

N° ordre :

N° serie :

Université Kasdi Merbah Ouargla
Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science
de la terre et de l'univers
Département de forage et MCP



MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de master

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : mécanique des chantiers pétroliers

Thème

***Technique d'évaluation des inhibiteurs de corrosion par
CO₂ dans le champ Hamra***

Présenté par :

- ***DJEGHOUBBI Boubakeur***
- ***HARBOUCHE Yahya***

Soutenu publiquement le 15 juin 2019 à Ouargla devant le jury composé de :

Présidente	Mme CHELGHAM Fatiha	MAA à Université Ouargla
Encadreur	Mme BOUDJEMA Souheyla	MCA à Université Ouargla
Examineur	Mr ZIARI Saber	MAA à Université Ouargla

Année Universitaire : 2018/2019

Remerciement

Nous tenons à remercier avant tout notre ALLAH, le très miséricordieux, qui grâce à lui. Nous souhaiterions remercier tous ceux qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire :

*Mme **BOUDJEMA Souheyla** qui a ménagé effort pour nous orienter et nous conseiller tout au long de la réalisation de ce travail par sa disponibilité et son immense savoir-faire.*

*L'équipe de **SONATRACH- DP direction Hamra**. Qui nous a donné beaucoup des informations Ainsi qu'à Tous Ceux qui ont contribué de près ou de loin à la Réalisation de Ce modeste travail.*

HARBOUCHE YAHYA
DJEGHOUBBI BOUBAKEUR

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

➤ *La cause de mon existence :*

Ma très chère mère

Mon très chère père

➤ *A cher encadreur Mme BOUDJEMA Souheyla*

➤ *Mes frères.*

➤ *Mes soeurs.*

➤ *Toutes les familles Djeghoubbi .*

➤ *Promo MCP 2014.*

➤ *SH DP direction Hamra.*

➤ *A toute personne connue Djeghoubbi Boubakeur.*

Merci pour vous tous

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

➤ *La cause de mon existence :*

Ma très chère mère

Mon très chère père

➤ *A cher encadreur Mme BOUDJEMA Souheyla*

➤ *Mes frères.*

➤ *Mes soeurs.*

➤ *Mes deux grandes mères.*

➤ *Toute les famille harbouche Commune Ain Touta .*

➤ *Toute les amis commune El hadjira.*

➤ *A toute personne connue Harbouche Yahya.*

Merci pour vous tous

Résumé

La corrosion sous toutes ses formes constitue un enjeu majeur pour nos civilisations industrielles pour plusieurs raisons. Son impact économique, la maîtrise des processus de dégradation des matériaux permet de réduire significativement les coûts d'entretien des installations. Donc, les effets directs ou indirectes de la corrosion peuvent impacter durablement notre environnement et notre santé et sécurité des travailleurs.

La corrosion par CO_2 des équipements de production du gaz à Hamra se manifeste à l'intérieur des installations, et tout ça est détecté par les techniques d'inspection de corrosion au niveau de ce champ, afin de diminuer les conséquences causée de ce problème par l'injection d'inhibiteur de corrosion pour les installations.

L'objectif de notre travail a été d'étudier ce type de corrosion et d'évaluer d'inhibiteur de corrosion (CHIMEC 1038) dans ce champ.

Les mots-clés : production, Hamra, corrosion, inhibiteur, CHIMEC1038.

Abstract :

Corrosion in all its forms constitutes a major stake for our industrial civilizations for several reasons. Its economic impact, the control of the processes of degradation of materials makes it possible significantly to reduce the maintenance costs of the installations. Therefore, the effects direct or indirect of corrosion can durably affect our environment and our health and safety of the workers. Corrosion by CO_2 of the equipment of production of gas at Hamra appears inside the installations, and all that is detected by the techniques of inspection of corrosion on the level of this field, in order to decrease the consequences caused of this problem by the injection of corrosion inhibitor for the installations. The objective of our work was to study this type of corrosion and to evaluate of corrosion inhibitor (CHIMEC 1038) in this field.

Key words: Production, Hamra, corrosion, inhibitor, CHIMEC1038

الملخص :

يمثل التآكل بجميع أشكاله تحديًا كبيرًا لحضارتنا الصناعية لعدة أسباب خاصة تأثيره الاقتصادي ، لذلك فمراقبة و معالجة عمليات تآكل المواد تقلل بشكل كبير من تكاليف صيانة المعدات ، حيث يظهر أن للتآكل تأثير دائم على بيئتنا وعلى صحة العمال وسلامتهم.

يظهر التآكل تحت تأثير ثاني أكسيد الكربون في معدات إنتاج الغاز بحقل الحمرة في الوسط الداخلي للمنشآت ، ويتم الكشف عنه بواسطة تقنيات فحص التآكل في هذا المجال ، و ذلك من أجل الحد من العواقب الناجمة عن هذه المشكلة. و استخدام طريقة حقن مثبتات التآكل في المعدات .

الهدف من عملنا هو دراسة هذا النوع من التآكل وتقييم مثبتات التآكل ذات الاسم التجاري (CHIMEC 1038) في هذا

المجال.

الكلمات المفتاحية : الإنتاج، حمرة، التآكل، المثبط ، CHIMEC1038

Sommaire

Remerciement.....	I
Dédicace.....	II
Résumé	III
Liste des figures	IV
Liste des tableaux	VII
Liste des abréviations et des symboles	VIII
Introduction général.....	1

Chapitre I : généralités sur la corrosion

I.1.Définition de la corrosion	2
I.2.Réaction de corrosion	2
I.3. Les différents types de la corrosion.....	2
I.3.1.La corrosion électrochimique	2
I.3.2.La corrosion chimique (sèche)	3
I.3.3.Corrosion bactérienne (bio corrosion)	3
I.4.Les différentes formes de la corrosion	3
I.4.1.Généralisée ou uniforme	3
I.4.2.Localisée.....	3
I.4.2.1.La corrosion galvanique (corrosion bimétallique)	4
I.4.2.2.Corrosion par piqûre	4
I.4.2.3.La corrosion sélective	5
I.4.2.4.La corrosion inter granulaire	5
I.4.2.5.La corrosion érosion	6
I.4.2.6.La corrosion sous contrainte	7
I.4.2.7.La corrosion caverneuse	7
I.4.2.8.La corrosion fatigue	8
I.5.Les facteurs de la corrosion	9
I.6 La vitesse de corrosion	9
I.7.La lutte contre la corrosion	10
I.7.1. La protection électrochimique.	11
I.7.1.1.La protection cathodique (PC)	11
I.7.1.2 La protection anodique (PA)	12

I.7.2. Protection par revêtements	12
I.7.2.1. Protection par revêtements métalliques	12
I.7.2.2. Revêtements inorganiques non métalliques	13
I.7.2.3. Protection par revêtements organiques	14
I.7.3. Les inhibiteurs de corrosion.....	14
I.7.3.1. Définition	14
I.7.3.2. Propriétés	15
I.7.3.3. Conditions d'utilisation	15
I.8. Classification des inhibiteurs de corrosion	16

Chapitre II : Problème de corrosion dans champ Hamra

II.1. Description du champ de Hamra	18
II.1.1. Situation géographique	18
II.1.2. Architecture de Hamra	19
II.1.3. Historique de Hamra	20
II.2.1. But de l'usine	20
II.2.1.1. Présentation de l'usine	20
II.2.1.2. Représentation des unités de l'usine	22
II.2.1.3. Les utilités	23
II.2.1.4. Les systèmes auxiliaires.....	23
II.2.1.5. Aire de stockage de condensât	24
II.2.1.6. Aire de stockage de GPL.....	24
II.2.1.7. Conditions de fonctionnement nominales	24
II.2.1.8. Réserves du gaz	24
II.2.1.9. Capacité de production	25
II.2. Description le problème de corrosion au niveau de Hamra	25
II.2.1. Effet de la pression partielle du CO ₂ et de la température.....	26
II.2.2. Influence de l'eau faiblement minéralisée	27
II.2.3. Effet de la vitesse des effluents	27
II.3. Aspects de la corrosion au niveau Hamra	27
II.3.1. Installation de surface des puits	27
II.3.2. Collectes enterrées	28

Chapitre III : Protection contre corrosion

III.1. Contrôle des épaisseurs	30
III.2. L'utilisation des inhibiteurs.....	34
III.2.1. Les critères du choix d'un inhibiteur de corrosion.....	34
III.2.2. L'inhibiteur appliqué au champ Hamra	35
Conclusion générale	41

Annexes

Références bibliographiques

Liste des figures

Figure I.1 : corrosion uniforme et corrosion localisée d'un métal.	4
Figure I.2 : Corrosion galvanique	4
Figure I.3 : Corrosion par piqûres.	5
Figure I. 4 : La corrosion sélective.....	5
Figure I.5 : La corrosion intergranulaire.....	6
Figure I.6 : La corrosion érosion.....	6
Figure I.7 : Corrosion sous contrainte.	7
Figure I.8 : Corrosion caverneuse d'un acier allié sous un joint	8
Figure I. 9 : La corrosion fatigue.	8
Figure I.10 : Principe de la protection cathodique par des anodes sacrificielles	11
Figure I.11 : Principe de la protection cathodique par courant imposé.....	12
Figure I.12 : Corrosion en présence de revêtements métalliques plus nobles (a), et moins nobles (b) que le substrat.....	13
Figure I.14 : Classification des inhibiteurs de corrosion	17
Figure II.1. Situation géographique de Hamra.....	18
Figure II.2:Implantation générale des installations	19
Figure II. 3:Usine de Hamra.	21
Figure II.4: les unités de l'usine.	23
Figure II.5: Corrosionà manchette (puits HA21)	28
Figure II.6: Corrosion d'une conduite enterrée.....	28
Figure III.1 : L'appareil ultrason.....	30
Figure III.2:Les points d' inspection au niveau d' installations départ-puits vers manifold	31
Figure III. 3: Les points d' inspection au niveau d' installations arrivée puits au manifold.	33
Figure III.4. Echantillon de Chimec 1038	35
Figure III. 5 : L'injection continu au niveau de tête puits.....	36
Figure III. 6 : Unité de pompage d'inhibiteur	37

Liste des tableaux

Tableau I.1 Les principaux facteurs de corrosion.	9
Tableau III .2: Résumé des épaisseurs minimales des installations départ –puits vers manifolds	32
Tableau III.2 Résumé des épaisseurs minimales installations arrivée-puits aux manifolds	33

Liste des abréviations

Abréviation	Signification
PC	Protection cathodique.
PA	Protection anodique.
ENGTP	Entreprise Nationale de Grande Travaux Pétroliers.
SH- DP	Sonatrach - Division Production.
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié.
ZAT	Zone Affectée Thermiquement.
PH	Potentiel d'Hydrogène.
R.A.S	Rien A Signalé.

Liste des symboles

Symbole	Signification	Unité
R	Rendement de l'inhibiteur de corrosion	-
P_{ms}	Pression maximal de service	Kg/cm^2
V_0	Vitesse de corrosion sans injection d'inhibiteur	$\mu m/an$
V_{inh}	Vitesse de corrosion avec injection d'inhibiteur	$\mu m/an$
T	Temps	An

Introduction générale

Introduction générale

En Algérie ; le rôle économique de l'Etat est très important dans la mesure où la politique budgétaire est considérée comme étant le levier le plus puissant de la politique économique, utilisée par stimuler l'activité économique nationale particulièrement les ressources fossiles.

Les hydrocarbures parmi les énergies fossile non renouvelable qui contribuent dans l'économie et le développement durable des plusieurs d'états à cause de l'exploitation de ces ressources dans les secteurs industriels, mais parmi les problèmes qui confortent l'exploitation de ces richesses sont la corrosion (interne ou externe) de les équipements de production

Du point de vue économique, la corrosion pose un grand problème dans le domaine industriel au niveau mondial, dont, il est estimé que chaque année entre 10 à 20% de la production mondiale de l'acier est détruite par la corrosion.

