

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

CENTRE UNIVERSITAIRE DE OUARGLA
INSTITUT DE CHIMIE INDUSTRIELLE

Copie Dép^t

MEMOIRE :

**Présenté en vue de l'obtention du
diplôme d'ingénieur d'état
option : GENIECHIMIQUE**

Thème

**OPTIMISATION DES DOSAGES D'INHIBITEUR
DE CORROSION POUR GAZ EC 1185A**

Encadreur :

GHARRAF .N.eddine

Présenté par :

AISSAOUI Ali

Promotion -1998-

Remerciements:

A l'issue de ce travail de recherche, je tiens à remercier Mr GHARRAF Noureddine, d'avoir m'accepté de diriger mon étude, malgré ses nombreuses charges qu'il trouve, ici, l'expression de mon profond respect et de ma sincère reconnaissance, pour les judicieux conseils qu'il n'a cessé de nous prodiguer tout au long de mon stage.

Que Mr BELOUATTAR . M Chef division Exploitation (xp), reçoive ma reconnaissance la plus sincère, pour les orientations et conseils qu'il a bien voulu me donner.

Je remercie également Mr SACI Omar, MOUNA Yahia (Service EP) pour leur aides .

Mes remerciements s'adressent aussi à l'ensemble des responsables du centre universitaire de Ouargla à l'ensemble du corp professoral, et, à tous les cadres et travailleurs de l'Institut de CHIMIE INDUSTRIELLE.

Que tous ceux qui m'ont aidé à accomplir ce travail et particulièrement Mr OUAHRANI. Redha ; Mr BEBBA .A- HAFID ; Mr KINA .M ; Mr LADJEL.S ; Mr SAOULI .S ; Mr KORICHI .M. ,Mr TOUHAMI. Lanez , Mr DADENE .Abdelghani.

Trouvent ici l'expression de ma vive gratitude qu'ils soient remerciés pour leur sincère collaboration, leur encouragement et leur soutien moral.

Que tous ceux dont j'ai oublié de mentionner le nom me pardonnent mon espoir qu'ils se montrent compréhensifs et élément à mon égard.

Enfin à tous ce qui ont contribué, de près ou de loin à ma formation en général.

Chapitre	Designation	page
	PARTIE THEORIQUE	1
I--	HISTORIQUE DE LA REGION HAUD BERKAOUI	2
I-1-	PRESENTATION	2
I-2-	DEVELOPPEMENT DE LA REGION	2
I-3-	ACTIVITE DE LA REGION	4
I-4-	STATION DE BOOSTING DE HBK	5
I-5-	INTRODUCTION AUX PROBLEMES DE CORROSION	9
I-5-1-	DEFINITION	9
I-5-2-	PRINCIPAUX FACTEURS DE LA CORROSION	11
I-6-	LA CORROSION DANS L'INDUSTRIE PETROLIERE	14
I-7-	LES DIFFERENTS TYPES DE CORROSION	14
I-7-1-	LA CORROSION CHIMIQUE	14
I-7-2-	CORROSION ELECTROCHIMIQUE	15
I-7-3-	CORROSION BIOCHIMIQUE	15
I-7-4-	CORROSION AVEC EROSION	15
I-8-	POTENTIEL D'EQUILIBRE	16
I-9-	PHENOMENE DE CORROSION ELECTROCHIMIQUE	17
I-9-1-	VITESSE DE CORROSION	18
II	PREVISION DETECTION ET CARACTERISATION DE LA CORROSION	18
II-1-	PREVISION	18
II-1-1-	CONDITION DE SERVICE	19
II-1-2-	ESSAIS DE LA BORATOIRE	20
II-2-	LA DETECTION	20
II-2-1-	ANALYSE DE FER	21
II-3-	DISSOLUTION DE CO ₂ DANS L'EAU	21
II-3-1-	CORROSION EN FONCTION DE CO ₂	22
II-4-	PROTECTION CONTRE LA CORROSION	22
II-4-1-	PROTECTION ACTIVE	22
II-4-1-A	PROTECTION CATHODIQUE PAR ANODE SACRIFICIELLE	23
II-4-1-B	PROTECTION CATHODIQUE PAR COURANT IMPOSE	23
II-4-1-2-	PROTECTION ANODIQUE	23
II-4-2-	PROTECTION PASSIVE	24
II-4-2-1-	EMPLOI DES METAUX PASSIVABLE	24
II-4-2-2-	EMPLOI DE REVETEMENTS	24
II-4-2-2-1-	LES REVETEMENTS METALLIQUES	24
II-4-2-2-2-	LES REVETEMENTS NON METALLIQUES	24
II-4-3-	EMPLOIS DES INHIBITEURS	25
II-4-3-1-	GENERALITE	25
II-4-3-2-	MODE D'ACTION	25
II-4-3-3-	TYPES D'INHIBITEURS	26
II-4-3-3-1-	INHIBITEURS ANIONIQUES	26
II-4-3-3-2-	INHIBITEURS CATIONIQUES	26
II-4-3-3-3-	MELANGE D'INHIBITEURS CATHODIQUES ET ANODIQUES	26
II-4-3-3-4-	PRODUITS ORGANIQUES FILMANTS	28
II-4-3-4-	SOLUBILITE	28
II-4-3-5-	POUVOIR DETERGENT	29
II-4-3-6-	UTILISATION DES INHIBITEURS	29

II-4-3-7-	TRAITEMENT AVEC DES INHIBITEURS	30
III-	PARTIE EXPERIMENTALE	
	PARTIE-A	32
III-1-	FICHE TECHNIQUE D'INHIBITEUR DE CORROSION EC1185A	33
III-2-	COMPOSITION CHIMIQUE DU GAZ HBK	34
III-3-	ESSAIS DE PERTE DE POIDS	35
III-3-1-	PRINCIPE DE LA METHODE	36
III-3-2-	RESULTATS DES ESSAIS D'EC 1185A INHIBITEUR DE CORROSION	
III-4-	CONTROLE D'EFFICACITE D'INHIBITEUR	40
III-5-	CALCUL DE LA QUANTITE INJECTER DU PRODUIT /JOUR	41
III-6-	CALCUL DE LA QUANTITE D'EAU CONDENSEE /JOUR	41
	PARTIE -B	42
III-7-	ESSAIS DE PERTE DE POIDS	42
III-7-1-	PRINCIPE DE DOSAGE	42
III-7-2-	MODE OPERATOIRE	43
III-8-	CINETIQUE DE LA CORROSION D'ACIER PAR UNE SOLUTION H_2SO_4	44
III-9-	RESULTATS ET COMMENTAIRES	45
IV-	CONCLUSION	76
	BIBLIOGRAPHIE	77

PARTIE THEORIQUE

I- HISTORIQUE DE LA REGION HAOUD BERKAOUI:

I-1 -PRESENTATION:

Sur la route RN42, dite des pétrolières GHARDAIA à HASSI MESSAOUD et à 35 Km de OUARGLA un carrefour indique la présence d'un champ pétrolier. Il s'agit de la région HAOUD BERKAOUI.

Située à 700 Km Sud d'Alger et 100 Km Ouest HMD, cette région importante en raison de sa part de production se compose de trois champs importants (BERKAOUI, BENKAHLA , GUELLALA), et plusieurs petits champs dits périphériques.

La nouvelle unité de récupération des gaz torchés, installée à GUELLALA, fait preuve de la volonté et du savoir faire d'un personnel qualifié et d'un staff haut niveau.

I-2 -DEVELOPPEMENT DE LA REGION:

En espace de 30 ans la région a connu des changements très importants au fur et à mesure de son développement dont voici les plus importants :

1965 : Découverte du champ HAOUD BERKAOUI par le sondage OK 101 situé au sommet de

la structure.

1966 : Découverte du champ BENKAHLA par le sondage OKP 24

1967 : Mise en service d'un centre de traitement huile à BERKAOUI composé de deux batteries de séparation, 03 bacs de stockage et 02 motopompes diesel pour

l'expédition par la mise en production du premier puits (OK 101).

- 1969 : Découverte du champ GUELLALA par le sondage GLA 02
- 1970 : Extension du centre BERKAOUI pour recevoir la production de BENKAHLA
- 1971 : Mise en service du centre de production de BENKAHLA
- 1972 : Découverte du champ GUELLALA NORD-EST par le sondage GLANE 01
- 1976 : Mise en service du centre de production de GUELLALA
- 1978 : Mise en service du centre de production de GUELLALA NORD-EST (champ périphérique) et création de la région HAUD BERKAOUI
- 1981 : Démarrage de l'injection d'eau à BERKAOUI et BENKAHLA
- 1984 : Extension du centre de BENKAHLA
- 1986 : Extension du centre GUELLALA NORD-EST
- 1992 : Mise en service de l'unité de récupération des gaz torchés de BERKAOUI, BENKAHLA et GUELLALA (boosting) et mise en service de l'usine de traitement de gaz
- 1993 : Mise en service de nouvelles unités électriques d'injection d'eau à GUELLALA et BENKAHLA
- 1995 : Mise en service de la nouvelle unité d'injection d'eau à BERKAOUI
- 1996 : Mise en service d'une unité de dessalage du centre de BERKAOUI

De 1965 à 1977, le champ était géré par le district de HASSI MESSAOUD .En 1978 la région HAUD BERKAOUI est devenue autonome . La découverte des champs périphériques s'étend entre 1963 et 1984.

I-3-ACTIVITE DE LA REGION :

L'activité principale de la région est la production de pétrole. Elle est réalisée par la mise en service d'une centaine de puits répartis dans différents champs . La couche productrice est essentiellement le Trias Argilo- gréseux. La déplétion naturelle est le moteur principal de la production . Le maintien de pression est assuré par l'injection d'eau dans le réservoir par des puits injecteurs. Dans les trois champs HBK, BKH et GLA L'eau est soustraite de la couche Albien.

Suite à la chute de pression du gisement et les venues d'eau dans les puits producteurs, la production est réanimée par liftage au gaz.

La production ne s'effectue sans doute pas sans problèmes (bouchages des colonnes par le sel, venues de sable , percés d'eau, intervention sur les puits gas-lift, stimulation, fracturation hydraulique,...) ceci rend la tâche d'assurer le quota de production plus complexe. C'est là qu'intervient le bon sens et la maîtrise technique des techniciens et ingénieurs veillants et conscients de leurs tâches pour la réussite du plan de production.

Le brut produit est acheminé vers les centres de traitements grâce à un jeu de pipes, manifolds et centres de traitements satellites. Une fois séparé de l'eau et du gaz, le brut est expédié vers le pipe 48'' de HAUD EL HAMRA. L'eau évacuée dans les bourbiers sera dans le futur traitée et réutilisée grâce au projet de la protection de l'environnement (en cours d'étude).

Le gaz produit, torché auparavant, est récupéré dans les unités de traitements de BKH et HBK. Il est envoyé vers la nouvelle usine de GUELLALA

conçue pour la production de gaz pour le gas-lift, du condensât et du gaz de vente.

I-4- Station de Boosting de HBK(voir le schéma) :

La station de boosting de HBK se compose de deux trains de compression ayant chacun une capacité de boosting correspondant à 50% du débit nominal total.

Le procédé de chaque train est tel qu'indique ci-après trois gaz d'alimentation (HP,MP et BP) sont disponibles à partir des ligne respectives de torche existantes à la sortie des séparateurs existantes HP(S₁A,S₁C et S₁B), MP (S₂A ,S₂C et S₂B) et BP(P-1,P-2 et Test).

Le gaz BP est amené à la tour de lavage d'aspiration BP(V-100) où une petite quantité de pétrole brut entraîné est récupéré à l'aide du desembueur. Le pétrole brut récupéré est recueilli périodiquement dans le ballon de purge aspiration BP (V-104) est renvoyé au séparateur BP existant sous pression du gaz HP. Après division en deux circuits ,chaque gaz BP provenant de la tour de lavage d'aspiration BP et pressurisé jusqu'à la pression du gaz MP par les soufflantes de boosting (K 100 A/B).

Le gaz BP ainsi comprimé est mélangé avec le gaz MP et introduit dans le premier étage des compresseurs booster (K-101-A/B) à travers les tours lavage d'aspiration (V-101-A/B) ou le pétrole brut entraîné est enlevé .

Le gaz HP est transféré tout d'abord aux tours de lavage d'aspiration HP(V-102-A/B) où le brut entraîné est enlevé , puis est introduit dans le deuxième étage des compresseurs booster après avoir été combiné avec le gaz HP provenant de premier étage des compresseurs booster tous les gaz sont comprimés jusqu'à 30 bars.

Les compresseurs booster du HBK , tous les deux , sont du type centrifuge et sont entraînés par moteur électrique.

A la sortie des compresseurs booster , les refroidisseurs de refoulement (E-101-A/B) sont prévus refroidir le gaz comprimé. Les gaz refroidis provenant des deux trains de compression sont mélangé l'un avec l'autre et envoyé jusqu'à la clôture existante de la station à travers la tour de lavage de refoulement (V-103) où l'eau condensée est enlevée.

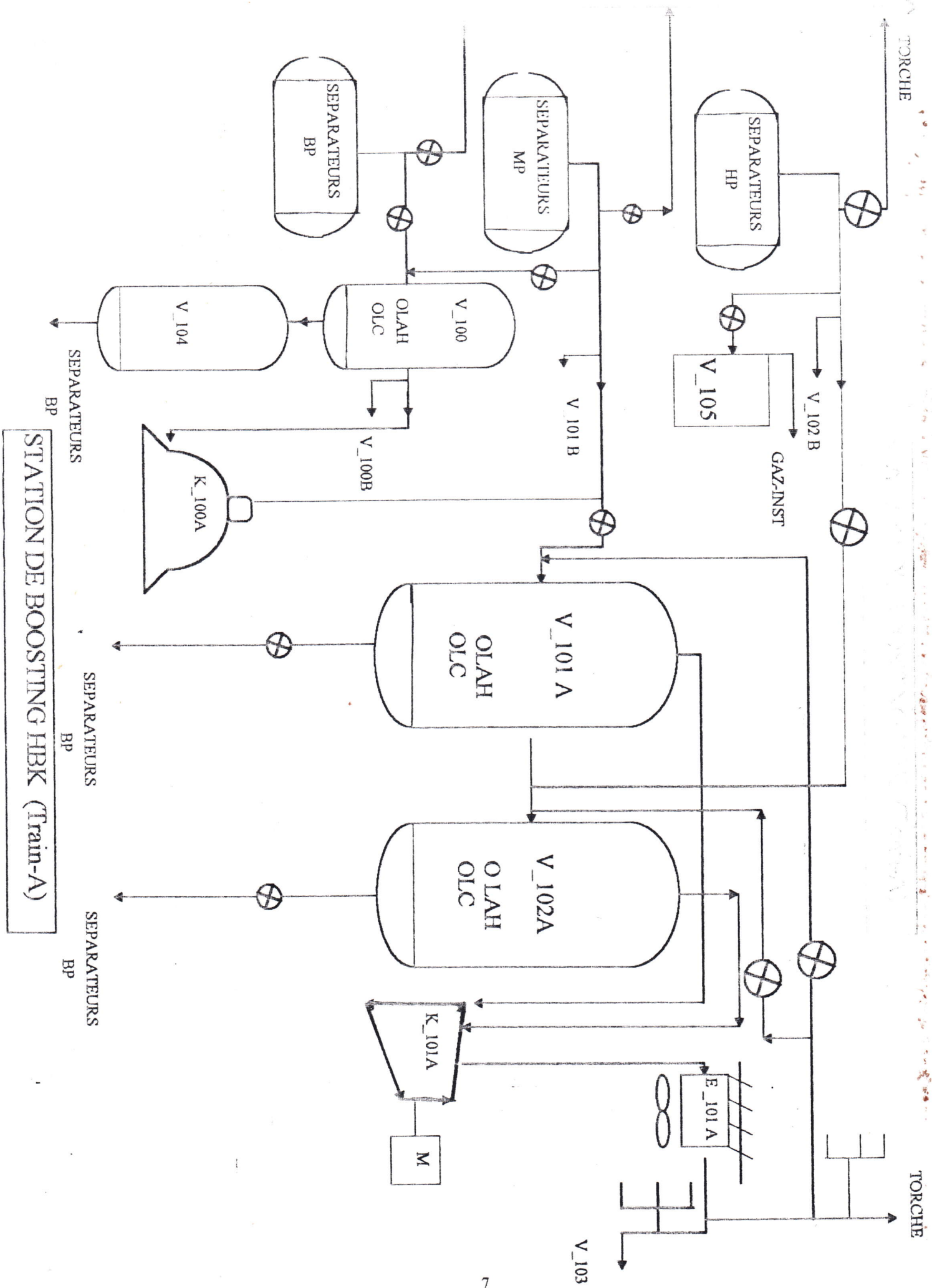
Le pétrole récupéré dans les tours de lavage d'aspiration MP et HP est retourné au séparateur BP existant.

L'eau condensée provenant de la tour de lavage de refoulement est envoyé au séparateur HP S₁C .

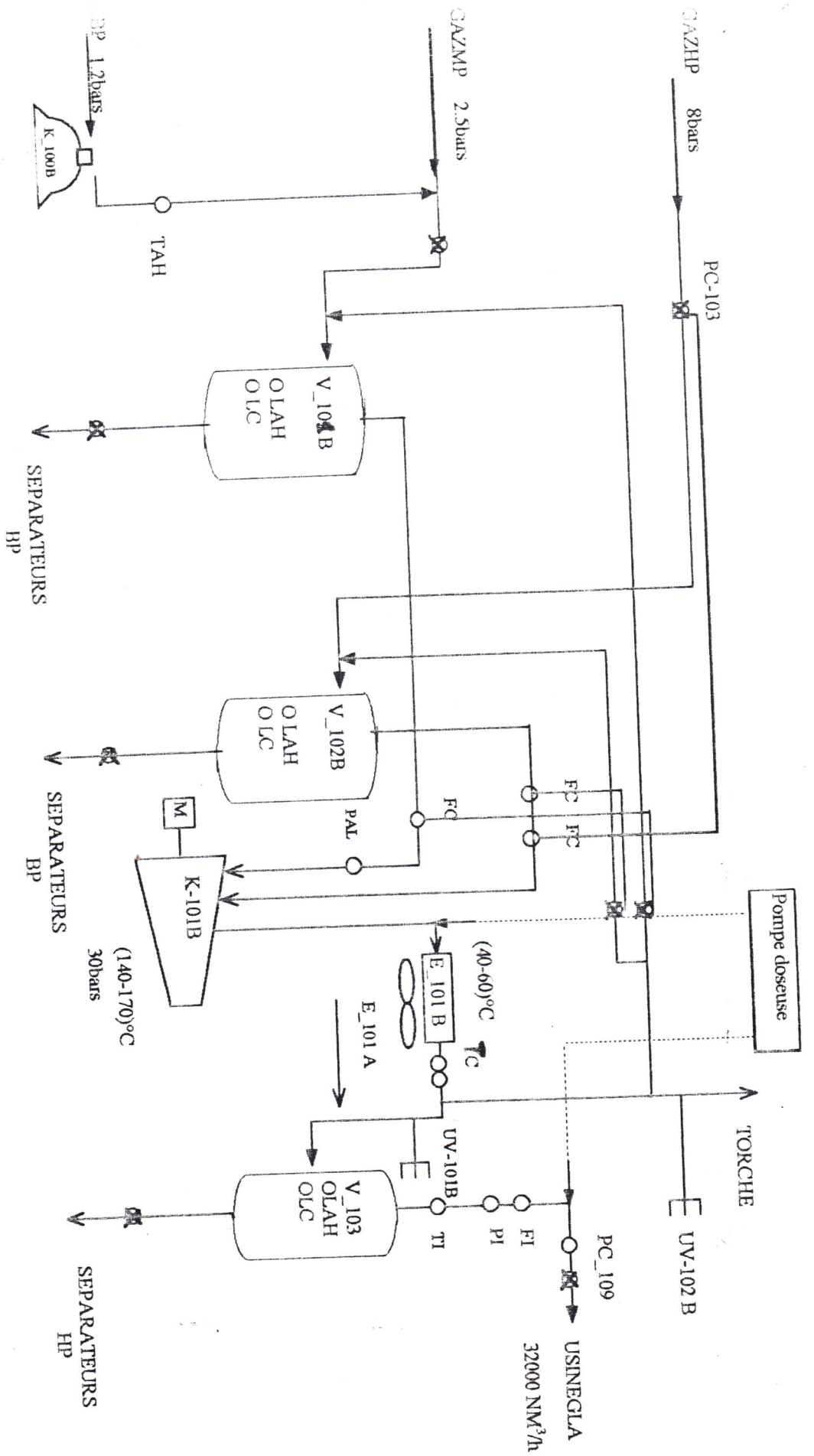
Une partie du gaz refroidi au niveau des E-101A/B est retournée à V-101A via FV-102 A/B, et à V-102A/B via FV 103-A/B respectivement pour protéger K-101 A/B contre le pompage, le gaz sortant de V-103 est, sous contrôle de la pression par PIC-109, et après injection de l'inhibiteur de corrosion par l'unité d'injection (U-101). Envoyer vers la canalisation allant à l'usine de traitement de gaz de GUELLALA.

