

**République Algérienne Démocratique et Populaire**

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**

جامعة أمحمد بوقرة بومرداس

**Université M'hamed Bougara de Boumerdès**



**Faculté des Sciences - Département de Chimie**

**Domaine :** Science de la matière

**Filière :** Chimie

**Spécialité :** Chimie analytique

Mémoire de projet de fin d'études en vue de l'obtention du Diplôme de Master

Présenté et soutenu par

**Berkouk Melissa et Zidi Meriem**

**Thème**

**Etude d'efficacité d'un anti-dépôt sur les eaux de gisement du  
champ gazier, région OHANET**

Soutenu publiquement le 06 Juillet 2022

**Devant les membres de jury :**

M. Bouzid	Professeur / Maitre de conférences A	FS-UMBB	Président
S. Hammadou	Professeur / Maitre de conférences A	FS-UMBB	Promotrice
S. Saadi	Maitre de conférences B	FS-UMBB	Examinatrice
S. Dib	Maitre de conférences B	FS-UMBB	Examinatrice

**Année universitaire : 2021 /2022**

# Dédicace

Je dédie cet ouvrage

À la mémoire de ma maman Allah yarhamha disparu trop tôt. J'espère que, du monde qui est sien maintenant, elle apprécie cet humble geste comme preuve de reconnaissance de la part d'une fille qui a toujours prié pour le salut de son âme. Puisse Dieu, le tout puissant, l'avoir en sa sainte miséricorde !

À mon papa qui m'a soutenu et encouragé durant ces années d'études qu'il trouve ici le témoignage de ma profonde reconnaissance.

À mes frères Hamza, Anis et Wassim qui ont partagé avec moi tous les moments d'émotions. ils m'ont chaleureusement supporté et encouragé tout au long de mon parcours.

À ma chère binôme et copine Meriem, Pour son soutien moral, sa patience, et sa compréhension tout au long de ce projet.

À tous mes amis(es), Merci pour votre amour, vos encouragements et votre bienveillance.

Melissa

# Dédicace

Au terme de ce projet de fin d'étude je dédie ce travail

À l'homme le plus chère de ma vie, je tiens à honorer l'homme que tu es .c'est en partie grâce à toi papa j'ai appris le sens du travail et de la responsabilité. Ce modeste travail est le fruit de tous les sacrifices qu'il a consacré pour mon éducation et ma formation merci de m'avoir élevé merci de m'avoir autant aidé depuis le début !

À la plus belle et la plus géniale des mamans ! Je ne pourrai jamais tu remercier assez de tout le bonheur que tu apportes dans mon quotidien .j'ai le sentiment que grâce à toi nous sommes et resterons la famille la plus soudée et la plus heureuse du monde, je veux que tu saches que je t'aime plus que tout.

À mes frères zaki et Oussama et mes sœurs Amina Hanane merci pour la joie le soutien et le bonheur qu'il m'apporte tous les jours.

À mon binôme Melissa je tu remercier pour cette expérience qu'on a partagée restera un très bon souvenir.

À mes chères amis Nesrine Amel et Amina MERCI pour ce parcours d'amitié merci pour votre soutien merci d'être là.

*Meriem*

# Remerciement

On tient tout d'abord à remercier ALLAH le tout puissant, C'est grâce à lui que ce travail a été réalisé.

On remercie nos enseignants et toute l'équipe de formation de Master 2.

On remercie particulièrement Mme HAMMADOU Souad, Maitre de Conférences au Département de Chimie, pour avoir accepté d'encadrer ce travail et pour ses compétences qui nous ont permis de mener à bien cette étude.

Nos vifs remerciements vont à madame CERBAH Souad, Nous tenons à vous exprimer toute notre reconnaissance et gratitude de nous avoir encadrées, orientées, aidées et conseillées, et surtout pour le précieux temps que vous nous avez accordé et d'être là, toujours, quand on a eu besoin de vous.

À vous les membres du jury Merci à vous, d'être présent, ici et aujourd'hui, pour évaluer notre humble travail, c'est un honneur pour nous.

## SOMMAIRE

*Table de figures*

*Table des tableaux*

*Liste d'abréviation*

**INTRODUCTION GENERALE..... 1**

### **Chapitre I Synthèse bibliographique sur les eaux des champs pétroliers**

I.1	Introduction .....	3
I.2	Les eaux dans les champs pétroliers .....	3
I.2.1	L'eau d'injection .....	4
I.3	L'eau de gisement.....	8
I.3.1	Les principales caractéristiques .....	9
I.3.2	Les types d'eaux de gisement .....	9
I.4	Incompatibilité des eaux .....	10
I.5	Généralités sur les dépôts .....	12
I.5.1	Les principales causes de formation des dépôts .....	14
I.5.2	Les différents types de dépôts .....	15
I.5.3	Le mécanisme de formation des dépôts .....	22
I.6	Les facteurs principaux conduisant aux dépôts .....	27
I.6.1	Problèmes engendrés par la formation des dépôts .....	28
I.6.2	Prévention des dépôts .....	29
I.7	Les inhibiteurs de dépôts .....	30
I.7.1	Principales familles d'inhibiteurs .....	31
I.7.2	Propriétés des inhibiteurs de dépôts.....	32
I.7.3	Mécanisme d'action des inhibiteurs de dépôts .....	33
I.7.4	Facteurs influençant la performance des inhibiteurs de dépôts .....	34
I.7.5	Les principaux inhibiteurs de dépôts en Algérie.....	35
I.8	Conclusion .....	38

### **Chapitre II Matériel et méthodes**

II.1	Introduction .....	39
II.2	Présentation de lieu du stage .....	40
II.3	Méthodologie du travail.....	42
II.4	Echantillonnage .....	43
II.5	Matériels et Réactifs .....	44

II.6	Méthodes d'analyses.....	45
II.6.1	Dosage des chlorures $\text{Cl}^-$ .....	45
II.6.2	Dosage du Calcium .....	47
II.6.3	Dosage De magnésium.....	48
II.6.4	Mesure du pH.....	49
II.6.5	Dosage des carbonates et bicarbonates .....	50
II.6.6	Dosage d'extrait sec .....	51
II.6.7	Dosage du sulfate, du baryum et du fer.....	52
II.6.8	Dosage du potassium et sodium par photométrie de flamme.....	54
II.7	Principe de fonctionnement des techniques d'analyses utilisées.....	56
II.7.1	Diffractomètre rayon X (DRX) .....	56
II.7.2	Spectrophotomètre portable DR1900.....	57
II.7.3	Spectrophotomètre de flamme BWB .....	57
II.8	Détermination du taux critique d'incompatibilité de l'eau de gisement V301 et l'eau de gisement V302 dans les conditions de surface .....	57
II.9	Analyses par diffractomètre des rayons 'x' (DRX).....	61
II.10	Test d'efficacité d'un inhibiteur de dépôt.....	62
II.11	Conclusion .....	64
<b>Chapitre III Résultat et discussions</b>		
III.1	Introduction .....	65
III.2	Résultats d'analyse physico-chimiques .....	66
III.3	Résultats des études de compatibilité des eaux .....	67
III.3.1	Résultats d'étude de compatibilité du mélange des eaux aux conditions de surface (température ambiante/pression atmosphérique).....	67
III.4	Analyses des dépôts par diffractométrie des rayons 'X' (DRX).....	71
III.5	Examen au MEB.....	72
III.6	Détermination de l'efficacité des anti-dépôts .....	78
III.6.1	Résultats d'étude d'efficacité des anti-dépôts .....	78
III.7	Conclusion .....	83
<b>CONCLUSION GENERALE .....</b>		<b>84</b>

**Résumé**

## Table des figures

Figure I.1 : Injections des fluides dans un gisement de pétrole. ....	5
Figure I.2 : Risque d'incompatibilité des eaux de gisement et celles d'injection. ....	12
Figure I.3 : Dépôt des chlorures de sodium. ....	16
Figure I.4: Dépôt des carbonates de calcium. ....	17
Figure I.5: Dépôt de sulfate de strontium.....	18
Figure I.6: Dépôt de sulfate de calcium. ....	19
Figure I.7: Dépôt de sulfate de baryum.....	19
Figure I.8: Représentation des diagrammes de sursaturation et précipitation de dépôt de sulfate de baryum, formé pendant le cycle d'injection de l'eau de mer dans un puits.....	22
Figure I.9: Mécanisme de formation du sulfate de baryum .....	23
Figure I.10: Processus de nucléation.....	25
Figure I.11: Dépôts dans le tubing. ....	29
Figure I.12: Structures chimiques de certains polyphosphates inorganiques.....	35
Figure I.13: Structures chimiques d'un ester phosphorique.....	36
Figure I.14: Structures chimiques de l'acide aminotriméthylène phosphonates (AMTP).....	37
Figure I.15: Structures du polymère amino méthylène phosphonates de sodium.....	37
Figure II.1: Photo du réservoir bouché avec le dépôt .....	40
Figure II.2: Organigramme de la direction Assistance aux unités Industrielles (AUI) (Source : SONATRACH) .....	41
Figure II.3 : Schéma de réalisation d'une étude de compatibilité des eaux en laboratoire.....	42
Figure II.4 : Image représentant les eaux de gisement (V301 et V302) prélever a Ohanet .....	43
Figure II.5 : Image représentant les échantillons d'eaux V301 et V302 (filtration) .....	43
Figure II.6: Dosage des chlorures .....	46
Figure II.7: Dosage du Calcium .....	47
Figure II.8: Dosage de magnésium .....	48
Figure II.9: Le pH mètre .....	50
Figure II.10: Spectrophotomètre DR1900.....	53
Figure II.11: Spectrophotomètre de flamme .....	55
Figure II.12: Solutions étalons d'hydroxyde de sodium .....	55
Figure II.13: Solutions étalons d'hydroxyde de potassium.....	55
Figure II.14: Diffractomètre des rayons x .....	56
Figure II.15: photo des mélange des deux eaux V301 et V302 .....	58
Figure II.16: Photo des mélange des deux eaux V301 et V302 .....	58
Figure II.17: Papier filtre 47mm de diamètre.....	59
Figure II.18: La pesé des filtre vierge .....	59
Figure II.19: La filtration sous vide du mélange des eaux V301 et V302 .....	60
Figure II.20: Disposition des filtres avec dépôts dans l'étuve pour le séchage.....	60
Figure II.21: Porte échantillon du DRX avec papier filtre.....	61
Figure II.22: les antis dépôts de Nalco-Champion et BACHER HUGE.....	63
Figure II.23: Le turbidimètre.....	63
Figure III.1 : Taux critique d'incompatibilité des eaux de gisement V301 et V302.....	70
Figure III.2: Diffractogramme de l'échantillon dépôt sur filtre 50/50.....	72

Figure III.3:Observation du papier filtre 10/90 au MEB .....	73
Figure III.4:observation au MEB sur le papier filtre 90/10.....	74
Figure III.5 : Zoom sur l'observation au MEB de papier filtre 10/90 .....	75
Figure III.6 : Zoom sur l'observation au MEB du papier filtre 90/10 .....	75
Figure III.7 : spectre EDAX-APEX du dépôt du mélange 10/90.....	76
Figure III.8 : spectre EDAX- APEX du dépôt du mélange 90/10.....	76
Figure III.9 : La dose optimale du produit "A" dans le mélange des eaux V301 et V302.....	80
Figure III.10: La dose optimale du produit « B » dans le mélange dans le mélange des eaux V301 et V302 .....	82

## Table des Tableaux

Tableau I-1: Analyse moyennes des eaux des différentes nappes de HASSI-MESSAOUD.....	7
Tableau I-2: Origine des dépôts. ....	13
Tableau I-3: La solubilité du BaSO <sub>4</sub> dans l'eau distillée en fonction de la T. ....	20
Tableau I-4: La solubilité des dépôts sulfatés .....	21
Tableau I-5: Formules développées des principaux inhibiteurs de dépôt. ....	32
Tableau II-1: Matériels et réactifs utilisé. ....	44
Tableau III-1 : Résultats d'analyses physico-chimiques des eaux.....	66
Tableau III-2: Résultats de l'étude de compatibilité de l'eau de séparateur V301 avec l'eau de séparateur V302.....	68
Tableau III-3 : Résultats quantitatifs intelligents du dépôt 10/90 .....	77
Tableau III-4 : Résultats quantitatifs intelligents du dépôt 90/10 .....	77
Tableau III-5 : Résultats du test d'efficacité de l'anti dépôt "A" .....	79
Tableau III-6 : Résultats du test d'efficacité de l'anti dépôt "B" de la firme BAKER .....	81

## Liste d'abréviations :

- P : pression
- T : température
- GOR : Gaz Oil Ratio
- TFT : tin fouye tabankort
- ADN : acide désoxyribonucléique
- SP : tensionactif polymère
- SPA : alcaline tensionactif polymère
- TEA : Triéthanolamine
- AUI : assistance unités industrielle
- RAP : récupération assistée du pétrole
- DRX : diffraction rayon X
- MEB : microscope électronique à balayage
- $\text{Ca}^{2+}$  : Ion calcium
- $\text{CaCO}_3$  : Carbonate de calcium
- $\text{Cl}^-$ : Ion chlorure
- $\text{CO}_2$  : dioxyde de carbone
- $\text{CO}_3^{2-}$ : Ion carbonate
- $\text{K}^+$ : Ion potassium
- $\text{Mg}^{2+}$  : Ion magnésium
- $\text{NH}_4^+$ : Ammonium
- $\text{SO}_4^{2-}$  : Ion sulfate
- $\text{Sr}^{2+}$  : Ion strontium
- $\text{Ba}^{2+}$  : Baryum
- $\text{H}_2\text{O}$  : l'eau
- $\text{BaCl}_2$  : Chlorure de baryum
- $\text{SrCl}_2$  : Chlorure de strontium
- $\text{CaCl}_2$ : Chlorure de calcium
- $\text{MgCl}_2$  : Chlorure de Magnésium
- $\text{NaCl}$  : Chlorure de sodium
- $\text{BaSO}_4$  : Sulfate de baryum
- $\text{SrSO}_4$  : Sulfate de strontium
- $\text{CaSO}_4$  : Sulfate de calcium
- $\text{Na}_2\text{SO}_4$  : sulfate de sodium
- $\text{NaHCO}_3$  : bicarbonate de sodium

# Introduction Générale

---

## *INTRODUCTION GENERALE*

Dans la vie humaine, l'énergie est extrêmement importante. L'homme a pu trouver de nouvelles ressources énergétiques grâce aux progrès scientifiques et technologiques, y compris tous les produits liés à l'énergie mentionnés : Le pétrole et le gaz naturel sont les seules sources d'énergie capables de faire face à la demande croissante.

Lorsqu'un puits de pétrole commence à produire, l'huile remonte à la surface par elle-même en raison de la pression du fond, qui peut atteindre plusieurs bars. Cette étape, dite de « récupération primaire », permet d'extraire de 5 à 30 % du pétrole en place, selon les situations. La récupération principale d'un puits de pétrole ne nécessite pas l'utilisation d'un équipement de surface particulier. Lorsque le puits ne produit plus assez, il faut installer un équipement supplémentaire pour augmenter la pression du fond, qui a chuté. Dans ce cas, la récupération est appelée récupération assistée. Il a deux modes de récupération « secondaire et tertiaire » ou une combinaison des deux « récupération assistée du pétrole ». L'injection d'eau peut aider à la récupération secondaire. Ce procédé, le plus largement utilisé, permet de maintenir la pression en fonctionnement. Il nécessite la disponibilité de grandes quantités d'eau et entraîne la formation d'un dépôt, principalement en raison de l'incompatibilité des eaux du gisement avec l'eau d'injection, la température et la pression du fluide.

Les eaux (water flood / water injection) sont utilisées pour exploiter la majorité des ressources à forte utilisation, qui sont principalement des réserves de pétrole. L'utilisation élevée de l'eau sous pression est due à son faible coût et sa grande disponibilité en volume. Cependant, cette méthode présente deux inconvénients majeurs : la corrosion et les dépôts provoqués par l'incompatibilité de l'eau (eau de gisement et eau d'injection) due aux interactions physico-chimiques entre les deux types d'eau, qui provoquent une dégradation irréversible, particulièrement dangereuse pour les installations de production de fond et de surface.

Les inhibiteurs de corrosion et les dépôts à base de phosphonates (organophosphates chimique), polymère, etc. sont utilisés par l'industrie pétrolière pour lutter contre ces deux derniers.

Il semble également qu'il y ait une présence primordiale du sulfate ionique ( $\text{SO}_4^{2-}$ ) dans les eaux de gisement du réservoir (V301), ainsi que la présence de l'ion baryum ( $\text{Ba}^{2+}$ ) dans les eaux de gisement du réservoir (V302).

## Introduction Générale

---

Au cours du processus de recherche, l'importance de cette question a été démontrée. Dans les secteurs pétroliers du monde entier, il est essentiel d'empêcher les dépôts en ajoutant un produit anti dépôt aux eaux d'injection. Actuellement, l'objectif de l'industrie pétrolière est de trouver un inhibiteur de corrosion efficace lorsqu'il est utilisé seul tout en étant compatible avec d'autres produits chimiques de traitement. L'objectif principal de notre contribution est de surveiller la qualité de l'eau de gisement et d'injection afin de déterminer si elle est compatible ou non. Par conséquent, choisissez le réactif anti-dépôt le plus approprié.

Ce travail a 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 dans la région d'Ohanet, pour une période de (3) mois allons du 21 avril au 20 juillet 2022.

Pour cela, ce mémoire comporte 3 chapitres :

- 1<sup>er</sup> chapitre : Synthèse bibliographique ;
- 2<sup>ème</sup> chapitre : Matériels et méthodes ;
- 3<sup>ème</sup> chapitre : Résultat

*Chapitre I*

*Synthèse bibliographique sur les eaux des  
champs pétroliers*

## **I.1 Introduction**

L'eau peut causer de la corrosion et de l'entartrage lorsqu'elle est utilisée comme liquide d'injection dans une récupération assistée de pétrole ou comme fluide caloripporteur dans des systèmes de refroidissement. Cette dernière se caractérise par la précipitation et l'accumulation, ou simple adhérence, de composés chimiques spécifiques sur des parois pouvant entrer en contact avec de l'eau déjà salée en solution. L'accumulation de dépôts est un processus qui a des conséquences négatives importantes dans les réservoirs de pétrole et de gaz, avec des effets négatifs sur l'écoulement de fluide dans les puits et les réservoirs de roche, ce qui entraîne un blocage total des installations de production et un changement important dans la perméabilité des sédiments en bouchant les pores du réservoir de roche par des dépôts solides.

D'autre part, plusieurs blocages de conduites ou aussi de réservoirs, de puits d'injecteurs et de producteurs, ainsi que des dommages causés par la corrosion à l'équipement, aux puits et aux systèmes de collecte, ont été observés lors de l'injection d'eau incompatible. Cela nécessite des mesures coûteuses pour reconditionner les puits, remplacer les conduites et, dans le pire des cas, perdre entièrement le puits. En fait, les incompatibilités entre les eaux sont fréquentes, en raison du développement de sels minéraux solubles ( $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{CaSO}_4$  et  $\text{CaCO}_3$ ) qui peuvent engendrer ensuite des dommages industriels, économiques et environnementaux.

La première partie de ce mémoire est consacré à la synthèse bibliographique. Il y est abordé tout d'abord la problématique que posent les dépôts dans l'industrie pétrolière et leur inhibition en s'appuyant sur divers exemples trouvés dans la littérature.

## **I.2 Les eaux dans les champs pétroliers**

Face à des exigences environnementales, énergétiques et sociétales très élevées, notamment la nécessité de maintenir l'approvisionnement en eau et de réduire les émissions de gaz à effet de serre, la gestion de l'eau est devenue un défi majeur pour le secteur pétrolier. En d'autres termes, l'eau est un élément nécessaire de l'exploration et de la production pétrolière et gazière. La qualité de l'eau est essentielle pour améliorer la récupération assistée du pétrole (RAP) ou la récupération assistée chimique, en vue de leur réutilisation ou de leur élimination. Les conduites de traitement de l'eau doivent respecter les critères du gisement ainsi que les règles locales et les limites environnementales.

L'injection d'eau est couramment utilisée dans les champs pétrolifères pour améliorer la récupération. La question de la compatibilité chimique entre l'eau utilisée pour l'injection et l'eau utilisée pour le gisement se pose : lorsque deux eaux incompatibles sont combinées, un ou plusieurs sels inorganiques peuvent précipiter. C'est le cas lorsque l'eau du réservoir contenant du baryum est mélangée avec de l'eau d'injection contenant du sulfate, et que des dépôts se forment dans les puits de production et/ou les installations de surface à la suite du mélange. Le sulfate de baryum est le composant le plus courant. L'obturation et la dégradation irréversible sont induites par les dépôts et la corrosion provoqués par les différentes réactions physico-chimiques de cette incompatibilité, qui sont particulièrement problématiques pour les installations de fond et de surface. Les précipités obstruent les pipes, les manifolds, les séparateurs et les pompes, ce qui provoque l'arrêt du puits. (1)

Les deux principaux facteurs qui causent le dépôt de sel dans les champs pétroliers sont : l'eau de gisement et l'eau d'injection.

### **I.2.1 L'eau d'injection**

C'est l'approche la plus ancienne (fin du XIXe siècle) et la plus largement utilisée. Son but n'est pas seulement de récupérer, mais aussi d'augmenter la productivité tout en réduisant le taux de déclin. Le procédé est fréquemment utilisé pour maintenir la pression. L'injection peut être du type largement répandu dans la zone à huile ou du type dispersé dans un aquifère existant. Les aquifères se trouvant à des niveaux peu profonds de l'océan ou des eaux de surface sur terre sont les sources d'eau les plus courantes (lacs, rivières). L'eau doit également être injectable, avec une perméabilité et une compatibilité adéquates avec l'eau du réservoir. En effet, la combinaison de l'eau injectée et de l'eau existante peut entraîner l'obstruction des puits par des précipités inscrutables ( $\text{BaSO}_4$ ). Il existe deux types d'eau (2) :

#### **I.2.1.1 L'eau de lavage**

Cette eau est souvent pompée dans la base du tubing pour nettoyer les puits et dissoudre les dépôts de « chlorure de sodium » de sel qui se forment au fil du temps. Certaines eaux de formation peuvent contenir 350 g/l de NaCl et donc être si proches de la saturation que même une faible variation de température ou une évaporation de l'eau due à la chute peut provoquer une précipitation importante de NaCl sur les parois des tubes jusqu'à l'arrêt et une réduction de la section transversale des tubes, entraînant une chute de production. Afin d'intervenir sur le NaCl il est utilisé pour remettre les puits en production en envoyant simplement une

quantité d'eau douce. Dans certains cas, l'injection d'eau provoque des incompatibilités majeures avec l'eau de gisement. Lorsque les fluides de lavage entrent en contact avec de l'eau de gisement contenant des ions sulfatés, ils peuvent contenir des ions baryum, calcium et strontium, qui peuvent être utilisés pour laver ou maintenir la pression. Par conséquent, les dépôts commencent à s'accumuler dans les installations. (3)

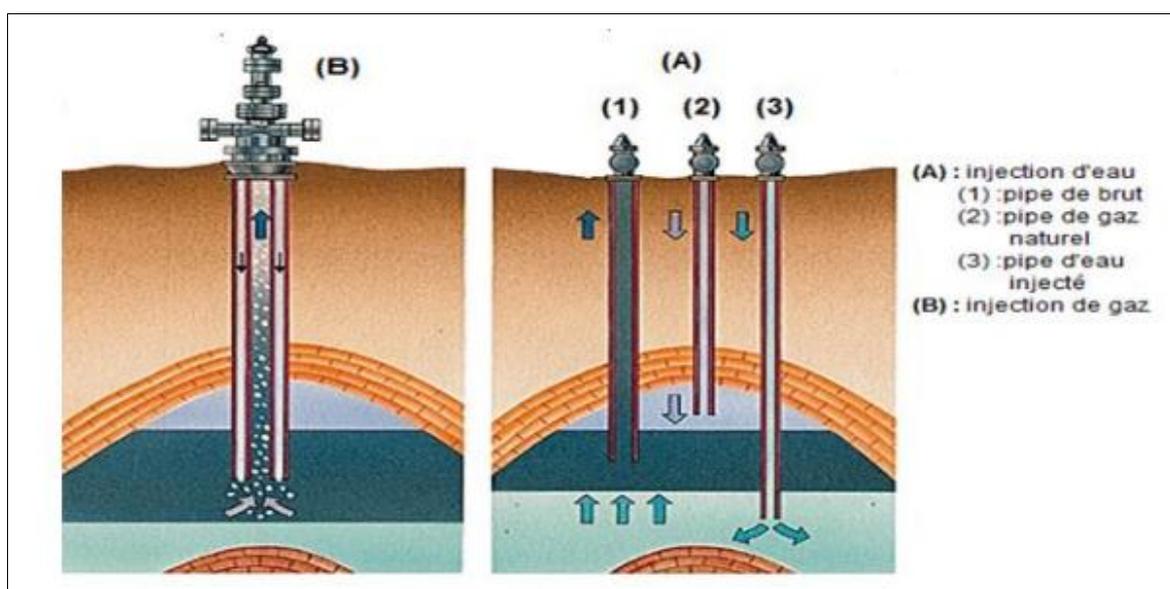
### I.2.1.2 Eau de maintien

Lorsque la pression statique absolue à la tête du puits chute rapidement pendant l'exploitation d'un gisement et que la récupération du pétrole en place n'atteindra qu'un faible pourcentage des réserves estimées, l'eau de maintien de la pression est utilisée comme moyen de production si un procédé artificiel n'est pas utilisé pour compenser le manque de drainage naturel. (4)

L'eau d'injection peut être utilisée à diverses fins en plus de la récupération secondaire :

- Si l'expansion de l'aquifère n'offre pas assez d'énergie cette dernière aide à maintenir la pression du réservoir. Il ne s'agit pas tant d'une récupération secondaire que d'une maintenance sous pression.
- Si l'eau salée est déversée à la surface, elle peut être éliminée dans la production.