La corrosion interne des canalisations aériennes et des collectes de surface en acier est un phénomène célèbre qui provoque des problèmes major, parmi les causes de ces problèmes est le gaz carbonique CO₂. Ce dernier engendre différents phénomènes de corrosion des aciers, cette réaction chimique devient lors des décompositions de CO₂ dans l'eau au sien le carburant dans les canaux.

Pour cela, la direction régionale du champ Hamra déborde des études et des expériences afin de réduire l'impact de la corrosion au niveau la chaîne de production.

Au cours de notre étude, nous sommes consacrées sur la corrosion dans les installations de production du gaz au champ Hamra et les méthodes d'inspections ainsi que la protection des installations par l'utilisation d'inhibiteur.

Cette étude est répartie en trois chapitres et une conclusion générale :

- Le premier chapitre est consacré à une étude bibliographique sur l'état de l'art sur la corrosion,
- Le deuxième chapitre représente une analyse complète sur la corrosion des équipements de production du gaz brut à Hamra à partir 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 de détection de la corrosion),
- Le troisième chapitre nous présenterons une partie pratique qu'est basée sur la protection chimique des installations aériennes (canal, coudes,...etc.) par l'examen de l'efficacité de l'inhibiteur de corrosion type CHIMEC 1038.

Chapitre I :

Généralité sur la corrosion

Introduction :

La corrosion est un problème mondiale touche tous les secteurs notamment dans l'industrie pétrolière. Dans ce chapitre, nous présenterons quelques notions principales sur ce problème : ces types, ces formes et les facteurs qui conduisent à ce problème ainsi que les méthodes de protections contre la corrosion.

I.1. Définition de la corrosion :

La corrosion est la dégradation du matériau par une 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. [01]

I.2. 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.3. Les différents types de la corrosion :****I.3.1. La corrosion électrochimique :**

C'est le phénomène de corrosion le plus important et elle se manifeste lorsque le réactif est un liquide ou lorsqu'il existe une hétérogénéité soit dans le métal ou dans le réactif,

présent une dissymétrie de composition. L'existence de ces hétérogénéité détermine la formation d'un pile, alors un courant électrique circule entre anode et cathode dans le réactif et les zones qui constituent les anodes sont attaque (corrodé). [03]

I.3.2. La corrosion chimique (sèche) :

Il s'agit d'une réaction hétérogène entre une phase solide (le métal) et une phase gazeuse. Le processus d'oxydation de la corrosion chimique se déroule dans le domaine atomique avec le milieu ambiant sans présence d'électrolyte. Donc la corrosion purement chimique ne fait donc ne pas intervenir le passage d'un courant électrique, un flux électronique cesse, car l'échange d'électrons entre les différents partenaires des réactions s'effectue directement. [03]

I.3.3. Corrosion bactérienne (bio corrosion) :

Signalons l'existence d'une corrosion particulière appelée la bio corrosion ou encore corrosion bactérienne, rassemble tous les phénomènes de corrosion dans lesquels les bactéries agissent directement ou par l'intermédiaire de leur métabolisme en jouant un rôle primordial, soit en accélérant un processus déjà établi, soit en créant les conditions favorables à son établissement. Ce processus concerne essentiellement l'attaque bactérienne des canalisations ou réservoirs enterrés ainsi que les structures métalliques immergés dans l'eau de mer. [03]

I.4. Les différentes formes de la corrosion :

La corrosion peut être soit :

I.4.1. Généralisée ou uniforme : la réaction de corrosion sur toute la surface du matériau qui joue le rôle à la fois d'anode et de cathode et en l'appelle corrosion uniforme. [04].

I.4.2. Localisée : dans le cas où la réaction de corrosion se déroule à un lieu spécifiquement anodique d'un matériau. En pratique, ce type de corrosion provint d'une hétérogénéité du matériau ou de l'environnement.

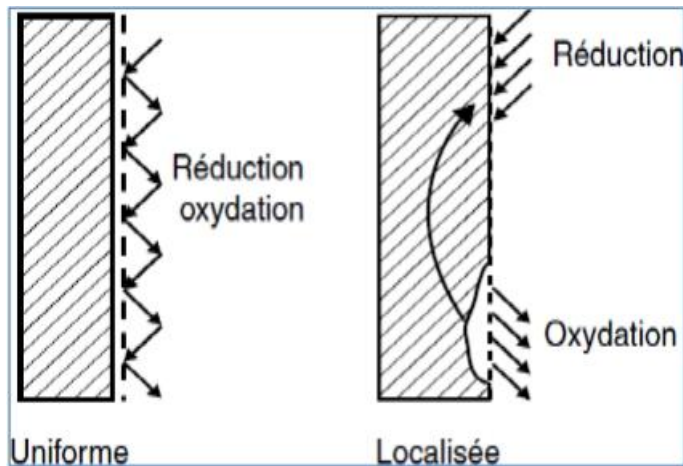


Figure I.1. corrosion uniforme et corrosion localisée d'un métal.

Ainsi les chercheurs ont subdivisé cette forme de corrosion en huit catégories les plus courants en pratique : [04]

I.4.2.1. La corrosion galvanique (corrosion bimétallique) :

C'est une des formes les plus courantes de corrosion en milieu aqueux. Est due à la formation d'une pile électrochimique entre deux matériaux dans laquelle une des électrodes (l'anode) se consomme au bénéfice de l'autre (la cathode) qui reste intacte.



Figure I.2. Corrosion galvanique

I.4.2.2. Corrosion par piqûre :

Elle se produit quand les métaux protégés par un film d'oxyde mince comme l'aluminium et ses alliages et les aciers inoxydables sont mis en contact avec un milieu

aqueux (pour un pH voisin de la neutralité) contenant les halogénures, La quantité de métal corrodé est très faible telle que, elle introduit des cavités de quelques dizaines de micromètres de diamètre à l'intérieur du matériau à partir d'une ouverture de faible surface.



Figure I.3. Corrosion par piqûres.

I.4.2.3. La corrosion sélective :

Cette forme de corrosion est due à l'oxydation d'un composant de l'alliage Conduisant à la formation d'une structure métallique poreuse.



Figure I. 4. La corrosion sélective.

I.4.2.4. La corrosion inter granulaire :

Cette forme de corrosion se manifeste par une attaque localisée aux joints Grains

du matériau. L'hétérogénéité au niveau du joint de grain et l'existence d'un milieu corrosif jouant le rôle d'électrolyte représentent deux conditions pour développer cette forme de corrosion.



Figure I.5. La corrosion inter granulaire.

I.4.2.5. La corrosion-érosion :

La corrosion-érosion affecte de nombreux matériaux, elle 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.6. La corrosion érosion.

I.4.2.6. La corrosion sous contrainte :

Cette forme est une fissuration du métal qui résulte de l'action commune d'une contrainte mécanique et d'une réaction électrochimique.



Figure I.7. Corrosion sous contrainte.

I.4.2.7. La corrosion caverneuse :

La corrosion caverneuse qui est observée lorsqu'il y a infiltration d'une solution Entre deux parties d'un assemblage, Elle apparaît dans toutes les zones de confinement des recoins de structure, les contacts entre pièces mal ajustées, sous les joints. C'est une attaque électrochimique par aération différentielle.



Figure I.8 : Corrosion cavernouse d'un acier allié sous un joint

I.4.2.8. La corrosion fatigue :

La corrosion fatigue est observée lorsque l'effet est alterné, par conséquent l'attaque est en général transgranulaire.



Figure I. 9. La corrosion fatigue.

I.5. Les facteurs de la corrosion :

Les phénomènes de la corrosion dépendent d'un grand nombre de facteurs et ils peuvent être classés en quatre groupes principaux (tableau I.1). [5]

Tableau I.1. Les principaux facteurs de corrosion.

Facteurs du milieu Corrosif	Facteurs métallurgiques	Facteurs définissant les conditions d'emploi	Facteurs dépendant du temps.
<ul style="list-style-type: none"> - Concentration du réactif - Teneur en oxygène - pH du milieu - Température - Pression 	<ul style="list-style-type: none"> - Composition de l'alliage - Procédés d'élaboration - Impuretés - Traitement thermique - Traitement mécanique 	<ul style="list-style-type: none"> - Etat de surface - Forme des pièces - Emploi d'inhibiteur - Procédés d'assemblage 	<ul style="list-style-type: none"> - Vieillessement - Tensions mécaniques - Modification des revêtements protecteurs.

I.6 La vitesse de corrosion :

La vitesse de corrosion d'un métal dans un milieu corrosif dépend à la fois des caractéristiques de ces deux paramètres.

La température et le pH ont une influence directe sur la vitesse de corrosion, et une influence indirecte à travers la phase aqueuse (eau de condensation, eau de production). Les conditions de flux, le film formé à la surface du métal et la pression ont une influence directe à travers la pression partielle du CO₂. [06]

➤ Effet de la température

Généralement, l'augmentation de la température accélère les phénomènes de corrosion, car elle diminue les domaines de stabilité des métaux et accélère les cinétiques de réactions et de transport. L'importance de son influence diffère cependant en fonction du milieu corrosif

dans lequel se trouve le matériau. [06]

➤ **Effet de l'acidité :**

La susceptibilité du matériau à la corrosion est fonction du pH de l'électrolyte. Une forte concentration en protons dans la solution augmente l'agressivité du milieu, ce qui modifié les équilibres des réactions chimiques et électrochimiques. La corrosion augmente avec la diminution du pH du milieu. [06]

➤ **Régime hydrodynamique :**

Le transport des réactifs vers l'interface et des produits de réaction vers l'électrolyte est de nature à modifier la cinétique des réactions électrochimiques en changeant la concentration des espèces et donc le potentiel d'équilibre. Les conditions hydrodynamiques fixent les vitesses de réactions en contrôlant le transport de matière par l'établissement d'une couche limite de diffusion des espèces, appelée *couche de Nernst*, ce qui explique l'importance de l'agitation de l'électrolyte lors des essais de corrosion en laboratoire. [06]

➤ **La salinité :**

Les chlorures sont des ions agressifs, souvent à l'origine de corrosions localisées, leur présence en solution s'accompagne d'effets complémentaires, d'une part, leur concentration locale induit une acidification du milieu et d'autre part, la salinité a une influence sur la conductivité du milieu aqueux. [06]

I.7. La lutte contre la corrosion :

La lutte contre la corrosion doit être une préoccupation constante, depuis la conception des équipements jusqu'à leur entretien quotidien. Si les moyens à mettre en œuvre sont variés et dépendent en grande partie des situations d'utilisations particulières, le but recherché est d'enrayer la dégradation des équipements pour augmenter leur durée de vie. Les différents moyens de lutte contre la corrosion sont : [7]

- La protection électrochimique.
- Protection par revêtements.
- Protection par des inhibiteurs.

I.7.1. La protection électrochimique :

La corrosion électrochimique est le résultat du passage d'un courant entre une anode et une cathode. Ainsi, pour stopper la corrosion, il faut agir sur la pile formée. Dans ce sens, deux types de protections électrochimiques peuvent être envisagées : une protection anodique ou une protection cathodique. [7]

I.7.1.1. La protection cathodique (PC) :

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

Elle est faite soit par anode sacrificielle ou par courant imposé

- **anodes sacrificielles :**

Le métal à protéger est couplé à un métal moins noble c'est à dire plus électronégatif (magnésium, aluminium, zinc). Celui-ci devient alors l'anode et la structure à protéger la cathode du système. L'anode se corrode alors et il faut la remplacer périodiquement.

