

**Université KASDI MERBAH OUARGLA**

**Faculté** des Hydrocarbures, des Energies Renouvelables et des Sciences de la  
Terre et de l'Univers

**Département** : Forage et Mécanique des chantiers pétroliers



**Mémoire**

**MASTER PROFESSIONNEL**

**Domaine** : Sciences et techniques

**Filière** : Hydrocarbures

**Spécialité** : Mécanique chantier pétrolier

Présenté par:

**Bentaleb Mohamed**

**Benkhaled Abdrahman Chikh**

**Beghdadi Bendaha Baghdadi**

# Thème

**Analyse quantitative et qualitative  
du dépôt de Corrosion dans  
le champ HAUD BERKOUI**

Soutenu publiquement le : .../.../2022

Devant le jury:

M. Yassine ABDESSELAM	MAA	President	UKMO
Mme Chouicha SAMIRA	MCB	Examinatrice	UKMO
Mme. Chelgham FATIHA	MCA	Encadreur	UKMO

**Année Universitaire: 2021/2022**

## Résumé :

Les dépôts salés qui se forment dans les puits de pétrole nous posent le problème de la capacité de production du champ pétrolier en raison de la forte salinité de l'eau et de l'incompatibilité entre l'eau injectée dans les puits et l'eau du réservoir.

Il existe deux types de dépôt : organiques et minéraux pour connaître la qualité et la quantité d'un dépôt , grâce à l'équipe du laboratoire du Service Production étudie la composition et identifier le pourcentage de matière ces dépôt.

Selon cela, l'échantillon dépôt (OKN70) de laboratoire est envoyé à l'équipe d'intervention pour maintenir la productivité et protéger le puits ou les pipes par utilise plusieurs moyens , notamment :

- protection par une solution chimique.
- Inhibition des précipitations.

**Mots clés :** dépôt OKN70, corrosion, inhibition, organique, minéraux.

## ملخص :

الترسبات الملحية التي تتشكل في الابار النفطية تسبب لنا المشكل الغالب في القدرة الإنتاجية للحقل البترولي بسبب ارتفاع ملوحة الماء و عدم التوافق بين الماء المحقون في البئر و ماء الخزان و وفق لهذا يجب الكشف عن نوعية الترسبات التي مصدرها غالبا من البئر او من الأنابيب الانتاجية.

و يوجد نوعان من الترسبات : عضوية ومعدنية و لتعرف على نوعية وكمية الترسب يقوم الفريق المخبري التابع لقسم الانتاج بالكشف عن تركيبة هذا الترسب .

و من خلال هذه التجارب يمكن التعرف على النسبة المئوية سواء عضوية كانت او معدنية .

و وفقا لهذا ترسل العينة المخبرية لفريق التدخل لصيانة الانتاجية و بدوره يقوم بوقاية البئر او الانابيب عن طريق عدة وسائل منها :

- الوقاية بمحلول كيميائي.
- تثبيط ترسبات.

الكلمات المفتاحية : التثبيط , ترسبات OKN70 , التآكل , عضوية , معدنية.

## Abstract:

The Salt deposit That form in oil wells give us the problem of the production capacity of the oil field due to the high salinity of the water and the incompatibility between the water injecte into the Wells and the water of the tank.

There are two types of deposit: organic and mineral. To find out the quality and quantity of a deposit, the Production Service laboratory team studies the composition of these deposits.

Thanks to these experiments, it is possible to identify the percentage of organic and mineral matter.

According to this the lab sample is sent to the response team to maintain productivity and in turn, it protects the well or pipes, by several means including:

- Protection with a chemical solution.
- Inhibition of precipitation.

**Key words:** inhibition, deposition OKN70, corrosion, organic, mineral.

---

# *Dédicace*

---

*Je dédie ce modeste travail à :*

*À la plus belle créature que Dieu a créée sur terre*

*À cette source de tendresse, de patience et de générosité  
À ma mère*

*À tous mes frères : Fouad, Aymen, Abdkarim, Ismail, Youcef.*

*À mes beaux-parents et à toute ma famille*

*À tous mes amis et collègues*

*À tous les étudiants de la promotion 2021/2022*

*Option : mécanique de chantier pétrolier*

*A tous ceux qui, par un mot, m'ont donné la force de continuer.*

*Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour que ce  
Projet soit possible :*

***CHELGHAM FATIHA ET BENKARA MOUSTAFA LAMYA***

*je vous dis merci*

***BENTALEB MOHAMED***

---

# *Dédicace*

---

*Je dédie ce modeste travail à :*

*À la plus belle créature que Dieu a créée sur terre ,,,*

*À cet source de tendresse, de patience et de générosité,,  
À ma plus belle mère et paire !*

*À tous mes frères et sœurs :ZOUBIDA ZAHIRA ABDELRAHMEN  
KHEIRA*

*À mes beaux-parents et à toute ma famille*

*À tous mes amis et collègues*

*À tous les étudiants de la promotion 2021/2022*

*Option : mécanique de chantier*

*A tous ceux qui, par un mot, m'ont donné la force de continuer.*

*Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour que ce  
Projet soit possible :*

*CHELGHAM FATIHA ET BEN KARA MOUSTAFA LAMYA*

*Je vous dis merci*

*BERDADI BENDAHA BAGHDADI*

---

# *Dédicace*

---

*Je dédie ce modeste travail à :*

*À la plus belle créature que Dieu a créée sur terre ,,*

*À cet source de tendresse, de patience et de générosité,,  
À ma mère !*

*À tous mes frères et sœurs : Hadda, Siham, Chaima , Amani , Aymen*

*À mes beaux-parents et à toute ma famille Mes tante : Saliha , fella*

*À tous mes amis et collègues*

*À tous les étudiants de la promotion 2021/2022*

*Option : mécanique de chantier*

*A tous ceux qui, par un mot, m'ont donné la force de continuer.*

*Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour que ce  
Projet soit possible*

***CHELGHAM FATIHA ET BEN KARA MOUSTAFA LAMYA***

*je vous dis merci*

**BENKHALED ABDELRAHMEN**

---

# *Remerciement*

---

*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. La première personne que nous tenons à remercier est notre encadrant **CHELGHAM FATIHA** et nous remercîment le chef service **BEN KARA MOUSTAFA LAMYA** de la région **HAOUD BERKOU**I pour l'orientation, la confiance, la patience et ses bonnes explications qui ont constitué un apport considérable sans lequel ce travail n'aurait pas pu être mené au bon port. Nos vifs remerciements vont également aux 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. Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à tous les professeurs qui nous ont enseigné et qui par leurs compétences nous ont soutenu dans la poursuite de nos études. Enfin, nous tenons également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.*

---

# *Table des Matières*

---

<b>Table des Matières .....</b>	<b>I</b>
<b>LISTE DE FIGURE.....</b>	<b>III</b>
<b>INTRODUCTION GENERALE .....</b>	<b>1</b>
<b>I. Présentation de champ HAOUUD BERKAOUI .....</b>	<b>3</b>
I.1 Introduction :.....	3
I.2 Développement De La Région :.....	4
I.3 Les Principaux Champs Et Les Centres De Production : .....	5
I.3.1 Organigramme de la Direction Régionale HBK: .....	7
<b>II. Généralités sur la corrosion.....</b>	<b>12</b>
II.1 Phénomène de corrosion .....	12
II.1.1 Définition de la corrosion .....	12
II.1.2 Processus de la corrosion.....	12
II.1.3 Aspect économique de la corrosion.....	13
II.1.4 Influence de la corrosion dans le choix d'un matériau .....	13
II.1.5 Les différents modes de la corrosion .....	13
II.1.6 La corrosion chimique :.....	13
II.1.7 La corrosion bactérienne : .....	14
II.1.8 La corrosion électrochimique : .....	14
II.1.9 Aspect morphologique de la corrosion .....	14
II.1.10 Corrosion généralisée : .....	14
II.1.11 Corrosion localisée (zonale) : .....	14
II.1.12 Les facteurs de corrosion .....	15
II.2 Lutte contre la corrosion : .....	15
II.2.1 La protection électrochimique :.....	15
II.2.2 Protection cathodique : .....	16
II.2.3 Protection par revêtement : .....	17
II.2.4 Protection par modification de l'état électrique du système : .....	17
<b>III. Formation de dépôt .....</b>	<b>20</b>
III.1 Formation de dépôt .....	20
III.2 La source et les conditions de formation des dépôts .....	20
III.3 Les types des dépôts.....	20
III.3.1 Chlorure de sodium (NaCl) :.....	21
III.3.2 Carbonate de calcium (CaCO <sub>3</sub> ) :.....	21
III.3.3 Dépôts de sulfates : .....	21
III.3.4 L'influence de certains paramètres sur la formation de dépôts .....	23
III.3.5 Conséquences de la formation de dépôts .....	24
III.3.6 La lutte contre la formation des dépôts par l'utilisation des inhibiteurs.....	25
III.3.7 Etapes de formation de dépôts : .....	28
III.3.8 Germination : .....	28
III.3.9 Croissance cristalline : .....	29
III.4 Localisation et suivi des dépôts.....	29
III.4.1 Localisation : .....	29
III.4.2 Le suivi et détection des dépôts de sel : .....	30
<b>IV. Analyses qualitatives et quantitatives du dépôt .....</b>	<b>32</b>
IV.1 Problématique : .....	32
IV.2 Préparation de l'échantillon .....	32
IV.3 Teneur en matières organiques.....	33

IV.4	Dosage de chlorure.....	33
IV.5	Attaque Acide.....	36
IV.5.1	Dosage du calcium.....	37
IV.5.2	Dosage du magnésium.....	38
IV.6	Dosage du fer.....	40
IV.7	Dosage du sulfate.....	41
IV.8	Dosage du Phosphate.....	41
IV.9	Dosage du nitrite :.....	42
IV.10	Dosage du Sulfate de baryum.....	43
IV.11	Dosage du Carbonates et bicarbonates.....	44
IV.12	Rapport :.....	46
IV.13	Résultats d'analyses physiques du dépôt :.....	46
IV.14	Résultats d'analyses chimiques du dépôt :.....	46
<b>CONCLUSION GENERALE.....</b>		<b>47</b>

---

## *Liste de figure*

---

### Liste de figure

**Figure 1.1 :** Situation géographique de HAOUUD BERKAOUI

**Figure 1.2 :** Unité de traitement, stockage et expédition d'huile CP/HBK

**Figure 1.3:** Boosting de CP/BKH- K201

**Figure 1.4 :** Boosting de Guellala K301

**Figure 1.5 :** Organigramme de la Direction Régionale HBK

**Figure 2.1 :** Corrosion généralisée : exemple d'une porte et d'un véhicule corrodés

**Figure 2.2 :** Classement des inhibiteurs de corrosion

**Figure 3.1 :** Phénomène d'entartrage à l'intérieur des conduites

**Figure 3.2 :** Dépôts de  $\text{CaSO}_4$  dans une pipe de pétrole.

**Figure 3.3 :** La Célestine est une espèce minérale composée de sulfate naturel de strontium de formule  $\text{SrSO}_4$  avec des traces de Ba, Ca

**Figure 3.4 :** Cristaux du  $\text{BaSO}_4$

**Figure 3.5 :** (a) dispersion des nucléus formés et (b) stabilisation des dépôts en croissance

**Figure 3.6 :** La solubilité des sels en fonction du temps avec et sans présence de l'inhibiteur de dépôt

**Figure 3.7 :** modèle de précipitation (déposition) de sel

**Figure 4.1 :** Four à moufle avec creuset en platine

**Figure 4.2 :** une fiole conique avec filtre et une burette

**Figure 4.3 :** Acide chlorhydrique HCl et Acide nitrique  $\text{HNO}_3$ .

**Figure 4.4 :** Solution d'EDTA et Indicateur coloré la MUREXIDE.

**Figure 4.5 :** la solution Tampon.

**Figure 4.6 :** Spectrophotomètre DR 3900 avec cellule de fer

**Figure 4.7 :** Spectrophotomètre DR 3900 avec cellule de sulfate.

**Figure 4.8 :** Spectrophotomètre DR 3900 avec cellule de nitrite

**Figure 4.9 :** un four et Carbonate de sodium et Solution  $\text{H}_2\text{SO}_4$

**Figure 4.10 :** Acide chlorhydrique et pH mètre

## Introduction générale

Le pétrole et le gaz constituent la matière première la plus demandée dans le monde entier, donc ils jouent un rôle très important dans l'économie mondiale, soit pour les pays consommateurs soit pour les pays producteurs.

L'exploitation de ces richesses qui se trouvent à des cotes profondes nécessite l'installation d'un système qui va assurer la production de ces réserves vers la surface avec un débit optimum en toute sécurité.

Néanmoins, cette production peut être diminuée à cause de la chute de pression ou de la diminution de la perméabilité.

La récupération secondaire des hydrocarbures par l'injection d'eau (water flood) est l'un des procédés le plus employé au monde. Dans tous les cas, cette technique est affectée par le risque de l'incompatibilité entre les eaux de formation et celle d'injection qui engendrent des problèmes de corrosion électrochimique et bactérienne (des pipes, des canalisations et des équipements de surface....), de colmatage du réservoir et le bouchage des puits producteurs par formation des dépôts minéraux ( $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{SrSO}_4$ , .....), ce qui conduit à des grands investissements de réparation des installations (workover) et la diminution de la production, le but de mettre en place une analyse qualitative et quantitative pour déterminer la composition et le pourcentage des éléments présents dans les dépôts, pour diagnostiquer l'origine et le type de l'endommagement. Pour le choix d'un traitement chimique pour éviter tous ces problèmes à savoir la corrosion électrochimique, la corrosion bactérienne et la formation des dépôts insolubles via l'utilisation respectivement d'inhibiteurs de corrosion, de biocide et d'inhibiteurs de dépôts.

