

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures et des énergies renouvelables et sciences de la terre et de l'univers

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

GHARBI Kheira

-THEME-

**Etude de corrosion et protection des équipements
de production du gaz brut à HASSI R'mel**

Soutenue le : 27 / 05 / 2015 devant la commission d'examen

Jury:

Président : M. C. KHELIFA M.A.A Univ. Ouargla

Rapporteur : M^{elle}. S. CHOUICHA M.A.A Univ. Ouargla

Examineur : M. A. MAHASSOUEL M.A.A Univ. Ouargla

Remerciement

Je souhaiterais remercier tous ceux qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire :

M^{elle} Samira CHOUICHA qui n'a ménagé aucun effort pour m'orienter et me conseiller tout au long de la réalisation de ce travail par sa disponibilité et son immense savoir-faire.

Je tiens à remercier Mr. Cherif KHELIFA, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.

Je présente également ma profonde reconnaissance à Mr. Ammar MAHASSOUEL qui a accepté d'examiner mon travail.

Le présent travail a été effectué au service Inspection/corrosion au sien de la société SONATRACH HASSI R 'mel.

Mon plus grand respect va à toute la famille de service Inspection/corrosion pour m'avoir donné l'occasion de faire ce travail dans un contexte agréable.

Je tiens remercier également le chef département exploitation du module 03 Mr. Belkacem DEHAN.

Ma profonde gratitude va à M^{elle}. Messaouda DAKMOUCH, Mr. CHATTI Djamel, Mr. Nabil BENHACENE, Mr. Saleh TLILI, Mr. Nabil BEN AGOUN et Mr. Mohamed Ali ARBAOUI.

Enfin, dans ces dernières lignes je remercie mes parents, mes sœurs et mes frères, mes amis pour m'avoir soutenu

Merci encore à tous....

Dédicace

Je dédie ce modeste travail A :

Mes chers parents que dieu les garde.

Mes chers frères et sœurs.

Tous ceux qui croient à la beauté de leurs rêves.

Résumé

La corrosion des équipements de production du gaz brut à HASSI R'mel se manifeste à l'intérieur des installations aériennes et à l'extérieur des conduites enterrées, et tout ça est détecté par les techniques d'inspection de corrosion au niveau du champ de HR, afin de diminuer les conséquences néfastes de ce problème soit par l'injection de l'inhibiteur de corrosion pour les installations aériennes, soit par la protection cathodique des conduites enterrées

L'étude des inhibiteurs de corrosion (CHIMEC 1038 et CHOMPION CK981DZ) des installations aériennes nous montre que le rendement du CHIMEC 1038 égale 85% avec un taux d'injection optimisé à 1.02litre/million sm^3 , et le rendement du CHOMPION CK981DZ est de 99.17% avec un taux d'injection optimisé à 0.5litre/million sm^3 .

Les résultats obtenus après le dimensionnement de la protection cathodique au niveau du champ de HR pour un collecteur des puits producteurs de gaz brut d'une longueur de 36557m montrent que le puits anodique doit contenir une masse d'anode de 300 kg, qui est alimenté au moyen d'un transformateur redresseur ($U_{\text{red}} = 20.09 \text{ V}$, $I_{\text{red}} = 17.76 \text{ A}$). Le calcul de l'intensité du courant provenant de la source d'énergie électrique $I = 25 \text{ A}$ nous assure une protection des ouvrages enterrés pour une durée de vie estimée de 20ans.

Les mots-clés : production, HASSI R'mel, corrosion, protection cathodique, inhibiteur.

Abstract

Corrosion production equipments of crude gas in HASSI R'Mel manifests inside for aerial installations and outside buried pipes, and all that is detected by the corrosion inspection techniques at HR field, in order to reduce the harmful consequences of this problem by the injection of corrosion inhibitor for aerial installations, or by the cathodic protection of buried pipelines.

The study of corrosion inhibitors (CHIMEC 1038 and CHOMPION CK981DZ) for aerial installations shows that the efficiency of CHIMEC 1038 equals 85% with an optimized injection rate at 1.02 litre/million sm^3 , and the efficiency of CHOMPION CK981DZ is 99.17% with an injection rate optimized at 0.5 litre/million sm^3 .

The results obtained after the dimensioning of the cathodic protection in HR field for a collector of producing wells of the crude gas with a length of 36557 m show that the anodic well must contain an anode mass of 300kg, which is alimented by a rectifier transformer ($U_{\text{red}}=20.09\text{V}$, $I_{\text{red}} = 17.76\text{A}$). The calculation of the intensity of the current from the power source $I = 25\text{A}$ us assures a protection for the buried pipelines an estimated life of 20 years.

Keywords : production, Hassi R'Mel, corrosion, cathodic protection, inhibitor.

Table des matières

Remercîment	I
Dédicace	II
Résumé	III
Liste des figures	IV
Liste des tableaux	VII
Listes des abréviations et des symboles	VIII
Introduction générale	1
Chapitre I : Etat de l'art sur la corrosion	
I.1. Définition	3
I.2. Aspect économique de la corrosion	3
I.3. Réaction de corrosion	3
I.4. Processus de la corrosion	3
I.4.1. Corrosion humide	4
I.4.2. Corrosion sèche	5
I.4.3. Corrosion bactérienne (corrosion biochimique)	6
I.5. Les facteurs de la corrosion	6
I.6. Les différents types de la corrosion	7
I.6.1. Corrosion généralisé (corrosion uniforme)	7
I.6.2. Corrosion localisée	7
I.7. La corrosion rencontrée dans les installations pétrolières	9
I.7.1. Corrosion par CO ₂ « Sweet corrosion»	10
I.7.2. Corrosion par les composés sulfurés « Sour corrosion»	10
I.7.3. Facteurs agissant sur la corrosion des ouvrages métalliques enterrés	11
I.8. La protection des métaux contre la corrosion	12
I.8.1. Prévention par une forme adaptée des pièces	13
I.8.2. Prévention par le choix du matériau	14
I.8.3. Protection par revêtements	14
I.8.4. Protection par inhibiteurs	15
I.8.5. Protection électrochimique (cathodique)	16

Chapitre II : Corrosion des installations de production de gaz brut à HR

II.1. Présentation du problème	17
II.1.1. La corrosion des installations de production aériennes	19
II.1.2. La corrosion des conduites enterrées	20
II.2. Inspection et détection de la corrosion	20
II.2.1 Les techniques d'inspection	20

Chapitre III: La protection contre la corrosion

III.1. Introduction	23
III.2. L'utilisation des inhibiteurs	23
III.2.1. Critères de sélection d'un inhibiteur à HR	23
III.2.2. les inhibiteurs appliqués à HASSI R'mel	24
III.2.3. Procédure du traitement	25
III.2.4. Principe d'un essai industriel	26
III.2.5. Etude d'efficacité de l'inhibiteur CHIMEC 1038	26
III.2.5.1. Mesure de vitesse de corrosion	26
III.2.5.2. Echantillonnage et analyses au laboratoire	27
III.2.5.3. Evolution du pH et de teneur en fer avant et après l'injection du CHIMEC	28
III.2.5.4. Optimisation du taux d'injection du CHIMEC 1038	32
III.2.5.5. Rendement de l'inhibiteur CHIMEC 1038	33
III.2.6. Etude de l'efficacité de l'inhibiteur CHOMPION CK981DZ	33
III.2.6.1. L'évolution du pH et de teneur en fer après l'injection du CK981DZ	33
III.2.6.2. Optimisation du taux d'injection du CHOMPION CK981DZ	35
III.2.6.3. Rendement de l'inhibiteur CHOMPION CK981DZ	36
III.2.7. Les résultats obtenus après l'utilisation de deux inhibiteurs	36
III.2.8. Vérification des épaisseurs des équipements après l'injection de l'inhibiteur	37
III.3. Réalisation de la protection cathodique des conduites enterrées	38
III.3.1. Description de la procédure	38
III.3.2. Critères de la protection cathodique	39
III.3.3. les installations nécessaires à la protection cathodique	39
III.3.4. Etude de dimensionnement de système de protection cathodique	41

III.3.5. Contrôle de la protection cathodique	46
Conclusion générale	48
Recommandations	49
Annexes	
Références bibliographiques	

Liste des figures

Figure	page
Figure I.1 : Corrosion électrochimique	4
Figure I.2 : Corrosion sèche	6
Figure I.3 : Corrosion uniforme et corrosion localisée d'un métal	8
Figure I.4 : Les différents types de corrosion localisée	9
Figure I.5 : La corrosion extene d'une conduite enterrée sous l'effet de l'hétérogénéité du terrain	11
Figure I.6 : La corrosion d'une conduite enterrée par courants vagabons	12
Figure I.7 : Vidange incomplète (a), et incomplète (b) du récipient	13
Figure I.8 : Diminution du risque de corrosion sous contrainte d'un boulon. Contrainte locale élevée (a). Contrainte locale peu élevée (b)	13
Figure I.9 : Diminution du risque de corrosion-érosion d'un coude. Risque plus élevé pour (a) que pour (b)	14
Figure I.10 : Corrosion en présence de revêtements métalliques plus nobles(a), et moins nobles (b) que le substrat	15
Figure I.11 : Schéma de protection cathodique d'un réservoir par "courant imposé"	16
Figure I.12 : Schéma de protection cathodique d'une canalisation enterrée par "anodes sacrificielles"	16
Figure II.1 : L'installation de surface d'un PPG de la tête du puits jusqu'au départ	17
Figure II.2 : L'installation de surface d'un manifold	18
Figure II.3 : L'installation de surface des collecteurs des puits vers le module	18
Figure II.4 : Les différentes localisations de corrosion interne	19
Figure II.5 : La corrosion externe d'une conduite enterrée	20
Figure II.6 : Le contrôle visuel des conduites corrodées	21
Figure II.7 : L'appareil ultrason	22
Figure II.8 : Mesure d'épaisseur par l'ultrason	22
Figure II.9 : Les points de mesure d'épaisseur par l'ultrason	22
Figure III.1 : Présentation de l'inhibiteur CHOMPION CK981DZ et CHIMEC 1038	24
Figure III.2 : Point d'injection de l'inhibiteur de corrosion au niveau du puits	25
Figure III.3 : Pompe doseuse responsable à injecter l'inhibiteur de corrosion	25

Figure III.4 : L'appareil de mesure instantanée de la vitesse de corrosion	26
Figure III.5 : L'opération de l'échantillonnage de l'eau du gisement au niveau du collecteur	27
Figure III.6 : Le potentiomètre	28
Figure III.7 : L'évolution du pH avant et après l'injection du CHIMEC 1038 au niveau du puits HR504	29
Figure III.8 : L'évolution du pH avant et après l'injection du CHIMEC 1038 à l'arrivé du puits sur le collecteur	29
Figure III.9 : L'évolution du pH avant et après l'injection du CHIMEC 1038 au départ du collecteur	30
Figure III.10 : L'évolution du pH avant et après l'injection du CHIMEC 1038 à l'entrée du module	30
Figure III.11 : L'évolution du taux de fer avant et après l'injection du CHIMEC 1038 au niveau du puits HR504	31
Figure III.12 : L'évolution du taux de fer avant et après l'injection du CHIMEC 1038 à l'arrivé du puits sur le collecteur	31
Figure III.13 : L'évolution du taux de fer avant et après l'injection du CHIMEC 1038 au départ du collecteur	32
Figure III.14 : L'évolution du taux de fer avant et après l'injection du CHIMEC 1038 à l'entrée du module	32
Figure III.15 : L'évolution du taux de fer en fonction de l'injection du CHIMEC 1038	33
Figure III.16 : L'évolution du pH et de teneur du fer après l'injection du CHOMPION CK981DZ au niveau du puits HR72	34
Figure III.17 : L'évolution du pH et taux de fer après l'injection du CHOMPION CK981DZ à l'arrivé du puits sur le collecteur	34
Figure III.18 : L'évolution du pH et taux de fer après l'injection du CHOMPION CK981DZ au départ du collecteur	35
Figure III.19 : L'évolution du pH et taux de fer après l'injection du CHOMPION CK981DZ à l'entrée du module	35
Figure III.20 : L'évolution du taux de fer en fonction de l'injection du CHOMPION CK981DZ	36
Figure III.21 : Schéma représente la deuxième manchette d'un PPG	37

Figure III.22 : Schéma du principe de la protection cathodique par soutirage du courant	38
Figure III.23 : Schéma du principe sur quelques installations de la protection cathodique par courant imposé	41
Figure III.24 : Collecteur des puits producteurs gaz	41
Figure III.25 : Schéma simplifié du collecteur	42
Figure III.26 : Distribution du courant de protection	42
Figure III.27 : Mesure du potentiel d'une conduite enterrée à l'aide d'un multimètre	47

Liste des tableaux

Tableau	page
Tableau I.1 : Les principaux facteurs de la corrosion	7
Tableau I.2 : Classification du taux de corrosion	7
Tableau III.1 : Fiche de sécurité de deux inhibiteurs	24
Tableau III.2 : Résultats d'utilisation de chaque inhibiteur	36
Tableau III.3 : Résultats de mesure des épaisseurs de la 2 ^{ème} manchette du puits HR504	37
Tableau III.4 : Détermination de l'épaisseur de calcul minimal pour Pc= 122.47 kg/cm ²	38
Tableau III.5 : Résultats de mesure des épaisseurs de la 2 ^{ème} manchette du puits HR72	38
Tableau III.6 : Détermination de l'épaisseur de calcul minimal pour Pc= 139.33 Kg/cm ²	38
Tableau III.7 : Les dimensions des conduites du collecteur	42
Tableau III.8 : Les données spécifiques des pipes (8" et 24")	42
Tableau III.9 : Calcul des paramètres	44

Liste des abréviations

Abréviation	Signification
API	American Petroleum Institute
HR	HASSI R'mel
HRC	HASSI R'mel Centre
pH	potentiel d'Hydrogène
PPG	Puits Producteur Gaz
E.D.T.A	Ethyle Diamine Tétra Acétique
HC	Hydrocarbures