Les injections d'eau peuvent être dispersées ou concentrées dans un aquifère sous-jacent ou de bordure. La figure suivante illustre les méthodes d'injections des fluides. (3)



**Figure I.1 :** Injections des fluides dans un gisement de pétrole.

Qu'elle soit utilisée pour le nettoyage ou pour maintenir la pression, le sulfate sous forme de  $\text{Na}_2\text{SO}_4$  est abondant dans ces fluides.

Dans la plupart des cas, l'eau d'injection est la même que celle utilisée dans le procédé de production. Lors de la récupération dite secondaire, il est injecté dans des réservoirs par des puits spécialisés (puits d'injection) pour compenser la perte de charge du réservoir après production. Il est également utilisé pour stimuler le mouvement du pétrole et l'efficacité de l'extraction. (5)

### **I.2.1.3 Sources d'eau d'injection**

- ❖ **eau de mer** : cette dernière contient deux types de bactéries dont les bactéries sulfato-réductrices et les bactéries aérobies, également saturée d'oxygène et contient une haute concentration de sulfates cependant si l'eau de formation contient une assez grande quantité de baryum ou de calcium, du sulfate de baryum et/ou du sulfate de calcium ils seront déposés dans les puits de production. (6)
- ❖ **eau des rivières et estuaires, eau des aquifère (eau de surface)** : elles sont connu pour être saturés de bactéries, de dépôts et d'oxygène, qui en font un puits. elles comprennent les solides en suspension qui doivent être éliminé car elles peuvent provoquer un gonflement de l'argile. (6)
- ❖ **eaux des nappes sous terraines** : Les eaux de nappes albien et cambrien sont les plus couramment utilisées pour l'injection (6) et leurs compositions sont énumérées dans le tableau I.1 ci-dessous :

Tableau I-1: Analyse moyennes des eaux des différentes nappes de HASSI-MESSAOUD.

	<b>Turonien</b> mg/l	<b>Albien</b> mg/l	<b>Lias</b> mg/l	<b>Trias</b> mg/l	<b>Cambrien</b> mg/l
<b>HCO<sub>3</sub><sup>-</sup></b>	460	170	1370	1710	0
<b>Cl<sup>-</sup></b>	119000	420	252000	205000	210000
<b>SO<sub>4</sub><sup>-</sup></b>	1900	600	0	230	0
<b>Ca<sub>2</sub><sup>+</sup></b>	3100	210	116000	33000	36000
<b>Mg<sub>2</sub><sup>+</sup></b>	2500	70	10000	8370	6500
<b>Ba<sub>2</sub><sup>+</sup></b>	0	0	0	0	800
<b>Na<sup>+</sup></b>	69840	250	63300	70000	80000
<b>K<sup>+</sup></b>	1500	40	9240	5190	6000
<b>Fer</b>	0	0	0	0	3200
<b>H<sub>2</sub>S</b>	97	0	0	0	0
<b>CO<sub>2</sub></b>	275	-	-	-	-
<b>O<sub>2</sub></b>	0	0	0	0	0
<b>Ph</b>	6.1	7.1	6	6.5	3.6
<b>Profondeur (m)</b>	700-900	1050-1350	2400-2700	3000-3300	3300-3400

Selon le tableau, l'eau de production (cambrien) est corrosive, instable, huileuse (émulsions, huile dissoute) et contient des particules submicroniques à millimétriques en suspension ; il est également biologiquement actif, toxique (métaux lourds, radioactivité, produits chimiques) et sa salinité peut atteindre la saturation. Afin d'éviter les problèmes résultant de ce procédé, il est nécessaire de traiter l'eau après l'injection.

**I.2.1.4 Conséquences liées à l'injection d'eau**

- La corrosion affaiblit et raccourcit la durée de vie du matériau.
- Selon les appellations, le dépôt présente les inconvénients suivants : il forme un film isolant ou une croûte qui empêche les échangeurs thermiques de fonctionner correctement.
- Une réduction de la section du passage, entraînant une diminution du débit d'eau (et donc une élévation de sa température) ou une augmentation des pertes de charge.
- Sous le tartre, il y a un risque de corrosion.
- Le colmatage de la roche qui constitue le réservoir de pétrole, ainsi que les limites sur l'écoulement de fluide à l'intérieur.
- Formation des bactéries sulfato-réductrices. (7)

**I.3 L'eau de gisement**

Le pétrole dans le gisement producteur est accompagné d'eau. Cette eau nommée « eau de gisement » ou eau de formation peut provenir de l'aquifère sous les champs pétrolifères ou directement de la roche mère. Le sel primaire de cette eau est le chlorure de sodium, qui est fortement chargé jusqu'à saturation. Cependant, des niveaux variables de sel sont constamment présents : calcium, potassium, magnésium, carbonates et chlorures. L'eau du gisement, par contre, est restée dans le réservoir pendant des périodes de temps de plus en plus longues après avoir été en contact avec le pétrole, le gaz et la roche. Leur qualité, comme leur quantité, est déterminée par leur origine. Elle varie beaucoup selon la région, la géologie de la formation des types de fluides, la procédure de récupération, les conditions d'exploitation, la gestion du puits et du réservoir. (8)

La présence d'eau peut être due à divers facteurs, y compris des causes naturelles ; ou la roche de stockage elle-même, qui peut contenir des quantités importantes d'eau, bien que cette dernière soit généralement fortement chargée en sels jusqu'à sursaturation. Le chlorure de sodium est le sel le plus commun, mais il est constamment rejoint par des sels de calcium, de potassium, de magnésium, de baryum et de strontium sous forme de sulfates de carbonate, de bicarbonates et de chlorures. Le pétrole brut dans le gisement de production est accompagné

d'eau de gisement, qui pourrait provenir de l'aquifère à la base des gisements de pétrole ou de la roche magasin elle-même. (8)

### I.3.1 Les principales caractéristiques

- ✓ **Composition** : Le géologue (origine) et le spécialiste des gisements sont intéressés à établir un modèle de gisement. Il pourrait y avoir de nombreux aquifères s'il y en a plusieurs. Par conséquent, la compatibilité avec l'eau injectée doit être étudiée en cas d'injection d'eau. (9)
- ✓ **Compressibilité** : Cela dépend du coefficient de compressibilité isotherme de l'eau qui est égale à  $CW=0,5 \cdot 10^{-4} \text{ bar}^{-1}$ , Étant donné l'extension généralement considérable de l'aquifère par rapport à la taille du gisement, cette caractéristique permet à l'eau d'un aquifère de drainer un gisement par sa détente. (9)
- ✓ **Viscosité** : Cette caractéristique est déterminée au laboratoire ou à partir d'un abaque. (10) Donnant une valeur qui est de l'ordre :  $UW=0,3 \text{ à } 0,7 \text{ Cp}$  ( $3 \cdot 10^{-4}$  à  $7 \cdot 10^{-4}$ )
- ✓ **Eau et hydrocarbures** : En outre, les eaux de gisement peuvent générer des problèmes opérationnels :

- Émulsion avec huile.

- Gaz : ils sont présents dans le gisement en présence d'eau et sont saturés par celui-ci.

Avec le méthane, l'éthane, le propane, les butanes, le CO<sub>2</sub> et le H<sub>2</sub>S, il y a une possibilité de développement d'hydrates de gaz dû à la condensation. (10)

### I.3.2 Les types d'eaux de gisement

Cette eau se dérive en plusieurs types qui sont énoncé ci-dessous :

- **Eaux de formation** : On les attribue généralement à l'aquifère du gisement, qui abrite aussi la mise en place des hydrocarbures. Elles sont diverses et classées en fonction des constituants chimiques et des éléments dominants présents. Les eaux, par contre, sont souvent liées à l'aquifère du gisement et sont associées à la formation d'hydrocarbures. Elles sont diverses et classées en fonction des éléments chimiques qu'elles contiennent. (1)

➤ **Eaux de condensation** : Il s'agit des fractions d'eau en phase vapeur qui accompagnent les fluides de gisement et qui sont probablement moins chargées chimiquement. Ils sont généralement liés à l'aquifère du gisement et accompagnent le placement des hydrocarbures et sont formés à de faibles niveaux aux têtes de puits par condensation. Elles sont diverses et classées en fonction des éléments chimiques qu'elles contiennent. (1)

➤ **Eaux interstitielles**

Ce sont les fluides trouvés entre les grains microscopiques des granules d'une roche. Il en existe deux sortes :

- Syngénétique : créé lors de la production de la mère pierre.

- Épigénétique : la pénétration d'ADN dans la roche. (11)

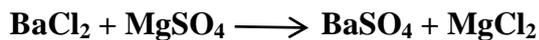
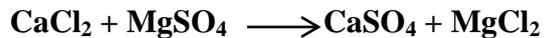
➤ **Eaux connées** : le «connée» désigne quelque chose qui naît, se développe ou est généré dans un groupe. L'eau interstitielle d'origine syngénésique peut être appelée eau connée (formée en même temps que la roche mère). Par conséquent, l'eau connée est une eau fossile qui n'a pas été en contact avec l'atmosphère depuis longtemps. (11)

#### **I.4 Incompatibilité des eaux**

On mesure les problèmes de calcium, de strontium et/ou de baryum dus à l'inadéquation fréquente entre les liquides contenant le gisement du pétrole et le sulfate sévère rare présent dans l'eau salée. Comme dans le champ de Hassi Messaoud où l'eau Albien est injectée pour maintenir la pression ou pour nettoyer les puits de pétrole salé. Néanmoins, l'injection d'eau est toujours l'une des procédures de récupération secondaire du pétrole les plus utilisées, et ses performances dépendent largement de la compatibilité de l'injection et des eaux du réservoir. Elles ne doivent en aucun cas réduire la perméabilité de la roche réservoir ni provoquer la corrosion des installations de fond et de surface.

En raison de problèmes de formation de calcium, de strontium et/ou de baryum, l'incompatibilité normale entre les eaux de gisement du pétrole et les eaux d'injection est cruciale. (1)

Le problème d'incompatibilité est causé par le mélange des eaux, ce qui entraîne des précipités qui suivent les schémas de réaction suivants :



Sachant que, malgré ces différents composants, l'eau peut être chimiquement pure. Ses cations et anions sont en bon équilibre ionique. Lorsque nous ajoutons plus d'eau contenant d'autres ions, l'équilibre est rompu, et nous commençons à générer des composés insolubles qui précipitent pour tenter de rétablir l'équilibre cependant deux fluides sont considérés comme compatibles si les réactions chimiques entre les composants ne produisent pas de composés insolubles dans l'association. C'est pour cela l'analyse chimique élémentaire nous permet d'utiliser des facteurs physico-chimiques comme le produit de solubilité, la force ionique, la température et la pression pour construire une approche théorique. (12)

#### ❖ Cas du champ pétrolier TFT en Algérie :

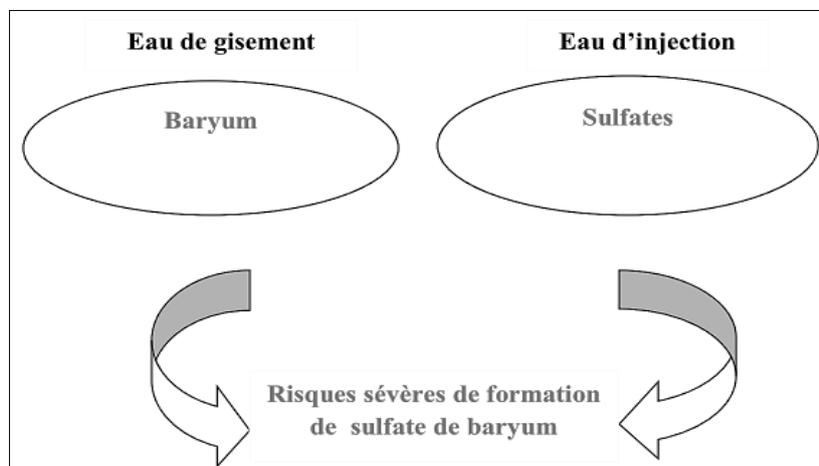
La pression diminue et le GOR (Gas-Oil-Ratio) augmente dans les premières années de la production TFT-Ordovicien. TFT cherche alors une source d'eau d'injection pour maintenir la pression. En 1976, une évaluation des réservoirs aquifères de la région a permis de découvrir une source capable de produire 20 000 m<sup>3</sup>/jour à long terme. Le réservoir du LIAS a été découvert à 1 200 m du fond Ordovicien sans tenir compte de la possibilité que le LIAS et les eaux Ordoviciennes soient incompatibles. En 1980, de l'eau de lias a été injectée. On y trouve couramment des ions sulfates, principalement sous forme de Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>. L'eau de gisement associée à l'huile dans le gisement producteur est habituellement salée, contenant du strontium, des cations calcium et une quantité considérable de baryum sous forme de BaCl<sub>2</sub>. La précipitation de BaSO<sub>4</sub> se produit par l'interaction de l'eau réservoir (chargée en ordovicien de baryum Ba<sup>2+</sup>) et de l'eau injectée (chargée en lias d'ions sulfate SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>) dans toute la ligne de production, du fond des puits aux installations de surface. L'intervention devient de plus en plus essentielle et coûteuse en raison des complications liées à la combinaison de divers

liquides. L'injection des produits chimiques connus sous le nom d'inhibiteurs de dépôt est le traitement de fond le plus viable pour prévenir ou réguler la formation de tartre. Avant l'opération d'injection, une évaluation de compatibilité du réservoir et de l'eau d'injection est nécessaire, ainsi que la création de procédures de traitement inhibiteur appropriées. (13)

### I.5 Généralités sur les dépôts

Les minéraux dans les eaux de formation sont dissous et en équilibre avec ceux dans la roche réservoir avant le forage. Les minéraux ne risquent de précipiter dans le réservoir que lorsqu'un puits est foré dans le gisement et exploité ultérieurement en raison de changements dans les conditions thermodynamiques (T, P) ou chimiques. (14)

Les deux fluides d'injection et gisement sont incompatibles dans la grande majorité des situations, ce qui conduit à la production de sels minéraux insolubles. Si la réaction entre les composants chimiques n'aboutit pas à la formation de composés insolubles, deux fluides sont considérés comme compatibles. (14)



**Figure I.2 :** Risque d'incompatibilité des eaux de gisement et celles d'injection.

L'origine des dépôts sont naturels et artificielle, sont rassemblés dans le tableau Suivant :

Tableau I-2: Origine des dépôts.

	Provenant de l'eau	Provenant de l'air	Provenant du système
<b>Dépôts d'origine naturelle</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Vase</li> <li>- Boue</li> <li>- Matière organique naturelle</li> <li>- Minéraux dessous</li> <li>- Organismes micro et macro biologiques</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Gaz</li> <li>- Poussière et poussière de sol</li> <li>- Matières organiques (végétation)</li> <li>- Organismes micro biologique</li> </ul>	
<b>Dépôts d'origine artificielle</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Particules entrainées après passage de l'eau dans le clarificateur</li> <li>- Polluants</li> <li>- Phosphates</li> <li>- détergent</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- gaz organique</li> <li>- hydrogène sulfuré</li> <li>- anhydride sulfureux (SO<sub>2</sub>)</li> <li>- gaz carbonique (CO<sub>2</sub>)</li> <li>- ammoniac (NH<sub>3</sub>)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Produits de corrosion</li> <li>- Inhibiteurs de corrosion et leurs réactifs</li> <li>- Produits d'érosion</li> <li>- Autres produits de traitement chimiques</li> </ul>

### I.5.1 Les principales causes de formation des dépôts

Voici les principales raisons des dépôts dans les champs pétroliers :

**Chute de pression** : Au fur et à mesure que le processus de production progresse, l'eau du fond des forages est exposée à une réduction de pression continue. Certains gaz dissous s'échappent lorsque la pression est suffisamment diminuée. Lorsque la concentration de l'un de ces gaz est réduite, il se produit un déséquilibre, entraînant la formation de dépôts. En réalité, la réduction du CO<sub>2</sub> « dioxyde de carbone » altère l'équilibre bicarbonate-carbonate, augmentant la probabilité de formation de dépôts de carbonate de calcium et de restriction de l'écoulement des fluides. (15)

**Changement de température** : Certains équipements de surface, tels que les moteurs ou les échangeurs de chaleur dans les pompes, se réchauffent, formant des dépôts. La production de carbonate de calcium dans des équipements particuliers, par exemple, est provoquée par une diminution de sa solubilité à mesure que la température monte. Malgré l'augmentation de la solubilité à mesure que la température augmente, des recherches ont démontré que les dépôts de sulfate de baryum se produisent même à des températures élevées pour le BaSO<sub>4</sub>. Lorsque la température est élevée de 40 à 90 degrés Celsius, la solubilité du BaSO<sub>4</sub> augmente alors que la solubilité du CaSO<sub>4</sub> et du SrSO<sub>4</sub> diminue. La plus grande solubilité du gypse CaSO<sub>4</sub>.2H<sub>2</sub>O est à 43°C, et elle diminue lorsque l'on s'éloigne de cette température. (15)

**Changement des caractéristiques minérales** : En raison de la modification des forces ioniques des ions en solution, une modification des propriétés minérales de l'eau pourrait conduire à la formation de dépôts. La concentration totale de sels (sels totaux) dans l'eau est un facteur important. Par exemple, lorsque les sels dissous totaux augmentent, la solubilité du carbonate de calcium augmente également. La solubilité du gypse CaSO<sub>4</sub>.2H<sub>2</sub>O ou de l'anhydrite CaSO<sub>4</sub> est accrue par la présence de chlorures dissous (NaCl), d'ions sulfate ou d'ions autres que les ions calcium dans l'eau. La présence de sels étrangers dissous augmente la solubilité du sulfate de baryum dans l'eau. (16)

**Mélange des eaux incompatibles** : L'eau des puits de production contenant divers minéraux mélangés à l'eau d'injection après la percée crée un changement dans les propriétés minérales en raison de l'incompatibilité des deux fluides, résultant en un dépôt. Dans de nombreuses circonstances, comme dans les ressources en hydrocarbures de la mer du Nord, l'instabilité des carbonates ou sulfates de calcium et du sulfate de baryum est une conséquence directe de

cet amalgame. En effet, le dépôt de sulfate de baryum est généré lorsque deux fluides incompatibles, eau de formation contenant des ions baryum et eau de mer contenant des ions sulfate, sont mélangés. (16)

A ceux s'ajoutent les causes de la formation des dépôts dues à :

- La concentration excessive en sédiments ;
- Incompatibilité de l'inhibiteur ;
- Changements de débit et de qualité de l'eau.

### **I.5.2 Les différents types de 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 organiques.
- Les dépôts minéraux.

#### **I.5.2.1 Les dépôts minéraux**

Le phénomène de dépôt de sel est provoqué par deux facteurs fondamentaux, l'eau souterraine de L'ALBIEN et l'eau de dépôt de CAMBRIEN, comme indiqué précédemment. Les dépôts de sels minéraux créés à diverses phases de la production pétrolière viennent dans une variété de formes et de tailles. Certains sont hydrosolubles (chlorure de sodium), tandis que d'autres sont acides (carbonate de calcium); d'autres sont essentiellement insolubles (sulfate de baryum, strontium et calcium). Les fluides de dépôt comprennent en fait beaucoup de baryum ( $Ba^{2+}$ ), de strontium ( $Sr^{2+}$ ) et de calcium ( $Ca^{2+}$ ) sous forme de chlorure de baryum ( $BaCl_2$ ), de chlorure de strontium ( $SrCl_2$ ) et de chlorure de calcium ( $CaCl_2$ ), respectivement ( $CaCl_2$ ). Les eaux d'injection, en revanche, contiennent une quantité substantielle de sulfate sous forme de sulfate de sodium ou n'en contiennent pas ( $Na_2SO_4$ ). Tous ces éléments réagissent les uns avec les autres dans des conditions spécifiques, entraînant la création de dépôts (6). Ensuite, vous pouvez faire la différence entre :

❖ **Les sels solubles** : on peut citer :

✓ **Chlorure de Sodium (NaCl)** : Les eaux produites avec le pétrole dans les zones pétrolières sont saturés en chlorures car ils contiennent environ 340 g/l ; par conséquent, il atteint un état de saturation causé par :

- Diffusion du gaz du réservoir dans l'eau ;
- Chute de température du pétrole brut dans le puits ;
- La concentration des charges électriques dans les roches ;
- Modification des conditions thermodynamiques

C'est le dépôt de sel le moins gênant parce que la solubilité du chlorure de sodium est si grande qu'une simple injection d'eau douce l'empêche de se développer.

Le dépôt de chlorure de sodium est une source courante de dépôt de sel, ce qui provoque un rétrécissement du diamètre des tuyaux. La combinaison d'eau libre fortement chargée en chlorure, qui se produit naturellement avec le pétrole brut et l'eau chargée en sodium dans les puits, cause ce problème. (17)



**Figure I.3** : Dépôt des chlorures de sodium.

❖ **Les sels insolubles**

✓ **Les carbonates** : Ce type de dépôts est dû à une précipitation par départ de CO<sub>2</sub> équilibrant, par une baisse de la pression ou augmentation de la température. La formation est lente, car il y a des sursaturations qui durent longtemps.

Voici la réaction de sa formation :



Malgré le fait que les carbonates sont relativement solubles dans les acides, cette solution sera rarement utilisée car la solubilité s'accompagne d'une libération de  $\text{CO}_2$ , ce qui est une restriction corrosive importante. Les carbonates dans les tubes peuvent être éliminés par décapage à l'eau avec l'unité de «cold tubing» (ou même avec une solution d'acide acétique).