Cette Etude est réalisée par l'analyse qualitative et quantitative d'un dépôt OKN70 de corrosion récupéré au niveau du puits d'huile Haoud Berkaoui.

le travail est devisé en quatre chapitres comme suit :

- Nous présentons dans le premier chapitre champ de Haoud Berkaoui, et l'organisation et fonctionnement des divisions.
- Le deuxième chapitre généralité sur corrosion.
- Dans le troisième chapitre nous décrivons la formation des dépôts posés dans l'industrie pétrolière.
- Le quatrième chapitre nous l'avons reversé pour la partie pratique et aux résultats, des différents constituants.

Enfin un rapport qui résume l'essentiel des résultats de recherche menées tout.

---

***Chapitre I:***

***PRESENTATION***

***DU CHAMP***

***HAOUD BARKOUI***

---

## I. Présentation de champ HAUD BERKAOUI

### I.1 Introduction :

La Direction Régionale Haoud Berkaoui fait partie de la Division Production de l'activité Amont de Sonatrach et représente l'une des dix zones principales productrices des hydrocarbures du Sahara algérien. Sur la route RN° 49 dite des pétroliers reliant Ghardaïa à Hassi Messaoud, et à 35Km au sud-ouest d'Ouargla, un carrefour indique la présence d'un champ pétrolier, il s'agit de la région de HAUD BERKAOUI. Cette région est située à 142Km de HASSI Messaoud, à 770Km au sud de la Capitale (ALGER), elle est importante en raison de sa part de production des Hydrocarbures du pays. Elle s'étend du sud est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême de Boukhzana, près de la route de Touggourt.

A ce jour, 118 puits sont en exploitation, répartis sur l'ensemble des champs, dont 68 puits en gaz lift, et 29 éruptifs. Puits injecteurs l'eau : 21 puits. La production cumulée depuis l'origine est de 86 millions de m<sup>3</sup>, pour des réservoirs globaux en place de 472 millions de m<sup>3</sup>. Toutes les quantités d'huiles et de gaz récupérés sont acheminées vers les différents centres de production de la région. Il existe 3 centres principaux de production situés à Haoud Berkaoui, Benkahla et Guellala.

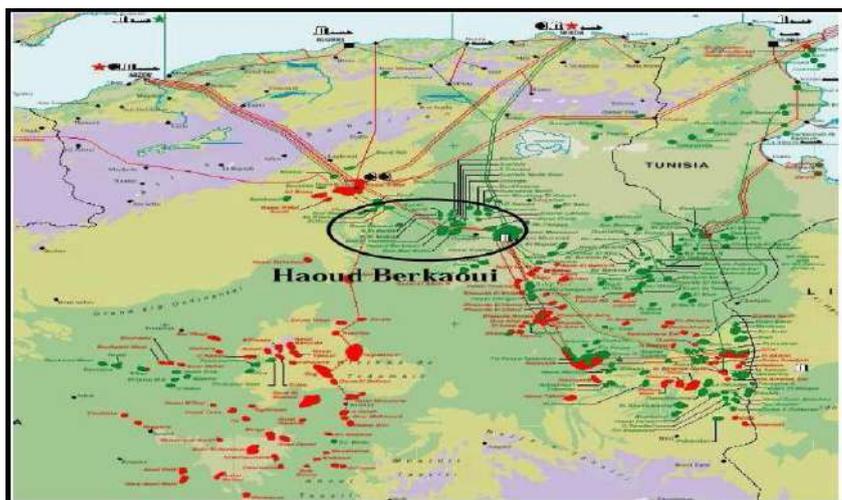


Figure 1.1 :Situation géographique de HAUD BERKAOUI.[1]

## I.2 Développement De La Région :

En l'espace de 39ans, la région a connu des changements très importants au fur et à mesure de son développement dont voici les dates les plus importantes :

1963 : Découverte du champ Ouargla.

1965 : Découverte du champ HAUD BERKAOUI (HBK). 1966 : Découverte du champ BENKAHLA (BKH).

1967 : mise en production d'un centre de traitement d'huile à BERKAOUI, composé de deux bactéries de séparation, trois bacs de stockage et de deux motos pompage diesel, pour l'expédition par la mise en production du premier puits.

1969 : Découverte du champ de GUELLELA (GLA).

1970 : Extension du centre de BERKAOUI pour recevoir la production de (BKH). 1971 : Mise en service du centre de (BKH).

1972 : Découverte du champ de (GLA) nord-est.

1976 : mise en service du centre de production de (GLA).

1978 : Mise en service du centre de production GLANE et la création de la région de(HBK). 1980 : Mise en service du centre de traitement de DRT.

1981 : Démarrage de l'injection d'eau à BERKAOUI et BENKAHLA. 1984 : Extension du centre de GLANE.

1996 : Mise en service de la nouvelle unité de dessalage au centre de HBK. 1999 : Découverte de champ de BENKAHLA EST (BKHE).

2001 : Mise en service d'une station de traitement des eaux domestique.

2007: Début du traitement des bourbiers issus des forages et des centres de production par inertage et solidification des cuttings.

2007 : installation du système de contrôle à distance (DCS) des trois centres HBK, BKH etGLA.

2008: Mise en service d'un centre d'enfouissement technique (CET) pour le traitement des déchets ménagers.

2010 : Démarrage du projet de récupération des gaz associés (RGA). [2]

2016 : démarrage des travaux de maintenance pour les trois stations déshuilages HBK, GLA, BKH.

### I.3 Les Principaux Champs Et Les Centres De Production :

#### Champ de HBK :

Sur une superficie de 175 Km<sup>2</sup>, ce champ est découvert en 1965, et mis en production en Janvier 1967. Le centre de production de HBK se compose de :

- Une unité de séparation d'huile avec une capacité de 8000 m<sup>3</sup>/jour.
- Une unité de stockage d'une capacité de 13000 m<sup>3</sup>/jour.
- Une unité de boosting gaz d'un million de m<sup>3</sup>/jour.
- Les unités de boosting gaz basse pression (BP), l'unité de gaz (U.T.G) à GUELLELA Le gaz (HP, MP, BP) est récupérée à partir des lignes des torches existantes.
- Unité de station d'injection d'eau à raison de 6000 m<sup>3</sup>/jour.
- Unité de station de déshuilage.

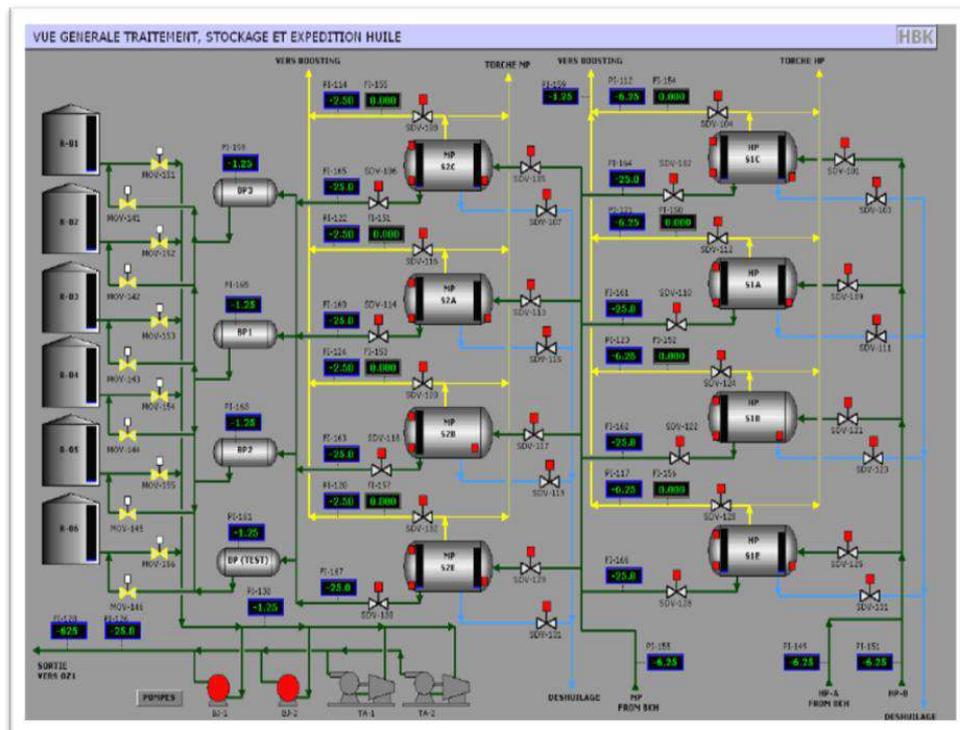
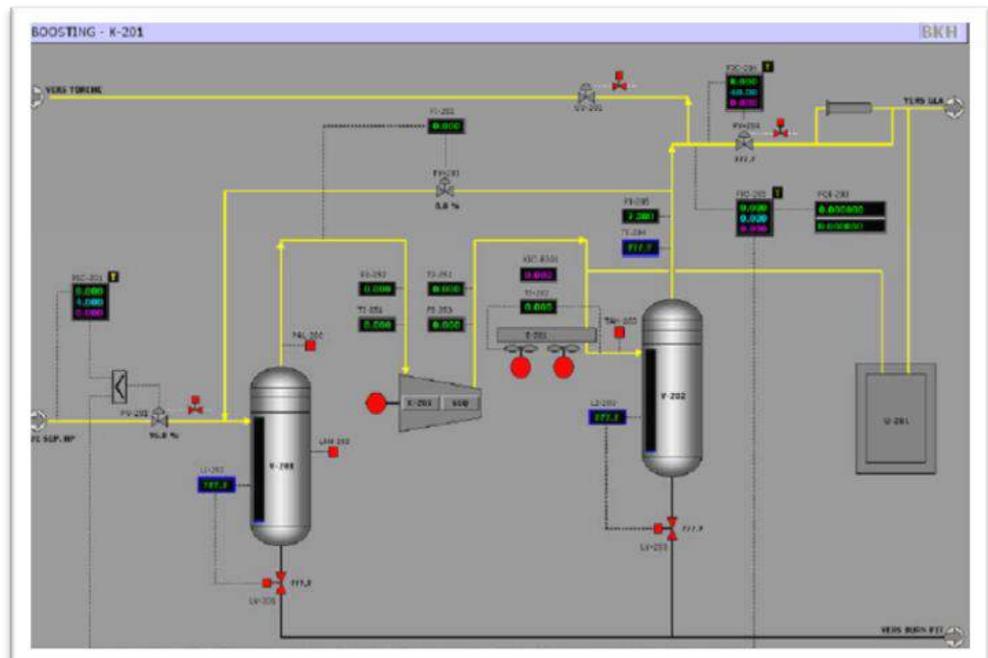


Figure 1.2 : Unité de traitement, stockage et expédition d'huile CP/HBK.

**Champ de BKH :**

Découvert en 1966, et s'étend sur une superficie de 72 Km<sup>2</sup>. Il a été mis en production en 1967 et il se compose de :

- Unité de séparation d'huile de 5000 m<sup>3</sup>/jour.
- Unité de station gaz de 0,59 million m<sup>3</sup>/jour.
- Unité sa station de huilage.
- Unité injection d'eau



**Figure 1.3: Boosting de CP/BKH- K201**

**Champ de GLA :**

Découvert en 1969, le champ de GLA s'étend sur une superficie de 35 Km<sup>2</sup> et se compose de :

- Unité de séparation d'huile d'une capacité de 5000 m<sup>3</sup>/ jour.
- Unité de stockage de 15000 m<sup>3</sup>/jour.
- Unité de boosting gaz de 762000 m<sup>3</sup>/ jour.

Cette station est également dotée d'une unité de traitement de gaz d'environ 2,4 million m<sup>3</sup>/jour, sa capacité de récupération est estimée à 500 tonne/jour pour le GPL et 90 tonne/jour pour le condensat.