Liste des symboles

Symbole	Signification	Unité
η	Rendement de l'inhibiteur de corrosion	-
$V_{cor s}$	Vitesse de corrosion sans injection d'inhibiteur	$\mu\text{m}/\text{an}$
$V_{cor a}$	Vitesse de corrosion avec injection d'inhibiteur	$\mu\text{m}/\text{an}$
P_c	Pression de calcul ou de service	Kg/cm^2
D_{ext}	Diamètre extérieur	mm
τ	Contrainte transversale maximale	Kg/cm^2
E	Limite élastique	Kg/cm^2
I_s	Intensité du courant de protection	A
E_s	Le gain de potentiel au droit du soutirage	V
E_L	Le gain de potentiel entre deux tronçons	V
I_L	Le courant de protection sur une certaine longueur	A
E_0	Le gain de potentiel désiré en extrémité de la structure	V
L	Longueur	m
r	Résistance longitudinale de la conduite	Ω
R_i	Résistance d'isolement	$\Omega.m$
a	Facteur d'atténuation	m^{-1}
R_t	Résistivité transversale du revêtement	$\Omega.m^2$
Φ	Diamètre de la conduite	m
e	Epaisseur de la conduite	m
R_d	Résistance du déversoir	Ω

U_{red}	Tension du redresseur	V
I_{red}	Courant du redresseur	A
M	Masse d'anode	Kg
C	Consommation de l'anode	Kg/A.an
I	Intensité du courant	A
t	Temps	an

Introduction générale

Introduction générale

De nos jours, il est bien difficile de vivre sans pétrole et gaz naturel. Ces produits sont les fruits des dégradations et maturations successives des matières organiques et minérales, ils sont à la base de notre économie mondiale. Lorsqu'ils sont récupérés à la sortie des puits de forage, ils sont encore peu utilisables. En revanche, dès qu'ils sont traités et passent de leurs états bruts à celui de produits raffinés, les utilisations sont innombrables, comme des carburants pour nos véhicules, des extraits utilisés dans l'industrie pharmaceutique, des composés chimiques très purs qu'on trouve sur toutes les paillasses du laboratoire, des bitumes qui couvrent nos routes, alors que le pétrole et le gaz naturel sont présents presque partout.

Cependant, la production du pétrole brut et du gaz naturel ne passe pas toujours sans problèmes même si des solutions sont toujours trouvées, ces problèmes restent complexes et nombreux. Parmi ceux-ci, il est au moins un qui rencontrent les producteurs et qui reste assez mal connu et plus imprévisible : il s'agit de la corrosion.

La corrosion est le phénomène de dégradation le plus répandu dans la production des hydrocarbures, il est l'origine de la majorité de défaillance des équipements sous pression. Notons aussi que le quart de la production annuelle mondiale d'acier est détruite par la corrosion, environ 5 tonnes d'acier sont détruits par seconde. [a2] Dans les équipements de production du gaz brut à HASSI R'mel ce problème se manifeste à l'intérieur et à l'extérieur des équipements de production du gaz brut, qui ne font que retarder les travaux de production, où il est nécessaire de connaître le phénomène de corrosion et ses processus, afin de chercher le moyen le plus efficace de prévention.

L'objectif de notre travail consiste à mener une étude sur l'état de corrosion des équipements de production du gaz brut à HASSI R'mel, afin de porter des solutions pratiques pour diminuer l'impact de ce problème sur les équipements de production et les exploiter dans les meilleurs conditions, et protéger la population et l'environnement contre la corrosion. Pour cela notre étude est répartie en trois chapitres et une conclusion générale et recommandations :

- ✓ Le premier chapitre est consacré à une étude bibliographique sur l'état de l'art sur la corrosion,

- ✓ Le second chapitre représente une analyse complète sur la corrosion des équipements de production du gaz brut à HASSI R'mel de la tête du puits jusqu'au manifold d'entrée module (les causes et les équipements affectés par la corrosion, ainsi que les méthodes d'inspection et détection de la corrosion),
- ✓ Le troisième chapitre fournit une partie pratique qui est basée d'une part sur la protection chimique des installations aériennes (pipes, coudes,...etc.) par l'examen de l'efficacité de deux inhibiteurs de corrosion (CHIMEC 1038 et CHOMPION CK981DZ), et d'autre part l'étude de dimensionnement de la protection cathodique des conduites enterrées,
- ✓ La conclusion générale sur l'ensemble de ce travail,
- ✓ Les recommandations regroupent les idées résultantes de la pratique sur site, viennent clore notre étude.

Chapitre I
Etat de l'art sur
la corrosion

I.1. Définition

La corrosion est la dégradation du matériau par réaction chimique ou électrochimique avec l'environnement. Il subit en effet une perte de matière progressive aux points de contact avec le milieu environnant. Cette définition admet que la corrosion est un phénomène nuisible : elle détruit le matériau et réduit ses propriétés, ce qui le rend inutilisable pour une application prévue. [1]

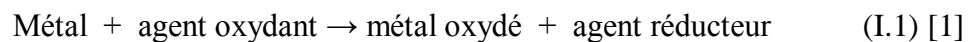
I.2. Aspect économique de la corrosion

Les effets directs ou indirects de la corrosion sont résumés ci-après :

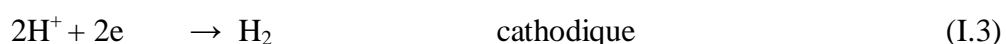
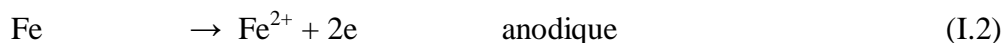
- coût des pièces à remplacer, des réparations à effectuer,
- coût de l'entretien et du contrôle (mise en peinture, protection cathodique),
- coût dû à l'utilisation de matériaux plus nobles,
- augmentation des coefficients de sécurité,
- contamination du produit par les produits de corrosion,
- arrêt de production. [2]

I.3. Réaction de corrosion

La corrosion des métaux est due à une réaction d'oxydoréduction irréversible entre le métal et un agent oxydant contenu dans l'environnement. L'oxydation du métal implique la réduction de l'agent oxydant selon la réaction :



Toute réaction d'oxydoréduction se compose de deux réactions partielles : la réaction partielle d'oxydation ou réaction partielle anodique, et la réaction partielle de réduction ou réaction partielle cathodique:



I.4. Processus de la corrosion

Suivant la nature du milieu environnant et de la température, la corrosion est dite humide ou sèche. Dans le premier cas, le milieu est constitué par un liquide généralement électrolytique; la température est modérée. Dans le second cas, il est constitué par des vapeurs et des gaz au-dessus de leur point de rosée; la température est souvent élevée (> 200°C).

Signalons finalement l'existence d'une corrosion particulière appelée corrosion bactérienne au cours de laquelle interviennent des organismes vivants de différentes espèces.

Ce processus concerne essentiellement l'attaque bactérienne des canalisations ou réservoirs enterrés ainsi que les structures métalliques immergés dans l'eau de mer. [4-5]

I.4.1. Corrosion humide

La corrosion humide est la plus rencontrée dans l'industrie du gaz et du pétrole ainsi que dans l'industrie pétrochimique. Elle est responsable de la dégradation des structures métalliques en contact avec tout milieu susceptible de contenir de l'eau.

La corrosion humide fonctionne comme une pile électrochimique et doit donc réunir simultanément quatre facteurs pour pouvoir se déclencher:

- ✓ **Une anode** : c'est la partie du métal où se développe la réaction d'oxydation entraînant une dissolution de cette partie sous forme de cations positifs dans le milieu aqueux,
- ✓ **Une cathode** : c'est la partie du métal où se développe la réaction de réduction d'une espèce contenue dans l'électrolyte (dégagement d'hydrogène par réduction d'ions H^+ , formation d'eau par réduction de l'oxygène en milieu acide, formation d'ions OH^- par réduction de l'oxygène en milieu basique, dépôt d'un métal par réduction d'un de ses cations...),
- ✓ **Un conducteur électrique** : qui puisse véhiculer les électrons libérés de l'anode vers la cathode. Ce rôle est assuré par le métal lui-même,
- ✓ **Un conducteur ionique** : qui puisse permettre la migration des cations libérés de l'anode vers les anions libérés à la cathode pour assurer la neutralité électrique et fermer le circuit électrique. Ce rôle est joué par le milieu électrolytique lui-même. [3-6]

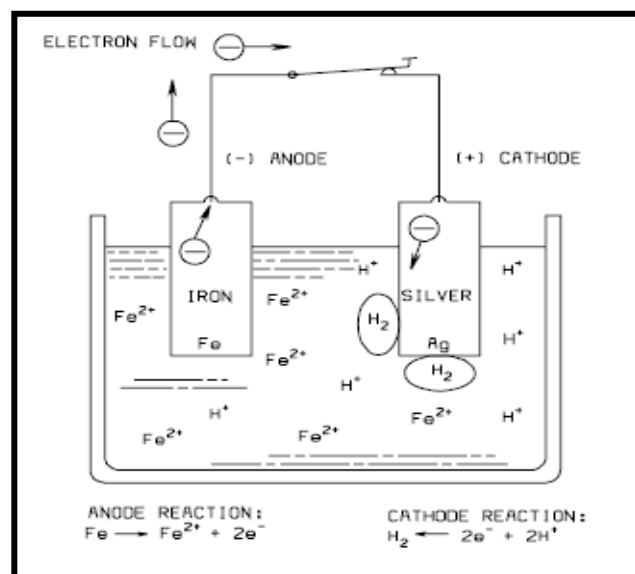
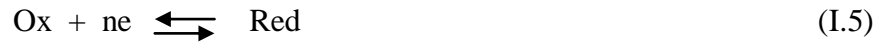


Figure I.1 : Corrosion électrochimique [4]

- **Le potentiel d'électrode :**

Le phénomène de base des réactions électrochimiques est un échange d'électrons entre ions. La notion d'oxydation a été généralisée et interprétée aujourd'hui comme une perte d'électrons, et la réduction comme un gain d'électrons :



Avec

Ox : forme oxydée,

Red : forme réduite.

Ainsi, lorsqu'un métal est mis en contact avec une solution liquide conductrice, il susceptible de se dissocier spontanément en ions, il se trouve porté à un potentiel correspondant à l'équilibre de dissolution. Ce potentiel de dissolution dépend :

- ✓ de la nature du métal, de son état métallurgique, de son état de surface,
- ✓ de la nature de la solution, et en particulier de la concentration du soluté,
- ✓ de la température.

Si l'on prend la précaution d'utiliser une solution d'un sel du métal à une concentration et une température définies, la valeur obtenue est caractéristique du métal. Si la solution à une concentration normale, le potentiel est appelé potentiel normal d'électrode (Annexe 1.A). [7]

I.4.2. Corrosion sèche

À température élevée, par contre, sous conditions de corrosion sèche, les cations et les anions diffusent plus facilement à travers un film compact. Le film croît progressivement, avec une vitesse égale à la vitesse de corrosion. La figure ci-dessous schématise la réaction d'un métal avec l'oxygène, dans cette situation, le métal s'oxyde à l'interface métal-oxyde et les cations diffusent vers l'extérieur du film.

À la surface extérieure, l'oxygène se réduit en anions O^{2-} qui diffusent vers l'interface métal-oxyde. Les électrons libérés à l'interface métal-oxyde doivent traverser le film d'oxyde avant de réagir à la surface extérieure. On peut considérer la surface extérieure du film comme cathode, la surface intérieure comme anode. Contrairement aux piles électrochimiques classiques, l'oxyde est ici simultanément électrolyte et conducteur électronique. [2]

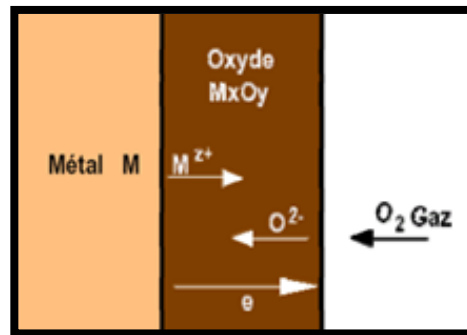


Figure I.2 : Corrosion sèche [2]

I.4.3. Corrosion bactérienne (corrosion biochimique)

Ce processus concerne essentiellement l'attaque bactérienne des canalisations ou réservoirs enterrés : ces bactéries utilisent quelques éléments chimiques se trouvant dans le matériau pour le transformer en ion métallique ou secrètent des produits chimiques qui sont agressifs vis à vis du métal. [8]

- Deux types de bactéries sont particulièrement bien connus :
 - **bactéries sulfato-réductrices** : Ces sont des bactéries anaérobies réductrices de sulfates, qui donnent des sulfures suivant la réaction :



(production de sulfures et d'hydrogène sulfuré)

L'hydrogène est fourni par des plages cathodiques ou les composés organiques de l'environnement,

- **bactéries oxydant le soufre** Ces bactéries aérobies sont capables d'oxyder le soufre des composés soufrés suivant la réaction :



On les retrouve dans les gisements de pétrole et dans les égouts où elles attaquent rapidement le ciment.

- Le développement de ce type de corrosion dépend :
 - du pH,
 - de la température,
 - de la teneur en oxygène dissous. [2]

I.5. Les facteurs de la corrosion

Le comportement à la corrosion d'un matériau en service dépend d'une multitude de facteurs, et ils peuvent être classés en quatre groupes principaux (tableau I.1).

