

Série N°/2024

Université Kasdi Merbah Ouargla

*Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science 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 des chantiers pétroliers

Présenté Par :

BOUZENADA IMED EDDINE

BENCHAIIB SAID.

-THEME-

**Etude d'Analyse de dépôt de corrosion des installations
pétrolières dans la région (HAOUD BERKAOUI)**

Soutenu le : 23/06/2024

Jury :

TEKHA Mebarka	MCB	Président	UKMO
MAMANOU Abdullatif	MCB	Examineur	UKMO
CHELGHAM Fatiha	MCA	Encadreur	UKMO

Année universitaire : 2023/2024



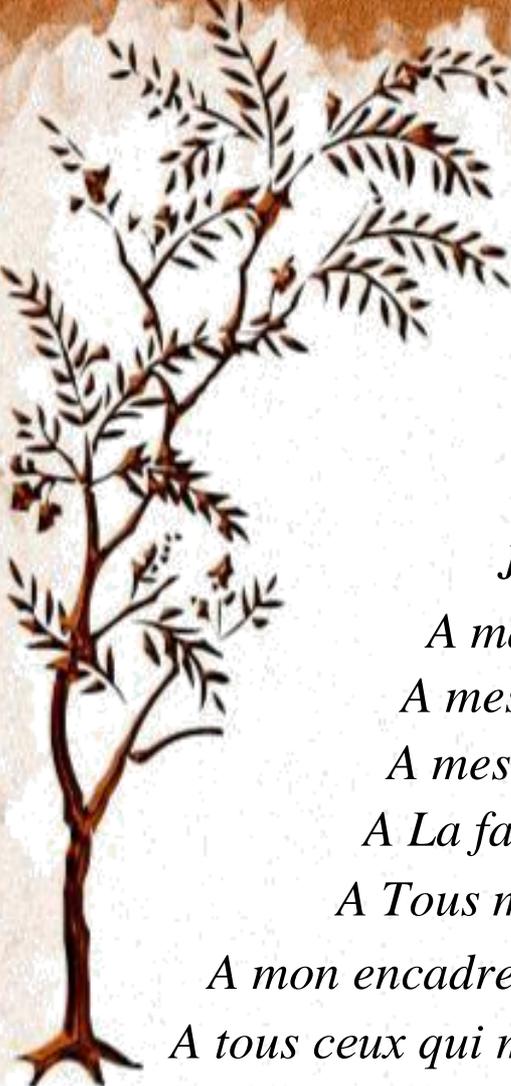
Remerciements

Nous remercions en premier lieu, notre encadreur qui nous a donné la puissance, la patience, la volonté et l'énergie pour achever ce travail.

Nous remercions le chef service BEN KARA MOUSTAFA Lamy et l'ingénieur ZAHIRA AMRANI de la région HAUD BERKOU 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 d'une bonne manière

Tout le personnel de la région HAUD BERKOU, surtout ceux du Service Traitement de corrosion et Maintenance.

Nous ne pourrions terminer sans remercier nos parents et nos familles Qui nous ont soutenu et encouragé pour terminer ce travail



DÉDICACE

Je dédie ce modeste travail.

A ma chère mère et mon cher père

A mes frères

A mes oncles et mes tantes

*A La famille **BENCHAIB***

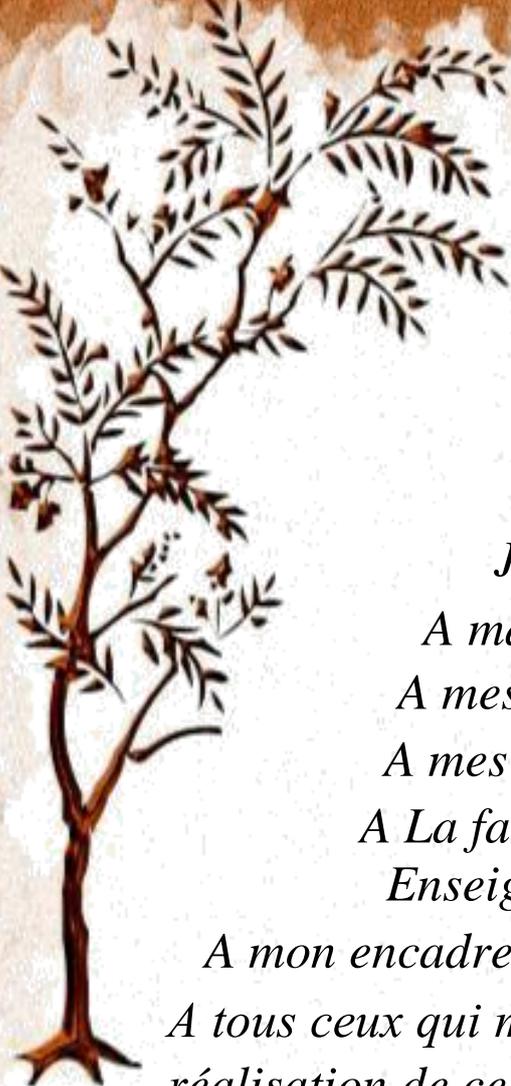
A Tous mes amis,

*A mon encadreur : **CHELGHAM FATIHA***

*A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin pour la
réalisation de ce Modeste travail.*

Benchaib Said





DÉDICACE

*Je dédie ce modeste travail,
A ma chère mère et mon cher père
A mes frères et mes sœurs
A mes oncles et mes tantes
A La famille BOUZENADA en particulier :
Enseignante : BOUZENNADA I
A mon encadreur : CHELGHAM FATIHA
A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin pour la
réalisation de ce Modeste travail.*

Imed Eddine



الملخص

يشكل تكوين رواسب الملح في آبار النفط مشكلة للقدرة الإنتاجية لحقل النفط بسبب ارتفاع ملوحة المياه وعدم التوافق بين المياه المحقونة في الآبار والمياه المحتفظ بها في الخزان. يقوم فريق المختبر التابع لقسم الإنتاج لمنطقة حوض بركاوي بدراسة تكوين ونسبة الرواسب العضوية والمعدنية لتحديد نوعيتها وكميتها. مع وضع ذلك في الاعتبار، يتم إرسال عينة الترسيب المختبري (OKMH89) إلى فريق الاستجابة للحفاظ على الإنتاجية وحماية البئر أو الأنابيب باستخدام طرق مختلفة، بما في ذلك:
- الحماية بواسطة المحلول الكيميائي.
- تثبيط ترسبات.
الكلمات المفتاحية: مثبط، ترسبات OKMH89، التآكل، عضوية، معدنية.

Résumé

La formation de dépôts salés dans les puits de pétrole pose un problème de capacité de production du champ pétrolier en raison de la salinité élevée de l'eau et de l'incompatibilité entre l'eau injectée dans les puits et l'eau retenue dans le réservoir.

L'équipe du laboratoire du Service Production de la région HAUD BERKAOUI étudie la composition et le pourcentage de matière des dépôts organiques et minéraux afin de déterminer leur qualité et leur quantité. Dans cette optique, l'échantillon de dépôt (OKMH89) de laboratoire est transmis à l'équipe d'intervention afin de préserver la productivité et de protéger le puits ou les tuyaux en utilisant diverses méthodes, telles que :

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

Mots clés : dépôt OKMH89, corrosion, inhibition, organique, minéraux.

Summary

The formation of salt deposits in oil wells poses a problem for the production capacity of the oil field due to the high salinity of the water and the incompatibility between the water injected into the wells and the water retained in the reservoir.

The Production Department laboratory team of the region HAUD BERKAOUI studies the composition and percentage of organic and mineral deposits to determine their quality and quantity. With this in mind, the laboratory deposition sample (OKMH89) is forwarded to the response team to preserve productivity and protect the well or pipes using various methods, such as:

- Protection by chemical solution.
- Inhibition of precipitation.

Keywords: Inhibition, deposition OK MH89, corrosion, organic, mineral.

Sommaire

REMERCIEMENTS	I
DEDICACES	II
RESUME	IV
SOMMAIRE	V
LISTE DES FIGURES	IX
LISTE DES TABLEAUX	XII
LISTE DES ABREVIATIONS	XIII
INTRODUCTION	01

CHAPITRE I

CHAPITRE I. Généralités sur la corrosion

I. GENERALITES ET DEFINITIONS	03
I.1. Le pétrole et l'eau de gisement	03
I.2. La récupération de pétrole	03
I.3. L'eau d'injection	03
I.4. Conséquences d'une détérioration biologique	04
I.5. Origine de la contamination du pétrole	05
II. LA CORROSION	05
II.1. Définition	05
II.2. Quelques formes de corrosion	05
II.3. Les différents types de corrosion	10
II.4. Les facteurs de la corrosion	14
II.5 Lutte contre la corrosion	15

CHAPITRE II

CHAPITRE II. Définition et Traitements des dépôts

I. Généralités sur les dépôts	18
I.1. Formation de dépôt	18
I.2. Dépôts organiques	18
I.3. Les dépôts organiques rencontrés dans les puits pétroliers :	18
I.4. Localisation des dépôts organiques	19
I.5. Conditions de floculation de dépôts organiques	20
I.6. Les problèmes de dépôts organiques	20
II-Le traitement des dépôts organiques	21
III. Dépôts minéraux	23
III-1 Les sels rencontrés dans les puits pétroliers	23
III-2 Conditions de formation des dépôts	27
IV- Etapes de formation de dépôts	30
IV.1 Sursaturation	30
IV.2 Germination	30
IV-3 Croissance cristalline	30
V- Conséquences de la formation des dépôts	31
VI- Localisation des dépôts minéraux	31
VII. La lutte contre la formation des dépôts par l'utilisation des inhibiteurs	32
Définition des inhibiteurs de dépôts	
VII.1 Procédés d'utilisation des inhibiteurs chimiques	34
VII.2 Mode d'action des inhibiteurs	34
VII.3 Principaux anti-dépôts dans l'industrie pétrolière	34
VIII. L'effet de seuil	35
IX. Détection et suivi des dépôts	35

CHAPITRE III

CHAPITRE III. Champ HAOUD BERKAOUI

I. Présentation de champ HAOUD BERKAOUI	37
II. Les Principaux Champs Et Les Centres De Production	38
II -1 Champ de HBK	38
II.2 Champ de BKH :	39
II.3 Champ de GLA	40
III. Organigramme de la Direction Régionale HBK	42
IV. Etude d'existant dans le service Traitement Corrosion.	43

CHAPITRE IV

CHAPITRE IV. Analyse d'un dépôt

I. Introduction	47
II. Méthodes d'analyse et matériels utilisés	48
III. Préparation de l'échantillon	49
IV. Teneur en matières organiques	49
V. Dosage de Chlorure	50
VI. Attaque Acide	53
VII. Dosage du Calcium	54
VIII. Dosage du Magnésium	56
IX. Dosage du Fer	58
X. Dosage du Sulfate	59
XI. Dosage du Phosphate	60
XII. Dosage du Nitrite	61
XIII. Dosage du Sulfate de Baryum	62

XIV. Dosage du Carbonates et Bicarbonates	64
XV. Contrôle de la concentration de l'inhibiteur de dépôt injecté	66

CHAPITRE V

CHAPITRE V. Rapport & Méthodes de gestion des dépôts utilisés

I. Rapport	68
I. 1. Introduction	68
I. 2. Composition du dépôt	68
I. 3. Résultat d'analyses de la partie minérale du dépôt :	68
I. 4. Conclusion	69
II. Méthodes de gestion des dépôts utilisés	69
II.1. Les principales stratégies pour éviter les dépôts	69
II.1. Les produits chimiques fréquemment employés	69
III. Biocides	70
III.1. Objectif des biocides	70
III.2. Types de biocides	71
III.3. Biocides couramment utilisés	71
III.4. Exemple de formulation de biocide pour la protection	73
III.5. Application de Biocides	74
III.6. Sécurité et Utilisation	74
III.7. Pratiques Recommandées	74
IV. Conclusion	75

CONCLUSION GENERALE	76
---------------------	----

ANNEXES

LISTE DES REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

LISTE DES FIGURES

FIGURE I.1 – Schéma d'un gisement	03
FIGURE I.2 –Corrosion uniforme d'une chicane en acier	05
FIGURE I.3 – Corrosion localisé	05
FIGURE I.4 – Corrosion par piqûres sur la paroi d'une cuve en acier Inoxydable austénitique Cr18- Ni10	06
FIGURE I.5 – a. Schéma du processus de corrosion par piqûres (amorçage)	07
FIGURE I.5 – b. Schéma du processus de corrosion par piqûres (propagation)	07
FIGURE I.6 – Corrosion caverneuse d'un acier allié sous un joint	07
FIGURE I.7 – Corrosion galvanique au niveau d'une zone de brasage entre la brasure Cu-P et le tube en cuivre	08
FIGURE I.7.a- Schéma du processus de corrosion galvanique	08
FIGURE I.8 – Corrosion sous contrainte : Corrosion sous tension dans une structure soudée d'acier allié (efforts induits par la soudure)	09
FIGURE I.9 – Corrosion feuilletant d'une canalisation en alliage d'aluminium véhiculant de l'eau	10
FIGURE I.10 – Corrosion bactérienne	12
FIGURE I.11 – Schéma présentant la corrosion dans des conditions anaérobies provoquées par des bacilles du genre <i>Desulfovibrio</i>	12
FIGURE I.12 – Corrosion chimique : Cuivre et acier noir dans une installation	13
FIGURE I.13 – Corrosion électrochimique	13
FIGURE II.1 – Schéma d'un dépôt d'asphaltènes	19
FIGURE II.2 – Localisation des dépôts organiques	20
FIGURE II.3 – Déposition Asphaltènes	21
FIGURE II.4 – Gauge Cutter (outil wire line).	22
FIGURE II.5 – Dépôt de Sels NaCl	24
FIGURE II.6 – Carbonate de calcium (CaCO_3)	25
FIGURE II.7 – Sulfate de calcium (CaSO_4)	25
FIGURE II.8 – Sulfate de strontium (SrSO_4)	26
FIGURE II.9 – Sulfate de baryum (BaSO_4)	27
FIGURE II.10 – Solubilité NaCl dans l'eau en fonction de T	28

FIGURE II.11 – Solubilité BaSO ₄ en fonction de T.	28
FIGURE II.12 – Solubilité du Na Cl avec la pression	29
FIGURE II.13 – Localisation des dépôts	32
FIGURE II.14 – 1. (a) dispersion des nucléus formés et (b) stabilisation des dépôts en croissance	33
FIGURE II.14 – 2. (a) dispersion des nucléus formés et (b) stabilisation des dépôts en croissance	34
FIGURE II.15 – Modèle de précipitation (déposition) de sel	35
FIGURE II.16 – La solubilité des sels en fonction du temps avec et sans	36
FIGURE III.1 – Situation géographique de HAOU D BERKAOUI	37
FIGURE III.2 – Unité de traitement, stockage et expédition d’huile CP/HBK.	38
FIGURE III.3 – Boosting de Guellala K301.	39
FIGURE III.4 – Organigramme de la Direction Régionale HBK	40
FIGURE III.5 – Couche application du modèle TCP/IP	41
FIGURE. IV. 1 – Un Dépôt en puit d’huile	47
FIGURE. IV. 2 – Schéma général de l’analyse quantitative d’un dépôt	48
FIGURE. IV. 3 – Échantillon prépare	49
FIGURE. IV. 4 – Four	49
FIGURE. IV. 5 – Four à moufle avec creuset en platine	50
FIGURE. IV. 6 – Schéma opérative de dosage de chlorure	52
FIGURE. IV. 7 – Une fiole conique avec filtre et une burette	54
FIGURE. IV. 8 – Acide chlorhydrique HCl et Acide nitrique HNO ₃	54
FIGURE. IV. 9 – Schéma opérative de dosage du Calcium	55
FIGURE. IV. 10 – Solution d’EDTA et Indicateur coloré la MUREXIDE	55
FIGURE. IV. 11 – Schéma opérative de dosage du Magnésium	57
FIGURE. IV. 12 – La solution Tampon	57
FIGURE. IV. 13 – Spectrophotomètre DR 3900 avec cellule de Fer	59
FIGURE. IV. 14 – Spectrophotomètre DR 3900 avec cellule de Sulfate	60

FIGURE. IV. 15 – Spectrophotomètre DR 3900 avec cellule de Phosphate	61
FIGURE. IV. 16 – Spectrophotomètre DR 3900 avec cellule de Nitrite	62
FIGURE. IV. 17 – Schéma opérative de dosage du Sulfate de Baryum	63
FIGURE. IV. 18 – Carbonate de sodium et Solution H ₂ SO ₄	64
FIGURE. IV. 19 – Schéma opérative de dosage du Carbonates et Bicarbonates	65
FIGURE. IV. 20 – Acide chlorhydrique et PH mètre	65
FIGURE. IV. 21 – Contrôle de la concentration de l'anti-Dépôt par le Spéctro- photomètre UV-Visible	67

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1 : Résultats de l'analyse chimique de l'eau de l'Albien	04
Tableau I.2 : Principaux facteurs de corrosion	14
Tableau.II.1. Analyse élémentaire des asphaltènes	19
Tableau II.2. La composition du Reformat	23
Tableau.II.3. Les dépôts de sels aux champs pétroliers	23
Tableau.II.4. Constantes des produits de solubilités de quelques dépôts fréquents à HBK	30
Tableau IV.1. Equipements et réactifs utilisés pour tenir matière organique	49
Tableau IV.2. Equipements et réactifs utilisés pour le dosage de Chlorure	51
Tableau IV.3. Equipements et réactifs utilisés pour l'attaque acide	53
Tableau IV.4. Equipements et réactifs utilisés pour le dosage du Calcium	54
Tableau IV.5. Equipements et réactifs utilisés pour le dosage du Magnésium	56
Tableau IV.6. Equipements et réactifs utilisés pour le dosage du Fer	58
Tableau IV.7. Equipements et réactifs utilisés pour le dosage du Sulfate	59
Tableau IV.8. Equipements et réactifs utilisés pour le dosage du Phosphate	60
Tableau IV.9. Equipements et réactifs utilisés pour le dosage du Nitrite	61
Tableau IV.10. Equipements et réactifs utilisés pour le dosage du Sulfate de Baryum	62
Tableau IV.11. Equipements et réactifs utilisés pour le dosage du Carbonates et Bicarbonates	64
Tableau V.1. Résultat de la composition	68
Tableau V.2. Résultat d'analyse de la partie minérale	68

LISTE DES ABREVIATIONS

ATMP : acide méthylène phosphonique
BaSO₄ : Sulfate de baryum
BSR Bactérie Sulfato-Réductrice (Sulphate-reducing bacteria)
CaCl₂ : chlorure de calcium
CaCO₃ : Carbonate de calcium
CaSO₄ : Sulfate de calcium
CMIT : chlorométhylisothiazolinone
Ci : Concentration de chacun des ions
D : Facteur de dilution
DM : Sulfure de diméthyle
EDTA : acide éthylène diamine tétraacétique
EDTMP : l'éthylènediaminetétra
EPI : Équipement de protection individuelle
EPS : Substance Polymère Extracellulaire (Extracellular Polymeric Substance)
HBK : Le Région de Haoud-Berkaoui
HC : hydrocarbure
HCl : chlorhydrique
HNO₃ : acide nitrique
H₂SO₄ : acide sulfurique
KCl : chlorure de potassium
K₂CrO₄ : chromate de potassium
KH₂PO₄ : potassium dihydrogénophosphate
KS : Constante de Produits de solubilité
K₂SO₄ : sulfate de potassium
M : Molarité
M₁ : Molarité de l'EDTA
MBT : Mercaptobenzothiazole
MEB: Microscope Electronique à Balayage (Scanning Electronic Microscopy (SEM))
MgCl₂ : chlorure de magnésium
MIC : croissance microbienne
MIT : méthylisothiazolinone
NaCl : chlorure de sodium
nc : Poids de la nacelle après calcination.
NH₄Cl : chlorure d'ammonium
nv : Poids de la nacelle vide
P : Pression
P : Poids
p: La prise d'essai.
PAA : l'acide polyacrylique
PC : Protection Cathodique (Cathodic Protection)
Pe : Prise d'essai
PMA : l'acide polymaléique
QACs : Les composés d'ammonium quaternaire
T : Température
THPS : Tetrakis phosphonium
μ : Force ionique de la solution.
V : Volume
V1 : Le volume d'EDTA écoulé
Zi : Valence de chacun des ions



**Introduction
générale**

Introduction

L'industrie pétrolière doit se tourner vers la recherche de nouveaux gisements pétroliers (offshore, offshore ultra-profond, bruts lourds, gisements très enfouis) afin de satisfaire les besoins énergétiques grandissants de l'économie mondiale. Un gisement pétrolier génère une combinaison d'hydrocarbures lourds, moyens et légers sous forme liquide et gazeuse, pour lesquels des composants gazeux non hydrocarbures (comme l'azote, H₂S) peuvent être ajoutés [1].

L'exploitation d'un gisement entraîne inévitablement une baisse de la productivité des puits, et pour permettre une exploitation optimale, il est nécessaire de passer au stade de récupération assistée. [1]

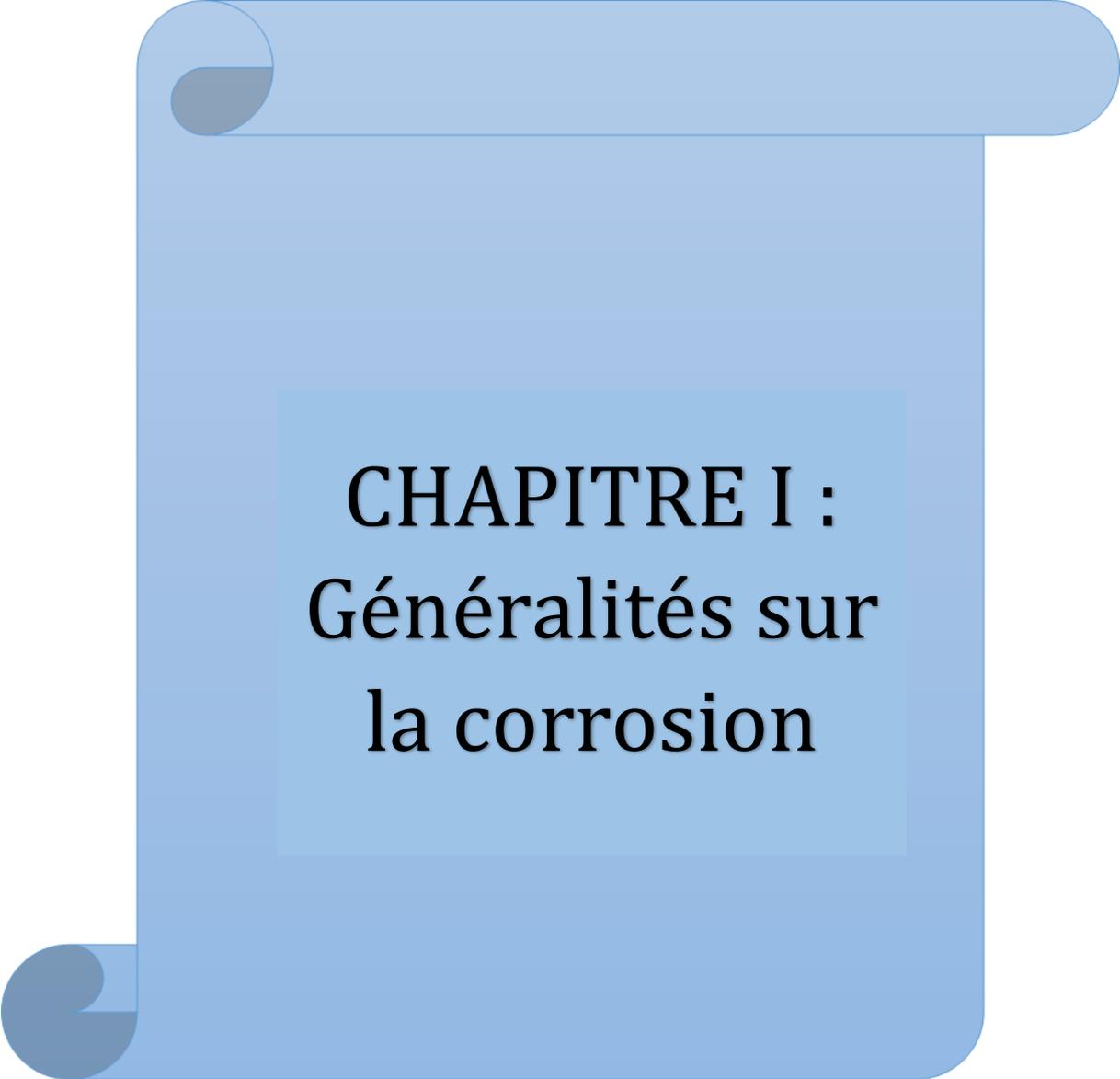
L'injection d'eau dans les réservoirs est le procédé le plus couramment utilisé pour récupérer le pétrole. Cependant, il y a une incompatibilité entre l'eau injectée et l'eau de gisement, ce qui entraîne de nombreux problèmes tels que la formation de dépôts minéraux. [2].

Les dépôts qui se créent pendant la production et l'expédition constituent une véritable catastrophe contre laquelle les producteurs de pétrole luttent depuis plusieurs décennies, engendrant des dégradations irréversibles particulièrement dangereuses pour les installations de production de fond. À l'état de surface et parfois, pour la roche en soi. [2].

Cela entraîne des investissements considérables dans la réparation des installations (workover) et une baisse de la production. L'objectif est de mener une analyse qualitative et quantitative afin de déterminer la composition et le pourcentage des éléments présents dans les dépôts, afin de diagnostiquer l'origine et le type de dommage. Pour éviter tous ces problèmes, tels que la corrosion électrochimique, la corrosion bactérienne et la formation de dépôts insolubles, il est recommandé d'opter pour un traitement chimique qui utilise respectivement des inhibiteurs de corrosion, des biocides et des inhibiteurs de dépôts.

L'étude consiste à analyser de manière qualitative et quantitative un dépôt de corrosion OKMH89 repéré au niveau du puits d'huile Haoud Berkaoui. Le projet est organisé en cinq chapitres tels que suit :

- Nous présentons dans le premier chapitre Généralités sur corrosion.
- Le deuxième chapitre nous décrivons la formation des dépôts posés dans l'industrie pétrolière
- Dans le troisième chapitre nous décrivons le champ de Haoud Berkaoui, et l'organisation et fonctionnement des divisions.
- Nous avons reversé le quatrième chapitre pour la partie pratique, des différents constituants.
- Dans le cinquième chapitre nous présentons un rapport qui résume l'essentiel des résultats de recherche menées, les méthodes de gestion des dépôts utilisés.



CHAPITRE I :
Généralités sur
la corrosion

I. GENERALITES ET DEFINITIONS

I.1. Le pétrole et l'eau de gisement

Le pétrole est un liquide visqueux provenant de la nature, composé de divers éléments chimiques et organiques ingrédients. Il est très abondant sous la surface de la terre. Il sert de carburant et de matière première dans les secteurs industriels.

