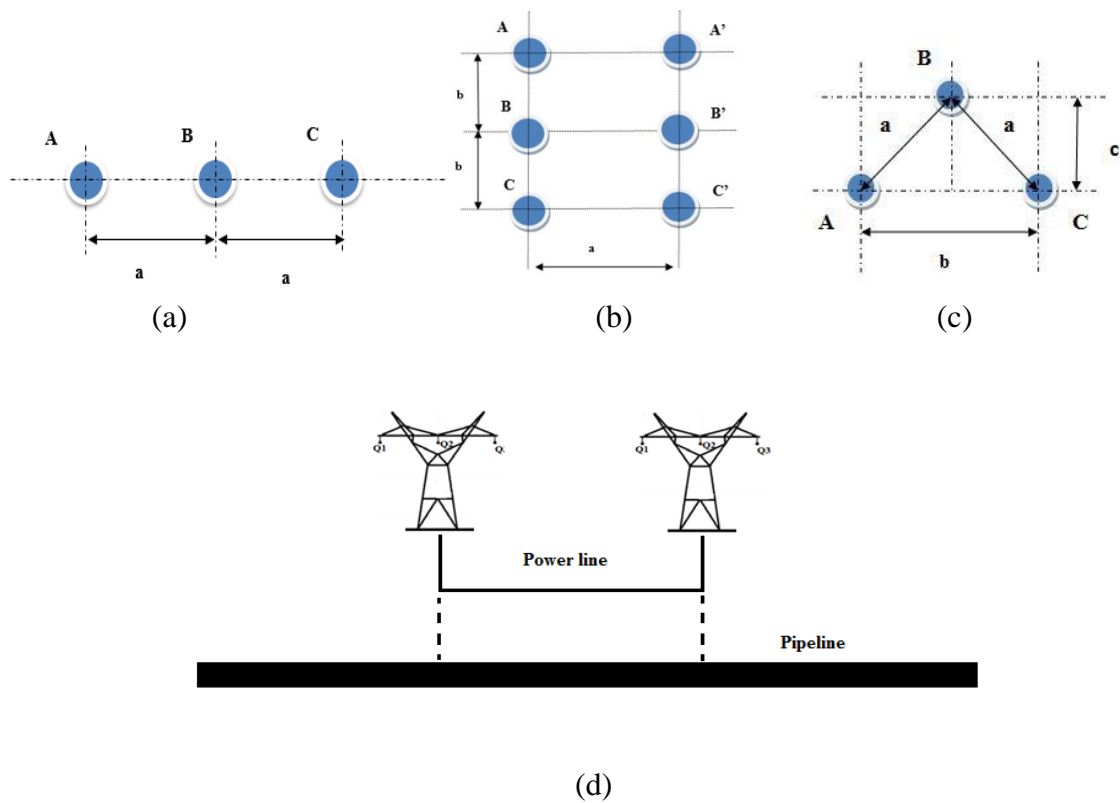


Figure III.1 : (a) configuration horizontale, (b) configuration verticale, (c), configuration delta, (d) parallélisme ligne/pipeline

III.2. Tension induite

La tension induite au niveau du pipeline dépend de la configuration des lignes de haute tension (configuration horizontale, configuration verticale, configuration delta). Dans ce qui suit, nous étudions l'impact de la configuration des lignes sur la tension induite au niveau du pipeline pour les deux fonctionnements de la ligne de haute tension normale et avec défaut (sans et avec câble de garde).

III.2.1.Fonctionnement normal

Nous présentons le calcul de la tension induite pour les trois configurations (horizontale, verticale et delta).

III.2.1.1.Sans câble de garde

A/ Configuration horizontale

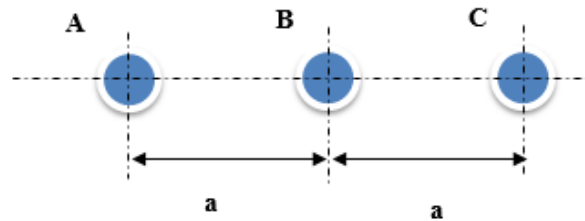


Figure III.2 configuration horizontale

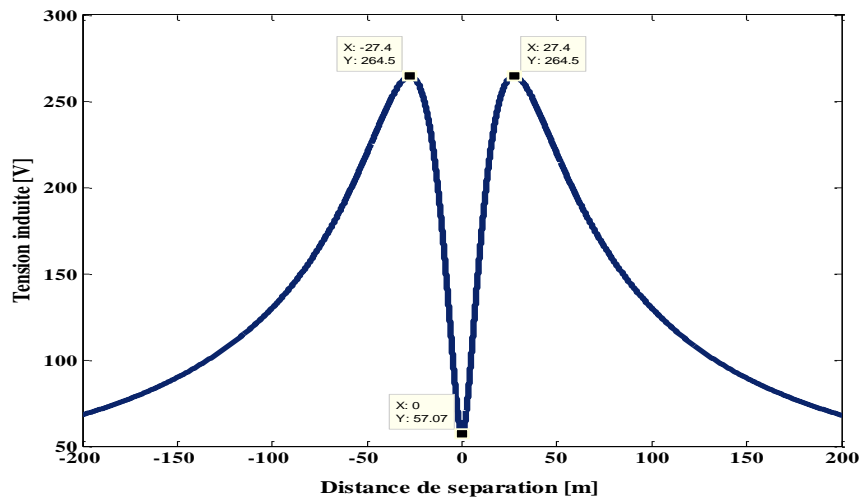


Figure III.3 : Tension induite en fonction de la distance de séparation pour la configuration horizontale

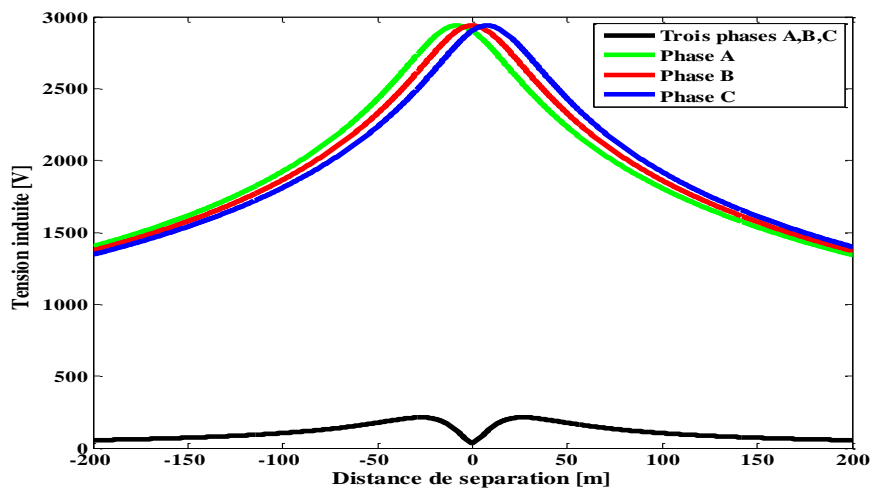


Figure III.4 : Effet de compensation des trois phases

B/ Configuration verticale

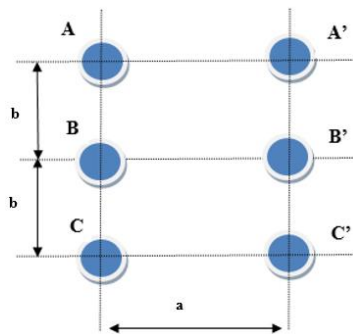


Figure III.5 : Configuration verticale

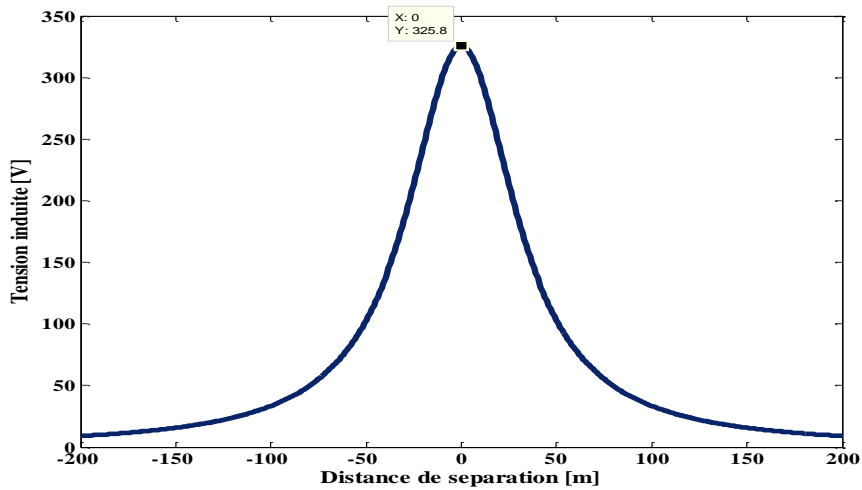


Figure III.6 Tension induite en fonction de la distance de séparation pour la configuration verticale