Tableau I.1 : Les principaux facteurs de la corrosion [9]

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

I.6. Les différents types de la corrosion

I.6.1. Corrosion généralisé (corrosion uniforme)

Elle est due à une réaction chimique ou électrochimique qui se produit uniformément sur toute la surface considérée. Sa vitesse est généralement facile à prévoir avec une précision suffisante pour déterminer la durée de vie probable d'un appareil [a2].

$$\text{Taux de corrosion en (mm/an)} = \frac{\text{Masse perdue (mg)} \times 87,6}{\text{Surface (mm}^2\text{)} \times \text{densité (g/cm}^3\text{)} \times \text{temps (heures)}} \quad (\text{I.8})$$

- Classification :

Tableau.I.2 : Classification du taux de corrosion [2]

Taux de corrosion	Tenue
< 0,05 mm/an	Excellente
0,05 à 0,130 mm/an	Bonne
0,130 à 1,25 mm/an	Satisfaisante
> 1,25 mm/an	Non satisfaisante

I.6.2. Corrosion localisée

La corrosion localisée est définie comme étant une attaque qui se déroule en un milieu spécifiquement anodique d'une surface d'un matériau. Dans ce cas de réaction, on distingue clairement les zones anodiques et cathodiques. [10]

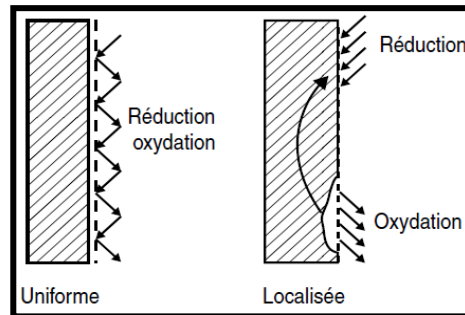


Figure I.3 : Corrosion uniforme et corrosion localisée d'un métal [2]

Ainsi les chercheurs ont subdivisé ce type de corrosion en huit catégories les plus courants en pratique [1] :

- Corrosion galvanique : entre deux métaux différents plongés dans un électrolyte, où il existe une différence de potentiel. Si ces métaux sont en contact (c'est-à-dire connectés électriquement), un courant électrique s'établit. Le métal le moins noble joue le rôle d'anode et se corrode (figure I.4.1), [2]
- Corrosion cavernueuse qui est observée lorsqu'il y a infiltration d'une solution entre deux parties d'un assemblage (figure I.4.2),
- Corrosion par piqûres est produite par certains anions, notamment le chlorure, sur les métaux protégés par un film d'oxyde mince. Elle introduit des cavités de quelques dizaines de micromètres de diamètre à l'intérieur de matériau à partir d'une ouverture de faible surface (figure I.4.3),
- Corrosion sélective est due à l'oxydation d'un composant de l'alliage, conduisant à la formation d'une structure métallique poreuse (figure I.4.4),
- Corrosion intergranulaire est une attaque sélective aux joints de grains (figure I.4.5),
- Corrosion-érosion est due à l'action conjointe d'une réaction électrochimique et d'un enlèvement mécanique de la matière. Elle est souvent favorisée par l'écoulement rapide d'un fluide (figure I.4.6),
- Corrosion sous contrainte est une fissuration du métal qui résulte de l'action commune d'une contrainte mécanique et d'une réaction électrochimique (figure I.4.7),
- Corrosion fatigue est observée lorsque l'effet est alterné, par conséquent l'attaque est en générale transgranulaire (figure I.4.8).

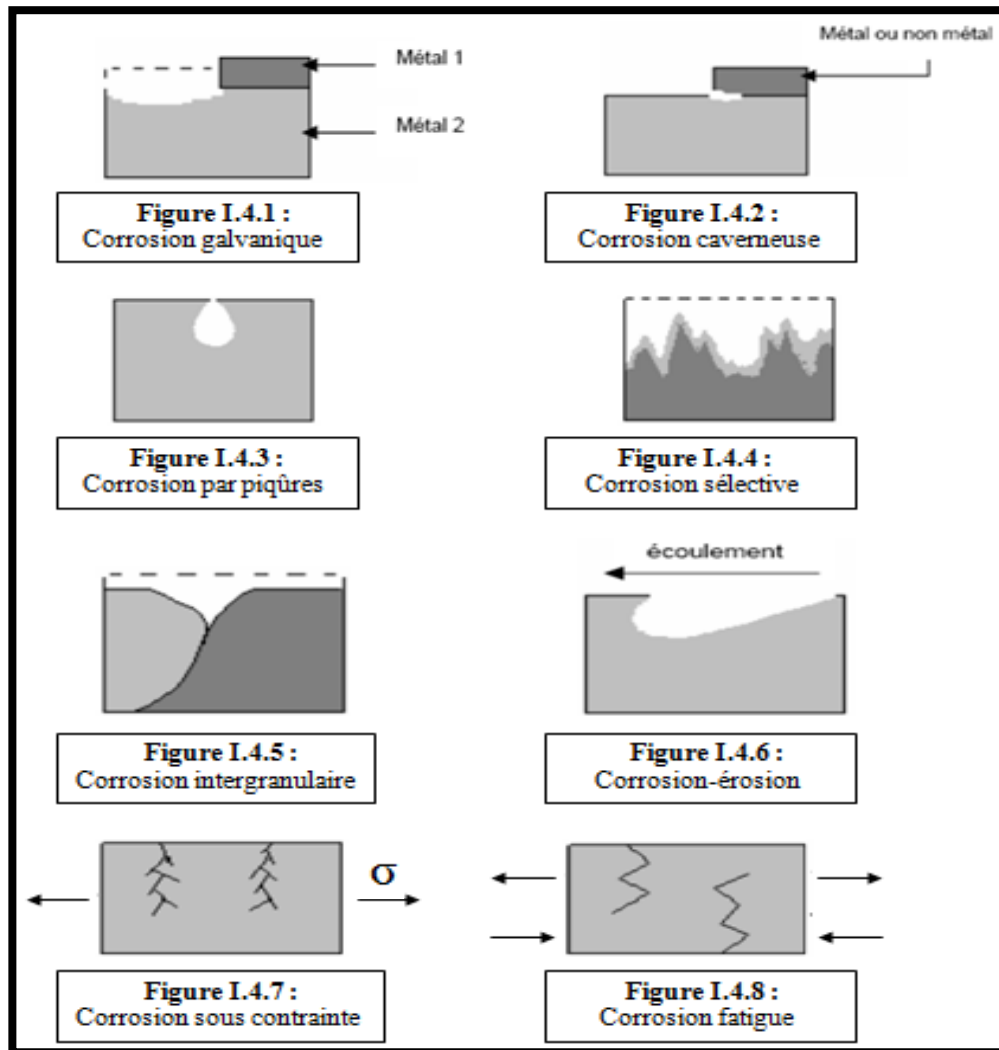


Figure I.4 : Les différents types de corrosion localisée [1]

I.7. La corrosion rencontrée dans les installations pétrolières

Les problèmes les plus importants posés par la corrosion dans les puits et conduites en acier au carbone sont causés par des substances chimiques conduisant à une acidification de l'eau contenue dans le brut ou le gaz naturel. Cette corrosion apparaît quand l'eau contenue dans le brut ou le gaz naturel entre en contact avec la paroi métallique pendant un temps suffisant pour pouvoir amorcer une corrosion localisée, et ça quelque soit la teneur en eau de l'effluent. Les facteurs conférant à l'eau une agressivité sont :

A/ Le CO_2 dont la fonction est d'abaisser le pH provoquant une corrosion chimique appelé : corrosion douce ou « Sweet corrosion » dans le cas d'installation de gaz.

B/ L' H_2S qui provoque des phénomènes de corrosion variés suivant la nature des métaux et les conditions de production. [11]

I.7.1. Corrosion par CO₂ « Sweet corrosion »

On a constaté qu'en dépit de l'absence d'oxygène dans les puits de condensation de gaz naturel, la surface des installations en acier est souvent fortement attaquée par les composés corrosifs des fluides (eau et CO₂) [12].

Quand l'anhydride carbonique se dissout dans l'eau, il se transforme en acide carbonique suivant la réaction (1)



Qui à son tour se met en équilibre avec les ions bicarbonate, carbonate et les protons, suivant les équilibres (1.10) et (1.11)



La réaction à l'anode:



La réaction à la cathode:



Produit de corrosion :



Le FeCO₃ est un produit de corrosion qui précipite dans la solution et forme un film sur la surface de l'acier qui réduit la corrosion, la corrosion par CO₂ est influencée par différents facteurs tel que le pH, la température et la composition du fluide. [9-11]

La dissolution de CO₂ dans l'eau fait augmenter la concentration des ions H⁺ du milieu corrosif, conduisant à des pH acides.

Il y a des conditions dans lesquels le film protecteur des carbonates ferreux est formé, qui peut réduire la vitesse de corrosion par CO₂, l'eau de condensation dans les pipelines peut avoir un pH variant entre 3.0 et 4.0, qui est potentiellement très corrosif. La solubilité des carbonates ferreux formés est élevée dans ce type de milieux. [9]

I.7.2. Corrosion par les composés sulfurés « Sour corrosion »

Le principal agent corrosif dans l'industrie du pétrole est l'hydrogène sulfuré qui provient à la fois du brut, mais aussi principalement de la décomposition thermique des composés soufrés.

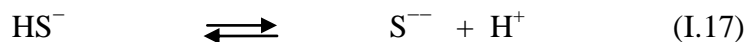
La teneur en soufre dans les bruts varie de 1.8 à 2.6%. Le soufre est sous forme de sulfures organiques plus ou moins complexes dont les bases sont les mercaptans, disulfures,...etc.

Cette corrosion est essentiellement fonction de la concentration en H_2S et de la température, mais elle est indépendante de la pression. Si la concentration en H_2S dans le gaz est supérieure à 0.5mol/l et supérieure à 5ppm dans l'eau la corrosion par H_2S est provoquée selon le mécanisme suivant :

La réaction à l'anode :



Dissociation de H_2S :



La réaction à la cathode :



La réaction globale :



I.7.3. Facteurs agissant sur la corrosion des ouvrages métalliques enterrés

1- Hétérogénéité du terrain

Une conduite, en fonction de sa longueur, va inévitablement traverser des terrains de natures différentes donc des électrolytes différents. L'équilibre de potentiel dépend de la nature de la solution, et ce dernier ne pouvant être pas atteint, et la différence de potentiel du métal par rapport à cet électrolyte va varier.

Par exemple le cas d'une conduite traverse un terrain particulièrement très salé, puis un terrain de faible salinité. Le métal prend un potentiel plus élevé dans le sol de faible salinité et plus négatif dans le sol de haute salinité, et ce dernier se corrode par suite d'une circulation de courant, et la conduite va se corroder dans la zone de haute salinité.

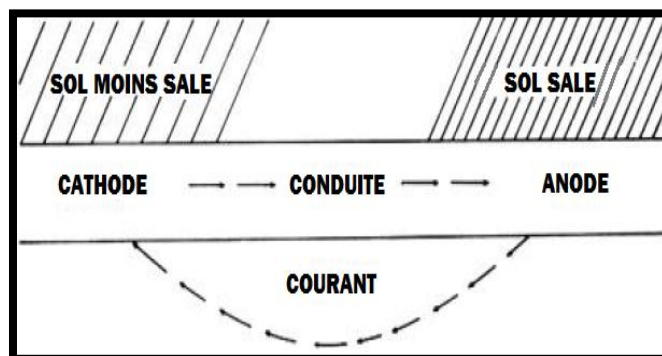


Figure I.5 : La corrosion extene d'une conduite enterrée sous l'effet de l'hétérogénéité du terrain [13]

2- Corrosion par courants vagabons

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 la conduite enfouie, offrant ainsi une faible résistivité. Les réseaux électriques, les systèmes de transports utilisant un courant continu (tramway, chemin de fer) et les postes de soudures, constituent la source la plus fréquente des courants vagabonds. Ces courants vagabonds vont créer la dissolution du fer constitutif de la structure métallique enfouie. Si une conduite subit le phénomène d'interférence par des courants vagabonds, elle devient sujette à la corrosion de manière très prononcée. L'entrée du courant dans la structure correspond à la zone cathodique et la sortie de courant correspond à la zone anodique, où la corrosion est accélérée. [13-14]

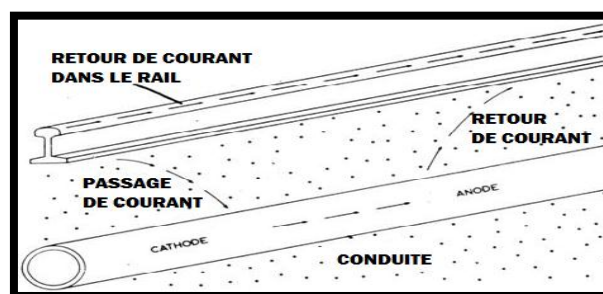


Figure I.6 : La corrosion d'une conduite enterrée par courants vagabons [13]

3- La présence des bactéries

En milieu anaérobie, ce qui est le cas de certaines eaux stagnantes, ou de terrains argileux, vaseux imperméables et riches en sulfates, certaines bactéries consomment l'hydrogène produit au niveau des microcathodes, permettant ainsi à la corrosion de se poursuivre, et transformant les sulfates en sulfure de fer. [14]

I.8. La protection des métaux contre la corrosion

La prévention de la corrosion doit commencer déjà dans la phase de planification. En d'autres mots, on doit prendre en considération la corrosion depuis le début d'un projet et jusqu'à sa réalisation. Il s'agit de garantir une certaine durée de vie à un objet. En plus, la solution adoptée doit être compatible avec les prescriptions concernant la protection de l'environnement naturel et doit permettre le recyclage ou l'élimination des différents composants à la fin de leur utilisation.

La lutte contre la corrosion englobe les méthodes suivantes :

- ✓ Prévention par une forme adaptée des pièces,
- ✓ Prévention par un choix judicieux des matériaux,
- ✓ Protection par revêtements,

- ✓ Protection par inhibiteurs,
- ✓ Protection électrochimique. [15]

I.8.1. Prévention par une forme adaptée des pièces

En donnant une forme adaptée aux objets, on peut diminuer les risques de corrosion car la forme d'un objet peut influencer sa durée de vie de façon déterminante. Les exemples suivants illustrent ces propos.

- a- Zones humides :** En industrie chimique, il faut assurer une vidange complète des récipients pendant la phase de non exploitation. La diminution du risque de corrosion à l'intérieur d'un réacteur chimique, pendant les temps morts, est schématisée par une vidange incomplète (a), favorisant la corrosion et une vidange complète (b), diminuant le risque de corrosion.



