

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 Électrotechnique (LRE)

Thèse de
Doctorat en Sciences

Thème

**Diagnostic des Effets du Courant Alternatif sur les
Pipelines dus au Couplage Inductif causés par les
Lignes de Haute Tension**

Présentée par

OUADAH M'Hamed

Soutenue publiquement le **29/05/2017**

Composition du Jury :

Président	Boubakeur Ahmed	Professeur	ENP Alger
Directeurs de thèse	Touhami Omar	Professeur	ENP Alger
	Ibtiouen Rachid	Professeur	ENP Alger
	Tahmi Redhouane	Professeur	ENP Alger
Examineurs	Hasni Mourad	Professeur	USTHB Bab Ezzouar
	Nesba Ali	Professeur	ENS Kouba
	Hadji Seddik	Professeur	EPSTA Alger
Invité	Zergoug Mourad	Directeur de recherche	CRTI Chéraga

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 Électrotechnique (LRE)

Thèse de
Doctorat en Sciences

Thème

**Diagnostic des Effets du Courant Alternatif sur les
Pipelines dus au Couplage Inductif causés par les
Lignes de Haute Tension**

Présentée par

OUADAH M'Hamed

Soutenue publiquement le **29/05/2017**

Composition du Jury :

Président	Boubakeur Ahmed	Professeur	ENP Alger
Directeurs de thèse	Touhami Omar	Professeur	ENP Alger
	Ibtiouen Rachid	Professeur	ENP Alger
	Tahmi Redhouane	Professeur	ENP Alger
Examineurs	Hasni Mourad	Professeur	USTHB Bab Ezzouar
	Nesba Ali	Professeur	ENS Kouba
	Hadji Seddik	Professeur	EPSTA Alger
	Zergoug Mourad	Directeur de recherche	CRTI Chéraga
Invité			

ENP 2017

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Remerciements

Les travaux de recherche développés dans cette thèse ont été réalisés au sein du Laboratoire de Recherche en Electrotechnique (LRE) de l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger (ENP) et le centre de recherche en technologies industrielles (CRTI).

Je tiens tout d'abord à remercier mes directeurs de thèse :

Monsieur **TOUHAMI Omar**, *Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique*, pour ses aides et directives. Je le remercie également pour ses discussions profitables, ses encouragements, ses conseils judicieux et ses suggestions.

Que Monsieur **IBTIOUEN Rachid**, *Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger*, trouve ma reconnaissance sur l'intérêt qu'il a porté pour la poursuite de la présente thèse. Ces qualités scientifiques et humaines ont permis l'accomplissement de ce travail, je le remercie pour sa très grande gentillesse et son soutien permanent.

Je tiens à exprimer également mes vifs remerciements à Monsieur **Boubakeur Ahmed** *Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger* pour l'honneur qu'il me fait de présider le jury de soutenance.

Je remercie vivement Monsieur **TAHMI Redouane**, *Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger*, Monsieur **HASNI Mourad**, *Professeur à l'Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene (USTHB)*, Monsieur **NESBA Ali** *Professeur à l'école Normale Supérieure de Kouba(ENS-Kouba)*, et Monsieur **HADJI Seddik** *Professeur à Ecole Préparatoire aux Sciences et Techniques d'Alger (EPST-Alger)* , pour m'avoir fait l'honneur d'examiner ce travail.

Je remercie vivement Monsieur **ZERGOUG Mourad**, *Directeur de Recherche au centre de recherche en technologies industrielles (CRTI)* d'accepter mon invitation.

المخلص

التداخل الكهرومغناطيسي بين خطوط نقل الطاقة الكهربائية ذات الجهد العالي و أنابيب نقل البترول أو الغاز في دراسة منذ عدة سنوات. هذا التداخل ينتج عنه تيارات كهربائية متناوبة في أنابيب نقل البترول و الذي يسبب تأكلها و نقص في الحماية الكتوديكية المرافقة لهذه الأنابيب. في هذه المذكرة, أولا سنقوم بدراسة التداخل الكهرومغناطيسي بين خطوط نقل الطاقة الكهربائية ذات الجهد العالي و أنابيب نقل البترول و كل العوامل المؤثرة عليه وذلك بطريقتين مختلفتين. وبعد هذا سنقوم بطرح طريقة جديدة لأجل تشخيص اثر هذا التداخل على تأكل الأنابيب وتأثيره على الحماية ضد التآكل (الحماية الكتوديكية). الطريقة تعتمد على المعلومات المستخرجة من خلال القياسات الكهروكيميائية مثل تيار التآكل, توتر التآكل منحدرات تافل. هذه المعلومات المستخرجة سنقوم باستعمالها في نموذج محاكاة الحماية الكتوديكية. النتائج المستخلصة من هذه المذكرة عديدة من جهة أن التداخل الكهرومغناطيسي يؤثر على الخصائص الكهروكيميائية وبتسريع تأكل الأنابيب ومن جهة أخرى وجدنا أن الحماية الكتوديكية غير قادرة على توفير الحماية اللازمة ضد تأكل الأنابيب.

الكلمات الدالة التداخل الكهرومغناطيسي , خطوط نقل الطاقة الكهربائية ذات الجهد العالي, عنه تيارات كهربائية متناوبة في أنابيب , تأكل, الحماية الكتوديكية

Abstract

The electromagnetic interference between high voltage (HV) power lines and buried pipelines has been an important research subject over the last decades. This coupling may result in alternating current (AC) on pipelines that may pose a serious threat to the pipelines due to corrosive effects and the cathodic protection (CP) performance. In this thesis, firstly the electromagnetic induction between the HVPL and the X70 steel pipeline and the factors affecting this interference were studied by two methods. Then, a novel method to diagnoses the effects of the induced AC density on the corrosion and the CP performances of the X70 steel buried pipeline due to the inductive interference caused by HVPL is proposed in this thesis. The method is based on the corrosion parameters of the X70 steel pipeline obtained by electrochemical measurements such as Tafel slopes, corrosion current densities, and corrosion potentials. These parameters were used as boundary conditions in the elaborated CP model. The results showed that, firstly, the induced AC density affects the electrochemical characteristic of the X70 steel and accelerates the corrosion of the pipeline. On the other hand, the cathodic protection is incapable of maintaining the CP potential level.

Key-words: Electromagnetic induction, high voltage power line, induced AC current density, X70 steel pipeline, Finite element method, Carson-Clem method, corrosion, cathodic protection.

Résumé

L'interférence électromagnétique causée entre les lignes de haute tension (HT) et les pipelines enterrés de pétrole et de gaz est à l'étude pendant beaucoup d'années. Des courants et des tensions sont induits dans les pipelines qui peuvent accélérer la corrosion du métal du pipeline et peuvent affecter les performances des systèmes de protection cathodique. Dans notre thèse, nous commençons par l'étude de l'interférence électromagnétique entre les lignes HT et les pipelines par deux méthodes. Ensuite, nous proposons une nouvelle méthode pour diagnostiquer les effets de la densité de courant alternatif (AC) induite sur la corrosion et les performances de la protection cathodique des pipelines enterrés en acier X70. La méthode est basée sur les paramètres de corrosion du pipeline en acier X70 obtenus par des mesures électrochimiques telles que les pentes de Tafel, les densités de courant de corrosion et les potentiels de corrosion. Ces paramètres ont été utilisés comme conditions aux limites dans le modèle de simulation de la protection cathodique. Les résultats ont montrés que, d'une part, que la densité de courant alternatif induite affecte le caractère électrochimique de l'acier X70 et accélère la corrosion du pipeline. D'autre part, la protection cathodique est incapable de maintenir le niveau de protection cathodique en présence des courants alternatifs.

Mots-clés : Couplage Electromagnétique, ligne de haute tension (HT), Pipeline, Densité de courant induite, méthode des éléments finis, méthode de Carson-Clem, corrosion, protection cathodique.

TABLE DE MATIERES

LISTE DES TABLEAUX
LISTE DES FIGURES
LISTE DES ABREVIATIONS

Introduction Générale 16

1. Etat de l'art sur les phénomènes de corrosion et de protection cathodique

1.1. Introduction	21
1.2. Phénomènes de corrosion	22
1.2.1. Corrosion par hétérogénéité dans le métal	22
1.2.2. Corrosion par hétérogénéité du milieu ambiant	24
1.2.3. Corrosion par courant externe	25
1.2.3. 1. Corrosion par courant vagabond continu	25
1.2.3.2. Sources des courants vagabonds	26
1.2.3. 2. Corrosion par courant alternatif	27
1.2.3.2. 1. Modèle électrique équivalent du pipeline dans le sol	28
1.2.3.2.2. Mécanismes de la corrosion par courant alternatif	29
1.2.3.2.3. Paramètres influencent le phénomène de la corrosion par courant alternatif	29
1.2.4. Caractérisation de la corrosion	32
1.2.4. 1. Tracé des courbes de polarisation	32
1.2.4. 2. Spectroscopie d'impédance électrochimique	34
1.3. Protection cathodique	35
1.3.1. Principe de la protection cathodique	35
1.3.2. Méthodes d'application de la protection cathodique	37
1.3.2. 1. Protection cathodique par anode sacrificielle	37
1.3.2. 2. Protection cathodique par courant imposé	37
1.3.3. Critères de protection cathodique	38
1.3.4. Facteurs de limitation d'efficacité de la protection cathodique	39
1.3.4.1. Continuité électrique insuffisante du système de protection cathodique	39
1.3.4.2. Influence de la protection cathodique entre structures métalliques voisines ..	39
1.3.4.3. Influence des courants vagabonds continus	39

1.3.4.4. Influence des courants alternatifs	40
1.4. Conclusion	40

2. Influence des lignes de haute tension sur les pipelines

2.1. Introduction	42
2.2. Mécanismes de couplage	43
II .2.1. Couplage résistif (ou conducteur)	43
II .2.1. 1. Effets du couplage conducteur sur le pipeline	44
II .2.1. 2. Effets du couplage conducteur sur les personnes	44
II .2.2. Couplage électrostatique (ou capacitif)	45
II .2.2. 1. Effets du couplage capacitif	46
2. 2. 3. Couplage électromagnétique (ou inductif)	46
3.2. 3. 1. Effets du couplage électromagnétique sur le personnel	47
3.2. 3. 2. Effet du couplage électromagnétique sur le pipeline (Corrosion)	48
3.2. 3. 3. Effet du couplage électromagnétique sur la Protection cathodique	49
2.3. Méthodes d'atténuation de la tension induite	50
2.3.1. Augmentation de la distance de séparation entre la ligne HT et le pipeline	51
2.3.2. Changement du sol aux alentours de la conduite	51
2.3.3. Configuration optimale des fils de phase	51
2. 3.4. Mise à la terre de la conduite avec des électrodes de terre	51
1.3.5. Installation de joints d'isolement pour interrompre la conductibilité longitudinale des conduites	52
2.3.6. Utilisation de barres de terre parallèle	52
2.4. Conclusion	53

3. Modèles de représentation des interférences

3.1. Introduction	55
3. 2. Méthode de Carson-Clem	55
3.3. Méthode des éléments finis	60
3. 4. Analyse du système ligne HT – pipeline	64
3. 4.1. Ligne HT	64
3. 4.2. Pipeline	64
3. 4.2. 1. Propriétés magnétiques de l'acier X70	65
3. 4.2. 2. Propriétés électriques de l'acier X70	66
3.5. Interférence électromagnétique	68

3.5.1. Méthode de Carson-Clem	68
3.5.2. Méthode des éléments finis.....	74
3.6. Conclusion	80

4. Diagnostic des effets de l'induction électromagnétique

4.1. Introduction	82
4.2. Densité de courant alternatif induite.....	82
4.3. Diagnostic des effets des densités de courants alternatif.....	84
4.3.1. Corrosion	85
4.3.1.1. Méthode électrochimique stationnaire	87
4.3.1.2. Méthode électrochimique transitoire.....	90
4.3.2. Protection cathodique.....	93
4.3.2. 1. Protection cathodique par anode sacrificielle.....	94
4.3.2. 2. Protection cathodique par courant imposé	97
4. 4. Conclusion	100
Conclusion générale	102
Bibliographie	105
Annexe A.....	114
Annexe B	116

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1. 1 : Potentiels naturels de quelques électrodes de référence.....	24
Tableau 1. 2: Potentiels naturels et potentiels de protection pour l'acier au carbone en (V) par rapport à l'électrode de référence Cu/CuSO ₄	39
Tableau 3. 1: Composition chimique de l'acier X70.....	65
Tableau 3. 2: Propriétés magnétiques de l'acier X70.....	66
Tableau 3. 3: Propriétés électriques de l'acier X70.....	67
Tableau 3. 4: Séquences d'orientations des phases.....	78
Tableau 4. 1: Composition chimique du sol simulé.....	87
Tableau 4. 2: Paramètres de corrosion tirés des courbes de polarisations.....	89
Tableau 4. 3: Paramètres électrochimiques de l'acier X70 tirés des spectroscopies d'impédance électrochimique.....	92

LISTE DES FIGURES

Fig. 1. 1 . Sources de différence de potentiel	22
Fig. 1. 2 . Corrosion par hétérogénéité dans le métal	23
Fig. 1. 3 . Echelle de noblesse des métaux	24
Fig. 1. 4 . Corrosion par hétérogénéité du milieu ambiant	25
Fig. 1. 5 . Systèmes de traction électriques	26
Fig. 1. 6 . Courants vagabonds dus aux systèmes de protection cathodique	27
Fig. 1. 7 . Interférence entre les lignes de haute tension et les pipelines	28
Fig. 1. 8 . Schéma électrique équivalent du pipeline dans le sol	29
Fig. 1. 9 . Schéma de mesure de la méthode de Wenner	30
Fig. 1.10. Pipeline avec un défaut de revêtement	31
Fig. 1. 11 . Cellule électrochimique à trois électrodes	32
Fig. 1. 12 . Courbe de polarisation	33
Fig. 1. 13 . Montage de caractérisation électrochimique	33
Fig. 1. 14 . Principe de détermination de l'impédance électrochimique	34
Fig. 1. 15 . Représentation de l'impédance électrochimique dans un plan gaussien	35
Fig. 1. 16 . Principe de la protection cathodique	36
Fig. 1. 17 . Diagramme de POURBAIX	37
Fig. 1. 18. Protection cathodique par anode sacrificielle	37
Fig. 1. 19. la protection cathodique par courant imposé	38
Fig. 2. 1 . Couplage conductif	43
Fig. 2. 2 . Tension de pas et tension de contact	45
Fig. 2. 3 . Couplage électrostatique	45
Fig. 2. 4 . Couplage électromagnétique	47
Fig. 2. 5 . Corrosion par courant alternatif	48
Fig. 2.6 . Exemples typiques de la corrosion par courant alternatif	49
Fig. 2. 7 . Description schématique du processus de corrosion par courant alternatif des pipelines protégé cathodiquement	50
Fig. 2. 8. Circuit équivalent d'un pipeline enterré en interférence avec une ligne	52

Fig. 2. 9. Atténuation de la tension induite par des joints d'isolation	52
Fig.2.10. Atténuation de la tension induite par connexion de bandes de Zinc au pipeline	53
Fig. 3. 1 . Ligne de transmission et pipeline enterré	56
Fig. 3. 2 . Représentation schématique de la ligne de haute tension	64
Fig. 3. 3. Microstructure de l'acier X70	64
Fig. 3. 4. Magnétomètre à échantillon vibrant (VSM)	65
Fig. 3. 5. Cycle d'hystérésis de l'acier X70 obtenu par le VSM	66
Fig. 3. 6. Micro-ohmmètre à quatre pointes	66
Fig. 3. 7. Montage de mesure de résistivité avec une sonde quatre pointes	67
Fig. 3. 8. Une vue en plan de la ligne HT- pipeline	68
Fig. 3. 9. Tension induite au niveau du pipeline sans câble de garde pour différents configuration de la ligne HT	69
Fig. 3. 10. Effet de la compensation des trois phases	70
Fig. 3. 11. Tension induite au niveau du pipeline avec et sans câble de garde	71
Fig. 3. 12. Tension induite pour différentes hauteurs de la ligne HT	72
Fig. 3. 13. Tension induite fonction de la longueur de parallélisme	73
Fig. 3. 14. Tension induite pour différentes séquences d'orientation des phases	73
Fig. 3. 15. Distribution de champ magnétique à proximité des lignes aériennes	75
Fig. 3. 16. Distribution du champ magnétique pour différentes hauteurs	75
Fig. 3. 17. Distribution du champ magnétique avec et sans la présence du pipeline	76
Fig. 3. 18. Distribution du champ magnétique au niveau du pipeline	77
Fig. 3. 19. Distribution du champ magnétique e au niveau du pipeline pour différentes distances de séparation entre les lignes de haute tension et le pipeline	78
Fig. 3. 20. Distribution du champ magnétique en fonction de la distance latérale au niveau du pipeline et pour toutes les séquences d'orientations possibles	79
Fig. 4. 1. Représentation schématique de la ligne de haute tension	83
Fig. 4. 2. Densité de courant alternatif induite	84
Fig. 4. 3. Pièces découpées puis polies à différentes granulométries	85
Fig. 4. 4. Électrode de travail en acier X70	85
Fig. 4. 5. Photo du banc d'essais	85
Fig. 4. 6. Cellule électrochimique à trois électrodes	86
Fig. 4. 7. Courbe de polarisation de l'acier X70 sans densités de courant alternatif	88
Fig. 4. 8. Courbe de polarisation de l'acier X70 avec densités de courant alternatif	89
Fig. 4. 9. Courant de corrosion	89
Fig. 4. 10. Potentiel de corrosion de l'acier X70 à différentes densités de courant alternatif	90

Fig. 4. 11. Vitesse de corrosion de l'acier X70 à différentes AC	90
Fig. 4. 12. Schéma électrique équivalent du pipeline dans le sol	91
Fig. 4. 13. EIS de l'acier X70 sans l'application des densités de courant alternatif	92
Fig. 4. 14. EIS de l'acier X70 avec l'application des densités de courant alternatif	92
Fig. 4. 15. Conditions aux limites d'un système de PC	93
Fig. 4. 16. Géométrie du modèle	94
Fig. 4. 17. Protection cathodique par anode sacrificielle sans influence des densités de courant alternatif	95
Fig. 4. 18. Protection cathodique par anode sacrificielle avec influence de densité de courant alternatif de 100A/m^2	95
Fig. 4. 19. Protection cathodique par anode sacrificielle avec influence de densité de courant alternatif de 200A/m^2	96
Fig. 4. 20. Protection cathodique par anode sacrificielle avec et sans influence des densités de courant alternatif	96
Fig. 4. 21. Géométrie du modèle	98
Fig. 4. 22. Potentiel CP du pipeline en acier X70 en absence de densité AC	98
Fig. 4. 23. Potentiel CP du pipeline en acier X70 sous l'influence des densités AC	98
Fig. 4. 24. Potentiel de protection of de l'acier X70 à différentes valeurs de densité de courant de sortie	99
Fig. 4. 25. Potentiel de protection of de l'acier X70 pour une densité de courant alternatif de 100 A/m^2 à différentes valeurs de la densité de courant de sortie	99
Fig. 4. 26. Potentiel de protection of de l'acier X70 pour une densité de courant alternatif de 200 A/m^2 à différentes valeurs de la densité de courant de sortie	99

LISTE DES ABREVIATIONS

M_r	:	Aimantation rémanente
I_A, I_B, I_C	:	Courants des phases A, B, C .
I_1, I_2, I_0	:	Courants direct, inverse et le courant homopolaire.
\vec{E}	:	Champ électrique
\vec{H}	:	Champ magnétique
σ	:	Conductivité électrique
$\overrightarrow{J_{sz}}$:	Courant dans la direction Z
\vec{I}_i	:	Courant dans le conducteur i
C	:	Capacité de double couche
H_c	:	Champ coercitif
σ_{X70}	:	Conductivité électrique de l'acier X70
CE	:	Contre électrode
I_{corr}	:	Courant de corrosion
AC	:	Courant Alternatif
DC	:	Courant Continu
I_R	:	Courant faradique
I_c	:	Courant non faradique
I	:	Courant électrique
I_p	:	Courant de protection cathodique
I_m	:	Courant total
D_{ph-p}	:	Distance entre la phase A, B, C et le pipeline
\vec{J}	:	Densité du courant
d	:	Diamètre du défaut de revêtement
θ	:	Déphasage par rapport à la variation de la tension imposée
J_{AC}	:	Densité de courant alternatif
$D_{ph(A)-P}$:	Distance entre la phase A et le pipeline
$D_{ph(B)-P}$:	Distance entre la phase B et le pipeline
$D_{ph(C)-P}$:	Distance entre la phase C et le pipeline
ER	:	Electrode de référence
ET	:	Electrode de travail

e	:	Epaisseur de revêtement
f	:	Fréquence
\vec{D}	:	Flux électrique
hh	:	Hauteur de la ligne HT
HT	:	Haute tension
$Z_{ph(A)-P}$:	Impédance mutuelle linéique entre la phase A et le pipeline
$Z_{ph(B)-P}$:	Impédance mutuelle linéique entre la phase B et le pipeline
$Z_{ph(C)-P}$:	Impédance mutuelle linéique entre la phase C et le pipeline
$Z_{ph(A)-E}$:	Impédance mutuelle linéique entre la phase A et le câble de garde
$Z_{ph(B)-E}$:	Impédance mutuelle linéique entre la phase B et le câble de garde
$Z_{ph(C)-E}$:	Impédance mutuelle linéique entre la phase C et le câble de garde
Z_{E-P}	:	Impédance mutuelle linéique entre le câble de garde et le pipeline
Z_E	:	Impédance linéique du câble de garde
$Z_{ph(A)-P-E}$:	Impédance mutuelle linéique entre la phase A et le pipeline en présence du câble de garde
$Z_{ph(B)-P-E}$:	Impédance mutuelle linéique entre la phase B et le pipeline en présence du câble de garde
$Z_{ph(C)-P-E}$:	Impédance mutuelle linéique entre la phase C et le pipeline en présence du câble de garde
\vec{B}	:	Induction magnétique
Ω	:	Matrice diagonale de N X N
VSM	:	Magnétomètre à échantillon vibrant
M_s	:	Magnétisation de saturation
M	:	Masse atomique du métal
NACE	:	National Association of Corrosion Engineers
ω	:	Pulsation du réseau
μ_r	:	Perméabilité relative
μ_0	:	Perméabilité du vide
\vec{A}	:	Potentiel Vecteur
D_e	:	Profondeur du pipeline
P	:	Puissance active
μ	:	Perméabilité magnétique
Ecorr	:	Potentiel de corrosion
PC	:	Protection cathodique
PCAS	:	Protection cathodique par anode sacrificielle
PCCI	:	Protection cathodique par courant imposé

V	:	Potentiel électrique
$b_{cathodique}$:	Pentes de Tafel cathodique
$b_{anodique}$:	Pentes de Tafel anodique
E_p	:	Potentiel de protection cathodique
R_s	:	Résistance de l'électrolyte
ρ_{X70}	:	Résistivité électrique de l'acier X70
R_s	:	Résistance de l'électrolyte
ρ_{rev}	:	Résistivité du milieu dans le défaut
R_p	:	Résistance de polarisation de l'acier, ou la résistance de transfert de charge à l'interface
R_t^0	:	Résistance du revêtement sans défaut
R_m	:	Résistance à nu du métal
R_e	:	Résistance de l'électrolyte dans le défaut
R_{GM}	:	Rayon fictif du fil de garde
R_{SS}	:	Résistance du fil de garde
ρ_{sol}	:	Résistivité du sol
Δ_m	:	Surface du $i^{ème}$ conducteur
η_c	:	Surtensions cathodique
η_a	:	Surtensions anodique
EIS	:	Spectroscopie d'impédance électrochimique
U	:	Tension phase-phase
T	:	Température
t	:	Temps en seconde
V_{corr}	:	Vitesse de corrosion
n	:	Valence de l'ion métallique
q	:	Vecteur colonne de poids en quadrature de Newton-Cotes

Introduction générale

Introduction Générale

La corrosion est une réaction électrochimique entre un métal et son environnement entraînant une dégradation du matériau. C'est ce phénomène qui est observé dans les pipelines enterrés où le vieillissement peut être fortement influencé par les courants vagabonds alternatifs ou continus. Ces courants s'écoulent dans le sol à partir de sources extérieures telles que les chemins de fer électrifiés, le métro et le tramway, les opérations de soudage et les lignes de haute tension (HT).

La protection cathodique (CP) est l'une des techniques les plus utilisées pour protéger les pipelines contre la corrosion. Deux types de système de protection cathodique sont intensivement appliqués, à savoir :

1. La protection cathodique par anode galvanique ou sacrificielle,
2. La protection cathodique par courant imposé.

A cause des progrès rapides de l'économie dans le monde, la demande d'énergie et son transport croissent également rapidement. Par conséquent, il est nécessaire de construire de plus en plus des lignes de haute tension et des pipelines. La réglementation pour l'utilisation des terres et les facteurs environnementaux font que le tracé des pipelines soit parallèle ou croise les lignes de haute tension [1]. On distingue trois types de couplages (couplage conducteur, couplage capacitif et couplage électromagnétique) entre les lignes de haute tension et les pipelines. Des tensions et des courants sont transférés vers les pipelines qui peuvent constituer une menace sérieuse pour les pipelines en raison des effets corrosifs et peuvent affecter la performance de la protection cathodique (PC), [2-5].

La corrosion par courant alternatif a été largement étudiée dès l'observation du premier dommage induit par l'induction électromagnétique causée par les lignes de haute tension sur les pipelines sous protection cathodique [32-37]. Malgré tous ces travaux, les mécanismes de la corrosion par courant alternatif ne sont pas entièrement élucidés et les critères fiables pour la détermination du risque de corrosion par courant alternatif ne sont pas encore disponibles.

D'après la norme NF EN 12954, [6], 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 les pipelines en acier et d'effectuer des mesures :

1. Il convient d'effectuer des mesures du potentiel de protection cathodique du pipeline avec un équipement approprié afin de s'assurer que les critères de protection cathodique sont bien atteints en présence de courant alternatif sur la structure;
2. sur les structures protégées cathodiquement et soumises à la présence de courant alternatif, une densité de courant de protection plus élevée peut s'avérer nécessaire pour atteindre le potentiel de protection.

Le présent travail traite d'une méthode pour diagnostiquer les effets de la densité des courants alternatifs induite par l'induction électromagnétique causée par les lignes de haute tension sur la corrosion et les performances de la protection cathodique (protection cathodique par anode sacrificielle et la protection cathodique par courant imposé) des pipelines enterrés en acier X70. Ce document est structuré en quatre chapitres principaux :

- Le premier chapitre présente un état de l'art sur les différents phénomènes de corrosion et les systèmes de protection cathodique. Dans ce chapitre nous présentons différents phénomènes de corrosion : corrosion par hétérogénéité de métal, corrosion par hétérogénéité dans le milieu et la corrosion provoquée par les sources de courants externes telle que les lignes de haute tension et les systèmes de traction électrique. Nous présentons aussi dans ce chapitre, les différentes méthodes de caractérisation électrochimique utilisées pour identifier l'impact de l'induction électromagnétique (polarisation électrochimique et le diagramme impédance) sur le comportement corrosif des aciers.
- Le deuxième chapitre présente les différents couplages entre les lignes de haute tension et les pipelines enterrés et aériens (couplage inductif, couplages conductif et le couplage électromagnétique) ainsi l'impact de ces couplages sur les personnels, le pipeline (corrosion par courant alternatif) et les équipements associés au pipeline (Effet inverse de la protection cathodique, calquage du revêtement, etc.). Nous terminons ce chapitre par les différentes méthodes pratiques utilisées dans l'industrie de pétrole pour l'atténuation de la tension induite causée par les lignes de haute tension.
- Nous présentons, au troisième chapitre, deux méthodes pour étudier l'interférence électromagnétique (couplage inductif) entre les lignes de haute tension et les pipelines enterrés. La première méthode est basée sur la

détermination des différentes impédances mutuelles entre les trois phases de la ligne de haute tension et le pipeline pour deux configurations de la ligne de haute tension (Configuration horizontale et configuration verticale). Ces impédances mutuelles sont déterminées en utilisant l'équation de Carson-Clem [90]. La tension induite sur le pipeline dépend de plusieurs paramètres : elle dépend de la distance entre la ligne et le pipeline, de la configuration de la ligne, des séquences d'orientation des phases de la ligne de haute tension, de la distance entre les phases de la ligne HT, de la hauteur la ligne de haute tension, de l'existence du câble de garde, et de la longueur du parallélisme. La deuxième méthode est basée sur les Eléments Finis (FEM) [2]. Les données nécessaires au modèle sont les caractéristiques électriques et géométriques de la ligne de haute tension, et les caractéristiques magnétiques et électriques du pipeline. Les paramètres et les propriétés de l'acier X70 ont été mesurés. Les propriétés magnétiques de l'acier X70 ont été étudiées à l'aide d'un Magnétomètre à échantillon vibrant (Vibrating Sample Magnetometer) (VSM). Les propriétés électriques ont été déterminées à l'aide d'un micro-ohmmètre à quatre pointes tandis que les propriétés électrochimiques ont été déterminées à l'aide d'un potentiostat de type Bio-Logic SP-150 piloté par ordinateur utilisant le logiciel EC-LAB.

- Le chapitre quatre traite d'une nouvelle méthode de diagnostic pour déterminer les effets de la densité de courant alternatif induite par l'induction électromagnétique causée par les lignes de haute tension sur la corrosion et les performances des systèmes de protection cathodique (protection cathodique par anode sacrificielle et la protection cathodique par courant imposé) des pipelines enterrés. La méthode est basée sur les caractérisations électrochimiques en tenant compte des densités de courant alternatif injectées par une source externe de courant alternatif. Les caractérisations électrochimiques ont été déterminées à l'aide d'un potentiostat de type Bio-Logic SP-150 piloté également par ordinateur utilisant le logiciel EC-LAB. Une cellule électrochimique classique à trois électrodes a été utilisée ; l'électrode sur laquelle on fait l'étude en acier X70, est celle de travail (ET). Son potentiel E est mesuré par rapport à l'électrode de référence (ER) au calomel saturé $Hg/Hg_2Cl_2/$ (0.24 V/ESH). La différence de potentiel que l'on fait varier est établie entre (ET) et une contre électrode (CE) en platine. Concernant, les effets des densités de courant alternatif sur le fonctionnement de la protection cathodique, la nouvelle méthode de diagnostic est basée sur les paramètres de corrosion du pipeline en acier X70 obtenus par des mesures électrochimiques telles que les pentes de Tafel, les densités de courant de corrosion et les potentiels de corrosion. Ces paramètres

sont utilisés comme conditions aux limites dans le modèle de la PC. Nous étudions, en premier lieu, les effets des courants alternatifs sur les performances des systèmes de protection cathodique par anode sacrificielle. Dans ce système, nous supposons que le potentiel de l'anode sacrificielle est fixé [3]. Dans ces conditions d'interférence, le potentiel de l'anode sacrificielle peut être affecté par le champ électromagnétique causé par la ligne HT qui modifie sa valeur. Pour cette raison et pour éliminer cette hypothèse, nous proposons l'utilisation de la protection cathodique par courant imposé. Le courant de protection cathodique est donc imposé par un générateur de courant [4].

Chapitre 1

Etat de l'art sur les phénomènes de corrosion et de protection cathodique

Chapitre 1

Etat de l'art sur les phénomènes de corrosion et de protection cathodique

1.1. Introduction

Depuis l'utilisation massive des alliages métalliques tels que les aciers, la corrosion a été un fléau technologique dont les ravages sont particulièrement importants. On estime, aujourd'hui, que le quart de la production annuelle mondiale d'acier est détruite par la corrosion, soit environ 15 millions de tonne d'acier par an [7]. Ce qui a poussé les chercheurs académiques et industriels à avoir recours à des techniques de protection pour lutter contre ce phénomène, à savoir : la protection cathodique. Dans ce chapitre nous présentons les différents phénomènes de corrosion tels que la corrosion galvanique, la corrosion par hétérogénéité du milieu, et la corrosion provoquée par des sources de courant externe (AC ou DC). Ensuite nous présentons des méthodes de caractérisation électrochimique, [8]. A titre d'exemple, on peut citer : deux méthodes dont l'une est appelée méthode stationnaire (tracé des courbes de polarisation) et l'autre transitoire inhérente aux mesures de l'impédance électrochimique.

Enfin, nous présentons les moyens actifs de protection contre la corrosion par également deux procédés: La protection cathodique par anode sacrificielle et la protection cathodique par courant imposé.

1.2. Phénomènes de corrosion

La corrosion est une réaction électrochimique entre un métal et son environnement qui se forme quand deux parties d'une structure métallique possèdent une différence de potentiel électrique [9-13]. Cette différence de potentiel résulte souvent d'une hétérogénéité dans le métal, dans le milieu ou de l'existence d'une source externe de courant électrique (Fig. 1.1).

On distingue trois types de corrosion : corrosion par hétérogénéité dans le métal, corrosion par hétérogénéité du milieu ambiant et corrosion par les courants vagabonds [14-20].

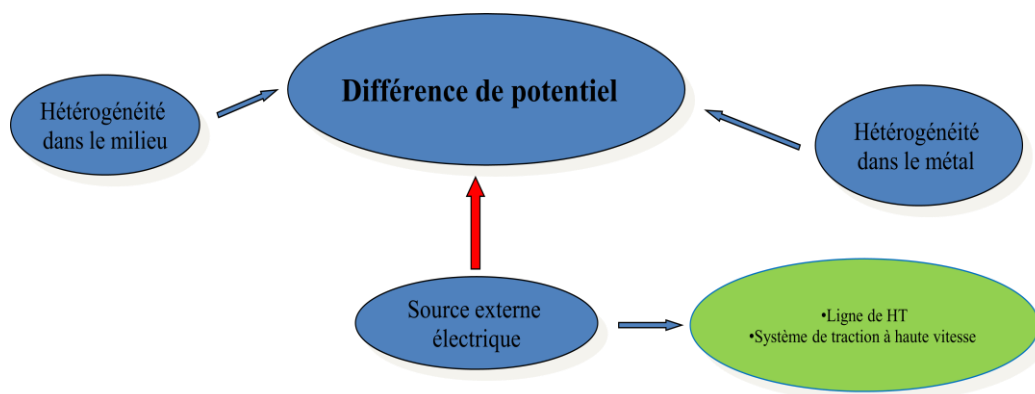


Fig. 1.1. Sources de différence de potentiel

1.2.1. Corrosion par hétérogénéité dans le métal

La corrosion galvanique peut se définir simplement par l'effet résultant du contact de deux métaux ou d'alliages différents dans un environnement corrosif conducteur [14] appelée aussi corrosion bimétallique (Fig. 1.2). Lorsque deux métaux différents sont en contact en présence d'un électrolyte, c'est-à-dire un fluide capable de transporter des électrons (courant électrique), un couple galvanique (ou pile électrochimique) se forme. Une conséquence directe peut être une corrosion galvanique: un métal qui attaque l'autre. A l'origine de ce phénomène, un courant électrique naît entre les deux métaux. Le processus suit toujours un principe qui est : le métal le plus noble attaque le métal le moins noble.

