

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté de technologie

En vue de l'obtention du diplôme de master

Spécialité : génie des procédés

Option : génie chimique

Réalisée Par:

M^{me}. MAHSAS DINA

M^{elle}. REZZOUG MANEL

Thème :

Étude de l'efficacité des inhibiteurs des dépôts de sels minéraux de champs OHANET -Illizi

Soutenu le 26/06/2024 devant le jury d'examen composé de :

| | | | |
|---------------------------------|-----------|-----------------|---------------|
| Mr AKSAS | HAMMOUCHE | Professeur | Président |
| M ^{me} BANDOUCHE | SAMIRA | MCA | Examinatrice |
| M ^{me} BEN BOUABDALLAH | AMINA | MCA | Promotrice |
| M ^{me} BELLAL | MELISSA | Ingénieur (CRD) | Co-Promotrice |

Promotion 2023/2024



Remerciements :

Avant tout nous remercions notre Dieu Allah de nous avoir donné la volonté et le courage pour la réalisation de ce travail.

Nos plus sincères remerciements à nos chers parents qui nous ont toujours accompagnés, aidé, soutenu et encouragé tout au long de nos études.

Nous tenons à exprimer toute notre reconnaissance à notre promotrice M^{me} « Ben Bouabdallah Amina » d'avoir acceptée de nous suivre tout au long de notre travail, on le remercie de nous avoir encadrée, orientée, aidé et conseillée.

Nos remerciements Mr GANNA AMINE, M^{me} MAMACH AMEL, M^{me} BELLAL MELISSA

Aussi nos remerciements notre organisme d'accueil Sonatrach CRD

Merci d'avance aux membres du jury, qui nous ont honorés de leurs participations et attentions portées à notre mémoire de fin d'études.

Nous voulons adresser nos sincères remerciements à tous les professeurs, intervenants et toutes les personnes qui par leurs paroles, leurs écrits, leurs conseils et leurs critiques ont guidé nos réflexions et ont accepté de nous rencontrer et de répondre à nos questions durant nos recherches

Enfin, nos remerciements vont à tous ceux et à toutes celles, qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Avec générosité et un égard exemplaire.



Dédicace :

Je remercie le bon dieu qui m'a donné une bonne santé afin de réaliser ce modeste travail

Je dédie ce modeste mémoire, en guise d'amour, de reconnaissance, et de respect :

*A mon très cher père « **MAHSAS NOREDINE** »*

Tu as toujours été pour moi un exemple de père respectueux, honnête, de la personne méticuleuse.

Grâce à toi papa j'ai appris le sens du travail et de la responsabilité. Je voudrais te remercier pour ton amour, ta générosité, ta compréhension... Ton soutien fut une lumière dans tout mon parcours. Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour l'estime et le respect que j'ai pour toi.

Ce modeste travail est le fruit de tous les sacrifices que tu as déployés pour mon éducation et ma formation. Je t'aime papa et j'implore le tout-puissant pour qu'il t'accorde une bonne santé et une vie longue et heureuse.

A ma mère qui ma soutenue et encouragée tout au long de mes études Quoi que je fasse ou que je dise, je ne saurais point vous remercier comme il se doit, votre affection me couvre, votre bienveillance me guide et votre présence à mes côtés a toujours été ma source de force pour affronter les différents obstacles. Je t'aime ma mère et je te souhaite santé et bonheur.

*A mes chères frères « **AZIZ** » et « **ISLEM** » à qui je souhaite tout le bonheur du monde, et que dieu nous garde les uns pour les autres*

*A mon mari « **BILLEL** » qui ma soutenu et encouragé à ce travail, votre présence à mes cotés été ma force. je te souhaite une vie heureuse pleine de réussite et pleine de santé et bonheur.*

*A mes petites « **Dania** » et « **Mohamed Amir** » je le souhaite une vie pleine de réussite et du bonheur*

*A ma belle mère, mes belles sœurs « **Nour** », « **Hanane** » et « **Ahlem** »*

*A mon chère binôme « **REZZOUG MANEL** »*

Mahsas Dina



Dédicace

Grace à ALLAH qui m'a donné le pouvoir et le courage à accomplir notre travail.

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A mon très cher père,

Pour ses encouragements, son soutien et surtout son amour et son sacrifice pour que rien n'entrave le déroulement de mes études. Qu'Allah lui réserve bonne santé et prend toujours soin de lui pour nous.

A ma très chère mère,

Qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi, Qu'elle trouve ici le témoignage de ma profonde reconnaissance. Que Dieu la protège et prenne toujours soin de nous.

A mon frère « MOHAMED » et ma sœur « AICHA »

Qui n'ont pas cessé de me conseiller, encourager et soutenir tout au long de mes études. Qu'Allah les protège et leurs offre la chance et le bonheur.

*A mes chères copines « MERIEM WIDAD », « LYDIA », « SOULEF »,
« ASMAA » et « ASSIA »*

Pour leurs aides et supports dans les moments difficiles.

A tous mes collègues

Qui m'ont toujours encouragé, et à qui je souhaite plus de succès.

Sans oublier mon binôme « MAHSAS DINA » pour son soutien moral, sa patience et sa compréhension tout au long de ce projet.

A toute ma famille

A tous ceux que j'aime et ceux qui m'aiment ♥.

Merci !

REZZOUG MANEL

Résumé :

Les inconvénients les plus connus de la récupération secondaire de brut (par l'injection d'eau) sont la formation des dépôts minéraux qui posent beaucoup de problèmes au niveau des puits et des différents points dans l'industrie pétrolière.

Dans ce travail, on s'est intéressés à l'étude de la zone du champ de OHANET, afin de tester les différentes méthodes et de traiter les analyses suite aux différents problèmes sur les équipements des unités industrielles. Dans le but de lutte contre les dommages des installations par la formation des dépôts insoluble, il a été convenu de prendre des échantillons d'eau de gisement et d'eaux d'injection des puits actuellement en activités. Ainsi, d'effectuer des analyses physico-chimiques pour déterminer les constituants et les éléments chimiques qui favorisent la formation des dépôts solides et étudié la compatibilité de ces eaux.

Et d'autre part à tester l'efficacité des inhibiteurs de formation des dépôts, Trois (03) produits anti-dépôts sont exercés sur le taux critique de mélange par un test d'efficacité afin de sélectionner le produit le plus performant.

Les mots clés : brut, l'injection d'eau, l'eau de gisement, dépôts minéraux, test d'efficacité, inhibiteurs, le taux critique.

ملخص:

العيوب الأكثر شيوعاً للاستخلاص الثانوي للنفط الخام (عن طريق حقن الماء) هو تكوين الرواسب المعدنية التي تسبب العديد من المشاكل في الآبار وفي نقاط مختلفة في صناعة النفط.

اهتمنا في هذا العمل بدراسة مساحة حقل او هانت من أجل اختبار الطرق المختلفة ومعالجة التحليلات بعد المشاكل المختلفة على تجهيزات الوحدات الصناعية. ومن أجل مكافحة الأضرار التي تلحق بالمنشآت نتيجة تكون الرواسب غير القابلة للذوبان تم الاتفاق على أخذ عينات من مياه الخزان ومياه الحقن من الآبار العاملة حالياً. وبالتالي إجراء التحاليل الفيزيائية والكيميائية لتحديد المكونات والعناصر الكيميائية التي تعزز تكوين الرواسب الصلبة ودرس مدى توافق هذه المياه.

ومن ناحية أخرى لاختبار قوة مثبطات تكوين الرواسب، تم تطبيق ثلاثة (03) منتجات مضادة للترسب على معدل الخلط الحرج عن طريق اختبار الفعالية من أجل اختيار المنتج الأكثر كفاءة.

الكلمات المفتاحية: الخام، حقن الماء، مياه الخزان، الرواسب المعدنية، اختبار الكفاءة، المثبطات، المعدل الحرج.

Abstract:

The best known disadvantages of secondary crude oil recovery (by water injection) are the formation of mineral deposits which pose many problems at wells and at various points in the oil industry.

In this work, we were interested in the study of the area of the OHANET field, in order to test the different methods and to process the analyzes following the various problems on the equipment of the industrial units. In order to combat damage to installations by the formation of insoluble deposits, it was agreed to take samples of reservoir water and injection water from wells currently in operation. Thus, to carry out physicochemical analyzes to determine the constituents and chemical elements which promote the formation of solid deposits and studied the compatibility of these waters.

And on the other hand to test the effectiveness of the deposit formation inhibitors, Three (03) anti-deposit products are exercised on the critical mixing rate by an effectiveness test in order to select the most efficient product.

Keywords: crude, water injection, reservoir water, mineral deposits, efficiency test, inhibitors, critical rate.

Sommaire :

| | |
|---------------------------|---|
| Remerciements | |
| Dédicaces | |
| Résumé | |
| Liste des abréviations | |
| Liste des figures | |
| Liste des tableaux | |
| Introduction général..... | I |

PARTIE THEORIQUE

Chapitre I : Généralités sur la production pétrolière

| | |
|--|----|
| I.1.Définition de pétrole | 1 |
| I.2.La formation du pétrole : | 1 |
| I.2.1.La première étape : Accumulation de la matière organique dans les sédimentations.... | 1 |
| I.2.2. La deuxième étape : Formation du kérogène..... | 2 |
| I.2.3.La troisième étape : maturation du kérogène en pétrole..... | 2 |
| I.3. Qu'est-ce qu'un gisement ? | 3 |
| I.4.La Formation des gisements de pétrole :..... | 3 |
| I.4.1.Processus de migration..... | 4 |
| I.4.2.Formation d'un piège..... | 4 |
| I.5. La production du pétrole..... | 5 |
| I.6.Les eaux dans les champs pétroliers :..... | 5 |
| I.6.1. La récupération secondaire de pétrole par injection d'eau :..... | 6 |
| I.6.2.Eau de gisement..... | 6 |
| I.6.3.Eau d'injection..... | 7 |
| I.6.4.L'incompatibilité des eaux | 9 |
| I.6.5 : Le but de l'étude de compatibilité..... | 10 |

Chapitre II : problèmes liés à la production pétroliers

| | |
|---|----|
| Introduction..... | 11 |
| II.1.Les différents dépôts | 11 |
| II.1.1. Les dépôts de sel minéraux :..... | 11 |
| II.1.2.Les dépôts organiques..... | 12 |

| | |
|---|----|
| II.1.2.1.Les dépôts d'asphaltènes | 12 |
| II.1.2.2.Les dépôts de paraffines :..... | 13 |
| II.2.La corrosion :..... | 14 |
| II.2.1.Généralités | 14 |
| II.2.2.Corrosion : phénomène électrochimique | 14 |
| II.2.3.Les principaux types de corrosion rencontrés dans l'industrie pétrolière | 14 |
| II.2.4.Différentes formes de corrosion | 15 |
| II.2.4.1.Corrosion uniforme (généralisée) :..... | 15 |
| II.2.4.2.Corrosion localisée | 15 |
| II.2.4.3.Corrosion galvanique (corrosion bimétallique) | 15 |
| II.2.4.4.Corrosion par piqûre | 16 |
| II.2.4.5.Corrosion sélective | 16 |
| II.2.4.6.Corrosion intergranulaire | 16 |
| II.2.4.7.Corrosion-érosion | 16 |
| II.2.4.8.Corrosion sous contrainte | 17 |
| II.2.4.9.Corrosion-fatigue | 17 |
| II.3.Les émulsions..... | 17 |
| II.3.1.Définition..... | 17 |
| II.3.2.Les types d'émulsion..... | 17 |
| II.3.3. L'émulsion dans le pétrole brut | 17 |

Chapitre III : les dépôts de sel et leur traitement

| | |
|---|----|
| III.1- Introduction..... | 19 |
| III.2.Les dépôts de sel..... | 19 |
| III.2.1.Qu'est-ce qu'un dépôt de sel minéraux ? | 19 |
| III.2.2.Les causes de la formation des dépôts de sel..... | 19 |
| III.2.3.Mécanisme de précipitation des sels..... | 19 |
| III.2.3.1.Sursaturations des sels économiquement solubles..... | 19 |
| III.2.3.2.Formation du germe..... | 20 |
| III.2.3.3.Croissance du cristal..... | 20 |
| III.2.4.Localisation des dépôts..... | 20 |
| III.2.5.Conséquences de la formation des dépôts dans les champs pétroliers..... | 21 |
| III.2.6.Principaux cas des dépôts de sel minéraux..... | 21 |

| | |
|---|----|
| III.2.6.1. Dépôts de sulfates | 22 |
| ❖ Le sulfate de baryum $BaSO_4$ | 22 |
| ❖ Sulfate de calcium ($CaSO_4$)..... | 22 |
| ❖ Sulfate de strontium ($SrSO_4$)..... | 23 |
| III.3. Les inhibiteurs | 24 |
| III.3.1. Définition des inhibiteurs | 24 |
| III.3.2. Domaines d'utilisations..... | 24 |
| III.3.3. Propriétés des inhibiteurs | 24 |
| III.3.4. Types des inhibiteurs | 24 |
| III.3.4.1. Inhibiteurs anti-dépôt..... | 24 |
| ✓ Les phosphates à chaîne linéaire..... | 25 |
| ✓ L'acide éthylène diamine tétra acétique (EDTA)..... | 25 |
| ✓ L'inhibiteur AD32 | 25 |
| III.3.4.2. Inhibiteur de corrosion (ICO)..... | 25 |
| III.3.5. Facteurs influençant l'efficacité d'un inhibiteur de dépôts..... | 25 |
| 1. Masse molaire | 25 |
| 2. Concentration d'inhibiteur et pH du milieu..... | 26 |
| 3. Température et stabilité thermique..... | 26 |
| III.4. Conclusion..... | 26 |

Chapitre IV : Matériels et méthodes

PARTIE EXPERIMENTALE

| | |
|---|----|
| IV.1. Introduction..... | 27 |
| IV.2. Echantillonnage..... | 27 |
| IV.3. Analyse physico-chimique des eaux de gisement et d'injection..... | 29 |
| IV.3.1. Mesure de pH..... | 29 |
| IV.3.2. Dosage des carbonates CO_3^{2-} et bicarbonates HCO_3^- | 30 |
| IV.3.3. Dosage des chlorures..... | 31 |
| IV.3.4. Dosage du calcium par complexométrie..... | 33 |
| IV.3.5. Dosage du magnésium par complexométrie..... | 34 |
| IV.3.6. Dosage du Fer, Sulfate et Baryum par spectrophotométrie..... | 36 |

| | |
|--|----|
| IV.3.7. Dosage du Potassium et Sodium par spectrométrie d'absorption atomique à flamme..... | 37 |
| IV.3.8. Dosage de l'extrait sec | 39 |
| IV.4. Etude de la compatibilité des eaux..... | 40 |
| IV.4.1. Méthodologie du travail..... | 40 |
| IV.4.2. Détermination du taux critique d'incompatibilité de l'eau de gisement et l'eau d'injection dans les conditions de surface et conditions de fond..... | 42 |
| 1. Conditions de surface (ambiante) | 42 |
| 2. Conditions de fond | 44 |
| IV.4.3. Analyse du dépôt par diffractométrie des rayons X (DRX) | 45 |
| IV.5. Test d'efficacité d'un inhibiteur de dépôt..... | 46 |
| IV.6. Conclusion..... | 49 |

Chapitre V: Résultats et discussion

| | |
|---|----|
| V.1 Introduction..... | 50 |
| V.2 Résultats d'analyse physico-chimique | 50 |
| V.3. Résultats d'étude de compatibilité du mélange des eaux aux conditions de surface (température ambiante/pression atmosphérique) et de fond..... | 52 |
| 1. Conditions De Surface..... | 52 |
| 2. Conditions De fond | 53 |
| V.4 Analyses des dépôts par diffractométrie des rayons 'X' (DRX)..... | 54 |
| V.5 Détermination de l'efficacité des anti-dépôts..... | 55 |
| V.5.1 Résultats d'étude d'efficacité des anti-dépôts..... | 55 |
| V.6 Conclusion | 59 |
| Conclusion générale..... | 60 |
| Annexes..... | 61 |
| Références bibliographiques..... | 66 |

Liste des abréviations :

DC-RD : Direction Centrale Recherche Développement

AUI : assistance unités industrielle

TCF : Traitement et contrôle des fluides

RAP : récupération assistée du pétrole

ICO : Inhibiteur de corrosion

P : pression

T : température

V : Volume

C° : Degré Celsius

PH : Potentiel hydrogène

D: Facteur de dilution

N : Normalité

Fig : Figure

PE : Prise d'essai

Ppm : Partie par million

ml : Millilitre.

NTU : Unité de Turbidimètre Néphélométrie.

DRX : diffraction rayon X

TEA : Triéthanolamine

HCL : L'acide chlorhydrique

Ca²⁺ : Ion calcium

CaCO₃ : Carbonate de calcium

Cl⁻: Ion chlorure

CO₂ : dioxyde de carbone

CO₃²⁻: Ion carbonate

K⁺: Ion potassium

Mg²⁺ : Ion magnésium

NH⁴⁺: Ammonium

SO₄²⁻ : Ion sulfate

Sr²⁺ : Ion strontium

Ba²⁺ : Baryum

H₂O : l'eau

AgCl : Chlorure d'argent

AgNO₃ : nitrate d'argent

BaCl₂ : Chlorure de baryum

SrCl₂ : Chlorure de strontium

CaCl₂ : Chlorure de calcium

MgCl₂ : Chlorure de Magnésium

NaCl : Chlorure de sodium

BaSO₄ : Sulfate de baryum

SrSO₄ : Sulfate de strontium

CaSO₄ : Sulfate de calcium

Na₂SO₄ : sulfate de sodium

NaHCO₃ : bicarbonate de sodium

K₂CrO₄ : chromate de potassium

Liste des figures :

| | |
|--|----|
| Figure I.1 : Pétrole brut..... | 1 |
| Figure I.2: Mécanisme de sédimentation de la matière organique..... | 2 |
| Figure I.3: La formation des hydrocarbures (La phénomène de pyrolyse)..... | 3 |
| Figure I.4: Processus de migration des hydrocarbures..... | 4 |
| Figure I.5: Formation de gisement dans les roches-réservoirs..... | 5 |
| Figure I.6: Représentation schématique de l'injection d'eau dans le réservoir d'hydrocarbures..... | 6 |
| Figure I.7 : Schéma de l'incompatibilité d'eau de gisement et d'eau d'injection..... | 9 |
| Figure II.1: Dépôts de BaSO ₄ dans les conduites..... | 12 |
| Figure II.2 : Dépôt d'asphaltènes induit par un changement de composition..... | 13 |
| Figure II.3 : Dépôt de paraffine dans le pipeline..... | 13 |
| Figure II.4 : Types d'émulsion dans le pétrole brut..... | 18 |
| Figure III.1: Les emplacements possibles de déposition des dépôts de sels dans les installations de production de brut..... | 21 |
| Figure III.2: Dépôt de sulfate de baryum..... | 22 |
| Figure III.3: dépôts de sulfate de calcium..... | 23 |
| Figure III.4: dépôts de sulfate de strontium..... | 23 |
| Figure IV.1: Image représentant les eaux d'injection et de gisement prélever à Ohanet..... | 28 |
| Figure IV.2 : La filtration des échantillons d'eaux..... | 28 |
| Figure IV.3: Le pH mètre..... | 30 |
| Figure IV.4: Dosage des chlorures par l'application de la méthode de MOHR..... | 32 |
| Figure IV.5 : Titrage des Chlorures..... | 32 |
| Figure IV.6: Dosage du Calcium par complexométrie..... | 33 |
| Figure IV.7: Dosage du calcium..... | 34 |
| Figure IV.8: Dosage de magnésium par complexométrie..... | 35 |
| Figure IV.9 : Dosage du magnésium..... | 36 |
| Figure IV.10: Spectrophotomètre DR1900..... | 37 |
| Figure IV.11 : Spectrophotomètre de flamme..... | 39 |
| Figure IV.12 : Un dessiccateur..... | 40 |
| Figure IV.13 : Schéma de réalisation d'une étude de compatibilité des eaux en laboratoire..... | 41 |
| Figure IV.14: photo des mélange des deux eaux V301 et V302 « 10/90 » « 20/80 » « 30/70 » | |

| | |
|--|----|
| « 40/60 » « 50/50 » « 60/40 » « 70/30 » « 80/20 » « 90/10 »..... | 42 |
| Figure IV.15 : Photo des 09 solutions après le repos et la décantation pendant 1h..... | 43 |
| Figure IV.16 : La filtration sous vide..... | 43 |
| Figure IV.17 : Dépôt du sel sur des filtres..... | 43 |
| Figure IV.18: Disposition des filtres avec dépôts dans l'étuve pour le séchage..... | 44 |
| Figure IV.19: Photo des mélange des deux eaux « 10/90 » « 20/80 » « 30/70 » « 40/60 » «50/50 » « 60/40 » « 70/30 » « 80/20 » « 90/10 » après 03 jours..... | 45 |
| Figure IV.20: Photo de Dépôt du sel sur les filtres et la récupération du filtrat..... | 45 |
| Figure IV.21: L'injection de l'inhibiteur..... | 47 |
| Figure IV.22 : Test d'efficacité d'un inhibiteur de dépôt EC 6359A de la firme NALCO Champion. | 47 |
| Figure IV.23 : Test d'efficacité d'un inhibiteur de dépôt INIPOL AD 32 de la firme CECA- ARKIMA..... | 47 |
| Figure IV.24 : Test d'efficacité d'un inhibiteur de dépôt SCW 85372 de la firme BAKER HUGH..... | 47 |
| Figure IV.25 : Turbidimètre..... | 48 |
| Figure IV.26: L'inhibiteur de dépôt EC 6359A de la firme NALCO Champion..... | 48 |
| Figure IV.27: L'inhibiteur de dépôt INIPOL AD 32 de la firme CECA-ARKIMA..... | 48 |
| Figure IV.28: L'inhibiteur de dépôt SCW 85372 de la firme BAKER HUGH..... | 48 |
| Figure V.1 : Diffractogramme de l'échantillon dépôt sur filtre 50/50..... | 55 |