Cette unité de traitement contient une station de compression de gaz à 75 bars d'une capacité de 1,66 million m<sup>3</sup>/jour dont 65000 m<sup>3</sup>/jour sont comprimés à 140 bars pour les gaz lift des

puits de la région, les volumes restants étant expédiés vers HASSI R'MEL auquel s'ajoutent 429000 tonne de GPL.[2]

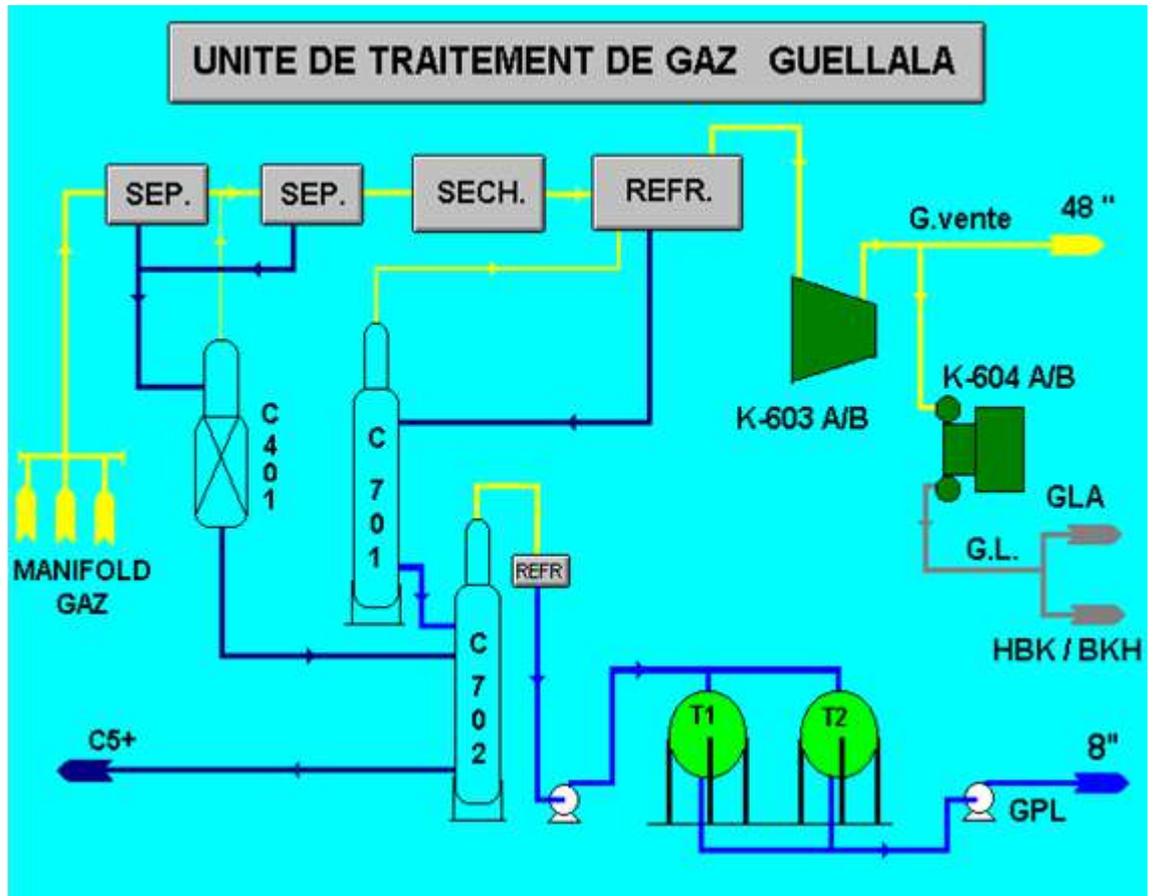
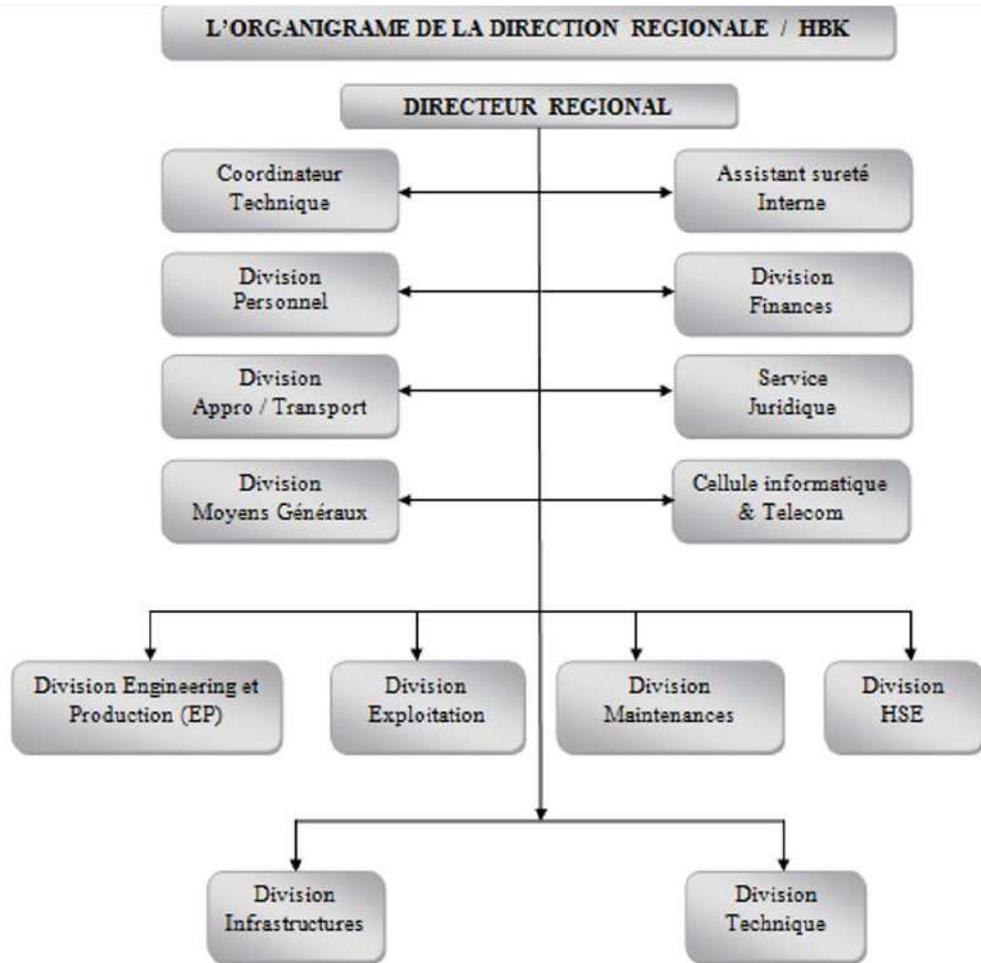


Figure 1.4 : Boosting de Guellala K301.

**I.3.1 Organigramme de la Direction Régionale HBK:**

La direction régionale HBK se compose de 09 divisions et chaque division comporte plusieurs services.



**Figure 1.4 : Organigramme de la Direction Régionale HBK .**

❖ **Division Approvisionnement Et Transport (AT) :**

Elle comprend cinq services:

- Service Gestion Stock.
- Service Matériel.
- Service Achat.
- Service Maintenance Véhicules.
- SERVICE TRANSPORT.

❖ **DIVISION ENGINEERING ET PRODUCTION (EP) :**

Elle comprend quatre services:

- Service Géologie.
- Service Technique puits.
- Service Essais Et Mesures.
- Service Intervention.

❖ **Division Finance (FIN) :**

Elle comprend quatre services:

- Service comptabilité Générale.
- Service Trésorerie.
- Service Comptabilité analytique.
- Service juridique.

❖ **Division Intendance (INT) :**

Elle comprend trois services:

- Service Restauration
- Service Hébergement.
- Service Plantation.

❖ **Division Maintenance (MNT) :**

Elle comprend cinq services:

- Service Instrumentation.
- Service Méthode Planification.
- Service Mécanique.
- Service Electricité.
- Service Telecom.

❖ **Division technique:**

Elle comprend trois services:

- Service inspection.
- Service travaux neufs.
- Service engineering et projet.

❖ **Division infrastructures:**

Elle comprend trois services:

- Service electromecanique.
- Service génie civil.
- Service entretien.

❖ **Division Sécurité (SEC) :**

Elle comprend trois services:

- Service Prévention.
- Service Intervention.
- Service Environnement.

❖ **Division Personnel :**

Elle comprend trois services:

- Service Gestion paie.
- Service Planification.
- Service Administration.

❖ **DIVISION EXPLOITATION (EXP) :**

Elle comprend trois services:

- Service Exploitation GLA.
- Service Exploitation HBK.
- Service Etudes et programmations.
- Service Traitement Corrosion.

---

***Chapitre II :***

***GENERALITES SUR  
LA CORROSION***

---

## II. Généralités sur la corrosion

### II.1 Phénomène de corrosion

#### II.1.1 Définition de la corrosion

La corrosion est une réaction interrassiale irréversible d'un matériau, avec un agent corrosif de son environnement (milieu corrosif), qui implique une consommation du métal et une production d'une forme réduite de l'agent corrosif. [1]

Lorsqu'il est en présence d'humidité, et non protégé par des revêtements métalliques des peintures ou des inhibiteurs de corrosion, l'acier au carbone se corrode et tend à retrouver son état naturel d'oxyde de fer. Ce changement d'état des atomes de fer correspond à une dissolution anodique, et il est donc contrôlé par des réactions électrochimiques. [2].

#### II.1.2 Processus de la corrosion

Les phénomènes d'oxydo-réduction à l'origine de la corrosion des métaux nécessitent l'apport d'un agent oxydant, rôle que joue l'oxygène de l'air dans l'atmosphère, et la présence d'un électrolyte. L'interaction de l'environnement avec le métal peut conduire soit à la dissolution des cations métalliques, soit à la formation d'un composé oxydé insoluble. Dans le premier cas, la réaction de dissolution est la suivante :



La surface du métal reste à nue ou alors le métal se recouvre de produits de corrosion issus des réactions électrochimiques entre le matériau et le milieu environnant. L'espèce  $M^{n+}$  forme alors un sel insoluble avec les anions  $A^{m-}$  du milieu :



Lorsque le composé oxydé est insoluble (équation 3.3), deux cas sont, là encore, envisageables : soit le composé insoluble forme une couche protectrice et adhérente à la surface du métal empêchant la dissolution ultérieure de celui-ci : c'est le phénomène de passivation ; soit, le composé insoluble n'adhère pas au métal et l'effet protecteur du film superficiel est faible.



La cinétique de corrosion est donc corrélée à la stabilité du film d'oxyde(s) formé à la surface du métal. [3]

### II.1.3 Aspect économique de la corrosion

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

- ✓ coût des pièces à remplacer, des réparations à effectuer.
- ✓ coût de l'entretien et du contrôle (mise en peinture, protection cathodique)
- ✓ coût de l'utilisation de matériau plus nobles.
- ✓ augmentation des coefficients de sécurité.
- ✓ Contamination du produit par les produits de corrosion.
- ✓ Arrêt de production.

On estime que la plupart de la production annuelle d'acier serait détruit par la corrosion (soit 150 millions de tonnes par an ou 5 tonnes par seconde). Selon les estimations relevées dans la littérature, le coût annuel de la corrosion se situe à 4% du PNB, soit plusieurs milliards d'Euro par an pour la France. [4]

### II.1.4 Influence de la corrosion dans le choix d'un matériau

Le choix d'un matériau pour la construction d'un équipement résulte d'un compromis entre plusieurs facteurs :

- ✓ compromis entre la résistance à la corrosion et d'autres propriétés comme la résistance mécanique, la facilité de mise en œuvre, le soudage, les délais de livraison.
- ✓ compromis entre la durée de vie de l'équipement et la durée de vie estimée du matériau

La synoptique ci-dessous résume les différents compromis qui règlent le choix d'un matériau dans la construction d'un appareil ou d'une installation. [5]

### II.1.5 Les différents modes de la corrosion

Selon la nature du milieu environnant avec lequel le matériau rentre en interaction, la corrosion peut être classée en trois grandes classes : chimique, bactérienne et électrochimique.

### II.1.6 La corrosion chimique

C'est la réaction entre le métal et une phase gazeuse ou liquide. Si cette

corrosion se produit à haute température elle est alors appelée « corrosion sèche » ou corrosion à haute température. [6]

### II.1.7 La corrosion bactérienne

Ce type de corrosion, appelé aussi bio-corrosion, rassemble tous les phénomènes de corrosion dans lesquels les bactéries agissent directement ou par l'intermédiaire de leur métabolisme en jouant un rôle primordial, soit en accélérant un processus déjà établi. [7]

### II.1.8 La corrosion électrochimique

La corrosion électrochimique, appelée encore corrosion humide, est le mode de corrosion le plus important et le plus fréquent. Elle réside essentiellement dans l'oxydation du métal sous forme d'ions ou d'oxydes. [8]

### II.1.9 Aspect morphologique de la corrosion

La première approche de la corrosion étant généralement visuelle, la corrosion peut être divisée, d'un point de vue aspect morphologique, en deux grandes classes : corrosion généralisée et corrosion localisée appelée encore corrosion « zonale ».

### II.1.10 Corrosion généralisée

La corrosion généralisée ou uniforme est une corrosion progressant approximativement à la même vitesse sur la totalité de la surface d'un métal donné en contact avec un milieu environnant corrosif. [9]



**Figure 2.1 : Corrosion généralisée : exemple d'une porte et d'un véhicule corrodés.**

### II.1.11 Corrosion localisée (zonale)

Ce mode de corrosion est le mode le plus fréquent et le plus ennuyeux car il vise uniquement certaines zones bien distinguées du matériau, on distingue plusieurs types, à savoir.

#### **La corrosion galvanique (bimétallique)**

La corrosion galvanique ou bimétallique peut se définir simplement par l'effet résultant

du contact de deux métaux ou alliages différents dans un environnement corrosif conducteur. [10]

### **La corrosion caverneuse (par crevasse)**

Cette forme d'attaque est généralement associée à la présence de petits volumes de solution électrolytique stagnante dans des interstices, sous des dépôts et des joints, ou dans des cavernes ou crevasses, par exemple sous les écrous et têtes de rivets. [11]

### **La corrosion par piqûres**

C'est une forme de corrosion qui se produit par certains anions, notamment les ions chlorures, sur les métaux dit « passivables » (aluminium, chrome, cobalt, cuivre, acier inoxydable, acier dans le béton, etc.) qui sont protégés par un film d'oxyde passif. [12]

### **La corrosion sélective**

Comme son nom l'indique, ce mode de corrosion se traduit par la dissolution sélective de l'un des éléments de l'alliage si celui-ci est homogène, ou de l'une des phases si l'alliage est polyphasé, conduisant ainsi à la formation d'une structure métallique poreuse. [13]

## **II.1.12 Les facteurs de corrosion**

### **La corrosion par les eaux**

La nature de l'eau en contact avec les métaux peut être très déterminante.