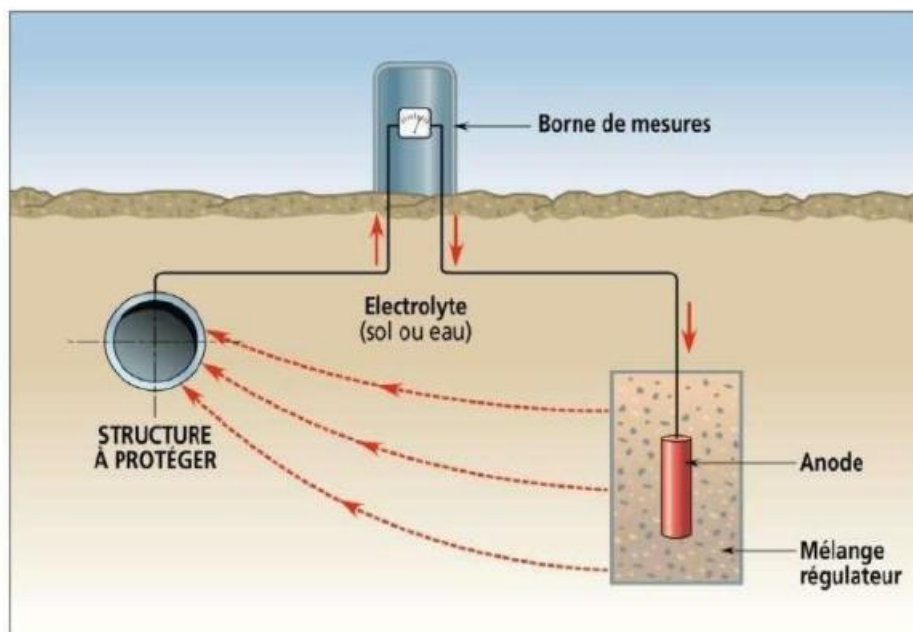


Figure I.10 Principe de la protection cathodique par des anodes sacrificielles

- **Courant imposé :**

Utilisant un générateur de courant continu branché entre l'ouvrage à protéger (cathode) et une ou des anodes auxiliaires (appelées déversoirs de courant) utilisant tout matériau conducteur d'électricité (de préférence inattaquable)

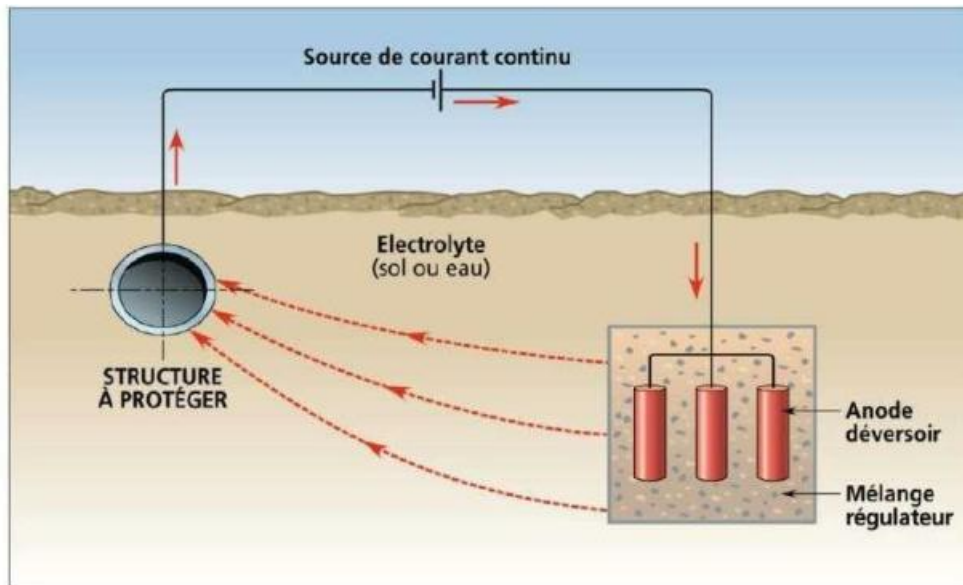


Figure I.11 Principe de la protection cathodique par courant imposé

I.7.1.2 La protection anodique (PA) :

Qui est plus récente, repose quant à elle sur l'aptitude à la passivation du matériau dans le milieu considéré.

I.7.2. Protection par revêtements :

I.7.2.1. Protection par revêtements métalliques :

Parmi les différentes méthodes utilisées pour lutter contre la corrosion, la protection par revêtements métalliques. Selon leur comportement à la corrosion par rapport au substrat, on distingue deux types de revêtements métalliques : [8]

- Ceux plus nobles que le substrat.
- Ceux moins nobles que le substrat.

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 ou des défauts dans la couche de corrosion. Un

revêtement plus noble corrode localement le substrat qui joue le rôle d'anode (figure 4a). Les revêtements plus nobles que le substrat ne doivent donc contenir aucun défaut. [8]

En revanche, lorsque le dépôt est moins noble que le substrat, 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

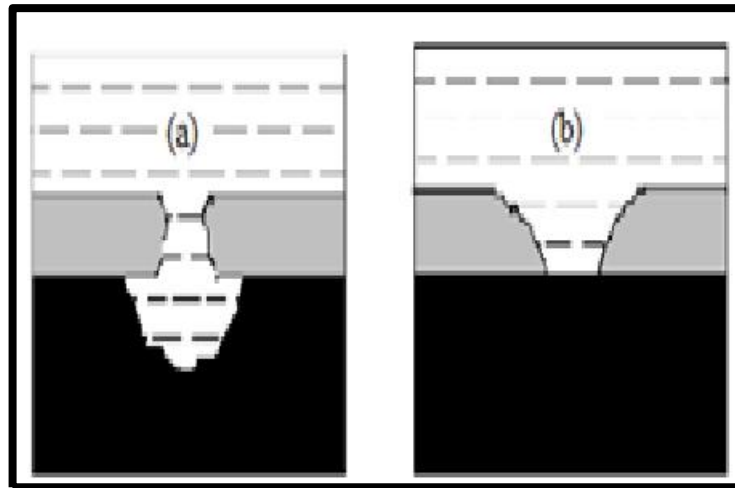


Figure I.12 : Corrosion en présence de revêtements métalliques plus nobles (a), et moins nobles (b) que le substrat

Différentes techniques servent à fabriquer des revêtements métalliques :

- L'électrodéposition (galvanoplastie).
- Immersion dans un métal liquide (galvanisation).
- La déposition chimique.
- La déposition par projection à la pistole.
- La déposition par phase gazeuse.

I.7.2.2. Revêtements inorganiques non métalliques :

Les revêtements inorganiques non métalliques sont de deux types :

- **Les couches de conversion :**

Ces couches sont obtenues par une réaction du métal avec un milieu choisi ; elles contiennent donc toujours des ions provenant du substrat.

On différencie les couches de conversion selon leur procédé de fabrication, à savoir : [08]

- L'anodisation.

- La phosphatation.
- La sulfuration.
- La chromatisation.

- **Les couches étrangères au substrat :**

Parmi les revêtements inorganiques non métalliques étrangers au substrat, il ya : [08]

- Ceux plus nobles que le substrat.
- Les émaux.
- Les ciments.
- Les céramiques réfractaires.

I.7.2.3. Protection par revêtements organiques

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

- Revêtements en bitume.
- Revêtements polymériques.
- Peintures et vernis.

I.7.3. Les inhibiteurs de corrosion :

I.7.3.1. Définition :

La définition d'un inhibiteur selon la norme I 8044 : « Substance chimique ajoutée au système de corrosion à une concentration choisie pour son efficacité, et qui entraîne une diminution de la vitesse de corrosion sans modifier de manière significative la concentration en agent corrosif contenu dans le milieu agressif ». [9]

D'une manière générale un inhibiteur doit :

- Abaisser la vitesse de corrosion du métal tout en conservant les caractéristiques physico-chimiques de ce dernier. Il doit être non seulement stable en présence des autres constituants du milieu, mais également ne pas influencer sur la stabilité des espèces contenues dans ce milieu.
- être stable en présence des autres constituants du milieu, en particulier vis-à-vis des oxydants.
- être stable aux températures d'utilisation.
- être efficace à faible concentration.
- être compatible avec les normes de non-toxicité.
- être peu onéreux.

I.7.3.2. Propriétés :

Partant de cette définition, un inhibiteur de corrosion doit donc vérifier un certain nombre de propriétés fondamentales :

- Abaisser la vitesse de corrosion du métal tout en conservant les caractéristiques physico-chimiques de ce dernier.
- être stable en présence d'autres constituants.
- être stable dans le domaine de températures utilisé.
- être efficace à faible concentration.
- être efficace dans les conditions d'utilisation.
- peu onéreux par rapport aux économies qu'il permet de réaliser.
- être compatible avec les normes en vigueur de non-toxicité et de protection de l'environnement.

Il faut noter que la non-toxicité est le point faible des molécules inhibitrices actuellement utilisées. En effet, un certain nombre d'entre elles sont sur le point d'être interdites et c'est pour cela que les recherches tendent à proposer des molécules moins dangereuses pour l'environnement [10].

I.7.3.3. Conditions d'utilisation :

Les inhibiteurs de corrosion peuvent être utilisés comme unique moyen de protection Soit comme protection permanente ; l'inhibiteur permet alors l'utilisation de matériaux métalliques dans des conditions satisfaisantes de résistance à la corrosion tel que :

- Le traitement des eaux (eaux sanitaires, eaux de procédés industriels, eaux de chaudières, etc.) .
- L'industrie du pétrole : forage, extraction, raffinage, stockage et transport ; à tous les stades de cette industrie, l'utilisation d'inhibiteurs de corrosion est primordiale pour la sauvegarde des installations .
- Soit comme protection temporaire pendant une période où la pièce ou l'installation est particulièrement sensible à la corrosion, que ce soit pendant le décapage acide, le nettoyage des installations ou le stockage à l'atmosphère (inhibiteurs volatils, incorporation aux huiles et graisses de protection temporaire).

Un inhibiteur (ou un mélange d'inhibiteurs) peut être combiné à un autre moyen de protection tel que : protection supplémentaire d'un alliage à haute résistance à la corrosion, ou

dans l'industrie des peintures additionné à un revêtement de surface (peinture, graisse, huile, etc.) sur des métaux assurant leur protection anticorrosion [10].

I.8. Classification des inhibiteurs de corrosion :

Les inhibiteurs de corrosion peuvent être classés selon différentes possibilités, celles-ci se distinguant les unes des autres de diverses manières, sont regroupées dans le diagramme de la figure(I.14).