C/ Configuration DELTA

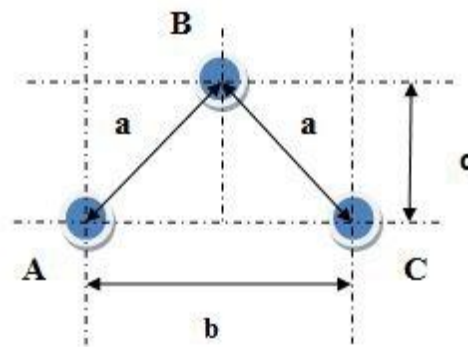


Figure III.7 : Configuration Delta

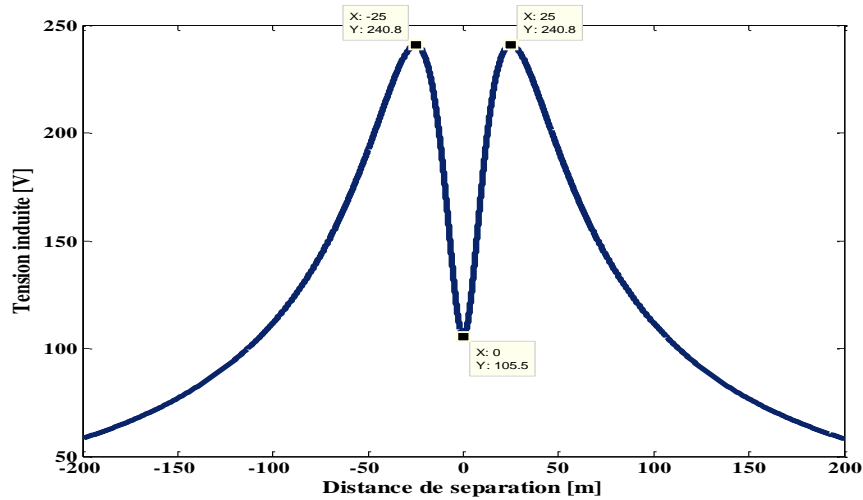


Figure III.8 : Tension induite en fonction de la distance de séparation pour la configuration delta

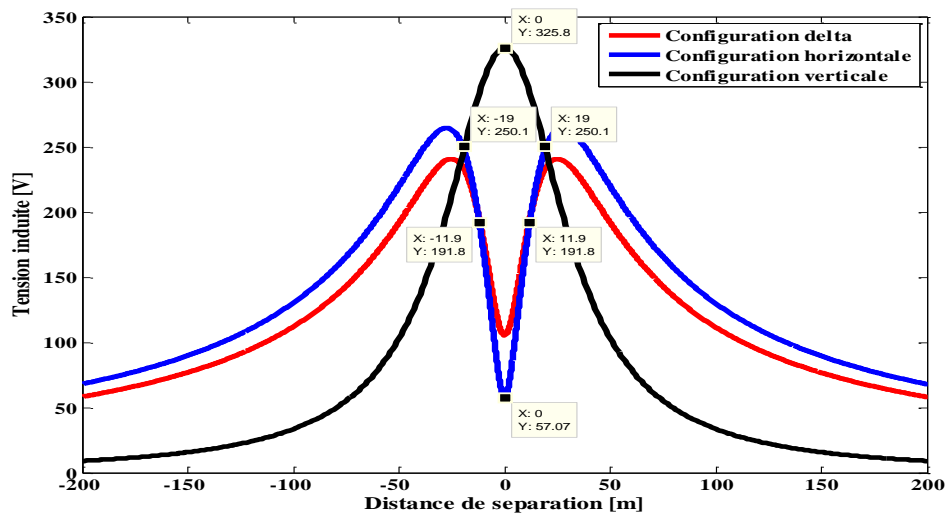


Figure III.9 : comparaison entre les trois configurations

Pour une distance $a=10$ m entre les conducteurs, la hauteur de la ligne de haute tension pour les trois configurations est de 25 m. Dans la représentation delta, la hauteur du triangle est de $c=5.19$ m. Les Figures III.3, III.6 et III.8, montrent les variations de la tension induite en fonction de la distance de séparation entre la ligne de haute tension et le pipeline respectivement pour les configurations horizontale, verticale et delta.

Pour la configuration horizontale, on remarque que la tension induite est symétrique par rapport au centre de la ligne HT. Elle est maximale pour une distance de 27.4m (264.5 V). Cette tension décroît rapidement au fur et à mesure que l'on s'éloigne de cette valeur. Pour le centre de la ligne la tension induite est de 57 V. Cette diminution est due à l'effet de compensation entre les trois phases (Figure III.4). Ce résultat peut être expliqué par le fait que le champ électromagnétique produit par le courant d'une phase de la ligne HT a tendance à être compensé par le champ produit par les deux autres phases. Ceci engendre une réduction

significative du champ électromagnétique résultant dans le pipeline affectant ainsi l'amplitude de la tension induite dans le pipeline.

Concernant la configuration verticale, la tension induite est maximale au centre de la ligne HT de 325 V et cette tension décroît rapidement au fur et à mesure que l'on s'éloigne du centre de la ligne de haute tension.

Pour la configuration delta, on remarque que la tension induite au niveau du pipeline a la même forme que celle de la configuration horizontale. Elle est maximale pour une distance de 25m (240 V).

Afin de connaître laquelle des configurations de la ligne de haute tension nous donne une tension induite plus basse, on trace les tensions induites pour les trois configurations de la ligne de haute tension au niveau du pipeline. La figure III.9 montre les variations des tensions induites correspondantes à chacune des configurations. Dans le centre de la ligne, la configuration horizontale donne des valeurs inférieures par rapport à celles des autres configurations. De plus, si nous nous dirigeons latéralement vers le centre, la configuration verticale donne également des valeurs des tensions faibles.

III.2.1.2. Avec câble de garde

A/ Configuration horizontale

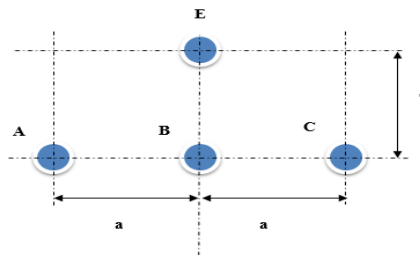


Figure III.10 configuration horizontale avec câble de garde

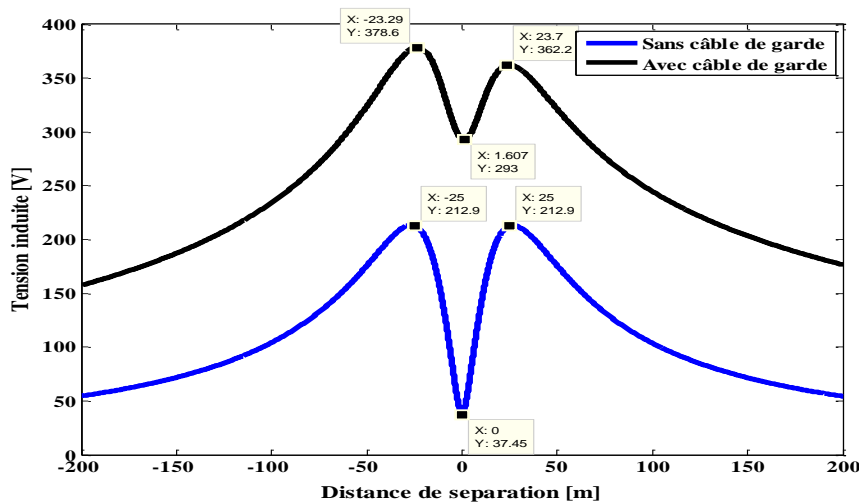


Figure III.11 Tension induite pour la configuration horizontale avec et sans câble de garde

B/ Configuration Verticale

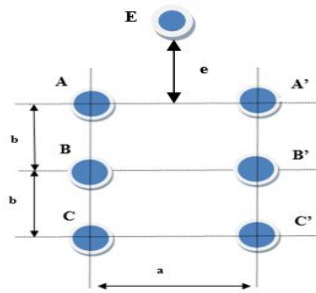


Figure III.12 Différent type de répartition des phases

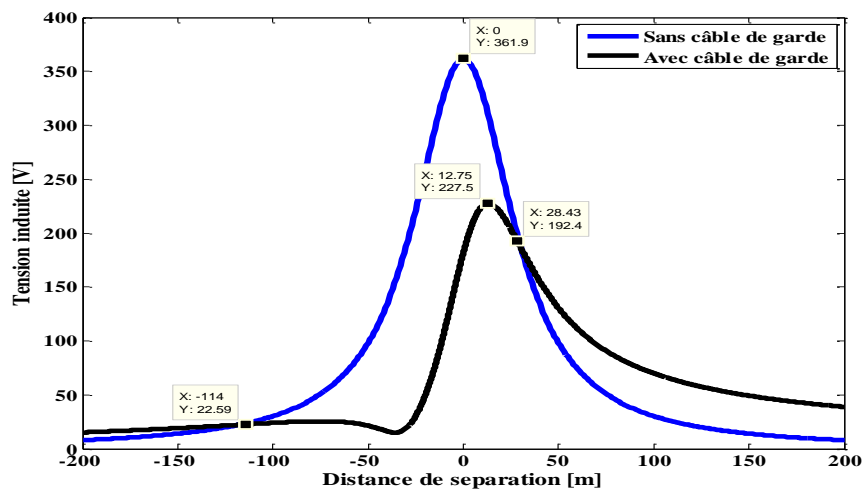


Figure III.13 Tension induite pour la configuration verticale avec et sans câble de garde