Un pétrole ne produit pas seulement de l'huile. Il génère aussi de l'eau et du gaz (Crolet, 1998, Fig. 1). La phase aqueuse souterraine, connue sous le nom d'eau de gisement ou d'eau de formation, se mêle aux nappes de pétrole.

Il y a jusqu'à 350g/l de NaCl dans cette eau salée, ainsi que d'autres composés tels que le calcium, le magnésium, le bicarbonate, le chlorure, les iodures, les bromures et le sulfate. (Claude, 1992).

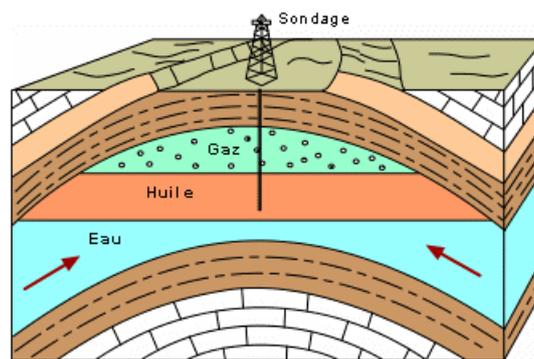


Figure I.1. Schéma d'un gisement

I.2. La récupération de pétrole

Le pétrole est un liquide visqueux, c'est-à-dire qu'il est difficile à écouler. En règle générale, la collecte du pétrole se déroule en deux ou trois étapes. (Fratesi et Elisabeth, 2002)

1ère Etape : la récupération primaire : Il s'agit d'obtenir entre 12 et 15 % du pétrole sans ajouter de substance dans les puits.

2ème Etape : la récupération secondaire : Le puits est inondé avec de l'eau ou d'autres substances (gaz) afin de propulser le pétrole hors du puits et d'extraire une quantité supplémentaire qui varie de 15 à 20%.

3ème Etape : la récupération tertiaire : La réalisation de cette étape se fait de diverses manières, notamment grâce à l'aide de micro-organismes qui se développent entre la couche de pétrole et la surface rocheuse des puits, afin d'améliorer la récupération du pétrole en utilisant :

- L'émission de gaz carbonique, qui se constitue progressivement et entraîne la remontée du pétrole à la surface.
- Production des bio surfactants : sont des substances fluidifiantes, ils agissent comme des détergents glissants en aidant le pétrole à se détacher du roc et des crevasses.

I.3. L'eau d'injection

L'eau d'injection est une eau utilisée pour la récupération secondaire de pétrole. Elle peut être de diverses sources : les rivières, les lacs...etc (Sidory, 1986).

Souvent, l'eau utilisée pour l'injection est de l'eau de mer. Selon Crolet (1998), elle est

artificiellement désaérée afin de réduire la corrosion des équipements des puits en acier ordinaires.

L'utilisation de l'eau d'injection vise les objectifs suivants :

- Le lavage des puits consiste à envoyer de l'eau afin de dissoudre les sels (NaCl) sur les parois du tubing, ce qui entraîne un bouchage et une diminution de la production (Claude, 1992-Sidorv, 1986).
- Pour assurer une récupération adéquate de pétrole, il est nécessaire de maintenir la pression de gisement en utilisant une poussée radicale à partir des puits d'injection vers les puits de production (Chambre, 1973)

Il est essentiel d'analyser l'environnement pour comprendre la corrosion, car l'eau de Haoud Berkaoui est une eau chlorurée riche en phosphates et en bicarbonates, comme illustré dans Tableau I.1.

Tableau I.1. Résultats de l'analyse chimique de l'eau de l'Albien [40]

Elements	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	NO ₃ ⁻	pH	pHs
Composition(mg/l)	175.56	92.82	284.28	33	526.85	561.14	150.14	11.85	7.79	6.77

1.4. Conséquences d'une détérioration biologique

Les conséquences d'une détérioration biologique dans l'industrie pétrolière peuvent être scindées en 3 groupes :

- Les micro-organismes attaquent les molécules à base de carbone et de carbone, ce qui entraîne une modification des caractéristiques et des propriétés chimiques du pétrole brut.
- À l'interface entre le pétrole et l'eau ou dans le biofilm, les microorganismes se développent en produisant des bio sulfates, des molécules détergentes et des molécules de H₂S.
- Les sécrétions de microorganismes, de faible poids moléculaire, réagissent avec le pétrole brut et accélèrent la formation de particules. Cela augmente la corrosivité du carburant.

Les principales perturbations provoquées par une multiplication bactérienne se manifestent par :

- Les vases créés par les bactéries, les levures et les moisissures entraînent le colmatage. Elles ont la capacité de provoquer des blocages considérables des filtres, des lignes de carburants et des injecteurs
 - Le développement des microbes dans les réservoirs à carburants ou dans les systèmes d'alimentation du carburant peut entraîner une corrosion rapide et lourde.
 - La prolifération de bactéries sulfato-réductrices (BSR) dans l'eau et la boue au fond des réservoirs en acier entraîne des corrosions de type pitting. On observe la formation de taches dans le métal.
 - En raison de la croissance des BSR dans les réservoirs à carburants, le carburant devient corrosif et ne respecte pas le seuil de sulfure.
 - La présence de surfactants microbiens provoque la concentration d'eau dans le carburant. Cela le perturbe et engendre des difficultés de séparation entre l'eau et le pétrole.

- En remplissant un réservoir, les microorganismes se retrouvent suspendus dans le carburant, ce qui entraîne l'encrassement des chaînes de distribution et la contamination des équipements en aval (moteurs...).

1.5. Origine de la contamination du pétrole

Les microorganismes qui causent la pollution du pétrole peuvent être obtenus soit par :

- Le processus d'équilibrage de la pression d'air implique l'entrée d'air dans le réservoir, car l'atmosphère renferme une grande quantité de gouttelettes d'eau transportant des microorganismes « Up Stream ».
- Le transport des réservoirs de raffineries, des barges en eau douce, à travers les oléoducs, vers les réservoirs terminaux « Midstream ».
- Injection d'eau à travers les puits qui sont très contaminés par l'eau et les bactéries.

II. LA CORROSION

II.1 Définition :

La corrosion d'un matériau métallique correspond à la détérioration de sa surface en raison d'un ou plusieurs agents agressifs tels que l'oxygène et/ou des composants de l'air (H_2O humide, CO_2 , SO_2 , H_2S , brouillard salin, etc.), un gaz chaud (O_2 , CO , CO_2 , etc.), une solution (acide, basique, sel fondu). [1].

II.2. Quelques formes de corrosion :

Il existe plusieurs formes de corrosion

II.2.1.1. Corrosion généralisée :

La corrosion uniforme correspond à une diminution plus ou moins régulière de la matière sur toute la surface. Dans cette situation, le métal est en état actif. On peut facilement la réguler en utilisant des mesures de perte de poids ou en réduisant l'épaisseur du métal. [2]



Figure I.2. Corrosion uniforme d'une chicane en acier

II.2.2 Corrosion localisée :

Cette corrosion est un phénomène extrêmement risqué car les produits de la corrosion ne sont pas toujours visibles et la perte de poids n'est pas toujours agréable.



Figure I.3: Corrosion localisé.

II.2.3. Corrosion par piqûres :

Le processus de corrosion par piqûres se distingue par une attaque très précise dans certains endroits de la surface, ce qui entraîne des piqûres. Ce type de corrosion est causé par des anions, en particulier les chlorures, sur les métaux qui sont protégés par un film mince d'oxyde. La corrosion par piqûres est particulièrement préjudiciable aux métaux ou aux alliages passivés tels que les aciers inoxydables et les alliages d'aluminium. Ce type de corrosion comporte au moins deux étapes :

- Par amorçage (figure I.5 a) qui se produit lors de la rupture locale de la passivité
- Par propagation (figure I.5 b)



Fig. I.4. Corrosion par piqûres sur la paroi d'une cuve en acier Inoxydable austénitique Cr18- Ni10

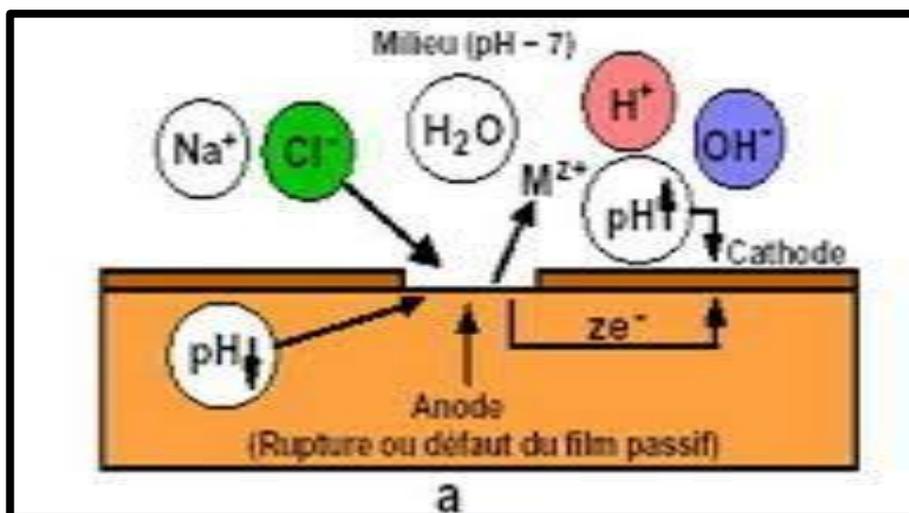


Fig. I.5.a. Schéma du processus de corrosion par piqûres (amorçage)

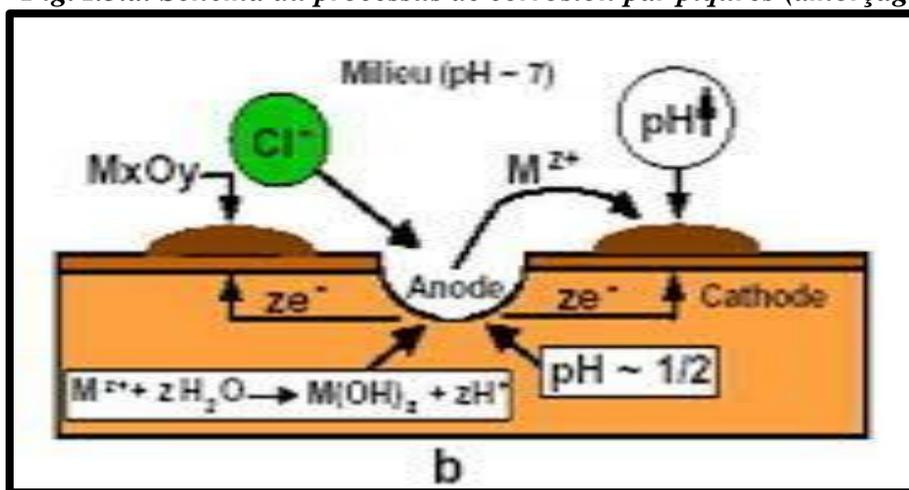


Fig. I.5.b. Schéma du processus de corrosion par piqûres (propagation)

II.2.4. Corrosion caverneuse :

En général, ce genre de corrosion est lié à la présence de petites quantités de solution retenues dans les trous, sous les dépôts, à l'interface des brides et des joints, à l'interface d'un objet tombé dans le fond d'un récipient, etc. Il s'agit d'une agression électrochimique par « aération différentielle » qui se poursuit par une ou plusieurs réactions secondaires (fig. I. 6).

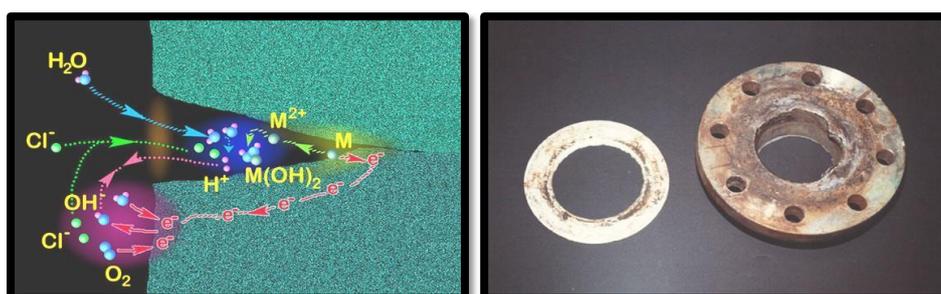


Fig. I.6. Corrosion caverneuse d'un acier allié sous un joint

II.2.5. Corrosion galvanique (bimétallique) :

Ce genre de corrosion est causé par la fusion électrique de deux métaux distincts et placés dans la même solution. Le moins noble (l'anode) se dégrade tandis que le plus noble (la cathode) est préservé. Elle est le résultat de la création d'une pile électrochimique (fig. I.7.a).



Fig. I.7. Corrosion galvanique au niveau d'une zone de brasage entre la brasure Cu-P et le tube en cuivre

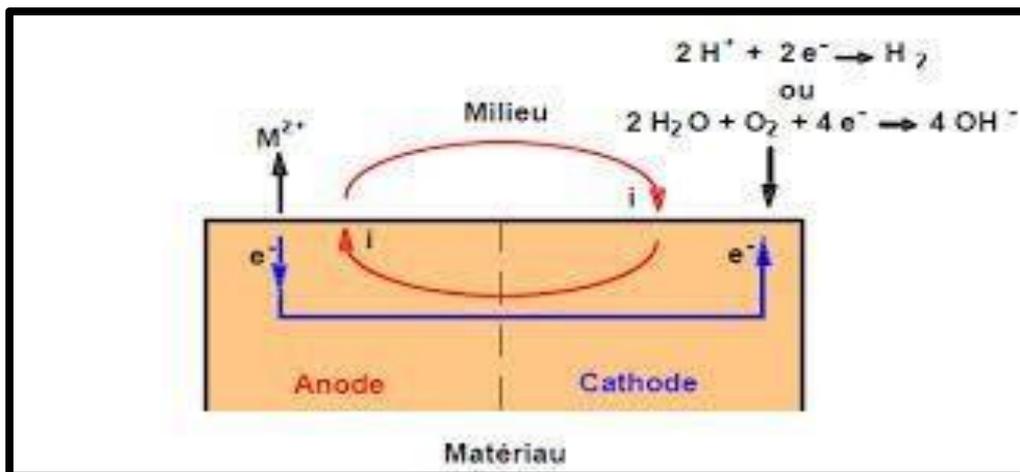


Fig. I.7.a Schéma du processus de corrosion galvanique

II.2.6. Corrosion sous contrainte :

La corrosion sous contrainte est causée par la combinaison d'une contrainte mécanique (résiduelle ou appliquée) et d'un milieu agressif envers le matériau, chacun de ces facteurs n'étant pas capable de causer des dommages à lui seul à la structure. La corrosion de ce genre, qui est particulièrement sournoise et dangereuse pour les installations, se manifeste par la formation de fissures intergranulaires ou transgranulaires dont la direction générale de propagation est perpendiculaire à la contrainte la plus importante. Elle peut provenir de sources résiduelles (cintrage, écrouissage, laminage à froid...), de sources thermiques (dilatation, variation de pression) ou intrinsèques à la fonction de l'installation (câbles de ponts suspendus, structures de soutènement, etc.) (Fig. I.8)

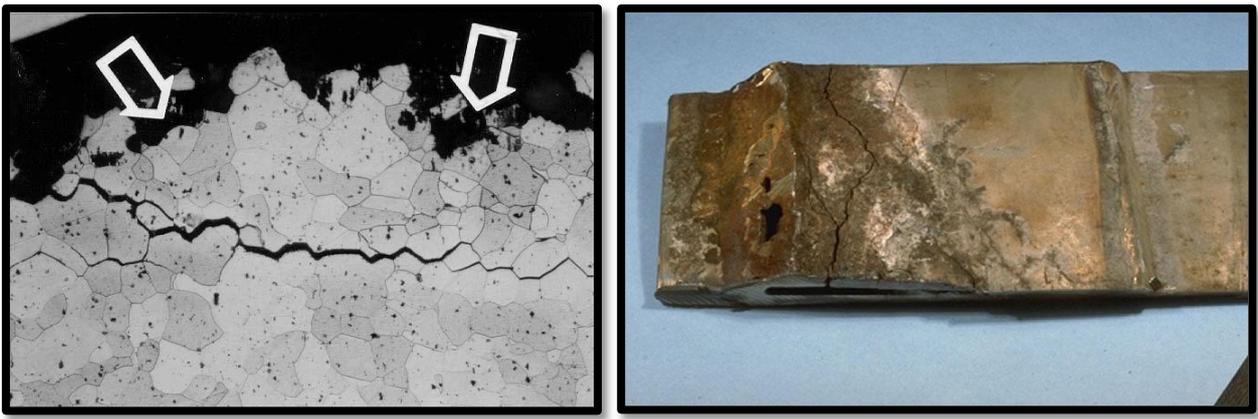


Fig. I. 8. Corrosion sous contrainte : Corrosion sous tension dans une structure soudée d'acier allié (efforts induits par la soudure).

II.2.7. Corrosion intergranulaire :

Dans certains cas, la corrosion localisée très importante se produit dans les joints de grains, tandis que le reste du matériau n'est pas touché. L'alliage se décompose et n'a plus aucun caractère mécanique. On peut expliquer ce type de corrosion par la présence d'impuretés dans le joint ou par l'enrichissement (ou l'appauvrissement) local d'un des composants (Fig. I. 9).

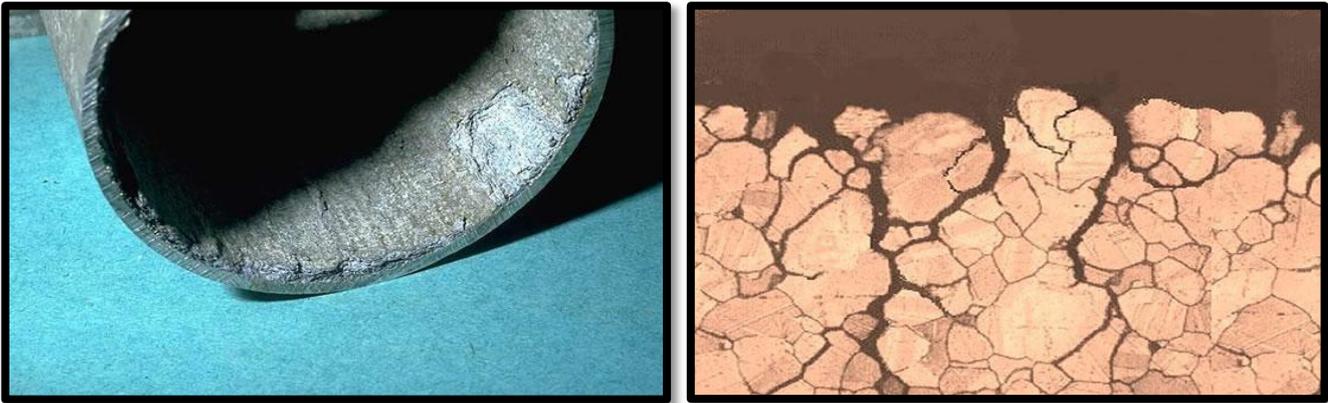


Fig. I. 9 Corrosion feuilletant d'une canalisation en alliage d'aluminium véhiculant de l'eau

II.3. Les différents types de corrosion :

La corrosion peut se développer suivant différents processus qui caractérisent chaque type de corrosion [3]

II.3.1. La corrosion électrochimique :

C'est une dégradation des matériaux et de ses propriétés par des réactions chimiques ou électrochimiques avec l'environnement. Elle est causée principalement par des réactions électrochimiques dont la plus élémentaire, pour le Fer est la suivante :



Si un métal entre en contact avec l'eau, il y a une émission d'ions métalliques dans la solution et une altération de l'interface entre le métal et la solution, entraînant la formation de produits de corrosion et un dégagement de gaz. Les différentes caractéristiques du matériau, le pH, la composition de la solution et la température accélèrent le processus de corrosion électrochimique. [4]

II.3.2. Corrosion Microbienne

II.3.2.1. Définition des bactéries sulfato-réductrices :

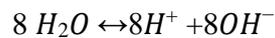
Les sulfates sont utilisés par les bactéries anaérobies comme accepteur terminal d'électrons. Ces bactéries combinent l'oxydation d'un matériau organique qui donne de l'électron avec la transformation des sulfates en sulfure. La plupart des eaux de fonds sont fréquemment observées, avec des dimensions de 0.4μ à 0.6μ de largeur et de 1.5μ à 3μ de longueur, ce qui explique leur passage à travers les filtres à sable.

Malgré l'anaérobiose des bactéries sulfate-réductrices, elles ont les possibilités de survivre en présence d'oxygène libre. la zone de pH qui est la plus favorable à leur prolifération est située entre 5.5 et 9.5. La température optimale de croissance est variable d'une souche à l'autre.

En générale une modification brusque du milieu qui leur est favorable arrête leur développement. Au contraire des variations progressives de la température, du pH ou de la salinité permettent leur adaptation.

II.3.2.2. Mécanisme de corrosion par les bactéries sulfate-réductrices :

- Ionisation d'eau :



- Corrosion anodique de fer :



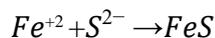
- Formation d'hydrogène à la cathode :



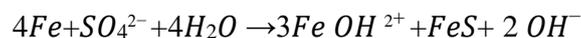
- Absorption d'hydrogène par la cathode :



- Réaction anodique secondaire :



- Equation bilan :



La dépolarisation de la cathode par les bactéries consommatrices d'hydrogène, comme les BSR, est le principal mécanisme de corrosion. Le processus de consommation implique l'utilisation d'une enzyme appelée hydrogénase, qui joue le rôle de catalyseur biologique et permet aux bactéries d'utiliser l'énergie de la corrosion pour stimuler leur métabolisme.

Les bactéries sulfato-réductrices peuvent provoquer la corrosion de deux manières différentes

La corrosion électrochimique augmente en raison de la consommation de l'hydrogène produit. Dommage causé par l'hydrogène sulfuré.

Cela entraîne une corrosion localisée par piqûres ou la formation de H₂S qui entraînera la formation de dépôts de sulfure de fer (FeS).

Ainsi, le colmatage de la formation se produira non seulement en raison du volume des cellules, mais principalement en raison des produits de la corrosion. [6,7]



Aux niveaux de station Z14

aux niveaux de station w1c

Fig. I.10. Corrosion bactérienne

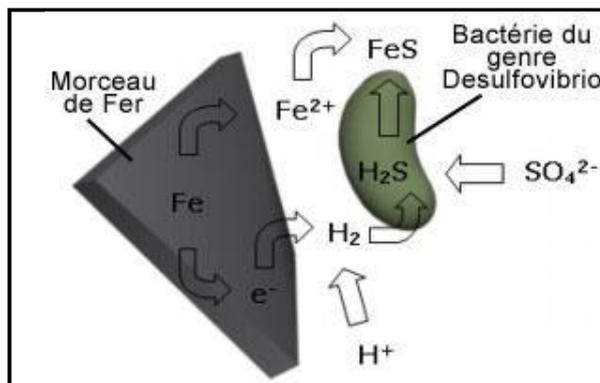


Fig. I.11. Schéma présentant la corrosion dans des conditions anaérobies provoquées par des bacilles du genre Desulfovibrio

II.3.3. Corrosion chimique :

C'est une réaction purement chimique entre la surface d'un matériau et un gaz ou un liquide qui ne possède pas d'éléments électrolytiques. Par exemple, une corrosion chimique se produit lorsque l'acier ordinaire est oxydé à haute température par l'oxygène de l'air. [5]



Fig. I.12. Corrosion chimique : Cuivre et acier noir dans une installation

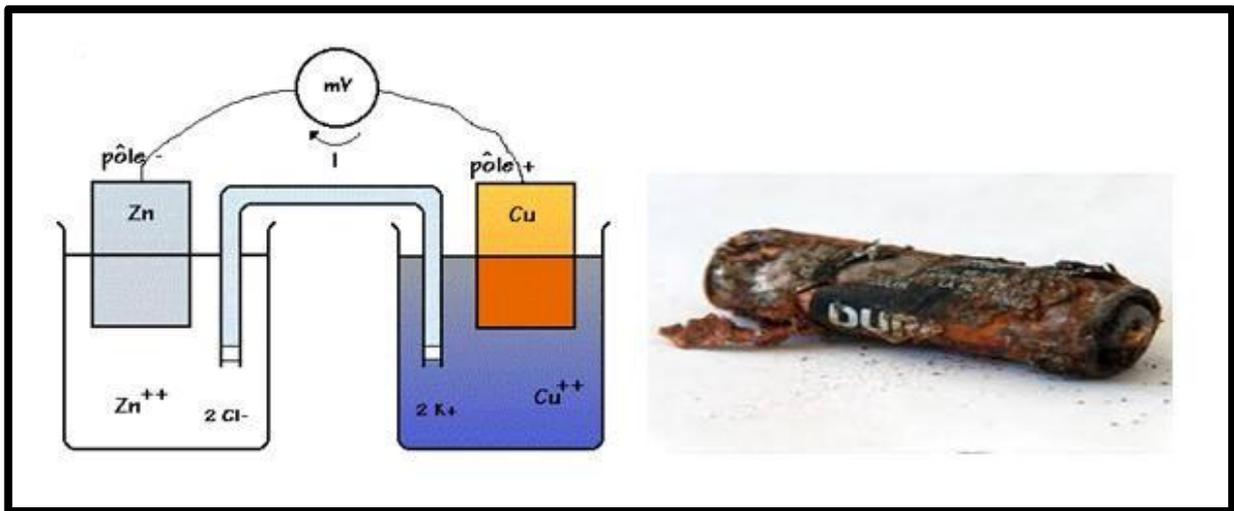


Fig. I.13. Corrosion électrochimique

II.4. Les facteurs de la corrosion :

Les phénomènes de la corrosion dépendent d'un grand nombre de facteurs et ils peuvent être classés en quatre groupes principaux (**tableau I.2**).

Tableau I.2 : Principaux facteurs de corrosion.

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

La température et le **pH** ont une influence directe sur la vitesse de corrosion, et une influence indirecte à travers la phase aqueuse (eau de condensation, eau de production). Les conditions de flux, le film formé à la surface du métal et la pression ont une influence directe à travers la pression partielle du CO₂ [8]

II.4.1 Effet de la température :

Les phénomènes de corrosion sont généralement accélérés par l'augmentation de la température, car elle réduit les domaines de stabilité des métaux et accélère les cinétiques de réactions et de transport. Cependant, l'importance de son impact varie en fonction du milieu corrosif dans lequel le matériau se trouve. [9].

II.4.2 Effet de l'acidité :

Le matériau est susceptible de se corroder en fonction du pH de l'électrolyte. Lorsque la solution contient une concentration élevée de protons, cela accroît l'agressivité du milieu, ce qui altère les équilibres des réactions chimiques et électrochimiques. La corrosion s'accroît lorsque le pH du milieu diminue. [9].

II.4.3 Régime hydrodynamique :

Les réactifs sont transportés vers l'interface et les produits de réaction vers l'électrolyte, ce qui entraîne une modification de la cinétique des réactions électrochimiques en modifiant la concentration des espèces.

