

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'enseignement Supérieure et de la Recherche Scientifique
Université De BLIDA 1



Faculté de Technologie
Département de Génie des procédés

En vue de l'obtention du Diplôme de
MASTER EN GENIE DES PROCEDES
Spécialité : Génie Chimique

Thème
Études de formation et inhibition des dépôts de sulfate du Calcium et
Carbonate de Calcium

Réalisé par :

M^{lle} SOUDAKI Asmaa

M^{lle} GUETTOUCHI Selma

Encadré par :

Mr. YKRELEF Adel

M^{me} CHAMI Souheyla

Année universitaire : 2022/2023

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce modeste travail.

Nous aimerions adresser nos remerciements à notre promoteur **Mr. YKRELEF Adel** pour L'aide et pour les efforts et son encouragement, sa patience qui nous a aidées à poursuivre cette étude.

Nous exprimons notre profonde reconnaissance envers notre Co-encadreur au niveau de la Division Laboratoire (ex Centre de Recherche et Développement CRD BOUMERDES), **Mme S. CHAMI**, pour sa disponibilité, son sérieux et ses conseils judicieux.

Nos vifs remerciements vont également aux autres membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont Porté à notre recherche en acceptant d'examiner notre travail et de l'enrichir par leurs propositions.

Enfin, nous remercions toute personne qui a participé de près ou de loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail.

Dédicace

Je dédie ce travail

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A tous mes frères et mes sœurs.

A toute ma famille.

A tous mes amis.

A Tous ceux que j'aime et je respecte.

Selma

Dédicace

Ce travail est dédié à :

Dieu le Tout puissant, le Tout Miséricordieux qui a tenu sa promesse et ne m'a
jamais abandonné

A mes chers parents Quoi que je dise ou que je fasse, je n'arrivai jamais à vous
remercier comme il se doit. C'est grâce à vos encouragements, vos
bienveillances et votre présence à mes côtés, que j'ai réussi ce respectueux
parcours. Je souhaite que vous soyez fière de moi, et que j'ai pu répondre aux
espoirs que vous avez fondé en moi.

À mes chères sœurs et frères et toute ma famille pour leurs appuis et leurs
encouragements, durant toute période de mes études

Et A toutes mes amies.

Asmaa

Résumé

L'objectif principal de ce travail a été de déterminer l'efficacité de deux inhibiteurs A et B de dépôts de sulfate de calcium et carbonate de calcium sur des surfaces métalliques. Ce type de dépôts survient, particulièrement, dans l'industrie pétrolière, notamment, lorsque l'eau injectée pour la récupération d'hydrocarbures est incompatible avec l'eau de gisement. La présence de dépôt entraîne des problèmes à la fois techniques et économiques. Nous nous sommes intéressés à l'analyse des eaux de gisement de deux régions IN AMENAS et STAH. Suite à la détermination de la composition de ces eaux et la diffraction des rayons X, nous avons pu identifier quel type de dépôts ont été formés. L'étude de leur compatibilité a permis la détermination du rapport de mélange qui conduit à la formation du maximum de dépôt.

Pour la partie inhibition des dépôts, l'étude a été consacrée à l'évaluation du pouvoir inhibiteur de deux types A et B, qui sont des inhibiteurs de dépôt commerciaux. En effet, il a été constaté que l'augmentation la concentration de ces inhibiteurs influents sensiblement sur l'efficacité avec des valeurs intéressante supérieure de 93%.

Mots clés : dépôts minéraux, récupération secondaire, injection d'eau, eau de gisement, eau D'injection, incompatibilité des eaux, inhibition, STAH, IN AMENAS.

Abstract

The main objective of This wok was to determine the effectiveness of two inhibitors A and B of calcium sulfate and calcium carbonate deposits on metal surfaces. This type of deposit occurs, particularly, in the oil industry, in particular, when the water injected for the recovery of hydrocarbons is incompatible with the water of the deposit. The presence of deposits causes both technical and economic problems. We are interested in the analysis of the deposit waters of two regions IN AMENAS and STAH. Following the determination of the composition of these waters by the X-ray diffraction, we were able to identify what type of deposits were formed. The study of their compatibility allowed the determination of the mixing ratio which leads to the formation of the maximum deposit. For the deposit inhibition part, the study was devoted to evaluating the inhibitory power of two types A and B, which are commercial deposit inhibitors. Indeed, it has been found that increasing the concentration of these inhibitors has a significant influence on the efficacy with interesting values higher than 93%.

Keywords: mineral deposits, secondary recovery, water injection, reservoir water, injection water, water incompatibility, inhibition, STAH, IN AMENAS

ملخص

كان الهدف الرئيسي من هذا العمل هو تحديد فعالية مثبطين أ وب لكبريتات الكالسيوم ورواسب كربونات الكالسيوم على الأسطح المعدنية. يحدث هذا النوع من الترسبات ، بصورة ملحوظة في صناعة النفط ، على وجه الخصوص ، عندما يكون الماء المحقون لاستعادة الهيدروكربونات غير متوافق مع ماء الباطني . وجود الرواسب يسبب مشاكل تقنية و اقتصادية، نحن مهتمون بتحليل مياه الباطنية لمنطقة عين اميناس و صطاح ، بعد تحديد تكوين هذه المياه و انحراف الأشعة السينية ، تمكنا من تحديد نوع الرواسب التي تشكلت ، سمحت دراسة توافقها بتحديد نسبة الخلط التي تؤدي الى تكوين الحد الأقصى للرواسب بالنسبة لجزء تثبيط الرواسب ، كرست الدراسة لتقييم القوة المثبطة لنوعين أ وب، وهما مثبطات الرواسب التجارية. في الواقع لقد وجد ان زيادة تركيز هذه المثبطات له تأثير كبير على الفعالية بقيم مثيرة للاهتمام أعلى من 93%.

الكلمات المفتاحية: الرواسب المعدنية، الاسترداد الثانوي، حقن المياه، مياه الباطنية، مياه الحقن، عدم توافق المياه، التثبيط، صطاح، عين اميناس

Sommaire

Symboles et Abréviations	9
Liste des figures	11
Liste des TABLEAUX	12
INTRODUCTION GÉNÉRALE.....	1
CHAPITRE 1 GENERALITES SUR LES REGIONS	2
1.1Présentation de la région d’In Amenas.....	2
1.1.1Description géographique	2
1.1.2 Historique d’exploration et d’exploitation :.....	2
1.1.3 Les Horizons Producteurs des Différents Champs	4
1.1.4 Organigramme de la direction régionale IN AMENAS.....	4
1. 2 Présentation du champ STAH.....	5
1.2.1 Les réseaux de collectes (Manifold).....	6
a- Plan réseaux de collecte à STAH.....	6
1. Liaisons individuelles	6
2. Liaisons par collecteurs	7
b- Collectes enterrées et aériennes	7
c- Les réseaux de collectes à STAH.....	8
CHAPITRE 02 GENERALITES SUR LE PETROLE ET LES EAUX DANS LES CHAMPS PETROLIERS	
2.1 Origine du pétrole	9
2.2 Les modes de récupération du pétrole	9
2.2.1 La récupération primaire (naturelle).....	9
2.2.2 La récupération secondaire	10
2.2.3 La récupération tertiaire.....	10
2.3 Les eaux dans les champs pétroliers :.....	11
2.3.1 Eaux injection (water flood).....	11
2.3.2 Eaux de gisement.....	11
2.4 Conclusion.....	12
CHAPITRE 3 PROBLÈMES DES DÉPÔTS MINÉRAUX DANS LES CHAMPS PÉTROLIERS	13
3.1 Généralités sur les dépôts :	13
3.2 Les dépôts minéraux.....	13
3.2.1 Conditions de formation des dépôts minéraux.....	14
3.3. Les principales causes de formation des dépôts :.....	14
3.4 Classifications des dépôts :.....	16

3.4.1 Les dépôts de sulfates :	16
a) Sulfate de baryum (BaSO₄) :	17
b) Sulfate de Calcium (CaSO ₄) :	17
c) Les sulfates de strontium (SrSO ₄) :	18
3-4-2 Les dépôts de carbonates (CaCO ₃) :	18
3-4-3 Les dépôts de calcium :	19
3.5 Méthodes de traitement : chimique et électrochimique	19
3.5.1 Méthode Chimique	19
a- Traitements des dépôts par inhibiteurs :	19
b. Types d'inhibiteurs :	20
c. Propriétés des inhibiteurs :	20
d. Facteurs influençant la performance des inhibiteurs de dépôts :	20
e. Mécanisme de traitement par inhibiteur	21
3.5.2 Méthode électrochimique	23
a- Mesure du potentiel de corrosion	23
b- Courbes de polarisation	24
c- La spectroscopie d'impédance électrochimique :	27
CHAPITRE 4 MATERIELS ET METHODES	29
4.1 Objectifs	29
4.2 Matériels et méthodes	29
4.3 Procédures expérimentales	30
4.3.1 Mesure de pH :	30
4.4 Méthode complexométrique	30
4.4.1 Dosage de calcium	30
4.4.2 Dosage de magnésium	31
4.4.3 Dosage de fer	32
4.5 Méthode acidimétrique	33
4.5.1 Dosage de carbonate et bicarbonate (Alcalinité)	33
4.6 Méthode argentimétrique	34
4.6.1 Dosage des chlorures (Cl ⁻)	34
4.7 Dosage des sulfates et de baryum	35
4.8 Dosage de Na ⁺ et K ⁺ par spectrophotométrie à flamme	36
4.9 Extrait sec	36
4.10 Étude de compatibilité entre les deux eaux de gisements:	37
4.11 Analyse de dépôt	37

4.11.1 Analyse par diffraction des rayons X (DRX) :	37
4.12 Test d'efficacité des anti-dépôts	38
CHAPITRE 5 RESULTATS ET DISCUSSIONS	40
A- cas 1 : IN AMINAS	40
5.1 Analyses physico-chimiques des eaux :	40
5.2 Simulation de la formation des dépôts.....	41
5.2.1 ETUDE DE COMPATIBILITE ENTRE DL310/DL456	41
5.2.2 Etude de la formation du dépôt en fonction de la température.....	43
5.3 RESULTATS DE L'ANALYSE MINERALOGIQUE.....	44
5.4 ETUDE DE SELFSCALING DE DL310 et DL456	45
5.5 Test d'efficacité.....	47
B- Cas 2 : région STAH	49
5.1 Analyse physico-chimiques	49
5.2 ETUDE DE LA FORMATION DU DEPOT.....	50
5.3 RESULTATS DE L'ANALYSE MINERALOGIQUE.....	51
5.4 Inhibition de la formation des dépôts par les inhibiteurs des dépôts :	52
Conclusion	53
Les références.....	55

Symboles et Abréviations

A, B : des inhibiteurs

BaSO₄ : Sulfate de baryum

CaCO₃ : Carbonate de calcium

CaSO₄ : sulfate de calcium

SrO₄ : sulfates de strontium

DRX : Diffraction des rayons X

EDTA : Ethylène diamine tétra acétique

E : potentiel

E₀ : le potentiel électrochimique du métal imposé libre

I₀ : Courant d'échange

I_{corr} : potentiel de polarisation

I_a : Courant anodique de réaction

Mg²⁺ : magnésium

Pr : Pression de réservoir,

Pf : Pression de fond de puits,

Ptp : Pression en tête de puits,

Pa : Pression atmosphérique

pH : Potentiel hydrogène

Rt : Résistance de transfert de charge

Rp : Différence de densité de courant

SIE : Spectroscopie d'Impédance Electrochimique

t : Temps

TEA : Solution de triéthanolamine

T : Température

w : Pulsation

W : Densité de courant de corrosion

Z : Impédance

δ : Épaisseur de la couche de diffusion

Φ : Déphasage entre $I(t)$ et $E(t)$

η : la surtension

α : Coefficient de transfert anodique

β : Coefficient de transfert cathodique

ΔE : Coefficients de Tafel anodique et cathodique

$|\Delta E|$: l'amplitude maximale de la perturbation sinusoïdale

ΔI : Différence de potentiel

Liste des figures

Chapitre 01 généralités sur les régions

Figure 1.1 : Position géographique du champ IN-AMENAS.	02
Figure 1.2 : Organigramme de la direction régionale IN AMENAS.	04
Figure 1.3: Situation géographique de la région STAH.	05
Figure 1.4: Liaisons de collecte de pétrole brut dans la région de STAH.	06

Chapitre 02 généralités sur le pétrole et les eaux dans les champs pétroliers

Figure 2.1 Principe de la récupération primaire.	09
Figure 2.2 : procédé de récupération secondaire.	10

Chapitre 03 problèmes des dépôts minéraux dans les champs pétroliers

Figure 3 .1 : Influence de température sur la solubilité	15
Figure 3.2: Dépôt de sulfate de baryum ($BaSO_4$)	17
Figure 3.3: Dépôt de sulfates de Calcium ($CaSO_4$)	18
Figure 3.4: Sulfate de strontium ($SrSO_4$).	18
Figure 3.5 : Dépôts de carbonate de calcium ($CaCO_3$)	19
Figure 3.6 : (a) dispersion des nucléus formés et (b) stabilisation des dépôts en croissance	22
Figure 3.7 : Evaluation du potentiel d'abandon en fonction de temps d'immersion	24
Figure 3.8 : Détermination des paramètres électrochimiques à partir des droites de Tafel.	26
Figure 3.9 : Représentation linéaire de courbe de la résistance de polarisation	26
Figure.3.10. Principe de la Spectroscopie d'Impédance Electrochimique	28
Figure.3.11. Représentation graphique de l'impédance : Nyquist (a), Bode (b).	28

Chapitre 04 matériels et méthodes

Figure 4.1 : Diagramme de prédominance des espèces CO_3^{2-} , HCO_3^- et CO_2 en fonction de pH	33
--------------------------------------------------------------------------------------------------------	----

Chapitre 05 Résultats et discussion

Figure 5.1 : Graphique représentatif des quantités de dépôts formée en fonction de la température pour le mélange de DL310 et DL 456	43
Figure 5.2 : Diffractogramme du dépôt formé DL310/DL456	44
Figure 5. 3 : Graphique représentatif des quantités de dépôts formée en fonction de la température pour le DL310	45
Figure 5.4 : Graphique représentatif des quantités de dépôts formée en fonction de la température pour le DL456	46
Figure 5.5: Variation de l'efficacité du produit A et B en fonction de la dose	48
Figure 5.6 : Graphique représentatif des quantités de dépôts formée en fonction de la température pour le MR24	50
Figure 5 .7 : Diffractogramme du dépôt MR-24 récupéré lors de la simulation de formation de dépôt	51
Figure 5.8 : Variation de l'efficacité du produit A et B en fonction de la dose de MR	52

Liste des TABLEAUX

Chapitre 01 généralités sur les régions

Tableau 1.1 : Les horizons de production de tous les gisements exploités de la région d'In Amenas.	04
----------------------------------------------------------------------------------------------------	----

Chapitre 05 Résultats et discussion

Tableau 5.1 : Résultats des analyses physico-chimiques de la composition de deux eaux gisement DL310 et DL 456	40
Tableau 5.2: Résultats de l'étude de compatibilité entre l'eau de gisement DL310 et DL456.	42
Tableau 5.3 : Résultats des analyses physico-chimiques Pour Le Mélange DL310 et DL456	43
Tableau 5.4 : Résultats des analyses physico-chimiques Pour Le DL310	45
Tableau 5.5: Résultats des analyses physico-chimiques Pour Le DL456	46
Tableau 5.6 : Résultats du test d'efficacité de l'anti-dépôt A et B pour DL310 et DL456	47
Tableau 5.7 : Résultats des analyses physico-chimiques de la composition de MR24	49
Tableau 5.8 : Résultats des analyses physico-chimiques Pour Le MR24	50
Tableau 5.9 : Résultats du test d'efficacité de l'anti-dépôt A et B pour MR 24	52

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Le pétrole, principale source d'énergie dans le monde, occupe une place considérable dans l'économie mondiale. En plus, la demande mondiale en énergie augmente d'une année à une autre surtout sous l'effet de la croissance économique et démographique. Le pétrole demeure la principale matière première, dominante de toute l'industrie notamment la pétrochimie, le transport, l'industrie pharmaceutique, les cosmétiques, les matières plastiques et les peintures [1].

Dans le champ pétrolier, la production de pétrole est exposée à des nombreux problèmes au fil du temps à cause de la déplétion naturelle ou à la suite d'un éventuel endommagement de la couche productrice aux abords et intérieur du puits qui provoque la diminution de la productivité du puits ; En général, les types de dépôts de "tartres minéraux" les plus fréquents dans les gisements de pétrole sont les carbonates et les sulfates. Il s'agit, particulièrement, de dépôts de carbonates de calcium CaCO_3 et de sulfates de baryum BaSO_4 (ou de strontium ou de calcium). La récupération secondaire dans le champ est assistée par l'injection d'eau pour le maintien de pression de gisement et dissoudre les sels provoquant des dépôts sur les parois au fond du puits.

Ces dépôts se forment en concrétions très dures, qui au niveau des puits, réduisent le flux d'huile aux abords et bouchent les perforations. Et au niveau des installations, bloquent les pipes, les collecteurs (manifolds), les séparateurs et les pompes d'expéditions, et conduisent à la fermeture du centre de séparation et du puits. La prévention par traitement chimique avec des inhibiteurs de dépôt est la seule solution utilisée pour maintenir.

L'objectif de notre travail est d'étudier les méthodes de traitement des dépôts dans le champ d'IN AMENAS et STAH. Afin de mieux positionner le sujet de ce mémoire, Le premier chapitre donne une description générale sur la région de IN AMENAS et STAH ,Dans Le deuxième chapitre nous allons parler des généralités sur le pétrole et les eaux dans les champs pétroliers, Le troisième chapitre est consacré aux problèmes des dépôts minéraux dans les champs pétroliers, Le quatrième chapitre nous allons parler des matériels et méthodes Dans le cinquième chapitre nous présentons les résultats essentiels des essais réalisés au cours de ce travail expérimental avec discussion sur les systèmes en présence -des inhibiteurs. Nous terminerons notre présentation par une conclusion générale.

CHAPITRE 1

GENERALITES SUR LES

REGIONS

CHAPITRE 1 GENERALITES SUR LES REGIONS

1.1 Présentation de la région d'In Amenas.

1.1.1 Description géographique

La Région d'In-Amenas est située à 1600 Km au Sud-est d'Alger, à 820 Km d'Ouargla et à 240 Kms au Nord-Nord-est du chef-lieu de la wilaya Illizi. Des points de vue coordonnés géographiques, la région d'In-Amenas est limitée : Au Nord par la parallèle 28° 28' selon l'axe (d'Est en Ouest) Ouan-Taradjeli (OTL), Taouratine (TRN), Irlalene (IRL) et West-Ihansatene (WIH). Au Sud par la parallèle 26° 30' selon l'alignement des petites structures, d'Est en Ouest : Amenaned (AMD), In-Teria (IT), Tin-Mezoratine (TMZ), Assekaifaf (AS), Tihigaline (TXH) et Le Couloir (CLR). [2]

- A l'Est par la frontière Algéro-Lybienne au niveau du méridien 10°.
- A l'Ouest par le méridien 8° passant par l'Erg Issaouane.

Elle a une superficie d'environ 30.000 km²

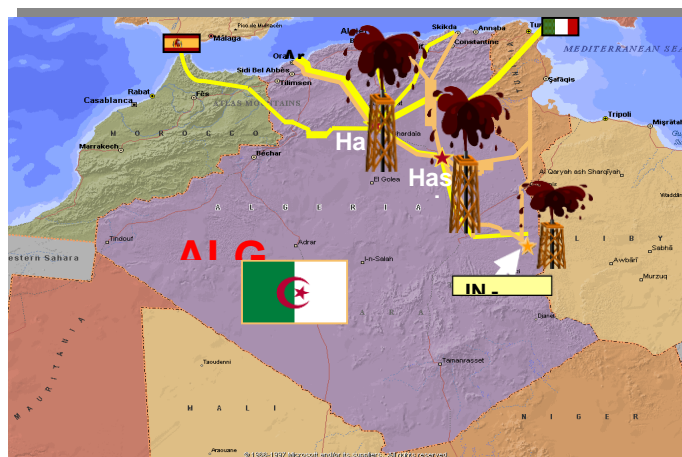


Figure 1.1 : Position géographique du champ IN-AMENAS.

1.1.2 Historique d'exploration et d'exploitation :

De nombreuses sociétés pétrolières étrangères ont opéré sur des permis de différentes tailles dans le cadre de la prospection. La C.R.E.P.S (Campanie de Recherche et d'Exploration du Pétrole au Sahara) a eu la grande part dans la région, pour ce qui est de l'exploration et la totalité des gisements lors de l'exploitation. La recherche, dans le bassin d'Ilizi a commencé en 1955 et a été encouragé par la découverte par le forage du puits DL101 ou Edjeleh-101, en

Chapitre 1 GENERALITES SUR LES REGIONS

1956 ou jaillit pour la première fois du pétrole dans le Sahara Algérien. En 1956 et après la découverte du champ d'Edjeleh fut le tour du champ de Tiguentourine par le forage de TG101 dont les horizons producteurs sont : Le carbonifère (B11, D2, D4 et D6), le Dévonien (F2, F4 et F6) et le CambroOrdovicien (Unité IV en particulier)

La CREPS a foré le puits ZR1, en 1957, qui donna de l'huile dans les horizons suivants : Carbonifère :(B4, D0, D2), Dévonien : (F2, F4) avec un gaz cap dans le réservoir F4 et du gaz dans le Cambro-ordovicien et les autres champs tels que: La Reculée (1956), El-Adeb Larache (1958), OuanTaredert (1958), Dôme à Collenias (1958), Assekaifaf Sud (1958), Assekaifaf Nord (1962), Tan Emellel découvert par EURAFREP en (1960), Tenere El Beugra (1960), Gara (1962), Irlalène (1962), Ouest Ihansatene (1963), Hassi Farida (1963), Tihigaline (1963) ...etc.