C/ Configuration Delta

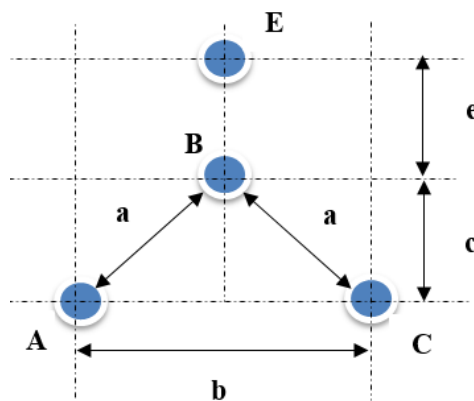


Figure III.14 : Configuration Delta avec fil de garde

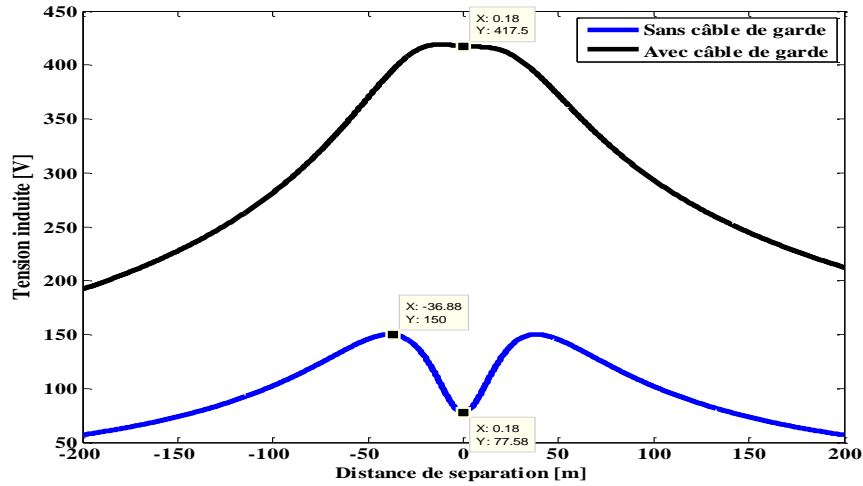


Figure III.15 Tension induite avec et sans présence du câble de garde

Pour une distance $a=10$ m entre les conducteurs, la hauteur de la ligne de haute tension pour les trois configurations est de 25 m, $c=5.19$ m et $e=2$ m. Les Figures III.11, III.13 et III.15 ainsi obtenues, montrent les variations de la tension induite sans et avec câble de garde en fonction de la distance de séparation entre la ligne de haute tension et le pipeline, respectivement pour les configurations horizontale, verticale et delta. D'après les résultats, on remarque que la présence du câble de garde augmente la tension induite au niveau du pipeline pour les configurations horizontale et delta. Par contre, pour la configuration verticale, l'existence du câble de garde diminue la tension induite dans l'intervalle $[-114,192]$ m.

III.2.2.Fonctionnement avec défaut

Nous déterminons la tension induite au niveau du pipeline dans le cas d'un défaut avec et sans câble de garde.

III.2.2.1 Sans câble de garde

Nous utilisons les équations présentées dans le chapitre II pour calculer la tension induite lors d'un défaut phase-terre ($I_f = 4800$ A) pour trois configurations de la ligne de haute tension (Horizontale, verticale et delta). La figure III.16, montre une ligne avec défaut.

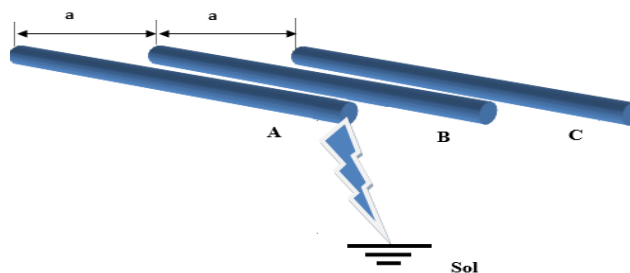


Figure III.16 : Cas de défaut à la terre

A/ Configuration horizontale

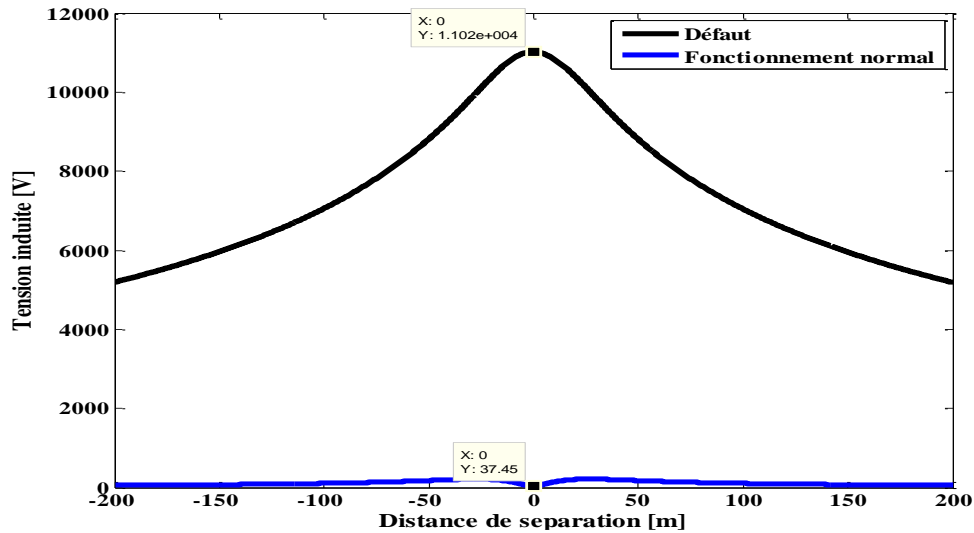


Figure III.17 : Tension induite dans le cas de défaut et le cas de fonctionnement normal
Configuration horizontale

B/ Configuration Delta

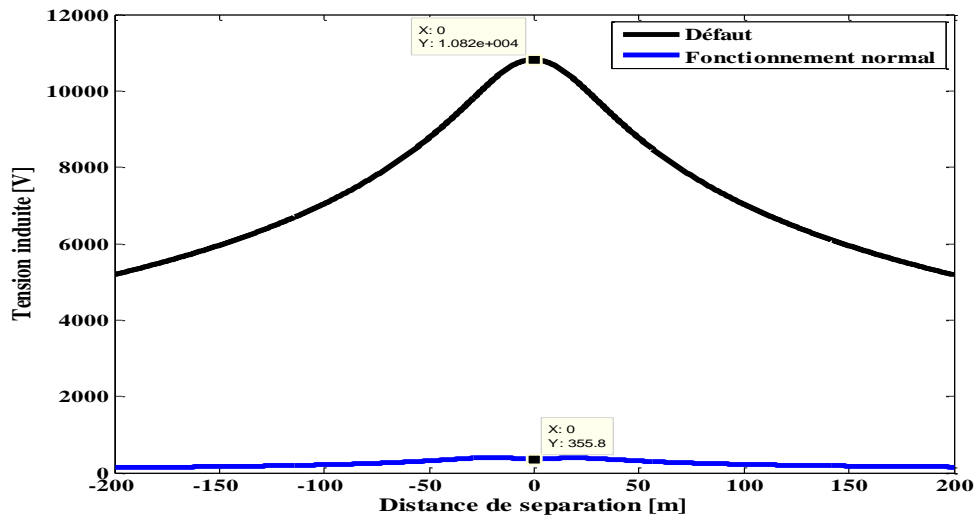


Figure III.18 : Tension induite dans le cas de défaut et le fonctionnement normal
configuration Delta

Les figures III.17 et III.18 représentent respectivement la variation de la tension induite au niveau du pipeline pour la configuration horizontale et la configuration delta.

Pour un courant de défaut $I_f = 4800A$, la tension induite pour la configuration horizontale est de 11.02KV et pour la configuration delta, la tension induite est de 10.82 KV. On

remarque que pour le même courant de défaut, la tension induite au niveau du pipeline pour la configuration horizontale est supérieure par rapport à celle de la configuration delta.

III.2.2.2. Avec câble de garde

A/ Configuration horizontale

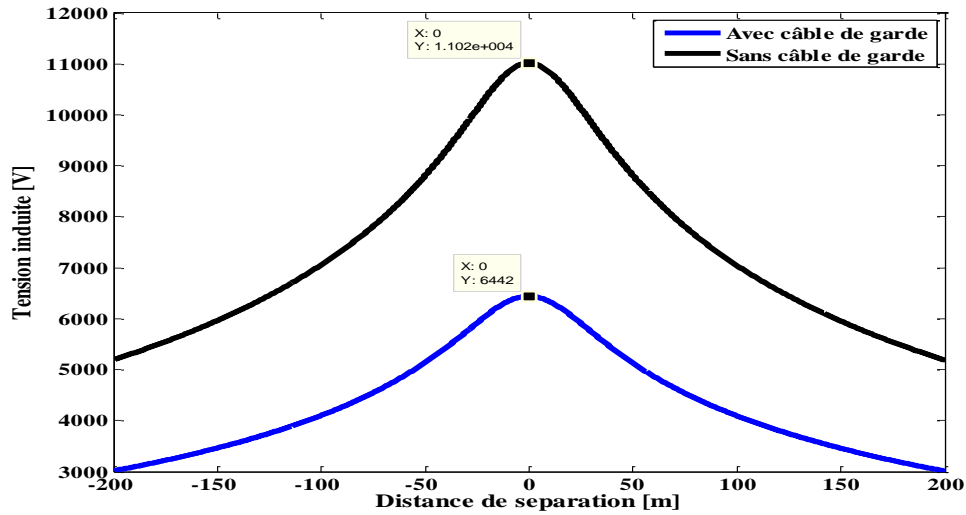


Figure III.19 : Tension induite avec et sans câble de garde, configuration horizontale

