

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



**Faculté des Sciences - Département de Chimie**

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

**Domaine :** Science de la Matière

**Filière :** Chimie

**Option :** Chimie analytique

**Présenté par :**

**MEKKIRI Imane**

**ASKELOU Amina**

**-THEME-**

**Étude théorique de l'efficacité des inhibiteurs sur les formations des dépôts de  
Sulfate de Baryum dans la région IN AMINAS**

**Soutenu le 26 / 09 / 2020 devant le jury composé de :**

<b>Mr. AMRANI Moussa</b>	<b>Professeur</b>	<b>U.M.B.B</b>	<b>Président</b>
<b>Mme. BOUDIEB Naima</b>	<b>MCB</b>	<b>U.M.B.B</b>	<b>Examinatrice</b>
<b>Mme. GHEMMIT Naima</b>	<b>MCA</b>	<b>U.M.B.B</b>	<b>Promotrice</b>

# REMERCIEMENTS

*Nous remercions tout d'abord Dieu le tout puissant de nous avoir donné le courage, la patience et la volonté pour effectuer ce travail.*

*Les mots ne sont pas assez forts pour exprimer notre profonde reconnaissance à tous ceux qui nous ont aidés à réaliser ce travail.*

*Nous tenons à remercier les personnes qui nous ont consacré beaucoup de leur temps à notre formation.*

*En particulier à :*

***Madame GHEMMIT Naima** notre promotrice, pour sa qualité d'encadrement, et sa disponibilité, qu'elle trouve ici l'expression de notre profonde reconnaissance.*

*À l'ensemble des membres de jury, qui nous ont fait honneur, en acceptant d'examiner ce travail.*

***Monsieur AMRANI** présidente du jury, et à **Madame BOUDIEB** examinatrice.*

*En fin, je tiens à remercier toutes les personnes ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.*

*Merci*

## **DEDICACE**

*Je dédie ce mémoire à toutes les personnes chères à mon cœur.  
Qu'elles trouvent en ce travail l'expression de toute ma gratitude et  
mon amour.*

*A mes chers **parents**, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur  
tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études,*

*A mes chères sœurs **Zineb & Meriem** pour leurs encouragements  
permanents, et leur soutien moral,*

*A mes chers frères, **Mohamed & Marouan**, pour leur appui et leur  
encouragement,*

*A toute ma famille pour leur soutien tout au long de mon parcours  
universitaire,*

*Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le  
fruit de votre soutien infailible,  
Merci d'être toujours là pour moi*