La région dont le siège est à In-Amenas, a été scindée en plusieurs secteurs d'exploitation : Secteur Est et secteur Ouest.

Ces secteurs sont eux-mêmes composés de gisements que nous essayons d'énumérer ci-après par ordre d'importance :

➤ **Secteur Est**

Edjeleh et zarzaitine nord est

➤ **Secteur Ouest**

Tiguentourine, El-Adeb Larache, Gara, La Reculée et Assekaifaf (nord et sud) et Ouan Taredert.

Actuellement à l'arrêt (fermés depuis Avril 1983) Tan Emellel, Dôme a Collenias.

➤ **Non exploités**

Hassi Ouan Abech, Iffefane Tehert nord, Irlalene ouest, ihansatene, Hassi Farida, Tin Essameid, et Tenere el Beugra.

Chapitre 1 GENERALITES SUR LES REGIONS

1.1.3 Les Horizons Producteurs des Différents Champs

Tableau 1.1 : Les horizons de production de tous les gisements exploités de la région d’In Amenas

Champ	Horizons Producteurs	Niveaux Exploits	Année de découverte	Année d'exploitation
Zarzatine	Dévonien Carbonifère	F4 A-B4-B6- B2	19 57	1960
Edjeleh	Dévonien Carbonifère	F2-F4 D2-D4-D6	19 57	1960
Tiguentourine	Dévonien	F2	19 56	1962
La Reculee	Dévonien	F2-F4-F6	19 56	1965
Assekaifaf	Dévonien	F4	19 57	1975
Gara	Dévonien	F6	19 62	1975
Gara-Sud	Dévonien	F6	19 88	1990
El adeb larache	Dévonien	F6	19 58	1962
Ouan Taredert	Ordovicien		19 58	2016

1.1.4 Organigramme de la direction régionale IN AMENAS



Figure 1.2 : Organigramme de la direction régionale IN AMENAS

1. 2 Présentation du champ STAH

La région de STAH est située à 1800 Km au Sud Est d'Alger, à 800 Km au Sud-est de Ouargla et à 400 Km au Nord-est d'Illizi dont elle relève administrativement. Le climat de type désertique qui règne sur STAH se caractérise par de fortes amplitudes thermiques, mais les valeurs extrêmes des températures saisonnières sont néanmoins adoucies par l'altitude moyenne du relief qui avoisine 700m. Les températures extrêmes oscillent autour de +45°C en été et de -5°C en hiver et les variations journalières atteignent jusqu'à 25°C.

La direction régionale de STAH gère trois périmètres d'exploitation :

- Le périmètre pétrolier de STAH.
- Le périmètre pétrolier de MEREKSEN.
- Le périmètre gazier et pétrolier d'ALRAR,

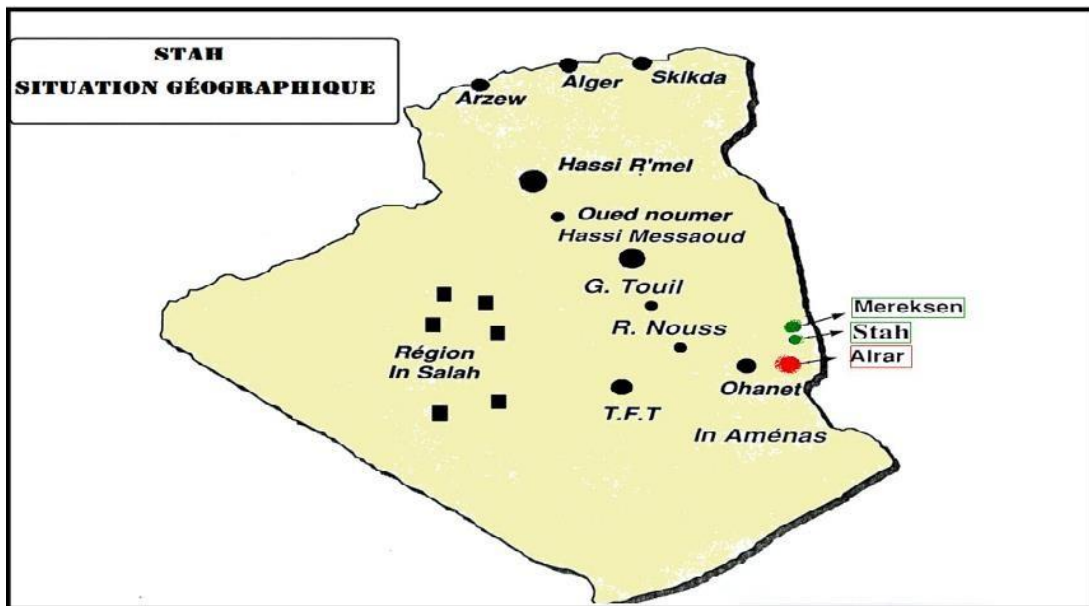


Figure 1.3: Situation géographique de la région STAH

Le champ de STAH est situé à 110Km au Nord d'IN-AMENAS, dans le permis d'HASSI- IMOULAYE. Le gisement a été découvert en Septembre 1971 et mis en production en Juin 1975. Le champ STAH exploité près de 21 puits actuellement

Les principaux objectifs de l'exploitation sont constitués par les réservoirs dévoniens F3 et F6 :

- Le réservoir F3 est un anneau d'huile (43m), de profondeur moyenne de 2700m,

- Le réservoir F6 est un anneau d'huile (26m), de profondeur moyenne de 2850m.

1.2.1 Les réseaux de collectes (Manifold)

Le terme Manifold désigne l'ensemble des conduites et des accessoires affectés à transporter des effluents bruts entre les puits producteurs et le centre de traitement.

a- Plan réseaux de collecte à STAH

Sur le champ de STAH on rencontre deux types de liaisons (voir Figure I.2.2) de collecte : les liaisons individuelles et les liaisons par collecteurs.



Figure 1.4 : Liaisons de collecte de pétrole brut dans la région de STAH

1. Liaisons individuelles

Où les puits sont reliés individuellement au centre de traitement par une ligne de 4 pouces comme le cas de (ST# 2-15). Ce type de liaison offre d'importants avantages techniques :

- Identification immédiate des puits en service ou non sur le centre de traitement.
- Rapidité de passage d'un puits en test.
- Possibilité d'isoler la production des deux puits, s'il y a un problème sur une autre batterie

Par exemple dans le champ de STAH le mélange de l'eau de deux formations F6 et μ F3 provoque la formation de sulfate de baryum (BaSO_4), pour ce la batterie 3 est réservée pour traiter la production des puits F3.

L'inconvénient est que cette liaison devient très onéreuse si la superficie du champ est importante.

2. Liaisons par collecteurs

Sur le champ de STAH les puits sont presque tous raccordés aux trois manifolds A, B et C pour que ces derniers soient réalisés, il a été choisi sur le terrain un ou plusieurs points de groupement où aboutissent les lignes individuelles des puits. Ces points sont pris de telle façon que les lignes soient les plus courtes possibles. Ensuite les effluents sont acheminés mélangés par un seul collecteur unique de capacité convenable vers le centre de traitement.

Au point de groupement, des vannes ont été installées, pour permettre l'isolation de la production de chaque puits et de la diriger vers un séparateur de test pour d'éventuels contrôles périodique. Si le séparateur de test se trouve au centre de traitement il faut doubler le collecteur par une ligne de test y aboutissent.

Le collecteur prend un avantage incontesté sur les champs de grande étendue où les puits sont nombreux et sur ceux où le centre de traitement est éloigné. Néanmoins il présente les inconvénients suivants :

- La capacité des conduites se calcule sur des données prévisionnelles d'où risque d'estimation.
- La production entière peut être polluée par celle d'un seul puits émettant de l'eau.

b- Collectes enterrées et aériennes

Au champ de STAH on rencontre des conduites laissées à la surface de sol par contre les règlements de sécurité exigent en général d'enterrer les conduites par ce que la zone désertique subit de grands écarts de températures, ces lignes sont placées à même le sol en vue de contrôler périodiquement l'état de la conduite, s'il y a des fuites pour intervention. Du point de vue économique c'est pour éviter les dépenses de génie civil et souvent de revêtement mais malheureusement la chose qui n'est prise en compte est que la production est soumise à un grand écart température, qui en modifiant sans cesse l'équilibre polyphasique de la production transportée à travers ces pipes aériens, en outre les températures froides favorisent des dépôts de paraffine ou de sels et parfois dans les conduites à fort GOR où il y a présence d'une grande quantité de gaz, favorise la formation des hydrates, et parfois la variation brusque de température amorce la formation de contraintes mécaniques

c- Les réseaux de collectes à STAH

Les réseaux de collecte de STAH est actuellement composé de 21 puits producteurs d'huile qui sont raccordés aux trois manifolds comme suite :

Manifold A: (ST302-44-50-51-63-64-55-59).

Manifold B: (ST7-40-56-54-35-53-37).

Manifold C : (ST13-15).

En fin les puits (ST2-15) sont raccordés directement au centre de traitement par une ligne de 4 pouce

Chapitre 1 GENERALITES SUR LES REGIONS

CHAPITRE 2

GÉNÉRALITÉS SUR LE

PÉTROLE ET LES EAUX

DANS LES CHAMPS

PÉTROLIERS

Généralités sur le pétrole et les eaux dans les champs pétroliers

2.1 Origine du pétrole

Le pétrole, du latin Petra et oléum, soit « huile de pierre » est une huile minérale naturelle utilisée comme source d'énergie. Il est issu d'un mélange variable d'hydrocarbures (molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène) associé à d'autres atomes, principalement de soufre, d'azote et d'oxygène. Certains de ses composants peuvent être gazeux, liquides et parfois solides selon la température et la pression. Cela explique la consistance variable du pétrole, plus ou moins visqueuse ou liquide. Généralement plus légère que l'eau, sa densité variée entre 0,7 et 0,9. Il est plus ou moins fluide suivant son origine et son odeur est habituellement forte et caractéristique. Il provient de la décomposition d'organismes au fond des océans et des lacs [4].

2.2 Les modes de récupération du pétrole

La récupération des hydrocarbures peut s'effectuer de manière naturelle, ou dans le cas contraire, elle doit être assistée. Les experts classent les techniques de récupération en trois catégories : récupération primaire, récupération secondaire et récupération tertiaire.

2.2.1 La récupération primaire (naturelle)

Les hydrocarbures quittent le réservoir et circulent dans les puits sous l'effet du différentiel entre la pression de gisement et la pression de fond de puits. Au fur et à mesure de la production, la pression de gisement chute, réduisant d'autant la capacité éruptive des hydrocarbures [5]. la récupération primaire conduit à de moins bons résultats, elle peut même s'avérer très limitée en l'absence d'une source d'énergie durant une longue période. La récupération primaire moyenne s'échelonne finalement entre 25 et 30% [6].

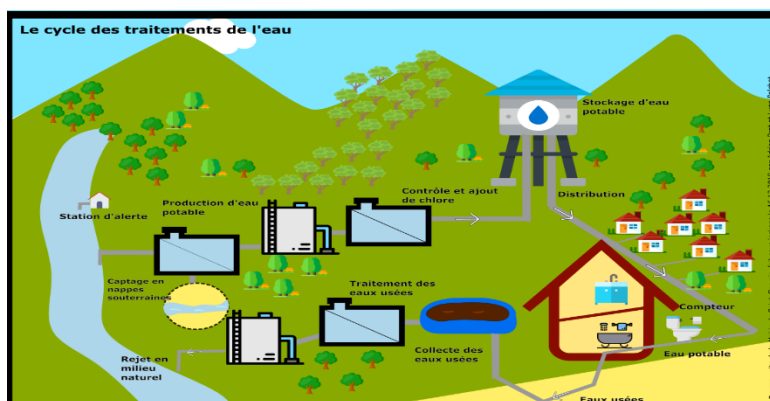


Figure 2.1 Principe de la récupération primaire

Les hydrocarbures au fond récupérés en surface grâce aux différences de pressions :

$$P_r > P_f > P_{tp} > P_a$$

2.2.2 La récupération secondaire

La pression baisse à l'intérieur du réservoir. Afin de stabiliser cette pression, et d'augmenter la quantité d'huile récupérée, on injecte des fluides dans le gisement, en premier lieu de l'eau ou du gaz. L'eau sera injectée à la base de gisement sous pression, elle poussera l'huile vers les puits de production. Cette opération requiert toute une série de précautions : l'eau injectée doit être traitée, car il faut éviter que cette eau apporte des ions entrant en réaction avec ceux contenus dans l'eau de gisement, ils pourraient donner des sels insolubles qui boucheraient les pores de la roche [7]. L'injection de gaz non miscible repose sur le même principe, le fluide injecté étant dans ce cas du gaz naturel, de l'azote ou les gaz de combustion, les procédés d'injection de gaz sont développés à la faveur des réglementations environnementales interdisant de brûler le gaz associé à la torche.

Selon la structure du gisement, ces deux fluides sont parfois utilisés alternativement, le procédé est nommé WAG (water Alternate gas) [6]. Cette étape de récupération conduit à des taux de récupération importants (entre 40 et 60%) [5].

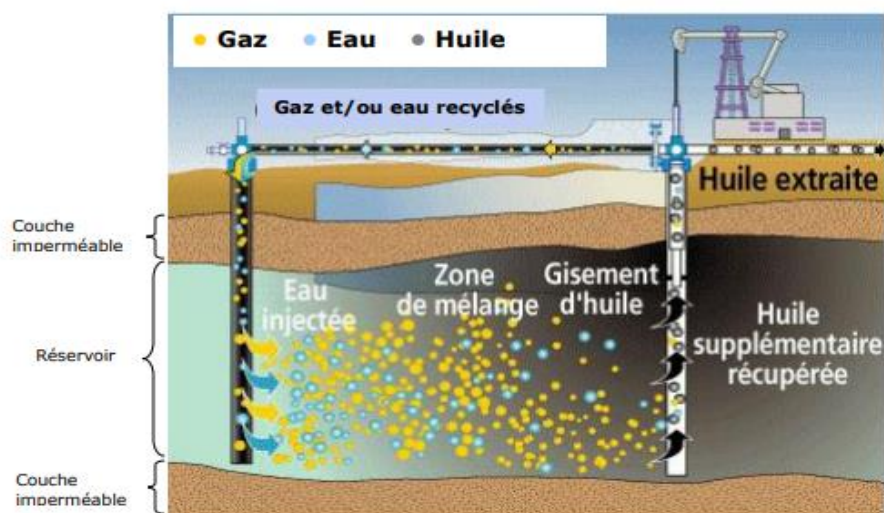


Figure 2.2 : procédé de récupération secondaire

2.2.3 La récupération tertiaire

C'est la troisième étape de récupération des hydrocarbures, elle est nommée aussi la récupération assistée du pétrole (RAP) [8]. Les procédés utilisés font appel à des méthodes

nouvelles ou déjà connues, mais réadaptées, ils sont misés en œuvre dans les dernières phases de la vie d'un gisement, ils n'ont pas que le rôle de maintenir la pression dans le réservoir, mais aussi d'assurer la modification de la mobilité du pétrole, par la modification de ces propriétés physicochimiques (viscosité, la tension interfaciale entre eau/ huile...etc.) [9]. La récupération assistée n'est pas limitée à des phases particulières comme la récupération primaire et secondaire [8]. Il existe trois principales méthodes de la récupération assistée : les méthodes thermiques, les procédés miscibles, et les méthodes chimiques [10].

2.3 Les eaux dans les champs pétroliers :

La production de pétrole et de gaz est généralement accompagnée par l'usage et la production d'importants volumes d'eau pour de nombreuses applications :

2.3.1 Eaux injection (water flood)

C'est le procédé le plus ancien (fin XIX e siècle), et encore le plus employé. Son but n'est seulement la récupération, mais aussi d'accélérer la production, en plus de diminuer son déclin. Le moyen utilisé est souvent un maintien de pression. L'injection peut être soit du type réparti dans la zone à l'huile, soit du type périphérique dans un aquifère existant [11].

Concernant les sources de l'eau, il s'agit le plus souvent des couches aquifères situées à faible profondeur de l'eau de mer, ou de l'eau en surface à terre (lacs, rivières). Par ailleurs, il faut que l'eau soit injectable : perméabilité suffisante et compatibilité avec l'eau du gisement. En effet, le mélange d'eau injectée avec l'eau en place, peut provoquer des précipités inscrutables ($BaSO_4$) qui bouchent les puits. On distingue deux catégories d'eau L'eau de maintien de pression et l'eau de lavage [12].

2.3.2 Eaux de gisement

Il faut savoir que la production du brut, s'accompagne toujours d'une production de gaz de pétrole et d'une quantité d'eau plus ou moins important suivant le gisement. La présence de l'eau est due à des causes diverses, à savoir des causes naturelles ; soit de la roche magasin elle-même qui peut en retenir des quantités considérables, Cette dernière est généralement très chargée en sels jusqu'à sursaturation. Le sel prédominant est le chlorure de sodium, mais, il est toujours accompagné de quantités variables de sels de calcium, potassium, magnésium, baryum et strontium, sous forme de sulfates de carbonates, bicarbonates et chlorures.

L'eau de gisement accompagne le pétrole brut dans le gisement de production ; cette eau de gisement ou de formation, peut provenir soit de l'aquifère qui se trouve à la base des gisements pétrolières, soit de la roche magasin elle-même. Il existe des différents types de l'eaux de gisement tels que :

- **Eaux de condensation** : qui correspondent à la fraction d'eau en phase vapeur accompagnant les fluides de gisement.
- **Eaux de formation** : qui sont communément attribuées à l'aquifère du gisement et accompagnent la mise en place des hydrocarbures.
- **Eaux interstitielles** : ce sont des eaux que l'on retrouve dans les petits espaces entre les minuscules grains d'une roche.
- **Eaux connées** : le « connée » veut dire née, produite ou générée ensemble, est donc une eau fossile qui est sans contact avec l'atmosphère durant une grande partie d'une période géologique [13].

2.4 Conclusion

La récupération secondaire des hydrocarbures par l'injection d'eau est l'un des procédés le plus employé au monde, car elle est un moyen simple, moins coûteux et efficace, qui permet d'améliorer la performance du réservoir et par conséquent le taux de récupération de pétrole, mais cette technique est affectée par le risque d'endommagement de la formation dû à des fluides incompatibles.

CHAPITRE 3
PROBLEMES DES
DEPOTS MINERAUX
DANS LES CHAMPS
PETROLIERS

**CHAPITRE 3
PROBLÈMES DES DÉPÔTS MINÉRAUX DANS LES CHAMPS
PÉTROLIERS**

3.1 Généralités sur les dépôts :

Dans l'industrie pétrolière, les différents problèmes de dépôts survenus au cours de l'exploitation ont engendré beaucoup de problèmes, avec toutes les conséquences économiques et les contraintes de production qui en résultent. Ces dépôts représentent un vrai problème dans le ralentissement de la production, et contre lesquels les industriels luttent pendant bien des décennies. Certains de ces dépôts ont pour origine minéraux (les sels) contenus dans les eaux de gisement ou bien les eaux utilisées au cours de l'exploitation.

A côté des dépôts inorganiques, il existe un autre type de dépôts d'origine organique qui ont pour origine certaines matières contenues naturellement dans le pétrole.

Les dépôts rencontrés dans un champ pétrolier sont essentiellement liés à l'existence dans l'eau de gisement d'ions (calcium, baryum, carbonates. etc.) dont la présence simultanée provoque dans certaines conditions la précipitation des sels insolubles due à l'incompatibilité des eaux (d'injection et de formation). Ils sont généralement classés en deux catégories :

- Les dépôts minéraux.
- Les dépôts organiques.

Mais dans ce projet ce qui nous intéresse c'est les dépôts inorganiques, à savoir leurs origines et leurs conditions de formation ainsi que les solutions adéquates et les moyens de luttés contre ces dépôts [14].

3.2 Les dépôts minéraux

Le dépôt de sels inorganiques, globalement qualifiés de tartre, est un problème fréquent dans les opérations visant à la récupération du pétrole. Une des raisons de la précipitation de tels sels réside dans le mélange de fluides incompatibles contenant des ions distincts susceptibles et ces dépôts minéraux de se combiner en précipitant pour former ce tartre. Ainsi dans les exploitations des champs sahariens, on injecte de grandes quantités d'eau contenant de fortes concentrations en ions sulfate dans le réservoir contenant des ions baryum, calcium et éventuellement strontium. Le contact de ces deux fluides entraîne la précipitation des sulfates de baryum, calcium et strontium tant dans les puits producteurs que dans les installations de surface et autres canalisations. Les dépôts minéraux ou inorganiques se

CHAPITRE 3 PROBLÈMES DES DÉPÔTS MINÉRAUX DANS LES CHAMPS PÉTROLIERS

composent essentiellement de : a) Chlorures b) Carbonates. c) Sulfates. d) Oxydes et autres composés de fer (sulfures et carbonates) Les dépôts du type (D) sont généralement dus à des causes qui sont reliées directement à des phénomènes de corrosion et à la présence de micro-organisme [14].

