



UNIVERSITE KASDI MERBEH OUARGLA

Faculté des Hydrocarbure et des Energies renouvelable

et Science de terre et de l'univers

Département Production des hydrocarbures

Mémoire

Présenté pour l'obtention du diplôme de

MASTER

Spécialité : hydrocarbure

Option : production

Par : *MENNAD Fatima Zohra*

Thème

***Etude de corrosion de l'acier API5CTGradN 80
dans des puits d'injection d'eau par l'inhibiteur
N-(2-aminoéthyl)***

Soutenu publiquement le 27-05-2015

Devant le jury composé de :

Mr. MAMANOU Abd latif	UKM Ouargla	Président
Mr. ARBAOUI Mahamed Ali	UKM Ouargla	Examineur
Melle. CHELGHAM FATIHA	UKM Ouargla	Encadreur

2014 / 2015

REMERCIEMENTS.

*Je remercie tout d'abord **ALLAH** qui nous a donné la volonté et le courage de faire ce travail, en espérant qu'il sera utile de porter quelque chose à la science.*

*Je remercie mon encadreur Madame **CHELGHAME Fatiha**, Prof à l'université*

Kasdi Merbah Ouargla, pour m'avoir suivi durant mon travail dans le cadre de ce mémoire, pour ses conseils précieux, et la compétence de son encadrement.

Je tiens à remercier tous les enseignants d'option production qui étaient pour nous, un guide tout au long de notre vie universitaire (2010-2015)

*Je tiens à remercier le jury Mer **ARBAOUI Mohamed Ali** et Mer **MAMANOU Abd latif**, des professeurs à l'université d'Ouaragla,*

*je tiens à remercier tous ceux qui ont participé de ce travail de près ou de loin, surtout Mer **DBABACH Ahmed** et sa femme.*

Dédicace

*A ma source de tendresse, l'être la plus chère dans le monde
La femme la plus patiente, ma très chère mère.*

*Mon idéal, l'être le plus généreux, mon très cher père tous leurs
sacrifices.*

Mes très chers beaux frères et ma sœur :
*Mohamed Lamine , Abd el Basate , Moatazze , Abd el Rahman et
Roumaissa*

Mon fiancé Abd El Kader Walid et sa famille

Mes amis :

Kheira, Noura, Imane , Asma, Rosa, Nessrine, Abla

Et tout la famille MENNAD et NEHARI

SOMMAIRE

Liste de figures	
Liste des tableaux	
Liste des symboles	
Résumé	
Introduction générale	1

Chapitre I : La récupération secondaire de pétrole

1. Introduction	3
2. La récupération secondaire de pétrole par injection d'eau	3
3. Systèmes d'exploitation avec injection d'eau	3
3.1. Système d'exploitation avec injection d'eau périphérique	3
4. système de récupération assistée à HASSI MESSAOUD	5
5. Conclusion	7

Chapitre II : Les phénomènes de corrosion et Lutte contre la corrosion

1.Introduction	8
2 .Phénomène de corrosion	8
2.1. Définition de la corrosion	8
2.2. Facteurs de la corrosion	8
2.3. Les Différents Modes de la Corrosion	9
2.3.1. La corrosion chimique	9
2.3.2. Corrosion électrochimique	9
2.3.3. Corrosion Biologique (Bio-corrosion)	10
2.4. Aspects de la corrosion	10
2.4.1. Corrosion uniforme ou généralisée	10
2.4.2. Corrosion localisée	10
2.4.3. Corrosion Sélective	10
2.4.4. La corrosion par piqûres	10
2.4.5. La corrosion galvanique	11
2.4.6. Corrosion caverneuse	11
2.4.7. Corrosion sous contrainte	11
2.4.8. Fragilisation par l'hydrogène	11
3. Lutte contre la corrosion par l'utilisation des inhibiteurs	12
3.1. Définition d'un inhibiteur de corrosion	12
3.2. Mode d'action des inhibiteurs de corrosion	12
3.3. L'efficacité d'un inhibiteur de corrosion	12
3.4. Les Classes d'inhibiteurs de corrosion	13
3.4.1. Selon la formulation des produits	13
3.4.1.1. Les inhibiteurs organiques	13
3.4.1.2. Les inhibiteurs minéraux	13
3.4.2. Selon le mécanisme d'action électrochimique	13
3.4.3. Selon leur mécanisme d'action interfaciale	14
3.4.3.1. Adsorption des molécules inhibitrices à la surface métallique	14
3.4.4. Classement selon le domaine d'application	15

4. Conclusion	15
---------------	----

Chapitre III: Protocole expérimental Résultats et discussion

1. Les Mesures électrochimiques	16
1.1. Les inhibiteurs testés	16
1.2. Matériaux utilisés	16
1.3 Dispositifs et protocoles expérimentaux	17
1.4 Etudes électrochimiques	18
2. Méthode d'échantillonnage	18
2.1 Echantillon solide	18
2.2 Echantillon liquide	19
3. Analyse des gaz dissous	19
3.1 Le CO ₂	19
3.2 Le H ₂ S	20
4. Evaluation de l'agressivité de l'eau	20
5. Résultats	21
5.1 Evaluation de l'agressivité de l'eau	23
5.2 Analyse des gaz dissous	24
5.3 Thermométrie	24
5.4. Mesures électrochimiques	24
5-4-1- milieu acide HCL	24
5-4-2- milieu basique NACL	31
Conclusion	39

Recommandation

Référence bibliographique

Liste des Figures

Chapitre I : La récupération du secondaire du pétrole par injection d'eau :

Figure I.1 : L'exploitation secondaire par injection d'eau.

Figure I.2 : Répartition des puits injecteurs en cas d'injection périphérique.

Figure I.3 : Répartition des puits injecteurs en cas d'injection centrale avec des lignes coupant le gisement.

Figure I. 4 : Répartition des puits injecteurs en cas d'injection en nappe triangulaire et carré.

Figure I. 5: Division du Champ de Hassi Messaoud..

Figure I.6: Description du réservoir de Hassi Messaoud.

Figure I.7: Schéma d un puits injecteur d eau Albien

Chapitre II : Phénomène de corrosion et lutte contre la corrosion :

Figure II.1 : (a) corrosion localisée (b) corrosion localisée d'un métal

Figure II.2.a : L'aspect métallographique de la corrosion par piqure.

Figure II.2.b : Schéma illustrant la Corrosion par piqûre.

Figure II.3 (a) Corrosion intergranulaire (b) Corrosion transgranulaire

Figure II.4: Modes d'adsorption des inhibiteurs organiques sur une surface métallique (1) Adsorption simple ; (2) Chélation de surface ; (3) Pontage de surface, (4) Adsorption en multicouche.

Chapitre III: Protocole expérimental Résultats et discussion

Figure III.1: inhibiteur de corrosion à base d'amines 2-Butoxyethanol

Figure III.2: inhibiteur de corrosion à base d'amines N-(2-aminoéthyl

Figure III.3: photographies représentatives de la cellule électrochimique

Figure III.4: courbes de polarisation d'après les hypothèses de Tafel

Figure III.5: photo prise par microscope électronique à balayage de corrosion dans un concentrique

Figure III.6: L'évolution de la corrosion de concentrique tubage et tubing de puits MD435

Figure III.7: Résultat de température en fonction de profondeur

Figure III 8: la courbe de polarisation pour l'eau de puits injecteur MD435

Figure III 9: la courbe de polarisation pour l'eau de puits producteur MD82

Figure III.10 : la vitesse de corrosion de l'acier en fonction de concentration d'inhibiteur

Figure III.11: Courbes de polarisation contenant différentes concentrations inhibiteur de corrosion N-(2-aminoéthyl)

Figure III.12 : Effet de la température en absence et présence de déférente concentration d'inhibiteur

Figure III.13: Courbes de polarisation des différentes concentrations d'inhibiteur

en 20 °C

Figure III.14: Courbes de polarisation des différentes concentrations d'inhibiteur en 25 °C.

Figure III.15: Courbes de polarisation de déférentes concentrations d'inhibiteur en 30 °C.

Figure III.16: Courbes de polarisation de différentes concentrations d'inhibiteur en 40 °C.

Figure III.17: Courbes de polarisation de déférentes concentrations d'inhibiteur en 50 °C.

Figure III.18 : Taux de corrosion de l'acier après 10 jours d'immersion, pH 3, 5

Figure III.19 : Taux de corrosion de l'acier après 10 jours d'immersion, pH 7,

Figure III.20: Courbe de polarisation de l'acier dans une solution 10^{-2} M NaCl, après 10 jours d'immersion, pH 3.5

Figure III.21: Courbe de polarisation de l'acier dans une solution 10^{-2} M NaCl, en présence de (10 ppm inhibiteur N-(2-aminoéthyl)) après 10 jours d'immersion, pH 3.5

Figure III.22: Courbe de polarisation de l'acier dans une solution 10^{-2} M NaCl, en présence de (15 ppm inhibiteur N-(2-aminoéthyl)) après 10 jours d'immersion, pH 3.5

Figure III.23: Courbe de polarisation de l'acier dans une solution 10^{-2} M NaCl, en présence de (20 ppm inhibiteur N-(2-aminoéthyl)) après 10 jours d'immersion, pH 3.5

Figure III.24: Courbe de polarisation de l'acier dans une solution 10^{-2} M NaCl, en présence de (25 ppm inhibiteur N-(2-aminoéthyl)) après 10 jours d'immersion, pH 3.5

Figure III.25: Courbe de polarisation de l'acier dans une solution 10^{-2} M NaCl, après 10 jours d'immersion, pH

Figure III.26: Courbe de polarisation de l'acier dans une solution 10^{-2} M NaCl, en présence de (10 ppm inhibiteur N-(2-aminoéthyl)) après 10 jours d'immersion, pH 7

Figure III.27: Courbe de polarisation de l'acier dans une solution 10^{-2} M NaCl, en présence de (15 ppm inhibiteur N-(2-aminoéthyl)) après 10 jours d'immersion, pH 7

Figure III.28: Courbe de polarisation de l'acier dans une solution 10^{-2} M NaCl, en présence de 20 ppm inhibiteur N-(2-aminoéthyl)) après 10 jours d'immersion, pH 7

Figure III.29: Courbe de polarisation de l'acier dans une solution 10^{-2} M NaCl, en présence de (25 ppm inhibiteur N-(2-aminoéthyl)) après 10 jours d'immersion, pH 7

La liste des tableaux

CHAPITRE II : Facteurs et aspects électrochimiques de la corrosion

Tableau II.1: Les principaux facteurs de corrosion.

CHAPITRE III : Méthodes d analyses et d évaluations

Tableau III.1: des inhibiteurs de corrosion à base d'amines

Tableau III.2: Composition chimique de l'acier API5CTGrad N80 en %massique

Tableau III. 3: Nature de l'eau en fonction de l'indice de Ryznar

Tableau III.4: Résultats d'analyses d'eau Albien injecté dans le puits MD435

Tableau III.5: Résultat de température

Tableau III.6: les paramètres électrochimiques pour l'eau traité et non traité.

Tableau. III.7: l'efficacité inhibitrice de corrosion N-(2-aminoéthyl) pour différentes concentrations.

Tableau III.8 : Effet de la température En présence de déférente concentration d'inibiteur

Tableau III.9: Taux de corrosion de l'acier par la technique potentiostatique après 10 jours d'immersion , pH 3, 5

Tableau III.10: Taux de corrosion de l'acier par la technique potentiostatique après 10 jours d'immersion, pH 7

La Liste des Symboles

<i>Symbols</i>	<i>Signification</i>	<i>Unité</i>
A	métal	-
P	Pression	atmosphère
T'	Taux d'inhibition	%
u_0	est la mesure de la corrosion en absence d'inhibiteurs	-
u	est la mesure de la corrosion en présence d'inhibiteurs	-
c.m.e	La concentration minimale efficace	-
y	Le coefficient d'inhibition qui différencie les inhibiteurs entre eux	%
E	Potentiel	V
V _{corr}	La vitesse de corrosion du métal	mm/an
i _{corr}	Densité de courant de corrosion	A.cm ⁻²
E _{corr}	Potentiel de corrosion	V
T	Température	° c
I' _{cor}	densités de courant , sans traitement	(mA/Cm ²)
I _{cor}	densités de courant , avec traitement	(mA/Cm ²)
R _P	Résistance de polarisation linéaire avec inhibiteur	Ω /cm ²
R	Rendement	%
R _{p0}	Résistance de polarisation linéaire sans inhibiteur.	Ω /cm ²
R _e	Résistance de l'électrolyte	Ω /cm ²
E ₀	Potentiel standard	V

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Dans un champ de pétrole qui s'étend sur des dizaines ou des centaines de kilomètres carrés, les paramètres tels que la pression exercée à la sortie des puits ainsi que la température du pétrole sont très variables sans parler de la qualité des hydrocarbures, et de la structure des roches et leur perméabilité, à la fin tous ces paramètres et bien d'autres vont déterminer les réserves récupérables. En effet, on ne peut généralement, au premier stade de la production, récupérer qu'une faible fraction du pétrole contenu dans le gisement (de l'ordre de 30% en moyenne), on parle dans ce cas de récupération " Primaire", où le pétrole est produit spontanément sous le seul effet de la pression régnant dans le réservoir. Au fur et à mesure de l'extraction du brut, la pression interne du gisement diminue et tend vers la pression atmosphérique.

Depuis de nombreuses années, des travaux de recherche ont été entrepris pour améliorer la récupération finale des gisements, une des méthodes la plus couramment utilisée est dite "Secondaire" ou "Récupération assistée". La plus part des gisements à grande utilisation se trouve systématiquement réserves de pétrole sont exploités avec injection d'eau (water flood). Mais cette compromise pour inconvénient majeur la corrosion issu de l'incompatibilité de deux (02) eaux, par des interactions physicochimiques entre deux espèces contenus dans les eaux d'injections et les eaux du gisement et qui provoquent des dégradations irréversibles particulièrement dangereuses pour les installations de production du fond comme de surface et pour la roche réservoir elle-même.

Dans le cadre des travaux de recherche relatifs à mettre en place une méthode de lutte contre la corrosion métallique. Les inhibiteurs de corrosion à base d'amine sont les plus couramment utilisés dans l'industrie pétrolière comme moyen de protection des surfaces d'acier au carbone des installations de fond comme de surface à cause de leurs bon efficacité inhibitrice.

Actuellement, l'objectif de l'industrie pétrolière ne réside pas de trouver un inhibiteur de corrosion efficace Le présent travail s'inscrit dans le cadre général des études théoriques et expérimentales menées dans le laboratoire corrosion bactérien de sonatrach, sur le comportement d'un inhibiteur de corrosion. C'est dans ce contexte que nous avons étudié l'inhibition de la corrosion d'un acier API5CTGrad N80, par un inhibiteur de corrosion à base d'amine.

- Dans le **chapitre I** nous présentons les systèmes d'exploitation avec injection d'eau.
- Dans le **chapitre II**, nous décrivons les problèmes de la corrosion posés dans l'industrie pétrolière et la présentation des inhibiteurs de corrosion.
- Les **chapitres III** est consacré à des techniques d'études expérimentaux obtenus par mesures électrochimiques (les calculs d'efficacité inhibitrice de l'inhibiteur de corrosion de type amine seul à différentes concentrations, et l'effet de température sur la vitesse de corrosion des concentriques de traitement d'un puits injecteur d'eau Albien

- ✓ Une conclusion générale résumera l'ensemble des conclusions auxquelles a aboutit cette étude et présentera les perspectives qu'elle apporte concernant l'étude de comportement d'un inhibiteur de corrosion par les eaux d'injection pour le traitement des installations de l'industrie pétrolière.

Chapitre 1

I.1. INTRODUCTION:

Dans la plupart des gisements de pétrole, l'expansion des fluides en place ne permet la récupération que d'une faible partie des fluides présent (plus souvent 30%). C'est très vite apparue la nécessité d'injecter dans ces gisements de l'énergie afin d'avoir une meilleur récupération. Les premiers procédés utilisés (l'injection d'eau et de gaz) étaient mise en œuvre, dans un second temps, après la décompression du gisement [1].