B/ Configuration Delta

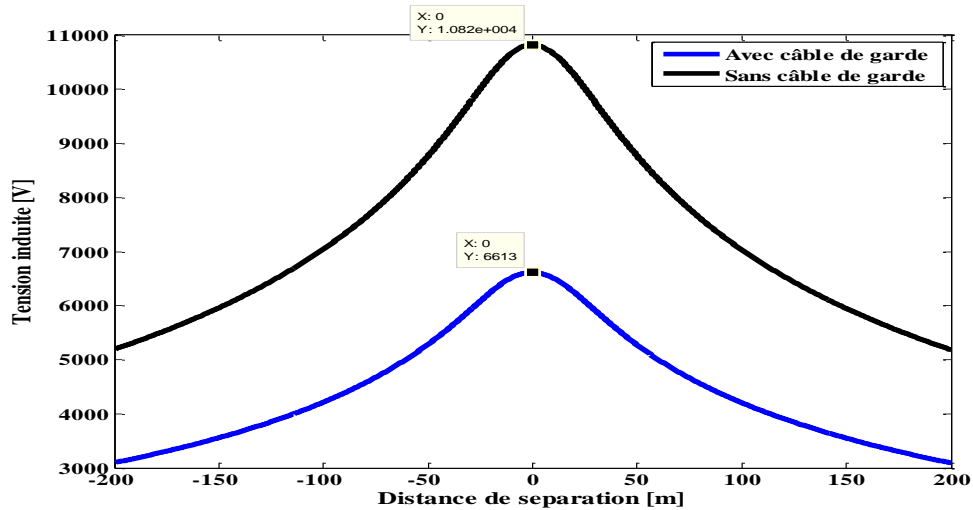


Figure III.20 : Tension induite avec et sans câble de garde configuration Delta

Lors d'un défaut phase-terre, la présence du fil de garde réduit d'une manière significative la tension induite au niveau du pipeline. Les figures III.19 et III.20, représentent respectivement la variation de la tension induite au niveau du pipeline lors d'un défaut phase-terre sans et avec câble de garde pour la configuration horizontale et la configuration delta.

Pour la configuration horizontale, la présence du câble de garde réduit la tension induite au niveau du pipeline de 11.02kV à 6.442 kV. Par contre, pour la configuration delta la présence du câble de garde réduit la tension induite au niveau du pipeline de 10.82kV à 6.613 kV

III.2.3. Facteur de blindage

On Supposera une configuration horizontale de la ligne de haute tension lors d'un défaut phase-terre pour une distance $d=50$ m. La Figure.III.21 représente les valeurs maximales des tensions induites au niveau du pipeline en fonction de blindage K (câble de garde de types Pluto, triton, leo).

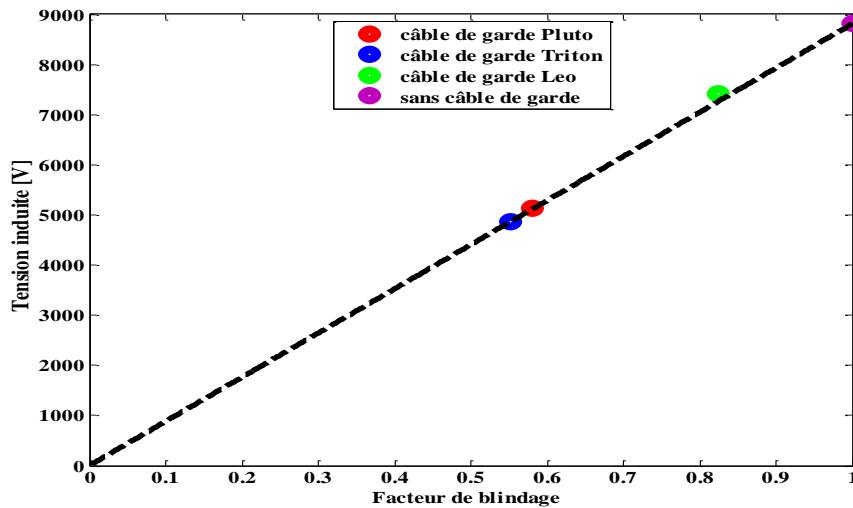


Figure III.21. Influence de la tension induite en fonction du facteur de blindage K

On remarque que la tension induite a une valeur maximale pour le câble de garde de type Leo et une valeur minimale pour le câble de garde de type Triton. Cette tension est liée directement à la géométrie du câble de garde (GMR) et à sa résistance. Pour $K=1$ qui représente une ligne sans câble de garde, la tension induite atteint des valeurs maximales.

III.2.4. Parallélisme

La tension induite au niveau du pipeline est affectée par la longueur du parallélisme entre la ligne de haute tension et le pipeline. Pour une configuration horizontale de la ligne de haute tension et avec $h = 25$ m et $a = 8$ m, $d = 120$ m (distance latérale entre la ligne et le pipeline). La Figure III.22, montre la tension induite au niveau du pipeline pour des longueurs de parallélismes de 5km, 10km, 20km, 30km and 40km. On remarque que si la longueur de parallélisme augmente, la tension induite au niveau du pipeline augmente.

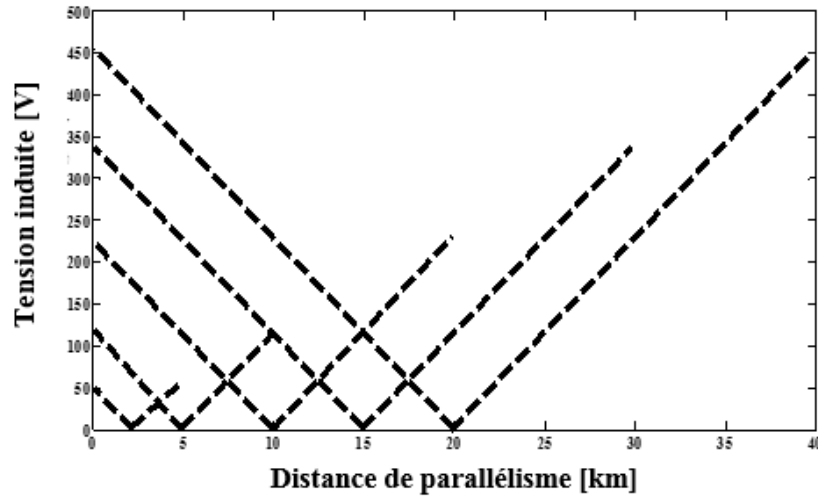


Figure III.22 Tension induite le long du pipeline

III.3.Densité de courant

On considère une résistivité du sol $\rho = 100 \Omega.m$, une épaisseur de défaut de revêtement $d = 6,4 \text{ mm}$ et un seul défaut de revêtement. La Figure III.23 montre la variation de la densité de courant en fonction de la tension induite et la taille du défaut de revêtement. D'après la figure, on remarque que la densité de courant diminue en proportion inverse du diamètre du défaut de revêtement. Les structures comportant un petit nombre de défauts de revêtement de petite taille peuvent présenter un risque supérieur de corrosion dû au courant alternatif.

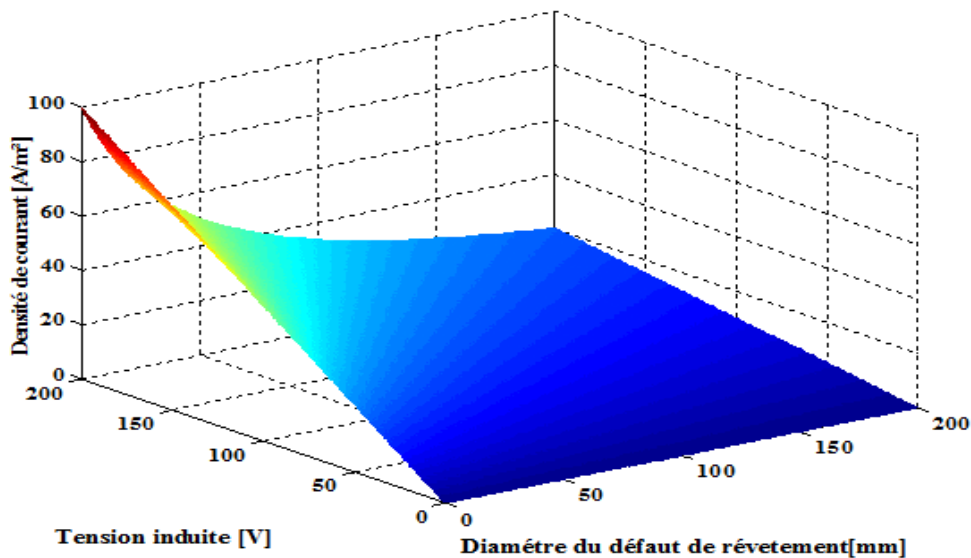


Figure III.23 : Densité de courant

III.4. Conclusion

Les principales remarques dans ce chapitre sont les suivantes :

- Dans le centre de la ligne, la configuration horizontale donne des valeurs inférieures, alors que si nous nous dirigeons latéralement du centre, la configuration verticale donne des valeurs des tensions inférieures.
- la présence du câble de garde augmente la tension induite au niveau du pipeline pour les configurations horizontale et delta. Par contre pour la configuration verticale, l'existence du câble de garde diminue la tension induite dans l'intervalle $[-114,192]$ m.
- Lors d'un défaut phase-terre, la présence du fil de garde réduit de manière significative la tension induite au niveau du pipeline.
- Les structures comportant un petit nombre de défauts de revêtement de petite taille peuvent présenter un risque supérieur de corrosion dû au courant alternatif.

Au chapitre suivant, nous proposons une méthode pour caractériser l'effet de ces densités de courant sur le comportement électrochimique de l'acier X70 dans le sol.

Chapitre IV

Caractérisation de l'acier X70 sous l'influence d'une densité de courant alternatif

IV.1. Introduction

Plusieurs recherches ont abordé la cinétique de la corrosion par courant alternatif parmi lesquelles certaines d'entre elles utilisent le rapport des pentes anodiques et cathodiques [26].