Liste des tableaux :

| | |
|--|----|
| Tableau V.1: Résultats d'analyses physico-chimiques des eaux d'injection et de gisement... | 51 |
| Tableau V.2 : résultats des études de compatibilité de l'eau d'injection avec l'eau de gisement dans les conditions de surface..... | 53 |
| Tableau V.3 : résultats des études de compatibilité de l'eau d'injection avec l'eau de gisement dans les conditions de fond | 54 |
| -Tableau V.4 : Les résultats du test sur l'inhibiteur d'EC 6359A de la firme NALCO Champion | 56 |
| Tableau V.5: Résultats du test d'efficacité de l'inhibiteur INIPOL AD 32 de la firme CECA-ARKIMA..... | 57 |
| -Tableau V.6: Les résultats du test sur l'inhibiteur de SCW 85372 de la firme BAKER HUGHES..... | 58 |

Introduction générale

Introduction générale :

Le pétrole, principale source d'énergie dans le monde, occupe une place considérable dans l'économie mondiale. En plus d'être la source principale utilisée dans l'alimentation des moyens de transport, l'usage du pétrole est rencontré quasiment dans tous les secteurs industriels.

En ce qui concerne l'Algérie, pays à la fois producteur, exportateur et consommateur, cette ressource naturelle joue un rôle vital dans l'économie du pays.

Durant l'exploitation d'un gisement pétrolier, la pression diminue, donc il faut intervenir un moyen pour récupérer la plus grande quantité du pétrole possible. Le moyen le plus utilisé actuellement consiste en l'injection d'eau dans le gisement.

Malheureusement, le problème qui se pose aux cours de la récupération secondaire que les deux eaux injection/gisement sont incompatibles, ce qui conduit à la formation des dépôts, En général, les types de ces dépôts sont "sels minéraux".

Ces dépôts peuvent être réduits en utilisant des inhibiteurs.

Dans ce contexte, nous nous proposons d'étudier l'incompatibilité d'eau de gisement et de l'eau d'injection provenant du champ pétrolier d'OHANET, puis tester l'efficacité de trois inhibiteurs sur ce dépôt.

Ce travail à été réalisé au niveau du Laboratoire Chimie et Traitement des eaux de la direction Assistance aux Unités Industrielles au niveau de la Direction Centrale de Recherche et Développement (CRD), pour l'étude des eaux de gisement et d'injection du champ de OHANET de la région d'Illizi, pour une période de trois (03) mois allons du 21 Février au 21 Mai 2024.

Afin de mieux positionner le sujet de ce mémoire, nous divisons notre travail en deux parties : Une partie théorique qui se compose de trois (03) chapitres consacrés à la synthèse bibliographique, le premier chapitre donne un aperçu général sur la production pétrolière le deuxième comprend les problèmes liés à la production pétrolière et le troisième chapitre sur les dépôts de sels minéraux et leur traitement. La deuxième partie est une étude expérimentale, où on a procédé l'analyse physico-chimique des deux eaux, l'incompatibilité entre elles à travers l'étude du taux de formation des dépôts de sels minéraux, ainsi que l'efficacité de trois inhibiteurs sur ces dépôts. Pour chaque étape, nous interprétons et discutons nos résultats.

Nous terminons notre mémoire par une conclusion générale.

Partie Théorique

Chapitre I : généralités sur la production
pétrolières

La production de pétrole nécessite une utilisation massive d'eau. Il est important de disposer d'une eau de qualité satisfaisante pour améliorer la récupération du pétrole tout en préservant la qualité du puits, du réservoir et de l'équipement.

Différentes sources d'eau sont utilisées pour la production selon le besoin, la localisation et la disponibilité. Celles-ci comprennent : les eaux de gisement et les eaux d'injection.

I.1.Définition de pétrole :

Le pétrole, que les Romains appelaient bitumen, doit son nom à deux mots latins «petra oleum » qui signifie «huile de pierre ». C'est une huile minérale naturelle combustible, sa couleur varie du vert au brun noir et il dégage une odeur caractéristique, à une densité variant de 0,7 à 1,13. Il est formé d'une multitude de composés organiques, essentiellement des hydrocarbures. Il est piégé dans des formations géologiques particulières et est utilisé surtout comme source d'énergie. [1]



Figure I.1 : Pétrole brut (wikipedia)

I.2.La formation du pétrole :

Le pétrole est un produit de l'histoire géologique d'une région et sa formation passe par la succession d'étapes qui prennent parfois des milliards d'années.

I.2.1.La première étape : accumulation de la matière organique dans les sédimentations :

La matière organique, dont est dérivé le pétrole, se dépose dans les bassins sédimentaires ou elle provient, en majeure partie, des êtres vivants dans le bassin lui-même et, pour le reste, des terres voisines d'où l'apportent les cours d'eau, les deux sources d'apports

varient suivant les conditions géographiques, pour cette matière organique ne soit pas détruite par les décomposeurs, il faut que s'instaurent des conditions anaérobies, réalisées lorsque la sédimentation minérale associée est fine. A partir de 2-3 m de profondeur, il n'y a presque plus des micro-organismes. Dans telles conditions, la matière organique se transforme en kérogène comme une deuxième étape.[2]

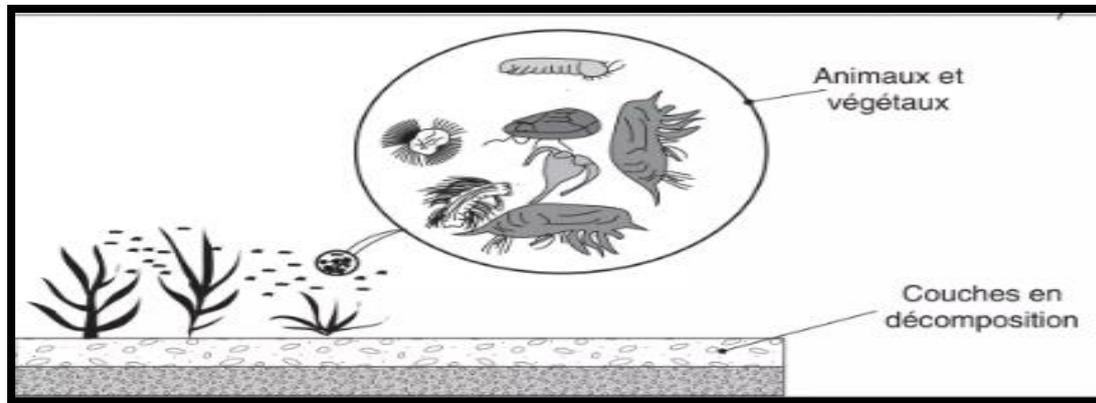


Figure I.2: Mécanisme de sédimentation de la matière organique. [2]

I.2.2. La deuxième étape : Formation du kérogène :

C'est la transformation de la matière organique par des bactéries anaérobies qui utilisent l'oxygène et l'azote contenus dans les molécules organiques, laissant ainsi le carbone et l'hydrogène qui peuvent alors se combiner pour former de nouvelles molécules : les hydrocarbures.

Cette transformation biochimique conduit à la formation d'un composé solide appelée kérogène disséminé sous forme de petits filets dans les sédiments minéraux appelé roche mère. [3]

I.2.3. La troisième étape : maturation du kérogène en pétrole :

Le kérogène va subir une dégradation thermique –phénomène de pyrolyse – conduisant à l'apparition des molécules d'hydrocarbures de plus en plus complexe. Ce phénomène provoque également une expulsion d'eau et de CO₂ plus ou moins important selon la quantité initiale d'oxygène.

La roche mère doit être suffisamment imperméable afin que le temps de séjour du kérogène soit suffisamment long pour que le phénomène de pyrolyse ait lieu. [3]

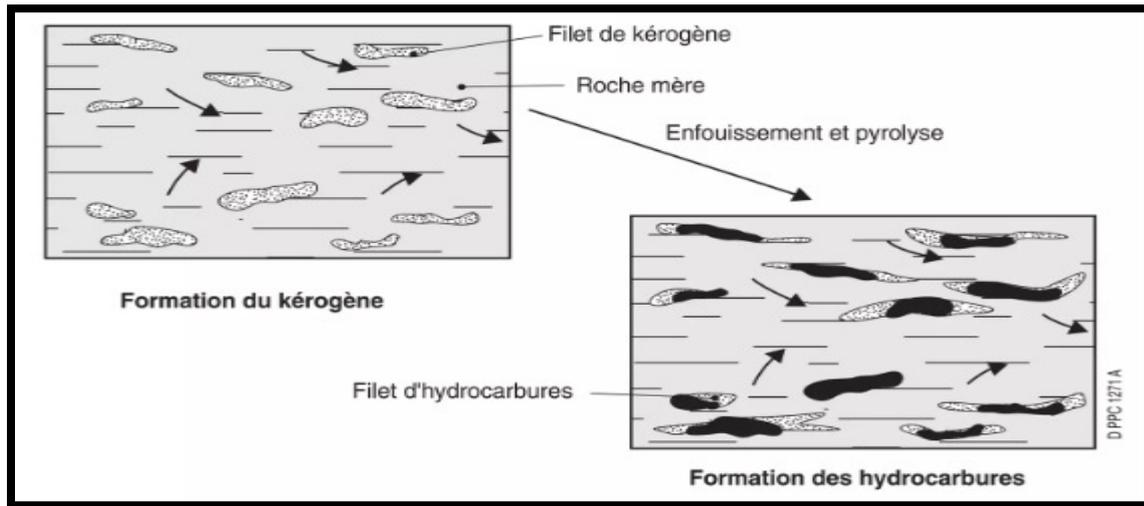


Figure I.3: La formation des hydrocarbures (La phénomène de pyrolyse). [3]

I.3. Qu'est-ce qu'un gisement ?

Un gisement est formé d'un ou plusieurs réservoirs rocheux souterrains contenant des hydrocarbures liquides et/ou gazeux ; et d'origine sédimentaire à de très rares exceptions près. la roche réservoir est poreuse et perméable, sa structure est limitée par des barrières imperméables qui piègent les hydrocarbures. [4]

I.4. La Formation des gisements de pétrole :

Lors de la formation de l'huile et du gaz à partir du kérogène, les gouttelettes d'hydrocarbure sont disséminées dans la roche-mère et ne pourraient pas être exploitées si des phénomènes de migration et de concentration ne s'étaient pas produits. [3]

Le pétrole a tendance à se déplacer vers d'autres endroits en empruntant un chemin à travers les roches les plus perméables ou les fissures existant à l'intérieur de ces roches. Cette migration s'effectue de la roche mère vers la surface de la terre, en traversant les sédiments; cela est dû à ce que la densité du pétrole est plus faible que celle de l'eau. L'endroit où s'arrête la migration du pétrole est appelée « piège ». [5]

I.4.1. Processus de migration :

Quand la pression du gaz formé lors de la pyrolyse du kérogène en profondeur devient suffisante pour vaincre l'imperméabilité de la roche-mère, elle permet une migration des fractions liquide et gazeuse à travers les pores de la roche-mère.

On dit que les hydrocarbures sont « expulsés » de la roche-mère et subissent une migration primaire.

Ils entament alors une migration secondaire vers le haut en étant transportés, essentiellement, sous l'effet de la pression de l'eau à travers une roche perméable.

Lors de leur remontée, les hydrocarbures sont arrêtés par une couche imperméable, se concentrent dans les pores de la roche perméable et forment une accumulation : la roche s'appelle alors roche-réservoir. [3]

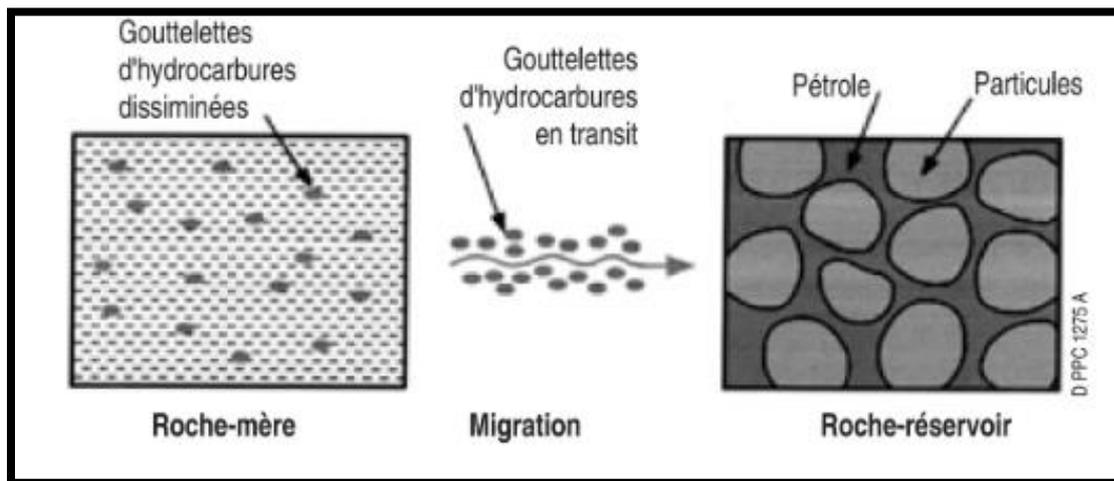


Figure I.4: Processus de migration des hydrocarbures. [3]

I.4.2. Formation d'un piège :

La migration des hydrocarbures se fait grâce au déplacement de l'eau dans les formations rocheuses. En effet, les eaux souterraines se trouvent non seulement dans les couches superficielles mais également en grande profondeur ou elles circulent très lentement. Ce sont elles qui en migrant entraînent les gouttelettes d'hydrocarbures. [3]

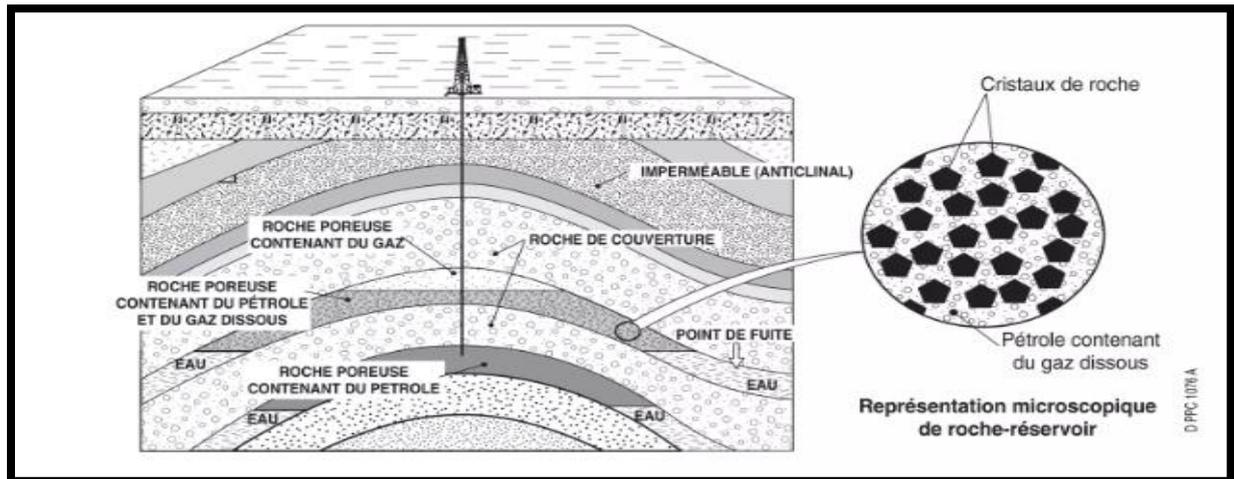


Figure I.5: Formation de gisement dans les roches-réservoirs. [3]

I.5. La production du pétrole :

Le pétrole est situé naturellement dans les micropores des formations rocheuses souterraines limitées par des pièges géologiques, pour lequel il faut construire un puits jusqu'au gisement pour le produire. Dans la plupart des cas, le pétrole est produit avec de l'eau et du gaz. La production de plusieurs puits est regroupée dans des stations de traitement où l'on met en œuvre les procédés de séparation du pétrole, du gaz et de l'eau associés.