I.2. LA RECUPERATION SECONDAIRE DE PETROLE PAR INJECTION D'EAU :

La récupération secondaire par injection d'eau (water flood) est le procédé le plus ancien et le plus employé [2]. Il consiste à injecter d'eau sous pression via des puits injecteurs à la base du gisement, ou bien en périphérie afin d'opérer une sorte de balayage qui poussera les hydrocarbures vers les puits de production tout en maintenant la pression dans le réservoir [3]. Son but est d'augmenter la récupération, mais aussi d'accélérer la production.

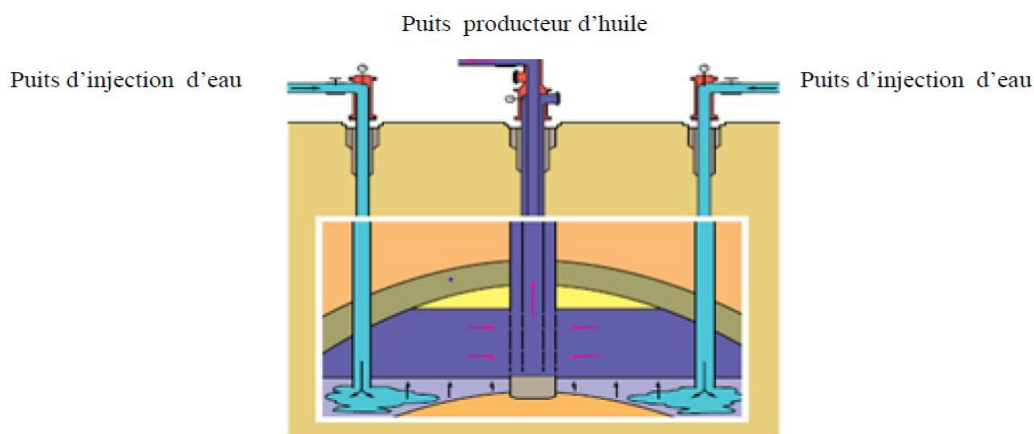


Figure I. 1 :L'exploitation secondaire par injection d'eau [4]

I.3. SYSTEME D'EXPLOITATION AVEC INJECTION D'EAU:

I.3.1. SYSTEME D'EXPLOITATION AVEC INJECTION D'EAU PERIPHERIQUE:

La condition essentielle d'exploitation avec injection d'eau périphérique est l'existence d'une bonne liaison hydrodynamique entre les parties pétrolifère et aquifère de la couche sur le contour du gisement. Habituellement ce type d'exploitation est utilisé pour les gisements de pétrole à régime à expansion hydrodynamique. Les puits d'exploitation avec ce système sont implantés suivant des lignes le long du contour interne de la zone à pétrole (Figure I.2).

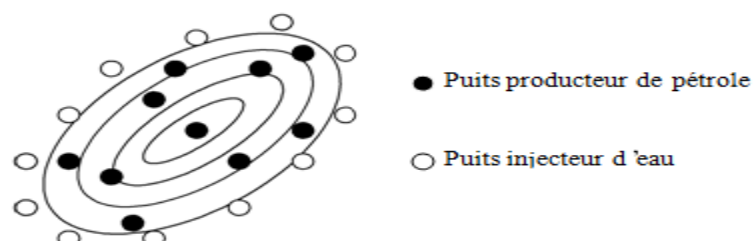


Figure I.2 : Répartition des puits injecteurs en cas d'injection périphérique

I.5.2. SYSTEME D'EXPLOITATION AVEC L'INJECTION D'EAU CENTRALE:

L'injection d'eau centrale comprend:

L'injection d'eau dans les puits coupant le gisement par des lignes est utilisée pour l'exploitation de très grands gisements de pétrole. Dans ce cas les puits d'injection divisent les grands gisements de pétrole en champs d'exploitation (Figure I.3).

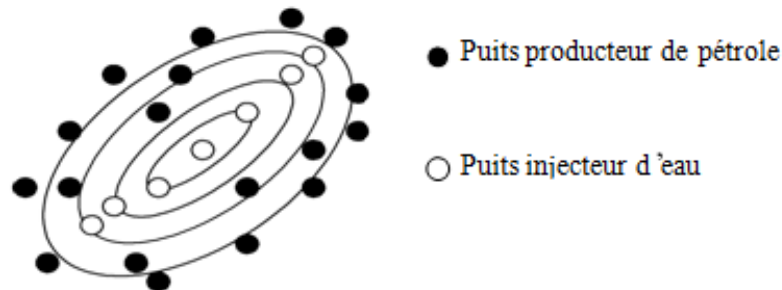


Figure I.3: Répartition des puits injecteurs en cas d'injection centrale avec des lignes coupant le gisement

- ❖ L'injection en bordure est utilisée pour des gisements relativement petits où la liaison entre les parties aquifère et pétrolifère de la couche est insuffisante. Ce type d'injection a un effet important dans le cas où les puits d'injection sont implantés dans la zone de bonne roche magasin de la partie pétrolifère de la couche le long du contour de la zone à pétrole (Figure I.4).

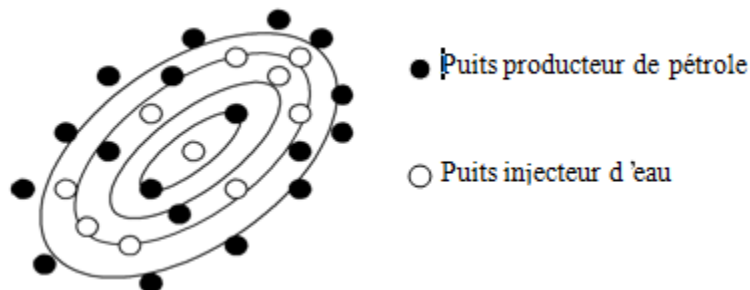


Figure I.4 : des puits injecteurs en cas d'injection en bordure du contour de gisement.

- ❖ L'injection en nappe est utilisée pour les gisements de pétrole associés aux couches, se caractérisant par une forte hétérogénéité. En cas d'injection en nappe les puits sont implantés suivant des mailles triangulaires ou carrées (Figure I.5) [5].

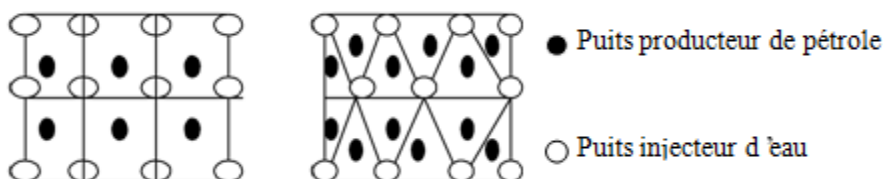


Figure I.5 : Répartition des puits injecteurs en cas d'injection en nappe triangulaire et carré.

L'utilisation de l'eau est justifiée par :

- ✓ Son faible coût,

- ✓ La disponibilité de l'eau en volumes suffisants (l'aquifère, eau de mer en offshore, les eaux de surfaces...)
- ✓ Son efficacité de déplacement de l'huile : de 20 à 80% selon son degré de capillarité, de mouillabilité à l'eau et d'hétérogénéité de la roche réservoir [1].

L'eau utilisée pour la production des carburants provient de différentes sources selon la localisation, la disponibilité et les besoins et comprend [2] :

Les eaux de surface

Nappes d'eau de faible profondeur (à quelques dizaines de mètres) [3].

Aquifères régionaux

I.4. SYSTEME DE RECUPERATION ASSISTEE A HASSI MESSAOUD

La direction régionale de Hassi Messaoud (lieu de notre étude), est située au Nord-Est du Sahara Algérien, à 850 Km au Sud-est d'Alger et 350 Km de la frontière Alger-Tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 Km², il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à Ouest par Ouargla, et à l'Est par El Bourma. Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante :

$X= 790.000 - 840.000$ Est $Y= 110.000 - 150.000$ Nord.

Actuellement le champ est divisé en 25 zones de production (Fig. I-5). Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux est comportant de la même manière de point de vue pression de gisement.

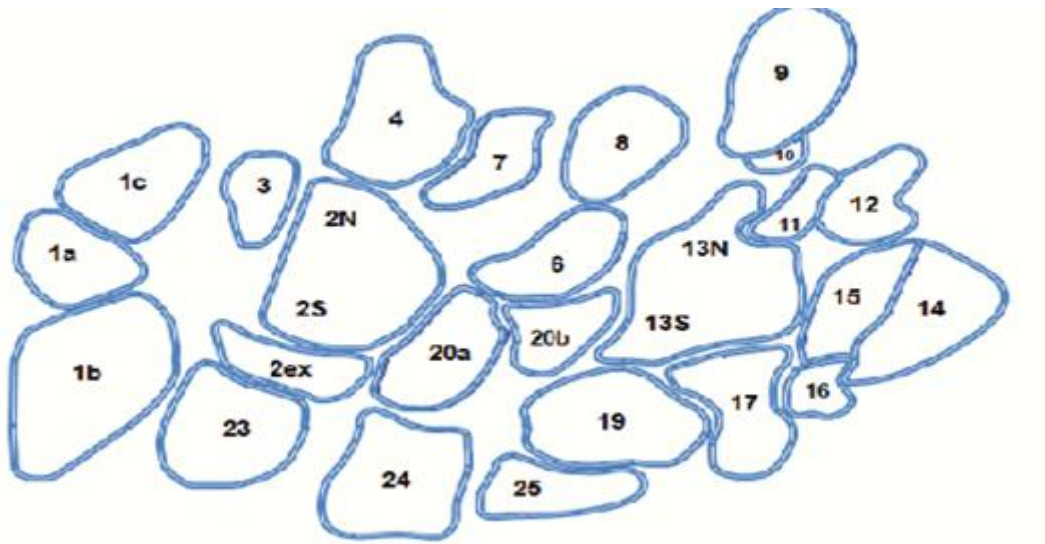


Fig. I-6 : Division du Champ de Hassi Messaoud.

Le réservoir est localisé entre 3150 m. et 3350 m. Il consiste en trois majeures formations, nominativement de haut en bas : R1, R2, et R3

C 7 M E S O Z O I Q U E	N E O	MIO PLIOCENE		239	SABLE, CALCAIRE	
		EOCENE		122	CALCAIRE	
	C R E T A C E	S E N O N E N	CARBONATE		107	CALCAIRE, DOLOMIE, ANHYDRITE
			ANHYDRITIQUE		209	ANHYDRITE, MARNE, DOLOMIE
			SALIFERE		149	SEL MASSIF
			TURONIEN		112	CALCAIRE
			CENOMANIEN		147	MARNE, CALCAIRE, DOLOMIE
			ALBIEN		362	GRES, ARGILE
			APTIEN		24	DOLOMIE
			BARREMIEN		276	ARGILE, SABLE
			NEOCOMIEN		182	DOLOMIE, MARNE, ARGILE
	J U R A S S I Q U E		MALM		226	ARGILE, MARNE, CALCAIRE
		D O G G E	ARGILEUX		107	ARGILE, MARNE
			LAGUNAIRE		211	ANHYDRITE, DOLOMIE
L I A S		LD1		66	DOLOMIE, ANHYDRITE, ARGILE	
		LS1		90	SEL, ANHYDRITE	
		LD2		55	DOLOMIE, MARNE	
		LS2		58	SEL MASSIF	
		LD3		31	DOLOMIE, MARNE	
T R I A S		S A L I F E	TS1		46	ANHYDRITE, ARGILE
			TS2		189	SEL, ARGILE, ANHYDRITE
	TS3			202	SEL MASSIF	
		ARGILEUX		113	ARGILE	
		GRESEUX		0 à 35	GRES, ARGILE	
		ERUPTIF		0 à 92	ANDESITE	
P A L E O Z O I Q U E	O R D O V I G E C A M B R I E N	Quartzites de Hamra		75	Grès très fins	
		Grès d 'El-Atchane		25	Grès fins glauconieux	
		Argiles d 'El-Gassi		50	Argile verte ou noire	
		Zones des Alternances		18	Alternances grès et argiles	
		R Isométriques		42	GRES Isométriques, Silts	
		R Anisométriques		125	GRES Anisométriques, Silts	
		R 2		100	GRES Grossiers, Argile	
		R 3		370	GRES Grossiers, Argiles	
PROT E O - Z O I Q U E		Infra Cambrien		45	GRES Argileux rouge	
		SOCLE			Granite porphyroïde rose	

Fig. I-7: Description du réservoir de Hassi Messaoud.

On peut résumer les caractéristiques du champ HMD dans les points suivants :

- L'huile est légère de densité moyenne 0.8 (43.5-45 Api) ;
- La pression de gisement ; variable de 120 à 400(kg /cm²) ;
- La température est et de l'ordre de 120° C ;
- Le GOR de dissolution est de l'ordre de 219(v /v), sauf pour les puits en percée

La récupération de pétrole au niveau de cette gisement de nature hétérogène, de dimension moyen est assistée par l'injection d'eau à la fin de l'année 1972, pour améliorer la production par :

- Le maintien de pression, pour assister l'aquifère naturel insuffisant,
- l'amélioration du balayage des zones productrices.

I.5. LES INCONVENIENTS DE LA RECUPERATION SECONDAIRE PAR L'INJECTION D'EAU :

- Venue d'eau
- L'incompatibilité entre les eaux d'injection et de formation

- La corrosion électrochimique et bactérienne
- De colmatage du réservoir et le bouchage des puits producteurs par formation des dépôts minéraux

Puits injecteur d'eau (figure I.8) :

Un puits injecteur d'eau est initialement un puits producteur de pétrole transformé en puits injecteurs suite à la chute de son potentiel de production. Le puits injecteur généralement sa profondeur atteint le gisement (3000 à 4000 m) afin de permettre le balayage de la zone productrice de pétrole [5].

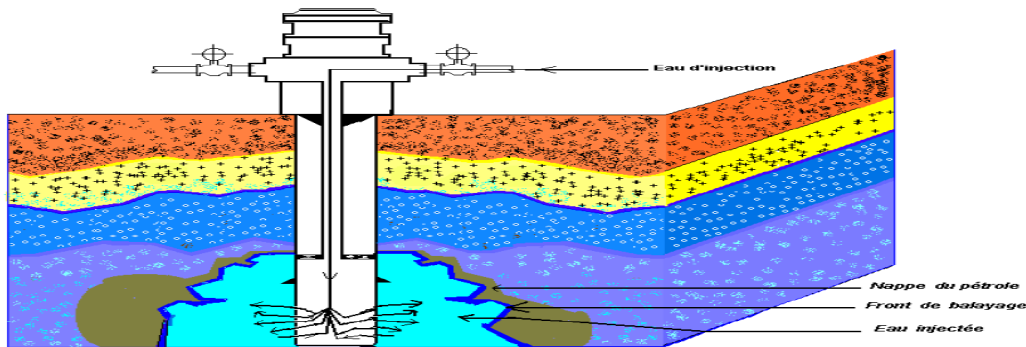


Fig I -8 : Schéma d'un

puits injecteur d'eau Albien

I.6. CONCLUSION :

La récupération secondaire des hydrocarbures par l'injection d'eau (water flood) est l'un des procédés le plus employé au monde. Dans tout les cas, cette technique est affectée par le risque de l'incompatibilité entre les eaux de formation et celle d'injection qui engendrent des problèmes de corrosion électrochimique et bactérienne (des pipes , des canalisations et des équipements de surface..), de colmatage du réservoir et le bouchage des puits producteurs par formation des dépôts minéraux (CaSO_4 , CaCO_3 , BaSO_4 , SrSO_4 ..) ; ce qui conduit à des grands investissements de réparation des installations (workover) et la diminution de la production ; le but de mettre en place un traitement chimique de l'eau d'injection est d'éviter tous ces problèmes à savoir la corrosion électrochimique, la corrosion bactérienne et la formation de dépôts insolubles via l'utilisation respectivement d'inhibiteurs de corrosion.

Chapitre II

II.1. INTRODUCTION: L'exploitation des fluides pétroliers s'accompagne de modifications des conditions thermodynamiques internes du réservoir. Celles-ci favorisent l'apparition de nombreux phénomènes physico-chimiques tels que phénomène de corrosion et la formation des dépôts minéraux. Ceux-ci se forment à la fois dans le réservoir au voisinage des puits, dans le puits et dans les équipements de surface véhiculant les fluides de production. Le traitement de ces dépôts représente un réel défi pour les pétroliers.