(8)

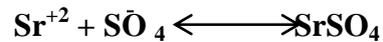


**Figure I.4:** Dépôt des carbonates de calcium.

Une diminution de pression stimule la libération de  $\text{CO}_2$ , déplace l'équilibre dans la direction de 1 et provoque la précipitation de  $\text{CaCO}_3$  insoluble. Bien que l'acidification soit la méthode la plus pratique, elle doit être utilisée avec prudence en raison du potentiel de corrosion. Des produits anti dépôts, par exemple, seront utilisés lorsque ces derniers sont prévus pour être grands. (8)

- ✓ **Dépôts de sulfates :** Les dépôts de sulfate sont le plus souvent causés par le mélange d'eaux incompatibles, mais ils peuvent également se former en raison de leur concentration, tout comme d'autres sels. En raison de la teneur élevée en sulfate et de la solubilité limitée du baryum et du strontium, les concentrations de  $\text{Ba}^{2+}$  et de  $\text{Sr}^{2+}$  dans les eaux naturelles sont faibles, mais comme la teneur en  $\text{Ca}^{2+}$  est beaucoup plus élevée, il existe un risque de précipitation du sulfate de calcium en raison de l'évaporation ou de la concentration de l'eau. (18)

- ✓ **Sulfate de strontium (SrSO<sub>4</sub>)** : Connue pour être moins soluble que le sulfate de calcium « CaSO<sub>4</sub> », avec un produit de solubilité de 114 mg/L dans l'eau distillée à 25°C. Il peut précipiter à la suite de la réaction ci-après :



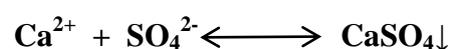
L'évaporation de l'eau, l'augmentation de la température et l'incompatibilité du mélange de fluides peut provoquer des précipitations de SrSO<sub>4</sub>. Ils sont largement résistants aux acides car ils ne peuvent être attaqués par cette dernière. (19)



**Figure I.5:** Dépôt de sulfate de strontium.

Les cristaux de sulfate de strontium sont orthorhombiques avec des mailles très serrées d'une part, et poreux d'autre part, avec une tendance à adsorber les ions étrangers qui peuvent coprecipiter. Les dépôts de SrSO<sub>4</sub> sont largement imperméables aux acides. (19)

- ✓ **Sulfate de calcium (CaSO<sub>4</sub>)** : La création de CaSO<sub>4</sub> est en effet principalement due à une chute de la pression de l'effluent lors de la montée en surface, ce qui provoque une évaporation partielle de l'eau, entraînant une sursaturation en sulfate de calcium suivie par une rapide précipitation en donnant cette réaction :





**Figure I.6:** Dépôt de sulfate de calcium.

- ✓ **Sulfate de baryum (BaSO<sub>4</sub>) :** C'est le dépôt le plus aggravant car il est dur et compact, et sa solubilité est assez faible. En général, l'incompatibilité de deux eaux d'injection et de formation cause des problèmes avec les dépôts de BaSO<sub>4</sub>. Des ions de baryum (Ba<sup>2+</sup>) peuvent être présents dans les eaux du réservoir, qui peuvent entrer en contact avec des fluides de formation portant des ions sulfate (SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>). (20) Sa formation se déroule selon la réaction :



**Figure I.7:** Dépôt de sulfate de baryum.

Les cristaux de  $\text{BaSO}_4$  et de  $\text{SrSO}_4$  ont des mailles orthorhombiques et sont poreux par nature, ce qui permet aux ions étrangers de co-précipiter.  $\text{CaSO}_4$  est orthorhombique, monoclinique, et a des mailles qui sont substantiellement différentes de  $\text{BaSO}_4$  et  $\text{SrSO}_4$ . (21)

Les faciès distincts du sulfate de baryum formé dans divers environnements ont été immédiatement exposés par microscopie électronique à balayage. Il possède un faciès en étoilé dans un milieu à faible force ionique (0,04 mol/l), mais lorsque la force ionique augmente à 4 mol/l, il se transforme en faciès lenticulaire. Les cristaux se transforment en forme cubique sous l'influence de la chaleur, avec des variations de volume. (22)

L'influence de la force ionique et de la température sur le produit de solubilité du  $\text{BaSO}_4$  dans l'eau distillée augmente avec l'élévation de la température et diminue avec l'abaissement du pH. (22)

La solubilité du  $\text{BaSO}_4$  dans l'eau douce est de 2 mg/l, soit 10 fois moins que celle du  $\text{CaCO}_3$ , 100 fois moins que celle du  $\text{SrSO}_4$  et mille fois moins que celle du  $\text{CaSO}_4$ , mais elle augmente avec la force ionique de l'eau et l'eau du gisement peut contenir jusqu'à 50 mg/l de sulfates dissous. En revanche, la taille des cristaux est augmentée car la sursaturation de la solution est faible. (22)

Le tableau ci-dessus donne une comparaison des solubilités du sulfate de baryum et de sulfate de calcium.

Tableau I-3: La solubilité des dépôts sulfatés

Élément	$\text{BaSO}_4$	$\text{SrSO}_4$	$\text{CaSO}_4$
Produit de solubilité $K_s$	$1.1 \cdot 10^{-10}$	$2.8 \cdot 10^{-7}$	$6.1 \cdot 10^{-5}$
La solubilité S (mol/l)	$1.05 \cdot 10^{-5}$	$5.3 \cdot 10^{-4}$	$7.8 \cdot 10^{-3}$

Le tableau suivant donne les paramètres qui conduisent la formation de dépôt de BaSO<sub>4</sub> :

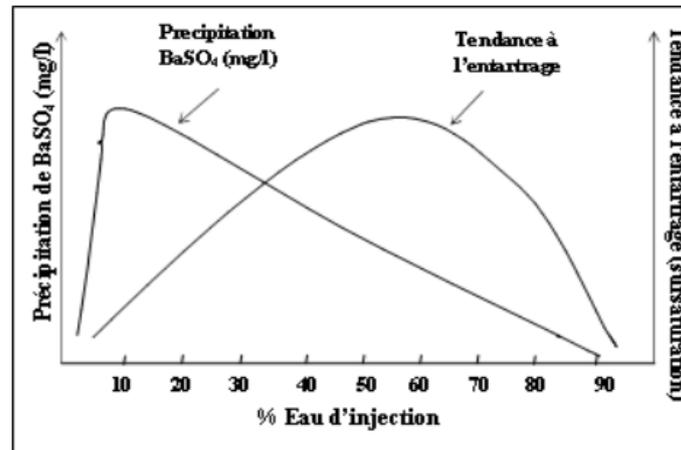
Tableau I-4: La solubilité du BaSO<sub>4</sub> dans l'eau distillée en fonction de la T.

Formule et poids moléculaire du sel	T (°C)	Produit de solubilité K <sub>s</sub>	Solubilité (m/litre)	Concentration	
				moléculaire (mole/litre)	M eq/litre
<b>BaSO<sub>4</sub></b> <b>233.4 g/mol</b>	18	0.87 10 <sup>-10</sup>	2.17	0.93 10 <sup>-5</sup>	1.86 10 <sup>-2</sup>
	20	1.06 10 <sup>-10</sup>	2.40	1.028 10 <sup>-5</sup>	2.05 10 <sup>-2</sup>
	25	1.17 10 <sup>-10</sup>	2.52	1.08 10 <sup>-5</sup>	2.16 10 <sup>-2</sup>
	30	1.49 10 <sup>-10</sup>	2.85	1.22 10 <sup>-5</sup>	2.44 10 <sup>-2</sup>
	35	1.56 10 <sup>-10</sup>	2.92	1.25 10 <sup>-5</sup>	2.50 10 <sup>-2</sup>
	50	2.07 10 <sup>-10</sup>	3.36	1.44 10 <sup>-5</sup>	2.88 10 <sup>-2</sup>
	65	2.37 10 <sup>-10</sup>	3.59	1.54 10 <sup>-5</sup>	3.08 10 <sup>-2</sup>
	80	2.62 10 <sup>-10</sup>	3.78	1.62 10 <sup>-5</sup>	3.24 10 <sup>-2</sup>
	95	2.82 10 <sup>-10</sup>	3.92	1.68 10 <sup>-5</sup>	3.36 10 <sup>-2</sup>
	100	2.92 10 <sup>-10</sup>	4.13	1.71 10 <sup>-5</sup>	3.42 10 <sup>-2</sup>

On conclue des tableaux qui monte que le premier qui se forme c'est le BaSO<sub>4</sub>.

La figure I-8 montre les résultats d'une étude qui a prédit l'entartrage du sulfate de baryum et la précipitation des dépôts tout en combinant l'eau de mer et l'eau du gisement dans un système d'injection. La précipitation la plus élevée de sulfate de baryum se produit à un rapport de mélange de 10:90 (eau d'injection/eau de gisement) dans ce cas, mais la précipitation maximale de dépôt se produit à un mélange de 60:40 afin d'établir un équilibre thermodynamique. Le mélange des courants crée une solution saline saturée, qui provoque la précipitation de sel insoluble. Lorsque la solution ne peut plus contenir cette quantité de sel, les ions incompatibles forment un complexe insoluble qui précipite hors de la solution sous

forme d'un solide. La capacité de précipitation du mélange varie en fonction du type et du rapport de fluides incompatibles. (14)

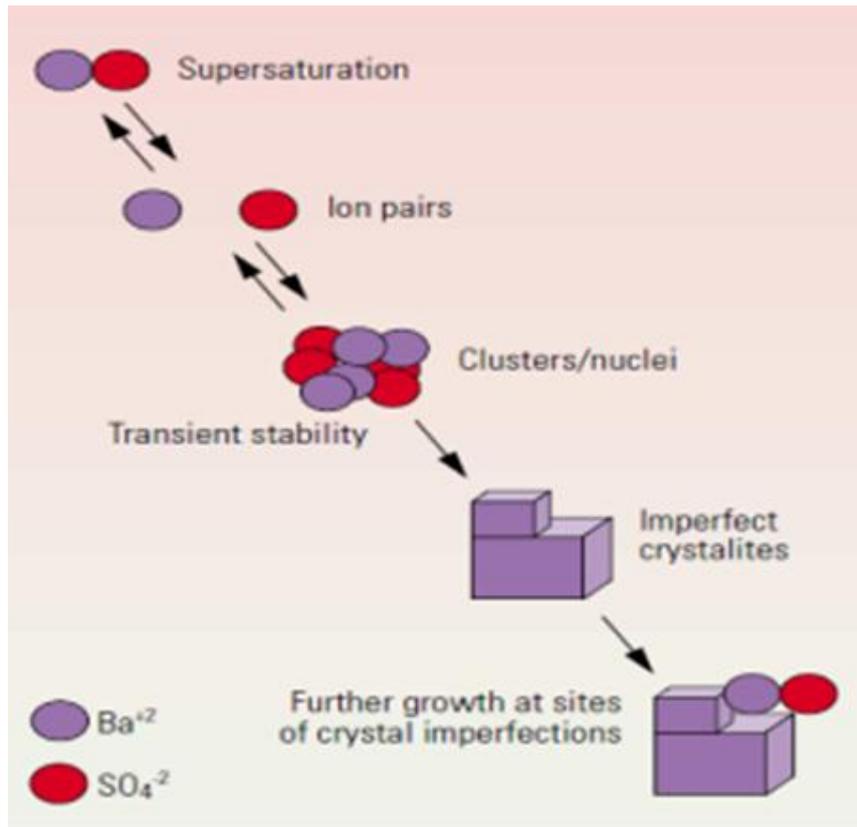


**Figure I.8:** Représentation des diagrammes de sursaturation et précipitation de dépôt de sulfate de baryum, formé pendant le cycle d'injection de l'eau de mer dans un puits.

### I.5.3 Le mécanisme de formation des dépôts

Les réactions de précipitation ou de cristallisation sont des exemples de formation des dépôts. Ils comprennent la majorité des processus fondamentaux de cristallisation. La nucléation et la croissance sont des exemples de ces processus. En général, lorsque la concentration en ion d'un sel soluble est telle que le produit de solubilité est dépassé, il y a précipitation. Les ions de signe contraire se réunissent pour former des microcristaux (appelés germes ou micelles), lesquels grossissent et s'agglomèrent entre eux pour finalement flocculer ou bien rester à l'état colloïdal. (1)

La précipitation ne se produit que lorsque la sursaturation (concentration du soluté au-dessus de sa solubilité) est extrêmement élevée, et elle est accélérée par la présence de points spécifiques (impuretés, parois rocheuse) qui permettent au dépôt d'entrer dans la première phase de précipitation : nucléation ou formation du premier germe solide dans la solution. Ensuite, tant que les conditions thermodynamiques sont favorables, suivre les étapes de germination et de croissance du gisement (concentration de minéraux supérieure à la sursaturation). (1) Le mécanisme de formation du BaSO<sub>4</sub>, par exemple, est représenté dans le schéma ci-dessous.



**Figure I.9:** Mécanisme de formation du sulfate de baryum

La création de dépôts de matières concerne la succession de deux phases : germination de particules colloïdales liée à un phénomène électrochimique et matériau déposé sur une surface du fait d'un phénomène électrostatique. Voici les étapes à suivre :

### I.5.3.1 Obtention de la sursaturation

Le phénomène de précipitation peut être expliqué par des règles thermodynamiques relatives aux équilibres chimiques. Dans une solution aqueuse d'un corps AB, celui-ci se dissocie plus ou moins selon la règle d'action massique, comme montré ci-après :



$$K = \frac{[A^+][B^-]}{[AB]}$$

K : constant de dissociation

[A<sup>+</sup>] et [B<sup>-</sup>] : concentration exprimées en ion mol/l

[AB] : concentration de sel mol/l

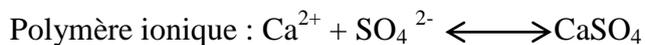
$P_s = [A^+][B^-]$  : produit de solubilité du corps AB

- Les ions  $A^+$ ,  $B^-$ ,  $C^-$  et  $D^+$  seront présents dans l'association si une solution des sels CD est ajoutée à la solution AB.
- Si l'équation  $[A^+][C^-] \leq P_s$  est satisfaite, tous les ions  $A^+$ ,  $C^-$  resteront en solution en supposant que le sel AC est peu soluble.
- Sinon, à moins que cette équation ne soit satisfaite, le sel précipitera.
- Comme le produit de solubilité est une propriété du sel et des conditions thermodynamiques, toute modification de ces paramètres modifiera le produit de solubilité, ce qui entraînera des précipitations.

$$\Phi = C_{sel} / C_p_{sel}$$

- $C$  : concentration du sel à  $t = 0$
- $C_p$  : concentration à l'équilibre thermodynamique

Les cations ( $Ca^{2+}$ ,  $Ba^{2+}$ ,  $Sr^{2+}$ ), par exemple, interagissent avec les anions sulfate ( $SO_4^{2-}$ ) pour produire un polymère ionique :



Cationique :  $[Ca^{2+}]^n$

Anionique :  $[SO_4^{2-}]^n$

Comme il s'agit d'une particule colloïdale positive (cationique) ou négative (anionique) chargée électriquement, ce polymère crée une déshydratation des ions pour capturer d'autres groupes des (anion-cations), donc il reste en suspension. (23)

### I.5.3.2 Formation de germe

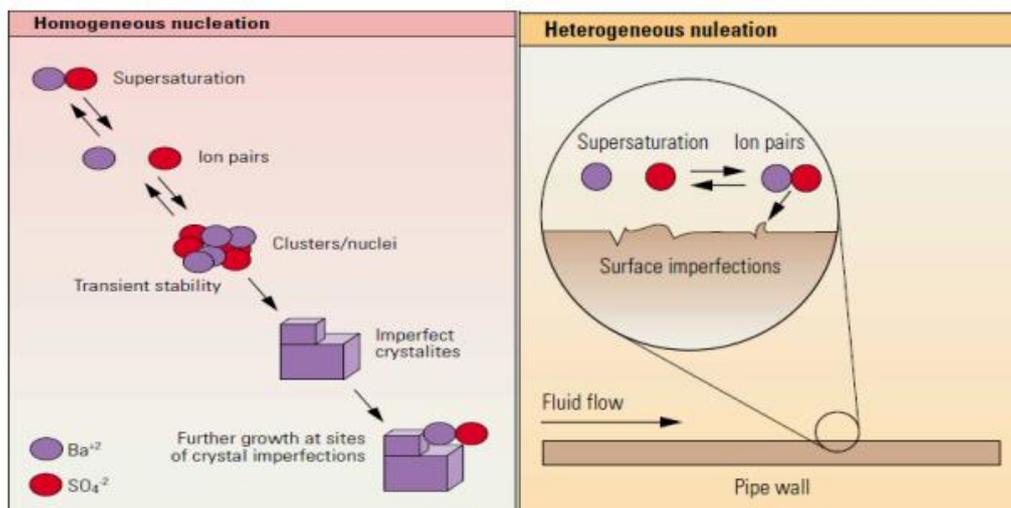
Le temps nécessaire pour regrouper des ions ou des molécules dans un espace considéré comme sphérique caractérisé par un rayon est appelé « la germination ». La précipitation commence par la production de germes ou de ponts d'une certaine forme qui cristallisent au fil du temps. Ils se forment depuis la combinaison de certains ions, par exemple :  $Ba^{2+}$  et  $SO_4^{2-}$

ces germes se développent par fixation (adsorption) de nouveaux ions  $\text{Ba}^{2+}$  et  $\text{SO}_4^{2-}$  le cristal se développe. (23)

Il existe une variété de mécanismes de nucléation. En l'absence de création du cristallin il se produit une nucléation primaire, qui peut être de deux types

- ✓ **Homogène (spontané)**, dominant à la sursaturation élevée.
- ✓ **Hétérogène**, À des sursaturations plus faibles, des particules étrangères ou des impuretés dissous du système peuvent en être la cause.

La présence de l'être cristallin complet créé, qui a une influence catalytique sur la nucléation, est impliquée par la nucléation secondaire. Plusieurs théories de nucléation sont basées sur une nucléation homogène. Le processus de nucléation est défini par deux paramètres fondamentaux : changement d'énergie libre et vitesse de formation du noyau. (24)



**Figure I.10:** Processus de nucléation

### I.5.3.3 Croissance du cristal

Deux éléments entrent en jeu lorsque des gains de cristal apparaissent :

- La fréquence à laquelle de nouveaux ions arrivent à la surface du cristal formé précédemment ; plus la concentration dans la solution est élevée, plus la fréquence est élevée. Si les conditions ioniques sont plus élevées, les gains cristallins augmenteront plus rapidement.

- La vitesse d'organisation des ions dans le réseau cristallin. Si le premier facteur domine, les grains de précipité se développent dans l'ordre, ce qui conduit à des cristaux de forme irrégulière avec des vides et une plus grande surface (cristaux poreux). Si le second est dominant, cependant, les cristaux seront réguliers.

Tous les inhibiteurs de tartre ont la capacité d'empêcher le développement des cristaux ainsi que la nucléation. Par contre, la plupart des espèces utilisent surtout l'une de ces méthodes pour prévenir les dépôts. L'adsorption physique et la chimisorption sont les deux formes d'interactions qui peuvent se produire entre les espèces adsorbées et la surface du métal. La nature et la charge du métal, la structure chimique du produit et le type d'électrolyte influent tous sur les deux formes d'adsorption. Les ions ou dipôles de molécules organiques interagissent électro-statiquement avec la surface du métal chargé électriquement, ce qui entraîne une adsorption physique. La "quasi-réversibilité" de cette adsorption est une caractéristique importante. Il dépend de la charge d'inhibiteur et de la charge de surface. Le type d'interaction le plus courant entre un inhibiteur et un métal est la chimisorption. Le processus d'adsorption chimique implique le transfert d'électrons ou le partage d'électrons entre les molécules inhibitrices et les orbitales inoccupées de la surface métallique. Des liaisons de coordination ou des liaisons covalentes peuvent ainsi être formées. La chimisorption est un processus irréversible spécifique aux métaux. C'est un processus lent qui dépend de la température et a une énergie d'activation élevée. Le centre actif de la molécule inhibitrice est utilisé pour la liaison covalente. Ce noyau actif de la molécule agit comme un donneur d'électrons pour un atome de métal sur la surface en raison de son doublet électronique libre. La densité électronique entourant le centre actif, qui contribue à renforcer son activité électro donneuse et donc à renforcer le lien covalent entre l'atome donneur et l'atome métallique, est le paramètre crucial. Les atomes N, S, P et O sont les centres les plus actifs. En présence de molécules organiques insaturées ayant des doubles ou triples liaisons, qui portent des électrons capables de former des liaisons avec des atomes métalliques, la liaison est formée. Il ne sera pas distinguable d'une liaison covalente une fois achevée. L'adsorption d'une molécule d'inhibiteur sur une surface métallique recouverte d'une couche d'oxyde est facilitée par la liaison hydrogène. La liaison hydrogène est considérée comme une liaison électrostatique lorsqu'elle n'est pas trop forte. Des complexes de surface peuvent apparaître lorsque la molécule inhibitrice peut établir de nombreuses liaisons avec la surface métallique. Ce sont des molécules organiques qui ont de nombreux groupes fonctionnels adsorbant sur un ou plusieurs atomes métalliques à la surface en même temps, provoquant la

cyclisation de la molécule. Chélation ou pontage sont des termes utilisés pour décrire ces actions. (25)

#### I.5.3.4 Solubilité des sels

Dans un processus qui menant à détartrage, la solubilité des produits d'interaction des anions et des cations est critique. Dans les systèmes aqueux, les carbonates de calcium, les sulfates de calcium, les sulfures ou sulfates de fer, les oxydes de silicium, les sulfates de baryum et les carbonates de baryum ont une solubilité extrêmement faible.

En outre, bien que les cations baryum ne soient pas aussi abondants que les cations calcium et fer, leurs composés sulfates et carbonates présentent une solubilité exceptionnellement faible, assurant leur dépôt. Les cations et les anions qui forment des sels de faible solubilité et qui sont abondants sur le plan géologique produisent les formes de dépôt observées dans les puits. Alors que certains sels, comme le  $\text{Na}_2\text{SO}_4$ , sont complètement solubles, d'autres, comme le  $\text{BaSO}_4$ , ne le sont que modérément. (26)

La solubilité 'S' de ce produit de solubilité en est fonction et varie dans le même sens.

Le produit de solubilité peut être utilisé pour décrire et prévoir si un processus de précipitation est réel et complet. Lorsque les concentrations de deux ions en solution dépassent la valeur du produit de solubilité du sel associé, la précipitation du sel se poursuit jusqu'à ce que le produit de leurs concentrations en solution soit égal au produit de solubilité. (26)

### I.6 Les facteurs principaux conduisant aux dépôts

La productivité des puits est souvent affectée par les dépôts sulfatés et cela est dû aux facteurs suivant :

**Influence de la Pression** La pression a un effet minimal sur la solubilité des sels en général. Par contre, les variations de pression entraînent des changements dans les concentrations de gaz dissous et, dans certaines situations, des changements d'équilibre qui peuvent affecter les précipitations. (11)

L'effet de la pression sur le  $\text{BaSO}_4$ , le  $\text{SrSO}_4$  et le  $\text{CaSO}_4$  est que lorsque la pression de l'effluent chute pendant la remontée, provoquant l'évaporation partielle de l'eau, ces sels deviennent sursaturés, ce qui entraîne une précipitation rapide. (27)

**Influence de la température** Il a un impact significatif sur la solubilité. Dans la plupart des cas, l'augmentation de la température favorise une plus grande dissolution, avec des

proportions potentiellement importantes. À chaud, le  $\text{SrSO}_4$  et le  $\text{CaSO}_4$  deviennent moins solubles. (18)

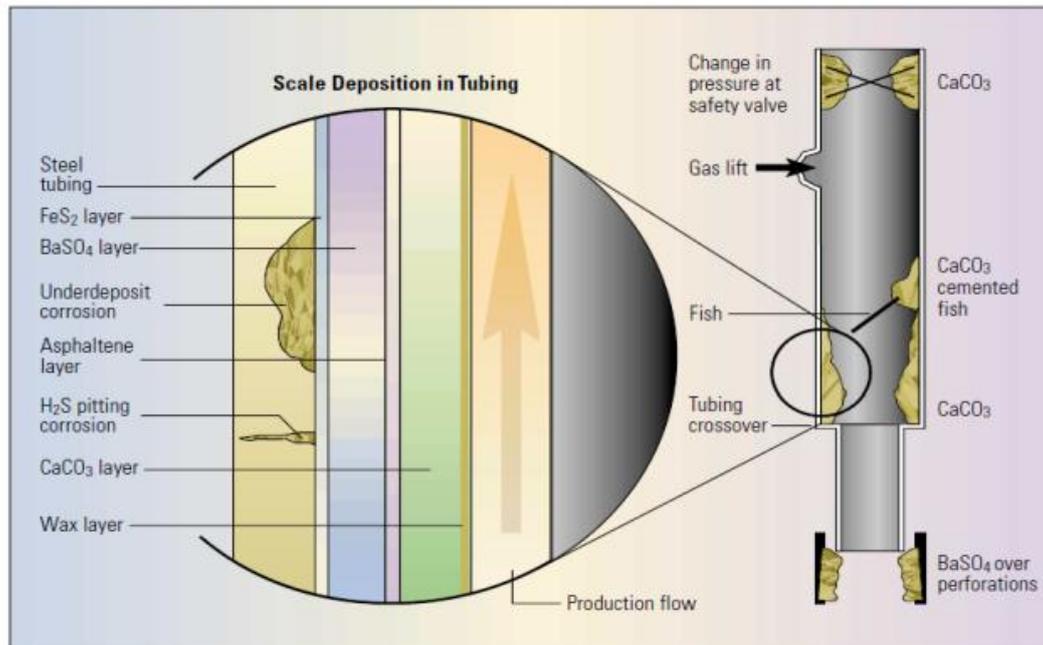
**Force ionique** La présence d'ions supplémentaires responsables de l'établissement d'un environnement ionique autour de la particule a été trouvée pour affecter le pouvoir dissolvant des dépôts dans l'eau. Il en résulte que la solubilité de chacun des sels énumérés ci-dessous. La force ionique du  $\text{BaSO}_4$ , du  $\text{SrSO}_4$ , du  $\text{CaSO}_4$  et du  $\text{CaCO}_4$  augmente dans l'eau lorsque la force ionique des sels hétéro-ioniques injectés augmente, mais diminue en présence de sels homo-ioniques. (11)

**L'influence de Ph** En effet, en présence d'un pH acide, l'activité de  $\text{H}^+$  (qui provient de la dissociation des acides faibles lorsque  $\text{H}_2\text{SO}_4$ ) est très élevée, et il attaque facilement le dépôt. Cependant, en présence d'un pH basique, des oxydes se forment, ce qui augmente la masse du dépôt et diminue la solubilité. (18)

### **I.6.1 Problèmes engendrés par la formation des dépôts**

Les dépôts de sel ont les effets suivants sur l'équipement des unités de traitement du brut en général :

- L'échange thermique diminue, ce qui implique une élévation de température ;
- La diminution de la production, diminution de la puissance et une augmentation de la perte de charge est dû à la Diminution de section de passage ;
- Risque de corrosion sous dépôts des installations de surface (têtes de puits, vannes, canalisations, etc.) et souterrain (tubage, tubage...) ;
- Débit d'hydrocarbures réduit par réduction de perméabilité ;
- Pour les producteurs et les injecteurs, le développement des gisements nécessite des réparations importantes et le reconditionnement de l'équipement de fond ;
- La roche réservoir autour des puits de production est colmatée.