Une partie du gaz d'alimentation HP est fournie comme gaz instrument aux instruments de mesure, après réglage de la pression par PCV-102 puis l'élimination d'embruns entraîné au niveau de V-105.

La canalisation de transport vers l'UTG (unité de traitement de gaz - GUELLALA) est enterrée, et protégée cathodiquement. Le diamètre de canalisation est de 12 " la longueur est de 22 KM.



STATION DE BOOSTING HBK (Train-A)



STATIONBOOSTING HBK (Train-B)

I-5- Introduction aux problèmes de corrosion: [5]

I-5-1 - Définition:

la corrosion est l'attaque d'un métal par réaction chimique ou électrochimique avec son environnement.

Elle présente plusieurs formes et différents niveaux de gravité allant de la simple modification d'aspect au perçement rapide ou à la perte totale des propriétés mécaniques.

Elle provoque des arrêts de production, des pollutions des produits finis, et même des sinistres conduisant à des pertes de vie humaines.

Dans l'industrie pétrolière, la corrosion est pratiquement toujours de nature ou d'origine électrochimique et intervient généralement sur l'acier.

Les environnements sont variés mais souvent très corrosifs et l'utilisation de métaux nobles n'est en général pas économiquement envisageable.

I-5-2- Principaux facteurs de la corrosion:

Les principaux facteurs qui conditionnent l'importance et la nature de la corrosion interne des installations de surface sont :

- La présence d'eau liquide au contact des parois nécessaire pour permettre la corrosion.
- La présence d'espèces réductibles dissoutes dans l'eau nécessaire pour entretenir la corrosion; par « réductibles » on entend que le potentiel d'équilibre des réactions de réduction qu'elles permettent est supérieure au potentiel d'équilibre de la réaction d'oxydation du métal. Ces espèces réductibles peuvent être :

- . les protons, ce qui conduit à une corrosion acide,
 - . l'oxygène dissous, ce qui conduit à une corrosion par l'oxygène.
- Les paramètres physiques comme la température et la pression du milieu agissent sur la concentration en agents corrosifs.
- Les conditions hydrodynamiques de l'écoulement imposent :
- le contact paroi / eau,
 - l'épaisseur de la couche de diffusion,
- et conduisent éventuellement à une corrosion - érosion si des substances solides sont présentes en suspension :
- La présence, volontaire ou non, d'espèces chimiques inhibitrices de la corrosion réduit ou supprime celle-ci en agissant par :
- . adsorption à la surface des parois,
 - . formation d'une couche adhérente et protectrice de produits de corrosion alternées en milieux corrosifs.
- Le tableau suivant schématise les principaux facteurs qui interviennent dans les différents phénomènes de corrosion.

MILIEU D'ATTAQUE	MILIEU DU METAL
.Concentration du réactif	Composition du métal ou de l'alliage
Impuretés	Procédés d'élaboration
Teneur en oxygène	Impuretés
PH	Traitement thermique et mécaniques
Températures	Protection
Pression	
Addition d'inhibiteurs	

I-5-3- Les aspects de la corrosion: [5]

On a coutumé d'effectuer une classification des principales manifestations visibles de la corrosion, dont certaines sont plus ou moins reliées entres elles. On décrit ci-dessous les grands traits des principales formes de corrosion dont certaines sont, par ailleurs, illustrées par la figure 1.

I-5-3-1-la corrosion uniforme ou généralisée: elle affecte l'ensemble de la surface du métal en contact avec l'électrolyte.

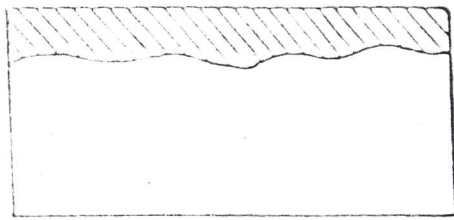
I-5-3-2-La corrosion par piqûres (« pitting »): il s'agit d'attaques très ponctuelles généralement liées à la création d'anodes peu étendues à côté d'une large cathode).

I-5-3-3-la corrosion intergranulaire : elle se traduit par une décohésion des grains de la structure métallique, ce qui conduit à une perte de la résistance mécanique du métal. C'est le cas des aciers inoxydables après sensibilisation par précipitation du carbure de chrome aux joints de grains ;

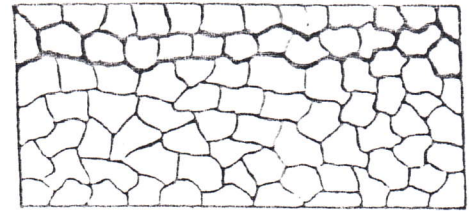
I-5-3-4- La corrosion sélective : un des éléments constitutifs de l'alliage est préférentiellement attaqué ce qui conduit à une perte de résistance mécanique sans perte apparente de matière.

I-5-3-5- La fatigue sous corrosion : elle est provoquée par l'effet combiné de tensions mécaniques alternées et d'une attaque du milieu.

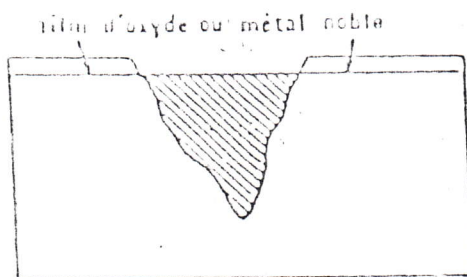
I-5-3-6-La corrosion -érosion (« impingement attack »): elle est provoquée par l'effet combiné de l'érosion du milieu et d'une attaque chimique .



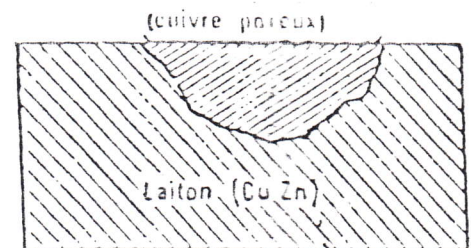
corrosion uniforme



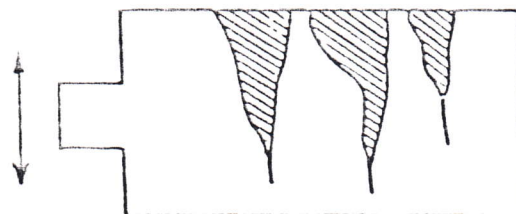
corrosion intergranulaire



corrosion par piqûres



corrosion sélective



fatigue - corrosion

Fig-1 Les aspects de la corrosion

I-6- La corrosion dans l'industrie pétrolière: [5]

Les problèmes les plus importants posés par la corrosion dans les conduites en aciers au carbone sont causés par des substances chimiques conduisant à une acidification de l'eau contenue dans les bruts ou le gaz naturel.

Ces corrosions apparaissent quand l'eau contenue dans le brut entre en contact avec la paroi métallique pendant un temps suffisant pour pouvoir amorcer une corrosion localisée et ce, quelle que soit la teneur en eau de l'effluent.

Ce problème est du même type pour les puits à gaz qu'ils produisent de l'eau de gisement (salée) ou de l'eau par condensation.

Ces facteurs conférant à l'eau son agressivité sont :

- le CO_2 dont la fonction est d'abaisser le PH provoquant une corrosion chimique qui dans le cas des gaz est appelée « sweet corrosion »
- l' H_2S provoque des phénomènes de corrosion variés suivant la nature des métaux et les conditions de production
- les bactéries essentiellement bactéries sulfato- réductrices.

I-7-Les différents types de corrosion: [4][5]

I-7-1-corrosion chimique:

Il s'agit d'une réaction hétérogène entre une phase solide (le métal), une phase liquide ou gazeuse.

Lorsque le réactif est gazeux il apparaît un phénomène dit corrosion sèche. Lorsque le réactif est liquide il en est en général accompagné d'une réaction électrochimique.

I-7-2-Corrosion électrochimique :

Elle se produit lorsqu'il existe une hétérogénéité, soit dans le métal soit dans le réactif. L'existence de ces hétérogénéités détermine la formation d'une pile où un courant électrique circule entre anode et cathode. Les zones constituant l'anode sont attaquées.

Le produit final de corrosion se développe en général à une distance de la zone corrodée dans la région où se rencontrent les produits des réactions cathodiques et anodiques.

I-7-3-Corrosion biochimique :

C'est l'attaque bactérienne des métaux en particulier dans les canalisations enterrées. Cette corrosion peut être de plusieurs types.

- Chimique par production de substances corrosives (tel que CO_2 , H_2S , H_2SO_4 , NH_4)

ou d'un acide organique).

- Formation de dépôts adhérents sur les parois des canalisations avec picuration du métal à l'endroit où s'est produit le dépôt.

I-7-4-Corrosion avec érosion:

Quant les produits de corrosion forment un dépôt adhérent et continu à la surface du métal, ils ralentissent en général la vitesse de la corrosion. Cette couche peut être éliminée en certains points par abrasion du métal due au mouvement du liquide qui circule ou à celui des particules solides continues dans ce liquide.

Il y a alors accélération de la corrosion.

Ces différents types de corrosion ne sont pas indépendants les uns des autres, ce qui a pour effet de rendre l'interprétation des phénomènes de corrosion plus complexes.

I-8-Potentiel d'équilibre: [2]

Lorsque un métal M conducteur ionique est mis en contact avec un électrolyte conducteur ionique S contenant les ions solvates M^{+n} il apparaît une différence de potentiel entre les deux phases

$\Delta\Phi = \Phi_M - \Phi_S$ appelée tension absolue de l'électrode. Φ est le potentiel électrostatique de la phase considérée.

La tension absolue de l'électrode n'est pas directement mesurable, on ne peut mesurer que des potentiels relatifs E par association en pile de deux électrodes. Une électrode de travail, ici le métal, et une électrode de référence.

Si l'on réfère à une électrode normale à hydrogène pour laquelle on pose $\Phi = 0$, la tension relative de l'électrode est exprimée par la loi de Nernst relative à l'équilibre $M^{+n} + ne^- \rightleftharpoons M$ et ceci dans l'échelle de l'électrode à hydrogène prise comme origine des tensions :

$$E = E^{\circ}_{M^{+n}/M} + \frac{RT}{nF} \ln a_{M^{+n}}$$

Loi de Nernst

E : le potentiel d'électrode.

E° : le potentiel d'électrode de référence ou le potentiel normal du couple M^{+n}/M .

a_{M^+} : l'activité de l'ion M^+ dans la solution .

n : le nombre d'électrons échangés.

$R = 8,314 \text{ J.mol}^{-1} \text{ K}^{-1}$, $F = 96500 \text{ C.mol}^{-1}$.

Rappelons que E et E° sont reliés aux variations d'enthalpie libres par :

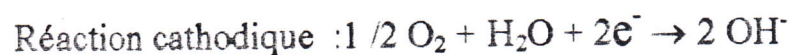
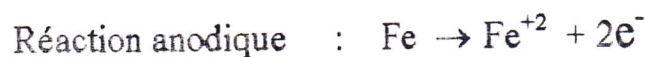
$$\Delta G = + n F E ; \Delta G^\circ = -n F E^\circ.$$

I-9-Phénomène de corrosion électrochimique : [2]

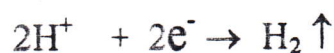
Le Phénomène de corrosion est une réaction électrochimique qui s'effectue en trois phases : (voir fig-2)

- 1- Une perte de métal prend naissance dans la partie métallique nommé zone anodique (anode) dans ce cas, le fer Fe est abandonné à la solution aqueuse et se retrouve sous forme d'ions Fe^{+2} .
- 2- Il résulte de la formation de Fe^{+2} , une émission de deux électrons qui quittent l'acier pour cheminer vers une zone cathodique (cathode).
- 3- L'oxygène (O_2) de la solution aqueuse se dirige vers la cathode et ferme le circuit électrique en utilisant les électrons qui sont émis par la cathode, cela a pour résultat la formation d'un ion hydroxyde (OH^-) à la surface du métal.

Les réactions chimiques s'écrivent comme suit :



En absence d'oxygène, c'est l'ion hydrogène (H^+) du milieu acide qui participe à la réaction cathodique à la place de l'oxygène et ferme le circuit électrique comme suit :



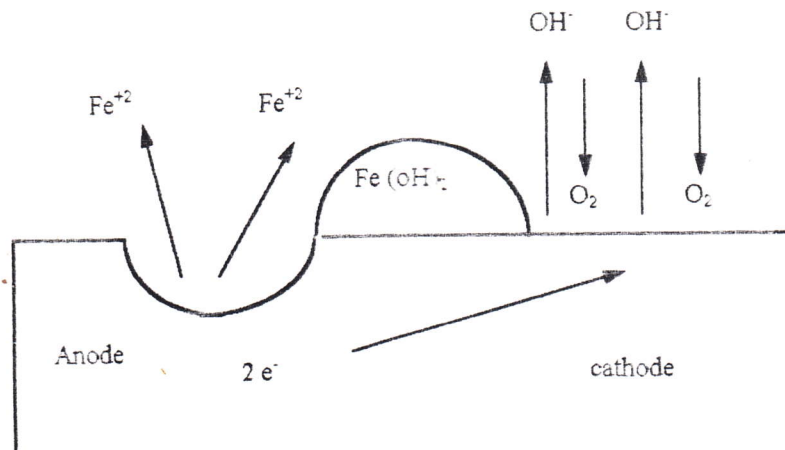


Fig-2

I-9-1-Vitesse de corrosion : [2]

Comme on l'a indiqué précédemment trois phases de base sont nécessaires pour que la corrosion puisse s'établir . Si une ne se manifestait pas, la corrosion alors s'arrêterait . C'est la plus lente de ces trois phases qui détermine la vitesse de l'évolution de la corrosion .

La réaction cathodique est la plus lente (3^o phase) .

Elle est limité parce que l'oxygène diffuse difficilement dans l'eau. Un des facteurs qui fait croître la vitesse de corrosion est l'augmentation de la température de l'eau qui , en diminuant sa viscosité accélère la vitesse de diffusion de l'oxygène.

II-Prévision, étection et caractérisation de la corrosion: [5]

II-1 - Prévision:

La prévision de la corrosion est difficile à faire car les phénomènes de corrosion son tributaires de paramètres dont il est toujours malaisé de définir

l'incidence exacte. Aussi, dans ce qui suit, nous bornons nous à donner les lignes générales de conduite à adopter.

L'apparition ou non de phénomènes de corrosion dépend de la nature des matériaux métalliques utilisés (mise en forme, état structural), de la nature des effluent transportés et des conditions de service.

La prévision de la corrosion d'une installation donnée s'appuiera donc sur les trois éléments suivants :

- analyse des effluents

Il n'a jamais de corrosion importante en l'absence d'eau dans la production du pétrole ou du gaz. En principe, des traces même infimes d'eau, très difficiles à déceler, peuvent provoquer des corrosions locales importantes. Une bonne connaissance de l'eau produite est donc nécessaire. L'analyse complète de l'eau produite est impératif.

- Prise en compte des conditions de service (temps d'arrêt, pression, température, débit, régime d'écoulement)

- On mesurera, en outre, le CO_2 et le H_2S dans le gaz

II-1-1-conditions de service:

On prendra en compte :

- le débit,

- la température,

- la pression,

- la variation de ces deux paramètres le long d'une installation,

- le régime d'écoulement dans les conduites, ainsi que les temps d'arrêt,

II-1-2- Essais de laboratoire :

Une fois l'analyse des effluents effectuée et les conditions de service bien définies, on pourra chercher à reproduire au laboratoire ce qui risque de se passer réellement.

Ces essais ont pour but :

soit de démontrer que le fluide que l'on a estimé peu corrosif (absence de H_2S , PH voisin de la neutralité).

- soit de déterminer le type de corrosion auquel on aura affaire et déjà de rechercher des solutions. Ces solutions seront trouvées alors soit par l'injection d'inhibiteurs de corrosion soit, parfois, par l'utilisation d'alliages appropriés ou de revêtements.

II-2- La détection :

Certaines corrosions sont apparentes : fuites, baisse de production, pollution

D'autres peuvent être décelées en raison de leur incidence sur l'exploitation, par exemple :

- baisse de production pouvant provenir de fuites dans le réseau de collecte

- apparition de dépôts dans certains endroits préférentiels (vannes, filtres).

Cependant, des corrosions graves affectant toute une installation, peuvent rester cachées longtemps avant de se manifester de manière catastrophique.

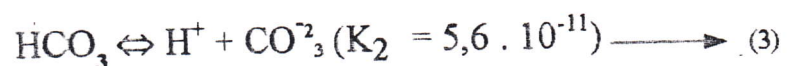
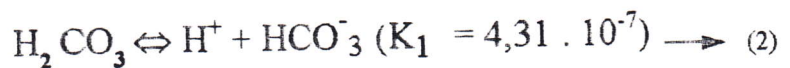
En conséquence, quel que soit l'état apparent d'une installation il y a lieu de la contrôler. Ceci implique une surveillance systématique et bien adaptée à l'installation.

II-2-1 Analyse de fer :

Analyse de fer constitue une méthode de contrôle très simple qui permet surtout d'apprécier l'évolution du taux de corrosion dans le temps . Le fer présent dans l'effluent peut provenir en plus au moins grande proportion des eaux du gisement . Il est alors difficile de faire la distinction entre le fer, produit de corrosion et le fer produit des eaux de gisement.

II-3-Dissolution de CO₂ dans l'eau :[5]

quant l'anhydride se dissout dans l'eau il se transforme en acide carbonique qui, à son tour, se met en équilibre avec les ions bicarbonate, carbonate et les protons, suivant les équilibres :



Pour une température donnée, le CO₂ dissous total est proportionnel à la pression partielle de CO₂ dans le gaz en équilibre suivant la loi de Henry.

$$\text{CO}_2 \text{ dissous} = K.P \text{ CO}_2$$

II-3-1- Corrosion en fonction du CO_2 dissous : [5]

A pH comparables, les solutions aqueuses de CO_2 sont souvent plus corrosives que celles d'acide forts le produit de corrosion qui se forme généralement est le bicarbonate de fer $\text{Fe}(\text{HCO}_3)_2$ qui est très soluble, ce qui conduit à une dissolution sans formation de sels précipités, donc à une attaque linéaire en fonction du temps. Il peut généralement se former du carbonate de fer, beaucoup moins soluble, d'autant plus que le pH est élevé. C'est à dire que la pression partielle de CO_2 est faible, ce sel serait responsable du fait que la corrosion apparaît le plus souvent par piqûres.

La vitesse de corrosion de l'acier augmente :

- Quant la pression partielle de CO_2 augmente (C'est à dire que la quantité de CO_2 dissous augmente donc que le pH diminue) ;
- Quant la température augmente, pour une même pression partielle de CO_2

II-4- Protection contre la corrosion : [5]

II-4-1 protection active :

La corrosion électrochimique d'un métal est le résultat du passage d'un courant anodique dans les piles locales.

Pour supprimer le phénomène de corrosion , il faut porter le métal à un potentiel pour lequel l'intensité de la réaction élémentaire anodique est nulle ou très faible .

Deux types de protection envisagés :

II-4-1-1- a-protection cathodique par anode sacrificielle :

Le métal à protéger est relié électriquement à une électrode constituée par un métal moins noble que lui et qui joue le rôle d'anode dans la pile ainsi formée, si le potentiel que prend le métal à protéger est suffisamment négatif celui-ci n'est plus attaqué car la réaction élémentaire anodique ne peut plus produire .

II-4-1-1-b- protection cathodique par courant imposé :

Cette technique utilise une source de courant continu qui débite dans un circuit contenant .