Donc la possibilité d'équilibre. Les vitesses de réactions sont déterminées par les conditions hydrodynamiques qui régulent le transport de matière en créant une couche limite de diffusion des espèces, connue sous le nom de couche de Nernst. C'est pourquoi l'agitation de l'électrolyte est importante lors des essais de corrosion en laboratoire. [9].

II.4.4 La salinité :

Les chlorures, qui sont souvent responsables de corrosions localisées, ont des effets complémentaires lorsqu'elles sont présentes en solution. D'une part, leur concentration locale provoque une acidification du milieu, tandis que d'autre part, la salinité a un impact sur la conductivité de l'eau. [5].

II.5 Lutte contre la corrosion :

II.5.1 La protection électrochimique :

Son objectif est d'intervenir de façon maîtrisée sur les réactions d'oxydation et de réduction qui se produisent lors de la corrosion. Effectivement, cette approche implique d'appliquer une pression suffisamment basse sur le métal un potentiel afin de réduire considérablement la vitesse de corrosion, voire à nulle.

ON DISTINGUE DEUX METHODES DE PROTECTION [10] :

- La protection cathodique ;
- La protection anodique.

II.5.2 Protection cathodique :

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

1) Protection par anode sacrificielle :

Son utilisation se limite aux équipements pétroliers tels que les bacs de stockage, ainsi qu'à un environnement extrêmement agressif, mais elle est très onéreuse.

2) Protection par courant imposé :

Ce procédé est connu sous le nom de protection par soutirage, qui implique de connecter le pôle négatif d'une source à courant continu à une pièce conducteur (métal) enterrée à une certaine profondeur. La plus couramment employée dans les équipements pétroliers, que ce

soit les pipelines.

Selon la surveillance et le contrôle du potentiel du courant ainsi que de la résistance du déversoir (puits d'anode) pour les structures protégées telles 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.

3) La protection anodique :

Cela implique d'augmenter la tension entre le métal et le milieu afin de le faire pénétrer dans sa zone de passivation. Elle concerne les métaux qui peuvent être passivés, avec un potentiel de corrosion dans le domaine actif. [11]

II.5.3 Protection par revêtement :

a) Les revêtements métalliques :

Parmi les diverses techniques employées pour combattre la corrosion, on retrouve la protection par des revêtements en métal. Ils sont généralement utilisés pour préserver l'acier, en particulier contre la corrosion atmosphérique. [12]

b) Revêtement non métallique :

Les peintures et les matières plastiques sont principalement concernées. [13]

c) Traitement des surfaces par voie chimique :

Les traitements chimiques de surface entraînent une modification chimique des surfaces des métaux afin de leur donner une résistance accrue à la corrosion. Lorsqu'une pièce d'acier est trempée dans un bain d'acide phosphorique, du phosphate de fer se forme à sa surface.

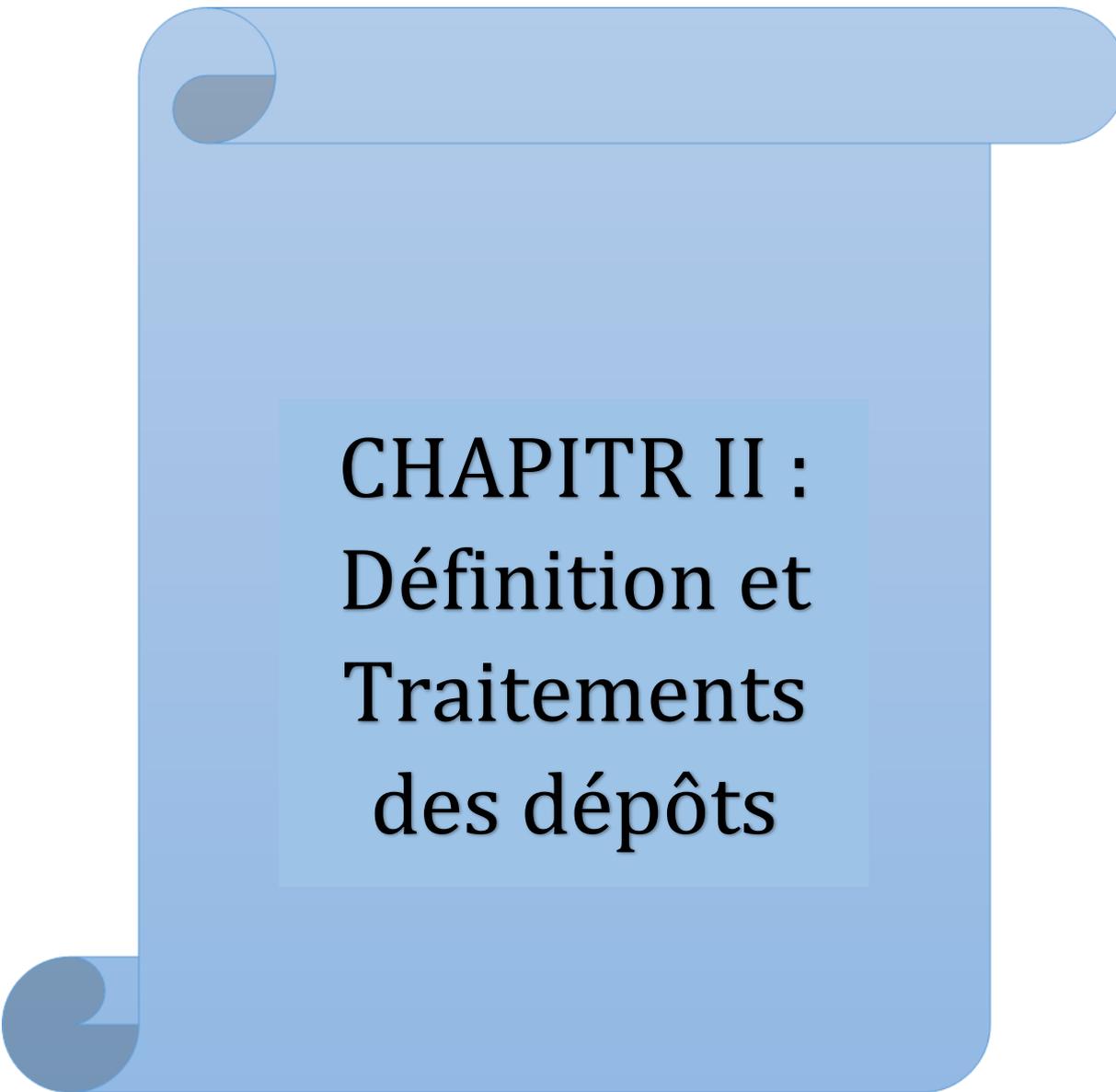
II.5.4 Protection par modification de l'état électrique du système :

Protection par les inhibiteurs

Un inhibiteur de corrosion est une substance chimique qui, lorsqu'elle est ajoutée à une faible concentration dans un milieu corrosif, ralentit ou arrête la corrosion d'un métal dans 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. [14]



CHAPITR II :
Définition et
Traitements
des dépôts

I. Généralités sur les dépôts

1. Formation de dépôt :

Avant le forage, les minéraux des eaux d'injection sont dissouts et équilibrés avec ceux qui composent la roche réservoir dans le puits. Ce n'est qu'au moment du forage et de l'exploitation du puits qu'ils peuvent se précipiter dans le réservoir (sous forme de dépôts ou de tartre), en raison des changements dans les conditions thermodynamiques (T, P et PH).

On entend par précipitation la formation par réaction chimique d'une espèce peu soluble dans le solvant où la réaction se produit. Si la sur saturation (concentration en soluté supérieure à sa solubilité) est très élevée, cela ne se produit pas. [15]

Il existe deux genres de dépôts au niveau de l'anneau d'huile :

2. Dépôts organiques :

Plus généralement, les dépôts organiques se rencontrent dans l'ensemble des puits, y compris le tubing et les perforations.

- Les paraffines et cire, fractions lourdes des HC paraffinées.
- Les asphaltées et résines d'HC naphénique et aromatiques.

3. Les dépôts organiques rencontrés dans les puits pétroliers :

Parmi ces dépôts on a :

- ✚ **Les paraffines** : sont des dépôts cristallins se solidifiant jusqu'à -20°C. Ces dernières sont constituées d'hydrocarbures lourds contenant de 10 à 40 atomes de carbone
- ✚ **Les asphaltées** : le pétrole est composé de composés foncés (brun noir), durs et cassants, qui forment la partie lourde. Ils ne se dissolvent pas dans le pentane ordinaire, l'heptane ordinaire et se dissolvent dans les solvants aromatiques tels que le benzène, le toluène, etc. On les définit comme des hydrocarbures aromatiques amorphes de structure. On les retrouve dans le pétrole brut en tant que particules colloïdales dispersées. [16]



Figure. II.1. Schéma d'un dépôt d'asphaltènes [16]

Tableau.II.1. Analyse élémentaire des asphaltènes.[16]

Composition élémentaire	Poids (%)
C	82 +/- 3%
H	8.1 +/- 0.7%
N	0.6 - 3.3%
S	0.3 – 10.3%
O	0.3 – 4.3%
V	1 – 1200(PPM)
NI	1 – 150(PPM)

➤ **Caractérisation des asphaltènes**

- Composés aromatiques complexes dont la formule chimique est : $C H N S O$ + métaux.
- Masse moléculaire élevée.
- Insoluble dans le n-alcane.
- Soluble dans les solvants aromatiques (benzène et toluène).

4. Localisation des dépôts organiques

Les dépôts peuvent se produire sur les puits, les tubings, les installations de surface, ou dans les équipements de la raffinerie utilisés pour le traitement du pétrole brut

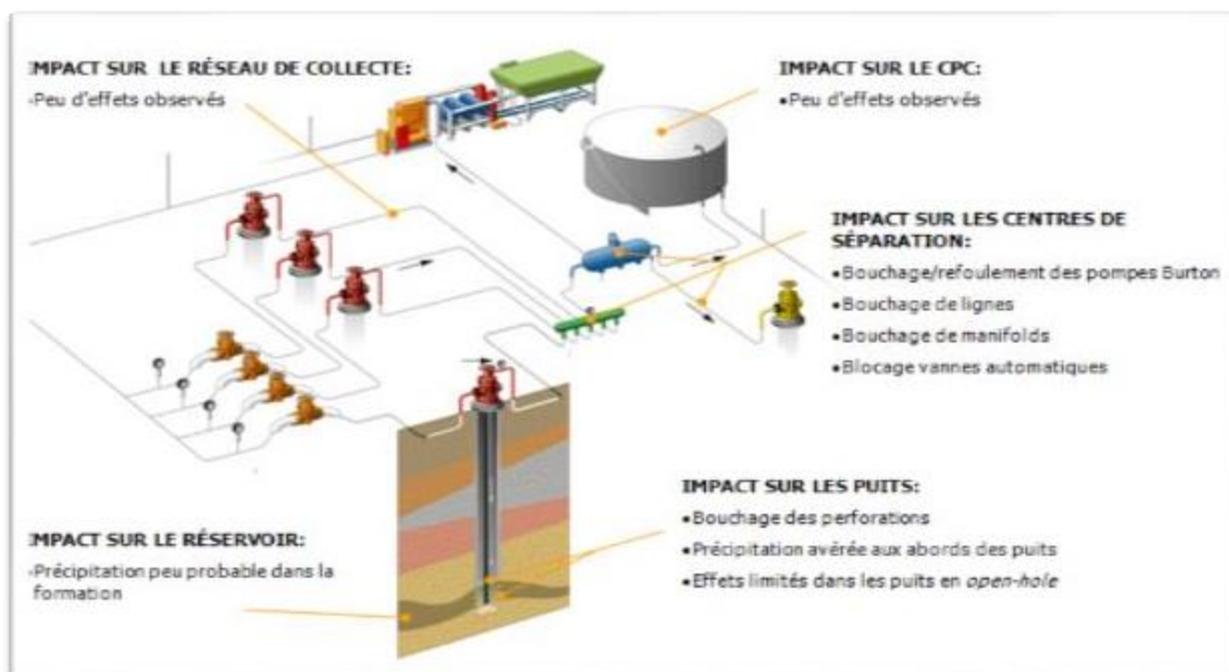


Figure.II.2. Localisation des dépôts organiques [16]

5. Conditions de floculation de dépôts organiques

Le mécanisme de floculation est très complexe et dépend de plusieurs facteurs. Ces facteurs sont les suivants :

- ✓ Changement des conditions thermodynamiques (la température et / ou la pression suffisamment basse) et la composition de l'huile.
- ✓ Pendant la production, le mouvement d'huile au sein de la matrice à travers le sable peut

Produire un champ électrique (potentiel), et cela semble être responsable de la formation des Dépôts

- ✓ L'injection de CO utilisé pour améliorer la productivité
- ✓ L'eau de formation et d'injection.

6. Les problèmes de dépôts organiques

L'un des problèmes les plus courants liés à la production de pétrole brut est la formation de dépôts organiques. Ses effets incluent la détérioration des réservoirs, la diminution de la productivité des puits de pétrole et le bouchage des tubes et des installations de production. Ces problèmes de déposition surviennent non seulement lors de l'utilisation d'huiles lourdes contenant un taux élevé d'asphaltènes, mais également lors de l'utilisation d'huiles à faible teneur en asphaltènes.

On peut résumer ces problèmes dans les points suivants :

- Réduction de la perméabilité de la formation.
- Réduction de la productivité des puits.
- Bouchage des canalisations de transport.
- Bouchage de tubing la figure
- L'endommagement des équipements.



Figure.II.3. Dépôts des Asphaltènes [17]

II-Le traitement des dépôts organiques :

Afin de résoudre ce problème qui entraîne une perte économique considérable dans le secteur pétrolier, différentes solutions curatives sont mises en place dans le secteur pétrolier de Haoud Berkaoui, parmi lesquelles se trouvent :

➤ **Traitement mécanique par grattage**

Cette méthode consiste à racler périodiquement les parois internes des tubes de production par l'opération de (Wireline) à l'aide d'un gratteur.

Mais cette opération est parfois difficile et elle a des inconvénients tels que la répétition d'intervention et la rupture du câble. Le traitement se fait avec grattage et ramonage en utilisant les outils suivants :

- Outils wire-line standards comme: Socket, Jars, Stem and bit.
- Asphaltene et paraffine "Coupeur" ou "Couteau".
- Asphaltene et paraffine "Crochet".



- Figure.II.4. Gauge Cutter (outil wire line).[17]

➤ **Traitement Chimique**

Dans cette approche, on injecte un solvant dans le puits. Le reformat, le disulfure de carbone, le benzène, le toluène, le xylène et les solvants chlorés sont les solvants les plus couramment employés.

✚ **Disulfure de carbone :**

C'est l'un des solvants les plus efficaces, mais son utilisation présente des risques. Il présente une toxicité, une explosivité avec un point d'inflammabilité de -22°F (-30°C) et une température d'auto-inflammation de 212°F (100°C).

✚ **Solvants chlorés :**

Ils sont d'excellents solvants, mais ils endommagent le catalyseur utilisé dans le procédé de raffinage et sont représentés des dangers pour la santé.

✚ **Benzène :**

Il est un excellent solvant, mais extrêmement inflammable et cancérigène.

✚ **Xylène et le toluène :**

Ils sont également de très bons solvants. Ils atteignent rapidement leur point de saturation et ne peuvent plus se dissoudre.

✚ Reformat :

Il s'agit du solvant le plus couramment employé, il est abordable pour traiter les dépôts organiques dans le champ de Haoud Berkaoui. Plusieurs puits ont été testés pour son efficacité et ont obtenu de bons résultats après le traitement. Cependant, leur emploi présente un grand risque (densité = 0,778 point d'inflammabilité à -5°C). [17]

Tableau II.2. La composition du Reformat

Composés	Pourcentage en poids
Paraffine	42 %
Naphtène	5%
Aromatique	53%

III. Dépôts minéraux :

Les sels proviennent des eaux produites simultanément avec le pétrole, qui peuvent être issues soit de l'aquifère situé à la base du gisement pétrolier, soit de la roche réservoir elle-même qui peut en retenir des quantités considérables. En général, ces eaux contiennent une grande quantité de sels, parfois jusqu'à saturation. Le chlorure de sodium constitue le sel principal, mais il est toujours accompagné, en quantités très variables, de sels de calcium, de potassium, de magnésium, de baryum, de strontium, sous forme de sulfates, de carbonates, de bicarbonates, de chlorures, d'iodures et de bromures. [17]

III-1 Les sels rencontrés dans les puits pétroliers :

Tableau.II.3. Les dépôts de sels aux champs pétroliers

Nom chimique	Formule chimique	Nom minéral
Chlorure de sodium	NaCl	Halite
Carbonate de calcium	CaCO ₃	Calcite
Carbonate de fer	F _e CO ₃	Siderite
Sulfite de fer	F _e S	Trolite
Oxyde de ferreux	F _e 2O ₃	Hematite
Oxyde ferrique	F _e 3O ₄	Magnetite
Sulfate de calcium	CaSO ₄	Anydrite
Sulfate calcium hydrate	CaSO ₄ . 2 H ₂ O	Gypse
Sulfate de baryum	BaSO ₄	Parite
Sulfate de strontium	S _r SO ₄	Selstite

✚ *Chlorure de sodium (NaCl) :*

La présence de 350 g/l de chlorure de sodium dans certaines eaux de formation peut être si proche de la saturation qu'une variation de température très faible ou une évaporation d'eau faible due à la chute de pression entraîne une importante précipitation de NaCl.

Les producteurs sont moins affectés par les dépôts de sel, car la solubilité du chlorure de sodium est suffisamment élevée pour qu'une simple injection d'eau douce empêche la formation de ces dépôts. [18]



Figure.II.5. Dépôt de Sels NaCl [8]

✚ *Carbonate de calcium (CaCO₃):*

La précipitation du sel est conditionnée par l'équilibre entre les carbonates et les bicarbonates, selon l'équation :



Une chute de pression favorise le dégagement de CO₂, déplace l'équilibre dans le sens 1 et entraîne la précipitation du CaCO₃ insoluble.

L'acidification est la méthode la plus courante, mais il est important de se prémunir contre les risques de corrosion qui peuvent survenir ; Quand ces problèmes sont considérables, il est fréquent d'utiliser des produits chimiques pour lutter contre les dépôts. [18]



Figure.II.6. Carbonate de calcium (CaCO_3) [18]

✚ *Sulfate de calcium (CaSO_4) :*

Il s'agit d'un sel plutôt soluble (environ 2 g/l), mais la présence d'une concentration proche de sa limite de solubilité peut entraîner des dépôts durs et incrustants. La formation de CaSO_4 est principalement due à la diminution de la pression des effluents lors de leur remontée en surface. Cela entraîne une évaporation partielle de l'eau, ce qui entraîne une sursaturation du sulfate de calcium, ce qui entraîne une précipitation rapide par la suite.

Enfin, le précipité peut se former par incompatibilité de deux eaux. [18]



Figure.II.7. Sulfate de calcium (CaSO_4) [18]

✚ *Sulfate de strontium ($SrSO_4$) :*

La solubilité de ce produit est bien inférieure à celle du sulfate de calcium et il présente, comme lui, une diminution ionique de la solubilité pour la température.

La formation de précipitations de $SrSO_4$ peut être causée par l'évaporation de l'eau, l'augmentation de la température ou le mélange d'eaux différentes. Il est pratiquement impossible d'attaquer les dépôts de $SrSO_4$, même par les acides. [18]

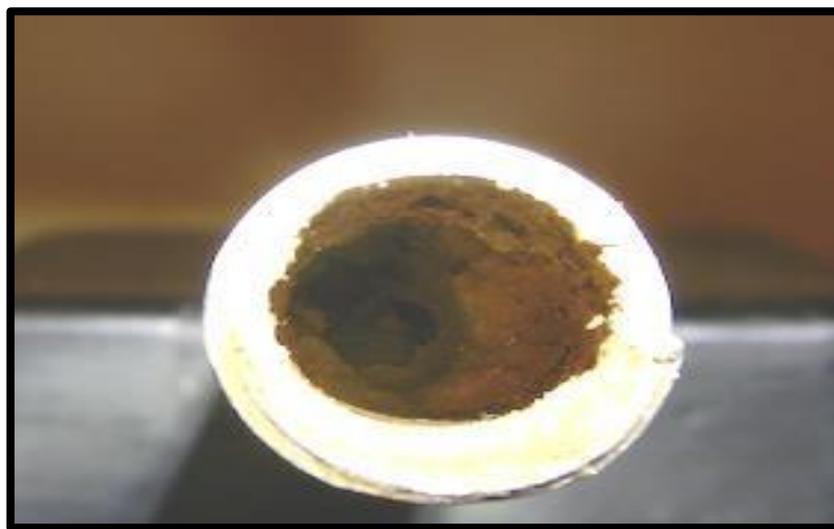


Figure.II.8. Sulfate de strontium ($SrSO_4$) [18]

✚ *Sulfate de baryum ($BaSO_4$) :*

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 de baryum et être exposées à des eaux de lavage ou de maintien de pression qui renferment des ions de sulfates.

Le dépôt de sel le plus problématique réside dans les limites de solubilité très basses et la dureté et la compaction des dépôts.

Le sulfate de baryum (par exemple) est cent fois plus soluble que le sulfate de calcium. Cependant, la capacité de $BaSO_4$ à se dissoudre augmente en fonction de la force ionique de l'eau.

Le précipité peut être coagulé par un excès d'ions de sulfate, tandis qu'un excès d'ions de

baryum peut le disperser.

Le niveau de saturation joue un rôle crucial dans la régulation de la vitesse de cristallisation du sulfate de baryum. À mesure que le niveau de sursaturation augmente, la précipitation devient plus rapide.



Figure.II.9. Sulfate de baryum ($BaSO_4$) [18]

III-2 Conditions de formation des dépôts :

La saturation de l'eau peut être causée par divers facteurs, tels qu'un échange d'ions dans la roche. Quoi qu'il en soit, le décalage de pression entre le gisement et le fond du puits entraîne une évaporation partielle de cette eau, qui se sature et libère des cristaux.

Certains ont suggéré d'expliquer cela en utilisant les charges électriques. La charge électrique des gouttelettes d'eau contenant les germes cristallins doit être positive et leur constant diélectrique doit être supérieure à celle du brut dans lequel elles se trouvent. La présence des argiles entraîne une charge négative sur la roche, tout comme les courants d'écoulement dans les tuyaux qui la portent à un potentiel négatif. C'est pourquoi on s'attire et se fixe sur les aspérités. Les cristaux qui ont leur propre polarité sont captés à la fois par l'électricité et par la mécanique. Leur développement est ensuite simple à élaborer. [19]

✚ Influence des divers paramètres :

✓ TEMPERATURE :

En général, une augmentation de la température a un impact considérable sur la solubilité, mais il y a des exceptions telles que le CaCO_3 et le CaSO_4 qui sont moins solubles [19]

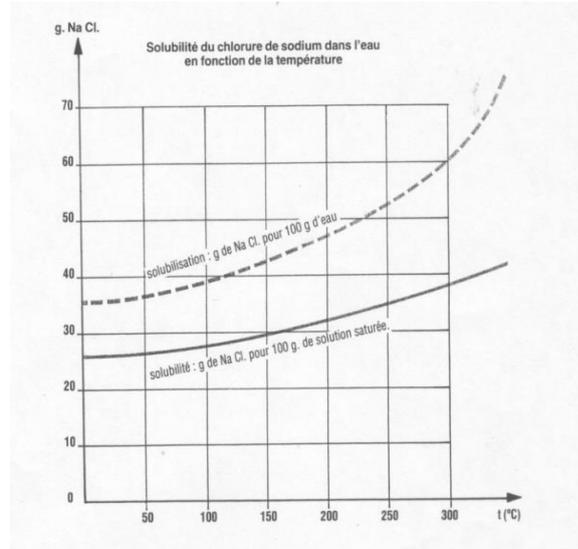


Figure.II.10. Solubilité NaCl dans l'eau en fonction de T

✓ PRESSION :

La pression a généralement peu d'impact sur la solubilité des sels, mais dans certains cas, les variations de pression entraînent des fluctuations de la concentration en gaz dissout, ce qui entraîne des déplacements d'équilibre qui peuvent modifier les conditions de précipitation.

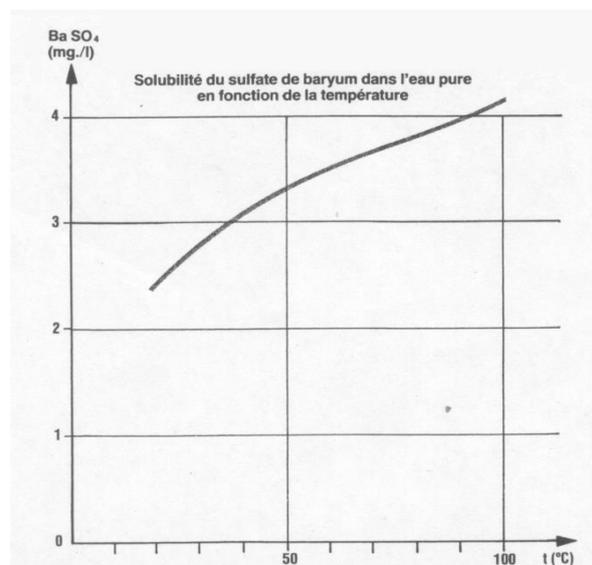


Figure.II.11. Solubilité BaSO_4 en fonction de T. [19]

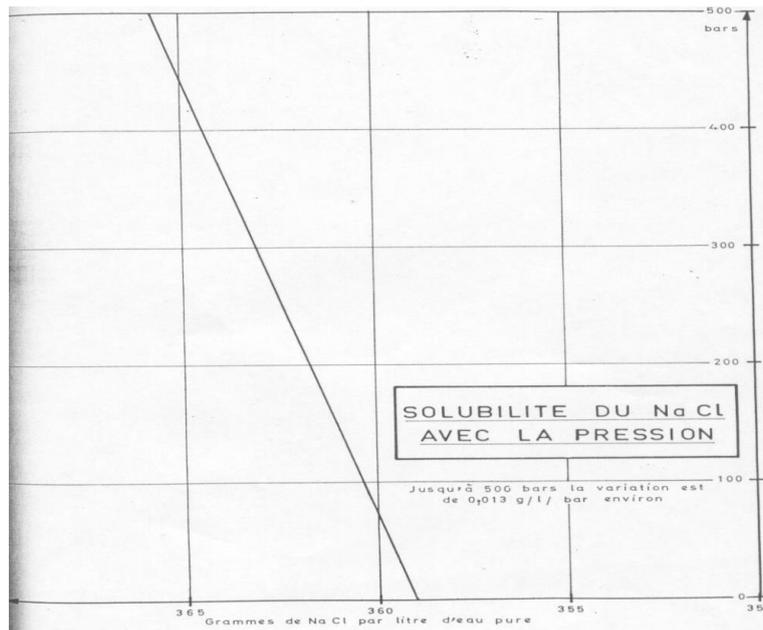


Figure.II.12. Solubilité du Na Cl avec la pression [19]

✓ **SALINITE :**

En ce qui concerne les solutions diluées, il est possible d'assimiler les activités des différents ions présents à leurs concentrations. La présence d'ions rapprochés dans des eaux chargées en sels entraîne des interactions électrostatiques significatives entre eux. L'effet est d'autant plus marqué que le nombre et les charges des ions en présence sont élevées. Il est caractérisé par la force ionique, qui est la somme des concentrations de chacun des ions multipliés par les carrés de leurs charges :

$$1- \mu = \frac{1}{2} \sum C_i Z_i^2$$

μ : Force ionique de la solution.