De nombreuses substances présentent une action inhibitrice, ces substances se distinguent selon :

- **Leur composition chimique :**
 - inhibiteurs organiques
 - inhibiteurs inorganiques (minéraux)
- **Leur mode d'action :**
 - inhibiteurs d'adsorption
 - inhibiteurs passivant (ils forment des films de passivation)
- **La nature électrochimique du processus :**
 - inhibiteurs anodiques
 - inhibiteurs cathodiques
 - inhibiteurs mixtes [10]

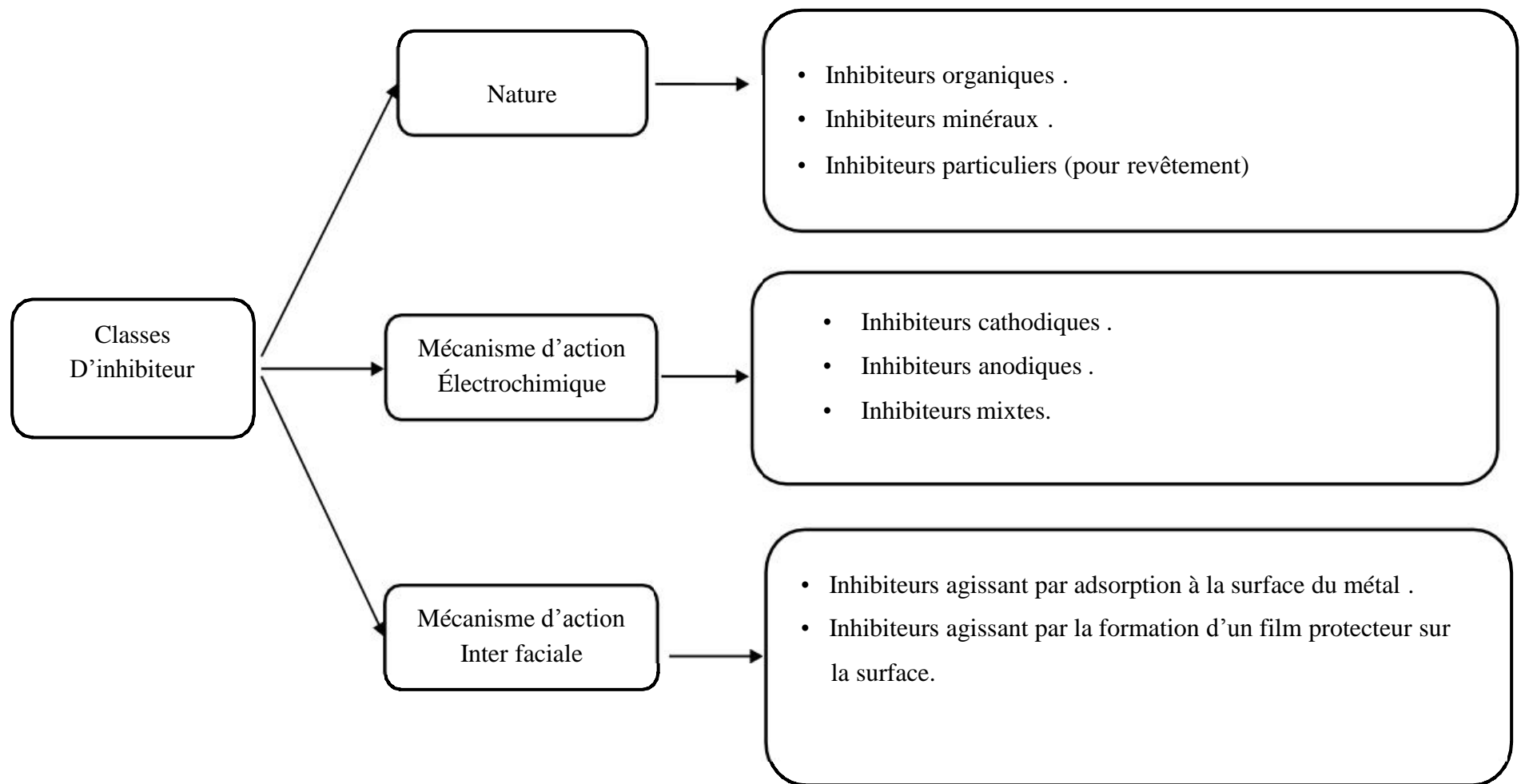


Figure I.14 Classification des inhibiteurs de corrosion

Chapitre II :

Problème de corrosion dans le champ Hamra

Introduction :

Au niveau de champ Hamra, le CO₂ est un agent corrosif présent dans les installations pétrolières en quantité plus ou moins importante, cette corrosion concerne tous les équipements de production de gaz, pour lesquels il peut y avoir un contact d'eau libre contenant de l'acide carbonique avec les aciers au carbone et faiblement alliés.

II.1. Description du champ de Hamra: [11]

II.1.1. Situation géographique :

Le complexe de traitement et recyclage de gaz naturel de Hamra se trouve dans le grand Erg oriental à une altitude de 285m, il se situe à l'est du Sahara à environ 1260 KM d'Alger, il se situe à 330 km au sud de Hassi Messaoud, à 800 km du chef-lieu de la wilaya d'Illizi et à 60 km de Rhourde-Nouss (voir figure II.1)

Coordonnées géographiques

Latitude : 29° 14' Nord.

Longitude : 06° 31' Est.

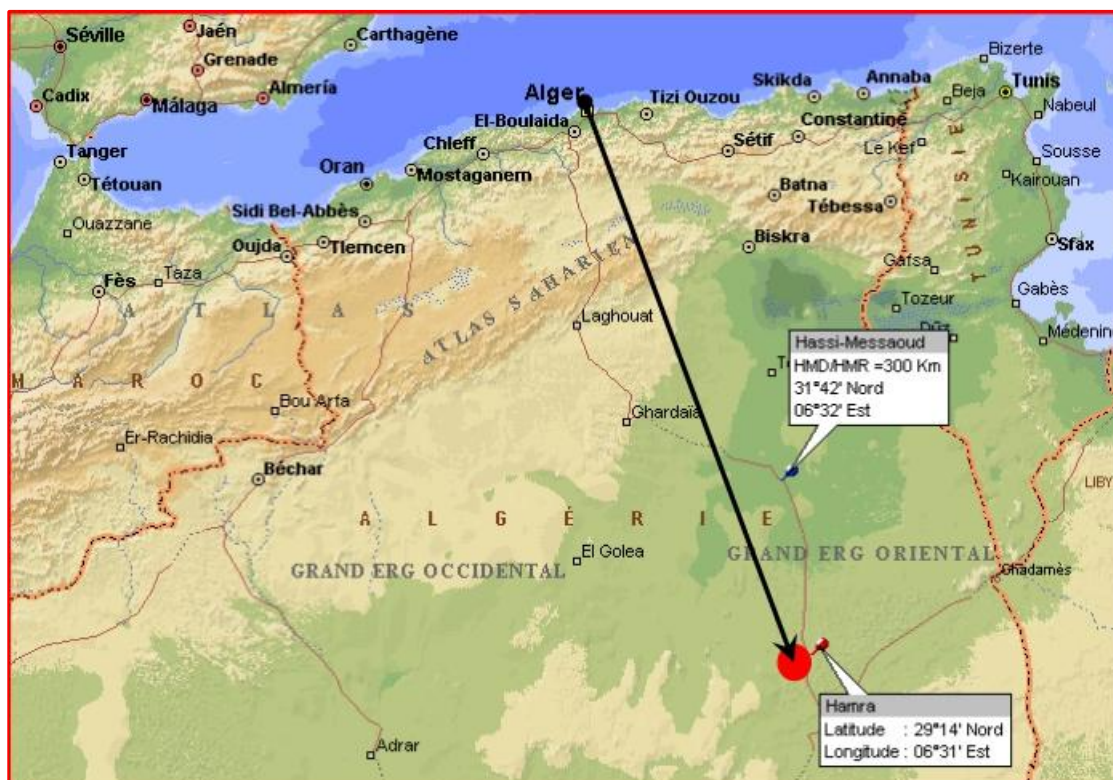


Figure II.1. Situation géographique de Hamra

II.1.2. Architecture de Hamra : (figure II.2)

- Usine de production de Hamra.
- Base de vie de Hamra.
- Base annexe de GTP.
- 19 puits de gaz entourent l'usine d'une quinzaine de kilomètres.
- pipes d'expédition vers le nord.

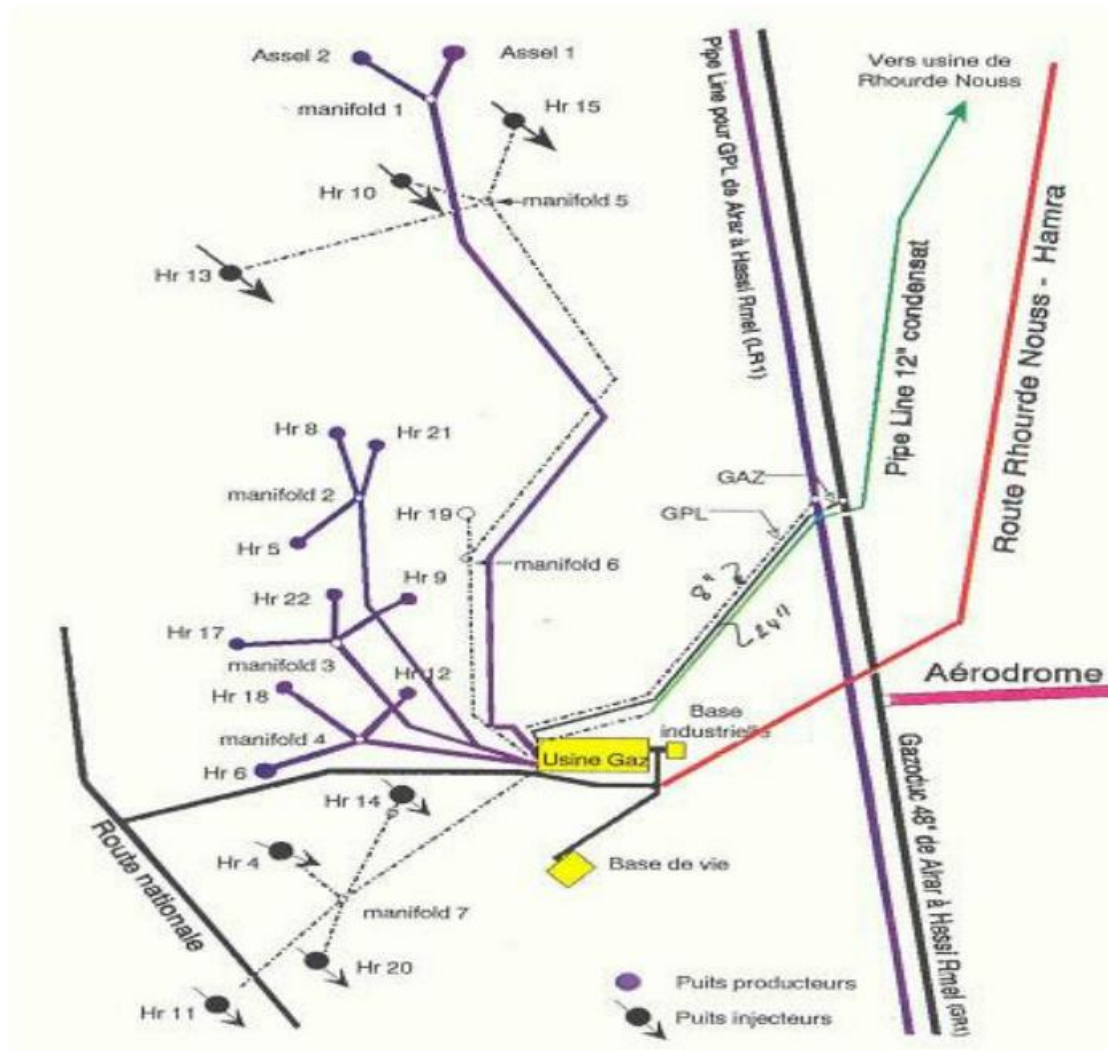


Figure II.2. Implantation générale des installations

II.1.3. Historique de Hamra :

SH/DP/Hamra appartient à la direction régionale de Rhourde nous. Le gisement de gaz de Hamra a été découvert grâce à des travaux d'exploitation dirigés par l'entreprise nationale SONATRACH dans les années 80.

La région comprend les champs de Rhourde Nous et de Hamra, le premier forage a eu lieu en 1959. Le développement du gisement de Hamra a été réalisé en co-opération avec TOTAL, selon les termes d'un accord signé en Mai 1992 entre SONATRACH et la compagnie pétrolière française. La durée du contrat est fixée pour 14 années.

En juillet 1991, un contrat d'ingénierie et de construction (EPC) était signé entre SONATRACH et SNAM PROJETTI, une société d'ingénierie italienne pour la réalisation des installations de traitement de gaz, réalisé par ENGTP une société de montage Algérienne.