Figure I.7 : Vidange incomplète (a), et incomplète (b) du récipient

- b- Contraintes :** La distribution des contraintes dans une pièce influence sa sensibilité à la corrosion sous contrainte. Une forme arrondie au voisinage de la tête d'un boulon évite la concentration des contraintes (figure I.8). L'usinage introduit souvent des contraintes résiduelles dans les pièces, un traitement thermique adéquat permet alors de les réduire, indépendamment de la forme.

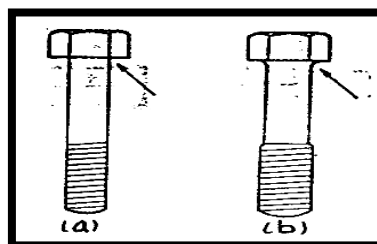


Figure I.8 : Diminution du risque de corrosion sous contrainte d'un boulon, contrainte locale élevée (a) et contrainte locale peu élevée (b)

- c- Ecoulement des fluides :** Une conception judicieuse de l'écoulement des fluides réduit le risque de corrosion par érosion et de corrosion par cavitation. Il faut éviter les changements brusques de direction. Le rayon du coude d'une conduite doit être supérieur à 3 fois son diamètre (figure I.9).

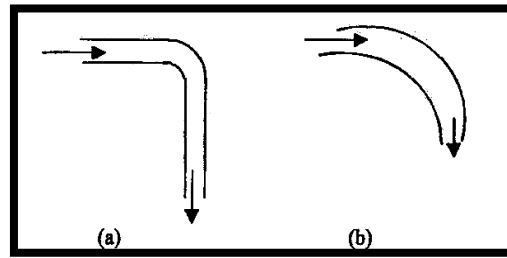


Figure I.9 : Diminution du risque de corrosion-érosion d'un coude. Risque plus élevé pour (a) que pour (b) [15]

I.8.2. Prévention par le choix du matériau

Le choix du matériau doit principalement tenir en compte de l'influence défavorable et des conditions de fonctionnement. Il n'existe pas de métaux ou alliages qui ont une résistance absolue à la corrosion, mais on connaît uniquement des matériaux résistant à la corrosion dans certains milieux agressifs. Le comportement à la corrosion n'est qu'un critère parmi d'autres dans le choix des matériaux, bien qu'il s'avère souvent déterminant. La résistance à la corrosion est une propriété du système métal-milieu et non du métal seul (Annexe 1.B).

I.8.3. Protection par revêtements

Les revêtements constituent une barrière physique entre le milieu agressif et le métal à protéger. Leur efficacité dépend de leur propre comportement vis-à-vis du milieu agressif ainsi que de l'intégrité du revêtement.[2] On distingue :

A/ Protection par revêtements métalliques :

Les revêtements métalliques sont couramment employés pour protéger l'acier contre la corrosion atmosphérique. Selon leur comportement à la corrosion par rapport au substrat on distingue deux types de revêtements métalliques :

- ✓ ceux plus nobles que le substrat cathodique,
- ✓ ceux moins nobles que le substrat anodique.

Le chrome, le nickel ou le cuivre forment des revêtements plus nobles qu'un substrat en acier, contrairement au zinc, au cadmium ou l'aluminium. Dans les deux cas, la couche forme une barrière entre le métal de base et le milieu corrosif. Par contre, la différence se remarque à partir des pores par exemple. Un revêtement plus noble corrode localement le substrat qui joue le rôle d'anode (figure I.10.a). Les revêtements plus nobles que le substrat donc contenir aucun défaut.

En revanche, lorsque le dépôt est moins noble que le substrat (figure I.10.b), le phénomène s'inverse. Le dépôt joue le rôle de l'anode et se détériore, alors que le substrat

cathode, reste protégé. En plus, il faut noter que la durée de vie du revêtement est proportionnelle à son épaisseur.

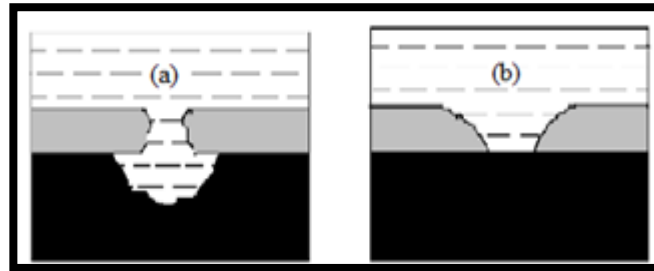


Figure I.10 : Corrosion en présence de revêtements métalliques plus nobles (a), et moins nobles (b) que le substrat

B/ Protection par revêtements organiques :

Ils forment une barrière plus ou moins imperméable entre le substrat métallique et le milieu, et on les classe en trois familles :

- ✓ Revêtements en bitumes,
- ✓ Revêtements polymétriques,
- ✓ Peintures et vernis.[15]

I.8.4. Protection par inhibiteurs

Il s'agit de substances qui, ajoutées en très petite quantité dans le milieu corrosif diminuent son agressivité vis-à-vis du métal. Il est possible de distinguer :

• inhibiteurs d'adsorption

Il s'agit d'inhibiteurs filmants qui s'adsorbent à la surface pour donner un film protecteur. Ces sont des substances organiques du type monoamines ou polyamines,

• poisons contrôlant le dégagement cathodique

Certaines substances tels les ions arsenic, bismuth et antimoine retardent le dégagement d'hydrogène et peuvent dans certains cas être utiles pour inhiber la corrosion,

• suppresseurs d'oxygène

Ils enlèvent l'oxygène dissous contenu dans les solutions (sulfite de sodium, hydrazine),

• Inhibiteurs oxydants

Il s'agit des chromates, des nitrites, des sels ferriques, etc. Ces substances élèvent le potentiel de corrosion dans la zone de passivation. Les phosphates nécessitent de l'oxygène dissous pour avoir une action efficace.[2]

I.8.5. Protection électrochimique (cathodique)

La protection cathodique consiste à imposer au métal un potentiel suffisamment bas pour que la vitesse de corrosion devienne négligeable. En pratique, cette méthode sert surtout à protéger les structures lourdes en acier, telles que les conduites enterrées. [16]

Pratiquement deux possibilités sont utilisées :

- **protection cathodique par courant imposé**, utilisant un générateur extérieur au système métal/solution qui débitera un courant continu, de sens tel que dans la solution il "sortira" d'une pièce anodique appelée déversoir pour pénétrer dans le métal à protéger et le rendre cathodique;

- **protection cathodique par anode sacrificielle ou anode galvanique**, dont le métal est relié électriquement avec un autre métal moins noble que lui, c'est-à-dire dont le potentiel dans la solution est plus négatif. Ce métal moins noble va se dissoudre par oxydation en émettant dans le sol un courant qui viendra protéger la structure. [14]

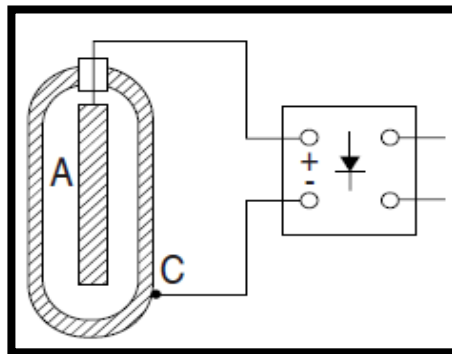


Figure I.11 : Schéma de protection cathodique d'un réservoir par courant imposé

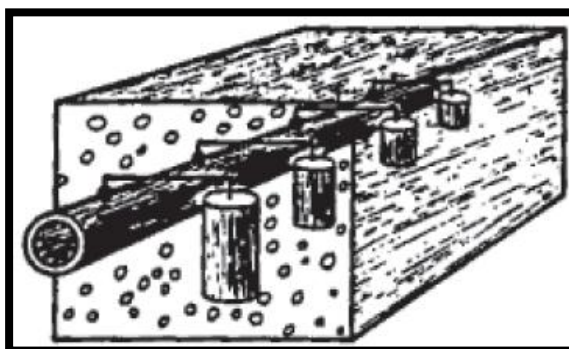


Figure I.12 : Schéma de protection cathodique d'une canalisation enterrée par anodes sacrificielles [2]

Chapitre II
La corrosion des
installations de
production du gaz
brut à HR

II.1. Présentation du problème

Le phénomène de corrosion pose des problèmes néfastes à l'intérieur et à l'extérieur des équipements de production de gaz brut à HR, tel que le percement et l'éclatement des conduites, la perte de circulation de l'effluent, etc. En général l'origine de cette corrosion est assez complexe, elle se déclenche par la présence de dioxyde de carbone 0.20 % mol du gaz brut (Annexe 2) dans les conditions d'exploitation favorables engendrant formation de l'acide carbonique H_2CO_3 et donc l'initiation de la corrosion.

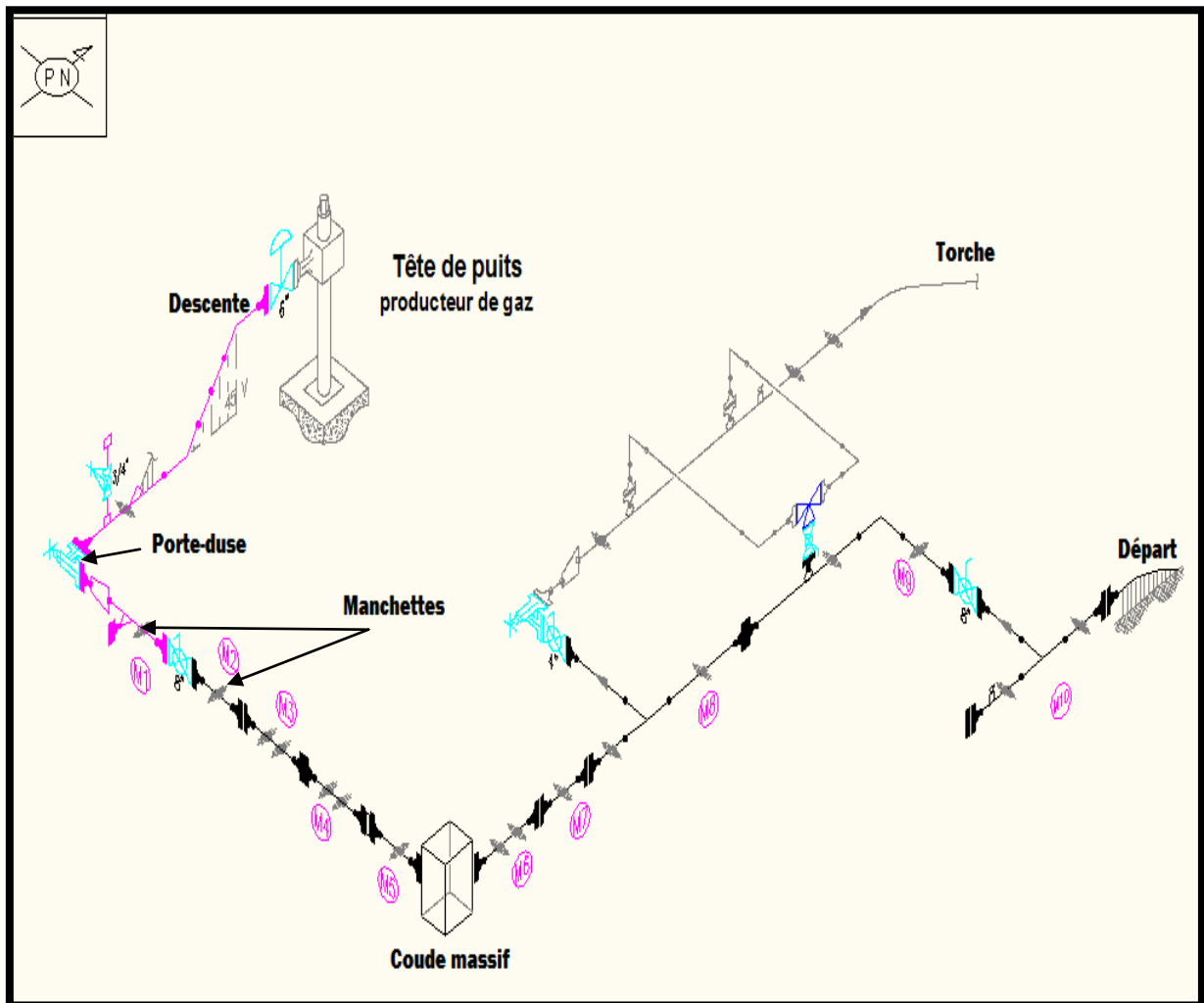


Figure II.1 : L'installation de surface d'un PPG de la tête du puits jusqu'au départ vers le manifold