II 2.PHENOMENE DE CORROSION:

II 2.1. DEFINITION DE LA CORROSION:

La corrosion est une réaction interfaciale irréversible d'un matériau, avec un agent corrosif de son environnement (milieu corrosif), qui implique une consommation du métal et une production d'une forme réduite de l'agent corrosif [6]. Lorsqu'il est en présence d'humidité, et non protégé par des revêtements métalliques, des peintures ou des inhibiteurs de corrosion, l'acier au carbone, se corrode et tend à retrouver son état naturel d'oxyde de fer. Ce changement d'état des atomes de fer correspond à une dissolution anodique, et il est donc contrôlé par des réactions électrochimiques [7].

II 2.2. FACTEURS DE 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).

Tableau I.1 : Les principaux facteurs de corrosion.

Factures du milieu corrosive	Factures métallurgiques	Facteurs définissant les conditions d'emploi	Facteurs dépendant du temps exposition.
<ul style="list-style-type: none"> • Concentration du réactif • Teneur en oxygène • PH du milieu • Température • Pression 	Composition chimique de l'alliage <ul style="list-style-type: none"> • Procédés d'élaboration • Impuretés • Traitement thermique • Traitement mécanique les element d'addition 	<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. Formation de dépôts e corrosion

La vitesse de corrosion d'un métal dans un milieu corrosif dépend de :

Effet 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. [8].

Effet de l'acidité: une forte concentration en protons dans la solution augmente l'agressivité du milieu. La corrosion augmente avec la diminution du PH du milieu [9].

Régime hydrodynamique: 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 [10].

La salinité : Les chlorures sont des ions agressifs, souvent à l'origine de corrosions localisées, leur présence en solution s'accompagne d'effets complémentaires [11].

Les ions Chlorures

II 2.3. LES DIFFERENTS MODES DE LA CORROSION:

La corrosion peut se développer selon différents processus qui caractérisent chacun un mode de corrosion [12].

II 2.3.1. LA CORROSION CHIMIQUE:

La corrosion chimique est due à une réaction chimique hétérogène entre le métal (phase solide) et son environnement en phase liquide ou gazeuse. Selon La réaction (II.1) :

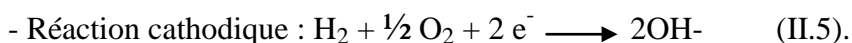
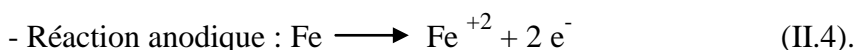


II 2.3.2. CORROSION ELECTROCHIMIQUE:

La corrosion correspond au passage des atomes métalliques sous forme d'ions en solution (dissolution métallique); le cation dissous peut alors se présenter sous différentes formes: hydratée, hydrolysée ou bien encore il forme des liaisons plus complexes [13]:



Ces réactions sont constituées de deux demi réactions respectivement dites : réaction anodique (réaction d'oxydation) et réaction cathodique (réaction de réduction). Par exemple, dans le cas de la réaction(II.2)



II 2.3.3. CORROSION BIOLOGIQUE (BIOCORROSION):

Dans le domaine pétrolier, il s'agit toujours de la corrosion bactérienne induite par les bactéries sulfurogènes en milieu anaérobie. Ces bactéries transforment les sulfates en hydrogène sulfuré qui se combine avec les sels ferreux pour donner un sulfure de fer. La pollution locale du milieu corrosif en H₂S et son effet connu sur la corrosion, suffisent à expliquer les dommages provoqués par les bactéries [14].

II 2.4. ASPECTS DE LA CORROSION:

Les principaux types de corrosion sont regroupés en deux grandes familles [15] :

II 2.4.1. CORROSION UNIFORME OU GENERALISEE:

Due à une réaction chimique ou électrochimique sur toute la surface du métal.

II 2.4.2. CORROSION LOCALISEE :

Ces hétérogénéités locales peuvent être préexistantes dans le métal ou dans le milieu corrosif.

Contrairement à la corrosion uniforme [16], on distingue clairement les endroits anodiques et cathodiques (Figure II.2).

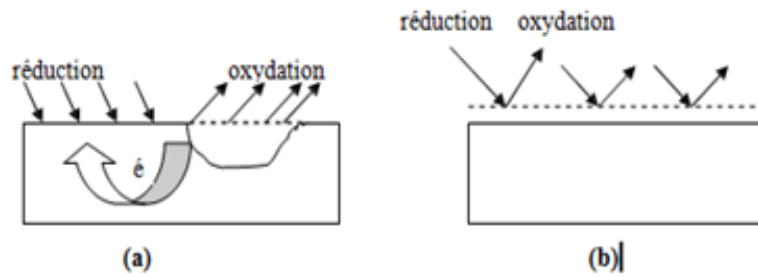


Figure II.1 : (a) Corrosion localisée (b) Corrosion homogène d'un métal

II 2.4.3. CORROSION SELECTIVE:

Elle consiste en la dissolution sélective d'un élément d'un alliage, les autres éléments restent non attaqués. Le métal devient poreux et perd sa résistance.

II 2.4.4. LA CORROSION PAR PIQÛRES :

La corrosion par piqûres est caractérisée par une attaque très localisée en certains points de la surface et provoque des piqûres [17].

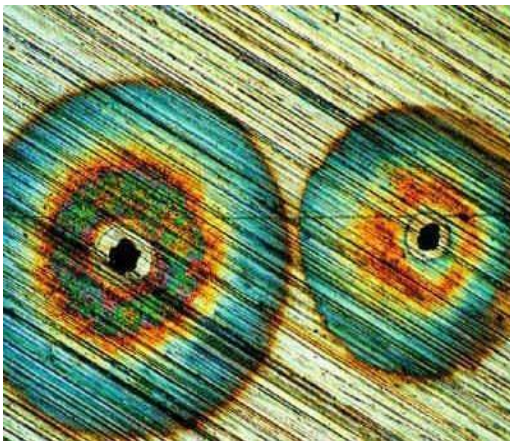


Figure II.2.a : L'aspect métallographique de la corrosion par piqure.

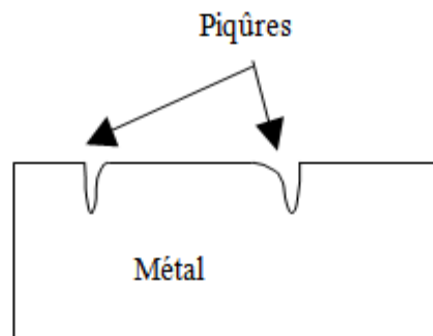


Figure II.2.b : Schéma illustrant la corrosion par piqure.

II 2.4.5. LA CORROSION GALVANIQUE :

Ce type de corrosion résulte du couplage électrique de deux métaux différents immergés dans la solution.

II 2.4.6. CORROSION CAVERNEUSE :

La corrosion caverneuse est due à une différence d'accessibilité de l'oxygène entre deux parties d'une structure créant ainsi une pile électrochimique. Cette attaque sélective du métal est observée dans les fissures et autres endroits peu accessibles à l'oxygène.

II 2.4.7. CORROSION SOUS CONTRAINTE :

La corrosion sous contrainte est une fissuration du métal qui résulte de l'action commune d'une contrainte mécanique et d'une réaction électrochimique [17]. Suivant la localisation des fissures à l'échelle microscopique, on distingue :



Fig. II.3 (a) Corrosion intergranulaire

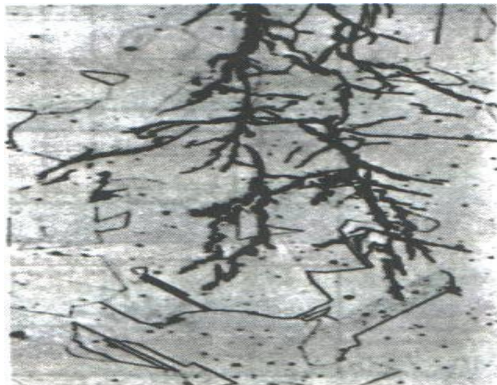


fig. II.3 (b) Corrosion transgranulaire

II 2.4.8. FRAGILISATION PAR L'HYDROGENE :

L'hydrogène peut pénétrer dans le métal quand il est produit à l'interface métal-film d'oxyde lors d'une réduction liée à la corrosion.

II 3. LUTTE CONTRE LA CORROSION PAR L'UTILISATION DES INHIBITEURS:

II 3.1. DEFINITION D'UN INHIBITEUR DE CORROSION:

Inhibiteur est une substance qui diminue la corrosion lorsqu'elle est ajoutée à un environnement en faible concentration [18]. L'inhibition retarde les réactions d'électrodes comme le transfert de charges ou le transport de masse et spécialement le processus de corrosion. Il consiste dans l'utilisation des substances chimiques dite inhibiteurs de corrosion, qui, en les ajoutant en petites quantités à l'environnement corrosif, réduisent la vitesse de corrosion du métal par action sur le milieu ou sur la surface du métal. D'une manière générale, un inhibiteur de corrosion doit être stable aux températures d'utilisation, et être stable en présence des autres constituants du milieu mais également ne pas influencer sur la stabilité des espèces contenues dans Ce milieu, être efficace à faible concentration ; peu onéreux et compatible avec les normes de non-toxicité [19].

II 3.2. MODE D'ACTION DES INHIBITEURS DE CORROSION:

L'inhibiteur de corrosion a un mécanisme d'action qui est fonction du système de corrosion (métal+ milieu) en présence duquel il se trouve. Quelque soit le mécanisme exact par lequel chaque inhibiteur agit dans les conditions dans lesquelles il est placé, il existe un certain nombre de considérations de base valables pour tous les inhibiteurs:

- l'interposition d'une barrière entre le métal et le milieu corrosif (peinture).
- le renforcement d'une barrière préexistante (injection de courant).
- la formation d'une barrière par l'interaction entre l'inhibiteur et une ou plusieurs espèces du milieu [4].

II 3.3. L'EFFICACITE D'UN INHIBITEUR DE CORROSION:

Il existe plusieurs façons d'exprimer l'efficacité d'un inhibiteur ou d'une formulation Inhibitrice. Les expressions les plus courantes sont :

Le taux d'inhibition, le plus souvent utilisé [5]: $\tau = \frac{u-u_0}{u_0} 100$ (II.6)

- u_0 : est la mesure de la corrosion (perte de masse, intensité de corrosion, etc.) en absence d'inhibiteurs;
- u : est la mesure de la corrosion en présence d'inhibiteurs;
- Le coefficient d'inhibition γ qui différencie mieux des inhibiteurs entre eux lorsque le taux

d'inhibition devient très élevés: $\gamma = \frac{U_0}{U}$ (II.7).

La concentration minimale efficace (c.m.e) qui ne fait pas référence au comportement Du système en l'absence d'inhibiteur, mais suppose qu'un critère d'efficacité (vitesse De corrosion maximale admissible) ait été définie [8].

II 3.4. LES CLASSES D'INHIBITEURS DE CORROSION:

Il existe plusieurs façons de classer les inhibiteurs. Des classements simples peuvent être proposés [20] :

II 3.4.1. SELON LA FORMULATION DES PRODUITS :

II 3.4.1.1. LES INHIBITEUR ORGANIQUES:

Les molécules organiques sont promises à un développement plus que certain en termes d'inhibiteur de corrosion : leur utilisation est actuellement préférée à celle d'inhibiteurs inorganiques pour des raisons d'écotoxicité essentiellement. Les inhibiteurs organiques sont généralement constitués de sous-produits de l'industrie pétrolière. Ils possèdent au moins un centre actif susceptible d'échanger des électrons avec le métal, tel que l'azote, l'oxygène, le phosphore ou le soufre [19]. Les groupes fonctionnels usuels, permettant leur fixation sur le métal, sont :

- ◇ Le radical aminé (-NH₂).
- ◇ Le radical mercaptan (-SH).
- ◇ Le radical hydroxyle (-OH).

II 3.4.1.2. LES INHIBITEURS MINERAUX:

Les inhibiteurs minéraux sont utilisés en milieux alcalins et presque jamais en milieux acides. Les molécules minérales se dissocient en solution et les anions et les cations assurent en fait l'inhibition. Les oxyanions de type XO_{4n}⁻ (les chromates, les molybdates, les silicates, les phosphates) sont les plus importants inhibiteurs minéraux. Maintenant, l'emploi de la plupart de ces produits est réglementé car ils créent des problèmes pour l'environnement.

Chapitre III

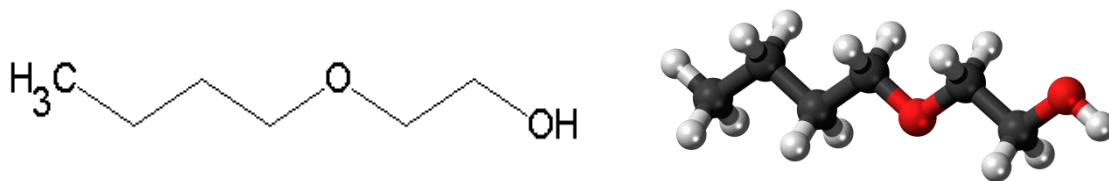
III.1. LES MESURES ELECTROCHIMIQUE :

III 1.1 Les inhibiteurs testés :

Dans notre étude nous avons utilisé un inhibiteur de corrosion commercial filmant à base d'amines fabriqué par une société spécialisée dans le domaine et utilisé dans quelques champs pétroliers comme Hassi Messaoud avec succès.

Tableau III.1: des inhibiteurs de corrosion à base d'amines

Propriétés physiques	Composition chimique	Fonction inhibitrice testée
Liquide de couleur marron claire Soluble dans l'eau Densité : 1,1 à 20°C Viscosité 30.5 cPo à 20°C	N-(2-aminoéthyl) 2-Butoxyethanol	Inhibiteur de corrosion



inhibiteur de corrosion à base d'amines 2-Butoxyethanol

Figure III.1:

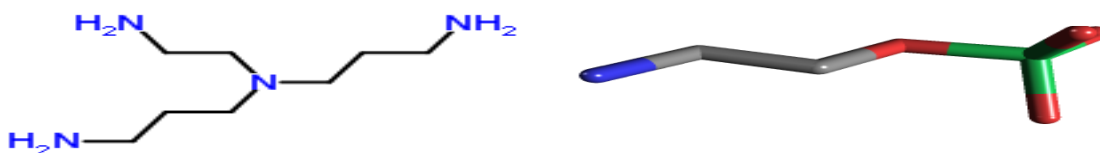


Figure III.2 inhibiteur de corrosion à base d'amines N-(2-aminoéthyl)

III 1.2. Matériaux utilisés :

Le matériau utilisé comme électrode de travail est l'acier API5CTGrad N80. qui est largement utilisé dans l'industrie pétroliers à cause de son faible coût. La composition chimique de l'acier API5CTGrad N80 est donnée dans le tableau (III.2) suivant :

Tableau III.2: Composition chimique de l'acier API5CTGrad N80 en % massique

Fe	Cu	Mo	S	P	Cr	Ni	Mn	Si	C	L'élément
balance	0.03-	0.01	0.008	0.005	0.06	0.02	0.28	0.25	0.29	Teneur %

Les expériences sont réalisées dans une cellule électrochimique classique en verre pyrex d'une contenance de 500ml, équipée d'un montage conventionnel à trois électrodes (Figure III.3).

III 1.3 Dispositifs et protocoles expérimentaux:

Electrode de travail en l'acier API5CTGrad N80, sa forme et sa méthode de préparation est décrite précédemment. Electrode auxiliaire en acier inoxydable court-circuitées et placées autour de l'électrode de travail d'une façon symétrique pour une répartition meilleure du courant.

Electrode comme électrode de référence, munie d'un capillaire de Luggin dont l'extrémité est placée à proximité de l'électrode de travail, afin de minimiser la chute ohmique et rempli d'électrolyte HCl 0.1M.

Les mesures électrochimique sont réalisées par un montage équipé d'une cellule électrochimique reliée à un potentiostat/galvaostat (AUTOLAB) avec analyseur de fréquence intégré, type FRA (Frequency Response Analyser). Commandé par le logiciel (Nova autolab). Le potentiostat permet d'imposer à l'électrode de travail le potentiel ou le courant selon le type de contrôle choisi (potentiostatique ou galvanostatique) et l'analyseur de fréquence permet de calculer l'impédance électrochimique. Et est pilotée d'un ordinateur (Figure III. 3).