C_i : Concentration de chacun des ions

Z_i : Valence de chacun des ions

Les ions sont plus visibles lorsque la force ionique de la solution est élevée, ce qui entraîne une augmentation de la solubilité d'un sel par ajout d'un autre sel, à condition que les deux sels cohabitants ne contiennent pas d'ions communs

Tableau.II.4. Constantes des produits de solubilités de quelques dépôts fréquents à HBK

Nom du dépôt	Produit ionique	Constante de Produits de solubilité à 25°C KS
BaSO₄	[Ba ²⁺]. [SO ²⁻ ₄]	1, 1.10 ⁻¹⁰
Ca SO₄	[Ca ²⁺]. [SO ²⁻ ₄]	6,1.10 ⁻⁵
SrSO₄	[Sr ²⁺]. [SO ²⁻ ₄]	2,8.10 ⁻⁷
Ba CO₃	[Ba ²⁺]. [CO ²⁻ ₃]	8,10 ⁻⁹
CaCO₃	[Ca ²⁺]. [CO ²⁻ ₃]	4,8.10 ⁻⁹
Mg CO₃	[Mg ²⁺]. [CO ²⁻ ₃]	1,0.10 ⁻⁵

IV- Etapes de formation de dépôts :

IV.1 Sursaturation :

La précipitation des sels est principalement favorisée par la concentration de la solution. Une fois que la solution est saturée, la précipitation se produit. La taille des microcristaux augmente au fil du temps.

IV.2 Germination :

L'émergence des cristaux de la phase en question dans une solution qui n'en avait pas. Il existe également deux types de germination : homogène et hétérogène.

a) Germination homogène :

Au sein de la solution, les cristaux se manifestent sans avoir de contact spécifique avec les parois du cristalloïde ou toute autre particule solide.

b) Germination hétérogène :

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

IV-3 Croissance cristalline :

Les facteurs cinétiques qui influencent l'avancement des faces sont influencés par le milieu de croissance de diverses façons. En général, plus les complexes formés par les molécules de soluté avec les composants de la solution sont stables, plus la cinétique de croissance est basse [20].

V- Conséquences de la formation des dépôts

Les conséquences de l'entartage sont : [21]

- Réduction des échanges thermiques, ce qui entraîne une hausse 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..)
- Réduction de la perméabilité (restriction des sections de passage dans la roche réservoir) entraînant une diminution de l'écoulement des hydrocarbures.
- Le développement des dépôts entraîne des investissements considérables pour la réparation et workover des équipements du fond des puits producteurs et injecteurs.

Le colmatage de la roche réservoir qui entoure les puits producteurs

VI- Localisation des dépôts minéraux

Globalement, et surtout pour le chlorure de sodium (le sel le plus fréquent dans l'anneau d'huile), la solubilité évolue dans le même sens que la température et la pression. Il est donc légitime de supposer que les cristallisations de sel se produisent principalement dans les zones où la température et/ou la pression baissent considérablement : le passage du réservoir au puits, le passage du point de bulle, les installations de surface....

Effectivement, pour que des dépôts soient possibles, il est nécessaire que les conditions locales soient également 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.
- La vitesse d'écoulement modérée permet les dépôts des cristaux une fois qu'ils ont atteint une certaine taille.

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

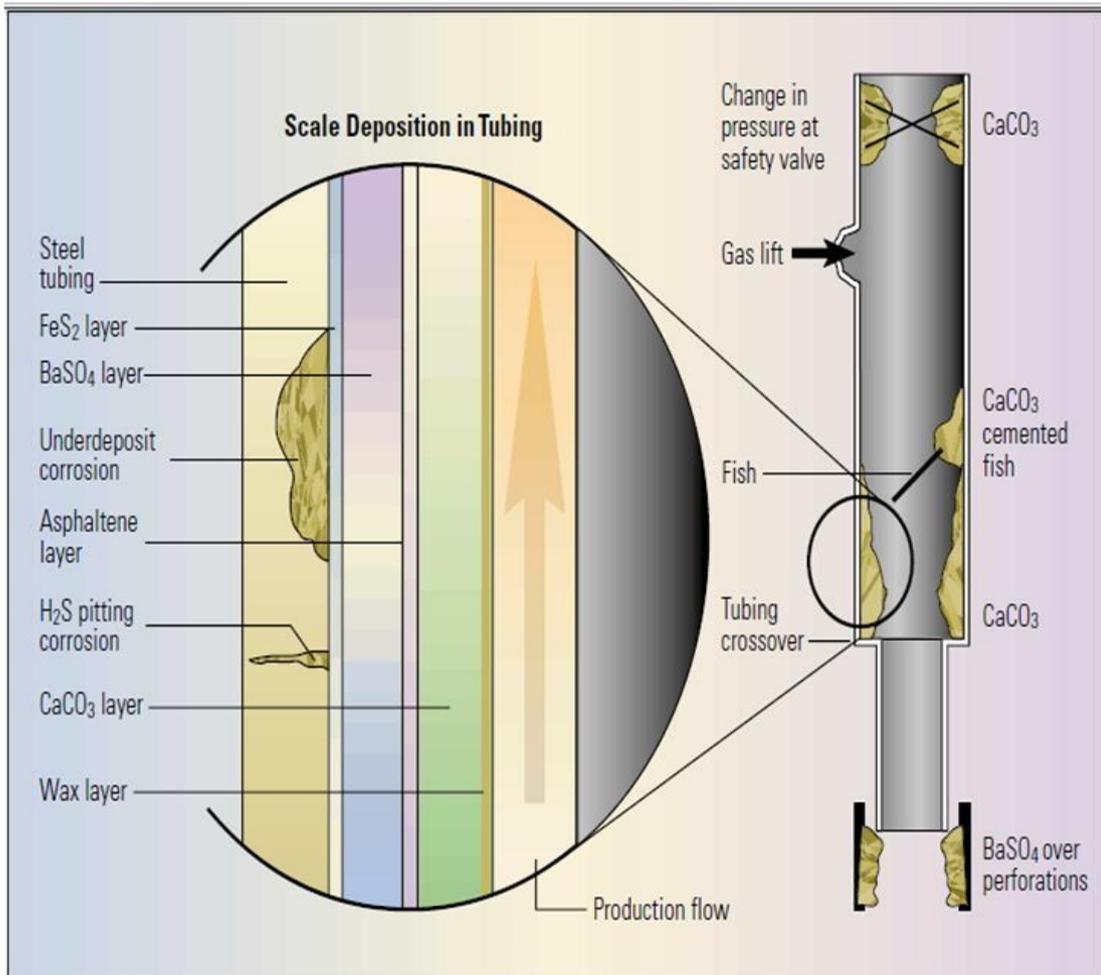


Figure.II.13. Localisation des dépôts

VII. La lutte contre la formation des dépôts par l'utilisation des inhibiteurs Définition des inhibiteurs de dépôts :

Les inhibiteurs sont classés en fonction de leurs fonctions chimiques ou de leurs structures. Dans l'industrie pétrolière, la majorité des inhibiteurs, principalement des molécules ou des petites macromolécules hydrosolubles, sont des composés phosphatés, organiques ou inorganiques, qui sont à la fois dispersants des germes de dépôt en formation et stabilisateurs des germes formés, en empêchant leur croissance par agrégation d'autres cristaux. Différents types de produits actifs sont disponibles : [22]

- Les phosphates [groupements (PO_4^{3-}) ou les phosphorâtes [groupements (PO_3H_2)], dont le représentant le plus fréquemment utilisé est le DTPMP (acide diéthylènetriamine penta (méthylène phosphorique)], entravent la croissance.

- Les polyacrylates ou les poly électrolytes avec des fonctions sulfurâtes sont

aussi souvent utilisés et jouent le rôle d'inhibiteurs de croissance et de dispersant.

Cependant, en fonction de la localisation du gisement, les réglementations locales en vigueur peuvent contraindre à l'utilisation d'autres types de substances telles que des polymères organiques biodégradables.

✚ Traitements par inhibiteurs

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 nucléus 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.II.14. (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.II.14. (b)). [23]

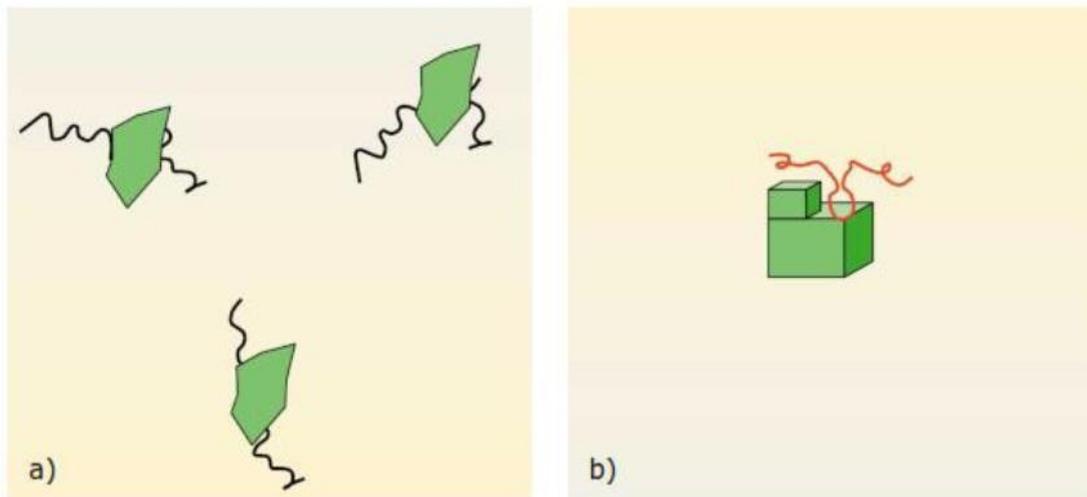


Figure.II.14.1. (a) dispersion des nucléus formés et (b) stabilisation des dépôts en croissance

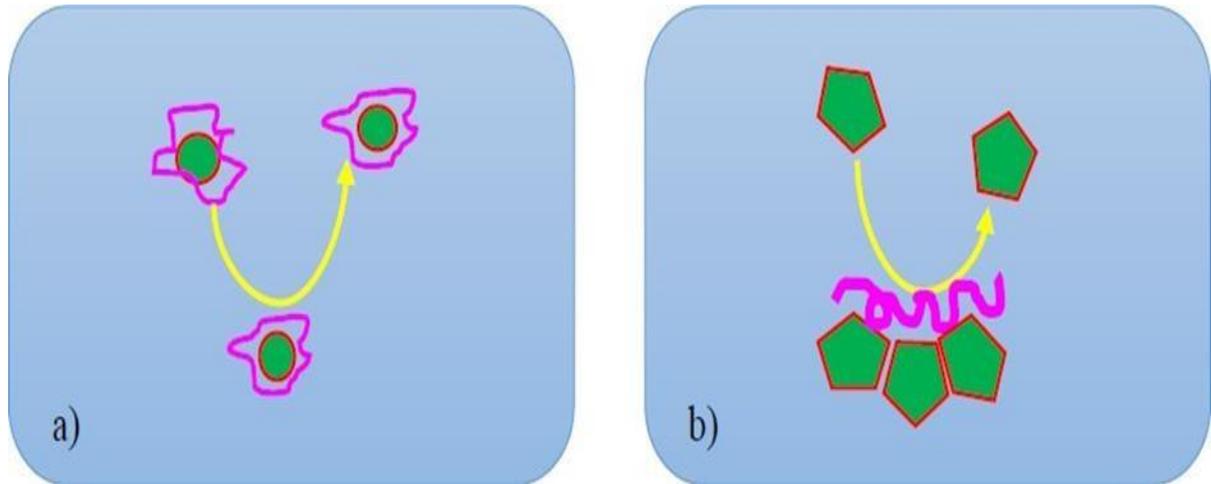


Figure II.14.2. (a) dispersion des nucléus formés et (b) stabilisation des dépôts en croissance

VII.1 Procédés 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.

VII.2 Mode d'action des inhibiteurs

Leur action sélective sur les sites de croissance des cristaux est de les ralentir et de les déformer. Cela entrave le développement du cristal, ce qui réduit la quantité de dépôt sur les surfaces à protéger. En déformant la structure du cristal, l'adhérence du solide ainsi formé diminue, ce qui aide à diminuer l'incrustation.

Ce mécanisme d'action diffère de la complexation qui requiert une proportion stœchiométrique d'inhibiteur avec les ions calcium. [24]

VII.3 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 :

Les polyphosphates ont une inhibition particulièrement efficace pour des pH de 8 à 10. Ce genre d'additif ($P_{O_4}^{3-}$) agit en complexant les ions Ca^{2+} présents dans l'eau, ce qui nécessite une ajout de quantités relativement importantes pour éviter l'entartrage. De plus, ce genre d'inhibiteur a également le désavantage de ne pas être efficace à des températures élevées. [25]

✚ Les polyphosphonates :

Les polyphosphonates, dans leurs différentes formes, sont également couramment employés pour inhiber le tartre. On les distingue par un ou plusieurs ensembles d'acides phosphoriques ($--PO_3H_2$). Les liaisons P-C-P ou P-C-N-C-P présentes dans ces composés sont plus stables que les liaisons P-O-P des phosphates condensés. Plus les chaînes sont courtes, plus leur adsorption est élevée et donc plus l'inhibition du tartre est efficace. Certains phosphonates sont cependant défavorables, car ils se décomposent en orthophosphates en présence des biocides oxydants chlorés. On considère généralement les polyphosphonates comme des anti-dépositaires de $CaCO_3$ et $CaSO_4$. Les phosphonates sont efficaces car ils forment un phosphonate de calcium en interaction avec les ions Ca^{2+} et se précipitent sur les cathodes.

✚ Les polymères carboxyliques :

D'autres inhibiteurs d'entartage, tels que les acides polycarboxyliques (PCA), agissent par effet seuil [26]. Ces polymères organiques, qu'ils soient linéaires ou cycliques, se distinguent par la présence de nombreux groupements carboxyliques. Ils peuvent être obtenus en ouvrant la double liaison et en polymérisant en chaîne l'acide acrylique. En général, les PCA employés pour leurs propriétés antitartres sont ceux qui ont une masse moléculaire moyenne faible. Il semble que ces inhibiteurs d'entartage agissent de manière sélective en s'adsorbant sur les sites de croissance des cristaux. L'inhibiteur de ce genre présente la particularité de créer un nombre adéquat de liaisons de coordination avec les cations présents à la surface des premiers cristaux du minéral. [27]

VIII. L'effet de seuil :

Il est possible de retarder la précipitation des sels insolubles $CaSO_4$, $CaCO_3$ et $Mg(OH)_2$ à des doses infinitésimales de quelques (g/m³). Il existe trois périodes distinctes dans la précipitation, comme illustré dans la Figure (II.15).

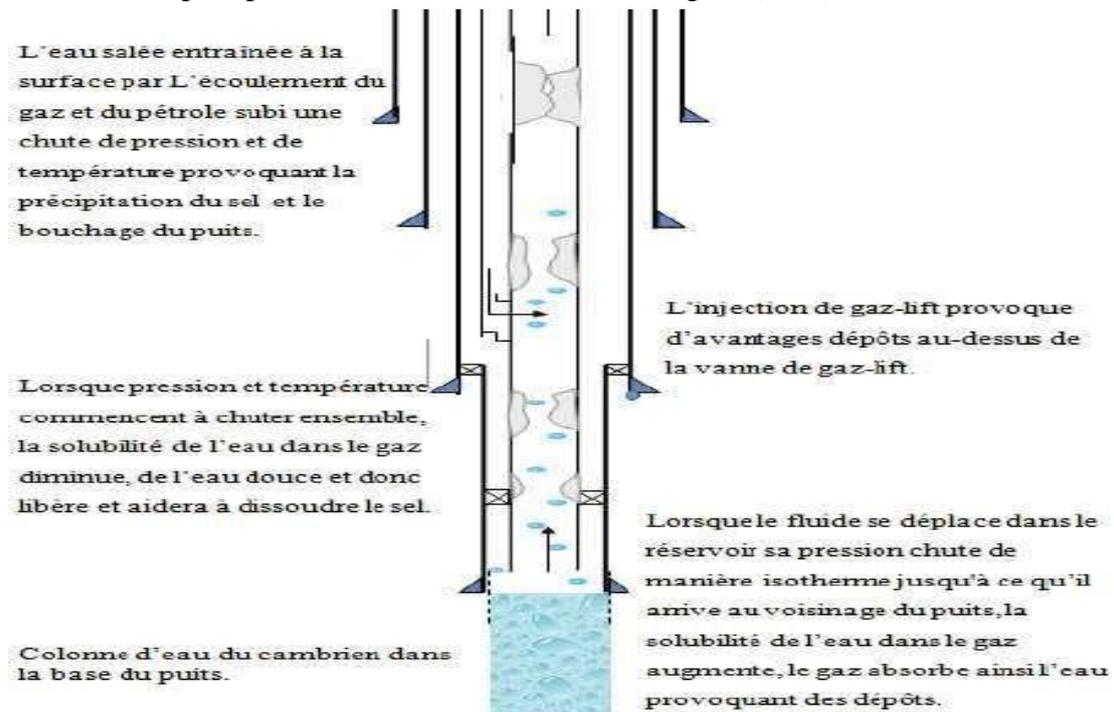


Figure II.15 : modèle de précipitation (déposition) de sel [28]

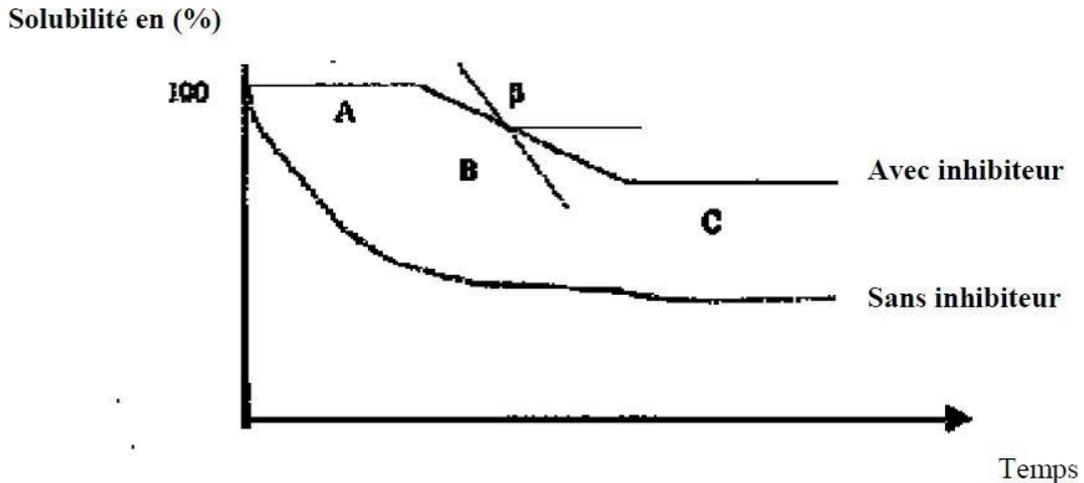


Figure II.16 : La solubilité des sels en fonction du temps avec et sans présence de l'inhibiteur de dépôts.

Période (A) : Cette période de latence, appelée latence de germination, est allongée par les inhibiteurs les plus efficaces, ce qui retarde la précipitation au-delà du temps de séjour dans les installations industrielles. Les acides phosphoriques et carboxyliques ont des effets de seuil remarquables sur le sulfate de calcium.

Période (B) : La période de croissance des cristaux est également influencée par les inhibiteurs, qui réduisent la vitesse de croissance.

IX.Détection et suivi des dépôts :

Après avoir été terminé et connecté au réseau de production, il est essentiel de garantir les conditions de production optimales. Il est nécessaire de maintenir une surveillance régulière des différents paramètres de production (chaque jour ou au moins deux (2) 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.

En plus de ça, et pendant la surveillance de ces puits, ils procèdent à :

- ✓ L'examen des pressions des espaces annulaires.
- ✓ 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).



CHAPITRE III :
Champ HAOUD
BERKAOUI

I. Présentation de champ HAUD BERKAOUI

Introduction :

La Direction Régionale Haoud Berkaoui est l'une des dix principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien, faisant partie de la Division Production de l'activité Amont de Sonatrach. À 35 km au sud-ouest d'Ouargla, un carrefour signale la présence d'un champ pétrolier sur la route RN° 49 appelée les pétroliers, situé dans la région de HAUD BERKAOUI. Située à 142 kilomètres de HASSI Messaoud, à 770 kilomètres au sud de la capitale (ALGER), cette région revêt une importance due à sa part de production des hydrocarbures du pays. Elle se prolonge du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême de Boukhzana, près de la route de Touggourt.

Jusqu'à présent, 118 puits sont en service, répartis dans tous les champs, dont 68 puits en gaz lift et 29 puits éruptifs. Il y a 21 puits injecteurs d'eau. Depuis l'origine, la production totale a atteint 86 millions de m³, avec des réservoirs globaux en place de 472 millions de m³. Les différents centres de production de la région reçoivent toutes les quantités d'huiles et de gaz récupérés. Les principaux centres de production se trouvent à Haoud Berkaoui, Benkahla et Guellala.

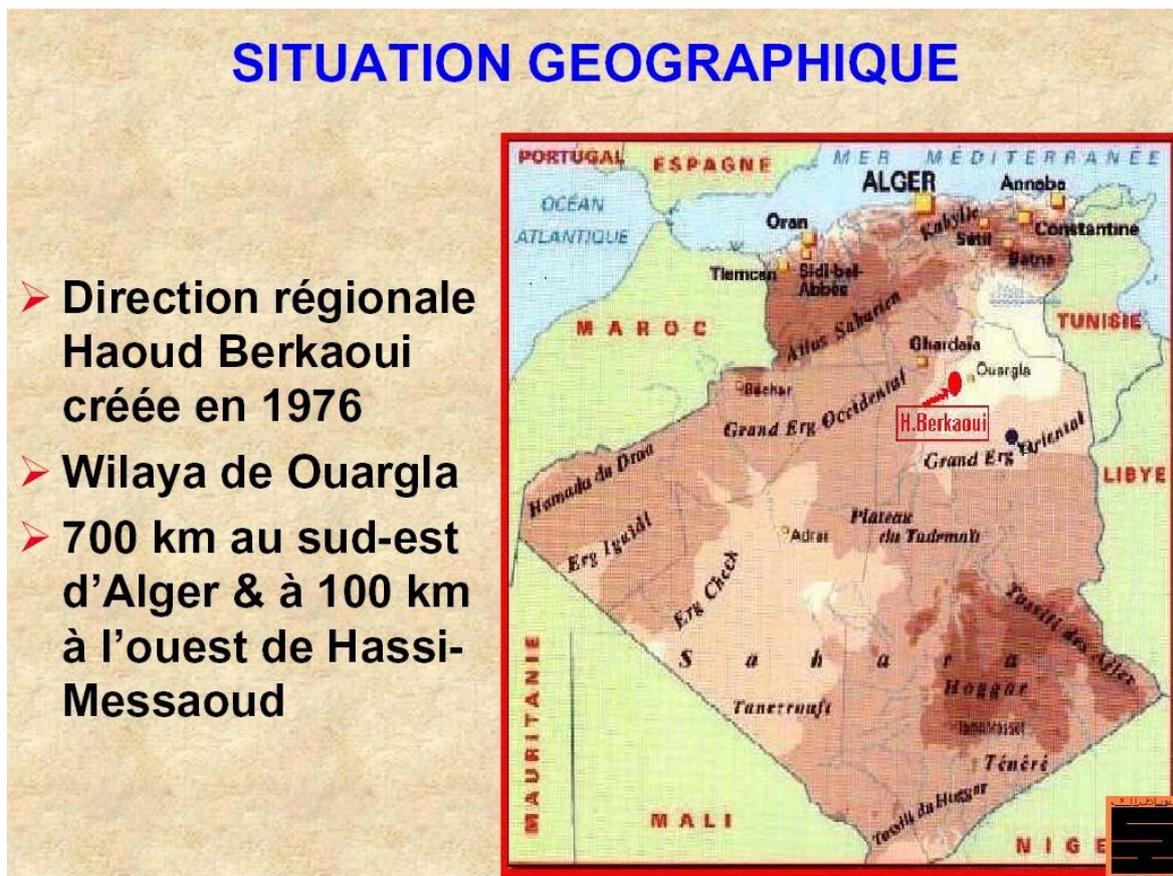


Figure III.1 : Situation géographique de HAUD BERKAOUI. [1]

III. Les Principaux Champs Et Les Centres De Production :

II -1 Champ de HBK :

Sur une superficie de 175 Km², 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 m³/jour.
- Une unité de stockage d'une capacité de 13000 m³/jour.
- Une unité de boosting gaz d'un million de m³/jour.
- Les unités de boosting gaz basse pression (BP), l'unité de gaz (U.T.G) à GUELLE Ale gaz (HP, MP, BP) est récupérée à partir des lignes des torches existantes.
- Unité de station d'injection d'eau à raison de 6000 m³/jour.
- Unité de station de déshuilage.