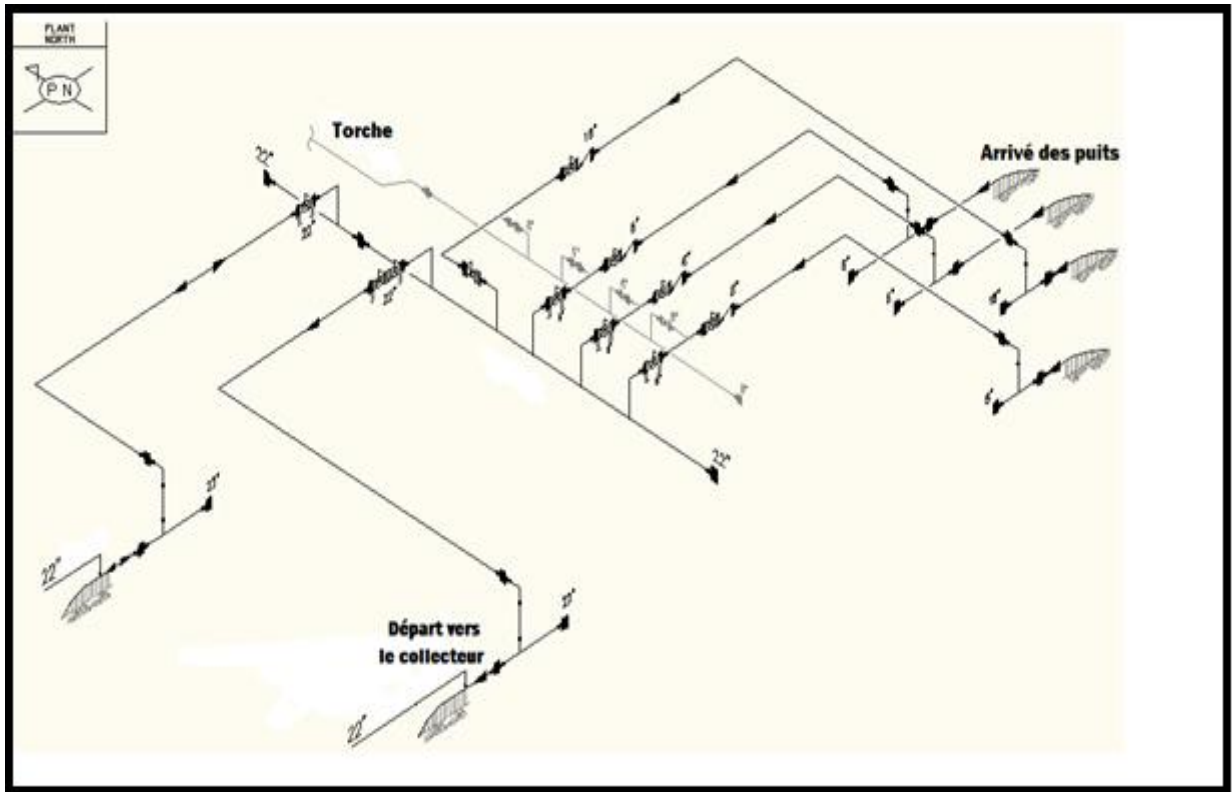


Figure II.2 : L'installation de surface d'un manifold

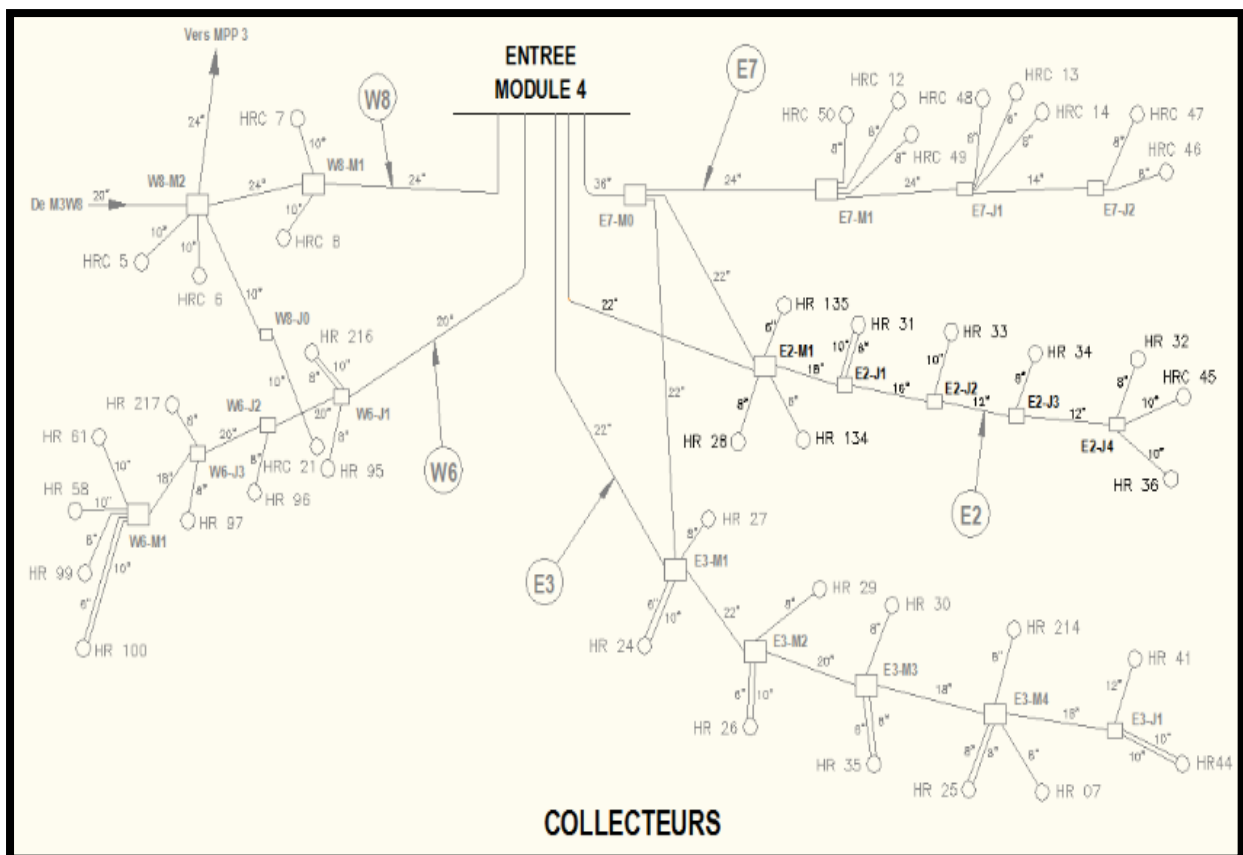


Figure II.3 : L'installation de surface des collecteurs des puits vers le module

II.1.1. La corrosion des installations de production aériennes

La corrosion a un effet négligeable sur le tubing de production, la tête du puits, la descente, et la première manchette, car ils sont fabriqués en acier inoxydable. Pour le reste des équipements la corrosion affectée est de type localisée à l'intérieur du piping, qui est provoquée par l'attaque chimique de CO_2 contenu dans l'eau, ce phénomène est accentué par l'effet mécanique de l'érosion du fait que la vitesse d'écoulement du gaz peut atteindre 11m/s, et les équipements affectés par cette corrosion sont :

- ✓ Les équipements de surface des puits : les manchettes en acier au carbone situées en aval de porte- duse sont soumises à des régimes hydrodynamiques sévères dus à la variation géométrique de la conduite,
- ✓ Les jonctions, manifolds des puits producteurs de gaz et les différents collecteurs,
- ✓ La corrosion se manifeste surtout au niveau des codons de soudures et des génératrices inférieures en particulier, car en relie entre deux manchettes par la soudure d'une bride, les points bas des collecteurs de la dénivellation du relief constituent un siège favorable à la stagnation de la phase aqueuse agressive et les coudes où les phénomènes d'érosion atteignent son maximum.



Figure II.4.1 : Percement du cordon soudure du té de gare



Figure II.4.2 : Percement de manchette de transport



Figure II.4.3 : Percement du cordon soudure (vue interne)



Figure II.4.4 : Percement du cordon soudure (vue externe)

Figure II.4 : Les différentes localisations de corrosion interne

La corrosion externe ne formera pas sur ces équipements, grâce à leur revêtement externe par la peinture, ainsi que le climat dans cette région est sec.

II.1.2. La corrosion des conduites enterrées

Les conduites enterrées peuvent subir à une corrosion externe suite :

- ✓ à la formation d'une pile électrochimique entre le terrain et la conduite sous l'effet de l'hétérogénéité du sol,
- ✓ à l'attaque agressive des produits chimiques infiltrés dans le sous-sol, qui proviennent de la boue de forage ou le ciment rejetés en surface du sol,
- ✓ au croisement de deux conduites, l'une est protégée et l'autre est non protégée, ce qui engendre la formation d'une pile électrochimique par la transformation de la conduite non protégée en anode par rapport à la conduite protégée.



Figure II.5.1 : Percement d'une conduite enterrée (vue interne)



Figure II.5.2 : Percement d'une conduite enterrée (vue externe)

Figure II.5 : La corrosion externe d'une conduite enterrée

II.2. Inspection et détection de la corrosion

La corrosion a plusieurs causes, et ses effets sont multiples. En conséquence, il n'existe aucune méthode fournissant toutes les réponses. Cependant une combinaison de plusieurs méthodes permet de mieux cerner les problèmes et d'identifier les solutions.

La surveillance périodique doit être très rigoureuse, afin d'éviter les défaillances, car elle est nécessaire pour une longue durée de vie de nos équipements.

II.2.1. Les techniques d'inspection

Le département inspection/corrosion à HR a été établi un programme du contrôle aide à la détection de la corrosion, et ce dernier contient les méthodes du contrôle suivantes :

- ✓ Le contrôle visuel,
- ✓ La méthode non destructive,
- ✓ Les essais au laboratoire.

1/ Le contrôle visuel

Ce type d'inspection s'applique à l'état de l'équipement pour rechercher à l'œil toute corrosion de la surface du métal. Cette inspection préliminaire, dans la plus part des cas, ne permet de déceler que des défauts majeurs à l'œil nu, et parmi ces défauts on peut citer :

- ✓ La déformation excessive (perte définitive de la géométrie originale de l'équipement),
- ✓ La perte d'épaisseur de l'équipement.



Figure II.6 : Le contrôle visuel des conduites corrodées

Néanmoins, ce type d'inspection peut guider l'inspecteur dans l'analyse des causes et de la nature des dégradations (comme la corrosion galvanique suite à l'assemblage de deux matériaux de nature différentes).

2/ La méthode non destructive

C'est l'inspection programmée bisannuelle des installations de surfaces aériennes pour la production du gaz brut, sans porter atteinte à leurs structures métalliques. Elle permet la détection de défaut à l'intérieur d'un matériau par l'utilisation de l'appareil ultrason, qui se base sur la transmission et la réflexion d'ondes ultrasons à l'intérieur de la pièce à contrôler par un palpeur dont les fréquences sont supérieures aux fréquences audibles par l'oreille humaine. On utilise pour ce type d'essai des fréquences comprises entre 100KHz et 25 MHz.

Le palpeur de l'ultrason est placé sur 4 points en amont et aval le cordon soudure, et il émit des ondes ultrasons, qui se propagent à l'intérieur du matériau avec des vitesses variées en fonction du milieu lui-même et du type d'ondes utilisées, et la propriété des ultrasons implique la présence d'un couplage (huile, graisse, glycérine) dans l'espace qui sépare le palpeur et la pièce à contrôler, et à la fin on va avoir une valeur directe de l'épaisseur (lecture directe), ensuite on la comparer avec un seuil appelé l'épaisseur de calcul minimale.

Si l'épaisseur mesurée par l'ultrason est plus grand que l'épaisseur de calcul minimal cela veut dire que l'équipement est en bon état et peut être remis en service, au contraire si l'épaisseur mesurée est inférieure ou égale à l'épaisseur de calcul minimal cela veut dire que

l'équipement est corrodé et doit le changer par un autre



Figure II.7 : L'appareil ultrason

Figure II.8 : Mesure d'épaisseur par l'ultrason

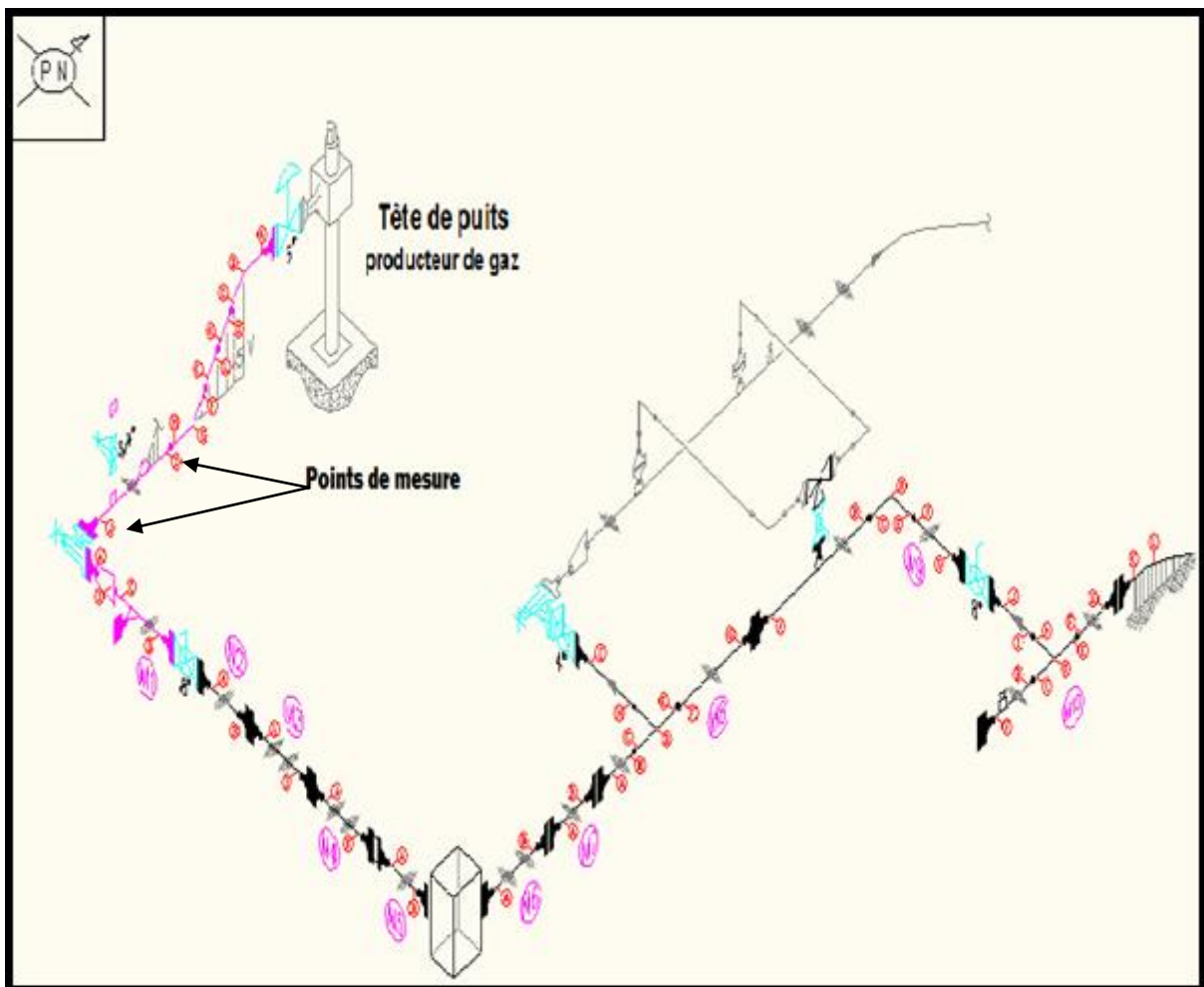


Figure II.9 : Les points de mesure d'épaisseur

3/ Les essais au laboratoire

C'est le suivi hebdomadaire des paramètres de corrosion tel que : le pH et la teneur en fer de l'échantillon de l'eau prélevé, permettent d'optimiser les débits d'injection et d'apprécier l'évolution de la corrosion.