- Un déversoir ou masse (anodique).
- L'électrolyte sel ou eau.
- La structure à protéger.
- Le pôle positif de la source est relié au déversoir, le négatif à la structure à protéger.

Le courant venant du déversoir traverse le sol puis entre dans la structure créant ainsi l'abaissement du potentiel.

II-4-1-2-Protection anodique:

Elle consiste à élever la tension métal - milieu de manière à l'amener dans sa zone de passivation .

Cette technique est utilisée dans les industries de (l'acide sulfurique , phosphorique) milieu alcalins et pour certains sels.

II-4-2-Protection passive:

II-4-2-1-Emploi des métaux passivable:

- Les aciers inoxydables
- Les alliages d'aluminium
- Les alliages de TITANES
- Les alliages de NICKEL
- ...etc.

II-4-2-2-Emploi de revêtements:

Les revêtements constituent une barrière physique entre le milieu agressif et le métal à protéger, leur efficacité dépend de leurs comportement Vis à Vis du milieu agressif, ainsi que de l'intégrité du revêtement .

II-4-2-2-1-les revêtement métalliques:

Ces revêtements sont obtenus par différents types de procédés : électrolyse, immersion, diffusion d'un élément d'alliage, projection placage .

II-4-2-2-2-Les revêtements non métallique:

- peinture, vernis (contenant éventuellement des inhibiteurs de corrosion).
- émaux , verres
- matière plastique, caoutchoucs
- phosphatation (par immersion)
- oxydation anodique ou chimique

II-4-3- EMPLOI DES INHIBITEURS:[1]

II-4-3-1-GENERALITE :

Les inhibiteurs de corrosion sont des substances qui sont ajoutées en faibles quantités au milieu agressif; limitent sa corrosivité dans des proportions considérables.

Ces produits doivent être particulièrement actifs pour pouvoir être utilisés à des doses très faibles, et suffisamment neutres pour ne pas modifier de façon significative les propriétés physico - chimiques des effluent. Ils doivent également posséder des propriétés de nature à faciliter leur utilisation dans des conditions souvent difficiles.

Les inhibiteurs de corrosion sont donc des formulations très élaborées, dans la mise au point nécessite des recherches longues et coûteuses.

II-4-3-2-Modes d'action:[3]

Les inhibiteurs de corrosion se déposent à la surface du métal et « empoisonnent » le processus de corrosion suivant les produits et les milieux considérés, le dépôt peut être organique ou minéral, épais ou monomoléculaire, adhérent ou faiblement adsorbé . L'inhibiteur peut s'adsorber, soit sans modification, soit après réaction avec le milieu corrosif ou les produits de corrosion déposés sur le métal.

L'inhibition peut être due à une isolation physique du métal (par dépôt protecteur) ou au blocage chimique d'une au moins des réactions participant au processus de corrosion,

II-4-3-3-Types d'inhibiteurs:[5]

Il existe deux types d'inhibiteurs :

II-4-3-3-1-inhibiteurs anioniques :

ces produits vont filmer les anodes, essentiellement en réagissant avec le fer émis à l'anode. Un dépôt (produit de réaction inhibiteur / Fe^{+2}) colmate l'anode. Il est impératif que l'ensemble de l'anode soit totalement colmatée, sinon, les phénomènes de corrosion étant sous contrôle cathodique, on aura simplement réduit la surface d'attaque sans diminuer l'intensité de corrosion. Cela veut dire qu'on attaquera une surface moindre mais beaucoup plus vite.

II-4-3-3-2-inhibiteur cationiques:[1]

Ces produits ayant par leur tendance ionique une affinité pour les électrons vont filmer les zones cathodiques. Il sont constitués d'un site actif électrophile qui s'absorbe et d'un radical généralement hydrocarboné lipophile, la présence de ce radical constitue le film protecteur.

L'adsorption à la cathode présente l'avantage de réduire l'intensité d'attaque quelque soit le pouvoir courant de l'inhibiteur.

II-4-3-3-3-Mélange d'Inhibiteurs cathodiques et anodiques:[1]

Au début les inhibiteurs qui étaient introduits dans les systèmes d'eau, étaient généralement constitués d'un seul élément actif (par exemple, les chromates) . Par la suite on a découvert que certains produits augmentaient la

performance des autre principe chimique appelé synergie, par exemple. lorsqu'on utilise le chromate seul, il faut utiliser 200 à 300 mg/l de CrO_4^- pour empêcher la corrosion d'une installation à circuit ouvert, mais le chromate associé au Zinc, à pour divers phosphates organiques et inorganiques au molybdate, donne des résultats équivalents si non meilleurs à des doses qui n'atteignent que 20 à 30 mg/l en CrO_4^- un exploit qui serait impossible sans les additifs efficaces qui se sont développés récemment.

Actuellement, les chromates ne sont utilisés seuls que dans des situations particulières.

Les inhibiteurs anodiques comportent un risque: si les quantités utilisés sont insuffisantes, il ne peuvent passer convenablement toutes les zones anodiques. Dans ce cas le peu de zones anodiques qui subsistent deviennent un foyer pour tous les électrons qui se dirigent vers la zones cathodique et il peut en résulter des piqûres profondes.

En conséquence, il est important de maintenir dans une installation des quantités suffisantes d'inhibiteurs anodiques et cela à tout moments.

Les inhibiteurs cathodiques réduisent généralement la vitesse de corrosion en formant une barrière ou un film sur la cathode, ce qui réduit la migration des ions hydrogènes ou oxygènes vers la surface cathodique pour achever la réaction de corrosion. Puisque la vitesse de corrosion dépend entièrement de la cathode, cette vitesse diminuera en fonction de la réduction de la surface cathodique.

Les inhibiteurs cathodiques, zinc, polyphosphate et carbonate de calcium, sont tous considérés comme étant sans danger en comparaison des risques que présentent les inhibiteurs anodiques.

II-4-3-3-4-Produits organiques filmants : [1]

Ces substances ont la particularité de former des couches filmantes à la surface du métal, ce qui sépare l'eau du métal. Celles ci comprennent des amines filmantes utilisées dans les installations de condensation, qui ne peuvent être efficaces que dans les milieux où la teneur en oxygène est fortement réduite,

Ces produits forment et entretiennent une barrière dynamique entre les phases eau et métal, ce qui évite la corrosion. Ce film est nettement plus épais que les films constitués par une application appropriée d'inhibiteurs inorganiques comme le chromate et le zinc. Un danger à ce type de film est que de petites fissures dans la continuité du film peuvent permettre à des produits corrosifs de se concentrer sur la zone non protégée et provoque une pénétration rapide du métal.

II-4-3-4-Solubilité : [3]

Les inhibiteurs possèdent suivant leur formulation, différents caractères de solubilité.

- soluble dans les hydrocarbures / insoluble dans l'eau;
- insoluble dans les hydrocarbures / soluble dans l'eau;
- Soluble dans les hydrocarbures / dispersible dans l'eau.

II-4-3-5-Pouvoir détergent:[3]

Les inhibiteurs mis au point pour l'industrie pétrolière sont d'excellent détergents.

Il permettent généralement d'éliminer, grâce à leur pouvoir mouillant et leur caractère cationique, les sels minéraux et métalliques ou dépôt organiques susceptibles de se fixer sur l'acier.

II-4-3-6-Utilisation des inhibiteurs:[3]

La technique d'application de l'inhibiteur a une très grande importance dans la protection des systèmes.

Les modes d'injection applicables diffèrent suivant la nature de l'effluent produit (gaz ou pétrole brut).

Les inhibiteurs peuvent être introduits dans les systèmes à protéger. Soit par injection dans les lignes de vapeurs (la solution d'inhibiteur pulvérisée est alors entraînée par le courant des vapeurs).

Soit par injection dans une phase liquide où l'inhibiteur se disperse par dissolution.

Pour l'unité de HBK l'injection se fait en deux points.

- l'un en amont de l'aéro pour protéger les tubes d'aéro.
- l'autre dans la ligne d'expédition vers l'U.T.G (l'unité de traitement gaz).
pour protéger le pipe.

II-4-3-7-Traitement avec des inhibiteurs:[5]

deux phases utilisées pour la protection des installations.
la première consiste en la création d'un film initial dans les installations; c'est le pré-traitement;
la seconde sert à entretenir ce film d'inhibiteur.

II-4-3-7-1-Pré-traitement:

le premier film d'inhibiteur est mis en place à l'aide d'une surconcentration au démarrage.

IL faut tenir compte de la surface intérieure totale à filmer.

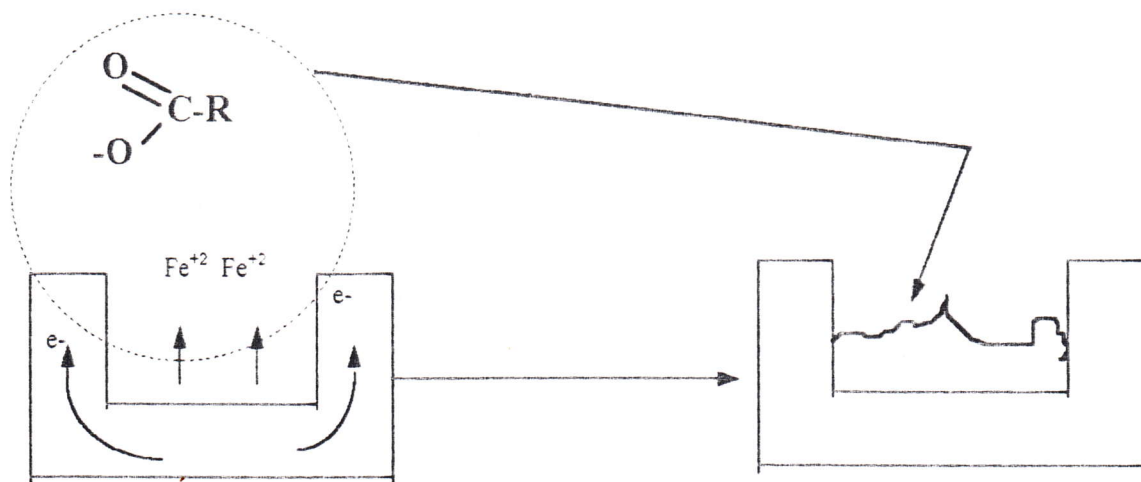
Les doses d'utilisation sont calculées sur la base d'une adsorption de 50g/m^2 .

La quantité d'inhibiteur nécessaire au filmage sera injectée en 24 heures, l'injection au taux initial sera maintenu pendant quelques jours.

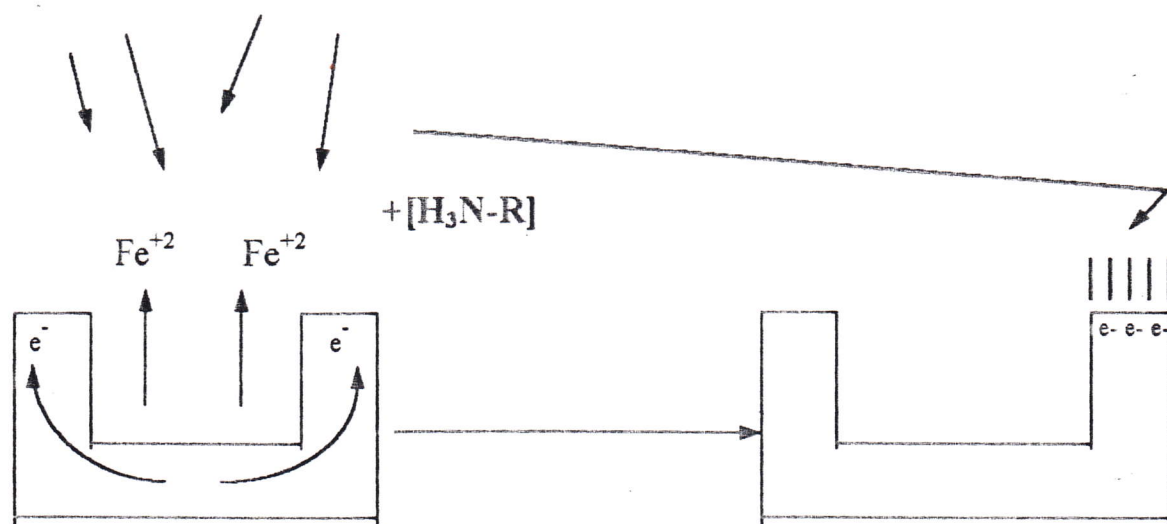
II-4-3-7-2-Traitement d'entretien :

Il ne sert qu'à compenser les pertes d'inhibiteur.

La dose généralement utilisée est de 4 à 12 p p m par rapport au débit de gaz traité .



Inhibiteur anodique fig 3-a



Inhibiteur cathodique fig 3-b

PARTIE EXPERIMENTALE.

III-PARTIE EXPERIMENTALE.

Le but de ce travail est l'optimisation des dosages d'inhibiteur de corrosion pour Gaz EC 1185 A contre la corrosion des installations de refroidissement Gaz à HAUD BERKAOUI..

Partie-A

III-1-Fiche technique de l'inhibiteur de corrosion EC 1185 A

- Ec 1185 A est un inhibiteur de corrosion nouvellement formulé contenant des composés les plus actuels en terme de performance et d'efficacité.
- Il est très effective pour lutter contre la corrosion dans toutes les opérations de gaz puisque il contient des ingrédients actifs.
- Il ne crée pas des problèmes de mousse où d'emulsion durant les opérations.
- Il est très efficace dans la réduction de corrosion dans un environnement contenant H₂S, CO₂ ou autres acides organiques.

Caractéristiques :

Couleur	Clair orange.
densité à 20 °C	1,016.
Point éclair	- 20 °C

Composition

Le constituant principale de ce produit est (l'Imidazoline - huile de pétrole).

Imidazoline : produit de condensation d'une amine et d'un acide carboxylique.

III-2-composition chimique du gaz HBK

constituant mol %	Gaz HP	GAZ MP	GAZ BP	MELLANGE V-103	GAZ DEPART HBK/GLA
N2	8.58	6.68	6.34	4.41	7.89
CO2	0.43	0.46	0.39	0.52	0.44
C1	64.33	35.62	25.58	42.46	57.92
C2	18.58	28.38	30.1	26.44	20.87
C3	6.39	20.84	27.02	18.09	9.74
NC4	0.92	4.49	5.86	4.71	1.76
IC4	0.63	2.61	3.6	2.16	1.07
NC5	0.03	0.29	0.32	0.48	0.09
IC5	0.11	0.6	0.76	0.68	0.22
C6	-	0.03	0.03	0.06	-
C7	-	-	-	-	-
C8	-	-	-	-	-
PM	22.32	30.31	33.33	29.08	24.12
densite	0.769	1.045	1.149	1.002	0.832

Teneur en eau : 600ppm

Tableau-A

III-3-ESSAIS DE PERTE DE POIDS:

Il s'agit de mesurer la perte de poids d'échantillons métalliques dans un milieu corrosif en présence et en absence d'inhibiteur .

Par la méthode colorométrique (méthode de dosage de fer par la solution ferroverre).

III-3-1 PRINCIPE DE LA METHODE :

Cette méthode sert à mesurer la quantité de fer contenue dans un milieu acide par titrage avec la solution ferroverre (0.2M)

Manipulation:

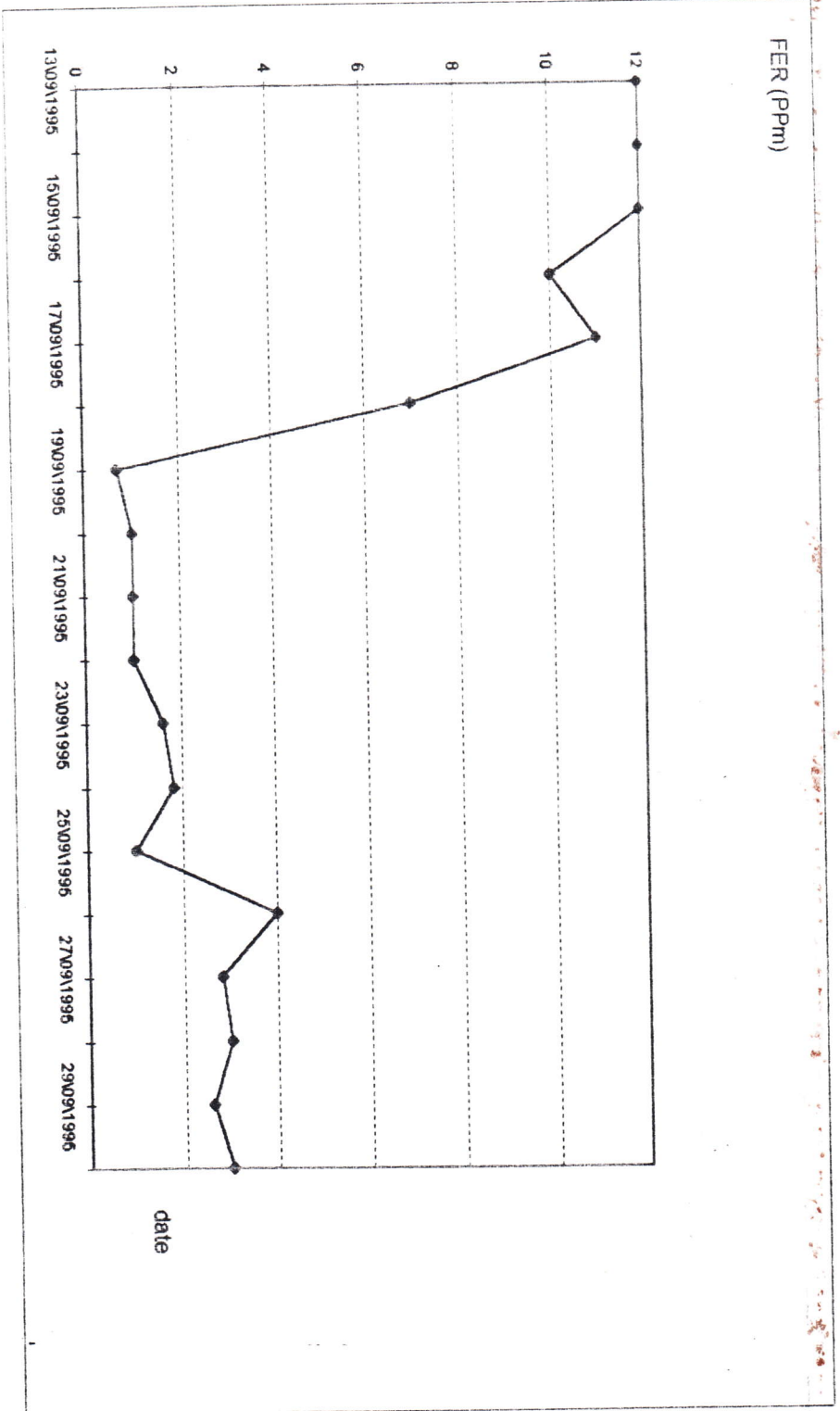
- Prendre 5ml de la solution corrosive dans un tube à 10ml en suite on titre avec la solution de ferroverre jusqu'à virement au rose .
- Prendre un autre tube 5ml de la solution corrosive comme témoins (sans faire le titrage).
- On compare le 1^{er} tube qui a pour but de déterminer la quantité de fer dissous dans la solution à un témoins (apparition de la même couleur de témoins). à travers un dispositif (colorométrie) celui-ci indique la quantité de fer dissous dans la solution corrosive par la lecture .