Dans ce chapitre nous étudions la caractérisation de la corrosion de l'acier X70 sous l'influence des densités de courant alternatif. Pour cela nous avons réalisé des essais électrochimiques afin d'obtenir :

- Les potentiels libres ;
- Les courbes de polarisation
- Les vitesses de corrosion

IV.2. Description du banc d'essais

Nous décrivons le banc d'essais ayant servi à la caractérisation du matériau X70 sous l'influence d'une densité de courant alternatif ainsi que les essais effectués.

IV.2.1. Préparation des échantillons

L'acier retenu est de nuance X70 (Norme AFNOR) dont la composition pondérale (%) en éléments est obtenue par spectrométrie de fluorescence aux rayons X et C/S par spectroscopie infra-rouge. Elle est présentée au tableau IV.1.

Tableau IV.1 : Composition chimique (%) de l'acier X70 étudié

C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	Cu	V
0.075	0.335	1.790	0.016	0.0048	< 0.051	0.016	< 0.031	0.162	0.010

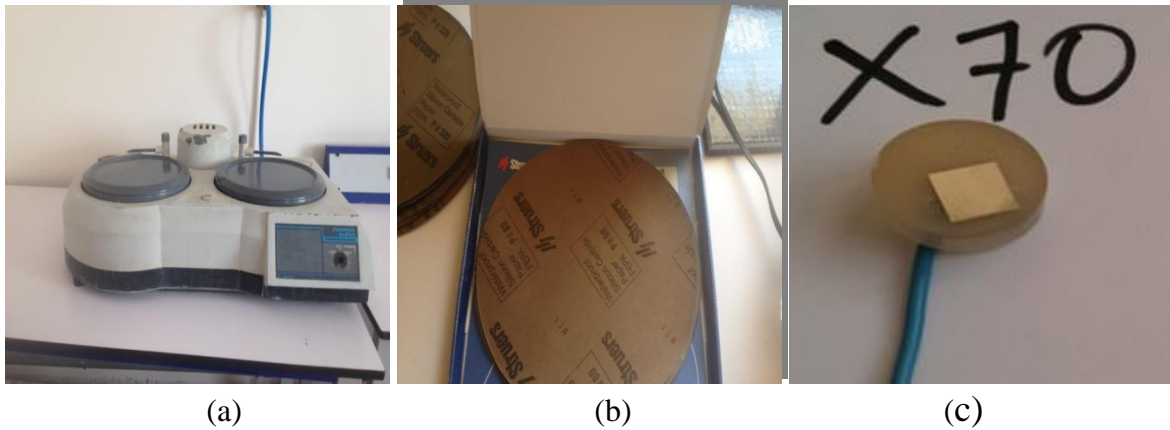
Avant de mener les tests électrochimiques, les échantillons métalliques sont découpés en plusieurs morceaux sous forme de parallépipède pour faciliter leur manœuvre pendant les manipulations. Ensuite, ils sont polis mécaniquement (Figure IV.1.a) sur *papiers abrasifs* (Figure IV.1.b) de grade progressif de 100 jusqu'à 4000 permettant d'affiner progressivement leur état de surface.

Puis, on utilise un polissage de finition très fin avec de l'alumine (Al_2O_3) ayant une granulométrie de ($0.05\mu m$) en suspension sur un drap imbibé d'eau distillée, permettant d'obtenir une surface polie "miroir". Après le polissage, la surface est rincée avec de l'eau distillée, de l'acétone et de l'éthanol puis séchée à l'air chaud.

Les échantillons subissent une opération de nettoyage dans un bain à ultrason (figure IV.3) tel que les pièces usinées sont rincées avec de l'eau distillée et de l'acétone afin d'éliminer toute trace d'impureté.

Une observation structurale, après attaque métallographique de la surface de l'acier, a permis de vérifier sa composition. En particulier, les différentes phases constitutives ont pu être mises en évidence. Cette observation est réalisée par un microscope optique lié à un micro-ordinateur. Ce dernier est doté d'un logiciel qui permet d'obtenir une photo plus claire de la structure (Figure IV.2).

Après polissage, la partie de la pièce qui va entrer par la suite en contact avec la solution d'étude (**surface dite active**) est délimitée de façon précise en utilisant un enrobage en résine (Figure IV.1/c). Pour éviter toutes sortes d'interaction avec le milieu environnant et après cette étape de préparation, les pièces sont trempées directement dans la solution d'étude pour entamer les tests électrochimiques.



Figures IV.1 : (a) polisseuse, (b) Papier abrasive et (c) l'électrode de travail

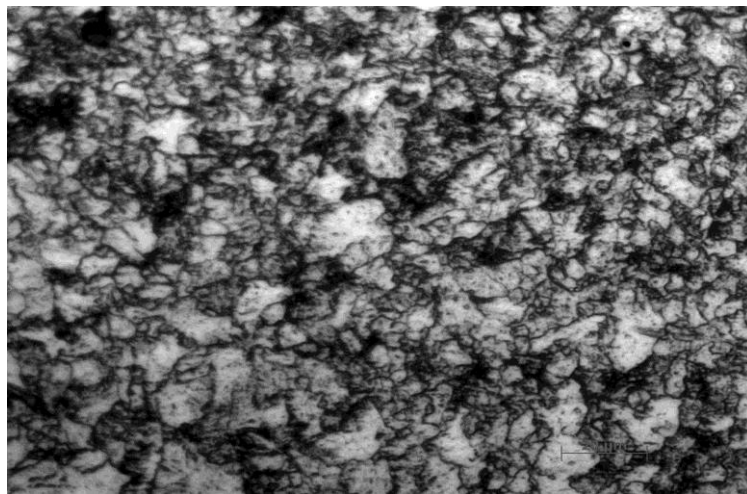


Figure IV.2 : L'état structural de l'acier.

L'acier X70 présente une microstructure de type ferrito-perlitique à prédominance ferritique avec des amas de perlite. La taille de grain est en moyenne de 5 à 10 μm , avec une proportion volumique de perlite, déterminée par traitement d'image, d'environ 12 %. Cette proportion est cependant une moyenne et est très variable selon la zone observée. Les grains de ferrite sont de taille variable, de 5 μm à environ 20 μm . Entre les deux se trouvent des îlots de perlite lamellaire dont la taille varie de quelques microns à une dizaine de microns.



Figure IV.3 : Bain à ultrason

IV.2.2. Essais électrochimiques

Tous les essais sont effectués à température ambiante ; les mesures électrochimiques sont réalisées par un potentiostat de type SP 105 piloté par ordinateur utilisant le logiciel EC-LAB. Une cellule classique (figure IV.4) à trois électrodes a été utilisée. L'électrode sur laquelle on fait l'étude en acier X70, est l'électrode de travail (WE) ; son potentiel E est mesuré par rapport à l'électrode de référence (RE) au calomel saturé. La différence de potentiel que l'on fait varier est établie entre (WE) et une électrode auxiliaire en platine qui, de par sa nature électrochimique inerte, n'affecte pas le comportement de l'(WE). La surface de travail est de 1cm^2 .

Pour réaliser un essai électrochimique sous l'influence d'une densité de courant alternatif, il nous faut une source externe de tension alternative. Cette source est constituée de deux transformateurs en série afin d'abaisser la tension alternatif. (Voir figure IV.6). L'électrolyte utilisé dans notre étude est le sol simulé (l'eau distillée comme solvant). Cette solution préparée dans laboratoire du CSC telle que la composition chimique, la conductivité et le PH est donnée dans le tableau IV.2 suivant :

Tableau IV.2 : la composition chimique du sol

	Kcl	NaHco₃	Ca cl₂ 2H₂O	MgSO₄7H₂O
Composition chimique	0.122g	0.483 g	0.131g	0.131
Conductivité	20.6 mS/cm			
PH	8.13			

La conductivité du sol et le PH ainsi que le poids des éléments chimiques sont mesurés respectivement par le conductimètre et le PH-mètre, balance des éléments chimique (voir figure IV.5).

Les tests électrochimiques réalisés permettent, à travers la mesure de grandeurs globales (courant et potentiel), d'estimer des paramètres électrocinétiques caractéristiques des processus de corrosion comme le courant de corrosion et la vitesse de dégradation des matériaux étudiés.

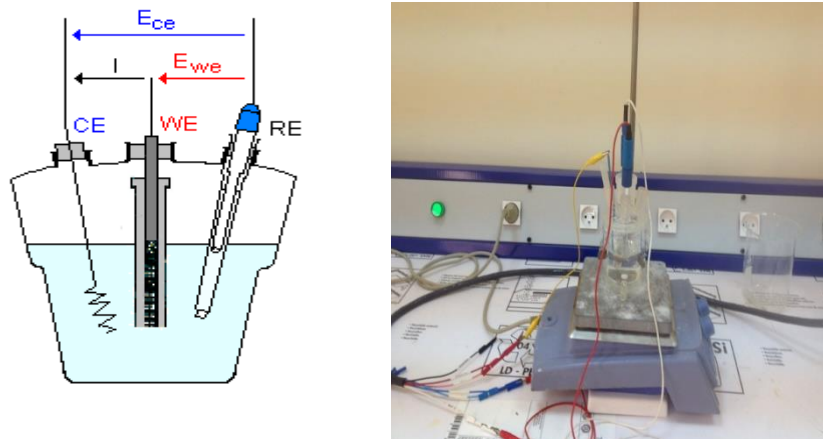
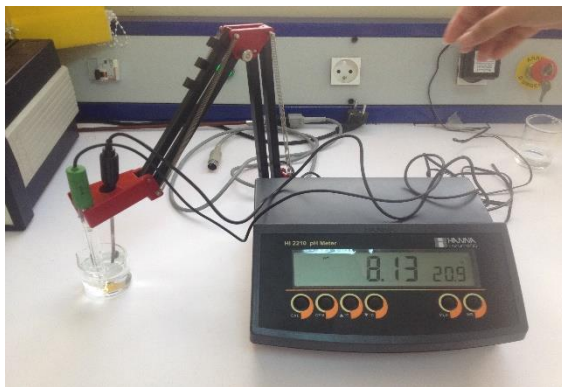