Le démarrage des installations a eu lieu en Décembre 1995, la réception définitive a été prononcée en Décembre 1999. [11]

II.2.1. But de l'usine :

Le complexe de Hamra traite journalièrement 15 millions de mètres cubes de gaz brut humide pour produire :

- 13,1 millions de mètres cubes de gaz sec.
- 2600 tonnes de Condensât.
- 1400 tonnes de GPL.

II.2.1.1. Présentation de l'usine :

Le complexe de traitement et de recyclage de gaz naturel (figure II.3), a une capacité de traitement de $15 \cdot 10^6$ sm³/j de gaz brut, et une réinjection de $13 \cdot 10^6$ sm³/j de gaz sec dans le réservoir, après la récupération de 2800 tonne/j de condensât et 1350 tonne/j de GPL. Il est alimenté par un réseau de collectes de 42 km reliant 11 puits producteurs aux deux unités (trains) de traitement (U10, U20) grâce à 04 manifolds (M1, M2, M3, M4), de diamètre de 12'' et 16''.

La pression de gaz de vente est élevée de 40 bars à 73 bars au moyen de deux turbocompresseurs entraînés par des turbines. Après ce gaz sera comprimé par la station de réinjection de 73 bars à 270 bars et est refoulé dans les 07 puits injecteurs à travers deux

dessertes d'une longueur de 36 Km avec diamètre de 12" au moyen de deux turbocompresseurs protégées par des filtres auto nettoyants.

Le condensât est stocké dans deux bacs à toit flottant ayant une capacité de 6000 m³ chacun, plus un bac à toit fixe pour le condensât hors spécification.

L'expédition du GPL mobilise deux pompes boosters avec un débit de 190 m³/h et trois pompes de lignes d'un débit de 95 m³/h. Pour les utilités intégrées il faut citer en premier lieu la station électrique avec ses deux turboalternateurs de puissance 38 MW et ses deux groupes de secours. Ensuite on recense une unité de production d'air de service et d'air instrument et une unité de production d'azote pour l'inertage des équipements lors des travaux. Il dispose aussi d'une station d'épuration des eaux de rejet industriel de 30 m³/j avec un système de filtration à travers des lits de sable et une chloration.

Une unité de stockage et régénération des huiles de graissage par centrifugation et enfin une unité de stockage et de distribution de l'huile diathermique.

Sans oublier le laboratoire qui joue un rôle déterminant à l'intérieur de l'usine car il à la charge de mettre en œuvre des procédures d'analyses et de contrôle des produits nombreux et varié sur plusieurs échantillons.



Figure II. 3. Usine de Hamra.

II.2.1.2. Représentation des unités de l'usine :

Le complexe de traitement de gaz naturel de Hamra se compose principalement des unités suivantes:

- **Puits producteurs :**

Le réseau de collecte d'une longueur de 42 Km relie onze (11) puits producteurs au complexe par l'intermédiaire de quatre manifolds de diamètres 8", 12", 16". La capacité moyenne de chaque puits est de 1.5 million de mètres cubes de gaz brut par jour.

- **Trains de traitement de gaz :**

Deux trains de traitement de gaz pour la récupération des hydrocarbures lourds contenus dans le gaz brut et la stabilisation des condensats récupérés. La capacité de chacun des deux trains est de $7.5 \cdot 10^6$ Sm³de gaz brut par jour.

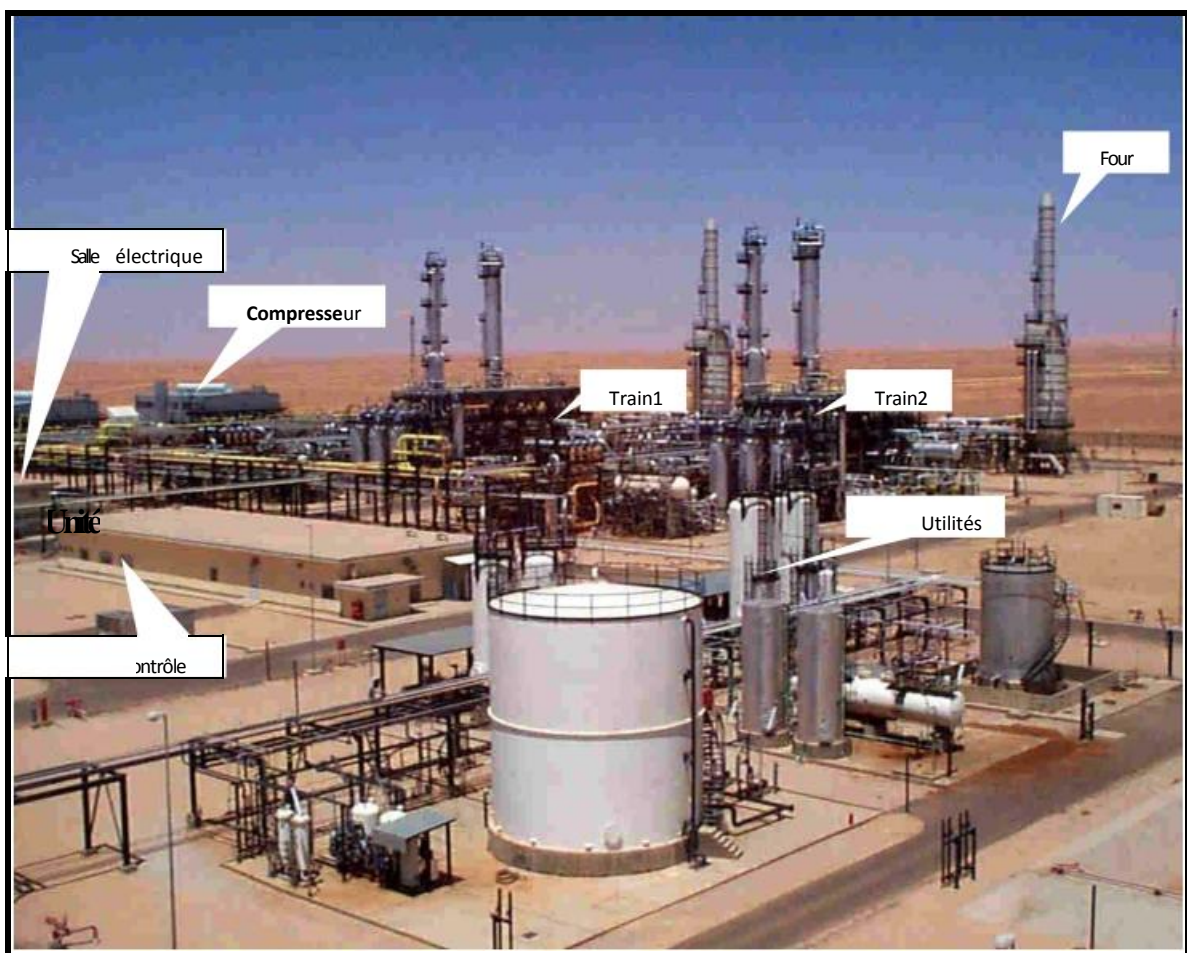


Figure II. Les unités de l'usine.

- **Boosting:**

La section de boosting se compose de deux turbocompresseurs de fabrication NuovoPignone de type centrifuge BCL506. Chaque compresseur est entraîné par une turbine Général Electrique de type MS3002. Les deux machines remontent la pression du gaz traité de 40 bars à 73 bars.

- **Réinjection :**

La station de réinjection se compose de deux turbocompresseurs de fabrication NUOVO PIGNONE de type centrifuge BCL405A et BCL306B, entraîné chacun par une turbine à gaz de marque GENERAL ELECTRIQUE et de type MS5002. La station de réinjection comprime le gaz sec de 73 bars à 270 bars.

- **Puits injecteurs :**

Le complexe est relié aux sept (07) puits injecteurs par deux dessertes d'une longueur totale de 36km avec des diamètres de 12'' et 6''.

II.2.1.3. Les utilités :

La zone des utilités se compose des sections suivantes :

- Une unité de production d'air service et d'air instrument.
- Une unité de production d'azote pour l'inertage des équipements lors des travaux
- Une unité de traitement des eaux de service qui consiste en une filtration à travers des lits de sable et une chloration.
- Une unité de stockage et de régénération des huiles de graissage par centrifugation.
- Une unité de stockage et de distribution de l'huile diathermique.

II.2.1.4. Les systèmes auxiliaires :

- Système d'évacuation du gaz vers le gazoduc.
- Système gaz de régénération permet de refroidir et de débarrasser l'eau du gaz ayant servi au réchauffage et le refroidissement des tamis moléculaires.
- Système de vidange permettant d'acheminer tous les liquides de vidange vers le système de traitement des eaux huileuses.

- Système d'injection de méthanol vers différents points dans le complexe.
- Système torches comprenant deux torches chaudes, une torche sèche, une torche froide, une torche basse pression, et le bournier.

II.2.1.5. Aire de stockage de condensât :

La zone de stockage et d'expédition de condensât se compose de :

- Deux bacs ont toits flottants d'une capacité de 6000 mètres cubes chacun.
- Un bac a toit fixe pour le condensât hors spécifications d'une capacité de 2000 mètres cubes.
- Trois pompes d'expédition de condensât d'un débit de 130 mètres cubes par heure.

II.2.1.6. Aire de stockage de GPL :

La zone de stockage et d'expédition de GPL se compose de :

- Trois sphères d'une capacité de 2000 m³ chacune.
- Une sphère d'une capacité de 900m³ pour le GPL hors spécifications.
- Deux pompes boosters d'un débit de 190 m³par heure chacune.
- Trois pompes de ligne d'un débit de 95 m³par heure chacun.

II.2.1.7. Conditions de fonctionnement nominales :

- Pression du gaz à l'entrée de complexe : 105 bars.
- Température du gaz à l'entrée de complexe : 50 °C.
- Pression du gaz à la sortie de la station : 72 bars.
- Température du gaz à la sortie de la station : 45°C.
- Pression du gaz de réinjection :270 bars.

II.2.1.8. Réserves du gaz :

	En place	Récupérable	L'unité
Gaz brut	111.3	85.0	10 ⁹ Sm ³
Condensât	19.5	14.0	10 ⁶ tonnes
GPL	13.1	7.5	10 ⁶ tonnes

II.2.1.9. Capacité de production : L'unité à une capacité totale de traitement de 15 million Sm³/j

Produits	Production
Condensat	2600 tonnes /j
GPL	13500 tonnes/j
Gaz de vente	2.0 10 ⁶ Sm ³ /j
Réinjection	11.1 10 ⁶ Sm ³ /j

II.2. Description le problème de corrosion au niveau de Hamra:

La corrosion des équipements du champ de Hamra est due essentiellement à la présence du gaz carbonique contenu dans le gaz, et qui dissous l'eau, forme de l'acide carbonique H₂CO₃ qui est un acide faible et donc conduit à un abaissement du pH avec formation du carbonate ferreux FeCO₃.

Nous remarquons souvent que cette corrosion combinée se développe localement au niveau des générateurs inférieurs des conduites et plus précisément aux zones suivantes :

- Au niveau des cordons des soudures ou au niveau de (ZAT) "Zone affectée thermiquement".
- Changement de direction (coudes).
- Les tés.
- Rétrécissements ou élargissements brusques (réduction).

Une corrosion du même type que celle observée sur les installations de surface des puits a été retrouvée sur l'ensemble des équipements des arrivées des collecteurs au niveau de l'usine soit:

- Vanne manuelles.
- Clapet anti-retour.
- Vanne automatique.