Selon les spécifications éventuelles, le pétrole déshydraté est soumis à d'autres traitements avant le raffinage, principalement pour la production et la commercialisation de l'essence et d'autres sous-produits. [6]

I.6. Les eaux dans les champs pétroliers :

L'eau est un élément essentiel pour l'exploitation et la production de pétrole et de gaz. Que ce soit pour la récupération assistée du pétrole (RAP) ou pour la récupération assistée chimique, en vue d'une réutilisation ou d'un rejet, la qualité de l'eau est déterminante. Les lignes de process pour le traitement de l'eau doivent satisfaire aux exigences liées aux gisements mais aussi à celles liées aux réglementations locales et aux contraintes environnementales. [7]

I.6.1. La récupération secondaire de pétrole par injection d'eau :

Le vieillissement d'un gisement conduit naturellement à une diminution de la productivité des puits. La différence de pression entre le fond et la surface devenant insuffisante, il est

indispensable d'utiliser des techniques d'aide à la production telles que: le drainage assisté par injection ou de gaz d'eau qui permet de maintenir la pression générale du réservoir. [8]

Cette dernière technique, dite de récupération secondaire, pour des raisons techniques et économiques l'injection d'eau dans le réservoir d'hydrocarbures est une des techniques secondaires les plus employée. L'eau injectée provient le plus souvent de l'aquifère du réservoir ou de la mer pour les gisements offshore. [9]

La récupération consiste à injecter d'eau sous pression via des puits injecteurs à la base du gisement, ou bien en périphérie afin d'opérer une sorte de balayage qui poussera les hydrocarbures vers les puits de production tout en maintenant la pression dans le réservoir. Son but est d'augmenter la récupération, mais aussi d'accélérer la production. [10]

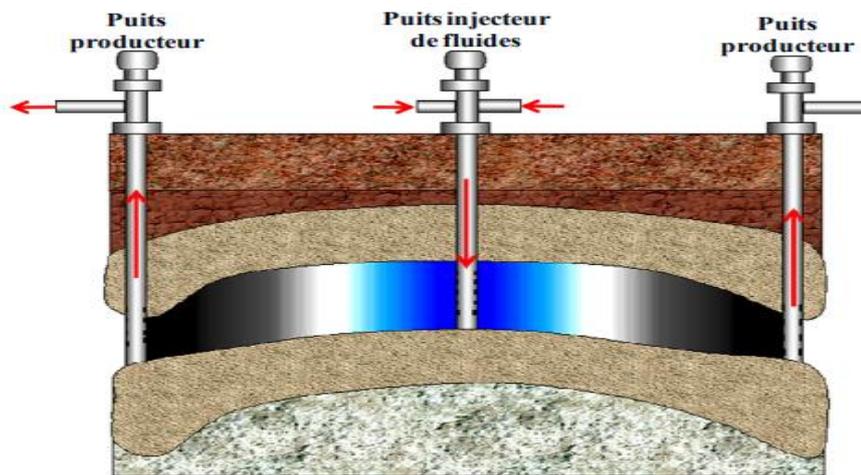


Figure I.6: Représentation schématique de l'injection d'eau dans le réservoir d'hydrocarbures. [9]

I.6.2.Eau de gisement :

L'eau de gisement accompagne le pétrole brut dans le gisement producteur. Cette eau de gisement ou de formation peut provenir soit de l'aquifère qui se trouve à la base des gisements pétrolifères soit de la roche magasin elle-même. Cette eau est généralement très chargée en sels (de calcium, potassium, magnésium, carbonates, bicarbonates, chlorures,...) et une quantité considérable de Baryum sous forme de $BaCl_2$. [11]

Il existe des différents types de l'eau de gisement tels que :

- **Eaux de condensation** : qui correspondent à la fraction d'eau en phase vapeur accompagnant les fluides de gisement. Elles sont théoriquement moins chargées en éléments chimiques. Elles sont produites à la tête des puits par condensation en quantité relativement faible.
- **Eaux de formation** : qui sont communément attribuées à l'aquifère du gisement et accompagnent la mise en place des hydrocarbures. Elles sont variées et classées suivant les éléments chimiques dominants qu'elles renferment.
- **Eaux interstitielles** : ce sont des eaux que l'on retrouve dans les petits espaces entre les minuscules grains d'une roche. Elles sont classées en deux types :
 - **Cynégétique** : formée au même moment que la roche mère.
 - **Epigénétique** : générée par des infiltrations dans la roche.
- **Eaux connées** : le « connée » veut dire née, produite ou générée ensemble. Une eau connée peut être considérée comme une eau interstitielle d'origine syngénésique (formée au même moment que la roche mère). Une eau connée, est donc une eau fossile qui est sans contact avec l'atmosphère durant une grande partie d'une période géologique. [7]

I.6.3.Eau d'injection :

L'eau d'injection utilisée dans la récupération du pétrole peut être tirée de diverses sources (rivière, lacs,...). Mais, généralement on emploie des eaux de puits, et spécialement forées à cet effet. Elle été employée pour des divers objectif parmi lesquels :

- ✓ Augmenter la récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement.
- ✓ Maintenir la pression du gisement si l'expansion de l'aquifère ne fournit pas suffisamment d'énergie.
- ✓ Lavage des puits pour éliminer éventuellement les dépôts de sels (Na Cl). [12]

On distingue deux catégories d'eau :

- **L'eau de lavage** : Le lavage à l'eau est utilisé dans les puits de pétrole pour nettoyer les dépôts de sel de chlorure de sodium qui peuvent obstruer les tubes et réduire la production. Des niveaux élevés de chlorure de sodium dans l'eau de formation provoquant une précipitation importante de NaCl sur les parois du

tubing. L'injection d'eau douce peut aider à dissoudre ces dépôts et à rétablir la production. Cependant, l'injection d'eau peut également entraîner des problèmes avec l'eau des réservoirs contenant des ions baryum, calcium et strontium, entraînant la formation de dépôts dans les installations.

- **L'eau de maintien de pression** : utilisée comme moyen de production lorsque la pression statique absolue en tête de puits diminue au cours de l'exploitation d'un gisement. [13]

Ces eaux, que ce soit de lavage ou de maintien de pression, contiennent une quantité importante de sulfate sous forme de Na_2SO_4 . [14]

I.6.3.1. Les sources d'eau d'injection :

L'eau utilisée pour la production de pétrole brut provient de différentes sources selon la localisation, la disponibilité et les besoins :

- A. **Les eaux de surface** : Les eaux superficielles peuvent être captées dans une rivière ou un lac, elles offrent l'avantage d'être disponibles facilement et à des débits élevés mais elles présentent l'inconvénient de contenir des grandes quantités d'oxygènes, beaucoup de matière solides en suspension (sables, produits animaux et végétaux et des bactéries), donc un risque de colmatage des filtre des puits injecteurs et la corrosion bactérienne des tubes.
- B. **Nappes d'eau de faible profondeur (à quelques dizaines de mètres)** : Il s'agit de la nappe phréatique, qui offre l'avantage de contenir un faible teneur en oxygène et en matière en suspension mais la présence des composés tels que (H_2S , CO_2 dissous, des bactéries et des hydroxydes de fer) dans cette eau peut engendrer des grands problèmes de corrosion et de colmatage.
- C. **Aquifères régionaux** : Cette source d'eau est généralement la plus utilisée et la meilleure, à cause de sa faible teneur en oxygène et en matière en suspension (pratiquement nulle).

En outre cette eau souvent contient des gaz dissous (H_2S et CO_2) et des bactéries anaérobies réductrices de sulfates qu'il faut se préoccuper d'éliminer avant d'être injectée.

- D. **Les eaux de mer** : L'eau de mer est utilisée dans le cas offshore. Cette eau est généralement très corrosive et exige un traitement qui réduit l'attaque des équipements métalliques. [10]

I.6.4.L'incompatibilité des eaux :

Lors de la récupération secondaire, Les eaux d'injections qui pénètrent dans la roche réservoir rencontrent les eaux de gisement qui sont incompatible avec cette dernière et sous des conditions très critiques telles que : passages tortueux, parois de pores accidentées, minéraux divers susceptibles de réagir, surface de contact importante .plusieurs réactions chimiques entre les minéraux en place et les eaux qui envahissent le réservoir peuvent avoir lieu.

- Gonflement et dispersion de certaines argiles, et ce d'autant plus que l'eau injectée est douce par échange d'ions entre l'eau et l'argile bentonitique ; il en résulte une réduction de la perméabilité de la roche. Cet effet est sensible au pH du milieu. Une eau acide entraînerait au contraire une contraction de ces argiles. Une telle eau serait malheureusement fortement corrosive.
- Dissolution du ciment inter granulaire, et ce aussi d'autant plus que si l'eau injectée est au départ peu chargée en sel en solution, ce qui peut libérer des particules.
- Des changements de salinité peuvent amorcer la libération d'éléments faiblement attachés aux parois, comme des argiles, micas, voire d'autres minéraux.
- Dépôts de précipités si les sels en solution dans l'eau d'injection sont incompatibles avec les sels en solution dans l'eau de gisement qui conduit à l'endommagement de la formation, des pertes de production et la corrosion des équipements sous dépôts. [10]

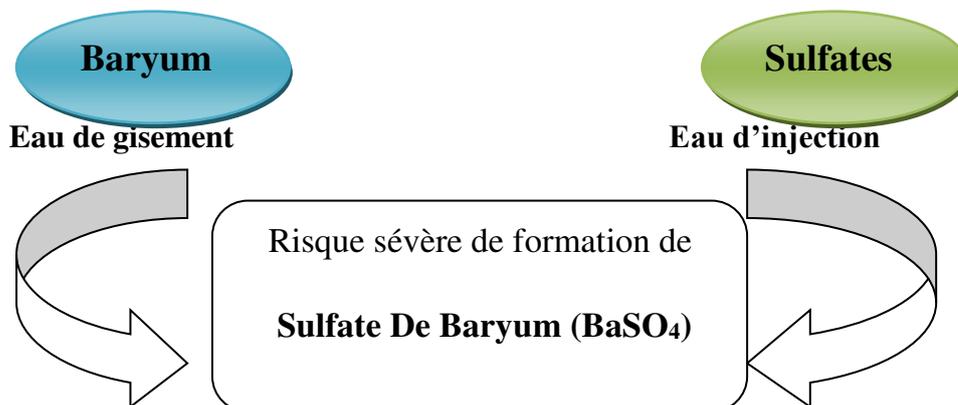


Figure I.7 : Schéma de l'incompatibilité d'eau de gisement et d'eau d'injection.

I.6.5 : Le but de l'étude de compatibilité :

Le facteur compatibilité des eaux joue un rôle primordial. Dans l'industrie pétrolière et gazière pour empêcher la formation de composés insolubles lorsque différentes eaux entrent en

contact. L'incompatibilité peut entraîner des obstructions des canalisations, des différents dépôts et des dommages coûteux aux équipements et aux puits. Réaliser une étude de compatibilité permet d'évaluer les risques et de choisir la bonne solution pour éviter ces problèmes. Ne pas prendre en compte la compatibilité avec l'eau peut entraîner des pertes financières importantes et nécessiter des efforts de reconditionnement importants.

Chapitre II : problèmes liés à la production pétrolière

L'exploitation des fluides pétroliers s'accompagne des problèmes opérationnels dans la production de pétrole et de gaz, entraînant des modifications dans les conditions thermodynamiques internes du réservoir. Celles-ci favorisent l'apparition de nombreux phénomènes physico-chimiques tels que la formations de dépôts minéraux, le phénomène de corrosion, la formation des émulsions, le dépôt de paraffine, les hydrates, le dépôt d'asphaltènes et le déclin sévère est renforcée. Ceux-ci se forment à la fois dans le réservoir au voisinage des puits, dans le puits et dans les équipements de surface véhiculant les fluides de production. Le traitement de ces phénomènes représente un réel défi pour les pétroliers pour assurer la production économique et efficace du pétrole et du gaz. [15]

II.1. Les différents dépôts :

Il existe de multiples dépôts ayant divers compositions lors de la production du pétrole et du Gaz. Ils se distinguent en deux types :

- Les dépôts minéraux.
- Les dépôts organiques.

II.1.1. Les dépôts de sel minéraux :

Dans le puits, avant forage, les minéraux des eaux de formation sont dissous et en équilibre avec ceux qui constituent la roche réservoir. Ce n'est qu'au moment du forage et de l'exploitation du puits qu'ils risquent de précipiter des dépôts de sels minéraux dans le réservoir, du fait des modifications des conditions thermodynamiques (T, P et pH). Les dépôts les plus couramment rencontrés sont :

- Les sulfates de baryum/strontium/calcium ($Ba/Sr/CaSO_4$), selon la composition de la roche réservoir. Ils peuvent se former lors de l'injection d'eau de mer, riche en ions SO_4^{2-} qui s'associent avec les minéraux de l'eau de formation (Ca^{2+} , Ba^{2+} et/ou Sr^{2+})
- Le carbonate de calcium ($CaCO_3$) dû à l'augmentation du pH (fuite du CO_2 lors du forage et de l'exploitation du gisement) qui induit la baisse de la solubilité des ions CO_3^{2-} qui se complexent avec les ions Ca^{2+} puis précipitent. [16]



Figure II.1: Dépôts de BaSO₄ dans les conduites. [17]

II.1.2. Les dépôts organiques :

Les hydrocarbures sont en condition supercritique dans le réservoir. Leur évacuation vers la surface provoque alors une sursaturation des alcanes les plus lourds.

Il existe deux différents types de dépôts organiques, l'un est composé d'asphaltènes et l'autre de paraffine, les deux sont des composés naturels contenus dans la plupart des pétroles brutes.

Face à ces problèmes, il faut procéder au traitement d'une manière propre à chaque dépôt. [17]

II.1.2.1. Les dépôts d'asphaltènes :

Les asphaltènes représentent la fraction la plus lourde du pétrole. Bien que ces produits soient souvent présents en faible quantité, ils ont une influence considérable sur les propriétés physico-chimiques du brut. Leur capacité à flocculer, à s'adsorber sur des surfaces et à former des dépôts solides, est à l'origine de nombreux problèmes aussi bien du point de vue exploitation des gisements que du raffinage.

Les asphaltènes s'avèrent être responsables de la formation des précurseurs du coke, de la désactivation des réactions catalytiques et du défaut de fonctionnement de l'équipement de raffinage.

Les dépôts d'asphaltènes causent également le colmatage des canalisations de transport et la perte de capacité du réservoir qui diminuent les débits et par conséquent une diminution de la production d'où une perte économique très importante. [18]



Figure II.2 : Dépôt d'asphaltènes induit par un changement de composition. [19]

II.1.2.2. Les dépôts de paraffines :

Les paraffines lourdes présentes dans les produits pétroliers sont la cause de nombreuses difficultés, notamment dans la production, le transport, le stockage des bruts paraffiniques, ainsi que dans le stockage et l'opérabilité de produits tels que gazoles, fuels lourds et huiles. [20]

Lorsque la température du pétrole brut diminue, la cire de paraffine cristallise progressivement en particules en forme d'aiguilles ou de petites plaques. Lors du processus de cristallisation des différentes paraffines, un réseau tridimensionnel se forme dans le pétrole brut, provoquant une forte augmentation de la viscosité et finalement une incapacité à s'écouler.

Les principaux problèmes rencontrés, résultant de la cristallisation des paraffines, concernent l'accumulation des dépôts, la diminution du débit et les difficultés de redémarrage après un arrêt prolongé. [20]

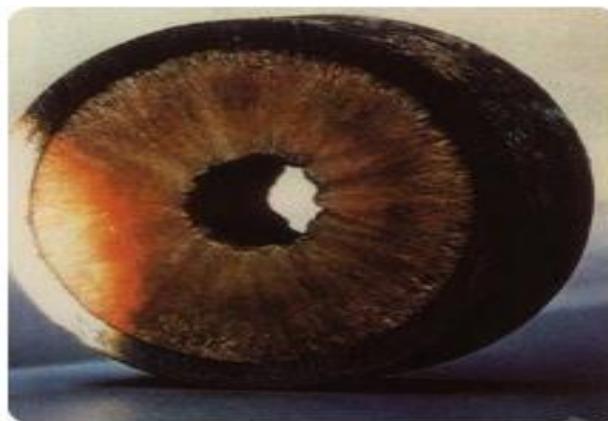


Figure II.3: Dépôt de paraffine dans le pipeline. [21]

II.2.La corrosion :

II.2.1.Généralités :

La corrosion est un grand problème mondial qui touche beaucoup de secteurs, plus particulièrement l'industrie. Réduire l'impact économique de ce fléau exige de réduire les pertes matérielles dues à la corrosion des équipements métalliques (réservoirs, machines,...), des structures marines (les bateaux, les ponts, les conduites...). Elle peut aussi compromettre la sécurité de fonctionnement d'un équipement en causant des pannes. Dans les conduites de pression, les bouilleurs, les lames et les rotors des turbines, les composants d'avion, ...etc. Par ailleurs, la perte de métal par corrosion constitue non seulement un gaspillage de métal mais aussi de l'énergie, de l'eau et de l'effort humain qui ont été utilisés. [22,23]

On définit la corrosion comme étant la destruction de métaux qui se produit sous l'effet des réactions chimiques et électrochimiques lorsque ceux-ci sont en contact avec un milieu gazeux ou aqueux. La corrosion est un phénomène naturel, les métaux élaborés industriellement à partir d'un minerai à la suite d'opérations souvent complexes ont tendance lorsqu'ils sont livrés à eux-mêmes à se transformer en composés chimiques de plus en plus stables. En d'autres termes, les métaux ne sont pas en équilibre thermodynamique avec le milieu ambiant. La corrosion, terme exclusivement réservé aux métaux est donc caractérisée par un équilibre qui dépend du métal. Dans le cas de pièces métalliques, il faudra distinguer le dommage causé par érosion (action physique ou mécanique) de celui causé par la corrosion (action chimique ou électrochimique). [24]

II.2.2.Corrosion : phénomène électrochimique :

La corrosion peut être vue sous sa forme globale comme une réaction spontanée d'échange d'électrons à l'interface métal / environnement. C'est un phénomène naturel électrochimique. Parce que tout simplement c'est un phénomène d'oxydation et l'oxydation est la perte d'électrons, donc la perte et la gain d'électrons dans une réaction chimique. Dans ce cas la réaction deviendra électrochimique.

II.2.3.Les principaux types de corrosion rencontrés dans l'industrie pétrolière :

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

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

Les facteurs conférant à l'eau une agressivité sont :

- A. Le CO_2 qui abaisse le pH et provoque une corrosion chimique appelé : corrosion douce ou « Sweet corrosion » dans le cas d'installation de gaz.
- B. L' H_2S qui provoque la corrosion de différents types suivant la nature des métaux et les conditions de production.
- C. Présence des bactéries sulfate réductrice dans des installations. [25]

II.2.4. Différentes formes de corrosion :

II.2.4.1. Corrosion uniforme (généralisée) :

On parle de corrosion uniforme lorsque toute la surface du métal en contact avec la

Solution est attaquée de la même façon. Elle se traduit par une dissolution

Uniforme de la surface métallique en contact avec l'agent agressif. [26]

Cette forme de Corrosion du matériau se développe dans les milieux acides ou alcalins.

II.2.4.2. Corrosion localisée :

Ce phénomène survient au contraire lorsque le matériau est mis en présence d'un

Environnement présentant, vis à vis de lui, un comportement sélectif. Cette sélectivité peut

Avoir des origines multiples tant au niveau du matériau (alliage hétéro-phase, présence

D'inclusions, protection de surface localement défectueuse, matériau bimétallique...) qu'au

Niveau de l'environnement (variation locale de composition, de pH ou de température). [27]

Cette forme de corrosion s'effectue dans quelques points de surface d'un matériau et les

Chercheurs ont subdivisé ce type de corrosion en huit catégories. [28]

II.2.4.3. Corrosion galvanique (corrosion bimétallique) :

C'est une des formes les plus courantes de corrosion en milieu aqueux. Elle est due

À la formation d'une pile électrochimique entre deux matériaux dans laquelle une des

Électrodes (l'anode) se consomme au bénéfice de l'autre (la cathode) qui reste intacte. Cette sélectivité des réactions est due à une hétérogénéité provenant soit du Matériau, soit du milieu ou des conditions physicochimiques à l'interface [27, 28,29].