**Figure I.11:** Dépôts dans le tubing.

### I.6.2 Prévention des dépôts

Le lavage à l'eau périodique semble être la meilleure option pour prévenir l'accumulation de NaCl; ce problème ne devrait pas exister si l'eau produite comprend moins de 80 % d'eau du gisement. Les précipitations de sulfates de baryum, de calcium et de strontium, par contre, présentent un plus grand risque de perte de production de puits et de dommages de l'installation. Les dépôts peuvent être évités de plusieurs manières (28) :

- **Procédé soustractif** : Éliminer les ions formant des dépôts ; dans notre cas, cela ne peut se faire qu'en précipitant les ions sulfate de l'eau d'injection cependant cela se fait en le précipitant par  $\text{BaCl}_2$ . (29)
- **Procédé additive** : En alternant le processus de croissance des cristaux créés, on ajoute un matériau qui provoque le retrait du produit de solubilité. De ce fait, seule l'inhibition chimique apparaît techniquement et économiquement avantageuse. L'efficacité d'un inhibiteur de dépôt varie selon la substance et le type du produit d'anti dépôt utilisé et types d'entartrant rencontrant. L'entartrage peut être évité en utilisant des doses infinitésimales d'inhibiteurs, selon la recherche. (28)
- **Procédé curatif** : Le partage mécanique à l'aide de racleurs est utilisé, bien que cette méthode soit inefficace et crée des fissures dans les tubing. (17)

### **I.7 Les inhibiteurs de dépôts**

Les dépôts de minéraux posent des problèmes importants à l'industrie pétrolière, et ils doivent être manipulés pour éviter les perturbations dans le processus de production et de traitement. Comme il est actuellement impossible d'empêcher ces dépôts, on utilise des produits qui fonctionnent comme inhibiteur de précipitation ou modificateur de modulation cristalline. Ils sont principalement utilisés dans le domaine industriel dont le pétrole et le gaz, comme les puits de production, les réservoirs de pétrole, l'eau, les circuits de pétrole et les installations de production, par exemple, et sans ignorer leurs applications dans le traitement de l'eau, telles que l'eau sanitaire, l'eau industrielle (eau de procédées), l'eau de chaudière...etc. Etant donné qu'ils agissent à un ou plusieurs niveaux des phénomènes de détartrage et les perturbent, ces composés présentent des qualités anti-dépôt. Un inhibiteur est une matière ajoutée à un produit pétrolier en petites quantités pour retarder ou empêcher la progression de phénomènes de dépôt spécifiques, ainsi que pour inhiber un processus chimique, c'est-à-dire pour le ralentir ou l'arrêter. (30). Les inhibiteurs de dépôt sont principalement des composés hydrosolubles ou de minuscules macromolécules qui sont classés en groupes distincts selon leurs actions ou structures. La majorité de ceux utilisés dans le secteur pétrolier sont des composés phosphatés organiques ou inorganiques. (31)

De ce fait, ils permettent un niveau de sursaturation plus élevé, ce qui permet en pratique un facteur de concentration plus important. Ils remplissent principalement les fonctions suivantes:

- Par effet séquestrant et complexant ;
- En modifiant le cristal pendant la germination ;
- En bloquant la croissance cristalline ;
- Par effet dispersant.

Ces produits peuvent fonctionner à des concentrations beaucoup plus faibles que la quantité stœchiométrique requise en théorie. Ce phénomène est également connu sous le nom d'effet de seuil, et il est décrit comme la prévention de la précipitation des dépôts à de très faibles concentrations. De plus, l'effet inhibiteur du produit est perdu du fait des phénomènes de désorption lorsqu'il réagit comme agent séquestrant (complexant). L'industrie pétrolière cherche depuis un certain temps des moyens plus efficaces de gérer ces gisements.

Actuellement, les traitements par inhibiteurs de dépôt sont effectués soit en continu, soit en utilisant la technique de compression des inhibiteurs. La technique d'essorage de l'inhibiteur (32) consiste à arrêter la production du puits, à injecter un volume déterminé de solution aqueuse inhibitrice dans le réservoir, puis à le fermer pour permettre à l'inhibiteur de s'adsorber sur la roche. Selon l'étendue des dommages causés par les précipitations dans la zone réservoir près des puits, cette opération peut prendre de quelques jours à quelques semaines avant que le puits puisse être remis en production. Lorsque la production reprend, l'inhibiteur est progressivement libéré dans l'eau. Elle doit cependant être introduite dans l'eau de production à un rythme qui empêche la formation de dépôts pour réussir. La concentration minimale d'inhibition (MIC) est la plus faible concentration d'inhibiteur à laquelle les dépôts ne se forment pas ou ne se développent pas. (31)

### **I.7.1 Principales familles d'inhibiteurs**

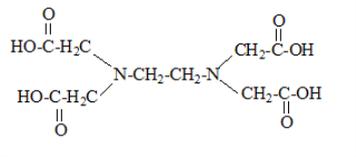
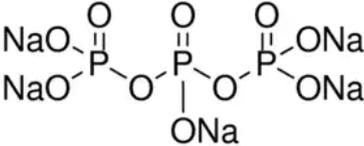
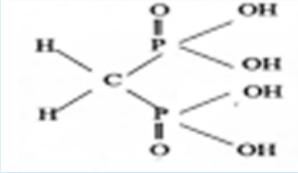
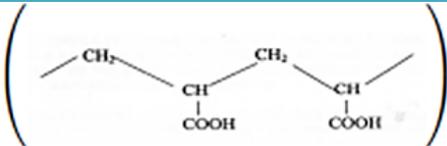
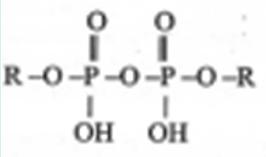
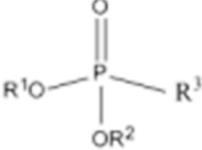
Les inhibiteurs de formulation minérale sont le plus souvent utilisés dans un milieu proche de la neutralité, voire alcalin, et ne sont utilisés que rarement en milieu acide. Les produits se dissocient en solution, et les phénomènes inhibiteurs sont assurés par leurs produits de dissociation (anions ou cations). Les oxo-anions de type  $XO_4^{n-}$ , tels que les chromates, les molybdates, les phosphates et les silicates, sont les principaux anions inhibiteurs. Les cations sont principalement  $Ca^{+2}$  et  $Zn^{+2}$ , qui se combinent avec certains anions pour produire des sels insolubles, tels que l'hydroxyle  $OH^-$ . Le nombre de molécules actuellement utilisées diminue, car la majorité des biens utiles ont des conséquences négatives sur l'environnement. Dans l'industrie plusieurs et différentes formules d'inhibiteurs de dépôts sont utilisées. Les principaux types sont le suivant (33):

- Les amines.
- Les polyphosphates.
- Les esters phosphoriques.
- Les polyesters.
- Les polymères acryliques.

On trouve sur le marché (500 à 3000) des polyacrylates, des polymétacrylates, des polymères carboxyliques, des polymaléates, des polyacrylamides, des copolymères et d'autres polymères

de faible poids moléculaire. Le tableau suivant présente les principaux inhibiteurs de corrosion utilisés. (28).

Tableau I-5: Formules développées des principaux inhibiteurs de dépôt.

Nom de l'inhibiteur	Formule développée
<b>EDTA (Ethylène diamine tétra acétique de sodium)</b>	
<b>Les polyphosphates</b>	
<b>Les organophosphates</b>	
<b>Les polyacrylates</b>	
<b>Les esters de phosphates organiques</b> <b>R : radicale hydrocarbure (méthyle, éthyle...etc.)</b>	
<b>Les phosphonates</b> <b>R : radicale (méthyle, éthyle...etc.)</b>	

### I.7.2 Propriétés des inhibiteurs de dépôts

Du fait de l'activité inhibitrice, la réaction de précipitation est ralentie ou arrêtée. Pour éviter la perte d'efficacité, une bonne stabilité est définie comme l'inhibiteur n'évoluant pas en

situation opérationnelle (thermodynamique : pression et température). Pour conserver toutes les qualités tout au long du traitement, l'inhibiteur de dépôt doit avoir une résistance élevée.

L'inhibiteur de dépôt utilisé doit répondre aux critères de sécurité (toxicité) et d'environnement (biodégradabilité). Même si l'inhibiteur répond à tous les critères ci-dessus, il doit être rentable d'éviter de mettre une pression sur le procédé de production. (34)

### I.7.3 Mécanisme d'action des inhibiteurs de dépôts

Ils agissent selon différents mécanismes tels que : la chélation et la séquestration, la complexation et la formation de film mono moléculaire (isolement des sites actifs).

Sur la méthode d'action des inhibiteurs de dépôt, de nombreuses idées ont été laissées de côté. Ils peuvent influencer la germination, sur la phase de la croissance ou les deux en même temps. Certains inhibiteurs s'adsorbent sur les sites actifs du cristal, ce qui entraîne une modification du faciès du cristal et, par conséquent, une réduction de l'adhérence du cristal aux parois des installations et l'apparition de cristaux désordonnés et mal formés qui sont facilement éliminés du milieu aqueux. En ce qui concerne d'autres types d'inhibiteurs, ce sont les groupements fonctionnels qui s'adsorbent sur le cristal, l'autre partie de la molécule hydrophobe reste libre et empêche le cristal d'entrer en contact avec d'autres cristaux. Le mode d'action des inhibiteurs de dépôt a fait l'objet de plusieurs théories. Ils peuvent avoir un impact sur la germination, la croissance, ou les deux en même temps. (35)

Les inhibiteurs sont des entités chimiques ayant trois méthodes d'action différentes, comme expliqué ci-dessous :

- **Inhibition de la nucléation** : L'adsorption de composés inhibiteurs aux sites de croissance des noyaux provoque une instabilité thermodynamique. (35)
- **Dispersion des cristaux déjà formés** : L'adsorption de macromolécules de type polyélectrolytes à la surface des agrégats provoque une stabilisation électrostatique ou stérique. (35)
- **Ralentissement/ de la croissance des cristaux** : L'adsorption de molécules d'inhibiteurs sur les sites de croissance de dépôts en cours de traitement permet de former des cristaux. De ce fait, la charge électrique, qui était auparavant positive, peut avoir été changée pour devenir négative. Il en résulte une diminution du taux de saturation du milieu, qui devient plus faible. (35)

#### I.7.4 Facteurs influençant la performance des inhibiteurs de dépôts

Divers paramètres, y compris les structures chimiques et environnementales, peuvent avoir un impact considérable sur les capacités inhibitrices des inhibiteurs de dépôt. (35)

**Les changements dans les conditions expérimentales** Le pH, la température et les conditions hydrodynamiques ne sont que quelques exemples (36). La présence de composés supplémentaires, la composition des solutions et d'autres conditions telles que la sursaturation peuvent toutes affecter l'efficacité de l'inhibiteur de tartre. (14)

**La présence de cations bivalents**, Certains produits anti-dépôts, tels que  $\text{Ca}^{2+}$  et  $\text{Mg}^{2+}$ , voire  $\text{Zn}^{2+}$  (37), peuvent être incompatibles avec le système, ce qui entraîne une diminution de leur concentration dans la solution et donc de leur efficacité. (38)

L'augmentation de la concentration en calcium semble favoriser l'efficacité de certains inhibiteurs de l'entartrage, tels que les phosphonates, alors que la présence d'ions magnésium semble nocive. (39)

**Présence des ions ferriques dans les eaux** : La présence d'ions  $\text{Fe}^{2+}$  et  $\text{Fe}^{3+}$  dans l'eau de dépôt réduit l'efficacité des inhibiteurs de dépôt, ce qui est un problème majeur dans le secteur pétrolier.

En présence d'oxygène dans l'air, les ions  $\text{Fe}^{2+}$  s'oxydent en  $\text{Fe}^{3+}$ , précipitent sous forme de  $\text{Fe}(\text{OH})_3$ , ce qui empêche l'inhibiteur de jouer son rôle en raison de son pouvoir adsorbant vis-à-vis des autres ions en solution. (40)

- **Le pH des solutions** semble avoir un effet sur l'inhibiteur. Elle peut avoir un effet sur le degré d'ionisation des fonctions acides et, par conséquent, sur la flexibilité de la macromolécule anti dépôt. (41)
- **Les groupements fonctionnels des inhibiteurs** Dans leur mécanisme d'action, ils jouent un rôle crucial. Comme un groupe fonctionnel peut être plus efficace s'il est positionné à l'extrémité d'une chaîne structurale plutôt qu'au milieu, la position du groupe fonctionnel dans la chaîne est significative. (41)

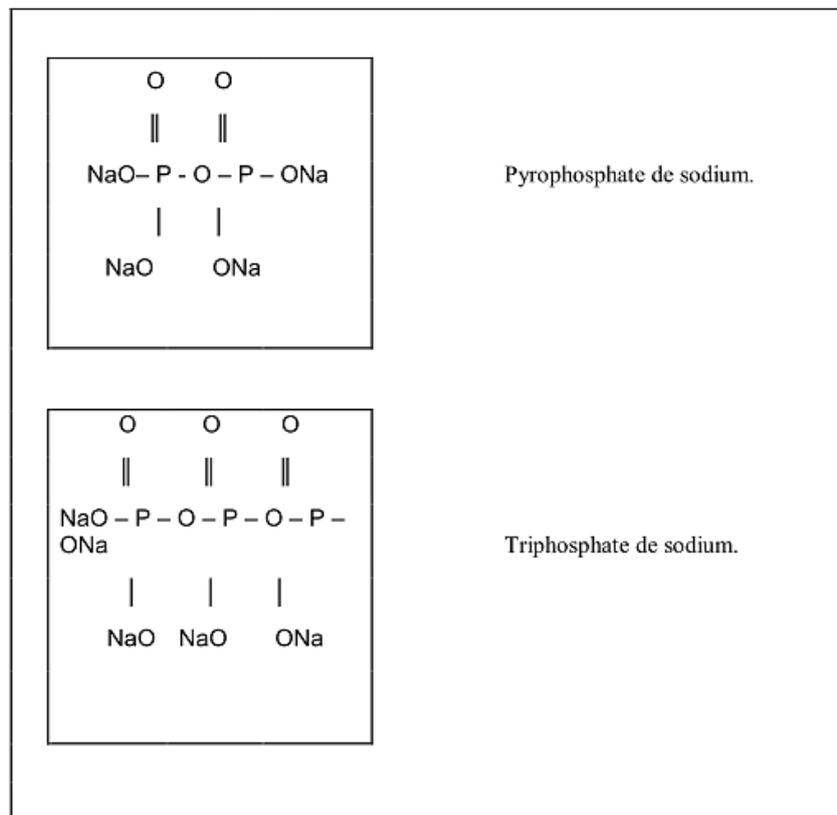
### I.7.5 Les principaux inhibiteurs de dépôts en Algérie

Il existe de nombreux types différents d'inhibiteurs de dépôt, chacun ayant sa propre structure chimique, son effet inhibiteur de dépôt, son acidulant et son agent chélateur. Actuellement, les inhibiteurs de dépôt sont un composant nécessaire des dépôts cristallins.

L'inhibiteur de dépôt s'adsorbe sur la surface du cristal au fur et à mesure de sa formation, et c'est cette adsorption qui inhibe l'augmentation du dépôt. Le phosphate, les produits chimiques organiques ou inorganiques et les polymères carboxyliques sont les plus couramment utilisés dans le secteur pétrolier. Certains inhibiteurs de dépôt doivent être mentionnés (42) :

#### I.7.5.1 Polyphosphates inorganiques

L'inhibition des polyphosphates est la plus efficace à des pH de 8 à 10. Ils sont obtenus par déshydratation de sels d'acide ortho phosphorique dont les plus connus sont les pyrophosphates, les méthaphosphates et les polyphosphates proprement dits. La structure des polyphosphates inorganiques se répète (P-O-P). (42)



**Figure I.12:** Structures chimiques de certains polyphosphates inorganiques

Ce sont les produits chimiques les plus utilisés. Des polyphosphates à séquences répétées (O-P-O-P-O) sont également possibles ; ils sont instables en solution aqueuse et peuvent réagir avec l'eau, entraînant une hydrolyse, et sont à l'état ortho phosphate inactif, ce qui est un gros problème lors de l'utilisation de phosphates inorganiques. (42)

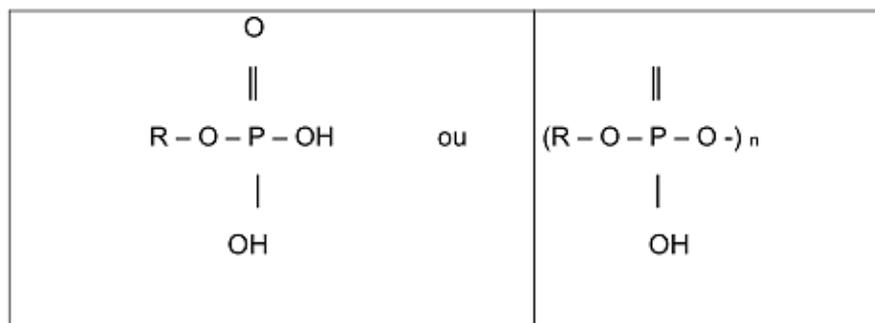
### I.7.5.2 Organophosphorés

Un composé organophosphoré est un composé dans lequel au moins un atome de phosphore est directement lié à un atome de carbone.

Les esters phosphoriques et les phosphonates sont des exemples de ce groupe. (42)

#### ➤ Ester phosphoriques

Ce sont des inhibiteurs de dépôt efficaces avec différents niveaux d'action. L'estérification de composés poly hydroxyles avec de l'acide poly phosphorique les produit. (42) Les structures sont les suivantes :

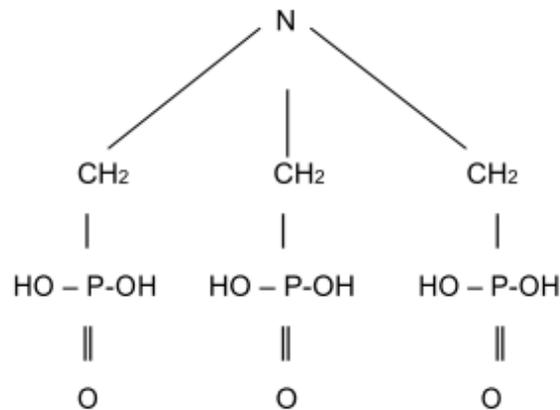


**Figure I.13:** Structures chimiques d'un ester phosphorique

(R : groupement organique)

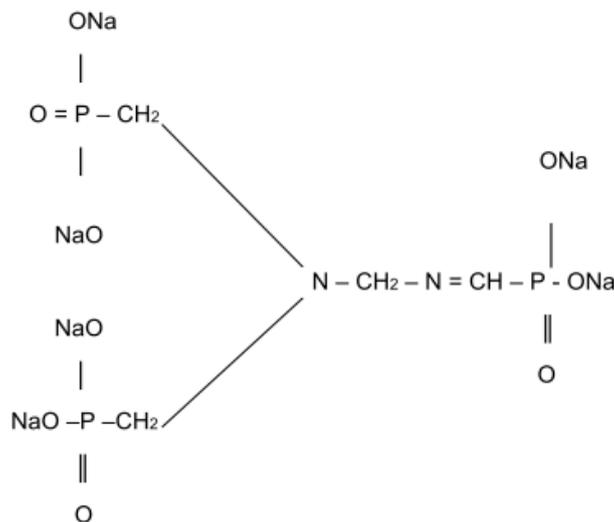
#### ➤ Phosphonates

L'acide éthylène diamine tétracétique est la source la plus courante (EDTA). Cet acide est utilisé pour éliminer les ions fer de l'organisme. (42)



**Figure I.14:** Structures chimiques de l'acide aminotriméthylène phosphonates (AMTP)

Le polymère amino méthylène sodium phosphonates est utilisé pour empêcher la précipitation de CaCO<sub>3</sub> et de BaSO<sub>4</sub>.



**Figure I.15:** Structures du polymère amino méthylène phosphonates de sodium

### I.7.5.3 Les polymères

Des groupes cationiques, polyélectrolytiques, anioniques et ampholytiques sont inclus dans ces polymères. Les plus importants, qui sont utilisés comme inhibiteurs de dépôt sont des homopolymères ou des copolymères. (42)

Certains polymères utilisés pour prévenir le dépôt de sel (inhibiteur) comprennent :

- Polyacrylamide
- Poly (anhydride maleique)
- Acide polymaleique
- Acide polyméthacrylique
- Acide polyacrylique

## **I.8 Conclusion**

Cette synthèse bibliographique a permis de mieux comprendre les causes de l'incompatibilité de l'eau ainsi que divers principes de formation de dépôts dans le secteur pétrolier. L'eau est utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière pour maintenir la pression ainsi que pendant le processus de lavage. Ces deux activités, d'autre part, peuvent occasionnellement causer une foule de problèmes, tels que la création de dépôts minéraux sous l'impact d'une variété de conditions physico-chimiques. La complexité du phénomène de dépôt se traduit par la multitude et l'interconnexion des caractéristiques de ce dernier. Le portefeuille de composés qui agissent comme inhibiteurs de dépôt, ainsi que leurs modes d'action, leur efficacité et l'importance des interactions dépôt/inhibiteur sont tous décrits dans cette revue. Le dépôt chimique est actuellement inhibé et retiré de la formation de manière plus rentable grâce aux progrès de la technologie de placement, de la chimie du réservoir et des fluides de forage. La recherche entreprise dans ce contexte est un axe essentiel qui nous permettra de rechercher une eau injectée compatible avec l'eau de formation tout en perfectionnant de nouvelles méthodologies expérimentales.

*Chapitre II*  
*Matériel et méthodes*

**II.1 Introduction**

Une analyse de l'eau peut être un élément d'information extrêmement important. Elle sert à identifier la zone de production et son taux de contamination, la tendance à la corrosion et/ou au dépôt de tartre, ce qui conduit à une bonne sélection des produits chimiques lors de la production ou lors de la conception, et au développement de systèmes de récupération secondaire et tertiaire pour l'industrie du pétrole et du gaz. Néanmoins, il est important que l'eau échantillonnée doit être correctement analysée et l'interprétation des résultats doit être aussi précise et conçue.

Dans cette partie, nous évaluerons la qualité de deux eaux de gisement **V301** et **V302** issue d'un champ gazier dans la région d'Ohanet.

Cependant suite au bouchage fréquent de la ligne de drainage des deux séparateurs **V301** et **V302** par un dépôt de sulfate de baryum, nous avons procédé à l'étude de la compatibilité des mélanges d'eaux ainsi aux tests d'efficacité de deux anti-dépôt.

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

Les analyses effectuées sont citées ci-dessous.

- Analyse physico-chimiques des eaux.
- Études de compatibilité des eaux.
- Analyse du dépôt par le diffractomètres des rayons x (DRX).
- Test d'efficacité des inhibiteurs Nalco-Champion et BACHER HUGE.