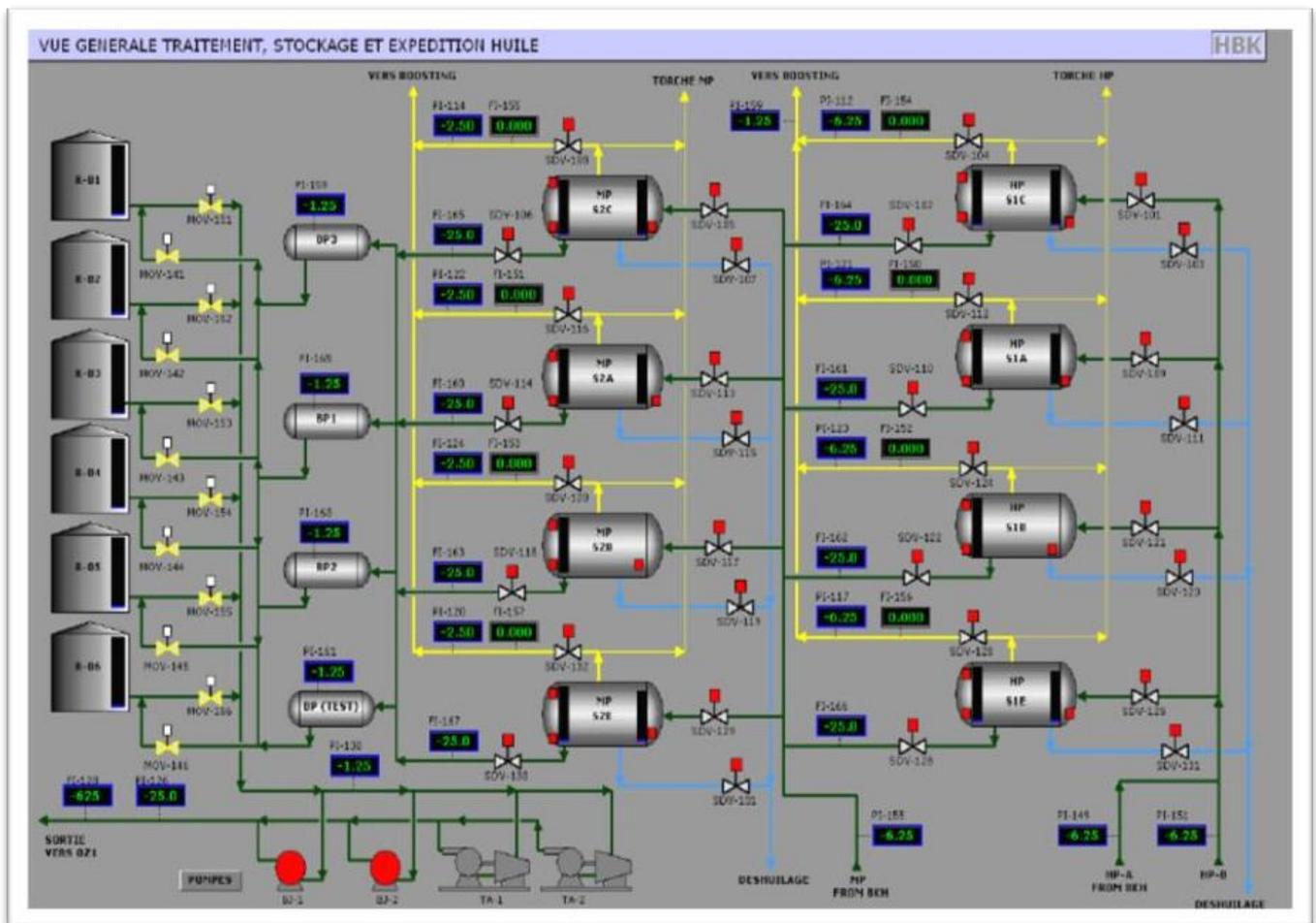


Figure III.2 : Unité de traitement, stockage et expédition d'huile CP/HBK.

II.2 Champ de BKH :

Découvert en 1966, et s'étend sur une superficie de 72 Km². Il a été mis en production en 1967 et il se compose de :

- Unité de séparation d'huile de 5000 m³/jour.
- Unité de station gaz de 0,59 million m³/jour.
- Unité sa station d'huilage.
- Unité injection d'eau

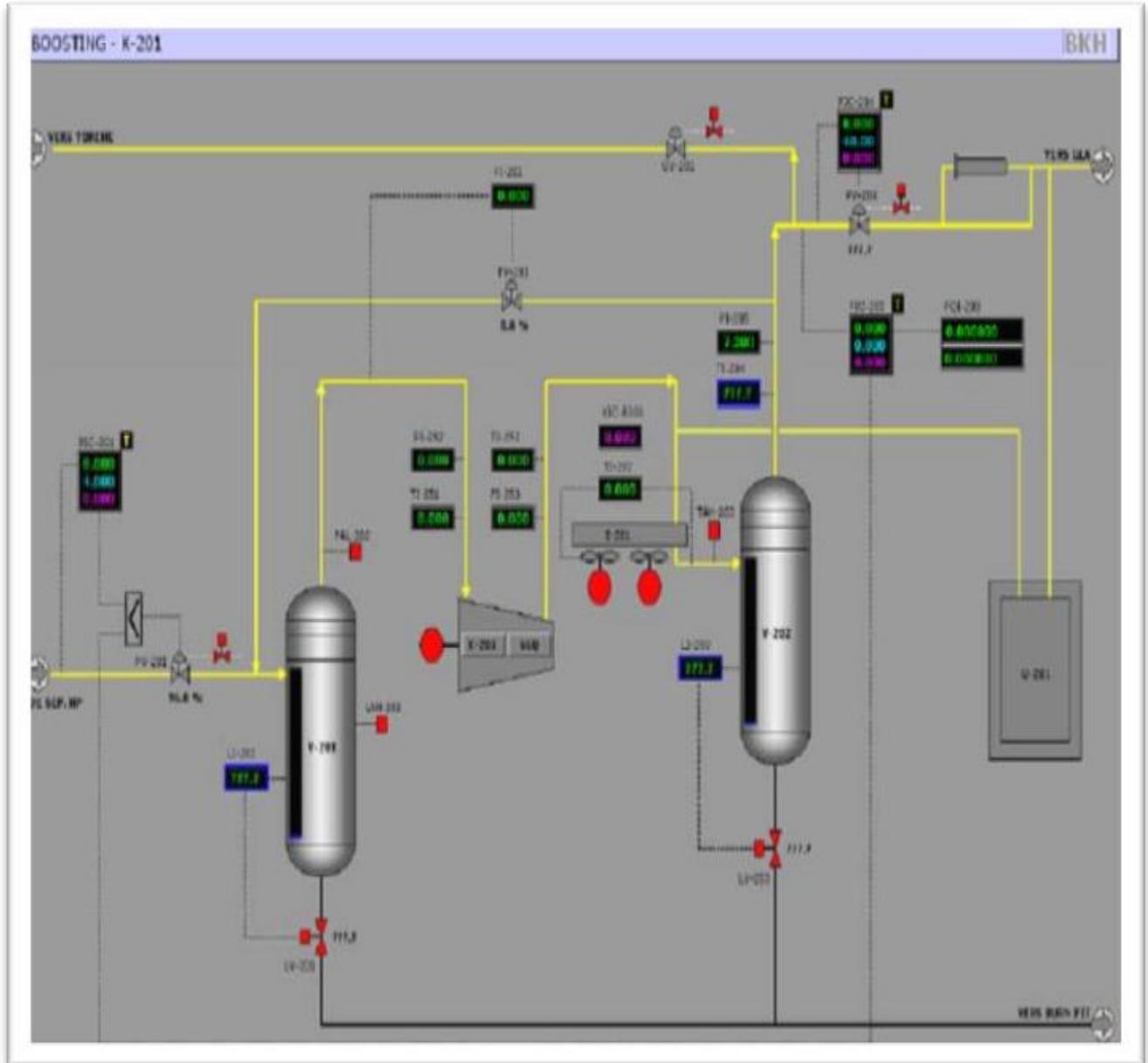


Figure III-3: Boosting de CP/BKH- K201

II.3 Champ de GLA :

Découvert en 1969, le champ de GLA s'étend sur une superficie de 35 Km² et se compose de :

- Unité de séparation d'huile d'une capacité de 5000 m³/ jour.
- Unité de stockage de 15000 m³/jour.
- Unité de boosting gaz de 762000 m³/ jour.

Cette station est également dotée d'une unité de traitement de gaz d'environ 2,4 million m³/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 m³/jour dont 65000 m³/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]

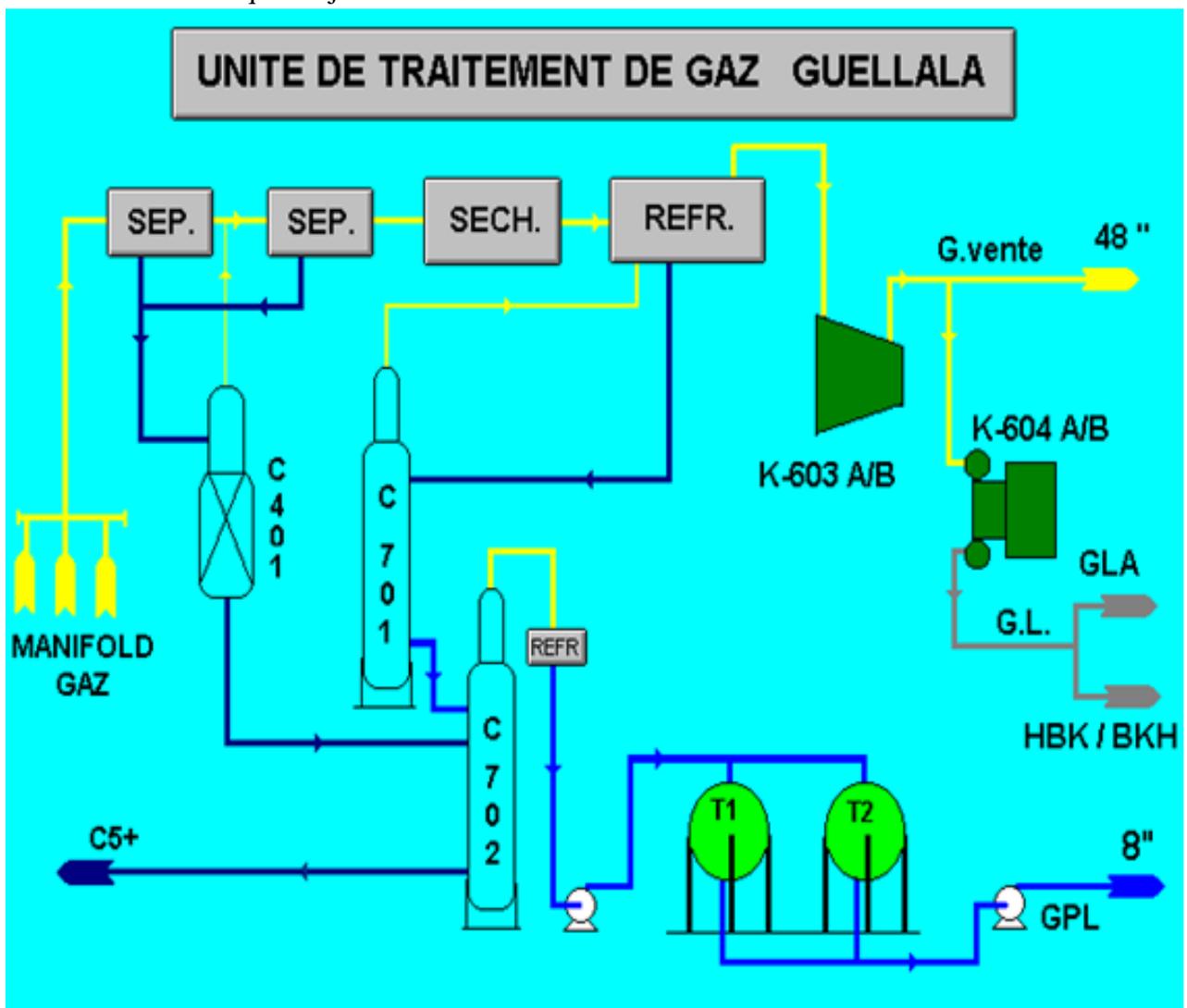


Figure 111.4 : Boosting de Guellala K301.

IV. Organigramme de la Direction Régionale HBK :

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

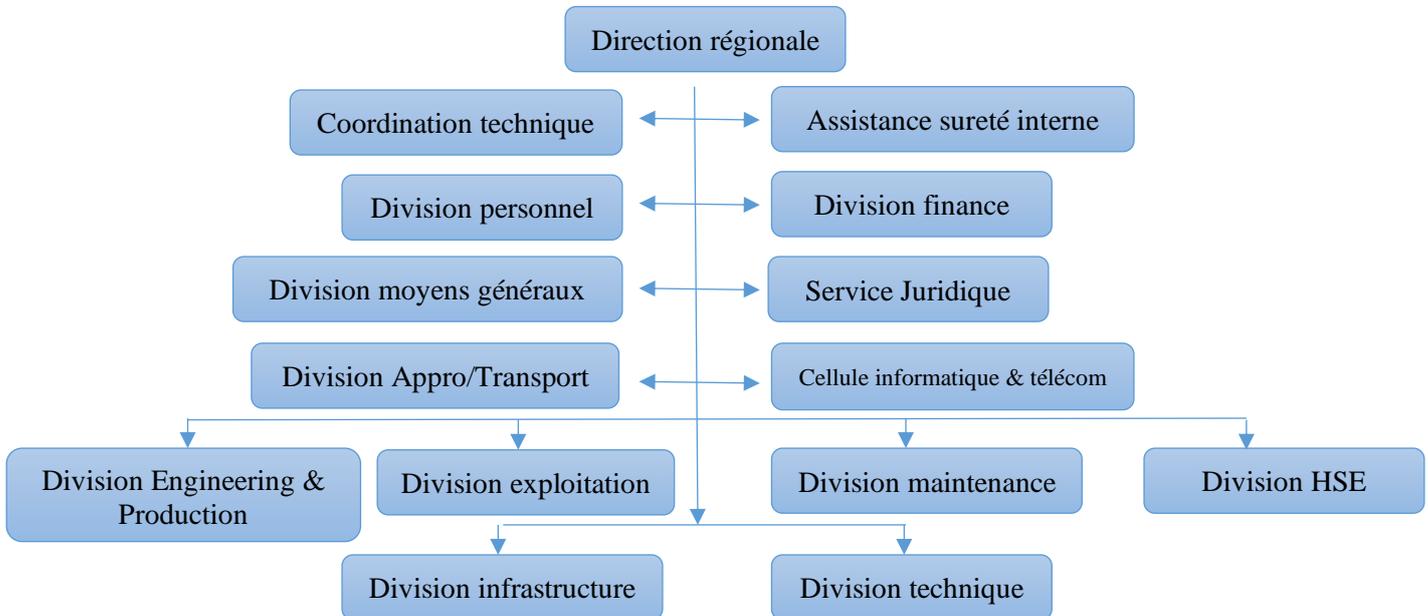


Figure III.5 : Organigramme de la Direction Régionale HBK.

❖ **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 (TEC) :**

Elle comprend trois services :

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

❖ **Division infrastructures :**

Elle comprend trois services :

- Service électromécanique.
- Service génie civil.
- Service entretien.

❖ **Division Sécurité (SEC) :**

Elle comprend trois services :

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

❖ **Division Personnels :**

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.

V. Etude d'existant dans le service Traitement Corrosion.

Le service traitement corrosion fait partie de la division exploitation il englobe un effectif de 15 personnes composé de : deux (02) ingénieurs, trois (03) contre maîtres, un cadre d'études et (09) techniciens. Le service est constitué de 2 laboratoires, un à la base industrielle de Houad Baerkoui et l'autre à GUELLALA.

Le laboratoire de Haoud Berkaoui est composé de 4 salles, 4 bureaux et un magasin ;

- ✓ Salle d'huile
- ✓ Salle de traitement corrosion
- ✓ Salle d'environnement
- ✓ Salle de protection cathodique

Activites du service

Le travail de service(traitement corrosion) se base sur six activités importantes qui sont :

a) Le contrôle de la qualité du brut

En fonction de l'analyse et du suivi des paramètre suivants :

- La salinité
- La BSW
- La densité
- La tension de vapeur T.V.R

Et cela pour les échantillons du brut (Expédition ,production et les puits producteurs d'huile PPH)

b) Analyse des parametres physico-chimique des puits producteurs et injecteurs d'eau

En fonction de l'analyse et du suivi des paramètre suivants

- Le PH
- Le Teneur en fer
- La temperature

c) L'analyse de gaz

L'analyse de gaz de GPL comme produits finis issu du traitement de l'UTG GUELLALA

Calcul du poids moléculaire, pouvoir calorifique et de la densité du mélange gazeaux ;

- Mesure de teux d'humidité dans le gaz au niveau des sécheurs

d) Optimisation et suivi du dosage des produits chimiques de traitement

- Suivi et contrôle du dosage du DESEMULSIFIANT pour le brut ;
- Suivi et contrôle du dosage de L'ANTI PARAFFINE pour le brut ;
- Suivi et contrôle du dosage de L4INHIBITEUR DE CORROSION pour le gaz.

e) Le contrôle et le suivi des paramètres de corrosion

En fonction de l'analyse et du suivi des paramètre suivants

- Taux de Fer ,PH ,Temperature,matière en suspension (MES)

Et ce pour les échantillons d'eau Albien des puits producteurs et injecteurs (PPE et PIE) des trois champs HBL,BKH et GLA ainsi que les stations d'injections ;

- Taux de Fer et PH dans les eaux de purge issus des séparateurs et des ballons ;
- Analyse des dépôts recillis au niveau des installations de fond et de surface.

f) L'inspection des installations :

En fonction des paramètres suivants

- Mesures d'épaisseurs au niveau des lignes HP des champs : HBK, GLA et BKH ;
- Inspection visuelle des équipements de fonds des puits huiles et eaux (PPH, PPE et PIE) ;
- Inspection visuelle et mesures d'épaisseurs des capacités et des bacs de stockage du brut ;
- Inspection visuelle et mesures d'épaisseurs des capacités de HBK, GLA et BKH dans le cadre de la révision triennale et décennale.

g) La protection cathodique :

En fonction du suivi et du contrôle du potentiel du courant et de la résistance du déversoir (puits d'anode) pour les ouvrages à protéger tel que :

- HBK : bacs de stockage de brut , Lignes de gaz (gas-lift et 12") ;
- BKH : lignes de gaz (gas-lift et 12") ;
- GLA : : bacs de stockage de brut , Lignes de gaz (gas-lift et 12" HBK, 12" BKH, 4" GPL et 10" gas commercial)



CHAPITRE IV :
Analyse de
dépôt

Problématique :

- Il est essentiel de connaître de manière qualitative et quantitative les éléments présents dans les dépôts afin de diagnostiquer l'origine et le type de dommage. Afin de sélectionner un traitement adéquat, il est nécessaire de réaliser des analyses physiques et chimiques spécifiques. Les actions et les interactions des paramètres ci-dessous sont expliquées par ces analyses :
- **Matières organiques** : Les dépôts d'asphaltènes engendrent un grave problème de production. Ces accumulations se trouvent dans le tubing, dans les crépines, au niveau des trous et dans la formation.
- **Sel** : La variation de la température et de la pression liée à la production provoque la formation de précipitations de sel dans les fluides de formation riches en sel.

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

- **Calcium, Magnésium** : les ions Ca^{2+} et Mg^{2+} se combinent facilement avec les carbonates CO_3^{2-} pour former des MES ou des dépôts.
- **Fer [Fe₂O₃, FeS, Fe (OH)₂]**, qui peuvent provoquer des bouchages.
- **HCO₃⁻ et CO₃²⁻** : s'associent à certains cations (Ca^{2+} , Mg^{2+}), formation des dépôts insolubles.
- **Sulfates SO₄²⁻** : Les dépôts de sulfates sont difficiles à éliminer chimiquement. Les incompatibilités entre les eaux d'injection, utilisées pour adoucir les puits salés ou maintenir la pression, et l'eau de formation sont à l'origine de leur formation. Ils peuvent se trouver dans les tuyaux, dans les trous et même dans la formation.

Les dépôts de sulfates les plus courants sont : BaSO_4 , CaSO_4 , SrSO_4 .

I. Introduction :

Dans cette partie, l'étude a été faite sur puits, à savoir : OKMH89. On a commencé par l'étude dans le laboratoire pour déterminer la nature des dépôts précipités dans le puits et l'équipement à utiliser.



Figure.IV.1. Un Dépôt d'un puit d'huile

II. Méthodes d'analyse et matériels utilisés

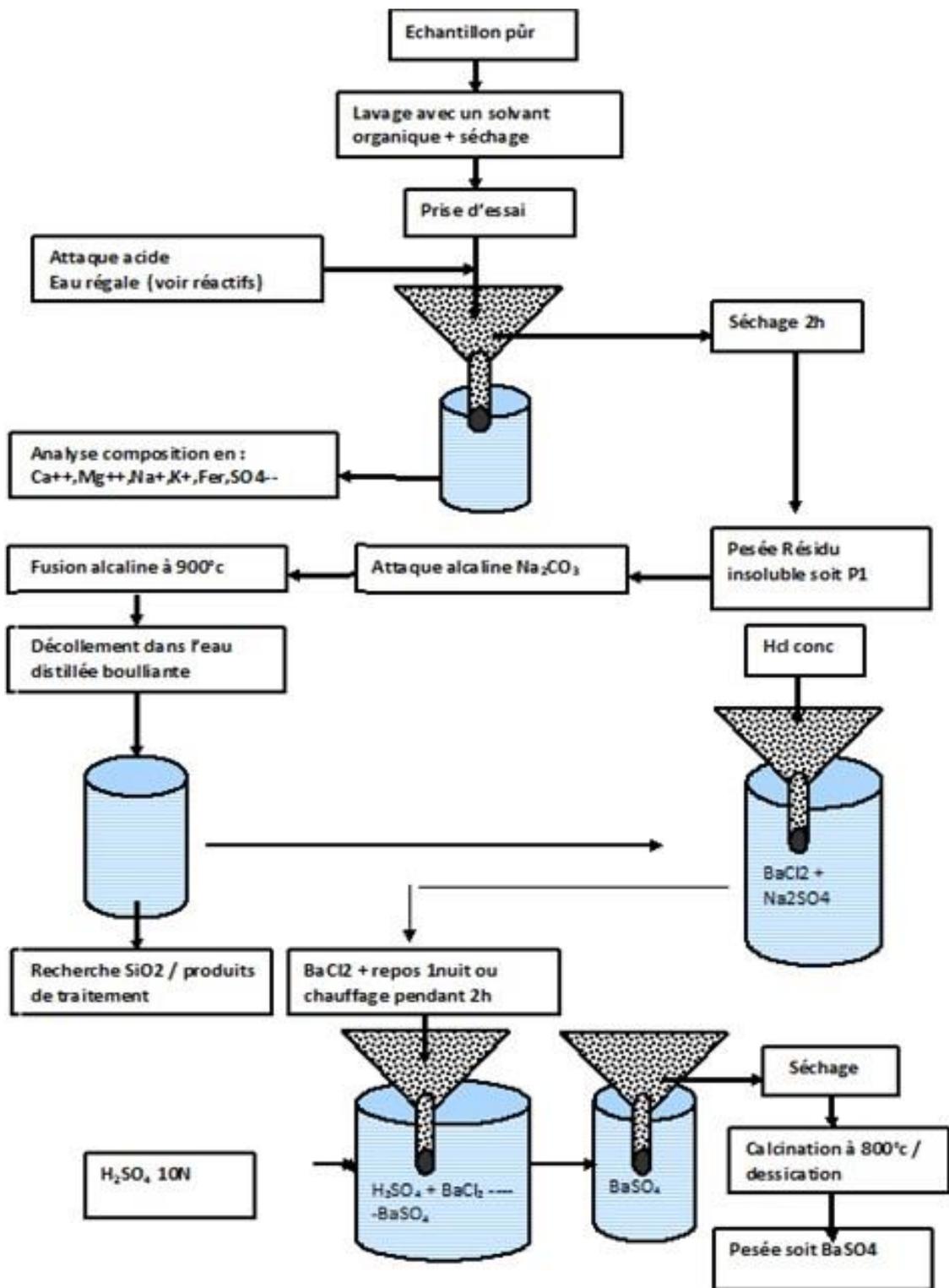


Figure IV.2. Schéma général de l'analyse quantitative d'un dépôt

III. 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.



Figure.IV.3. Échantillon préparé

IV. Teneur en matières organiques

- ✓ Equipements et réactifs utilisés :



Tableau IV.1 : Equipements et réactifs utilisés pour tenir matière organique

Equipements utilisés

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

Figure.IV.4. Four

✓ **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 la pèse.



Figure.IV.5. Four à moufle avec creuset en platine

✓ **Expression des résultats :**

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

p : La prise d'essai

- n_v : Poids du Creuset en platine vide
- n_c : Poids du Creuset en platine après calcination

V. Dosage de Chlorure

✓ **Principe :**

Elle est plutôt facile à mettre en œuvre. Le MOHR est une méthode de mesure par précipitation. Une concentration inconnue d'ions chlorures est présente dans une solution. Cette solution contient du nitrate d'argent. À chaque ajout d'ion argent, un précipité de nitrate d'argent se forme : ion Ag (I) + ion chlorure ® AgCl (particulière).

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).

Le chromate de potassium est utilisé sous forme de solution aqueuse. Un précipité de chromate d'argent rouge se forme.

✓ **Equipements et réactifs utilisés :**

Tableau IV.2 : Equipements et réactifs utilisés de chlorure pour le dosage de Chlorure

Equipements utilisés	Réactifs utilisés
<ul style="list-style-type: none"> - Burette - Agitateur et barreau magnétique - Balance analytique - Pipette de 5ml. - Béchers préalablement lavés à l'eau distillée et séchés dans l'étuve à 105°C. 	<ul style="list-style-type: none"> - Eau distillée - Solution titrée de nitrate d'argent AgNO_3 à 0.1 N. Cette solution est obtenue par dissolution de 17 grammes de AgNO_3 dans l'eau distillée et diluer à 1000 ml - Indicateur coloré : La solution de chromate de potassium est préparée par dissolution de 100 g de K_2CrO_4 dans l'eau distillée et diluer à 1000ml

✓ **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 distillée 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.

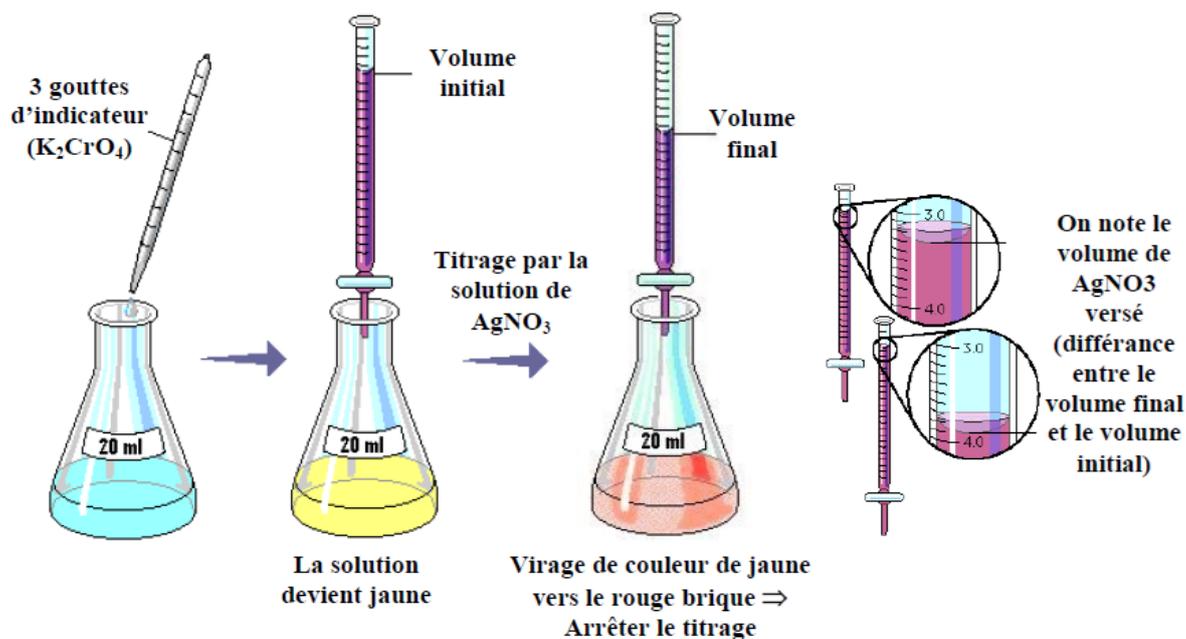


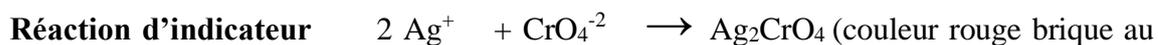
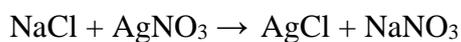
Figure.IV.6. Schéma opérative de dosage de Chlorure



Figure.IV.7. Une fiole conique avec filtre et une burette

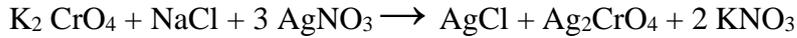
✓ Les réactions :

• Réaction de titrage :



virage)

• Réaction générale :



✓ Expression des résultats :

$$\% \text{NaCl} = 2 \cdot N \cdot V \cdot 58.45$$

V : Volume d'AgNO₃ versé en ml

N : Normalité de la solution d'AgNO₃

VI. Attaque Acide

✓ Equipements et réactifs utilisés :

Tableau IV.3. Equipements et réactifs utilisés pour l'attaque acide

Equipements utilisés	Réactifs utilisés
- Plaque chauffante	- Eau distillée
- Agitateur et barreau magnétique	- Acide Chlorhydrique HCl
- Balance analytique	- Acide Nitrique HNO ₃
- Burette	- Filtre.
- Eprovettes.	
- Bécher de 500 ml préalablement lavé à l'eau distillée et séché à l'étuve à 105°C.	