II.2.4.4. Corrosion par piqûre :

Elle se produit quand les métaux protégés par un film d'oxyde mince, comme L'aluminium et ses alliages et les aciers inoxydables, sont mis en contact avec un milieu Aqueux (pour un pH voisin de la neutralité) contenant les halogénures, notamment le Chlorure Cl⁻. La quantité de métal corrodée est très faible mais reste critique du fait du Caractère localisé de ce type de corrosion. Des cavités de quelques dizaines de micromètres De diamètre à l'intérieur du matériau à partir d'une ouverture de faible surface sont créées Engendrant ainsi des dommages importants. [27]

II.2.4.5. Corrosion sélective :

Cette forme de corrosion est due à l'oxydation d'un composant de l'alliage, Conduisant à la formation d'une structure métallique poreuse. [30]

II.2.4.6. Corrosion intergranulaire :

Cette forme de corrosion se manifeste par une attaque localisée aux joints de grains Du matériau. L'hétérogénéité au niveau du joint de grain et l'existence d'un Milieu corrosif jouant le rôle d'électrolyte représente deux conditions pour développer Cette forme de corrosion. [27,29]

II.2.4.7. Corrosion-érosion :

La corrosion-érosion affecte de nombreux matériaux (aluminium, acier...) et est due À l'action conjointe d'une réaction électrochimique et d'un enlèvement mécanique de la Matière .Elle est souvent favorisée par l'écoulement rapide d'un fluide. [27]

II.2.4.8. Corrosion sous contrainte :

Ce type de corrosion se définit comme un processus de développement de fissures, pouvant aller jusqu'à la rupture complète de la pièce sous l'action combinée d'une tension mécanique et d'un milieu corrosif [31]

II.2.4.9. Corrosion-fatigue :

La corrosion-fatigue est observée lorsque l'effet est alterné, par conséquent

L'attaque est en général transgranulaire. [28]

II.3. Les émulsions :

II.3.1. Définition :

Une émulsion est formée de deux liquides non miscibles, dont l'un est finement réparti dans l'autre sous forme de gouttelettes dont le diamètre est généralement supérieur à 0,1 μm . La phase dispersée est aussi appelée phase interne ou discontinue, la phase dispersante peut être appelée phase externe ou continue. [32]

II.3.2. Les types d'émulsion :

Nous distinguons deux types d'émulsions :

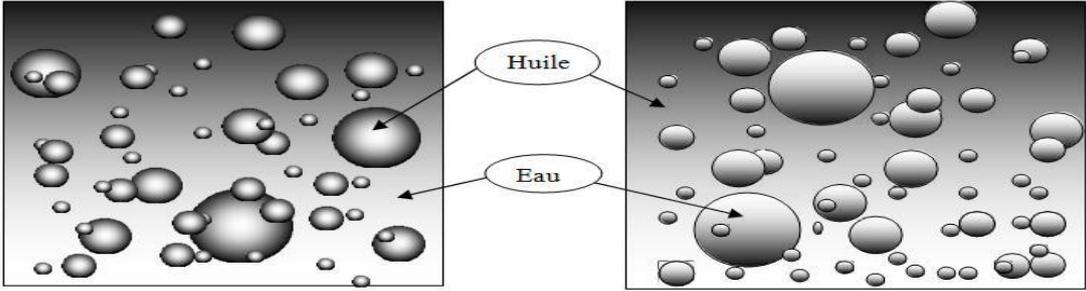
• **Emulsion Huile-dans-eau (H/E)** : la phase continue est l'eau, les gouttelettes d'huile forment la phase dispersée.

• **Emulsion Eau-dans-huile (E/H)** : la phase continue est l'huile, les gouttelettes d'eau forment la phase dispersée.

II.3.3. L'émulsion dans le pétrole brut :

Quand le pétrole et l'eau se séparent en deux couches distinctes, le pétrole reste flottant en haut, et l'eau se dépose au fond. L'espace où les deux couches se rencontrent s'appelle le niveau d'interface. Dans cet espace, le pétrole et l'eau peuvent former une couche d'émulsion, où le pétrole et les molécules d'eau s'entremêlent fermement donc, difficiles à séparer. L'épaisseur de cette couche d'émulsion peut varier de quelques centimètres à un mètre. [33]

Dans les champs pétroliers, les deux phases sont généralement le pétrole et l'eau salée. Si la phase dispersée est l'eau, il s'agit d'une émulsion eau dans le brut (émulsion directe), si la phase dispersée est le pétrole, il s'agit alors d'une émulsion brute dans l'eau, connue aussi sous le nom d'émulsion inverse.



Cas d'une émulsion huile dans l'eau.

Cas d'une émulsion eau dans l'huile.

Figure II.4 : Types d'émulsion dans le pétrole brut.

Chapitre III : les dépôts de sel minéraux et leur traitement

III.1- Introduction :

Dans l'industrie pétrolière, le problème de dépôts minéraux sur les parois des puits et également des canalisations est resté au cours des années l'une des complications les plus fréquemment rencontrées lors de l'exploitation d'un gisement.

L'accumulation de ces dépôts engendre des problématiques considérables, notamment, dans le réservoir de pétrole. Le tartre vient, en effet, ces dépôts peuvent être contrôlés en recourant à des inhibiteurs.

III.2. Les dépôts de sel :

III.2.1. Qu'est-ce qu'un dépôt de sel minéraux ?

Les substances en suspension ou en solution, véhiculées par les eaux sont susceptibles de former des dépôts au contact des parois, on parlera de tartres (Scaling) lorsqu'il s'agira de dépôts de matières dissoutes cristallisant plus au moins correctement au contact des parois et donnant lieu à des revêtements mécaniques résistants et quelques fois très durs.

Les dépôts peuvent être des sels minéraux denses de calcium et de magnésium, ions du sulfate, baryum, strontium, des composés du fer et d'aluminium. [34]

III.2.2. Les causes de la formation des dépôts peuvent être très variées :

- Concentration excessive en solides.
- Incompatibilité de l'inhibiteur.
- Variation des écoulements.
- Variations dans la qualité de l'eau d'appoint. [34]

III.2.3. Mécanisme de précipitation des sels :

III.2.3.1. Sursaturations des sels économiquement solubles:

Le produit de solubilité est caractéristique du sel et des conditions thermodynamique; toute variation de ces derniers fera aussi varier le produit de solubilité et provoquera donc des précipitations. Pour amorcer un début de germination, il est nécessaire de dépasser le produit de solubilité. Ce dépassement est caractérisé par le degré de saturation défini comme suit:

$$\Phi = C_{\text{Sel}} / C_{\text{p Sel}} \quad [35]$$

Φ : Degré de saturation.

C_{Sel} : Concentration du sel à t:0.

$C_{\text{p Sel}}$: Concentration du sel à l'équilibre thermodynamique.

III.2.3.2. Formation du germe:

Formation du germe La germination est la période nécessaire pour regrouper des ions (par exemple Ba^{2+} et SO^{2-}) ou des molécules à l'intérieur d'un espace supposé sphérique caractérisé par un rayon. Dans une solution sursaturée par rapport à une phase, celle-ci peut précipiter plus ou moins rapidement en fonction des conditions du milieu de croissance. [34]

Il existe deux types de La germination :

- ✓ Homogène (spontané) dominant à la sursaturation élevée
- ✓ Hétérogène induite par les particules étrangères ou des impuretés dissoutes dans le système.

III.2.3.3. Croissance du cristal:

Lorsque les grains de cristal apparaissent, deux facteurs interviennent :

- La fréquence avec laquelle de nouveaux ions arrivent à la surface du cristal déjà formé, cette fréquence est d'autant plus grande que leur concentration dans la solution est grande. Les grains de cristaux auront tendance à grossir plus vite si les concentrations des ions sont plus importantes.
- La vitesse avec laquelle les ions s'ordonnent dans le réseau cristallin. Si le premier facteur est prépondérant, les grains de précipité grossiront sous ordre, et l'on obtiendra des cristaux très irréguliers présentant des cavités et donc une plus grande surface (cristaux poreux). Au contraire, si le deuxième est prépondérant, les cristaux seront réguliers. [36,37]

III.2.4. Localisation des dépôts :

Les dépôts représentent un véritable problème de ralentissement de la production que les industriels combattent depuis des décennies, et les dépôts peuvent être rencontrés dans :

- les installations souterraines.
- Les installations de surface.
- Les canalisations.
- Les séparateurs.
- Les chokes Flow circle.
- Cercle concentrique.
- Les grades de tubes de production. [38]

Un aperçu de tous les environnements possibles pour la formation de dépôt est présenté sur la Figure :

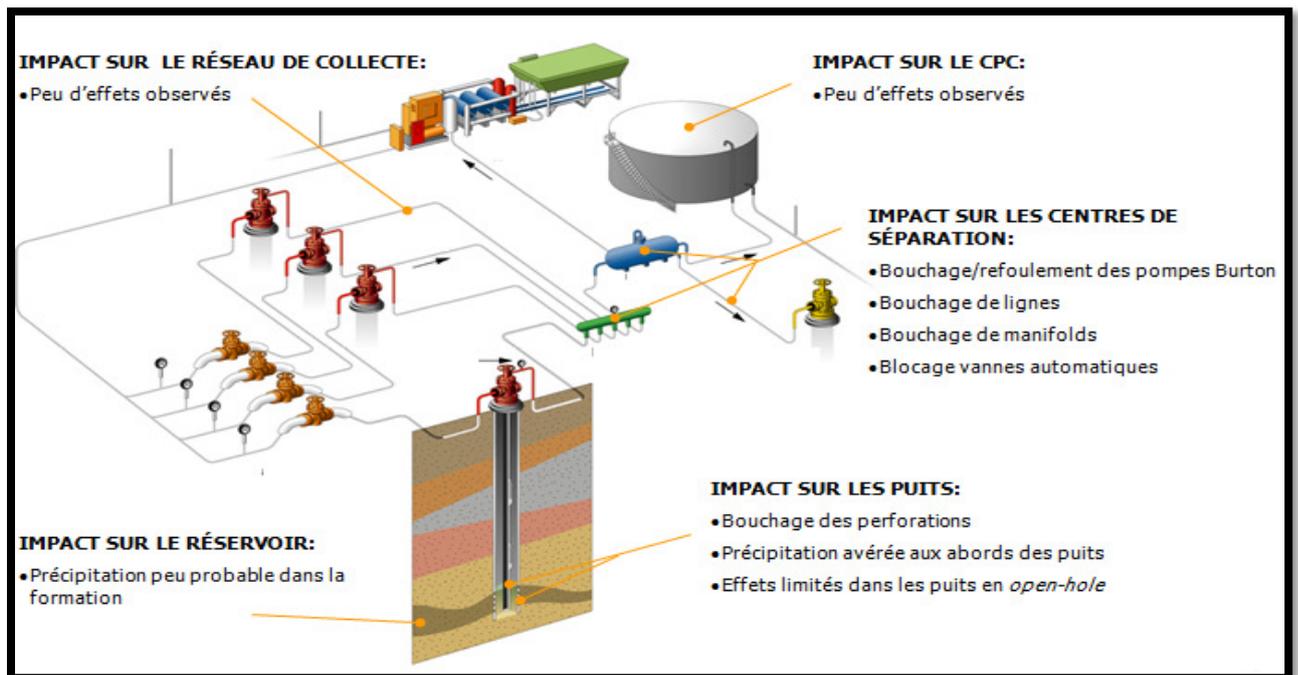


Figure III.1: Les emplacements possibles de déposition des dépôts de sels dans les installations de production de brut. [39]

III.2.5. Conséquences de la formation des dépôts dans les champs pétroliers :

Les dépôts de sels présentent généralement les inconvénients suivants au niveau des équipements des unités de traitement du brut :

- ✓ Diminution d'échange thermique ce qui implique une augmentation de la température.
- ✓ Diminution de section de passage donc une diminution de la production et accroissement des pertes de charge.
- ✓ Possibilité de la corrosion sous dépôts des installations de surface (tête de puits, les vannes, conduites,...) et du fond (casing, tubing,...).
- ✓ Diminution de l'écoulement des hydrocarbures du à la réduction de la perméabilité (restriction des sections de passage dans la roche réservoir).
- ✓ La formation des dépôts conduit à des grands investissements de réparation et workover des équipements du fond des puits producteurs et injecteurs.
- ✓ Le colmatage de la roche réservoir qui entour les puits producteurs. [10]

III.2.6. Principaux cas des dépôts de sel minéraux :

Ce phénomène de déposition des sels provient de deux éléments essentiels, l'eau d'injection et l'eau de gisement.

L'interaction de l'eau contenue dans le réservoir (eau de gisement chargée en baryum (Ba^{2+}), strontium (Sr^{2+}) et calcium (Ca^{2+}) sous forme de chlorure de baryum ($BaCl_2$), Chlorure de strontium ($SrCl_2$) et chlorure de calcium ($CaCl_2$)) et de l'eau injectée (eau d'injection soit de

maintien de pression, soit de lavage chargée en ions sulfates (SO_4^{2-}) sous forme de sulfate de sodium (Na_2SO_4) provoque la formation de dépôts sur toute la chaîne de production, du fond des puits jusque dans les installations de surface. [40]

III.2.6.1. Dépôts de sulfates:

Les dépôts sulfatés montrent souvent un fort impact sur la productivité des puits. La plupart du temps, ces dépôts sont dus à une incompatibilité entre l'eau de réservoir qui peut contenir une quantité importante de calcium, de strontium et de baryum et un autre fluide qui peut être l'eau d'injection ou le fluide de complétion. [41]

❖ Le 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 de gisement peuvent contenir des ions Baryum et être mises en contact avec les eaux injections, soit de lavage. Soit de maintien de pression qui, elles, contiennent des ions Sulfates. C'est le dépôt de sel le plus gênant car les limites de solubilité sont très basses et les dépôts durs et compacts, à titre de comparaison, rappelons que la solubilité du sulfate de Baryum dans l'eau douce est près de cent fois inférieure à celle du sulfate de strontium et mille fois inférieure à celle du sulfate de calcium. Les cristaux de sulfate de baryum sont comme ceux de sulfate de strontium. [42]



Figure III.2: Dépôt de sulfate de baryum.

❖ Sulfate de calcium ($CaSO_4$) :

C'est un sel relativement soluble (environ 2g/l), mais il suffit qu'il se trouve à une concentration voisine de sa limite de solubilité pour provoquer des dépôts durs et incrustants qui sont la cause principale de la formation de $CaSO_4$ et la baisse de pression des effluents au cours de la remontée en surface qui, en provoquant une évaporation partielle de l'eau, conduit à la sursaturation du sulfate de calcium donc une précipitation rapide par la suite.

L'augmentation de la température peut également provoquer une précipitation de sulfate de calcium. Sa précipitation se déroule selon la réaction suivante : [43]



Figure III.3: dépôts de sulfate de calcium.

❖ **Sulfate de strontium (SrSO₄):**

Les dépôts de SrSO₄ est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium; il présente également une diminution de la solubilité en fonction de la température

La précipitation de SrSO₄ peut se produire par :

- Evaporation de l'eau.
- Evaporation de la température.
- Mélange d'eau incompatible.

Les dépôts de SrSO₄ sont pratiquement inattaquables, même par les acides. [43]

Et elle se fait selon la réaction suivante.



Figure III.4: dépôts de sulfate de strontium

III.3. Les inhibiteurs :

III.3.1. Définition des inhibiteurs :

Un inhibiteur est une Substance que l'on incorpore en faibles quantités dans un produit pétrolier, pour ralentir ou empêcher largement certains phénomènes indésirables.

Ce sont des composés, dont l'action est d'inhiber une réaction chimique, c'est à dire de la ralentir ou de l'arrêter, on peut les qualifier le connaitre des catalyseurs négatifs. [44]

III.3.2. Domaines d'utilisations :

Les inhibiteurs ont plusieurs domaines traditionnels d'application:

- ❖ le traitement des eaux (eaux sanitaires, eaux des procédés industriels, eaux de chaudières...)
- ❖ l'industrie du pétrole: forage, extraction, raffinage, stockage et transport...
- ❖ les peintures où les inhibiteurs de corrosion sont des additifs assurant la protection anti corrosion des métaux. [45]

III.3.3. Propriétés des inhibiteurs :

- **L'activité** : L'activité d'inhibiteur se traduit par le ralentissement ou l'empêchement de la réaction.
- **La stabilité** : Une bonne stabilité se caractérise le fait que l'inhibiteur n'évolue plus dans les conditions de mises en œuvre afin d'éviter la perte d'activité (paramètres thermodynamiques).
- **La résistivité** : L'inhibiteur doit posséder une bonne résistivité afin de garder toutes les propriétés au cours de mise en œuvre (paramètres thermodynamiques).
- **Les conditions de sécurité** : L'inhibiteur choisit doit prendre à certaine condition de sécurité et de protection de l'environnement.
- **Le prix** : Même si l'inhibiteur possède toutes les priorités et caractéristiques, qui viennent d'être citées, il lui reste une dernière exigence à satisfaire, supporter à performance égales, la comparaison avec les inhibiteurs concurrents au point de vue de prix, du moins ne constitue pas une trop lourde charge pour le procédé ou il sera mis en œuvre. [46]

III.3.4. Types des inhibiteurs :

Il existe deux types :

III.3.4.1. Inhibiteurs anti-dépôt :

Ce sont des composés chimiques utilisés à des concentrations nettement supérieures à la stoechiométrie, dont le but d'inhiber la formation d'un dépôt cristallin par mode d'adsorption sur les sites de croissance des germes de cristallisation. [47]

✓ Les phosphates à chaîne linéaire :

Ce sont les premiers inhibiteurs utilisés, Ils sont caractérisés par des liaisons p-o-p ; les composés les plus connus dans cette classe sont :

- les phosphonates.
- les pyrophosphates, les méta-phosphates et les polyphosphates.
- les esters des phosphates organiques sont des inhibiteurs efficaces. [40]

✓ L'acide éthylène diamine tétra acétique (EDTA) :

C'est un agent complexant connu, qui interagit avec une multitude de cations. L'EDTA est souvent utilisée pour étudier la solubilité des dépôts comme le sulfate de baryum, ou les sulfates de calcium [48]. Différentes techniques sont utilisées pour élucider le mécanisme de l'interaction entre les surfaces de l'EDTA et le sulfate de baryum. [49]

✓ L'inhibiteur AD32 :

L'inhibiteur AD32 est un inhibiteur de dépôt utilisé pour le traitement des circuits d'eau afin d'éviter la précipitation des sels de calcium, de strontium, de baryum, de fer et d'autres cations en association avec des sulfates, des carbonates et des oxydes. L'inhibiteur AD32 est particulièrement recommandé pour les lignes de pétrole brut et pour les circuits d'injection d'eau afin de contrôler l'entartage du tubing, des pompes, des conduites... [50]

III.3.4.2. Inhibiteur de corrosion (ICO) :

C'est un composé chimique qui s'ajoute à faible concentrations au milieu corrosif, pour ralentir ou stoppé le processus de corrosion d'un métal placé au contact de milieu. [51]

III.3.5. Facteurs influençant l'efficacité d'un inhibiteur de dépôts :**1. Masse molaire :**

Plusieurs investigateurs ont prouvé que plus la masse molaire d'un polymère est basse, plus il est efficace comme inhibiteur de dépôt. Néanmoins, il y a une masse molaire optimale au-dessous de laquelle l'efficacité d'inhibition est réduite. Au-dessus de cette masse molaire, les polymères deviennent des mauvais inhibiteurs à cause de la grande diminution de la mobilité des molécules dans la solution. En outre, au fur et à mesure que la masse molaire augmente, les capacités de séquestration du polymère pour des ions tel que le calcium augmente également en raison de l'augmentation de la densité de charge par molécule. En même temps, la solubilité des complexes de métal- polymère formé diminue. D'autre part, si la masse molaire du polymère est trop basse, l'adsorption sur les centres actifs de croissance peut être insuffisante et mène à une capacité inhibitrice réduite. [52]

2 .Concentration d'inhibiteur et pH du milieu :

A mesure que la concentration en polymère augmente, il y a une augmentation rapide d'efficacité d'inhibition, après quoi seulement une légère augmentation est observée. Dans la plus part des applications, le polymère est utilisé en parties par million (ppm) et est présenté comme soluté. Les changements de pH peuvent changer la nature de la phase de précipité et de la charge extérieure des cristallites formées ; ces deux facteurs influencent la cristallisation, et affectent également le degré d'ionisation des polyélectrolytes. [52]

3 .Température et stabilité thermique :

La température peut directement affecter l'efficacité inhibitrice des polymères et la morphologie du cristal. La capacité du polymère d'empêcher l'entartrage (dépôt) diminue à mesure que la température de fonctionnement augmente. Les polymères synthétiques résistent généralement aux températures élevées mieux que les polymères naturels. La stabilité thermique de l'acide polyacrylique et de l'acide poly méthacrylique est nettement supérieure à celle de l'acide poly maléique. L'utilisation des poly phosphates est limitée parce qu'ils s'hydrolysent aux températures élevées. [53]

III.4.Conclusion :

Cette compilation bibliographique nous a permis de comprendre que le phénomène de la formation des dépôts dans les champs pétroliers est un problème récurrent mais que des solutions peuvent être adaptées à chaque type de dépôt.