**Figure II.1:** Photo du réservoir bouché avec le dépôt

## **II.2 Présentation de lieu du stage**

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:

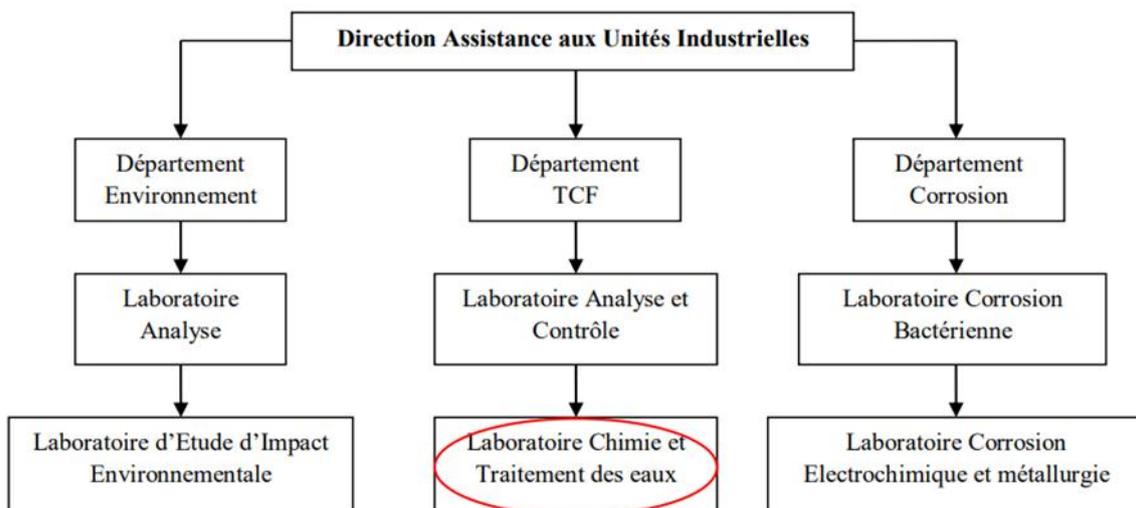
- Développement des méthodes et des techniques pour à une contribution à la prise en charge des problèmes de récupération et de production ;
- Développement de méthodologie nécessaire à l'évaluation des paramètres de pollution, à la prévention et à la réduction des risques de pollution générés par les activités de l'Entreprise ;
- Assistance aux unités industrielles, en matière de contrôle la qualité et la conformité des produits chimiques de traitement.

Outre les prestations d'analyses relatives au suivi et contrôle de performances des stations d'épuration, contrôle de déchets industriels, le savoir-faire acquis et développé par ces laboratoires permet :

- L'évaluation au laboratoire de la conformité des produits de traitement et de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts et des émulsifiants destinés au traitement des eaux industrielles et des hydrocarbures ;
- La réalisation des études de potabilité des eaux et de compatibilité des eaux dans 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 audit environnementaux ;
- L'assistance en temps réel des unités industrielles pour solutionner des problèmes de rejets, de traitement, de dépôts 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 sont :

- Département corrosion ;
- Département contrôle et traitement des fluides ;
- Département environnement.



**Figure II.2:** Organigramme de la direction Assistance aux unités Industrielles (AUI) (Source : SONATRACH)

II.3 Méthodologie du travail

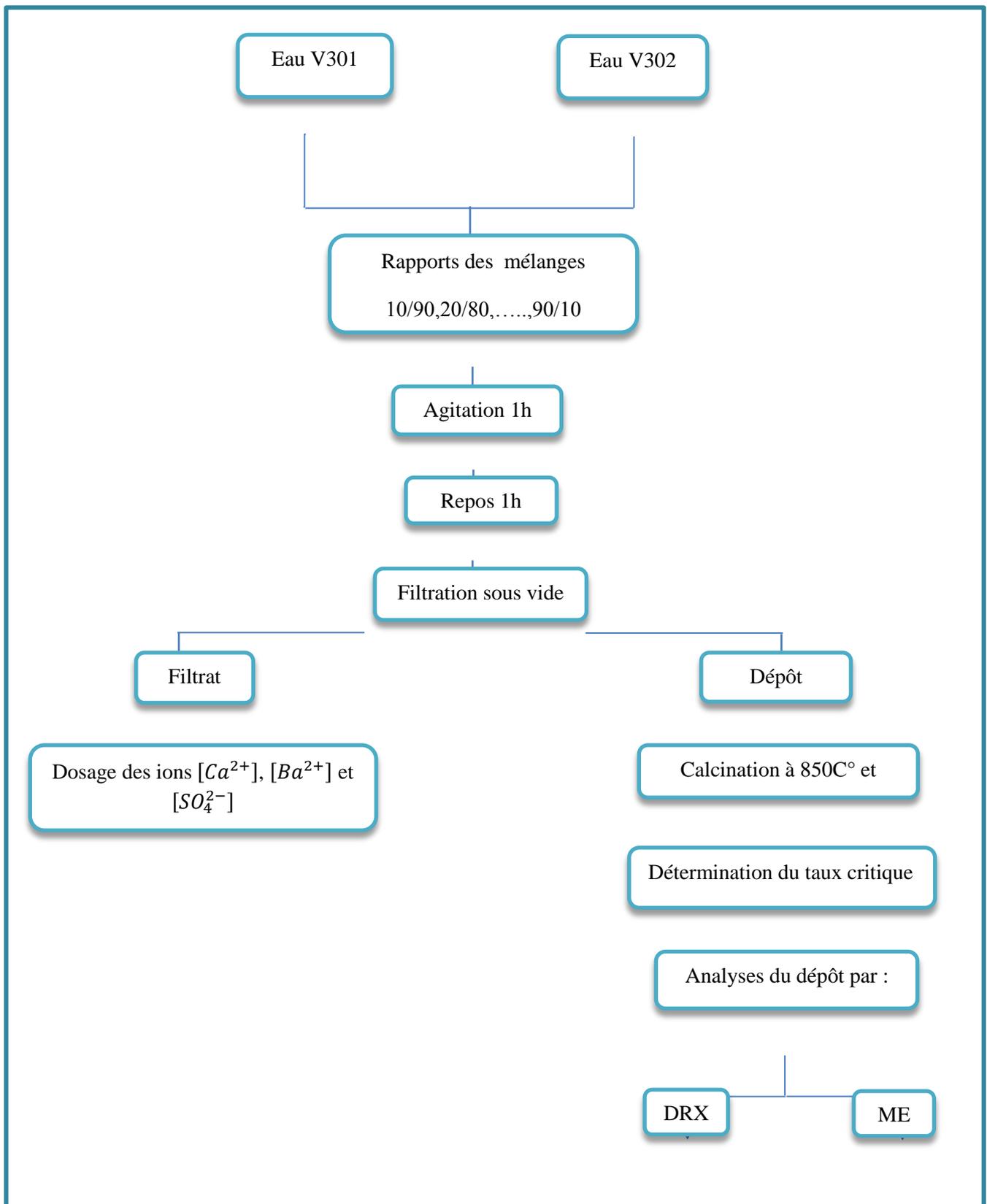


Figure II.3 : Schéma de réalisation d'une étude de compatibilité des eaux en laboratoire

**II.4 Echantillonnage**

Les échantillons utilisés ont été prélevés dans des récipients de 0.5 L, préalablement rincés Avec l'eau à analyser qui provient de la région d'Ohanet, cette dernière a été prélevé au paravent le 07/01/2022, puis transportés au laboratoire.

Cependant toutes Les analyses des paramètres effectués sont réalisées au niveau des laboratoires de **CRD SONATRACH** au département de traitement des eaux.



**Figure II.4 :** Image représentant les eaux de gisement (V301 et V302) prélevé a Ohanet

Avant toutes analyses nous avons effectué une filtration pour les deux eaux de gisement V301 et V302 comme il est illustré sur la **Figure II.5**.



**Figure II.5 :** Image représentant les échantillons d'eaux V301 et V302 (filtration)

**II.5 Matériels et Réactifs**

Les caractères physico-chimiques d'une eau de gisement son souvent mesurer par les analyses suivants : calcium, magnésium, les chlorures, le sodium, le fer, le potassium, le sulfate, le baryum, le PH et l'extrait sec.

Afin de réaliser toutes ces analyses voici les différent matériels et réactifs utilisé au sein du laboratoire CRD :

Tableau II-1: Matériels et réactifs utilisé.

Matériels	Réactifs
<ul style="list-style-type: none"><li>• Spectrophotomètre DR 1900</li><li>• Spectrophotomètre de flamme</li><li>• Diffractomètre des rayons x (DRX)<ul style="list-style-type: none"><li>• PH-mètre</li></ul></li><li>• Pipette de 2 ml à 20 ml<ul style="list-style-type: none"><li>• Papiers filtres</li><li>• Dessiccateur</li></ul></li><li>• Balance analytique<ul style="list-style-type: none"><li>• Etuve</li><li>• Burette</li><li>• Agitateur</li></ul></li><li>• Barreau magnétique</li><li>• Papier filtre 47 mm</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Solutions étalons (hydroxyde de sodium et hydroxyde de potassium)</li><li>• Le complexant EDTA à 0,01N<ul style="list-style-type: none"><li>• Solution tampon à pH10</li></ul></li><li>• Solution de noir Erochrome (NET)<ul style="list-style-type: none"><li>• T.E.A (tri éthanol amine)</li><li>• Fluorure de sodium (NaF)</li></ul></li><li>• Solution de KOH ou NaOH à 20%<ul style="list-style-type: none"><li>• Solution de HCL à 0,05N</li><li>• Solution d'AgNO<sub>3</sub> à 0,1 N<ul style="list-style-type: none"><li>• Solution de K<sub>2</sub>CrO<sub>4</sub></li><li>• Pincée de murexide</li></ul></li></ul></li></ul>

**II.6 Méthodes d'analyses**

Pour anticiper les précipitations salines dans des conditions de recherche, il est nécessaire de connaître la composition de l'eau de départ. Les compositions chimiques des eaux d'injection et de gisement, ainsi que les concentrations d'anions et de cations, sont déterminées par les techniques analytiques suivantes : dosage des sulfates par gravimétrie (norme : NF 90), détermination du calcium et du magnésium par complexométrie, détermination des carbonates et des bicarbonates par acidimétrie, et détermination des cations  $\text{Na}^+$  et  $\text{K}^+$  par photométrie de flamme. La mise en contact de deux eaux (p. ex., l'eau injectée et l'eau du réservoir) dans une étude de compatibilité de l'eau à l'échelle du laboratoire nécessite simplement d'observer ce qui se passe :

- Visuelle.
- Electrochimique : enregistrement de variation de pH et de conductivité
- Analytique : Filtration d'un précipité, calcination de dépôt obtenue (précipité), dosage des éléments contentent dans le filtrat.

On s'attachera à reproduire les conditions de température prévisibles du mélange, car la température est un facteur qui influe sur la solubilité des sels.

Voici les différents protocoles des méthodes de dosage effectués :

**II.6.1 Dosage des chlorures  $\text{Cl}^-$** 

C'est l'anion le plus abondant dans les eaux salées, il est corrosif et peut précipiter sous forme de  $\text{NaCl}$ , bloquant les tuyaux. Avec beaucoup d'anions, le nitrate d'argent génère des précipités difficiles à dissoudre. Il en résulte que la courbe de titrage en combinaisons contenant de nombreux anions distincts peut avoir de multiples points d'équivalence. L'anion qui est d'abord capturé et forme le composé le moins soluble avec les ions  $\text{Ag}^+$ . Par conséquent, la solution titrante est constituée d'ions  $\text{Ag}^+$  qui réagissent avec les ions  $\text{Cl}^-$  dans la solution titrée. (43)

Son principe est basé sur l'application la méthode de MOHR qui est basée sur la précipitation des chlorures par le nitrate d'argent en milieu neutre en présence de chromate de potassium comme indicateur coloré de fin de la réaction



Figure II.6: Dosage des chlorures

### Mode opératoire

- A l'aide d'une pipette on prend une prise d'essai d'échantillon de 10 ml,
- On ajoute quelque goutte de  $K_2CrO_4$  comme indicateur (coloration jaune),
- On ajoute un barreau magnétique,
- Puis on allume l'agitateur et on titre par une solution d' $AgNO_3$  jusqu'à l'apparition d'une coloration rouge brique.

### Expression des résultats

$$Teneur\ en\ Cl^- = D.V.N. 35,457. 10^3 / PE$$

Où :

V: Volume d' $AgNO_3$ ,

D: facteur de dilution,

35,457 : Masse molaire du Chlore.

**II.6.2 Dosage du Calcium**

L'essai a pour principe de combiner des ions calcium ( $\text{Ca}^{2+}$ ) avec de l'EDTA (acide éthylène diamine tétra-acétique) à un pH de 12 à 13. Les dépôts se forment lorsque le  $\text{Ca}^{2+}$  interagit facilement avec les carbonates de  $\text{CO}_3^{2-}$ .

Le calcon est un indicateur coloré qui crée un composé rouge avec du calcium. Le dosage n'est pas affecté par le magnésium sous forme d'hydroxyde.



**Figure II.7:** Dosage du Calcium

**Mode opératoire**

- On prend une prise d'essai de 20 ml de la solution à analyser,
- On ajoute quelques gouttes de T.E.A de formule  $\text{C}_6\text{H}_5\text{NO}_3$ , pour masquer l'effet de fer (fer forme un complexe stable avec T.E.A),
- Puis on ajoute encore environ 10 ml de KOH ou NaOH pour précipiter  $\text{Mg}^{++}$  sous forme de  $\text{Mg}(\text{OH})_2$  (stable lors du titrage), alors il ne reste que  $\text{Ca}^{2+}$  dans la solution,
- On ajoute à la fin une pincée de muréxide comme indicateur coloré,
- et en fin, on procède au titrage par la solution EDTA jusqu'à apparition de la couleur violette.

**Expression des résultats**

$$\text{Teneur en Ca}^{2+}(\text{mg/L}) = V.N.D. \cdot 40,08 \cdot 10^3 / PE$$

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  $\text{Ca}^{2+}$

**II.6.3 Dosage De magnésium**

Le  $\text{Mg}^{2+}$  est un cation qui se combine facilement avec les carbonates  $\text{CO}_3^{2-}$  pour former des dépôts. Son principe se base sur un titrage molaire des ions magnésium avec une solution de sel di-sodique de l'acide éthylène-diamine-tétracétique (EDTA) à pH=10. Le noir d'Eriochrome qui est donné comme indicateur.



**Figure II.8:** Dosage de magnésium

**Mode opératoire**

- On prend une prise d'essai de 20 ml.
- Afin d'obtenir un pH convenable on ajoute une solution tampon pour maintenir a  
pH = 10,
- Puis on ajoute le T.E.A et l'indicateur coloré Noir Eriochrome T.
- Titrer à l'E.D.T.A jusqu'à la stabilisation de la couleur bleu.

**Expression des résultats**

$$\text{Teneur en } Mg^{2+} \text{ (mg/L)} = (V2 - V1) * N * D * 24,32 * 103 / PE$$

Où :

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.

**II.6.4 Mesure du pH**

La concentration en protons  $H^+$  dans l'eau est mesurée par le pH de l'eau. Il est lié au système tampon créé par les carbonates et les bicarbonates et résume la stabilité de l'équilibre entre les différentes formes d'acide carbonique. Le pH-mètre est un dispositif qui mesure le pH et affiche également la température de l'échantillon en degrés Celsius. La lecture se fait directement sur l'écran de l'appareil.

- **Principe**

C'est une approche potentiométrique qui utilise une électrode en verre qui n'est sensible qu'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.



**Figure II.9:** Le pH mètre

### **II.6.5 Dosage des carbonates et bicarbonates**

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.

**Mode opératoire**

- On prend 50 ml d'échantillon,
- On plonge l'électrode de pH mètre en évitant le contact avec le barreau magnétique,
- On mesure le pH.

**a. Détection des carbonates ( $\text{CO}_3^{2-}$ )**

Si:  $\text{pH} < 8,30$  ; l'eau ne contient pas de  $\text{CO}_3^{2-}$

Si:  $\text{pH} > 8,30$  ; on titre avec HCl jusqu'à obtention d'une valeur de pH égale à 8,30 et on note le volume versé.

**b. Détection des bicarbonates ( $\text{HCO}_3^-$ )**

Si:  $\text{pH} < 4,30$  ; l'eau ne contient pas d'ion bicarbonates  $\text{HCO}_3^-$

Si:  $\text{pH} > 4,30$  ; on titre avec HCl jusqu'à obtention d'une valeur de  $\text{pH} = 4,30$  et on note le volume versé.

**Expression des résultats**

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

Où :

V: Volume de HCl,

61: Masse molaire de  $\text{HCO}_3^-$ ,

N: Normalité de HCl,

62: Masse molaire de  $\text{CO}_3^{2-}$

**II.6.6 Dosage d'extrait sec**

- **principe**

C'est une mesure de la quantité de sels dissous. 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.

**Mode opératoire**

- On introduit une pincée de NaF dans une capsule anti-grimpante puis porter dans l'étuve pendant 1 heure à 105C°,
- Refroidir dans un dessiccateur et peser, on note son poids P1.
- On introduit une prise d'essai de 5 ml dans la capsule contenant le Na F et on la remet à l'étuve jusqu'à évaporation complète de l'eau,
- On le pèse et on note son poids P2.
- La différence de poids donne le poids de l'extrait sec.

**Expression des résultats**

$$\text{Teneur en extrait sec (mg/L)} = (P2 - P1) * D * 103 / PE$$

Où :

P1: Poids du creuset vide,

P2: Poids du creuset plein,

D: Dilution.

**II.6.7 Dosage du sulfate, du baryum et du fer**

**Sulfate :** Les sulfates de sodium, le sulfate d'ammonium et le sulfate de magnésium sont les sulfates les plus courants dans l'eau dure à des concentrations élevées. Ils peuvent nuire au système gastro-intestinal des enfants et traiter l'eau comme non potable (Note technique sur l'eau). Cet anion a une forte affinité pour les cations  $Ca^{2+}$ ,  $Ba^{2+}$  et  $Sr^{2+}$ . (43)

**Baryum :** La capacité des composés du baryum à rejeter des ions  $Ba^{2+}$  dans l'eau et les fluides biologiques détermine leur toxicité. En conséquence, les produits chimiques solubles comme l'oxyde, le nitrate et le chlorure sont plus dangereux que les composés insolubles, qui sont des producteurs mineurs d'ions  $Ba^{2+}$ . (43)

**Fer :** L'oxyde ferrique et l'oxyde ferreux sont deux types de sels de fer. On trouve des cations trivalents  $Fe^{3+}$  dans des solutions de sels d'oxyde ferrique, tandis que des cations divalents

$\text{Fe}^{2+}$  se trouvent dans des solutions de sels d'oxyde ferreux.  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{FeS}$ ,  $\text{Fe}(\text{OH})_2$  et  $\text{Fe}(\text{OH})_3$  sont quelques-uns des cations de fer qui peuvent précipiter. (43)

- **Principe :**

La valeur de la concentration de sulfate, du baryum et du fer dans l'échantillon d'eau est affichée sur l'écran du DR 1900 directement.

**Mode opératoire :**

- Dans une cellule de 25ml on verse l'échantillon d'eau.
- 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).
- Il faut réglée le DR sur l'élément rechercher à analyser.
- La valeur de la concentration du composé analyser est indiquée sur l'écran du DR après 5min.



**Figure II.10:** Spectrophotomètre DR1900

**II.6.8 Dosage du potassium et sodium par photométrie de 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**

L'eau ou le solvant s'évapore lorsqu'une solution est pulvérisée dans une flamme. Les sels et les produits de leur désintégration sont dissociés en atomes ou radicaux. Ceux-ci sont activés par l'énergie thermique de la flamme, et leur retour à l'état fondamental s'accompagne de l'émission d'un rayonnement de fréquence propre à l'élément dissous et dont l'intensité est proportionnelle à sa concentration.

**Mode d'emplois**

- On fait le blanc,
- 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),
- On introduit notre échantillon puis la valeur apparaîtra directement sur l'écran.
- la courbe de la concentration en fonction de l'absorption des solutions «la courbe d'étalonnage » de Na<sup>+</sup> et de K<sup>+</sup> sera tracé à l'aide d'un logiciel.



Figure II.11: Spectrophotomètre de flamme



Figure II.12: Solutions étalons d'hydroxyde de sodium

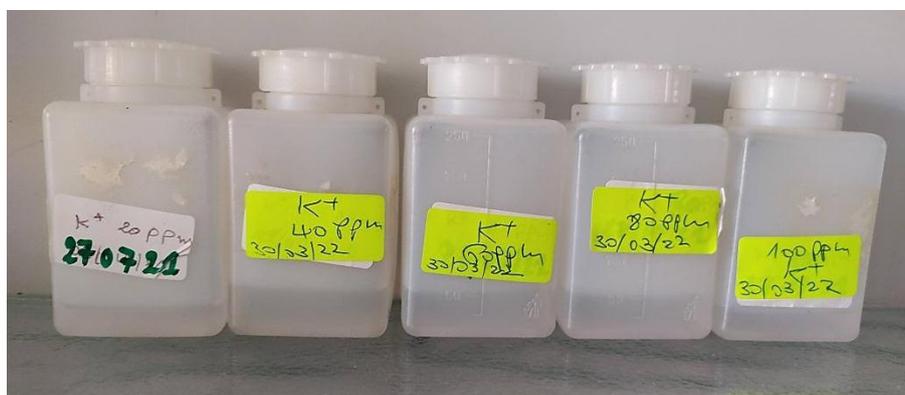


Figure II.13: Solutions étalons d'hydroxyde de potassium

**II.7 Principe de fonctionnement des techniques d'analyses utilisées****II.7.1 Diffractomètre rayon X (DRX)**

La technique de diffraction des rayons X (DRX) est utilisée pour caractériser les matériaux cristallins, qu'ils soient solides, en poudre ou en dépôts. Cette approche est principalement utilisée en laboratoire sur les matériaux inorganiques tels que les minéraux, les métaux, les alliages et les céramiques...

Le principe est le suivant : L'échantillon solide finement broyé est monté sur un porte échantillon adéquat, puis soumis à un faisceau de rayons X pour être diffractés par les plans réticulaires des phases cristallines présentes. En effet, il existe une relation entre l'angle du faisceau diffracté et la distance réticulaire séparant les plans d'atomes au sein d'un réseau cristallin ; celle-ci est régie par :

La loi de Bragg  $n \lambda = 2d \sin \theta$  (où  $\lambda$  =longueur d'onde en angströms,  $d$ = distance réticulaire en angströms et  $\theta$  = angle de diffraction ou de réflexion en degrés).

Les Diffractogrammes ainsi obtenus, à l'aide d'un diffractomètre à rayons X, sont interprétés. Les positions et les intensités des pics observés sont comparés aux fichiers de référence PDF-ICDD (Powder Diffraction File - International Center for Diffraction Data) pour l'identification des phases minéralogiques présentes.



**Figure II.14:**Diffractomètre des rayons x

**II.7.2 Spectrophotomètre portable DR1900**

Le DR 1900 est un spectrophotomètre à vision portable qui peut détecter des longueurs d'onde entre 340 et 800 nm. Dans les applications de l'eau potable, des eaux usées et industrielles, l'équipement évalue diverses caractéristiques. Le gadget est alimenté par quatre piles AA et peut être utilisé sur le terrain. Un ensemble complet de programmes d'application ou de programmes enregistrés est inclus avec l'instrument.

**II.7.3 Spectrophotomètre de flamme BWB**

Un photomètre à flamme est un appareil d'analyse chimique. Il est utilisé pour déterminer la concentration d'ions spécifiques dans un échantillon, tels que le sodium, le potassium, le lithium, le baryum et le calcium. L'échantillon est envoyé à une flamme à une vitesse constante. Par conséquent, l'instrument doit être étalonné avec une série de solutions étalons pour l'ion évalué avant de pouvoir être utilisé ensuite l'échantillon est envoyé à une flamme à une vitesse constante. La flamme du photomètre est cruciale ; l'intensité de sa couleur détermine la quantité d'énergie absorbée par les atomes. Il suffit alors de sélectionner le filtre qui correspond à l'ion que vous recherchez, et la concentration sera détectée automatiquement.

**II.8 Détermination du taux critique d'incompatibilité de l'eau de gisement V301 et l'eau de gisement V302 dans les conditions de surface****Mode d'emplois**

- Déposer les 09 béchers étiquetés sur la plaque d'agitation multipostes.
- en utilisant une éprouvette on met dans les béchers du premier au dernier l'eau de gisement V301: 10ml, 20ml, 30ml, 40ml, 50ml, 60ml, 70ml, 80ml et 90ml.
- on ajoute dans ces béchers du premier au dernier l'eau de gisement V302 (90ml, 80ml, 70ml, 60ml, 50ml, 40ml, 30ml, 20ml et 10ml).
- On ajoute des barreaux magnétiques pour chaque béchers.
- On laisse les béchers en agitation continue pendant une heure.
- Puis on les laisse décanter pendant une heure de plus.
- Avant la filtration on procède à la pesé des papiers filtres vierge de 47mm puis à l'aide de la filtration sous vide on filtre chaque solution obtenue et on récupère les filtres avec les dépôts dessus.