**III-3-2-RESULTATS DES ESSAIS
D'EC1185 A INHIBITEUR DE CORROSION GAZ
CENTRE BERKAOUI
L'INJECTION EN AMONT DES AEROS**

date	Fer(ppm)	DEBIT GAZ Nmm ³ /j	DEBIT d'EC1185 A l/j	Dosage d'Ec1185A (ppm)
13/09/1995	12	0.5	0	0
14/09/1995	12	0.5	0	0
15/09/1995	12	0.5	0	0
16/09/1995	10	0.5	0	0
17/09/1995	11	0.5	4	8
18/09/1995	7	0.5	4	8
19/09/1995	0.7	0.5	4	8
20/09/1995	1	0.5	4	8
21/09/1995	1	0.5	3	6
22/09/1995	1	0.5	3	6
23/09/1995	1.6	0.5	3	6
24/09/1995	1.8	0.5	3	6
25/09/1995	1	0.5	3	6
26/09/1995	4	0.5	2.2	4.4
27/09/1995	2.8	0.5	2.2	4.4
28/09/1995	3	0.5	2.2	4.4
29/09/1995	2.6	0.5	2.2	4.4
30/09/1995	3	0.5	2.2	4.4

Tableau-B

FER (Ppm)



Graphe-B-1

VARIATION DE LA CONCENTRATION DE FER EN FONCTION DU TEMPS .

commentaire:

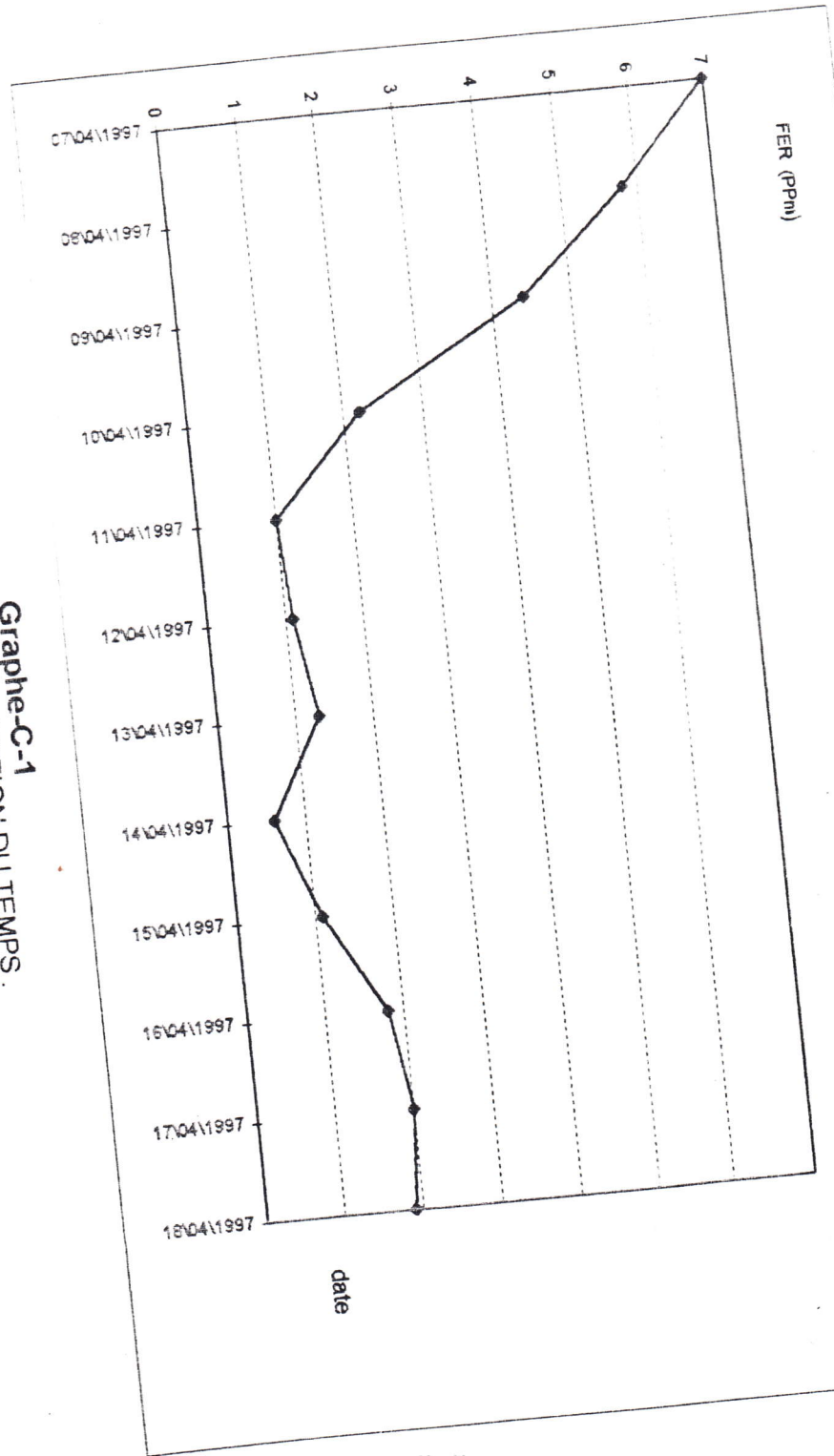
on constate d'après ces résultats que même pour un dosage de 6ppm la teneur en fer reste aux environs de 1 ppm ce qui nous permet de considérer ce dosage comme optimum soit :

debit d'injection	dose
3l/j	6ppm

III-3-3-RESULTATS DES ESSAIS
D'EC1185A INHIBITEUR DE CORROSION GAZ
CENTRE BERKAOUI
L'INJECTION EN AMONT DES AEROS

date	Fer (ppm)	DEBIT GAZ Nmm ³ /j	DEBIT d'EC1185A l/j	Dosage d'EC1185A (ppm)
07\04\1997	7	0.5	0	0
08\04\1997	5.8	0.5	0	0
09\04\1997	4.4	0.5	0	0
10\04\1997	2.2	0.5	5	10
11\04\1997	1	0.5	5	10
12\04\1997	1.1	0.5	5	6
13\04\1997	1.3	0.5	3	6
14\04\1997	0.6	0.5	3	6
15\04\1997	1.1	0.5	3	4
16\04\1997	1.8	0.5	2	4
17\04\1997	2	0.5	2	4
18\04\1997	1.9	0.5	2	4

Tableau-C



Graph C-1

VARIATION DE LA CONCENTRATION DE FER EN FONCTION DU TEMPS.

commentaire:
 on constate d'après ces résultats que même pour un dosage de 6ppm la teneur en fer reste aux environs de 1ppm ce qui nous permet de considérer ce dosage comme optimum soit :

debit d'injection	dose
3l/	6ppm

III-4-CONTROLE D'EFFICACITE D'INHIBITEUR AU NIVEAU DU BALLON V-103

Date	FER (ppm)	debit GAZ Nmm ³ /j	dosage d'EC1185 A ppm
18/04/1998	1	0.768	10
19/04/1998	0,8	0.768	10
20/04/1998	1	0.768	10
21/04/1998	1	0.768	10
22/04/1998	0,9	0.768	10
23/04/1998	1	0.768	10
24/04/1998	1,2	0.768	10
25/04/1998	1,6	0.768	10
26/04/1998	0,8	0.768	10
27/04/1998	0,6	0.768	10
28/04/1998	1	0.768	10
29/04/1998	1	0.768	10

Tableau-D

commentaire:

on constate d'après ces resultats que même pour un dosage de 10ppm la teneur en fer reste aux environs de 1ppm ce qui nous permet de considerer ce dosage comme optimum. :

Debit d'injection	dose
7.68 l/j	10 ppm

Partie-B

Note.

L'injection d'Inhibiteur de corrosion se fait selon le débit gaz .

$$10 \text{ m}^3 \text{ (de produit)} \longrightarrow 10^9 \text{ Nm}^3 \text{ (débit gaz).}$$

- actuellement le débit gaz est $32000 \text{ Nm}^3/\text{H}$ ($0,768 \text{ Nm}^3/\text{j}$).

III-5-Calcul de la quantité injecter du produit / jour .

$$\begin{aligned} 10 \text{ m}^3 &\longrightarrow 10^9 \text{ Nm}^3 \\ X &\longrightarrow 0,768 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3 \\ X &= 0,768 \times 10^6 \times 10 / 10^9 = 7,68 \times 10^{-3} \text{ m}^3 = 7,68 \text{ l/j} \end{aligned}$$

III-6-Calcul de la quantité d'eau condensée / jour.

L'analyse d'un échantillon gaz à l'aide d'un hygromètre montre que la teneur en eau dans le gaz est: (600 ppm).

donc on a :

$$\begin{aligned} 10^{-9}(600 \text{ ppm}) &\longrightarrow 1 \text{ m}^3 \\ X &\longrightarrow 32000 \text{ Nm}^3/\text{H} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Rightarrow X &= 32000 \cdot 600 \cdot 10^{-9} = 0,0192 \text{ m}^3 / \text{H} \\ &= 460,8 \text{ l/j} \end{aligned}$$

- Puisque le produit forme une couche adhérente entre l'eau et la paroi du métal on peut faire une injection selon la quantité d'eau.

calcul.

on a : $7,68 \text{ l/j}$ du produit / $460,8 \text{ l/j}$ d'eau

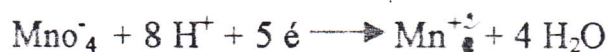
on obtient $1,66 \text{ ml}$ du produit / 100 ml d'eau.

III-7-ESSAIS DE PERTE DE POIDS :

Il s'agit de mesurer la perte de poids d'échantillons métalliques dans un milieu corrosif en présence et en absence d'Inhibiteur par la méthode de dosage manganométrique (méthode volumétrique).

III-7-1-Principe de dosage :

La méthode de dosage sert à déterminer la vitesse de corrosion dans un milieu acide, d'où elle consiste à mesurer la quantité de Fer contenue dans cette solution par dosage des permanganates de potassium basé sur les réaction de l'ion permanganates MnO_4^- qui joue le rôle d'oxydant.



L'ion ferreux joue le rôle de réducteur.



La réaction totale est :



Solutions à préparés:

- L'acide sulfurique commercial 96 % d = 1,84.
- Solution de dosage $Kmno_4$ 0,02 M.
- solution de dégraissage constitués par :

NaOH 0,05 M

Na_2CO_3 0,20 M

Na_3PO_4 0,06 M

- Eau distillée.
- Inhibiteur EC 1185 A.

Echantillons:

L'acier pour surface (30,16 cm²).

Matériels:

Burette (100 ml)

Eprouvette (100 ml)

Bêcher (250 ml)

pipette (10 ml)

erlen mayer (20 ml)

III-7-2-Mode opératoire :

d'après cette méthode on détermine la cinétique de la réaction qui se déroule lors de l'attaque de fer par la solution acide, d'où on détermine la quantité de fer dissous, par le volume de KmnO_4 correspondant par la méthode de titrage en fonction du temps selon le principe suivant :

Un bêcher de 100 ml remplie de solution corrosive et dans lequel on place l'échantillon d'acier pendant 180 minutes à des températures variées (40 - 50 - 60)°C, après chaque 20 minute on prélève un volume de 5 ml pour déterminer le volume de KmnO_4 Correspondant à la quantité de Fer dissous pendant cette durée, dans un erlen mayer à l'aide d'une pipette on dilue par la solution préparée, ensuite on titre avec la solution de KmnO_4 (0,02 M) jusqu'à virment au rose pâle.

III-7-3-MANIPULATION:

L'opération de dégraissage de l'acier se fait en trois étapes :

1^{er} étape : On plonge un échantillon d'acier dans une solution de dégraissage formée par NaOH, Na₂CO₃ et Na₃PO₄ chauffer à une T = 60 °C dans un bêcher de 250 ml durant 10 minutes.

2^{eme} étape : On plonge l'échantillon d'acier dans un bêcher à eau distillée à la même température 60 °C durant 5 min.

3^{eme} étape: On plonge l'échantillon d'acier dans un bêcher à eau distillée à une température ambiante.

Après dégraissage on sèche l'échantillon d'acier dans un étuve à 80 °C.

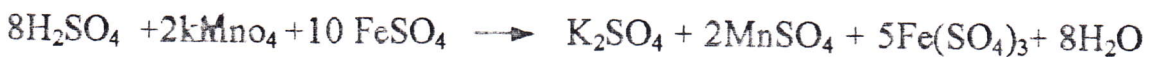
- On plonge l'échantillon d'acier dans un bêcher contenant 100 ml de la solution H₂SO₄ 5 %.

III-8-CINETIQUE DE LA CORROSION D'ACIER PAR UNE SOLUTION H₂SO₄:

Dans une solution H₂SO₄, L'acier est corrodé électrochimiquement par la réaction totale :



La perte d'acier est déterminée par la méthode de dosage de solution KMnO₄ d'après la réaction :



La quantité de l'acier perdu est déterminée par l'équation suivante :

$$m = 1.12 \times V.$$

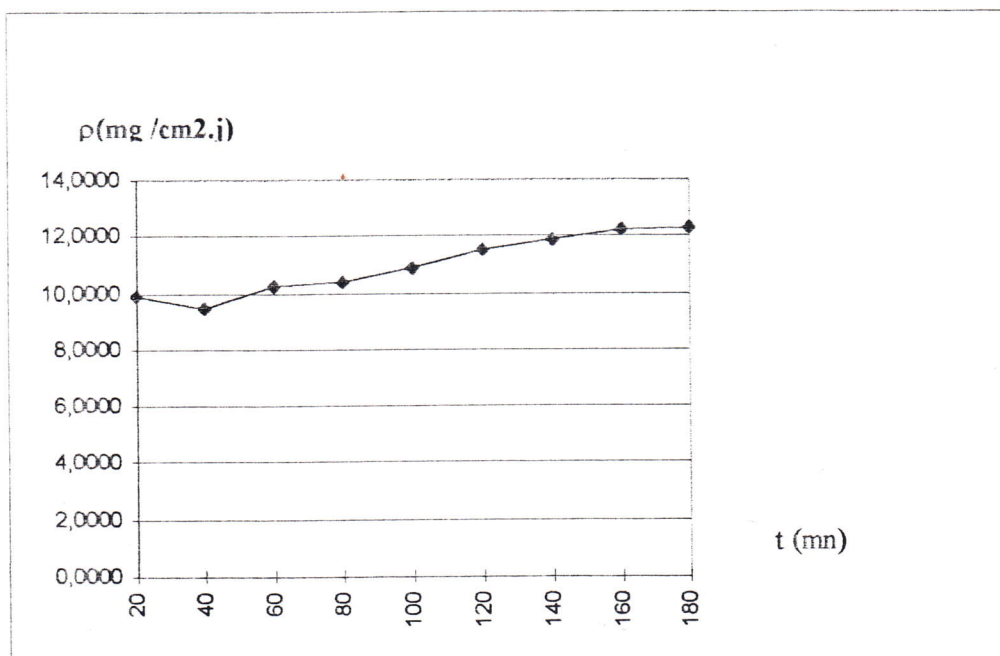
Et en déduit la vitesse de la corrosion ρ par l'équation suivante:

$$\rho = m / (S \times t).$$

Temps (mn)	v(kmno ₄ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	3,7	4,144	9,8928
40	7,1	7,952	9,4918
60	11,5	12,880	10,2493
80	15,6	17,472	10,4270
100	20,3	22,736	10,8554
120	25,8	28,896	11,4971
140	31,1	34,832	11,8790
160	36,7	41,104	12,2658
180	41,5	46,480	12,3289

Tableau (I)

Resultats experimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T=40° c). en absence d'inhibiteur de corrosion.



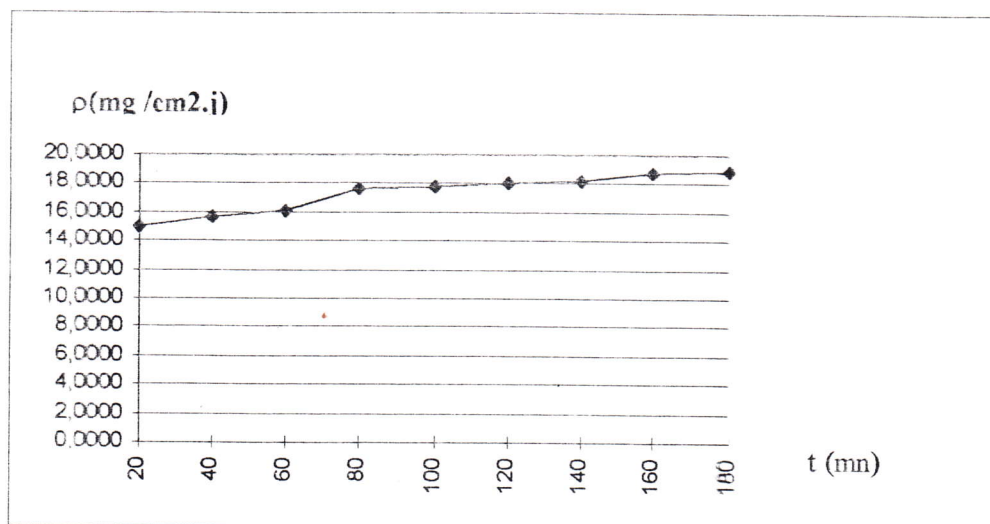
Graphe (I)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂So₄ 5% (T=40°C) en absence d'inhibiteur .

Temps (mn)	v(kmno ₄ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	5,6	6,272	14,9730
40	11,7	13,104	15,6414
60	18,0	20,160	16,0425
80	26,4	29,568	17,6467
100	33,2	37,184	17,7537
120	40,4	45,248	18,0032
140	47,8	53,536	18,2578
160	56,2	62,944	18,7830
180	63,4	71,008	18,8350

Tableau (II)

Resultats experimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T=50° c). en absence d'inhibiteur de corrosion



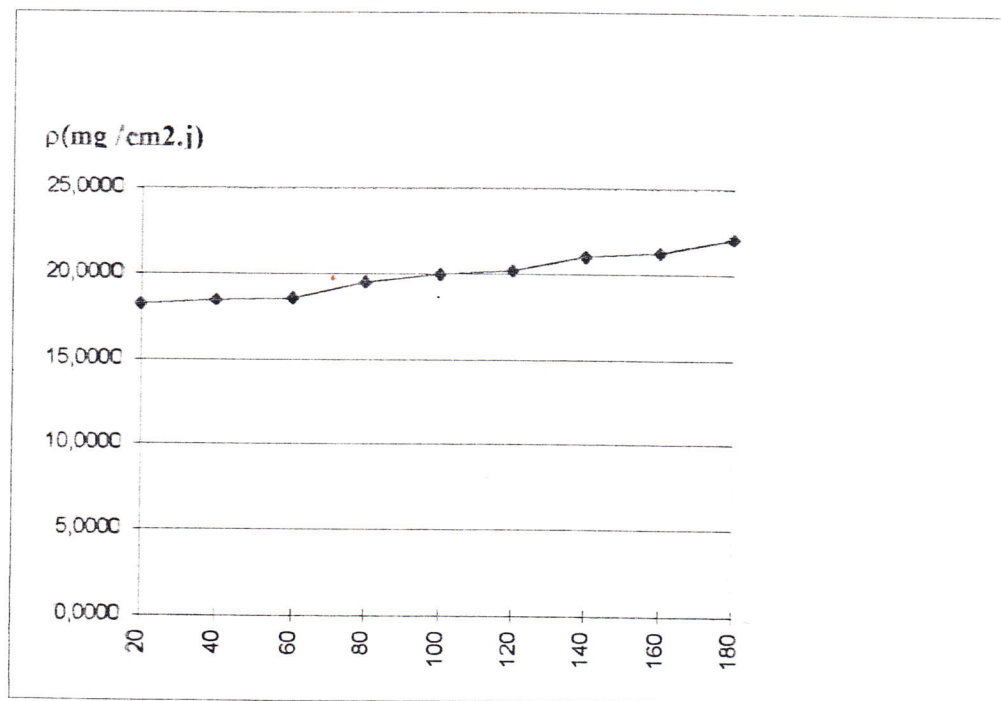
Graphe (II)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂So₄ 5% (T=50°C) en absence d'inhibiteur .