Figure III. 3: photographies représentatives de la cellule électrochimique

III 1.4. Etudes électrochimiques:

L'évaluation de la vitesse de corrosion est réalisée par méthode électrochimique. Cette dernière est basée sur le tracé des courbes de polarisation ($\log i = f(E)$), tirées de l'équation principale électrochimique de Butler-Volmer. En effet en considérant uniquement les réactions de transfert de charge comme l'étape la plus lente du

processus électrochimique, l'équation de Butler Volmer est simplifiée, ce qui a permis à Tafel d'accéder pratiquement à la valeur du courant de corrosion. D'après les hypothèses de Tafel, une polarisation anodique ou cathodique supérieure à 100 mV permet d'obtenir des courbes avec des branches linéaires, connues sous l'appellation droites de Tafel. Cette linéarité donne une proportionnalité entre la surtension et le courant, ce qui permet de déterminer par extrapolation le courant de corrosion et par la suite, en appliquant la relation de Faraday, on obtient la vitesse de corrosion exprimée en mm/an [25].

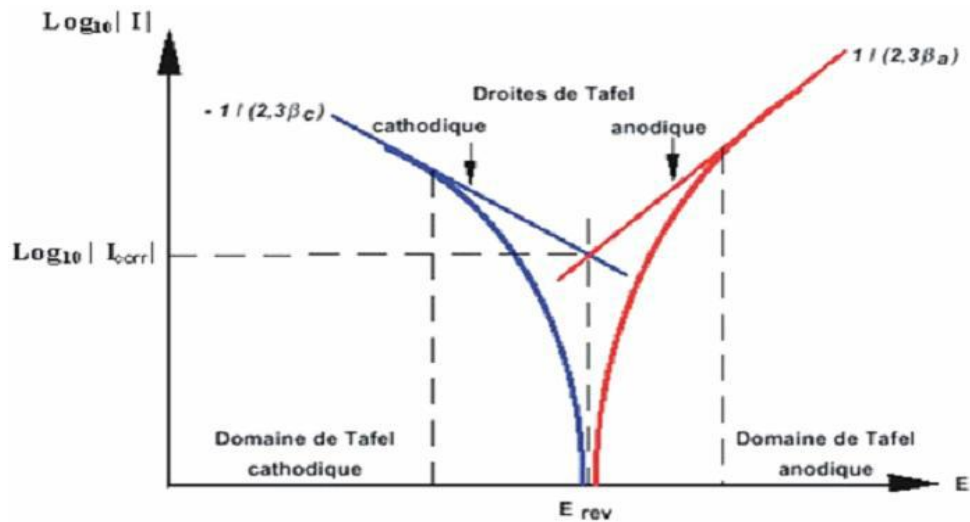


Figure III. 4: courbes de polarisation d'après les hypothèses de Tafel

III 2. METHODES D'ECHANTILLONAGES

III 2.1.Echantillon solide:

Le prélèvement des échantillons corrodés aux fins d'analyse et d'expertise au laboratoire, doit être réalisé avec soin afin d'aboutir à l'objectif qui est la recherche des causes de la corrosion car les dépôts et les produits de corrosion constituent les éléments précieux pour déceler le type et la forme de la corrosion.

Les conseils à respecter pour le prélèvement des échantillons suivant les procédures API, sont :

- ✓ Il est déconseillé de nettoyer l'échantillon, de quelque manière que ce soit, chimiquement ou mécaniquement, en générale il ne faut même pas le rincer.
- ✓ Prélever les produits de corrosion à l'aide d'un grattoir en plastique et non métallique.
- ✓ S'il existe des dépôts non adhérents, les prélever dans un sachet plastique afin d'éviter leur perte durant le transport de l'échantillon corrodé.
- ✓ Il faut choisir les prélèvements les plus représentatifs de tout l'échantillon corrodé.
- ✓ Eviter de découper les échantillons au chalumeau ou par toute autre méthode élevant la température du métal, qui risque de modifier sa structure.
- ✓ Procéder à l'analyse des produits de corrosion par différentes méthodes physico-chimiques (diffraction X pour produit cristallisé, fluorescence X pour la recherche des éléments) [26].

III 2.2. Echantillon liquide:

Le prélèvement des échantillons liquides s'effectue selon la procédure API comme suit dans le cas d'un échantillonnage en surface pour un puits producteur eau, les échantillons seront prélevés après une période de dégorgement du puits de quelques heures.

- ✓ Prélever l'échantillon dans un flacon en plastique dit stable (en polyéthylène haute pression), préalablement laver, séché.
- ✓ Remplir le flacon à l'aide d'un tube plongeur non métallique (verre de préférence).
- ✓ Laisser déborder 3 à 4 fois, puis fermer rapidement pour éviter la pénétration d'air.
- ✓ Si les délais d'acheminement vers un laboratoire spécialisé sont très longues, il faut entourer de glace l'échantillon dans une caisse isotherme afin de limiter l'évolution parfois rapide de l'échantillon.

III 3. ANALYSE DES GAZ DISSOUS

III 3.1. Le CO₂ :

Il doit être déterminé sur chantier, car la matière organique contenue dans l'eau peut entraîner une augmentation de CO₂, et si l'eau contient de la matière végétale, on peut avoir une diminution de CO₂ à la suite des réactions photosynthétiques. Il comprend le CO₂ dissous et le CO₂ des bicarbonates. La teneur en CO₂ dissoute dans l'eau est déterminé par titrage à l'aide d'une solution basique en présence de phénolphthaléine, l'ensemble est livré sous forme d'ampoule de dosage, lorsque tout le CO₂ libre a été consommé, la solution devient rose.

III 3. 2. Le H₂S :

On prélève 10 à 20 ml dans un tube à essai, on coiffera le tube avec un papier buvard imbibé avec une solution d'acétate de plomb, le noircissement du papier indique la présence de H₂S.

III 4. EVALUATION DE L'AGRESSIVITE DE L'EAU

Les eaux naturelles ne sont pas pures et contiennent différents éléments chimiques dissous dont le plus fréquent est le bicarbonate de calcium. L'équilibre pratique de ce sel avec le dioxyde de carbone est régi par des lois assez complexes et son déplacement peut créer des réactions chimiques de dissolution de carbonate de calcium (agressivité) ou d'entartrage qui peut se superposer aux réactions simples électrochimiques de corrosion qui sont spécifiques des métaux. Le bicarbonate de calcium, existe à l'état instable en solution aqueuse Ca(HCO₃)² il tend à perdre de l'acide carbonique et à précipiter le calcaire [6].



Afin d'étudier, et surtout de prévoir le comportement d'une eau donnée, il a été introduit la notion de pH d'équilibre ou pH de saturation, appelé pH_{sat}, qui correspond à un équilibre physico-chimique parfait des bicarbonates de calcium en solution, et donc à la disparition de toute tendance incrustante ou agressive.

Le pH_{sat} d'une eau dépend de :

- La teneur des bicarbonates
- La teneur en calcium
- La température de service [27].

La méthode de détermination de l'agressivité d'une eau s'effectue comme suit:

- Calcul du pH_{sat} par la relation de Langelier qui exprime un indice dit de saturation, donné par l'équation suivante :

$$I_{\text{sat}} = \text{pH}_{\text{réel}} - \text{pH}_{\text{sat}}$$

Où :

Le pH_{réel} est le pH mesuré de l'eau, Le pH_{sat} représente le pH d'équilibre de l'eau qui est déterminé par la relation suivante :

$$\text{pH}_{\text{sat}} = \text{pK}'_2 - \text{pK}'_s - \text{Log} (1/ [\text{HCO}_3^-]) - \text{Log} (1/ [\text{Ca}^{2+}])$$

avec : pK'_2 et pK'_s sont des constantes qui dépendent de la température, de la force ionique (μ) et de l'activité des ions (ε). Pour eau peu minéralisée, $\mu = 0.0001$ et $\varepsilon = 0.0098$.

$$pK'_2 = pK_2 - 2\mu, \text{ pour } T = 40 \text{ à } 45 \text{ °C} \quad pK_2 = 10.22$$

$$pK'_s = pK_s - 4(\varepsilon)^{1/2}, \text{ pour } T = 40 \text{ à } 45 \text{ °C} \quad pK_s = 8.154$$

$$pH_s = 7.01$$

- ✓ Si I_s obtenu est positif, l'eau est incrustante (entartrante) c'est à dire à une tendance à la formation de dépôts de $CaCO_3$.
- ✓ Si I_s obtenu est négatif, l'eau est agressive (corrosive) c'est à dire à une tendance à la dissolution de $CaCO_3$.

Mais cet indice de Langelier ne donne qu'une indication relative et surtout qualitative, et ne permet pas de savoir le degré de saturation est suffisant pour donner un dépôt appréciable ou non, afin d'obtenir des indications plus précise, on utilise une notation différente, appelée indice de stabilisation de Ryznar [6]:

$$I_{\text{stabilisation}} = 2 \text{ pH sat} - \text{pH réel}$$

Cet indice permet non seulement de différencier aisément et sans erreur, une eau entartrante d'une eau agressive ou d'une eau stable, mais aussi d'évaluer l'importance de l'entartrage ou de l'agressivité comme le montre le tableau III.3.

Tableau III. 3: Nature de l'eau en fonction de l'indice de Ryznar

Indice de Ryznar	Nature de l'eau
$I > 8.7$	Eau très agressive
$6.9 < I < 8.7$	Eau moyennement agressive
$5.8 < I < 6.9$	Eau stables
$3.7 < I < 5.8$	Eau entartrantes
$I < 3.7$	Eau très entartrante

III 5. RESULTATS

Pour réaliser ce travail, nous avons :

Sélectionné deux puits un puits producteur d'eau MD82 et un puits injecteur MD435.

- Le puits MD82 puits producteur d'eau, a été foré en 1975 avec une complétion de concentrique de traitement. Mis en production en 1976.avec un débit 45 m³/h

- Le puits MD435un puits injecteur d'au, a été foré en 1982 à une profondeur de 3380 m Le puits est mis en production en 1985 avec un débit allant de 35.5 m³/h et une pression de tête de 16.8 bars.

III .5.1. Examen visuel :

Le concentrique remontés sont en dégradation par la corrosion.

a un aspect rouge clair, dur et ne peut pas être effrité à la main, n'est pas homogène et présente des discontinuités.

La corrosion est favorisée par la présence de vide pour le tubage

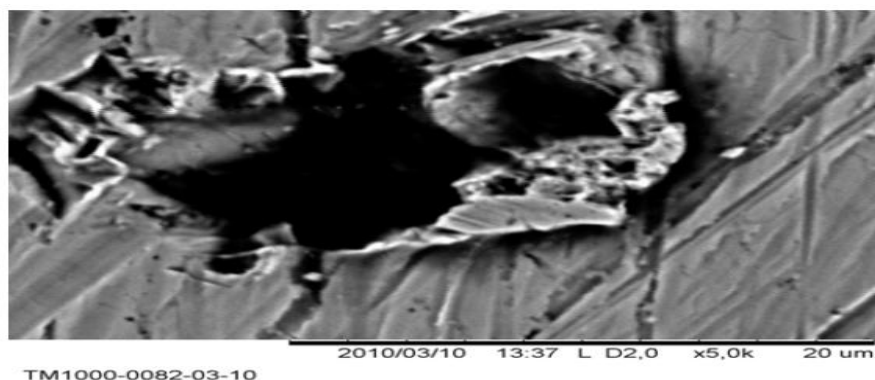


Figure III.5: photo prise par microscope électronique à balayage de corrosion dans un concentrique de puits MD435



Figure III.6: L'évolution de la corrosion de concentrique tubage et tubing de puits injecteur d'eau MD435

III 5.2. Evaluation de l'agressivité de l'eau :

L'analyse physico-chimique de l'eau (milieu environnement), a été réalisée sur un échantillon d'eau prélevé du puits MD435 selon la procédure d'échantillonnage décrite par la norme API. Les résultats d'analyses effectuées par laboratoire électrochimique de sonatrach sont consignés dans le tableau III.4.

Tableau III.4: Résultats d'analyses d'eau Albien injecté dans le puits MD435

Composition	Mg /l
(HCO₃)⁻	170
Cl⁻	420
(SO₄)⁻	600
Ca⁺⁺	210
Ba⁺⁺	0
Na⁺	250
K⁺	40
Fer	0
H₂S	0
CO₂	0
Dew point	-
PH	7.1
SG at 25°C	1
GWR	-
O₂	0
Mg⁺⁺	70

L'agressivité de l'eau est généralement évaluée par la méthode de Langelier.

Le résultat de cette évaluation:

$$Ph_{\text{réel}} = 7.1$$

$$pH_{\text{saturation}} = 7.01$$

$$I_{\text{Sat}} = 0.9$$

$$I_{\text{stabilisation}} = 6.9$$

D'après les indices de saturation et de stabilisation obtenus, on confirme que l'eau injecté dans le puits MD435 a un caractère stable et non corrosif.

III 5.3 .Analyse des gaz dissous :

Les teneurs en gaz dissous dans l'eau sont déterminés sur chantier lors des prélèvements. Les résultats d'analyse effectués indiquent l'absence totale de H₂S, la présence d'une teneur faible de CO₂ dissous qui

confirment que l'eau de l'Albien à un caractère non corrosif vis à vis de l'acier des concentriques de nuance API5CT Grad N80.

III 5.4 .Thermométrie :

Dans notre étude, cette température a été déterminée par opération de wire line à l'aide d'une sonde descendue dans le puits MD435 injecteur d'eau qui donne les résultats sont présentés dans le tableau III.5 (et la figure III.7 Annexe).

Tableau III.5: Résultat de température

Côte (m)	0	30.5	61.6	99.4	250,4	401,7	552.5
Température (°C)	25.00	26.90	27.80	28.90	31.00	34.00	37.40
Côte (m)	703.1	824.7	1005.7	1156.2	1367.7	1518.9	1730.3
Température (°C)	40.40	41.90	45.40	48.90	52.40	55.90	59.40
Côte (m)	1941.5	2092.9	2273.8	2424.2	2636.1	2787.8	2998.5
Température (°C)	64.40	68.00	74,90	80.40	87.40	92.00	98.90
Côte (m)	3149.5	3300.4	3380.0				
Température (°C)	102.40	108.90	110.00				

III 5.5.Mesures électrochimiques :

III 5-5-1-milieu acide HCL :

A. Effet de température sur la vitesse de corrosion par la méthode des droites de Tafel (méthode stationnaire) :

Les courbes de polarisations sont effectuées au moyen d'autolab. La vitesse de balayage du potentiel est fixé à 0.5 mV/s. Les densités du courant (i_{corr} : Acm^{-2}) de corrosion ont été obtenues graphiquement par extrapolation linéaire des courbes de Tafel, aux points de 50 mV/ECS plus positifs et plus négatifs que le potentiel de corrosion E_{corr} .

Afin d'obtenir des résultats fiables, l'électrode de travail a subi avant chaque essai, un prétraitement, qui consiste en un polissage de la surface de l'électrode au papier abrasif. Suivi d'un rinçage à l'eau distillée, puis un dégraissage dans l'éthanol et en fin un séchage sous un flux d'air.les résultats sont présentés dans le tableau III.6.

Tableau III.6: les paramètres électrochimiques pour l'eau traité et non traité.

	-E_{corr} (mV)	V_{corr} (mm/an)	I_{corr} (mA/Cm²)
Eau traité de puits injecteur MD435	411.5	0,23	1.4989
Eau non traité de puits producteur MD82	476.7	0.53	2.2402

La vitesse de corrosion dans l'eau traitée de puits injecteur MD435 est 0,23

mm/an et pour l'eau de puits producteur MD82 est égal 0.53mm/an.

Cette diminution de vitesse pour l'eau de puits MD435 est pour la présence du traitement.