Partie Pratique

Chapitre VI : Matériels et méthodes

IV.1. Introduction :

Une analyse d'eau peut être une information extrêmement importante. Il est utilisé pour identifier les zones de production et leurs tendances en matière de taux de contamination, de corrosion et/ou de dépôt de tartre, permettant une meilleure sélection de produits chimiques pendant les processus de production ou de conception et le développement de systèmes de récupération secondaire et tertiaire pour l'industrie pétrolière et gazière. Cependant, il est important que l'eau échantillonnée soit analysée correctement et que l'interprétation des résultats soit précise et bien conçue.

Dans cette partie, on s'est intéressés à l'étude de l'efficacité d'anti-dépôt sur des échantillons d'eau de gisement et d'eau d'injection issue d'un champ pétrolier dans la région d'OHANET (Voire annexe 01).

Les résultats obtenus vont nous permettre d'envisager s'il y'a possibilité d'y remédier à le problème de bouchage des installations pétroliers.

Les analyses effectuées sont citées ci-dessous :

- ❖ Analyse physico-chimiques des eaux.
- ❖ Études de compatibilité des eaux.
- ❖ Analyse chimique de dépôt par le diffractomètres des rayons x (DRX).
- ❖ Test de l'efficacité de chaque inhibiteur dépôt d'ont l'action est d'inhiber la formation du dépôt

Il a été réalisé au niveau de laboratoire Chimie et Traitement des Eaux du département Traitement et Contrôle des Fluides de la Division Laboratoires (voir annexe 01).

IV.2. Echantillonnage :

Les échantillons utilisés ont été prélevés dans des récipients, préalablement rincés Avec l'eau à analyser qui provient de la région d'Ohanet, puis transportés au laboratoire.

Cependant toutes Les analyses des paramètres effectués sont réalisées au niveau des laboratoires de CRD SONATRACH au département de traitement et contrôle des fluides.



Figure IV.1: Photo représentant les eaux d'injection et de gisement prélevé à Ohanet.

Avant toutes analyses nous avons effectué une décantation et après une filtration pour les deux eaux de gisement et d'injections comme il est illustré sur la Figure :

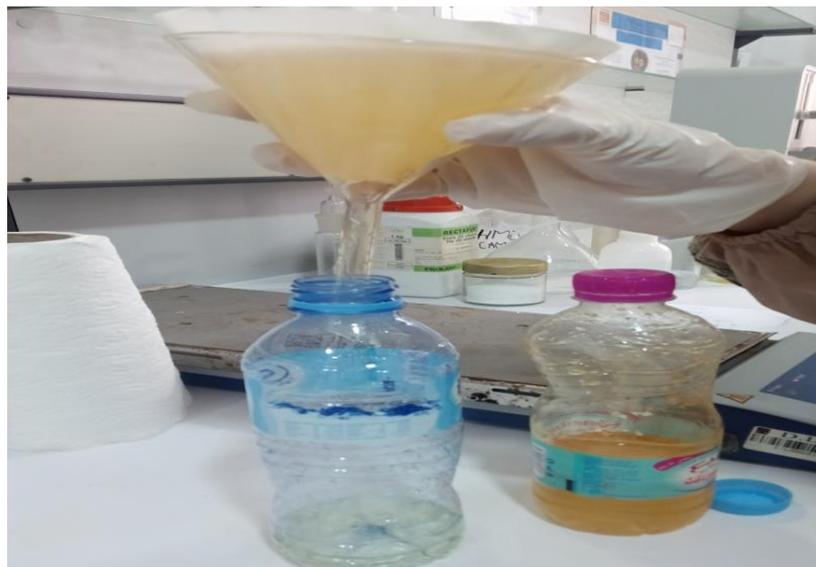


Figure IV.2: La filtration des échantillons d'eaux.

Des analyses physico-chimiques sont d'abord effectuées sur ces deux échantillons, puis une étude de compatibilité entre eaux est réalisée afin de déterminer la composition du mélange à utiliser pour tester trois inhibiteurs de dépôts :

IV.3. Analyse physico-chimique des eaux de gisement et d'injection :

L'analyse chimique élémentaire peut permettre de tenter une approche théorique en appliquant les paramètres physico-chimiques tels que le produit de solubilité, la force ionique, la température et la pression. Ceci facilitera l'évaluation expérimentale des risques de précipitation lors des mélanges des eaux à étudier.

Les caractères physico-chimiques d'une eau sont souvent mesurés par les analyses suivantes : calcium, magnésium, les chlorures, le sodium, le fer, le potassium, le sulfate, le baryum, le pH et l'extrait sec.

IV.3.1. Mesure de pH:

➤ **Principe :**

C'est une méthode potentiométrique utilisant une électrode de verre spécifique aux ions H^+ . La concentration d'ions H^+ (H_3O^+) dans une solution est reflétée par le concept du pH, qui mesure l'« acidité » d'une solution, comme suit :

$$PH = -\log [H_3O^+]$$

Un millivoltmètre électronique est couplé à deux électrodes intégrées dans la sonde pour former un pH-mètre. On mesure la tension (différence de potentiel) entre ces deux électrodes. Le pH de la solution dans laquelle la sonde est immergée y est directement lié.

➤ **Mode opératoire :**

1. Etalonner le pH mètre
2. Rincer la sonde avec l'eau distillée.
3. Plonger la sonde dans 50 ml de la solution tout en maintenant l'agitation.
4. Lire la valeur du pH affichée sur l'écran.



Figure IV.3: Le pH mètre

IV.3.2. Dosage des carbonates CO_3^{2-} et bicarbonates HCO_3^- :

➤ Principe :

Le CO_3^{2-} et le HCO_3^- produisent des dépôts insolubles lorsqu'ils réagissent avec certains cations (Ca^{2+} , Mg^{2+}).

Le principe de cette mesure est basé sur la neutralisation acide d'un certain volume d'eau en présence d'un pH-mètre pour suivre le pH.

➤ Matériels utilisés :

| Matériels | Réactifs |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • Dosimétrie (précision 0.01) • Agitateur • PH mètre | <ul style="list-style-type: none"> • Solution de L'acide chlorhydrique (HCL) à 0.05N |

➤ Mode opératoire :

1. On prend 50 ml d'échantillon,
2. On plonge l'électrode de pH mètre en évitant le contact avec le barreau magnétique,
3. On meure le pH.

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

Si : $\text{pH} < 8.3$, l'eau ne contient pas de CO_3^{2-} .

Si : pH > 8.3, on titre avec HCL jusqu'à obtention d'une valeur de pH égale à 8.30 et on note le volume versé.

2. Détection des bicarbonates HCO_3^- :

Si : pH < 4.3, l'eau ne contient pas d'ion bicarbonates HCO_3^-

Si : pH > 4.3, on titre avec HCL jusqu'à obtention d'une valeur de pH = 4,3 et on note le volume versé.

➤ Expression des résultats :

Teneur en $\text{HCO}_3^- = (\text{V.N. } 61.10^3) / \text{PE}$

Teneur de $\text{CO}_3^{2-} = (\text{V.N. } 60.10^3) / \text{PE}$

- V : Volume de HCL.
- 61 : Masse molaire de HCO_3^- .
- N : Normalité de HCL.
- 60: Masse molaire de CO_3^{2-}
- PE : Prise d'essai de l'échantillon en ml.

IV.3.3. Dosage des chlorures :

➤ Principe :

On applique la méthode de MOHR qui est basée sur la précipitation des chlorures par le nitrate d'argent en présence de chromate de potassium comme indicateur coloré.

Le sel de chlorure d'argent AgCl est plus stable que le complexe du chromate d'argent Ag_2CrO_4 car la constante de formation de chlorure d'argent est plus importante que celle du chromate d'argent. De ce fait, les ions argent Ag^+ vont réagir prioritairement et préférentiellement avec les ions Chlorures contenus en solutions formant ainsi le complexe AgCl suivant l'équation de la réaction (1) , une fois que tous les ions Cl^- sont consommés , les ions Ag^+ vont réagir avec les ions chromates CrO_4^{2-} formant le complexe Ag_2CrO_4 suivant l'équation de la réaction (2) :

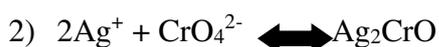
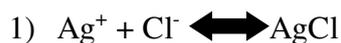




Figure IV.4 : Dosage des chlorures par l'application de la méthode de MOHR.

➤ **Matériels utilisés :**

| Matériels | Réactifs |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Burette (précision 0,01) • Agitateur • Pipette 10mL • Becher | <ul style="list-style-type: none"> • Solution de nitrate d'argent (AgNO_3) à 0,01 N • Solution de Le chromate de potassium (K_2CrO_4) |

➤ **Mode opératoire :**

1. A l'aide d'une pipette on prend une prise d'essai d'échantillon de 10 ml.
2. Ajouter quelques gouttes de K_2CrO_4 comme indicateur (coloration jaune).
3. Procéder au titrage par une solution d' AgNO_3 jusqu'à l'apparition d'une coloration rouge brique.

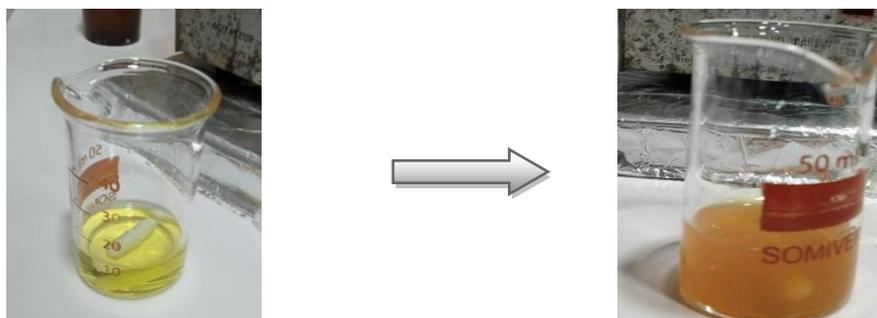


Figure IV.5 : Titrage des Chlorures.

➤ **Expression des résultats :**

$$\text{Teneur en Cl}^- = (D \cdot V \cdot N \cdot 35,457 \cdot 10^3) / PE$$

- V : Volume d'AgNO₃.
- D : facteur de dilution.
- 35,457 : Masse molaire de Chlore.
- PE: Prise d'essai de l'échantillon en ml.

IV.3.4. Dosage du calcium par complexométrie :

➤ **Principe :**

L'essai a pour principe de combiner des ions calcium (Ca²⁺) par complexométrie par l'acide éthylène-diamine-tétra-acétique (EDTA) en présence de l'indicateur coloré (murexide) à un pH compris entre 12 et 13.

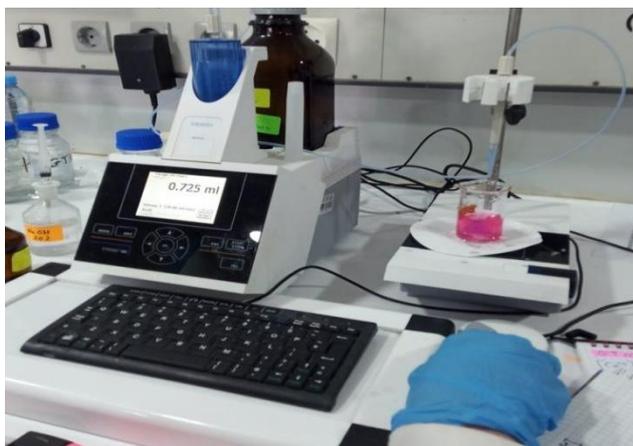


Figure IV.6 : Dosage du Calcium par complexométrie.

➤ **Matériels et Réactifs utilisés :**

| Matériels | Réactifs |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Dosimétrie (précision 0.01) • Agitateur • Pipette de 20 ml • Bêcher de 50 ml. | <ul style="list-style-type: none"> • Solution L'acide éthylène diamine tétra acétique (EDTA) à 0.01 N. • Solution de l'hydroxyde de sodium NaOH à 20%. • Tri éthanol amine (T.E.A) • Pincée de l'indicateur colorique « murexide ». |

➤ **Mode opératoire :**

1. Prendre une prise d'essai de 20 ml de la solution à analyser.
2. Ajouter quelques gouttes de T.E.A de formule $C_6H_{15}NO_3$, pour masquer l'effet du fer (le fer forme un complexe stable avec le T.E.A).
3. Puis ajouter encore quelques gouttes de NaOH pour précipiter Mg^{2+} sous forme de $Mg(OH)_2$ (stable lors du titrage), donc il ne reste que Ca^{2+} dans la solution.
4. ajouter à la fin une pincée de murexide comme indicateur coloré. On remarque que la solution prend une couleur rose.
5. Procéder au titrage par la solution EDTA jusqu'à apparition de la couleur violette.

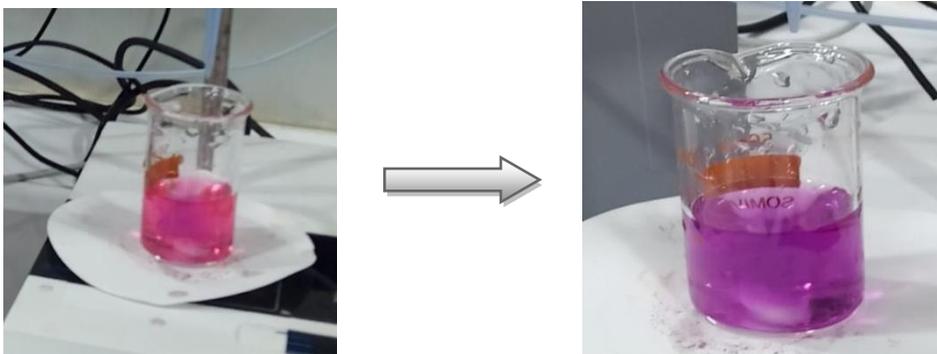


Figure IV.7: Dosage du calcium.

➤ **Expression des résultats**

$$\text{Teneur en } Ca^{2+}(\text{mg/l}) = (V.N.D.40,08.10^3) / PE$$

Où :

- V: Volume de l'EDTA versé en ml.
- N: Normalité de l'EDTA.
- D: Facteur de dilution.
- PE: Prise d'essai.
- 40,08: Masse molaire de Ca^{2+}

IV.3.5. Dosage du magnésium par complexométrie :

➤ **Principe :** Titrage du magnésium par complexométrie par l'acide éthylène-diamine-tétra-acétique (EDTA) à pH=10 en utilisant le noir d'Eriochrome T comme indicateur coloré qui va donner une couleur mauve à la solution.



Figure IV.8: Dosage de magnésium par complexométrie

➤ **Matériels utilisés :**

| Matériels | Réactifs |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Dosimètre (Précision : 0.01ml) • Agitateur • Pipette de 25 ml • Bêcher de 50 ml. | <ul style="list-style-type: none"> • Le complexant EDTA à 0.01N • Solution tampon ($\text{NH}_4\text{OH} + \text{NH}_4\text{Cl}$) a pH10. • Solution de noir ériochrome T • T.E.A |

➤ **Mode opératoire :**

1. Prendre une prise d'essai de 25 ml de la solution à analyser.
2. Afin d'obtenir un pH convenable ajouter quelques gouttes de la solution tampon pour maintenir un pH=10.
3. Ajouter quelques gouttes de T.E.A pour masquer l'effet de fer
4. Ajouter une pincée de l'indicateur coloré le noir Eriochrome T, On remarque que la solution prend une couleur mauve.
5. Titrer par l'EDTA jusqu'à obtenir une couleur bleu (fig IV.9).

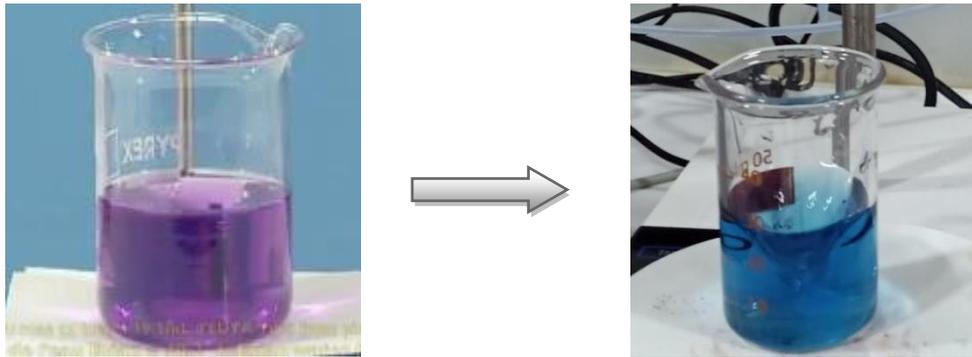


Figure IV.9 : Dosage du magnésium

➤ **Expression des résultats :**

$$\text{Teneur en Mg}^{2+} \text{ (mg/L)} = (V2-V1). N. D. 24,32. 10^3 / PE$$

- V1 : Volume de l'EDTA en ml nécessaire au titrage du Ca^{2+} .
- V2 : Volume de l'EDTA en ml nécessaire au titrage de la somme Ca^{2+} , Mg^{2+} .
- N : Normalité de l'EDTA.
- D : Facteur de dilution.
- 24,32 : Masse molaire de Mg^{2+} .
- PE : Prise d'essai de l'échantillon en ml.

IV.3.6. Dosage du Fer, Sulfate et Baryum par spectrophotométrie :

➤ **Principe :**

Le dosage de ces éléments se fait par un spectrophotomètre DR 1900 (figIV.10). Le spectrophotomètre va générer une lumière polychromatique qui va être transformée en lumière monochromatique dans la longueur d'onde choisie par le monochromateur.

La lumière monochromatique incidente va traverser une cuve contenant la solution étudiée et l'appareil mesure l'intensité de la lumière transmise et donc donne la concentration de l'élément à étudier.

L'intensité du flux lumineux est proportionnelle à la concentration de l'élément dans

L'échantillon à analyser.

➤ **Matériels utilisés :**

| Matériel | Réactifs |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Spectrophotomètre DR 1900 • Pipette de 10mL • Bêcher | <ul style="list-style-type: none"> • Réactif pour précipiter l'élément dosé |

➤ **Mode opératoire :**

1. Dans une cellule de 25ml on verse l'échantillon d'eau.
2. Ont introduit différents types de gélules dans la cellule pour différent analyse à faire, une gélule de sulfate (pour l'analyse du sulfate), une gélule du détectassions de fer ferreux (pour l'analyse du fer) et la gélule de baryum (pour l'analyse du baryum).
3. Il faut réglée le DR 1900 sur l'élément rechercher à analyser.
4. La valeur de la concentration du composé analyser est indiquée sur l'écran du DR 1900 après 5min.
5. Ajouter un réactif pour précipiter l'élément dosé.
6. Mettre la cuve dans le DR 1900 et lire la valeur affichée sur l'écran.