L'eau de mer est un milieu particulièrement agressif, on peut définir l'eau d'un océan à partir de sa salinité ou de sa conductivité. [14]

### **La corrosion atmosphérique**

Au contact d'une atmosphère humide les aciers au carbone non protégés se recouvrent d'une couche d'oxydes de fer uniforme dont l'épaisseur croît de façon parabolique avec le temps. [15]

### **La corrosion par les sols**

Les sols sont loin d'être des milieux homogènes ; ils présentent en effet, d'un site à l'autre, des caractéristiques très variées. [16]

## **II.2 Lutte contre la corrosion**

### **II.2.1 La protection électrochimique**

Elle consiste à agir de manière contrôlée sur les réactions d'oxydation et de réduction qui se produisent lors du phénomène de corrosion. En effet cette méthode consiste à imposer au métal un potentiel suffisamment bas pour que la vitesse de corrosion devienne négligeable,

voire nulle.

### **ON DISTINGUE DEUX METHODES DE PROTECTION [30]**

- la protection cathodique ;
- la protection anodique.

#### **II.2.2 Protection cathodique**

C'est un mode de protection contre la corrosion. Il y a deux modes de protection cathodique :

##### **1) Protection par anode sacrificielle**

Elle est utilisée uniquement pour les équipements pétroliers comme les bacs de stockages, aussidans un milieu très agressive, mais elle est coûteuse.

##### **2) Protection par courant imposé**

Ce mode est appelé protection par soutirage, le principe de cette protection consiste à relier aupôle négatif d'une source à courant continu, tandis que le pole positif est relié à une pièce conducteur (métal) enterrée à une certaine distance .Est la plus utilisable dans les équipementsPétrolières tel que soient les pipelines <sup>[3]</sup>.

En fonction du suivi et du contrôle du potentiel du courant et de la résistance du déversoir (puitsd'anode) pour les ouvrages a protégé tel que :

##### **a) Champ de HBK**

- Mesure de la résistance du puits d'anode
- Mesure périodique de potentiel de la pipe 12" GLA/HBK.
- Mesure périodique de potentiel du réseau gaz-lift.

##### **b) La protection anodique**

Elle consiste à élever la tension métal – milieu de manière à l'amener dans sa zone de passivation. Elle s'applique aux métaux passivables, dont le potentiel de corrosion se situe dans le domaine actif. [31]

### II.2.3 Protection par revêtement

#### Les revêtements métalliques

Parmi les différentes méthodes utilisées pour lutter contre la corrosion, la protection par revêtements métalliques. Généralement on les emploie couramment pour protéger l'acier, notamment contre la corrosion atmosphérique. [32]

#### Revêtement non métallique

Il s'agit principalement des peintures et des matières plastiques. [35]

#### Traitement des surfaces par voie chimique

Les traitements de surface par voie chimique modifient chimiquement les surfaces des métaux de façon à leur conférer une meilleure résistance à la corrosion. Ainsi lorsqu'on trempe une pièce d'acier dans un bain d'acide phosphorique, il se forme à sa surface, du phosphate de fer.

### II.2.4 Protection par modification de l'état électrique du système

#### Protection par les inhibiteurs

Un inhibiteur de corrosion est un composé chimique qui, ajouté à faible concentration au milieu corrosif, ralentit ou stoppe le processus de corrosion d'un métal placé au contact de ce milieu.

D'une manière générale un inhibiteur doit :

- abaisser la vitesse de corrosion d'un métal, sans en affecter les caractéristiques physico-chimiques, en particulier la résistance mécanique,
- être stable en présence des autres constituants du milieu, en particulier vis-à-vis des oxydants,
- être stable aux températures d'utilisations,
- être efficace à faible concentration,
- être compatible avec les normes de non-toxicité,
- être peu onéreux.
- On peut classer les inhibiteurs de plusieurs façons :
  - par domaine d'application,
  - par réaction partielle,
  - par mécanisme réactionnel. [36]

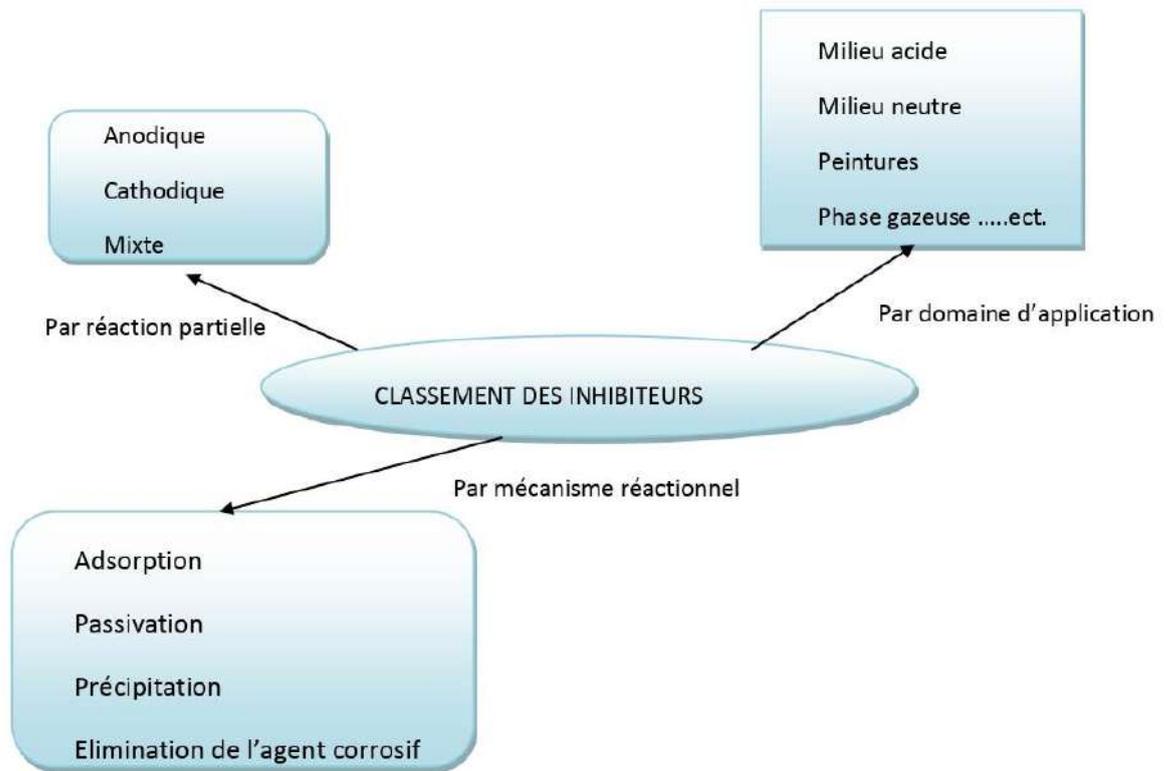


Figure 2.2 : Classement des inhibiteurs de corrosion.

---

**Chapitre III :**

**FORMATION**

**DE**

**DEPOT**

---

### III. Formation de dépôt

#### III.1 Formation de dépôt

Dans le puits, avant forage, les minéraux des eaux d'injection sont dissous et en équilibre avec ceux qui constituent la roche réservoir .ce n'est qu'au moment du forage et de l'exploitation du puits qu'ils risquent de précipiter dans le réservoir (sous forme des dépôts ou tartre), du fait des modifications des conditions thermodynamiques (T, P et pH).

La précipitation est considérée comme la production par réaction chimique, d'une espèce peu soluble dans le solvant ou se produit la réaction .Elle ne se produit que si la sur saturation (concentration en soluté supérieur à sa solubilité) est très importante. [17]

#### III.2 La source et les conditions de formation des dépôts

La formation des dépôts est due à :

- ✓ Les dépôts se forment à cause de l'incompatibilité entre les eaux de formation et celles d'injection lorsque la saturation est générée. Les eaux de formation sont chargées des cations  $Ca^{+2}$ ,  $Sr^{+2}$  et  $Ba^{+2}$  tandis que les eaux d'injection sont chargées en  $SO_4^{-2}$  le mélange de ces eaux conduit à la formation des dépôts  $CaSO_4$ ,  $SrSO_4$ ,  $BaSO_4$ .....[18]

**Sulfate** (Eau injecté) + **Divalent** (eau de réservoir) → **Sulfate divalent** (Ca, Ba,  $SrSO_4$ )

- ✓ Changement des conditions thermodynamique : la pression et la température diminuent le long du tube de production (du réservoir jusqu'à la surface), ce qui conduit à des changements des conditions thermodynamique .celles-ci favorisent la formation des dépôts [19]. par exemple la diminution de pression et /ou l'augmentation de la température conduit à la réduction de la solubilité des sels le plus souvent le  $CaCO_3$  :
  - $(HCO_3)_2 \leftrightarrow CaCO_3 + CO_2 + H_2O$
- ✓ L'évaporation :elle augmente la concentration des solides dissous , se qui conduit à la saturation.
- ✓ La saturation est accélérée par la présence des points spécifique (impuretés, parois rocheuses) permettant d'initier la précipitation des dépôts : la nucléation, formation de premier germe solide dans la solution (nuclei),suivant alors les étapes de germination puis la croissance du dépôt tant que les conditions thermodynamique sont favorables.[20]

#### III.3 Les types des dépôts

La composition des dépôts varie suivant la nature d'eau produite, les principaux dépôts connus et communs aux champs pétroliers sont établis comme suit :

### III.3.1 Chlorure de sodium (NaCl)

Dans certaines eaux la concentration en chlorure de sodium avoisine le taux de 350 g/l et être ainsi si proches de la saturation (à 0 °C la concentration est de l'ordre de 357g/l) qu'une très faible variation de température ou une faible évaporation d'eau due à la chute de pression, provoque une précipitation importante de NaCl.

Les dépôts de NaCl sont les moins gênants pour les producteurs car une simple injection d'eau douce empêche la formation de ses dépôts.

### III.3.2 Carbonate de calcium (CaCO<sub>3</sub>)

L'équilibre entre les carbonates et les bicarbonates, régis par l'équation suivante :



Conditionne la précipitation de carbonate de calcium :

La chute de pression favorise le dégagement de CO<sub>2</sub>, déplace l'équilibre dans le sens 1 et entraîne la précipitation du CaCO<sub>3</sub> insoluble.

L'acidification est le moyen le plus pratiqué, mais il faut se prévenir contre les problèmes de corrosion qui risquent de se présenter ; lorsque ces problèmes sont importants, on a souvent recours à l'utilisation de produits anti-dépôts (chimiques).



Figure 3.1 : Phénomène d'entartrage à l'intérieur des conduites [21]

### III.3.3 Dépôts de sulfates

Sont de trois types

#### Sulfate de calcium (CaSO<sub>4</sub>)

C'est un sel relativement soluble (environ 2 g/l) mais il suffit qu'il se trouve à une concentration voisine de sa limite de solubilité pour provoquer des dépôts durs et incrustants. Une cause principale de la formation de CaSO<sub>4</sub> est la baisse de pression des effluents au cours de la remontée en surface qui, en provoquant une évaporation partielle de l'eau, conduit à la sursaturation du sulfate de calcium donc à une précipitation rapide par la suite. Enfin le précipité peut se former par incompatibilité de deux eaux.



**Figure 3.2 : Dépôts de  $\text{CaSO}_4$  dans une pipe de pétrole [22].**

### **Sulfate de strontium( $\text{SrSO}_4$ )**

Il est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium et présente comme lui une diminution de la solubilité en fonction de la température. La précipitation de  $\text{SrSO}_4$  peut se produire par évaporation de l'eau, l'élévation de température, ou mélange d'eaux non compatibles [22].



**Figure 3.3 : La Célestine est une espèce minérale composée de sulfate naturel de strontium de formule  $\text{SrSO}_4$  avec des traces de Ba, Ca. [23].**

### **Sulfate de baryum( $\text{BaSO}_4$ )**

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 des ions baryum ( $\text{Ba}^{++}$ ) et être mises en contact avec des eaux, qui contiennent des ions de sulfates  $\text{SO}_4^{2-}$ . La solubilité du sulfate de baryum (à titre d'exemple) est cent fois inférieure à celle du sulfate de calcium.

Toutefois la solubilité de  $\text{BaSO}_4$  augmente avec la force ionique de l'eau. Un excès

d'ions sulfate tend à coaguler le précipité alors qu'un excès d'ions de baryum tend à le disperser.

Le niveau de saturation est un élément important qui règle pour le sulfate de baryum la vitesse de cristallisation. Plus le niveau de sursaturation est grand, plus la précipitation est rapide [24].



Figure 3.4 : Cristaux du  $BaSO_4$  [25].

### III.3.4 L'influence de certains paramètres sur la formation de dépôts

Il y a plusieurs variables qui influent sur la solubilité des dépôts minéraux :

#### L'influence de la température :

Elle a une action très importante sur la solubilité et la croissance cristalline de calcium, barium et strontium de sulfates. Une augmentation de la température réduit la solubilité de  $CaCO_3$ ,  $SrSO_4$  et le  $CaSO_4$ , mais au contraire, elle provoque une grande dissolution de  $BaSO_4$  [26].