Temps (mn)	v(kmno ₄ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	6,8	7,616	18,1815
40	13,8	15,456	18,4488
60	20,9	23,408	18,6271
80	29,1	32,592	19,4515
100	37,3	41,776	19,9461
120	45,4	50,848	20,2313
140	54,0	60,480	20,9698
160	63,7	71,344	21,2897
180	74,2	83,104	22,0435

Tableau(III)

Resultats experimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T=60° c) . en absence d'inhibiteur de corrosion



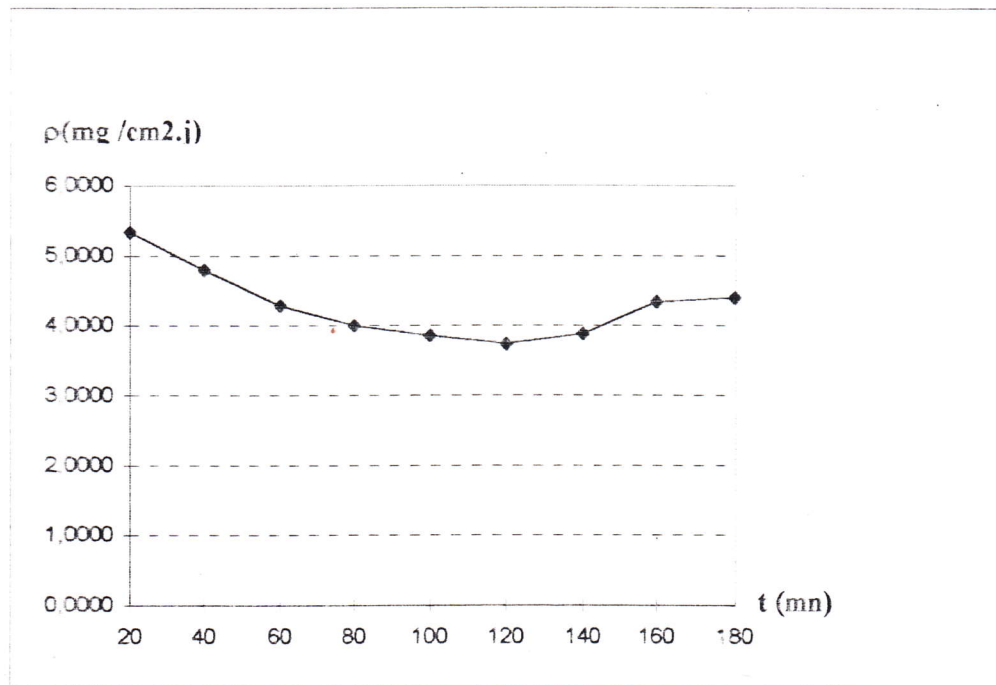
Grappe (III)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂So₄ 5% (T=60°C) en absence d'inhibiteur .

Temps (mn)	v(kmno ₄ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	2	2,240	5,3475
40	3,6	4,032	4,8127
60	4,8	5,376	4,2780
80	6,0	6,720	4,0106
100	7,2	8,064	3,8502
120	8,4	9,408	3,7432
140	10,2	11,424	3,8960
160	13	14,56	4,3448
180	14,8	16,576	4,3968

Tableau(IV)

Resultats experimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T=40° c) en présence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1 ml) .



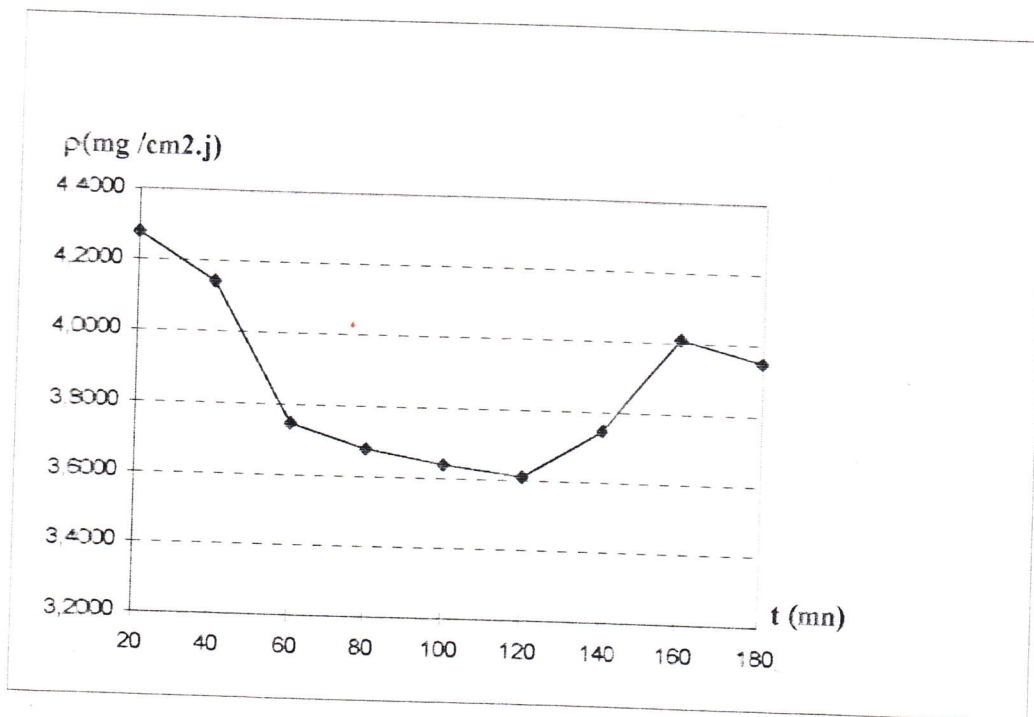
Graphe (IV)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂SO₄ 5% (T=40°C) en presence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1 ml)..

Temps (mn)	v(kmno ₄ ,ml)	m(fe, mg)	ρ(mg /cm ² .j)
20	1,6	1,792	4,2780
40	3,1	3,472	4,1443
60	4,2	4,704	3,7432
80	5,5	6,160	3,6764
100	6,8	7,616	3,6363
120	8,1	9,072	3,6095
140	9,8	10,976	3,7432
160	12,0	13,440	4,0106
180	13,3	14,896	3,9512

Tableau (V)

Resultats experimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T=40° c) en présence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1.2 ml) .



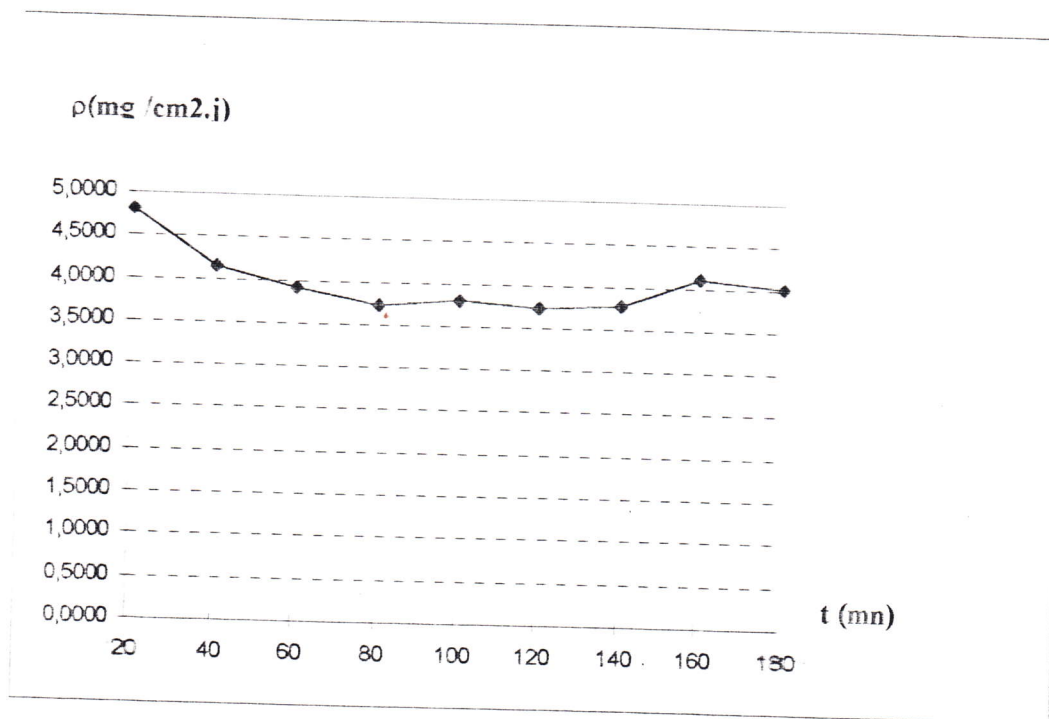
Grphe (V)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂SO₄ 5% (T=40°C) en presence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1.2 ml)..

Temps (mn)	v(kinno ₄ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	1,8	2,016	4,8127
40	3,1	3,472	4,1443
60	4,4	4,928	3,9215
80	5,6	6,272	3,7432
100	7,1	7,952	3,7967
120	8,4	9,408	3,7432
140	9,9	11,088	3,7814
160	12,3	13,776	4,1108
180	13,5	15,120	4,0106

Tableau(VI)

Resultats experimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5% (T = 40 °c) en présence d'Inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1.4 ml).



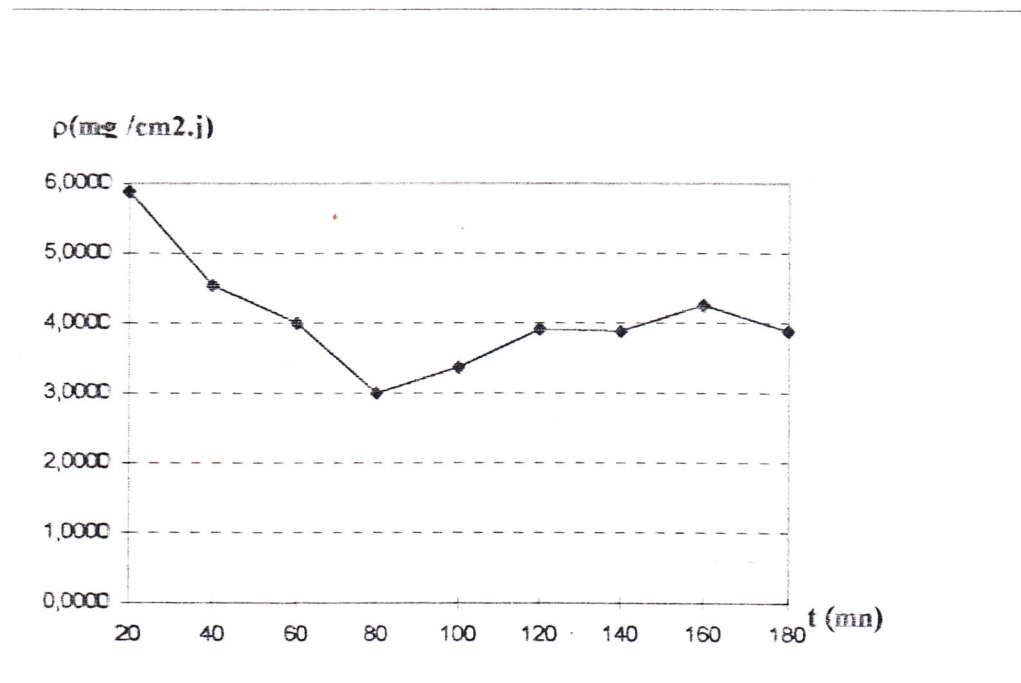
Graphe (VI)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂So₄ 5% (T=40°C) en presence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1.4 ml)..

Temps (mn)	v(kmno ₄ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	2,2	2,464	5,8822
40	3,4	3,808	4,5453
60	4,5	5,040	4,0106
80	5,8	6,496	3,0106
100	7,3	8,176	3,3769
120	8,8	9,856	3,9215
140	10,2	11,424	3,8960
160	12,7	14,224	4,2445
180	13,1	14,672	3,8917

Tableau(VII)

Resultats experimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5% à (T = 40 °c) en présence d'Inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1.6 ml) .



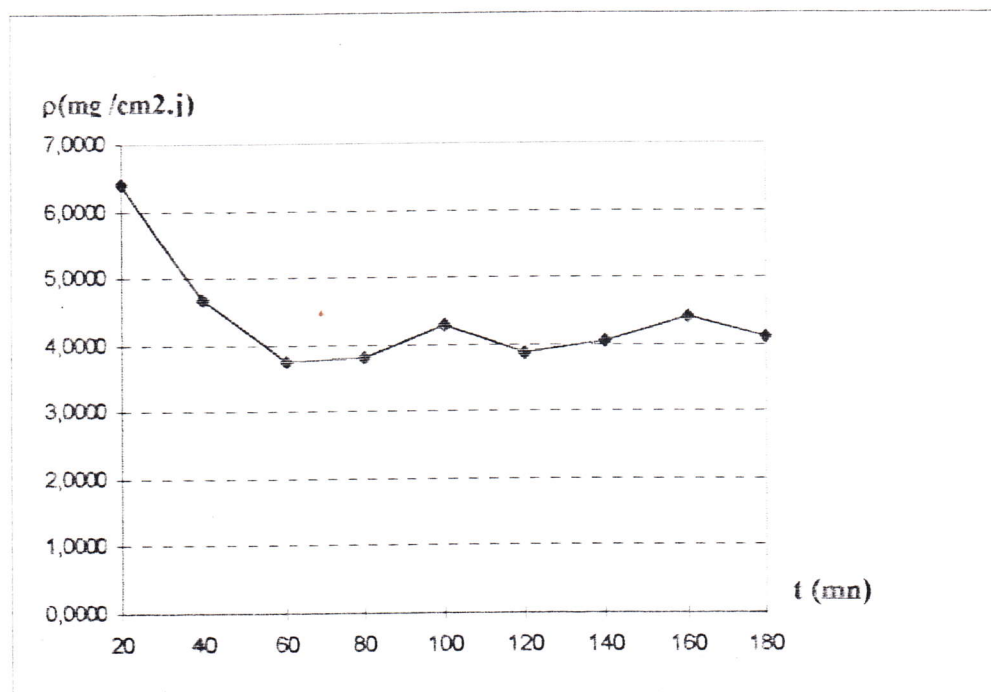
Graphe (VII)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂SO₄ 5% (T=40°C) en presence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1.6 ml)..

Temps (mn)	v(kmno ₄ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	2,4	2,688	6,4170
40	3,5	3,920	4,6790
60	4,2	4,704	3,7432
80	5,7	6,384	3,8100
100	8,0	8,960	4,2780
120	8,7	9,744	3,8769
140	10,6	11,872	4,0488
160	13,2	14,784	4,4116
180	13,8	15,456	4,0997

Tableau(VIII)

Resultats experimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T = 40 c°) en présence d'Inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1.8 ml) .



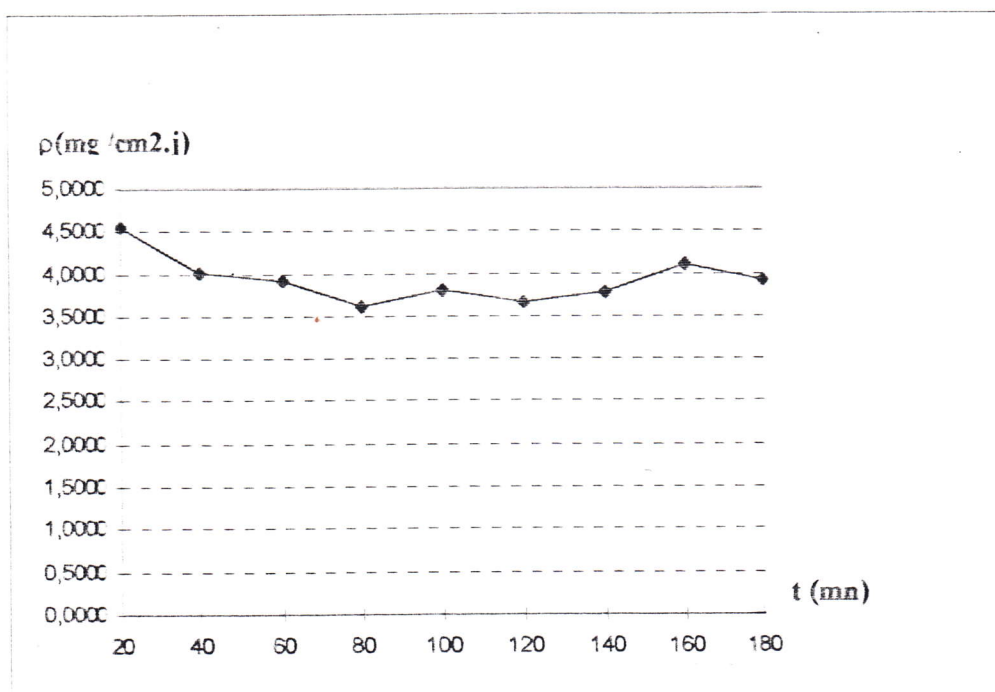
Graphe (VIII)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂SO₄ 5% (T=40°C) en presence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1.8 ml).

Temps (mn)	v(kmno ₄ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	1,7	1,904	4,5453
40	3,0	3,360	4,0106
60	4,4	4,928	3,9215
80	5,4	6,048	3,6095
100	7,1	7,952	3,7967
120	8,2	9,184	3,6541
140	9,9	11,088	3,7814
160	12,5	14,000	4,1177
180	13,2	14,784	3,9215

Tableau(IX)

Resultats experimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T = 40 c°) en présence d'Inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (2 ml) .



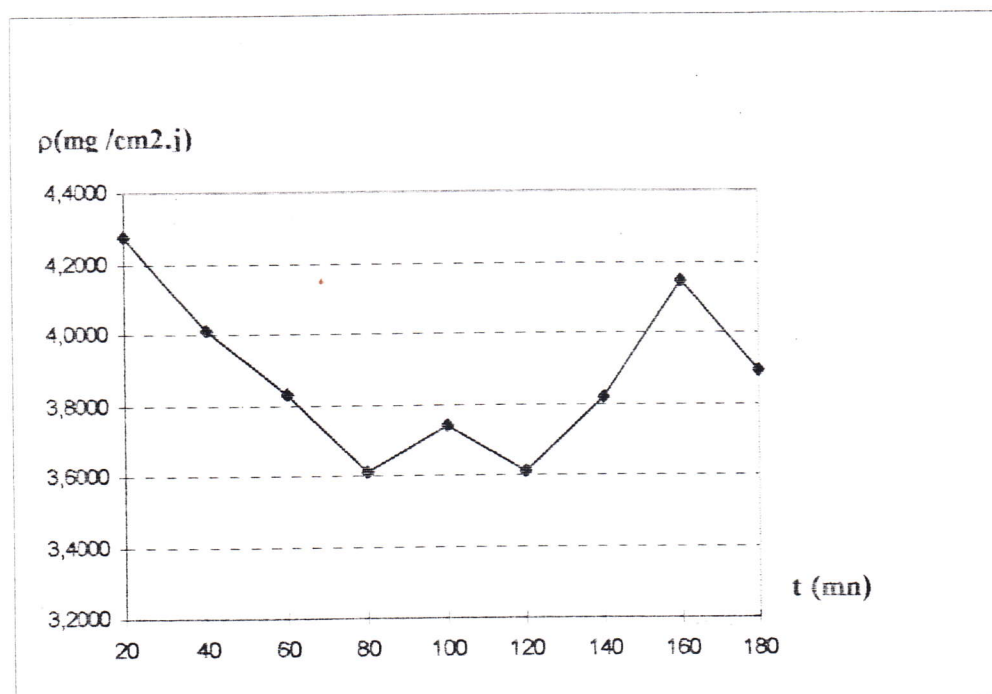
Graphe (IX)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂SO₄ 5% (T=40°C) en presence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (2 ml).

Temps (mn)	v(kmno ₄ ,ml)	m(fc(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	1,6	1,792	4,2780
40	3,0	3,360	4,0106
60	4,3	4,816	3,8323
80	5,4	6,048	3,6095
100	7,0	7,840	3,7432
120	8,1	9,072	3,6095
140	10,0	11,200	3,8196
160	12,4	13,888	4,1443
180	13,1	14,672	3,8917

Tableau(X)

Resultats experimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T = 40 c°) en présence d'Inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (2.2 ml) .



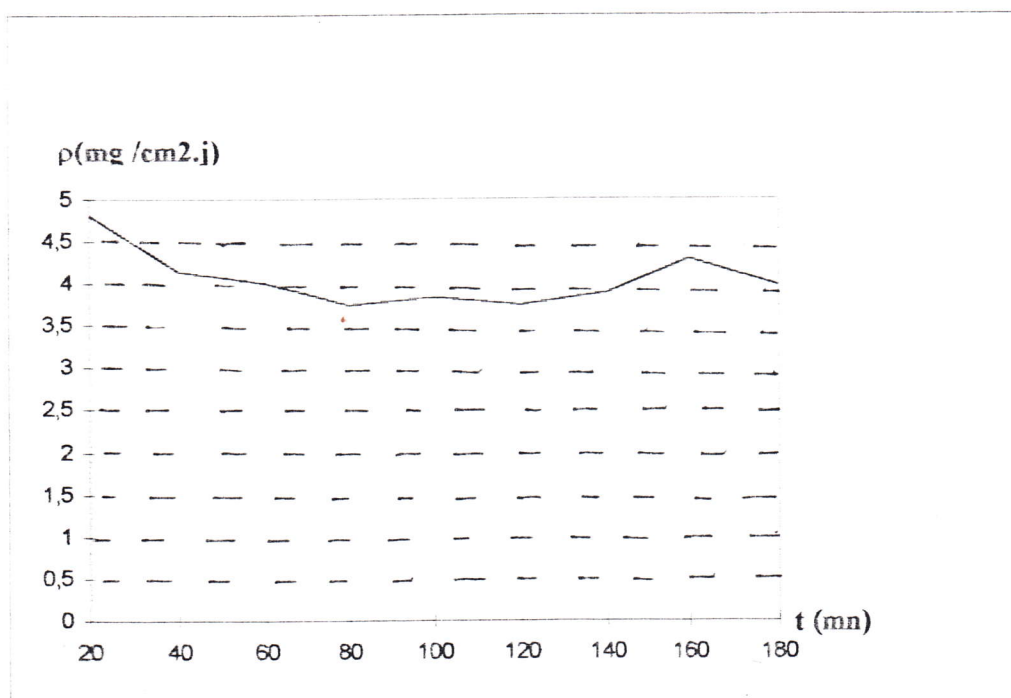
Graphe (X)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂SO₄ 5% (T=40°C) en presence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (2.2 ml).