Les courbes de polarisation et les grandeurs électrochimiques eau traité de puits injecteur MD435 et Eau non traité de puits producteur MD82 à 25°C sont rapportées sur la figure III.8 et figure III.9

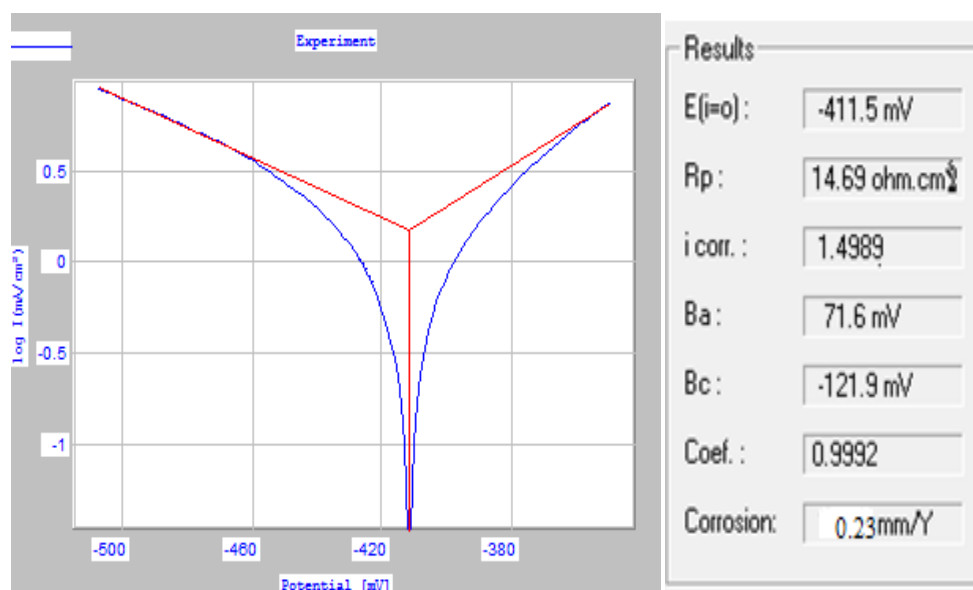


Figure III.8: la courbe de polarisation pour l'eau de puits injecteur MD435

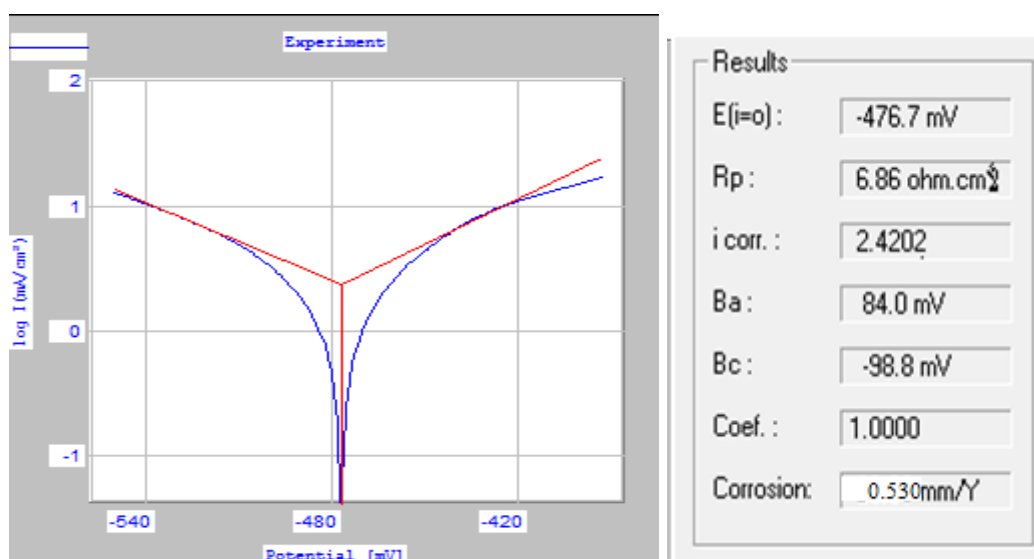


Figure III.9: la courbe de polarisation pour l'eau de puits producteur MD82

D'après les courbes de polarisation, la densité du courant de corrosion augmente pour une eau non traitée, par contre dans le cas d'une eau traitée. Un déplacement du potentiel de corrosion vers les potentiels de plus en plus négatif, Réduction du domaine passif, indiquant une rupture de passivité, cette dernière favorise la discontinuité dans le film de passivation et qui fait apparaître un phénomène de corrosion localisé, ceci explique les percements apparents et la discontinuité des dépôts sur les parois des concentriques. A partir des valeurs des densités de courant de corrosion, avec et sans traitement

B. Etude de l'efficacité de l'inhibiteur N-(2-aminoéthyl) pour des différentes concentrations:

Les valeurs de la résistance de polarisation obtenues par polarisation linéaire du système (Solution corrosive d' HCl 0.1M + Inhibiteur de corrosion N-(2-aminoéthyl) à différentes concentrations), sont également reportées dans ce figure III.8 à ainsi que l'efficacité inhibitrice qui en découle et qui est déterminée par la relation:

$$R \% = (R_P - R_{P0}) / (R_P) \times 100$$

R % : le rendement

R_P : Résistance de polarisation linéaire avec inhibiteur.

R_{P0} : Résistance de polarisation linéaire sans inhibiteur.

Les résultats obtenus par l'exploitation des courbes de polarisation (Figure III.11 Annexe) dans le tableau.III.7

Tableau. III.7: l'efficacité inhibitrice de corrosion N-(2-aminoéthyl) pour différentes concentrations.

C(ppm)	-E _{corr} (mV)	V _{corr} (mm/an)	R%	R _p (Ohm.cm ²)	I _{corr} (mA/Cm ²)
0	476.7	28.30	//	6.86	2.4202
10	411.0	4.636	83.62	567.76	0.3964
15	456.6	2.861	89.89	0.27	0.2446
20	455.8	2.482	91.23	79.12	0.2122
25	412.0	1.606	94.23	154.9	0.1374

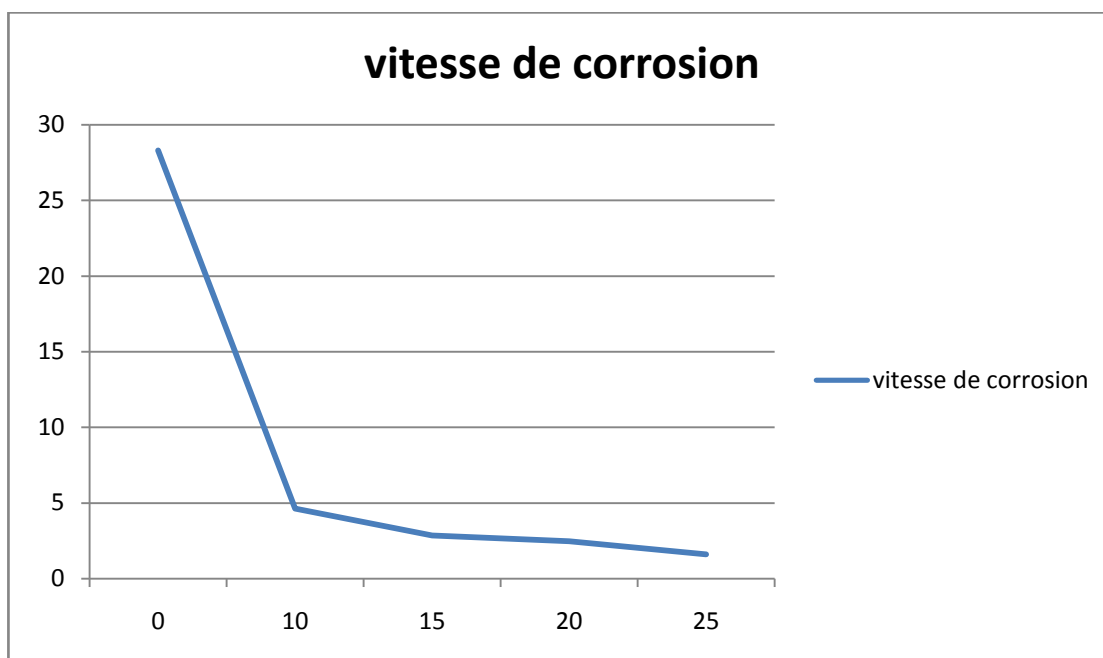


Figure III.10 : la vitesse de corrosion de l'acier en fonction de concentration d'inhibiteur

À partir de ces résultats nous pouvons constater :

L'action d'inhibiteur de corrosion N-(2-aminoéthyl) se traduit par une diminution des densités de corrosion.

- L'efficacité inhibitrice du inhibiteur de corrosion N-(2-aminoéthyl) augmente avec la concentration et atteint une valeur maximale de l'ordre d'ordre **de 94.23%** à 25 ppm

La résistance de polarisation **R_p** augmente avec la concentration de l'inhibiteur pour se stabiliser autour d'une valeur de **154.95 $\Omega \cdot \text{Cm}^2$** .

Les densités de courant de corrosion diminuent au fur lorsque la concentration en croit. Il est en même pour les vitesses de corrosion.

C. Effet de la température En présence d'inhibiteur de corrosion filmant à base d'amines :

La température est l'un des facteurs susceptibles de modifier le comportement des matériaux dans un milieu corrosif, nous avons mené une étude potentiodynamique du l'acier API5CTGrad N80 dans une Solution corrosive d' HCl 0.1M + Inhibiteur de corrosion **N-(2-aminoéthyl)** à différentes concentrations à différentes températures comprises entre 20 °C et 50 °C. Les caractéristiques électrochimiques sont regroupées dans le tableau III.8.

Tableau III.8 : Effet de la température en absence et présence de déférente concentration d'inhibiteur

T°C	C (ppm)	-E _{corr} (mV)	V _{corr} (mm/an)	-Bc (mV)	Ba (mV)	i _{corr} (mA.Cm ⁻²)	R%
25		411,5	17,53	121,9	71,6	1,4989	//
	10	402,0	15,66	32,8	27,0	1,3396	10,63
	15	411,3	14,86	30,9	26,10	1,2705	15,24
	20	409,8	16,05	186,8	103,6	1,3725	8,43
20		438,8	3,432	184,0	168,8	0,2935	80,42
		397,5	18,74	50,6	47,1	1,6023	//
	10	412,2	11,24	35,6	30,5	0,9614	44,00
	15	417,2	13,20	46,9	33,7	1,1287	29,56
30	20	424,2	1,124	63,5	69,6	0,0691	69,95
	25	426,5	0,347	66,5	66,3	0,0296	15,98
		416,3	31,46	194,2	128,0	2,6899	//
	10	425,2	11,70	176,1	151,6	1,0004	62,81
40	15	428,4	8,981	175,3	159,8	0,7679	71,45
	20	427,7	3,566	155,8	145,2	0,3049	88,67
	25	432,3	29,97	171,9	159,6	2,5473	5,30
		394,3	48,72	59,7	55,0	4,0657	//
50	10	421,4	2,073	69,9	68,8	0,1773	64,95
	15	400,4	35,19	35,2	26,0	3,0089	99,25
	25	422,9	5,407	47,8	56,5	0,4623	85,58
		390,7	50,24	35,0	32,2	4,2958	//
50	10	290,3	13,37	156,0	269,1	1,1439	37,73
	15	267,2	4,706	38,1	28,1	0,4024	63,90
	25	391,5	15,25	113,9	84,2	1,3039	69,65

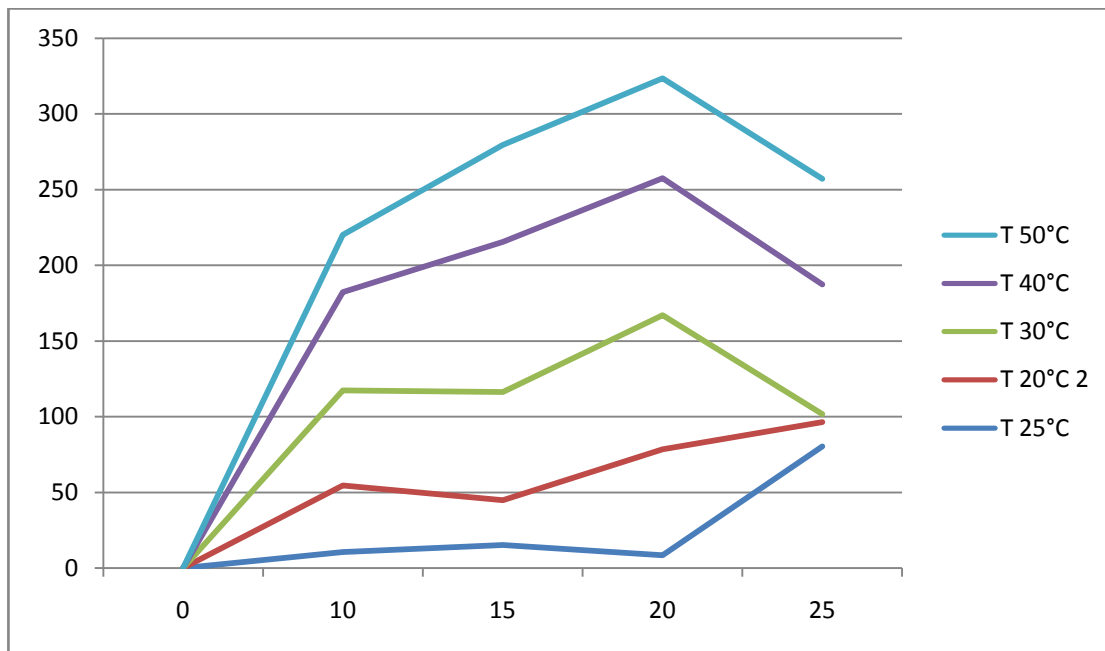


Figure III.12 : Effet de la température en absence et présence de déférente concentration d'inhibiteur

Les droites de Tafel et les paramètres électrochimiques de l'inhibiteur

N-(2-aminoéthyl) sont obtenus dans des concentrations 10, 15, 20 et 25ppm à des températures de 20, 30, 40 et 50°C de chaque concentration (Figure. III.13.14.15.16.17. Annexe)

La pouvoir protecteur de l'inhibiteur à chaque température est déterminé par la relation suivante :

$$R\% = \frac{i_{cor} - i'_{cor}}{i_{cor}} * 100$$

R % : le rendement

i_{cor} : La densité de corrosion avec l'inhibiteur

i'_{cor} : La densité de corrosion sans l'inhibiteur

On regarde que le rendement de pouvoir inhibiteur de composé passe de la valeur 80,42% à 25 °C à une valeur 95,64% à 40 °C à une valeur 10ppm. Cela indique que l'effet inhibitrice dans ce gamme de température amélioré l'inhibition, alors il y a une augmentation des force de l'interaction entre l'inhibiteur et la surface chargé de l'acier.

D'une manière générale l'augmentation des densités de corrosion avec la température confirme l'augmentation des cinétiques de corrosion de l'acier avec ce paramètre.

III 5-5-2- milieu basique NACL :

Dans cette méthode nous allons présenter les résultats obtenus par la technique potentiostatique et les commentaires des essais de l'inhibition de la corrosion de l'acier API5CTGrad N80+ 10^{-2} M de NaCl, en absence et en présence de l'inhibiteur N-(2-aminoéthyl) à différent concentrations d'inhibiteur d'un milieu de différent ph

Tableau III.9: Taux de corrosion de l'acier après 10 jours d'immersion, pH 3, 5

inhibiteur de corrosion filmant à base d'amines (ppm)	0	10	15	20	25
Taux de corrosion (mm/an)	0,35	0,345	0,302	0,282	0,265
I (mA/cm ²)	0,0299	0,0295	0,0258	-0,0241	0,0226
E _{corr} (mV)	-650,9	-660	-655,8	-650,2	-647,5

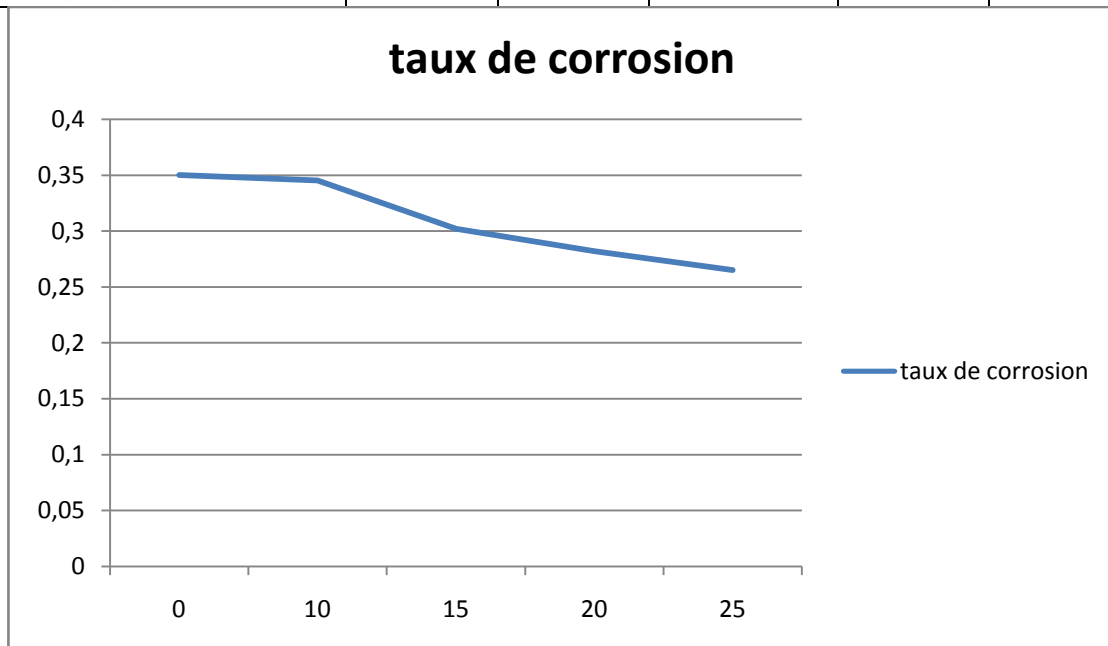


Figure III.18 : Taux de corrosion de l'acier après 10 jours d'immersion, pH 3, 5

En l'absence d'inhibiteur, la densité de courant de corrosion est de l'ordre de 0,0299 mA/cm². En présence de l'inhibiteur N-(2-aminoéthyl), les densités de courant sont diminuées. L'efficacité inhibitrice augmente, lorsque la concentration en inhibiteur augmente. La meilleure protection est obtenue à une concentration de 25 ppm.