✓ 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 on ajoute doucement l'Acide (ici l'eau régale (40 ml de HCl + 20 ml de HNO₃)), on le place sur une plaque chauffante et on laisse évaporer complètement.

On prend le résidu restant et on ajoute 20 ml d'acide chloridrique 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 prend le filtrat et on le place dans une fiole jaugée de 250 ml et on complète notre solution jusqu'au traits de jauge avec l'eau distillé.



Figure.IV.8. Acide chlorhydrique HCl et Acide nitrique HNO₃

VII. Dosage du Calcium

✓ Equipements et réactifs utilisés :

Tableau IV.4 : Equipements et réactifs utilisés pour le dosage du Calcium

Equipements utilisés	Réactifs utilisés
- Burette	- Eau distillée
- Agitateur et barreau magnétique	- Solution de NaOH (PH=13) préparée par dissolution de 2 g de NaOH dans l'eau distillée et diluer à 100 ml.
- Balance analytique	- Solution d'EDTA à 0.1 M.
- Pipette de 1 ml et 20 ou 25ml	- Indicateur coloré la MUREXIDE.
- Erlenmeyer.	
- Béchers de 25 ml préalablement lavés à l'eau	

✓ *Mode opératoire :*

Avant de doser les Ca^{2+} et les Mg^{2+} , on doit neutraliser les ions ferriques gênant, on ajoute à notre prise d'essai de l'acide nitrique HNO_3 concentré à chaud jusqu'à oxydation de Fe^{2+} en Fe^{3+} on laisse refroidir un instant et on précipite avec NH_4OH concentré à $\text{Ph}=8$, 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).

On commence le titrage jusqu'au virage (coloration du mélange du rose au violet)

On note le volume V_1 , sur la burette.

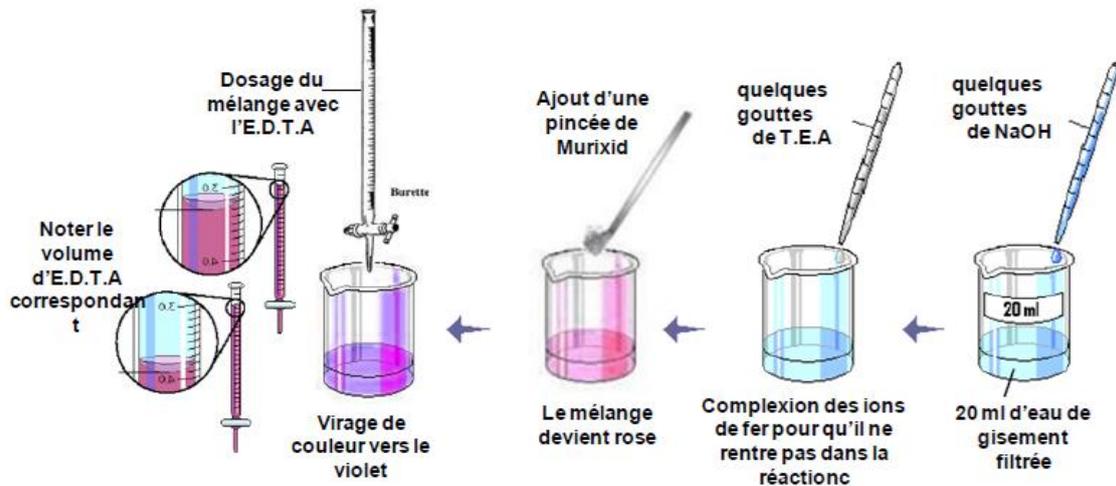


Figure.IV.9. Schéma opérative de dosage du Calcium

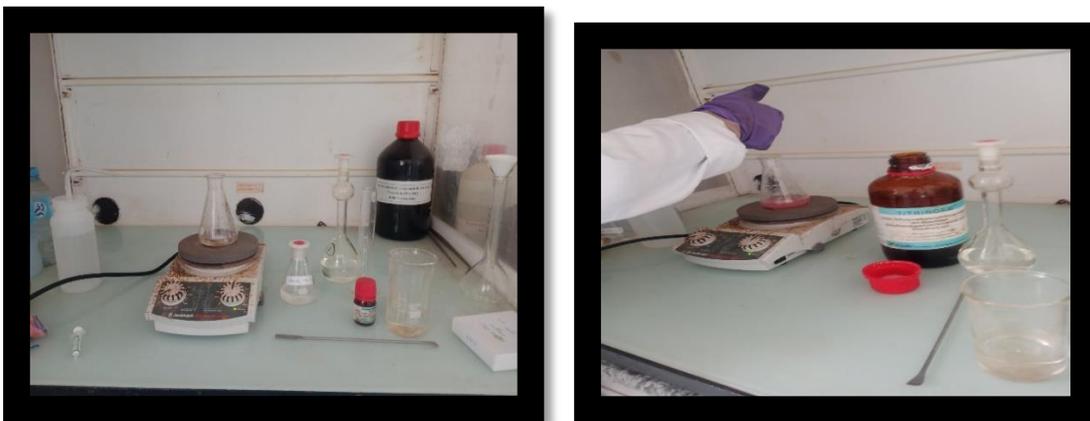
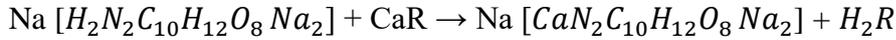
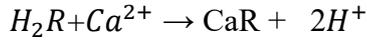
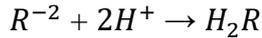


Figure.IV.10. Solution d'EDTA et Indicateur coloré la MUREXIDE.

✓ *Les réactions :*

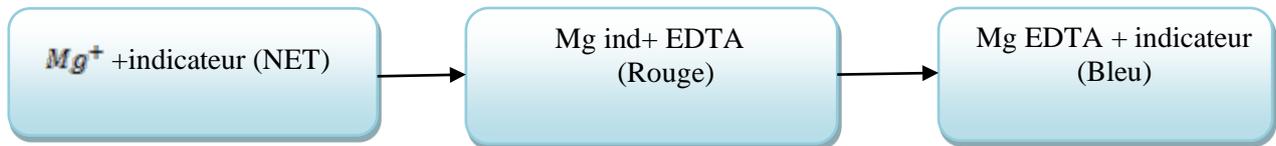
On caractérise l'indicateur par la formule H_2R :



✓ *Expression des résultats :*

$$\%Ca^{2+} = 4.08.V1$$

VIII. Dosage du Magnésium



✓ *Equipements et réactifs utilisés :*

Tableau IV.5 : Equipements et réactifs utilisés pour le dosage du Magnésium

Equipements utilisés	Réactifs utilisés
<ul style="list-style-type: none"> - Burette - Agitateur et barreau magnétique - Pipette de 5 ml - Bêchers de 50 ml préalablement lavés à l'eau distillée et séchés dans l'étuve à 105 °C - Balance analytique 	<ul style="list-style-type: none"> - Eau distillée - Solution Tampon à pH 10 : Préparée par dissolution de 67.5 g de chlorure d'ammonium (NH_4Cl) dans 570 ml de solution ammoniacale (NH_3). 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. - Solution EDTA - Indicateur coloré Noir Eriochrome t.

✓ *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 t.

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 .

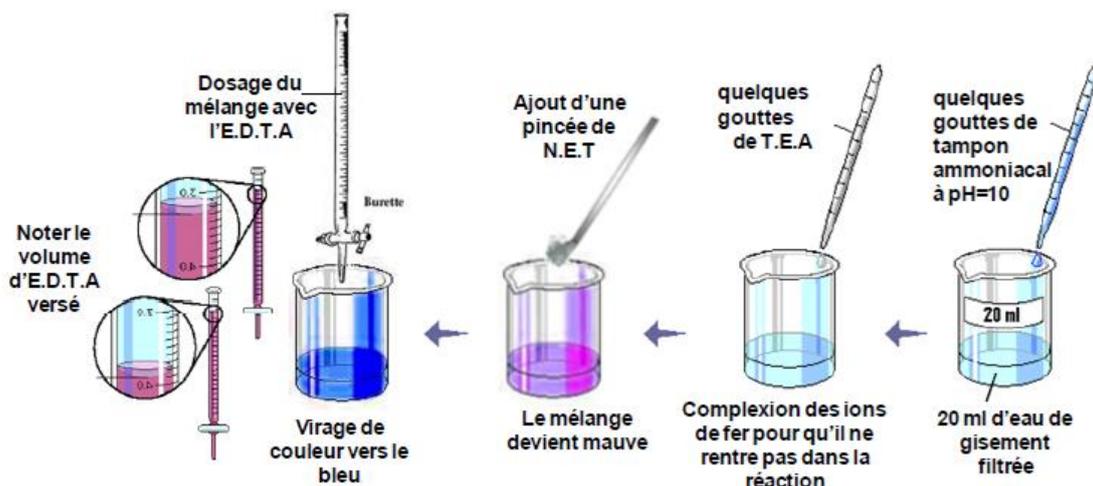


Figure.IV.11. Schéma opérative de dosage du Magnésium



Figure.IV.12. La solution Tampon.

✓ **Expression des résultats :**

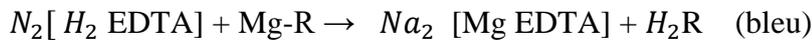
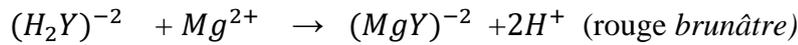
On calcule la teneur en ion magnésium de l'expression suivante :

$$\%Mg^{2+} = 2.4312 \cdot (V_2 - V_1)$$

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 :**



IX. Dosage du Fer

✓ **Equipements et réactifs utilisés :**

Tableau IV.6 : Equipements et réactifs utilisés pour le dosage du Fer

Equipements utilisés		Réactifs utilisés	
-Spectrophotomètre	DR	- Eau distillée	
3900		- Le réactif (Ferrover	

✓ **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.IV.13. Spectrophotomètre DR 3900 avec cellule de Fer

X. Dosage du Sulfate

- ✓ Equipements et réactifs utilisés :

Tableau IV.7 : Equipements et réactifs utilisés pour le dosage du Sulfate

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

- ✓ Mode opératoire :

On allume le spectrophotomètre DR 3900 et entre le numéro du programme mémorisé pour le sulfate (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 mélanger. En présence de sulfate, une turbidité blanche se précipite.

Après 5 min on appuie sur Read pour lire le résultat.



Figure.IV.14. Spectrophotomètre DR 3900 avec cellule de Sulfate

XI. Dosage du Phosphate

✓ Equipements et réactifs utilisés :

Tableau IV.8 : Equipements et réactifs utilisés pour le dosage du Phosphate

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

✓ Mode opératoire :

On allume le spectrophotomètre DR 3900 et entre le numéro du programme mémorisé pour le Phosphate (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 appuie 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 appuie sur Read pour lire le résultat.



Figure.IV.15. Spectrophotomètre DR 3900 avec cellule de Phosphate

XII. Dosage du Nitrite :

- ✓ Equipements et réactifs utilisés :

Tableau IV.9 : Equipements et réactifs utilisés pour le dosage du Nitrite

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

- ✓ Mode opératoire :

On allume le spectrophotomètre DR 3900 et entre le numéro du programme mémorisé pour le Nitrite (N NO_2^-) [371].

On remplit une cellule (1) d'échantillon avec 10 ml de notre solution préparée 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 un temps pour la 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 appuie sur le ZERO. On remplace la cellule (2) par la cellule (1) avec le réactif en présence de Nitrite, une coloration rose se développe. On appuie sur Read pour lire le résultat.



Figure.IV.16. Spectrophotomètre DR 3900 avec cellule de Nitrite

XIII. Dosage du Sulfate de Baryum

- ✓ Equipements et réactifs utilisés :

Tableau IV.10 : Equipements et réactifs utilisés pour le dosage du Sulfate de Baryum

Equipements utilisés	Réactifs utilisés
<ul style="list-style-type: none"> - Un creuset en platine - Agitateur et barreau magnétique - Balance analytique - Un dessiccateur - Four - Filtre Whatman - Béchers de 250 ml préalablement lavés à l'eau distillée et séchés à l'étuve à 105°C. 	<ul style="list-style-type: none"> - Eau distillée - Carbonate de sodium - HCl concentré - Solution H₂SO₄ 10N.

✓ *Mode opératoire :*

Le résidu insoluble obtenu lors de l'attaque Acide, est repris puis calciné au four à moufle à 800°C dans un creuset en platine, on pèse le contenu du creuset et on ajoute environ 5g de carbonate de sodium, on fait la fusion au moufle à 900°C pendant 30 mn. On retire le creuset on le refroidit 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 bouillit jusqu'à ce qu'il se décolle. On filtre on obtient ainsi dans le filtrat la silice, du sulfate de sodium et dans le filtre le carbonate de baryum, on dissout le contenu avec HCl concentré, on les récupère dans un bécher. On étend avec de l'eau distillée et faire bouillir.

On ajoute H₂SO₄ 10N, un précipité blanc se forme énergiquement qui nous indique la présence de sulfate de baryum, on laisse reposer 24 h ensuite on filtre, lave, sèche, et on calcine à 800°C.

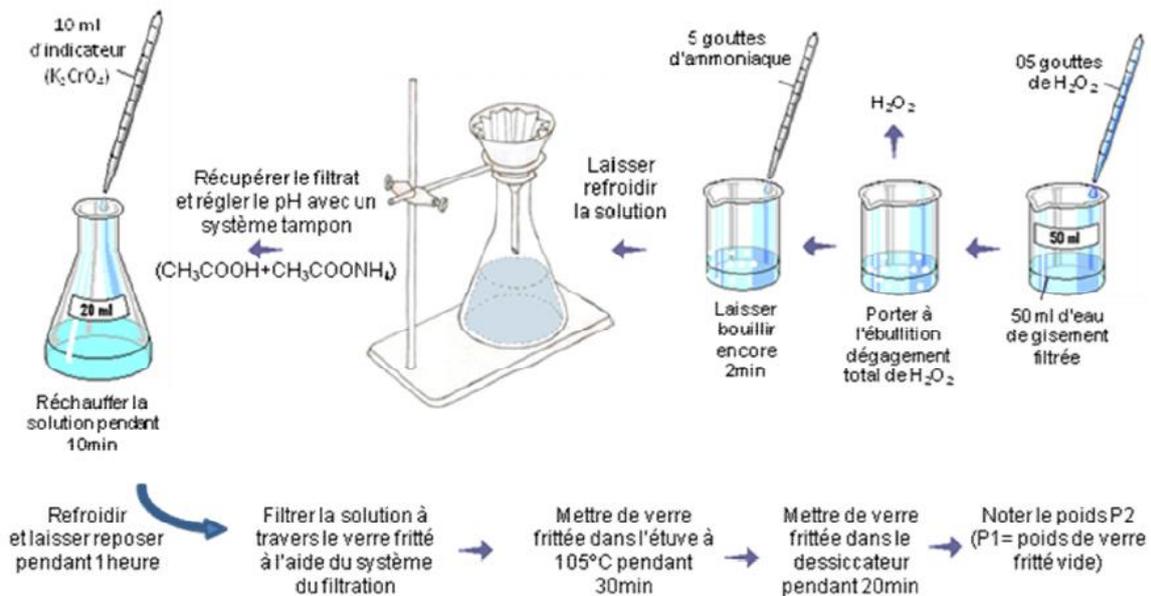


Figure.IV.17. Schéma opérative de dosage du Sulfate de baryum



Figure.IV.18. Carbonate de sodium et Solution H₂SO₄

XIV. 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 :**

Tableau IV.11 : Equipements et réactifs utilisés pour le dosage du Carbonates et Bicarbonates

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

✓ **Mode opératoire :**

Dans un bêcher on introduit 50 ml d'eau à analyser et on détermine son pH, si la valeur du pH lue est supérieure à 8,5, on verse l'acide lentement jusqu'à l'obtention de cette valeur et on note le volume V1 lue sur la Burette. On continue à verser l'acide lentement jusqu'à pH=4.3 et on note le volume V2 lue sur la burette.

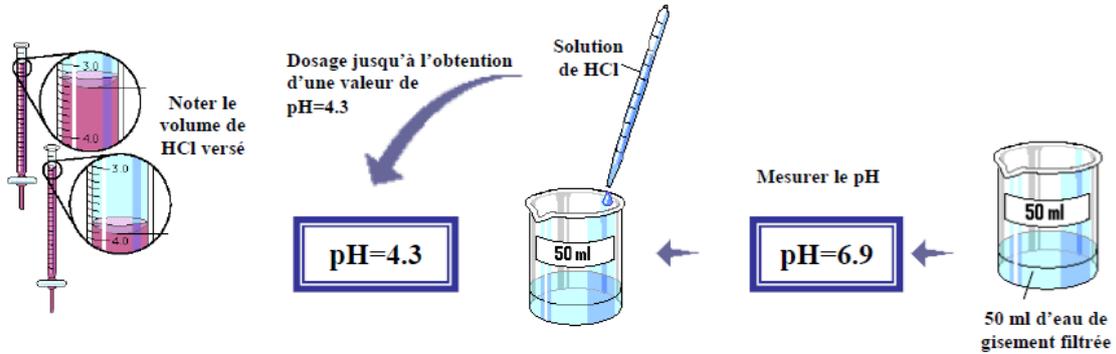


Figure.IV.19. Schéma opérative de dosage du Carbonates et bicarbonates



Figure.IV.20. Acide chlorhydrique et PH mètre

✓ **Expression des résultats :**

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

$$\% [\text{CO}_3^{-2}] = \frac{0.1V_1 \cdot 60 \cdot 10^3 \cdot N}{PE}$$

$$\% [\text{HCO}_3^{-}] = \frac{0.1V_2 \cdot 61 \cdot 10^3 \cdot N}{0.1 \cdot PE}$$

V_1 : Volume d'acide en ml nécessaire à la neutralisation à pH=8.3

V_2 : Volume d'acide en ml nécessaire à la neutralisation à 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.

XV. Contrôle de la concentration de l'inhibiteur de dépôt injecté :

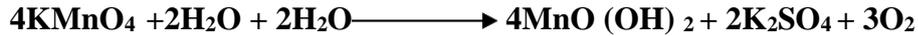
❖ *Principe du dosage*

L'anti-dépôt utilisé est à base de phosphorâtes donc la méthode est basée sur l'oxydation des phosphorâtes $(\text{PO}_3)^{3-}$ en phosphates $(\text{PO}_4)^{3-}$ en utilisant le molybdate d'ammonium $(\text{NH}_4)_6\text{Mo}_7\text{O}_{24} \cdot 4\text{H}_2\text{O}$ en présence de l'antimoine tartrate de potassium $\text{KSb}_5\text{C}_4\text{H}_4\text{O}_6$) un complexe bleu apparait qui est absorbé dans un spectrophotomètre à une longueur d'onde de 640nm.

❖ *Mode opératoire*

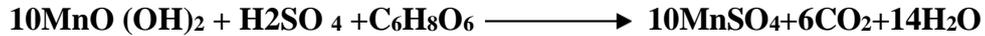
Oxydation des phosphorâtes :

Dans un bécher ajouter à la prise d'essai 3ml de H_2SO_4 10N et 1ml de KMnO_4 0.2N compléter à 50ml avec l'eau distillée et chauffer la solution Jusqu'à' apparition d'un précipite' brun.

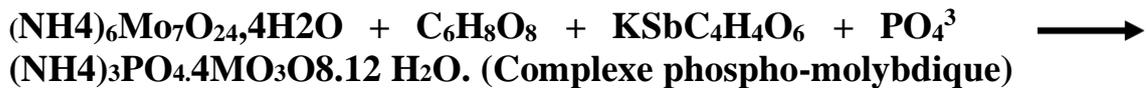


✓ *Décoloration de la solution*

Le précipité brun gêne la suite de l'analyse il sera décoloré par quelques gouttes d'acide ascorbique $\text{C}_6\text{H}_8\text{O}_6$ A 4%



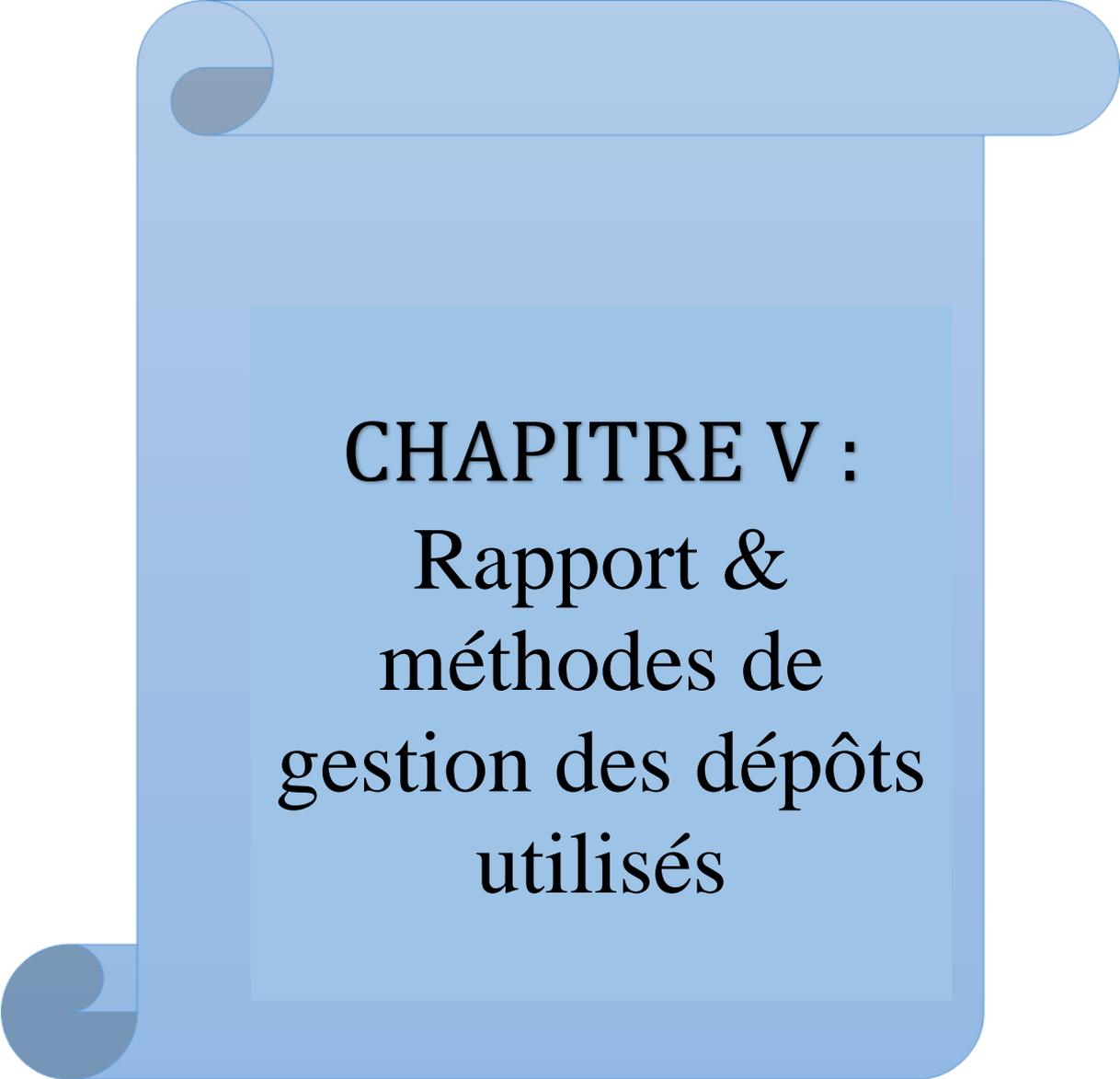
Transvaser la solution dans une fiole jaugée de 50ml, ajouter 5ml de molybdate d'ammonium à 2% et 4ml de la solution réductrice (50% d'Antimoine tartrate de potassium et 50% d'acide ascorbique); on obtient un complexe bleu.



Laisser reposer une demi-heure et passer au photo colorimètre (longueur d'onde = 650 nm) on relève le zéro avec l'eau distillée puis on relève la valeur de l'absorbance de l'échantillon puis la concentration



Figure.IV.21. Contrôle de la concentration de l'anti-Dépôt par le spectrophotomètre UV-Visible



CHAPITRE V :
Rapport &
méthodes de
gestion des dépôts
utilisés

I. Rapport

1. Introduction :

Un échantillon de dépôt prélevé le 23/05/2024 récupéré au niveau du puits producteur d'eau Albien OKMH89, en vue de connaître la nature de ce dépôt. Pour cela, des analyses physico-chimiques ont été réalisées dont les résultats sont illustrés comme suit :

2. Composition du dépôt :

Tableau V N°01 : Résultat de la composition

Composition	%
Humidité	2.55
Matières organique	11.85
Matière Minérale	85.6

3. Résultat d'analyses de la partie minérale du dépôt :

Tableau V N°02 : Résultat d'analyse de la partie minérale

Composition	%
Ca ²⁺	15
Mg ²⁺	8
Fer	58.2
So ₄ ²⁻	0.25
PO ₄ ³⁻	0.05
NO ₂ ⁻	0.000475
BaSO ₄	0
CO ₃ ⁻²	0
SiSO ₂	18.75

4. Conclusion

- A la lumière des résultats obtenus par les analyses physiques effectuées sur le dépôt prélevé le 23/05/2024 au niveau du puits producteur d'eau Albien OKMH89, on peut conclure que le dépôt est constitué de **85.6%** de matière minérale et d'une faible teneur égale **11.85%** de matière organique.
- A l'issue de l'analyse chimique, la partie minérale du dépôt prélevé au niveau du puits producteur d'eau Albien OKMH89 est composé de : Fer, Calcium et des matières insolubles.