Ce phénomène s'explique par les réactions suivantes: [11]

➤ Dissolution du dioxyde de carbone : $(\text{CO}_2)_{\text{gaz}} \rightarrow (\text{CO}_2)_{\text{dissous}} \dots \dots \dots (1)$

➤ Formation d'acide carbonique : $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2\text{CO}_3 \dots \dots \dots (2)$

• **Réaction anodique :**

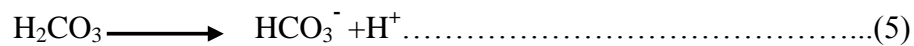
Réaction d'oxydation du fer : $\text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{+2} + 2\text{e}^- \dots \dots \dots (3)$

• **Réaction cathodique :**

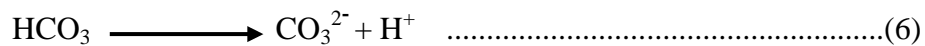
Réaction de réduction du proton : $2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 \dots \dots \dots (4)$

• **Réaction de dissociation :**

Première dissociation de l'acide carbonique

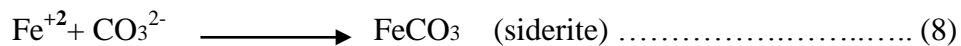
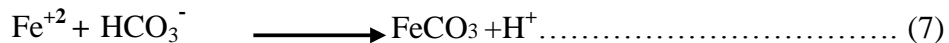


Seconde dissociation de l'acide carbonique



• **Réaction de précipitation :**

Formation de carbonate de fer :



La solubilité de FeCO_3 varie avec :

- La concentration en CO_2 .
- La température.
- Le pH.
- La présence d'autres ions.

II.2.1. Effet de la pression partielle du CO_2 et de la température : [12]

La dissolution du CO_2 dans l'eau est proportionnelle à sa pression partielle.

$\text{PCO}_2 \text{ dissous} = \text{K} \cdot \text{PCO}_2$

La corrosion est d'autant plus accentuée que la pression de CO_2 est élevé.

Des travaux effectués par DEWAARD et MILLIAMS ont montré dans des essais de laboratoire que la corrosion augmentait linéairement avec la pression partielle du CO₂, et exponentiellement avec la température (jusqu'à 70 °C).

Ainsi pour une pression partielle du CO₂ de 0,6 bar et une température de 60°C telle que le cas de nos puits producteurs, l'abaque donne une vitesse de corrosion de 3,5 mm/an.

Etablis par IKADA les comportements à la corrosion par CO₂ en fonction de la température seraient expliqués par trois (03) types de réaction:

Type 1 : A des températures inférieures à 40 °C, les produits de corrosion se forment difficilement conduisant à une corrosion uniforme.

Type 2 : A des températures entre 40 °C et 100 °C ; une croissance du dépôt de FeCO₃ commence à prendre place. Une corrosion localisée apparaît à côté des surfaces recouvertes de FeCO₃.

Type 3 : A des températures plus élevées de 150 °C, on a la formation d'un film consistant de FeCO₃ protecteur sur toute la surface du métal.

Les températures des puits de gaz de HAMRA conduisent à une corrosion du type 2.

II.2.2. Influence de l'eau faiblement minéralisée :

Les eaux condensées en aval de la porte duse du fait de la détente ΔP importante (200 à 80 kg/cm²) sont faiblement minéralisées, ce qui favorise la dissolution du CO₂ et nous donne un milieu très corrosif vis à vis de l'acier au carbone.

II.2.3. Effet de la vitesse des effluents :

L'augmentation de la vitesse des effluents entraîne une augmentation du taux de corrosion par destruction mécanique de la surface du métal, et conduit à des hétérogénéités de cette surface et une corrosion localisée où une corrosion - érosion apparaît.

II.3. Aspects de la corrosion au niveau Hamra :

II.3.1. Installation de surface des puits : Le phénomène de corrosion sur les installations de surface des puits de Gaz s'est manifesté par des fuites apparentes sur certains points singuliers et cela à peine quelques mois après la mise en service de ces puits.

L'aspect de la corrosion se présente sous forme de piquûres, de crevasses et de sillons profonds le long du filet d'eau de la génératrice inférieure. Les manchettes les plus attaquées sont celles qui se situent en aval du porte duse principal et du porte orifice.

L'attaque de cette manchette s'explique par la détente très importante entraînant une condensation des liquides et qui animés d'une grande vitesse vont produire une mise à nu permanente du métal et une accélération notable de la corrosion électrochimique.

Ce phénomène d'érosion - corrosion s'observe également pour la manchette en aval du porte orifice.



Figure II.5. Corrosion à manchette (puits HA21)

II.3.2. Collectes enterrées :

Plusieurs percements ont eu lieu sur ces lignes. Tous les percements enregistrés sont situés au niveau des points bas où apparaissent de larges et profonds sillons.

Ces points bas s'expliquent par la topographie du champ qui présente beaucoup de dénivelllements où s'accumule la phase aqueuse entraînant la corrosion par CO_2



Figure II.6. Corrosion d'une conduite enterrée

Chapitre III :
Protection contre la
corrosion

Introduction :

La corrosion, au sens large, peut s'exprimer comme la détérioration d'un matériau par le milieu dans lequel il se trouve, elle est considérée comme le retour à la forme naturelle d'oxydes de sulfures, ou de carbonates des différents métaux.

L'attaque destructive d'un métal par réaction chimique ou électronique avec le milieu ambiant touche tous les domaines de l'industrie et engendre des pertes économiques directes et indirectes.

- Pertes directes :

- Remplacements des matériaux corrodés et des équipements dégradés par la corrosion.

- Pertes indirectes :

- Arrêts des installations et perte de production.
- Perte de rendement.
- Surdimensionnement et utilisation de matériaux plus chers résistants à la corrosion.
- Contamination des produits.
- Problèmes de sécurité et pertes de vies humaines.

Le champ de gaz de HAMRA s'est heurté à un problème de corrosion grave dont les incidences sont multiples et coriaces dès sa mise en exploitation, parmi lesquelles on peut citer :

- Percement des pipes aux points singuliers (coudes, soudures, brides, génératrices inférieures), causant des baisses de production et une augmentation des frais d'entretien des installations corrodées.

Pour cela, la Direction Régionale de Hamra afin de réduire l'impact de la corrosion tout au long de la chaîne de production a pris des mesures techniquement et économiquement réalisables sur site dont les résultats sont aujourd'hui satisfaisants. En résumé les principaux moyens de suivi et lutte mis en œuvre sont :

1. Contrôle des épaisseurs.
2. L'utilisation d'inhibiteur de corrosion

III.1. Contrôle des épaisseurs :

a. Mesure d'épaisseur par Ultrasons :

Cette méthode consiste à réaliser des mesures d'épaisseur locales (ponctuelles) des installations de surface des puits et des collectes ainsi qu'au niveau des points sensibles à l'intérieur de l'usine. Le principe du suivi des épaisseurs repose sur le fait que les mesures sont réalisées et comparées avec les précédentes dans le but non seulement de faire le point sur l'épaisseur au niveau du point de mesure, Le suivi de cette mesure donne une idée sur la vitesse de dégradation au niveau d'un endroit précis (suivant une analyse de tendance de perte d'épaisseur).

En effet les changements de direction, les voisinages immédiats des cordons de soudure, en aval des vannes en toute autre singularité, constituent des endroits à très fortes turbulences susceptibles de générer une corrosion érosion, ou encore des points de formation des points de rosée et par conséquence favorise la formation d'acide carbonique corrosif [14]. Le mode opératoire est résumé en Annexe.



Figure III.1 L'appareil ultrason

L'équipe d'inspection de corrosion à Hamra a été établi un programme mensuel (chaque mois) du contrôle aide à la détection de la corrosion au niveau de:

- ✓ installations départ-puits vers manifold.
- ✓ Arrivée-puits aux manifolds

- **Départ-puits vers manifold (Février 2019) :**

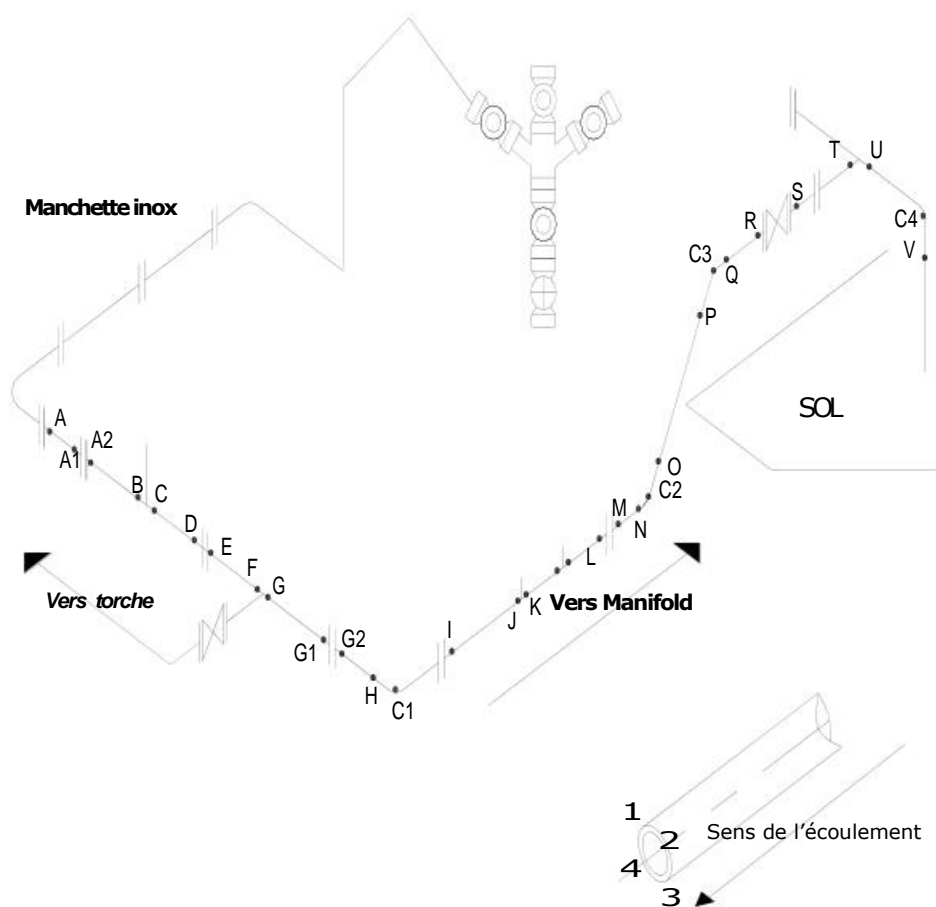


Figure III. 2 Les points d'inspection au niveau d'installations départ-puits vers manifold

Tableau III. .2. Résumé des épaisseurs minimales des installations départ –puits vers manifolds

Résumé des épaisseurs minimales des installations départ-puits vers manifolds						
Départ puits	Position	Epaisseur mesurée (mm)	Pénétration de corrosion (%)	Epaisseur limite (mm)	Penetration limite (%)	Observations
ASL1	U(3)	13.7	13.84	10.00	37.11	R.A.S
ASL2	G(3)	12.1	23.90			R.A.S
HA06	M(2)	14	11.95			R.A.S
HA12(G)	G(3)	11.4	28.30			R.A.S
HA12(U)	U(4)	11	30.82			R.A.S
HA18(G)	G(3)	10.5	33.96			R.A.S
HA18(O)	O(3)	11	30.82			R.A.S
HA09	U(2)	12.9	18.87			R.A.S
HA17	A1(3)	11.3	28.93			R.A.S
HA22	C(3)	12	24.53			R.A.S
HA05	U(3)	11.1	30.19			R.A.S
HA08	S(3)	12.7	20.13			R.A.S
HA21	A(3)	11.3	28.93			R.A.S

NB:L épaisseur limite est calculée pour une Pms=180 Bars.

Après cette mesure, on trouve une pénétration sévère (> 30%) au niveau des puits HA18, HA12 (Les points U-G-O) .Donc il faut change les manchettes pour éviter les problème des fuites et des percements.