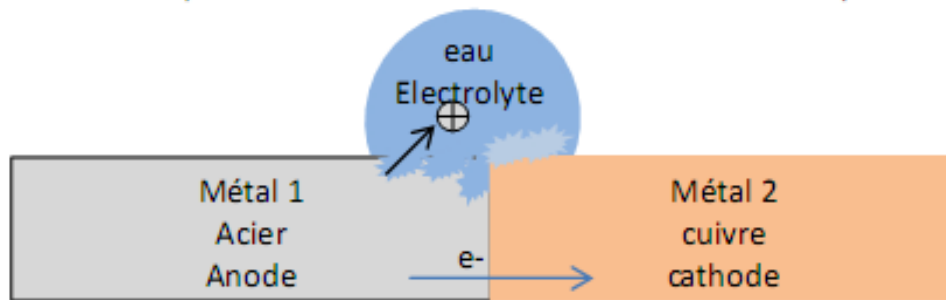


Fig. 1.2. Corrosion par hétérogénéité dans le métal

Une échelle de noblesse des métaux, dite "échelle galvanique", a été établie dans la référence [15], (Fig. 1.3). Cette classification fait apparaître, que parmi les métaux usuels, le cuivre est plus noble que l'aluminium. Plus les métaux sont éloignés entre eux dans l'échelle galvanique et plus le phénomène de couple galvanique est fort.

Un matériau métallique plongé dans un électrolyte est assimilable à une demi-pile électrochimique. Son potentiel électrique ne peut se mesurer physiquement. En effet, on ne peut mesurer que la différence de potentiel d'une pile. Dans ce cas, cette pile électrochimique sera constituée par une chaîne de matériaux métalliques, plongée dans un électrolyte pour mesurer son potentiel, et d'une électrode de référence également au contact de l'électrolyte.

L'électrode de référence (ER) possède son propre potentiel normal. L'électrode de référence à hydrogène a été choisie comme le zéro de l'échelle des potentiels. Dans l'industrie, on utilise des électrodes de référence plus simples, telles que l'électrode Sulfate de Cuivre (Cu/CuSO_4) ou l'électrode de référence au Calomel ($\text{Hg}/\text{Hg}_2\text{Cl}_2$), dont on connaît les potentiels respectifs, [16]. Le Tableau 1.1, montre les potentiels naturels de quelques électrodes de référence.

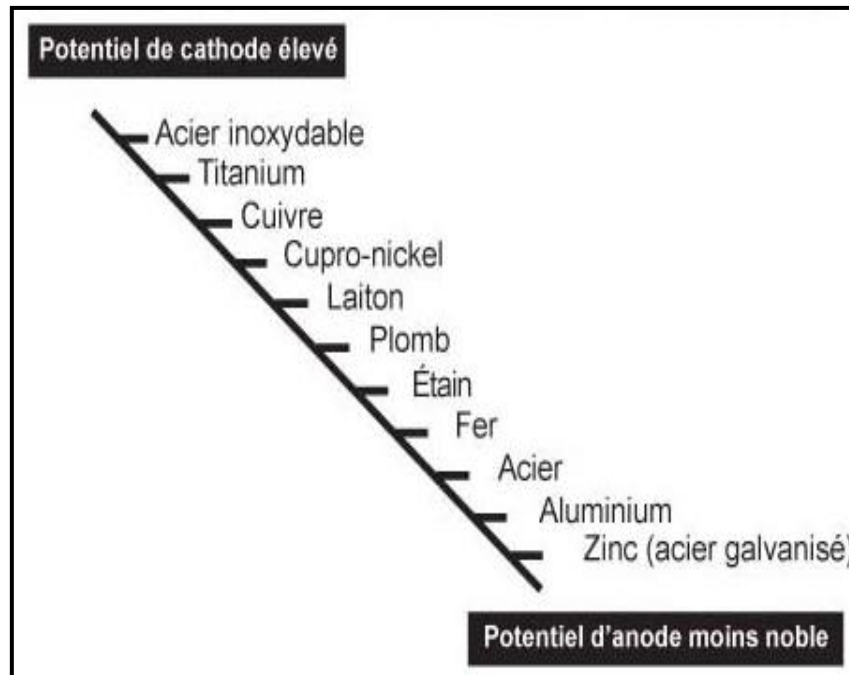


Fig. 1.3. Échelle de noblesse des métaux [15]

Tableau. 1.1. Potentiels naturels de quelques électrodes de référence [16].

Potentiel (mV)	Électrode de référence				
	Hydrogène	Cu/CuSO ₄	Hg/Hg ₂ Cl ₂	Zinc	Chlorure d'argent
	0	-316	-241	+780	-286

1.2.2. Corrosion par hétérogénéité du milieu ambiant

Ce sont des piles créées par les hétérogénéités du sol qui engendrent sur un ouvrage métallique, pourtant parfaitement homogène, des différences de potentiel locales donnant naissance à un courant qui conduit à l'oxydation de la partie la plus négative du métal [17]. Un pipeline, en fonction de sa longueur, ira inévitablement traverser des terrains de natures différentes, donc des électrolytes différents. L'équilibre dépend de la nature du milieu. Cet équilibre ne pouvant être atteint, alors la différence de potentiel du métal par rapport à ce milieu va varier.

On suppose que, dans la situation montrée par la Fig. 1.4, le pipeline traverse un terrain particulièrement sec (sable à très forte résistivité), puis un terrain humide (Argile à faible résistivité). Le métal du pipeline prend un potentiel plus élevé dans le sol sec (cathode) et plus négatif dans les zones humides (anode). Le pipeline va se corroder dans la zone humide.

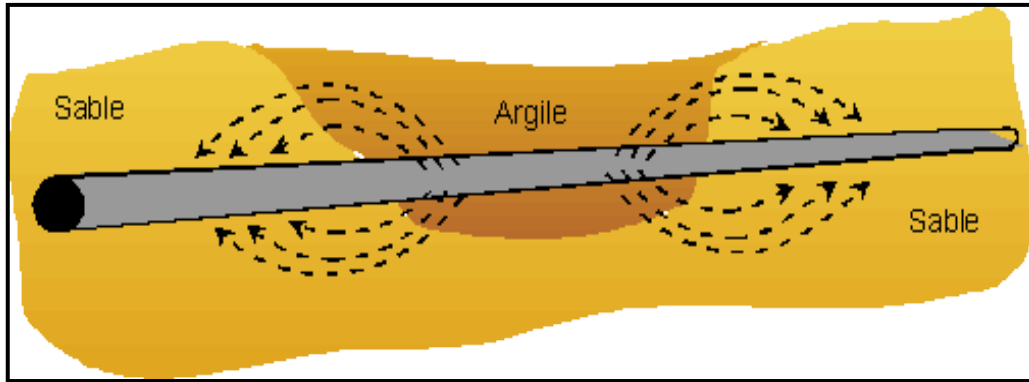


Fig. 1.4. Corrosion par hétérogénéité du milieu ambiant

1.2.3. Corrosion par courant externe

Selon la nature de la source, on distingue deux types de corrosion par courant externe. La corrosion par courant externe continu (courant vagabond) et la corrosion par courant alternatif [18-19].

1.2.3. 1. Corrosion par courant vagabond continu

Un courant vagabond est défini comme étant le courant qui s'échappe de sa source pour venir circuler dans le sol. Ce dernier cherche le chemin le moins résistant et il pénètre dans les structures métalliques enfouies offrant ainsi une faible résistivité, [20].

L'action d'un courant vagabond influence l'état électrique de la structure métallique enterrée. Le sens des courants modifie le potentiel d'une structure par rapport au milieu ambiant; une influence peut être favorable ou défavorable. A titre d'exemple, on peut dire que le fer subit une influence favorable quand il est le siège d'entrée de courant et que son potentiel devient plus négatif passant par exemple de -600 mV à -800 mV par rapport à l'électrode de référence Cu/CuSO₄.

A toute entrée de courant sur la zone cathodique en un point de l'ouvrage correspond, par ailleurs, une ou des sorties de courant dans le sol (zone anodique) engendrant des dégradations plus ou moins graves par électrolyse, [14]. La masse de métal déplacée par corrosion est donnée par la loi de Faraday (Eq.1. 1).

$$m = \frac{1}{96500} \left(\frac{M}{n} \cdot I_{corr} \cdot t \right) \quad (1.1)$$

Avec :

- M : Masse atomique du métal (g),
- n : valence de l'ion métallique,
- I_{corr} : courant de corrosion en (A),
- t : temps en seconde (s).

Les ordres de grandeur des métaux usuels sont les suivantes:

- Acier : 10 kg par Ampère et par an.
- Cuivre : 10,4 kg par Ampère et par an.
- Plomb : 34 kg par Ampère et par an.
- Aluminium : 3 kg par Ampère et par an.

Il n'est pas rare de voir transiter des courants de plusieurs dizaines d'Ampère transisent dans les pipelines. Les pertes de métal se chiffrent alors en grammes par heure et des percements de conduites peuvent alors se produire en quelques semaines.

1.2.3.2. Sources des courants vagabonds

Les systèmes de transport ferroviaire utilisant un courant continu (tramway, chemin de fer), et les systèmes protection cathodique constituent les sources les plus fréquentes des courants vagabonds, [21-26].

A. Systèmes de traction électrique

Dans un système de traction alimenté en continu, le pôle positif (+) est relié à la roue motrice et le pôle négatif (-) au rail, Fig. 1.5. Des courants sont générés au niveau de la roue motrice (zone cathodique). Ces courants peuvent emprunter la structure métallique si celle-ci est meilleure conductrice que le rail de retour. Les courants émis par la roue motrice reviennent à la source émettrice au niveau de la sous-station au point de sortie du courant (zone anodique): la structure métallique se corrode. Ces phénomènes de corrosion par les courants vagabonds peuvent être très rapides. Ils dépendent de l'épaisseur de la structure métallique et de l'intensité de ces courants.

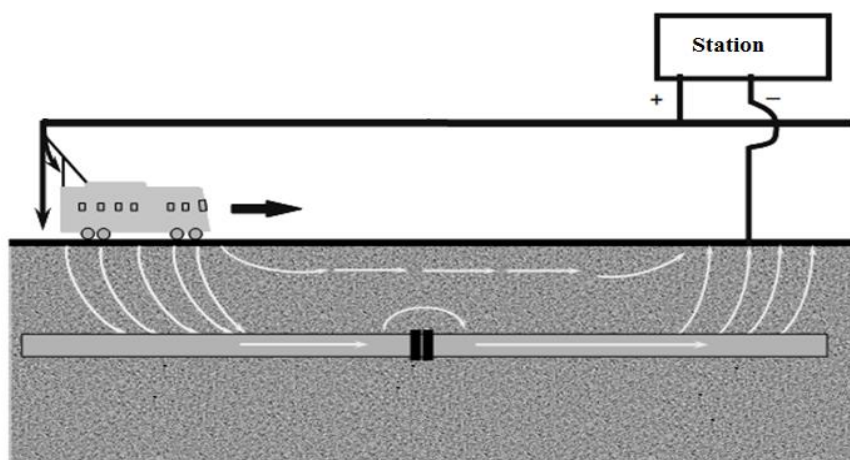


Fig. 1.5. Systèmes de traction électrique

B. Systems de protection cathodique

Une installation de protection cathodique mettant en circulation des courants continus dans le sol fait que toute structure métallique, enterrée à proximité d'une conduite protégée cathodiquement, peut être influencée par des courants vagabonds (Interférence anodique, cathodique ou mixte). Cette influence est tantôt bénéfique si la structure métallique voisine est rendue cathodique et tantôt néfaste si elle devient anodique.

La Figure 1.6 présente un tel cas. A proximité d'un croisement ou d'un simple rapprochement, là où les isolements des ouvrages sont plus faibles, les courants captés ressortent de la structure influencée vers la conduite protégée. La corrosion de la conduite influencée devient inévitable. Le cas le plus sévère d'influence est celui de la proximité d'une conduite et du déversoir de l'installation, car localement, il y aurait concentration du courant de protection. C'est une des raisons pour lesquelles l'implantation d'un déversoir doit être étudiée avec la plus grande attention, particulièrement en ville.

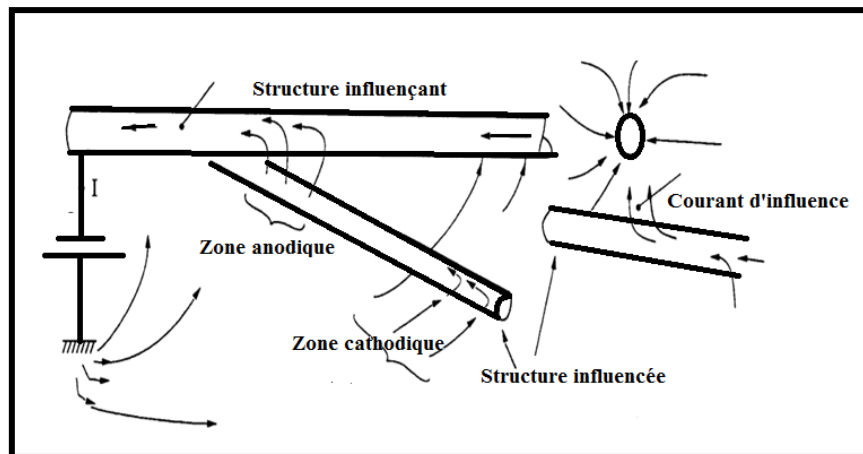


Fig. 1.6. Courants vagabonds dus aux systèmes de protection cathodique

1.2.3. 2. Corrosion par courant alternatif

Un nouveau phénomène de corrosion lié au courant alternatif s'est ajouté à la liste des phénomènes de corrosion. Ceci résulte habituellement des tensions alternatives induites dans les pipelines dont le tracé est parallèle ou croisé à des lignes HT ou des chemins de fer électrifiés (Fig. 1.7).

La tension alternative induite produit un courant alternatif circulant du pipeline vers le sol. L'amplitude de ce courant alternatif dépend de l'impédance existant entre le pipeline et le sol. La tension alternative induite, l'impédance pipeline – sol et le courant alternatif induit sont liés à travers des paramètres électrochimiques et physiques, [27-28].

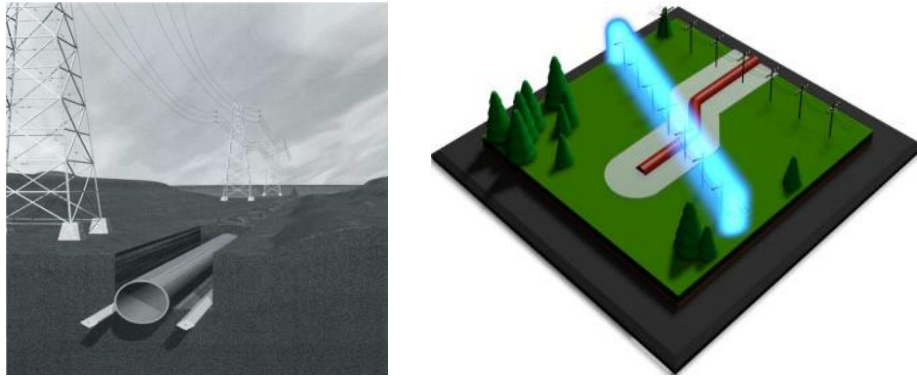


Fig. 1.7. Interférence entre les lignes de haute tension et les pipelines, [29]

1.2.3. 2. 1. Modèle électrique équivalent du pipeline dans le sol

Quand un pipeline sous protection cathodique (PC) est exposé à une perturbation alternative, un champ électromagnétique alternatif va être induit à la surface du pipeline, conduisant au passage du courant alternatif au niveau des défauts de revêtement. Ce courant alternatif qui traverse le système pipeline – sol dépend de plusieurs facteurs : l'amplitude de la tension induite, et de l'impédance de l'interface pipeline – sol.

L'impédance de l'interface pipeline - sol est régie par différents facteurs : capacité de double couche (C), transfert de charge à l'interface (R_p) et autres processus électrochimiques, [30-31]. Par conséquent, deux types de courant électrique peuvent traverser l'interface pipeline - sol : un courant faradique (I_R) et un courant non faradique, dû notamment à la charge de la capacité double couche (I_C).

Le courant total (I) traversant le sol est alors la somme des deux composantes I_R , et I_C .

$$I(t) = I_C + I_R \quad (1.2)$$

D'où l'interface pipeline - sol qui peut être représentée de manière simple par un circuit électrique équivalent dans lequel la capacité du double couche (C) est en parallèle avec l'impédance faradique (Z_f). La Figure 1.8 représente le schéma électrique équivalent. Dans cette Figure, (Z_f) est réduite à une résistance appelée la résistance de polarisation (R_p). Cette dernière résistance correspond à la pente de la courbe courant - potentiel stationnaire au point de fonctionnement. Par contre R_s est la résistance de l'électrolyte.

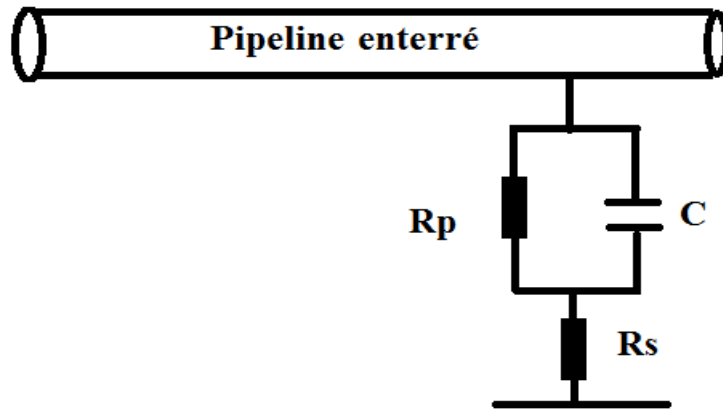


Fig. 1.8. Schéma électrique équivalent du pipeline dans le sol

1.2.3.2.2. Mécanismes de la corrosion par courant alternatif

Malgré plusieurs études réalisées sur la corrosion par courant alternatif [32-37], son mécanisme réactionnel n'est toujours pas entièrement élucidé. Les modèles proposés par la littérature ne sont pas vérifiés complètement par des expériences indiscutables.

1.2.3.2.3. Paramètres influencent le phénomène de la corrosion par courant alternatif

La corrosion par courant alternatif est causée par un échange de courant électrique entre le sol et le métal du pipeline. Ce courant électrique dépend de la tension induite au niveau du pipeline. Il existe plusieurs paramètres influençant le phénomène de la corrosion par courant alternatif, [38-40]. Nous présentons dans ce qui suit les principaux facteurs ainsi que les paramètres intervenant dans la corrosion par courant alternatif.

A. Résistivité Du Sol

Nous avons vu dans le modèle de circuit électrique équivalent que la tension alternative est appliquée entre le pipeline et le sol. L'effet de la résistance du sol est de créer une chute ohmique entre le sol et la surface du métal. Cette résistance détermine l'amplitude effective de la tension alternative à l'interface métal du pipeline et le sol. Plusieurs méthodes sont utilisées pour mesurer la résistance du sol. La plus utilisée dans l'industrie est la méthode dite de quatre piquets qu'on retrouve également sous le nom de méthode de Wenner [41].

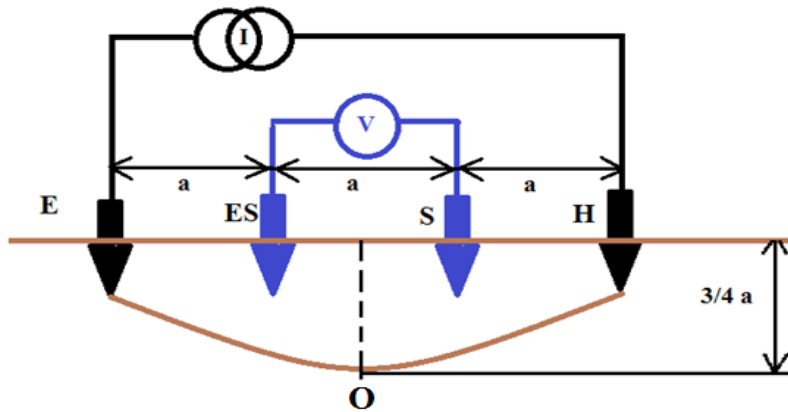


Fig. 1.9. Schéma de mesure pour la méthode de Wenner

Le principe de mesure consiste à utiliser quatre électrodes qui sont disposées en ligne sur le sol, équidistantes d'une longueur (a) (Fig. 1.9). Entre les deux électrodes extrêmes E et H, on injecte un courant I grâce à un générateur de courant électrique. Les électrodes E et H s'appellent électrodes de courant. Entre les deux électrodes centrales S et ES, on mesure le potentiel V grâce à un voltmètre. Les électrodes S et ES s'appellent électrodes de potentiel. La résistivité du sol au point (O) est donnée par l'expression suivante :

$$\rho_{sol} = 2\pi \cdot a \cdot \frac{V}{I} \quad (1.3)$$

B. Fréquence de tension alternative

D'après le schéma électrique équivalent du pipeline dans le sol représenté par la Fig. 1.8, l'impédance de l'interface pipeline- sol est une fonction de la capacité de double couche. L'impédance électrique de la capacité de double couche C est donnée par :

$$Z_c = \frac{1}{j \cdot C \cdot 2\pi \cdot f} \quad (1.4)$$

Nous pouvons constater que Z_c augmente quand la fréquence diminue. En conséquence, pour une même amplitude de la tension alternative induite à l'interface pipeline- sol, la densité du courant alternatif développé dans la capacité d'interface augmente avec la fréquence f .

Plusieurs travaux de recherche [30], [38-39] ont montré une relation inverse entre la fréquence de la tension induite et la corrosion par courant alternatif. Ces résultats tendent à indiquer que le risque lié aux lignes HT est moindre que celui lié aux chemins de Fer dans les mêmes conditions de temps d'exposition et de tension induite à la surface d'un pipeline. Rappelons que la ligne HT est alimentée par un courant alternatif

de 50 Hz alors que les lignes de chemin de fer sont alimentées par un courant alternatif de 16 Hz.

C. Nature du matériau

Plusieurs travaux de recherche regroupés dans les références [38-39] ont montré que l'effet de la tension alternative sur la corrosion des matériaux dépend de la nature du métal. Sur la base des essais électrochimiques et sous l'influence des courants alternatifs dans différents matériaux, des chercheurs ont observé que l'Aluminium se corrode le plus rapidement. La vitesse de corrosion du cuivre est plus lente en termes de perte de masse. Le fer est moins sensible à la corrosion par courant alternatif que l'aluminium pour une densité de courant alternatif inférieure à 200 A/m^2 , puis s'accélère.

D. Amplitude de tension alternative au niveau du pipeline

Pour une résistivité du sol donnée (ρ_{sol}), la tension induite (V_p) au niveau du pipeline due à l'induction électromagnétique causé par les lignes de haute tension peut être exprimée par la formule simple suivante:

$$V_p = I_{AC} \frac{\rho_{sol}\pi(8d + e)}{8} \quad (1.5)$$

où :

e est l'épaisseur de revêtement ;

ρ_{sol} est la résistivité du sol ;

d est le diamètre du défaut de revêtement.

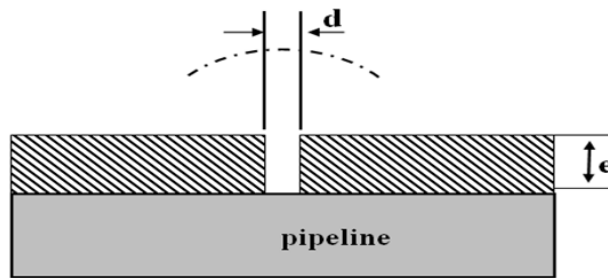


Fig. 1.10. Pipeline avec un défaut de revêtement

L'hypothèse principale dans l'application de cette expression est que la densité du courant est d'une part, déterminée uniquement par la chute ohmique c'est-à-dire que l'impédance à l'interface pipeline - sol est négligeable et d'autre part, la résistance d'électrolyte à travers le défaut de revêtement est supposée négligeable. Le détail du calcul de la résistance R' est présenté en annexe A.

1.2.4. Caractérisation de la corrosion

Nous présentons, dans cette partie, deux méthodes électrochimiques pour caractériser les phénomènes de corrosion, [8]. Une méthode stationnaire basée sur le tracé des courbes de polarisation et une autre méthode transitoire basée sur les mesures de l'impédance électrochimique.

1.2.4. 1. Tracé des courbes de polarisation

Le tracé des courbes de polarisation permet de déterminer les différents paramètres de corrosion tels que : la vitesse instantanée de corrosion, le courant de corrosion (I_{corr}), le potentiel de corrosion (E_{corr}) et les coefficients de Tafel (b_{anodique} et $b_{\text{cathodique}}$). Les courbes de polarisation sont obtenues soit par la méthode intensio-cinétique soit par la méthode potention-cinétique. Ces deux méthodes nécessitent l'utilisation d'un montage comprenant trois électrodes (Fig. 1.11): une électrode de travail (ET), une électrode de référence (ER) et une contre électrode (CE), généralement en platine.

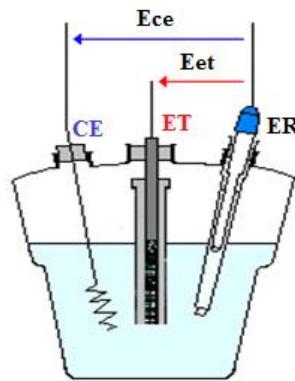


Fig. 1.11. Cellule électrochimique à trois électrodes

La méthode intensio-cinétique consiste à imposer un courant variable à l'électrode de travail et à mesurer la variation de la tension pour chaque valeur de courant correspondant. La méthode potention-cinétique, quant à elle, consiste à imposer une tension variable à l'électrode de travail par rapport à l'électrode de référence et à mesurer le courant qui circule entre la contre électrode et l'électrode de travail.

Ainsi, chacune des deux réactions cathodique et anodique est représentée par une courbe de polarisation $\text{Log}(I) \text{ (mA/cm}^2\text{)} = f(\text{Potentiel(V.SCE)})$. Ces courbes traduisent les mécanismes de polarisation qui gouvernent ces réactions. La Figure 1.12 présente une courbe pour un acier X70 telle qu'obtenue avec le montage de la Fig. 1.13. A partir de ces courbes de polarisation, les paramètres de corrosion peuvent être déduits en utilisant la loi de Tafel.

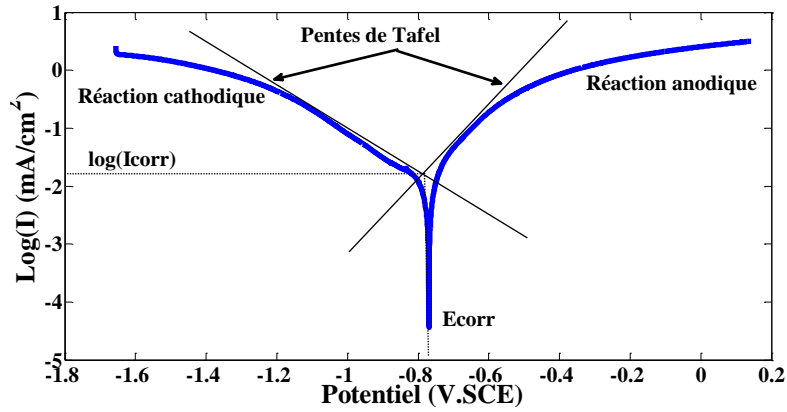


Fig. 1.12. Courbe de polarisation

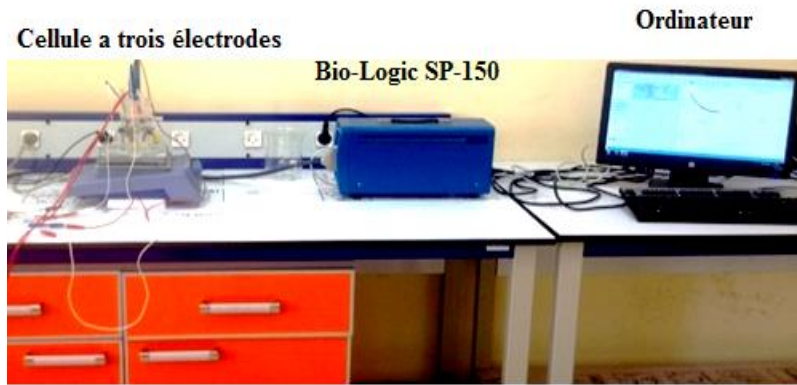


Fig. 1.13. Montage de caractérisation électrochimique [CRTI Chéraga]

On définit la surtension ($\eta = E - E_{\text{corr}}$) par la variation de la tension métal/électrolyte due à l'effet d'un courant électrique [8]. La loi de Tafel exprime la linéarité entre la surtension et le logarithme de la densité de courant (I).

$$\eta = \alpha \mp \beta \log|I| \quad (1.6)$$

α et β représentent respectivement les constantes de Tafel. L'équation (1.6) peut être exprimée sous la forme suivante :

$$\eta_c = b_{\text{cathodique}} \log \left| \frac{I}{I_{\text{corr}}} \right| \quad (1.7)$$

$$\eta_a = b_{\text{anodique}} \log \left| \frac{I}{I_{\text{corr}}} \right| \quad (1.8)$$

où η_c , η_a , $b_{\text{cathodique}}$ et b_{anodique} représentent les surtensions cathodique et anodique et les pentes de Tafel cathodique et anodique, I_{corr} est le courant de corrosion.

1.2.4. 2. Spectroscopie d'impédance électrochimique

Comme présenté au § 1.1.3.2.1, l'interface métal/sol peut être représentée de manière simplifiée par un circuit électrique équivalent dans lequel la capacité de la double couche (C) est en parallèle avec la résistance de polarisation (Rp).

Nous présentons, dans ce qui suit, la technique de caractérisation électrochimique (spectroscopie d'impédance électrochimique) pour déterminer les différents paramètres du circuit électrique équivalent.

La technique de la spectroscopie d'impédance électrochimique (EIS) est un balayage de l'impédance du métal sur une large plage de fréquence allant du micro ou milli-hertz jusqu'à la région du kilo ou méga-hertz. Le principe de cette technique consiste à appliquer, aux bornes de la cellule, une tension alternative ΔE de faible amplitude et de fréquence f autour d'une tension stationnaire et de mesurer la réponse du courant I du système électrochimique durant toutes les mesures (Fig. 1.14).

$$E = E_0 + \Delta E \cos \omega t \quad (1.9)$$

L'intensité du courant généré varie donc de manière sinusoïdale avec le temps et présente un déphasage θ par rapport à la variation de la tension imposée :

$$I = I_0 + \Delta I \cos(\omega t + \theta) \quad (1.10)$$

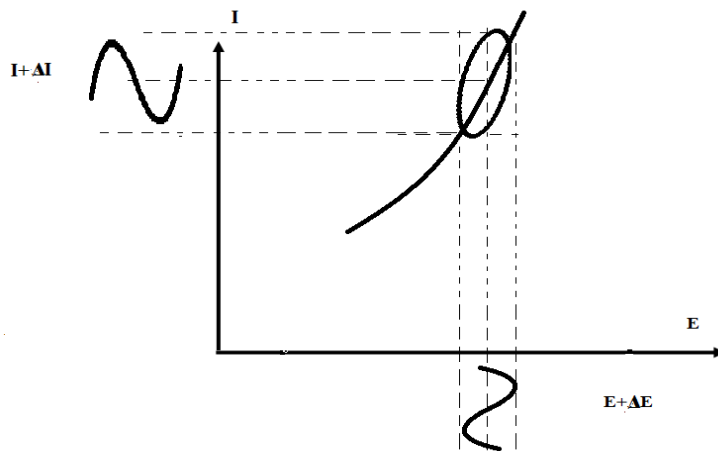


Fig. 1.14. Principe de détermination de l'impédance électrochimique

L'impédance électrochimique Z est définie par l'équation suivante :

$$Z = \frac{\Delta E}{\Delta I} = \frac{|\Delta E| \exp(j\omega t)}{|\Delta I| \exp(j\omega t + \theta)} = |Z| \exp(j\theta) \quad (1.11)$$

Elle peut être également, sous forme vectorielle, formée de deux parties dont l'une est réelle et l'autre, imaginaire :

$$Z = \text{Rel}(Z) + j\text{Imag}(Z) \quad (1.12)$$

L'impédance électrochimique Z est représentée par une courbe paramétrique en fréquence dans un plan gaussien ou par convention en électrochimie " $\text{Imag}(Z)$ " en fonction de " $\text{Réel}(Z)$ ". La Figure 1.15 donne une représentation de l'impédance électrochimique Z dans le plan gaussien.