#### III.3.4.1 L'influence de la pression

Les variations de pression provoquent des variations de concentration de gaz dissout, et dans ce cas, des déplacements d'équilibre susceptibles de modifier les conditions de précipitation. En effet la grande variation de pression ont lieu au cours de la remontée des effluents en surface dans les puits producteurs, ce qui provoque une évaporation partielle de l'eau conduisant à une précipitation rapide de  $BaSO_4$  et  $CaSO_4$ , par contre la diminution de la

pression favorise la formation des dépôts de  $\text{CaCO}_3$ .

### L'influence de pH

En effet, quand on est en présence d'un pH acide, l'activité de  $\text{H}^+$  (qui a pour origine la dissociation des acides faibles comme le  $\text{H}_2\text{SO}_4$ ), est très forte, elle attaque facilement le dépôt par contre la présence d'un pH basique provoque la formation des oxydes qui augmente la masse du dépôt et diminue la solubilité. [27]

### L'influence de salinité

Une augmentation de la concentration des électrolytes, accélère la vitesse de formation des dépôts. Dans le cas des solutions diluées, les activités des différents ions en présence peuvent être assimilées à leurs concentrations. Pour des eaux chargées en sels, ces ions sont assez rapprochés pour exercer entre eux des interactions électrostatiques non négligeable, l'effet est d'autant plus prononcé que le nombre et les charges des ions en présence sont importantes, il est caractérisé par la force ionique qui est la demi somme des concentrations de chacun des ions multipliées par les carrés de leurs charges. Les ions sont d'autant plus marqués que la force ionique de solution est importante, il résulte de ceci que la solubilité d'un sel est augmentée par addition d'un autre sel pour peu que les deux cohabitent ne comportent pas d'ion communs. [28]

### III.3.5 Conséquences de la formation de dépôt

Les conséquences de l'entartage sont : [29]

- Diminution d'échange thermique ce qui implique une augmentation de la température.
- Diminution de section de passage donc une diminution de la production et accroissement des pertes de charge.
- Possibilité de la corrosion sous dépôts des installations de surface (tête de puits, les vannes, conduites,...) et du fond (casing, tubing,.....)
- Diminution de l'écoulement des hydrocarbures dû à la réduction de la perméabilité (restriction des sections de passage dans la roche réservoir).
- La formation des dépôts conduit à des grands investissements de réparation de workover des équipements du fond des puits producteurs et injecteurs.
- Le colmatage de la roche réservoir qui entoure les puits producteurs.

### III.3.6 La lutte contre la formation des dépôts par l'utilisation des inhibiteurs

#### Définition des inhibiteurs de dépôts

Les inhibiteurs sont, réparties en différentes classes selon leurs fonctions chimiques ou leurs structures. La plupart des inhibiteurs utilisés dans l'industrie du pétrole, principalement des molécules ou petites macromolécules hydrosolubles, 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. Ces produits actifs existent sous différents types : [38]

- les phosphates [groupements ( $\text{PO}_4^{3-}$ ) ou les phosphonates [groupements ( $\text{PO}_3\text{H}_2$ )], dont le représentant le plus souvent mis en oeuvre est le DTPMP [acide diéthylènetriamine penta (méthylène phosphorique)], qui bloquent la croissance.
- Les polyacrylates ou les poly électrolytes avec des fonctions sulfonâtes sont aussi souvent utilisés et jouent le rôle d'inhibiteurs de croissance et de dispersant.
- 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.

#### Traitements par inhibiteurs :

Les mécanismes d'action des inhibiteurs sont classés en trois catégories, décrites ci-dessous :

Inhibition de la nucléation : déstabilisation thermodynamique des nucléi 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 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 b). [39]

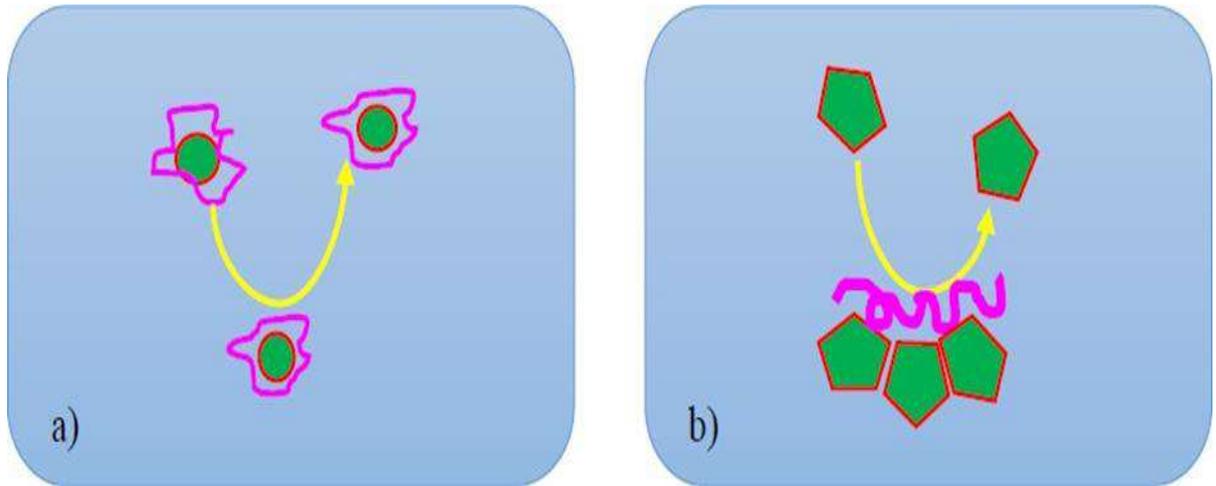


Figure 3.5 : (a) dispersion des nucléus formés et (b) stabilisation des dépôts en croissance.

### Procédé d'utilisation des inhibiteurs chimiques

A cet effet, on utilise les inhibiteurs d'entartrage, qui agissent sous ces deux modes d'action :

- Retardent l'apparition des germes (temps de germination plus long que le temps de séjour de l'eau dans le circuit).
- Favorisent la formation de cristaux peu adhérents (germination homogène) et/ou qui diminuent la vitesse de croissance des cristaux.

### Mode d'action des inhibiteurs

Ils agissent sélectivement sur les sites de croissance des cristaux en ralentissant leur développement et en les déformant. Ceci retarde la croissance du cristal, ce qui diminue la quantité de dépôt sur les surfaces à protéger. La déformation de la structure du cristal provoque une diminution de l'adhérence du solide ainsi formé, ce qui contribue à réduire l'incrustation.

Ce mode d'action est différent de la complexation qui nécessiterait une quantité d'inhibiteur en proportion stœchiométrique avec les ions calcium. [40]

### Principaux anti-dépôts dans l'industrie pétrolière

La plupart de ceux utilisés dans l'industrie du pétrole sont des composés phosphatés, organique ou inorganique et les polymères carboxyliques :

#### Les polyphosphates

L'inhibition par les polyphosphates est particulièrement efficace pour des pH de 8 à 10. Cetype d'additif ( $PO_4^{3-}$ ) fonctionne par une action complexante avec les ions  $Ca^{2+}$  présentés dans l'eau, et pour que l'entartrage ne soit pas conséquent, il faut en ajouter des quantités

relativement importantes. par ailleurs, ce type d'inhibiteur présente aussi l'inconvénient de ne pas être efficace à des températures élevées. [41]

### **Les polyphosphonates**

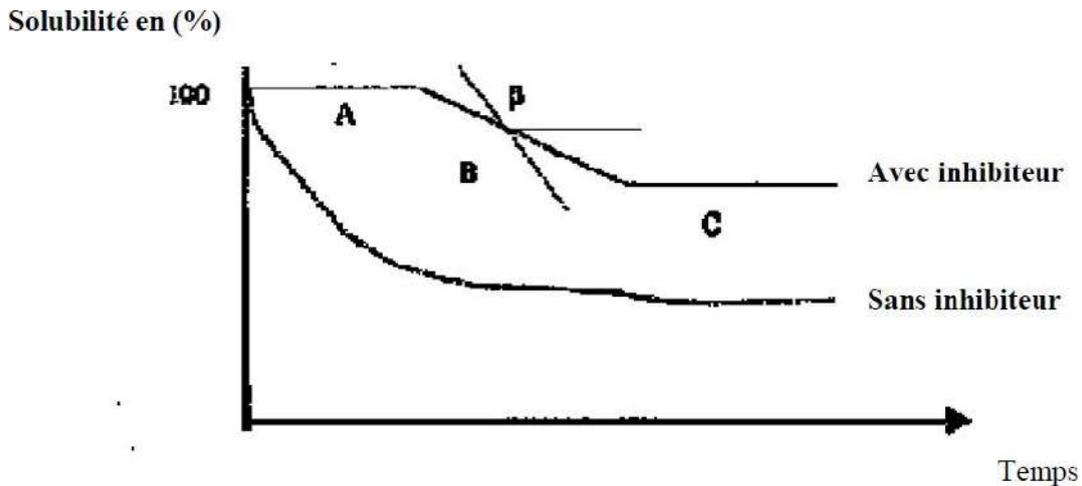
Les polyphosphonates dans leurs variétés diverses sont aussi largement utilisés pour l'inhibition du tartre. Ils sont caractérisés par un ou plusieurs groupements acides phosphoriques ( $-PO_3H_2$ ). Ce sont des composés qui contiennent des liaisons P-C-P ou P-C-N-C-P plus stables que les liaisons P-O-P des phosphates condensés. Plus les chaînes sont courtes, plus leur adsorption est grande et par conséquent meilleure est l'inhibition du tartre. Cependant certains phosphonates présentent un inconvénient, car ils se décomposent en orthophosphates en présence des biocides oxydants à base de chlore. Les polyphosphonates sont généralement considérés comme des anti-dépôts de  $CaCO_3$  et  $CaSO_4$ . L'efficacité des phosphonates est attribuée à la formation d'un phosphonate de calcium avec les ions  $Ca^{2+}$  et précipitation sur les cathodes.

### **Les polymères carboxyliques**

Les acides polycarboxyliques (PCA) sont d'autres inhibiteurs d'entarage [37] qui agissent par effet seuil. Ce sont des polymères organiques linéaires ou cycliques caractérisés par la présence de très nombreux groupements carboxyliques. Ils s'obtiennent par ouverture de la double liaison et polymérisation en chaîne de l'acide acrylique. Les PCA utilisés pour leurs propriétés antitartre sont généralement ceux de faible masse moléculaire moyenne. Ces inhibiteurs d'entarage semblent agir en s'adsorbant de façon sélective sur les sites de croissance des cristaux. Ce type d'inhibiteur possède la caractéristique de former un nombre suffisant de liaisons de coordination avec les cations à la surface des premiers cristaux avec les cations à la surface des premiers cristaux du minéral. [42]

### **L'effet de seuil**

Des doses infinitésimales de quelques ( $g/m^3$ ), ont la propriété de retarder la précipitation des sels insolubles  $CaSO_4$ ,  $CaCO_3$ , et  $Mg(OH)_2$ . Dans la précipitation, on distingue trois périodes distinctes comme le montre la Figure (3.6)



**Figure 3.6 : La solubilité des sels en fonction du temps avec et sans présence de l'inhibiteur de dépôts.**

Période (A) : C'est de latence dite de germination, les inhibiteurs les plus efficaces allongent cette période de latence et retardent la précipitation au-delà du temps de séjour dans les installations industrielles. Ces effets de seuil sont spectaculaires avec les acides phosphoriques et carboxyliques sur le sulfate de calcium.

Période (B) : C'est la période de croissance des cristaux, les inhibiteurs influents également sur cette période en diminuant la vitesse de croissance.

### III.3.7 Etapes de formation de dépôts

Se passe comme suit :

#### 3.7.1 Sursaturation

Le facteur favorise la précipitation des sels est essentiellement la concentration de la solution, une fois la solution est saturée la précipitation se forme, la taille des microcristaux croît en fonction du temps.

#### III.3.8 Germination

L'apparition des cristaux de la phase considérée dans une solution qui en était dépourvue. La germination se divise également en deux types : homogène et hétérogène.

##### a) Germination homogène :

Les cristaux apparaissent au sein de la solution sans contacts particuliers avec les parois du cristalliseur ou toute autre particule solide.

##### b) Germination hétérogène :

Les nouveaux cristaux se forment sur un support, un substrat, qui peut être une paroi, une poussière, un cristal d'une autre phase ou éventuellement de la même phase.

### **III.3.9 Croissance cristalline :**

Le milieu de croissance agit sur les facteurs cinétiques responsables de l'avancement des faces de différentes manières, en général, plus les complexes formés par les molécules de soluté avec les constituants de la solution sont stables, plus la cinétique de croissance est faible [33].

## **III.4 Localisation et suivi des dépôts**

### **III.4.1 Localisation :**

D'une manière générale, et en particulier pour le chlorure de sodium, la solubilité varie dans le même sens que la température et la pression. Il est donc logique de penser que les cristallisations de sel se produisent de préférence dans les zones soumises à de fortes baisses de température et/ou de pression : le passage du réservoir au puits, le passage du point de bulle, les installations de surface.....