Figure IV.4 : Cellule électrochimique à trois électrodes



(a)



(b)



(c)

Figures IV.5 : (a) PH-mètre, (b) conductimètre, (c) balance des éléments chimiques

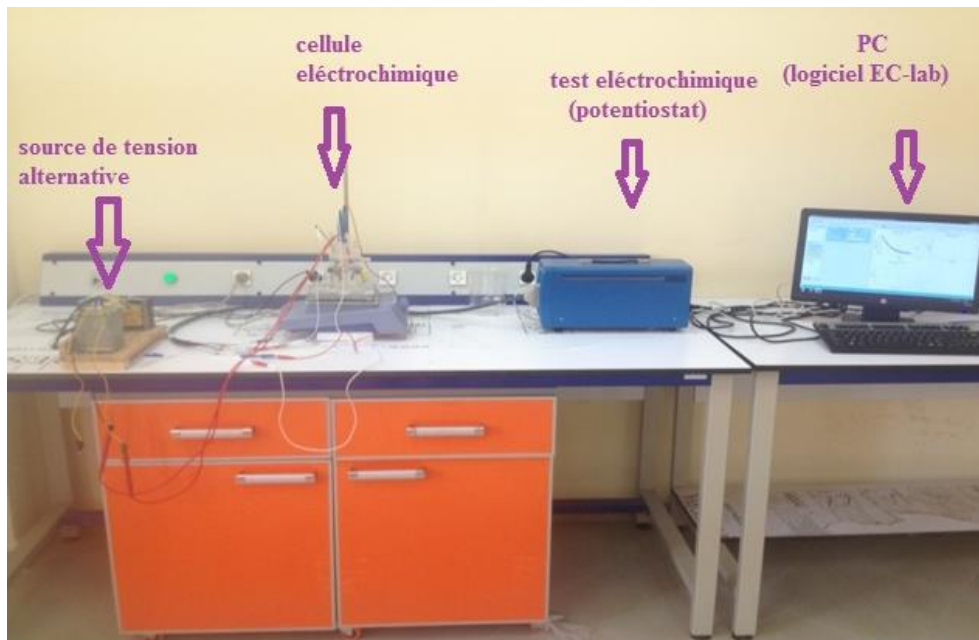


Figure IV.6 : description du banc d'essais [CSC-Cheraga]

IV.3. Résultats des essais électrochimiques

IV.3.1. Evolution du potentiel de corrosion libre (OCP)

On place la solution du sol dans la cellule électrochimique, aucun courant n'a été imposé de manière à observer l'évolution naturelle du potentiel libre de l'électrode de travail vers son état stationnaire représenté par le potentiel de corrosion. La figure IV.7 représente le potentiel libre de corrosion indiqué par le potentiostat en fonction de la durée d'immersion.

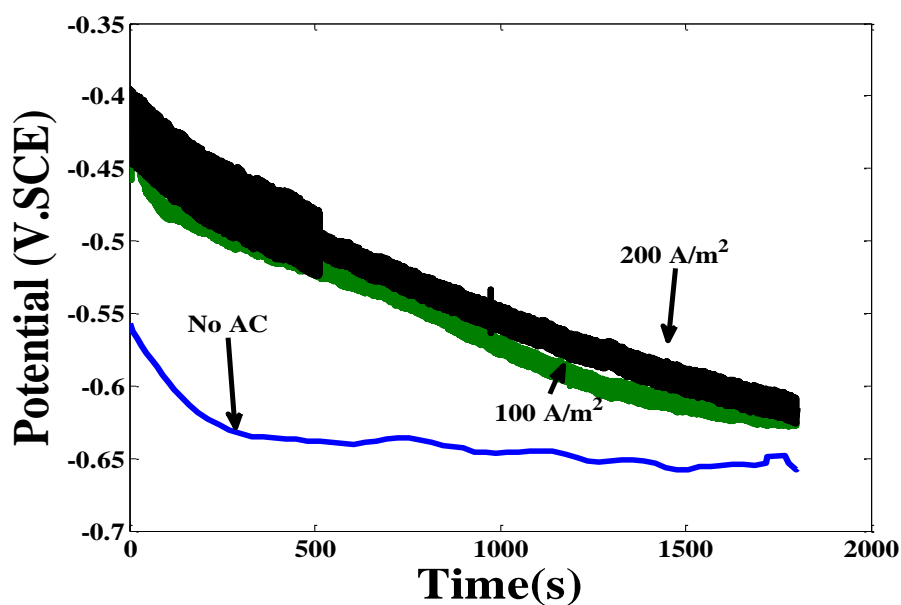


Figure IV.7 : Potentiels d'abandon (OCP)

L'allure des trois courbes est différente. A l'état non-sollicité (Sans application de la densité de courant alternative, on remarque que le potentiel libre de l'acier X70 subit une diminution importante de près de 75% entre 0 et 400s. Ensuite, le potentiel libre se stabilise dans la valeur : $E_0 = -640\text{mV.SCE}$ pour constituer un palier de stabilisation.

Lorsqu'on applique une densité de courant de 100 A/m^2 et 200 A/m^2 , on remarque un effet important de la densité de courant alternative extérieure sur la forme de la courbe du potentiel libre et sur la lecture du potentiel électrochimique. Cet effet est uniforme pour une densité de courant de 100 A/m^2 et non-uniforme pour une densité de courant de 200 A/m^2 .

Aussi, on note l'absence de palier de stabilisation : le potentiel libre diminue continuellement jusqu'à la fin de l'expérience (environ 30 min). Les valeurs du potentiel libre à cet instant valent : $E_0(100\text{ A/m}^2) = -620\text{mV}$ et $E_0(200\text{ A/m}^2) = -610\text{mV}$. Il peut s'agir d'une corrosion du matériau qui continue dans la solution.

IV.3.2. Courbe de polarisation (LP)

Afin de tracer la courbe potentiel-courant on adopte un montage potentiostatique dans lequel la différence de potentiel est imposée par le potentiostat. Le relevé des valeurs du potentiel de l'électrode de travail en fonction de la densité de courant qui la traverse permet de tracer une courbe de polarisation potentiostatique.

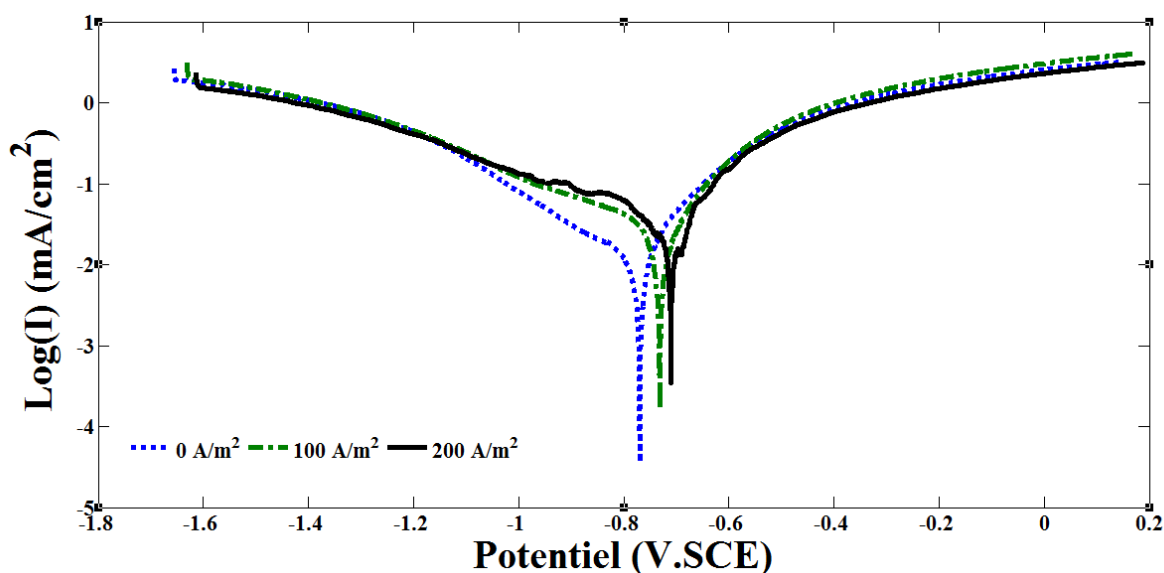


Figure IV.8 : Courbe de polarisation de l'acier X70

Les courbes de polarisation de l'acier X70 avec et sans densité AC ont été obtenues pour un balayage de tension entre $-1,6$ à $0,2\text{ V.SEC}$ avec une vitesse de balayage de 1 mV / s . La figure IV.8 représente les courbes de polarisation de l'acier X70 dans le sol simulé avec et sans application de densités de courant alternatif ($f=50\text{Hz}$). A l'aide du logiciel EC-Lab, nous avons pu effectuer les calculs de paramètres de corrosion (potentiel de corrosion, courant de

corrosion, la vitesse de corrosion, et les pentes anodiques et cathodiques de Tafel) présentés dans le tableau IV.3.