II. Méthodes de gestion des dépôts utilisés

Dans le contexte des systèmes d'injection d'eau dans les champs pétrolifères, la prévention des dépôts et des salissures biologiques est cruciale pour maintenir un fonctionnement efficace et éviter les temps d'arrêt coûteux. Ces systèmes sont sujets à l'entartrage, à la corrosion et aux dépôts microbiens. Voici un aperçu des stratégies et des produits utilisés pour prévenir les dépôts dans les injecteurs d'eau :

1. Les principales stratégies pour éviter les dépôts [29].

- Inhibiteurs de tartre : Préviennent la création d'écailles minérales comme le carbonate de calcium, le sulfate de baryum et le strontium sulfate.
- . Inhibiteurs de corrosion : Protéger les surfaces métalliques de la corrosion causée par l'eau et les gaz dissous.
- Dispersants : Prévenir l'accumulation et le stockage de substances en suspension.
- Biocides : Prévenir la prolifération microbienne qui peut entraîner le biofouling et la corrosion causée par les microbes (MIC).

2. Les produits chimiques fréquemment employés [30].

a. Inhibiteurs de tartre

- **Phosphonates**: Inhiber la croissance cristalline des écailles. Les exemples incluent l'aminotris (acide méthylène phosphonique) (ATMP) et l'éthylènediaminotétra (acide méthylène phosphonique) (EDTMP).
- **Polyacrylates**: Disperser les minéraux formant du tartre et les empêcher de précipiter. Les exemples incluent l'acide polyacrylique (PAA) et l'acide polymaléique (PMA).

**Inhibiteur du tartre (ATMP ou EDTMP) ** : 10-20 ppm

b. Inhibiteurs de corrosion

- **Amines filmogènes** : Protégez les surfaces métalliques en créant une barrière protectrice. Prenons l'exemple du filmage d'amines telles que l'octadécylamine.
- **Phosphates de zinc** : Fournir une protection cathodique en précipitant sur la surface métallique.
- **Inhibiteur de corrosion (octadécylamine ou phosphate de zinc)** : 5-15 ppm

c. Dispersants

- **Dispersants polymères** : Maintenir les particules en suspension dans l'eau, en les empêchant de se déposer et de former des dépôts.
- **Dispersant (acide polyacrylique ou PMA)** : 10-30 ppm

d. Biocides

- **Glutaraldéhyde** : Efficace contre les bactéries, les champignons et les algues. Couramment utilisé dans le traitement de l'eau.
- **Isothiazolinones** : biocides à large spectre tels que le méthylisothiazolinone (MIT) et le chlorométhylisothiazolinone (CMIT).
- **Ammonium quaternaire** : Des composés efficaces contre les bactéries et les biofilms.
- **Biocide (Glutaraldehyde or Isothiazolinones)** : 50-200 ppm

III. . Biocides

Il est crucial d'utiliser des biocides pour prévenir la corrosion microbienne (MIC) du fer et d'autres métaux dans différentes industries, telles que le pétrole et le gaz, le traitement de l'eau et les milieux marins. Les micro-organismes responsables de la CMI, comme les bactéries réductrices de sulfate (SRB), génèrent des sous-produits corrosifs tels que le sulfure d'hydrogène. En général, les biocides efficaces pour le fer incluent des substances capables de pénétrer dans les biofilms et de stopper ou de tuer ces micro-organismes. [31].

1. Objectif des biocides : [31].

- *Combat microbienne*** : Les biocides sont employés afin de limiter la prolifération des micro-organismes dans les infrastructures de production de pétrole et de gaz, telles que les pipelines, les réservoirs et les puits. Les micro-organismes ont la capacité de provoquer la corrosion, l'encrassement et d'autres conséquences qui peuvent mettre en péril l'efficacité et la sécurité opérationnelles.
- *Prévention des CMI*** : La corrosion sous influence microbiologique (CMI) se produit lorsque les microorganismes métabolisent et produisent des sous-produits corrosifs qui endommagent les surfaces métalliques. Les biocides aident à prévenir la CMI en contrôlant les populations microbiennes et en réduisant leur activité corrosive.
- *Éviter l'accumulation de résidus biologiques*** : Les microorganismes peuvent créer des biofilms dans les systèmes d'injection d'eau utilisés pour la récupération assistée du

pétrole, ce qui diminue l'injectivité et accroît les coûts d'exploitation. Les biocides sont employés afin d'éviter l'accumulation de matières organiques et de préserver les performances du système.

- d. ***Protection des biens*** : Les biocides contribuent à préserver l'infrastructure et l'équipement de la détérioration microbienne, à prolonger leur durée de vie et à diminuer les dépenses liées à l'entretien.
- e. ***Préserver la qualité du carburant*** : En régulant la prolifération des bactéries, les biocides contribuent à préserver la qualité et la stabilité du carburant emmagasiné, en garantissant qu'il reste utilisable pendant de longues périodes.

2. Types de biocides [32].

- a. ***Les biocides solubles dans le carburant*** : Ils sont incorporés directement dans le carburant et peuvent être solubles dans les hydrocarbures. Ils gèrent de manière efficace la prolifération microbienne dans le carburant lui-même.
- b. ***Biocides hydrosolubles*** : Ils sont ajoutés à la phase aqueuse dans les réservoirs de stockage de carburant (l'eau peut s'accumuler au fond des réservoirs de carburant en raison de la condensation). Ils ciblent les micro-organismes qui prospèrent dans la phase aqueuse.
- c. ***Biocides biphasiques*** : Ils sont efficaces dans les phases du combustible et de l'eau, offrant une protection complète contre la contamination microbienne

3. Biocides couramment utilisés

- a. ****Glutaraldehyde****: [33].
 - ✓ Formule chimique : **C5H8O2**
 - ✓ Mode d'action : Liaisons croisées avec des protéines, des enzymes et d'autres composants cellulaires, perturbant la fonction et l'intégrité des cellules microbiennes.
 - ✓ Utilisation : Couramment utilisé dans les applications de champs pétrolifères pour son efficacité contre les bactéries SRB et autres bactéries anaérobies.
- b. ****Composés d'ammonium quaternaire (quats)**** [34].
 - ✓ Formule chimique : Les composés d'ammonium quaternaire (QACs) n'ont pas de formule chimique spécifique unique car ils englobent un groupe large et diversifié de molécules. Cependant, ils partagent une caractéristique structurelle commune :
 - Un atome central d'azote (N) avec quatre groupes attachés (groupes R)Ces groupes R peuvent être :
 - ❖ Hydrogen (H)
 - ❖ Groupes alkyles (chaînes carbonées droites ou ramifiées)
 - ❖ Groupes aryles (anneaux aromatiques)
 - ❖ Autres groupes fonctionnels

En raison de cette variation, la formule globale pour les QAC est rédigée de façon générique comme suit : $\text{NR}_4^+ \text{X}^-$

- ❖ NR_4^+ représente l'azote central avec quatre groupes attachés (R) et une charge positive (cation).
- ❖ X^- représente un anion (ion chargé négativement) qui équilibre la charge positive de l'azote. Cet anion peut être de différents types, tels que le chlorure (Cl^-), le bromure (Br^-), ou le sulfate (SO_4^{2-}).
- ❖ **Benzalkonium chloride (BAC):** $\text{C}_{14}\text{H}_{21}\text{N}^+\text{Cl}^-$
- ❖ **Cetrimonium bromide (CTAB):** $\text{C}_{16}\text{H}_{33}\text{N}^+\text{Br}^-$
- ❖ **Choline chloride:** $(\text{CH}_3)_3\text{N}^+\text{CH}_2\text{CH}_2\text{OH Cl}^-$
 - ✓ Mode d'action : Perturbe les membranes cellulaires microbiennes, provoquant une fuite du contenu cellulaire et la mort cellulaire.
 - ✓ Utilisation : Efficace contre un large éventail de micro-organismes, y compris les bactéries et les champignons.

c. Isothiazolinones [35].

- ✓ Formule chimique : **C3H3NOS**, Cette formule représente la structure centrale de la molécule, qui comprend :
 - ✓ **C3**: Trois atomes de carbone
 - ✓ **H3**: Trois atomes d'hydrogène
 - ✓ **N**: Une atome de nitrogène
 - ✓ **O**: Une atome oxygen
 - ✓ **S**: Une atome de sulfate

Cependant, il est important de noter que Isothiazolinones lui-même est une molécule mère. Il existe de nombreux dérivés d'Isothiazolinones avec des groupes fonctionnels supplémentaires attachés, utilisés comme biocides dans diverses applications. Ces dérivés auront des formules chimiques légèrement différentes selon les groupes spécifiques attachés.

- ✓ Exemples : Methylisothiazolinone (MIT), Chloromethylisothiazolinone (CMIT)
- ✓ Mode d'action : Inhibe la croissance microbienne en interférant avec les enzymes et la fonction protéique.
- ✓ Utilisation : Utilisé dans les systèmes d'eau de refroidissement, les champs pétrolifères, et d'autres applications industrielles

d. Composés organosoufrés

- ✓ Formule chimique : Les composés organosoufrés, en tant que classe large, n'ont pas de formule chimique spécifique car ils englobent une vaste gamme de molécules contenant au moins une liaison carbone-soufre. La formule varie en fonction de la structure spécifique et des groupes fonctionnels au sein de la molécule.

Voici une ventilation : [36].

1. **Structure de base:** Tous les composés organosulfurés partagent la présence d'une liaison carbone-soufre (C-S). C'est la caractéristique déterminante de la classe.
2. **Groupes fonctionnels:** Les composés organosulfurés peuvent avoir différents groupes fonctionnels attachés aux atomes de carbone et de soufre, ainsi qu'aux atomes d'hydrogène. Ces groupes fonctionnels peuvent comprendre :
 - ❖ Groupes alkyles (chaînes carbonées droites ou ramifiées) - désigné par C_nH_{2n+2}
 - ❖ Groupes ayles (anneaux aromatiques) - Dénové par diverses structures annulaires (e.g., C_6H_5 for phenyl)
 - ❖ Groupes hydroxyles (OH)
 - ❖ Groupes carbonyles (C=O) - la formation de structures comme les cétones ($RC(O)R'$) ou les aldéhydes ($RCH=O$)
 - ❖ Groupe sulfoxyde (S=O)
 - ❖ Groupe sulfone (SO₂)
 - ❖ Beaucoup d'autres
3. **Exemples:** Pour illustrer la variation de la formule, voici quelques exemples de composés organosulfurés avec leurs formules :
 - ❖ **Sulfure de diméthyle (DM)** : CH_3SCH_3 (molécule simple avec deux groupes méthyliques attachés au soufre)
 - ❖ **Méthionine (acide aminé)** : $C_5H_{11}NO_2S$ (contient des groupes fonctionnels supplémentaires comme l'amine et l'acide carboxylique)
 - ❖ **Saccharine (édulcorant artificiel)** : $C_7H_5NO_3S$ (comprend un anneau aromatique et d'autres groupes fonctionnels)

Par conséquent, il est impossible de fournir une formule unique pour les composés organosulfurés. Cependant, la présence d'une liaison carbone-soufre (C-S) et la possibilité de divers groupes fonctionnels attachés définissent cette classe de molécules.

- ✓ Exemples : Mercaptobenzothiazole (MBT), sulfate de Tetrakis (hydroxyméthyl) phosphonium (THPS)
- ✓ Mode d'action : Perturbe les processus métaboliques et la fonction enzymatique des micro-organismes.
- ✓ Utilisation : Efficace contre SRB et d'autres microbes impliqués dans MIC.

4. Exemple de formulation de biocide pour la protection

Voici un exemple de formulation généralisée combinant différents agents biocides pour un contrôle efficace de la CMI :

- Ingrédients:
 - **Glutaraldehyde** : 0.1-0.5%
 - **Quaternary Ammonium Compound (e.g., Benzalkonium chloride)** : 0.1-0.3%
 - **Isothiazolinone (e.g., MIT/CMIT mixture)** : 0.05-0.2%
 - **Corrosion inhibitor (e.g., Sodium molybdate)** : 0.1-0.3%
 - **Surfactant (e.g., nonionic surfactant)** : 0.1-0.2%
 - **Carrier solvent (e.g., water or ethanol)** : Balance to 100%

5. Application de Biocides.

- **Surveillance** **: Il est essentiel d'analyser régulièrement les échantillons d'eau pour déterminer les tendances à l'entartrage, les taux de corrosion et l'activité microbienne.
- **Dosage** **: Le dosage dépend de l'application spécifique, du niveau de contamination et des conditions environnementales. Les doses typiques varient de 50 à 200 ppm (parties par million).
- **Méthode d'application** **: Les biocides peuvent être ajoutés directement aux systèmes d'eau, injectés dans des pipelines ou utilisés dans des solutions de nettoyage pour surfaces métalliques. Comme :
 - a. **Injection continue** **: Les biocides sont souvent injectés en continu dans les systèmes d'eau, les canalisations et les réservoirs pour maintenir de faibles populations microbiennes et prévenir l'encrassement biologique et la corrosion.
 - b. **Traitement par lots** **: Des traitements périodiques par lots peuvent être utilisés pour la désinfection initiale ou pour traiter des problèmes microbiens spécifiques, tels que l'élimination du biofilm ou la lutte contre les épidémies.
 - c. **Monitoring and Control** **: La surveillance régulière des populations microbiennes, des taux de corrosion et des paramètres de qualité de l'eau aide à optimiser les programmes de traitement des biocides et à assurer un contrôle efficace de la croissance microbienne

6. Sécurité et Utilisation [37].

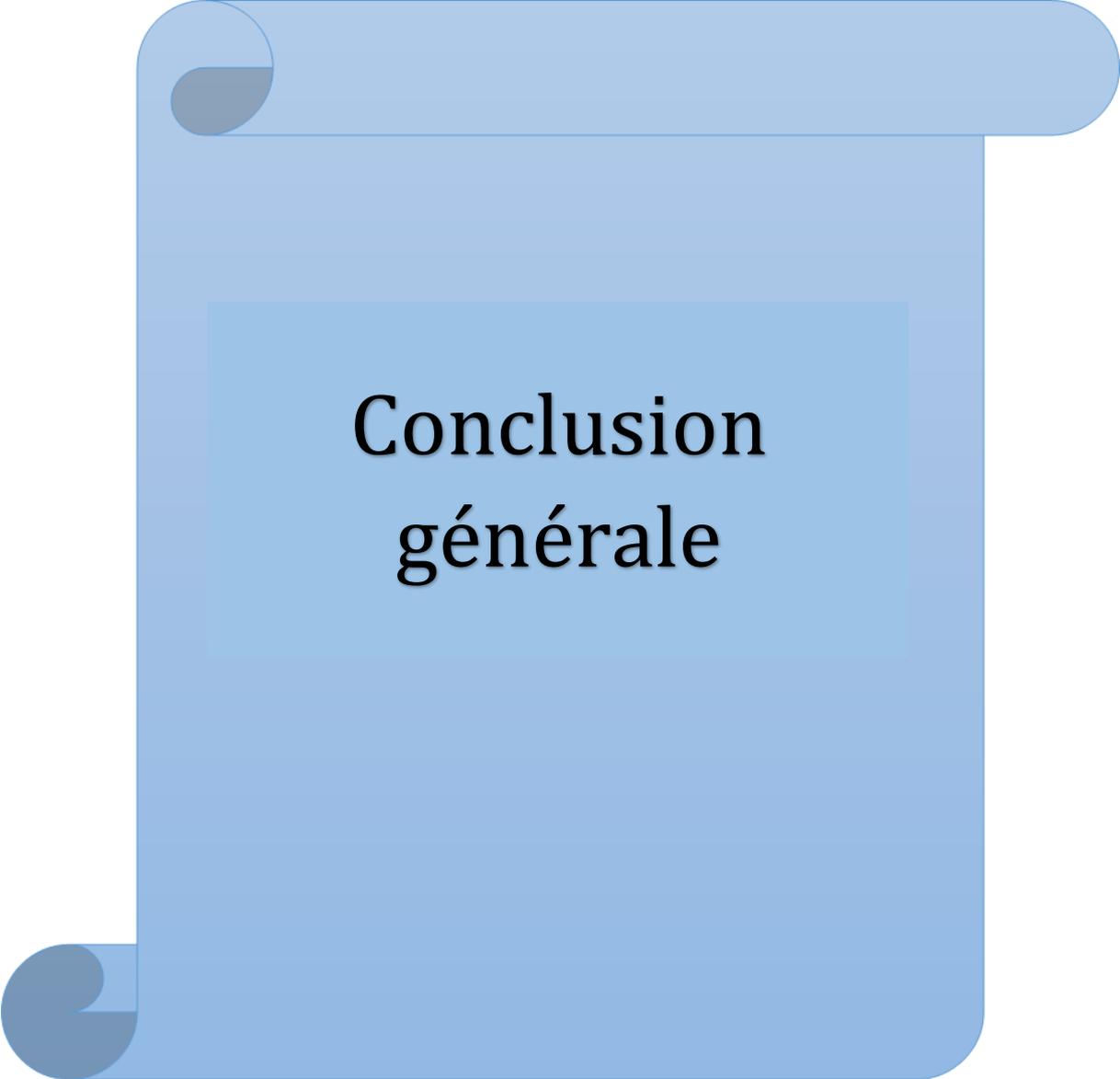
- **Équipement de protection individuelle (EPI)** **: Utiliser l'EPI approprié, comme des gants, des lunettes et des masques, pour manipuler des biocides.
- **Conformité Réglementaire** **: Veiller au respect des réglementations locales concernant l'utilisation, le stockage et l'élimination des biocides.
- **Impact Environnemental** **: Tenir compte de l'impact environnemental et choisir des biocides moins toxiques et biodégradables lorsque c'est possible.

7. Pratiques Recommandées [38].

- **Surveillance Régulière** **: Surveiller régulièrement les réservoirs de stockage de carburant pour détecter les signes de contamination microbienne.
- **Traitement Habituel** **: Mettre en œuvre un programme de traitement de routine avec des biocides pour prévenir la croissance microbienne.
- **Entretien de Réservoirs** **: Nettoyer et entretenir régulièrement les réservoirs de stockage de carburant afin de minimiser l'accumulation d'eau et de matières organiques qui peuvent favoriser la croissance microbienne.

IV. Conclusion

En résumé, les biocides jouent un rôle essentiel dans le contrôle de la croissance microbienne et la prévention de la corrosion d'origine microbiologique dans l'industrie pétrolière et gazière. La sélection, l'application et la surveillance appropriées des biocides sont essentielles pour maintenir l'efficacité opérationnelle, protéger l'infrastructure et assurer la conformité environnementale.



**Conclusion
générale**

Conclusion

Le problème de la formation des dépôts (minéraux et organiques) est l'un des plus courants dans la production de pétrole brut. Une série de conséquences telles que la détérioration des réservoirs, la diminution de la productivité des puits de pétrole et le colmatage des tubes et des installations de production sont apparues.

Grâce à cette étude préliminaire, nous pouvons acquérir une compréhension approfondie et déterminer la nature des dépôts, leur localisation, les méthodes de traitement, ainsi que la formulation du solvant approprié pour le processus. Une fois que la solubilité des dépôts a été testée dans divers Solvants.

Avant de commencer tout traitement, il est nécessaire de réaliser une étude exhaustive, c'est-à-dire les paramètres thermodynamiques (pression et température) qui accentuent les dépôts, ainsi que l'analyse des échantillons des fluides et des différents dépôts issus de la collecte.

L'objectif de notre sujet est d'examiner de manière qualitative et quantitative le dépôt de corrosion du champ HAOUD BERKOUJ. Il est essentiel de connaître de manière qualitative et quantitative les éléments présents dans les dépôts afin de diagnostiquer l'origine et le type de dommage. Il est essentiel de choisir un traitement adéquat des analyses physiques et chimiques spécifiques.

La création de dépôts est influencée par diverses conditions. Avant de prévenir, il est nécessaire de mener une étude approfondie sur les conditions propices à la formation de dépôt. Ces conditions varient également en fonction de la nature du dépôt, chaque type de dépôt requiert une analyse spécifique.

Donc on a Un échantillon de dépôt OKMH89 prélevé est récupéré au niveau du pipe d'huile a puit 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 suivants :

- A la lumière des résultats obtenus par les analyses physiques effectuées sur le dépôt prélevé le 23/05/2024 au niveau du puits producteur d'eau Albien OKMH89, on peut conclure que le dépôt est constitué de **85.6%** de matière minérale et d'une faible teneur égale **11.85%** de matière organique.
- A l'issue de l'analyse chimique, la partie minérale du dépôt prélevé au niveau du puits producteur d'eau Albien OKMH89 est composé de : Fer, Calcium et des matières insolubles.

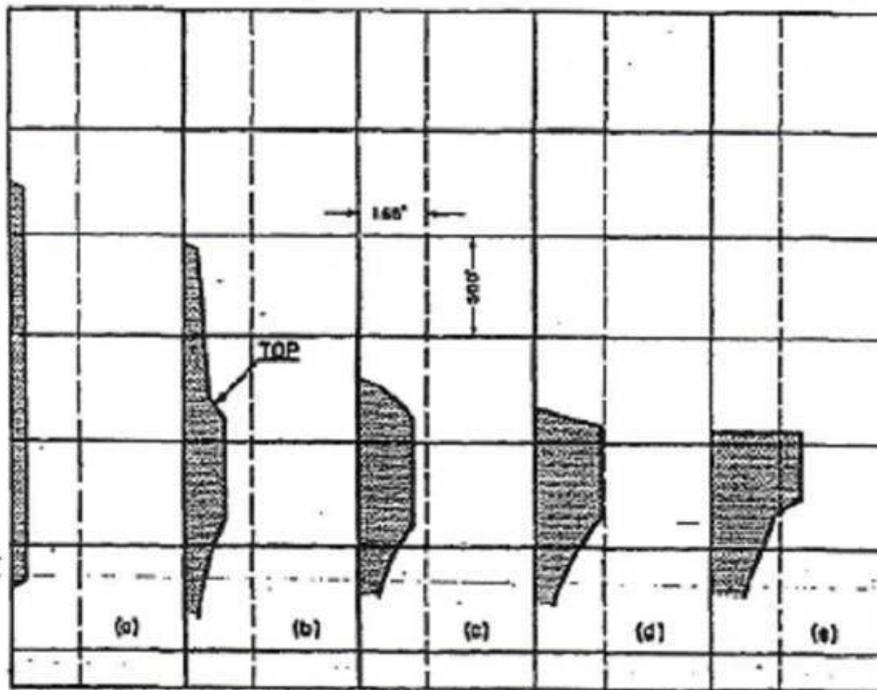
D'après cette étude, on constate qu'il existe plusieurs solutions contre les dépôts tell que les solvants que sont la méthode la plus utile.