Installations arrivée-puits aux manifolds :

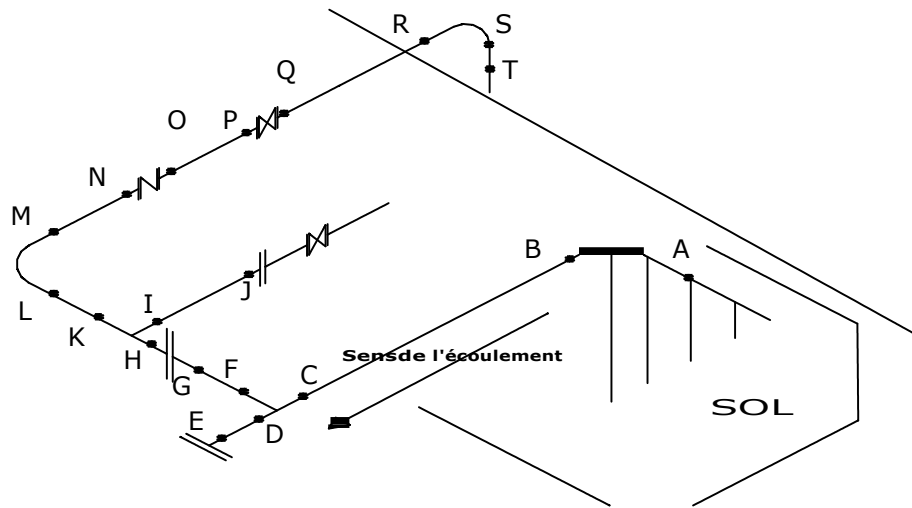


Figure III. 3 Les points d’inspection au niveau d’installations arrivée puits au manifold.

Tableau III.3 Résumé des épaisseurs minimales installations arrivée-puits aux manifolds

Résumé des épaisseurs minimales des installations arrivée-puits aux manifolds						
Arrivée puits	Position	Épaisseur Mesurée (mm)	Penetration De Corrosion (%)	Épaisseur Limite (mm)	Penetration limite (%)	Observations
ASL1	B(4)	14.5	8.81	10.00	37.11	R.A.S
ASL2	M(1)	11.4	28.30			R.A.S
HA06	Q(2)	14	11.95			R.A.S
HA12	O(3)	12.3	22.64			R.A.S
HA18	M(3)	11.9	25.16			R.A.S
HA09	O(3)	12	24.53			R.A.S
HA17	D(3)	13.2	16.98			R.A.S
HA22	O(3)	11.4	28.30			R.A.S
HA05 (O)	O(3)	10.5	33.96			R.A.S
HA05 (F)	F(3)	10.8	32.08			R.A.S
HA08	O(3)	13.9	12.58			R.A.S
HA21	T(1)	12.8	19.50			R.A.S

NB: L'épaisseur limite est calculée pour une Pms=180 Bars.

Après cette mesure, on trouve une pénétration sévère (> 30%) au niveau des points (O-F).
Donc il faut changer la manchette pour éviter les problèmes des fuites et des percements.

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. Les critères du choix d'un inhibiteur de corrosion:

Les critères principaux pour choisir un inhibiteur de corrosion sont:

- L'efficacité :** Elle dépend des principaux constituants de l'inhibiteur, ce dernier se compose d'un ou plusieurs produits chimiques.
- Compatibilité avec d'autres additifs :** ceci est très intéressant de point de vue économique et d'efficacité.
- Solubilité dans l'eau et les hydrocarbures :** Celle-ci est essentielle afin de caractériser pleinement l'efficacité de l'inhibiteur et de faire intervenir les paramètres économiques.
- Stabilité thermique aux températures d'utilisation :** Afin de déterminer leur stabilité aux températures d'utilisation généralement rencontrées sur champ, tous les inhibiteurs de corrosion ont été soumis à un test de vieillissement accéléré.
- La formation d'émulsions :** Il faut éviter la formation d'émulsion (soit directe ou indirecte)
- Test de moussage :** Les tests de moussage permettent de caractériser l'influence d'un inhibiteur de corrosion sur le comportement des émulsions eau/hydrocarbure en régimes dynamique et stagnant. Le phénomène de moussage est fréquemment présent sur les sites de production.

III.2.2. L'inhibiteur appliqué au champ Hamra :

- **Le CHIMEC 1038** : C'est un mélange de dérivés polymériques (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 cette région [15] .



Figure III.4. Echantillon de Chimec 1038

a- Procédures de traitement : Il existe plusieurs procédés d'utilisation des inhibiteurs de corrosion. Une seule de ces procédés ont été employés Hamra :

- **Injection en continu :** C'est le mode de traitement le plus habituel ; le produit est injecté sous forme liquide en tête de puits, manifolds, entrée d'usine à l'aide d'un unité de pompage dans le but de protéger les installations de surface et les collectes enterrées.

Un traitement de choc est d'abord pratiqué pendant 24 ou 48 heures de manière à créer une couche absorbée d'inhibiteur. Les quantités sont calculées de l'ordre de 20 à 50 grammes/m².

Une injection de routine proportionnelle au volume de fluide est assurée afin de maintenir le film absorbé. Les taux d'injection sont ajustés jusqu'à un débit optimum d'injection suivant la concentration des produits et la corrosivité de l'effluent.

Des suivis de l'efficacité de l'inhibiteur se fait périodiquement pour déterminer la teneur en fer dans l'eau aux têtes de puits et l'arrivée vers manifold.

Un contrôle quotidien est également effectué sur des échantillons d'eau prélevés au Slug-Catcher qui permet de voir le traitement global de la corrosion.

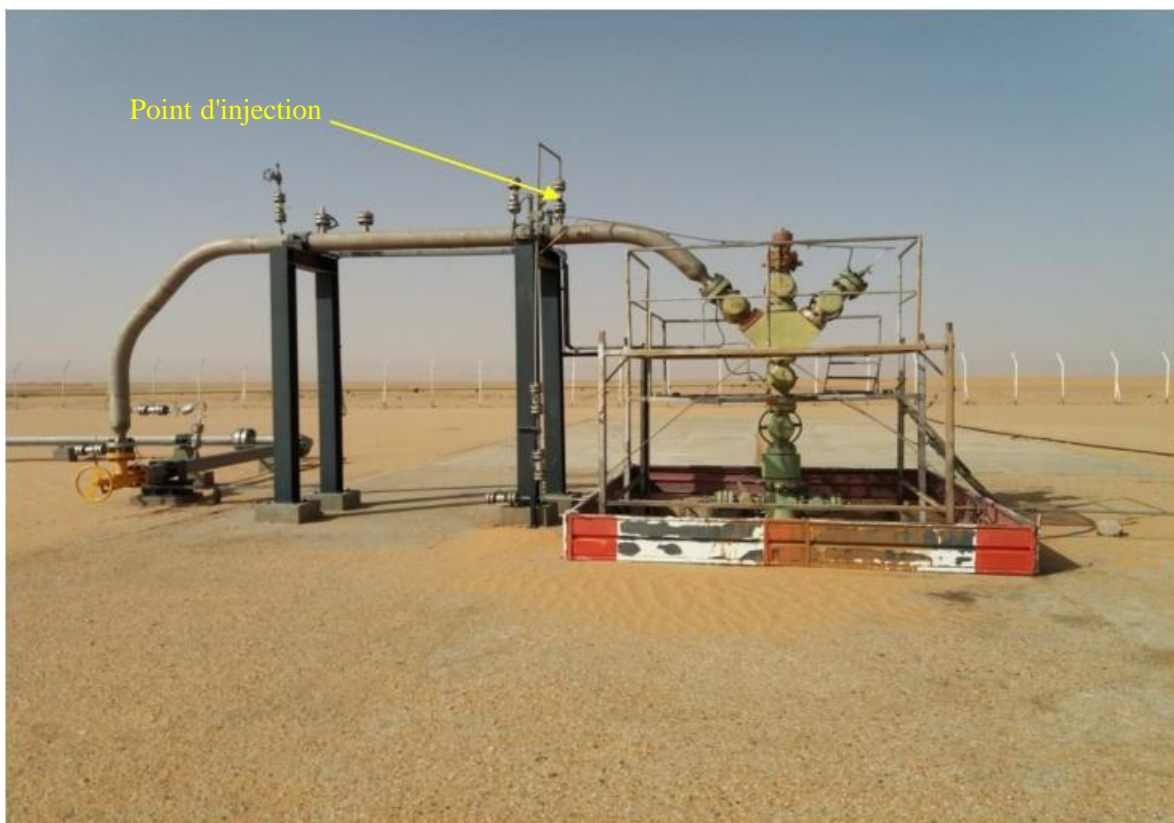


Figure III. 5. L'injection continu au niveau de tête puits



Figure III. 6. Unité de pompage d'inhibiteur

b- Résultats du traitement :

Différents paramètres de corrosion sont pris en considération, les résultats de ces paramètres après injection de l'inhibiteur sont données dans les tableaux suivants :

1- Paramètres de corrosion (puits) Février 2019 :

Origine		Debit		p H	Fer (mg/l)	Observations
		L/J	L/MSM ₃			
C1	ASL02	10	6,39	6,5	1	R.A.S
	HA05	10	6,59	5,5	7,6	
C2	HA08	15	12,86	7	5	
	HA21	15	9,59	6,8	3	
C3	HA09	10	8,27	6,5	5	
	HA17	15	9,67	6,5	3	
	HA22	18	11,74	5,5	32	
	HA22	18	11,74	6,5	14,9	
C4	HA06	12	10,44	5,5	16	
	HA12	10	10,58	5,5	9	
	HA18	18	10,96	6,5	3	

2. Paramètres de corrosion aux collectes entrée usine Février 2019 :

Prélevement	PH	Fer total (mg/l)	Observations
COLLECTE C1	6,8	2	R.A.S
COLLECTE C2	7	2	
COLLECTE C3	6	13	
COLLECTE C4	6	7	

3. Paramètres de corrosion et salinité (slug-catcher) février 2019 :

Date	pH	Fer total (mg/l)	Cl⁻ (mg/l)	Observations
01/02	6,5	17		R.A.S
03/02	6	12	74	
09/02	6,5	17	35	
16/01	6,5	20	53	
20/02	7,8	12	88	
22/01	6,5	15		

4- Paramètres de corrosion aux séparateurs usine Février 2019 :

Prélevement	Item	pH	Fer total (mg/l)	Observations
Séparateur gaz	10V-01	6,3	3	R.A.S
Séparateur liquids	10-V-02	5,5	1	
Séparateur gaz	20-V-01	6,3	3	
Séparateur liquids	20-V-02	5,5	23	

Les paramètres corrosion puits producteurs année 2018 sont aussi donnés dans le tableau 1 dans l'annexe

c- Discussion :

* Etude des performances inhibitrices d'un produit c'est à dire son efficacité électrochimique. On le calcule suivant le rendement de l'inhibition.

$$R \% = \frac{V_o - V_{inh}}{V_o} \times 100$$

V_o : Vitesse de corrosion du métal sans inhibition

V_{inh} : Vitesse de corrosion après inhibition.

Après l'étude de la corrosion, la direction du champ Hamra a fait les Changement de la nuance des aciers :

- **Tubing des puits producteurs** : L'acier inoxydable à 13 % chrome résiste bien à la corrosion par CO₂ même en régime turbulent ; il est insensible à la vitesse des fluides 2,5 à 26 m/s à 100°C mais devient sensible à la température de 150° C.

La région de Hamra a opté pour équiper les complétions des puits en acier à 13 % Cr afin d'éviter la corrosion des tubings en acier au carbone.

- **Installation de surface** : La direction a décidé le remplacement des manchettes en acier au carbone les plus sensibles à la corrosion telles que la descente, la 1^{ere} et la 2^{eme} manchette par l'acier martensitique à 13 % de chrome de nuance Z12 C13.