3.2.1 Conditions de formation des dépôts minéraux

L'état de saturation de l'eau peut être dû, entre autres, à un échange d'ions dans la roche. La chute de pression, entre le gisement et le fond du puits produit une évaporation partielle de cette eau, qui se sursature et précipite des cristaux. Certains ont proposé une explication basée sur les charges électriques. Les gouttelettes d'eau contenant les germes cristallins doivent porter une charge électrique positive, et ont un constant diélectrique plus grand que celle du brut dans lequel elles nagent. La roche est chargée négativement par suite de la présence des argiles ; De même, les courants d'écoulement dans les tuyaux portent celle-ci à un potentiel négatif. D'où attraction et fixation sur les aspérités. Les cristaux qui possèdent leur propre polarité sont retenus électriquement et mécaniquement. Leur croissance est, par la suite, facile à concevoir. Mécanisme de formation des dépôts minéraux La précipitation ne se produit que si la sursaturation (concentration en soluté supérieure à sa solubilité) est très importante et elle est accélérée par la présence de points spécifiques (impuretés, parois rocheuses) permettant d'initier la première étape de précipitation du dépôt : la nucléation, formation du premier germe solide dans la solution. Suivent alors les étapes de germination puis croissance du dépôt, tant que les conditions thermodynamiques (concentration des minéraux au-dessus de la saturation) [14].

3.3. Les principales causes de formation des dépôts :

Les principales causes de formation des dépôts dans les champs pétroliers sont :

- **Chute de pression**

Au cours du processus de l'exploitation pétrolière, l'eau de gisement subit une diminution de pression continue jusqu'à atteindre une valeur suffisante pour que certains gaz s'échappent. Ce déséquilibre provoque la formation des dépôts. C'est le cas des carbonates qui se forme suite à la diminution du dioxyde de carbone [15].

CHAPITRE 3 PROBLÈMES DES DÉPÔTS MINÉRAUX DANS LES CHAMPS PÉTROLIERS

▪ Changement de température

Elle a une action très importante sur la solubilité et la croissance cristalline de calcium, baryum et strontium de sulfates. Une augmentation de la température réduit la solubilité de CaCO_3 , SrO_4 et CaSO_4 [16], mais au contraire, elle provoque une grande dissolution de BaSO_4 en augmentant sa solubilité [17].

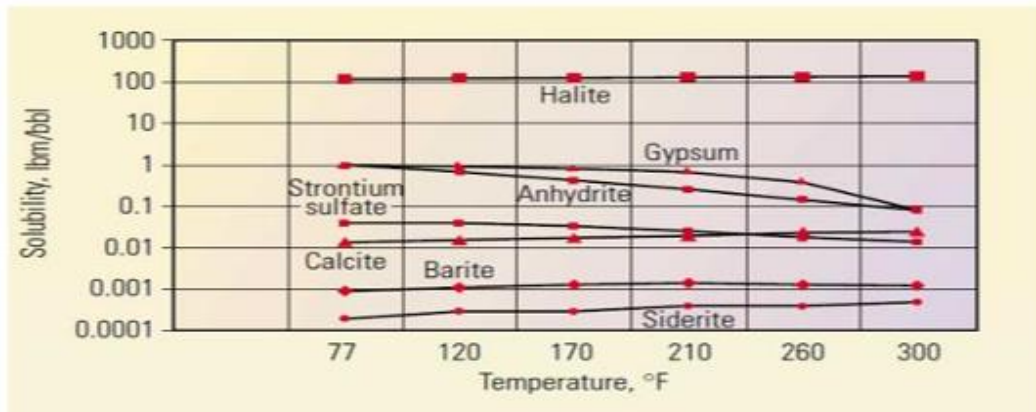


Figure 3 .1 : Influence de température sur la solubilité

▪ Changement des caractéristiques minérales

La formation des dépôts de sel peut être due à un changement dans les caractéristiques minérales des eaux. C'est-à-dire un changement des forces ioniques des ions présents en solution. La concentration totale des sels contenus dans l'eau constitue un facteur important. La présence, par exemple, du précipité de chlorure de sodium augmente avec l'augmentation de la quantité de ses sels [15].

▪ Variation du pH :

La solubilité d'un sel varie aussi avec la concentration en ions hydrogène, H^+ c'est à dire la valeur du pH de la solution étudiée. En général, la solubilité des sels augmente avec la diminution du pH et cela est dû à la forte activité des ions H^+ . En effet, quand on est en présence d'un acide, l'activité du H^+ sera forte qu'elle attaque facilement le dépôt. Par contre, un pH basique provoque la formation des oxydes qui augmentent la masse de dépôt et diminuent la solubilité [4].

CHAPITRE 3 PROBLÈMES DES DÉPÔTS MINÉRAUX DANS LES CHAMPS PÉTROLIERS

▪ Mélange des eaux incompatibles

Lors de la récupération secondaire, l'eau des puits de production, contenant divers minéraux, mélangée après la percée, à de l'eau d'injection provoque un changement dans les caractéristiques minérales en raison de l'incompatibilité des deux eaux qui conduit à la formation de dépôt. Dans de nombreux cas, l'instabilité par rapport aux carbonates ou sulfates de calcium et au sulfate de baryum est une conséquence directe de cet amalgame comme il est souvent le cas dans les champs d'hydrocarbures de la mer du Nord. En effet, lorsque deux eaux incompatibles, eau de formation contenant des ions de baryum et l'eau de mer contenant des ions sulfates sont mélangées, le dépôt de sulfate de baryum est formé [18].

3.4 Classifications des dépôts :

Les dépôts rencontrés dans les gisements lors de la récupération du pétrole sont généralement classés en deux catégories : les dépôts minéraux et les dépôts organiques [4]. Nous allons cependant nous concentrer sur les dépôts minéraux qui sont classés en plusieurs sous-ensembles : les sulfates, les chlorures, les carbonates, les composés ferreux, les oxydes ou les dépôts de calcium.

3.4.1 Les Dépôts de Sulfates :

Ces minéraux se forment dans les gisements, principalement, suite à l'incompatibilité des eaux d'injection et de formation lors de l'extraction par injection d'eaux. Effectivement, l'une contenant soit des ions baryum (Ba^{2+}), strontium (Sr^{2+}), ou calcium (Ca^{2+}), en fonction de la composition de la roche réservoir, et l'autre des ions sulfates (SO_4^{2-}). Ce mélange est caractérisé par une cinétique de formation immédiate [4].

CHAPITRE 3 PROBLÈMES DES DÉPÔTS MINÉRAUX DANS LES CHAMPS PÉTROLIERS

a) Sulfate de Baryum ($BaSO_4$) :

Les dépôts de baryum sont représentés par deux principaux constituants minéraux : dépôts de sulfate de baryum ($BaSO_4$) et dépôt de carbonate de baryum ($BaCO_3$). Le sulfate de baryum, la baryte ou barytine, s'avère être le dépôt le plus répandu du groupe du Baryum [19]. C'est le dépôt de sel le plus gênant, car les limites de solubilité sont très basses et les dépôts sont durs et compacts. En règle générale, les problèmes posés par les dépôts de sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité de deux eaux. Les eaux du gisement peuvent contenir ions baryum (Ba^{2+}) et être mise en contact avec des eaux, qui contiennent des ions de sulfates (SO_4^{2-}) [20]. Sa formation se déroule selon la réaction suivante :

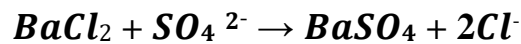
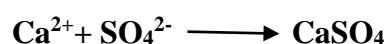


Figure 3.2: Dépôt de Sulfate de Baryum « $BaSO_4$ »

b) Sulfate de Calcium ($CaSO_4$) :

Le sulfate de calcium est l'un des principaux dépôts dans l'industrie pétrolière, la formation de ce sel peut être due à une baisse de pression que l'effluent subit le long du puits au cours de la remontée en surface. Il existe sous plusieurs formes cristallines. Il s'agit notamment du Gypse ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$) et de l'anhydrite ($CaSO_4$). Le gypse c'est la forme cristalline la plus courante se produit à une température relativement basse. A partir de $100^\circ C$ la phase stable prévue est l'anhydrite ($CaSO_4$), cependant la forme hydraté se forme entre $100^\circ C$ et $121^\circ C$. Ces composés peuvent être stables en fonction de la température et la force ionique et ils sont beaucoup plus soluble que le ($CaCO_3$), ils ne se forment que si la solution serait sursaturée en sulfate de calcium à des températures élevées [21]. Sa précipitation se déroule selon la réaction suivante :



CHAPITRE 3 PROBLÈMES DES DÉPÔTS MINÉRAUX DANS LES CHAMPS PÉTROLIERS



Figure 3.3: Dépôt de Sulfates de Calcium (CaSO_4)

c) Les Sulfates de Strontium (SrSO_4) :

Le dépôt de sulfate de strontium est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium, La précipitation de sulfate de strontium SrSO_4 peut se produire par évaporation de l'eau, 4Les dépôts de SrSO_4 sont pratiquement inattaquables mêmes par les acides et elle se fait selon la réaction suivante [22].

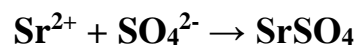


Figure 3.4: Sulfate de Strontium (SrSO_4).

3-4-2 Les Dépôts de Carbonates (CaCO_3) :

L'équilibre entre les carbonates (CO_3^{2-}) et les bicarbonates (HCO_3^-) régit par l'équation suivante :



La précipitation des carbonates est due au départ de CO_2 équilibrant, par augmentation de la température ou par une baisse de la pression dans le gisement. La formation est lente, ceci revient à des sursaturations qui durent longtemps [23].



Figure 3.5 : Dépôts de Carbonate de Calcium (CaCO_3)

3-4-3 Les Dépôts de Calcium :

C'est un organo-minéral qui ne se forme que dans des eaux basiques. On en trouve dans le procès (à l'interface huile/eau), mais aussi parfois dans les puits. Leur comportement est similaire aux carbonates (Pression favorable, Température défavorable) [23].

3.5 Méthodes de traitement : chimique et électrochimique

3.5.1 Méthode Chimique

a- Traitements des dépôts par inhibiteurs :

Un inhibiteur est une substance qui est ajoutée en faible quantité dans un milieu quelconque afin de ralentir ou d'empêcher l'évolution de certains phénomènes de dépôts. Ce sont des composés dont l'action est d'inhiber une réaction chimique c'est-à-dire de la ralentir ou de l'arrêter [24].

Les produits anti-dépôts sont des composés utilisés à des concentrations nettement inférieures à la stœchiométrie pour l'inhibition contre la formation de dépôts cristallins. En général, ils sont utilisés dans le domaine industriel, d'une manière générale et, pétrolier particulièrement (puits producteur, réservoirs d'hydrocarbures, circuits d'eau, et installation de production en général) [25].

Les inhibiteurs de dépôts sont aussi utilisés dans le traitement des eaux (eau sanitaire, eau de procédés industriels, eau de chaudière...etc.). L'industrie pétrolière a longtemps cherché des moyens plus efficaces pour traiter ces dépôts. Actuellement, les traitements par

CHAPITRE 3 PROBLÈMES DES DÉPÔTS MINÉRAUX DANS LES CHAMPS PÉTROLIERS

des inhibiteurs de dépôts sont réalisés via la technique du "squeeze" d'inhibiteur ou en continu [15].

b. Types d'inhibiteurs :

Il existe deux types :

– Inhibiteurs anti-dépôt :

Ce sont des composés chimiques utilisés à des concentrations nettement supérieures à la stœchiométrie, dont le but d'inhiber la formation d'un dépôt cristallin par mode d'adsorption sur les sites de croissance des germes de cristallisation [26].

– Inhibiteur de corrosion :

Il sert d'inhibiteur des processus de corrosion des métaux. Il s'ajoute à faible concentration au milieu corrosif [26].

c. Propriétés des inhibiteurs :

- **L'activité** : se traduit par le ralentissement ou l'empêchement de la réaction [27].
- **La stabilité** : Une bonne stabilité caractérise le fait que l'inhibiteur n'évolue plus dans les conditions de mise en œuvre afin d'éviter la perte d'activité (paramètres thermodynamiques) [27].
- **La résistivité** : L'inhibiteur doit posséder une bonne résistivité afin de garder toutes les propriétés au cours de mise en œuvre (paramètres thermodynamiques) [27].
- **Les conditions de sécurité** : L'inhibiteur choisi doit prendre à certaines conditions de sécurité et de protection de l'environnement [27].
- **Le prix** : il doit supporter à performance égales, la comparaison avec les inhibiteurs concurrents au point de vue de prix, du moins ne constitue pas une trop lourde charge pour le procédé ou il sera mis en œuvre [28].

d. Facteurs influençant la performance des inhibiteurs de dépôts :

Les propriétés inhibitrices des inhibiteurs de dépôts peuvent être significativement affectées par un certain nombre de facteurs, dont les structures chimiques et environnementales, parmi ces facteurs, nous distinguons :

- Les changements dans les conditions expérimentales telles que le pH, la température, les Conditions hydrodynamiques [29].

CHAPITRE 3 PROBLÈMES DES DÉPÔTS MINÉRAUX DANS LES CHAMPS PÉTROLIERS

- La présence et la composition d'autres produits chimiques, qui engendrent par exemple la sursaturation, peuvent avoir un effet majeur sur la performance des inhibiteurs de tartre [29].
- La présence de cations bivalents, tels que Ca^{2+} et Mg^{2+} ou même Zn^{2+} peuvent conduire à une incompatibilité entre le système et certains produits anti-dépôts ; ce qui provoque la réduction de leur concentration dans la solution et donc de leur efficacité [29].
- Le problème majeur que rencontrent les inhibiteurs de dépôts dans l'industrie pétrolière est la réduction de leur efficacité en raison de la présence d'ions Fe^{2+} et Fe^{3+} dans les eaux de gisements. Les ions Fe^{2+} en présence de l'oxygène de l'air s'oxydent en Fe^{3+} , ils précipitent sous forme $\text{Fe}(\text{OH})_3$. Ce dernier grâce à son pouvoir adsorbant vis-à-vis des autres ions en solution empêche l'inhibiteur de jouer son rôle.
- Le pH des solutions semble avoir une influence sur l'inhibiteur. Il peut avoir une influence sur le degré d'ionisation des fonctions acides et par voie de conséquence, sur la flexibilité de la macromolécule de l'anti-dépôt [29].
- Les groupements fonctionnels des inhibiteurs jouent un rôle important dans leur mécanisme d'action. La position du groupement fonctionnel dans une chaîne de structure est importante. En effet, un groupe fonctionnel peut être plus efficace s'il est situé à l'extrémité de la chaîne, plutôt que dans le milieu [29].

e. Mécanisme de traitement par inhibiteur

Les inhibiteurs sont des espèces chimiques dont les mécanismes d'action sont divisés en trois catégories, décrites ci-dessous :

- Inhibition de la nucléation : déstabilisation thermodynamique des nucléés par adsorption de molécules d'inhibiteurs sur leurs sites de croissance.

- Dispersion des cristaux déjà formés : maintien en suspension des agrégats formés par une stabilisation électrostatique ou stérique due à l'adsorption de macromolécules, type poly électrolytes, sur leur surface (Figure 3-a).

- Ralentissement/Blocage de la croissance des cristaux par adsorption des molécules d'inhibiteurs sur les sites de croissance des dépôts en cours de formation (**Figure 3**). **Figure 3 : (a)** dispersion des nucléés formés et **(b)** stabilisation des dépôts en croissance [30], Les inhibiteurs sont principalement des molécules ou petites

CHAPITRE 3 PROBLÈMES DES DÉPÔTS MINÉRAUX DANS LES CHAMPS PÉTROLIERS

macromolécules hydrosolubles, réparties en différentes classes selon leurs fonctions chimiques ou leurs structures. La plupart de ceux utilisés dans l'industrie du pétrole sont des composés phosphatés, organiques ou inorganiques, qui agissent à la fois comme dispersants des germes de dépôt en formation et en stabilisateurs des germes formés, bloquant leur croissance par agrégation d'autre cristal [30]. Ces actifs existent sous différents types : les phosphates [groupements $(\text{PO}_4)^{3-}$], ou les phosphonates [groupements (PO_3H_2)], dont le représentant le plus souvent mis en œuvre est le DTPMP [acide diéthylènetriamine penta (méthylène phosphonique)], qui bloquent la croissance. Les polyacrylates ou les poly électrolytes avec des fonctions sulfonates sont aussi souvent utilisés et jouent le rôle d'inhibiteurs de croissance et de dispersant [31]. Toutefois, selon la zone géographique où est situé le gisement, les réglementations locales en vigueur peuvent obliger à utiliser d'autres types de molécules comme des polymères organiques biodégradables [31].

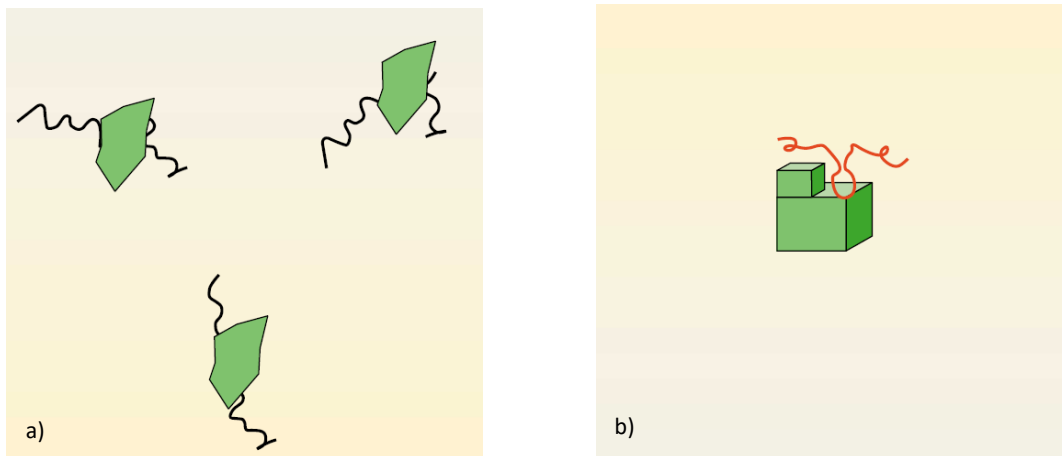


Figure 3.6 : (a) dispersion des nucléus formés et (b) stabilisation des dépôts en croissance

Les inhibiteurs de dépôts formulation minérale, les principaux anions inhibiteurs sont les oxo-anions de type XO_n^{-4} tels les chromates, molybdates, phosphates, silicates. Les cations sont essentiellement Ca^{2+} et Zn^{2+} .

- Les inhibiteurs de dépôts de formulation organique, les principaux sont les

CHAPITRE 3 PROBLÈMES DES DÉPÔTS MINÉRAUX DANS LES CHAMPS PÉTROLIERS

suivant : les amines, les polyphosphates, les esters phosphoriques, les polyesters et les acides polyacryliques [32]. Les produits anti-dépôts les plus connus sont :

Principalement, les composés phosphatés et les polymères carboxyliques sont les plus utilisés.

- **Les polyphosphates** : L'ion PO_4^{3-} s'adsorbe sur la surface des cristaux et se substitue localement aux ions CO_3^{2-} . Il peut également former un complexe avec les ions Ca^{2+} présents dans l'eau. Il est néanmoins, moins efficace voire pas du tout à des températures élevées [25].

- **Les polyphosphonates** : Ils sont caractérisés par leur groupement acide phosphorique (PO_3H_2). Plus la chaîne de ce polymère est courte plus il est efficace face aux CaCO_3 et CaSO_4 . A titre d'exemple nous pouvons citer : l'acide hydroxyéthylidènediphosphonique, l'acide tri méthylène phosphorique... [25].

- **Les polymères carboxyliques** : Il s'agit de polymères organiques avec des groupements carboxyliques. Ils s'adsorbent sélectivement sur les sites de croissance des dépôts pour freiner le développement des cristaux et les déformer, ce qui minimise les dépôts et l'adhérence du solide. Parmi ces acides, on distingue le polyacrylate, le polyméthacrylate... [25].

3.5.2 Méthode électrochimique

a- Mesure du potentiel de corrosion

Cette méthode simple fournit des informations préliminaires sur la nature des processus qui se produisent à l'interface (métal/électrolyte) . Tels que la corrosion et la passivation. L'électrode métallique prend un potentiel appelé potentiel de corrosion ou de repos par rapport à la solution. Ce dernier utilisé pour déterminer qualitativement l'état de corrosion d'un substrat métallique dans un milieu électrolytique. De plus, cette mesure permet de déterminer la durée d'immersion minimale nécessaire pour créer un état stationnaire nécessaire pour tracer les courbes de polarisation et les diagrammes d'impédance électrochimique [33,15].

Cette méthode indique le type de l'inhibiteur (anodique-cathodique) suivant le sens de déviation du potentiel par rapport au potentiel mesuré en absence d'inhibiteur. Si

CHAPITRE 3 PROBLÈMES DES DÉPÔTS MINÉRAUX DANS LES CHAMPS PÉTROLIERS

l'inhibiteur est à caractère mixte, aucune indication n'est donnée par la faible variation de potentiel [33].