Chapitre III

La protection contre la corrosion

III.1. Introduction

Pour lutter contre la corrosion, il ne suffit pas de choisir un matériau qui résiste bien à un certain milieu, il faut également penser à toutes les interactions électrochimique et mécaniques qui pourraient influencer le comportement du système métal/milieu. Ainsi, en plus des mesures de préventions permettant d'éviter de nombreux problèmes de corrosion (le choix judicieux des matériaux, la forme des pièces qu'on veut obtenir, ...etc.), il existe des méthodes de protection qui demandent en général des connaissances plus spécifiques et amènent des frais supplémentaires. [1]

A HR il y a deux méthodes pour maîtriser la corrosion:

- ✓ L'utilisation des inhibiteurs pour les installations de surface aériennes,
- ✓ La protection cathodique pour les conduites enterrées.

III.2. L'utilisation des inhibiteurs

L'inhibition chimique reste la méthode la plus utilisée universellement pour combattre la corrosion interne dans l'industrie pétrolière et gazière. Le choix d'un inhibiteur donné doit tenir compte :

- Des matériaux à protéger,
- De la nature des effluents,
- Des vitesses des fluides et du régime d'écoulement.

III.2.1. Critères de sélection d'un inhibiteur à HR

a- Adaptation au process du traitement de gaz brut :

- Eviter d'avoir une émulsion eau/condensat,
- Eviter le moussage du glycol,
- Voir sa compatibilité avec d'autres produits du process.

b- Rendement de l'inhibition :

- Viser un pH de 6.5 ± 0.2 ,
- Viser une vitesse de corrosion acceptable $< 100 \mu\text{m}/\text{an}$,
- Viser un rendement maxi.

c- Propriétés des inhibiteurs :

- La solubilité,
- La tension-activité,
- La densité,
- La viscosité.

III.2.2. Les inhibiteurs appliqués à HASSI R'mel

La stratégie retenue pour le champ de HR consiste à injecter deux types d'inhibiteurs à base d'amine, qui sont :

- 1- **Le CHIMEC 1038** : est un inhibiteur filmant/neutralisant, qui offre une fonction neutralisante de l'acidité carbonique par l'élévation de pH du milieu, et une fonction filmant permettant d'isoler l'eau agressive du métal, et cet inhibiteur est actuellement utilisé dans la région,
- 2- **Le CHOMPION CK981DZ** : est un inhibiteur filmant, qui offre seulement une fonction filmant, et il est encore de le généraliser dans toute la région.



Figure III.1 : Présentation de l'inhibiteur CHOMPION CK981DZ et CHIMEC 1038

Tableau III.1 : Fiche de sécurité de deux inhibiteurs

	CHIMEC 1038	CHOMPION CK981DZ
Propriétés physiques	-Liquide, -Couleur : ambre, brune, -Densité à 20°C 885 kg/m ³ ±0.02, -Viscosité à 20°C : < 50 mPa.s, -Soluble en hydrocarbures et dispersible en eau.	-Liquide, -Couleur : marronne claire, -Densité à 20°C :885 kg/m ³ , -Viscosité à 20°C :15 mPa.s, -Soluble en hydrocarbures et dispersible en eau.
Compatibilité avec les matériaux	-Le produit peut être corrosif vis-à-vis de l'acier, il est recommandé d'utiliser de l'acier inox ou plastic pour les cuves de stockage et lignes d'injection.	- corrosive pour aluminium, zinc, cuivre et leurs alliages, ce qui nécessite d'utiliser de l'acier inox ou plastic pour les cuves de stockage et lignes d'injection.
Application sur site	-Peut être utilisé concentré ou dilué, -Peut être injecté en continu ou en batch.	

III.2.3. Procédure du traitement

Le traitement par inhibiteur de corrosion s'effectue par une injection continue dans la première manchette en aval de porte-duse à l'aide d'une pompe doseuse alimentée par des panneaux solaires et calibrée pour donner la concentration optimale de l'inhibiteur.

Le traitement continu est réalisé en deux étapes :

- La première consiste à réaliser un traitement choc nécessaire à la formation du film de l'inhibiteur (la période de cette étape peut atteindre 24 heures),
- La deuxième étape consiste à entretenir le film, la concentration de l'inhibiteur est réduite à une faible dose dans ce mode du traitement, et l'opérateur doit veiller au bon fonctionnement des pompes doseuses et à la disponibilité permanente de l'inhibiteur de corrosion.



Figure III.2 : Point d'injection de l'inhibiteur de corrosion au niveau du puits



Figure III.3 : Pompe doseuse responsable à injecter l'inhibiteur de corrosion

III.2.4. Principe d'un essai industriel

L'inhibiteur fourni par le fournisseur doit être soumis à un ensemble des tests s'appelle "essai industriel" avant d'être utilisé dans le champ. Cet essai contient plusieurs étapes à suivre pour une durée de vie peut atteindre 6 mois ou plus :

- ✓ Période d'observation du process et des analyses chimiques avant inhibition,
- ✓ Période de filmage (24 à 48 heures) 20 à 50 g/m²/jour pour former une couche protectrice à la surface du métal,
- ✓ Optimisation du taux d'injection en fonction des résultats,
- ✓ Période d'observation du process et des analyses chimiques après injection.

Cette période assez longue nous permet de contrôler l'efficacité de l'inhibiteur, ses répercussions sur le process et de vérifier le rendement de l'inhibition.

III.2.5. Etude d'efficacité de l'inhibiteur CHIMEC 1038

Cette étude permet d'évaluer l'efficacité de cet inhibiteur sur nos équipements de production de surface après l'injecter entre la tête du puits et la duse, et de faire mesurer la vitesse de corrosion, et d'effectuer des analyses au laboratoire sur les échantillons d'eau prélevés.

III.2.5.3. Evolution du pH et de teneur en fer avant et après l'injection du CHIMEC

Les résultats de mesure du pH et de dosage de fer avant et après l'injection du CHIMEC 1038 au niveau de collecte nous a permis de tracer les courbes suivantes :

1/ L'évolution du pH au niveau du puits HR504

Les résultats d'analyse du pH avant et après injection présentés dans la figure III.7, ont permis d'observer une augmentation du pH 5.96 (avant) au 6.49 (après) puis la diminution du pH suite au problème survenu au niveau de la pompe d'injection de l'inhibiteur.

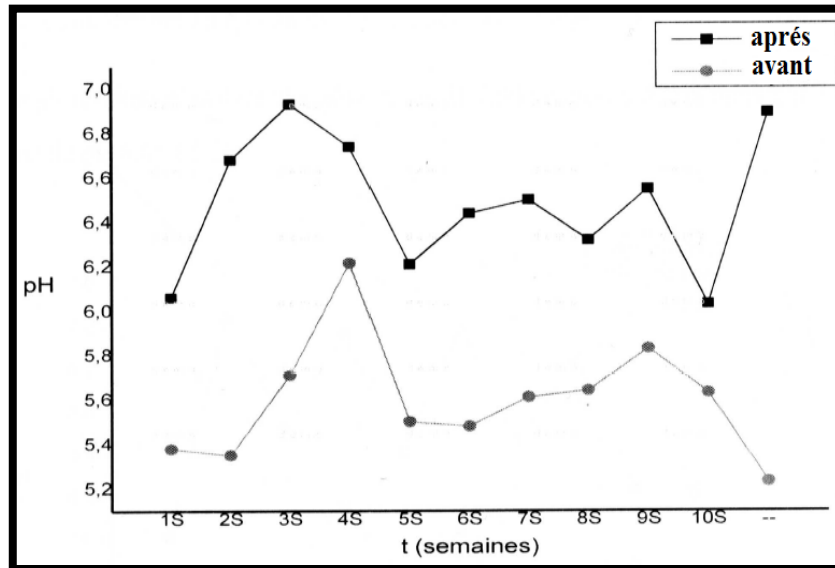


Figure III.7 : L'évolution du pH avant et après l'injection du CHIMEC 1038 au niveau du puits HR504

2/ L'évolution du pH à l'arrivée du puits sur le collecteur

La figure III.8 montre que l'évolution de pH a augmenté après l'injection du CHIMEC 1038 de 5,42 à 6,30, cette augmentation confirme l'action neutralisante de cet inhibiteur.

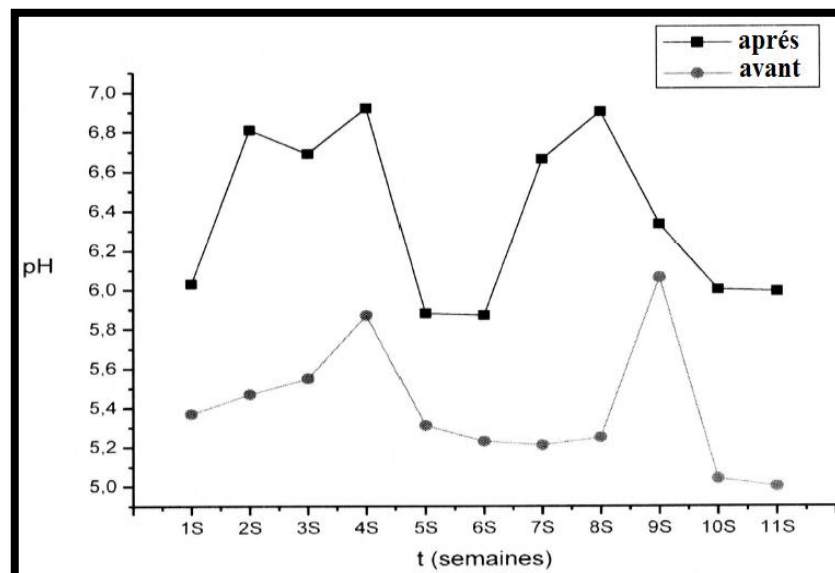


Figure III.8 : L'évolution du pH avant et après l'injection du CHIMEC 1038 à l'arrivée du puits sur le collecteur

3/ L'évolution du pH au départ du collecteur

De même les résultats d'analyse du pH au départ du collecteur (figure III.9) montrent une augmentation du pH de 5,26 à 6,45.

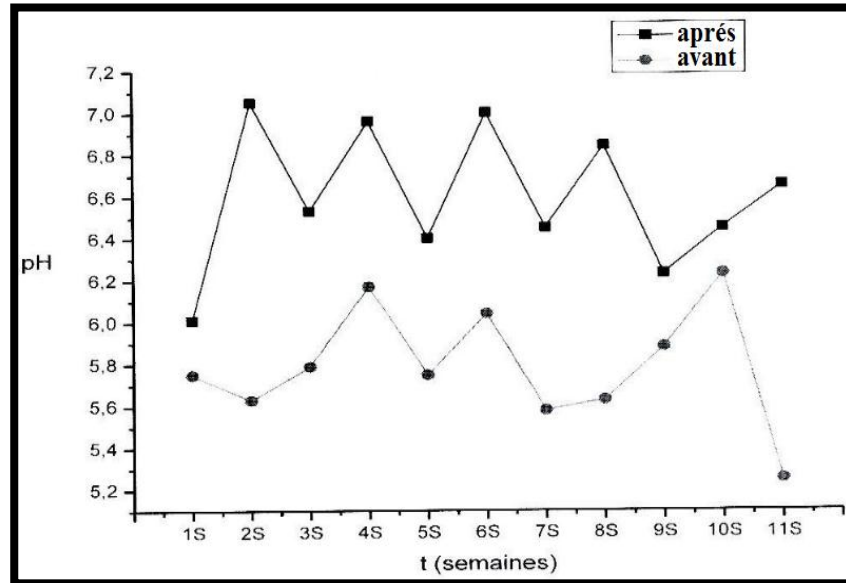


Figure III.9 : L'évolution du pH avant et après l'injection du CHIMEC 1038 au départ du collecteur

4/ L'évolution du pH à l'entrée du module

On observe aussi à l'entrée du module une augmentation du pH de 5.66 à 6.48 (figure III.10), où l'effet de l'inhibiteur est bien marqué sur le pH du milieu

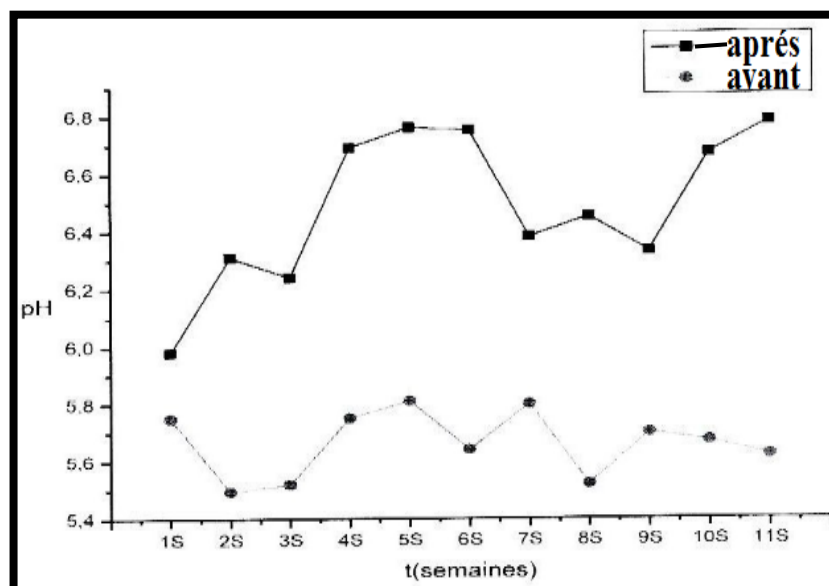


Figure III.10 : L'évolution du pH avant et après l'injection du CHIMEC 1038 à l'entrée du module

5/ L'évolution du fer au niveau du puits HR504

Selon la figure III.11 on observe une nette diminution du taux de fer de 137 ppm à 47 ppm, qui veut dire que le film formé sur la canalisation par l'inhibiteur protège le métal

contre l'attaque chimique de l'acide carbonique.