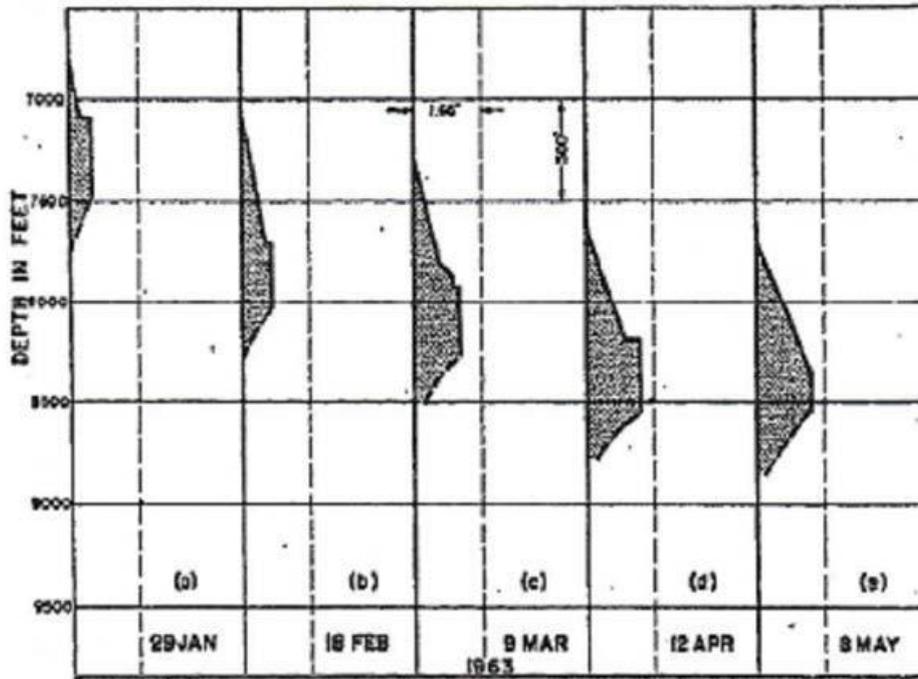
Annexes



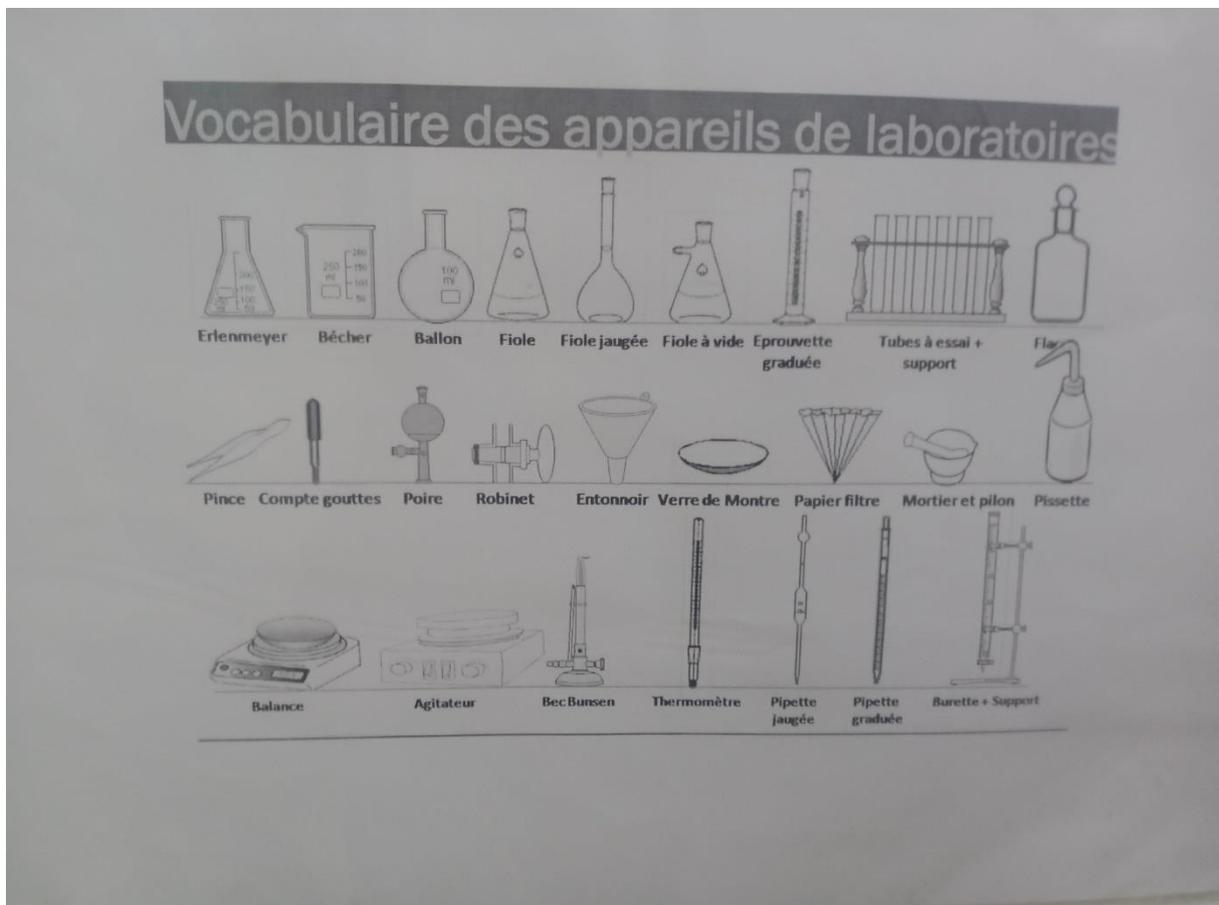
*Variation de la texture du dépôt d'asphaltène en fonction des conditions
a) : Dépôt induit par le n-pentane ; b) : Dépôt induit par le CO₂ ; c) : Dépôt induit par la
Pression.*



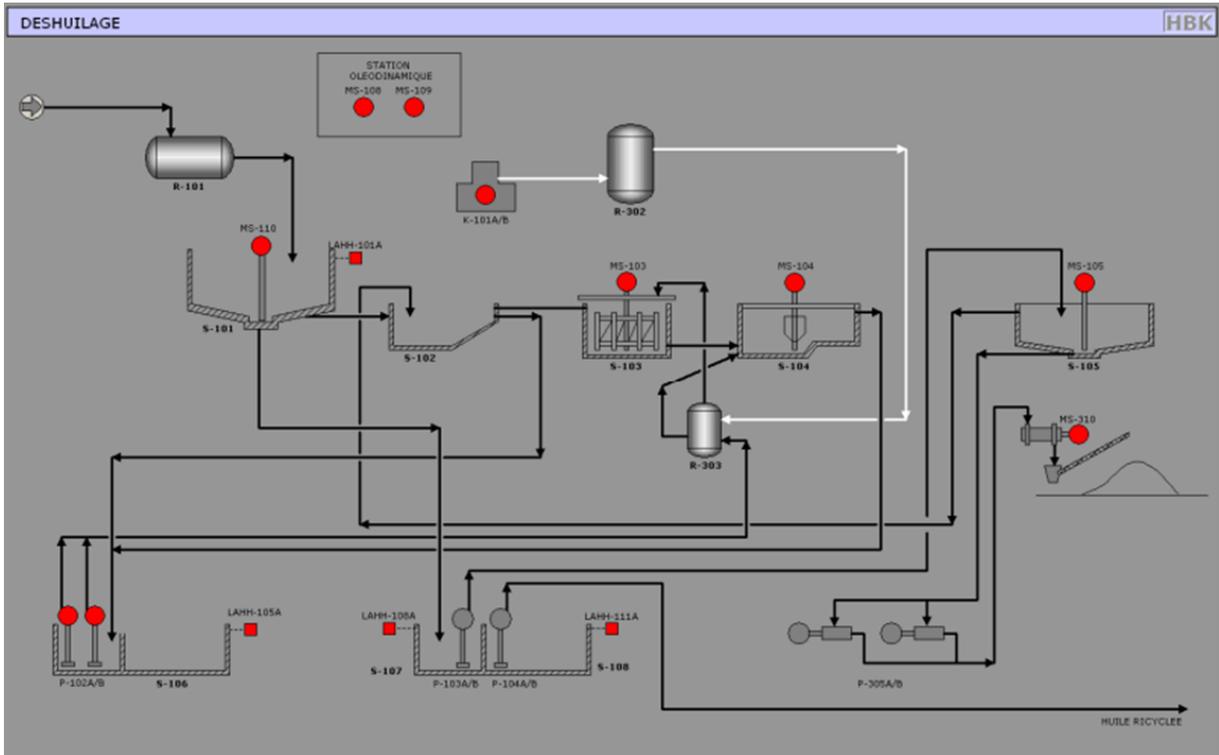
Evolution de la forme du dépôt en fonction de la profondeur



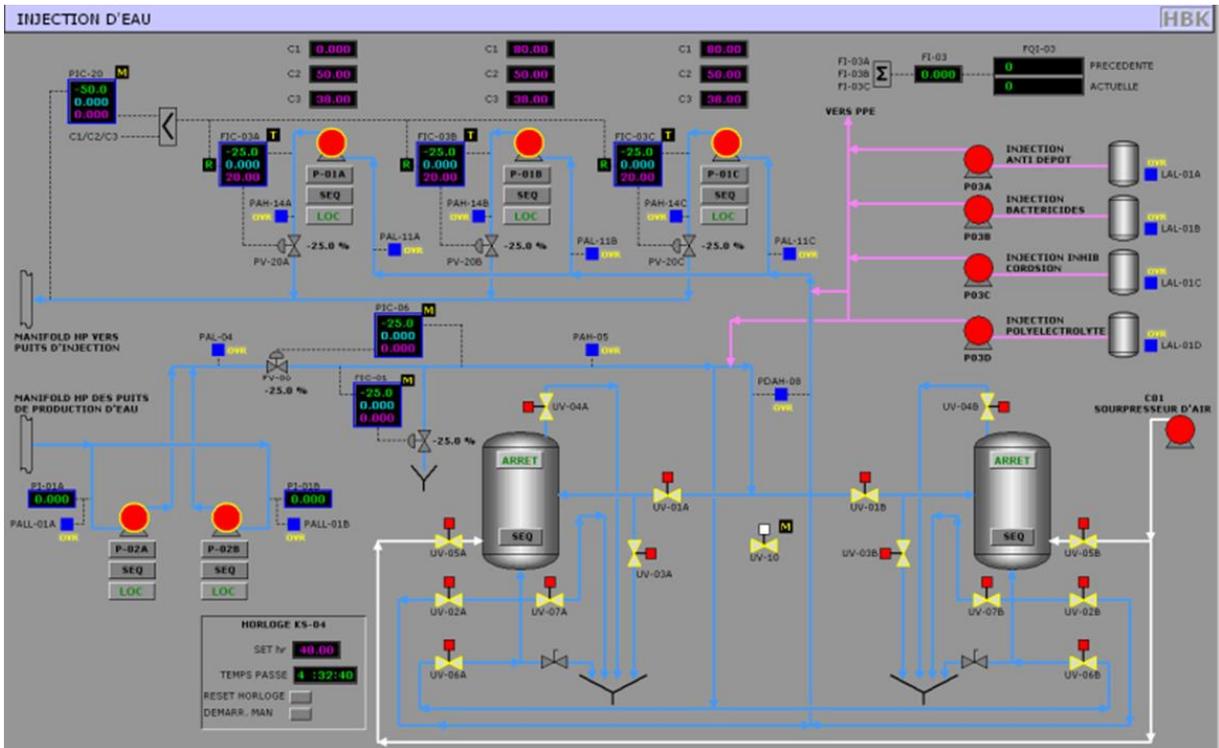
Evolution du dépôt en fonction du temps



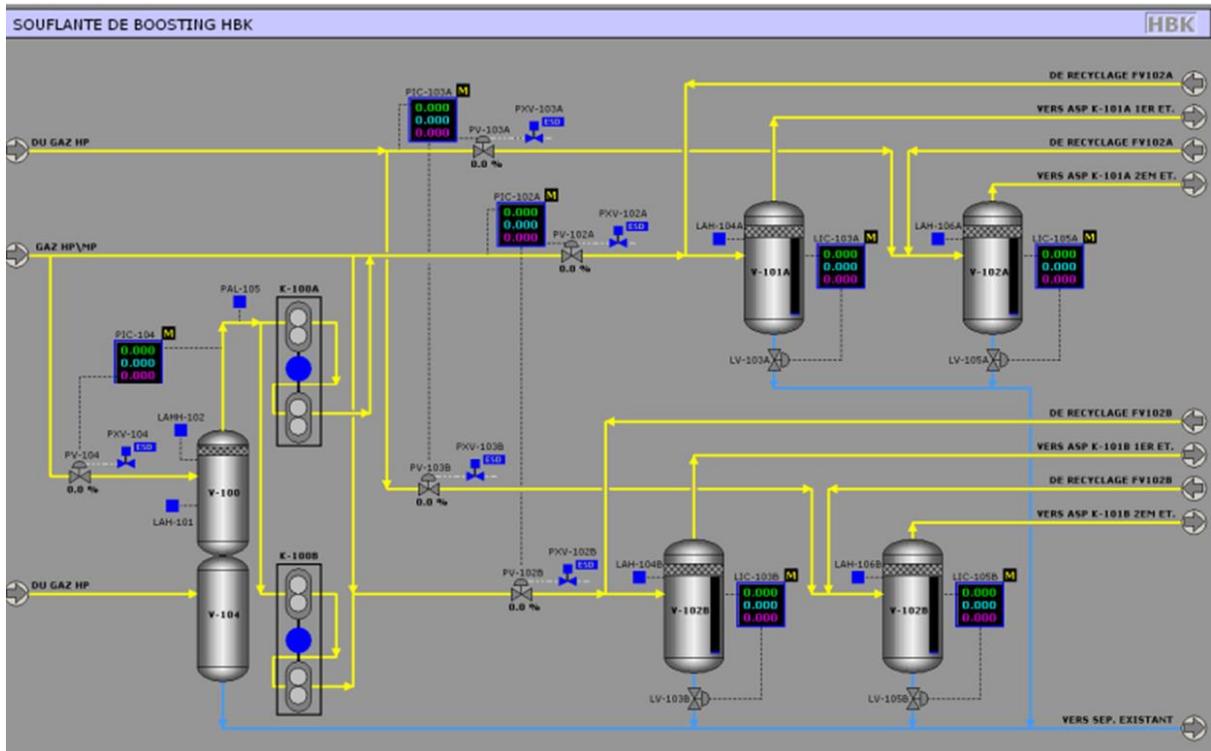
Appareils de laboratoires



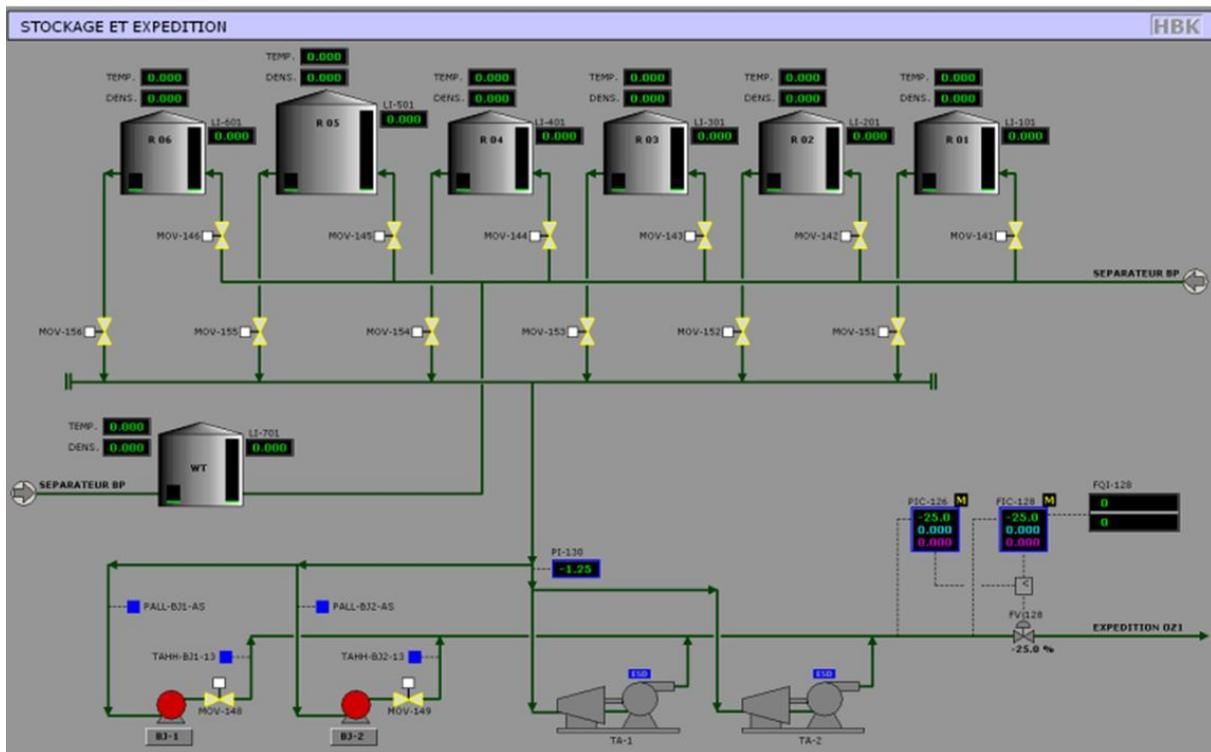
Unité de station de déshuilage



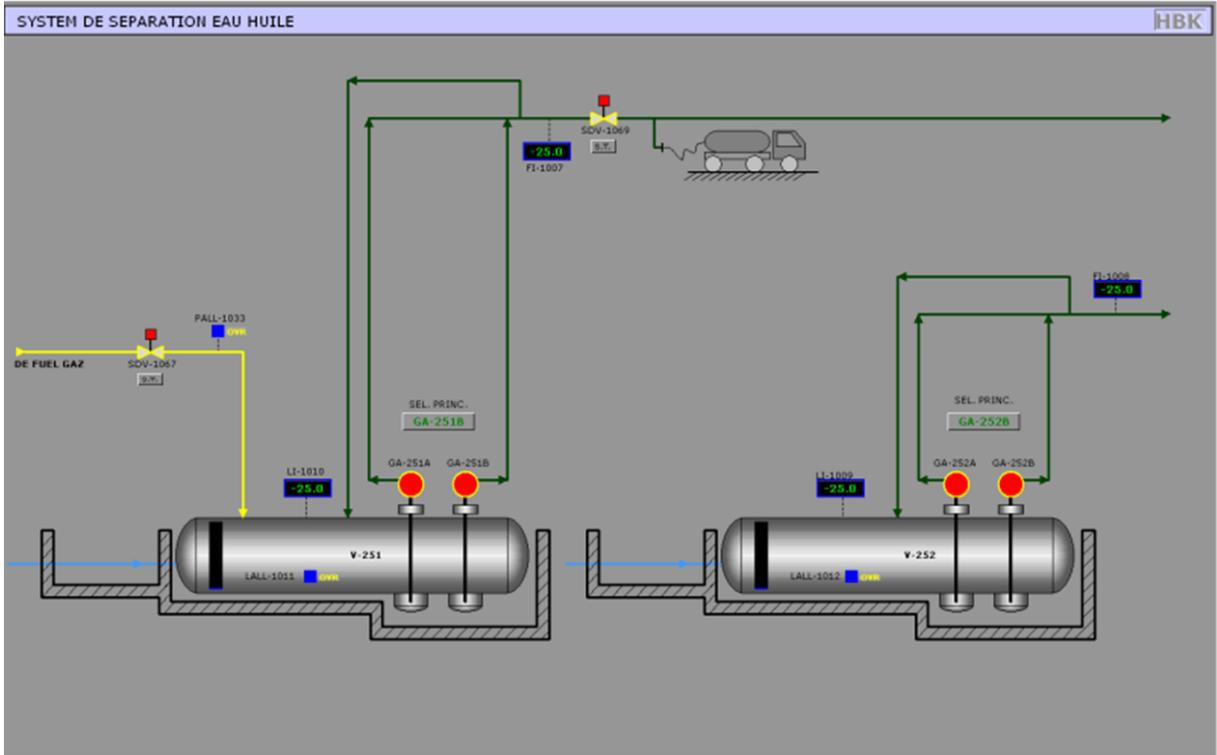
Unité de station d'injection d'eau



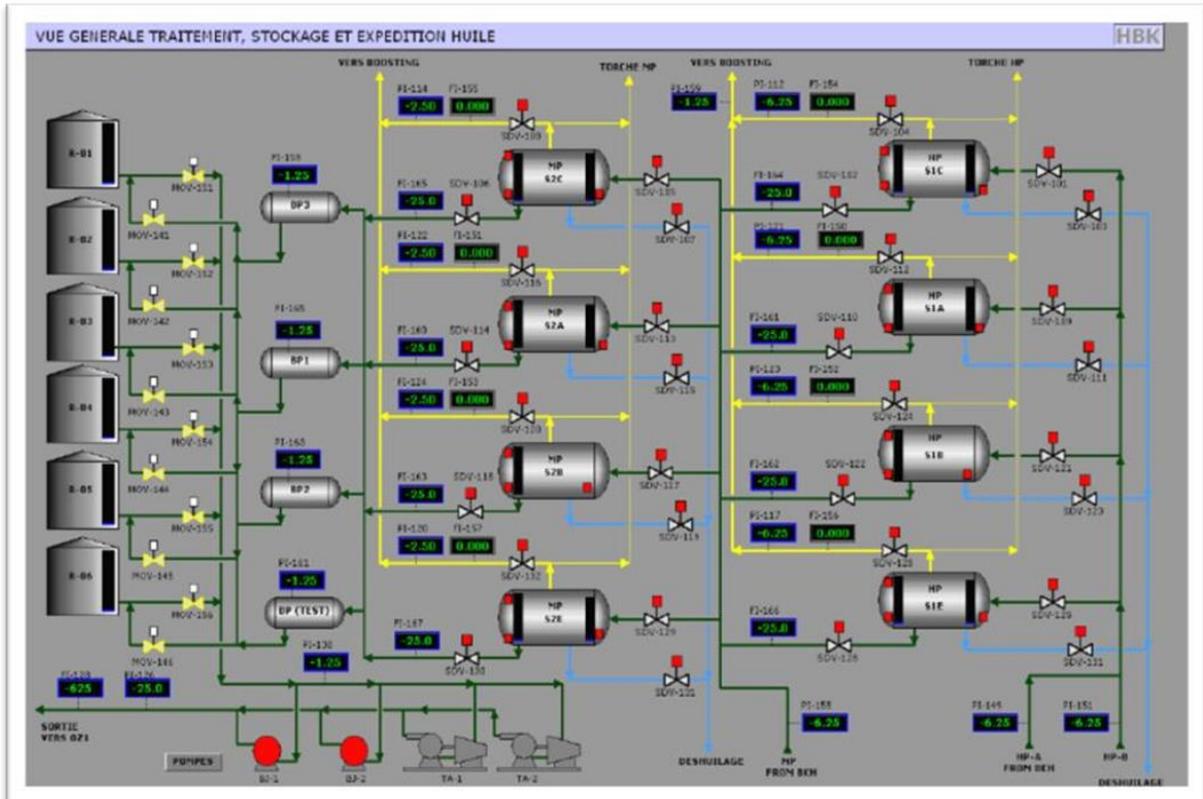
Une unité de boosting



Une unité de stockage et expédition



Une unité de séparation d'huile



Unité de traitement, stockage et expédition d'huile CP/HBK

BIBLIOGRAPHIE

- [1] BOUDIEB, N. (2008). *Evaluation des performances des peintures par des techniques électrochimiques*. Mémoire de Magister, Université M'Hamed BOUGARA de Boumerdès.
- [2] Centre de perfectionnement de l'entreprise. (1992). *Fondement de la corrosion* (1st & 2nd parts).
- [3] UHLIG, H. (1970). *Corrosion et protection*. J. Voeltel. Paris : Dunod.
- [4] LAMOUREUX, J.-J. (1980). *Précis de corrosion*. Beauchemin Masson.
- [5] BOUTELDJA, M. (2016). *Contribution à l'étude de l'utilisation des inhibiteurs dans la lutte contre la corrosion*. Mémoire de Master, Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [6] BROU N'GUESSAN BAHËT Stanislas. (2010). *Etude du dimensionnement optimal d'un système de protection cathodique alimenté par énergie solaire*. Mémoire de l'ingénieur d'Etat, Université M'Hamed BOUGARA de Boumerdès.
- [7] KHOUKHI, F. (2008). *Etude de l'efficacité de deux inhibiteurs de corrosion dans les milieux multiphasiques (Eau, huile et gaz)*. Mémoire de Magister, Université M'Hamed BOUGARA de Boumerdès.
- [8] YONTSI, S., & GANA, M. A. (1999). *Etude de corrosion bactérienne (rapport). Evaluation de la contamination bactérienne du champ pétrolier d'Edjeleh, par les bactéries sulfato-réductrices*. Entreprise nationale sonatrach, centre de recherche et développement, laboratoire Traitement Des Hydrocarbures Département corrosion.
- [9] Vervisch-Fortune, I. (2009). *Sensibilité de la technique, d'émission acoustique à la corrosion des armatures dans le béton*. Thèse de Doctorat, Université De Toulouse III–Paul Sabatier.
- [10] HADDADI, M. (2000). *Technique de la protection cathodique*. ENP.
- [11] Gh Kani Laala. (2008). *Tenue à la corrosion d'un dépôt de chrome électrolytique sur un substrat en acier Xc45*. Université de Batna.
- [12] STANISLAS, B. (2010). *Etude du dimensionnement optimal d'un système de protection cathodique alimenté par énergie solaire*. Université de Boumerdes.
- [13] (n.d.). *Préparation et caractérisation de dépôts composites électrodéposés en présence d'inhibiteur organique, corrosion et moyens de protection*.
- [14] NEBBAR, M. C. (2010). *Etude 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.
- [15] MEDDAHI, K. (2013-2014). *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.
- [16] BOUKHERISSA, M. (2008). *Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut : Choix de dispersants et le mécanisme d'action*. Thèse de doctorat, Université Paul Verlaine-Metz.

BIBLIOGRAPHIE

- [17] MALIANI, B., OUAAR, M., & GOSSI, F. (2018). *Impact de dépôt sur la production de la région HMD (Champ de Hassi-Massaoud)*. Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [18] (2013). *Optimisation des puits sales non éruptifs: Choix d'une complétion adéquate*.
- [19] (n.d.). *Traitement des dépôts*. Edition Technip.
- [20] TEGHIDET, H. (2012). *Etude de la cristallisation contrôlée de la calcite par voie électrochimique : Effet des ions étrangers au système calcocarbonique sur la nucléation croissance de la calcite*. Thèse de doctorat, Université Pierre et Marie Curie Paris France.
- [21] (n.d.). *Exploitation des dépôts pétroliers chimiques*. IFP training.
- [22] GHENGUELRYM, A. K. (2014). *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.
- [23] (2006). *Choix d'un anti-dépôt de sulfate de baryum pour le complexe industriel nord CINA*. Mémoire INCH.
- [24] KORIBA, B. (2007). *Prévention et lutte contre le phénomène d'entartrage dans les conduites d'eau dans la région de Ouargla – Touggourt*. Université Kasdi Merbah, Ouargla.
- [25] BOMMERBAH, P. (2005). *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.
- [26] WANER, T. S., & BRAND, A. (1981). *Electrochemical ACTA*, 26(9).
- [27] MELHA, N., & NALAF. (2005). *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.
- [28] BENSEDDIK, M., & ALI, A. C. M. D. J. (2013). *Optimisation des puits sales Non Eruptifs, Choix d'une complétion adéquate*. Département des hydrocarbures, Université de Kasdi Merbah, Ouargla.
- [29] DAVIDOVA, I., HICKS, M. S., FEDORAK, P. M., & SUFLITA, J. M. (2001). The influence of nitrate on microbial processes in oil industry production waters. *Journal of Industrial Microbiology and Biotechnology*, 27(2), 80-86.
- [30] EFREMENKO, E. N., AZIZOV, R. E., RAEVA, A. A., Abbasov, V. M., & Varfolomeyev, S. D. (2005). An approach to the express control of oil spill bioremediation by bioluminescent method of intracellular ATP determination. *International Biodeterioration & Biodegradation*, 56, 94-100.
- [31] EGOROV, N. S., TOROPOVA, E. G., UGAROVA, N. N., BROVKO, L. YU, MATYUSHA, G. V., GERASIMENKO, A. A., & SAMUNINA, A. A. (1985). Method of quantitative assessment of lubricant oils biocontamination. Inventor's certificate # 1311259 [In Russian].
- [32] FOSS, S., HEYEN, U., & HARDER, J. (1998). *Alcaligenes defragrans* sp. nov., description of four strains isolated on alkenoic monoterpenes ((+)-menthene, α -pinene, 2-carene, and α -phellandrene) and nitrate. *Systematic and Applied Microbiology*, 21, 237-244.

BIBLIOGRAPHIE

- [33] FRUNDZHAN, V. G., & UGAROVA, N. N. (2000). Bioluminescent detection of total bacterial contamination of crude milk. *Moscow State Bulletin. Line 2. Chemistry*, 41(6), 407-410 [in Russian].
- [34] HAUS, F., GERMAN, J., & JUNTER, G. A. (2001). Primary biodegradability of mineral base oils in relation to their chemical and physical characteristics. *Chemosphere*, 45(6-7), 983-990.
- [35] HAUS, F., BOISSEL, O., & JUNTER, G. A. (2003). Multiple regression modelling of mineral base oil biodegradability based on their physical properties and overall chemical composition. *Chemosphere*, 50(7), 939-948.
- [36] KODAMA, Y., & WATANABE, K. (2003). Isolation and characterization of sulfur-oxidizing chemolithotroph growing on crude oil under anaerobic conditions. *Applied and Environmental Microbiology*, 69(1), 107-112.
- [37] MASON, J. R., & CAMMACK, R. (1992). The electron-transport proteins of hydroxylating bacterial dioxygenases. *Annual Review of Microbiology*, 46, 277-305.
- [38] MYHR, S., LILLEBO, B. L., SUNDE, E., BEEDER, J., & TORSVIK, T. (2002). Inhibition of microbial H₂S production in an oil reservoir model column by nitrate injection. *Applied Microbiology and Biotechnology*, 58(3), 400-408.
- [39] OLLIVER, B., & MAGOT, M. (2005). *Petroleum microbiology*. ASM Press, USA.
Sirotkin, O. L., PEROVSKIY, E. V., & Lyashenko, A. V. (2005). Method of microbiological infection suppression of various sorts of fuels. Patent # 2249610 [In Russian].
- [40] CHELGHAM.F. (2019). *Contribution à l'étude des phénomènes de corrosion des pipes APIN80 en présence d'un gradient de température et en milieu eau de l'albien*. Thèse de doctorat, Université Kasdi Merbeh Ouargla.