Ceci ne veut pas dire d'ailleurs que les dépôts se produisent nécessairement à ces endroits .En effet, pour qu'il y soit dépôts, il faut en plus que les conditions locales soient favorables, c'est-à-dire, par exemple :parois rugueuses pour permettre l'accrochage, turbulences favorisant le contact des cristaux avec les parois, potentiel électrique des parois de signe contraire de celui des gouttelettes d'eau chargé de cristaux, au niveau de vanne , au-dessus de la vanne de gaz lift à cause de la chute considérable de la température au point de contact du gaz décanté à 20 °c et l'effluent qui à une température de 100°c, au niveau de duse réglable.

Il est donc pas possible de prévoir, par raisonnement seulement, l'endroit où ces dépôts se produisent.

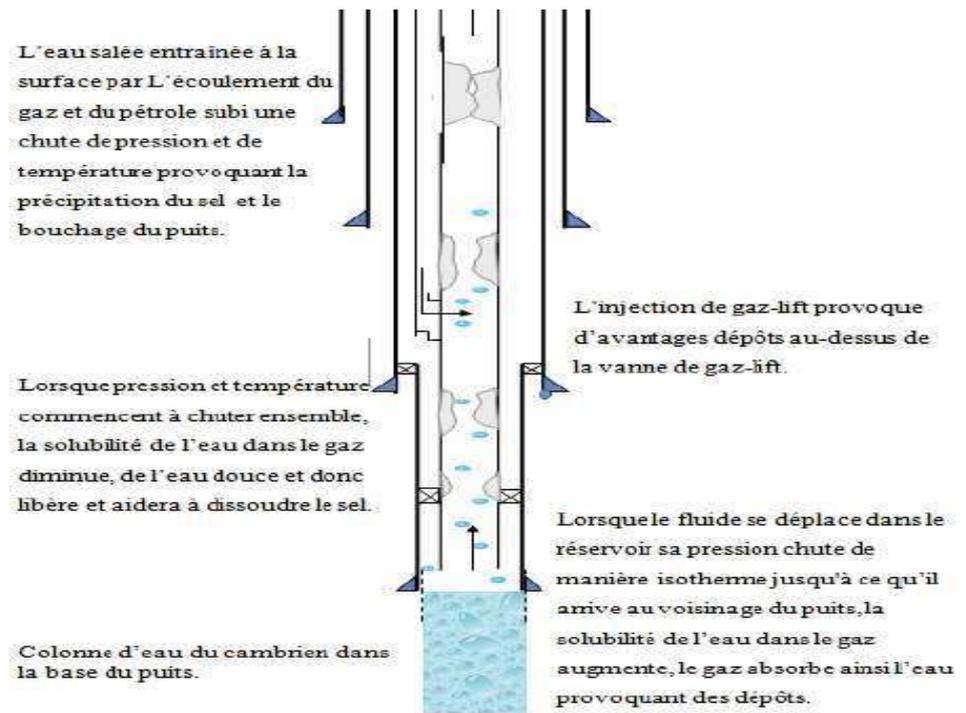


Figure 3.3 : modèle de précipitation (déposition) de sel [28] .

#### III.4.2 Le suivi et détection des dépôts de sel :

Une fois complété et raccordé au réseau de production, les meilleures conditions de production doivent être assurées. Pour cela une surveillance constante des différents paramètres de production s'impose (surveillance quotidienne ou au moins deux fois par semaine) [28].

En tête de puits, l'équipe de production, à chaque ronde, relève les paramètres suivants :

- Pression de tête.
- Pression de ligne (en aval de la duse).
- Température de l'effluent.
- L'examen des pressions des espaces annulaires.
- Pression de gaz-lift, pour les puits produisant en GAZ-LIFT.
- La vérification du bon fonctionnement des installations d'injection d'eau de dessalage
- L'état des duses (éventuellement).

C'est en cas de non-correspondance des résultats que l'on peut détecter la présence d'un bouchage (lorsque la chute de pression de tête est importante) et selon la variation des paramètres on peut déterminer l'emplacement des bouchages dus aux dépôts de sel

---

***Chapitre IV :***

***Analyses qualitatives***

***Et***

***quantitatives du dépôt***

---

## IV. Analyses qualitatives et quantitatives du dépôt

### IV.1 Problématique :

La connaissance qualitative et quantitative des éléments présents dans les dépôts est primordiale, pour diagnostiquer l'origine et le type de l'endommagement. Pour le choix d'un bon traitement, des analyses physique et chimique spécifique s'imposent. Ces analyses sont justifiées par les actions et les interactions des paramètres ci-dessous énumérés :

**Matières organiques** : Les dépôts d'asphaltenes causent un problème de production très sérieux. Ces dépôts se localisent dans le tubing, dans les crépines, au niveau des perforations et dans la formation.

**Sel** : Le changement de température et de pression associé à la production, engendre la précipitation de sel des fluides de formation richement salés.

Ce genre de précipitation cause un endommagement de la matrice et un bouchage des tubings de production.

**Calcium, Magnésium** les ions  $\text{Ca}^{2+}$  et  $\text{Mg}^{2+}$  se combinent facilement avec les carbonates  $\text{CO}_3^{2-}$  pour former des MES ou des dépôts.

**Fer [Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, FeS, Fe(OH)<sub>2</sub>]** qui peuvent provoquer des bouchages.

**Hco<sub>3</sub><sup>-</sup> et Co<sub>3</sub><sup>2-</sup>** : s'associent à certains cations ( $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ), formation des dépôts insolubles.

**Sulfates So<sub>4</sub><sup>2-</sup>** : Les sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement. Ils se forment principalement à cause de l'incompatibilité entre les eaux d'injection, soit pour adoucissement des puits salés ou pour maintien de pression, et l'eau de formation. Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation.

Les dépôts de sulfates les plus courants sont :  $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{SrSO}_4$ .

### IV.2 Préparation de l'échantillon

L'échantillon séché dans l'étuve à une température de 150° à 200° pendant environ 2 heures et broyé dans un mortier en porcelaine.

### IV.3 Teneur en matières organiques

#### Equipements et réactifs utilisés

#### Equipements utilisés

- Creuset en platine
- Un four
- Balance analytique
- Un dessiccateur

#### Mode opératoire :

On prélève 5 g dans un creuset en platine préalablement séchée et pesée à l'aide d'une balance analytique.

Le dépôt sera ensuite calciné dans un four à moufle à 800°C pendant une heure, on refroidit le creuset en platine dans un dessiccateur puis on le pèse.



Figure 4.1 : Four à moufle avec creuset en platine

#### Expression des résultats :

$$\%M.org = [p - (n_v - n_c)] \cdot 100 / p \dots\dots\dots(1)$$

-**p** : La prise d'essai

-**n<sub>v</sub>** : Poids du Creuset en platine vide

-**n<sub>c</sub>** : Poids du Creuset en platine après calcination

### IV.4 Dosage de chlorure

#### Principe

Elle est relativement simple à mettre en pratique. La méthode de MOHR est un dosage

par précipitation. On a une solution d'ions chlorures de concentration inconnue. On ajoute dans cette solution du nitrate d'argent. A chaque quantité d'ion argent ajouté, se forme un précipité de nitrate d'argent : ion Ag (I) + ion chlorure AgCl (solide).

Ceci se produit jusqu'à ce que tous les ions chlorures aient précipités. C'est alors l'équivalence, soit :  $n(\text{Ag}^+) = n(\text{Cl}^-)$

Mais rien ne permet de visualiser cette équivalence. Le trouble blanc est présent depuis le début et rien ne change plus.

C'est pourquoi on utilise un indicateur coloré de la présence d'ions argent (I).

On utilise du chromate de potassium en solution aqueuse. C'est un précipité rouge de chromate d'argent qui se forme.

#### Equipements et réactifs utilisés :

Equipements utilisés	Réactifs utilisés
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Burette</li> <li>- Agitateur et barreau magnétique</li> <li>- Balance analytique</li> <li>- Pipette de 5ml.</li> <li>- Bêchers préalablement lavés à l'eau distillée et séchés dans l'étuve à 105°C.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Eau distillée</li> <li>- Solution titrée de nitrate d'argent <math>\text{AgNO}_3</math> à 0.1 N. Cette solution est obtenue par dissolution de 17 grammes de <math>\text{AgNO}_3</math> dans l'eau distillée et diluer à 1000 ml</li> <li>- Indicateur coloré : La solution de chromate de potassium est préparée par dissolution de 100 g de <math>\text{K}_2\text{CrO}_4</math> dans l'eau distillée et diluer à 1000ml</li> </ul>

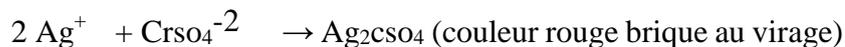
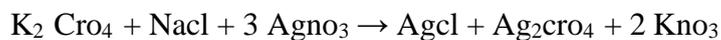
**Mode opératoire:**

On prend 1 g du dépôt (séché et broyé) on le dissout dans un volume d'eau avec chauffage.

La solution sera ensuite filtrée, on complète à 100 ml par l'eau distillé dans une fiole conique. On prélève 5 ml et on ajoute (2 à 3) gouttes d'indicateur coloré [chromate de potassium ( $K_2CrO_4$ )] puis on met la solution sous agitation et on titre avec la solution de  $AgNO_3$  jusqu'au début du virage au rouge brique. On note le volume V, lue sur la burette.



Figure 4.2 : une fiole conique avec filtre et une burette

**LES REACTIONS :****REACTION DE TITRAGE****Réaction d'indicateur****RÉACTION GÉNÉRALE**

$$\%NaCl = 2.N.V.58,45 \dots\dots\dots(2)$$

- EXPRESSION DES RESULTATS :**

V : Volume d' $AgNO_3$  versé en ml

N : Normalité de la solution d' $AgNO_3$

### IV.5 Attaque Acide

• **EQUIPEMENTS ET REACTIFS UTILISES :**

Equipements utilisés	Réactifs utilisés
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Plaque chauffante</li> <li>- Agitateur et barreau magnétique</li> <li>- Balance analytique</li> <li>- Burette</li> <li>- Eprovettes.</li> <li>- Bécher de 500 ml préalablement lavé à l'eau distillée et séché à l'étuve à 105°C.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Eau distillée</li> <li>- Acide Chlorhydrique HCl</li> <li>- Acide Nitrique HNO<sub>3</sub></li> <li>- Filtre.</li> </ul>

#### Mode opératoire

Une fois l'échantillon est séché et broyé on procède à l'attaque acide, on place 1g de notre échantillon dans le fond d'un Bécher et en ajoute doucement l'acide (ici l'eau régale (40 ml de HCl + 20 ml de HNO<sub>3</sub> )), on le place sur une plaque chauffante et on laisse évaporer complètement.

On prend le résidu restant et on ajoute 20 ml d'acide chlorhydrique HCl , on laisse évaporer à sec, on ajoute 10ml d'eau distillée à notre résidu et on le porte à ébullition pendant 1mn.

On répète l'opération en ajoutant 20 ml d'eau distillé pendant 10 mn puis 100 ml pendant 15 mn toujours à ébullition, puis on filtre.

Après filtration on récupère les deux parties le précipité et le filtrat

On commence le titrage jusqu'au virage (coloration du mélange du rose au violet) On note le volume V<sub>1</sub>, sur la burette.

On prend le filtrat et on le place dans une fiole jaugée de 250 ml et on complète notre solution jusqu'au trait de jauge avec l'eau distillé.

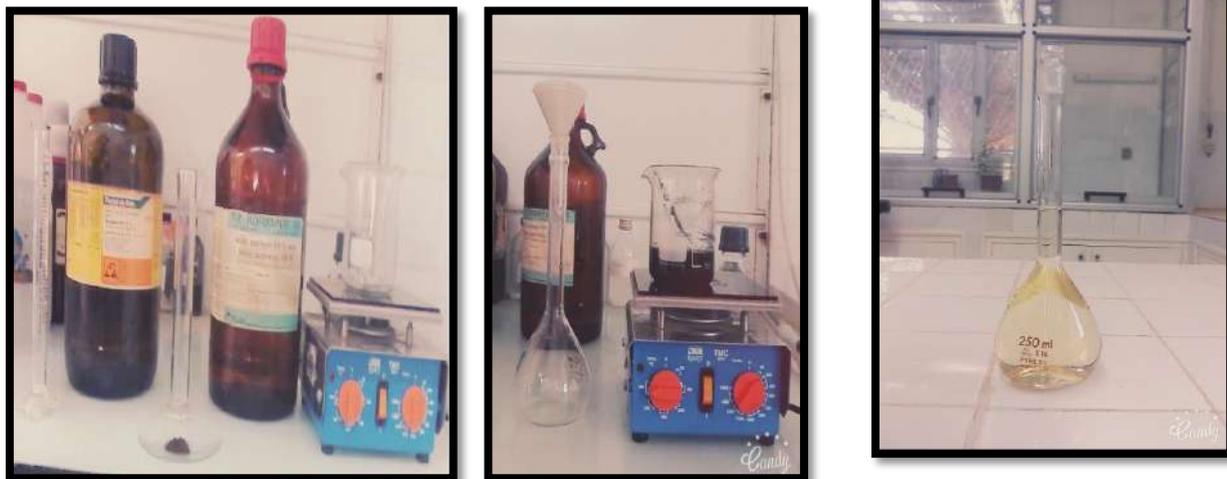


Figure 4.3 : Acide chlorhydrique HCl et Acide nitrique HNO<sub>3</sub>.