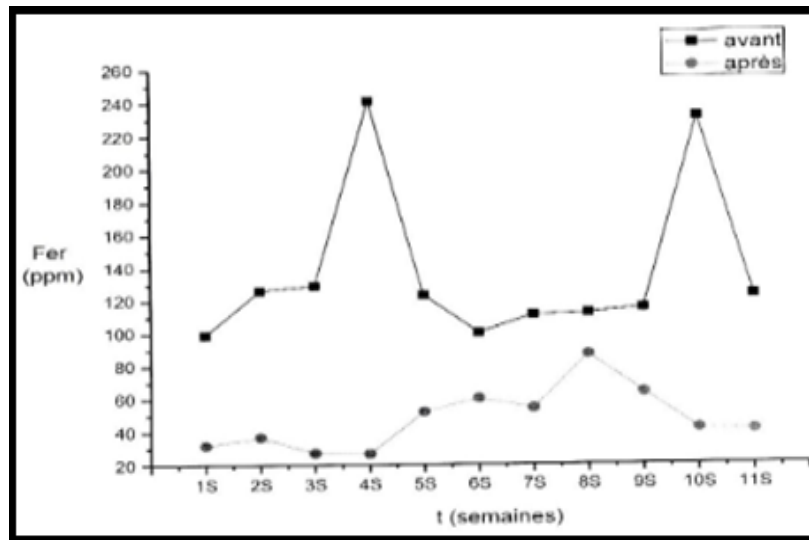


Figure III.11 : L'évolution du taux de fer avant et après l'injection du CHIMEC 1038 au niveau du puits HR504

6/ L'évolution du taux de fer à l'arrivé du puits sur le collecteur

On observe une nette diminution du taux de fer allant de 81 ppm à 41.07 ppm (figure III.12), celle-ci explique l'efficacité élevée de l'inhibiteur CHIMEC 1038.

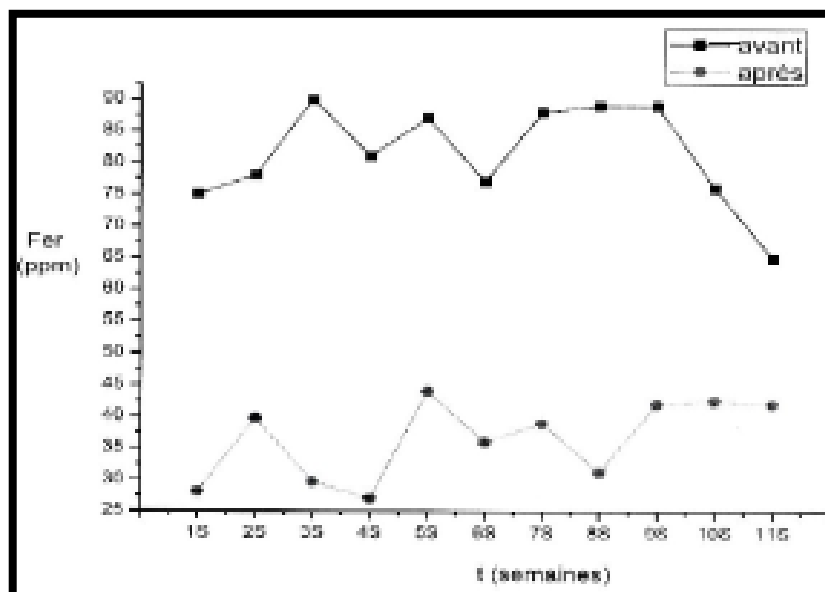


Figure III.12 : L'évolution du taux de fer avant et après l'injection du CHIMEC 1038 à l'arrivé du puits sur le collecteur

7/ L'évolution du taux de fer au départ du collecteur

La figure III.13 montre que le taux de fer est diminué de 66.63 ppm à 41.07 ppm après l'injection de l'inhibiteur, où l'effet de l'inhibiteur sur la corrosion est bien observé.

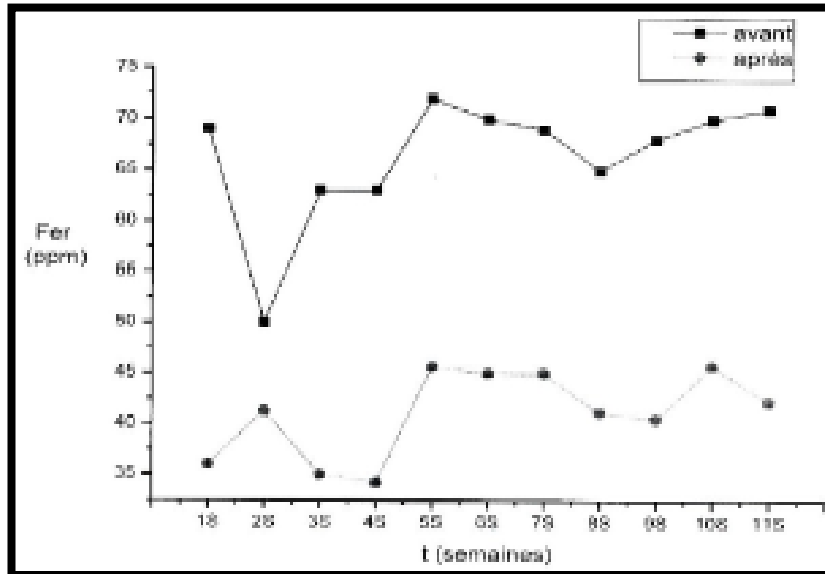


Figure III.13 : L'évolution du taux de fer avant et après l'injection du CHIMEC 1038 au départ du collecteur

8/ L'évolution du taux de fer à l'entrée du module

Les résultats d'analyse de fer avant et après l'injection présentés dans la figure III.14 ont permis d'observer une diminution de la teneur de fer de 60 ppm à 45 ppm.

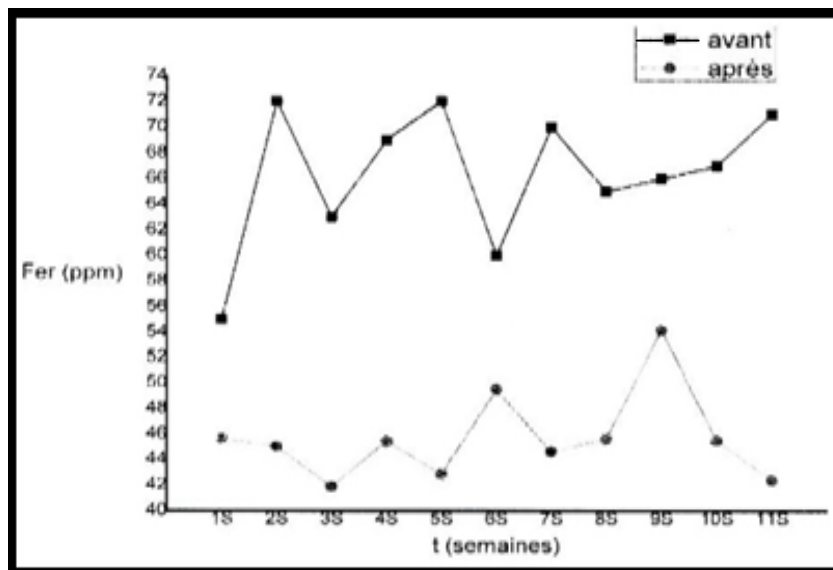


Figure III.14 : L'évolution du taux de fer avant et après l'injection du CHIMEC 1038 à l'entrée du module

III.3. Réalisation de la protection cathodique des conduites enterrées

III.3.1. Description de la procédure

La protection cathodique appliquée est la protection par courant imposé (ou du soutirage), elle utilise une source d'énergie électrique en courant continu qui débite dans un circuit comprenant un déversoir (ou masse anodique), dont le pôle positif de la source est relié au déversoir alors que le pôle négatif est relié à la structure à protéger, et le courant venant du déversoir traverse l'électrolyte, puis entre dans la structure créant ainsi un abaissement de potentiel recherché correspondant à l'immunité du métal, cette technique permet de conserver dans son intégrité la surface extérieure des conduites en aciers enterrées, en s'opposant au processus électrochimique du métal par le milieu ambiant, c'est à dire la corrosion.

Le paramètre essentiel déterminant pour la protection cathodique est le seuil de protection cathodique en dessous duquel la corrosion est industriellement maîtrisée. [18]

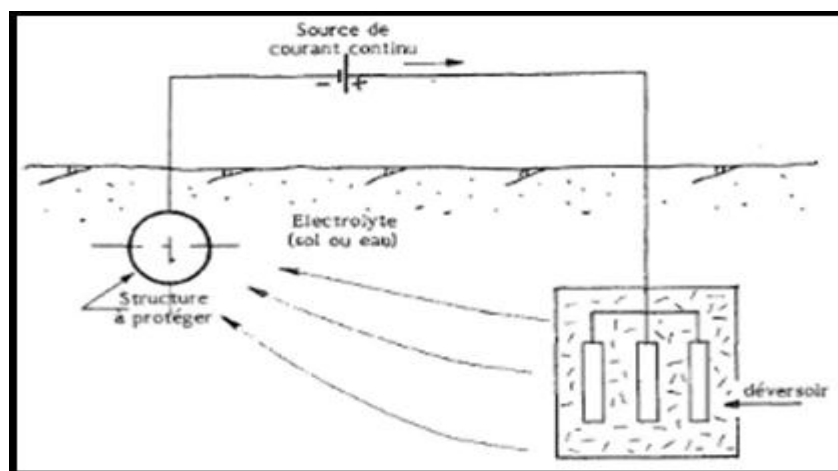
III.3.2. Critères de la protection cathodique

Les critères de protection cathodique les plus couramment utilisés en pratique sont au nombre de trois :

- Critère 1 : le potentiel à courant coupé de la structure doit être inférieur à $-0,850\text{ V}$ (Annexe 3.D),
- Critère 2 : le potentiel de la structure doit remonter d'au moins $0,1\text{ V}$ par polarisation, à partir du potentiel mesuré juste avant la coupure,
- Critère 3 : abaissement d'au moins $0,3\text{ V}$ par rapport au potentiel naturel lorsque la protection cathodique est branchée. [19]

III.3.3. Les installations nécessaires à la protection cathodique

1- Le



revêtement des canalisations

Le revêtement des canalisations est une couche de polyéthylène avec une épaisseur de l'ordre de 0,8mm, et doit avoir des caractéristiques techniques bien précises (adhérence, densité, rigidité, etc.). On veillera à ce que le revêtement soit appliqué sur une surface parfaitement sèche et propre.

2- Les joints isolants

Les joints isolants permettent l'isolement électrique entre deux tronçons de canalisation l'un est enterré et l'autre est aérien. Ils doivent être étanches et parfaitement isolés électriquement.

3- Gaines de protection mécanique

Sont des conduites de grand diamètre constituent une protection mécanique de la canalisation et seront placées à chaque traversée de route. La conduite est alors centrée dans la gaine à l'aide de colliers adaptés et les extrémités obturées afin d'éviter la pénétration des eaux ou de tout autre élément pouvant court-circuiter la gaine et la conduite.

4- Prises de potentiel

Elles sont destinées à contrôler le potentiel du métal de la canalisation par rapport au sol, et elles seront constituées d'un câble de section de 16 mm² préalablement brasé sur une plaque qui est alors soudée sur la canalisation puis soigneusement enrobée à l'aide de brai. Le câble d'une longueur de 4 mètres remonte à l'intérieur d'un fourreau posé sur une assise en béton. [19]

5- Poste du Soutirage de courant

La protection par soutirage de courant consiste à polariser négativement la canalisation à protéger grâce à un générateur de courant habituellement appelé "Postes du soutirage", il est constitué d'un redresseur de courant relié d'une part à la canalisation à protéger et d'autre part à une prise de terre qu'on appelle le déversoir. L'implantation du poste de soutirage doit tenir compte des critères pratiques suivants :

- Possibilité d'occupation du sol,
- Stabilité du terrain d'accueil,
- Facilité d'accès pour la maintenance et la surveillance humaine.

La source d'énergie dans notre cas est apportée par un central électrique.

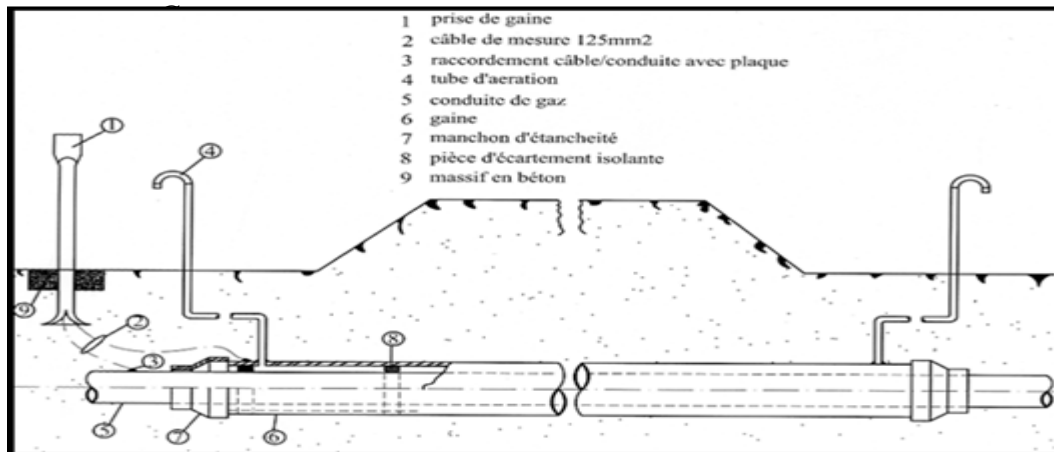
6- Déversoir

C'est une masse métallique (anode) sur laquelle se portera la polarisation positive, se corrodera car elle constitue l'anode du système. Le déversoir sera enfoui dans un puits

appelé puits anodique avec une profondeur peut atteindre 120 m jusqu'à atteindre la zone humide après des études effectués par les géologues. Ce puits se situe sur une distance de 120 m de réseau de collecte, et il sera constitué essentiellement de :

✓ Anode : est un alliage en fer/ silicium dont la composition est :

- Silicium 14.5%,
- Manganèse 0.75%,



0.95%,

- Chrome 4.5%,
- Fer solde.