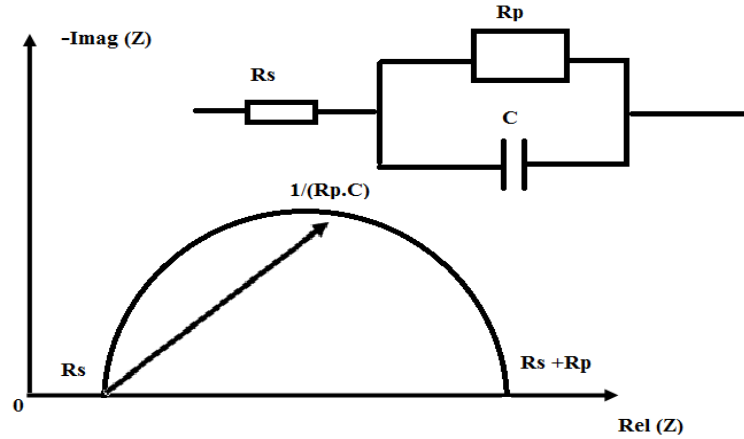


Fig. 1.15. Représentation de l'impédance électrochimique Z dans un plan gaussien

1.3. Protection cathodique

La protection cathodique (PC) est la technique la plus fréquemment utilisée dans l'industrie du pétrole ou du gaz pour protéger les pipelines des menaces de la corrosion [43-49]. L'application de cette technique a pour but de diminuer la vitesse de corrosion du métal afin qu'elle devienne négligeable eu égard à sa durabilité nécessaire.

1.3.1. Principe de la protection cathodique

La vitesse de corrosion d'un métal dans le sol est fonction du potentiel E de ce matériau dans son milieu environnant. De manière générale, plus le potentiel du métal est porté vers des valeurs négatives, et plus la vitesse de corrosion diminue. Cet abaissement du potentiel vers des valeurs plus négatives est obtenu en faisant circuler dans le sol un courant continu partant de l'anode et se refermant par la surface métallique de la structure à protéger.

Comme montré à la Fig. 1.16 et dans les conditions de corrosion libre, le pipeline a un potentiel de corrosion E_{corr} et se corrode à une vitesse proportionnelle à (I_{corr}) . Si on applique la polarisation cathodique afin que le potentiel du pipeline diminue jusqu'à E' par le courant I_1 appliqué extérieurement, alors le pipeline est partiellement protégé puisque la vitesse de corrosion a diminué et vaut I' . Si on augmente le courant extérieur jusqu'à I_p pour que le potentiel diminue jusqu'à E_p correspondant au potentiel réversible de la réaction anodique, alors la dissolution anodique sera stoppée. Le pipeline est alors sous protection cathodique.

L'application de la méthode de la protection cathodique est bien visualisée grâce à l'interprétation des diagrammes de **POURBAIX** (Fig. 1.17) qui permettent de repérer les conditions de potentiel électrochimique et de pH correspondant à la stabilité thermodynamique des différents états du Fer que l'on peut rencontrer. La protection cathodique consiste à polariser la structure métallique dans le domaine de la stabilité thermodynamique du Fer en état métallique. Cet état est également appelé "Immunité". Ce diagramme montre que le fer (ou l'acier) doit être polarisé à un potentiel inférieur à -0.78 V par rapport à ECS (Électrode au Calomel Saturé) pour le sol.

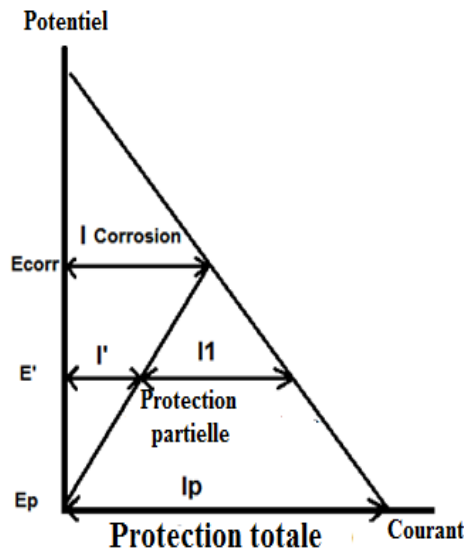


Fig. 1.16. Principe de la protection cathodique

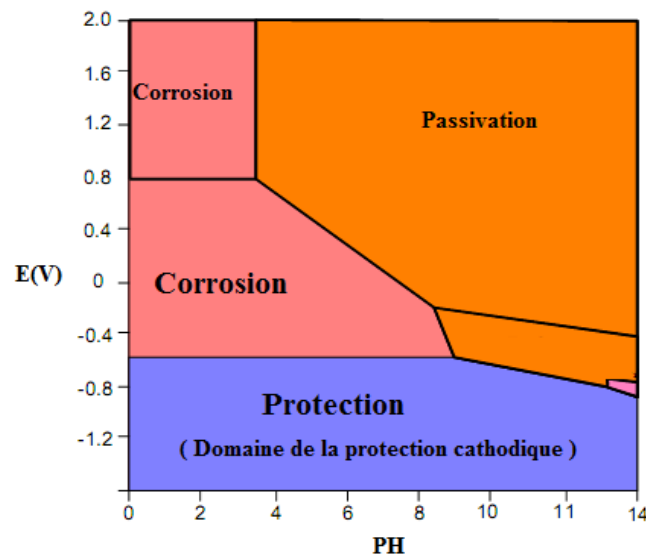


Fig. 1.17. Diagramme de POURBAIX [50]

1.3.2. Méthodes d'application de la protection cathodique

Le courant de protection cathodique peut être fourni soit à partir des systèmes à courant imposé soit à partir d'anodes galvaniques, [51].

1.3.2. 1. Protection cathodique par anode sacrificielle

L'acier est polarisé dans le domaine de l'immunité du fer par un couplage galvanique avec un métal ou un alliage ayant un potentiel de corrosion suffisamment négatif, Fig. 1.18. Les pipelines, les coques de navire ou les structures off-shore sont souvent protégées avec des anodes sacrificielles constituées d'un alliage de Mg, de Zn ou d'Al.

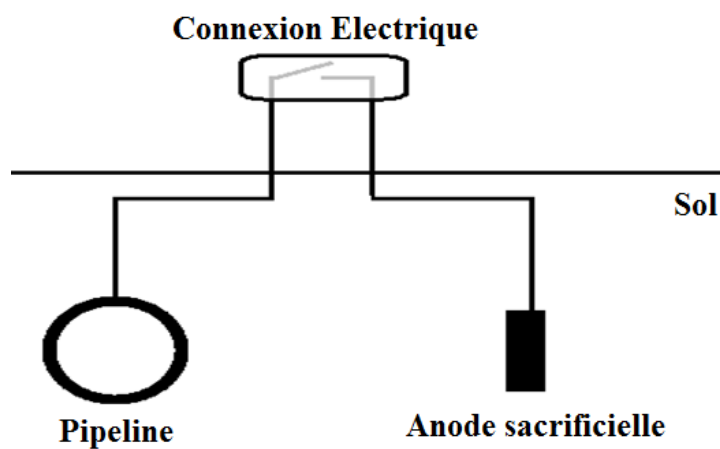


Fig. 1.18. Protection cathodique par anode sacrificielle

1.3.2. 2. Protection cathodique par courant imposé

On utilise une source d'énergie externe continue pour protéger le métal par polarisation cathodique. La structure métallique à protéger est connectée à la borne négative du générateur de courant, la borne positive étant raccordée à une électrode externe enterrée à proximité de la structure à protéger (déversoir). Ce générateur de courant continu est alors réglé de manière à maintenir le potentiel électrique de la structure à protéger dans la "zone d'immunité" comme l'illustre la Fig. 1.19.

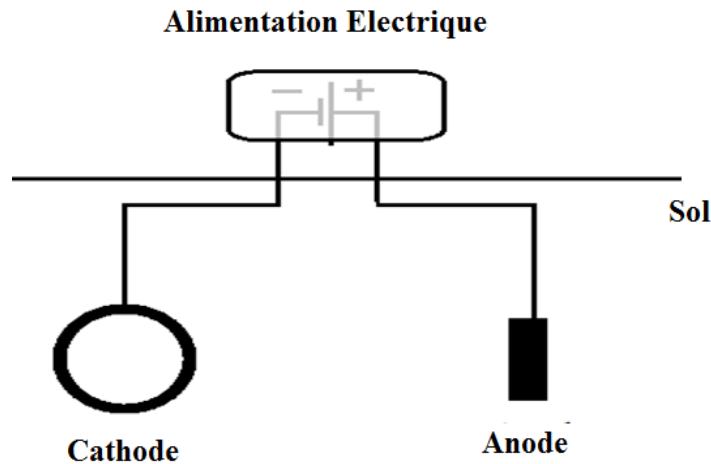


Fig. 1.19. Protection cathodique par courant imposé

1.3.3. Critères de protection cathodique

D'après la norme EN 12954 [6], une structure métallique est sous protection cathodique si la vitesse de corrosion du métal est inférieure à 0,01 mm par an. Cette vitesse de corrosion est suffisamment faible pour qu'il n'y ait pas de dégâts dus à la corrosion. Le potentiel de protection cathodique d'un métal peut dépendre, dans une certaine mesure, de la corrosivité de l'environnement (électrolyte), de la température et des conditions aérobies des milieux, mais il dépend surtout du type de métal utilisé. Dans le Tableau 1.2, une liste des seuils maximums, en valeur absolue, de polarisation cathodique recommandés pour les potentiels de protection d'acier au carbone, exprimés par rapport à l'électrode de référence Cu/CuSO₄. Cette liste est tirée de la norme internationale EN 12954 [6].

Tableau. 1.2. Potentiels naturels et potentiels de protection pour l'acier au carbone en (V) par rapport à l'électrode de référence Cu/CuSO₄

	Milieu	Potentiel naturel (V)	Potentiel de protection (V)
Eau et sol en conditions d'aérobiose	Conditions normales (T<40°C)	-0.65 à -0.40	-0.85
	T>60°C	-0.80 à -0.50	-0.95
	Sols sableux aérés 100 Ω.m < ρ < 1000 Ω.m	-0.50 à -0.30	-0.75
Eau et sol en conditions d'anaérobiose	Sols sableux aérés ρ < 1000 Ω.m	-0.40 à -0.20	-0.65
		-0.80 à -0.65	-0.95

1.3.4. Facteurs de limitation d'efficacité de la protection cathodique

L'efficacité des systèmes de protection cathodique, en principe, idéale pour empêcher la corrosion des structures métalliques, peut être influencée par plusieurs facteurs, [52-59] :

- Continuité électrique insuffisante du système de protection cathodique,
- Protection cathodique entre structures métalliques voisines,
- Courants vagabonds continus,
- Courants alternatifs.

Le suivi et l'entretien du système de protection cathodique permet de surveiller ces facteurs d'influence et de maintenir le potentiel de la protection cathodique à un niveau recommandé par les normes.

1.3.4.1. Continuité électrique insuffisante du système de protection cathodique

Cette insuffisance peut intervenir dans l'électrolyte où il faudrait s'assurer de la conductivité électrique dans l'ensemble de la structure à protéger et les anodes. Cette insuffisance peut aussi provenir de la structure à protéger où il faut également s'assurer que la conductivité électrique soit effective en tout point de la structure

1.3.4.2. Influence de la protection cathodique entre structures métalliques voisines

La proximité des pipelines dans le sol peut conduire à des interférences électriques néfastes quand la protection cathodique est appliquée à l'un ou à l'autre sans précaution suffisante (interférences anodiques, cathodiques et mixtes). 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 le pipeline. La situation peut alors engendrer la corrosion du côté non protégé, [53].

1.3.4.3. Influence des courants vagabonds continus

Il existe dans le sol des courants vagabonds liés à des défauts électriques provenant d'installations électriques alimentées en courant continu mal isolées par rapport à la Terre. Ils sont particulièrement fréquents aux abords des lignes ferroviaires électrifiées. Ces courants vagabonds sont généralement variables dans leur direction, leur intensité et le trajet qu'ils parcourent. Ces courants conduisent à la formation de deux cellules d'électrolyse qui, dans le cas du déplacement du courant vagabond s'effectuant de l'ouvrage vers le rail, ont pour effet de rendre la canalisation anodique, donc dans une situation de corrosion.

1.3.4.4. Influence des courants alternatifs

La norme EN 12954 [6] précise que : «*Dans le cas d'influence de longue durée du courant alternatif sur les pipelines protégés cathodiquement, il est nécessaire de prendre en compte la possibilité d'une corrosion induite par le courant alternatif*». En annexe A de cette norme, il est noté que sur les pipelines protégés cathodiquement et soumis à la présence de courant alternatif, une densité de courant de protection plus élevée peut s'avérer nécessaire pour atteindre le potentiel de protection.

1.4. Conclusion

Au niveau de ce chapitre nous avons présenté les différents phénomènes de corrosion (galvanique, par hétérogénéité dans le milieu ainsi que celle provoquée par des sources de courant externe AC ou DC). Une description détaillée de deux méthodes électrochimiques de caractérisation a été également présentée.

- La première méthode consiste à tracer les courbes de polarisation,
- la seconde, à mesurer l'impédance électrochimique.

Enfin, les moyens actifs de protection contre la corrosion (Protection cathodique par anode sacrificielle et la protection cathodique par courant imposé) sont également présentés.

Chapitre 2

Influence des lignes de haute
tension sur les pipelines

Chapitre 2

Influence des lignes de haute tension sur les pipelines

2.1. Introduction

L'interférence, causée par les lignes de transport d'énergie électrique à haute tension aux pipelines de pétrole et de gaz, a fait l'objet de nombreuses études durant ces dernières années, [60-72]. Lors des conditions de panne, et également en fonctionnement normal, des courants et des tensions sont induits sur les canalisations qui peuvent accélérer la corrosion du métal des pipelines. A titre d'exemple, on peut citer :

- Une étude générale sur le sujet publiée dans la réf. [28].
- Un rapport consacré à la corrosion par courant alternatif des canalisations dues à l'influence des lignes électriques a été élaboré dans la réf. [30].

Il existe trois mécanismes importants par lesquels la tension et les courants associés aux lignes de haute tension peuvent être produits dans les pipelines. Il s'agit du couplage résistif ou conducteur, du couplage électrostatique ou capacitif et du couplage inductif ou électromagnétique.

Généralement, le processus d'interférence entre les lignes de haute tension et les pipelines métalliques est composé de trois parties, à savoir:

- La source de l'interférence.
- Le mécanisme de couplage.
- Le récepteur

2.2. Mécanismes de couplage

En raison de divers facteurs, de plus en plus d'itinéraires de pipelines sont en parallèle ou croisent les lignes HT. Une énergie électrique est donc transférée de la ligne HT au pipeline. Son transfert peut être réalisé par trois mécanismes possibles : le couplage résistif, le couplage capacitif et le couplage électromagnétique [73-78].

2.2.1. Couplage résistif (ou conductif)

Le couplage conductif peut se produire en présence d'un court-circuit ligne-terre ou d'un défaut sur la ligne électrique, [73-75]. Sur les lignes HT, les défauts sont susceptibles de se produire à la suite de coups de foudre qui peuvent ioniser l'air à proximité d'un isolant. Une ligne de transport à haute tension (HT) connaît moins d'un défaut lié à la foudre par 100 km/an. Les défauts peuvent également résulter des vents violents, d'une défaillance des structures de lignes électriques ou d'isolateurs, de contacts accidentels entre la ligne électrique et d'autres structures, telles que : les grues et autres équipements de construction. La Figure 2.1 donne une représentation de couplage conductif.

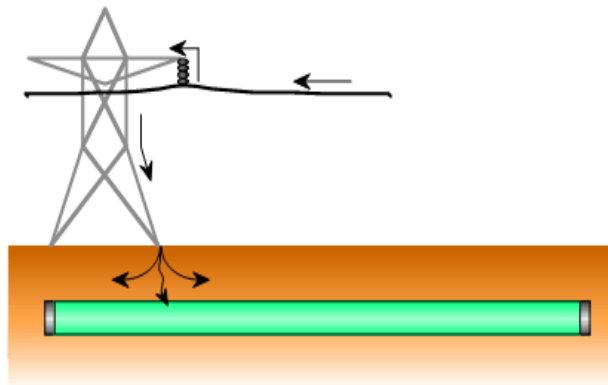


Fig. 2.1. Couplage conductif

En présence du défaut, le courant sortant de la ligne électrique retourne à sa source en utilisant tous les chemins disponibles, y compris les câbles de blindage, la terre et les structures métalliques enterrées telles que les pipelines. La quantité de courant transférée au pipeline dépend des impédances relatives de tous les chemins parallèles disponibles pour le courant de défaut. Elle est également fonction de la distance de séparation entre la ligne HT et le pipeline.

Le courant de défaut est dirigé vers le pipeline à travers son revêtement. Plus la qualité de revêtement est élevée, plus la résistance diélectrique du revêtement est élevée et plus le transfert du courant vers le pipeline devient moindre.

2.2.1.1. Effets du couplage conductif sur le pipeline

Les courants de défaut (condition transitoire) sont beaucoup plus importants en amplitude que les courants de ligne HT en régime permanent de telle sorte que le couplage conductif puisse conduire à des tensions très élevées au niveau des pipelines. Cependant, la durée pendant laquelle ces tensions sont présentes sur le pipeline est limitée à une fraction de seconde (typiquement 0,1 seconde) en raison des dispositifs de protection existants sur la ligne HT. Sur une période de temps très courte, de grandes quantités d'énergie peuvent être transférées au pipeline, ce qui entraîne des dommages de revêtement du pipeline dus à la fusion ou à la fissuration des parois du pipeline.

2.2.1.2. Effets du couplage conductif sur les personnes

Les potentiels élevés du pipeline résultant du couplage conductif représentent un réel danger pour la sécurité du personnel pipelinier ou du public dans le cas où les conduites d'essais et les accessoires de pipeline sont accessibles, [79].

Les chocs électriques sont douloureux et peuvent entraîner une perte de contrôle musculaire lors des courants corporels de moins de 50 mA. La principale préoccupation, pour les chocs de courte durée (transitoire) résultant des courants de défaut, est la fibrillation ventriculaire qui peut se produire à des courants corporels de plus grande intensité (>50 mA). La fibrillation ventriculaire entraîne la perte totale de coordination du cœur due à la perturbation des signaux électriques et par suite la mort sans défibrillation (une forte impulsion électrique pour restaurer le cœur à son rythme de battement normal), [79].

Un choc électrique peut survenir lorsqu'une personne touche une structure sous tension ou même lorsqu'une personne se trouve simplement à proximité d'une structure sous tension en contact avec la Terre. A titre d'exemple, la structure de la Fig. 2.2 est excitée par une tension de 10 kV. Le courant de défaut passe de la structure métallique à la terre, créant ainsi un gradient de potentiel. Une personne touchant la structure sera exposée à 20 kV, puisque c'est la différence de potentiel entre la structure et le point sur l'endroit où se tient la personne.

Une deuxième personne, ne touchant pas la structure, peut être exposée à 5 kV, puisque c'est la différence de potentiel entre les deux points sur la terre où la personne est localisée.

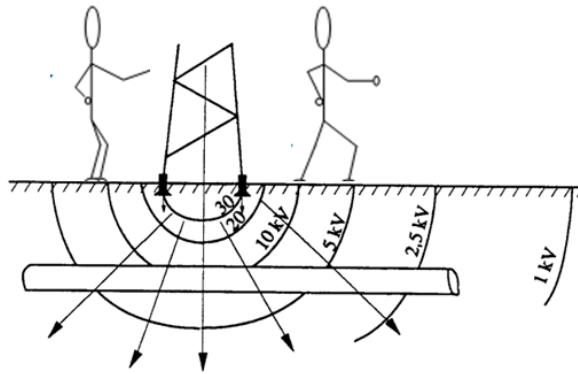


Fig. 2.2. Tension de pas et tension de contact

En général, la tension de contact est définie comme la différence de potentiel entre une structure métallique mise à la terre et un point de la surface de la terre séparés par une distance égale à la portée horizontale maximale normale (environ 1 m).

La tension de pas est la différence de potentiel entre deux points de la surface de la terre séparés par une distance d'un pas (environ 1 m) dans la direction du gradient de potentiel maximal.

2.2.2. Couplage électrostatique (ou capacitif)

L'effet capacitif résulte du champ électrique dont les lignes de transmission sont la source des charges électriques qui apparaissent dans l'installation métallique se trouvant à proximité de la ligne, [76]. On parle alors d'effet capacitif uniquement dans le cas où le pipeline est posé au-dessus de la terre et isolé électriquement. Avec le couplage électrostatique (Fig. 2.3), l'énergie est transférée à travers la capacité électrique qui existe entre la ligne électrique et le pipeline.

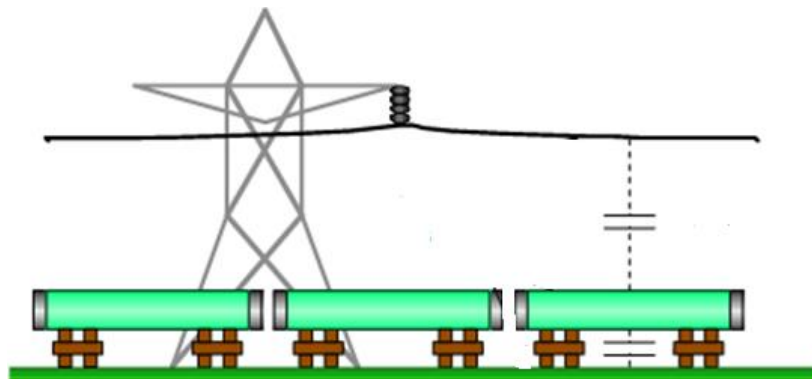


Fig. 2.3. Couplage électrostatique

Les éléments nécessaires à la construction d'un condensateur sont :

- Deux conducteurs séparés par un matériau diélectrique : la ligne électrique est un conducteur, le pipeline est un autre, et ceux-ci sont séparés par l'air qui sert de diélectrique.
- De même, un deuxième condensateur est formé entre le pipeline et la terre, puisque la terre, bien que structure non métallique, est également un conducteur.

Le couplage capacitif est influencé de la façon suivante :

- Il varie proportionnellement avec la tension de ligne, en d'autres termes, il est intense lorsque l'amplitude de la tension de ligne est élevée.
- Il diminue avec l'augmentation de la distance latérale entre la ligne de transmission et le pipeline.
- La répartition des phases a une influence importante.

2.2.2. 1. Effets du couplage capacitif

En fonction des valeurs de la capacité relative et des valeurs de la ligne HT, des tensions très importantes (de l'ordre de quelques milliers de volts) peuvent être générées électrostatiquement en un seul joint du pipeline tout en supposant qu'il soit bien isolé de la terre. Cependant, comme la capacité entre les lignes de haute tension (HT) et le pipeline est très faible, de l'ordre du pico-farad (10^{-12} Farad), la réactance capacitive est également très grande, de l'ordre du Giga Ohm ($10^9 \Omega$), donc très peu d'énergie est transférée au pipeline via ce mécanisme.

Bien que le couplage électrostatique ne produise généralement pas assez de courant corporel pour créer un risque d'électrocution, il peut en résulter des tensions nuisibles qui produisent une sensation similaire à un choc de l'électricité statique. Cela pourrait créer un risque secondaire de sécurité si, par exemple, une personne a trop rapidement réagi à la sensation d'une tension tout en travaillant sur un projet de pipeline, [26], [51], [79].

2.2.3. Couplage électromagnétique (ou inductif)

Une induction alternative permanente peut être générée au niveau des pipelines enterrés du fait de la position d'une canalisation dans le champ électromagnétique créé par les trois conducteurs d'une ligne HT en fonctionnement normal, [77-78].

Le couplage électromagnétique est similaire au principe de fonctionnement d'un transformateur (Fig. 2. 4). Les lignes HT génèrent un champ magnétique, ces lignes peuvent être assimilées au primaire d'un transformateur. Les pipelines situées dans ce champ sont soumises aux variations de ce champ électromagnétique et développent une force électromotrice. Par contre, les canalisations sont assimilées au secondaire d'un

transformateur. La tension alternative produit un courant alternatif circulant dans le pipeline.

À mesure que la longueur du parallélisme entre le pipeline et la ligne HT augmente, le couplage électromagnétique entre les deux s'améliore, de même que l'augmentation du nombre de spires sur les enroulements primaire et secondaire d'un transformateur améliore l'efficacité du transformateur. Le couplage électromagnétique peut produire des tensions et des courants qui affectent à la fois l'intégrité du pipeline (la corrosion du pipeline et effet inverse aux équipements de protection cathodique) et la sécurité du personnel.

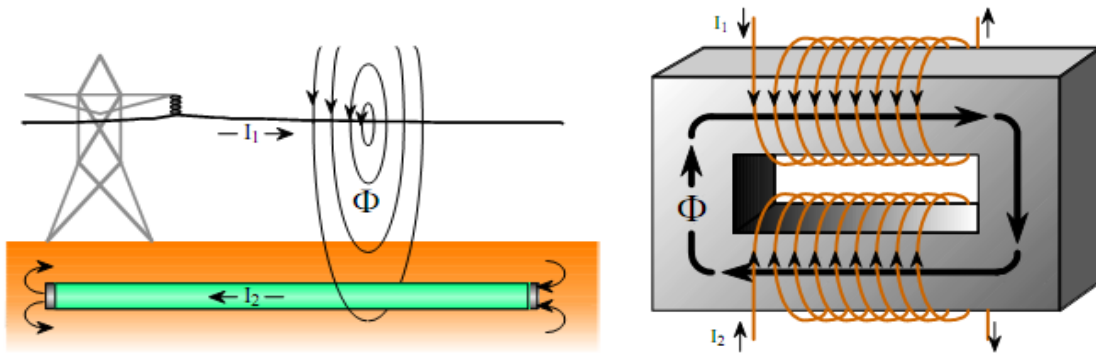


Fig. 2. 4. Couplage électromagnétique

2.2. 3. 1. Effets du couplage électromagnétique sur le personnel

Le couplage électromagnétique produit des tensions de pipeline induites, en régime permanent, de sorte que la durée d'un choc ne soit pas nécessairement courte. Les limites des tensions tolérables en régime permanent sont donc beaucoup plus faibles que pour les tensions de défauts.

Diverses normes [80-82] fixent la tension alternative induite maximale admissible pour laquelle une personne pourrait être exposée à 15 V. Si on se base sur l'hypothèse que la résistance moyenne d'un corps humain est de 1000 Ω , et qu'une personne de taille moyenne puisse supporter un courant maximum de 15 mA, pendant une période de temps prolongée, alors un tel courant peut être douloureux et peut également provoquer des contractions musculaires. Ces contractions empêchent cette personne de lâcher une structure énergisante, mais n'entraînent pas des difficultés respiratoires.

2.2. 3. 2. Effet du couplage électromagnétique sur le pipeline (Corrosion)

Un nouveau phénomène de corrosion lié aux courants alternatifs s'ajoute à la liste des phénomènes de corrosion. Ceci résulte des courants induits dans les pipelines dont le tracé est parallèle ou croisé par rapport à celui des lignes HT (Fig. 2. 5).

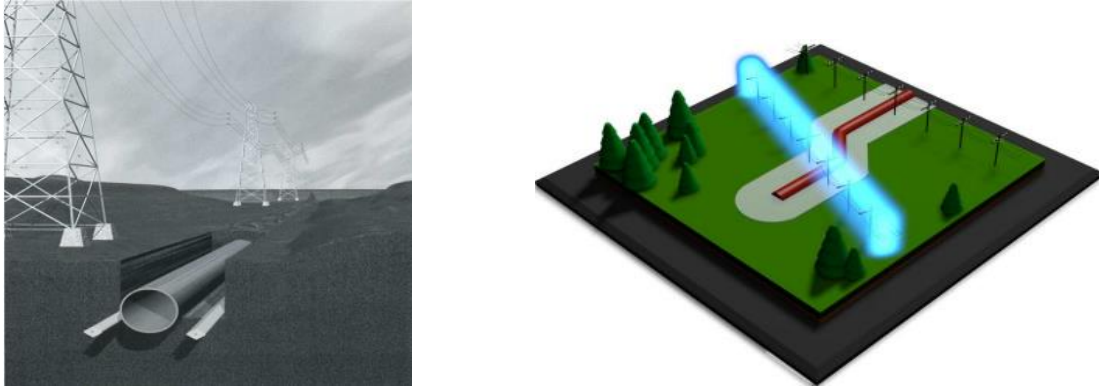


Fig. 2.5. Corrosion par courant alternatif

Bien que le mécanisme de la corrosion en courant alternatif ne soit pas encore complètement compris, il semble y avoir une relation entre la densité de courant alternatif J_{AC} et la vitesse de corrosion, [83]. En fait, il existe un seuil de densité de courant alternatif J_{AC} pour lequel la corrosion en courant alternatif commence à se produire, à savoir :

$$J_{AC} < 20 \text{ A/m}^2 \rightarrow \text{Pas de corrosion}$$

$$20 \text{ A/m}^2 < J_{AC} < 100 \text{ A/m}^2 \rightarrow \text{forte probabilité de corrosion}$$

$$J_{AC} > 100 \text{ A/m}^2 \rightarrow \text{Corrosion est certaine}$$

La densité de courant alternatif J_{AC} est fonction de la tension induite sur le pipeline (E_p), de la résistivité du sol (ρ), du diamètre de défaut de revêtement (d), et l'épaisseur de revêtement (e). Elle est exprimée par :

$$J_{AC} = \frac{8 \cdot E_p}{\rho \pi (8d + e)} \quad (2.1)$$

La corrosion par courant alternatif peut prendre la forme de la corrosion généralisée. Il s'agit en fait de la fusion dans le temps de plusieurs cratères, [14]. La Figure 2.6 montre quelques exemples typiques de la corrosion par courant alternatif.

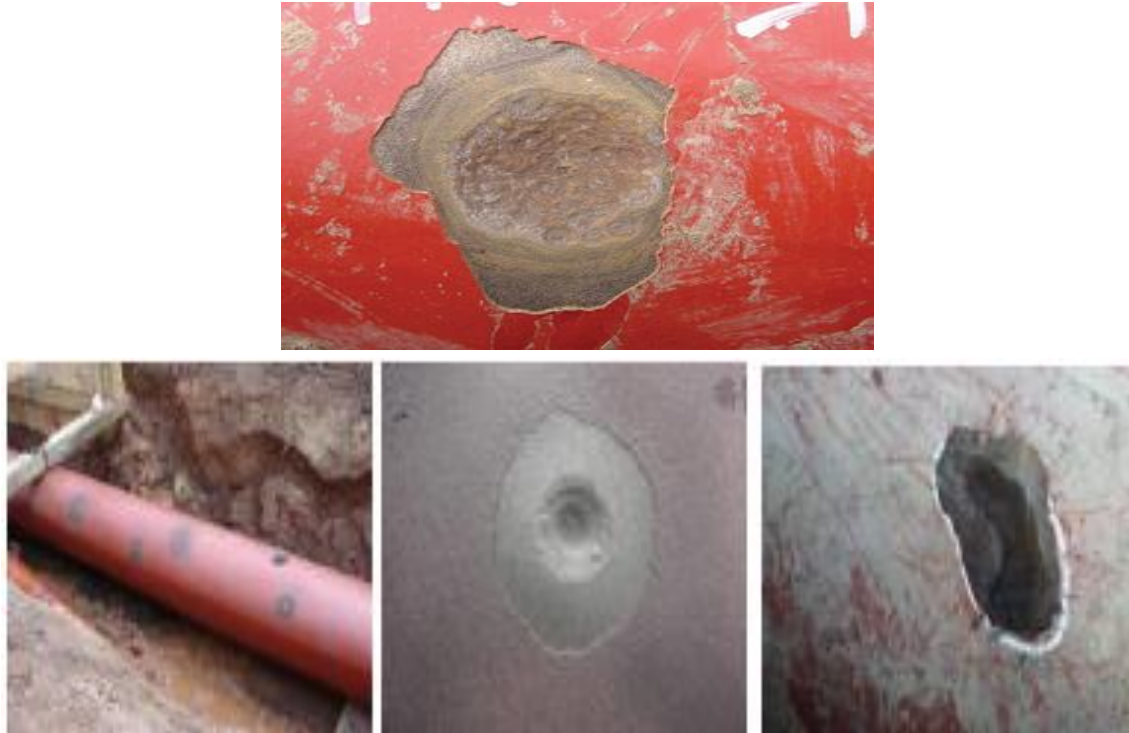


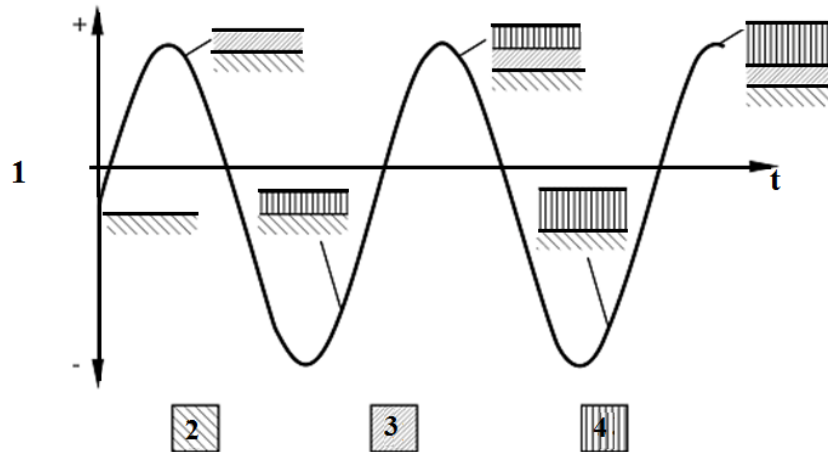
Figure. 2.6. Exemples typiques de la corrosion par courant alternatif [14]

2.2. 3. 3. Effet du couplage électromagnétique sur la Protection cathodique

En ce qui concerne les effets des densités de courant alternatif sur le fonctionnement de la protection cathodique (protection cathodique par anode sacrificielle ou protection cathodique par courant imposé), les chercheurs ont trouvé que la probabilité de corrosion par courant alternatif augmente avec la densité de courant alternatif induite par l'induction électromagnétique causée par les lignes HT, même si le pipeline est sous protection cathodique c.à.d. que la protection cathodique est incapable de maintenir le potentiel de protection cathodique, [57-59]. Au chapitre IV du présent document, nous présentons en détail l'effet de l'induction électromagnétique causé par les lignes HT sur l'efficacité des systèmes de protection cathodique par anode sacrificielle et par courant imposé. Lorsqu'il existe une tension alternative sur un pipeline protégé cathodiquement, un courant alternatif traverse la surface métallique. Ce courant dépend de l'impédance du système (résistance de polarisation (R_p) et capacité double couche (Z_c)). Lors de l'alternance positive de la tension alternative, le courant quitte la surface métallique du pipeline si la tension alternative induite est suffisamment importante.