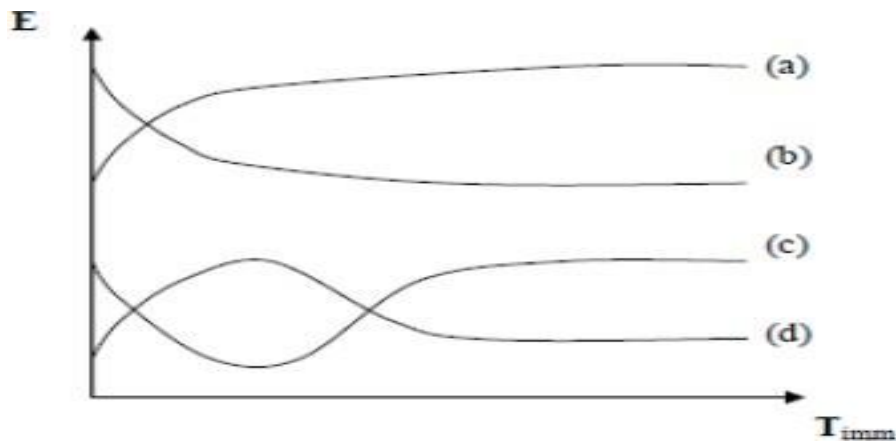


Figure 3.7 Evaluation du potentiel d'abandon en fonction de temps d'immersion

Avec :

- (a) : Le potentiel devient plus cathodique, il y a formation d'un film protecteur, dit film de passivation ;
- (b) : Destruction de l'oxyde métallique, le potentiel devient de moins en moins noble ;
- (c) : Passivation apparaissant après un début d'attaque ;
- (d) : Disparition d'un film protecteur préexistant à l'immersion ;

b- Courbes de polarisation

Les courbes de tension-courant stationnaires permettent d'estimer la vitesse de corrosion et d'identifier la formation de films inhibiteurs. En effet, l'invariance du courant sur un large domaine d'application de surtension peut caractériser la présence d'un film sur ces courbes.

Ces techniques stationnaires restent toutefois insuffisantes pour caractériser des mécanismes complexes, mettant en jeu plusieurs étapes réactionnelles et ayant des cinétiques caractéristiques différentes (ce qui est le cas lors des processus d'inhibition). L'utilisation des techniques transitoires devient alors indispensable [15].

CHAPITRE 3 PROBLÈMES DES DÉPÔTS MINÉRAUX DANS LES CHAMPS PÉTROLIERS

a - Méthode de Tafel

Cette méthode est utilisée lorsque le système électrochimique est fortement polarisé, c'est-à-dire les portions pour lesquelles les surtensions $\eta \gg 100$ mV (domaine anodique) et les surtensions $\eta \ll 100$ mV (domaine cathodique) [34].

La loi de Tafel exprime une linéarité entre la surtension (η), qui peut être définie comme la variation de la différence de potentiel entre le métal et la solution due à l'effet d'un courant électrique, et le logarithme de la densité de courant (i) (I) par la relation suivante ci-dessous [35].

Pour une surtension anodique η_a on a :

$$I_a = I_{\text{corr}} = I_o \exp\left(\frac{\theta \eta F}{RT} n_a\right) \quad \text{éq. 1}$$

Pour une surtension cathodique η_c on a :

$$I_c = I_{\text{corr}} = I_o \exp\left(-\frac{(1-\theta) \eta F}{RT} n_c\right) \quad \text{éq. 2}$$

Dans ces relations, on peut définir les coefficients de Tafel anodique et cathodique par :

$$\beta_a = \frac{RT}{\theta n F} \quad \text{éq. 3}$$

$$\beta_c = \frac{RT}{(1-\theta) n F} \quad \text{éq. 4}$$

Pour la branche anodique on a dans cas :

$$\text{Log}(I_a) = n_a (2,303 \beta_a) + \text{log}_{10}(I_o) \quad \text{éq. 5}$$

Pour la branche cathodique on a dans cas :

$$\text{Log}_{10}(I_c) = n_c (2,303 \beta_c) + \text{log}_{10}(I_o) \quad \text{éq. 6}$$

Les équations : éq .5 et éq .6, sont les droites de Tafel anodique et cathodique qui décrivent les limites anodiques et cathodiques de l'équation générale de butler-volmer. La représentation $\log_{10}(I)$ en fonction de E est couramment utilisée pour la détermination des paramètres cinétiques I_o , β_c , β_a . L'intersection des droites de Tafel (éq .5 et éq .6) qui correspond à $|I_a| = |I_c| = |I_o|$ et à des surtensions η_a et $\eta_c(E=E_{\text{corr}})$ permet en effet, sur une représentation de ce type, une détermination graphique de la valeur de la densité de courant

CHAPITRE 3 PROBLÈMES DES DÉPÔTS MINÉRAUX DANS LES CHAMPS PÉTROLIERS

d'échange à l'équilibre. Le type de diagramme ainsi obtenu est schématisé à la **Figure 3.8**. Les domaines de potentiels pour lesquels la courbe rejoint les droites de Tafel sont les domaines de Tafel anodique et cathodique [34].

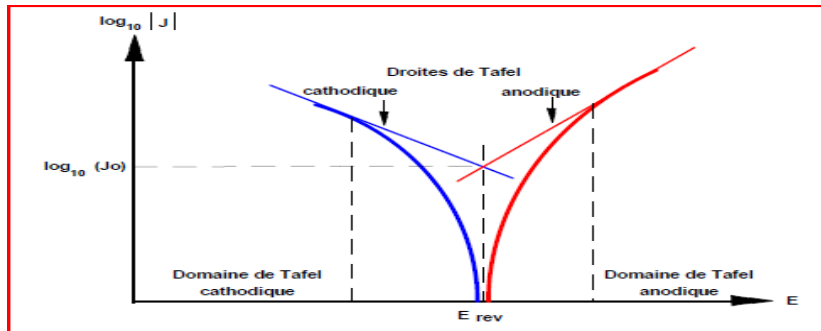


Figure 3.8 : Détermination des paramètres électrochimiques à partir des droites de Tafel.

b- Résistance de polarisation

La courbe $E=f(I)$ au voisinage du potentiel de corrosion à +20mV est utilisée pour calculer la résistance de polarisation **Figure 3.9** La pente $\Delta E/\Delta I$ de la courbe de polarisation est la mesure de la résistance de polarisation, qui est exprimée en Ω/cm^2 . La formule de Stern-Geary (éq .7), qui résulte de l'équation de Butler-Volmer (éq .2) mentionnée précédemment, est définie selon la relation (pour $E= E_{\text{corr}}$) :

$$Rp = \frac{\Delta E}{\Delta I} = \frac{ba \times bc}{2.303(ba + bc)} \times \frac{1}{I_{\text{corr}}} \quad \text{éq . 7}$$

$$B = \frac{ba \times bc}{2.303(ba + bc)} \quad \text{éq . 7}$$

$$I_{\text{corr}} = \frac{B}{Rp} \quad \text{éq . 7}$$

Par conséquent, la résistance de polarisation est inversement proportionnelle au courant de corrosion. La linéarité d'une portion de courbe $E=f(I)$ au voisinage de E_{corr} est supposée par cette méthode de mesure simple et rapide [36].

CHAPITRE 3 PROBLÈMES DES DÉPÔTS MINÉRAUX DANS LES CHAMPS PÉTROLIERS

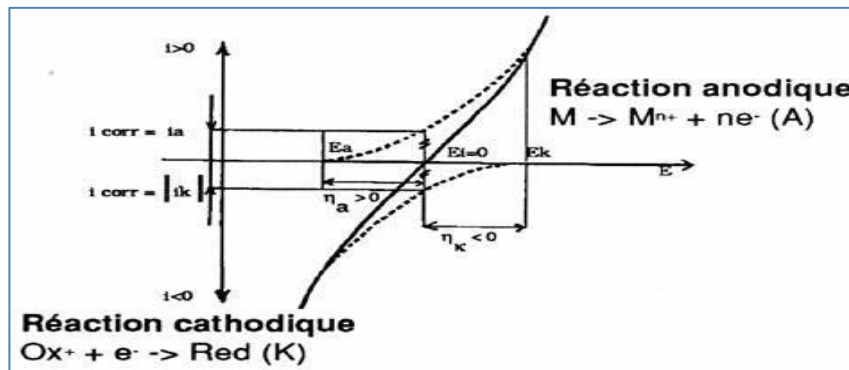


Figure 3.9 : Représentation linéaire de courbe de la résistance de polarisation

c- La spectroscopie d'impédance électrochimique :

La spectrométrie d'impédance électrochimique est des techniques permet de caractériser plus finement les différentes réactions électrochimiques à la surface du métal qui se corrode [37]. Elle permet de séparer et/ou d'identifier les contributions des différents phénomènes chimiques et électrochimiques élémentaires se déroulant à l'interface métal solution [38], notamment par leur temps de relaxation.

Cette méthode consiste à mesurer la réponse de l'électrode face à une modulation sinusoïdale de faible amplitude du potentiel (ΔE) en fonction de la fréquence (f) [39].

Le potentiel imposé à l'électrode est donné par l'équation suivant :

$$E(t) = E_0 + |\Delta E| \exp(j\omega t) \quad \text{éq. 8}$$

Et aussi la réponse en courant du système est de la forme :

$$I(t) = I_0 + |\Delta I| \exp(j(\omega t - \Phi)) \quad \text{éq. 9}$$

L'impédance $Z(\omega)$ est définie comme le signal perturbateur et Les réponses pertinentes sont les suivantes [40].

$$Z(\omega) = \frac{\Delta E(\omega)}{\Delta I(\omega)} = \frac{|\Delta E| e^{j\omega t}}{|\Delta I| e^{j(\omega t - \Phi)}} \quad \text{éq. 10}$$

$\Delta E(\omega)$ et $\Delta I(\omega)$ correspondent à la transformée de Fourier des grandeurs temporelles correspondant.

$Z(\omega)$ est un nombre complexe et peut s'écrire sous deux formes équivalentes ce qui suit :

1. Forme algébrique

$$Z(\omega) = Z_r(\omega) + jZ_j(\omega) \quad \text{éq. 11}$$

2. Forme exponentielle

$$Z(\omega) = |Z(\omega)| e^{j\Phi(\omega)} \quad \text{éq. 12}$$

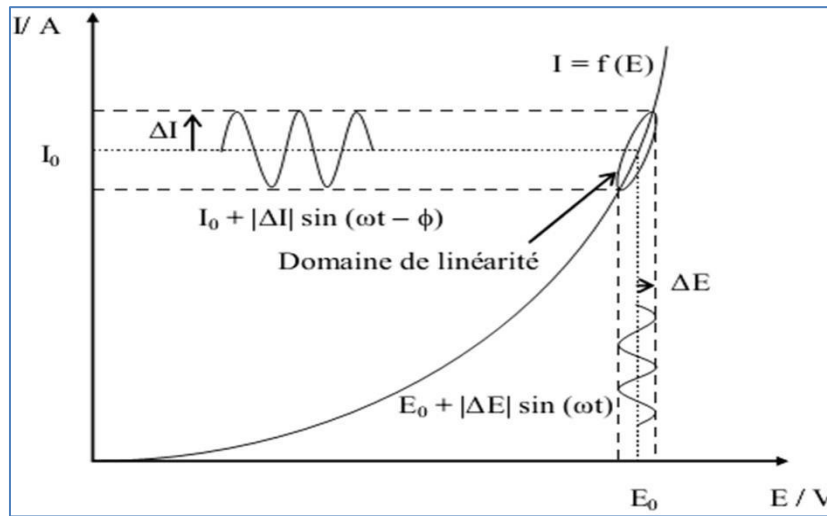


Figure.3.10. Principe de la Spectroscopie d'Impédance Electrochimique

a- Analyse graphique de l'impédance électrochimique

L'impédance est représentée par les tracés de Nyquist et Bode [41]. Dans le plan de Nyquist (**Fig.3.11**), l'abscisse correspond à la partie réelle de l'impédance $Z(\omega)$, et l'ordonnée correspond à sa partie imaginaire. Dans le plan de Bode (**Fig.3.11**), l'abscisse correspond à la pulsation et l'ordonnée de son module [42]. La représentation de Nyquist permet de visualiser les différentes boucles et lignes du diagramme d'impédance, tandis que la représentation de Bode complète la visualisation dans le domaine fréquentiel [43, 44]. En d'autres termes, ces deux représentations du même résultat sont Complémentaires, chacun d'eux montre un aspect spécifique du diagramme d'impédance.

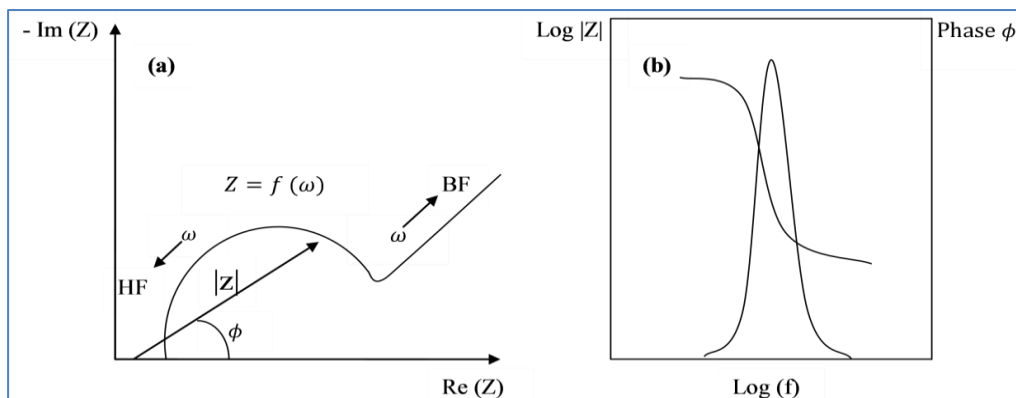


Fig.3.11. Représentation graphique de l'impédance : Nyquist (a), Bode (b)

CHAPITRE 4
MATERIELS ET
METHODES

CHAPITRE 4
MATERIELS ET METHODES

4.1 Objectifs

Suite aux problèmes de bouchage par des dépôts rencontrés au niveau de la région d'In Amenas (manifold entrée CTH (centre de traitement d'huile), et tubing de puit MR24), L'objectif principal de cette partie est d'identifier la nature ainsi les causes de ces dépôts et de proposer des solutions pour remédier le problème des dépôts et protégé les installations.

Pour atteindre cet objectif, la partie expérimentale est organisé comme suite :

- Analyses compositionnelles des différents échantillons des eaux des puits sélectionnés ;
- Etude de compatibilité entre les eaux de manifold ;
- Etude de la formation des dépôts en fonction de la température ;
- Etude de self scaling ;
- Test d'efficacité des inhibiteurs de dépôt ;
- Etude de l'inhibition des dépôts par la méthode électrochimique.

4.2 Matériels et Méthodes

Dans ce chapitre nous allons décrire les différentes techniques d'analyses ainsi le matériel utilisé lors de cette étude. Les travaux réalisés se résument en des analyses physico-chimiques effectuées sur les eaux des trois puits. Un test d'efficacité de deux produits anti dépôts (A, B) a été effectué, afin d'estimer la dose optimale pour l'inhibition d'entartrage, ainsi qu'une analyse minéralogique de dépôt formé par diffractométrie rayon X dans le but d'identifier les phases cristallines présentes.

Les eaux sélectionnées pour cette étude sont :

Eau de gisement de champs Edjelet DL310, région In amenas (75°C, 15bars, réservoir dévonien F6)

Eau de gisement de champs Edjelet DL456, région In amenas (80°C, 14bars, réservoir dévonien F6)

Eau de gisement de champs Meriksen MR 24, région STAH (63°C, 13bars, dévonien F3).

4.3 Procédures expérimentales

4.3.1 Mesure de pH :

Principe :

La mesure du pH d'une solution s'effectue à l'aide d'un pH-mètre. Son principe de mesure est basé sur une méthode potentiométrique qui utilise une sonde en verre composée de deux électrodes spécifiques aux ions H^+ , et liées à un millivoltmètre. L'une possède un potentiel fixe, et l'autre qui est en contact avec la solution possède un potentiel variant d'une manière proportionnelle à la concentration des ions. La différence de potentiel entre ces deux électrodes est liée directement au pH de la solution dans laquelle la sonde est immergée [21].

Mode opératoire

Après étalonnage du pH-mètre avec des solutions tampons, l'électrode est rincée à l'eau distillée puis immergée dans un bécher contenant un petit volume de l'échantillon d'eau à analyser. Après stabilisation, la valeur du pH est affichée sur l'appareil. Une fois la mesure terminée, l'électrode est à nouveau rincée et laissée tremper dans de l'eau distillée.

4.4 Méthode complexométrique

4.4.1 Dosage de calcium

Réactifs

- Echantillon d'eau à analyser.
- Eau distillée.
- Solution de Naoh à 20%.
- TEA : Solution de triéthanoamine
- Solution tampon à pH=10.
- Indicateur coloré le noir Eriochrome T.
- Solution d'EDTA à 0.01N.

Matériels

- Dosimètre.
- Bécher de 50 ml préalablement lavé à l'eau distillée et séché à l'étuve à 105 °C.
- Agitateur.
- Balance analytique.
- Pipette de 1 ml et 20 ou 25 ml.

Mode opératoire

Une quantité d'eau à analyser est introduite dans un bécher, avec 5 ml de solution de Noah, 5 gouttes de triéthanolamine, la solution tampon et une pincée d'indicateur coloré. Le bécher est mis sous agitation et on titre avec la solution d'EDTA jusqu'au virage de la coloration du rose au violet. On note le volume V_1 , affiché sur le dosimètre

NB : Si l'eau à analyser est chargée en sels, procéder à une dilution.

Expression des résultats

La teneur en ion calcium est déduite de l'expression suivante :

CHAPITRE 4 Matériels et méthodes.

$$[Ca^{2+}] \left(\frac{mg}{l} \right) = \frac{v1 * N * d * M}{PE}$$

Avec

V1 : Volume d'EDTA versé en "ml".

N : Normalité de la solution d'EDTA.

d : Facteur de dilution.

PE : Prise d'essai de l'eau à analyser en ml.

M : Masse molaire du calcium en mg : $40.08 \cdot 10^3$.

4.4.2 Dosage de Magnésium

Le complexant III (EDTA) donne avec le magnésium un composé hydrosoluble non dissocié qui masque le métal (chélate).

Réactifs

- Echantillon d'eau à analyser.
- Eau distillée.
- TEA : Solution de triéthanolamine.
- Solution Tampon à pH=10.
- Indicateur coloré Noir Eriochrome.
- Solution EDTA.

Matériels

- Dosimètre.
- Bécher de 50 ml préalablement lavé à l'eau distillée et séché dans l'étuve à 105°C.
- Agitateur.
- Pipette de 20 à 25 ml.
- Balance analytique.
- pH -mètre.

Mode opératoire

On verse l'échantillon d'eau à analyser dans un bêcher auquel on ajoute 5 gouttes de TEA, 5 ml de la solution Tampon et une pincée d'indicateur coloré. Le mélange est mis sous agitation et titré avec la solution d'EDTA jusqu'au virage de la couleur mauve au bleu. On note le volume V2 d'EDTA versé afficher sur le dosimètre

NB : Si l'eau à analyser est chargée en sels, procéder à une dilution.

Expression des résultats

La teneur en magnésium est déduite par l'expression suivante :

$$[Mg^{2+}] \left(\frac{mg}{l} \right) = \frac{(v2 - v1) * N * d * M}{PE}$$

V1 : Volume d'EDTA en "ml "nécessaire au titrage du Ca^{2+} .

CHAPITRE 4 Matériels et méthodes.

V2 : Le volume d'EDTA en "ml" nécessaire au titrage du Ca^{2+} et Mg^{2+}

N : Normalité de la solution d'EDTA (0.01).

d: Facteur de dilution.

PE : Prise d'essai de l'eau à analyser (20ml).

Masse molaire du magnésium en mg : $24.32 \cdot 10^3$

4.4.3 Dosage de fer

Principe :

Le fer total est dosé sous forme de fer ferrique. Le fer ferreux est oxydé en fer ferrique (Fe^{2+}) (Fe^{3+}) par l'acide nitrique. Les ions ferriques produisant une coloration rouge en présence d'acide sulfosalicylique.

Réactifs

- Echantillon d'eau à analyser.
- Eau distillée.
- Gélules de fer ferreux

Matériels

- Spectrophotomètre DR 1900
- Cellule en verre de 10ml
- Pipette de 10 ml

Mode opératoire :

Pour le dosage du fer (Fe^{2+}) par le DR 1900, on suit les étapes suivantes

- On Lance le programme **265 Iron., FerroVer**
- Remplissez d'échantillon une cuve d'échantillon propre :

Utilisez 10 ml d'échantillon pour la gamme de 0,02 à 3,0 mg/l. et 1,0 ml d'échantillon pour la gamme de 0,2 à 30,0 mg/l avec un facteur de dilution de 10. Utilisez 0,1 ml d'échantillon pour la gamme de 2,0 à 300,0 mg/l avec un facteur de dilution de 100 ;

- Faites tourner pour mélanger.
- Ajoutez 2 gouttes de solution EDTA 1 M à l'échantillon.
- Nettoyez la cuve d'échantillon. Et l'insérez la cuve d'échantillon dans la porte cuve ;
- Appuyez sur ZERO (Zéro). L'affichage indique 0,0 mg/l Fe ;
- Retirez la cuve d'échantillon du porte-cuve. Ajoutez le contenu d'un sachet de poudre

De réactif au fer FerroVer dans la cuve d'échantillon et faites tourner pour mélanger ;

- Déclenchez la minuterie de l'appareil. Le décompte d'un temps de réaction de 3

Minutes commence. Si du fer est présent dans l'échantillon, une couleur orange se

Développe ;

- Appuyez sur le bouton READ (Mesure). Résultats affichés en mg/l Fe.