- 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.
- Refroidir dans le dessiccateur pendant 20mn puis on effectue la 1<sup>ère</sup> pesé.
- On Calcine le précipité à 105°C pendant 30mn et retirer du four, laissé reposer dans un dessiccateur pendant 20mn puis on fait la 2<sup>ème</sup> pesé.
- On Déduit alors le taux critique par l'application d'une soustraction :

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

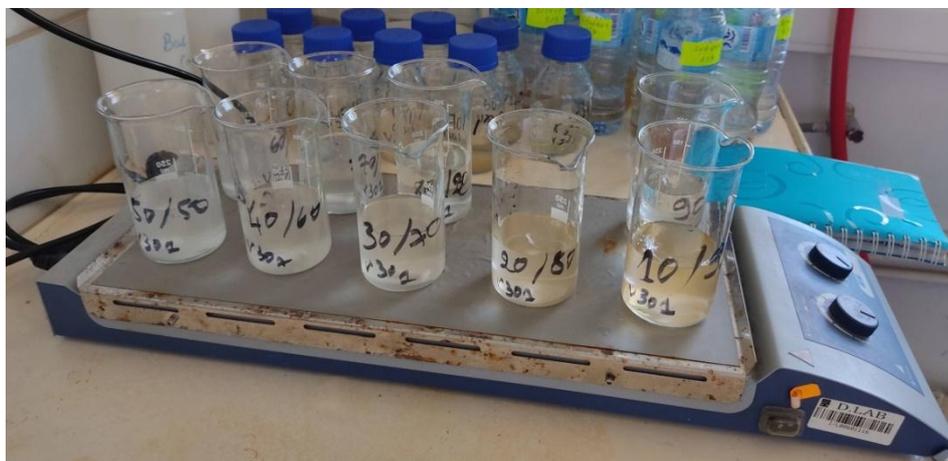


Figure II.15: photo des mélange des deux eaux V301 et V302 « 10/90 » « 20/80 » « 30/70 »  
« 40/60 » « 50/50 »



Figure II.16: Photo des mélange des deux eaux V301 et V302 « 60/40 » « 70/30 » « 80/20 »  
« 90/10 »



Figure II.17: Papier filtre 47mm de diamètre



Figure II.18: La pesé des filtre vierge



Figure II.19: La filtration sous vide du mélange des eaux V301 et V302

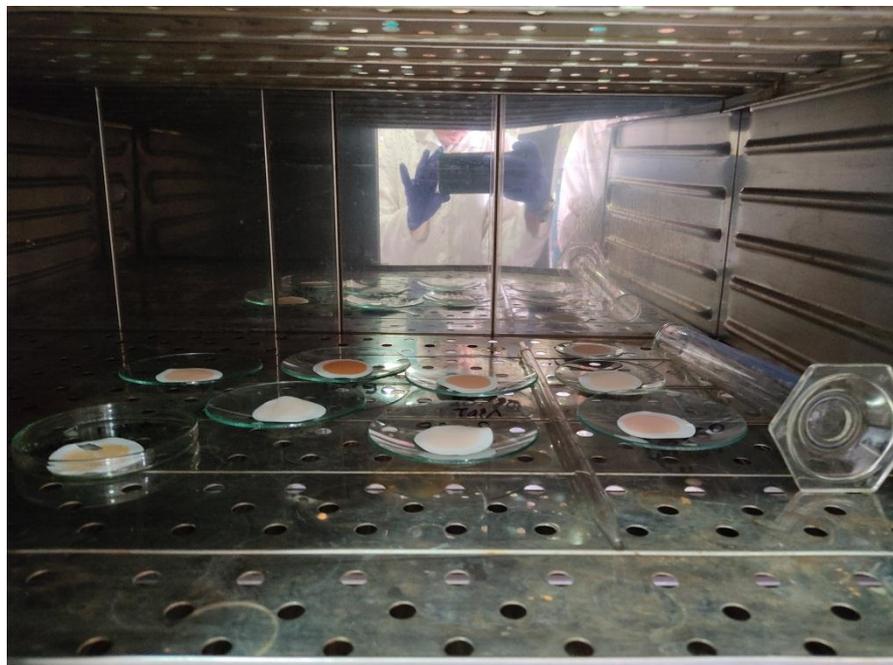


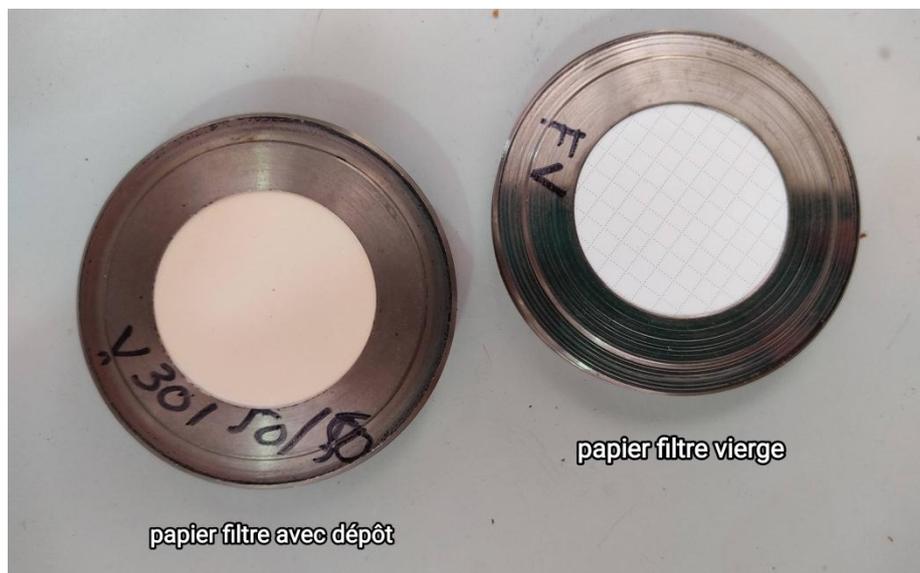
Figure II.20: Disposition des filtres avec dépôts dans l'étuve pour le séchage

**II.9 Analyses par diffractomètre des rayons 'x' (DRX)**

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**

- Dans un porte échantillon rond on introduit un papier filtre de 47mm vierge puis on le ferme.
- Dans un autres porte échantillon on met le papier filtre de 47 mm ou le dépôt a été recueilli au paravent et on ferme.
- On introduit les deux portes échantillons dans le DRX et on lance l'analyse on enclenchant le logiciel « **DATA COLLECTOR** ».
- 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.



**Figure II.21:** Porte échantillon du DRX avec papier filtre

**II.10 Test d'efficacité d'un inhibiteur de dépôt**

Les inhibiteurs de dépôts Nalco-Champion et BACHER HUGE sont testés sur le taux de mélange d'eau de gisement (eau V301 / eau V302) critique. A ce taux de mélange, la précipitation des dépôts est maximale.

**Mode opératoire**

- Préparer une série des béchers contenant 50 ml d'eau de gisement V301,
- On ajoute 50 ml d'eau de gisement V302 dans des béchers contenant l'eau V301.
- Ajouter à ce mélange des doses de produits à tester (25 ppm.....200 ppm) en utilisant une micro-seringue puis mettre en agitation,
- Laisser les solutions obtenues en agitation continue pendant 1 heure puis mesurer la turbidité de chaque solution.
- En fin, on calcule le rendement du produit aux différentes doses et on déduit l'efficacité de l'inhibiteur.

**Expression des résultats**

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

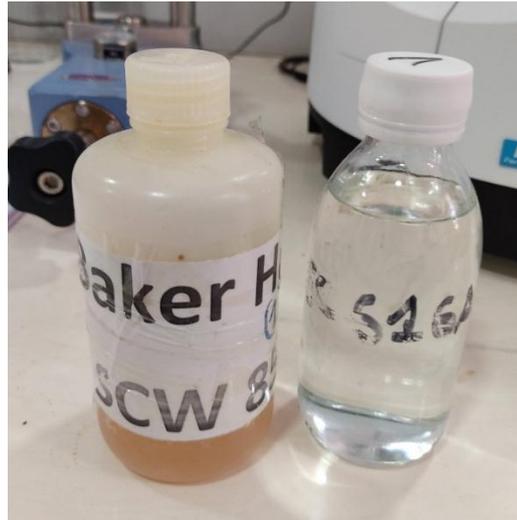
$$Eff (\%) = (T0 - T1). 100 / T0$$

Où :

T1: Turbidité de la solution en présence de l'inhibiteur,

T0: Turbidité de la solution en absence de l'inhibiteur,

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



**Figure II.22:** les antis dépôts de Nalco-Champion et BACHER HUGE



**Figure II.23:** Le turbidimètre

**II.11 Conclusion**

Les instruments analytiques sont généralement sophistiqués, coûteux et difficiles à mettre en place. Ils sont également souvent énormes et dépendent d'importantes sources d'énergie, ce qui les rend impropres aux enquêtes sur place. En fin, ils sont souvent en proie à des temps de réponse extrêmement longs (préparation des échantillons, calibration, durée de l'analyse proprement dite, sortie des données, etc.).

Le principal avantage, par contre, est que l'architecture de ces instruments analytiques permet une évaluation environnementale complète. Les approches analytiques nous permettent de mieux comprendre les constituants de l'eau et leurs conséquences. Les exigences de qualité deviennent plus strictes, tout comme les traitements et les contrôles, qui doivent être plus précis et plus fiables.

***Chapitre III***  
***Résultat et discussions***

**III.1 Introduction**

Avant utilisation, toute l'eau naturelle doit être traitée. Selon qu'il y a un besoin en eau industrielle, domestique ou agricole, la qualité prévue de l'eau traitée changera. Dans notre cas, l'eau est utilisée comme phase aqueuse pour une solution ASP (alcaline + tensioactif + polymère) ou SP (tensioactif + polymère) pour récupérer les hydrocarbures ; sa composition chimique doit répondre à certaines exigences pour éviter de nuire aux installations de surface (canalisations, puits d'injection, pompes, vannes, etc.) et au réservoir interfacial (autour des puits d'injection), ainsi que pour optimiser les agents chimiques utilisés tout en maintenant leurs performances (viscosité et faible tension interfaciale solution-huile).

Dans ce chapitre, nous avons procédé à l'analyse de la composition physico-chimique des échantillons d'eau V301 et V302 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-roche réservoir (comme le gonflement des argiles) et eau d'injection-eau de formation (dépôt du sulfate de baryum).

Les objectifs sont résumés ci-dessous :

- Etudier la compatibilité des eaux des réservoirs de gisement V301 et V302.
- Faire un test d'efficacité de deux anti-dépôts.

Durant notre stage, nous nous sommes intéressées à l'étude la compatibilité des eaux V301 et V302 et la nature des dépôts formés générés de mélange de ces deux eaux. La méthode gravimétrique est utilisée pour quantifier les espèces solubles transformées en un composé insoluble par précipitation sélective, dans un milieu déterminé. Dans le cas de la précipitation des ions sulfates présents dans l'eau V301 par les ions baryum trouvés dans l'eau de V302 a été réalisée pour différentes proportions de mélange. Et les masses des précipités ont été déterminées par la méthode de la pesée.

III.2 Résultats d'analyse physico-chimiques

Cette partie explique comment évaluer les résultats de l'échantillonnage physico-chimique à partir d'analyses de puits de la ligne de drainage des deux séparateurs V301 et V302. Il a été remarqué que la pression de réservoir V301 était de 110 bar et la pression de réservoir V302 était de 50 bar. 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 H<sub>2</sub>S ou CO<sub>2</sub> ajout de HCl.

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

Tableau III-1 : Résultats d'analyses physico-chimiques des eaux

Échantillons Paramètres	V 301		V 302	
	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l
pH à 20 °C	5,79		5,15	
<b>Cations</b>				
Ca <sup>++</sup>	3907,80	195,39	6432,84	321,64
Mg <sup>++</sup>	717,44	59,00	462,08	38,00
Na <sup>+</sup>	9760,00	424,34	11240,00	488,69
K <sup>+</sup>	460,00	20,00	320,00	8,20
Ba <sup>++</sup>	0,00	0,00	290,00	4,23
Fe <sup>++</sup>	46,98	1,68	57,21	2,04
<b>Anions</b>				
Cl <sup>-</sup>	24816,36	699,90	31907,76	899,90
CO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,00	0,00	0,00	0,00
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	261,69	4,29	187,27	3,07
SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	150,00	3,12	0,00	0,00
<b>Extrait sec mg/l</b>	40620		52900	

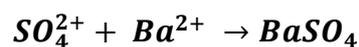
La composition chimique des eaux type V301 présentées dans le tableau III.1 que cette eau est trop chargée. Cette eau est caractérisée par la présence des ions Na<sup>+</sup> (9760,00 mg/l), Ca<sup>2+</sup> (3907,80 mg/l), K<sup>+</sup> ( 460,00 mg/l), Mg<sup>2+</sup> (717,44 mg/l), Fe<sup>2+</sup> (46,98 mg/l), Cl<sup>-</sup> (24816,36 mg/l), SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> (150,00 mg/l) et HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> (261,69 mg/l) et en absence des ions Ba<sup>2+</sup> et CO<sub>3</sub><sup>-</sup>. On conclut l'absence des ions Ba<sup>2+</sup> dans l'eau V301. cependant l'eau type V302 en quantité appréciables en Mg<sup>2+</sup> (462,08 mg/l) et en plus K<sup>+</sup> (320,00 mg/l), Ba<sup>2+</sup> (290,00 mg/l), Ca<sup>2+</sup> (6432,84 mg/l), Fe<sup>2+</sup> (57,21 mg/l), HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> (187,27 mg/l), Cl<sup>-</sup> (31907,76 mg/l). On note l'absence des ions de sulfates SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>.

L'examen de ces données (tableau) montre que ces eaux sont incompatibles. Leur mélange provoque la précipitation des sulfates de baryum et de chlorures de sodium 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.

### III.3 Résultats des études de compatibilité des eaux

#### III.3.1 Résultats d'étude de compatibilité du mélange des eaux aux conditions de surface (température ambiante/pression atmosphérique)

Dans cette partie, nous avons travaillé sur des eaux réelles V301 et V302 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 V301 sulfatées auxquelles sont ajoutées les solutions d'eau de V302 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 (Ba<sup>2+</sup>) ont réagi avec les ions sulfates (SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>) avec pour conséquence l'apparition d'un précipité blanc qui sera filtré. Ce processus est régit par la réaction:



D'autres ions tels que Ca<sup>2+</sup> a été également étudié. Pour finir le résidu obtenu est pesé ce qui permet de calculer la masse du dépôt suivant le protocole. Les résultats obtenus sont résumés dans le tableau III-2 suivant

Tableau III-2: Résultats de l'étude de compatibilité de l'eau de séparateur V301 avec l'eau de séparateur V302

Rapport des mélanges	L'eau de séparateur V301 avec L'eau de séparateur V302			
	Conditions de surface			
	Masse des dépôts obtenus (mg/l)	Ions restants en solution (mg/l)		
		Ca <sup>++</sup>	Ba <sup>++</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>--</sup>
0/100	0	6432	290	0,00
10/90	60	5969	180	0
20/80	90	5498	80	0
30/70	105	5045	0	0
40/60	214	4585	0	0
50/50	270	4130	0	0
60/40	240	3670	0	0
70/30	190	3208	0	Tr
80/20	110	2750	0	90
90/10	70	2290	0	120
100/0	0	1863	0,00	150

La composition chimique des eaux après mélange à différentes proportions est présentée dans le tableau III.2. L'interaction entre ces deux eaux a été faite à la température ambiante et à pression atmosphérique. Les mélanges des rapports 30/70, 40/60, 50/50, 60/40, 70/30, 80/20,

90/10 en eaux V301 et V302 ne contiennent pas de  $Ba^{2+}$  ce qui veut dire que tous les ions  $Ba^{2+}$  présent dans l'eau V302 se sont combinés avec les ions  $SO_4^-$  présent dans l'eau V301 pour au finale former des dépôts. Par contre, la combinaison des eaux V301 et V302 à des proportions allant de 10/90 et 20/80 contient encore des ions  $Ba^{2+}$  malgré la formation des dépôts, car les ions  $SO_4^-$  présent dans l'eau V301 non pas suffit pour que tout le reste des ions  $Ba^{2+}$  dans l'eau V302 se combine ce qui explique aussi le peu de masse de dépôt trouver.

En ce qui concerne la composition chimique des filtrats du mélange des eaux (V301 et V302) on note que les ions  $SO_4^-$  ne sont pas existant dans les mélanges des rapports 10/90, 20/80, 30/70, 40/60, 50/50, 60/40 cela veut dire qu'ils se sont tous combiné avec les ions  $Ba^{2+}$  pour former des dépôts. Cependant on retrouve une quantité des ions  $SO_4^-$  présent dans les mélanges des rapports 70/30, 80/20, 90/10 car la quantité des ions  $Ba^{2+}$  était insuffisante pour la combinassent totale des ions mais cela n'a pas empêché une formation des dépôts.

D'autre parton remarque la présence des ions  $Ca^{2+}$  dans les mélanges de rapports suivant 10/90, 20/80, 30/70, 40/60, 50/50, 60/40, 70/30, 80/20, 90/10 en grande quantité.

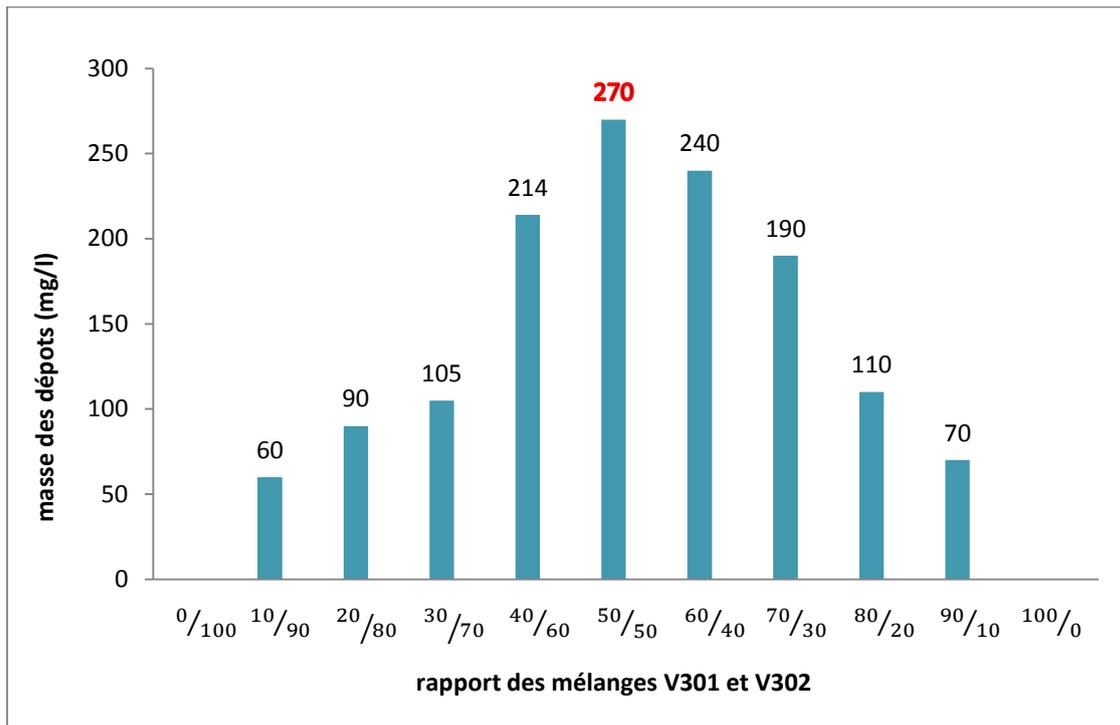
On remarque aussi sur le tableau III.2, que les sulfates évoluent inversement avec le baryum.

L'examen de données du tableau confirme que ces eaux sont incompatibles. Leur mélange provoque la précipitation des sulfates de baryum, un élément provocateur de colmatage et corrosion des réservoirs. L'empêchement de la formation de ces dépôts ne peut être assuré que par un traitement particulier des eaux avant leurs utilisations dans le circuit du maintien de pression, et de dessalage des champs de pétrole.

La précipitation du sel insoluble est due au mélange des eaux créant une solution saturée en sel. La solution ne peut plus contenir cette quantité de sel et les ions qui sont incompatibles entre eux forment un complexe insoluble qui précipite hors de la solution, sous forme de solide. Cette tendance du mélange à donner un précipité change avec le temps selon le rapport des eaux incompatibles.

Les masses des dépôts obtenus expérimentalement après mélange des différents volumes d'eaux incompatibles (eau V301 /eau V302) sont représentés sur la figure III.1. Les masses de dépôts formés ont été calculé par la formule suivante :

$$\text{masse du dépôt} = m_{\text{papier filtre vierge}} - m_{\text{papier filtre avec dépôt}}$$



**Figure III.1 :** Taux critique d'incompatibilité des eaux de gisement V301 et V302.

Le mélange des eaux V301 et V302 conduit certes à la formation des dépôts dont le plus néfaste, est sans doute le sulfate de baryum, insoluble même en présence des acides minéraux forts. La figure 39 montre que les deux eaux : l'eau produite du séparateur V301 et l'eau du V302 sont incompatible sur toute l'échelle des différents taux de mélange. Ainsi, la masse de dépôt obtenu augmente jusqu'à atteindre un maximum de 270 mg/L pour un taux de mélange (50/50). Ce dernier représente le taux critique. Ce rapport déterminé expérimentalement est appelé taux critique de dépôt qui correspond au pouvoir d'entartrage maximum. Le taux critique est déterminé expérimentalement par la méthode de gravimétrie, il représente le maximum de dépôt formé à partir des mélanges des eaux incompatibles. À un mélange de 50/50 la masse du dépôt formé est maximale et la solution est donc en équilibre thermodynamique.

D'autres types de dépositions peuvent se produire ; Cependant, nombreux sont les sous-produits de l'activité bactérienne, la corrosion des composants métalliques par les gaz acides ou le résultat du mélange d'eaux incompatibles. L'examen de l'analyse de l'eau, de l'historique des défaillances sur le terrain et du suivi de l'activité biologique, peut aider à déterminer l'origine des dépôts. Le carbonate de fer et le sulfure de fer sont deux dépôts pouvant provenir de la corrosion ou de l'activité biologique. Ils ne doivent pas être classés en tant

que dépositions, mais en tant que « dépôts » et sont le plus efficacement contrôlés avec des inhibiteurs de corrosion, des biocides ou en contrôlant la qualité de l'eau d'appoint pour les systèmes d'injection (c'est-à-dire le mélange d'eaux incompatibles).

#### **III.4 Analyses des dépôts par diffractométrie des rayons 'X' (DRX)**

L'enregistrement des Diffractogrammes intensité en fonction de l'angle 2 théta a été enregistré par un balayage du goniomètre « Philips X-ray diffractometer of PW 1890 model,  $\lambda=1.54 \text{ \AA}$ , V: 330 kV, I: 30 mA » entre 5 et 140 degré nous a permis d'enregistrer le spectre caractéristique de l'échantillon analysé. En effet, il existe une relation entre l'angle du faisceau diffracté et la distance réticulaire séparant les plans d'atomes au sein d'un réseau cristallin ; celle-ci est régie par : La loi de Bragg  $n \lambda = 2d \sin \theta$  (où  $\lambda$  =longueur d'onde en angströms,  $d$ = distance réticulaire en angströms et  $\theta$  = angle de diffraction ou de réflexion en degrés). Les positions et les intensités des pics observés sont comparés aux fichiers de référence PDF-2 et ICSD (Powder Diffraction File - Inorganic crystal structure database) pour l'identification des phases minéralogiques présentes. Les conditions expérimentales de l'analyse sont :

Longueur d'onde  $\text{CuK}\alpha$  [ $\text{\AA}$ ] : 1,5418

Angle de départ [ $^{\circ}2\text{Th.}$ ]: 2, 9000

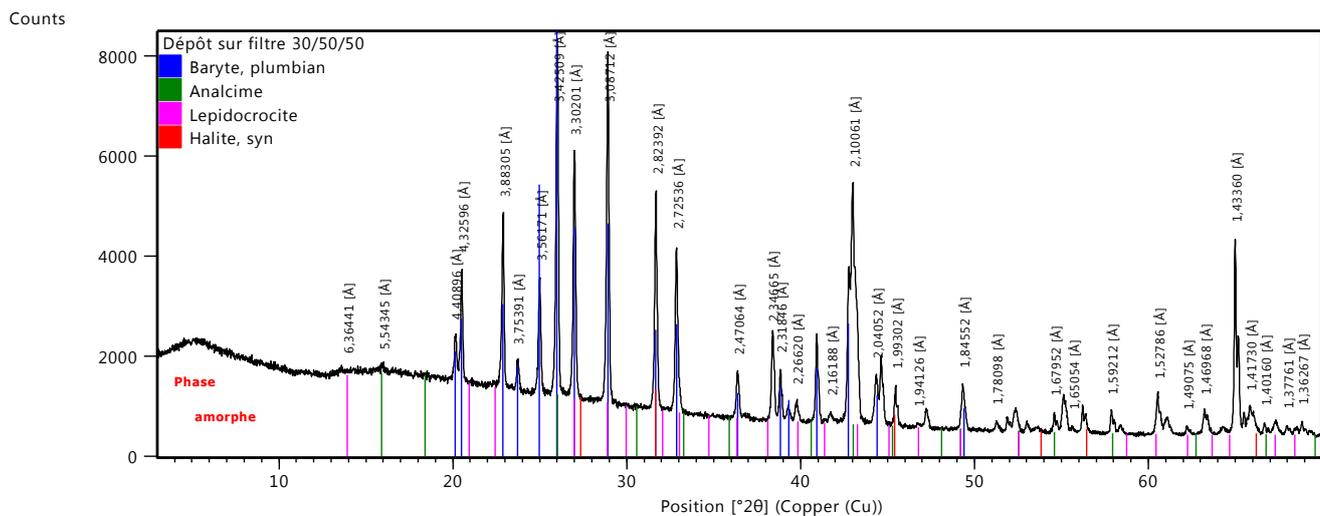
Angle final [ $^{\circ}2\text{Th.}$ ]: 70, 0000

Taille du pas [ $^{\circ}2\text{Th.}$ ] : 0,0130

Temps du pas [s] : 122.1450

L'acquisition des données est faite par le logiciel DataCollector de Panalytical. Par contre le traitement des données est réalisé grâce au logiciel HighScore Plus de Panalytical.