Le déroulement de ces processus est illustré schématiquement à la Figure 2. 7. Pendant l'alternance positive, la surface du pipeline s'oxyde, provoquant ainsi la formation d'un film passif. Cela est dû au courant alternatif qui quitte la surface du pipeline. Pendant l'alternance négative, lorsque le courant pénètre la surface du pipeline, ce film passif se

réduit à l'état d'hydroxyde de fer. Lors du cycle anodique suivant, un nouveau film passif se forme. Une fois le film passif réduit, la quantité d'hydroxyde de fer augmente. Par conséquent, chaque cycle de courant alternatif produit une certaine oxydation du métal. À long terme, cela peut occasionner une perte de métal importante [13].



1 Courant, 2 Métal, 3 Film passif, 4 Hydroxyde de fer

Fig. 2.7. Description schématique du processus de corrosion par courant alternatif des pipelines protégés cathodiquement

2.3. Méthodes d'atténuation de la tension induite

Si les paramètres de protection cathodique ne peuvent pas être mis en ordre pour obtenir les valeurs de protection cathodique mesurées, on doit donc appliquer des mesures d'atténuation de la tension induite.

Les différentes méthodes d'atténuation de la tension induite due aux interférences électromagnétiques entre les lignes HT et les pipelines enterrés peuvent être subdivisées comme suit, [84-89] :

- Augmentation de la distance entre la conduite et les lignes HT,
- Échange du sol aux alentours de la conduite,
- Configuration optimum des fils de phases et de terre,
- Mise à la terre de la conduite,
- Installation de joints isolants,
- Utilisation des câbles de mise à la terre parallèles.

2.3.1. Augmentation de la distance de séparation entre la ligne HT et le pipeline

Cette mesure est très efficace mais possible seulement lors de la réalisation de nouveaux pipelines ou d'installation d'une nouvelle ligne HT et impossible pour des systèmes existants. L'augmentation de la distance de séparation entre le pipeline et la ligne HT réduit le niveau de tension induite au niveau du pipeline.

2.3.2. Changement du sol aux alentours de la conduite

De l'Eq. 2.1, on déduit que la densité de courant alternatif à un défaut de revêtement peut être réduite en remplaçant le sol de faible résistivité aux alentours du pipeline par un sol de résistivité plus grande, par exemple du sable. C'est une procédure très coûteuse, particulièrement pour les pipelines existants. Elle ne peut seulement être prise en considération que sur des sections de conduite très faibles. Comme l'évolution de la composition chimique du nouveau sol, au cours du temps, est inconnue, en raison de l'échange de composants avec le "vieux" sol environnant, l'efficacité à long terme de cette méthode est douteuse et doit donc être vérifiée avec des échantillons.

2.3.3. Configuration optimale des fils de phase

La conception de la ligne HT et celle des fils des phases sont des paramètres essentiels lorsqu'on calcule la tension induite, parce que c'est la différence géométrique de la distance de la conduite à chaque fil de phase, qui conditionne ce calcul. Cette technique est possible seulement pour la mise en œuvre de nouvelles lignes HT et peut seulement être apportée par la compagnie d'électricité.

2.3.4. Mise à la terre de la conduite avec des électrodes de terre

La mise à la terre correspond à une réduction de la résistance de recouvrement de la conduite et est une mesure efficace pour réduire la tension induite. La réduction de la tension induite à moins de 10 V par exemple, exige une mise à la terre avec une résistance inférieure à quelques Ω . La mise à la terre est bien connue pour protéger une conduite contre des tensions de contacts inadmissibles. La Figure 2. 8 en indique le principe. Des problèmes peuvent apparaître dans des sols à haute résistivité dus à une grande résistance de la mise à la terre.

Sur les lignes courtes, cet effet peut être résolu en utilisant des anodes sacrificielles (mise à la terre des pipelines par des anodes sacrificielles). Les anodes seront non seulement utilisées pour fournir le courant de protection cathodique nécessaire pour protéger le pipeline contre la corrosion mais réduire simultanément la résistance du pipeline par rapport à la terre.

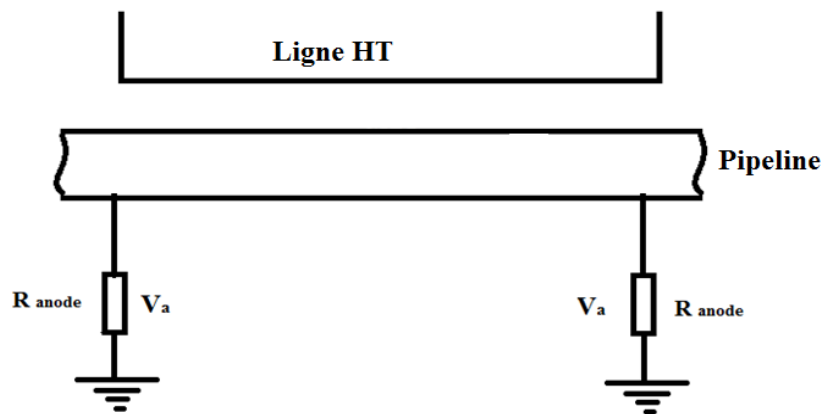


Fig. 2.8. Circuit équivalent d'un pipeline enterré en interférence avec une ligne HT

2.3.5. Installation de joints d'isolement pour interrompre la conductibilité longitudinale des conduites

Les joints isolants divisent le pipeline en plusieurs parties isolées électriquement, de sorte que la tension induite ne peut pas atteindre des niveaux élevés. L'utilisation de cette technique est illustrée à la Fig. 2. 9. Les joints d'isolement consistent à isoler une branche principale du pipeline interférée par les lignes HT pour empêcher la diffusion du courant alternatif sur la totalité du pipeline.

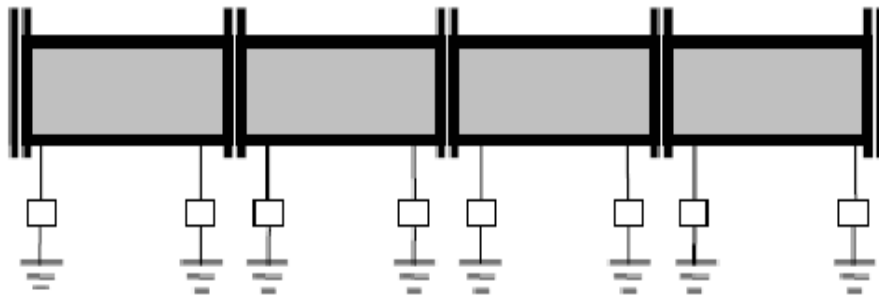


Fig. 1.9. Atténuation de la tension induite par des joints d'isolation

2.3.6. Utilisation de barres de terre parallèle

Comme le montre la Fig. 2.10, cette technique consiste à connecter électriquement une ou plusieurs barres de zinc enterrées près du pipeline et en parallèle. Ces barres affecteront la tension induite car une partie du champ électromagnétique se concentre sur le métal en

Zinc. Cela provoquera une réduction de la tension induite dans le pipeline. Cette technique est très efficace pour réduire la corrosion par courant alternatif.



Fig. 2.10. Atténuation de la tension induite par connexion de bandes de Zinc au pipeline

2.4. Conclusion

Au niveau de ce chapitre, nous avons détaillé les couplages possibles entre les lignes HT et les pipelines, à savoir : le couplage inductif, le couplage conducteur et le couplage capacitif. Les lignes HT peuvent induire des courants et des tensions alternatives dans les pipelines métalliques qui se trouvent à proximité et engendrer ainsi des effets néfastes tels que :

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

Chapitre 3

Modèles de représentation des interférences

Chapitre 3

Modèles de représentation des interférences

3.1. Introduction

Dans ce chapitre, l'interférence entre les lignes de haute tension et les pipelines enterrés en acier sont étudiés par les deux méthodes suivantes :

La première méthode consiste à déterminer les différentes impédances mutuelles linéiques entre les trois phases de la ligne HT et le pipeline. Ces mutuelles sont données par l'équation de Carson-Clem. La tension induite sur le pipeline dépend de plusieurs paramètres telles que : 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 de la ligne HT, l'existence du câble de garde et la longueur du parallélisme.

La deuxième méthode est basée sur les éléments finis (FEM). Les données nécessaires au modèle sont les caractéristiques électriques et géométriques de la ligne HT, les caractéristiques magnétiques et électriques du pipeline.

3. 2. Méthode de Carson-Clem

La méthode de Carson-Clem consiste à déterminer les différentes impédances mutuelles linéiques entre les trois phases de la ligne HT et le pipeline [90]. Ces impédances mutuelles linéiques sont données en $[\Omega/m]$. La Figure 3. 1 représente un système triphasé d'une ligne de transport HT et un pipeline.

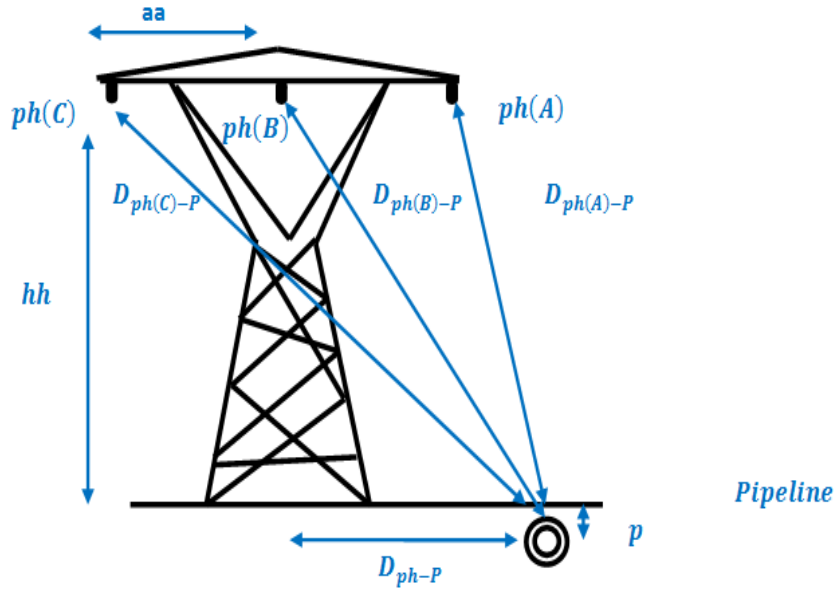


Fig. 3.1. Ligne de transmission HT et pipeline enterré

La tension induite au niveau du pipeline est déterminée à partir de l'équation (3.1), [91].

$$V_p = Z_{ph(A)-P} \cdot I_A + Z_{ph(B)-P} \cdot I_B + Z_{ph(C)-P} \cdot I_C \quad (3.1)$$

Avec,

I_A, I_B, I_C : Les courants de phases A, B, C .

$Z_{ph(A)-P}$: Impédance mutuelle linéique entre la phase A et le pipeline

$Z_{ph(B)-P}$: Impédance mutuelle linéique entre la phase B et le pipeline

$Z_{ph(C)-P}$: Impédance mutuelle linéique entre la phase C et le pipeline

En utilisant la méthode des composantes symétriques, l'équation de la tension induite dans le pipeline causée par les courants des trois phases de la ligne HT devient :

$$V_p = (Z_{ph(A)-P} + Z_{ph(B)-P} + Z_{ph(C)-P}) \cdot (I_{ph(A)} + I_{ph(B)} + I_{ph(C)}) + \frac{1}{3} (I_{ph(A)} + a \cdot I_{ph(B)} + a^2 \cdot I_{ph(C)}) \cdot (Z_{ph(A)-P} + a^2 \cdot Z_{ph(B)-P} + a \cdot Z_{ph(C)-P}) + \frac{1}{3} (I_{ph(A)} + a^2 \cdot I_{ph(B)} + a \cdot I_{ph(C)}) \cdot (Z_{ph(A)-P} + a \cdot Z_{ph(B)-P} + a^2 \cdot Z_{ph(C)-P}) \quad (3.2)$$

Notons que :

$$\begin{cases} I_1 = \frac{1}{3}(I_{ph(A)} + aI_{ph(B)} + a^2I_{ph(C)}) \\ I_2 = \frac{1}{3}(I_{ph(A)} + a^2I_{ph(B)} + aI_{ph(C)}) \\ I_0 = (I_{ph(A)} + I_{ph(B)} + I_{ph(C)}) \end{cases} \quad (3.3)$$

où I_1, I_2, I_0 représentent respectivement les courants direct, inverse et homopolaire. En d'autres termes, E_p s'exprime par :

$$V_p = (Z_{ph(A)-P} + Z_{ph(B)-P} + Z_{ph(C)-P}) \cdot (I_0) + (I_1) \cdot (Z_{ph(A)-P} + a^2 \cdot Z_{ph(B)-P} + a \cdot Z_{ph(C)-P}) + (I_2) \cdot (Z_{ph(A)-P} + a \cdot Z_{ph(B)-P} + a^2 \cdot Z_{ph(C)-P}) \quad (3.4)$$

ou alors,

$$V_p = (I_1) \cdot (Z_{ph(A)-P} + a^2 \cdot Z_{ph(B)-P} + a \cdot Z_{ph(C)-P}) \quad (3.5)$$

En utilisant l'équation de Carson-Clem, [90], les impédances mutuelles linéiques entre les trois phases de la ligne HT et le pipeline $Z_{ph(A)-P}$, $Z_{ph(B)-P}$, $Z_{ph(C)-P}$ sont données respectivement par :

$$\begin{cases} Z_{ph(A)-P} = \left(\mu_0 \cdot \frac{\omega}{8}\right) + j \left(\mu_0 \cdot \frac{\omega}{2\pi}\right) \cdot \ln \left(\frac{1.85/\sqrt{\omega \cdot \mu_0 / \rho_{sol}}}{D_{ph(A)-P}}\right) \\ Z_{ph(B)-P} = \left(\mu_0 \cdot \frac{\omega}{8}\right) + j \left(\mu_0 \cdot \frac{\omega}{2\pi}\right) \cdot \ln \left(\frac{1.85/\sqrt{\omega \cdot \mu_0 / \rho_{sol}}}{D_{ph(B)-P}}\right) \\ Z_{ph(C)-P} = \left(\mu_0 \cdot \frac{\omega}{8}\right) + j \left(\mu_0 \cdot \frac{\omega}{2\pi}\right) \cdot \ln \left(\frac{1.85/\sqrt{\omega \cdot \mu_0 / \rho_{sol}}}{D_{ph(C)-P}}\right) \end{cases} \quad (3.6)$$

avec

$$\begin{cases} D_{ph(A)-P} = \sqrt{(p+h)^2 + (d+a)^2} \\ D_{ph(B)-P} = \sqrt{(p+h)^2 + (d)^2} \\ D_{ph(C)-P} = \sqrt{(p+h)^2 + (d-a)^2} \end{cases} \quad (3.7)$$

où :

$D_{ph(A)-P}$ Distance entre la phase A et le pipeline [m]

$D_{ph(B)-P}$ Distance entre la phase B et le pipeline [m]

$D_{ph(C)-P}$ Distance entre la phase C et le pipeline [m]

$Z_{phase-pipe}$: Impédance mutuelle linéique entre phase et pipeline [Ω/m]

f : Fréquence [Hz]

ρ_{sol} : Résistivité du sol [$\Omega \cdot m$]

μ_0 : Perméabilité du vide [H/m]

D_e : Profondeur du pipeline [m]

$$E_p = \left[\left(\mu_0 \cdot \frac{\omega}{8} \right) + j \left(\mu_0 \cdot \frac{\omega}{2\pi} \right) \cdot \ln \left(\frac{1.85 / \sqrt{\omega \cdot \mu_0 / \rho_{sol}}}{D_{ph(A)-P}} \right) \right] \cdot I_A + \left[\left(\mu_0 \cdot \frac{\omega}{8} \right) j \left(\mu_0 \cdot \frac{\omega}{2\pi} \right) \cdot \ln \left(\frac{1.85 / \sqrt{\omega \cdot \mu_0 / \rho_{sol}}}{D_{ph(B)-P}} \right) \right] \cdot I_B + \left[\left(\mu_0 \cdot \frac{\omega}{8} \right) j \left(\mu_0 \cdot \frac{\omega}{2\pi} \right) \cdot \ln \left(\frac{1.85 / \sqrt{\omega \cdot \mu_0 / \rho_{sol}}}{D_{ph(C)-P}} \right) \right] \cdot I_C \quad (3.8)$$

La tension induite au niveau du pipeline pour un parallélisme L entre la ligne HT et le pipeline est donnée par l'expression suivante :

$$V_p = \sum_{i=1}^n Z_{ph(i)-P} I_i \cdot L \quad (3.9)$$

En présence du câble de garde l'Eq. (3.9) de la tension induite au niveau du pipeline devient:

$$V_p = Z_{ph(A)-P-w} \cdot I_A + Z_{ph(B)-P-w} \cdot I_B + Z_{ph(C)-P-w} \cdot I_C \quad (3.10)$$

Les impédances mutuelles linéiques entre les trois phases de la ligne de haute tension et le pipeline en présence du câble de garde $Z_{ph(A)-P-E}$, $Z_{ph(B)-P-E}$, $Z_{ph(C)-P-E}$ sont déterminées par :

$$Z_{ph(A)-P-E} = Z_{ph(A)-P} \frac{Z_{E-P} \cdot Z_{ph(A)-E}}{Z_w} \quad (3.11)$$

$$Z_{ph(B)-P-E} = Z_{ph(B)-P} \frac{Z_w \cdot Z_{ph(B)-E}}{Z_E} \quad (3.12)$$

$$Z_{ph(C)-P-E} = Z_{ph(C)-P} \frac{Z_{E-P} \cdot Z_{ph(C)-E}}{Z_E} \quad (3.13)$$

Avec

$Z_{ph(A)-P-E}$: Impédance mutuelle linéique entre la phase A et le pipeline en présence du câble de garde

$Z_{ph(B)-P-E}$: Impédance mutuelle linéique entre la phase B et le pipeline en présence du câble de garde

$Z_{ph(C)-P-E}$: Impédance mutuelle linéique entre la phase C et le pipeline en présence du câble de garde

Les impédances mutuelles linéiques $Z_{ph(A)-E}$, $Z_{ph(B)-E}$, $Z_{ph(C)-E}$, Z_{E-P} sont déterminées à l'aide de l'équation (3.12) :

$$Z_{ph(A)-E} = \left(\mu_0 \cdot \frac{\omega}{8} \right) + j \left(\mu_0 \cdot \frac{\omega}{2\pi} \right) \cdot l n \left(\frac{1.85/\sqrt{\omega \cdot \mu_0 / \rho_{soil}}}{D_{ph(A)-E}} \right) \quad (3.14)$$

$$Z_{ph(B)-E} = \left(\mu_0 \cdot \frac{\omega}{8} \right) + j \left(\mu_0 \cdot \frac{\omega}{2\pi} \right) \cdot l n \left(\frac{1.85/\sqrt{\omega \cdot \mu_0 / \rho_{soil}}}{D_{ph(B)-E}} \right) \quad (3.15)$$

$$Z_{ph(C)-E} = \left(\mu_0 \cdot \frac{\omega}{8} \right) + j \left(\mu_0 \cdot \frac{\omega}{2\pi} \right) \cdot l n \left(\frac{1.85/\sqrt{\omega \cdot \mu_0 / \rho_{soil}}}{D_{ph(C)-E}} \right) \quad (3.16)$$

$$Z_{E-P} = \left(\mu_0 \cdot \frac{\omega}{8} \right) + j \left(\mu_0 \cdot \frac{\omega}{2\pi} \right) \cdot l n \left(\frac{1.85/\sqrt{\omega \cdot \mu_0 / \rho_{soil}}}{D_{E-P}} \right) \quad (3.17)$$

L'impédance mutuelle linéique du câble de garde est donnée par l'expression suivante :

$$Z_E = R_s + \frac{\mu_0 \cdot \omega}{8} + j \frac{\mu_0 \cdot \omega}{2\pi} \left(\frac{1}{4} + \log \frac{D_e}{R_{GM}} \right) \quad (3.18)$$

Avec :

R_{GM} : Rayon fictif du fil de garde (geometric mean radius)

R_s : Résistance linéique du fil de garde [Ω/m]

ω : Pulsation du réseau

3.3. Méthode des éléments finis

La méthode de calcul pour l'étude du couplage électromagnétique entre la ligne de haute tension et le pipeline enterré est basée sur la méthode des éléments finis (FEM). Les données nécessaires au modèle sont les caractéristiques électriques et géométriques de la ligne de haute tension, les caractéristiques magnétiques et électriques du pipeline. En tenant compte du système présenté à la Figure 3.1, le potentiel vecteur magnétique en coordonnées cartésiennes (x, y) peut être calculé à partir des équations de Maxwell [84], [68]:

$$\text{rot } \vec{H} = \vec{J} \quad (3.19)$$

$$\text{rot } \vec{E} = -j\omega\vec{B} \quad (3.20)$$

$$\nabla \cdot \vec{B} = 0 \quad (3.21)$$

$$\nabla \cdot \vec{D} = 0 \quad (3.22)$$

Où \vec{E} est le champ électrique, \vec{D} le flux électrique, \vec{H} le champ magnétique, \vec{B} est l'induction magnétique, et \vec{J} la densité du courant. On définit le potentiel vecteur \vec{A} par :

$$\vec{B} = \text{rot } \vec{A} \quad (3.23)$$

L'Eq.3.23 résout l'Eq.3.21 exactement et peut être substituée dans l'équation (3.20) pour donner :

$$\text{rot } \frac{1}{\mu} \text{rot } \vec{A} = \vec{J} \quad (3.24)$$

Nous supposons que le potentiel vecteur \vec{A} et la densité de courant \vec{J} sont invariants dans la direction longitudinale, l'Eq. 3.24 se réduit à :

$$\text{div } \frac{1}{\mu} \text{grad } \vec{A} = -\vec{J} \quad (3.25)$$

La relation entre le champ électrique \vec{E} et le potentiel vecteur \vec{A} est obtenue en remplaçant l'Eq. 3.23 dans l'Eq.3.16 et en l'intégrant. Le résultat est :

$$\vec{E} = -j\omega\vec{A} - \nabla\varphi \quad (3.26)$$

Où φ est le potentiel scalaire. Soit la densité de courant J est séparée en deux composantes :

$$J = J_s + J_e \quad (3.27)$$

Où J_s est la densité de courant de source et J_e est la densité de courant de Foucault lié aux potentiels scalaires :

$$J_s = -\sigma \nabla \varphi \cdot A \quad (3.28)$$

$$J_e = -j\omega \sigma A \quad (3.29)$$

Alors le potentiel vecteur magnétique, en coordonnées cartésiennes, peut être exprimé en utilisant les relations suivantes :

$$\frac{1}{\mu_0 \mu_r} \left(\frac{\partial^2 \overrightarrow{A_z}}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \overrightarrow{A_z}}{\partial y^2} \right) - j\omega \sigma \overrightarrow{A_z} + \overrightarrow{J_{sz}} = 0 \quad (3.30)$$

$$-j\omega \sigma \overrightarrow{A_z} + \overrightarrow{J_{sz}} = \overrightarrow{J_z} \quad (3.31)$$

$$\iint_{S_i} \overrightarrow{J_z} \cdot dS_i = \overrightarrow{I_i}, i = 1, 2, 3 \dots, N \quad (3.32)$$

Avec σ est la conductivité électrique, μ_0 est la perméabilité du vide, μ_r est la perméabilité relative, ω est la pulsation angulaire, $\overrightarrow{J_{sz}}$ est le courant dans la direction Z , et $\overrightarrow{I_i}$ est le courant dans le conducteur i .

La forme particulière de l'Eq.3.30 est probablement la raison pour laquelle de nombreuses méthodes élaborées pour résoudre les problèmes de courants induits à trajets multiples, ont été développées avant celle présentée ici [93]. La procédure évidente, à effectuer pour l'analyse, est d'utiliser l'Eq.3.31 dans l'Eq. 3.30, éliminant ainsi l'inconnue J des équations précédentes.

En appliquant la procédure des éléments finis, les inconnues \overrightarrow{A} et \overrightarrow{J} sont généralement approximées en termes d'interpolation polynomiale α_i et β_i .

Avec

$$A = \sum A_i \cdot \alpha_i \quad (3.33)$$

$$J_s = \sum J_{si} \cdot b_i \quad (3.34)$$

Dans ce cas, nous savons "*a priori*" que J_s est égal à une constante inconnue J_{sk} différente dans chaque conducteur C_k . On peut donc prendre la fonction B_k qui est l'unité dans le conducteur k et est nulle ailleurs.

$$B_k = \begin{cases} 1, & \text{à l'intérieur du conducteur} \\ 0, & \text{ailleurs} \end{cases} \quad (3.35)$$

En appliquant la méthode de Galerkin [92] sur le système d'Eq s 3.20 et 3.31, on obtient :

$$J_s = \begin{bmatrix} \frac{1}{\mu} S + j\omega\sigma T & -j\omega q \\ -j\omega q^t & -j\omega\Delta_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A \\ g_{sk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ I_m \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

Où A est le vecteur colonne contenant les coefficients A_i , et S et T sont des matrices contenant les éléments :

$$S_{ij} = \int \left(\frac{\partial\alpha_i}{\partial x} \frac{\partial\alpha_j}{\partial x} + \frac{\partial\alpha_i}{\partial y} \frac{\partial\alpha_j}{\partial y} \right) ds \quad (3.37)$$

$$T_{ij} = \int \partial\alpha_i \partial\alpha_j ds \quad (3.38)$$

q : Vecteur colonne de poids en quadrature de Newton-Cotes [92]

$$q_i = \int \partial\alpha_i ds \quad (3.39)$$

Δ_m : est la surface du $i^{\text{ème}}$ conducteur, et le courant total I_m est donné par :

$$I_m = \int_{\Delta} J \cdot ds \quad (3.40)$$

Et g_{sk} est :

$$g_{sk} = \frac{J_{sk}}{j\omega\sigma} \quad (3.41)$$

L'Equation (3.36) est une expression de la loi d'Ampère sous forme matricielle. Cette loi indique que :

$$I_m = \int \vec{H} \cdot d\vec{l} \quad (3.42)$$

En appliquant le théorème de Stokes [94] à l'Eq. (3.42) et en remplaçant $\frac{1}{\mu} \nabla \vec{A}$ pour \vec{H} on aboutit à :

$$I_m = - \int_{\Delta} \text{div} \frac{1}{\mu} \text{grad} \vec{A} \cdot ds \quad (3.43)$$

Enfin, l'introduction de l'Eq. (3.30) dans l'Eq. (3.43) donne l'Eq. (3.44). Pour obtenir la représentation discrète correspondante pour l'ensemble du problème, il est nécessaire d'étendre l'assemblage des éléments finis de la manière habituelle. Dans un problème de conducteurs N, il en résulte :

$$\begin{bmatrix} \frac{1}{\mu} S + j\omega\sigma T & -j\omega\sigma Q \\ -j\omega q^t & -j\omega\sigma\Omega \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A \\ g_{sk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ I \end{bmatrix} \quad (3.44)$$

Où la matrice Q à N colonnes dont la colonne k contient les poids en quadrature q pour le conducteur k, et Ω est une matrice diagonale de N X N.

3. 4. Analyse du système ligne HT – pipeline

3. 4.1. Ligne HT

Nous procédons, à des calculs effectués sur deux configurations (horizontale et verticale). Les lignes HT possèdent les caractéristiques électriques suivantes :
 $P = 162 \text{ MW}$ sous $\cos \varphi = 0.85$ et une tension U (tension phase-phase) = 220 kV. La conductivité électrique des conducteurs de phase est de 4.10^7 S/m . Toutes les caractéristiques géométriques des deux configurations sont représentées à la Fig. 3. 2.

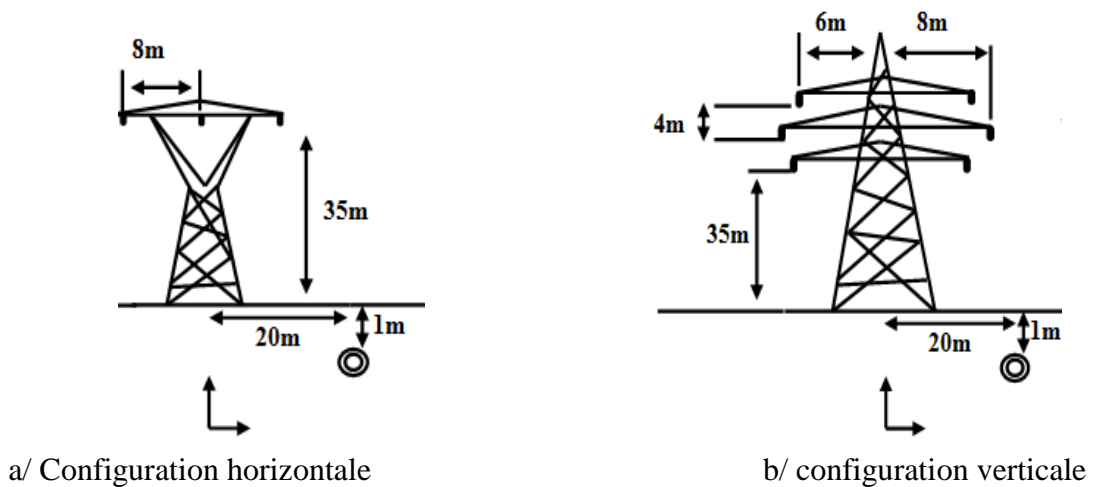


Fig. 3. 2. Représentation schématique de la ligne de haute tension

3. 4.2. Pipeline

Le matériau du pipeline utilisé dans notre étude est l'acier API X70 (HSLA). Le rayon extérieur du pipeline est de 210 mm avec une épaisseur de la paroi du tube de 10 mm. Selon les mesures, effectuées en utilisant le spectromètre de fluorescence X (XRF) Fig. 3. 3), la composition chimique de l'acier X70 est donné dans le Tableau 3.1 (poids en %).

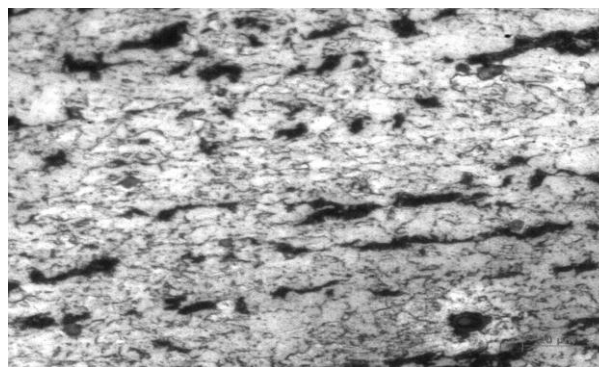


Fig. 3. 3. Microstructure de l'acier X70

Tableau 3. 1. Composition chimique de l'acier X70

Éléments	C	Si	Mn	P	S	Al	Cu	Cr	Mo	V	Nb	Ti
(%)	0.09	0.271	1.455	0.020	0.008	0.026	0.015	0.141	0.03	0.090	0.04	0.02

3.4.2.1. Propriétés magnétiques de l'acier X70

Les propriétés magnétiques de l'acier X70 ont été étudiées à l'aide d'un Magnétomètre à échantillon vibrant (Vibrating Sample Magnetometer) (VSM) comme montré à la Fig.3. 4(a). les mesures magnétiques ont été effectuées sur un cube d'acier de 5 mm d'arrête. L'acier X70 présente un comportement ferromagnétique, Fig.3. 5 .De même, on constate que le phénomène de saturation commence pour un champ magnétique appliqué de 3655 Oe. Les paramètres magnétiques extraits du cycle d'hystérésis sont résumés dans le Tableau 3. 2 qui indique à la fois le champ coercitif (H_c), la magnétisation de saturation (M_s), l'aimantation rémanente (M_r) et la perméabilité relative (μ_r).



a/ le VSM



b/ Echantillon pour caractérisation

Fig. 3. 4. Magnétomètre à échantillon vibrant (VSM)

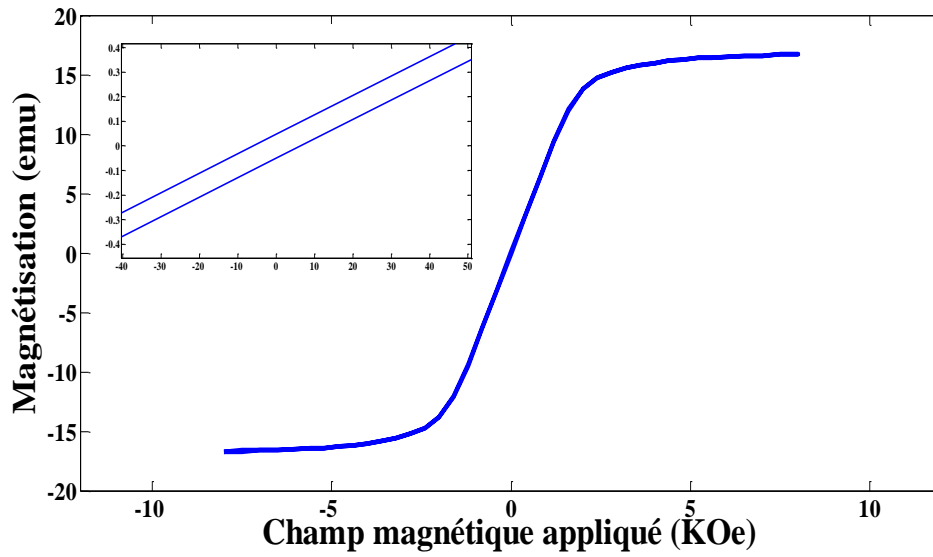


Fig. 3. 5. Cycle d'hystérésis de l'acier X70 obtenu par le VSM

Tableau 3. 2. Propriétés magnétiques de l'acier X70

Propriétés Magnétiques	H_c	M_s	M_r	μ_r
	(Oe)	(emu)	(emu)	
	6.18	16.694	0.049	6700

3.4.2.2. Propriétés électriques de l'acier X70

La méthode de mesure de la résistivité électrique à l'aide d'un micro-ohmmètre à quatre pointes (Figs.3. 6 et 7, Tableau 3. 3) est couramment utilisée pour les matériaux métalliques.