4.5 Méthode acidimétrique

4.5.1 Dosage de Carbonate et Bicarbonate (Alcalinité)

Principe :

L'alcalinité d'une eau revient à la présence d'espèces basiques telle que l'ion carbonate (CO_3^{2-}) et l'ion hydrogencarbonate (HCO_3^-). Ce dosage est basé sur la neutralisation de ces ions présents dans un certain volume d'eau, par un acide minéral (acide chlorhydrique). La fin du dosage est repérée lorsqu'on atteint un pH qui indique la neutralisation de l'un des ions. L'évolution de la variation du pH est suivie par un pH-mètre. Selon les valeurs de pKa, le diagramme de prédominance des espèces est comme suit :

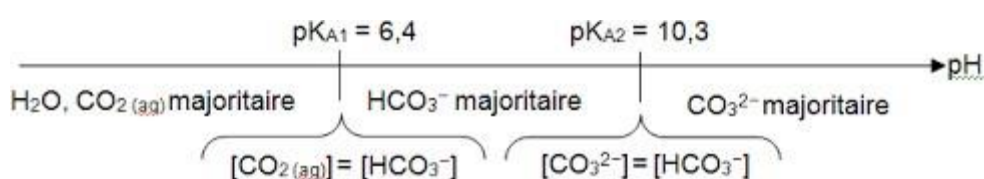


Figure 4.1 : Diagramme de prédominance des espèces CO_3^{2-} , HCO_3^- et CO_2 en fonction de pH

Réactifs

- Echantillon d'eau à analyser
- Eau distillée
- Acide chlorhydrique à 0.05 N

Matériels

- Dosimètre
- Bécher de 50 ml préalablement lavé à l'eau distillée et séché dans l'étuve à 105 °C
- Agitateur
- pH-mètre
- Pipette de 20 à 25 ml

Mode opératoire :

Prélever 50 ml d'eau à analyser et mesurer son pH à l'aide d'un pH mètre.

1- Détection des carbonates CO_3^{2-} :

Si le pH < 8,3 l'eau ne contient pas de CO_3^{2-} .

Si le pH > 8,3 on titre avec HCl jusqu'à l'obtention d'une valeur de pH=8,3. On note le volume V1 affiché.

2. Détection des Bicarbonates HCO_3^- :

Si le $\text{pH} < 4,3$, l'eau ne contient pas d'ion bicarbonates HCO_3^- .

Si le $\text{pH} > 4,3$, on titre avec HCl jusqu'à l'obtention d'une valeur de $\text{pH}=4.3$ et on note le volume V_2 affiché.

Expression des résultats

$$[\text{CO}_3^{2+}] \left(\frac{\text{mg}}{\text{l}} \right) = \frac{v_1 \times N \times M}{PE}$$

$$[\text{HCO}_3^-] \left(\frac{\text{mg}}{\text{l}} \right) = \frac{v_1 \times N \times M}{PE}$$

V_1 : Volume d'acide en ml nécessaire à la neutralisation à $\text{pH}=8,3$.

V_2 : Volume d'acide en ml nécessaire à la neutralisation à $\text{pH}=4,3$.

PE : Prise d'essai (50 ml).

N : Normalité de HCl (0.05).

Masse molaire de Carbonate : 60×10^3

Masse molaire de bicarbonate : 61×10^3

4.6 Méthode argentimétrique

4.6.1 Dosage des Chlorures (Cl^-)

Principe :

On applique la méthode de Mohr qui est sur la précipitation des chlorures par le nitrate d'argent en milieu neutre en présence de potassium comme indicateur.

Réactifs

- Echantillon d'eau à analyser.
- Eau distillée.
- Indicateur coloré : solution de chromate de potassium
- Solution de nitrate d'argent AgNO_3 à 0.1N.

Matériels

- Dosimètre.
- Bécher préalablement lavé à l'eau distillée et séché dans l'étuve à 105°C .
- Agitateur magnétique.
- Balance analytique.
- Pipette.

Mode opératoire

On introduit dans un bécher l'eau à analyser, on y ajoute quelques gouttes d'indicateur coloré et la solution est mise sous agitation. On débute le titrage avec la solution d' AgNO_3 jusqu'au virage de la couleur jaune au rouge brique. On note le volume V versé

$$[Cl^-] \left(\frac{mg}{l} \right) = \frac{v1 \times N \times 10^3 \times M}{PE}$$

V : Le volume d'AgNO₃ versé en (ml).

N : Normalité de la solution d'AgNO₃ (0,01 N).

d : Facteur de dilution.

PE : Prise d'essai (20 ml).

Masse molaire de chlorure en milligramme : $35,457 \times 10^3$

4.7 Dosage des Sulfates et de Baryum

On procède au dosage des sulfates par analyse gravimétrique à l'aide du chlorure de baryum (BaCl₂). Ce dernier va conduire à la formation d'un précipité de sulfate de baryum. La quantité de ce dernier est déterminée DR 1900.

Réactifs

- Echantillon d'eau à analyser.
- Eau distillée.
- Gélules de sulfate
- Gélules de BARIUM

Matériels

- Spectrophotomètre DR 1900
- Cellule en verre de 10ml
- Pipette de 10 ml

Mode opératoire

Pour le dosage du baryum (Ba²⁺) et le sulfate (SO₄²⁻) par le **DR 1900**, on suit les étapes suivantes

- On Lance le programme 680 Sulfate;/ou le programme 20 Baryum
- Remplissez d'échantillon une cuve d'échantillon propre :

Utilisez 10 ml d'échantillon.

- Nettoyez la cuve d'échantillon. Et l'insérez la cuve d'échantillon dans la porte cuve ;
- Appuyez sur ZERO (Zéro). L'affichage indique 0,0 mg/l SO₄²⁻ (ou 0,0 mg/l Ba⁺) ;
- Retirez la cuve d'échantillon du porte-cuve. Ajoutez le contenu d'un sachet de poudre

De réactif **SulfaVer (ou de Bariver)** dans la cuve d'échantillon dans et faites tourner

Pour mélanger ;

• Déclenchez la minuterie de l'appareil. Le décompte d'un temps de réaction de 5 Minutes commence. La présence du sulfate ou de baryum montre l'apparition d'une Couleur blanche.

• A la fin de la minuterie, appuyez sur le bouton READ (Mesure). Résultats affichés en En mg/l SO₄²⁻ ou de Ba²⁺.

4.8 Dosage de Na⁺ et K⁺ par spectrophotométrie à flamme

Matériels :

- Spectrophotomètre à flamme.

Mode opératoire :

On prépare des solutions étalons de (0, 2, 4, 6, 8, 10 ppm) à partir d'une solution mère de 1000ppm. On fait passer ces étalons par l'appareil, une lecture est obtenue sous forme digitale. On fait analyser notre échantillon (l'eau). On trace la courbe d'étalonnage de l'absorbance en fonction de la concentration $D=f(C)$. On détermine celle-ci de l'élément à doser.

4.9 Extrait sec

Principe :

Il caractérise la quantité totale des sels dissous, il a pour but de transformer tous les ions présents dans la solution en fluorures non hygroscopiques (c'est-à-dire ne retient pas l'humidité) évitant ainsi une erreur importante due à l'hydratation des sels pendant la mesure.

Réactifs

- Echantillon d'eau à analyser
- Eau distillée
- Fluorure de sodium NaF

Matériels

- Pipette de 10 à 20 ml.
- Etuve réglé à 105°C.
- Capsule anti-grimpante.
- Balance analytique (Précision : 0.00001g).
- Dessiccateur.

Mode opératoire :

Introduire une pincée de fluorure de sodium NAF dans une capsule anti-grimpante. Introduire la capsule dans l'étuve et sécher à 105°C pendant une heure. Refroidir la capsule au dessiccateur puis la peser, soit P1 le poids de (la capsule + NAF). Prélever une prise d'essai de 10 ou 20 ml d'eau à analyser et l'introduire dans la capsule. Agiter avec précaution pour faire dissoudre le fluorure de sodium. Faire sécher à l'étuve jusqu'à évaporation complète de l'eau. Maintenir à l'étuve pendant 20 à 30 min, après constat d'évaporation totale. Refroidir au dessiccateur puis peser. Soit P2, le poids de (la capsule + NAF + résidu sec).

Expression des résultats

L'extrait sec ou le résidu sec exprimé en mg/l :

$$\text{Extrait sec (mg/l)} = \frac{(P2 - P1) * 10^3}{PE}$$

P1 : Poids en mg de la capsule + NAF.

P2 : Poids en mg de la capsule + NAF+ résidu sec.

PE : Prise d'essai d'eau à analyser en (ml)

4.10 Étude de compatibilité entre les deux eaux de gisements:

Le but de cette manipulation est de déterminer si les deux eaux sont compatibles entre elles ou non. C'est-à-dire, si leur mise en contact n'engendre pas de contraintes à l'exploitation du puits. La connaissance des propriétés physico-chimiques de ces eaux permet de prévoir la formation des dépôts.

Matériels et réactifs utilisés :

Réactifs

- Echantillons d'eau à analyser.
- Eau distillée

Matériels

- Papier Filtres sans cendres.
- Plaques d'agitation.
- Barreaux magnétiques.
- Four.
- Bêchers préalablement lavés et séchés dans une étuve à 105°C.
- Balance analytique.
- Pipettes

Mode opératoire :

On procède à un mélange des deux eaux de gisements selon différentes proportions (10/90, 20/80,90/10). L'analyse se fait à une température de :

- A 65°C Chaque mélange est agité pendant 1h ensuite filtré et séché à 80°C.

4.11 Analyse de dépôt

4.11.1 Analyse par diffraction des rayons X (DRX) :

La diffraction des rayons X est une méthode analytique spectrale non destructive qui permet de déterminer l'arrangement des éléments constitutifs d'une structure cristalline.

Les rayons X utilisés dans les analyses cristallographiques sont dits « mou ». Leur énergie est relativement plus faible et leur longueur d'onde est comprise entre 0,1 Å et 2,5 Å

Des faisceaux de Rayons X sont envoyés sur l'échantillon et déviés par les atomes. Ces faisceaux diffractés interfèrent entre eux conduisant à la production d'un signal intense dans certaines zones précises de l'espace. Ce signal est collecté par le détecteur et tracé sous forme de diffractogramme qui présente des pics à des angles bien spécifiques de diffraction. La position de ces pics est une signature de l'arrangement des atomes à l'intérieur d'un cristal (distance entre atomes, entre plans intra cristallins).

Réactifs

- Echantillon de dépôts

Matériels

- Diffractomètre

Mode opératoire :

On prend 100 ml de notre échantillon (l'eau à analyser) dans un flacon bien fermé et le chauffer à 80 °C pendant 3 jours. Après refroidissement, l'échantillon est filtré sur des filtres de 0,45µm de porosité, le dépôt récupéré est séché dans une étuve à 80°C pendant 1heure, ensuite il est caractérisé par DRX.

Ce dernier est diffracté selon les plans réticulaires de ses phases cristallines, enregistrant, ainsi, et grâce au détecteur, le spectre de diffraction spécifique à l'échantillon. Il est ensuite interprété pour identifier les éléments constitutionnels de l'échantillon.

4.12 Test d'efficacité des anti-dépôts

3.1 Condition de l'essai :

L'étude d'efficacité a été réalisée sur l'eau de dilution « Eau douce potence grille ». Ces paramètres favorisent la formation des dépôts de carbonate de calcium. L'efficacité est évaluée en fonction de la teneur en cation Ca^{2+} , pour cela des échantillons à différentes doses avec un échantillon blanc ont été chauffés à 85°C. Les résultats trouvés sont évalués par rapport à un échantillon frais qui représente le maximum des cations de calcium présentent dans l'échantillon d'eau.

- Les produits A et B ont été testés dans les mêmes conditions à une température de 85°C.

3.2 Mode opératoire :

Tout d'abord on prépare l'échantillon blanc, pour ce faire on prend 100 ml de l'eau à analyser sans aucun ajout de produit et on le chauffe à 80°C pendant 3 jours. Après refroidissement et filtration, on dose les cations Ca^{2+} .

Ensuite, on prend des échantillons de 100ml de l'eau à analyser, on injecte des différentes doses de produit à tester « A », ces échantillons sont chauffés à 80°C pendant 3jours. Après refroidissement et filtration, on dose les cations Ca^{2+} pour évaluer son efficacité. Pour le produit B on procède de la même manière.

Pour l'échantillon frais, on prend 100 ml de l'eau à analyser et on dose directement les cations Ca^{2+} . Cet échantillon n'est pas soumis aux mêmes conditions avec les autres échantillons.

L'efficacité des produits A et B a été évaluée en fonction de la teneur des cations Ca^{2+} suivant l'expression suivante donnée par :

CHAPITRE 4 Matériels et méthodes.

$$E = \frac{m(\text{blanc}) - m(10\text{ppm})}{m(\text{blanc})} * 10$$

CHAPITRE 5

RESULTATS ET

DISCUSSIONS

Résultats et discussions

A- cas 1 : IN AMINAS

5.1 Analyses physico-chimiques des eaux :

Les résultats obtenus lors des analyses effectuées sur les eaux du puits **DL310, DL456** de la région d'IN AMENAS sont regroupés dans les tableaux ci-dessous :

Tableau 5.1 : Résultats des analyses physico-chimiques de la composition de deux eaux gisement DL310 et DL 456

	DL310		DL456	
pH à 20C°	7,85		7,73	
Cations	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l
[Ca ²⁺]	1231,26	61,56	3001,19	150,05
[Mg ²⁺]	311,29	25,60	4,28	0,35
[Ba ²⁺]	7	0,05	5	0,036
[Fe ²⁺]	4,15	0,14	3,95	0,14
[Na ⁺]	10760	467,82	15300	665,21
[K ⁺]	260	6,66	340	8,71
\sum <i>Cations</i>	12573,71	561,86	18654,42	824,52
Anions	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l
[CO ₃ ²⁻]	0	0	0	0
[HCO ₃ ⁻]	482,51	7,91	511,79	8,39
[Cl ⁻]	20387,78	575	32797,73	925
[SO ₄ ²⁻]	89,5	0,9322	95	1,97
\sum <i>Anions</i>	20959,79	583,84	33404,52	935,37
Extrait sec (mg/l)	58020		50860	

CHAPITRE 5 résultats et discussions.

D'après les valeurs de pH présentés dans le **Tableau 5.1**, on remarque que les eaux des puits **DL310** ainsi que l'eau **DL456** présentent des pH alcalins (basiques) ,7.85 et 7.73 respectivement.

A partir des résultats illustrés sur le tableau on constate que l'eau du puits **DL310** est chargée en cations et anions avec un pH alcalin. En effet elle est très riche en ions de calciums ($[Ca^{2+}] = 1231.26 \text{ mg/L}$), elle est chargée en HCO_3^- ($[HCO_3^-] = 482.51 \text{ mg/l}$) et de ($[SO_4^{2-}] = 89.5 \text{ mg/l}$).

- L'eau de gisement **DL456**, est riche en anions chlorure Cl^- ($[Cl^-] = 32797,7 \text{ mg/L}$), hydrogénocarbonate HCO_3^- ($[HCO_3^-] = 511,79 \text{ mg/L}$), nous remarquons que la concentration de SO_4^{2-} est d'ordre de ($[SO_4^{2-}] = 95 \text{ mg/L}$), avec présence de cation de Ca^{2+} ($[Ca^{2+}] = 3001,19 \text{ mg/L}$), Mg^{2+} , Na^+ , K^+ et de Ba^{2+} et de **Fer** en quantités plus faibles. On remarque que les ions CO_3^{2-} ne font pas partie de cette eau.
- D'après les résultats de ces eaux on constate que ces deux eaux ont tendance de former des dépôts à base de sulfate de calcium et carbonate de calcium se l'effet de changement de condition thermodynamique.

5.2 Simulation de la formation des dépôts

5.2.1 ETUDE DE COMPATIBILITE ENTRE DL310/DL456

Les mélanges préparés à base des deux eaux **DL310** et **DL456** à différentes proportions montrent la présence des suspensions de couleur blanches attribuées aux dépôts de carbonate ou sulfate de calcium. La masse des dépôts ainsi les analyses du filtrat de ces mélanges sont représentées sur le tableau suivant.

CHAPITRE 5 résultats et discussions.

Tableau 5.2: Résultats de l'étude de compatibilité entre l'eau de gisement DL310 et DL456.

Le rapport	DL310/DL456 à 65°C			
DL310/DL456	Masse de dépôt (mg/l)	Ca ²⁺ (mg/l)	Ba ²⁺ (mg/l)	SO ₄ ²⁻ (mg/l)
0/100	116	1915,61	00	33
10/90	118	1900,13	00	27
20/80	129	1897,45	00	19
30/70	132	1874,22	00	20
40/60	148	1869,87	00	16
50/50	157	1861,19	00	12
60/40	143	1789,65	00	15
70/30	131	1569,32	00	22
80/20	121	1356,39	00	34
90/10	115	1223,98	00	23
100/0	109	970,49	00	48

On remarque aussi que les masses formées par les mélanges à base de **DL310 et DL456** sont assez importantes, Ainsi que le taux critique qui représente la masse du dépôt la plus importante est mesurée à 50% de DL310 et 50% DL456 elle est de l'ordre de **157 mg/l**. Ces résultats signifient l'incompatibilité entre les deux eaux.

CHAPITRE 5 résultats et discussions.

5.2.2 Etude de la formation du dépôt en fonction de la température Pour Le Mélange DL310 (50ml) et DL456 (50ml) :

Tableau 5.3 : Résultats des analyses physico-chimiques Pour Le Mélange DL310 et DL456

Température	45°		65°		85°	
Masse de dépôt (mg/l)	137		157		152	
Analyse de filtrat	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l
[Ca ²⁺]	2111,63	105,58	1861,19	93,05	1868,60	93,43
[HCO ₃ ⁻]	148,84	2,44	123,22	2,02	101,26	1,66
[CO ₃ ²⁻]	0	0	0	0	0	0
[SO ₄ ²⁻]	24	0.5	12	0.25	6	0,12

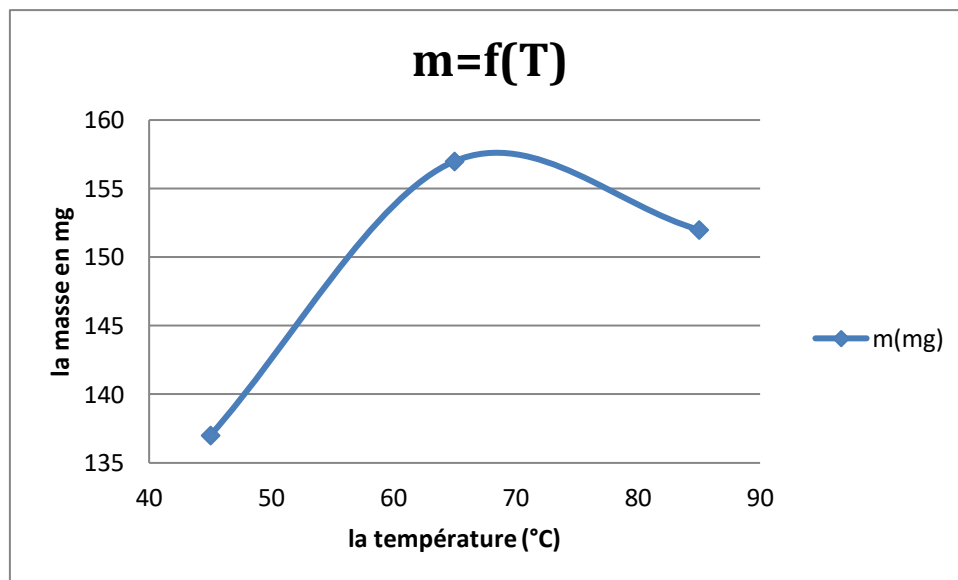


Figure 5.1 : Graphique représentatif des quantités de dépôts formée en fonction de la température pour le mélange de DL310 et DL 456

D'après le graphe qui représente la variation de la masse de dépôts en fonction de la température pour le mélange, on remarque que la masse de dépôt croît avec l'augmentation de la température de **m=137 mg/l** jusqu'à **m=157 mg/l** à **T=45C°**, **T= 65C°** respectivement, bien

CHAPITRE 5 résultats et discussions.

qu'elle diminue à **152mg/l** à **85C°**, ceci est probablement dû à la solubilité des dépôts à des températures élevées.

5.3 RESULTATS DE L'ANALYSE MINERALOGIQUE

Les résultats de l'analyse minéralogique par diffractométrie de rayons X sont consignés dans la figure ci-après :

- Aragonite CaCO_3
- Calcite CaCO_3
- Gypse $\text{CaSO}_4 \cdot 2(\text{H}_2\text{O})$

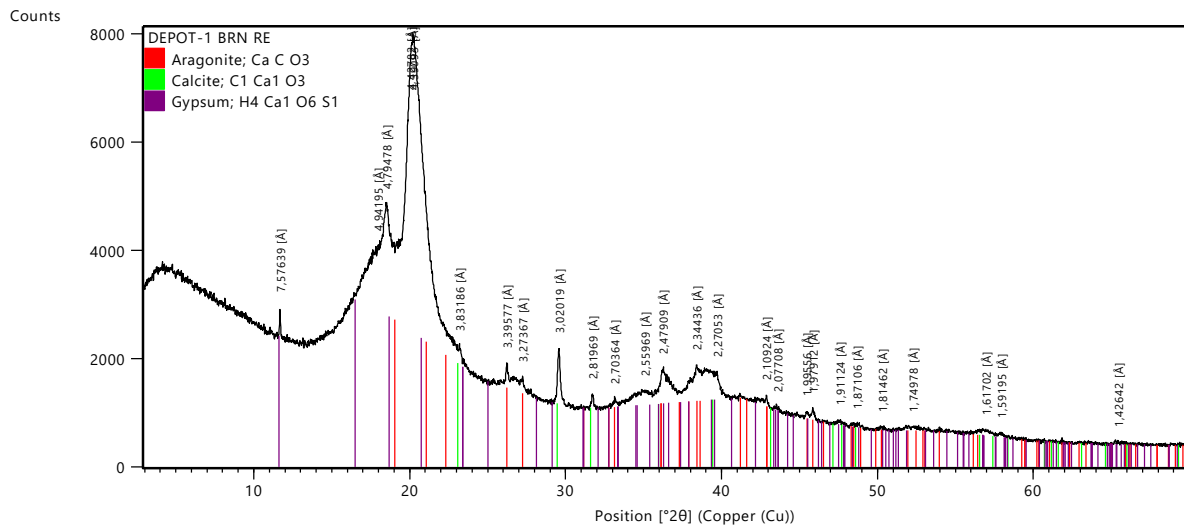


Figure 5.2 : Diffractogramme du dépôt formé DL310/DL456

La caractérisation par diffraction des rayons X a révélé que le mélange **DL310/DL456** forme un dépôt constitué principalement du carbonate de calcium sous deux variétés cristallographique (calcite, aragonite) avec prédominance de la phase aragonite et de sulfate de calcium sous sa forme cristallographique (le gypse).