#### IV.5.1 Dosage du calcium

##### Equipements et réactifs utilisés :

Equipements utilisés	Réactifs utilisés
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Burette</li> <li>- Agitateur et barreau magnétique</li> <li>- Balance analytique</li> <li>- Pipette de 1 ml et 20 ou 25ml</li> <li>- Erlenmeyer.</li> <li>- Béchers de 25 ml préalablement lavés à l'eau distillée et séchés</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Eau distillée</li> <li>- Solution de NaOH (PH=13) préparée par dissolution de 2 g de NaOH dans l'eau distillée et diluer à 100 ml.</li> <li>- Solution d'EDTA à 0.1 M.</li> <li>- Indicateur coloré la MUREXIDE.</li> </ul>

##### Mode opératoire :

Avant de doser les Ca<sup>2+</sup> et les Mg<sup>2+</sup>, on doit neutraliser les ions ferriques gênant, on ajoute à notre prise d'essai de l'acide nitrique HNO<sub>3</sub> concentré à chaud jusqu'à oxydation de Fe<sup>2+</sup> en Fe<sup>3+</sup> on laisse refroidir un instant et on précipite avec NH<sub>4</sub>OH concentré à Ph=8, on filtre dans une fiole jaugée et on complète avec de l'eau distillée ensuite on dose.

On place dans un erlenmeyer 25ml du filtrat, on ajoute 5ml de solution (NaOH), et une pincée de la MUREXIDE. On le met sous agitation.

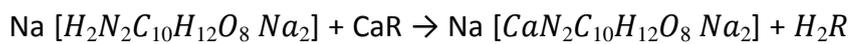
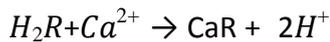
On remplit la burette par la solution (EDTA).



Figure 4.4 : Solution d'EDTA et Indicateur coloré la MUREXIDE.

**Les réactions :**

On caractérise l'indicateur par la formule  $H_2R$  :

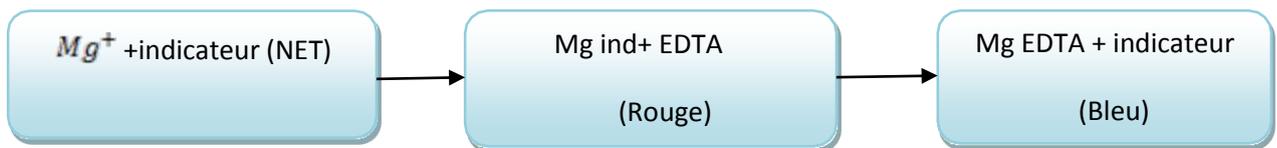


**Expression**

$$\%Ca^{2+} = 4.08.V1 \dots\dots\dots (3)$$

des résultats :

**IV.5.2 Dosage du magnésium**



**Equipements et réactifs utilisés:**

Equipements utilisés	Réactifs utilisés
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Burette</li> <li>- Agitateur et barreau magnétique</li> <li>- Pipette de 5 ml</li> <li>- Bêchers de 50 ml préalablement lavés à l'eau distillée et séchés dans l'étuve à 105 °C</li> <li>- Balance analytique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Eau distillée</li> <li>- Solution Tampon à pH 10 : Préparée par dissolution de 67.5 g de chlorure d'ammonium (<math>NH_4Cl</math>) dans 570 ml de solution ammoniacale (<math>NH_3</math>). Ce mélange est agité jusqu'à homogénéisation puis ajusté à un litre avec de l'eau distillée. Lorsque la solution est prête, il est procédé à la vérification de son pH.</li> <li>- Solution EDTA</li> <li>- Indicateur coloré Noir Eriochrome.</li> </ul>

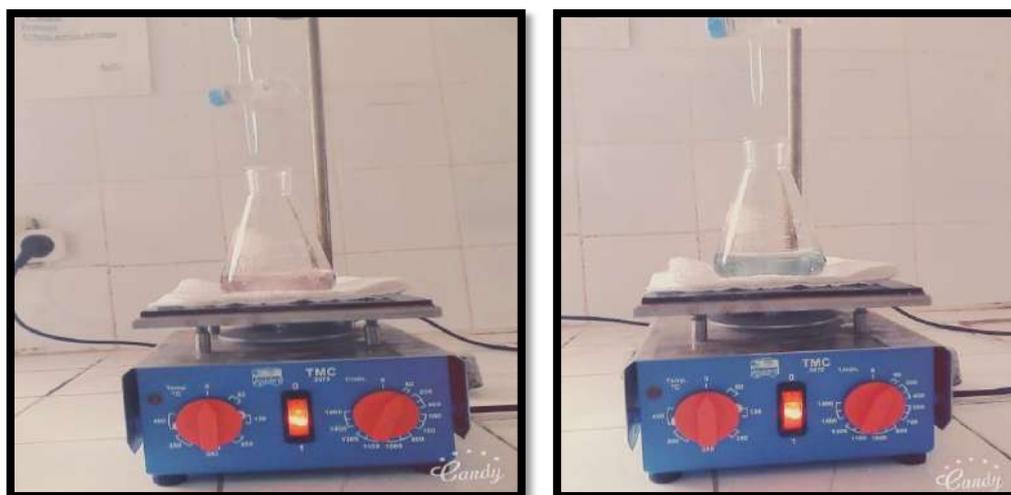
**Mode opératoire :**

On place 25 ml du filtrat dans un bêcher. On ajoute 5ml de la solution Tampon. On introduit une pincée de l'indicateur coloré Noir Eriochrome.

On met le mélange sous agitation.

On remplit la burette par la solution (EDTA).

On commence le titrage jusqu'au virage (coloration du mélange du rouge brunâtre au bleu). On note sur la burette le volume d'EDTA versé  $V_2$ .



**Figure 4.5 : la solution Tampon.**

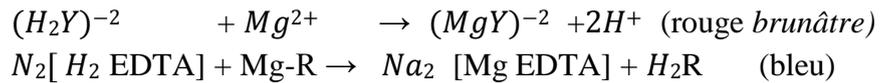
**Expression des résultats :**

On calcule la teneur en ion magnésium de l'expression suivante :

$$\%Mg^{2+} = 2,4312 \cdot (V_2 - V_1) \dots\dots\dots (4)$$

$V_2$  : Volume d'EDTA en ml nécessaire au titrage de la somme  $Ca^{+2} + Mg^{+2}$

$V_1$  : Volume d'EDTA en ml nécessaire au titrage du calcium  $Ca^{+2}$ .

**Les réactions :****IV.6 Dosage du fer****Equipements et réactifs utilisés :**

Equipements utilisés	Réactifs utilisés
-Spectrophotomètre DR 3900	- Eau distillée - le réactif (Ferrover HACH)

**Mode opératoire :**

Le suivi de ce paramètre se fait par méthode colorimétrique ou le réactif (Ferrover) réagit avec tout le fer dissous et la plupart des formes insolubles du fer présent dans l'échantillon, pour produire du fer ferreux soluble. Le fer ferreux réagit avec la (1,10-phénanthroline) du réactif pour former une coloration orange proportionnelle à la concentration du fer.



**Figure 4.6 : Spectrophotomètre DR 3900 avec cellule de fer**

### IV.7 Dosage du sulfate

#### Equipements et réactifs utilisés :

Equipements utilisés	Réactifs utilisés
- Spectrophotomètre DR 3900	- Eau distillée - le réactif (sulfaver 4)

On allume le spectrophotomètre DR 3900 et entre le numéro du programme mémorisé pour le sulfate ( $\text{SO}_4^{2-}$ ) [680 sulfate].

On remplit une cellule d'échantillon avec 10 ml de notre solution préparé et on la place dans le spectrophotomètre DR 3900 et on appuie sur le ZERO.

On Ajoute le contenu d'une gélule de réactif (sulfaver 4) à la cellule d'échantillon. Fermé la cellule et agiter plusieurs fois le mélange. En présence de sulfate, une turbidité blanche se précipite .

Après 5 minute on appuie sur read pour lire le résultat.



Figure 4.7 : Spectrophotomètre DR 3900 avec cellule de sulfate.

### IV.8 Dosage du Phosphate

#### Equipements et réactifs utilisés :

Equipements utilisés	Réactifs utilisés
- Spectrophotomètre DR 3900	- Eau distillée - Echantillon de la solution filtré - le réactif Phosphate (Phosver3)

On allume le spectrophotomètre DR 3900 et entre le numéro du programme mémorisé

pour le Phosphate ( $\text{PO}_4^{3-}$ ) [535].

On remplit une cellule d'échantillon avec 10 ml de notre solution préparé et on la place dans le spectrophotomètre DR 3900 et on apuit sur le ZERO.

On Ajoute le contenu d'une gélule de réactif (Phosver3) à la cellule d'échantillon. Fermé la cellule et agiter plusieurs fois le mélanger. En présence de phosphate, une turbidité blanche se précipite .

Après 2 minute on apuit sur read pour lire le résultat.

#### IV.9 Dosage du nitrite :

##### Equipements et réactifs utilisés :

Equipements utilisés	Réactifs utilisés
- Spectrophotomètre DR 3900	- Eau distillée - Echantillon de la solution filtré - le réactif Nitrite (Nitriver3)

On allume le spectrophotomètre DR 3900 et entre le numéro du programme mémorisé pour le Nitrite ( $\text{N NO}_2^-$ ) [371].

On remplit une cellule (1) d'échantillon avec 10 ml de notre solution préparé et On Ajoute le contenu d'une gélule de réactif (Nitriver3) à la cellule d'échantillon. Fermé la cellule et agiter plusieurs fois le mélanger .On laisse une période de réaction de 20mn, lorsque le minuteur sonne, on remplit une autre cellule (2) avec le même échantillon (le blanc). Placer le dans le spectrophotomètre DR 3900 et on apuit sur le ZERO. On remplace la cellule (2) par la cellule (1) avec le reactif en présence de Nitrite, une coloration rose se développe .on à puit sur read pour lire le résultat.



Figure 4.8 : Spectrophotomètre DR 3900 avec cellule de nitrite.

**IV.10 Dosage du Sulfate de baryum****Equipements et réactifs utilisés :**

Equipements utilisés	Réactifs utilisés
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Un creuset en platine</li> <li>- Agitateur et barreau magnétique</li> <li>- Balance analytique</li> <li>- Un dessiccateur</li> <li>- Four</li> <li>- Filtre</li> <li>- Bêchers de 250 ml préalablement lavés à l'eau distillée et séchés à l'étuve à 105°C.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Eau distillée</li> <li>- Carbonate de sodium</li> <li>- HCl concentré</li> <li>- Solution H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 10N.</li> </ul>

**Mode opératoire :**

Le résidu insoluble obtenu lors de l'attaque Acide, est repris puis calciné au four à moufle à 800<sup>0</sup>C dans un creuset en platine , on pèse le contenu du creuset et on ajoute environ 5g de carbonate de sodium , on faire la fusion au moufle à 900<sup>0</sup>C pendant 30 mn.

.on retire le creuset on le refroidir au dessiccateur. Pendant ce temps on bouillit 200 cc d'eau distillée dans un bécher .après refroidissement du creuset on introduit dans le bécher et on bouillir jusqu'à ce qu'il ce décolle. On filtre on obtient ainsi dans le filtrat la silice, du sulfate de sodium et dans le filtre le carbonate de baryum, on dissous le continu avec HCl concentré, on les récupère dans un bécher .on étend avec de l'eau distillée et faire bouillir.

On ajoute H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 10N, un précipité blanc se forme énergiquement qui nous indique la présence de sulfate de baryum, on laisse reposer 24 h ensuite en filtre, lave, sèche, et on calcine à 800<sup>0</sup>C.

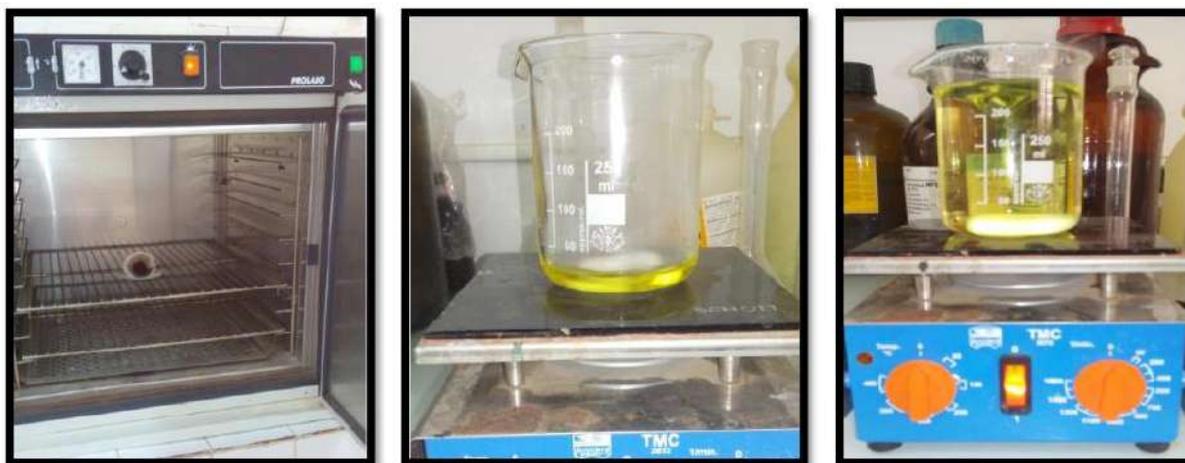


Figure 4.9: un four et Carbonate de sodium et Solution  $H_2SO_4$

#### IV.11 Dosage du Carbonates et bicarbonates

##### Principe :

Cette mesure est basée sur la neutralisation d'un certain volume par un acide minéral, en présence d'un pH-mètre pour suivre le pH.