Fig. 3. 6. Micro-ohmmètre à quatre pointes

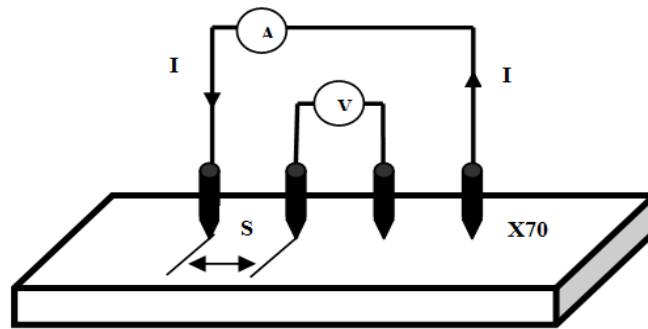


Fig. 3. 7. Montage de mesure de résistivité avec une sonde quatre pointes.

Quatre pointes alignées et distantes du même espacement sont appliquées par simple pression sur l'échantillon à analyser. Un courant I est injecté par les pointes externes à l'aide d'une source de courant, créant ainsi une variation de potentiel. Une tension V peut donc être mesurée entre les deux pointes internes reliées à un voltmètre. Selon le standard de l'ASTM [95], la résistance électrique est déterminée à l'aide d'un courant traversant l'échantillon et de la tension lue sur les électrodes de mesure de la tension selon :

$$\rho_{X70} = \frac{V}{I} \cdot 2\pi \cdot S \quad (3.45)$$

Tableau 3. 3. Propriétés électriques de l'acier X70

Propriétés électriques	σ_{X70}	ρ_{X70}
	(S/m)	($\Omega \cdot m$)
	$7.77 \cdot 10^6$	$1.287 \cdot 10^{-7}$

3.5. Interférence électromagnétique

Dans cette partie nous allons déterminer l'interférence électromagnétique par deux méthodes : celle de Carson-Clem et celle utilisant la méthode des éléments finis.

3.5.1. Méthode de Carson-Clem

Le système tel qu'il est présenté à la Fig.3. 8 a été simulé par la méthode de Carson-Clem afin de déterminer la distribution des tensions induites dans le pipeline enterré provoqué par deux configurations de la ligne HT (Horizontale et Verticale) en régime permanent. Dans cette étude, nous considérons suppose que le sol est homogène avec une résistivité de $100 \Omega.m$ et la longueur de parallélisme entre la ligne HT et le pipeline est de 10 km.

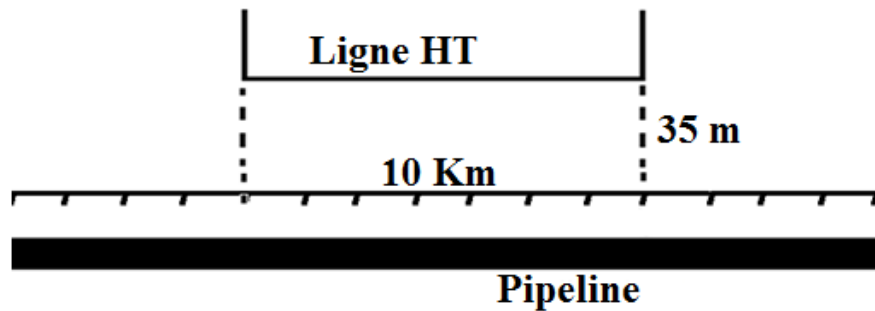
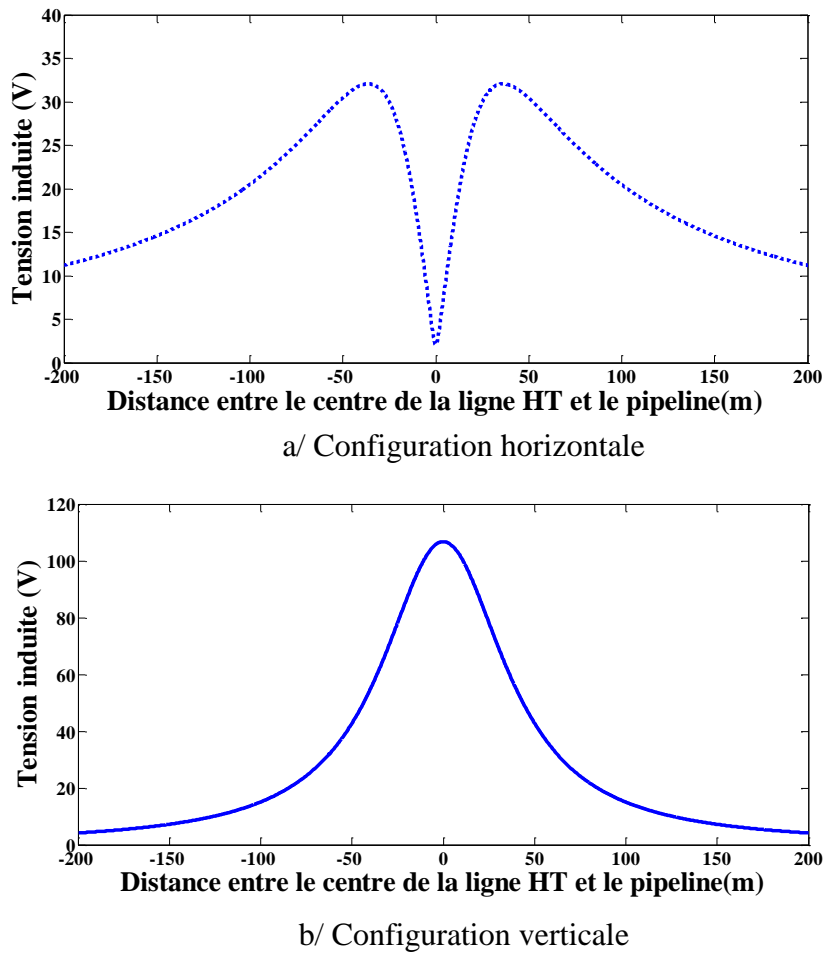


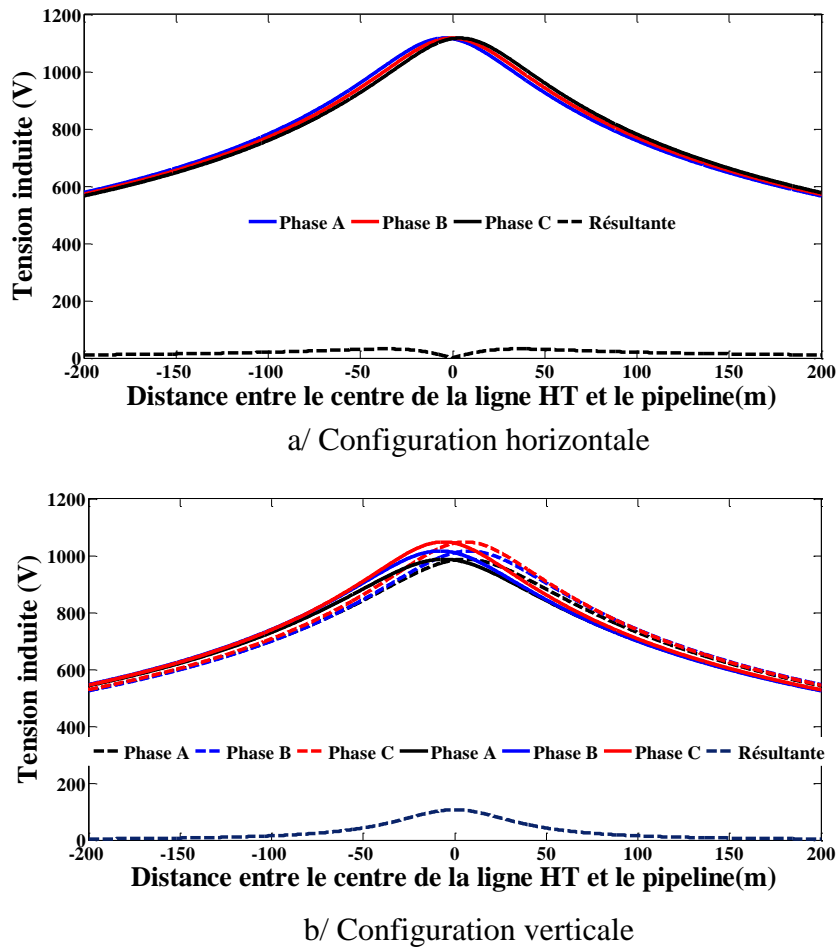
Fig. 3. 8. Une vue en plan de la ligne HT-pipeline

Les figures 3. 9 montrent la variation de la tension induite en fonction de la distance entre le centre de ligne HT et le pipeline pour les configurations horizontale et verticale de cette ligne. Nous remarquons que la variation de la tension induite pour les deux configurations de la ligne HT est symétrique par rapport au centre de celle-ci. Pour la configuration horizontale, on remarque que la tension induite est maximale pour une distance de ± 35 m (32 V).



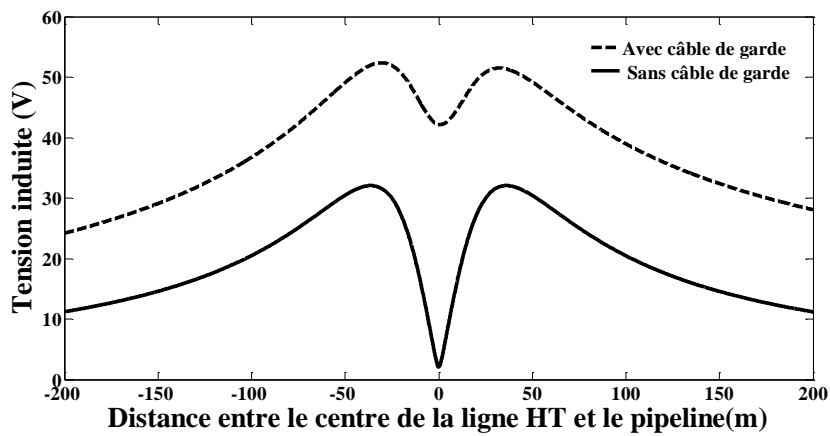
Figs.3.9. Tension induite au niveau du pipeline sans câble de garde pour différentes configurations de la ligne HT

Cette tension décroît rapidement au fur et à mesure que l'on s'éloigne de cette position. Pour le centre de la ligne HT la tension induite est environ égale à ≈ 0 V. Cette diminution est due à l'effet de compensation entre les trois phases (Figs. 3. 10). Ce résultat peut être expliqué par le fait que le champ électromagnétique produit par le courant d'une phase a tendance à être compensé par les champs produits par les deux autres phases. Elle 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 maximale au centre de la ligne HT est de 106 V et cette tension décroît rapidement au fur et à mesure que l'on s'éloigne du centre de la ligne.

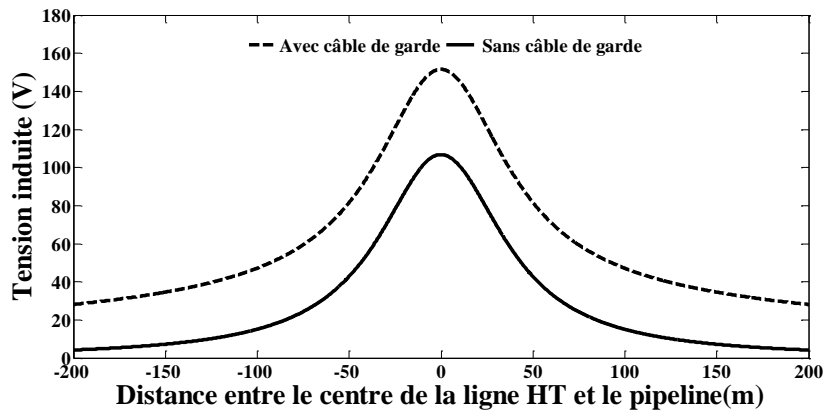


Figs.3.10. Effet de la compensation des trois phases

La Figure 3. 11, montre l'effet du câble de garde sur la tension induite au niveau du pipeline pour les configurations horizontale et verticale de la ligne HT. Les résultats obtenus montrent que la présence du câble de garde augmente la tension induite au niveau du pipeline pour les deux configurations.



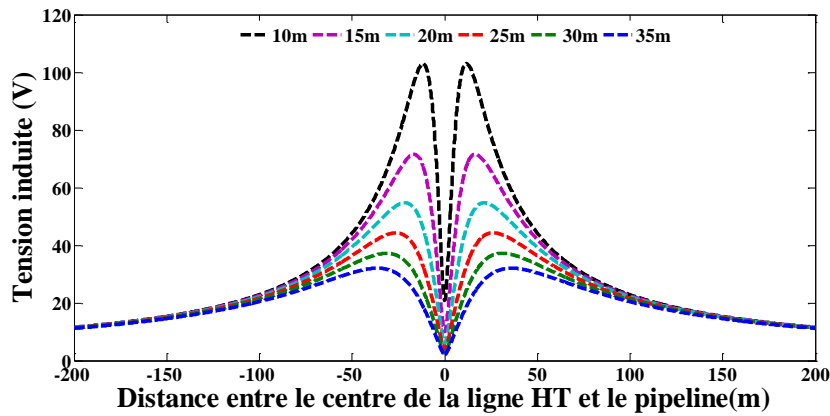
a/Configuration horizontale



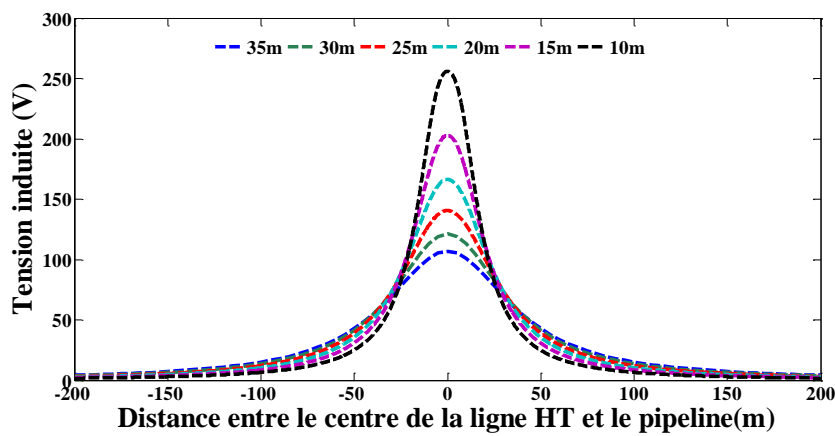
b/Configuration verticale

Figs.3.11. Tension induite au niveau du pipeline avec et sans câble de garde

Les figures 3. 12, montrent également l'effet de la hauteur de la ligne HT (10m, 15m, 20m, 25m, 30m et 35m) sur la tension induite au niveau du pipeline pour les configurations horizontale et verticale. Ces figures montrent que l'augmentation de la distance entre les phases de la ligne HT et le pipeline réduit le niveau de tension induite. Ceci s'explique par le fait que lorsque la hauteur de la ligne HT augmente, le champ électromagnétique provoque une diminution de l'amplitude de la tension induite.



a/ Configuration horizontale



b/ Configuration verticale

Figs.3.12. Tension induite au niveau du pipeline pour différentes hauteurs de la ligne HT

L'amplitude de la tension induite au niveau du pipeline est affectée par la longueur du parallélisme entre la ligne HT et le pipeline. La Figure 3. 13, montre la tension induite au niveau du pipeline pour des longueurs de parallélisme de 5km, 10km, 20km, 30km et 40km. On remarque que si la longueur du parallélisme augmente, la tension induite au niveau du pipeline augmente.

La Figure 3. 14 montre également la variation de la tension induite en fonction de la distance entre le centre de ligne HT et le pipeline et ceci pour toutes les séquences d'orientations possibles des phases de la ligne verticale telles que présentées dans le Tableau 3. 4.

Tableau. 3. 4. Séquences d'orientations des phases

Type (a)	Type (b)	Type (c)	Type (d)	Type (e)	Type (f)
A – A'	A – A'	A – B'	A – B'	A – C'	A – C'
B – B'	B – C'	B – A'	B – C'	B – A'	B – B'
C – C'	C – B'	C – C'	C – A'	C – B'	C – A'

On peut observer que la séquence de type(a) (ABC-A'B'C') possède la valeur maximale de la tension induite au centre de la ligne HT tandis que la séquence de type (f) (ABC-C'B'A') induit une valeur minimale au centre. D'après les résultats, on peut conclure que la séquence d'orientation des phases a un effet majeur sur l'interférence électromagnétique entre les lignes HT et les pipelines. Sur la base des résultats obtenus, la séquence d'orientation des phases optimales qui induit la tension la plus basse est la séquence de type (f) (ABC-C'B'A').

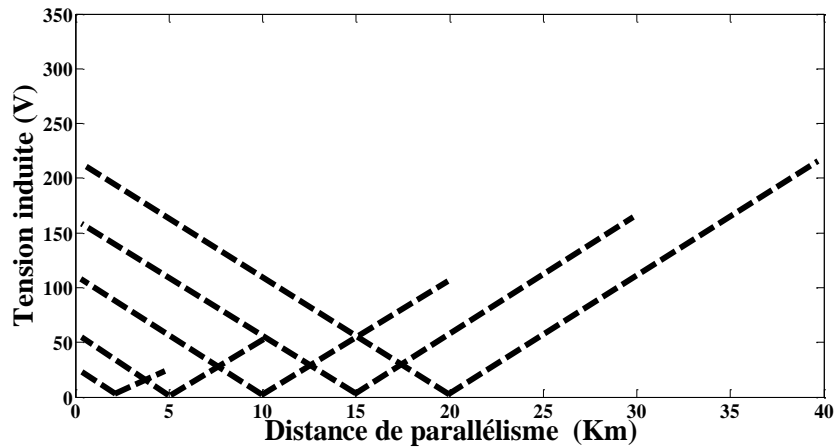


Fig. 3.13. Tension induite au niveau du pipeline en fonction de la longueur de parallélisme

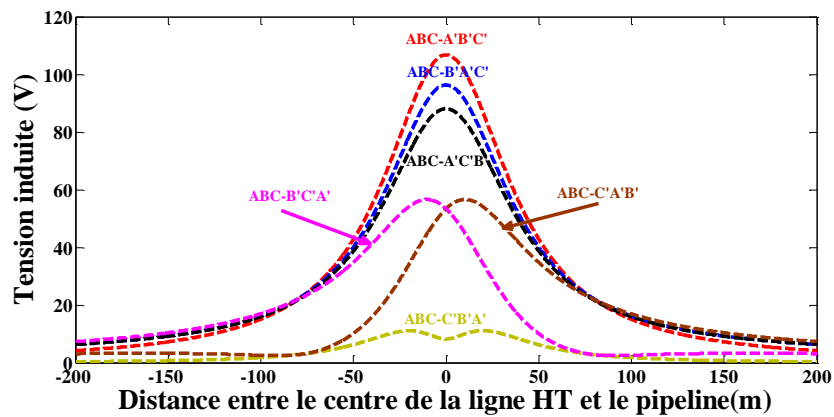


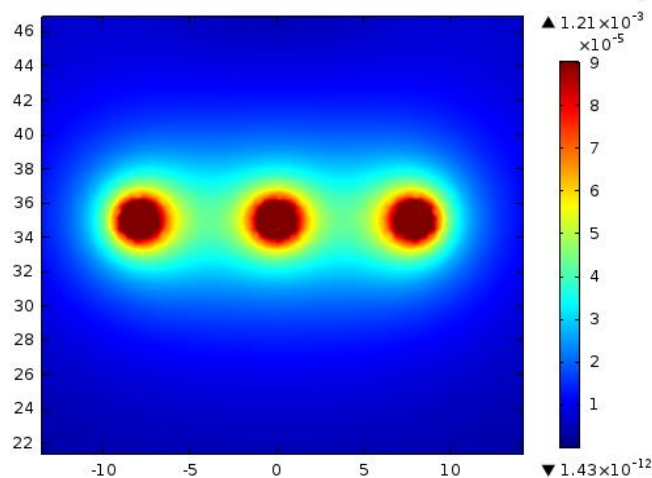
Fig.3.14. Tension induite au niveau du pipeline pour différentes séquences d'orientation des phases

3.5.2. Méthode des éléments finis

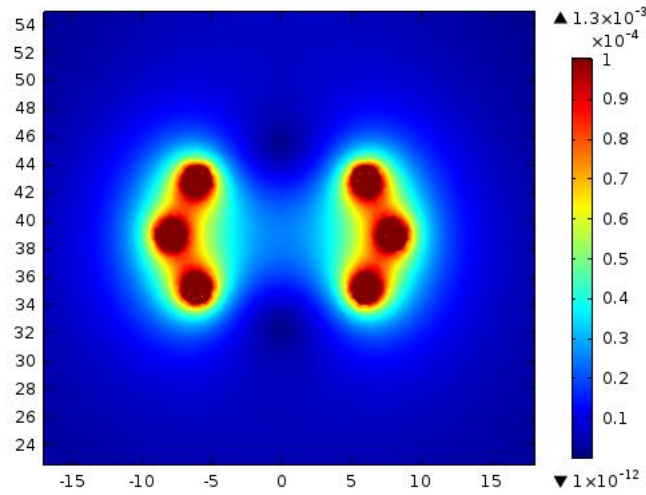
Le système tel que présenté à la Fig. 3.1 a été simulé par la méthode des éléments finis afin de calculer la distribution des champs magnétiques induits dans le pipeline enterré provoqué par deux configurations de la ligne HT (Horizontale et verticale) en régime permanent (On suppose que le sol est homogène avec une résistivité de $100 \Omega.m$ et la distance entre le centre des lignes HT et le pipeline est de 20m).

La force du champ magnétique près des lignes aériennes pour les configurations horizontale et verticale de la ligne HT est représentée aux les Figs. 3. 15. On peut observer que la force du champ magnétique est proportionnelle au courant et inversement proportionnelle à la distance par rapport aux conducteurs de phase.

Les figures 3. 16 montrent la distribution du champ magnétique en fonction de la distance latérale par rapport au centre de la ligne HT, pour différentes hauteurs (4m, 8m, 12m, 16m et 20m). On voit que pour deux configurations de la ligne de haute tension, la répartition du champ magnétique le long de l'axe vertical est symétrique. De plus, on peut voir que la distribution du champ magnétique diminue rapidement avec l'augmentation de la distance de séparation par rapport aux conducteurs de phase.

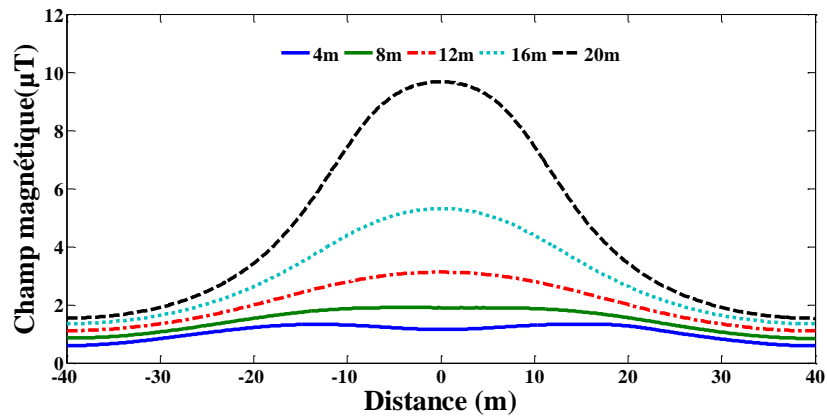


a/ Configuration horizontale

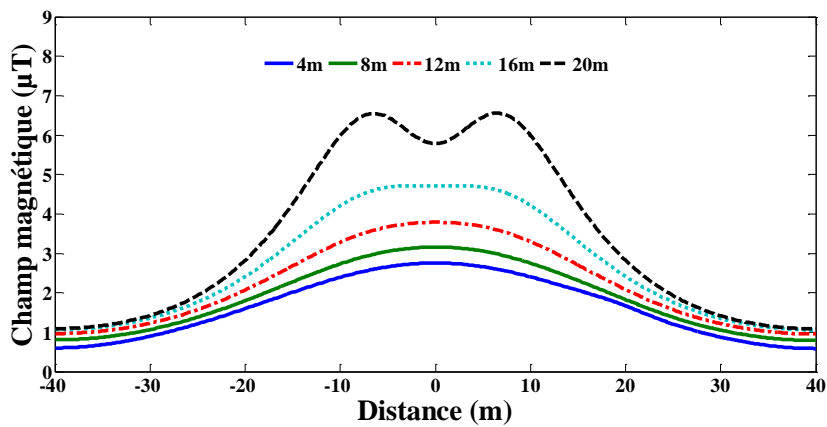


b/ Configuration verticale

Figs.3.15. Distribution de champ magnétique à proximité des lignes aériennes



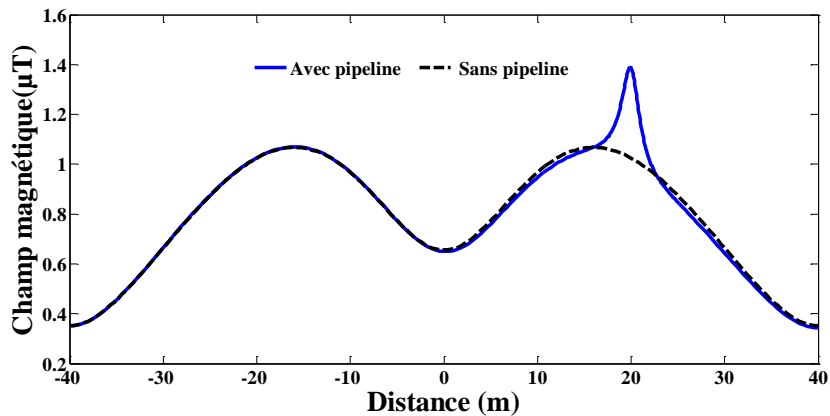
a/ Configuration horizontale



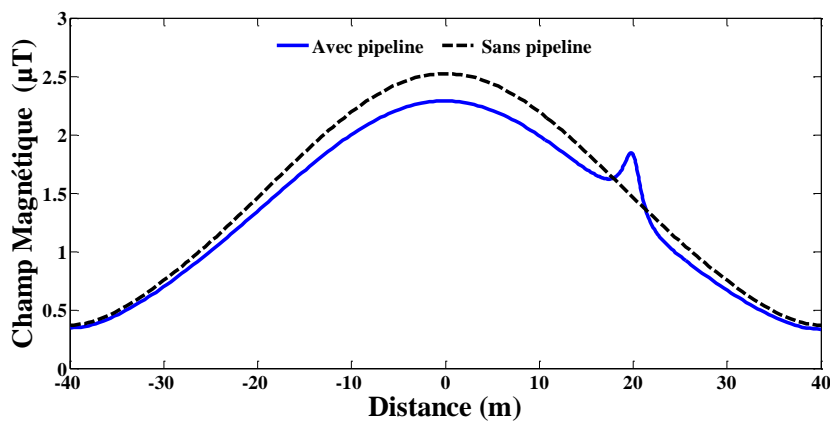
b/ Configuration verticale

Figs. 3.16. Distributions du champ magnétique en fonction de la distance latérale par rapport au centre de la ligne HT pour différentes hauteurs

Les figures 3.17 montrent la distribution du champ magnétique en fonction de la distance latérale par rapport au centre de la ligne de haute tension, au niveau du sol avec et sans présence du pipeline. La présence du pipeline affecte la symétrie de la distribution du champ magnétique pour les deux configurations de la ligne HT. Cette asymétrie est observée à proximité du pipeline.



a/ Configuration horizontale

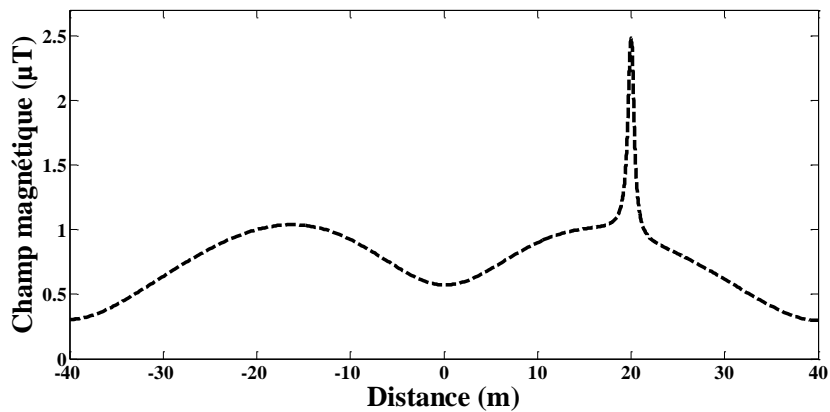


b/ Configuration verticale

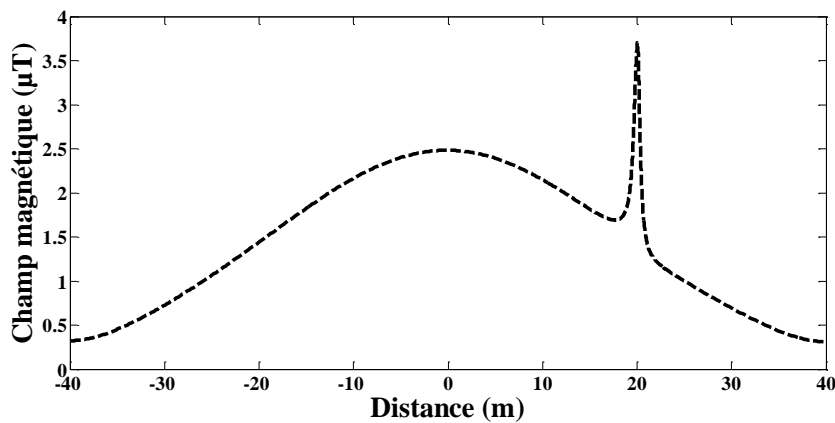
Figs.3.17. Distributions du champ magnétique en fonction de la distance latérale par rapport au centre de la ligne HT au niveau du sol avec et sans présence du pipeline

Les figures 3.18 montrent la distribution du champ magnétique en fonction de la distance latérale par rapport au centre de la ligne de haute tension, au niveau de la profondeur du pipeline. Nous remarquons que la présence du pipeline a un effet significatif sur la distribution du champ magnétique. Une grande concentration de ce champ magnétique est observée à proximité du pipeline. Pour la configuration verticale, la valeur maximale du champ magnétique est d'environ $3.704\mu\text{T}$ et pour la configuration

horizontale, la valeur maximale du champ magnétique est d'environ $2.5\mu\text{T}$. Ceci peut s'expliquer par le fait que lorsque les conducteurs de ligne d'alimentation à courant alternatif génèrent un champ magnétique autour des conducteurs, qui peut être couplé magnétiquement avec le pipeline enterré (mutuelle entre la ligne HT et le pipeline enterré), une partie de ce champ magnétique sera lié avec le pipeline enterré.



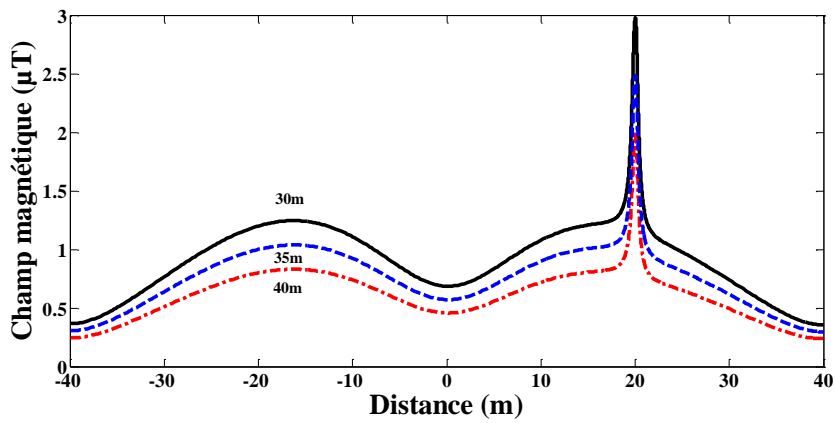
a/ Configuration horizontale



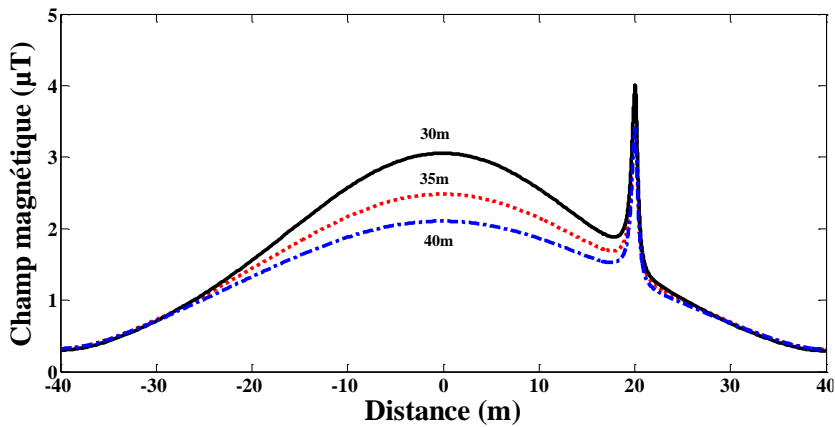
b/ Configuration verticale

Figs.3.18. Distributions du champ magnétique en fonction de la distance latérale par rapport au centre de la ligne HT au niveau de la profondeur du pipeline

La Figure 3.19 montre la distribution du champ magnétique en fonction de la distance latérale par rapport au centre de la ligne HT au niveau du pipeline pour différentes distances de séparation entre les lignes HT et le pipeline. On peut observer également que l'augmentation de la distance de séparation réduit le champ magnétique au niveau du pipeline. Cela signifie que la distance de séparation constitue un facteur important dans l'interférence électromagnétique entre les lignes HT et les pipelines.



a/ Configuration horizontale



b/ Configuration verticale

Figs. 3.19. Distributions du champ magnétique en fonction de la distance latérale par rapport au centre de la ligne HT au niveau du pipeline pour différentes distances de séparation

La Figure 3.20(a) présente la distribution du champ magnétique en fonction de la distance latérale par rapport au centre de la ligne HT au niveau du pipeline et ce, toutes les séquences d'orientations possibles des phases de la ligne verticale (Tableau 3. 4).