Figure IV.10: Spectrophotomètre DR1900

IV.3.7. Dosage du Potassium et Sodium par spectrométrie d'absorption atomique à flamme :

Ces 2 cations peuvent provoquer des précipitations de sel sous forme d'NaCl ou du KCl ceux-ci influent directement sur la salinité de l'eau.

➤ **Principe**

La nébulisation d'un échantillon à travers une flamme entraîne une excitation des atomes. En revenant à leur niveau initial, ceux-ci restituent leur excès d'énergie sous forme de photons. Les photons émis donnent un flux lumineux. Le photomètre (fig IV.11) va sélectionner la longueur d'onde d'émission caractéristique de chaque élément et la transformer en un signal électrique pour pouvoir mesurer l'intensité. L'intensité du flux lumineux est proportionnelle à la concentration de l'élément dans l'échantillon à analyser.

➤ **Matériels utilisés :**

| Matériels | Réactifs |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none">• Spectrophotomètre à flamme | <ul style="list-style-type: none">• Solutions étalons (hydroxyde de sodium et hydroxyde de potassium) |

➤ **Mode opératoire :**

1. On fait le blanc.
2. On introduit les solutions étalons (hydroxyde de sodium et hydroxyde de potassium) à tours de rôle de la plus petite concentration à la plus grande (valeurs connue),
3. On introduit notre échantillon puis la valeur apparaitra directement sur l'écran.
4. la courbe de la concentration en fonction de l'absorption des solutions «la courbe d'étalonnage » de Na^+ et de K^+ sera tracé à l'aide d'un logiciel.
5. A l'aide de cette courbe d'étalonnage on détermine la concentration correspondante.



Figure IV.11: Spectrophotomètre de flamme

➤ **Expression des résultats :**

Après le traçage de la courbe d'étalonnage on obtient une équation de cette courbe de formule générale : $Y = AX + B$

- Où Y : la concentration en ppm
- X : l'absorbance (D)
- A et B: des constantes

IV.3.8. Dosage de l'extrait sec :

➤ **Principe :**

Il caractérise la quantité totale des sels dissous dans la solution. Son but est de transformer tous les ions en fluorure en solution, éliminant une erreur importante causée par l'hydratation du sel pendant la mesure.

➤ **Matériels utilisés :**

| Matériels | Réactifs |
|-----------|----------|
| | |

| | |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • Pipette de 5mL • Etuve réglée à 105 C° • Capsule anti-grimpante | <ul style="list-style-type: none"> • Fluorure de sodium (Na F) |
|---|---|

➤ **Mode opératoire :**

1. On introduit une prise d'essai de 5 ml d'eau dans une capsule anti-grimpante contenant une pincée de le Na F.
2. Agiter bien le mélange et peser la capsule, on note son poids P1.
3. Porter dans l'étuve jusqu'à évaporation complète de l'eau pendant 24 heure à 105C°.
4. Refroidir dans un dessiccateur (fig.IV.12) et peser, on note son poids P2.
5. La différence de poids donne le poids de l'extrait sec.



Figure IV.12 : Un dessiccateur

➤ **Expression des résultats :**

$$\text{Teneur en extrait sec (mg/L)} = [(P2-P1) \cdot D \cdot 10^3] / PE$$

- P1 : Poids du creuset vide.
- P2: Poids du creuset plein.
- D : Facteur de dilution.
- PE : Prise d'essai de l'échantillon en ml

IV.4. Etude de la compatibilité des eaux : L'incompatibilité de nos deux échantillons d'eau sera étudiée selon l'organigramme suivant (fig IV.13) :

IV.4.1.Méthodologie du travail

Eau
d'injection

40

Eau de
gisement

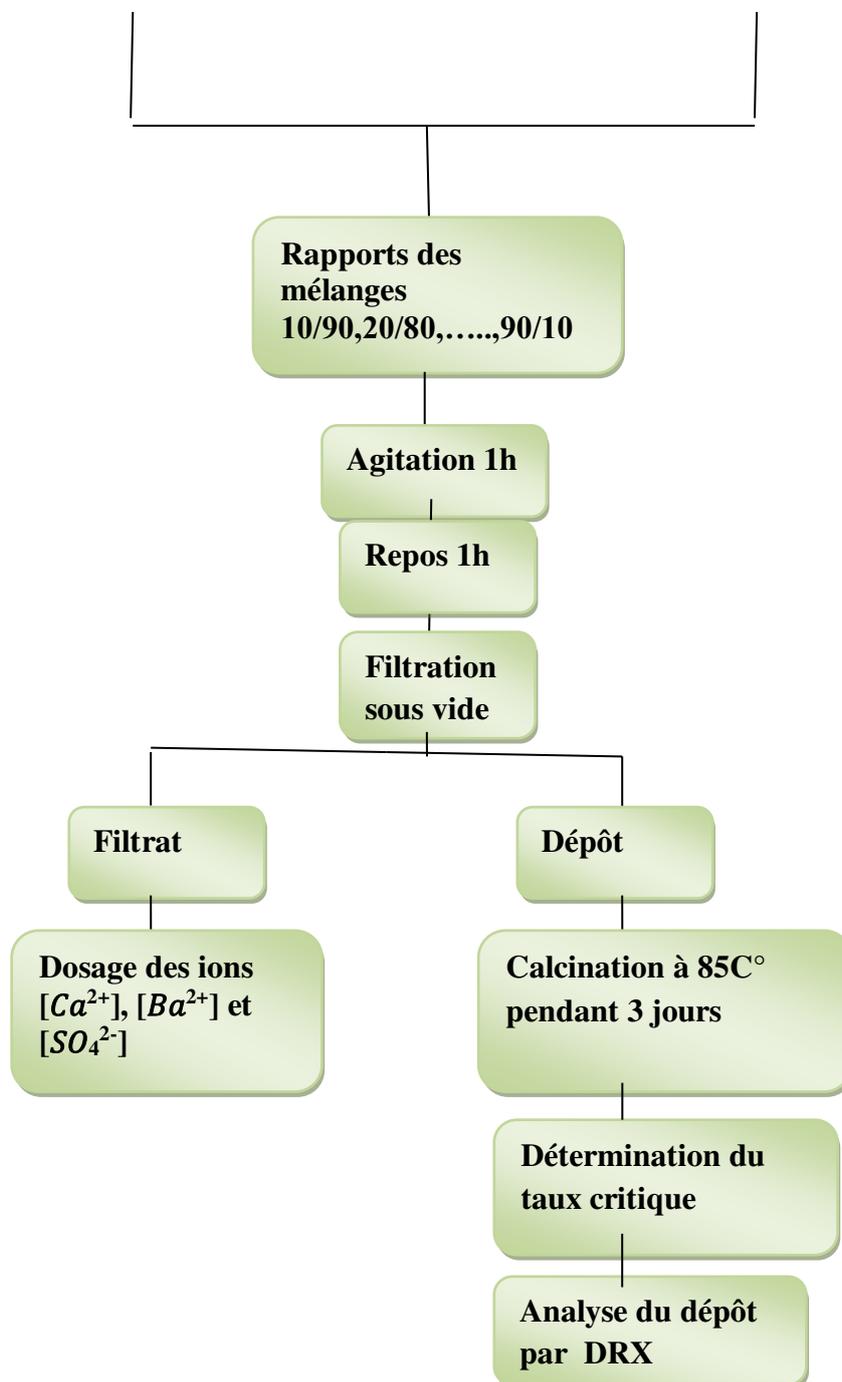


Figure IV.13 : Schéma de réalisation d'une étude de compatibilité des eaux en laboratoire

IV.4.2. Détermination du taux critique d'incompatibilité de l'eau de gisement et l'eau d'injection dans les conditions de surface et conditions de fond :

➤ **Principe :**

L'étude de compatibilité des eaux d'injection et de gisement et la détermination du taux critique sont nécessaires avant d'entamer tout traitement. Pour déterminer la quantité de dépôt produite par le mélange des eaux de champs OHANET, nous avons utilisé une méthode qui repose sur la pesée des dépôts obtenus suite au mélange d'eau d'injection avec l'eau de gisement à différents rapports et déterminer le mélange qui aboutit à la formation du maximum de dépôt.

Toutes les manipulations ont été effectuées dans les conditions de surface (ambiante) et après conditions de fond.

➤ **Mode opératoire :**

1. Conditions de surface (ambiante) :

1. Déposer les 09 béchers étiquetés sur la plaque d'agitation multipostes.
2. En utilisant une éprouvette on met dans les béchers du premier au dernier l'eau de gisement : 90ml, 80ml, 70ml, 60ml, 50ml, 40ml, 30ml, 20ml et 10ml.
3. On ajoute dans ces béchers du premier au dernier l'eau d'injection (10ml, 20ml, 30ml, 40ml, 50ml, 60ml, 70ml, 80ml et 90ml).
4. On ajoute des barreaux magnétiques pour chaque béchers.

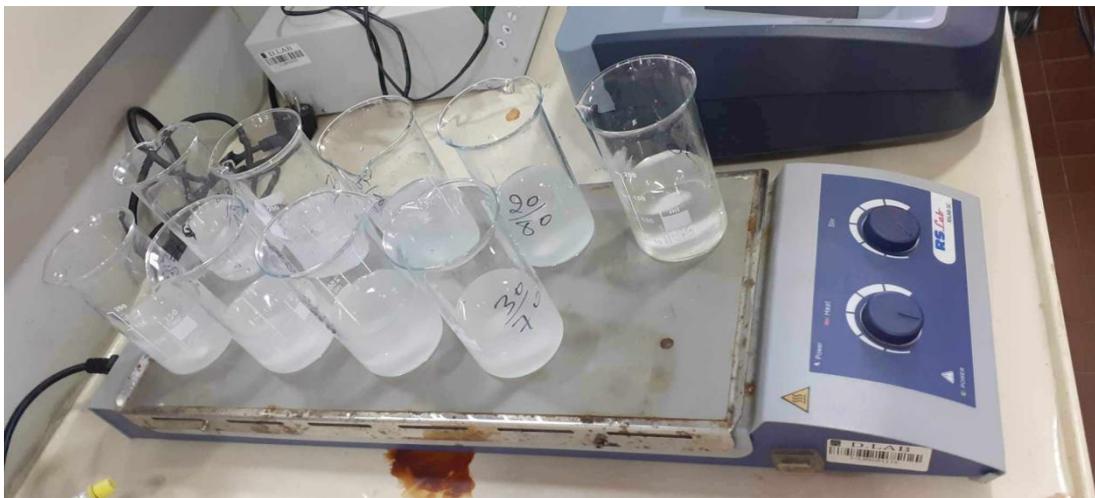


Figure IV.14 : photo des mélanges des deux eaux V301 et V302 « 10/90 » « 20/80 » « 30/70 » « 40/60 » « 50/50 » « 60/40 » « 70/30 » « 80/20 » « 90/10 »

5. On laisse les béchers en agitation continue pendant une heure.
6. Puis on les laisse les 09 solutions reposer et décanter pendant une heure de plus.



Figure IV.15: Photo des 09 solutions après le repos et la décantation pendant 1h.

7. Avant la filtration on effectue la 1^{ère} pesé (P1) des papiers filtres vierge de 47mm.
8. puis à l'aide de la filtration sous vide on filtre chaque solution obtenue.



Figure IV.16 : La filtration sous vide

9. On récupère les filtrats et les filtres avec les dépôts dessuent.



Figure IV.17: Dépôt du sel sur des filtres.

10. D'une parte, On Met les filtres contenant le précipité dans les creusée puis on les introduit au four à une température de 105°C jusqu'à élimination de l'humidité.



Figure IV.18: Disposition des filtres avec dépôts dans l'étuve pour le séchage

11. Laissé les filtres contenant le précipité refroidir dans le dessiccateur pendant 30 mn puis on effectue la 2^{ème} pesé (P2).

12. On Déduit alors le taux critique par l'application d'une soustraction :

$$\text{Taux critique} = P2 - P1$$

13. D'autre part, On fait l'analyse physico chimique de filtrat pour la détermination de $[Ca^{2+}]$, $[Ba^{2+}]$ et $[SO_4^{2-}]$.

2. Conditions de fond :

1. Déposer les 09 bouteilles en verre étiquetées.
2. En utilisant une éprouvette on met dans les bouteilles du premier au dernier l'eau de gisement : 90ml, 80ml, 70ml, 60ml, 50ml, 40ml, 30ml, 20ml et 10ml.
3. On ajoute dans ces bouteilles du premier au dernier l'eau d'injection (10ml, 20ml, 30ml, 40ml, 50ml, 60ml, 70ml, 80ml et 90ml).
4. On les introduit au four à une température de 80°C pendant 3 jours.
5. Après 03 jours, Placer les échantillons sur le plan de travail et le papier filtres vierge de 47 mm de diamètre préalablement pesé.

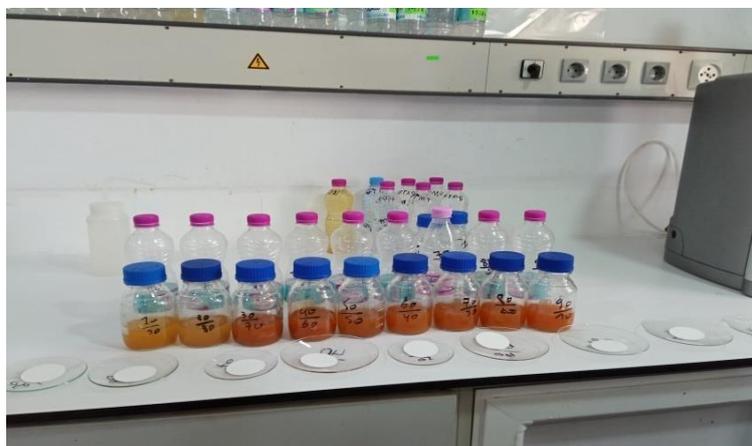


Figure IV.19 : Photo des mélange des deux eaux « 10/90 » « 20/80 » « 30/70 » « 40/60 » « 50/50 » « 60/40 » « 70/30 » « 80/20 » « 90/10 » après 03 jours.

6. puis à l'aide de la filtration sous vide on filtre chaque solution obtenue. on récupère les filtrats et les filtres avec les dépôts dessuent.



Figure IV.20: Photo de Dépôt du sel sur les filtres et la récupération du filtrat.

7. D'une part, On Met les filtres contenant le précipité dans les creusée puis on les introduit au four à une température de 105°C jusqu'à élimination de l'humidité
8. Laissez les filtres contenant le précipité refroidir dans le dessiccateur pendant 30 mn puis on effectue la 2^{ème} pesé (P2).
9. D'autre part, On fait l'analyse physico chimique de filtrat pour la détermination de $[Ca^{2+}]$, $[Ba^{2+}]$ et $[SO_4^{2-}]$.

IV.4.3. Analyse du dépôt par diffractométrie des rayons X (DRX)

- **Principe :** Cette méthode permet d'obtenir des informations sur le dépôt recueilli sur le papier filtre après l'extraction sous vide à des échelles de l'Angström. Les analyses de diffraction des rayons 'X' ont été réalisées sur un diffractomètre de marque Panalytical Empyrean.
- **Mode opératoire :**
 1. Dans un porte échantillon rond on introduit un papier filtre de 47mm vierge puis on le ferme.
 2. Dans un autres porte échantillon on met le papier filtre ou le dépôt a été recueilli au paravent et on ferme.
 3. On introduit les deux portes échantillons dans le DRX et on lance l'analyse on enclenchant le logiciel « DATA COLLECTOR ».

4. Après 20mn l'analyse est fini, en utilisant le logiciel d'interprétation « HIGHT SCORE » on aperçoit l'apparition d'un spectre de diffraction émis par cet échantillon est alors enregistré.

IV.5. Test d'efficacité d'un inhibiteur de dépôt :

Les inhibiteurs de dépôts :

- Inhibiteur A
- Inhibiteur B
- Inhibiteur C

Sont testés sur le taux critique de mélange d'eau de gisement et d'injection. À ce taux de mélange, la précipitation des dépôts est maximale.

➤ Matériels utilisés :

| Matériels | Réactifs |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Agitateur. • Micro-seringues. • Turbidimètre. | <ul style="list-style-type: none"> • Inhibiteurs de dépôts : <ul style="list-style-type: none"> • Inhibiteur A. • Inhibiteur B. • Inhibiteur C. |

➤ Mode opératoire :

1. Préparer une série de 09 béchers contenant 50 ml d'eau de gisement et placez-les sur la plaque d'agitation multipostes.
2. Ajouter à cette eau des doses d'inhibiteur à tester (10, 20, 30, 40, 50, 100, 150 et 200 ppm.) en utilisant une micro-seringue puis mettre en agitation (fig IV.21.)



Figure IV.21 : L'injection de l'inhibiteur.

3. Après ajouter 50 ml d'eau d'injection.
4. Laisser les solutions obtenues en agitation continue pendant 1 heure.



Figure IV.22 :

Test d'efficacité d'un inhibiteur de dépôt A .



Figure IV.23 :

Test d'efficacité d'un inhibiteur de dépôt B.



figure IV.24 :

Test d'efficacité d'un inhibiteur de dépôt C .

5. mesurer la turbidité de chaque solution. (Voir annexe 02)



Figure IV.25 : Turbidimètre.

6. En fin, on calcule le rendement du produit aux différentes doses et on déduit l'efficacité de chaque l'inhibiteur.

7.

➤ **Expression des résultats**

Le rendement du produit anti dépôts à une dose donnée est calculé à partir de l'expression suivante :

$$\text{Efficacité (\%)} = (T0 - T1) \cdot 100 / T0$$

Où :

- **T0:** Turbidité de la solution en absence de l'inhibiteur (Référence).
- **T1:** Turbidité de la solution en présence de l'inhibiteur.

NB: La meilleure dose d'inhibiteur : c'est la dose utilisée pour obtenir le meilleur rendement.

Conclusion :

Ce chapitre nous a permis de comprendre les différentes analyses que nous avons menées sur les échantillons et a donné des approches analytiques nous permettent de mieux comprendre

les constituants de l'eau et leurs conséquences, Ce qui nous permet d'obtenir un premier aperçu en toute précision et fiabilité des résultats obtenus.

Chapitre V : Résultats et discussions

V.1 Introduction :

Dans ce chapitre, nous avons procédé à l'analyse de la composition physico-chimique des échantillons d'eau de gisement et d'injection du champ OHANET ainsi que la possibilité de les mélanger.

Nous rappelons que les objectifs de ce travail, ont été définis afin de répondre aux exigences des conditions connexes ont été rajoutées afin d'inhiber tout éventuel problème lié à l'interaction eau d'injection-eau de gisement.

Durant notre stage, nous nous sommes intéressées à l'étude la compatibilité des eaux injection/gisement et la nature des dépôts formés générés de mélange de ces deux eaux et finalement faire un test d'efficacité de 03 anti-dépôts.

V.2 Résultats d'analyse physico-chimique :

Cette partie explique comment évaluer les résultats de l'échantillonnage physico-chimique à partir d'analyses des eaux d'injection et de gisement. Il a été remarqué que le mélange de ces deux eaux semble une bonne solution pour atteindre la pression idéale, mais cela conduit à des dépôts.

L'analyse qualitative (aspect physique et chimique) permet d'avoir une idée générale sur la nature de dépôt :

- La couleur
- L'odeur
- Rigidité
- présence du Fer (caractérisation avec barreau magnétique)
- Dégagement de gaz, comme le H₂S ou CO₂ ajout de HCl.