CHAPITRE 5 résultats et discussions.

5.4 ETUDE DE SELFSCALING DE DL310 et DL456

Pour Le DL310 (100ml) :

Tableau 5.4 : Résultats des analyses physico-chimiques Pour Le DL310

Température	45°		65°		85°	
Masse de dépôt (mg)	90		109		114	
pH	7,44		7,22		7,71	
Analyse de filtrat	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l
[Ca ²⁺]	1163,12	58,156	970,49	48,5245	875,60	43,78
[Mg ²⁺]	301,568	24,80	3197,166	262,92	429,9776	35,36
[HCO ₃ ⁻]	188,49	3,09	101,26	1,66	51,85	0,85
[CO ₃ ²⁻]	0	0	0	0	0	0
[So ₄ ²⁻]	67	0	48	0	34	0

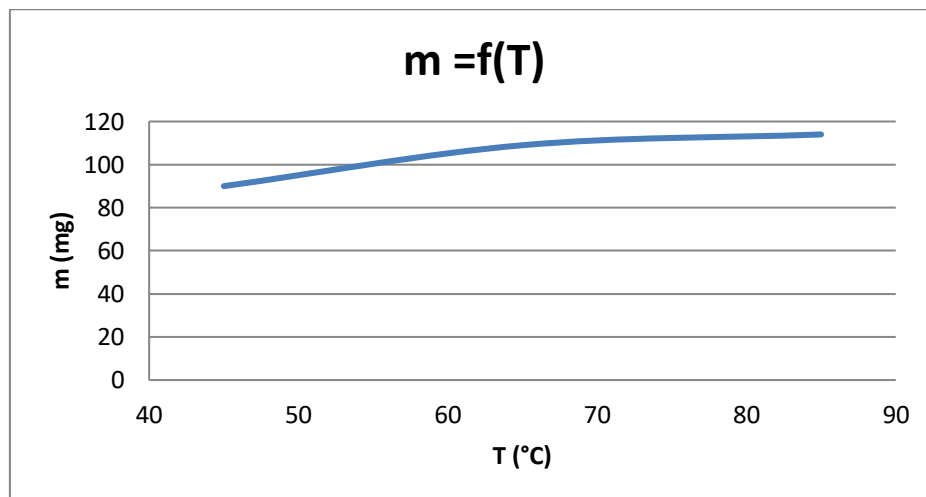


Figure 5. 3 : Graphique représentatif des quantités de dépôts formée en fonction de la température pour le DL310

D'après ces résultats, Nous pouvons voir que la masse de dépôt croit avec l'augmentation de la température de $m=90$ mg/l jusqu'à $m=109$ mg/l à $T=45C^{\circ}$ et $T=65C^{\circ}$ augmente légèrement à $114mg/l$ à $T= 85C^{\circ}$ respectivement.

CHAPITRE 5 résultats et discussions.

Pour Le DL456 (100ml) :

Tableau 5.5: Résultats des analyses physico-chimiques Pour Le DL456

Température	45°		65°		85°	
Masse de dépôt (mg)	102		116		123	
pH	6.54		6.77		7.26	
Analyse de filtrat	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l
[Ca ²⁺]	2093,78	104,689	1915,61	95,7805	1779,95	88,9975
[Mg ²⁺]	445,5424	36,64	1200,435	98,72	817,152	67,20
[HCO ₃ ⁻]	79,3	1,3	89,67	1,47	53,68	0,88
[CO ₃ ²⁻]	0	0	0	0	0	0
[SO ₄ ²⁻]	42	0,208333	33	0	10	0

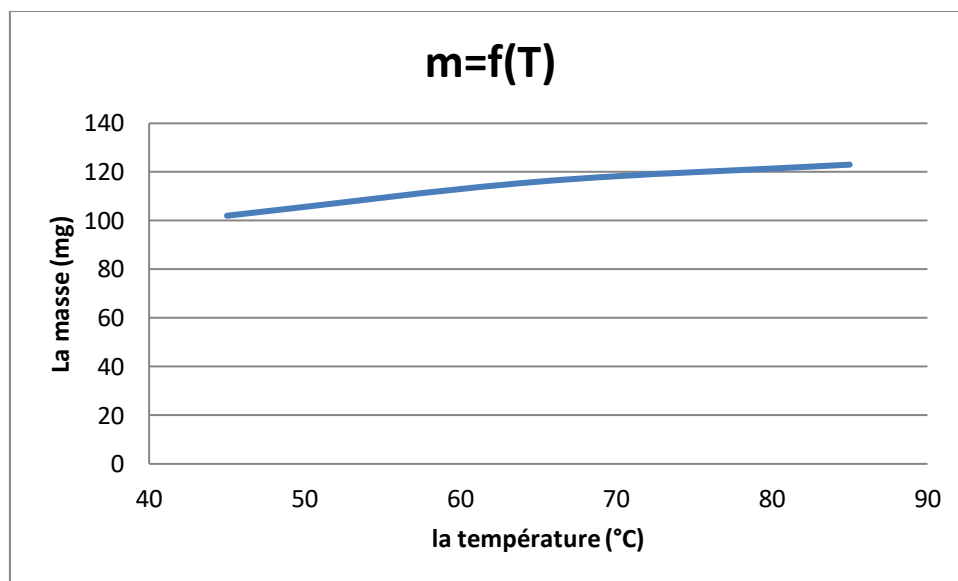


Figure 5.4 : Graphique représentatif des quantités de dépôts formée en fonction de la température pour le DL456

CHAPITRE 5 résultats et discussions.

D'après ces résultats, Nous pouvons voir que la masse de dépôt croit avec l'augmentation de la température de $m=102\text{mg/l}$ jusqu'à $m=116\text{ mg/l}$ à $T=45\text{C}^\circ$ et $T=65\text{C}^\circ$ augmente légèrement à 123mg/l à $T= 85\text{C}^\circ$ respectivement.

Conclusion

Les eaux de DL310 et DL 456 sont caractérisées par des PH alcalins avec la présence des cations de calcium et bicarbonates et des teneurs modérées en sulfates ce qui montre leur tendance de former des dépôts de sulfate de calcium et carbonate de calcium sous l'effet de la température. Le mélange entre les deux eaux formes des dépôts de plus important que ceux formés par les eaux seules.

5.5 Test d'efficacité

Échantillons mélange DL (310+456) à 65°C

Le pourcentage d'inhibition de l'entartrage (efficacité) a été déterminé à partir de l'équation suivante donnée par :

$$E = \frac{m(\text{blanc}) - m(\text{Dose ppm})}{m(\text{blanc})}$$

Tableau 5.6 : Résultats du test d'efficacité de l'anti-dépôt A et B pour DL 310 et DL456

La dose de inhibiteur	5 ppm		10 ppm		15 ppm		20 ppm		25 ppm	
	$\Delta P(\text{mg/l})$	Efficacité (%)	$\Delta P(\text{mg/l})$	Efficacité (%)	$\Delta P(\text{mg/l})$	Efficacité (%)	$\Delta P(\text{mg/l})$	Efficacité (%)	$\Delta P(\text{mg/l})$	Efficacité (%)
Inhibiteur A	95	39,49	83	47,13	63	59,87	59	62,42	61	61,15
Inhibiteur B	83	47,13	79	49,68	47	70,06	30	80,89	57	63,69
Le blanc	157									

Histogramme des deux inhibiteurs

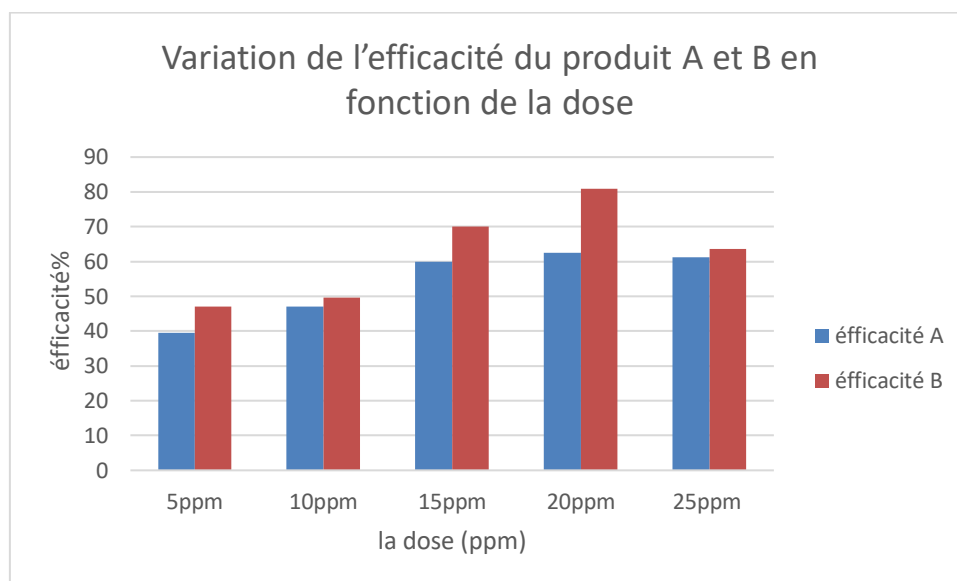


Figure 5.5: Variation de l'efficacité du produit A et B en fonction de la dose

Sur la figure, une comparaison entre l'efficacité des deux inhibiteurs A et B, Nous constatons que les deux inhibiteurs donnent une efficacité maximale à 20ppm, bien que l'inhibiteur B est plus efficace que l'inhibiteur A.

B- Cas 2 : région STAH

5.1 Analyse physico-chimiques

Les résultats obtenus lors des analyses effectuées sur l'eau **MR24** de la région de Stah sont regroupés dans les tableaux ci-dessous :

Tableau 5.7 : Résultats des analyses physico-chimiques de la composition de MR24

Échantillons	MR24	
Paramètres		
pH	7,58	
Cations	mg/l	méq/l
[Ca ²⁺]	5787,55	289,37
[Mg ²⁺]	1225,72	100,80
[Ba ²⁺]	0,00	0,00
[Fe ²⁺]	14,40	0,51
[Na ⁺]	10890,00	473,47
[K ⁺]	319,00	8,17
Anions	mg/l	méq/l
[Cl ⁻]	31911,30	900,00
[CO ₃ ²⁻]	0,00	0,00
[HCO ₃ ⁻]	69,54	01,14
[SO ₄ ²⁻]	529,00	11,02
Extrait sec (mg/l)	44300,00	

INTERPRETATION

CHAPITRE 5 résultats et discussions.

- D'après les résultats du tableau on constate que l'eau **MR24** est chargée en cations et anions. En effet elle est riche en ions **Ca²⁺** ($[Ca^{2+}] = 5787.55\text{mg/L}$), **Mg²⁺** ($[Mg^{2+}] = 1225.72\text{mg/L}$), et en **sulfate** ($[SO_4^{2-}] = 529.00\text{mg/L}$) et **hydrogénocarbonate** (**HCO₃⁻**) ($[HCO_3^-] = 69.54\text{mg/L}$), et également très riche en **chlorure** ($[Cl^-] = 31911.30\text{mg/L}$). Avec présence de **Fer** quantités plus faibles. Par contre il y absence d'ions basiques **carbonate** (**CO₃²⁻**), et le **baryum** **Ba²⁺**.

5.2 ETUDE DE LA FORMATION DU DEPOT

Tableau 5.8 : Résultats des analyses physico-chimiques Pour Le MR24

Echantillon	Eau du puits MR 24		
Paramètres			
Température	45°C	65°C	85°C
Masse du dépôt formé (mg/l)	30	44	50
Analyse de filtrat	mg/l	mg/l	mg/l
[Ca²⁺]	3590,72	2924,45	2836.67
[SO₄²⁻]	389	360	355

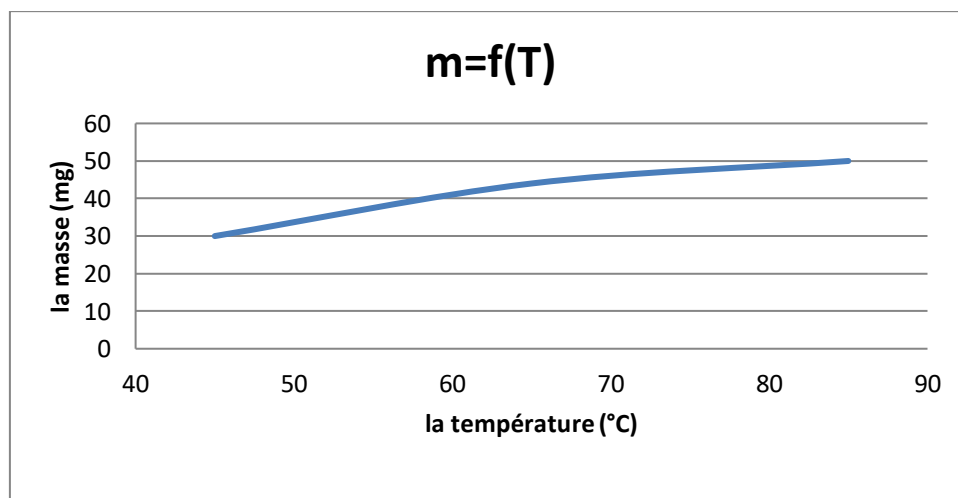


Figure 5.6 : Graphique représentatif des quantités de dépôts formée en fonction de la température pour le MR24

CHAPITRE 5 résultats et discussions.

D'après ces résultats, Nous pouvons voir que la masse de dépôt croît avec l'augmentation de la température de $m=30\text{ mg/l}$ jusqu'à $m=44\text{ mg/l}$ à $T=45\text{C}^\circ$ et augmente légèrement à 50mg/l à $T=65\text{C}^\circ$ respectivement.

5.3 RESULTATS DE L'ANALYSE MINERALOGIQUE

➤ Dépôt MR-24 récupéré lors de la simulation de formation de dépôt

- Halite Na Cl
- Gypse $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$

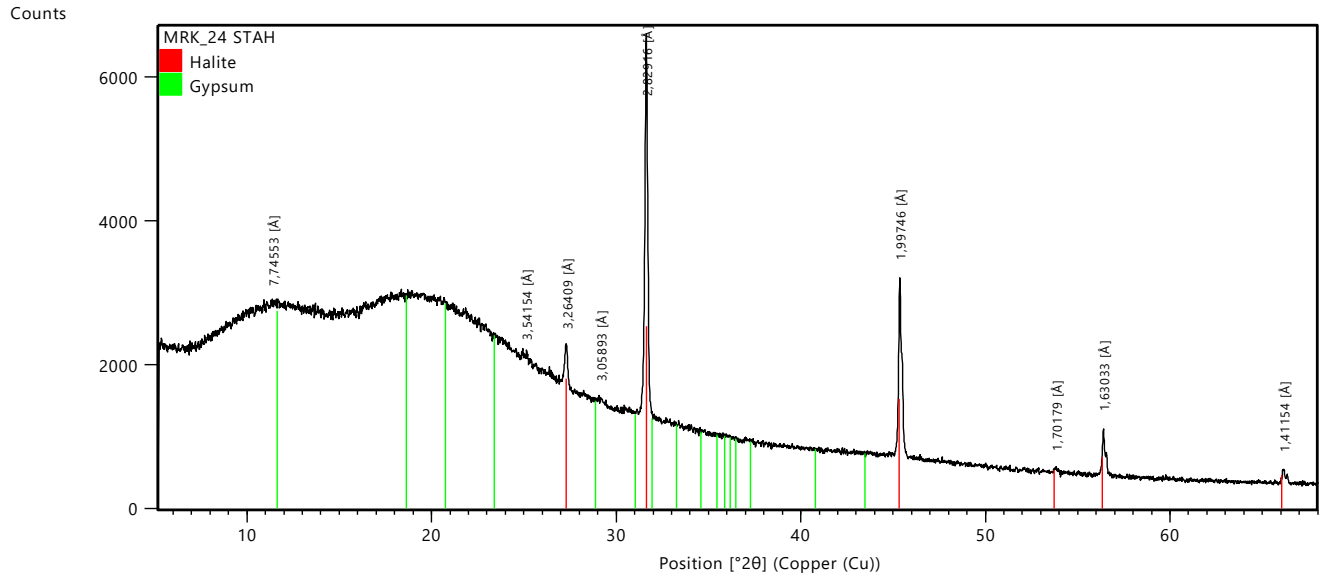


Figure 5.7 : Diffractogramme du dépôt MR-24 récupéré lors de la simulation de formation de dépôt

La caractérisation par diffraction des rayons X a révélé que le **MR-24** forme un dépôt situé principalement du carbonate de calcium di hydraté sous sa forme (le gypse) avec Chlorure de sodium Na Cl (Dépôt Halite).

CHAPITRE 5 résultats et discussions.

5.4 Inhibition de la formation des dépôts par les inhibiteurs des dépôts :

- Échantillons MR 24

Tableau 5.9 : Résultats du test d'efficacité de l'anti-dépôt A et B pour MR 24

LA DOSE DE INHIBITEUR	5 PPM		10 PPM		15 PPM		20 PPM		25 PPM	
Les produits	ΔP (mg/l)	Efficacité (%)	ΔP (mg/l)	Efficacité (%)	ΔP (mg/l)	Efficacité (%)	ΔP (mg/l)	Efficacité (%)	ΔP (mg/l)	Efficacité (%)
Inhibiteur A	31	29,54	27	38,63	18	59,09	3,8	93,1	2,95	93,2
Inhibiteur B	34	22,72	29	34,09	14	68,18	3,27	92,2	3,15	92,9
Le blanc	44									

Histogramme des deux inhibiteurs

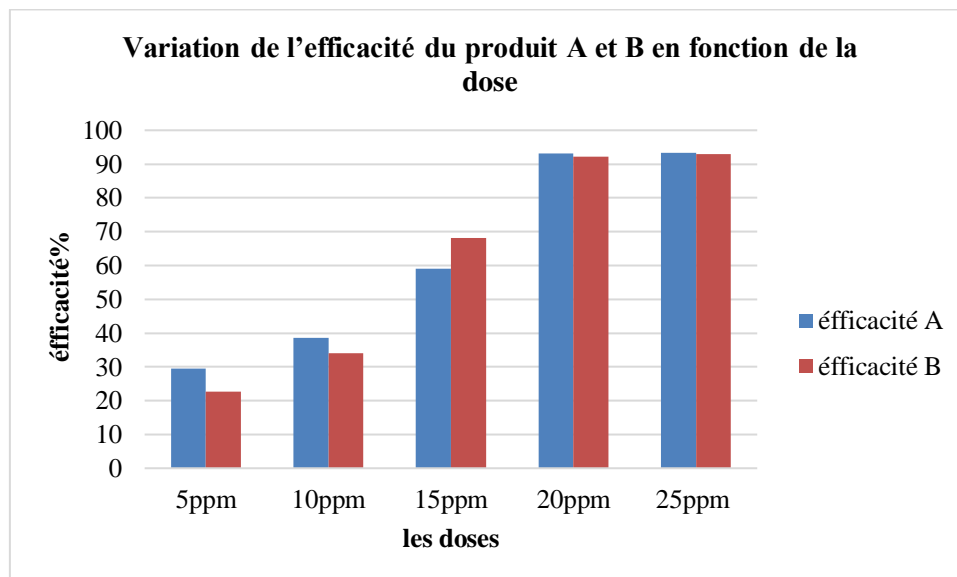


Figure 5.8: Variation de l'efficacité du produit A et B en fonction de la dose de MR 24

Comparons les deux produits, on constate que le pouvoir d'inhibition des deux produits est presque le même, ils donnent une efficacité maximale à 25ppm de l'ordre de 93,29 % pour A et 92,95 % pour B.

Conclusion

Conclusion

Au terme de ce travail, nous avons pu éclairer quelques aspects théoriques et pratiques liés à la formation des dépôts de sulfate de calcium et carbonate de calcium dans les champs Pétroliers.

La formation de ces dépôts l'une des problèmes les plus fréquents dans le champ d'IN AMENAS et STAHL. Ces dépôts minéraux résultent de l'incompatibilité entre l'eau riche en Sulfates SO_4^{-2} et/ou HCO_3^{-} Ca^{2+} .

Suite aux résultats obtenus lors de certain nombre d'analyses physico-chimiques, nous avons pu aboutir à plusieurs conclusions.

L'analyse physico-chimique des eaux permet de déterminer et quantifier les ions qu'elles contiennent. Ceci conduit à prédire la formation de dépôts avant l'étude de leur Compatibilité.

Les eaux de DL310 et DL 456 sont caractérisées par des pH alcalins avec la présence Des cations de calcium et bicarbonates et des teneurs modérées en sulfates ce qui montre leur Tendance de former des dépôts de sulfate de calcium et carbonate de calcium sous l'effet de la température. Le mélange entre les deux eaux formes des dépôts de plus important que ceux Formés par les eaux seules.

L'analyse par DRX a permis de confirmer la présence de l'aragonite et de la calcite. Par ailleurs, les résultats obtenus par DRX confirment que la quantité d'inhibiteur adsorbée Sur les cristaux pendant la formation de CaCO_3 intervient dans la construction de la forme Cristalline.