##### Equipements et réactifs utilisés :

Equipements utilisés	Réactifs utilisés
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Burette</li> <li>- Agitateur et barreau magnétique</li> <li>- pH mètre</li> <li>- Pipette de 20 à 25ml</li> <li>- Bêchers de 50 ml préalablement lavés à l'eau distillée et séchés dans l'étuve à 105°C</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Eau distillée</li> <li>- Acide chlorhydrique 0.05 N.</li> </ul>

##### Mode opératoire :

Dans un bêcher on introduit 25 ml d'eau à analyser et on détermine son pH, si la valeur du pH lue est supérieure à 8.3, on verse l'acide lentement jusqu'à l'obtention de cette valeur et on note le volume  $V_1$  lue sur la Burette. On continue à verser l'acide lentement jusqu'à  $pH=4.3$  et on note le volume  $V_2$  lue sur la burette.

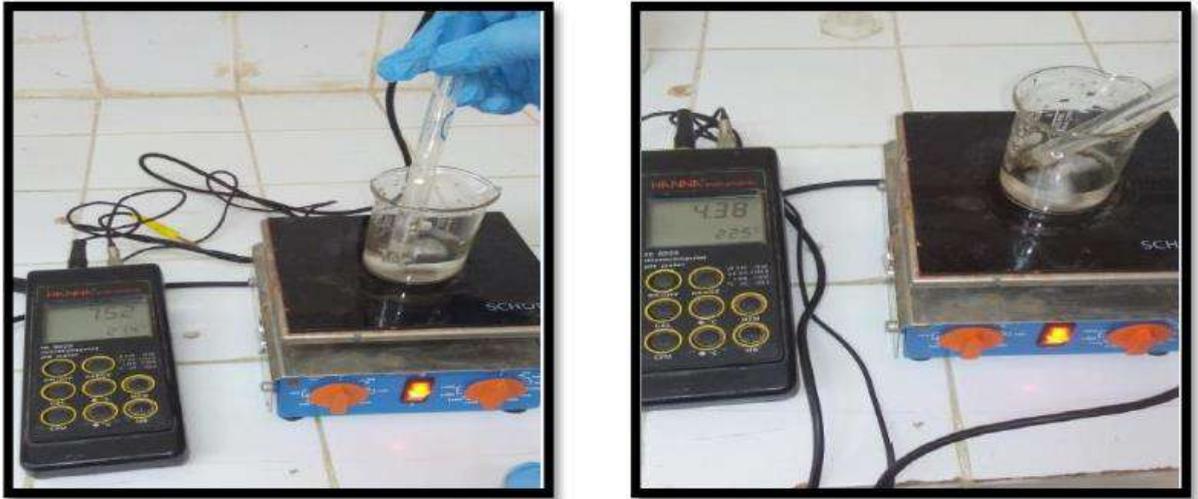


Figure 4.10 : Acide chlorhydrique et pH mètre

#### Expression des résultats :

Les concentrations en carbonates et bicarbonates exprimées sont données par les expressions suivantes :

$$\% [\text{CO}_3^{-2}] = 0.1V_1 \cdot 60 \cdot 10^3 \cdot N / PE \dots \dots \dots (5)$$

$$\% [\text{HCO}_3^{-}] = 0.1V_2 \cdot 61 \cdot 10^3 \cdot N / 0.1 \cdot PE \dots \dots \dots (6)$$

$V_1$  : 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  $\text{pH}=4.3$   $N$  : Normalité de la solution d'acide

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

$60 \cdot 10^3$ : Masse atomique des carbonates en milligramme

$61 \cdot 10^3$  : Masse atomique des bicarbonates en milligramme.

#### IV.12 Rapport

Un échantillon de dépôt prélevé (OKN70) le 19/04/2022 récupéré au niveau du pipe d'huile a parc à tube de HBK, nous a été confié en vue de connaître la nature de ce dépôt. Pour cela, des analyses physique et chimique ont été réalisées dont les résultats sont illustrées comme suit :

#### IV.13 Résultats d'analyses physiques du dépôt

**Tableau N°01 : Résultats d'analyses physiques du dépôt**

Composition	%
Humidité	2.55
Matières organique	29.06
Matière Minérale	68.39

#### IV.14 Résultats d'analyses chimiques du dépôt

**Tableau N°02 : Résultats d'analyses chimiques du dépôt**

Compositi on	%
NaCl	3.507
Ca <sup>2+</sup>	1.632
Mg <sup>2+</sup>	4.376
Fer	53
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.025
PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup>	0.005
NO <sub>2</sub> <sup>-</sup>	0.000225
BaSO <sub>4</sub>	0
CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	0
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	3.05

---

### Conclusion générale

Le but de thème de notre sujet "**Analyses qualitatives et quantitatives du dépôt de corrosion du champ HAOUUD BERKOUUI** " La connaissance qualitative et quantitative des éléments présents dans les dépôts est primordiale, pour diagnostiquer l'origine et le type de l'endommagement. Pour le choix d'un bon traitement des analyses physique et chimique spécifique s'imposent.

La formation de dépôts dépend plusieurs conditions. Alors avant prévenir il faut faire une étude précise sur les conditions favorables de formation de dépôt. Ces conditions changent aussi avec la nature de dépôt, chaque type de dépôt nécessite une analyse.

Donc o'na Un échantillon de dépôt OKN70 prélevé est récupéré au niveau du pipe d'huile a puit de HBK, nous a été confié en vue de connaitre la nature de ce dépôt. Pour cela, des analyses physique et chimique ont été réalisées dont les résultats suivant :

- A la lumière des résultats obtenus par les analyses physiques effectuées sur le dépôt prélevé le 19/04/2022 au niveau du pipe d'huile a parc à tube de HBK, on peut conclure que le dépôt est constitué de 68.39% de matière minérale et d'une teneur égale 29.06% de matière organique.

- A l'issue de l'analyse chimique, la partie minérale du dépôt prélevé le 19/04/2022 au niveau du pipe d'huile a parc à tube de HBK est composé de : Fer, et des matières insolubles.

---

## *Bibliographie*

---

- [1] GABRIELIC, KEDDAM, FAKENOUTHIIH, J.APPL. ELECTROTECHNIQUE.
- [2] N.BOUDIEB, « Evaluation des performances des peintures par des techniques Electrochimiques », mémoire de magister, 2008.
- [3] Johanne Muller, Etude et caractérisation des produits de corrosion formés à la surface des bronze Cu-Si en milieu sulfate, matériaux, Université paris-Est, 2010.
- [4] corrosion des métaux, matériaux métalliques – corrosion industrielle, Appareils à pression, 2005 ENSPM, Formation industrie – IFP training.
- [5] Natacha P. Malon, Etude de la corrosion et maintenance des installations pétrolières de Shell Sénégal : ca du dépôt de Jetée Nord, Département génie mécanique, Université GHCIKH ANTA DIOP DE DAKAR, 2002-2003.
- [6] Dvéter LANDOLT, corrosion et chimie de surface des matériaux, Presse polytechniques et universitaires, Romandes (1993).
- [7] Christian VARGEL, corrosion de l'Aluminium, Edition Dunod.
- [8] François COEURET, Alain STORCK, Elément de Génie électrochimique, Technique Documentation LAVOISIEN, (1993).
- [9] la corrosion des matériaux métalliques en eau de Mer, ACCOAST, Spécialité portuaire.
- [10] F.D.A BOSI, G.BER ANGER et B.BAROUX, corrosion localisée, les Editions de physique, Les VLis, 1994.
- [11] Corrosion caverneuse, le livre multimédia de la corrosion, Laboratoire MAEIS-CorRIS.  
[http://www.cdcorrosion.com/mode\\_corrosion/corrosion\\_caverneuse.htm](http://www.cdcorrosion.com/mode_corrosion/corrosion_caverneuse.htm).
- [12] Hakim BE NSABRA. Cours de corrosion et protection des métaux, Génie des Matériaux, Université de JIJEL 2016.
- [13] Okba Belahssen, Corrosion “ cours et exercices”, <http://elearn.univ-biskra.dz/file.php/281/corrosion.docx>. 2014.

[14] La corrosion, Ingénieur en mécanique, Mouvement Scientifique de mécanique. <http://mecanique-blida.xooit.com/t101-La-corrosion.htm>.

[15] GHILANI Laala, tenue a la corrosion d'un dépôt de chrome électrolytique sur un Substrat en Acier Xc45, Département mécanique, Université de Batna, 2008.

[16] Jean Paul Bailon , Jean-Marie Dorlot, Des Matériaux, Troisième Editions, 2000-2001. Presses internationales Polytechnique.

[17] MEDDAHI Khalida, Contribution à l'étude de l'incompatibilité entre un inhibiteur de corrosion et un inhibiteur de dépôt, Génie des polymères, Université M'Hamed Bouzgara – Boumerdes, 2013 / 2014.

[18] Opérations d'injection d'eau dans un puits de pétrole, [http://www.thebanque-pdf.com/fr\\_operation-d\\_injection-d\\_eau-dans-un-puits-de-petrole.html](http://www.thebanque-pdf.com/fr_operation-d_injection-d_eau-dans-un-puits-de-petrole.html), consulté le 12/10/2016.

[19] Olivier Cleynen, Thermodynamique de l'ingénieur, Avril 2015.

[20] A. BELAID, « Etude par spectroscopie d'impédance électrochimique l'épaisseur d'un film de sulfate de métaux au niveau des installations industriels et des puits pétroliers de la région Ourhoud », Mémoire Master, Université d'El OUED, (2013), p 9.

[21] B-KORIBA, « prévention et lutte contre le phénomène d'entartrage dans les conditions d'eau dans la région de Ouargla, (2007) P 64-65.

[22] A.BELAID, l'épaisseur d'un film de sulfate de métaux au niveau des installations industriels et des puits pétroliers de la région Ourhoud, Université d'El Oued, (2013).

[23] [http://aruexhistoire.blogspot.com/2013\\_03\\_01archive.html](http://aruexhistoire.blogspot.com/2013_03_01archive.html) (2014).

[24] Z.LALMI, < Inhibition de la déposition des Sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétrolières de la région Ourhoud, (2008), P 14-16.

[25] <http://madenmuhemdis.blogspot.com> (18/05/2014).

[26] dépôts évaporitiques. « illustration et interprétation de quelques séquences, Edition TECHNIP.

[27] Kermit E. Bronn, The Technology of artificial lift methods, Volum 2.

[28] Benseddik. M, ACMDJ. ALI, « Optimisation des puits sales Non Eruptifs, Choix d'une complétion adéquate, Département des hydrocarbures, Université de Kasdi Merbah, Ouargla, 2013.

[29] Exploitation des dépôts pétroliers chimiques, IFP training.

[30] M. HADDADI, Technique de la protection cathodique, ENP, 2000.

[31] GH KANI Laala, Tenue a la corrosion d'un dépôt de chrome électrolytique sur un substrat en Acier Xc45, Université de Batna, 2008.

[32] B. Stanislas, étude du dimensionnement optimal d'un système de protection cathodique alimente par énergie solaire, université de boumerdes, 2010.

[33] H. TEGHIDET, Etude de la cristallisation contrôlée de la calcite par voie électrochimique. Effet des ions étrangers au système calcocarbonique sur la nucléationcroissance de la calcite, Thèse de doctorat, Université Pierre et Marie Curie paris France, 2012.

[34] Benseddik Mohammed Alhadj Ali .Madaci Seyf Eddine, Optimisation des puits sales non éruptifs « choix d'une complétion adéquate », mémoire de master université d'Ouargla 2013.

[35] Préparation et caractérisation de dépôts composites électrodéposés en présence d'inhibiteur organique, corrosion et moyens de protection, chapitre 1, .....

[36] Mohamed Chaouki . NEBBAR, étude de la tenue à la corrosion de l'acier N80 et évaluation de l'efficacité d'un inhibiteur de corrosion, département de Génie Mécanique, Université Mohamed khider Biskra, 2010.

[37] T.S Waner, A.Brand, Electrochemical ACTA, Vol 26, N°9, 1981.

[38] ALIA KHAOULA GHENGUELYM, « Optimisation des paramètres d'inhibition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région ourhoud, Génie chimique, Université d'El Oued. Le 22/06/2014.

- [39]** R. VILLATTE, « Etude des mécanismes de libération d'actifs Namodisperses. Application au traitement de puits », Université Bordeaux, (2010), P 24.
- [40]** B. KORIBA, « Prévention et lutte contre le phénomène d'entartrage dans les conduites d'eau dans la région de Ouargla – Touggourt », Université Kardi Merlar, Ouargla, (2007) P 64-65.
- [41]** Pascal Bommerbah, « Evolution des propriétés d'un film inhibiteur de corrosion sous l'influence de la température et des conditions. Hydrodynamiques : caractérisation par technique électrochimiques, Thèse de doctorat, INSA de Lyon, 2005, P 13-24.
- [42]** MELHA, NALAF, Développement de nouvelles puissances anti-corrosion à base de polymères conducteurs pour la protection de l'acier contre l'agressivité des milieux aqueux chlorurés, Mémoire de Magister, Boumerdes, 2005.