Les résultats d'analyses physico-chimiques effectuées sont représentés sur le tableau ci dessous :

Tableau V.1 : Résultats d'analyses physico-chimiques des eaux d'injection et de gisement :

| Echantillon | Eau d'injection | | Eau de gisement | |
|-------------------------------|-----------------|------------|-----------------|------------|
| Paramètres | | | | |
| pH à 20 °C | 5.90 | | 5.51 | |
| Cations | mg/l | méq | mg/l | méq |
| Ca ⁺⁺ | 2795.58 | 139.77 | 10961.88 | 548.09 |
| Mg ⁺⁺ | 1969.92 | 162.00 | 1459.20 | 120.00 |
| Ba ⁺⁺ | 0.00 | 0.00 | 410.00 | 5.97 |
| Fe ⁺⁺ | 141.50 | 5.06 | 188.00 | 6.73 |
| Na ⁺ | 8070.00 | 350.86 | 16460.00 | 715.65 |
| K ⁺ | 350.00 | 8.97 | 340.00 | 8.71 |
| Anions | mg/l | méq | mg/l | Méq |
| Cl ⁻ | 24816.36 | 699.90 | 60273.36 | 1699.90 |
| CO ₃ ⁻ | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| HCO ₃ ⁻ | 253.76 | 4.16 | 212.28 | 3.48 |
| SO ₄ ⁻ | 140.00 | 2.91 | 0.00 | 0.00 |
| Extrait sec mg/l | 38537.12 | | 90304.72 | |

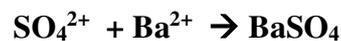
-D'après les résultats de tableau V.1, Nous constatons que les deux eaux d'injection et de gisement sont bien différentes de par leurs compositions en minéraux. En effet, l'échantillon eau de gisement est bien chargé en cations (Ca²⁺, Mg²⁺, Ba²⁺, Fe²⁺, Na⁺, K⁺) et en anions (Cl⁻, HCO₃⁻), tandis que l'échantillon eau d'injection est deux fois moins concentré en ces ions. Nous notons par ailleurs que l'eau d'injection contient des ions SO₄²⁻ (140mg/L) tandis que l'eau de gisement n'en contient pas. A l'inverse l'échantillon eau de gisement a une

concentration de (**410 mg/L**) d'ions **Ba²⁺**, alors que ces cations sont inexistantes dans l'eau d'injection. Et nous notons aussi l'absence des ions **CO₃⁻** dans les eaux.

-L'examen de ces données (tableau V.1) montre que ces eaux sont incompatibles. Leur mélange provoque la précipitation de sulfates de baryum très néfastes pour le réservoir, car elle provoque le colmatage. En absence de tout traitement, le mélange de ces eaux forme des dépôts de sulfates qui constituent un milieu propice pour le développement des bactéries sulfato-réductrices, responsables de la corrosion des installations métalliques.

V.3. Résultats d'étude de compatibilité du mélange des eaux aux conditions de surface (température ambiante/pression atmosphérique) et de fond :

Dans cette partie, nous avons travaillé sur des eaux réelles de gisement et d'injection afin de comparer l'action des inhibiteurs sur les dépôts issus de mélange de ces deux eaux. Le suivi des turbidités en présence des inhibiteurs avec le temps est indispensable si on veut étudier la cinétique et la variation de l'efficacité. Les solutions d'eau d'injection sulfatées auxquelles sont ajoutées les solutions d'eau de gisement riche en baryum, à différents rapports de volume, provoquent instantanément un précipité blanc dès leur contact direct. L'agitation est nécessaire afin d'avoir la certitude que les ions baryum (**Ba²⁺**) ont réagi avec les ions sulfates (**SO₄²⁻**) avec pour conséquence l'apparition d'un précipité blanc qui sera filtré. Ce processus est régit par la réaction:



1. Conditions De Surface :

Tableau V.2 : Résultats des études de compatibilité de l'eau d'injection avec l'eau de gisement dans les conditions de surface.

| Rapport des mélanges | Eau d'injection / Eau de gisement | | | |
|----------------------|-----------------------------------|----------------------------------|------------------|-------------------------------|
| | Condition de surface (mg/l) | | | |
| | Masse des dépôts obtenus (mg/l) | Ions restants en solution (mg/l) | | |
| | | Ca ⁺⁺ | Ba ⁺⁺ | SO ₄ ⁻⁻ |
| 0/100 | - | 10961.88 | 410.00 | 00.00 |
| 10/90 | 166 | 9769.50 | 355.00 | 00.00 |
| 20/80 | 189 | 9138.24 | 335.00 | 00.00 |
| 30/70 | 214 | 8436.84 | 295.00 | 00.00 |
| 40/60 | 262 | 7745.46 | 225.00 | 00.00 |
| 50/50 | 301 | 6863.70 | 205.00 | 00.00 |
| 60/40 | 294 | 5921.82 | 68.00 | 00.00 |
| 70/30 | 260 | 5020.02 | 27.00 | 00.00 |
| 80/20 | 248 | 4158.30 | 00.00 | 36.00 |
| 90/10 | 122 | 3557.10 | 00.00 | 65.00 |
| 100/0 | - | 2795.58 | 00.00 | 140.00 |

-La composition chimique des eaux après mélange à différentes proportions est présentée dans le tableau V.2. L'interaction entre ces deux eaux a été faite à la température ambiante et à pression atmosphérique. Nous constatons l'apparition d'un dépôt quel que soit le taux de mélange des deux eaux.

2. Conditions De fond :

Tableau V.3 : résultats des études de compatibilité de l'eau d'injection avec l'eau de gisement dans les conditions de fond.

| Rapport des mélanges | Eau d'injection / Eau de gisement A 80°C) (mg/l) | | | |
|----------------------|--|------------------|------------------|------------------------------|
| | Masse des dépôts obtenus | Ca ⁺⁺ | Ba ⁺⁺ | SO ₄ ⁻ |
| 0/100 | - | 10961.88 | 410.00 | 00.00 |
| 10/90 | 360 | 9959.88 | 360.00 | 0.00 |
| 20/80 | 388 | 9388.74 | 340.00 | 0.00 |
| 30/70 | 421 | 8406.78 | 300.00 | 0.00 |
| 40/60 | 439 | 7795.56 | 260.00 | 0.00 |
| 50/50 | 475 | 6663.30 | 195.00 | 0.00 |
| 60/40 | 472 | 5841.66 | 67.00 | 0.00 |
| 70/30 | 380 | 5050.08 | 18.00 | 0.00 |
| 80/20 | 364 | 4308.60 | 0.00 | 32.00 |
| 90/10 | 257 | 3426.84 | 0.00 | 68.00 |
| 100/0 | - | 2795.58 | 00.00 | 140.00 |

-La composition chimique des eaux après mélange à différentes proportions est présentée dans le tableau V.3. L'interaction entre ces deux eaux a été faite à la température de 80C pendant 3 jours. Nous constatons l'apparition d'un dépôt quel que soit le taux de mélange des deux eaux.et le taux critique 50/50.

V.4 Analyses des dépôts par diffractométrie des rayons 'X' (DRX) :

La figure V.1 représente le spectre DRX du composé formé et filtré après mélange des eaux incompatibles à 50/50. Il s'agit principalement du sulfate de baryum. Les deux pics intenses sont ceux du composé de sulfate de baryum BaSO₄

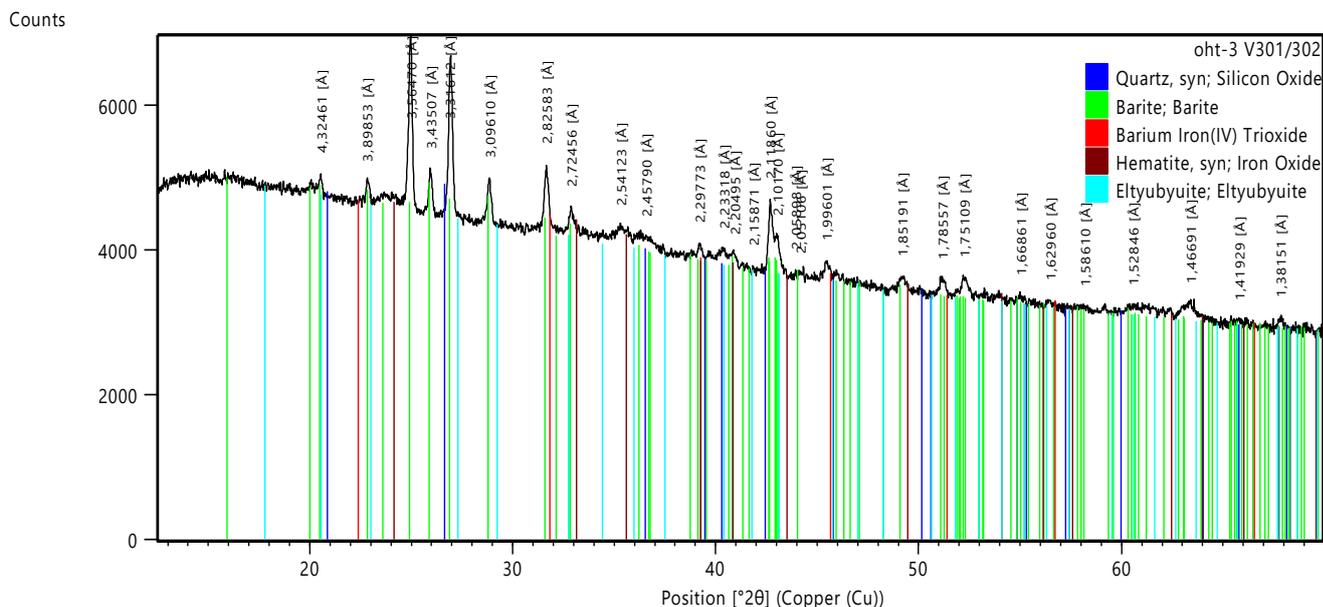


Figure V.1: Diffractogramme de l'échantillon dépôt sur filtre 50/50

-Dépôt eau d'injection /eau de gisement (récupéré après étude de compatibilité) :

- ✓ Barite BaSO_4
- ✓ Hématite Fe_2O_3
- ✓ Quartz SiO_2
- ✓ Eltyybyuite $\text{Ca}_{12}\text{Fe}^{3+}_{10}\text{Si}_4\text{O}_{32}\text{Cl}_6$
- ✓ Trioxyde de baryum et de fer Fe BaO_3

Les résultats de l'analyse par radiocristallographie de l'échantillon de dépôt montre que le dépôt se compose principalement de sel BaSO_4 , avec des quantités moindre en Fe_2O_3 , SiO_2 , $\text{Ca}_{12}\text{Fe}^{3+}_{10}\text{Si}_4\text{O}_{32}\text{Cl}_6$, Fe BaO_3 .

V.5 Détermination de l'efficacité des anti-dépôts :

V.5.1 Résultats d'étude d'efficacité des anti-dépôts

Pour inhiber la formation de dépôt, Les inhibiteurs anti-dépôts ont été testés sur le taux critique (50/50) de mélange d'eau injection avec l'eau de gisement avec l'ajout de dose progressive d'inhibiteur, dans les conditions de surface de pression atmosphérique (1atm) et à température ambiante ($T=25^\circ\text{C}$). La série d'inhibiteurs de dépôt étudiée est testée dans ce chapitre par la turbidimétrie.

- Test d'efficacité de l'inhibiteur de dépôt A.

-Tableau V.4 : Les résultats du test sur l'inhibiteur de depot A.

| Mélange eau injection / eau de gisement | | |
|--|------------------------|-----------------------|
| Taux critique (50/50) | | |
| Doses d'inhibiteur en (ppm) | Turbidité (NTU) | Efficacité (%) |
| Témoin (0) | 212 | - |
| 10 | 184.00 | 13.20 |
| 20 | 172.00 | 18.86 |
| 30 | 151.00 | 28.77 |
| 40 | 122.00 | 42.45 |
| 50 | 117.00 | 44.81 |
| 100 | 95.80 | 54.81 |
| 150 | 73.90 | 65.14 |
| 200 | 70.50 | 66.74 |

-Le tableau (V.4) montre que l'inhibiteur de dépôt A est le moins efficace des trois. En effet, à sa dose maximale (200ppm), l'inhibition est de 66.74%.

- Test d'efficacité de l'inhibiteur de dépôt B .

Tableau V.5 : Résultats du test d'efficacité de l'inhibiteur B :

| Mélange eau d'injection/ eau de gisement | | |
|---|------------------------|-----------------------|
| Taux critique (50/50) | | |
| Doses d'inhibiteur en (ppm) | Turbidité (NTU) | Efficacité (%) |
| Témoin (0) | 226 | - |
| 10 | 209.00 | 7.52 |
| 20 | 178.00 | 21.23 |
| 30 | 171.00 | 24.33 |
| 40 | 137.00 | 39.38 |
| 50 | 129.00 | 42.92 |
| 100 | 19.60 | 91.32 |
| 150 | 176.00 | 22.12 |
| 200 | 82.5 | 63.49 |

-Le tableau V.5 montre que l'inhibiteur de dépôt B commence à être efficace à partir de la dose de 75ppm. En effet à cette dose, le rendement ne cesse d'augmenter pour atteindre la valeur de 96% à 200ppm d'inhibiteur.

- Test d'efficacité de l'inhibiteur de dépôt C.

Tableau V.6 : Les résultats du test sur l'inhibiteur C:

| Mélange eau injection / eau de gisement | | |
|--|------------------------|-----------------------|
| Taux critique (50/50) | | |
| Doses d'inhibiteur en (ppm) | Turbidité (NTU) | Efficacité (%) |
| Témoin (0) | 132 | - |
| 10 | 13.60 | 89.69 |
| 20 | 13.30 | 89.92 |
| 30 | 12.10 | 90.83 |
| 40 | 11.30 | 91.43 |
| 50 | 10.00 | 92.42 |
| 100 | 7.63 | 94.21 |
| 150 | 6.20 | 95.30 |
| 200 | 29.50 | 77.65 |

-Les résultats obtenus (tableau V.6) pour l'inhibiteur de dépôt C sont spectaculaires car son efficacité est évidente à partir de 10ppm soit un rendement de **89.69 %** d'inhibition du dépôt.

V.6 Conclusion :

À la suite de ces constatations, on peut affirmer qu'en termes de :

➤ Analyses physico-chimiques

- ✓ Les eaux de gisement sont très chargées en solides dissous aussi caractérisées par la présence des ions baryum.
- ✓ Les eaux du d'injection sont caractérisées par la présence des ions sulfate.

➤ Études de compatibilité des eaux gisement et d'injection :

- ✓ Le maximum de précipitation correspond à des taux critiques du mélange 50/50.

• Dans les conditions de surface et fond :

- ✓ L'eau de gisement est incompatible avec l'eau d'injection.
- ✓ Le poids maximal des dépôts qui peut se former dans les conditions du surface est de: 301 mg/l.
- ✓ Le poids maximal des dépôts qui peut se former dans les conditions du fond est de: 475 mg/l.

➤ Test d'efficacité

Les résultats des tests d'efficacité ont montré que les 03 produits testés au laboratoire ont présentés selon leurs performances que :

- ✓ Le produit anti dépôts C est efficace à **89.69%** à une dose de traitement de 10 ppm.

Ces résultats de laboratoire permettent aux chercheurs de mener une étude sur la sélection des éléments efficaces afin de faire un suivi sur la composition chimique des eaux du champs OHANET afin de bien étudier la dose à injecter. Toutefois, seuls les tests industriels sur site sont essentiels pour se prononcer définitivement sur l'efficacité et la dose à injecter dans les conditions réelles d'exploitation.

Conclusions générale

Conclusion générale

L'objectif majeur de ce travail est la détermination de l'efficacité de trois inhibiteurs de dépôts de sel qui se forme lors de l'incompatibilité des eaux dans le champ pétrolier d'OHANET.

Nous avons donc pris un échantillon d'eau de gisement et un autre échantillon d'eau d'injection, lesquels ont subi différentes analyses physico-chimiques. Les résultats ont montré que les deux eaux sont caractérisées par un pH acide variant entre 5.51 et 5.90. L'échantillon d'eau d'injection est caractérisé par la présence des ions de sulfate (SO_4^{2-}) avec une concentration de 140 mg/l et l'échantillon d'eau de gisement est caractérisé par la présence des ions de baryum (Ba^{++}) avec une concentration de 410mg/l. L'eau d'injection est incompatible avec l'eau de gisement, ce mélange conduire à une précipitation de 301 mg/l de BaSO_4 sur le taux critique de mélange de 50% eau injection et 50% eau de gisement.

Les analyses par DRX ont confirmé que le dépôt est majoritairement composé de sulfate de baryum de type barite BaSO_4 .

Une évaluation de trois inhibiteurs a été effectuée sur le taux critique afin de sélectionner le produit le plus efficace. Un bon inhibiteur va agir au début de la formation du dépôt soit à l'étape de la nucléation.

L'étude d'efficacité a montré que l'anti-dépôt SCW 85372 de la firme BAKER est l'inhibiteur le plus performant avec une efficacité de 89.69% à une concentration de 10 ppm.

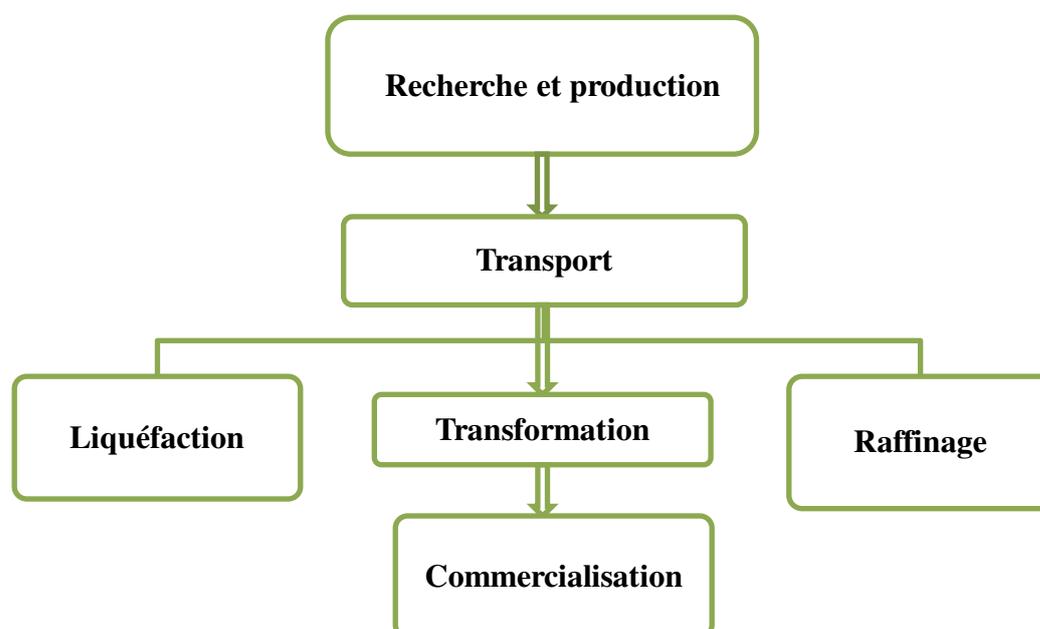
Annexes

Annexe 01 :

Présentation de l'organisme d'accueil

➤ Sonatrach :

C'est une entreprise nationale algérienne fondée en 1963. Elle représente l'acteur majeur du secteur pétrolier et gazier. Sa mission est de prendre en charge la prospection, la production, le transport et la commercialisation des hydrocarbures. Elle couvre les quatre activités principales :



Organigramme des activités principales de Sonatrach.

➤ Présentation de la direction centrale recherche et développement DC-RD :

La Direction Centrale Recherche Développement (DC-RD) est l'outil technique de la SONATRACH il a pour missions essentielles :

- L'identification des problèmes à caractère scientifique et technique rencontrés au niveau des structures opérationnelles de l'entreprise et l'initiation des projets de recherche nécessaire à leur résolution.
- La promotion et la mise en oeuvre de la recherche appliquée et le développement des technologies dans les métiers de base de la Société.
- L'élaboration des programmes annuels et pluriannuels de recherche conformément aux orientations stratégiques de l'entreprise.