La mise en contact de l'eau de gisement DL310 et DL456 à différentes proportions, Engendre la formation de dépôts. Ces mélanges sont donc Incompatibles.

Cette étude de compatibilité nous a aussi révélé que la quantité de dépôts formés varie en Fonction de la température de $m=137$ mg/l à 45°C jusqu'à $m=157$ mg/l à 65°C , bien que la Formation de dépôt à 85°C diminue à 152 mg/l, ceci est probablement dû à la solubilité des Dépôts à des températures élevées.

Le traitement des dépôts par les inhibiteurs donne des efficacités relativement faibles pour des faibles doses Inférieure à 15 ppm pour les échantillons des deux régions IN AMENAS et STAHL Nous constatons que les deux inhibiteurs A et B utilisés pour DL310 et DL456 Donnent une efficacité maximale à une dose de 20 ppm, bien que l'inhibiteur B (80,89%) soit Plus efficace que l'inhibiteur A (62,42%).

Conclusion

De même contexte, l'efficacité des deux inhibiteurs A et B utilisés pour MR24 Augmente jusqu'à à une valeur optimale qui est de l'ordre de 93,29 % pour une dose de 25ppm pour l'échantillon MR24 (STAH).

L'étude est de connaître à quelles proportions les dépôts se forment le plus. En Projetant ceci à la réalité, c'est-à-dire lors de la récupération du pétrole des puits, il est Possible de prédire en fonction de l'âge du puits, le moment où les dépôts se forment le plus, Et ainsi pouvoir y remédier en temps opportun,

Les deux eaux de puits DL310 ET DL456 ne doivent pas se mélanger dans le même manifold sans inhibiteur de dépôt.

DE mémé l'injection de l'inhibiteur au niveau de chaque puits est nécessaire vu leur tendance au selfscaling.

A cet effet, on propose également des solutions radicales pour empêche la formation de ces dépôts.

- Installation des réservoirs (SKID) de produits de traitement anti dépôt à proximité des Deux puits DL 310 et DL 456 et des pompe doseuses pour l'injection de ces produits
- Surveillance permanente de l'état des pompes.
- Contrôle le débit d'eau et le dosage de l'inhibiteur.

Durant ce travail, nous avons constatés que l'influence de certains ions autres que le SO_4^{2-} sur la formation de tartre est très importante. Il est recommandé de faire une étude Détaillée sur ce sujet. Il serait de même intéressant d'envisager ce type d'étude en faisant Varier les conditions de température et de pression pour apprécier les résultats dans les Conditions similaires à celles sur site de production.

Référence

Les références

- [1] : **S. HARCHECHE**. Suivi de la séparation de brut émulsionné au niveau de la région TFT, Rapport de fin de formation, SONATRACH TFT, 2017.
- [2] : **HACHOUD M, KADRI S KH, BERRABAH M** « Activation des puits de production de pétrole par suckerrod pump dans le champ d'el abed larache & in amenas cas de puits eal-38 », Mémoire de Fin d'Etudes Université Kasdi Merbah Ouargla : 2019
- [3] : **BOUABDALLAH H**, « Etude De La Deposition Du Sulfate De Baryum Dans Les Installations Pétrolières », (Mémoire de Fin d'Etudes) :2018
- [4] : **K. BOUAYAD, A. MAMECHE**. « Etude de la formation de dépôts au niveau des filtres de l'unité De traitement des gaz associés » (UTGA) à Tin FOUYE TABANKOURT (TFT), Novembre 2013.
- [5] : **ARAIBI N** La récupération assistée dans les gisements pétroliers « Etude de cas : l'injection d'un solvant miscible ». MEMOIRE de Master. Université Kasdi Merbah Ouargla 2019 (N° Série : 053 /2019).
- [6] : Recherche et production du pétrole et du gaz : réserves, coûts, contrats. Edition Technip, IFP, 1984.
- [7] : **NOUREDDINE T, ABDERRAHIM D**, « Etude de l'efficacité de l'injection d'eau dans la zone 12 Du champ de Hassi Messaoud, » Projet professionnel de fin de formation Pour l'obtention du Diplôme de ; ingénieur spécialisé en Réservoir Engineering, IAP.2013.
- [8]: **RONALD E. TERRY**, Enhanced Oil Recovery In: Robert A Meyers, Ed. Encyclopedia of Physical Science and Technology. Academic Press, 2001,503-518.
- [9]: Enhanced oil recovery. www.isco.com. Teledyne ISCO Company press, Jun 16 th 2009.
- [10]: **N. H. A., GREEN. K., SCHRAMM. L**. The Alkali/ Surfactant/ Polymer Process: Effects of Slug Size, Core Length and a Chase Polymer. Oil Gas Science and Technology.
- [11] : **A. BENCHAA, A. OUBIRA**. « Etude de problème des asphaltènes caractérisant dans la zone 1 (champ de Hassi Messaoud) », Mémoire Master, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2017

Références

- [12] : division production chimique pétroliers industrie pétrolière, CATALOGUE CECA
- [13] : **J-F. GARNIER**, 1998., propriété des fluides de gisement, tome 2,
- [14] : **DANIEL BILLON-LANFRAY**. Les dépôts minéraux et leurs traitements.
Technique de l'ingénieur 2019
- [15] :: **LABRAOUI- DJALLAL KARIMA** « étude d'efficacité des
Inhibiteurs de dépôts de sulfate de baryum par les méthodes électrochimiques et
Gravimétries » Thèse de Doctorat chapitre 1, 2019/2020
- [16]: **TEMPLETON**, C.C Solubility of barium sulfate in sodium chloride solution from 25°-
95°C.J.Chem.Eng.Data, ,1960,vol 5,p 514-516.
- [17]: **VETTER, O.J.G AND PHILLIPS**, R.C, Prediction of deposition of calcium sulfate
scale under
down hole conditions J. Pet. Technol, ,1970, vol 22, p 1299-1308.
- [18]: **M.S.H. BADER**. « Sulfate scale problems in oil fields water injection operations,
Désaliénation ». mémoire de fin d'étude 2006. p100-105.
- [19]: **JORDAN ET AL., 1994 ; GRAHAM ET AL., 1997** (Gendered utilization différences
of mental health services in Jordan)
- [20] : **BOUKELMOUNE, O, BOUAOUNE,S, TAMMA, S**, (optimisation de dessalage et
inhibition Des dépôts de sulfate de baryum dans le champ HGA). Mémoire Master ,Université
kassid Merbah Ouargla ; 2017
- [21] : **A. DJAAFRI, A. LOUALI** « Problème d'entartrage au niveau des installations
Pétrolières », MEMOIRE DE MASTER, université HOUARI BOUMEDIENE ,2019/2020
- [22] : **R. MOKHTARI, L. ZOUACHE** « Contribution au traitement des sulfates de baryum
par AD32 et stabilisation par l'utilisation des résines » Mémoire master, Université Ouargla
(2020)
- [23] : **L. TEFFAHI ET N. KANDI** « ETUDE DE LA FORMATION DES DEPOTS
MINERAUX AU NIVEAU DES PUIITS A INJECTION D'EAU » Mémoire master,

Références

Université HOUARI BOUMEDIENE, Promotion : 2019/2020

[24] : **IMANE ASKELOU AMINA**. « Étude théorique de l'efficacité des inhibiteurs sur les formations des dépôts de Sulfate de Baryum dans la région IN AMINAS MEKKIRI » Mémoire de Master .2013

[25] : **MEDDAHI, K**, « Contribution à l'étude de l'incompatibilité entre un inhibiteur de Corrosion et un inhibiteur de dépôt », Université M'hamed Bougara-Boumerdes Diplôme De Magister, 2014

[26]: **KAVITAH ET AL**, Development and validation of stability indicating RP-HPLC method for the simultaneous estimation of sitagliptin and simvastatin, India, 2012.

[27] : **BOUFADES .D** « Influence de l'inhibiteur anti dépôts (AD32) Sur la croissance de dépôts de Sulfates de baryum Reportrice ». Université d'Ouargla , 2018/2019

[28] : **B. OMAR EL ISLEM, B. SARA ET T. SABRINA**, « Optimisation de dessalage et inhibition Des dépôts de sulfates dans le champ HGA », Mémoire de Master, Université de Ouargla, 2017.

[29] : **X. NORMAND, A. TREIL**. L'industrie du raffinage du pétrole : Leçons sommaires, Tome 1. P. 197. Paris: Ed. Technip, 1985

[30]: **CRABTREE M., ESLINGER D., FLETCHER P., MILLER M., JOHNSON A., KING G.**, "fighting scale, removal and prevention ", oilfied review, autumn 1999

[31]: **BAZIN B., KOHLER N., ZAITOUN A., JOHNSON T., RAAIJMAKERS H.**; A new class of Green mineral scale inhibitor for squeeze treatments SPE 87453, 2004, presented at the SPE Oilfield Scale Symposium held in Aberdeen, May 26-27 2004.

[32]:**LABRAOUI- DJALLAL .K** « Étude de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts de Sulfate de Baryum par les méthodes électrochimiques et gravimétrique ». Thèse de Doctorat , 2017

[33]: **E.L. Liening**, Electrochemical Corrosion Testing Techniques, The Theory and Thepractice, Process Industries Corrosion, NACE, Houston, 1986.

[34] : **H. Brinis** : «Synthèse et caractérisation d'un inhibiteur pour la protection des

Références

Conduites en acier au carbone contre la corrosion : Application aux circuits de refroidissement». Thèse de doctorat, université d'Annaba, 2014 pp 69,70.

[35] : **J.G.N. Thomas**: 5th European Symposium on Corrosion Inhibitors, Ann. Univ. Ferrara, Italy, 1980, pp 453.

[36] : **MAGALZ HENRIQUEZ GONZALIEZ** : «Etude d'un traitement multifonctionnel vert pour la protection contre la corrosion de l'acier au carbone API5L-X65 en milieu CO₂ ». Thèse de doctorat, université de Toulouse, 2011, pp 36,40

[37] : **N. PUJOL**, « Etude du mecanisme d'action du monofuorophosphate de sodium comme inhibiteur de la corrosion des armatures métalliques dans le beton, » thèse de doctorat, Université de Paris 2004.

[38] : **T. MONSEMPES** «Corrosion de l'acier par des pétroles contenant des acides naphteniques » : recherche d'une méthode de mesure de la vitesse instantanée de corrosion.» Thèse de Doctorat, Ecole Doctorale Matériaux de Lyon, France, (2000).

[39] : **M. FAUSTIN** : «Etude de l'effet des alcaloïdes sur la corrosion de l'acier C38 en milieu acide chlorhydrique 1M». Thèse de doctorat, université des Antilles et de la Guyane, 18 Janvier 2013, pp 57, 68.

[40] : **C. FIAUD, C.LEMAITRE, N.PEBERE**, Inhibiteurs de corrosion, In . G. Beranger, H. Mazille : «Corrosion et anticorrosion (pratique industrielle) », Mécanique et ingénierie des Matériaux

[41] : **G. LEPAGE** «Caractérisation et optimisation d'une pile à combustible microbienne» Thèse de Doctorat, Université de Grenoble, France, (2006).

[42] : **I. SADLI** «Modélisation par impédance d'une pile a combustible pour utilisation en électronique de puissance.» Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Lorraine, France, (2006).

[43] : **S. SGHIR** «Extraction et transfert de cations métalliques par les réactions Electrochimiques d'intercalation réversible dans les phases de chevrel. Application a la valorisation-matière d'effluents.» Thèse de Doctorat, Université Paul Verlaine, Metz, France, (2009)

Références

- [44] : **R. MAIZIA** « Vérification des modèles théoriques de transfert de matière par la Méthode électrochimique. Application au couple Ferri/Ferro sur électrode à disque tournant En milieu sulfate.» Mémoire de Master, Université A. Mira Bejaia, Algérie, (2013)

ANNEXES

ANNEXES

ANNEXE I : MATERIELS ET METHODES

Les calculs exercés pour DL 310

$$[Ca^{2+}] \left(\frac{mg}{l} \right) = \frac{v1 * N * d * 10^3 * M}{PE}$$

Exemple de calcul

$$[Ca^{2+}] \left(\frac{mg}{l} \right) = \frac{0.768 * 0.01 * 100 * 10^3 * 40.08}{25}$$

$$[Ca^{2+}] \left(\frac{mg}{l} \right) = 1231.26 \left(\frac{mg}{l} \right)$$

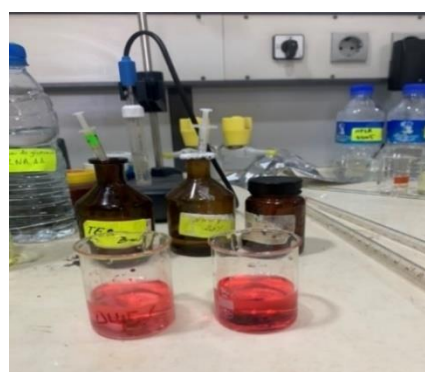


Figure 4.1 : Dosage de calcium

$$[Mg^{2+}] \left(\frac{mg}{l} \right) = \frac{(v2 - v1) * N * d * M}{PE}$$

Exemple de calcul

$$[Mg^{2+}] \left(\frac{mg}{l} \right) = \frac{(1.088 - 0.768) * 0.01 * 100 * 24.32 * 10^3}{25} = 311.29 \left(\frac{mg}{l} \right)$$



Figure 4.2 : Dosage de magnésium

$$[CO_3^{2+}] \left(\frac{mg}{l} \right) = \frac{v1 \times N \times 10^3 \times 60}{PE}$$

$$[HCO_3^-] \left(\frac{mg}{l} \right) = \frac{v1 \times N \times 10^3 \times 61}{PE}$$

Exemple de calcul

$$[CO_3^{2+}] \left(\frac{mg}{l} \right) = \frac{0 \times 0.01 \times 10^3 \times 60}{PE} = 0 \left(\frac{mg}{l} \right)$$

$$[HCO_3^-] \left(\frac{mg}{l} \right) = \frac{3.955 \times 0.05 \times 10^3 \times 61}{25} = 482.51 \left(\frac{mg}{l} \right)$$



Figure 4.3: : Diagramme de prédominance des espèces CO_3^{2-} , HCO_3^- et CO_2 en fonction de pH

$$[Cl^-] \left(\frac{mg}{l} \right) = \frac{v1 \times N \times 10^3 \times 35.457}{PE}$$

Exemple de calcul

$$[Cl^-] \left(\frac{mg}{l} \right) = \frac{14.37 \times 0.01 \times 10^3 \times 35.457}{25} = 20387.78 \left(\frac{mg}{l} \right)$$

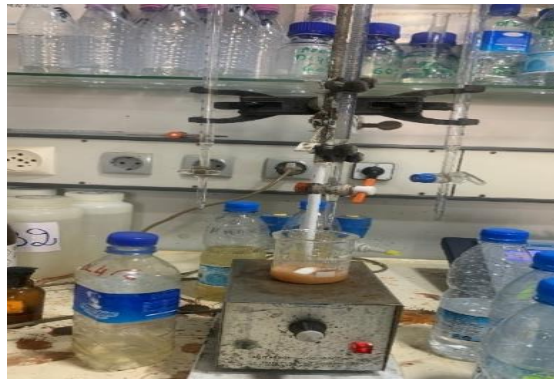


Figure 4.4 : dosage de chlorure



Figure 4.5 : Dosage de fer et sulfate, baryum



Figure 4.6 : spectrophotométrie à flamme

$$\text{Extrait sec (mg/l)} = \frac{(P2 - P1) * 10^3}{PE}$$

$$\text{Extrait sec} \left(\frac{\text{mg}}{\text{l}} \right) = \frac{(42.76 - 42.18) * 10^3 * 10^3}{10} = 58000 \left(\frac{\text{mg}}{\text{l}} \right)$$



Figure 4.7: Extrait sec



Figure 4.8 : Etude de compatibilité

Annexe 2. Méthode électrochimique

Techniques expérimentales d'étude de corrosion

a. Equipement AUTOLABPG STAT 2.0.

Il fonctionne soit en potentiostat et soit en galvanostat et il est piloté par un micro-ordinateur qui permet l'acquisition et le traitement des données. Les résultats expérimentaux sont enregistrés à l'aide de logiciel NOVA 2.0, qui pilote les séquences expérimentales et le traitement des données numériques ou des courbes obtenus.

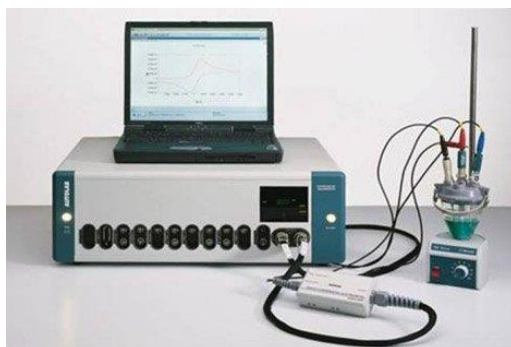


Figure 4. 9. Equipement électrochimique AUTOLAB PG STAT2.0

b. Cellule électrochimique

C'est une cellule double-enveloppe en verre pyrex qui a un volume de 1000 ml. La double-enveloppe permet la régulation de la température par l'intermédiaire d'un bain thermostaté. La cellule est munie d'un couvercle à cinq orifices permettant de placer de façon fixe les différentes électrodes.

- L'orifice central est destiné au passage de l'électrode de travail.
- Deux orifices parallèles, qui sont destinés aux passages des électrodes auxiliaires en graphite.
- Un orifice pour le passage de l'électrode de référence.
- Un orifice pour le passage de l'évent du barboteur des gaz N_2 ou CO_2 .



Figure 4.10 Cellule électrochimique

- L'électrode de référence

est d'Argent Chlorure d'Argent (figure) saturée en KCl, schématisée par la séquence électrochimique (Ag/AgCl / KCl_{sat}). Celle-ci présente un potentiel de +0.21 V par rapport à l'électrode standard à hydrogène (ESH). Elle permet de mesurer ou de contrôler le potentiel de l'électrode de travail. Elle est placée près de l'électrode de travail ($\approx 2\text{mm}$) dans le but de minimiser la chute ohmique provoquée par l'électrolyte.



Figure 4.11 Electrode de travail

- Electrodes auxiliaires

(les contres électrodes) permet le passage du courant qui passe dans la cellule électrochimique. Elles sont des électrodes en graphite inattaquable, disposée parallèlement à l'électrode de travail afin d'obtenir une distribution homogène du courant.

- Electrode de travail

est constituée du métal étudié, un acier au carbone de nuance API X65, enrobée par une résine époxy sauf la surface active. Le courant électrique est assuré par des fils électriques soudés à la surface du métal non exposée à l'électrolyte.

- Bouteille de dioxyde de carbone (CO₂)

munie d'un manodétendeur à pression d'entrée 300 atm et à pression de sortie réglable entre 1 et 12 atm, utilisée pour le barbotage de CO₂ dans le milieu électrolytique, afin de créer des conditions réelles de corrosion.

Le générateur d'azote (N₂)

munie d'un manodétendeur à pression d'entrée 300 atm et à pression de sortie réglable entre 1 et 12 atm, utilisée pour capter l'oxygène dans le milieu électrolytique.

Méthode et protocole des mesures électrochimiques

Les méthodes électrochimiques sont importantes pour comprendre le phénomène de corrosion et le comportement électrochimique des métaux. Les méthodes électrochimiques peuvent être classées selon deux groupes distincts: les méthodes stationnaires et les méthodes non stationnaires. Les techniques stationnaires permettent d'étudier un système dans un état d'équilibre thermodynamique, prenant en compte tous les couples redox de la solution.

1- Evolution du potentiel libre en fonction du temps

Il est également connu sous le nom de potentiel en circuit ouvert, potentiel spontané, potentiel d'abandon, potentiel de repos ou potentiel libre. C'est la grandeur électrochimique la plus facile à mesurer. elle est la seule mesure qui n'entraîne absolument aucune perturbation de l'état du système étudié. Elle est mesurée en fonction d'un potentiel de référence, dans notre cas celui de l'électrode de l'Argent/Chlorure d'Argent. Parfois, le suivre du potentiel libre en fonction du temps est utile pour comprendre comment un matériau réagit à un milieu corrosif. Il donne des informations sur les transformations préliminaires, sur la nature des processus en cours à l'interface métal/électrolyte: corrosion, passivation, D'une part, il permet de déterminer le temps nécessaire à l'obtention d'un régime stationnaire, indispensable pour les tracés potentiodynamiques et les mesures d'impédance, et d'autre part, il donne une idée du comportement d'un matériau en contact avec un milieu corrosif. Une différence de potentiel DDP entre la surface du métal et la solution est créée par la répartition des charges électriques sur la surface d'un métal plongé dans un électrolyte. Le potentiel d'une électrode est mesuré par rapport à une électrode de référence.

C'est une grandeur cinétique qui dépend des paramètres du milieu corrosif et de l'élément métallique. Sa valeur peut être déterminée en suivant l'évolution du potentiel de l'électrode en fonction du temps $E = f(t)$

2- Courbe de polarisation

La courbe de polarisation de l'interface métal-solution est une caractéristique essentielle de la cinétique électrochimique, mais elle ne représente que l'étape la plus lente du processus global à l'interface électrochimique.

Un potentiostat est utilisé pour calculer la différence de potentiel entre l'électrode de travail (ET) et l'électrode de référence (ER) et pour mesurer le courant stationnaire qui s'établit dans le circuit électrique entre l'électrode de travail et l'électrode de contre-électrode (C E) après un certain temps. Le potentiostat est configuré pour balayer le potentiel automatiquement à une vitesse spécifiée.