L'emploi de cette nuance pour la confection des manchettes nécessite un traitement thermique approprié car c'est un acier autotrempeant ; il est martensitique par refroidissement après soudage. Cette formation de martensite crée des contraintes risquant de provoquer une fissuration de la Z.A.T et des cordons de soudures.

L'étude du comportement de nos installations vis à vis de la corrosion par CO₂ a permis au champ Hamra d'adopter des solutions rapides et efficaces contre ce problème.

L'injection d'inhibiteur de corrosion a permis d'augmenter la durée de vie des installations et de diminuer largement les ruptures et percements des lignes de production.

Pour assurer une bonne protection par injection d'inhibiteur, un contrôle systématique des échantillons d'eau se fait aux niveaux des puits, collectes et usine de traitement de gaz.

L'utilisation des aciers inoxydables a donné de très grands résultats, par contre il a été observé la présence d'une corrosion galvanique à l'interface acier INOX - acier au carbone, ce qui nous a amenés à introduire des joints isolants entre les deux (02) nuances d'acier comme solution à ce problème.

Conclusion générale

Conclusion générale

Notre travail a consisté en l'étude de corrosion par CO₂ des installations pétrolières (puits producteurs, manifolds, usine) et l'utilisations d'inhibiteur au niveau du champs Hamra.

Les installations du champ Hamra sont parmi les installations du traitement de gaz qui engendre la corrosion complexe. Cette dernière se déclenche par la présence de dioxyde de carbone CO₂ du gaz brut dans les conditions d'exploitation favorables engendrant la formation de l'acide carbonique H₂CO₃.

La détection du problème de corrosion au niveau du champ de Hamra se fait par l'application des techniques d'inspection spécifiques représentées essentiellement dans les analyses chimiques et la mesure des épaisseurs au moyen d'un appareil ultrason, et par conséquent ça nous permet de décider la méthode de protection la plus efficace, qui ce soit la protection cathodique, soit l'injection des inhibiteur de corrosion ,soit les deux méthodes.

L'injection d'inhibiteur de corrosion a permis d'augmenter la durée de vie des installations du champ et de diminuer largement les ruptures et percements des lignes de production. Pour assurer une bonne protection par injection d'inhibiteur, un contrôle systématique des échantillons d'eau se fait aux niveaux des puits, collectes et usine de traitement de gaz.

L'inhibiteur CHIMEC 1038 donne des bons résultats tel que la réduction de la corrosion au niveau Hamra . L'utilisation de cet inhibiteur a réduit le problème de corrosion interne dans les installations aériennes.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [01] Ziani Fatma, Benyahia Meriem; "L'inhibition de corrosion de l'acier au carbone par les huiles essentielles en milieu acide sulfurique". Mémoire de master, Université Dr Molay Tahar Saida, 2014.
- [02] Kheira GHARBI ; "Etude de corrosion et protection des équipements de production du gaz brut à HASSI R'mel". Mémoire de master, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2015.
- [03] Ieda Ayrres-taila Tkrea ; "Étude problème de corrosion d'un moteur diesel Caterpillar 3512". Mémoire de master, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2016.
- [04] Habchi Abderrahmane ; " Etude de l'effet de la température sur la corrosion de l'acier xc52 en présence du sulfure et leur sel correspondant dans un milieu H_2SO_4 20% ". Mémoire de master, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2013.
- [05] G.Daufin ; J.Talbot ; Etude de quelques problèmes de corrosion dans l'industrie laitière.
- [06] Khoukhi Faiza ; "Etude l'efficacité d'inhibiteur de corrosion dans le milieu multiphasiques (Eau, Huile, Gaz)".Mémoire magister, Université M'hamed Bougara Boumerdas, 2008.
- [07] Slimani Ammar, Ghedier Brahim Noureddine; " Effets de la corrosion sur les installations gazières et leurs méthodes de protections. Cas de SH /Hassi R'mel ". Mémoire de licence professionnelle, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2017.
- [08] Hicham El bakouri; " Etude de l'inhibition de la corrosion de l'acier doux au carbone en milieu acide orthophosphorique par un antibiotique organique". Diplôme d'Etudes supérieures approfondies Université Mohammed Premier Faculté des sciences Oujda, 2000.
- [09] Imane Bouali. "Étude d'inhibiteurs de corrosion métallique à base d'orthophosphates de zirconium lamellaires fonctionnalisés : synthèse, caractérisations et applications". Matériaux. Université de Lorraine; Université Cadi Ayyad, Marrakech (Maroc), 2018.
- [10] Melle Hiba Messaoudi ; " Nouvelle voie d'inhibition de la corrosion du cuivre par la caféine : corrélation entre la simulation par la DFT et l'étude expérimentale". Mémoire de magister ; Université du 20 Août 1955–Skikda, 2014 .
- [11] Documentation SH ; Direction Hamra.

[12] Comité des techniciens, "La protection cathodique: guide pratique"; Champre syndicale de la recherche et production du pétrole et gaz, Edition technip ,paris 1986.

[13] Premier séminaire national sur le gaz algerian; SGNA"97".Ouargla22-23 Avril 1997.

[14] Allal Nouredine;Evaluation de la corrosion par CO_2 et contribution au choix des nouveaux produits ; mémoire de fin de formation induction pour poste d'ingénieur de corrosion.

[15] Fiche de sécurité CHIMEC.

Annexes

Tableau 1 :Analyses chimiques au niveau Hamra (2018)

Puits	MOIS	DEBIT INHIBITEUR (L/j)	DEBIT INHIBITEUR (L/MSM3)	pH	Fe(mg/l)
ASL02	JANVIER	15	8,95	7,5	1
	FÉVRIER	12	7,25	6,5	1
	MARS	12	7,27	6,8	1
	AVRIL	15	8,65	7	1
	MAI	15	9,33	7	2
	JUIN	15	9,25	7	2,5
	JUILLET	16	10,21	6	5
	AOÛT	10	6,19	6,5	3
	SEPTEMBRE	15	9,29	7	1
	OCTOBRE	12	7,58	7	3,5
	NOVEMBRE	10	6,29	6,7	9
	DÉCEMBRE	10	6,36	6,5	1,5
HA05	JANVIER	20	11,4	6,5	4
	FÉVRIER	15	8,68	6,5	6
	MARS	15	8,85	6,5	1,5
	AVRIL	15	8,49	6,5	8
	MAI	15	9,08	6,5	6
	JUIN	15	8,87	5,5	20,6
	JUILLET	20	11,66	7.0	50
	AOÛT	12	7,69	7,5	5
	SEPTEMBRE	15	8,79	5,5	169
	OCTOBRE	10	6,41	6	1
	NOVEMBRE	10	6,41	7	1
	DÉCEMBRE	10	6,51	5,5	7
HA06	FÉVRIER	10	20,83	6,5	1
	MARS	10	37
	AVRIL	12	27,78	5,5	168
	MAI	12	17,42	7	3
	JUIN	7	16,2
	AOÛT	10	8,5	6	<u>112</u>
	SEPTEMBRE	10	8,56	5,5	<u>43</u>
	OCTOBRE	15	12,75	5	17
	NOVEMBRE	7	5,83	5,5	4

	DÉCEMBRE	10	8,56	5,5	1
HA08	JANVIER	8	6,92	6,5	40
	FÉVRIER	10	10,42	6,5	6
	MARS	10	8,01	6,5	1
	AVRIL	9	6,82	6,5	8
	MAI	8,5	7	7	1
	JUIN	12	10	6,8	8
	SEPTEMBRE	10	9,41	7,5	5
	NOVEMBRE	15	12,58
	DÉCEMBRE	12	10,08	8	3,8
HA09	JANVIER	13		5	7,4
	FÉVRIER	11	8,33	6	11
	MARS	12	8,99	6	4
	AVRIL	12	8,58	5,5	1
	MAI	12	9,28	6	9
	JUIN	12	9,67	5,5	4
	JUILLET	12	9,6	7	3
	AOÛT	15	11,79	5,5	7
	SEPTEMBRE	15	11,79	5	12
	OCTOBRE	10	7,86	6	6
	NOVEMBRE	8	8,46	5,5	2
	DÉCEMBRE	12	9,86	7,2	5
	HA12	JANVIER	12	11,55	6,5
MARS		15	14,47	7	1
AVRIL		15	14,78	5	10
MAI		10	9,97	6,5	15
JUIN		11	10,76	6	1,5
AOÛT		10	9,92	5	27
SEPTEMBRE		12	11,96	5,5	17
OCTOBRE		10	10,16	5,5	6
NOVEMBRE		8,5	8,72	6,5	1,5
DÉCEMBRE		10	10,34	5,5	8
HA17	JANVIER	12	6,92	5,5	7
	FÉVRIER	14	8,1	5	11
	MARS	15	8,5	5	2

	AVRIL	12	6,88	5	18
	MAI	15	9,01	5,5	12
	JUIN	15	9,1	5,5	2,5
	JUILLET	18	10,71	6,5	20
	AOÛT	15	9,06	5,5	2,5
	SEPTEMBRE	15	9,06	6	2
	OCTOBRE	15	9,19	5	2
	NOVEMBRE	13	7,95	5,5	1
	DÉCEMBRE	15	9,26	5	38
HA18	JANVIER	24	13,25	5,5	2
	FÉVRIER	20	11,26	5,5	2
	MARS	20	11,17	6	1
	AVRIL	24	13,7	5	1
	MAI	20	11,51	5,5	10
	JUIN	18	10,52	5,5	1,5
	AOÛT	20	11,6	5,5	3
	SEPTEMBRE	18	10,43	6	4
	OCTOBRE	24	14,28	7	4
	NOVEMBRE	18	10,65	5,5	2,5
	DÉCEMBRE	15	8,95	5,5	13
HA21	JANVIER	22	12,82	7	1
	FÉVRIER	18	10,6	6,5	1
	MARS	20	11,9	7	1
	AVRIL	20	11,26
	MAI	20	12,11	7	1
	JUIN	16	9,52	7	1
	JUILLET	20	12,01	7	60
	AOÛT	20	12,92	6,5	2
	SEPTEMBRE	15	9,69	7	2
	OCTOBRE	20	12,62	7,5	1
	NOVEMBRE	14	8,89	6	2,5
	DÉCEMBRE	12	7,69	6,5	2,5
HA22	JANVIER	20	12,09	6,5	12,5
	FÉVRIER	22	13,68	6	8
	MARS	12	7,35	5	7

AVRIL	20	12,44	5	7
MAI	16	10,04	5,5	11
JUIN	20	12,44	7	2
JUILLET	20	12,25	6,5	7
AOÛT	20	12,59	5,5	1
SEPTEMBRE	20	12,59	5,5	5,5
OCTOBRE	20	12,82	6,5	9
NOVEMBRE	23	14,83	6	6
DÉCEMBRE	20	13	5,5	11

Mesure d'épaisseur par Ultrasons:

La figure montre un kit de mesure d'épaisseur par Ultrason. Il est composé d'un palpeur, mesureur, couplant (à base de vaseline).



Figure 27: Position du palpeur sur le pipe.

Cette méthode est très importante, pour la sécurité des personnes. En effet elle permet de prévoir les percements et les éclatements les lignes des installations de surface, la où il y a une présence du personnel du travaillant au niveau du champ. Aussi qu'au niveau de l'usine.

Le principe du suivi des épaisseurs repose sur le fait que les mesures sont réalisées et comparées avec les précédentes dans le but non seulement de faire le point sur l'épaisseur au niveau du point de mesure, mais encore cela permettra d'avoir une idée sur la vitesse de dégradation au niveau d'un endroit précis (suivant une analyse de tendance de perte d'épaisseur).

Cependant aucune mesure ne peut être réalisée au niveau des lignes enterrées, ce qui amoindrit quelque peu cette méthode.

De plus, fait de la difficulté lors de la mise en œuvre, le nombre de point de mesure doit être maintenu au strict minimum représentatif.