- La veille scientifique et technologique.

➤ **Direction assistance aux unités industrielles (AUI) :**

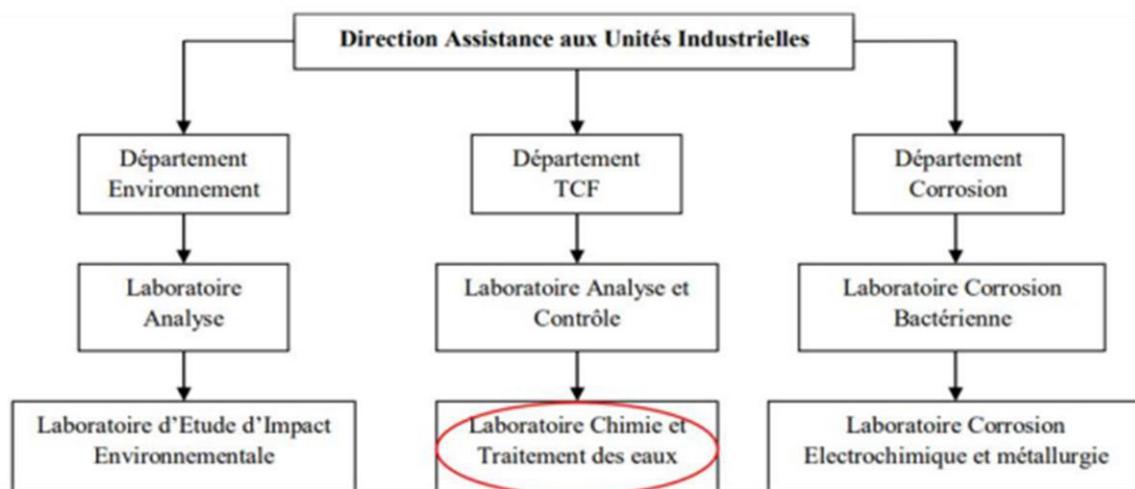
La Direction Assistance aux Unités industrielles (AUI) contribue à la maîtrise technologique de l'exploitation et de la maintenance des unités industrielles de par son intervention aux différents stades des études de réalisation et de fonctionnement des unités.

Les objectifs ciblés par la direction AUI, s'articulent autour de :

- La réalisation des études de potabilité des eaux et de compatibilités des eaux les conditions de surface et d'exploitation.
- Etude et analyse en matière de protection anticorrosion des installations de surfaces et de fond (utilisation des inhibiteurs et biocides).
- La réalisation des études d'impact sur l'environnement et audits environnementaux.
- L'assistance en temps réel des unités industrielles pour solutionner des problèmes de rejets, de traitement, de dépôt et d'une manière générale de protection et d'exploitation.

Ces activités sont réalisées dans les différents laboratoires appartenant aux différents départements de cette Direction. Ces départements étant :

- Département Corrosion
- Département Contrôle et Traitement Des Fluides.
- Département Environnement.

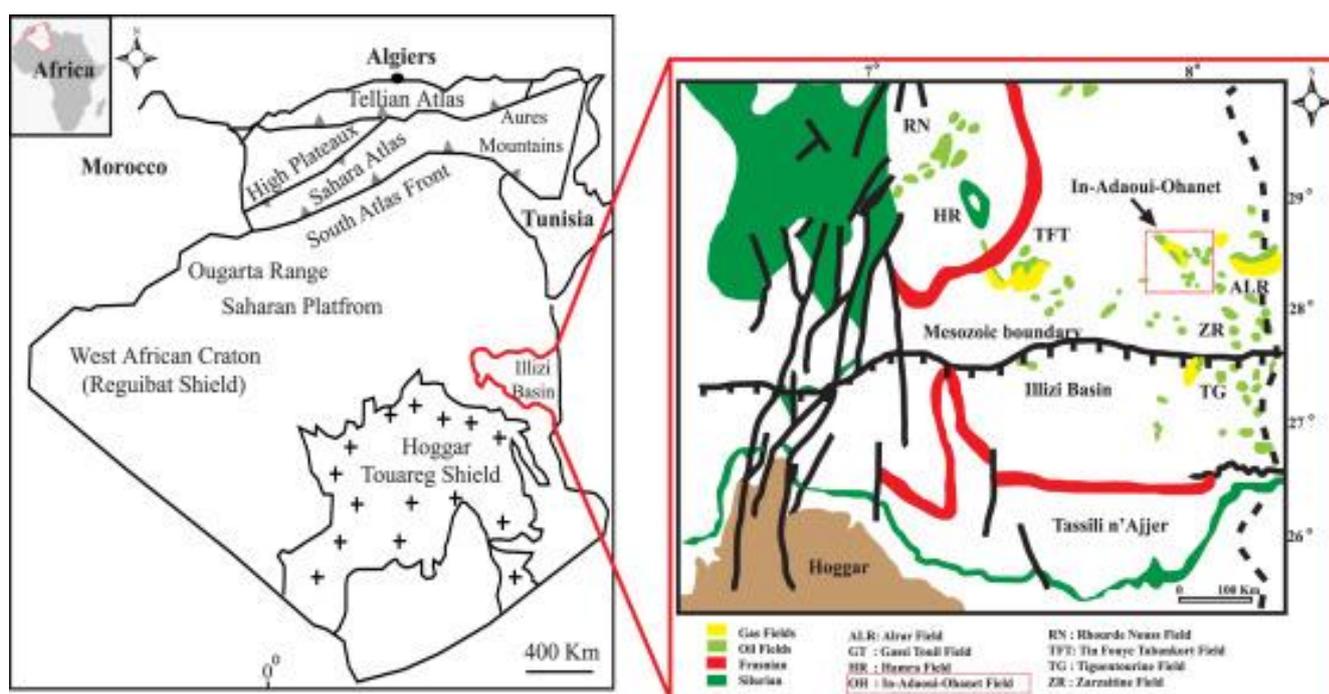


Organigramme de la direction Assistance aux unités Industrielles (AUI)

➤ **Situation géographique:** La Direction Régionale OHANET est située sur le plateau de Tinhert au Sud Est de l'Algérie, et se trouve à :

- 1500 Km au Sud – Sud Est d'Alger.
- 700 Km au Sud – Sud Est de Ouargla.
- 360 Km au Nord d'Illizi (chef-lieu de Wilaya).
- 120 Km au Nord d'In-Amenas (chef-lieu de Daïra).
- Relié à la RN3 (Ouargla-Illizi) par une bretelle de 4 km goudronnée.
- Altitude moyenne est située à 566 m par rapport au niveau de la mer.
- La superficie moyenne est de 16272 Km² dont 15386 Km² pour les périmètres huile et 886 Km² pour les périmètres gaz

Administrativement, la région d'Ohanet dépend de la Wilaya d'Illizi.



Situation géographique d'Ohanet.

➤ **Historique de la région :**

Les plus importantes tâches dévolues à la direction régionale d'Ohanet sont :

- La conduite des opérations de production du pétrole brut avec les supports techniques et logistiques propres à la région.
- Le suivi et la réalisation des travaux de développement des différents gisements.

- La gestion et l'exploitation des champs pétroliers qui sont les suivants :
 - ❖ Champ d'Ohanet Nord et Sud Découvert en 1960 par l'intermédiaire du forage du puits Ohanet 101, il a été mis en exploitation en 1962.
 - ❖ Champ d'Acheb, Acheb ouest et Kreb Le champ d'Acheb a été découvert en 1963, situé à 40km au Sud-Est d'Ohanet et 50 km au Nord-Ouest d'In Aménas, date de mise en production Mai 1966. Quant à l'ensemble de la structure Acheb Ouest et Kreb qui forme un gisement unique situé à environ 60 km au Nord-Ouest d'In Aménas et 54 km au Sud-Ouest d'Ohanet. La mise en production du champ de Kreb est intervenue en juillet 1965, celle d'Acheb Ouest en juillet 1966.
 - ❖ Champ de Timedratine et Timedratine Est Situé à 30km au Sud du champ d'Ohanet, il fut découvert vers la fin de 1964, sa production a débuté en juillet 1965.
 - ❖ Champ d'Askarene Situé à 10 km à l'Est du champ d'Ohanet, il fut découvert en Janvier 1962 par le forage ASK 101.
 - ❖ Champ de Guelta Se trouvant à environ 30km à l'Est du champ d'Ohanet, il fut découvert en Août 1962 avec le forage du puit Guelta 101, sa date de mise en exploitation octobre 1962.
 - ❖ Champ d'Edeyen Se situe à 100km au Sud-Ouest d'Ohanet, il fut découvert en septembre 1964 et mis en production le 14 juillet 1974.

Annexe 02 :

La turbidité

La turbidité est un indice de la présence de particules en suspension dans l'eau. Elle est déterminée à l'aide d'un néphélométrie. Cet appareil mesure la lumière dispersée par les particules en suspension avec un angle de 90° par rapport au faisceau de lumière incident.

La turbidité de l'eau est causée par des matières en suspension (cristaux de sulfates de baryum, composés d'argile, de limon, de particules organiques, de plancton et de divers autres organismes microscopiques).

Mesure de la turbidité :

➤Principe :

La turbidité désigne la teneur d'une eau en particules suspendues qui la troublent. On mesure la turbidité en unités de turbidité néphalométriques (UTN) à l'aide d'un turbidimètre. Cet

instrument envoie un rayon de lumière à travers un échantillon d'eau et mesure la quantité de lumière qui passe à travers l'eau par rapport à la quantité de lumière qui est réfléchiée par les particules dans l'eau.

➤ **Matériel utilisé :** un turbidimètre.

➤ **Mode opératoire :**

- ✓ Etalonner l'appareil
- ✓ Introduire l'échantillon dans la cuve
- ✓ Effectuer la mesure d'essai et noter la valeur affichée sur l'écran.

Références Bibliographiques

- [1] : BELGHIT, Chafik. " Nouvelles corrélations pour la détermination des propriétés physiques et thermodynamiques des hydrocarbures et des fractions pétrolières". Thèse En Vue De L'obtention Du Diplôme De Doctorat En Science, Université 8 Mai 1945, Guelma, Algérie, 2019.
- [2] : Tricart, Jean. "Les gisements de pétrole." Annales de Géographie. Vol. 86. No. 475. Armand Colin, 1977.
- [3] : ENSPM. Formation industrie. Information amant-formation –exploration et production des gisements (2005).
- [4] : techniques d'exploitation pétrolière R-cossé
- [5] : Mme HARCHE, Introduction au Raffinage et à la Pétrochimie, PDF, 2^{ème} Année Licence GP, Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene, Alger, Algérie, 2016/2017.
- [6] : LAMARA MOHAMED, optimisation des conditions d'efficacités de l'inhibiteur fostex 2NZ par la réalisation de plans d'expérience, faculté des sciences de l'ingénieur, boumerdes, 1999.
- [7] : J-F.Granier, Propriété des fluides de gisement, tome 2, Eau de gisement 1998.
- [8] : Roque, Christian. "Prévention et inhibition des dépôts de sulfate dans les installations pétrolières. Une application sur un champ saharien." *La Houille Blanche* 82.4 : 46-53.,1996.
- [9] : Cissokho, Malick. Etude expérimentale des interactions Huile brute/Saumure/Roche sur la récupération d'hydrocarbures par injection d'eau de faible salinité. Diss. Arts et Métiers ParisTech, 2010.
- [10] : Meddahi, Khalida. "Contribution à l'étude de l'incompatibilité entre un inhibiteur de corrosion et un inhibiteur de dépôt.», Mémoire de magister, (2014).
- [11] : Messaoudène, N., "Etude de la formation et l'inhibition de dépôts de Sulfate de Baryum dans les champs pétroliers ", thèse de doctorat, institut national polytechnique, Toulouse, France, 1990.
- [12] : BEKKOUCHE A.H, ZEKRI A.S, "contribution à l'étude hydrogéologique de Complexe Terminal et de Continental Intercalaire. Et la méthode d'injection d'eau et leurs impacts dans la production pétrolière. Cas de champ Ourhoud (Hassi Berkine)", mémoire d'ingénieur, Ourhoud, 2012.
- [13] : Peinado, M., 1965, "Traitement des eaux d'injection pour récupération secondaire ", revue de l'IFP, Volume 20, Numéro 2, Paris, Page 280-290.1965,
- [14] : Kemmer, F. N "Nalco " manuel de l'eau " , édition technique et valorisation, paris,France, 1984.

- [15]: Yang, Jinghao. *Paraffin Deposition Mechanism: Influence of Thermal Driving Force*. The University of Tulsa, 2019.
- [16] : Rondon, Céline. Etude des mécanismes de libération d'actif nanodispersé-Application au traitement de puits. Diss. Université Bordeaux 1, 2010.
- [17] :MAMECHE Amel, ETUDE DE LA FORMATION DE DEPOTS AU NIVEAU DES FILTRES DE L'UNITE DE TRAITEMENT DES GAZ ASSOCIÉS (UTGA) A TIN FOUYE TABANKOURT(TFT) , Faculté des Sciences d'Ingénieur , 2016
- [18] : NEAU, E., & CARRIER, H. Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut Choix de dispersants et le mécanisme d'action. (2008).
- [19] : VARET, Guillaume. Caractérisation des bruts lourds en présence de solvant. PhD Thesis. Pau.2012.
- [20]: Denis,J, and J. P. Durand. "Modification of wax crystallization in petroleum products." *Revue de L'Institut Français du Pétrole* 46.5 : 637-649.(1991).
- [21]: Yang, Jinghao. *Paraffin Deposition Mechanism: Influence of Thermal Driving Force*. The University of Tulsa, 2019.
- [22]: P. A. Schweitzer; «Fundamentals of corrosion mechanisms, causes, and preventative methods » by Taylor and Francis Group, LLC. (2010).,
- [23]: H. Herbert, R. Uhlig, R. W. Revie;«Corrosion and corrosion control: an introduction to corrosion science and engineering » 4th Ed. Published by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken New Jersey (2008).
- [24]: TOULGOAT KARIM,étude des mécanismes de formation des émulsions thermiques, université de paris 1998.
- [25] : Corrosion et inhibition des puits et collectes. France, Technip, 1981.
- [26] : S.Kherraf, Mémoire de magister ; « Comportement électrochimique de l'acier A105dans différents milieux. Influence de quelques inhibiteurs », Université de Skikda (2008).]
- [27] : A. Col, M. Colombié, Matériaux Métalliques, « Phénomènes de Corrosion, 4ième partie. Les différentes formes de corrosion aqueuse ». Dunod, 2010.
- [28] : H. Elbakouri. Mémoire de DES ; « Etude de l'inhibition de la corrosion de l'acier doux au carbone en milieu acide orthophosphorique par un antibiotique organique», Université Mohammed 1 Oujda (Maroc) (2000)
- [29] : C. Defontaine, «Mécanismes de corrosion, systèmes de protection et vieillissement accéléré », Journée thématique (2011)

- [30] : Société Francophone des Biomatériaux Dentaires (SFBD) - Pr. P. COLON, DR. B. GROSGOGEAT-BALAYRE
- [31] : HAMMER NORMAN. E, Scope and importance of Inhibitor technology In : Ed. By c.c. Nathan, Houston, NACE Corrosion Inhibitors.USA/ National Association of corrosion Engineers, 1973.
- [32] : DOUMEIX, Olivier. Opérations unitaires en génie biologique: Les émulsions. SCÉRÉN-CNDP-CRDP [Aquitaine], 2011.
- [33] : M.AMOUR. Essai de puits station. Vol 3.v.décembre 1969.
- [34] : ZERROK, « inhibition de la déposition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région Ourhoud », Mémoire de Magister en Chimie organique physico-chimie et moléculaire, université kasdiMerbah d'Ouargla, 2008.
- [35] : Les phosphates à solubilité contrôlée : une solution souple aux problèmes de tartre dans les gisements d'huile. J. Petrol. Technol., Oct 1959.
- [36]:Boffardi, Bennett P, Scale and Deposit Control for Reverse Osmosis. AV/WA Membrane Technology Conference Proceeding. New Orleans. LA:AWWA, February 23-26 1997.
- [37]: Kasper, Dennis R, Pre-and Post treatment Processes For Membrane Water Treatment S1'stem. AWWA Proceedings Membrane Technology Conference Baltimore, MD:AWWA, August 14 : p11,2,1993.
- [38]: Righi, Radia, and Dounia Dida. Caractérisation des dépôts organiques et inorganiques dans les puits des champs pétroliers. Diss. Université Kasdi Merbah Ouargla (2022).
- [39] : MOUMENI Mabrouka, Etude de l'efficacité des inhibiteurs des dépôts pétroliers au sein du groupement Sonatrach-Agip, Projet de fin d'études En vue l'obtention du diplôme d'ingénieur d'Etats en environnement, Ecole Nationale Polytechnique, Juin 2015
- [40] : Labraoui-Djallal, Karima. *Etude de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts de sulfate de baryum par les méthodes électrochimiques et gravimétrique*. Diss. Université M'hamed Bougara: Faculté des sciences, 2017.
- [41] : BELAZZOUG, F. *Etude des problèmes des venues d'eau dans les champs d'huile* (Doctoral dissertation). 2012
- [42] : Sous-commission production du comité des techniciens de la chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel, « Manuel de traitement des eaux d'injection », Technip, Paris, p 105-120, 254-260,1973.

- [43]: calcium J.W. Davis, A.G. Collins. Solubility of barium and strontium sulfates in strong electrolyte solutions. *Environmental Science & Technology*, volume 5, 1971.
- [44] :Boukelmoune Omar el Isslem, Bouaoune Sara, Tamma Sabrina, Mémoire Optimisation de dessalage et inhibition des dépôts de sulfates de baryum dans le champ HGA (2017)
- [45] :C.FIAUD, « Inhibiteur de corrosion », Université Pierre *et* Marie curie, ENSC, Paris. Techniques de l'ingénieur, Traité corrosion – Vieillissement, Vol. Cor 1005, pp 1-14.2006.
- [46] :B. Omar el Islem, B. Sara et T. Sabrina, Optimisation de dessalage et inhibition des dépôts de sulfates dans le champ HGA, Mémoire de Master, Université de Ouargla, 2017.
- [47] :Kavitha et al, Development and validation of stability indicating RP-HPLC method for the simultaneous estimation of sitagliptin and simvastatin, India, 2012.
- [48]: Daniel, E., Shuler, P.J., Chen, H.J., Tang, Y. and Fu Yen, T.: Mechanisms of Surface Precipitation and Dissolution of Barite: A Morphology Approach”, *Journal of Colloid and Interface Science*, 214, 427-437, 1999.
- [49]: Charleston J, Scale Removal in the Verdin, Manitoba Area”, SPE 2160, 43rd Annual Fall Meeting, Houston, Texas, 1970.
- [50] : B.CHTIBI « Formation de dépôt au niveau du réseau de dessalage » Mémoire licence, Génie des Procédés, 2011.
- [51]: Christian FIAUD Docteur ès Sciences Physiques - Professeur à l'Université Pierre et Marie Curie - Laboratoire de Corrosion de l'École Nationale Supérieure de Chimie de Paris 1990
- [52]: Senogles, Ernest et Doherty, W.O.S., "Scale inhibitors, polymeric", the polymeric material encyclopedia , CRC Press Inc, 1996.
- [53]: Muller, G, "Polymères hydrosoluble d'origine naturelle et synthétique ", revue de l'Institut Français Presse, Volume 45, Numéro 6 , Page 703-717. Paris,1990.