Tableau III.10: Taux de corrosion de l'acier après 10 jours d'immersion, pH 7

inhibiteur de corrosion filmant à base d'amines (ppm)	0	10	15	20	25
Taux de corrosion (mm/an)	0,082	0,067	0,066	0,046	0,013
I (mA/cm ²)	7,0114	5,7395	5,6825	3,8916	1,1424
E _{corr} (mV)	-540,9	-578,8	-536,8	-544	-406,3

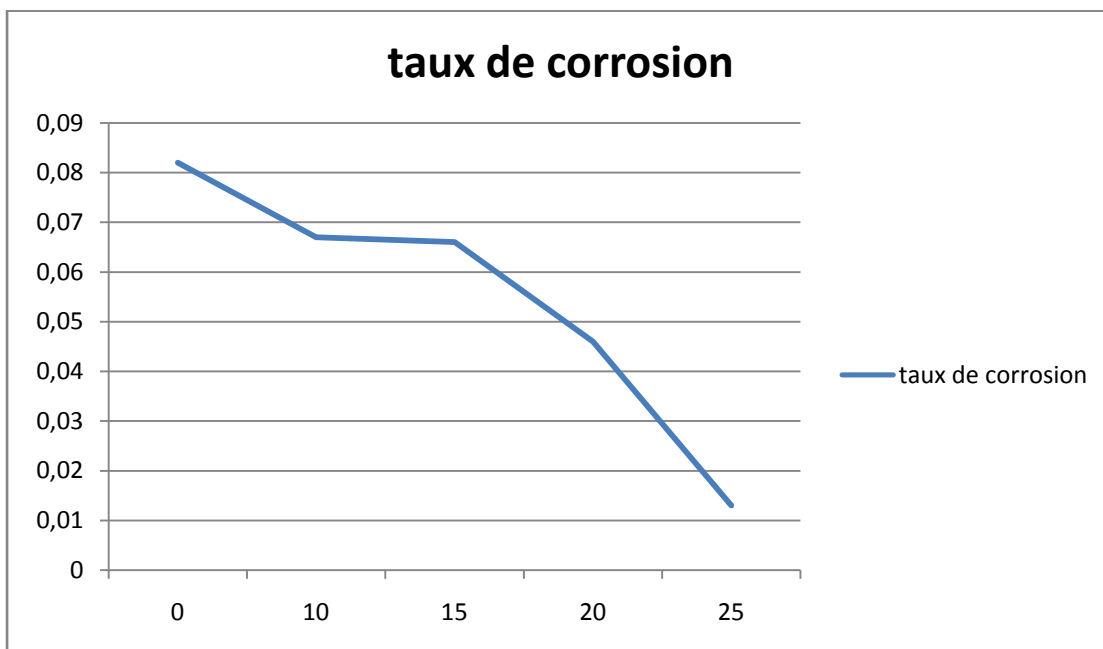


Figure III.19 : Taux de corrosion de l'acier après 10 jours d'immersion, pH 7,

En l'absence d'inhibiteur, la densité de courant de corrosion est de l'ordre de 7,0114 μ A/cm². En présence de l'inhibiteur de corrosion N-(2-aminoéthyl), les densités de courant sont diminuées. L'efficacité inhibitrice augmente, lorsque la concentration en inhibiteur augmente. La meilleure protection est obtenue à une concentration de 25 ppm. les courbes de polarisation (Figure III.20 jusqu'à 29 Annexe)

En conclusion, nous avons montré que ajouté au milieu conduit à une bonne protection de l'acier pour des concentrations optimale de 25ppm (milieu à pH=3,5), 25 ppm (milieu à pH=7). Et que l'efficacité de l'inhibiteur de corrosion N-(2-aminoéthyl) est efficace en milieu à Ph =7 qu'en milieu à ph= 3.5

III.6. ASPECT ECONOMIQUE :

La corrosion entraîne chaque année des pertes matérielle considérable pour l'industrie pétrolière jusqu'à des millions de dinars .Et plus grave encore, la corrosion peut causer des dommages irréversibles à l'environnement et même des pertes en vie humaine.

En effet, la corrosion est susceptible d'affecter l'équipement et les structures en service en provoquant des graves altérations telles que: la diminution d'épaisseur, la génération des piqûres etc.

CONCLUSION

Au cours de ce travail nous avons suivi l'action inhibitrice de l'inhibiteur à base d'amines sur la corrosion de l'acier API5CTGrad N80.

Les mesures ont été réalisées par des techniques électrochimiques à la résistance de polarisation linéaire et méthode potentiostatique.

Les résultats nous ont permis de déduire la vitesse de corrosion de l'acier ainsi que d'autre paramètre électrochimique telle que la résistance, et l'évaluation de l'agressivité de l'eau.

Nous avons étudié l'effet de température sur la vitesse de corrosion d'après les courbes de polarisation, la densité du courant de corrosion augmente pour une eau non traitée MD82, par contre dans le cas d'une eau traitée MD435

Les résultats obtenus ont permis de déceler l'effet accélérateur du gradient de température sur la vitesse de dissolution de l'acier

- ✓ Etude de l'efficacité de l'inhibiteur N-(2-aminoéthyl) pour des différentes concentrations.
L'efficacité inhibitrice du inhibiteur de corrosion augmente avec la concentration et atteint une valeur maximale de l'ordre d'ordre **de 94.23%** à 25 ppm
- ✓ Effet de la température En présence d'inhibiteur de corrosion N-(2 aminoéthyl) L'étude de l'effet de la température sur le mécanisme de corrosion à la vitesse de corrosion sur l'acier API5CTGrad N80 dans une Solution corrosive d'HCl 0.1M + Inhibiteur de corrosion N-(2-aminoéthyl) se confirme premièrement que ce inhibiteur est plus stable et plus efficace.

Cette étude nous a montré que :

1. Les essais de polarisation ont montrés une bonne efficacité de l'inhibiteur à N-(2-aminoéthyl) Ph>7 (milieu neutre et alcalin)
12,5% pour le pH 3,5 ; et une concentration de 25 ppm
56,16% pour le pH 7 ; et une concentration de 25 ppm
- ✓ 2. A bas pH, cet inhibiteur n'assure qu'une faible protection de l'acier utilisé.
- ✓ 3. Au-delà des concentrations optimales, les taux de corrosion augmentent.

RECOMMANDATION

A la lumière des résultats obtenus, une méthodologie de conception d'un traitement chimique, pour un champ pétrolier où la récupération secondaire du pétrole via l'injection d'eau est appliquée, peut être proposée :

- ✓ Sélection d'inhibiteur de corrosion : Une gamme d'inhibiteurs de corrosion peut être sélectionnée

via une étude comparative. Les méthodes électrochimiques appropriées à ce type d'études demeurent le bubble test ou méthode de résistance de polarisation linéaire ou Essais potentiostatique.

De prévoir lors des tests industriels au laboratoire ou sur site l'effet de l'efficacité de l'inhibiteur.

D'inclure dans le cahier des charges les exigences suivantes :

- Composition chimique de l'acier.
- Prendre en considération les paramètres opératoires des puits producteurs d'eau Albien dans les futures commandes des concentriques.
- ✓ L'importance de ce type d'investigations n'est pas seulement technique mais aussi d'ordre économique dans la mesure où un inhibiteur de corrosion efficace ayant un coût peut devenir complètement inefficace si nous n'avons pas évalué ses performances en présence des autres produits de traitement

Les Références Bibliographiques

- [1] : René Cossé, Méthodes d'exploitation des gisements pétroliers, Ed Technip, 1988, Ch 8, p 237.
- [2] : Jean Luc Duplan, L'eau dans la production de carburants, Ed IFP panorama, 2011, p 02.
- [3] : M. Latil, Techniques d'exploitation pétrolière, Ed Technip, 1975, Ch 3, p 45.
- [4] : Anne-Laure de Marignan, comment augmenter le taux de récupération de pétrole dans le gisement, Ed IFP, Mai 2005, p 2.
- [5] : Le pétrole. Union pétrolière lowenstrasse 1, CH 8001, **Zurich**, www.pétrole.ch.
- [6] : ARBAOUI N, « Effet du gradient de température sur la vitesse de corrosion des concentriques de traitement des puits producteurs d'eau Albien », 2004, thèse magister Univ. Ouargla, Algérie.
- [7] : Cours de production, 1975, tome VI, Ch. « récupération assistée », p.13.
- [8] : René Cossé, Techniques d'exploitations pétrolières, Ed IFP, 1920, p 243-249.
- [9] : Tarek Ahmed, Réservoir Engineer Handbook, 2 Ed, chapitre « Oil recovery mechanism and the material balance equation », p.726.
- [10] : Méthodes d'accroissement du taux de récupération de pétrole, p.277.
- [11] : Gouget, Duga, Manuel de traitement des eaux d'injection, Ed Technip, 1973. ISBN 2710802228. Books.google.com.
- [12] : Revue des sciences de l'eau / Journal of Water Science, vol. 22, n° 3, 2009, p. 397-406.
- [13] : Crabtree et al. 1999, The Compatibility of oilfield waters, Ch12, p367.
- [14] : Robert D & Richard, Drilling practice, Ch 3, p 75.
- [15] : GABRIELLI C, KEDDAM, TAKENOUTH H., J. Appl. Electrochem. , 1972, Ch 2, p 71-79.
- [16] : N. BOUDIEB, « Evaluation des performances des peintures par des techniques Electrochimiques », mémoire de magister, 2008.
- [17] : P. BOUMERSBACH, C. DUMONT, J. P. MILLET, « electrochemical characterization of a corrosion inhibitor: influence of temperature on the inhibition mechanism. » 207th meeting of the electrochemical society, 15-20 mai 2005, Quebec City (Canada),
- [18] : R. D. KANE, S. SRINIVASAN, Experience survey on corrosion monitoring and mitigation techniques for sweet well production. CLI International, INC, HOUSTON, TX, 1996, <http://www.corrosionsource.com/InterCorr/96>
- [19] : P. OLAV GARTLAND, Choosing the right positions for corrosion monitoring on oil and gas pipelines , Corr Ocean USA, Paper n° 83, Nace, Houston, 1998, p 83
- [20] : A. ZEGHLOUL, Mécanismes d'endommagement des structures métalliques, disponible sur : www.mim.univ-metz.fr/formations/documents/1/cours_DM-Luno.pdf. p5-39.
- [21] : C. DE WAARD, D. E. WILLIAMS, Carbonic acid corrosion of steel, Corrosion 31, 1975, Vol 5, p 177.
- [22] : K. Rouibah, « Contribution à l'étude du comportement électrochimique du couple galvanique acier au carbone/anodes de zinc dans l'eau de mer naturelle », Mémoire de magistère (2003). p 16.
- [23] : Hilaire, « Biodétérioration des matériaux », « Biodétérioration des polymères » Edition EDP Sciences, Paris 1998. p 103.
- [24] : D. Landolt, Corrosion et chimie de surface des matériaux, traité des matériaux 12, Ed Presses Polytechniques et universitaires Romandes, 1993.
- [25] : J. J. Lamoureux, Précis de corrosion, Ed Beau chemin, Canada (1994), p 40.
- [26] : ING FLORINA CONSTANTIN, « Etude de l'efficacité inhibitrice de corrosion utilisé dans les liquides de refroidissement », thèse doctorat, 2011, p 9.

[27] : A. Zelinski, E. Renaud, Puiggali et al, Effects of temperature on environmental-assisted failure on an Al-Zn-Mg-Cu alloy, Journal of Materials Processing Technology,1995, vol53, p 491-498.

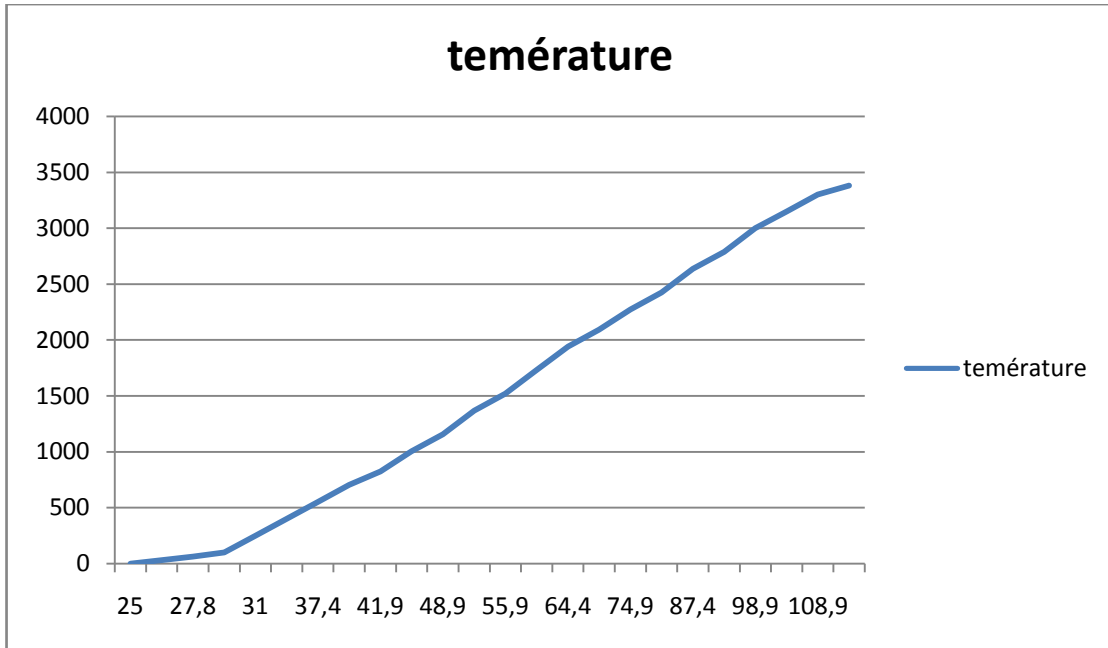


Figure III.7 : Résultat de température en fonction de profondeur

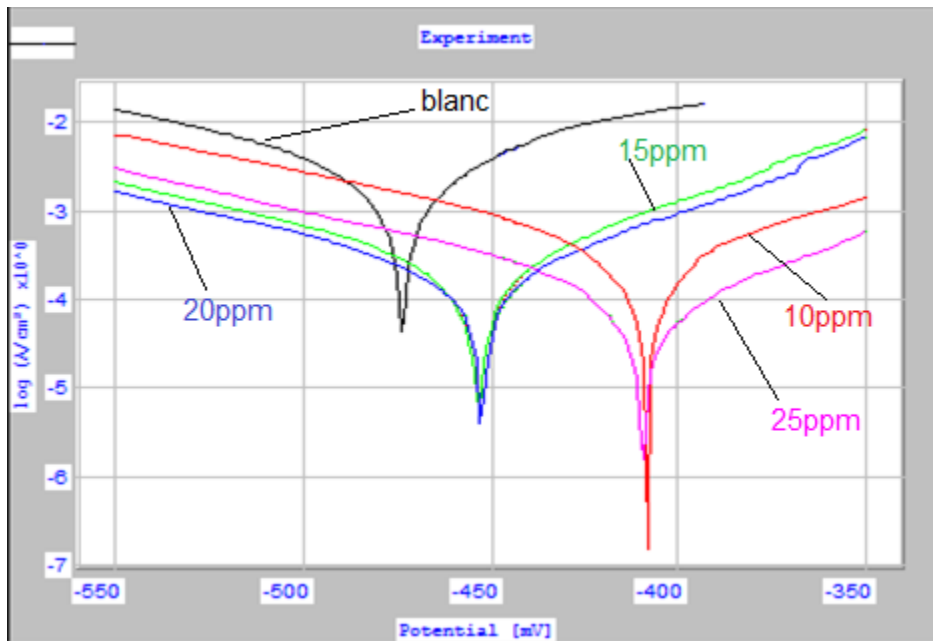


Figure III.11 : Courbes de polarisation contenant différentes concentrations inhibiteur de corrosion N-(2-aminoéthyl).