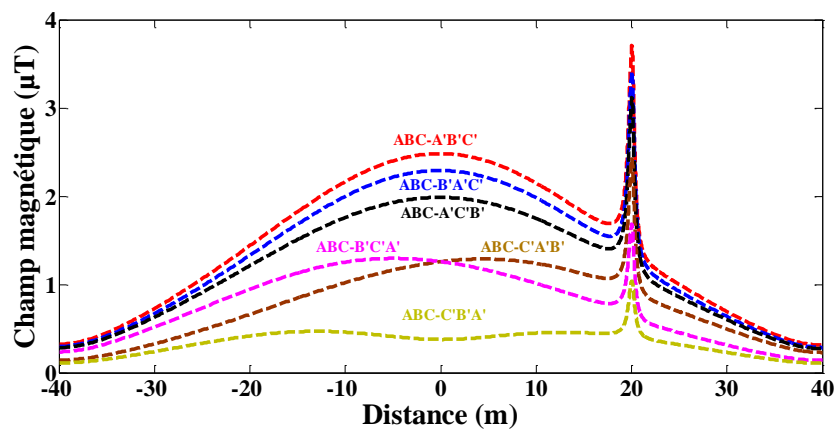
Tableau. 3. 4. Séquences d'orientations des phases

Type (a)	Type (b)	Type (c)	Type (d)	Type (e)	Type (f)
A – A'	A – A'	A – B'	A – B'	A – C'	A – C'
B – B'	B – C'	B – A'	B – C'	B – A'	B – B'
C – C'	C – B'	C – C'	C – A'	C – B'	C – A'

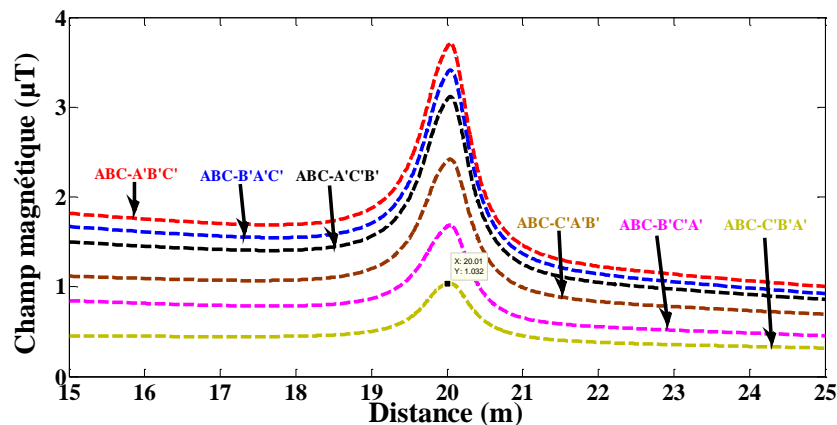
On peut observer également que la séquence de type (a) (ABC-A'B'C') possède la valeur maximale du champ magnétique au centre de la ligne HT tandis que la séquence de type (f) (ABC-C' B'A') indique la valeur minimale au centre. En outre, pour toutes les

séquences de phases, la présence du pipeline a un effet significatif sur la distribution du champ magnétique à proximité du pipeline.

La Figure 3. 20(b) donne la distribution de champ magnétique au voisinage de pipeline pour toutes les séquences d'orientations possibles des phases de la ligne verticale (voir Tableau 3. 4). On peut observer que le champ magnétique dans la canalisation est maximal pour la séquence de type (ABC-A'B'C') avec 3.704 μ T, tandis qu'il est minimum avec 1.032 μ T pour la séquence de type (f) (ABC-C'B'A'). On conclut qu'à partir de ces résultats que la séquence d'orientations des phases a un effet majeur sur l'interférence électromagnétique entre les lignes HT et les pipelines enterrés. De plus, la séquence optimale qui fournit le champ magnétique le plus faible est la séquence du type (f) (ABC-C'B'A').



a/



b/ Zoome autour du pipeline

Figs. 3.20. Distributions du champ magnétique en fonction de la distance latérale par rapport au centre de la ligne HT au niveau du pipeline pour toutes les séquences d'orientations présentées dans le Tableau 3.4

3.6. Conclusion

Deux méthodes ont été utilisées pour étudier l'interférence électromagnétique entre les lignes HT et les pipelines en acier X70 enterrés. La première méthode a trait à la détermination des différentes impédances mutuelles entre les trois phases de la ligne HT et le pipeline. Ces mutuelles sont données par l'équation de Carson-Clem. La tension induite sur le pipeline dépend de plusieurs variables, à savoir : 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 la ligne HT, l'existence du câble de garde ainsi que la longueur du parallélisme. La deuxième méthode est basée sur les éléments finis (FEM). Les données nécessaires au modèle sont les caractéristiques électriques et géométriques de la ligne HT, les caractéristiques magnétiques et électriques du pipeline.

Les résultats obtenus montrent que l'augmentation de la distance de séparation réduit le champ magnétique au niveau du pipeline, pour deux configurations de la ligne HT (horizontale et verticale). La présence du pipeline affecte la symétrie de la distribution du champ magnétique. Cette asymétrie est observée à proximité du pipeline. Aussi, la séquence d'orientations des phases a un effet majeur sur l'interférence électromagnétique entre les lignes HT et les pipelines enterrés et la séquence optimale qui fournit le champ magnétique le plus faible est la séquence du type (f) (ABC-C'B'A ').

Chapitre 4

Diagnostic des effets de l'induction électromagnétique

Chapitre 4

Diagnostic des effets de l'induction électromagnétique

4.1. Introduction

Ce chapitre traite d'une méthode de diagnostic des effets de la densité de courant alternatif induite par l'induction électromagnétique causée par les lignes HT sur la corrosion ainsi que les performances de la protection cathodique (PC) des pipelines enterrés en acier X70. La méthode de diagnostic des effets des densités de courant alternatif est basée sur les paramètres de corrosion du pipeline en acier X70 obtenus par des mesures électrochimiques, tels que : les pentes de Tafel, les densités de courant de corrosion et les potentiels de corrosion. Ces paramètres sont utilisés comme conditions aux limites dans le modèle de la PC. Les résultats ont montré que, d'une part, la densité de courant alternatif induite affecte la caractéristique électrochimique de l'acier X70 et accélère la corrosion du pipeline et d'autre part, la protection cathodique (PC) est incapable de maintenir le potentiel de la protection cathodique (PC).

4.2. Densité de courant alternatif induite

L'induction électromagnétique provoquée par la ligne de haute tension sur le pipeline en acier X70 enterré est la même que celle, obtenue par couplage inductif, dans un transformateur de puissance avec la ligne de haute tension qui agit comme le primaire du transformateur, et le pipeline comme le secondaire. L'influence permanente de la canalisation en acier X70 du champ magnétique causée par la ligne de haute tension en régime permanent conduit à l'échange de courant entre le métal du pipeline et le sol qui

l'entoure. D'après [27], la densité de courant J_{AC} induite au niveau du pipeline due au couplage inductif causé par les lignes de haute tension est donnée par :

$$J_{AC} = \frac{8.E_p}{\rho\pi(8d+e)} \quad (4.1)$$

où :

E_p est la tension induite au niveau du pipeline ;

e est l'épaisseur de revêtement ;

ρ est la résistivité du sol ;

d est le diamètre du défaut de revêtement.

Le système tel qu'il est présenté à la Fig. 4.1 a été simulé par la méthode de Carson-Clem afin de déterminer la distribution des tensions induites (E_p) dans le pipeline enterré provoqué par deux configurations de la ligne de haute tension (Horizontale et Verticale) en régime permanent.

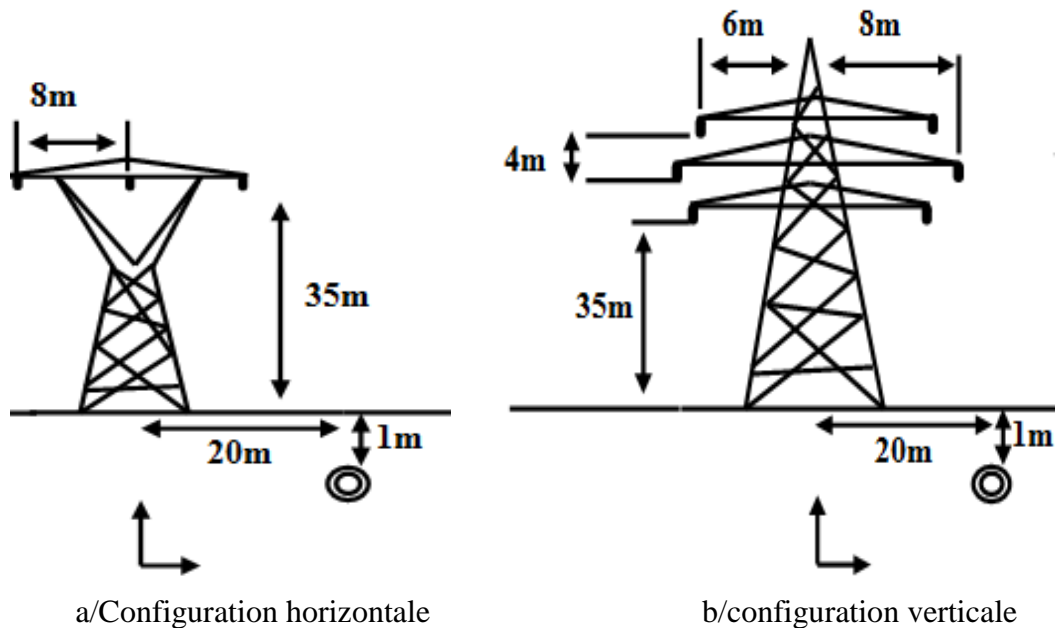
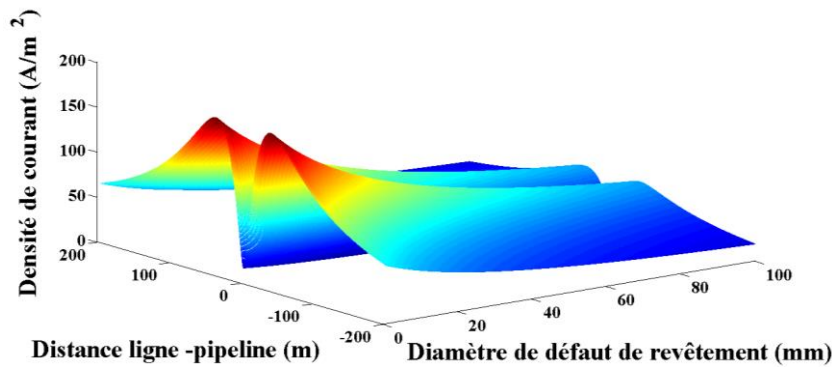
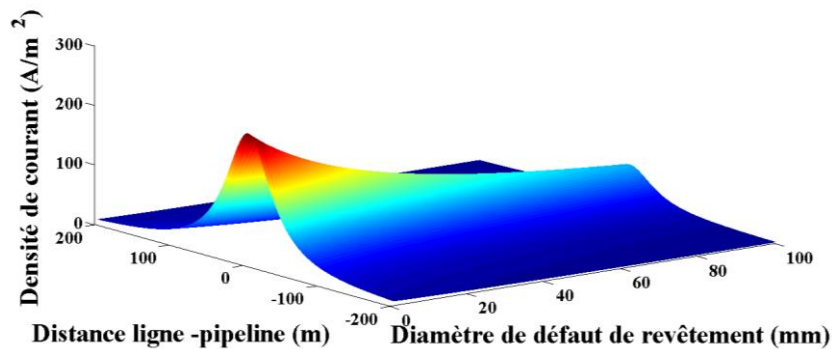


Fig. 4. 1. Représentation schématique de la ligne de haute tension

Les figures 4.2 montrent les variations de la densité de courant alternatif due au couplage électromagnétique causées par les configurations horizontale et verticale de la ligne de haute tension en fonction de la tension induite et la taille du défaut de revêtement. On remarque que la densité de courant diminue en proportion inverse du diamètre du défaut de revêtement. L'objectif de cette section est de diagnostiquer l'effet de ces densités de courant alternatif sur la corrosion et la protection cathodique des pipelines en acier X70.



a/ Configuration horizontale



b/ Configuration verticale

Figs. 4. 2. Densité de courant alternatif induite

4.3. Diagnostic des effets des densités de courants alternatif

Malgré plusieurs études réalisées sur la corrosion par courant alternatif, son mécanisme réactionnel n'est toujours pas entièrement élucidé. Celles proposées par la littérature dédiées ne sont pas vérifiées et validées complètement par des expériences indiscutables. Plusieurs travaux de recherche [23-28] montrent qu'en présence de perturbation alternative, la réponse du courant à la surface du pipeline est également de type alternatif mais non-linéaire. Cette non linéarité est due à la relation entre le potentiel et le courant à l'interface. En effet, ces travaux montrent que cette non-linéarité induit un courant continu appelé « redressement faradique » et provoque, en conséquence, un décalage du potentiel de corrosion E_{corr} et accroît le courant de corrosion I_{corr} . Si le redressement faradique favorise la dissolution de l'acier, alors son effet peut rendre le courant de protection cathodique insuffisant en favorisant ainsi la corrosion à la surface du métal.

4.3.1. Corrosion

Afin de diagnostiquer l'effet des densités de courant alternatif dû au couplage inductif causé par les lignes de haute tension induites sur le comportement corrosif des pipelines en acier X70, deux méthodes électrochimiques (stationnaire et transitoire) ont été réalisées.

L'objectif de ces méthodes est d'étudier de façon globale comment un courant alternatif modifie le comportement électrochimiques des pipelines en acier X70.

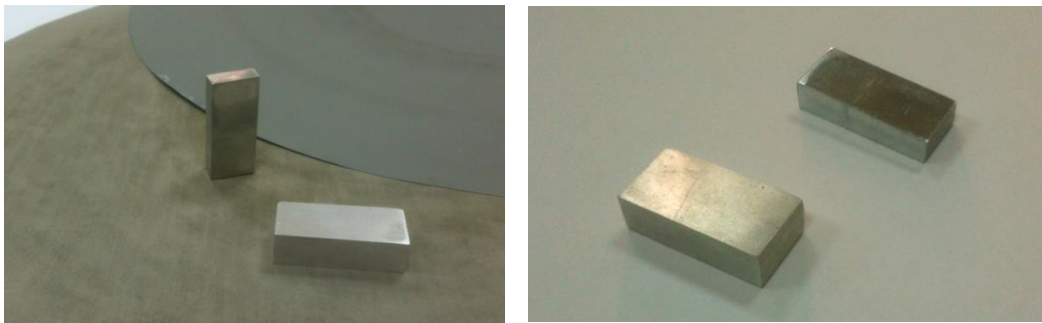
1. Les méthodes stationnaires ; tracé des courbes courant - potentiel en présence de courant alternatif afin d'évaluer l'effet de ces courants sur la courbe de polarisation.
2. Les méthodes transitoires, plus particulièrement adaptées à l'étude des mécanismes et des processus électrochimiques complexes, qui est la mesure de l'impédance électrochimique.

Avant de mener des tests électrochimiques, les échantillons métalliques en acier X70 sont découpés en plusieurs morceaux de formes parallépipédiques pour faciliter leurs manœuvres pendant les essais électrochimiques (Fig. 4.3). Ensuite, ils sont polis mécaniquement à l'aide de papier abrasif de grade progressif de 100 jusqu'à 400 permettant d'affiner progressivement leur état de surface.

Après polissage, la partie de la pièce, qui va entrer par la suite en contact avec la solution d'étude, est délimitée de façon précise en utilisant un enrobage en résine (Fig. 4.4). Pour éviter toutes sortes d'interaction avec le milieu environnant. Après cette étape de préparation, les pièces sont immergées directement dans la solution d'étude pour entamer les mesures électrochimiques.

Comme illustré dans la Fig. 4.5, les mesures électrochimiques sont réalisées au niveau du centre de recherche en technologies industrielles **CRTI-Chéraga**, division de corrosion, protection et durabilité des matériaux (**DCPDM**) à l'aide d'un potentiostat de type Bio-Logic SP-150 piloté par ordinateur utilisant le logiciel EC-LAB. Une cellule électrochimique classique à trois électrodes (Fig. 4.6) a été utilisée. L'électrode sur laquelle on fait l'étude en acier X70, est l'électrode de travail (ET); son potentiel E est mesuré par rapport à l'électrode de référence (ER) au calomel saturé Hg/Hg_2Cl_2 (0.24 V/ESH) ; La différence de potentiel que l'on fait varier est établie entre (ET) et une contre électrode (CE) en platine qui, de par sa nature électrochimique inerte, n'affecte pas le comportement de $I(ET)$. La section de travail est de 1cm^2 . L'électrolyte utilisé dans notre étude est le sol simulé tel que la composition chimique est donnée dans le Tableau 4.1. Les échantillons en acier X70 sont excités par des courants alternatifs de densité de courant de 0 A/m^2 , 100 A/m^2 et 200 A/m^2 .

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, le potentiel de corrosion et la vitesse de corrosion.



Figs. 4.3. Pièces découpées puis polies sur papiers abrasifs à différentes granulométries

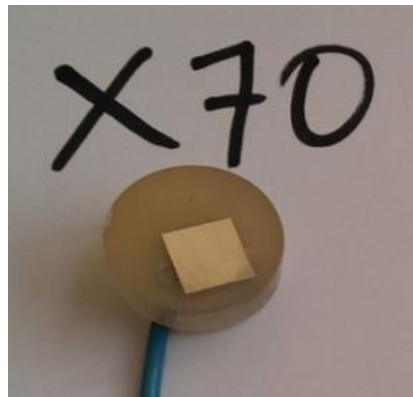


Fig. 4.4. Électrode de travail en acier X70

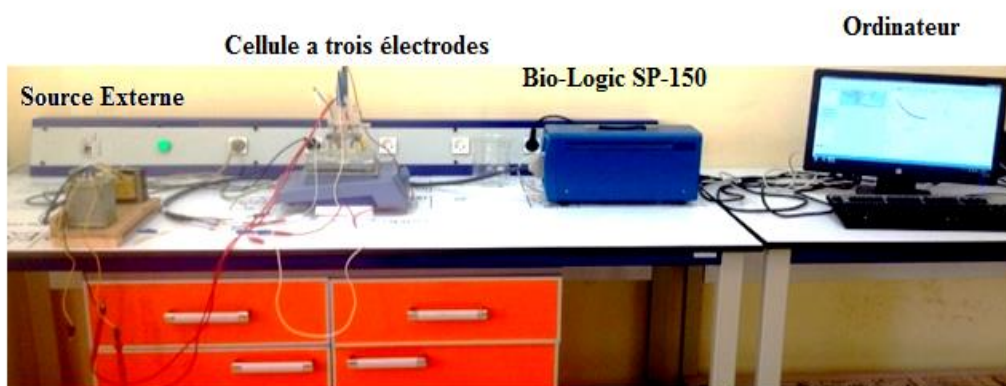
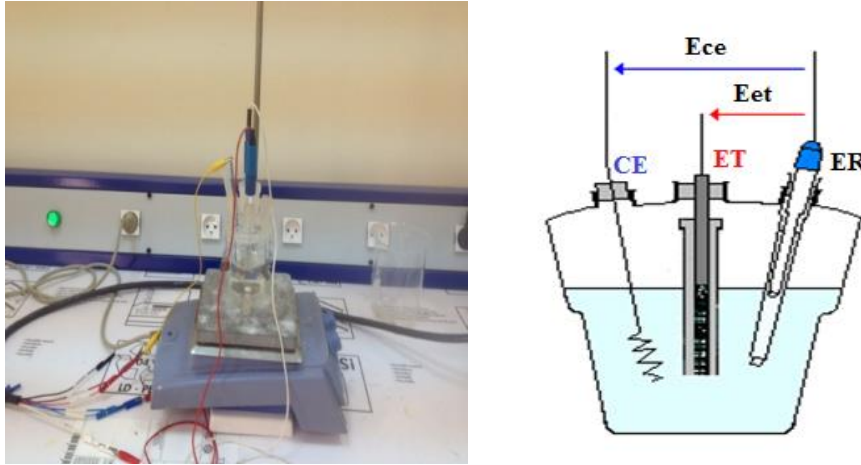


Fig. 4.5. Photo du banc d'essais



Figs. 4.6. Cellule électrochimique à trois électrodes

Tableau 4.1. Composition du sol simulé

Composition	MgSO ₄ , 7H ₂ O	CaCl ₂ , 2H ₂ O	KCl	NaCO ₃
poids (g)	0.131	0.18	0.122	0.483

4.3.1.1. Méthode électrochimique stationnaire

La courbe de polarisation est la loi cinétique de base pour toute réaction électrochimique. Il s'agit de la courbe de $\log(I)$ par rapport au potentiel d'électrode pour une combinaison électrode-électrolyte spécifique. Les courbes de polarisation sous différentes densités de courant alternatif sont mesurées avec une vitesse de balayage de potentiel de 1 mV/s, de -1,6 à 0,2 V.SCE. Les Figures 4.7 et 8 montrent respectivement la courbe de polarisation de l'acier X70 dans une solution de sol simulée en l'absence de densité CA et les courbes de polarisation de l'acier X70 mesurées sous une densité de courant alternatif de 0A/m², 100A/m² et 200A/m².

Les paramètres de corrosion (tels que les pentes de Tafel, les densités de courant de corrosion et les potentiels de corrosion) sous différentes densités de courant alternatif (0A/m², 100A/m² et 200A/m²) sont obtenus à partir des courbes de polarisation des Figs. 4. 7 et 8. Le Tableau 4. 2 indique les paramètres de corrosion de l'acier X70 tirés de ces courbes de polarisation. A partir de ce Tableau, on peut observer qu'il existe une progression apparente des pentes de Tafel anodique et cathodique ; ce qui indique que la densité de courant alternatif appliquée modifie la cinétique de réaction anodique/cathodique.

Une interprétation du mécanisme de corrosion induite par courant alternatif est basée sur pentes de Tafel anodique et cathodique (rapport, Rapport= $b_{\text{anodique}} / b_{\text{cathodique}} \neq 1$). Sur cette base, certains auteurs [96-99] ont utilisé l'équation de Butler-Volmer modifiée pour modéliser la corrosion induite par courant alternatif. Selon de tels modèles, le rapport des

pentas anodiques et cathodiques de Tafel a une forte influence sur la vitesse de corrosion, de sorte que lorsqu'il est différent de 1. Une densité moyenne de courant continu apparaît, impliquant une corrosion systématique.

Les Figures 4.9 et 10 montrent la densité du courant de corrosion et le potentiel de corrosion de l'acier X70 en fonction des densités de courant alternatif de 0 A/m², 100 A/m² et 200 A/m² respectivement. On peut observer que la densité de courant de corrosion de l'acier X70 augmente avec la densité de courant alternatif, alors que le potentiel de corrosion devient de plus en plus positif avec l'augmentation de la densité de courant alternatif.

La Figure 4.11 montre la vitesse de corrosion en fonction de la densité de courant alternatif appliquée. A partir de cette Figure, on peut observer que la vitesse de corrosion de l'acier X70 est largement influencée par la densité CA, c'est-à-dire que l'augmentation de la densité CA provoque celle de la vitesse de corrosion. De ces résultats nous pouvons conclure que la densité AC induite, due à l'induction électromagnétique causée par les lignes de haute tension, affecte la caractéristique électrochimique de l'acier X70 et accélère la corrosion du pipeline.

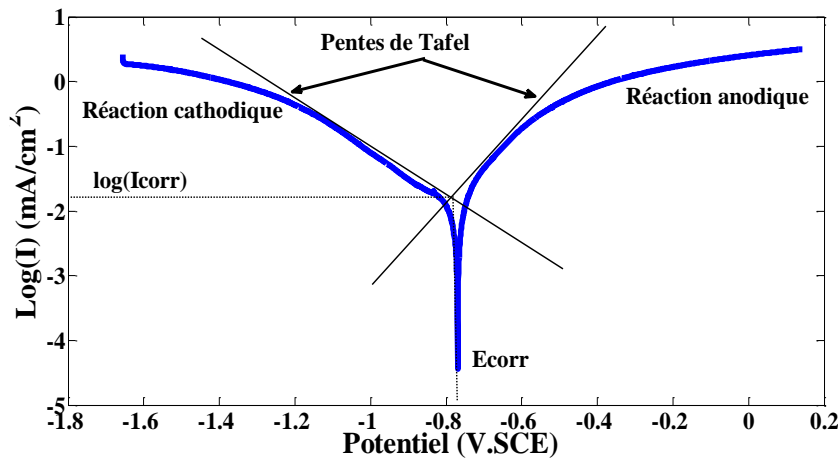


Fig. 4. 7. Courbes de polarisation de l'acier X70 sans l'application des densités de courant alternatif

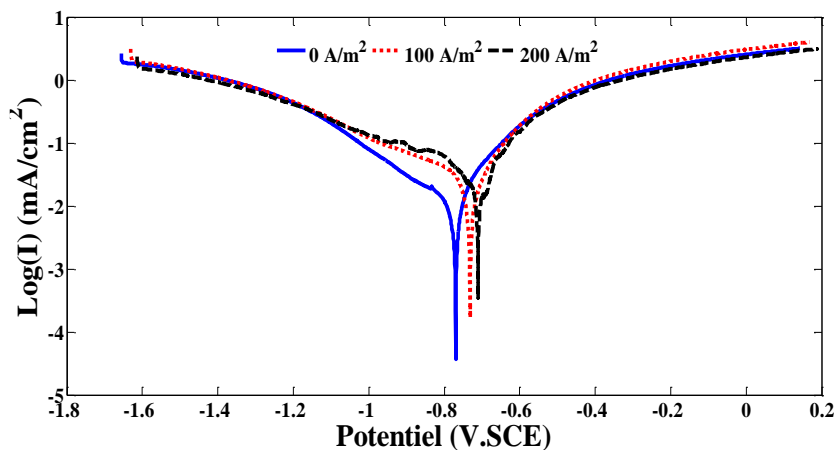


Fig. 4. 8. Courbes de polarisation de l'acier X70 avec l'application des densités de courant alternatif

Tableau 4. 2. Paramètres de corrosion de l'acier X70 tirés des courbes de polarisation

AC (A/m ²)	I _{corr} (μA/cm ²)	E _{corr} (mV.SCE)	b _{anodique} (mV)	b _{cathodique} (mV)	Rapport (b _{anodique} / b _{cathodique})	Vitesse de corrosion (mm/an)
0	12.64	-769.39	173.1	247.1	0.70	0.119359
100	31.41	-731.39	175.5	466.3	0.37	0.263581
200	46.36	-710.26	204.0	671.6	0.30	0.403926

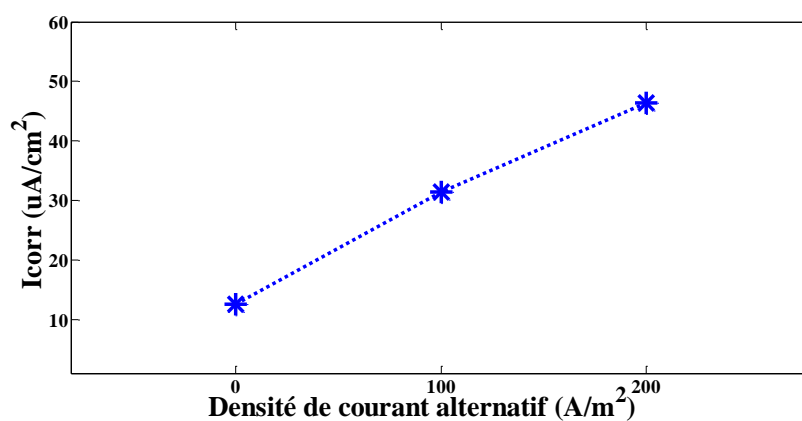


Fig. 4. 9. Courant de corrosion de l'acier X70 à différentes densités de courant alternatif

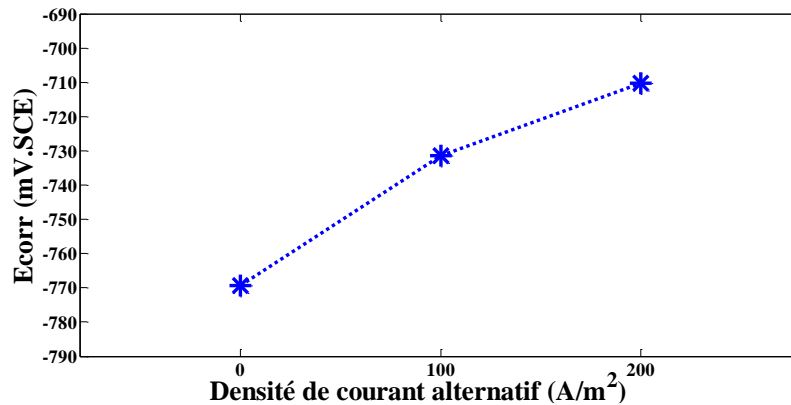


Fig. 4.10. Potentiel de corrosion de l'acier X70 à différentes densités de courant alternatif

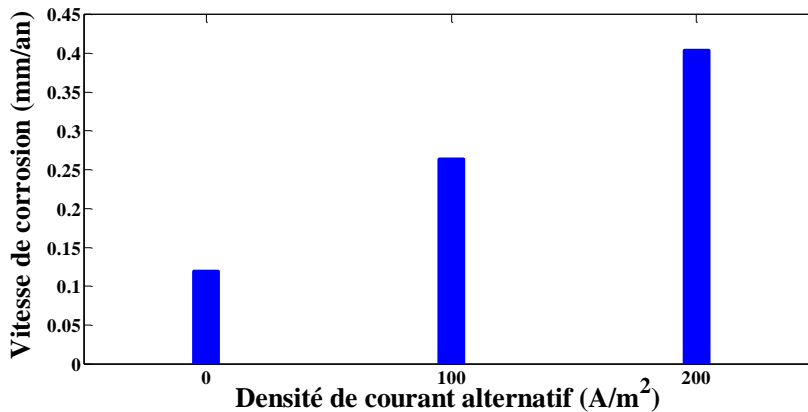


Fig. 4.11. Vitesse de corrosion de l'acier X70 à différentes densités de courant alternatif

4.3.1.2. Méthode électrochimique transitoire

Quand un pipeline est exposé à une perturbation de courant alternatif, un champ électromagnétique alternatif sera induit à la surface du pipeline, conduisant au passage du courant alternatif. Ce courant alternatif qui traverse le système pipeline – sol dépend de plusieurs facteurs : amplitude de la f.é.m. induite, impédance de l'interface pipeline – sol, caractéristique non-linéaire du comportement de l'interface et résistance d'électrolyte.

D'un point de vue électrochimique, le pipeline par rapport au sol peut être représenté par le schéma électrique présenté à la Fig. 4.12.

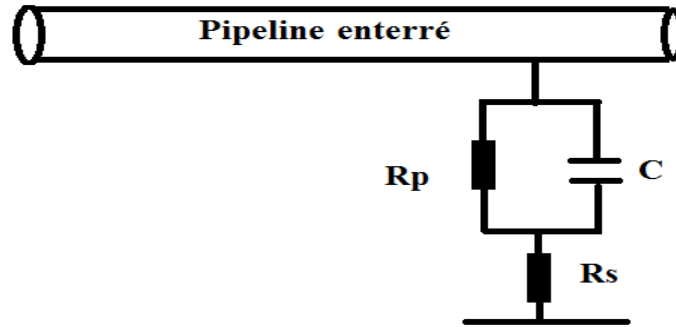


Fig. 4.12. Schéma électrique équivalent du pipeline dans le sol

R_p représente la polarisation de l'acier (R_p est proportionnelle à la résistance à la corrosion de l'acier. Avec l'augmentation de R_p , la résistance à la corrosion augmente). R_s est la résistance de l'électrolyte et C représente la capacité de double couche.

La méthode électrochimique transitoire permet de déterminer les différents paramètres du circuit électrique équivalent du pipeline dans le sol avec et sans l'influence des densités de courant alternatif. La spectroscopie d'impédance électrochimique de l'acier X70 dans une solution est enregistrée dans la gamme de fréquences de 200 kHz à 50 mHz en utilisant une excitation de 10 mV d'amplitude.

Les Figures 4.13 et 14 montrent respectivement les courbes de spectroscopie d'impédance électrochimique de l'acier X70 mesurées avec et sans application des densités de courant de 0 A/m², 100 A/m² et 200 A/m². Les paramètres de corrosion, tels que la résistance de polarisation (R_p) et la capacité double couche (C) sous différentes densités de courant alternatif (0 A/m², 100 A/m² et 200 A/m²), sont obtenus à partir des courbes de spectroscopie d'impédance électrochimique de l'acier X70 des Figs. 4.13 et 14. Les résultats sont donnés dans le Tableau 4. 3. On peut observer que la résistance de polarisation de l'acier X70 diminue avec l'augmentation de la densité de courant alternatif. Sans l'influence de la densité de courant CA, R_p est de 950 $\Omega \cdot \text{cm}^2$. Parallèlement, pour une densité de courant alternatif de 100 A / m², R_p est 680 $\Omega \cdot \text{cm}^2$. Une autre diminution de R_p (500 $\Omega \cdot \text{cm}^2$) a été également observée pour une densité de courant AC de 200 A.

Les résultats de la spectroscopie d'impédance électrochimique ont montré que l'acier X70 sans influence de la densité de courant AC présente la meilleure résistance à la corrosion par rapport aux cas où l'acier est sous influence des densités de courant alternatif. Nous pouvons conclure qu'à partir de ces résultats, l'induction électromagnétique causée par les lignes de haute tension affecte le caractère électrochimique de l'acier X70 et accélère la corrosion du pipeline.