Temps (mn)	v(k _{in} no ₄ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	1.8	2.016	4.8127
40	3.1	3.472	4.1443
60	4.5	5.04	4.0106
80	5.6	6.272	3.7432
100	7.6	8.064	3.8502
120	8.4	9.408	3.7432
140	10.2	11.424	3.8960
160	12.8	14.336	4.2780
180	13.4	15.008	3.9809

Tableau(XI)

Resultats experimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T = 40 °C) en présence d'Inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (2.4 ml) .



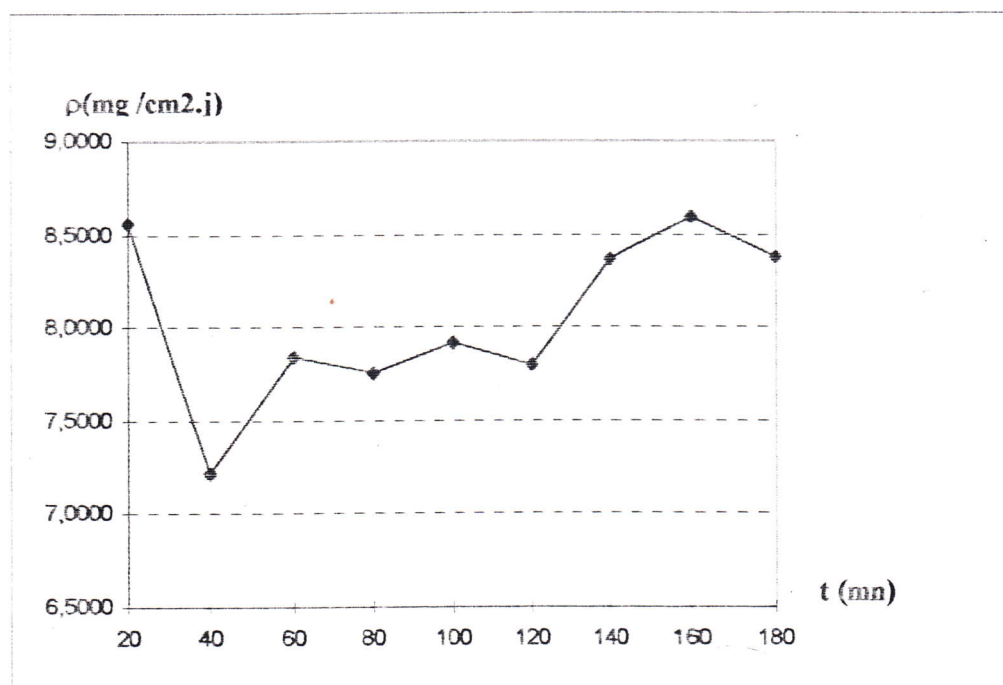
Graphe (XI)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂SO₄ 5% (T=40°C) en presence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (2.4 ml).

Temps (mn)	v(kmno ₄ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	3,2	3,584	8,5559
40	5,4	6,048	7,2190
60	8,8	9,856	7,8429
80	11,6	12,992	7,7538
100	14,8	16,576	7,9142
120	17,5	19,600	7,8000
140	21,9	24,528	8,3650
160	25,7	28,784	8,5894
180	28,2	31,584	8,3777

Tableau(XII)

Resultats expérimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T = 50 °C) en présence d'Inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1 ml) .



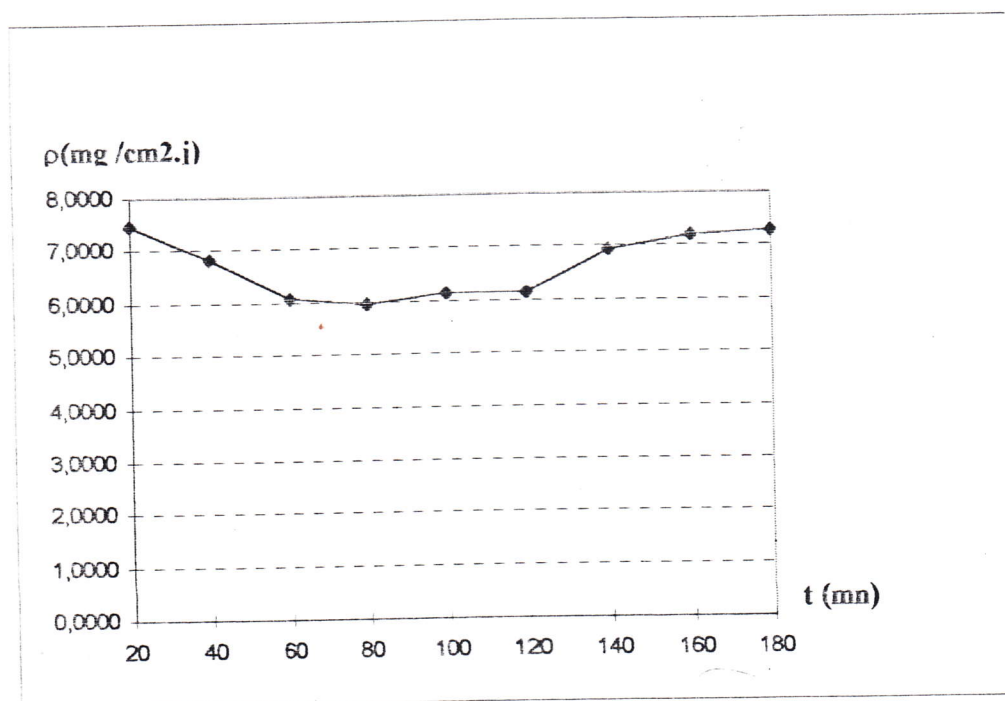
Graphe (XII)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂SO₄ 5% (T=50°C) en presence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1 ml).

Temps (mn)	v(kinno ₄ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	2,8	3,136	7,4865
40	5,1	5,712	6,8180
60	7,8	8,736	6,0605
80	8,9	9,968	5,9490
100	11,5	12,880	6,1496
120	13,8	15,456	6,1496
140	18,2	20,384	6,9517
160	21,5	24,080	7,1857
180	24,5	27,440	7,2785

Tableau(XIII)

Resultats experimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T = 50 c°) en présence d'Inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1.2 ml) .



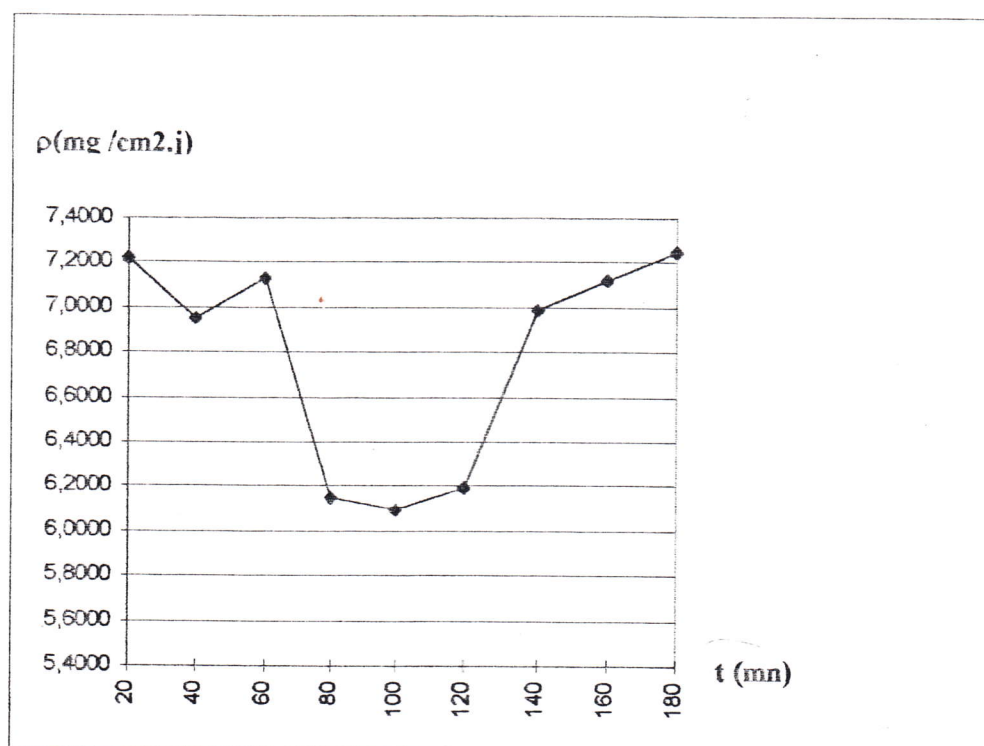
Graphe (XIII)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂SO₄ 5% (T=50°C) en presence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1.2 ml).

Temps (mn)	v(kmno ₄ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	2,7	3,024	7,2191
40	5,2	5,824	6,9517
60	8,0	8,960	7,1299
80	9,2	10,304	6,1496
100	11,4	12,768	6,0961
120	13,9	15,568	6,1941
140	18,1	20,272	6,9899
160	21,3	23,856	7,1188
180	24,4	27,328	7,2488

Tableau(XIV)

Résultats expérimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T = 50 c°) en présence d'Inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1.4 ml) .



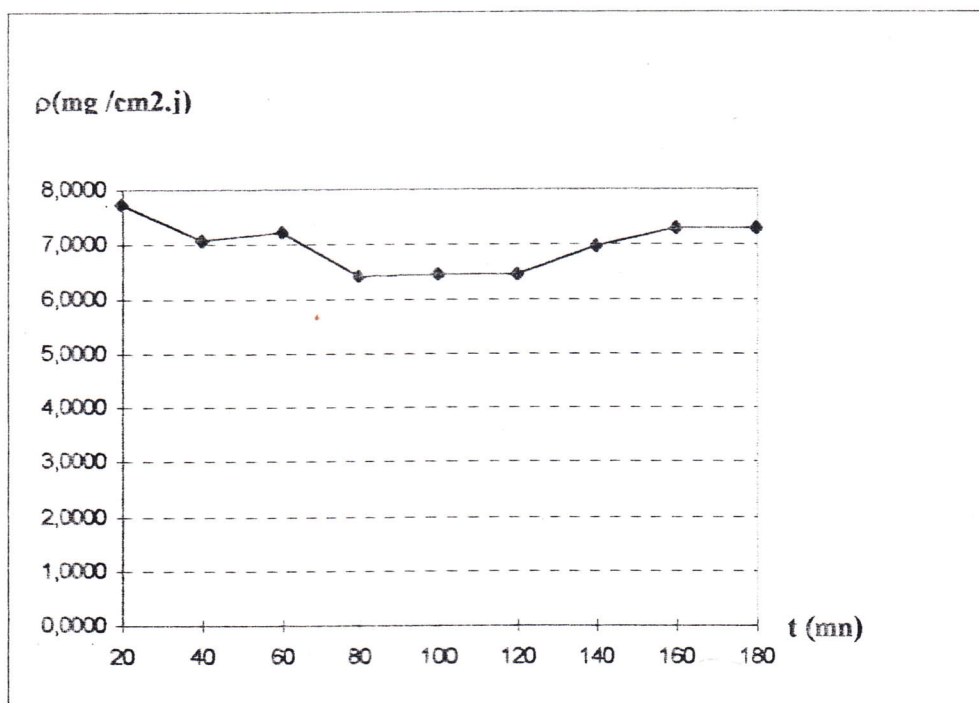
Graphe (XIV)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂So₄ 5% (T=50°C) en presence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1.4 ml).

Temps (mn)	v(kanno ₂ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	2,9	3,248	7,7538
40	5,3	5,936	7,0854
60	8,1	9,072	7,2191
80	9,6	10,752	6,4170
100	12,1	13,552	6,4704
120	14,5	16,24	6,4615
140	18,3	20,496	6,9899
160	21,9	24,528	7,3193
180	24,6	27,552	7,3082

Tableau(XV)

Résultats expérimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T = 50 c°) en présence d'Inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1.6 ml) .



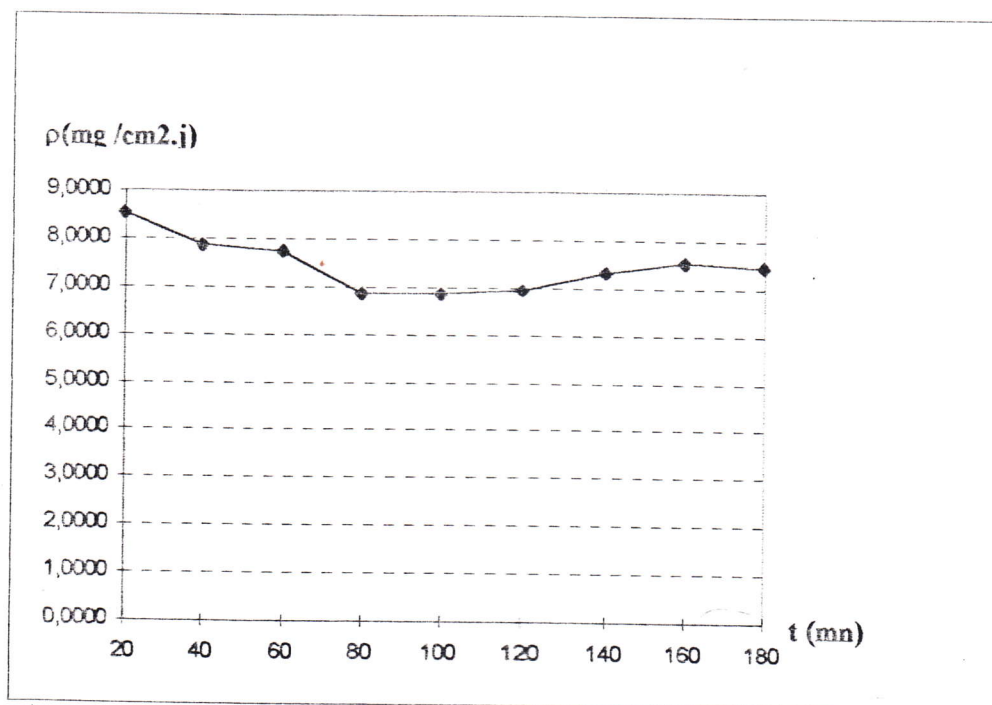
Graphe (XV)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂SO₄ 5% (T=50°C) en presence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1.6 ml).

Temps (mn)	v(kmno ₄ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	3,2	3,584	8,5560
40	5,9	6,608	7,8875
60	8,7	9,744	7,7538
80	10,3	11,536	6,8849
100	12,8	14,336	6,8448
120	15,6	17,472	6,9517
140	19,2	21,504	7,3337
160	22,6	24,528	7,5533
180	25,1	28,112	7,4567

Tableau(XVI)

Résultats expérimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T = 50 c°) en présence d'Inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1.8 ml) .



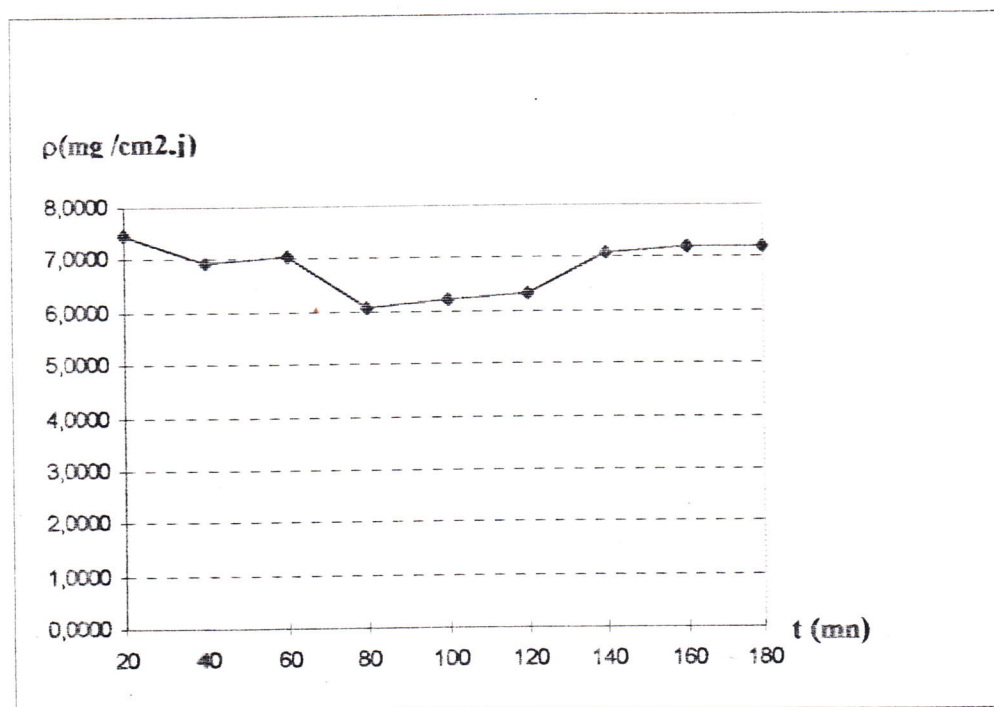
Graphe (XVI)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂So₄ 5% (T=50°C) en presence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1.8 ml).

Temps (mn)	v(kmno ₄ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	2,8	3,136	7,4865
40	5,2	5,824	6,9517
60	7,9	8,848	7,0408
80	9,1	10,192	6,0827
100	11,6	12,992	6,2031
120	14,2	15,904	6,3278
140	18,6	20,832	7,1045
160	21,6	24,192	7,2191
180	24,3	27,216	7,2191

Tableau(XVII)

Résultats expérimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T = 50 c°) en présence d'Inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (2 ml) .



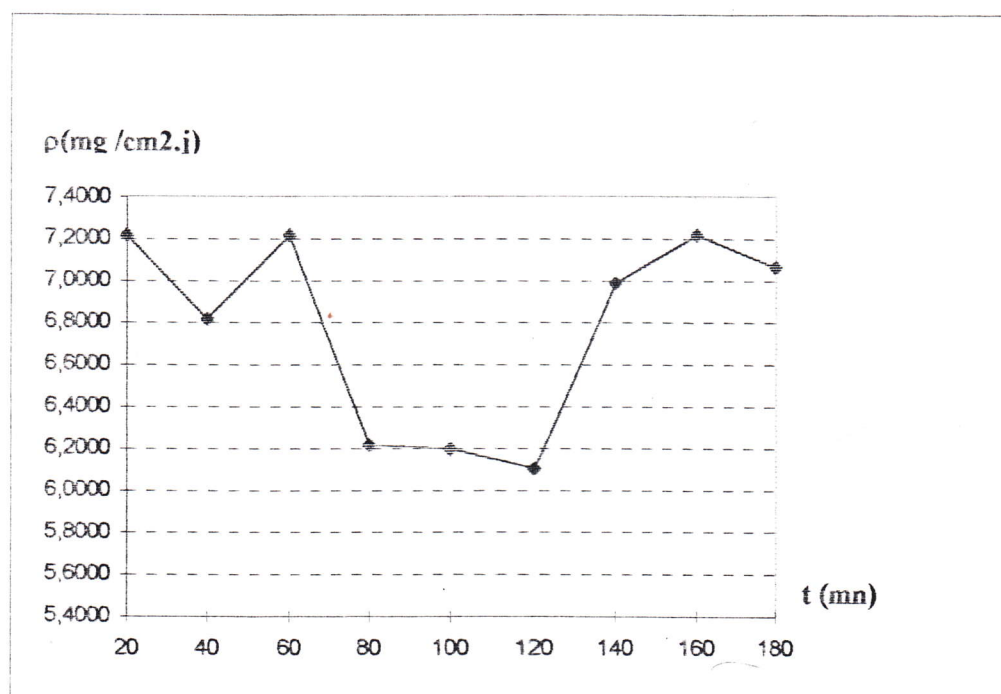
Graphe (XVII)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂So₄ 5% (T=50°C) en presence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (2 ml).