La figure III.2 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 situés à  $2\theta = 43^{\circ}$  et  $29^{\circ}$  sont ceux du composé de sulfate de baryum  $\text{BaSO}_4$ .



**Figure III.2:** Diffractogramme de l'échantillon dépôt sur filtre 50/50

➤ L'échantillon de dépôt sur filtre 50/50 est composé de :

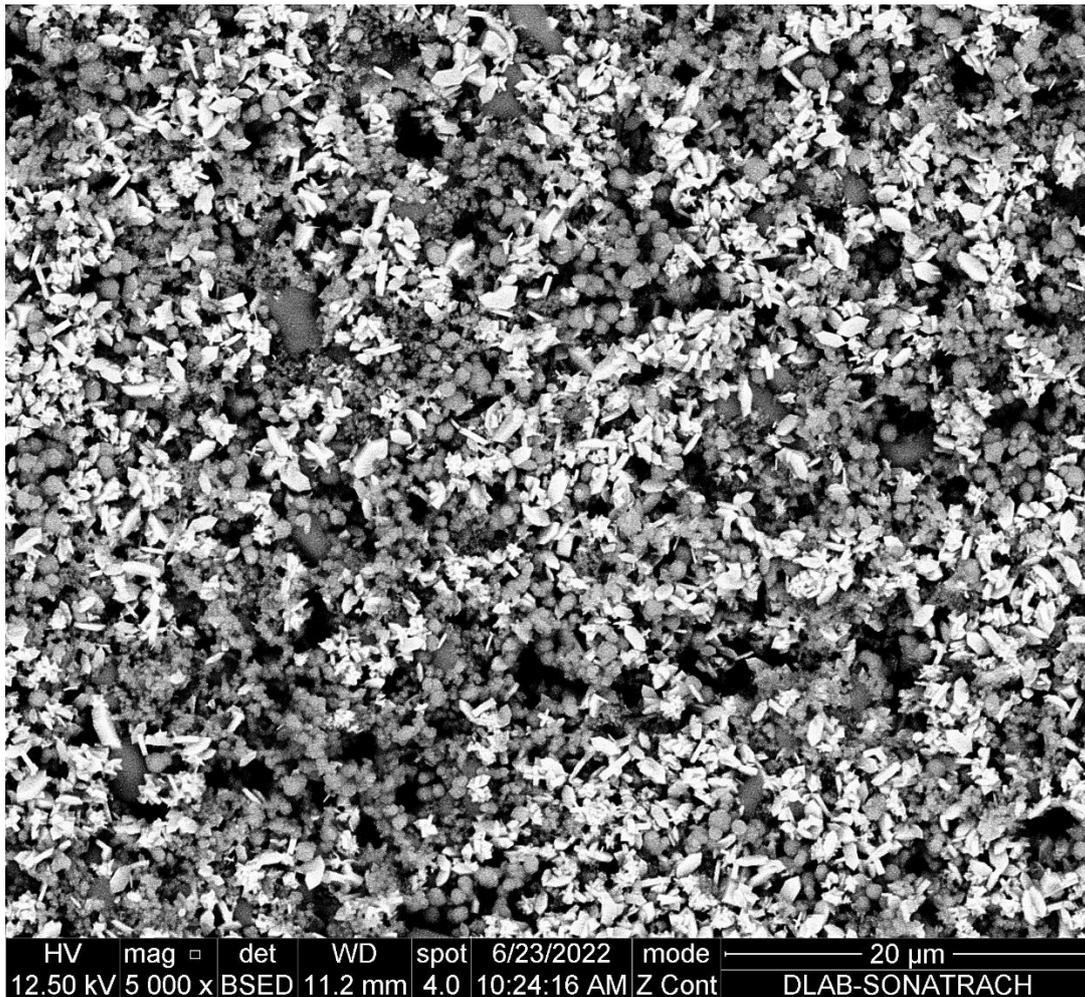
- ⇒ Baryte plombifère (Ba, Pb) SO<sub>4</sub>
- ⇒ Analcime Al<sub>2</sub>H<sub>4</sub>Na<sub>2</sub>O<sub>14</sub>Si<sub>4</sub>
- ⇒ Lepidocrocite FeHO<sub>2</sub>
- ⇒ Halite NaCl

Et d'une phase amorphe

### III.5 Examen au MEB

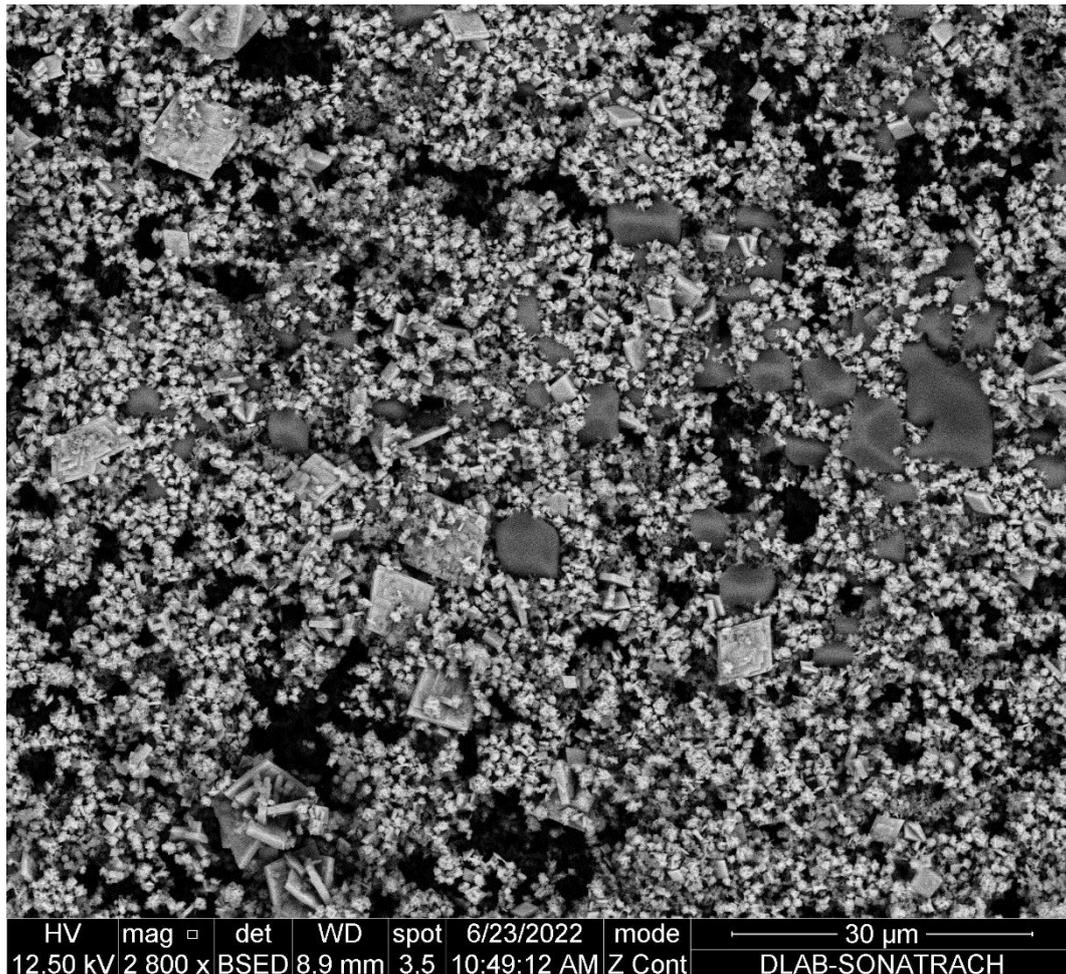
L'analyse au microscope électronique à balayage MEB a permis de visualiser les dépôts. Les photos MEB Concernent le dépôt formé. Le grossissement des images MEB a mis en évidence l'existence de la couche de dépôt en agrégation qui est un assemblage rigide de particules cristallines individuelles. Les liaisons entre les particules sont alors des ponts cristallins en l'absence de sursaturation.

L'analyse a été faite sur les deux papiers filtre des mélanges d'eaux des rapports 10/90 et 90/10.



**Figure III.3:** Observation du papier filtre 10/90 au MEB

La figure III.3 représente l'observation au microscope électronique à balayage qui a été réalisées sur le papier filtre du mélanges des eaux V301 et V302 du rapport 10/90. L'analyse de MEB confirme l'existence des dépôts montrer à l'aide de l'analyse par DRX comme les dépôts du sulfate de baryum qui sont beaucoup présent sur le papier filtre 10/90 accompagner par la présence des dépôts Halite NaCl et des Lepidocrocite  $FeHO_2$ .



**Figure III.4:** observation au MEB sur le papier filtre 90/10

A partir de la figure III.4 on visualise les molécules qui se trouve sur le papier filtre du rapport du mélange 90/10 à l'aide de l'observation au microscope électronique à balayage qui a été réalisées. Depuis cette observation on remarque que ce rapport contient beaucoup plus de halite NaCl que de sulfate de baryum  $BaSO_4$  avec la présence du plomb qui a été détecté au paravent par le DRX nommée Baryte plombifère  $(Ba, Pb) SO_4$ .

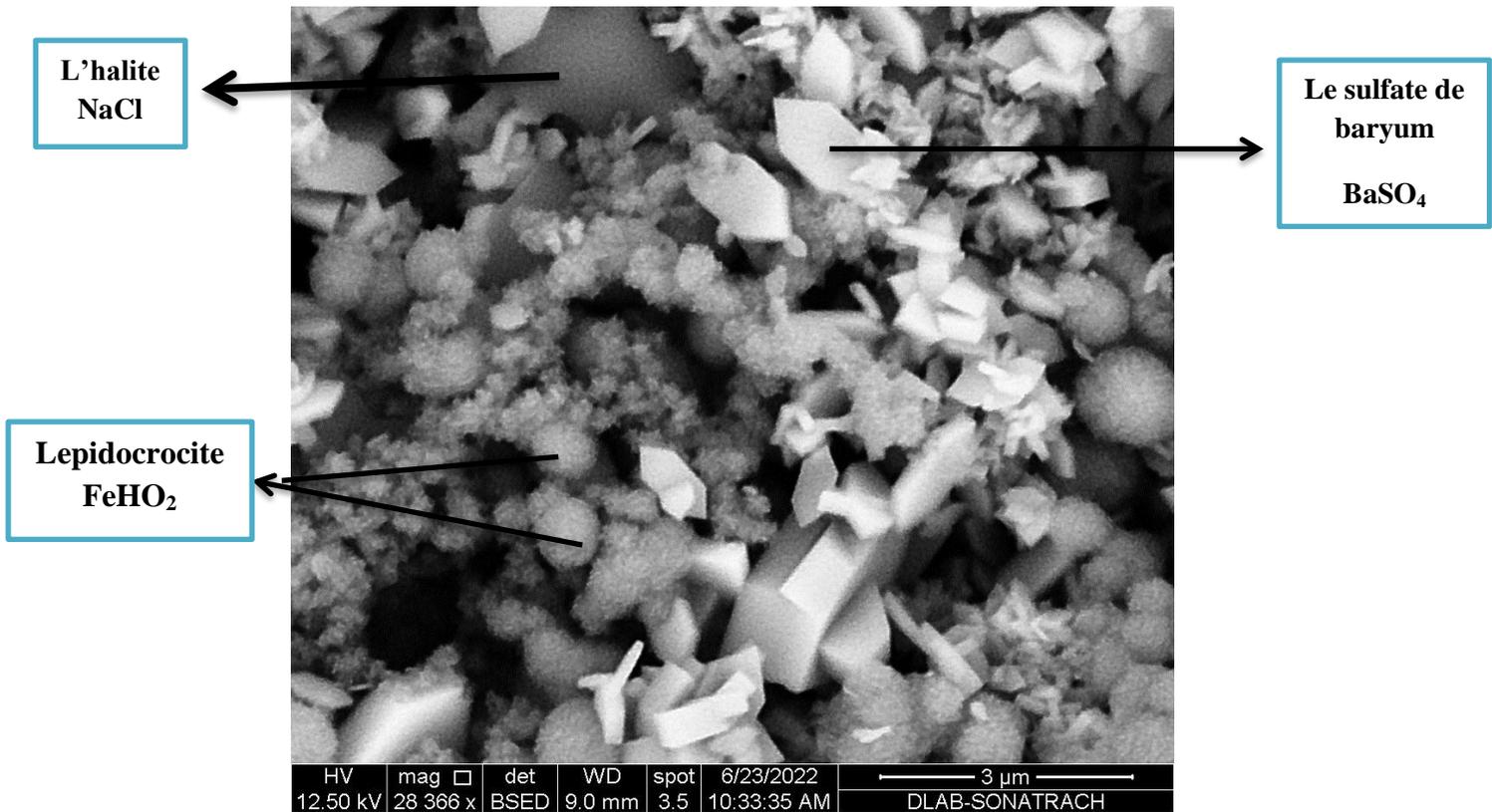


Figure III.5 : Zoom sur l'observation au MEB de papier filtre 10/90

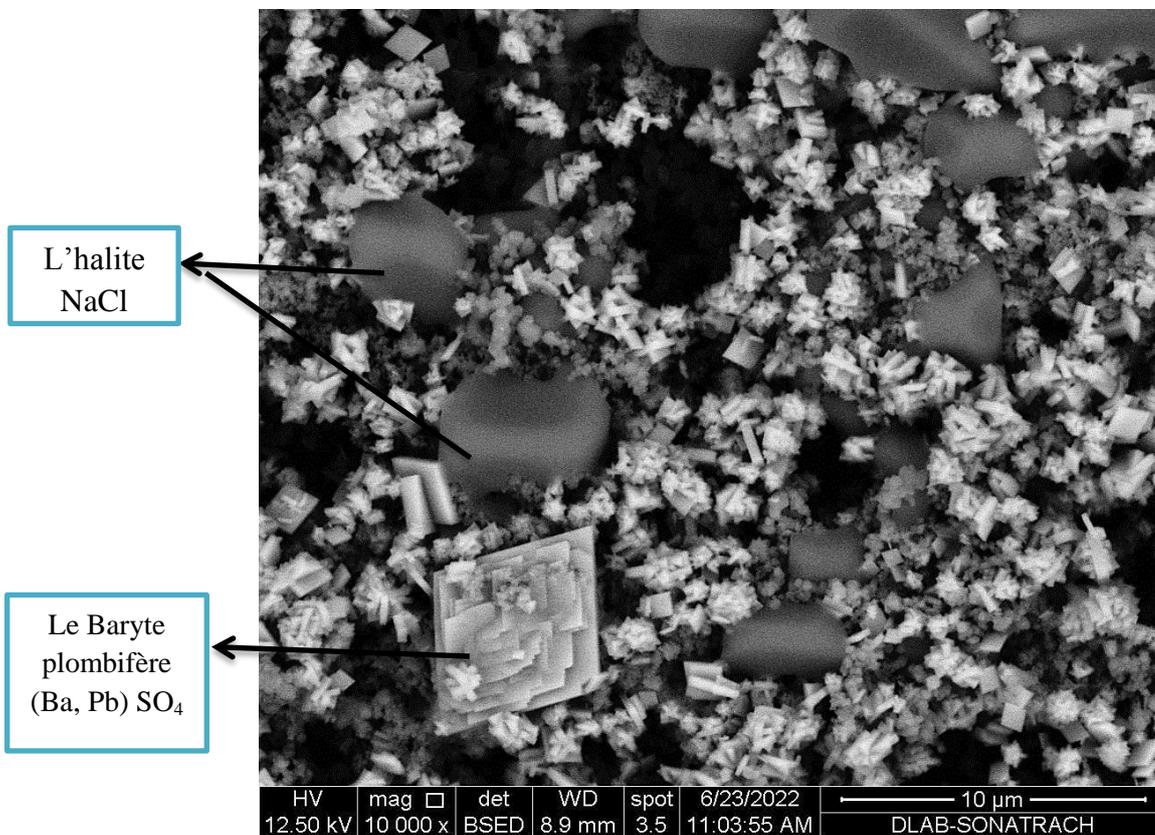


Figure III.6 : Zoom sur l'observation au MEB du papier filtre 90/10

Depuis les figures III.5 et III.6 on peut mieux visualiser la structure cristalline des molécules qui se trouve dans le dépôt des papiers filtres 10/90 et 90/10. Depuis le grossissement de la photo par le MEB on distinguera les trois composés qui sont les suivant :

- Le Baryte plombifère (Ba, Pb) SO<sub>4</sub> avec une structure cristalline hexagonale.
- Le Lepidocrocite FeHO<sub>2</sub> avec une structure sphérique.
- L'halite NaCl avec une structure lisse qui recouvre le sulfate de baryum BaSO<sub>4</sub>.

Les analyses EDAX-APEX révèlent la présence des ions présents dans les figures et les tableaux suivants :

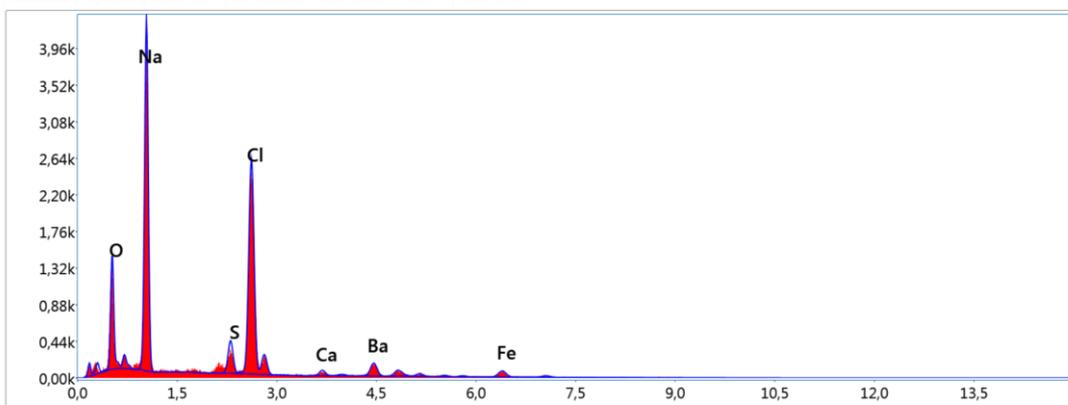


Figure III.7 : Spectre EDAX-APEX du dépôt du mélange 10/90

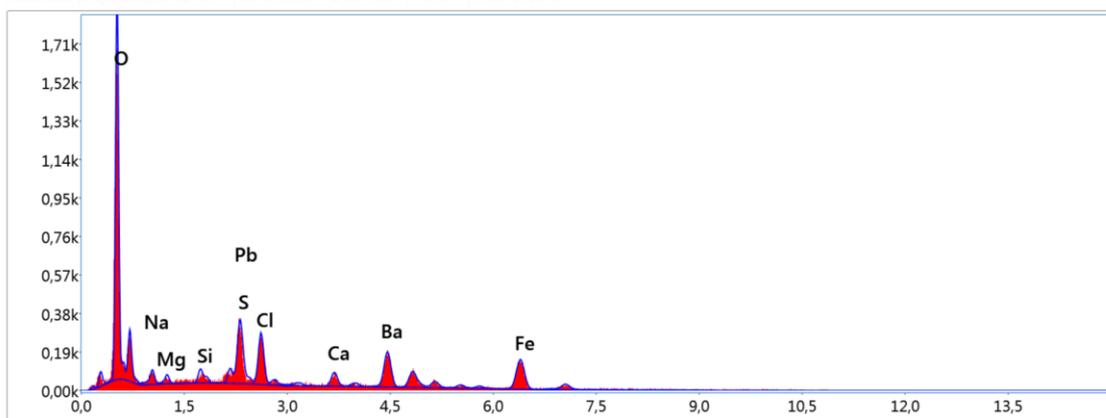


Figure III.8 : Spectre EDAX- APEX du dépôt du mélange 90/10

Tableau III-3 : Résultats quantitatifs intelligents du dépôt 10/90

Elément	% de masse	% atomique	Intensité totale	Erreur %
O K	12.58	23.08	78.18	10.38
NaK	32.91	42.00	289.01	7.29
S K	3.59	3.29	35.91	7.80
ClK	29.51	24.42	248.85	3.84
CaK	1.39	1.02	7.20	18.74
FeK	6.15	3.23	10.36	11.45
BaL	13.87	2.96	18.76	13.62

Tableau III-4 : Résultats quantitatifs intelligents du dépôt 90/10

Elément	% de masse	% atomique	Intensité totale	Erreur %
O K	25.74	58.30	191.79	8.96
NaK	1.18	1.86	5.94	28.97
MgK	0.67	1.00	5.11	26.71
SiK	0.94	1.22	9.43	17.99
S K	4.62	5.22	39.18	8.28
ClK	5.68	5.81	41.14	9.21
CaK	2.71	2.45	12.93	17.50
FeK	23.80	15.45	36.08	7.77
BaL	29.56	7.80	36.59	11.26
PbM	5.10	0.89	16.95	16.97

**III.6 Détermination de l'efficacité des anti-dépôts****III.6.1 Résultats d'étude d'efficacité des anti-dépôts**

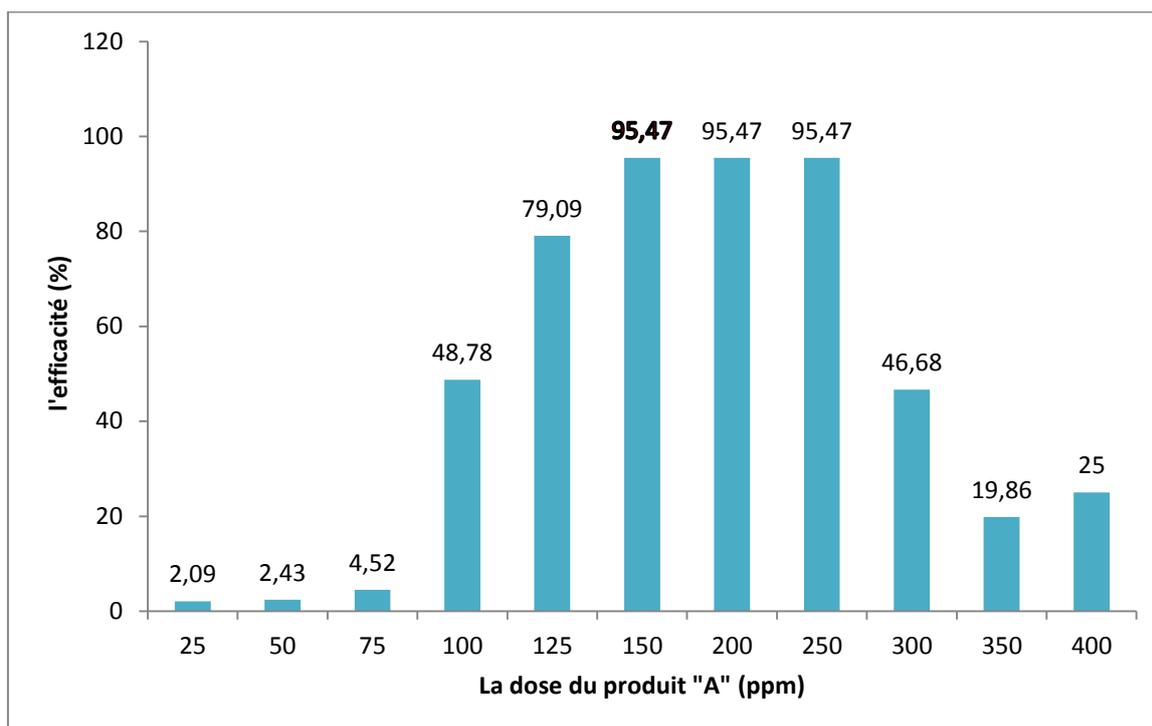
Pour inhiber la formation de dépôt, les inhibiteurs opèrent selon deux mécanismes différents; l'inhibition de la nucléation et le retardement de la croissance cristalline. Les inhibiteurs anti-dépôts sont testés sur le mélange à 50ml de l'eau V301 et 50ml de l'eau V302 avec l'ajout de dose progressive 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 gravimétrie et la turbidimétrie.