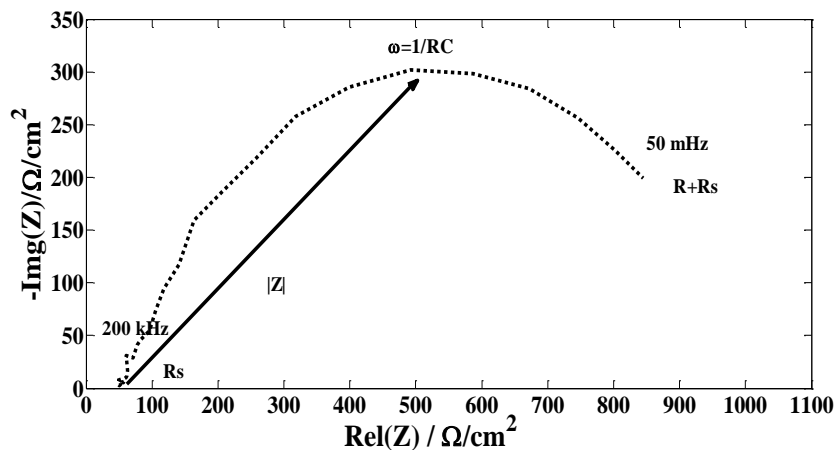


Fig. 4. 3. Spectroscopie d'impédance électrochimique de l'acier X70 sans l'application des densités de courant alternatif

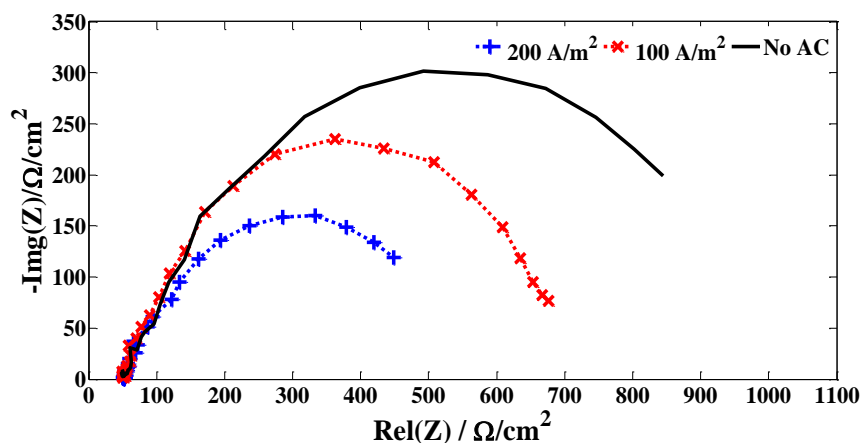


Fig. 4. 4. Spectroscopie d'impédance électrochimique de l'acier X70 avec l'application des densités de courant alternatif

Tableau 4. 3. Paramètres électrochimiques de l'acier X70 tirés des spectroscopies d'impédance électrochimique

Densité de CA (A/m ²)	Rp (Ω.cm ²)	C(mF)
0	950	0.33
100	680	0.52
200	500	0.69

4.3.2. Protection cathodique

Afin de diagnostiquer l'effet des densités de courant alternatif induites dû au couplage inductif causé par les lignes de haute tension sur la performance de protection cathodique des pipelines en acier X70, un modèle des éléments finis pour la protection cathodique a été élaboré, [52]. La conception du système de PC nécessite la solution de l'équation de Laplace $\nabla^2 V = 0$ avec les conditions aux limites pour donner la répartition du potentiel de protection dans le pipeline, Fig. 4. 15. Pour les surfaces de la cathode et de l'anode, les conditions aux limites utilisées sont les suivantes :

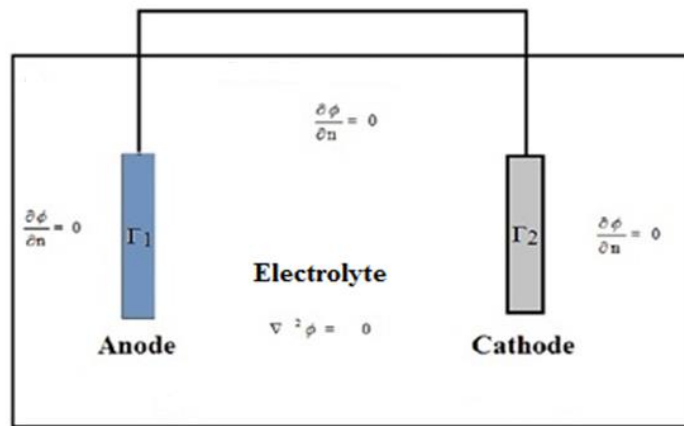


Fig. 4.15. Conditions aux limites d'un système de PC

Pour l'anode et la cathode, les conditions aux limites sont données par :

$$\begin{cases} n \cdot J_a = -\sigma \frac{\partial V}{\partial n} = f_a(V) \\ n \cdot J_c = -\sigma \frac{\partial V}{\partial n} = f_c(V) \end{cases} \quad (4.2)$$

J_a et J_c sont respectivement les densités de courant à la surface de l'anode et de la cathode. σ est la conductivité électrique de l'électrolyte. $f_a(V)$ et $f_c(V)$ désignent la relation électrochimique entre les densités de courant (J_a et J_c) et le potentiel (V). Cette relation électrochimique est décrite par les courbes non-linéaires bien connues sous le nom de courbes de polarisation.

Les courbes de polarisation de l'acier X70 avec et sans influence de densité de courant alternatif de 0 A/m^2 , 100 A/m^2 et 200 A/m^2 obtenues par les mesures électrochimiques sont utilisées comme conditions aux limites à la surface de la cathode.

4.3.2. 1. Protection cathodique par anode sacrificielle

On suppose que le potentiel de l'anode sacrifiée est fixe pour la protection cathodique par anode sacrificielle. La condition traduit le fait que tous les points de la surface de l'anode ont le même potentiel. Le potentiel de l'anode sacrificielle est de $-1,65$ V. La géométrie du système de protection cathodique est représentée sur la Fig. 4. 16.

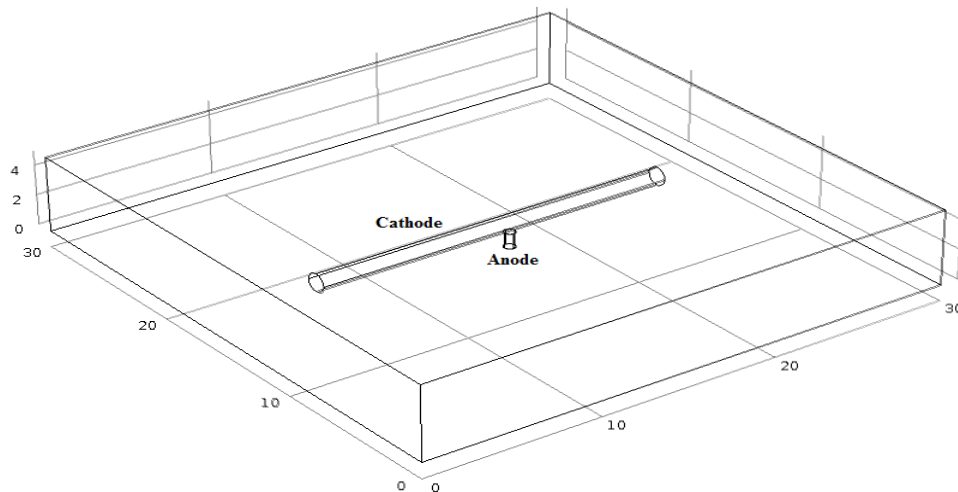


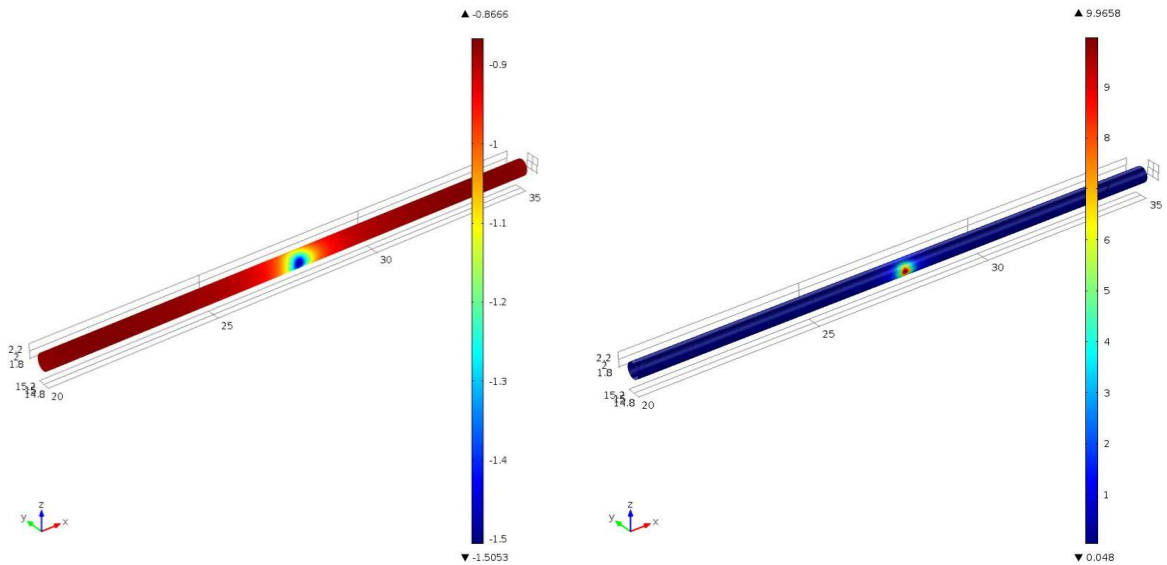
Fig. 4.16. Géométrie du modèle

Les Figures 4.17a et b montrent le potentiel de protection et la densité de courant de protection du pipeline sans influence des densités de courant alternatif. Le potentiel de protection est dans une plage comprise entre -1.5053V.SCE et -0.8666V.SCE . Par contre, la densité de courant de protection est dans une plage comprise entre $9,9658\text{ A/m}^2$ et $9,9658\text{ A/m}^2$.

Les Figures 4.18a et b montrent le potentiel de protection et de la densité du courant de protection cathodique du pipeline sous l'influence des densités de courant alternatif de 100 A/m^2 et 200 A/m^2 , respectivement. Comme il est montré aux Figs. 4.20a et b, lorsque le pipeline est influencé par les densités de courant alternatif, le potentiel de protection cathodique se trouve décalé vers les valeurs plus électropositives.

On peut observer que le potentiel de protection du pipeline est devenu plus électropositif avec l'augmentation de la densité de courant alternatif, alors que le courant de protection cathodique augmente avec la densité de courant alternatif. Le potentiel de protection cathodique efficace recommandé, dans les références [9], [16] et [100], pour les pipelines d'acier enterrés dans le sol doit être inférieur à $-0,780\text{ V.SCE}$. Les résultats obtenus ont montré que la protection cathodique est incapable de maintenir le potentiel de protection cathodique dans le domaine de protection des aciers en présence des densités de courant alternatif, Fig. 4. 20. Cela signifie que la densité de courant alternatif peut causer la

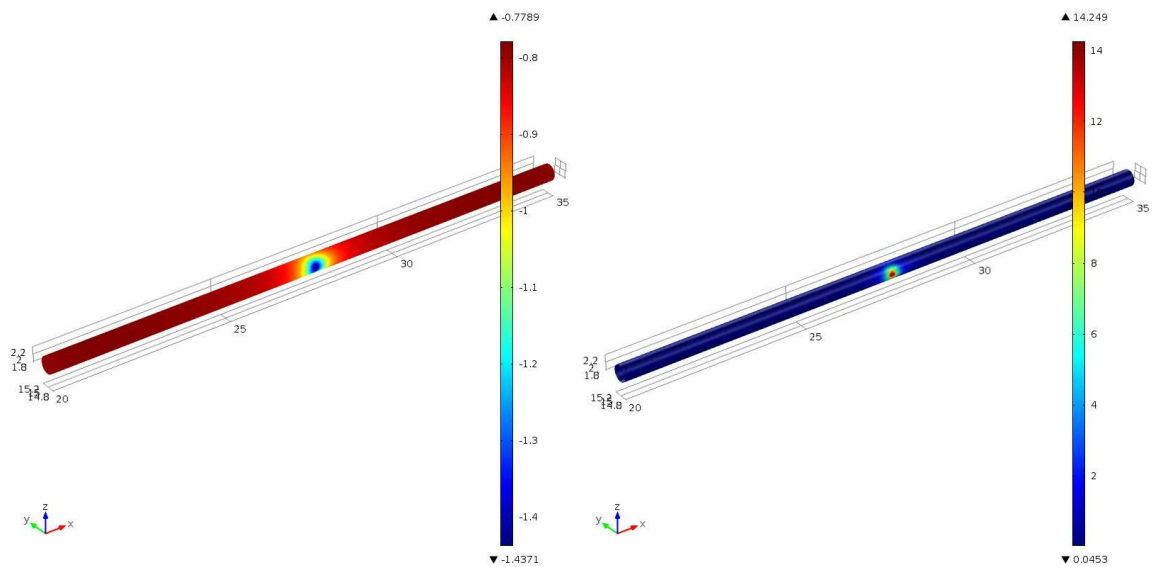
corrosion des pipelines en acier, même s'il existe un système de protection cathodique par anode sacrificielle.



a/ Potentiel de protection (V.SCE)

b/ densité de courant de protection (A/m²)

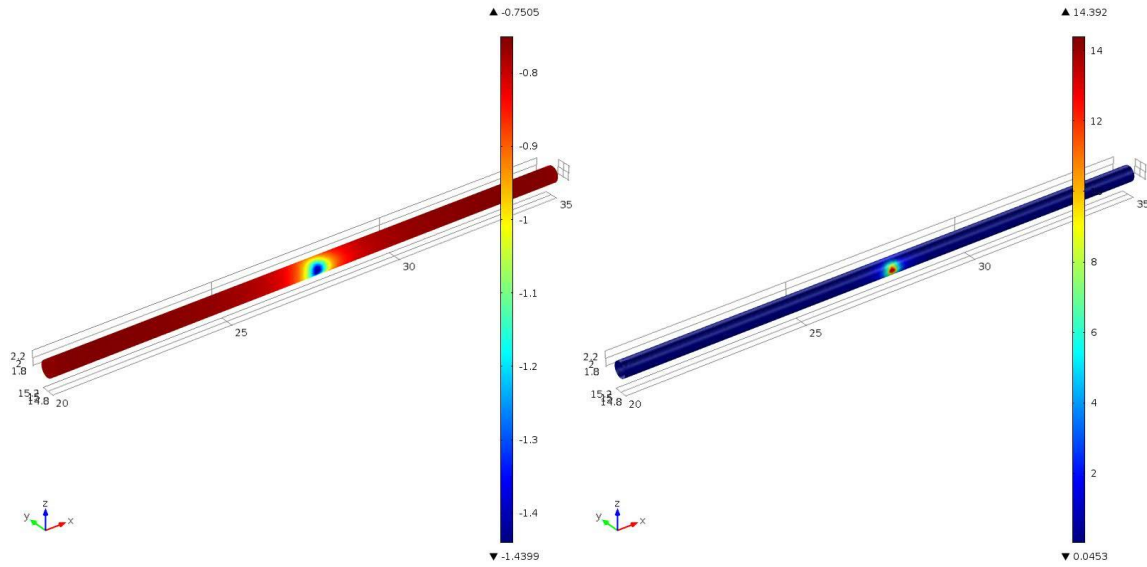
Fig. 4.17. Protection cathodique par anode sacrificielle sans influence des densités de courant alternatif



a/ Potentiel de protection (V.SCE)

b/ densité de courant de protection (A/m²)

Figs. 4.18. Protection cathodique par anode sacrificielle avec influence de densité de courant alternatif de 100A/m^2



a/ Potentiel de protection (V.SCE)

b/ densité de courant de protection (A/m^2)

Figs. 4.19. Protection cathodique par anode sacrificielle avec influence de densité de courant alternatif de 200A/m^2

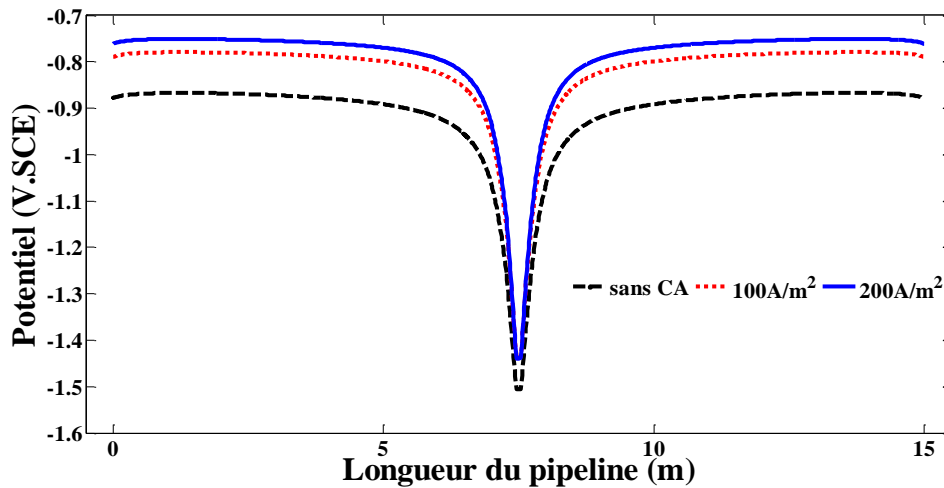


Fig. 4.20. Potentiel de protection cathodique par anode sacrificielle avec et sans influence des densités de courant alternatif

Nous avons étudié les effets des densités des courants alternatifs sur les performances des systèmes de protections cathodiques par anode sacrificielles. Dans ce système, nous avons supposé que le potentiel de l'anode sacrificielle est fixé, [3]. Sous ces conditions d'interférence, le potentiel de l'anode sacrificielle peut être affecté par le champ

électromagnétique causé par la ligne HT et change sa valeur. C'est pourquoi pour éliminer cette hypothèse, nous proposons l'utilisation de la protection cathodique par courant imposé, [4].

4.3.2. 2. Protection cathodique par courant imposé

Le courant de sortie de la PC est imposé par le générateur de courant le long de l'anode. La distribution de la densité de courant sortant de la section de l'anode est homogène. Ainsi, la condition à la section de l'anode peut être décrite comme suit :

$$n \cdot J_a = -\sigma \frac{\partial V}{\partial n} = \frac{I}{A} \quad (4.3)$$

I représente le courant total à travers la section de l'anode et A, la section totale de l'anode.

La géométrie du modèle est présentée à la Fig. 4.21, sur laquelle la cathode est composée de l'acier X70 du pipeline. Le potentiel de protection cathodique le long de la longueur du pipeline est représenté à la Fig. 4.22, pour une densité de courant de sortie de 5 mA/cm². Sur cette Figure, on constate que le potentiel de PC varie entre -1,37 V et -0,81 V.SCE. Ce qui montre que pour cette densité de courant, le pipeline est entièrement protégé contre la corrosion.

La Figure 4.23 montre la répartition du potentiel de protection cathodique le long de la longueur du pipeline sous l'influence des densités de courant alternatif de 0, 100 et 200 A/m². Sur cette Figure, on peut observer que, les densités de courant AC induites déplacent le potentiel de PC d'une valeur de potentiel de protection cathodique efficace recommandé pour les pipelines, [96]. Le potentiel de PC devient plus électropositif avec l'augmentation des densités de courant AC. Cela signifie que la probabilité de corrosion augmente avec l'augmentation de la densité AC induite même si le pipeline est sous protection cathodique.

Le potentiel de protection of de l'acier X70 à différentes valeurs de la densité de courant de sortie est présenté à la Fig. 4.24. On peut observer que pour une densité de courant de sortie de 5mA / cm², le pipeline est entièrement protégé contre la corrosion.

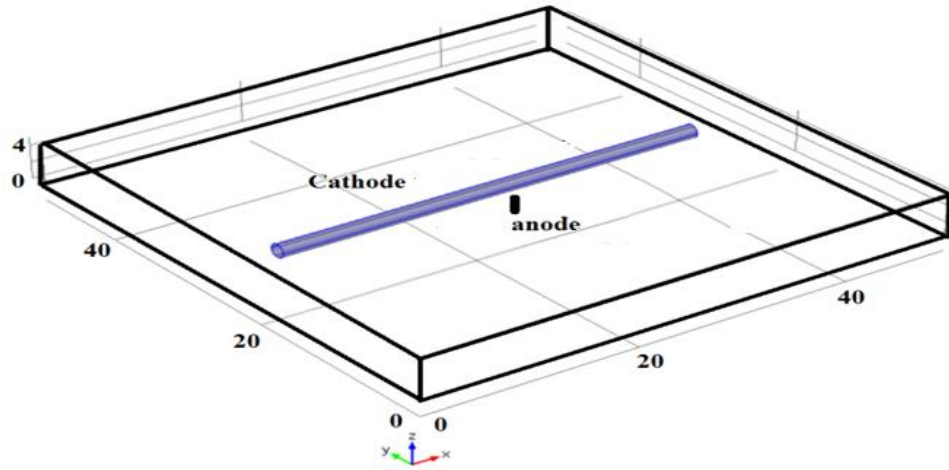


Fig. 4.21. Géométrie du modèle

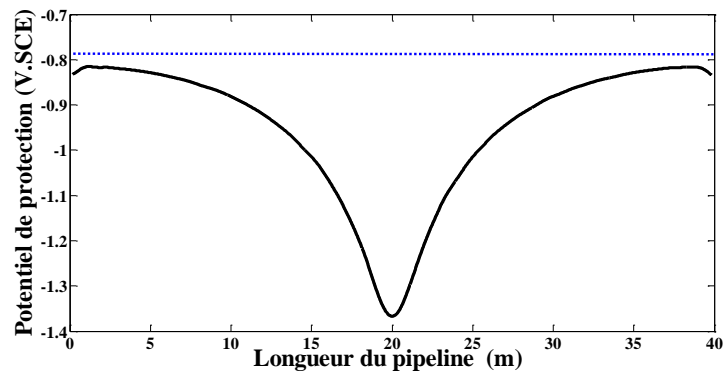
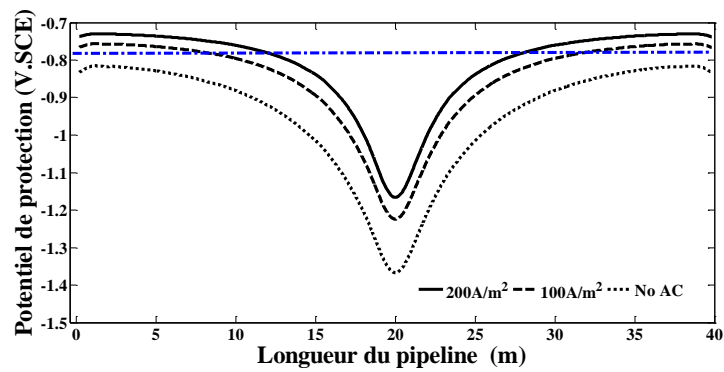


Fig. 4.22. Potentiel CP du pipeline en acier X70 en absence de densité AC



Figs. 4.23. Potentiel de protection cathodique par courant imposé avec et sans influence des densités de courant alternatif

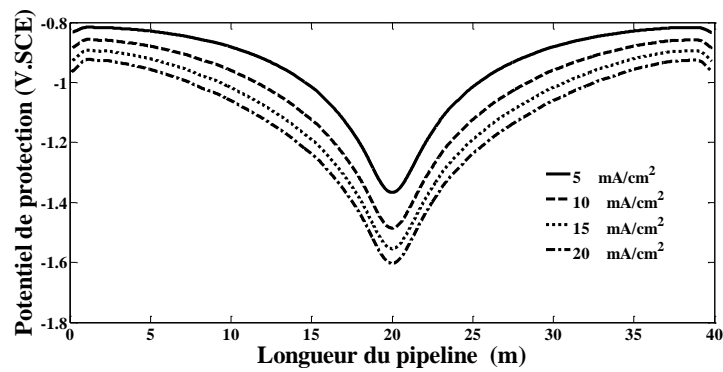


Fig. 4.24. Potentiel de protection of de l'acier X70 sans densité de courant alternatif à différentes valeurs de la densité de courant de sortie

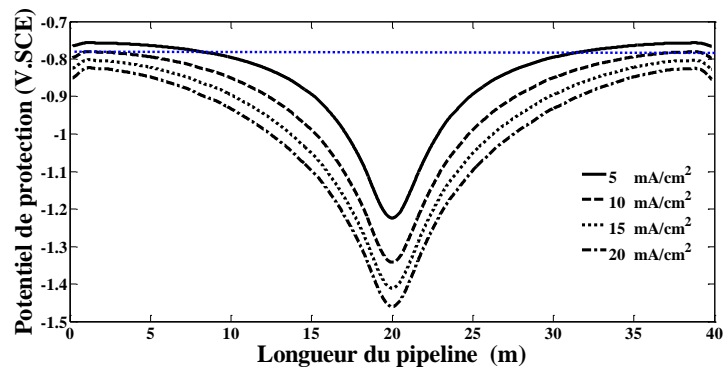


Fig. 4.25. Potentiel de protection of de l'acier X70 pour une densité de courant alternatif de 100 A/m² à différentes valeurs de la densité de courant de sortie

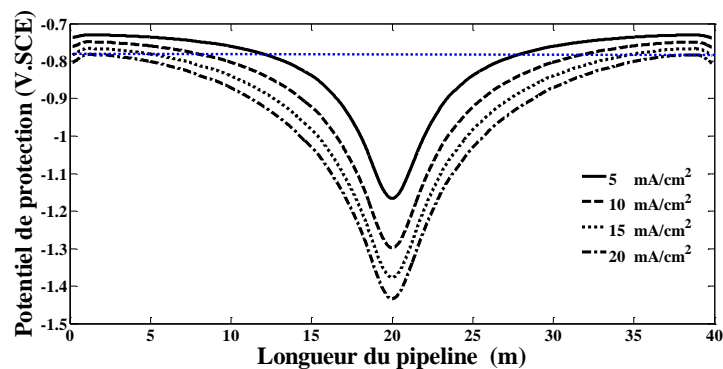


Fig. 4.26. Potentiel de protection of de l'acier X70 pour une densité de courant alternatif de 200 A/m² à différentes valeurs de la densité de courant de sortie

Comme présenté sur les Figs. 4.25 et 26, lorsque le pipeline est sous influence de densité de courant alternatif de 100 A/m^2 , la densité de courant de sortie de protection cathodique de 10 mA/cm^2 peut être suffisante pour protéger la canalisation de la corrosion. Pour une densité de courant alternatif de 200 A/m^2 , le courant de sortie de protection cathodique recommandé pour protéger le pipeline de la corrosion est de l'ordre de 20 mA/cm^2 . Par conséquent, on peut conclure que le courant de sortie de protection cathodique croissant est l'une des techniques efficaces pour atténuer la corrosion en courant alternatif et maintenir le potentiel de protection cathodique à un niveau acceptable.

Il est possible de combiner deux ou plusieurs techniques pour protéger les pipelines de corrosion par courant alternatif due à l'induction électromagnétique de la ligne HT. A titre d'exemple, on peut opter pour l'augmentation de la distance de séparation entre le pipeline et la ligne HT et/ou l'augmentation du courant de sortie de protection cathodique. Cette mesure doit être prise en compte lors de la phase de pré-construction de la ligne HT. Comme il est montré au Chapitre 3, le niveau de la tension induite dans le pipeline diminue avec l'augmentation de la distance de séparation entre la ligne HT et le pipeline. Ceci réduit la densité de courant induit dans le pipeline. Dans ces conditions et avec une conception appropriée de la protection cathodique, la probabilité de corrosion dans le pipeline devient beaucoup plus faible.

4. 4. Conclusion

Une méthode de diagnostic pour déterminer les effets de la densité de courants alternatifs induite par l'induction électromagnétique causé par les lignes de haute tension sur la corrosion et les performances des systèmes de protection cathodique des pipelines enterrées en acier X70 a été proposée dans ce chapitre. Cette méthode est basée sur les caractérisations électrochimiques en tenant compte des densités de courant alternatif injectées par une source externe. L'étude expérimentale montre que l'induction électromagnétique, provoquée par les lignes HT, affecte le caractère électrochimique du pipeline en acier X70 et accélère la corrosion du pipeline. De plus, la densité de courant de corrosion de l'acier X70 augmente avec la densité de courant alternatif, alors que le potentiel de corrosion est devenu plus positif avec l'augmentation de la densité de courant alternatif. Nous avons observé également que la vitesse de corrosion de l'acier X70 est largement influencée par la densité de courant AC. Concernant les effets de densités de courant alternatif sur le fonctionnement de la protection cathodique, nous avons montré que la probabilité de corrosion par courant alternatif augmente avec la densité de courant AC induite, même si le pipeline est sous protection cathodique.

Conclusion générale

Conclusion générale

Dans notre thèse, nous proposons, une nouvelle méthode d'étude des effets de la densité de courant alternatif induite par l'induction électromagnétique causée par les lignes HT sur la corrosion et les performances des systèmes de protection cathodique des pipelines enterrés en acier X70.

Deux approches ont été utilisées pour l'étude des interférences électromagnétiques entre les lignes HT et les pipelines enterrés, à savoir :

- La première a consisté en la détermination des différentes impédances mutuelles entre les trois phases de la ligne de haute tension et le pipeline.
- La seconde est basée sur le modèle des éléments finis (FEM). Les données nécessaires au modèle sont les caractéristiques électriques et géométriques de la ligne HT, les caractéristiques magnétiques et électriques du pipeline.

Comme attendu, les résultats obtenus ont montré que l'augmentation de la distance de séparation réduit le champ magnétique au niveau du pipeline, pour deux configurations de la ligne HT (horizontale et verticale). La présence du pipeline affecte la symétrie de la distribution du champ magnétique. Cette asymétrie est observée à proximité du pipeline. Et finalement, la séquence d'orientation des phases a un effet majeur sur l'interférence électromagnétique entre les lignes HT et les pipelines enterrés et que la séquence optimale qui fournit le champ magnétique le plus bas est la séquence du type (f) (ABC-C'B'A').

Nous avons proposé également une méthode de diagnostic des effets de la densité de courant alternatif induite par l'induction électromagnétique causée par les lignes HT sur la corrosion et les performances des systèmes de protection cathodique des pipelines enterrés en acier X70. Cette méthode est basée sur les caractérisations électrochimiques en tenant compte des densités de courant alternatif injectées par une source externe de courant alternatif. Nous avons montré que l'induction électromagnétique, causée par les lignes HT, affecte le caractère électrochimique du pipeline en acier X70 et accélère la corrosion du pipeline, et que la densité de courant de corrosion de l'acier X70 augmente avec l'augmentation de la densité de courant alternatif. Ce qui rend le potentiel de corrosion plus positif pour une augmentation de la densité de courant alternatif. Par ailleurs, nous avons montré que la vitesse de corrosion de l'acier X70 est largement influencée par la densité de courant AC et qu'avec une augmentation de la densité de courant alternatif, la vitesse de corrosion augmente. Enfin, nous avons aussi montré que la probabilité de

corrosion par courant alternatif augmente avec l'augmentation de la densité de courant alternatif induite, même si le pipeline est sous protection cathodique.