Temps (mn)	v(kmno ₄ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	2,7	3,024	7,2191
40	5,1	5,712	6,8180
60	8,1	9,072	7,2191
80	9,3	12,36	6,2164
100	11,6	12,992	6,2031
120	13,7	15,344	6,1050
140	18,1	20,272	6,9899
160	21,6	24,192	7,2191
180	23,8	26,666	7,0705

Tableau(XVIII)

Résultats expérimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T = 50 c°) en présence d'Inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (2.2 ml) .



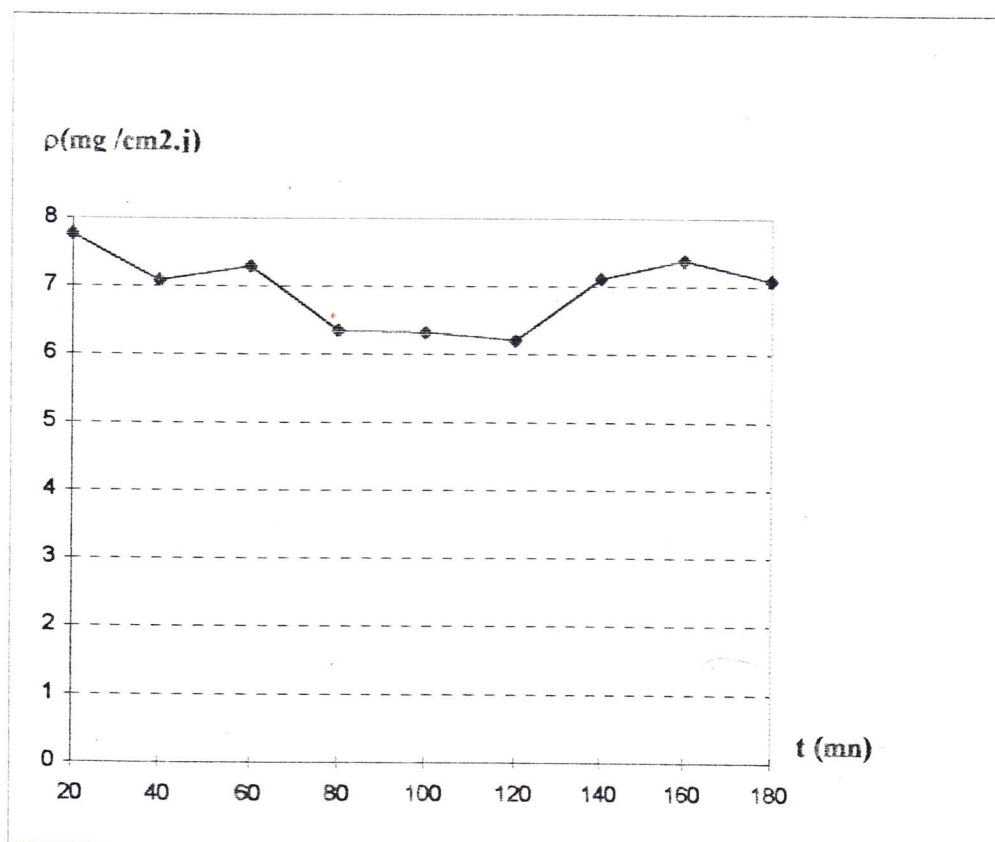
Graphe (XVIII)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂So₄ 5% (T=50°C) en presence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (2.2 ml).

Temps (mn)	v(kmno ₄ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	2,9	3,248	7,7538
40	5,3	5,936	7,0854
60	8,2	9,184	7,3082
80	9,5	10,640	6,3501
100	11,8	13,216	6,3100
120	13,9	15,568	6,1941
140	18,6	20,832	7,1045
160	22,1	24,752	7,3862
180	23,9	26,768	7,1003

Tableau(XIX)

Résultats expérimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T = 50 c°) en présence d'Inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (2.4 ml) .



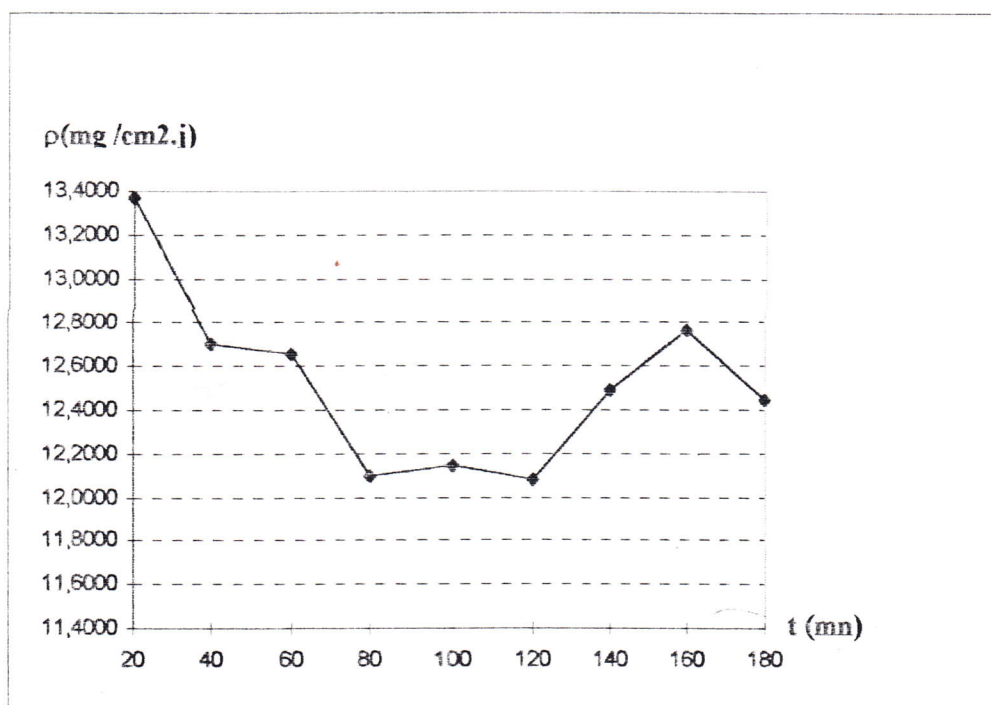
Graphe (XIX)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂SO₄ 5% (T=50°C) en présence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (2.4 ml).

Temps (mn)	v(kmno ₄ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	5,0	5,600	13,3687
40	9,5	10,640	12,7003
60	14,2	15,904	12,6557
80	18,1	20,272	12,0987
100	22,7	25,424	12,1388
120	27,1	30,352	12,0764
140	32,7	36,624	12,4902
160	38,2	42,784	12,7671
180	41,9	46,928	12,4477

Tableau(XX)

Résultats expérimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T = 60 °c) en présence d'Inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1 ml) .



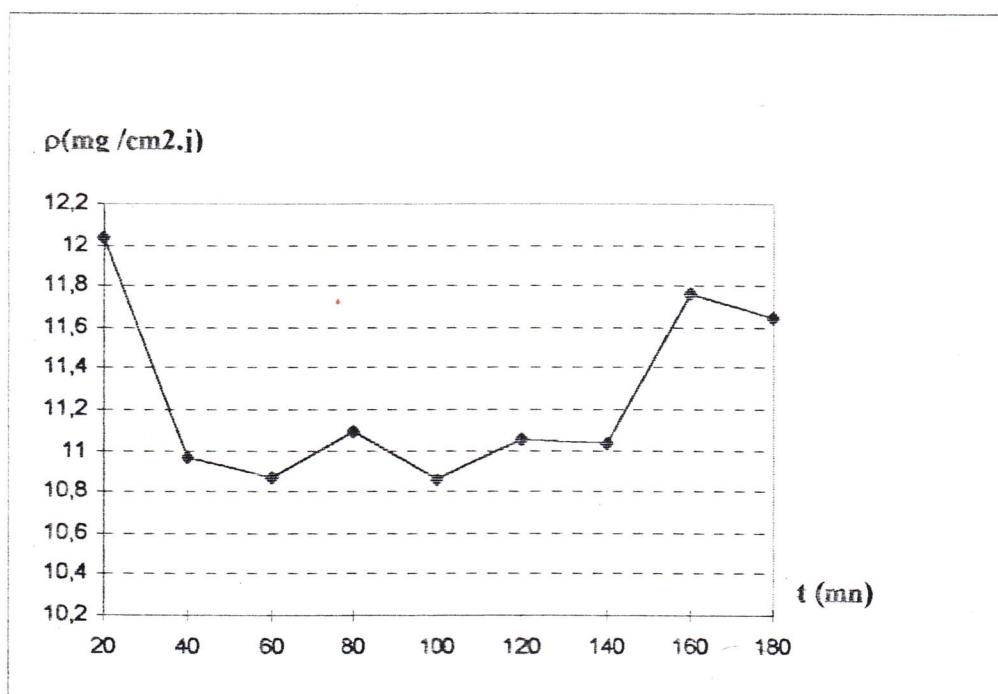
Graphe (XX)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂SO₄ 5% (T=60°C) en présence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1 ml).

Temps (mn)	v(kmno ₄ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	4,5	5,040	12,0318
40	8,2	9,184	10,9623
60	12,2	13,664	10,8732
80	16,6	18,592	11,0960
100	20,3	22,736	10,8554
120	24,8	27,776	11,0515
140	28,9	32,368	11,0387
160	35,2	39,424	11,7645
180	39,2	43,904	11,6456

Tableau(XXI)

Résultats expérimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T = 60 c°) en présence d'Inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1.2 ml) .



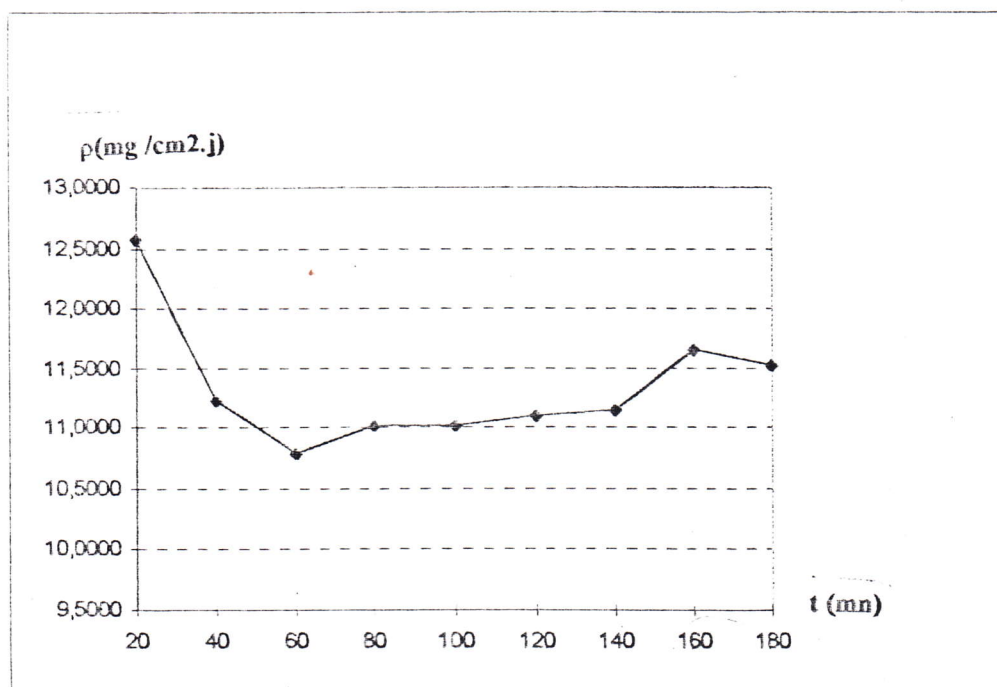
Graphe (XXI)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂SO₄ 5% (T=60°C) en présence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1.2 ml).

Temps (mn)	v(kmno ₄ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	4,7	5,264	12,5666
40	8,4	9,408	11,2297
60	12,1	13,552	10,7841
80	16,5	18,480	11,0292
100	20,6	23,072	11,0158
120	24,9	27,888	11,0960
140	29,2	32,704	11,1533
160	34,9	39,088	11,6642
180	38,8	43,456	11,5268

Tableau (XXII)

Résultats expérimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T = 60 °c) en présence d'Inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1,4 ml).



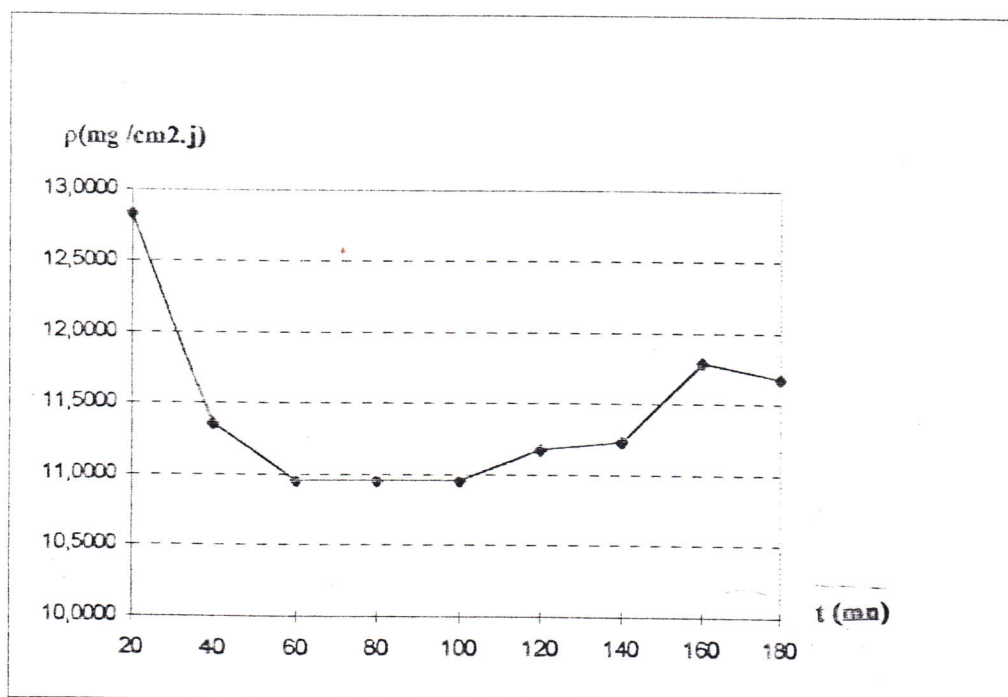
Graphe (XXII)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂SO₄ 5% (T=60°C) en présence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1.4 ml).

Temps (mn)	v(kmno ₄ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	4,8	5,376	12,834
40	8,5	9,520	11,3634
60	12,3	13,776	10,9623
80	16,4	18,368	10,9623
100	20,5	22,960	10,9623
120	25,1	28,112	11,1851
140	29,4	32,928	11,2297
160	35,3	39,536	11,7979
180	39,3	44,016	11,6753

Tableau(XXIII)

Résultats expérimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T = 60 °C) en présence d'Inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1.6 ml).



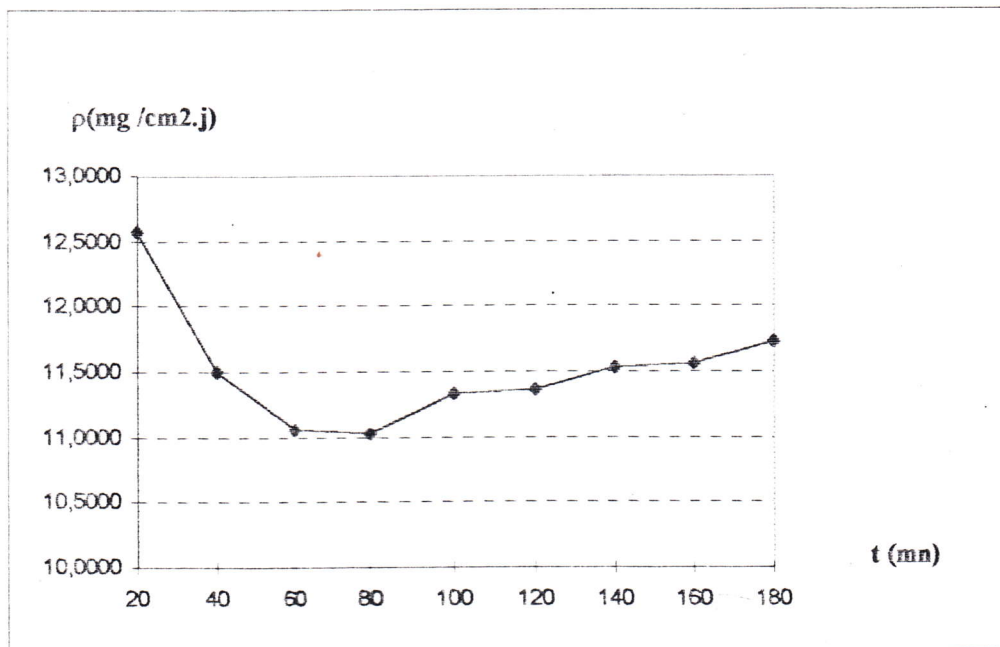
Graphe (XXIII)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂SO₄ 5% (T=60°C) en présence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1.6 ml).

Temps (mn)	v(kmno ₄ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	4,9	5,488	13,1013
40	8,6	9,632	11,4971
60	12,6	14,112	11,2297
80	16,5	18,480	11,0292
100	20,8	23,296	11,1228
120	25,3	28,336	11,2743
140	29,3	32,816	11,1915
160	35,2	39,424	11,7645
180	39,7	44,464	11,7942

Tableau(XXIV)

Résultas expérimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T = 60°C) en présence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1.8 ml) .



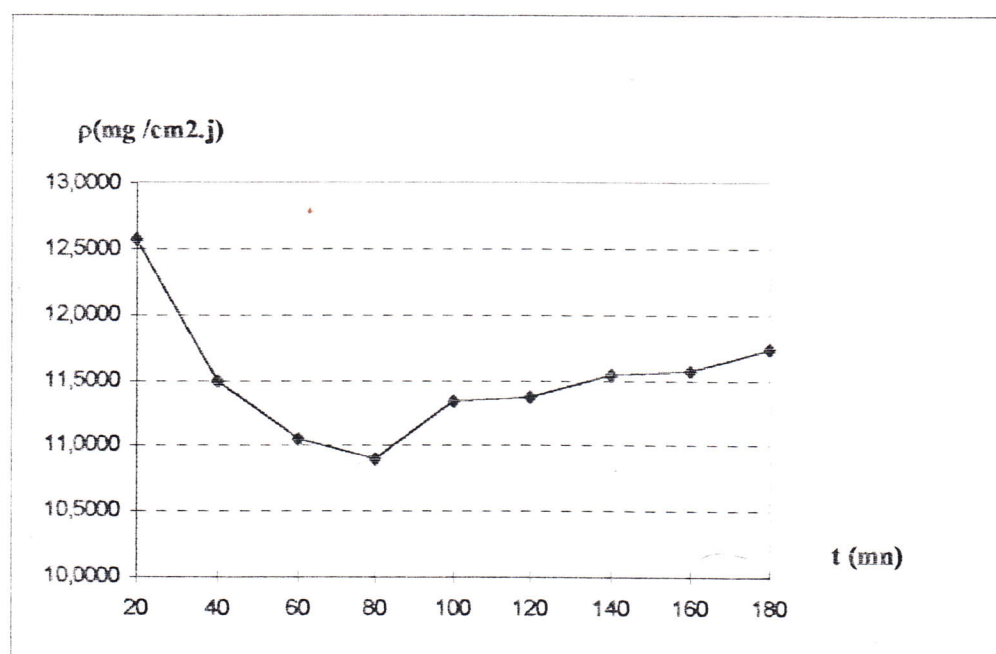
Graphe (XXIV)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂SO₄ 5% (T=60°C) en presence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (1.8 ml).