Tableau IV.3 : les paramètres cinétiques de l'acier X70 tirés des courbes de polarisation

Densité de courant appliquée [A/m ²]	E _{corr} [mV]	I _{corr} [μA/cm ²]	Ba [mV]	Bc [mV]	Vitesse de corrosion [mm/ans]
0	-769.394	12.646	173.1	247.1	0.119359
100	-731.391	31.417	175.5	466.3	0.263581
200	-710.264	46.362	204.0	671.6	0.403926

Dans ce chapitre, nous étudions l'effet des densités de courant appliquées sur les paramètres électrochimiques de l'acier X70 dans la solution du sol simulée tels que : le potentiel de corrosion (E_{corr}), la densité de courant de corrosion (I_{corr}), la vitesse de corrosion (V_{corr}) et la pente anodique de Tafel Ba. Les courbes de polarisation avec et sans densité AC sont présentées aux figures IV9-12.

Les Figures IV.9 -12 montrent une augmentation significative de potentiel de corrosion, le courant de corrosion, la vitesse de corrosion et la pente anodique de Tafel en fonction des densités de courant alternatif appliquées.

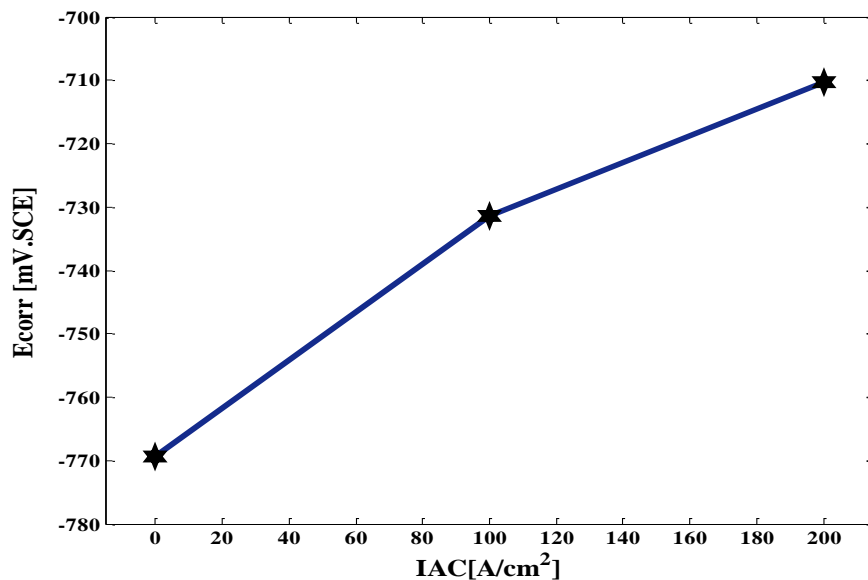


Figure IV.9 : Potentiel de corrosion

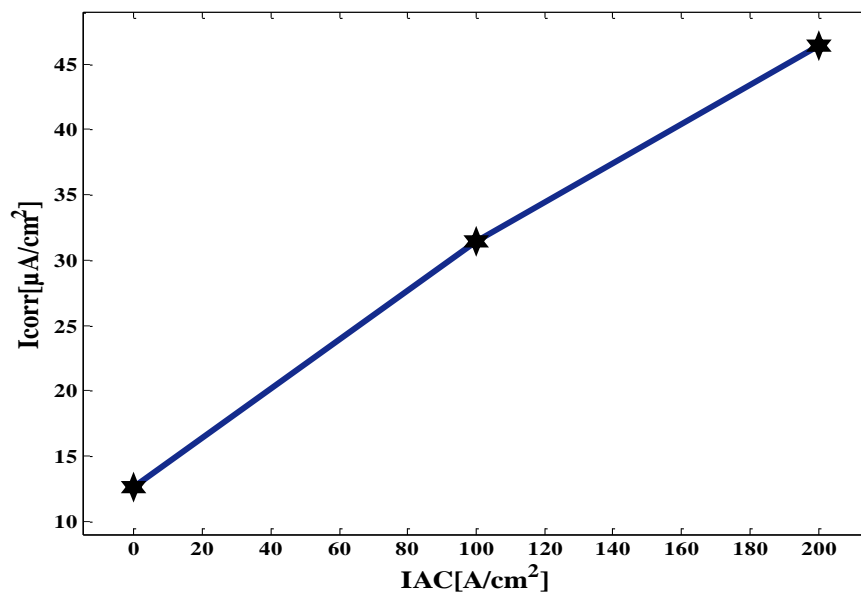


Figure IV.10 : Courant de corrosion en fonction de la densité de courant alternatif

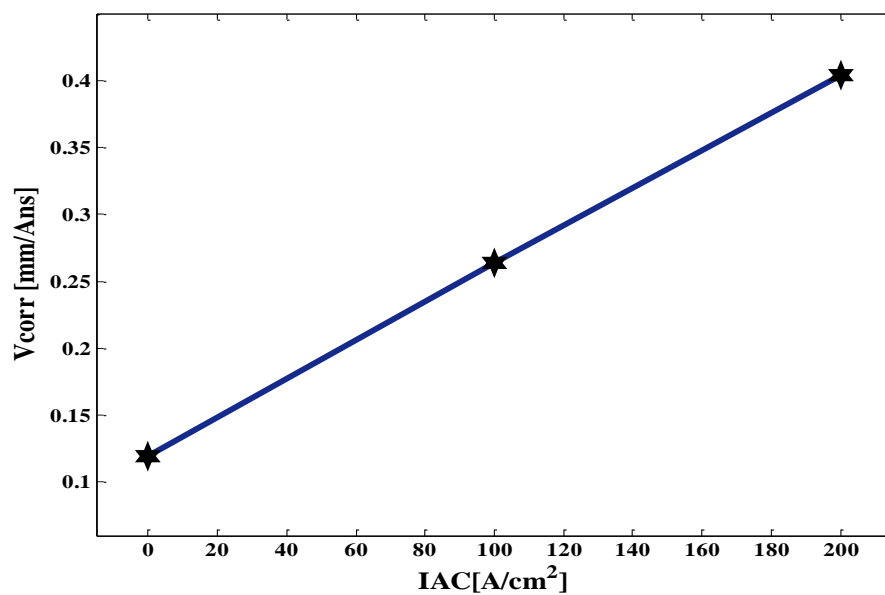


Figure IV.11 : Vitesse de corrosion en fonction de la densité de courant alternatif

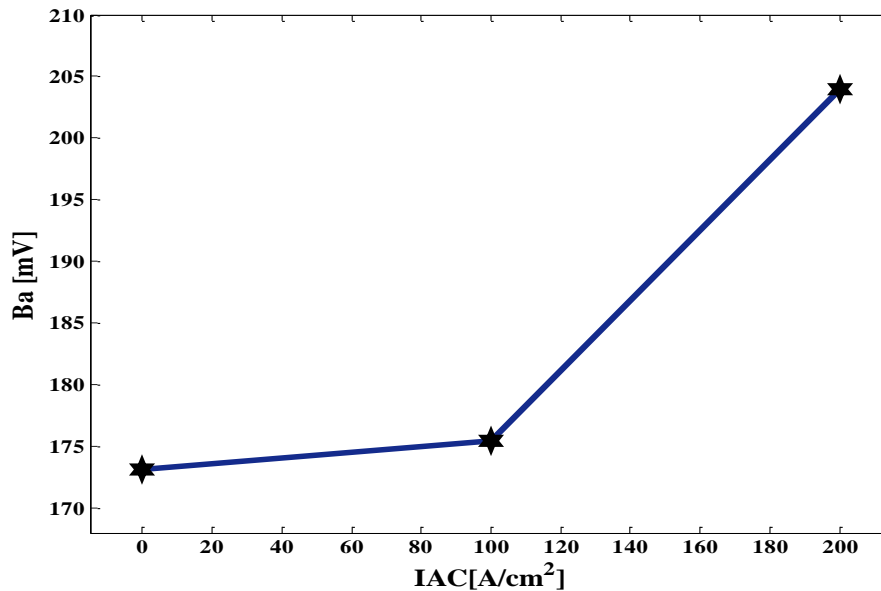


Figure IV.12 : Pente de Tafel Ba en fonction de la densité de courant alternatif

La densité de courant de corrosion de l'échantillon est d'environ $12.64\mu\text{A}/\text{cm}^2$ et le potentiel de corrosion est d'environ $-769,39 \text{ mV.SCE}$. En ce qui concerne les échantillons exposés à la densité de courant alternatif, les potentiels de corrosion sont de $-731,39 \text{ mV.SCE}$ et $-710,26 \text{ mV.SCE}$ respectivement pour les densités de courant alternatif de $100\text{A}/\text{m}^2$ et $200 \text{ A} / \text{m}^2$. Les courants de corrosion sont $31.41\mu\text{A} / \text{cm}^2$ et $46.36\mu\text{A} / \text{cm}^2$ pour les densités de courant alternatif de $100\text{A}/\text{m}^2$ et $200 \text{ A} / \text{m}^2$

Sur a figureIV.11, on remarque que la vitesse de corrosion augmente avec l'augmentation des densités de courant alternatif appliquées, cela signifie que la superposition des densités de courant accélère le degré de corrosion de l'acier X70 dans le sol.

Ces résultats peuvent être expliqués par le fait que la densité de courant appliquée affecte la composition chimique de la double couche avec modification consécutive du potentiel de corrosion et la croissance des couches de corrosion sur la surface. Le changement de l'interface métal / électrolyte et l'alternance continue des cycles anodiques et cathodiques peut également conduire à une augmentation de la densité de courant d'échange.

IV.4. Conclusion

Nous avons caractérisé l'effet des courants alternatifs sur le comportement électrochimique de l'acier X70 utilisé dans le transport des hydrocarbures tel que le pétrole et le gaz.