Les produits d'inhibiteurs de dépôt de la firme Nalco-Champion nommée « A » et celui de la firme BAKER HUGHES nommée « B » ont été testé sur le taux critique de mélange 50ml de l'eau V301 et 50ml de l'eau V302 où Les résultats de l'étude gravimétrique et de la turbidimétrie sont rassemblés dans des tableaux III 5 et représentés par des histogrammes sur la figure III.9.

Tableau III-5 : Résultats du test d'efficacité de l'anti dépôt "A"

Doses d'inhibiteur en (ppm)	Turbidité après 1 <sup>h</sup> (NTU)	efficacité (%)
Témoin (0)	287	-
25	281	2,09
50	280	2,43
75	274	4,52
100	147	48,78
125	60	79,09
<b>150</b>	<b>13</b>	<b>95,47</b>
200	13	95,47
250	13	95,47
300	153	46,68
350	230	19,86
400	262	25

Les mélanges des eaux conduisent à l'augmentation des valeurs de turbidité en fonction de la concentration de l'inhibiteur A. le mélange des eaux V302 et V301 contiennent des sels minéraux et des matières organiques naturelles qui entrent en interaction avec les molécules de A ce qui favorise l'augmentation des valeurs des turbidités avec l'augmentation de A. L'action inhibitrice de ce dernier est perceptible et on arrive à déterminer une efficacité de 95,47 % pour 150 ppm du produit.



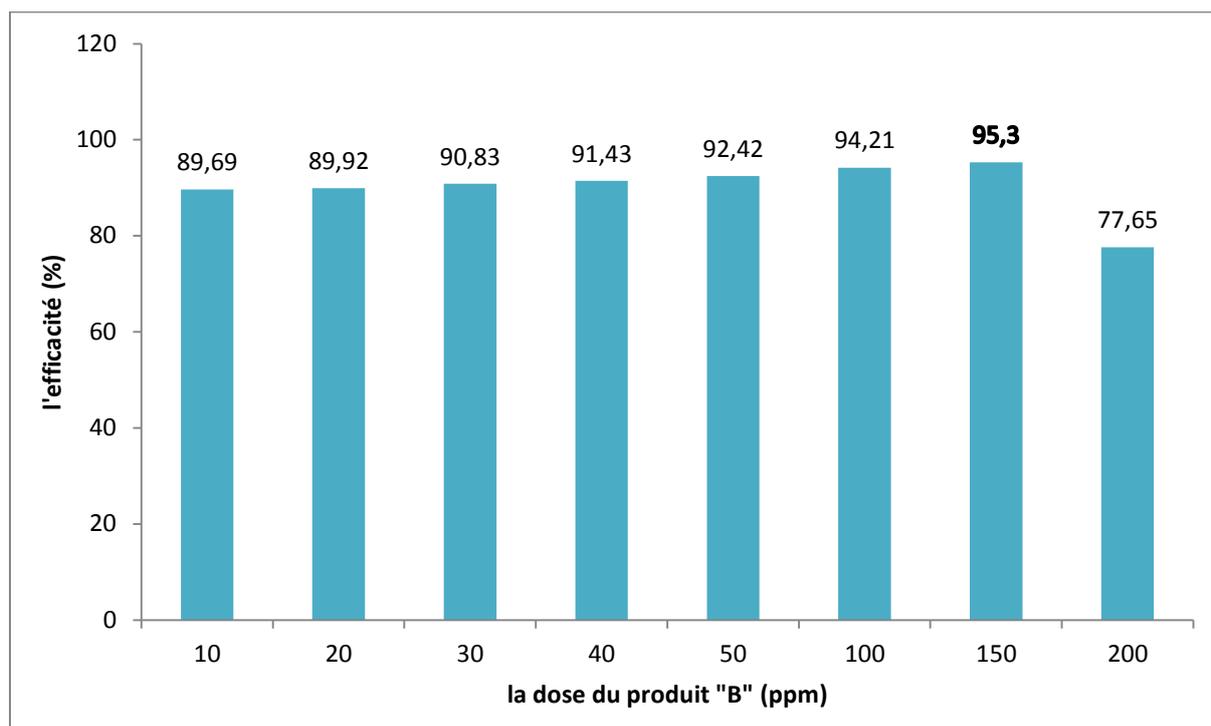
**Figure III.9** : La dose optimale du produit "A" dans le mélange des eaux V301 et V302

Suite aux résultats obtenus sur l'anti dépôt « A ». On remarque que son efficacité maximale est de 95,47%, après une heure d'agitation pour une dose de 150 ppm, sachant qu'à partir de la dose 150, 200 et 250 ppm la valeur de l'efficacité de l'anti dépôt « A » se stabilise.

Tableau III-6 : Résultats du test d'efficacité de l'anti dépôt "B" de la firme BAKER

<b>Mélange V301/V302</b>		
<b>Dose d'inhibiteur en (ppm)</b>	<b>Turbidité (NTU)</b>	<b>Efficacité (%)</b>
<b>Témoin (0)</b>	132	-
<b>10</b>	13.60	89.69
<b>20</b>	13.30	89.92
<b>30</b>	12.10	90.83
<b>40</b>	11.30	91.43
<b>50</b>	10.00	92.42
<b>100</b>	7.63	94.21
<b>150</b>	<b>6.20</b>	<b>95.30</b>
<b>200</b>	29.50	77.65

La présence de l'inhibiteur B dans la solution de mélange des eaux V301 et V302, diminue la quantité de dépôt de sulfate de baryum marquée par une diminution significative des valeurs des turbidités enregistrées. Ce qui donne une efficacité de 95,30% pour une dose de 150ppm de l'inhibiteur « B ». Ce poly-électrolyte agit sur les ions en solution et empêche leur précipitation. L'augmentation de la concentration en inhibiteur B, provoque une faible diminution de la turbidité, ce qui signifie qu'il inhibe partiellement la formation de particules de dépôt en solution.



**Figure III.10:** La dose optimale du produit « B » dans le mélange dans le mélange des eaux V301 et V302

On remarque que le produit 'B' est efficace à partir de la dose 30 ppm jusqu'à la dose 150 ppm. Enregistre une dose maximale de 95.30 % pour la dose de 150 ppm.

**Remarque :**

Les résultats des produits « A » et « B » sont très proches.

**III.7 Conclusion**

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

➤ **Analyses physico-chimiques**

- ✓ Les eaux du réservoir V301 sont très chargées en solides dissous aussi caractérisées par la présence des ions sulfate.
- ✓ Les eaux du réservoir V302 sont caractérisées par un pH acide et par la présence des ions baryum.

➤ **Études de compatibilité des eaux V301 et V302**

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

• **Dans les conditions de surface**

- ✓ L'eau de séparateur V301 est incompatible avec l'eau de séparateur V302
- ✓ Le poids maximal des dépôts qui peut se former est de: 270 mg/l.

➤ **Test d'efficacité**

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

- ✓ Le produit anti dépôts A de la firme Nalco Champion est efficace à 95,47% à une dose de traitement de 150 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 qui alimente le séparateur V302 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.

## *Conclusion Générale*

---

### **CONCLUSION GENERALE**

Actuellement, le dépôt de sulfate de baryum constitue un défi majeur dans la récupération tertiaire du pétrole par injection d'eau ainsi que les exploitations des champs gazier. Plusieurs techniques sont employées pour lutter contre la formation de ces dépôts et élucider les propriétés inhibitrices des substances utilisées dans les circuits d'injection et décrire leur mécanisme d'action sur les dépôts et les différents phénomènes se déroulant à l'interface métal/électrolyte.

L'objectif de ce travail est d'évaluer l'efficacité des agents qui empêchent l'accumulation de sulfate de baryum sur les surfaces métalliques et autres machines industrielles. Dans notre cas un bouchage des réservoirs V301 et V302 au niveau du champ d'Ohanet a été dû à l'incompatibilité du mélange des eaux de gisement de s'est dernier ce qui a mener à la formation des dépôts de sulfate de baryum.

La première partie de ce mémoire consiste tout d'abord à utiliser la technique gravimétrique pour étudier la formation et l'inhibition de dépôt de  $BaSO_4$ . L'incompatibilité des eaux d'injection et de gisement reproduites à partir de celles du site a été déterminée par la méthode gravimétrique. Les résultats obtenus montrent que l'eau de gisement V301 est trop chargée en ions  $SO_4^{2-}$  (150 mg/l) et une quantité considérable d'ions  $Na^+$  a été également détectée (9760 mg/l). Par ailleurs, cette eau ne présente aucune quantité en ions de baryum  $Ba^{2+}$  et  $Cl^-$ . Par contre, l'eau de gisement V302 présente une quantité de 290 mg/l d'ions de baryum  $Ba^{2+}$  et une quantité considérable d'ions  $Cl^-$  égale à 31907,76 mg/l et aucune trace de d'ions de sulfate  $SO_4^{2-}$  ou de  $Na^+$  a été relevée dans cette eau. Il est bien évidemment clair que ces eaux sont incompatibles, car leur mélange mène à une précipitation des sulfates de baryum et de chlorures de sodium sous forme de dépôts formées d'une eau V301 sulfatée et d'une eau V302 riche en baryum. Ce résultat est très néfaste pour le réservoir, car cela provoque le colmatage responsable de la corrosion des installations métalliques.

L'étude gravimétrique présentée dans la deuxième partie de ce manuscrit a permet de calculer le taux de précipité maximum formé par le mélange des eaux V301 et V302 correspond au rapport de 50/50, signalé comme une solution saturée en en sulfate de baryum. Les mesures supplémentaires révèlent que :

- l'eau produite du séparateur V301 et l'eau du V302 sont incompatible sur toute l'échelle des différent taux de mélange,

## *Conclusion Générale*

---

- la masse de dépôt obtenu augmente jusqu'à atteindre un maximum de 270 mg/l « le taux critique » pour un taux de mélange (50/50).

L'analyse de caractérisation de surface par diffraction des rayons X, confirme la présence de composé de sulfate de baryum à la surface du métal. Les observations par microscopie MEB montrent que le dépôt en surface est rigide et compact. Ces derniers ont bien montré l'existence principale des dépôts de sulfate de baryum nommée « Baryte plombifère (Ba, Pb) SO<sub>4</sub> » caractérisé par une structure cristalline hexagonale en seconde position et révèle la présence aussi de l'halite NaCl avec une structure lisse.

En présence des inhibiteurs de dépôt, les mesures de la turbidité suivie des analyses gravimétriques sur des solutions de mélange saturées (50/50) ont été effectuées. Les deux inhibiteurs A et B sont issus de la firme Nalco-Champion de la firme Baker Hughes, respectivement. Les résultats ont permis de déterminer l'effet de chaque inhibiteur sur la variation des turbidités des solutions et les quantités de dépôt formées. Les efficacités des inhibiteurs sont calculées à partir des valeurs des turbidités. Ainsi, il a été conclu que le produit anti dépôt « A » possèdent des propriétés inhibitrices plus performantes que l'anti dépôt « B ». D'après l'étude d'efficacité de ces derniers on note une efficacité de 95,47% à une dose de traitement de 150 ppm de la firme Nalco-Champion « A » contrairement à celui de la firme Baker Hughes « B » qui a une efficacité de 95,30% pour une dose de 150 ppm.

Au cours de ces travaux de ce mémoire, nous avons constatés que l'influence de certains ions autres que le Ba<sup>2+</sup> et SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> sur la formation de tartre de barite (BaSO<sub>4</sub>) est très importante. Il est recommandé de faire une étude détaillée sur ce sujet en examinant les toutes les conditions thermodynamiques défavorisant la formation des dépôts.

Il est aussi recommandé de :

- Faire un suivi de la composition chimique des eaux qui alimente le séparateur V302 afin de bien étudier la dose à injecter,
- Disposer des résultats des tests industriels pour pouvoir se prononcer définitivement sur l'efficacité et la dose des inhibiteurs à injecter dans les conditions réelles d'exploitation,
- Faire une étude de compatibilité dans les conditions de fond,
- Faire un test d'efficacité des produits dans les conditions de fond.

## *Références Bibliographiques*

## ***Références Bibliographiques***

1. Charlot, G. (1966). *Les méthodes de la chimie analytique: Analyse quantitative minérale* (pp. 747-747). Paris: Masson.
2. PEINADO, M. (1965, January). TRAITEMENT DES EAUX D'INJECTION POUR RECUPERATION SECONDAIRE. In *REVUE DE L'INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE ET ANNALES DES COMBUSTIBLES LIQUIDES* (Vol. 20, No. 2, p. 280). 27 RUE GINOUX, 75737 PARIS 15, FRANCE: EDITIONS TECHNIP.
3. J, NOUGARO. (1964) . Le forage rotary. Edition Technique pétrolière. p. 204 . ISBN-13 :978-2710800682.
4. Ogé, F. Eléments pour servir à l'histoire et à la géographie industrielles de la Région Aquitaine.
5. Houck, O. A. (2015). The reckoning: oil and gas development in the Louisiana coastal zone. *Tulane Environmental Law Journal*, 185-296.
6. Szezuka, J. (2005). Forage dirigé Ingénierie et méthodes. *ENSPM, Juin*.
7. Gravier, J. F. (1900). *Propriétés des fluides de gisements* (Vol. 2). Editions Technip.
8. PRODUCTION, EXPLORATION &. Le processus, les produits chimiques. Cours EXP-PR-PR060 Révision 0.1. Tota.
9. Gelb, A., & Grasmann, S. (2009). Déjouer la malédiction pétrolière. *Afrique contemporaine*, (1), 87-135.
10. BOUAYAD, K, MAMECHE. Etude De La formation De Dépôts Au Niveau Des Filtres De L'unité De Traitement Des Gaz Associés (UTGA) A Tin Fouye Tabankourt (TFT).
11. Khadraoui, S. (2011). Synthèse d'un inhibiteur de dépôts à base d'acide acrylique, et le sel correspondant utilise dans les eaux saumâtres.
12. Frahtia, S., & Nezzar, S. (2016). Etude de la Qualité physico-chimique et bactériologique des eaux souterraines des trois communes:-Bir Chohada, Souk Naamane et Ouled Zouai-(W D'OEB).

13. 9 avril, (2009). La gestion de l'eau. Amélioration du système production de TFT-Ordovicien. s.l. : Sonatrach CRD, .
14. Yuan, M. D., & Todd, A. C. (1991). Prediction of sulfate scaling tendency in oilfield operations. *SPE production engineering*, 6(01), 63-72.
15. Meddahi, K. (2014). Contribution à l'étude de l'incompatibilité entre un inhibiteur de corrosion et un inhibiteur de dépôt.
16. Meddahi, K. (2014). Contribution à l'étude de l'incompatibilité entre un inhibiteur de corrosion et un inhibiteur de dépôt.
17. ABID.,N . S.,& KERKOUUD .(2008). Etude de la compatibilité des eaux degisement et celle d'injection dans le champ de Zarzaitine de la région de Ain Amenas. Ouargla : Mémoire de master, université Kasdi Merbah,.
18. Boukelmoune Omar Et Isslem, Bouanoune Sara, Tamma Sabrina,(2017). optimisation de dessalage et inhibition des dépôts de sulfate de baryum dans le champ HGA. université de Ouargle : mémoire master production,.
19. IORDACHESEO,M .(1970). Dépôts cristallins dans la production du pétrole. s.l. : Revue IFP, . Vol 25, N°56.
20. Anouar, BENCHAA Abderrahmane et Oubira , (2017). étude de problème des asphaltènes caractérisant dans la zone 1(champ de Hassi Messaoud). s.l. : mémoire master 2, .
21. Moureau, M., Brace, G., & Sevadjian, G. (2011). *Dictionary of Drilling and Boreholes. English-French, French-English: Dictionnaire du forage et des puits. Anglais-Français, Français-Anglais*. Editions Technip.
22. SALHI, K ,(1992). "Etude de l'influence de la force ionique et la température sur la solubilité de CaSO<sub>4</sub>, SrSO<sub>4</sub> et BaSO<sub>4</sub>" Mémoire d'ingénieur I.N.H.C. s.l. : Université M'Hamed Bougara - Boumerdés.
23. Yuan, M., Todd, A. C., & Sorbie, K. S. (1994). Sulphate scale precipitation arising from seawater injection: a prediction study. *Marine and Petroleum Geology*, 11(1), 24-30.

- 24.(1970),. problème de production lié à la formation des dépôts de sel Hassi Massoud , étude préventive de la disposition du sulfate de baryum au niveau du champs Zaraitine région d'AIN AMENAS .
25. Lea, J. F., & Nickens, H. V. (2004). Solving gas-well liquid-loading problems. *Journal of Petroleum Technology*, 56(04), 30-36.
26. Moghadasi, J., Jamialahmadi, M., Müller-Steinhagen, H., & Sharif, A. (2004, February). Formation damage due to scale formation in porous media resulting from water injection. In *SPE international symposium and exhibition on formation damage control*. OnePetro.
27. Rosmalen, G. M. V. (1981). *Scale prevention: study on the crystallization of calcium sulfate and barium sulfate with and without inhibitors* (Doctoral dissertation, Technische Hogeschool Delft).
28. L'I.F.P, (1992).revue d'application to developement of treatment to inhibition disposition of bayrum sulfate Vol, 4.N°5.
29. CHEROUANA, S., & CHEMINI, R. CARACTERISATION DU CATALYSEUR PLATINE-RHENIUM/ALUMINE DE LA RAFFINERIE D'ARZEW. *Revue de l'Algerian Petroleum Institute*, 17.
- 30.KHELEFLI,K.,(2014). Etude de fracturation en vue d'une optimisation de production dans le réservoir Quartzites de Hamra dans le champ du Hassi Terfa (Algérie). s.l. : Mémoire de Master en Géologie, Option : Géologie pétrolière. Université Kasdi Merbah Ouargla, Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelable et sciences de la terre .
31. RONDON VILATTE,C. Etude des mécanismes de libération d'actifs nano-dispersés, Application au traitement de puits. s.l. : Université bordeaux I, école doctorale des sciences chimiques.
32. Sorbie, K. S., & Mackay, E. J. (2000). Mixing of injected, connate and aquifer brines in waterflooding and its relevance to oilfield scaling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 27(1-2), 85-106.
33. Messaoudene, N. (1990). *Etude de la formation et de l'inhibition des dépôts de sulfate de baryum dans les champs pétroliers: application au champ algérien de Tin Fouyé Tabankort* (Doctoral dissertation, Toulouse, INPT).

34. Kacem.F. (1993) Influence De La Température Sur L'activité Des Catalyseurs . s.l. : Mémoire INHC.
35. Hennessy, A. J. B., & Graham, G. M. (2002). The effect of additives on the co-crystallisation of calcium with barium sulphate. *Journal of crystal growth*, 237, 2153-2159.
36. Boufous, S., de Rome, L., Senserrick, T., & Ivers, R. (2012). Risk factors for severe injury in cyclists involved in traffic crashes in Victoria, Australia. *Accident Analysis & Prevention*, 49, 404-409.
37. Feinberg, M. E., & Kan, M. L. (2008). Establishing family foundations: intervention effects on coparenting, parent/infant well-being, and parent-child relations. *Journal of Family Psychology*, 22(2), 253.
38. Dyer, S. J., & Graham, G. M. (2003). Thermal stability of generic barium sulphate scale inhibitor species under static and dynamic conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 37(3-4), 171-181.
39. Graham, G. M., Boak, L. S., & Sorbie, K. S. (1997, February). The influence of formation calcium on the effectiveness of generically different barium sulphate oilfield scale inhibitors. In *International Symposium on Oilfield Chemistry*. OnePetro.
40. Caractérisation d'un inhibiteur de dépôt de BaSO<sub>4</sub> rencontré dans les circuits d'albien à l'organisation d'HOURHOUD.
41. Jones, F., Oliviera, A., Parkinson, G. M., Rohl, A. L., Stanley, A., & Upson, T. (2004). The effect of calcium ions on the precipitation of barium sulphate 1: calcium ions in the absence of organic additives. *Journal of crystal growth*, 262(1-4), 572-580.
42. Boukerdoune.M, Kacimi.I., (2007/2008).caractérisation d'un anti dépôt dans un puits pétrolier de champ de Tin Fouyé Tabankort. s.l. : mémoire DEUA,.
43. N, BENMANSOUR., (2015). Contrôle de qualité d'un antiseptique de fabrication locale vendu en pharmacie l'eau de Dakin. s.l. : Mémoire de master en chimie. Université Abou Bekr Belkaid, Tlemcen. Faculté des Sciences, département de Chimie.
44. Mbodji, M. (2013). *Conception et dimensionnement de réacteurs-échangeurs microstructurés pour la production de gaz de synthèse par vaporeformage du méthane* (Doctoral dissertation, Université de Lorraine).

45. Heuraux, C. (2011). Electricity in Africa or the continent of paradoxes.
46. Le guide pratique du gaz naturel. antargaz. [En ligne] <http://www.antargaz.fr>.
47. (1970). problème de production lié à la formation des dépôts de sel Hassi Massoud « étude préventive de la disposition du sulfate de baryum au niveau du champs Zaraitine région d'AIN AMENAS ».
48. J, R, Gevecker, 1976. Proceeding Of The Annual Southwest Petroleum Short Course. s.l. : Lubbock, TX,. vol23.
49. Khadraoui, S. (2011). Synthèse d'un inhibiteur de dépôts à base d'acide acrylique, et le sel correspondant utilise dans les eaux saumâtres.

## **Résumé**

L'objectif de ce travail est de déterminer l'efficacité d'inhibiteurs de dépôts de Sulfate de Baryum sur des surfaces métalliques. Ce type de dépôts survient, particulièrement, dans la récupération assistée des hydrocarbures par injection d'eau douce. Des mesures gravimétriques sur les dépôts obtenus à partir de mélanges d'eaux incompatibles, formées d'une eau d'injection sulfatée et d'une eau de gisement riche en baryum, ont été effectuées. Elles ont permis d'étudier d'une manière quantitative les dépôts constitués en solution et leur inhibition. Les analyses de la diffraction aux rayons X des dépôts, suggèrent qu'ils sont constitués principalement de Sulfate de Baryum. Pour la partie inhibition des dépôts, l'étude a été consacrée à l'évaluation du pouvoir inhibiteur de deux type de composés A et B. Il a été constaté que l'inhibiteur A est plus performant que l'inhibiteur B.

**Mots clés :** *Sulfate de baryum, eau incompatible, eau d'injection, eau de gisement, méthode gravimétrique.*

## **المخلص**

الهدف من هذا العمل هو تحديد فعالية مثبطات إيداع كبريتات الباريوم على الأسطح المعدنية. يحدث هذا النوع من الرواسب خصوصاً ، في الاسترداد المعزز للهيدروكربونات عن طريق حقن المياه العذبة. تم إجراء القياسات الوزنية على الرواسب التي تم الحصول عليها من مخاليط المياه غير المتوافقة ، والتي تتكون من ماء الحقن بالكبريتات ومياه الترسيب الغنية بالباريوم. لقد جعلوا من الممكن دراسة الرواسب المتكونة في المحلول بشكل كمي و تثبيطها. تشير تحليلات حيود الأشعة السينية للرواسب إلى أنها تتكون أساساً من كبريتات الباريوم. بالنسبة لجزء تثبيط الترسيبات ، خصصت الدراسة لتقييم القوة المثبطة لنوعين من المركبات A و B. و قد وجد أن المانع A أكثر كفاءة من المانع B.

**الكلمات المفتاحية:** *كبريتات الباريوم ، الماء غير المتوافق ، ماء الحقن ، ماء الخزان ، الطريقة الجاذبية.*

## **Abstract**

The objective of this work is to determine the effectiveness of barium sulfate deposition inhibitors on metal surfaces. This type of deposition occurs, particularly, in enhanced hydrocarbon recovery by freshwater injection. Measures gravimetric measurements on deposits obtained from mixtures of incompatible waters, consisting of sulphated injection water and deposit water rich in barium, were carried out. They made it possible to study in a quantitative manner the deposits formed in solution and their inhibition. X-ray diffraction analyzes of the deposits conclude that they consist mainly of Barium sulfate. For the deposit inhibition part, the study was devoted to the evaluation of the inhibitory power of two types of compounds A and B. Inhibitor A was found to be more effective than inhibitor B.

**Keywords:** *Barium sulphate, incompatible water, injection water, reservoir water, gravimetric method.*