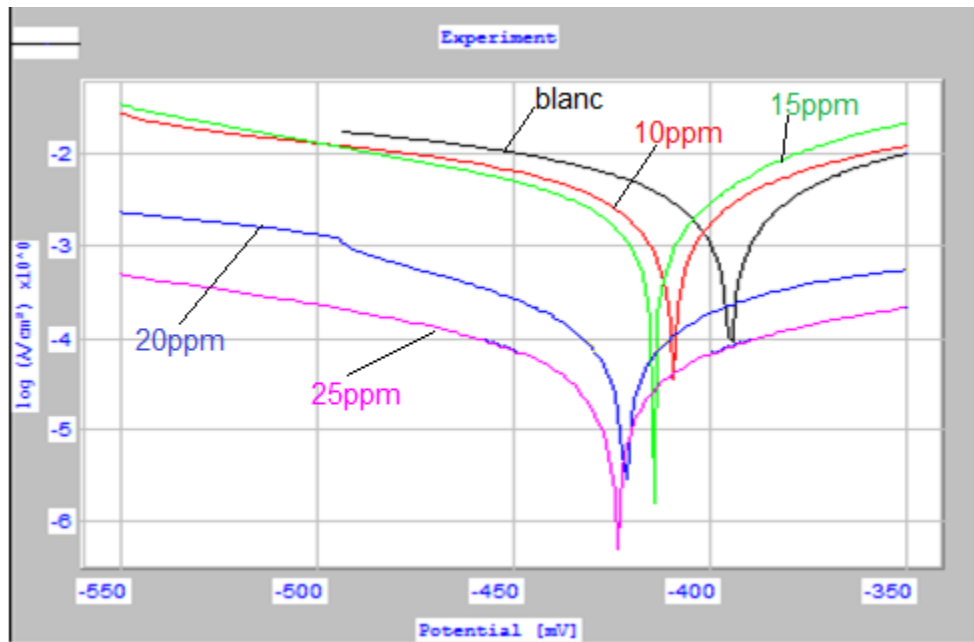


Figure III.13: Courbes de polarisation des différentes concentrations d'inhibiteur en 20 °C

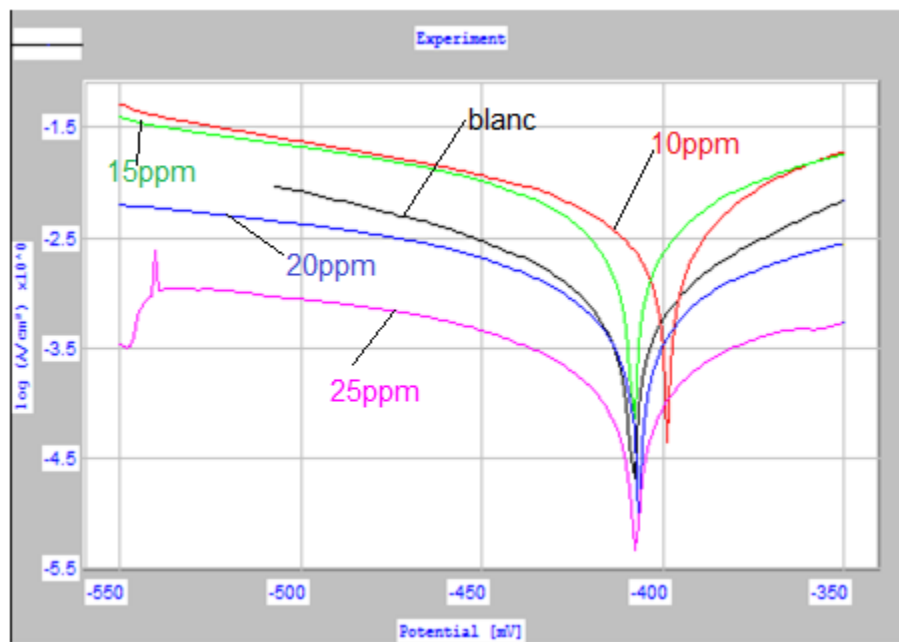


Figure III.14: Courbes de polarisation des différentes concentrations d'inhibiteur en 25 °C.

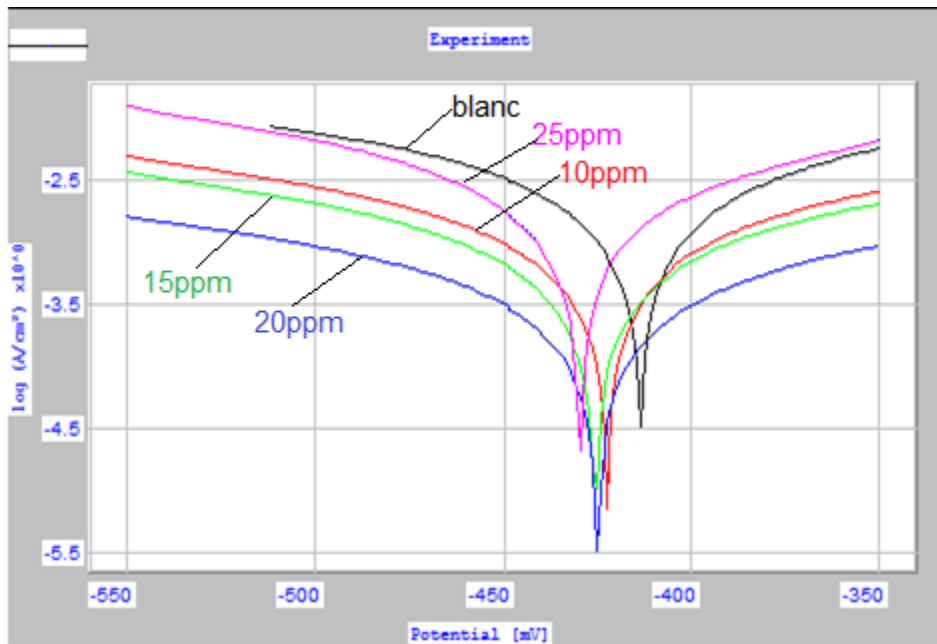


Figure III.15: Courbes de polarisation de différentes concentrations d'inhibiteur en 30 °C.

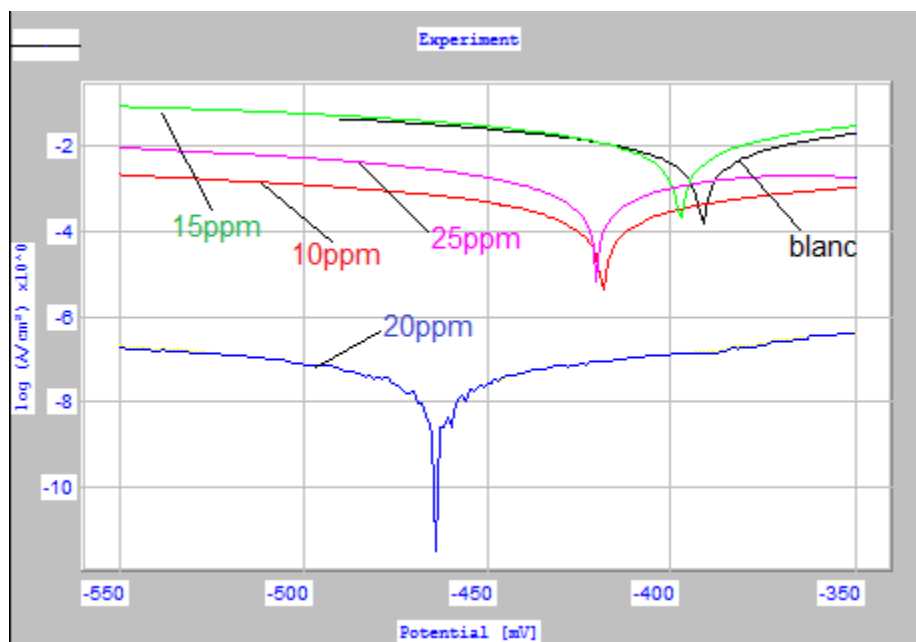


Figure III.16: Courbes de polarisation de différentes concentrations d'inhibiteur en 40 °C.

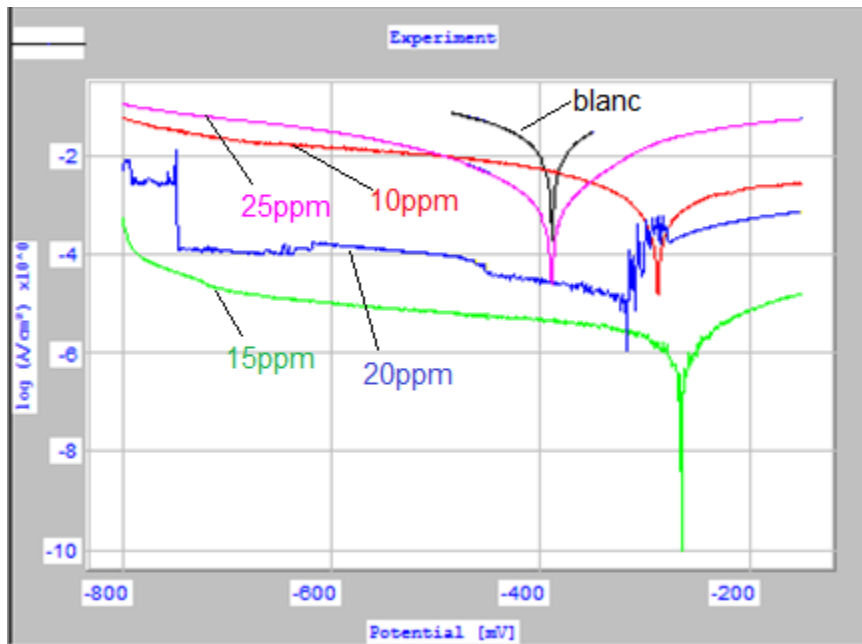


Figure III.17: Courbes de polarisation de différentes concentrations d'inhibiteur en 50 °C.

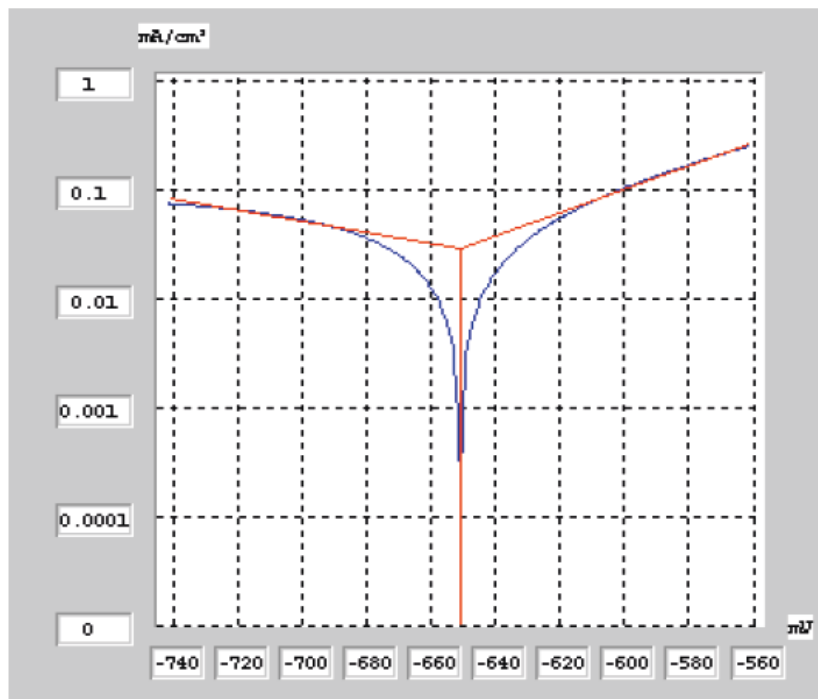


Figure III.20: Courbe de polarisation de l'acier dans une solution 10^{-2} M NaCl, après 10 jours d'immersion, pH 3.5

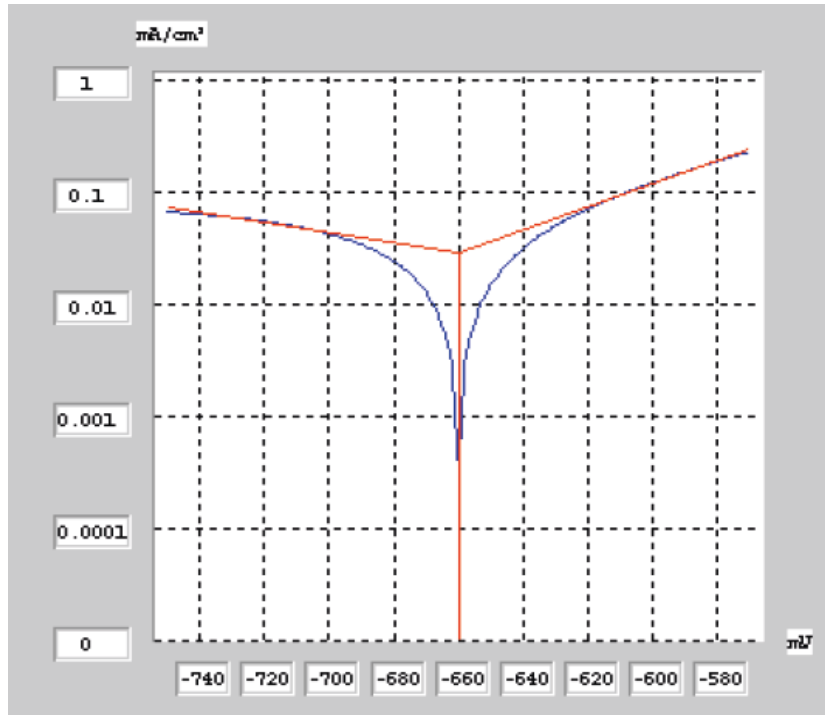


Figure III.21: Courbe de polarisation de l'acier dans une solution 10^{-2} M NaCl, en présence de (10 ppm inhibiteur N-(2-aminoéthyl)) après 10 jours d'immersion, pH 3.5

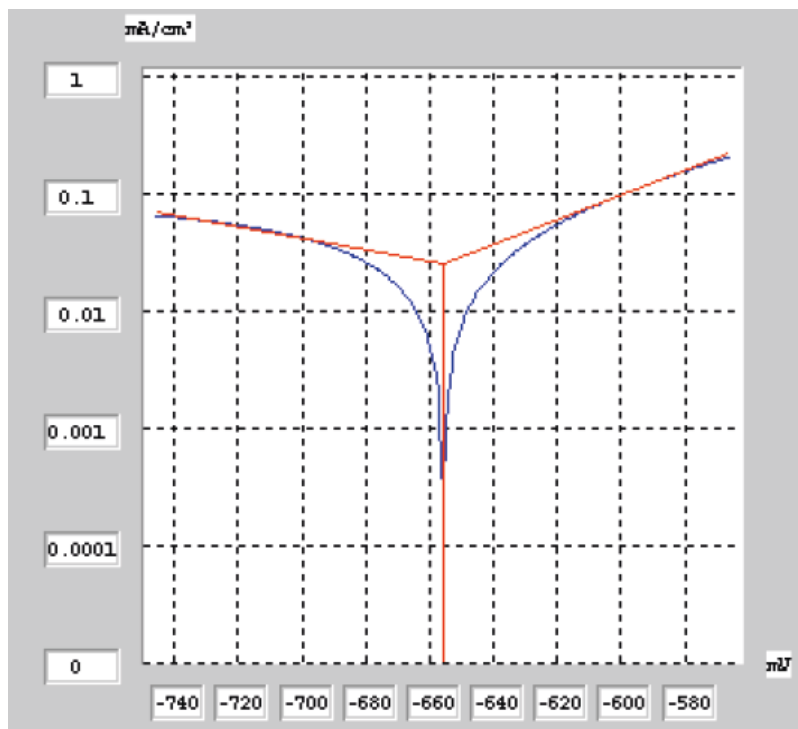


Figure III.22: Courbe de polarisation de l'acier dans une solution 10^{-2} M NaCl, en présence de (15 ppm inhibiteur N-(2-aminoéthyl)) après 10 jours d'immersion, pH 3.5