Les résultats obtenus par les essais électrochimiques montrent que les paramètres de corrosion (potentiel de corrosion, courant de corrosion, la vitesse de corrosion, et les pentes anodiques de Tafel) sont influencés par la présence des courants alternatifs.

Cette influence est traduite par une augmentation significative de tous les paramètres de corrosion de l'acier X70, et cela signifie que la superposition des densités de courant accélère le degré de corrosion de l'acier X70 dans le sol.

Conclusion générale

L'interférence de ces lignes de transmission à haute tension avec les pipelines transportant des produits pétroliers et gazeux peut causer un véritable problème que ce soit sur la sécurité du personnel travaillant sur site ou sur public et menace l'intégrité de l'équipement de protection cathodique, le revêtement du pipeline et la canalisation d'acier. Il favorise aussi le phénomène de corrosion par courant alternatif ce qui conduit à des pertes économiques

L'objectif, dans ce mémoire, était de répondre à un besoin industriel très important, en matière de diagnostic de la corrosion par courant alternatif due à l'interférence des lignes de transmission à haute tension (400 kV) et les pipelines enterrés.

Afin de résoudre ce problème d'interférence, plusieurs méthodes sont proposées afin d'atténuer la tension induite au niveau du pipeline :

- Augmentation de la distance entre la conduite et les lignes à haute tension.
- Configuration optimum des fils de phases et de terre.
- La mise à la terre de la conduite.
- La compensation de la tension induite.
- Installation de joints isolants.
- Réparation des défauts de recouvrement.
- Echange du sol aux alentours de la conduite.
- utilisation de câbles de mise à la terre parallèles.

Dans notre travail, nous avons montré l'influence des lignes de transmission à haute tension 400 kV sur les pipelines enterrés et les différents mécanismes de couplage engendré citant le couplage capacitif, le couplage conductif et le couplage inductif. Ce dernier représente le thème central de l'étude du couplage inductif à savoir que les lignes de HT peuvent induire des tensions dans les pipelines métalliques qui se trouvent à proximité et engendrent des effets néfastes tels que :

- Le risque sur le personnel (tension de contact et tension de pas).
- Le risque de corrosion
- Le risque d'endommager les équipements liés au pipeline (protection cathodique).
- Les perforations de revêtements du pipeline.

Nous avons également calculé la tension induite au niveau du pipeline en utilisant les équations de Carson-Clem incluant plusieurs paramètres importants pour l'évaluation de l'amplitude de la tension induite. On citera, les cas de fonctionnement de la ligne (normal, condition de défauts), la configuration de la ligne (horizontale, verticale, delta), la présence du fil de garde et ses différents types. On peut conclure à cet effet que :

-
- Dans le centre de la ligne, la configuration horizontale donne des valeurs inférieures, alors que si nous dirigeons latéralement du centre, la configuration verticale donne des valeurs des tensions inférieures.
 - la présence du câble de garde augmente la tension induite au niveau du pipeline pour les configurations horizontale et delta par contre pour la configuration verticale, l'existence du câble de garde diminue la tension induite dans l'intervalle [-114,192] m.
 - Lors d'un défaut phase-terre, la présence du fil de garde réduit d'une manière significative la tension induite au niveau du pipeline ;
 - Les structures comportant un petit nombre de défauts de revêtement de petite taille peuvent présenter un risque élevé de corrosion dû au courant alternatif.

Pour parachever ce travail, nous avons diagnostiqué l'effet des courants alternatifs sur le comportement électrochimique de l'acier X70 utilisé dans le transport des hydrocarbures tels que le pétrole et le gaz.

Références Bibliographiques

- [1] CEOCOR, Comité d'étude de la corrosion et de la protection des canalisations , Corrosion par courant alternatif sur les canalisations cathodiquement protégées ,Recommandations pour l'évaluation des risques et mesures de remediation, 2001.
- [2] M.Ouadah,M.Zergoug Influences dues aux lignes aeriennes de transport d'energie sur les pipelines enterrés problèmes et solutions, 3 ème Conférence Internationale sur le Soudage, le CND et l'Industrie des Matériaux et Alliages (IC-WNDT-MI'12).
- [3] B. J. AL-GAHTANI, Electromagnetic interference caused by a high voltage transmission network on burried pipeline and communication cables, King Fahd University of Petroleum & Minerals, 2009.
- [4] Djekidel Rabah,Mahi djillali, Calculation and analysis of inductive coupling effects for HV transmission Lines on aerial pipelines,Université Amar Telidji de Laghouat,2014.
- [5] p. Dairyland Electrical industrie isolate, Fiche technique des tapis de controle de gradient, 2010.
- [6] Dr Michel Plante, Le réseau électrique et la santé,les champs électrique et magnétique,Hydro Québec,2011.
- [7] J. R. Daconti, Electrical risks in transmission line-Pipeline shared rights of way,Power technology, Newsletter issue 96, 2004.
- [8] K. Amel, Memoire magister ,synthèse et applications à l'inhibition de la corrosion acide des aciers, Université Abou Bekr Belkaid–Tlemcen Octobre 2011.
- [9] BELAID. S Analyse de la fiabilité de l'acier API 5L X60 Pour pipelines corrodés Modèle basé sur le critère B31G, mémoire de magister, université Tlemcen 2008..
- [10] SONATRACH, Division de transport par canalisation TRC, 2005.
- [11] N. Tleis, , Power Systems modelling and fault Analysis theory and practice, Newnes, ,2008.
- [12] A. Gupta, Master of Science, A Study On High Voltage AC Power Transmission Line Electric And Magnetic Field Coupling With Nearby Metallic Pipelines, Indian Institute of Science Bangalore-560012, INDIA ,2008.
- [13] D. stet, D. Micu, A. Ceclan, L. Darabant, M. Plesa, "The Study of the Electromagnetic Interferences Between HV Lines and Metallic Pipelines Using Professional Analysis Software", Cluj Romania ,November 2008.
- [14] M. H. Shwehdi, U. M. Johar, Proceedings of the international conference on Non-Ionizing radiation at UNITEN , "Transmission Line EMF Interference with Buried Pipeline: Essential & Cautions", Saudi Arabia, 2003.
- [15] Y. Li, F. P. Dawalibi, J. Ma, "Electromagnetic Interference Caused by a Power System Network on a Neighboring Pipeline",Proceeding of the 62nd Annual Meeting of the American power conference, Chicago, April 10-12, pp.311-316,2000.
- [16] E. Sawma, B. Zeitoun, N. Harmouche, S. Georges and M. Hamad" Electromagnetic Induction in Pipelines Due to Overhead High Voltage Power Lines" IEEE, International Conference on Power System Technology,2010..
- [17] M. A. M. RIVEROS, Thèse doctorale :Contribution à la modélisation CEM en milieu ferroviaire ,influence de l'infrastructure, Université européenne de Bretagne , 2010.
- [18] A.Hellany, M.Nassereddine,M.N.Nagrjal,Analysis of the impact of the OHEW under full load and fault current,International Journal of Energy and Environment,Volume 1,Issue 4,2010 pp.727-736.
- [19] Ghada M.Amer,Novel Technique to calculate the effect of electromagnetic field of H.V.T.L on the mettalic Pipeline by using EMTP Program,18th International Conference on Electricity

-
- Distribution,pp2,Egypt 2005.
- [20] M.Ouadah, A .Younes, M.Zergoug, Influence de L'étude des Revêtements dans La Protection des Ouvrages Métalliques, Journées d'étude Matériaux et Procédés « J M P 2012 »,Algerie,Issue 2,2014.
- [21] M.Ouadah, M.Zergoug, Ziouche Aicha, Touhami Omar, Ibtouen Rachid, Bouyegh Saida, DEHCHAR Cherif, AC Corrosion Induced by High Voltage Power Line on Cathodically Protected Pipeline, Proceedings of Engineering & Technology (PET).Algerie, 2013.
- [22] F.P. Dawalibi, Y. Li, and J. Ma "Safety of Pipelines in Close Proximity to Electric Transmission Lines", Canada,2003.
- [23] Gupta, Abhishek "A Study On High Voltage AC Power Transmission Line Electric And Magnetic Field Coupling With Nearby Metallic Pipelines", India, 2008.
- [24] OUADAH M'hamed, ZERGOUG Mourad, Analysis and Mitigation of the Interference Between High Voltage Power Line and Buried Pipelines, International Journal of Control, Energy and Electrical Engineering (CEEE).Issn2356-5608,Issue 2,2014.
- [25] A.Bernou,Mémoire de Magister, Caractéristique des systèmes de mise à la terre des installation HT utilisant CYMGRD et FEMM, Proposition d'un électrique équivalent dans le cas des hautes fréquences,Ecole Nationale Polytechnique,Algerie,2011.
- [26] Rong Zhang,Pon Rajesh vairavanathan,Shashi B.Lalvani,Perturbation method analysis of AC-induced corrosion,ScienceDirect,Oxford,2008.
- [27] Zitao,Jiang, Yanxia Du,Minux Lu, Yunan Zhang, Dezhi Tang, Liang Dong. New findings on the factors accelerating Ac corrosion of buired pipline,2013..
- [28] Sara Goidanich,Luciano Lazzari, Marco Ormellese,Ac corrosion –part 1: Effects on overpotentials of anodic and cathdic processes,2009.
- [29] L.Y.Xu, X. Su,Z.X.Yin,Y.H.Tang, Y.F.Cheng, Development of a real-time AC/DC data acquisition technique for studies of AC corrosion of pipelines,2012.
- [30] Min Zhu, Cuiwei Du, Xiaogang Li,Zhiyoung Liu, Shengrong Wang, Effect of Ac current density on stress corrosion cracking behavior of X80 pipeline steel in high pH carbonate/bicarbonate solution,2013.