Temps (mn)	v(kmno ₄ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	4,7	5,264	12,5666
40	8,6	9,632	11,4971
60	12,4	13,888	11,0515
80	16,3	18,256	10,8955
100	21,2	23,744	11,3367
120	25,5	28,560	11,3634
140	30,2	33,824	11,5353
160	34,6	38,752	11,5639
180	39,5	44,240	11,7347

Tableau(XXV)

Résultats expérimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T = 60 °C) en présence d'Inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (2 ml) .



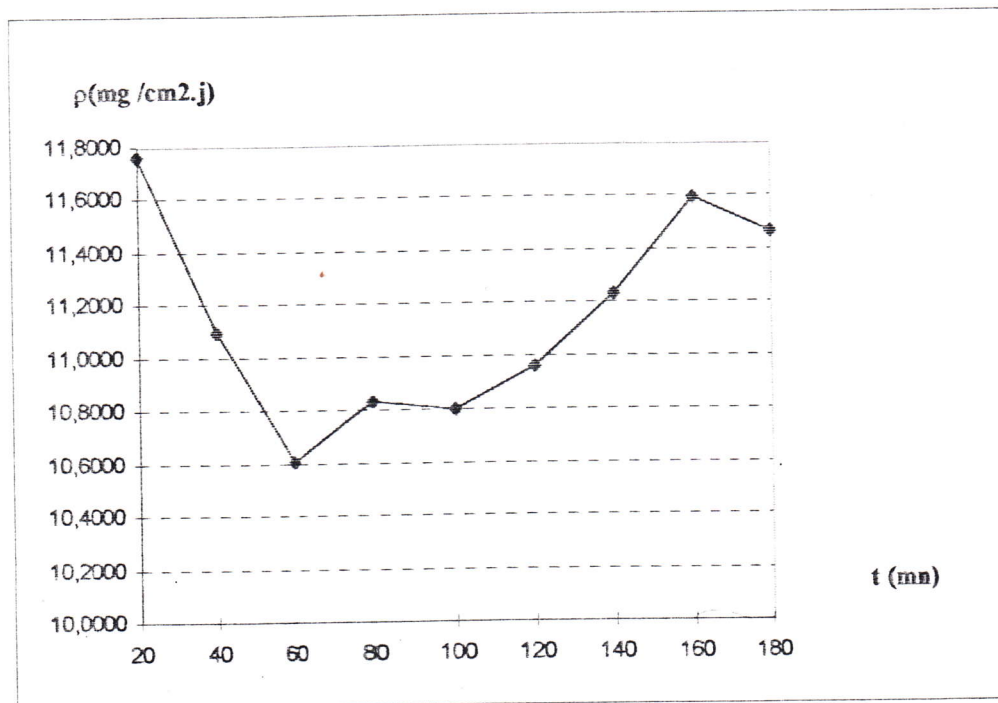
Graphe (XXV)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂SO₄ 5% (T=60°C) en présence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (2 ml).

Temps (mn)	v(kmno ₄ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	4,4	4,928	11,7645
40	8,3	9,296	11,0960
60	11,9	13,328	10,6058
80	16,2	18,144	10,8286
100	20,2	22,624	10,8019
120	24,6	27,552	10,9623
140	29,4	32,928	11,2297
160	34,7	38,864	11,5973
180	38,6	43,232	11,4674

Tableau(XXVI)

Résultats expérimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T = 60 c°) en présence d'Inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (2.2 ml) .



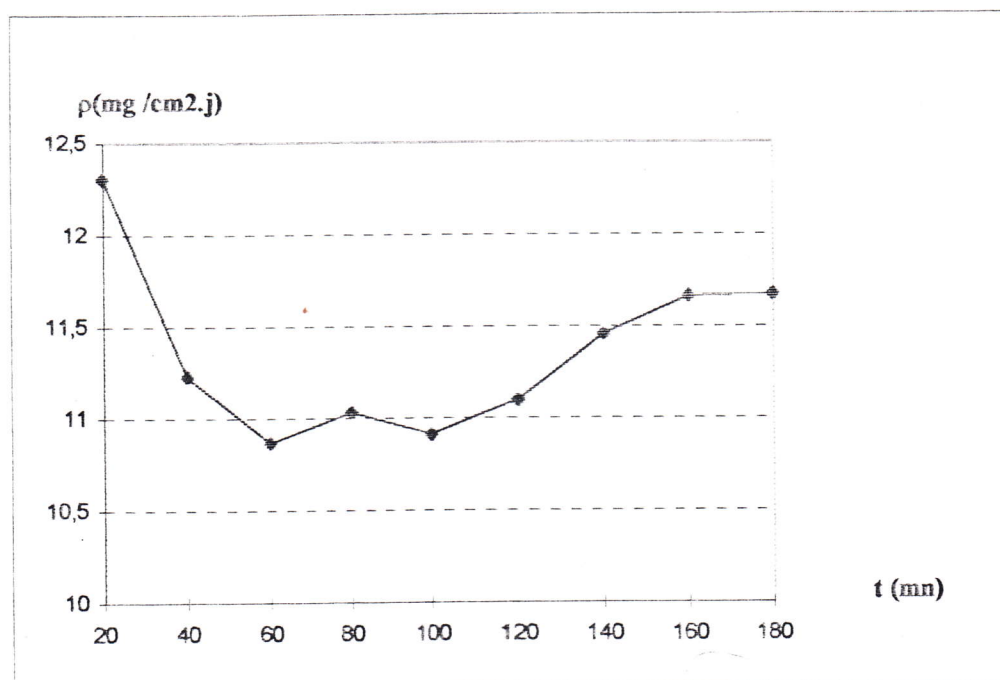
Graphe (XXVI)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂So₄ 5% (T=60°C) en présence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (2.2 ml).

Temps (mn)	v(kmno ₄ ,ml)	m(fe(mg))	ρ(mg /cm ² .j)
20	4,6	5,152	12,2992
40	8,4	9,408	11,2297
60	12,2	13,664	10,8732
80	16,5	18,480	11,0292
100	20,4	22,848	10,9089
120	24,9	27,888	11,0960
140	30	33,600	11,4589
160	34,9	39,088	11,6642
180	39,3	44,016	11,6753

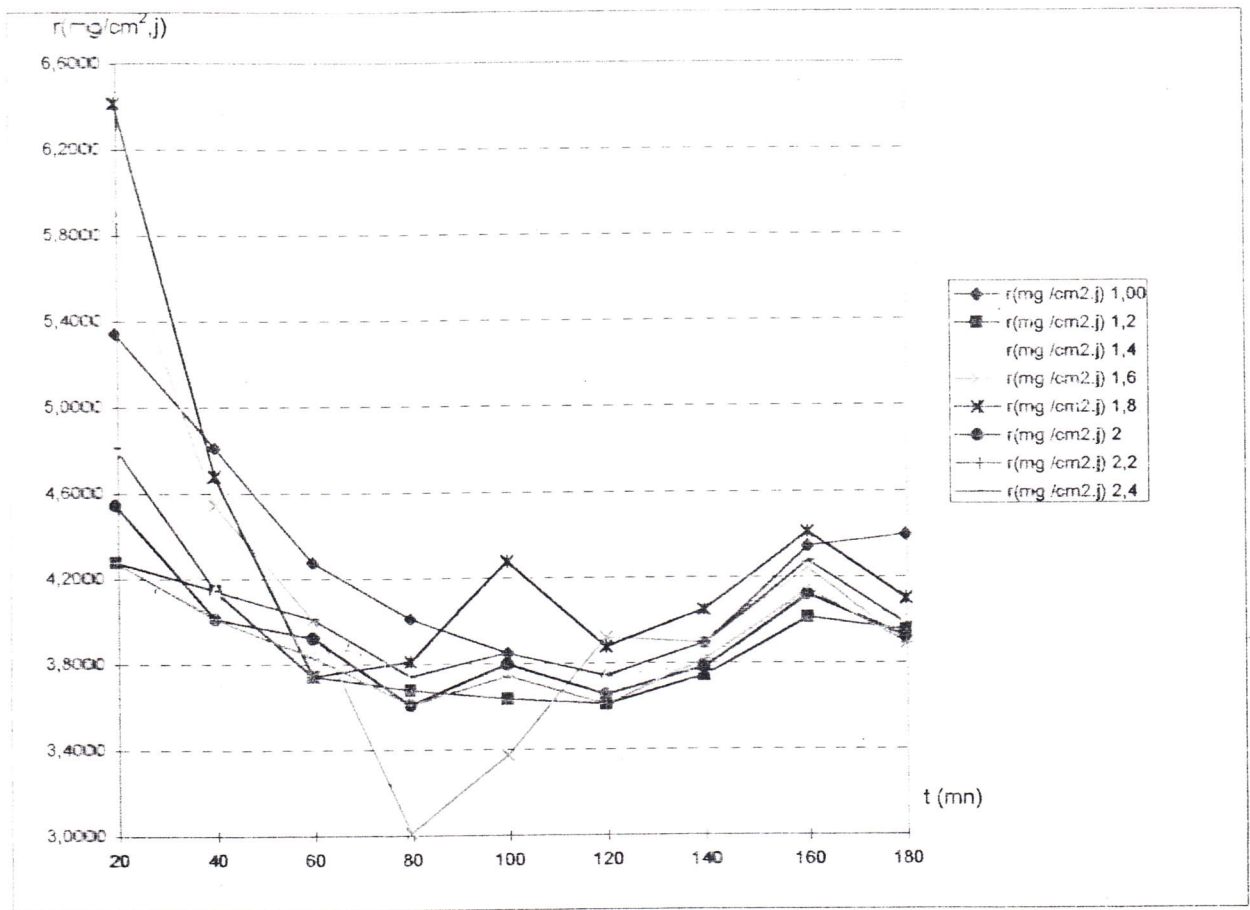
Tableau(XXVII)

Résultats expérimentales de la vitesse de corrosion d'acier en fonction du temps en milieu acide H₂SO₄ 5 % (T = 60 c°) en présence d'Inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (2.4 ml) .



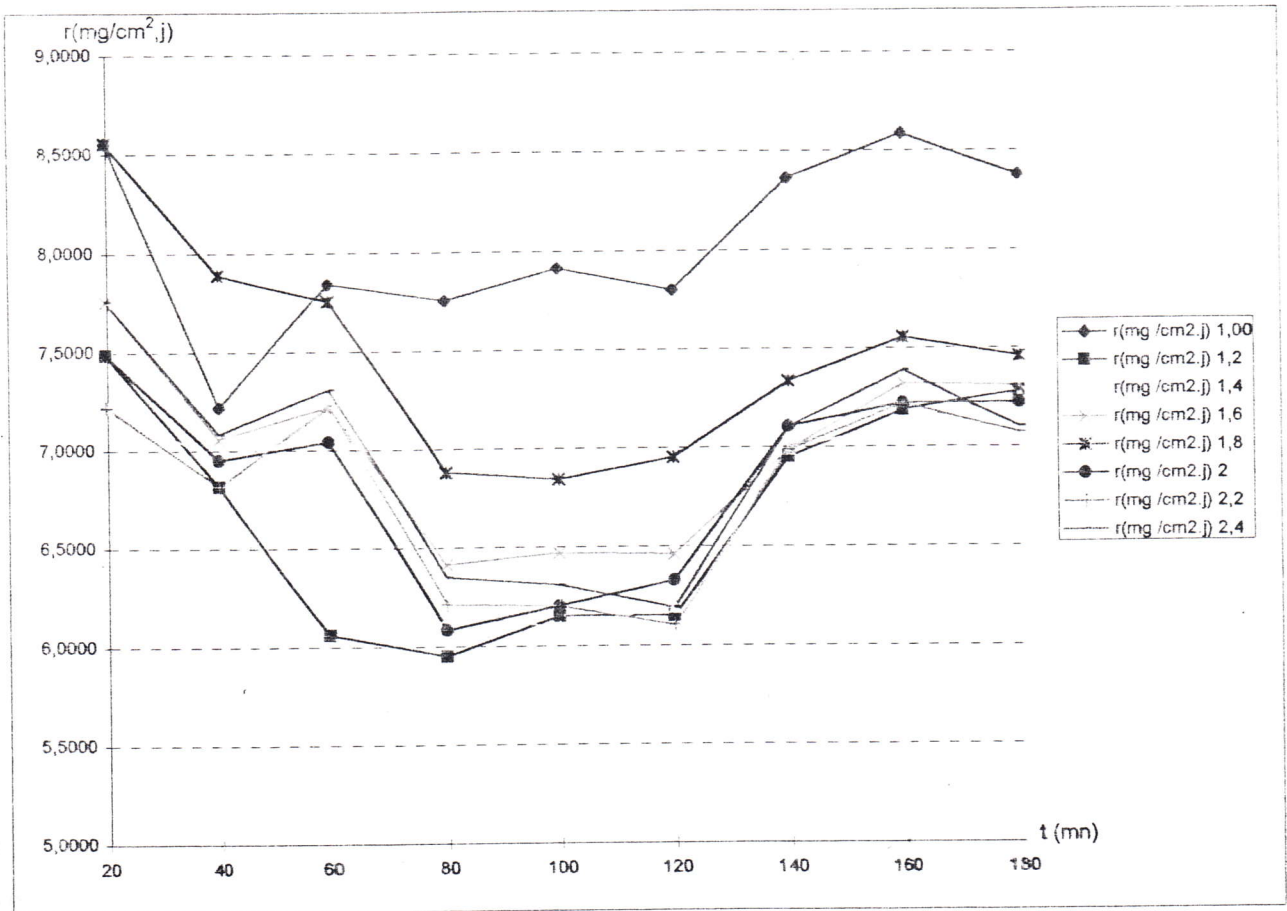
Graphe (XXVII)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H₂SO₄ 5% (T=60°C) en presence d'inhibiteur (Ec 1185A) pour une concentration (2.4 ml).



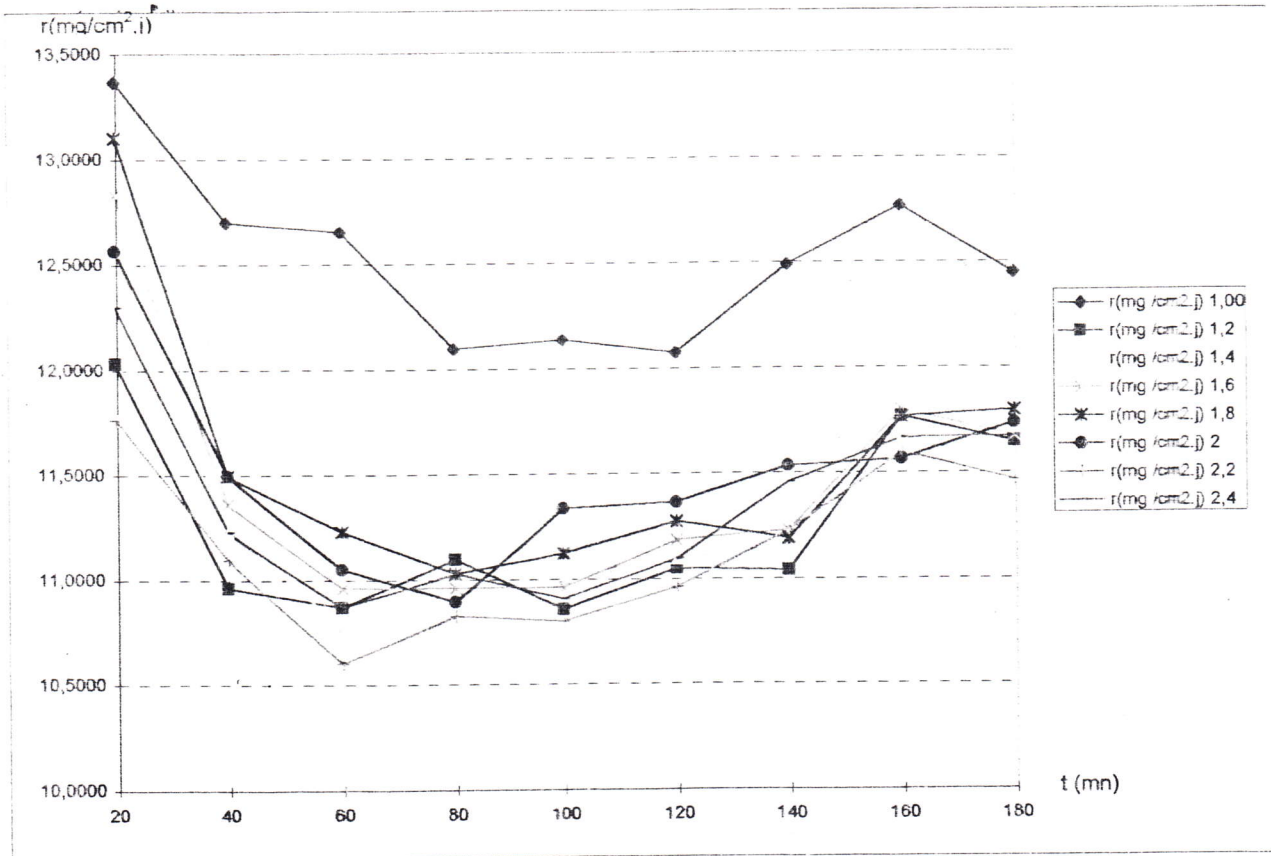
Graphe (XXVIII)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H_2SO_4 5% ($T=40^\circ C$) en presence d'inhibiteur (EC 1185A) . pour des concentrations de (1 jusqu'a 2.4) ml . ($u=0.2$)



Grappe (XXIX)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H_2SO_4 5% ($T=50^\circ\text{C}$) en presence d'inhibiteur (EC 1185A) . pour des concentrations de (1 jusqu'a 2.4 ml ($u=0.2$))



Graphe (XXX)

Evolution dans le temps de la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide H_2SO_4 5% ($T=60^\circ C$) en presence d'inhibiteur (EC 1185A) . pour des concentrations de (1 jusqu'a 2.4 ml ($u=0.2$))

Commentaires:

1-plus la température augmente plus la vitesse de corrosion est plus grand ,alors que la vitesse de corrosion est une fonction de la temperature $\rho=f(T)$.

2-la vitesse de corrosion en fonction de temps $\rho=f(t)$ diminue ;
L'interpretation est :

a-avant chaque essai la pièce métallique est bien nettoyer avec la solution de degreissage pour cela la vitesse de corrosion d'acier est importante .

b- la vitesse de corrosion d'acier diminue , dû à la formation d'une couche sur la surface du métal. fig (IV jusqu'a XXX).

3-en presençe d'inhibiteur de corrosion EC-1185A à differentes concentrations la vitesse de corrosion diminue grâce aux presences des atomes d'oxygène et d'azote , celles-ci s'adsorbe ou forme un film protecteur qui arrête l'accroissement de la vitesse de corrosion d'acier.

IV-Conclusion:

Le but qui a été tracé à travers cette étude est l'optimisation d'injection d'inhibiteur de corrosion pour gaz EC1185A pour protéger les installations de refroidissement gaz et les conduites de transports au centre Houd Berkaoui, on a opté ainsi pour deux méthodes distinctes:

la première et la méthode de colorométrie qui consiste à prélever 5 ml d'eau condensée du ballon de récupération des condensats et les mélanger avec une substance (ferroverre), ensuite comparer sa couleur avec celle d'une solution témoin. Les résultats obtenus ont révélé la dose de 10 Ppm d'inhibiteur dans le gaz comme optimum.

la deuxième réalisée au niveau de laboratoire, consiste à doser une solution des ions Fe^{+2} dans un milieu acide H_2SO_4 avec la permanganate de potassium. Les analyses nous ont permis de déduire que 1.2 ml d'inhibiteur pour 100ml de solution comme optimum donne de bons résultats.

BIBLIOGRAPHIE

[1] Manuel de l'eau

Frank N. Kemner Editor in chief.

John Mc Callion Associate editor. 1983 p(324-329)

[2] chimie industrielle Tome [1] 1995. p(242-243)

R. PERRIN et J-P. SCHARFF.

[3] CECA-PROCHINOR (SONATRACH/HBK).

U.S.A 1987. p(15...21).

[4] Influence des inhibiteurs organiques et inorganiques sur la vitesse de corrosion d'acier dans un milieu acide.

realiser par : Gherraf. sif-eddine et Douib. A. Essamed
promotion(1991-1992) centre universitaire de Guelma.

[5] Corrosion et Inhibition des collectes (SONATRACH/HBK). 1992

p(33...37,44...55).