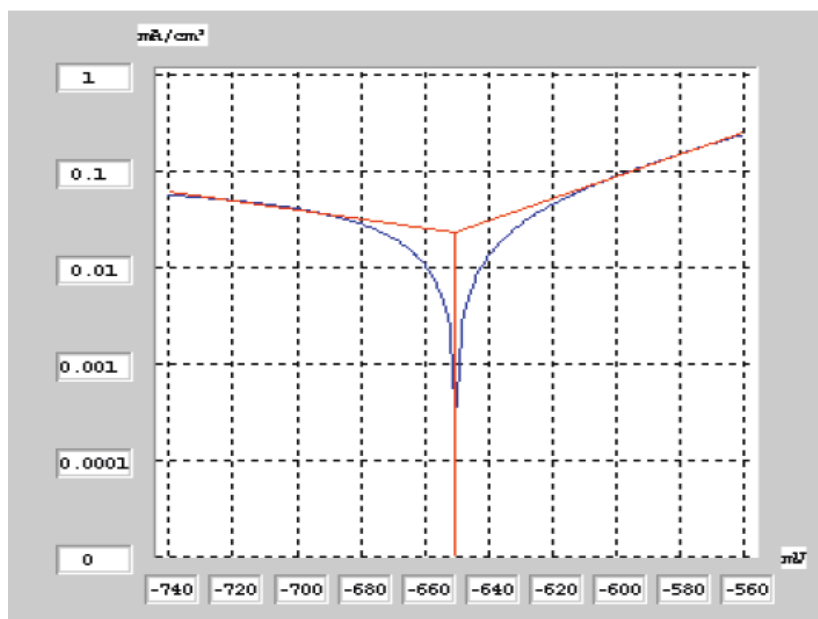


Figure III.23: Courbe de polarisation de l'acier dans une solution 10^{-2} M NaCl, en présence de (20 ppm inhibiteur N-(2-aminoéthyl)) après 10 jours d'immersion, pH 3.5

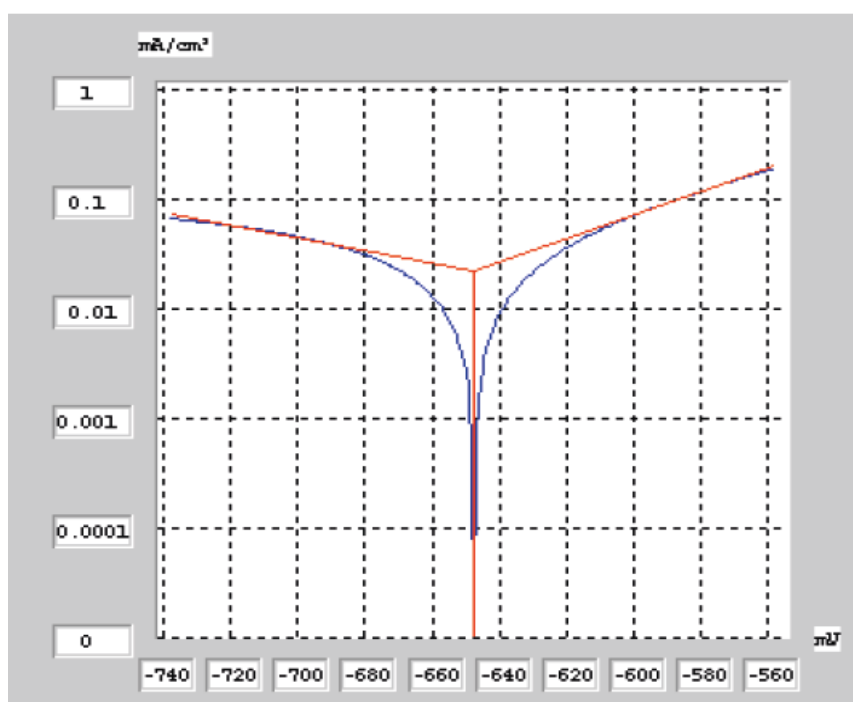


Figure III.24: Courbe de polarisation de l'acier dans une solution 10^{-2} M NaCl, en présence de (25 ppm inhibiteur N-(2-aminoéthyl)) après 10 jours d'immersion, pH 3.5

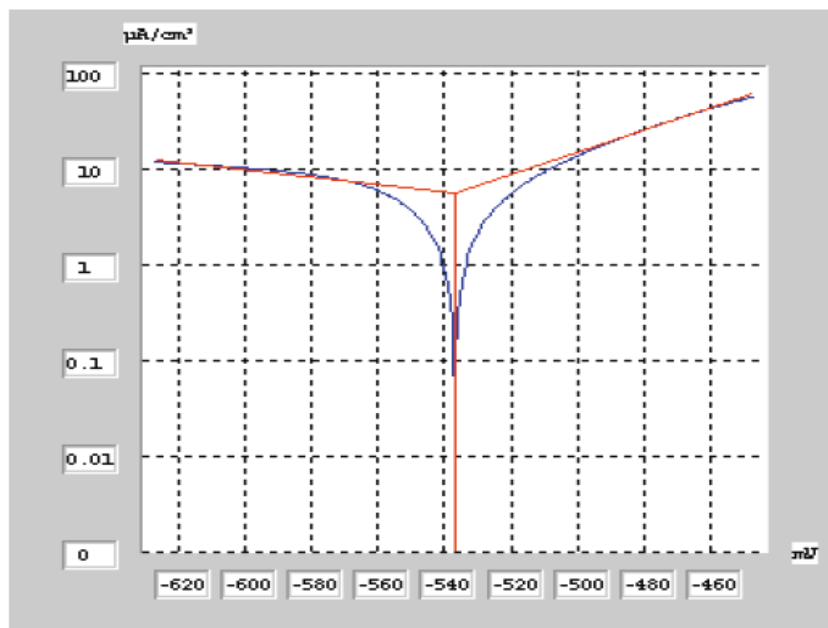


Figure III.25: Courbe de polarisation de l'acier dans une solution 10^{-2} M NaCl, après 10 jours d'immersion, pH 7

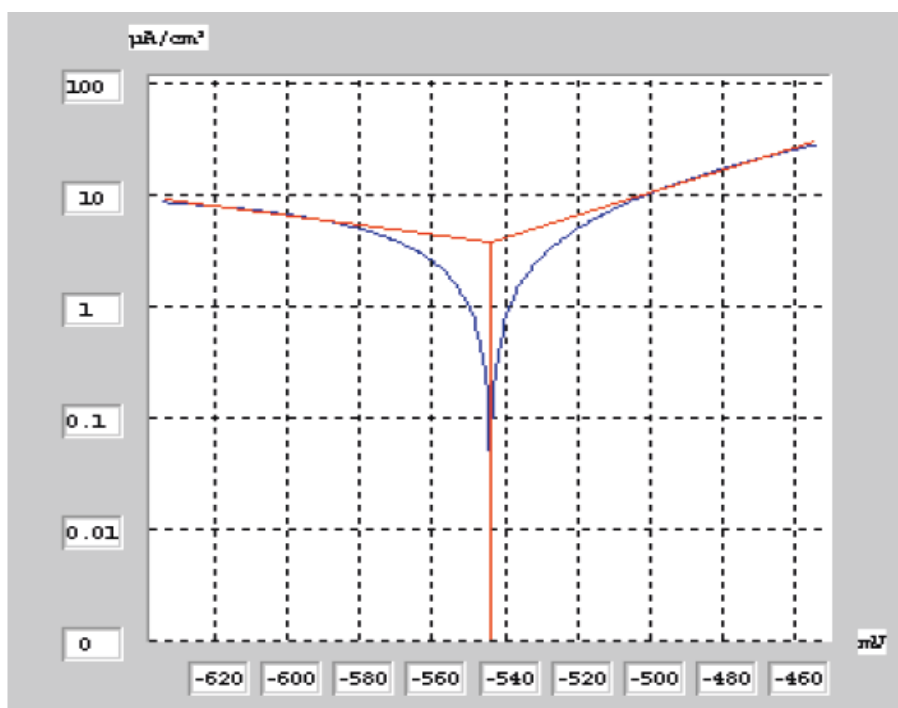


Figure III.26: Courbe de polarisation de l'acier dans une solution 10^{-2} M NaCl, en présence de (10 ppm inhibiteur N-(2-aminoéthyl)) après 10 jours d'immersion, pH 7

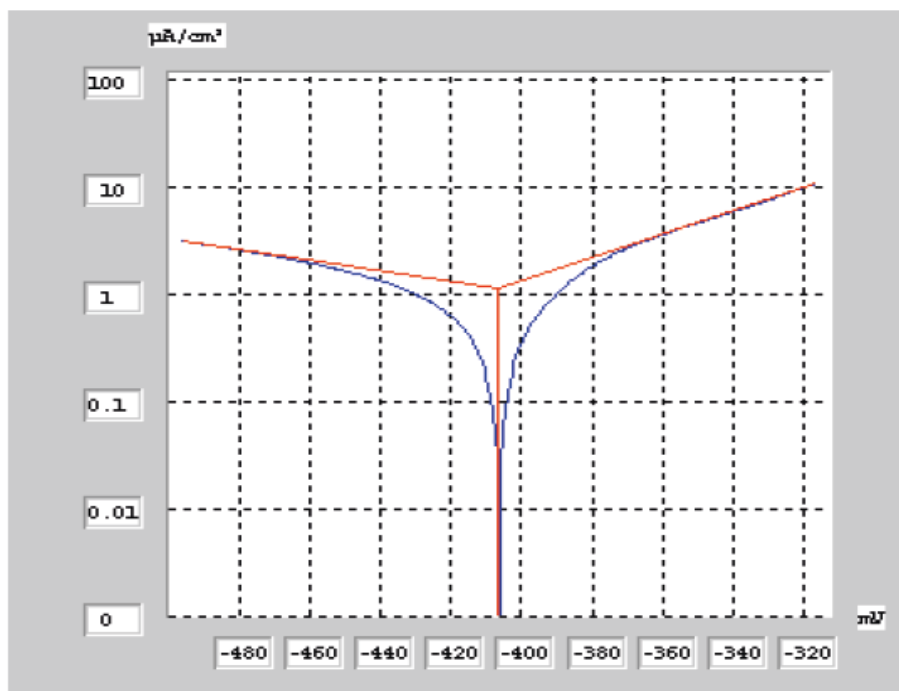


Figure III.27: Courbe de polarisation de l'acier dans une solution 10^{-2} M NaCl, en présence de (15 ppm inhibiteur N-(2-aminoéthyl)) après 10 jours d'immersion, pH 7

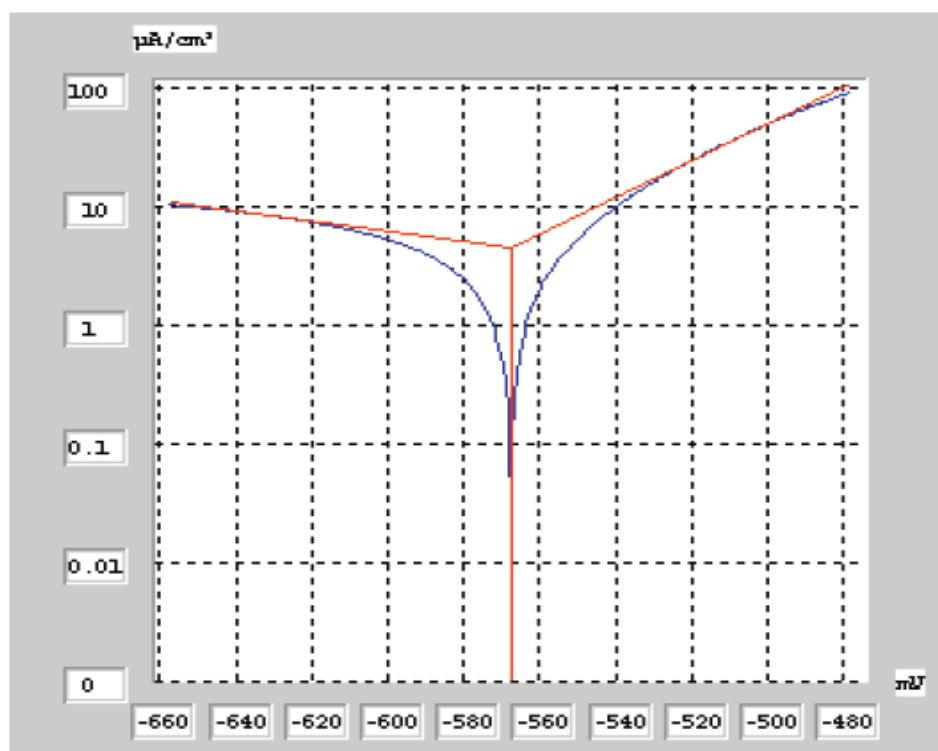


Figure III.28: Courbe de polarisation de l'acier dans une solution 10^{-2} M NaCl, en présence de 20 ppm inhibiteur N-(2-aminoéthyl)) après 10 jours d'immersion, pH 7

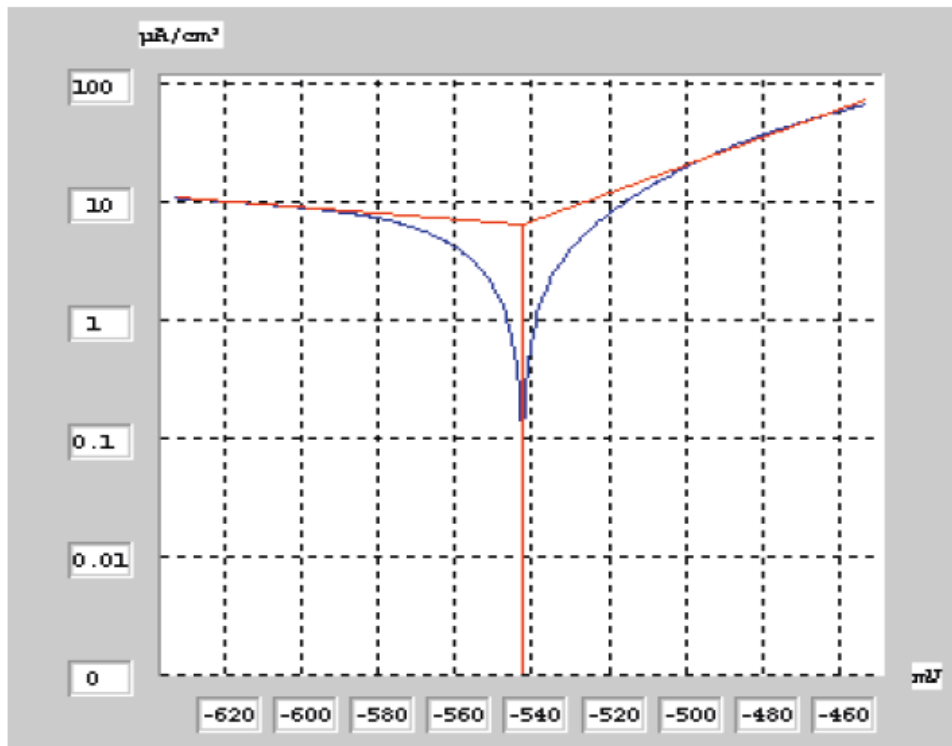


Figure III.29: Courbe de polarisation de l'acier dans une solution 10^{-2} M NaCl, en présence de (25 ppm inhibiteur N-(2-aminoéthyl)) après 10 jours d'immersion, pH 7