Enfin, comme perspectives à ce travail, nous proposons :

- Une étude des interférences électromagnétiques entre les lignes HT, lorsque des défauts se produisent sur celles-ci, et les pipelines en acier enterrés ;
- Une étude des couplages capacitifs entre les lignes HT et les pipelines en acier enterrés;
- Etude des phénomènes géomagnétique sur la corrosion des pipelines
- De développer de nouvelles méthodes d'étude de la dynamique du phénomène de corrosion lié à la proximité d'une ligne HT et d'un pipeline en acier.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] Arrêté interministériel, Article 23 : Canalisations posées au voisinage de lignes électriques à haute tension. du 12.12.1992.
- [2] **OUADAH**, M'hamed. TOUHAMI, Omar, IBTIOUEN, Rachid, BELMNAOUAR, Mohamed Farid and ZERGOUG, Mourad. Corrosive effects of the electromagnetic induction caused by the HVPL on the buried pipelines. *International journal of Electrical Power and Energy systems*, Oct 2017. Vol. 91, n°1, p. 34-41.
- [3] **OUADAH**, M'hamed. TOUHAMI, Omar, IBTIOUEN, Rachid. Diagnosis of the AC Current Densities Effect on the Cathodic Protection Performance of the Steel X70 for a Buried Pipeline due to Electromagnetic Interference Caused by HVPTL. *Progress in electromagnetic research M* , 2016, Vol 45, n°4, p. 163-171.
- [4] **OUADAH**, M'hamed. TOUHAMI, Omar, IBTIOUEN, Rachid and ZERGOUG, Mourad. A Method for Diagnosis of the Effect of AC on the X70 Pipeline due to an Inductive Coupling Caused by HVPL. *IET Science, Measurement & Technology*, April 2017, Vol 11, n°4, p. 1-7.
- [5] **OUADAH**, M'hamed. TOUHAMI, Omar and IBTIOUEN, Rachid. Diagnosis of AC corrosion on the buried pipeline due to the high voltage power line. *Journal of Electrical Engineering*. January 2016, Vol 16, n°2, p. 76-83.
- [6] NF EN 12954 .Protection cathodique des structures métalliques enterrées ou immergées Principes généraux et application pour les canalisations. Avril 2001.
- [7] ISO 8084 : Corrosion des métaux et alliages – termes principaux et définitions. 2015.
- [8] Robert G. Kelly, John R. Scully, David W. Shoesmith, Rudolph G. Buchhei, .Electrochemical Techniques in Corrosion Science and Engineering. 2003, CRC Press, 440 p, ISBN-13: 978-0824799175.
- [9] R. Winston Revie, Herbert H. Uhlig. Corrosion and Corrosion Control: an Introduction to Corrosion Science and Engineering. Fourth Edition, 2008 by John Wiley & Sons, Inc. 512 p, ISBN 978-0-471-73279-2.
- [10] Marshall E. Parker, Edward G. Peattie. Pipe Line Corrosion and Cathodic Protection: . A Practical Manual for Corrosion Engineers, technicians, and field personnel. Third Edition, 1999, Gulf Professional Publishing, 166p, ISBN 9780080513959.
- [11] DOLARA, Alberto. FOIADELLI, Federica, LEVA, Sonia. Stray Current Effects Mitigation in Subway Tunnels. *IEEE Trans. Power Delivery*. 2012, Vol. 27,n°4, p.2304 – 2311.
- [12] OGUNSOLA, Ade. SANDROLINI, Leonardo .MARISCOTTI Andrea .Evaluation of Stray Current From a DC-Electrified Railway With Integrated Electric–

- Electromechanical Modeling and Traffic Simulation *.IEEE Trans. Industry Applications.*,2015, Vol.51, n°.6, p.5431 – 5441.
- [13] XP CEN/TS 15280. Évaluation du risque de corrosion des canalisations enterrées occasionné par les courants alternatifs : Application aux canalisations protégées cathodiquement. février 2007.
- [14] Bernard Normand, .Prévention et lutte contre la corrosion: une approche scientifique et technique. 2004. Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, 775 p, ISBN-13: 978-2880745431.
- [15] Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel, la protection cathodique guide pratique. Editions TECHNIP, 1986, 123p, ISBN 9782710805090.
- [16] D. G. Ives and G. J. Janz, Eds: ‘Reference electrodes: Theory and Practice. *.Academic Press*, New York, 1961, 215 p, ISBN 9780123768568.
- [17] PEABODY A.W., Peabody’s Control of Pipeline Corrosion. Second Edition, *NACE International*, 2001, 197 p, ISBN 9780915567959.
- [18] MEMON, Saud A. FROMME, Paul. Stray Current Corrosion and Mitigation: A synopsis of the technical methods used in dc transit systems. *IEEE Electrification Magazine*. 2014 , Vol. 3, n°2, p.22 – 31.
- [19] **OUADAH**, M’hamed. TOUHAMI, Omar and IBTIOUEN. Bouzida, Ahcene Bouyegh, Saida. Allou, Djilali. Haddad, Ahmed. Pipelines Corrosion Due to the Electromagnetic Pollution caused by the High Voltage Power. *Conférence Internationale des Energies Renouvelables CIER 2016, 20-22 Décembre 2016* , Hammamet, Tunisie.
- [20] Dev Paul. DC Stray Current in Rail Transit Systems and Cathodic Protection [History] *.IEEE Industry Applications Magazine*. 2016, Vol. 22, n°1, p. 8 – 13.
- [21] CHARALAMBOS, A. CHARALAMBOUS, Pete Aylott. Dynamic Stray Current Evaluations on Cut-and-Cover Sections of DC Metro Systems. *IEEE Trans. Vehicular Technology*. 14, Vol. 63, n°3, p. 3530 – 3538.
- [22] SHENT ZENG -Yii and Lee, CHIEN-HSING. Analysis of Rail Potential and Stray Currents in a Direct-Current Transit System. *IEEE Trans. Power Delivery*. 2010, Vol.25, n°3, p.1516 – 1525.
- [23] JORGE VALERO Rodriguez, JAVIER Sanz Feito. Calculation of remote effects of stray currents on rail voltages in dc railways systems.*IET Electrical Systems in Transportation*. 2013, Vo.3, n°2, p. 31 – 40.
- [24] OGUNSOLA, Ade .MARISCOTTI Andrea and SANDROLINI, Leonardo .Estimation of Stray Current From a DC-Electrified Railway and Impressed Potential on a Buried Pipe. *IEEE Trans. Power Delivery*. 2012, Vo.27, n°4, p.2238 – 2246.
- [25] OGUNSOLA, Ade .MARISCOTTI Andrea and SANDROLINI, Leonardo .Evaluation of Stray Current From a DC-Electrified Railway With Integrated Electric–

- Electromechanical Modeling and Traffic Simulation. *IEEE Trans. Industry Applications.*,2015, Vo.51, n°6, p.5431 – 5441.
- [26] NACE International Training Certification .CP4–Cathodic Protection. Specialist Course Manual, NACE International, June 2004.
- [27] WAKELIN, R. G. , GUMMOW, R. A. , SEGALL, S. M. AC corrosion – Case Histories, Test Procedures, & Mitigation. *CORROSION/98*, paper no. 565, Houston, Texas NACE, 1998.
- [28] CIGRE. Guide on the influence of high voltage AC power systems on metallic pipelines, *CIGRE Working Group 36.01*, 2002.
- [29] Jerry Ring, Presentation, .Induced AC Corrosion by High Voltage Power Lines. AC Corrosion Project (Research, Analysis, Maps, Statistics, & Work Process), Company: The Williams Companies, Inc, Departments: GIS, Pipeline Integrity.
- [30] CEOCOR. AC corrosion on cathodically protected pipelines – Guidelines for risk assessment and mitigation measures, *CEOCOR*, 2001.
- [31] IBRAHIM Ibrahim. La corrosion induite par courant alternatif sur les canalisations enterrées sous protection cathodique. 210 p, Thèse de doctorat : Génie des procédés et haute technologie. France, Université de PIERRE ET MARIE CURIE, 2008.
- [32] RONG Zhang, PON RAJESH Vairavanathan, SHASHI, B. Lalvani. Perturbation method analysis of AC-induced corrosion. *Corrosion Science*.2008, Vol.50, p.1664-1671.
- [33] Min Zhu, Cuiwei Du, Xiaogang Li, Zhiyong Liu, Shengrong Wang, Jiankuan Li, Dawei Zhang . Effect of AC current density on stress corrosion cracking behavior of X80 pipeline steel in high pH carbonate/bicarbonate solution *.Electrochimica Acta.*,2014,Vol. 117,n°.20, p. 351-359.
- [34] 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.*Corrosion Science.*,2012, Vol. 61 p.215-223.
- [35] GOIDANICH, S., LAZZARI, L., ORMELLESE, M. AC corrosion. Part 1: Effects on over potentials of anodic and cathodic processes.*Corrosion Science*. 2010, 52, n°.4, pp.491-497.
- [36] D. Kuang, Y.F. Cheng. Understand the AC induced pitting corrosion on pipelines in both high pH and neutral pH carbonate/bicarbonate solutions. *Corrosion Science*.2014. Vol.85, n°.4, p.304–310.
- [37] GUMMOW, R., WAKELIN, R. and SEGALL, S. AC corrosion - a new challenge to pipeline integrity. *CORROSION*, 1998, pp. 1–18, Vol. 98, n°.566.NACE International, Houston, Texas.
- [38] Z. Jiang, Y. Du, M. Lu, Y. Zhang, D. Tang, and L. Dong .New findings on the factors accelerating AC corrosion of buried pipelines. *Corrosion Science*. 2014, Vol.81, n°. 4, p.1-10.

- [39] GOIDANICH, S., LAZZARI, L., ORMELLESE, M. AC corrosion. Part 2 Parameters influencing corrosion rate. *Corrosion Science*. 2010, Vol.52, n°.6, p.916-922
- [40] YAN-BAO, Guo, CHENG, Liu, DE-GUO, Wang, Shu-HAI, Liu, .Effects of alternating current interference on corrosion of X60 pipeline steel. *Petroleum Science*. June 2015, Vol.12, n°. 2, p 316–324.
- [41] NACE *International Training Certification*, .CP 2–Cathodic Protection. technician Course Manual, NACE International, April 2005.
- [42] Robert G. Kelly, John R. Scully, David W. Shoesmith, Rudolph G. Buchhei, .Electrochemical Techniques in Corrosion Science and Engineering. 440 p , September 13, 2002 by CRC Press, ISBN 9780824799175.
- [43] W. Von BAECKMANN, et al. Handbook of Cathodic Corrosion Protection: theory and Practice of Electrochemical Protection Processes. Third Edition 1997, science direct, ISBN: 978-0-88415-056-5.
- [44] BASCOM, E. C. , SCHWABE, R. J., TROISI, J. F., POLIAKOV, A. V., ZELINGHER, S., DAVE, S. A. Submarine cable cathodic protection, " *IEEE Computer Applications in Power*, 2001, Vol.14, n°.1, p.39 – 43
- [45] Durham, M. O., Durham, R. A. Cathodic protection. *IEEE Industry Applications Magazine*., 2005, Vol.11, n°.1, p.41 – 47.
- [46] IN-DONG, KIM. EUI-CHEOL, Nho. Module-type switching rectifier for cathodic protection of underground and maritime metallic structures. *IEEE Trans. Industrial Electronics*. 2005, Vol.52, n°.1, p.181 – 189.
- [47] ZHIGANG, Lan. XIUTONG, Wang. BAORONG, Hou. ZAIFENG, Wang. JIWEN, Song. SHENGLI, Chen. Simulation of sacrificial anode protection for steel platform using boundary element method. *Engineering Analysis with Boundary Elements*. 2012, Vol.36 , n°.1, p.903–906.
- [48] KASATKIN, V. E., GELMAN, A. V., ZAREPOV, A. L. KASATKINA, L. V, and DOROFEEVA, V. N. Computer Simulation of Cathodic Protection Systems for Branched Pipelines. *Protection of Metals*, 2003, Vol.39, n°.3, p. 268–273.
- [49] LAURIA, Davide. PAGANO, Mario , PETRARCA, carlo. PISANI, cosimo .A Novel Approach to Design Cathodic Protection System for High-Voltage Transmission Cables. *IEEE Trans. Industry Applications*. 2015, Vol.51, n°.6, p. 5415 – 5420.
- [50] Nguyen-Thuy LE,. Protection cathodique. INERIS DRA-PREV - 01/2008 – GIL_Protection_cathodique_V1.1.
- [51] NACE *International Training Certification*, .CP3–Cathodic Protection. Technologist Course Manual, NACE International, July 2008.
- [52] Xu, L.Y. Cheng, Y.F. Experimental and numerical studies of effectiveness of cathodic protection at corrosion defects on pipelines. *Corrosion Science*, 2014, Vol.78,n°.1, p.162–171.

- [53] GAN, Cui. ZI-LI, Li. CHAO, Yang and MENG Wang. The influence of DC stray current on pipeline corrosion. *Petroleum Science*, February 2016, Vol.13, n°.1, p 135–145.
- [54] METWALLY, A. AL-MANDHARI, H.M. GASTLI, A.NADIR, Z. Factors affecting cathodic-protection interference. *Engineering Analysis with Boundary Elements*. June 2007 Vol.31,n°.6, p. 485–493.
- [55] BRICHAU, F. DECONINCK, J. DRIESENS, T. Modeling of Underground Cathodic Protection Stray Currents, *CORROSION*. 1996; Vol.52, n°.6, p.480-488.
- [56] K. W. Park, Y. B. Cho, K. S. Jeon, S. M. Lee and Y. T. Kho . Evaluation of Stray Current Effect on the Cathodic Protection of Underground Pipeline.,1st International Pipeline Conference, Calgary, Alberta, Canada, June 9–13, 1996.
- [57] L.Y. Xu, X. Su, Y.F. Cheng. Effect of alternating current on cathodic protection on pipelines.*Corrosion Science*. 2013, Vol.66, n°.1, p.263–268
- [58] Z. Li, H. Hao and Q. Ding .Effects of AC interference on the optimum cathodic protection potential of X70 steel in soil solution .*Anti-Corrosion Methods and Materials* ,2011,Vol.58 ,n°6, p.323–327.
- [59] FU, A.Q. and CHENG, Y.F. Effect of alternating current on corrosion and effectiveness of cathodic protection of pipelines .*Canadian Metallurgical Quarterly*. 2012,Vol. 51, p.81–90
- [60] TAFLOVE, A. , DABKOWSKI, J. Prediction method for buried pipeline voltages due to 60 Hz AC inductive coupling, part I - Analysis. *IEEE Trans. Power Apparatus Syst.* May 1979, Vol. PAS-98, p.780–787.
- [61] Dawalibi, F. Electromagnetic Fields Generated by Overhead and Buried Short Conductors. Part 1 - Single Conductor. *IEEE Trans. Power Delivery*.,Oct.1986, Vol.1, n°.4, p. 105-111.
- [62] DAWALIBI, F.P., SOUTHEY, R. Da. Analysis of electrical interference from power lines to gas pipelines, part I - Computation methods.*IEEE Trans. Power Delivery*.,July.1989, Vol.4, n°.3, p.1840-1846.
- [63] DAWALIBI, F.P., SOUTHEY, R. Da. Analysis of electrical interference from power lines to gas pipelines, part II - Parametric analysis. *IEEE Trans. Power Delivery*.Jan.1990, Vol.5, n°.1, p. 415-421.
- [64] HYUN-GOO Lee, TAE-HYUN Ha, YOON-CHEOL Ha, JEONG-HYO Bae and DAE-KYEONG Kim. Analysis of Voltages Induced by Distribution Lines on Gas Pipelines. *International Conference on Power System Technology - POWERCON 2004*, 21-24 November 2004, Singapore.
- [65] AMER, Ghada M., Novel technique to calculate the effect of electromagnetic field of H.V.T.L. On the metallic pipelines by using EMTP program. *18th International Conference on Electricity Distribution*, 6-9 June 2005, Turin.

- [66] COTTON, L., K. KOPSIDAS, and Y. Z. ELTON. Comparison of transient and power frequency-induced voltages on a pipeline parallel to an over-head transmission line. *IEEE Trans. Power Delivery.*, Jul.2007, Vol.22, n° 3, p. 1706–1714.
- [67] HANAFY, H. Effect of Oil Pipelines Existing in an HVTL Corridor on the Electric-Field Distribution. *IEEE Trans. Power Deliver.* 2007, Vol.22, n° 4, p.2466-2471.
- [68] CAULKER, D., AHMAD, H., and MOHAMED ALI, M. S. Effect of Lightning Induced Voltages on Gas Pipelines using ATP-EMTP Program. *2nd IEEE International Conference on Power and Energy (PECon 08)*, December 1-3, 2008, Johor Baharu, Malaysia.
- [69] Hui-Chun Xie, Guang-Zhou Zhang, Xiao-Wu Zhang, .Study of Electromagnetic Impact on Buried Metallic Pipelines due to Lightning Strike on URV AC Double-Circuit Tower. *Asia-Pacific International Symposium on Electromagnetic Compatibility*, April 12 -16, 2010, Beijing, China.
- [70] MICU D., CHRISTOFORIDIS G. and CZUMBIL L. AC Interference on pipelines due to double circuit power lines: A detailed Study. *Electric Power Systems Research.* 2013, Vol.103, n° 4, p. 1-8.
- [71] QI L., YUAN H., WU Y. and CUI X. Calculation of overvoltage on nearby underground metal pipeline due to the lightning strike on UHV AC transmission line tower. *Electrical Power Systems Research.* 2013, Vol.94, p. 54-63.
- [72] BHUMKITTIPICHA, Krischonme. TOPRADITHA, Boonlerd and SUWANASRI, Tanapong. Analysis of Lightning Phenomena for Underground Petroleum Pipeline System. *Energy Procedia*, 2013, Vol.34, p. 148 – 158.
- [73] KOPSIDAS, K., COTTON, L. Induced Voltages on Long Aerial and Buried Pipelines Due to Transmission Line Transients. *IEEE Trans. Power Delivery.* Jul 2008, Vol. 23, n° 3, p.1535-1543.
- [74] Lei Qi, Hui Yuan, Lin Li, Xiang Cui. Calculation of Interference Voltage on the Nearby Underground Metal Pipeline due to the Grounding Fault on Overhead Transmission Lines. *IEEE Trans. Electromagnetic Compatibility.*, 2013, Vol.55, n° 5, p.965 – 974.
- [75] **Ouadah, M'hamed.** BOUYEGH, Saida. ZERGOUG, Mourad. Dehchar, Charif. BOUSSIALA, Boubaker. TOUHAMI, Omar. IBTIOUEN, Rachid. Impacts of Inductive and Conductive Interference due to High Voltage Power Lines on Metallic Pipelines, *4^{ème} Conférence Internationale sur le soudage, le Contrôle Non Destructif et l'Industrie des Matériaux et Alliages, IC-WNDT- MI'14*, 2014, 20-23 Nov. Annaba, Alegria.
- [76] SAIED, Mohamed M. The Capacitive Coupling between EHV Lines and Nearby Pipelines. *IEEE Transactions on power delivery.* July 2004 Vol. 19, n° 3, p.1225-1231.

- [77] CHRISTOFORIDIS, G. C., LABRIDIS, D. P., DOKOPOULOS. P. S. Inductive interference on pipelines buried in multilayer soil due to magnetic fields from nearby faulted power lines. *IEEE Trans. Electromagnetic Compatibility*. 2005, Vol.47, n°.2, p.254 – 262.
- [78] ZHANG H., KARADY G. and HUNT J. Effect of various parameters on the inductive voltage and current on pipelines. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. 24-29 July 2011, p. 1-7. Detroit, MI, USA, USA.
- [79] NACE SP0177-2014. Mitigation of alternating current and lightning effects on metallic structures and corrosion control systems. NACE International, 2014.
- [80] IEEE STANDARD 80-2000. IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding. IEEE Power and Energy Society, 2000.
- [81] CEI IEC 479-2. Effets du courant passant par le corps humain ”. second Edition, 1987.
- [82] AHMED, H., WAEL, M., and EHAB, A. Effects of electromagnetic field from power line on metallic objects and human bodies. *International Journal of Electromagnetics and Applications*. 2012, Vol. 2, n°.6, p. 151-158.
- [83] HOSOKAWA, Y. KAJIYAMA, F. NAKAMURA, Y. New CP criteria for elimination of the risks of AC corrosion and overprotection on cathodically protected pipelines. Corrosion, 2002, paper no. 02111, Houston, Texas NACE.
- [84] Ma, J., FORTIN, S., DAWALIBI, F.P. .Analysis and mitigation of current unbalance due to induction in heavily loaded multi circuit power lines. *IEEE Trans. Power Delivery*., 2004, Vol. 19, n°.53, p.1378–1383.
- [85] GUMMOW, R.A., SEGALL, S.M. , FIELTSCH,W. Pipeline AC mitigation misconceptions. *Northern Area Western Conference, NACE, Calgary, Alberta*, February 2010, pp.15-18.
- [86] TAFLOVE, A., DABKOWSKI, J. Mitigation of buried pipeline voltages due to 60 Hz inductive coupling Part 2 –pipeline Grounding Methods. *IEEE Trans. Power Apparatus Syst*. Sept. 1979, Vol. PAS-98 , n°.5, p. 1814–1823.
- [87] SOUTHEY, R.D., DAWALIBI, F.P., VUKONICH.W. Recent advances in the mitigation of AC voltages occurring in pipelines located close to electric transmission lines. *IEEE Trans. Power Delivery*. April 1994, Vol.9, n°.2, p. 1090 – 1097.
- [88] CANOVA, A. GRUOSSO, G., TARTAGLIA, M. Insulated joint for corrosion protection of buried subway gallery structure: consideration on cable ground connection. *IEEE Trans. Power Delivery*., 2006, Vol. 21, n°.2, p.966 – 970.
- [89] Denisa STET, Levente CZUMBIL, Dan D. MICU, Olivia MIRON .Corrosion Evaluation and Mitigation on Metallic Pipelines. *International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering (EPE 2012)*, 2012, 25-27 October, Iasi, Romania.

- [90] CARSON, J.R. Work propagation in overhead wires with ground return. *The Bell System Technical Journal*. 1926, Vol. 5, p. 539-554
- [91] John P. NELSON. Power system in close proximity to pipelines. *IEEE Transaction on Industry Applications*, 1986, Vol. IA-22, no.3, p.435 – 441
- [92] WEISS. J., CSENDES. Z. A one-step finite element method for multiconductor skin-effect problems. *IEEE Trans. Power App. Syst.* Oct. 1982, vol. PAS-101, p. 3796–3803.
- [93] WEISS. J., CSENDES. Z. Efficient Finite Element Solution of Multipath Eddy Current Problems. *IEEE Transactions on Magnetics*, November 1982, vol. MAG-18, n°6, p. 1710 - 1712
- [94] Antonio GALBIS and Manuel MAESTRE. Chapter 9: The General Stokes's Theorem. *Vector Analysis versus Vector Calculus*. 269-317, Springer, February 2012. ISBN 978-1-4614-2199-3.
- [95] ASTM B193 – 16, .Standard Test Method for Resistivity of Electrical Conductor Materials.
- [96] LALVANI, S.B. LIN, X.A. A theoretical approach for predicting AC-induced corrosion. *Corrosion Science*. 1994, Vo. 36, n°6, p. 1039–1046.
- [97] S.B. Lalvani, X. Lin, .A revised model for predicting corrosion of materials induced by alternating voltages. *Corrosion Science*. 1996, Vo. 38, n°10, p. 1709–1719.
- [98] BERTOCCI.U. AC induced corrosion. The effect of an alternating voltage on electrodes under charge-transfer control, *Corrosion* 1996, Vo. 35, n°5, p. 211–215.
- [99] R.W. BOSCH, W.F. BOGAERTS. A theoretical study of AC-induced corrosion considering diffusion phenomena. *Corrosion Science*. 1998, Vo. 3, n°6, p. 323–336.
- [100] NACE Standard RP0193-2001. Standard Recommended Practice External Cathodic Protection of On-Grade Carbon Steel Storage Tank Bottoms. NACE International, 2001.

Annexes

Annexe A

Résistance électrique du pipeline avec défaut de revêtement

D'un point de vue électrique, Le schéma équivalent d'un défaut de revêtement est représenté comme suit:

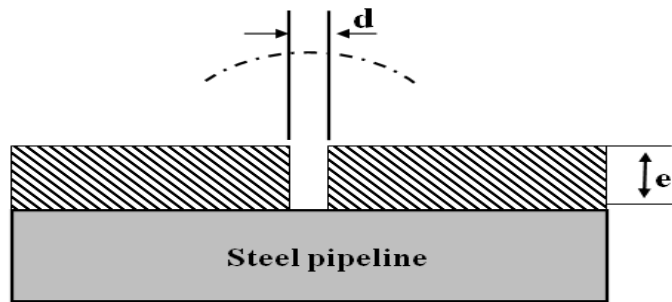


Fig. A.1. Pipeline avec un défaut de revêtement

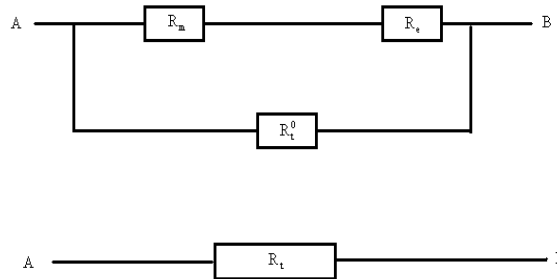


Fig. A.2. Schéma équivalent représentant un pipeline avec défaut de revêtement

Avec

R_t^0 : Résistance du revêtement sans défaut,

R_m : Résistance à nu du métal,

R_e : Résistance de l'électrolyte dans le défaut.

La résistance totale du défaut est. R_t

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

Pour déterminer la résistance du métal R_m , on considère une plaque métallique circulaire mise à la terre, alors la résistance est donnée par :

$$R_m = \frac{\rho}{2 \cdot d} \quad (\text{A. 1})$$

Avec :

d : Diamètre du défaut

ρ : Résistivité du milieu dans le défaut

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

$$R_e = \rho \frac{e}{S} \quad (\text{A. 2})$$

e : Épaisseur du revêtement

S : Section du défaut

Comme :

$$S = \frac{\pi d^2}{4} \quad (\text{A. 3})$$

D'où

$$R_e = \rho \frac{4e}{\pi d^2} \quad (\text{A. 4})$$

$$R' = \frac{\rho}{2d} \left(1 + \frac{8e}{\pi d} \right) \quad (\text{A. 5})$$

Lorsque plusieurs défauts existent simultanément, dans le revêtement, ils sont considérés comme des résistances en parallèle. La résistance équivalente est donnée par :

$$\frac{1}{R'} = \sum_i \frac{1}{R'_i} = \frac{2}{\rho} \sum_i \frac{d_i}{1 + \frac{8e}{\pi d_i}} \quad (\text{A. 6})$$

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

$$d = \frac{1}{n} \sum_i d_i \quad (\text{A. 7})$$

$$R' = \frac{\rho}{2nd} \left(1 + \frac{8e}{\pi d} \right) \quad (\text{A. 8})$$

$$R_m = \frac{\rho}{2 \cdot n \cdot d} \quad (\text{A. 9})$$

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

$$N = \frac{n}{S} \quad (\text{A. 10})$$

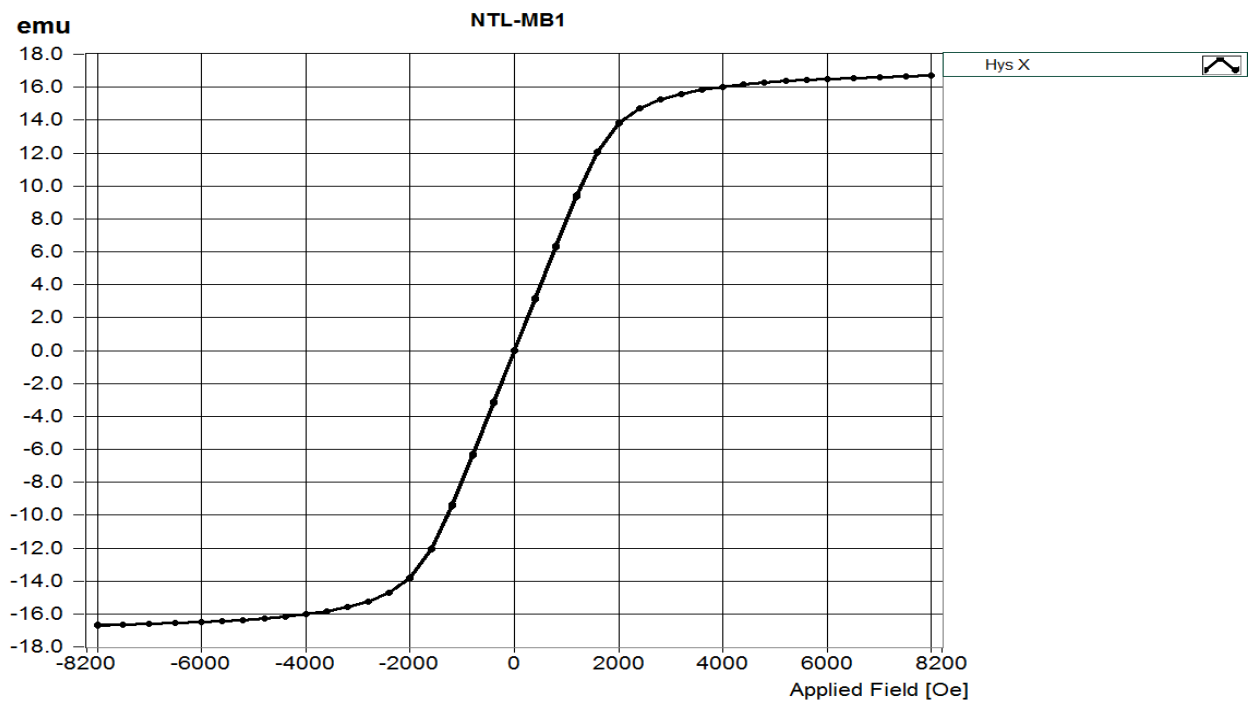
La résistance du défaut par unité de surface est donnée par la relation suivante :

$$R' = \frac{\rho}{2Nd} \left(1 + \frac{8e}{\pi d} \right) \quad (\text{A. 11})$$

La résistance R'_i est très supérieure à R' alors $R'_i \equiv R'$.

Annexe B

Paramètres magnétiques de l'acier X70 obtenus par le VSM



System ID: EZ9; SN: 20130528; Customer: CSC Alger; first started on: Wednesday, May 28, 2013
Date and time of last calibration: Saturday, June 07, 2014 10:45:27
Operator: System_Admin
Sample name: NTL-MB1
test
Data filename: c:\vsm-l\System_Admin\data\NTL-MB1\NTL-MB1-Hys-00.VHD
Start of measurement: 10:37:45, Tuesday, June 17, 2014
Field Angle: -0.00 [deg]

Total measurement time: 00:17:11

Fig. B.1. Cycle d'hystérésis

Parameters

	Upward Part	Downward part	Average	Parameter 'definition'
Hysteresis Loop				Hysteresis Parameters
Hc Oe	6.389	-5.988	6.189	Coercive Field: Field at which M/H changes sign
S	0.003	0.003	0.003	Squareness: Mr/Ms
S*	0.062	0.066	0.064	1-(Mr/Hc)/(1/slope at Hc)
Ms emu	16.695E+0	-16.693E+0	16.694E+0	Saturation Magnetization: maximum M measured
M at H max emu	16.695E+0	-16.693E+0	16.694E+0	M at the maximum field
Hn Oe	-3650.10	3655.70	3652.90	Nucleation field, field where M starts to drop from saturation (M=0.95 Ms)
dH Oe	6.39	5.99	6.19	H1-H2, where M(H1) = 0.5 Mr and M(H2) = -0.5 Mr
BHmax MGsOe	33.452E+3	33.452E+3	33.452E+3	Maximum energy loss of the hysteresis loop
SFD	1.03	0.97	1.00	Switching field distribution: dH/Hc, where Hd is the field between 0.5 Mr and -0.5 Mr
Hs Oe	3668.27	-3642.74	3655.51	Saturation field, field at which M reaches 0.95 Ms
H1 Oe	3.19	-2.99	3.09	Field where M(H1) = 0.5 Mr
H2 Oe	9.58	-8.98	9.28	Field where M(H2) = -0.5 Mr
dH_95 Oe	7318.38	-7298.44	2.60	Hs-Hn
SFD_95	1145.41	1218.75	0.42	dH_95/Hc
SH75 emu/Oe	-0.01			Hysloop slope between H=0 (M=Mr) and M at H=0.75 Hc
dH_d Oe	3760.77	3759.83	3760.30	Width at half height of the derivative of the Hys loop
dH_d95 Oe	still has to be impleme	still has to be impleme	still has to be impleme	Width between 0.05% and 95% points on derivative of the Hys loop
SFD_d	18.81	18.80	18.80	dH_d/Hc_d
SFD_d95	14.89	-14.88	-0.00	dH_d95/Hc_d
S*_d	1.03			1-(Mr/Hc_d)/(1/slope at Hc_d)
Area Oe * emu	335.856E+0			Area enclosed by the hysteresis loop
BHmax_2nd_Q MGsOe	0.000E+0	0.000E+0	0.000E+0	imum energy loss of the hysteresis loop in the 2nd and 4th quadrant of the hys
Hc offset Oe	6.39	-5.99	0.20	(Hc upward curve + Hc Downward curve)/2
Mr emu	-50.524E-3	47.402E-3	48.963E-3	Remanent Magnetization: M at H=0
M/Ms at H1 [%]	-9.78	9.77	-9.77	M/Ms [%] at H = -200.00 [Oe]
M/Ms at H2 [%]	23.35	-23.40	23.37	M/Ms [%] at H = 500.00 [Oe]
M/Ms at H3 [%]	46.72	-46.80	46.76	M/Ms [%] at H = 1000.00 [Oe]
Slope at Hc emu/Oe	0.008	0.008	0.008	Slope at Hc
Perm_90% emu/Oe	1.256E-3			Permeability at 90% of Ms
Perm_max emu/Oe	7.912E-3			Maximum permeability
H-Mmin Oe	10.05	-10.02	10.03	Angular corrected coercive field, where M reaches a minimum
M min emu	1.049E+0	1.048E+0	1.048E+0	Minimum Total Magnetization vector length
Hcp Oe	-4772.68	-4746.12	-13.28	Coercivity of the pinned layer
Hex Oe	-4772.68	-4746.12	-4759.40	Exchange field
Msp emu	-15.839E+0	-16.693E+0	427.250E-3	Ms of pinned layer
Hcf Oe	60.52	48.09	6.21	Coercivity of the free layer
Hiic Oe	60.52	48.09	54.30	Inter layer coupling
Msf emu	16.695E+0	-15.839E+0	16.267E+0	Ms of the free layer
Hcf	1070.95	1056.38	7.28	Coercivity of the free layer
Msf	Ms of the free layer			
Ms-emu	- this parameter is always on positive side of loop			
tplus				
tminus	13.442E+3	-14.310E+3	-433.665E+0	Thickness on negative side of loop [NiFeA]
tSum	4.744E+6	4.741E+6	4.743E+6	Total Thickness with average (tplus-tminus)/2 [NiFeA]
tcenterplus	layer moment on positive side of loop			
tcenterminus	layer moment on negative side of loop			
tFMajor	Free layer thickness [NiFeA]			
tP1	Pin 1 thickness [NiFeA]			
tP2	Pin 2 thickness [NiFeA]			
DM	tP1-tP2 [NiFeA]			
HeP1	0.021	-0.013	0.004	Pin 1 Apparent exchange field
HeP2	2 Apparent exchange field			
HcP1	0.021	-0.013	0.017	Pin 1 coercive field
HcP2	Pin 2 coercive field			
Hsf+	Hsf (5%) Pos			
Hsf-	-0.013	0.021	0.004	Hsf (95%) Pos
JK1	inter layer exchange energy density			
JK2	inter layer exchange energy density			
jAF	Pinning energy			
jRU	RU coupling energy			
tF	Free layer thickness [NiFeA]			
deltaM	4.744E+6	-433.665E+0	2.372E+6	Free layer Offset [NiFeA]
- deltaM	-4.744E+6	433.665E+0	-2.372E+6	- Free layer Offset [NiFeA]
HexF	1070.946	1056.385	1063.665	Exchange Field of Free Layer
HcF	1070.946	1056.385	7.281	Coercive Field of Free Layer
HSat+F	4803.255	4816.533	4809.894	H Sat (95%) Pos Free layer
HSat-F	46.555	58.982	52.768	H Sat (5%) Neg Free layer
tF_MgS	Free layer thickness of MgS [NiFeA]			
tF_MagSeed	Free layer thickness of MagSeed [NiFeA]			
HexMgSFree	Exchange Field of Free Layer for MgS			
HcMgSFree	Coercive Field of Free Layer for MgS			
tP_MagS	4.744E+6	-4.744E+6	4.744E+6	Pin layer thickness of MagS [NiFeA]
HuaMagS	6.487	-5.891	0.298	Hex of pin layer for MagS
HcMagS	6.487	-5.891	6.189	Hc of pin layer for MagS
jK_MagS_Bi	215.445E+0	-195.608E+0	9.909E+0	Bilayer jK
HSatPos	3656.276	3668.845	3662.561	H Sat (95%) Pos entire loop