✓ Un casing : constitué de tubes de forage du diamètre de 9"5/8 ou de 10"3/4 et de longueur variable en fonction de la profondeur du puits, il servira à recevoir tous les constituants du déversoir. Il sera aussi relié directement au câble positif du redresseur car il sera le premier élément du déversoir à servir d'anode, [18]

7- Tube d'aération

Ce tube a pour but d'aérer l'espace annulaire entre la conduite et la gaine qui la couvre, afin d'éviter la présence de l'humidité, qui est par la suite peut déclencher la corrosion électrochimique dans l'espace annulaire.

III.3.4. Etude de dimensionnement de système de protection cathodique

Le dimensionnement de la protection cathodique pour un collecteur (raccordement des puits producteurs gaz), où la nuance de matériau est API 5L X52 et X60, ainsi que les conduites enterrées sont revêtues par des bondes en ALTENE.

Figure III.24 : Collecteur des puits producteurs gaz

Tableau III.7 : Les dimensions des conduites du collecteur

Diamètre (en pouce)	Longueur totale (en mètre)
8"	2873
10"	8811
16"	3200
20"	223
24"	21450
	Total : 36557

Nous allons réduire le schéma ci-avant (figure III.3) de la manière suivante : du module 3 jusqu'à la jonction 2 le pipe aura un diamètre de 24", et après J2 un pipe de 8". Ce dernier aura une longueur égale à la somme des longueurs des pipes des puits.

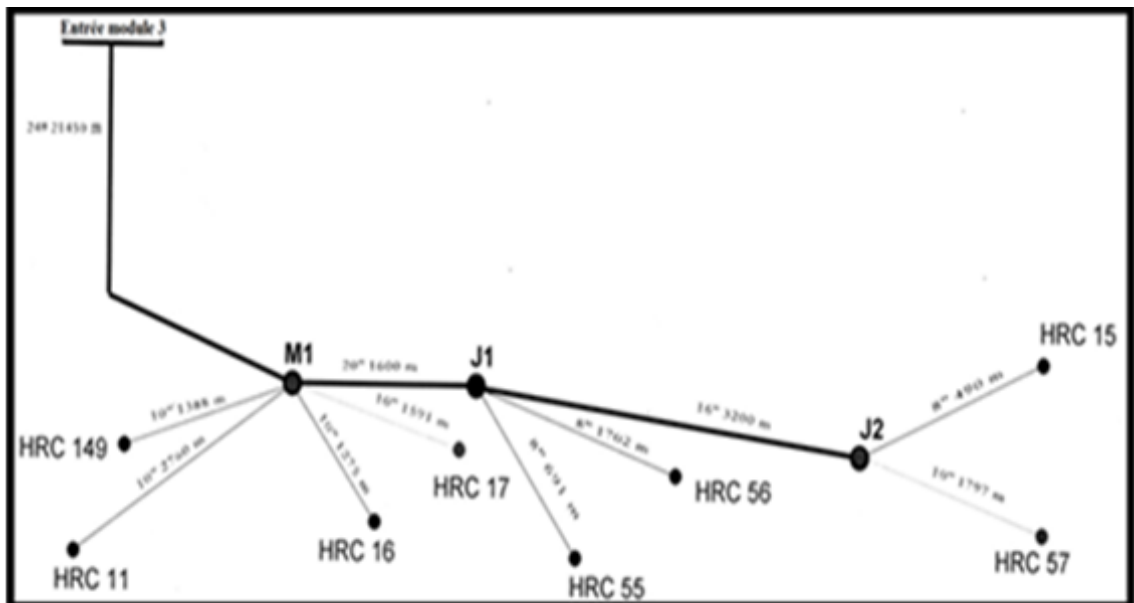
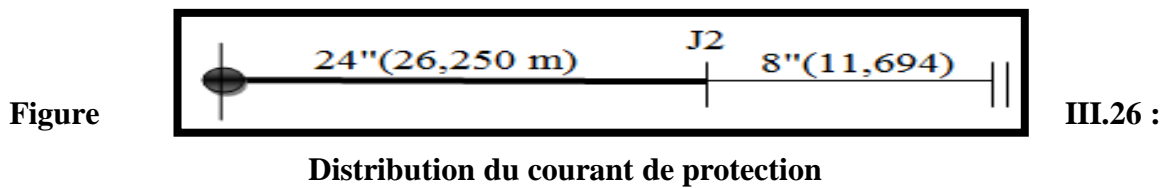


Figure III.25 : Schéma simplifié du collecteur

Tableau III.8 : Les données spécifiques des pipes (8" et 24")

Pipes	8"	24"
Epaisseur (mm)	8.18	17.48
Longueur (m)	11.694	26.250
Diamètre (m)	0.2	0.6
Résistivité ($\Omega.m$)	20.10^{-8}	20.10^{-8}
Résistivité transversal du revêtement ($\Omega.m^2$)	4000	4000

1- Calcul de l'intensité du courant de protection

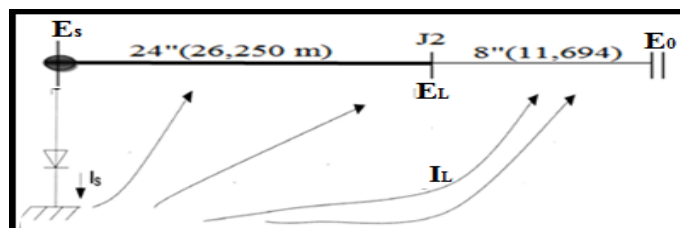


III.3.5. Contrôle de la protection cathodique

Le contrôle périodique de la protection cathodique effectué par un spécialiste certifié est indispensable pour maintenir son efficacité et prévenir contre les risques de défaillance.

Le contrôle porte essentiellement sur les points suivants :

- Le fonctionnement correct et permanent des dispositifs produisant les potentiels attendus,
- La mesure mensuelle du potentiel du métal de la structure à l'aide d'un multimètre (figure III.27), qui donne directement le potentiel de la conduite par



rapport au sol, ensuite en le comparant avec le seuil de protection $- 0.850 \text{ V}$. Si le potentiel mesuré est inférieur au seuil de protection cela veut dire qu'il y a une perte du courant due au mal enrobage ce qui provoque par la suite la corrosion dans cette zone, sinon la conduite est bien protégée

- La vérification du maintien de ce potentiel à des valeurs acceptables sur toute la surface du métal à protéger,
- Le contrôle et le suivi du débit de courant.



Figure III.27 : Mesure du potentiel d'une conduite enterrée à l'aide d'un multimètre

Dans notre cas, la structure protégée n'est pas accessible à la réalisation des mesures. On réalise donc des points de mesures aménagés où des prises de potentiels installées sont en règle générale régulièrement répartis sur chaque 2 km de longueur protégée, mais aussi aux points particuliers pouvant devenir des points critiques (croisement avec d'autres structures, passages sous gaine, etc.), ainsi qu'un coffret de shuntage sera installé au niveau de chaque manifold. [18]

Conclusion général

Conclusion

Notre travail consiste à l'étude de corrosion des équipements de production du gaz brut à HASSI R'mel, où la corrosion se manifeste à l'intérieur des installations aériennes par l'attaque chimique de H_2CO_3 , et à l'extérieur des ouvrages enterrés sous l'effet de l'agressivité du sol, ce qui provoque des percements des installations conduisant à des fuites des effluents et par la suite des perturbations dans la production du gaz brut au niveau du champ de HASSI R'mel.

La détection du problème de corrosion au niveau du champ de HR se fait par l'application des techniques d'inspection spécifiques représentées essentiellement dans les analyses chimiques au laboratoire et le contrôle non destructif par la mesure des épaisseurs de pipings au moyen d'un ultrason, et par conséquent ça nous permet de décider la méthode de protection la plus efficace, qui ce soit la protection cathodique des conduites enterrées, soit l'injection des inhibiteur de corrosion pour les installations aériennes.

L'étude des inhibiteurs de corrosion (CHIMEC 1038 et CHOMPION CK981DZ) des installations aériennes nous montre que le rendement du CHIMEC 1038 égale 85% avec un taux d'injection optimisé à 1.02 litre/million sm^3 , et le rendement du CHOMPION CK981DZ est de 99% avec un taux d'injection optimisé à 0.5 litre/million sm^3 .

L'impact des inhibiteurs de corrosion a été analysé par l'examen chimique du pH et de teneur en fer de l'eau associée à l'effluent, le contrôle des épaisseurs des installations aériennes (pipes, coudes,...etc.) nous donnent un bon résultat suivant les inhibiteurs utilisés.

Le dimensionnement de la protection cathodique au niveau du champ de HR d'un collecteur des puits producteurs du gaz brut d'une longueur de 36557 m nous donne les résultats suivants : le puits anodique doit contenir une masse d'anode de 300 kg, et ce dernier sera alimenté à l'aide d'un transformateur redresseur d'une tension de 20.09 V et d'une intensité du courant de 17.76 A. Le calcul de l'intensité du courant provenant de la source d'énergie électrique $I = 25$ A nous assure une protection des ouvrages enterrés du collecteur pour une durée de vie estimée de 20ans.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] Hicham E., Etude de l'inhibition de la corrosion de l'acier doux au carbone en milieu acide orthophosphorique par un antibiotique organique, Mémoire d'Etudes Supérieures Approfondies, Université de Oujda (Maroc), 2000.
- [2] Corrosion des métaux, ENSPM formation industrie - IFP training, France, 2005.
- [3] Francois R., Corrosion and deposits course, Master of science in oil and gas production engineering, France, 2005.
- [4] Coombs J., Fundamentals of corrosion mechanisms, Chevron corporation, New york 1999.
- [5] Corrosion et prevention, Institut algérien du pétrole-corporate university, Algérie, 2006.
- [6] Einar B., Corrosion and protection, Norway, 2003.
- [7] Jacques L., Protection contre la corrosion, Techniques de l'ingénieur, France, 1990.
- [8] Radhia Y., Synthèse de nouveaux composés de l'acide phosphonique et mise en évidence de leur acidité affinité de chélation et de leurs propriétés inhibitrices de corrosion, Mémoire de Magister, Université de Setif (Algérie), 2012.
- [9] Faiza K., Etude de l'efficacité de deux inhibiteurs de corrosion dans les milieux multiphasiques (eau, huile et gaz), Mémoire de Magister, Université de Boumerdès (Algérie), 2008.
- [10] Gérard B, Henri M., Corrosion des métaux et alliages, Hermès science publications, Paris, 2002.
- [11] Commission exploitation., Corrosion et inhibition des puits et collectes, chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel, Edition technip, Paris, 1981.
- [12] Lazhar Y., Etude de la corrosion localisée par piqûres des aciers inoxydables 304L et 430 : effet de la déformation à froid par traction et laminage, Mémoire de Doctorat, Université de Constantine (Algérie), 2013.
- [13] Dan B., Pipe lines – external corrosion, Gheorghe Asachi University (Roumanie), 2008.
- [14] Marec M., Corrosion et protection cathodique, Paris, 1996.
- [15] Dieter L., Corrosion et chimie de surface des métaux, Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, Lausanne, 1993.

- [16] Maud B., Apport des techniques électrochimiques pour l'amélioration de l'estimation de l'efficacité de la protection cathodique des canalisations enterrées, Mémoire de Doctorat, Université de la Rochelle (France), 2012.
- [17] Bernard M, Nadine B, Caroline R, Martine W., Prévention et lutte contre la corrosion, Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, Lausanne, 2004.
- [18] Nguyen-Thuy LE., Protection cathodique, Badoris-document de synthèse relatif à une barrière technique de sécurité (BTS), Paris, 2008.
- [19] Mostapha B., Etude des systèmes de protection cathodique des collecteurs de gaz et des lignes d'expédition module 2 et DJEBEL Bissa, Cabinet d'expertise d'études et réalisation de Béjaïa (Algérie), 2007.
- [20] HOCINE D., Rapport de la protection cathodique : Contrôle du revêtement, Sonatrach HASSI R'mel (Algérie), 2007.
- [21] C. Basalo, 'Les Canalisations d'eau et de gaz, Corrosion, Dégradation et protection', Technique et documentation – Lavoisier, Paris, 1987.
- [22] Bouzid D., Rapport d'inspection des pipings, Sonatrach HASSI R'mel (Algérie), 2015.
- [23] Zakaria A., Etude de l'efficacité de deux inhibiteurs de corrosion (CORTRON 7130 et NORUST 720) dans l'eau de l'albien, Mémoire de Master, Université de Ouargla (Algérie), 2012.
- [24] Amina B., Corrosion localise des aciers API 5L- X52 de la ligne ASR/MP sollicitée en sol algérien, Mémoire de Magister, Université de Tlemcen (Algérie), 2011.
- [25] Ibrahim D., Etude sur les défaillances des aciers API- 5LX60 pour pipeline Cas de la ligne GZ1, Mémoire de Master, Université de Tlemcen (Algérie), 2013.
- [26] Comité des techniciens., La Protection Cathodique: Guide Pratique, Chambre syndicale de la recherche et production du pétrole et du gaz, Edition technip, Paris, 1986.