3- Méthode de la résistance de polarisation linéaire

Cette technique consiste à faire un balayage en potentiel de quelques millivolts de l'ordre de ($\Delta E = \pm 20 \text{ mV}$) au voisinage de E_{corr} et de déterminer la densité de courant correspondante i

4- Mesures de Tafel :

Les densités de courant et les potentiels de corrosion ont été déterminés en extrapolant les raies de Tafel cathodique (pente β_c) et anodique (pente β_a) dans le milieu **considéré**, Cela est fait avec un balayage de potentiel à -250 mV et $+250 \text{ mV}$ par rapport au potentiel de circuit ouvert et une vitesse de 1 mV/s .

Raffinement des courbes de polarisation et détermination des paramètres associés est obtenue à partir du logiciel NOVA 2.0, une fois la courbe expérimentale obtenue, Le raffinement est effectué automatiquement par la fonction Tafel Fit du logiciel. dernier ce Calcul automatique des paramètres électrochimiques pertinents

L'utilisation des droites de Tafel au potentiel de corrosion est l'une des méthodes les plus courantes pour déterminer la vitesse de corrosion, elle peut être facilement mise en œuvre en laboratoire, mais elle présente un certain nombre de limitations :

- Les écarts de potentiel imposés à l'électrode doivent être relativement importants (généralement plus de 100 mV) ; il est donc probable qu'une modification appréciable de l'état de surface du métal et donc de i_{corr} se produise pendant le tracé de ces courbes.
- Les courbes $E = f(\log i)$ doivent être linéaire sur au moins une décade en courant, ce qui ne peut pas toujours être vérifié à cause de la présence de dégagement gazeux ou d'un processus de diffusion ou passivation

5- La spectroscopie d'impédance électrochimique (SIE)

La spectroscopie d'impédance électrochimique (SIE) est utilisée pour étudier les films inhibiteurs et leur comportement en présence d'autres produits chimiques de traitement.

La technique est basée sur la perturbation du système électrochimique autour de son point de fonctionnement (E_{corr} , I_{corr}), l'amplitude de la perturbation sinusoïdale appliquée

au potentiel abondant est choisie pour satisfaire la condition de linéarité (10 mV). Les fréquences balayées lors de ces mesures vont 10^5 à 10^{-2} Hz

Résultats et Discussions :

- **Résistance de Polarisation :**

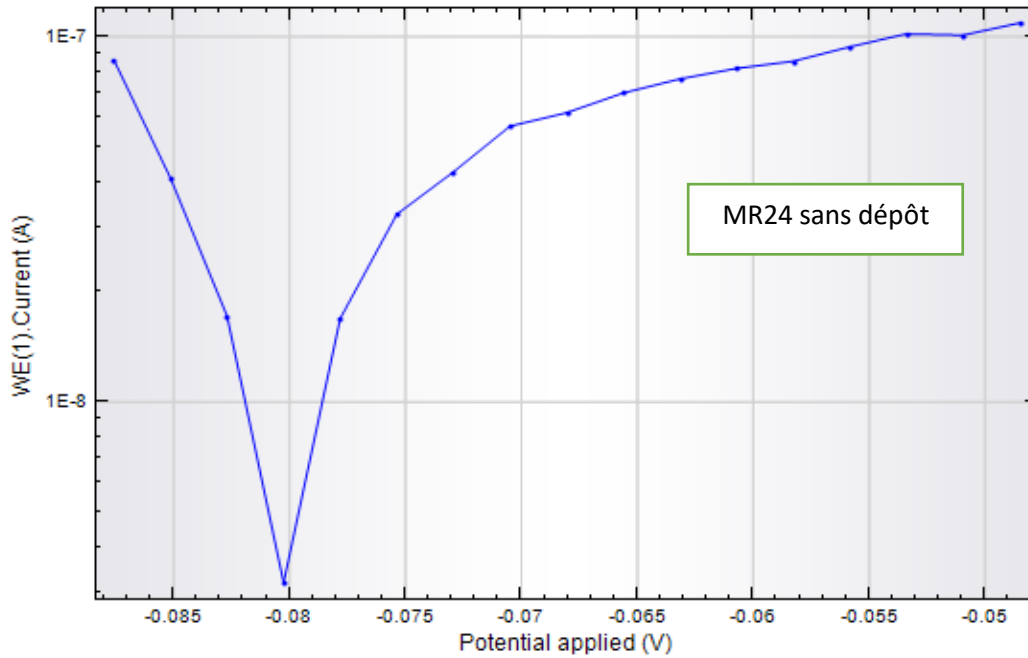


Figure 4.12 la courbe de RP de MR24 avec dépôts

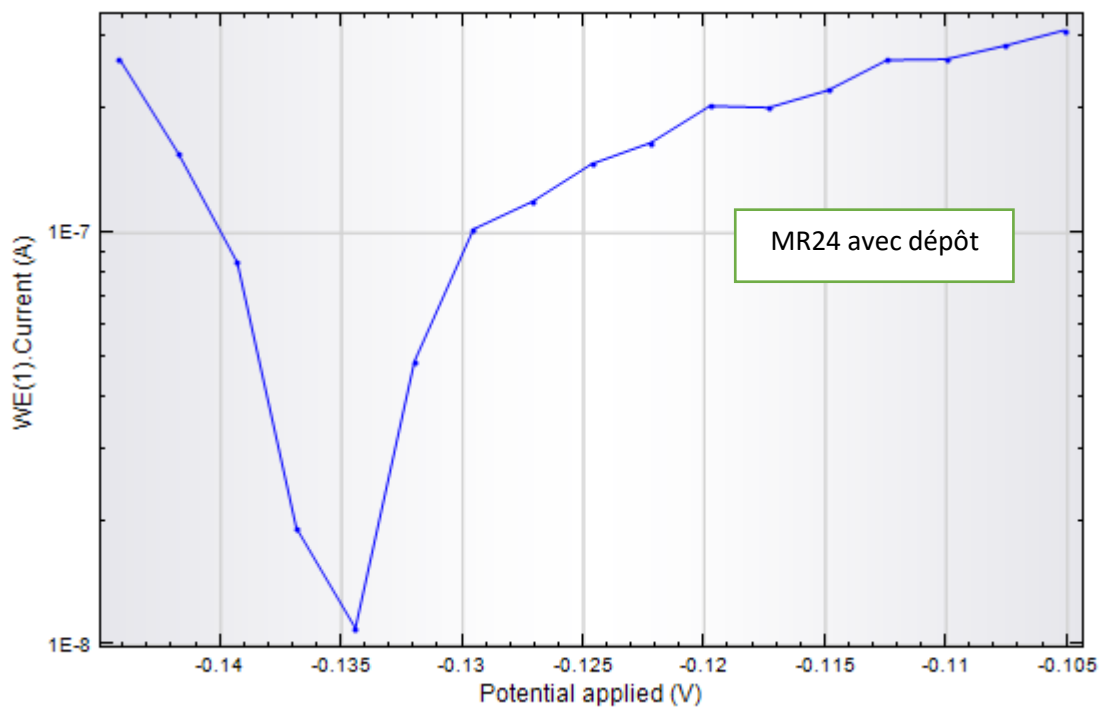


Figure 4.12 la courbe de RP de MR24 avec dépôts

Tableau 4.1. Paramètres électrochimiques obtenus par la technique de la résistance de la polarisation linéaire de MR24 sans et avec dépôts

	MR24 sans dépôts	MR24 avec dépôts
E_{corr} (mV/Ag/AgCl)	-80.64	-135.32
I_{corr}(μA/cm²)	8.18	12.52
V_{corr} (mm/an)	$9.50 \cdot 10^{-5}$	0.00014
R_p(kΩ.cm²)	142.06	63.25

- **Evolution du potentiel libre en fonction du temps**

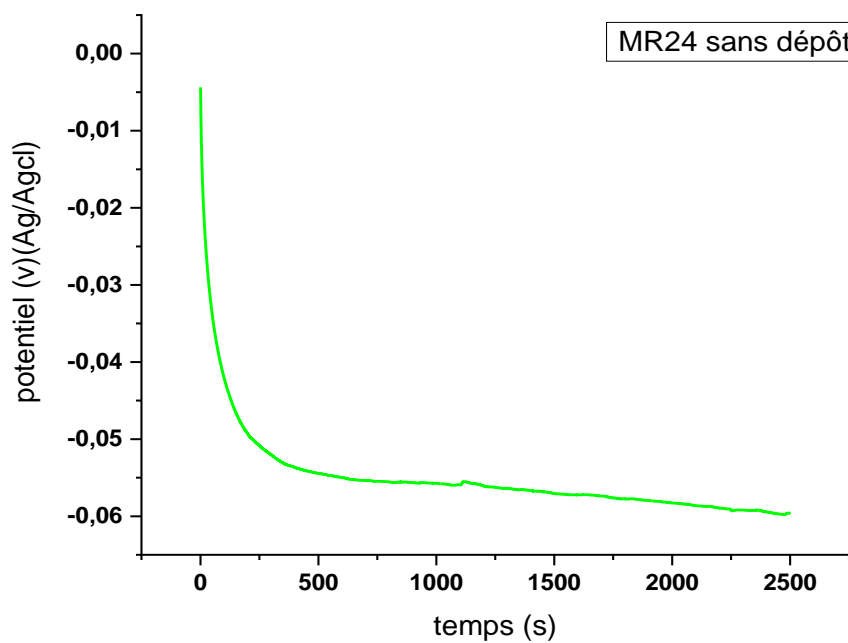


Figure 4.13 la courbe de OCP de MR24 sans dépôts

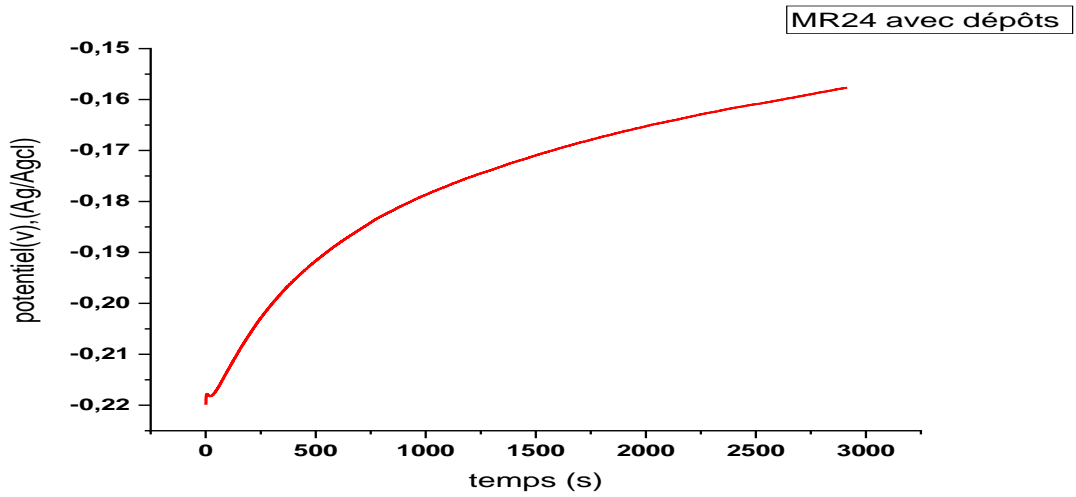


Figure 4.14 la courbe de OCP de MR24 avec dépôts

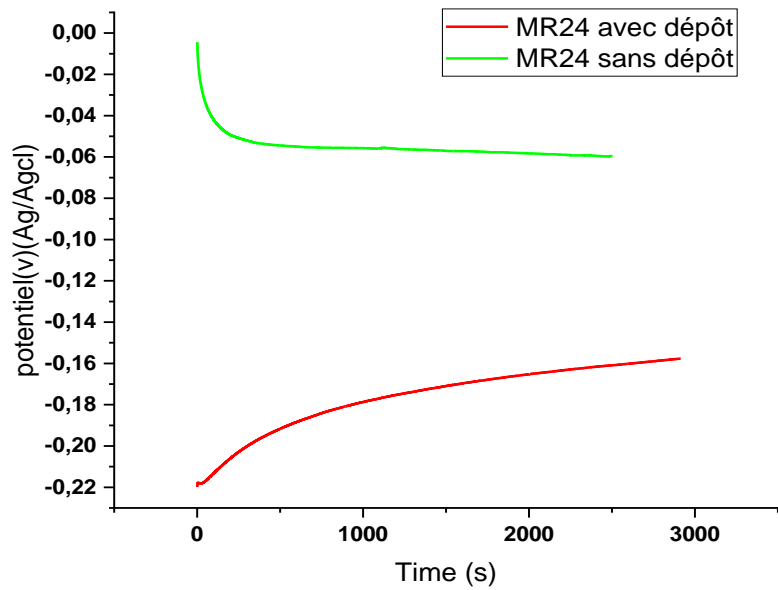


Figure 4.15 la courbe de OCP de MR24 avec et sans dépôts

- **La spectroscopie d'impédance électrochimique (SIE)**

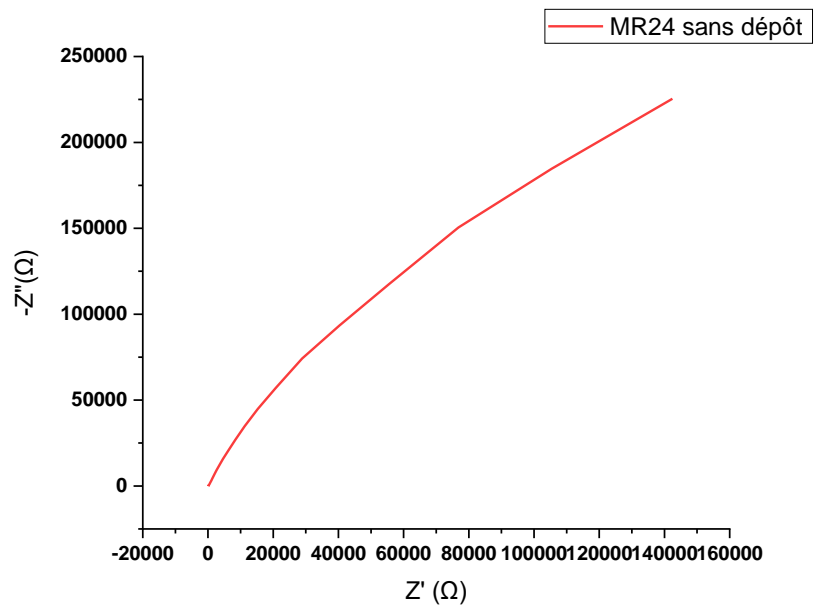


Figure 4.16 la courbe de SIE de MR24 sans dépôts

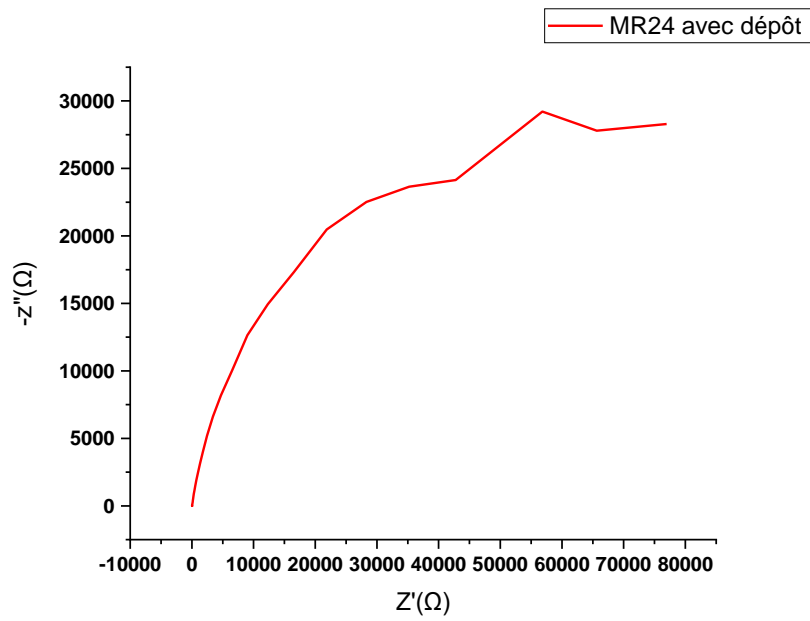


Figure 4.17 la courbe de SIE de MR24 avec dépôts

- **Mesures de Tafel**

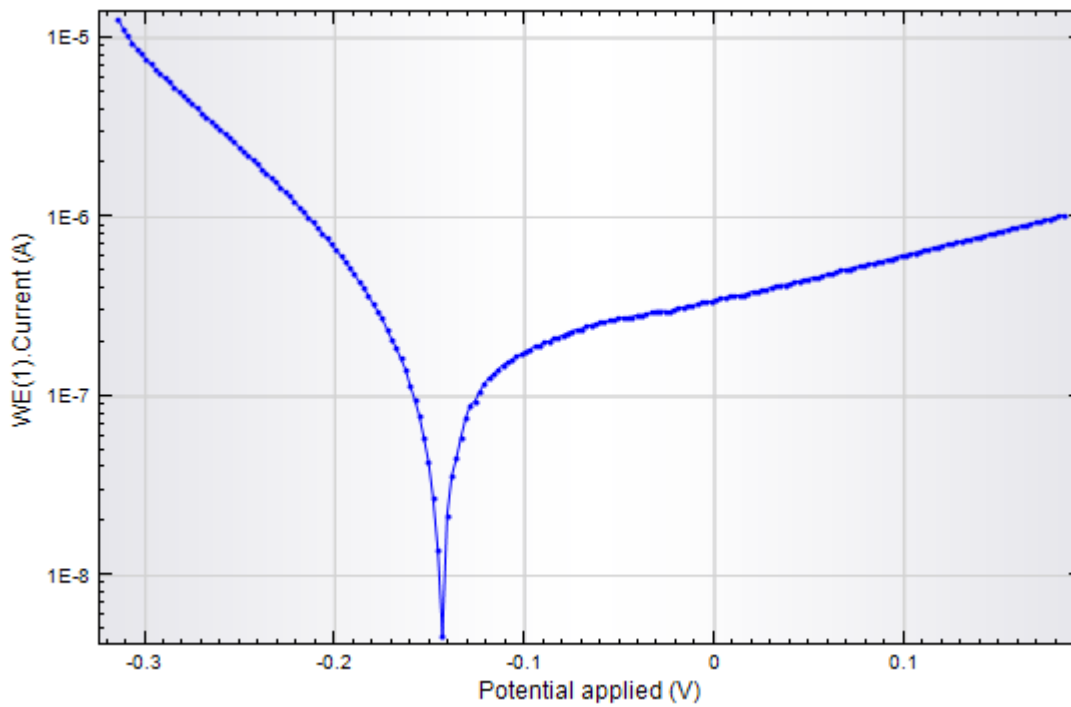


Figure 4.18 la courbe de Tafel de MR24 avec et sans dépôts

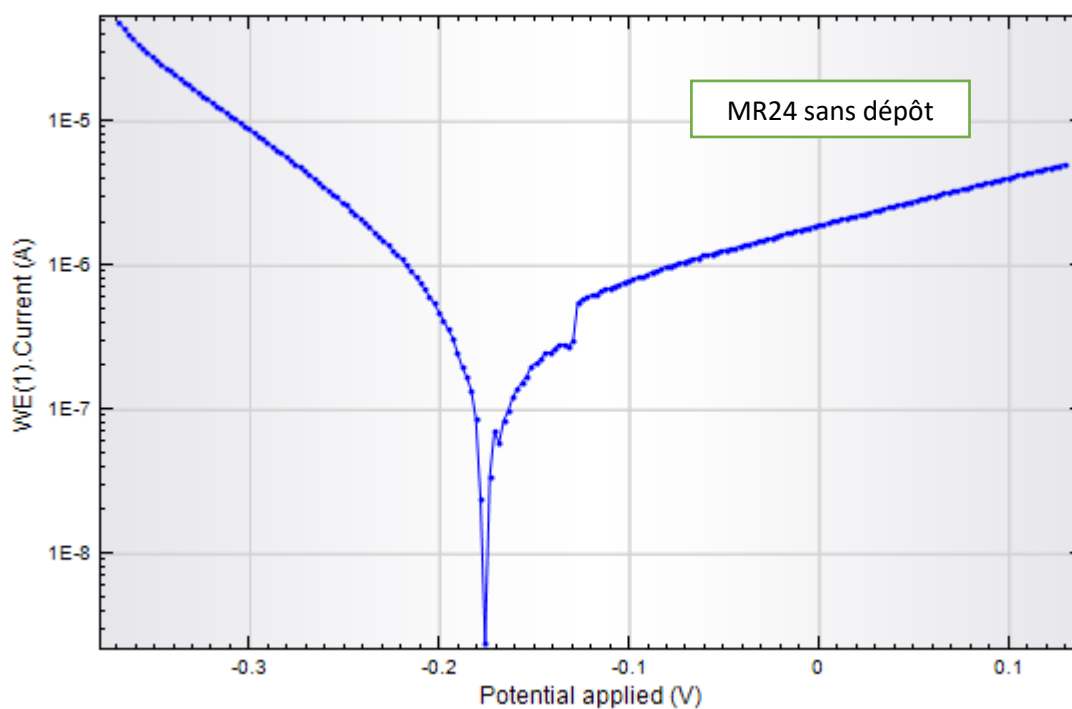


Figure 4.15 la courbe de Tafel de MR24 sans dépôts

Tableau 4.1. Paramètres électrochimiques obtenus par la technique de la résistance de la polarisation linéaire de MR24 sans et avec dépôts

	MR24 sans dépôts	MR24 sans dépôts
Ecorr (mV/Ag/AgCl)	-144.04	-176.46
Icorr(μA/cm²)	95.61	144.68
Vcorr (mm/an)	0.0011	0.0016
Rp(kΩ.cm²)	160.11	71.03