***Imane.***

*Pour chaque début il y'a une fin, et ce qui beau dans toute*

*Fin c'est la réussite et l'atteinte*

*Je dédie ce modeste travail :*

*A ceux qui m'ont encouragé le long de mes études et soutenue*

*Pendant les moments les plus difficiles durant toute ma vie*

*Mon très cher père et ma très chère mère*

*Que le dieu me les protège et me les garde*

*Mon mari*

*Ma sœur*

*A ceux que j'aime et respecte infiniment*

*Le jour est venu pour leur dire Mercie*

*A tous mes oncles et toutes mes tantes et mes cousins*

*A toutes mes amies*

***Amina.***



*Liste des abréviations*

## Liste des abréviations

**SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>** : Ion Sulfate

**Ba<sup>2+</sup>** : Ion Baryum

**Sr<sup>2+</sup>** : Ion Strontium

**Ca<sup>2+</sup>** : Ion Calcium

**BaSO<sub>4</sub>** : Sulfate de baryum

**FeS** : Sulfate de fer

**H<sub>2</sub>S** : Sulfure d'hydrogène

**CO<sub>2</sub>** : dioxyde de carbone

**TFT** : Tin Fouyé Tabankort

**CaCO<sub>3</sub>** : Carbonate de calcium

**CaSO<sub>4</sub>** : Sulfate de calcium

**SrSO<sub>4</sub>** : Sulfate de strontium

**FeCO<sub>3</sub>** : Carbonate de fer

**Fe(OH)<sub>3</sub>** : Hydroxyde de fer

**NaCl** : Chlorure de sodium

**C<sub>x</sub>** : Cation de valence x

**A<sub>y-</sub>** : Anion de valence y

**K<sub>sp</sub>** : Produit de solubilité

**K<sub>Ba-EDTA</sub>** : constante d'équilibre

**Φ** : Duré de saturation

**C<sub>sel</sub>** : Concentration de sel

**C<sub>Psel</sub>** : Concentration de sel à l'équilibre thermodynamique

**SI** : Indice de saturation

**S** : Sursaturation

**s** : solubilité

**SR** : Taux de saturation

**[Ba<sup>2+</sup>]<sub>0</sub>** : Concentration initiale d'ion baryum

**[SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>]<sub>0</sub>** : Concentration initiale de l'ion sulfate

**NaH<sub>2</sub>AsO<sub>4</sub>** : Dihydrogène arsenate

**H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>** : Acide sulfurique

**CMI** : Concentration minimale d'inhibition

**BaCl<sub>2</sub>** : Chlorure de baryum

**Cl<sup>-</sup>** : Ion Chlorure

**H<sup>+</sup>** : Proton

**XO<sub>4</sub><sup>n-</sup>** : Oxo-anion

**Zn<sup>2+</sup>** : Ion Zinc

**EDTA** : Acide éthylène diamine tétra acétique

**Mg<sup>2+</sup>** : Ion Magnésium

**Fe<sup>2+</sup>** : Ion Fer II

**Fe<sup>3+</sup>** : Ion Fer III



*Liste des figures*



## Liste des figures

Figure II.1 : Dépôt de carbonate de calcium ( $\text{CaCO}_3$ ). .....	9
Figure II.2 : Dépôt de sulfates de Calcium ( $\text{CaSO}_4$ ). .....	9
Figure II.3 : Sulfate de strontium ( $\text{SrSO}_4$ ). .....	10
Figure II.4 : Dépôts des composés ferreux. ....	10
Figure II.5 : Dépôt de Tétr oxyde de trifer. ....	11
Figure II.6 : Dépôts de Chlorure de sodium ( $\text{NaCl}$ ). .....	11
Figure II.7 : Dépôt de sulfate de baryum ( $\text{BaSO}_4$ ). .....	12
Figure II.8: Poudre blanche de sulfate de baryum. ....	14
Figure II.9 : Structure cristalline du sulfate de baryum. ....	15
Figure II.10 : Les emplacements possibles de déposition $\text{BaSO}_4$ .....	19



*Liste des tableaux*

## Liste des tableaux

Tableau I.1 : Caractérisation de la composition de l'eau de gisement.....	5
Tableau I.2 : Les différents types d'eaux de gisements .....	6
Tableau II.3 : Résultats des analyses des compositions chimiques de l'eau d'injection et de l'eau de formation de « Tin Fouyé Tabankort TFT ». ....	7
Tableau II.4 : Les caractéristiques physico-chimique des eaux réelles. ....	7
Tableau II.5 : Solubilité du sulfate de baryum en fonction de température.....	16



# *Sommaire*

---

# Sommaire

Liste des abréviations

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction

## **Chapitre I : Généralités sur le pétrole et les eaux dans les champs pétroliers**

I.1 Définition de pétrole .....	2
I.2 Récupération du pétrole .....	2
I.2.1 Récupération primaire.....	2
I.2.2 Récupération secondaire .....	2
I.2.3 Récupération tertiaire.....	3
I.3 Les eaux dans les champs pétroliers .....	3
I.3.1 Eaux d'injection.....	3
I.3.1.1 Le choix de l'eau d'injection .....	3
I.3.1.2 Les cas d'injection de l'eau .....	4
I.3.1.3 Les sources d'eau d'injection .....	4
I.3.2 Eaux de gisement.....	5
I.3.2.1 Définition.....	5
I.3.2.2 Les caractéristiques de l'eau de gisement.....	5
I.3.2.3 Les différents types d'eaux de gisements .....	6

## **Chapitre II : Les dépôts rencontrés dans les champs pétroliers Algériens**

II.1. Les dépôts.....	8
II.2. Les types des dépôts .....	8
II.2.1. Carbonate de calcium (CaCO <sub>3</sub> ).....	8

---

II.2.2 Sulfate de Calcium ( $\text{CaSO}_4$ ).....	9
II.2.3. Sulfate de strontium ( $\text{SrSO}_4$ ).....	9
II.2.4. Les composés ferreux ( $\text{FeS}$ , $\text{FeCO}_3$ , $\text{Fe}(\text{OH})_3$ ).....	10
II.2.5. Chlorure de sodium ( $\text{NaCl}$ ) .....	11
II.2.6. Sulfate de Baryum ( $\text{BaSO}_4$ ) .....	12
II.3. Déposition et traitement des sulfates de baryum.....	13
II.3.1 Introduction .....	13
II.3.2. Origine des sulfates de baryum .....	13
II.3.3. Caractéristiques des sulfates de baryum.....	14
II.3.3.1. Propriétés physico-chimiques du sulfate de baryum.....	14
II.3.3.2. Structure cristalline du sulfate de baryum.....	14
II.3.3.3. Solubilité du $\text{BaSO}_4$ .....	15
a. Lois de solubilité .....	16
b. Produit de solubilité .....	17
II.3.3.4. Taux de saturation .....	17
II.3.3.5. Etapes de formation de dépôts sulfate de baryum.....	18
a. Période de germination.....	18
b. Période de croissance cristalline .....	18
II.3.3.6. Localisation des dépôts de sulfate baryum.....	18
II.3.3.7. Principales causes de formation des dépôts.....	19
a. Chute de pression .....	19
b. Changement de température.....	19
c. Changement des caractéristiques minérales .....	20
d. Mélange des eaux incompatibles .....	20
II.3.4. Conséquences de la formation de dépôt dans les champs pétroliers .....	20

## Chapitre III : Les inhibiteurs de dépôts

III.1. Définition d'inhibiteur .....	21
III.2. Traitement par inhibiteur.....	21
III.3. Propriétés des inhibiteurs de dépôts.....	22

---

III.4. Rôle des inhibiteurs.....	22
III.5. Types des inhibiteurs.....	22
III.6. Factures influençant la performance des inhibiteurs de dépôts .....	23
III.7. Influence d'inhibiteur de corrosion en présence de dépôts.....	24
III.8. Etude de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts.....	24

Conclusion

Références bibliographiques



# ***Introduction***



## Introduction

La demande mondiale en énergie augmente d'une année à une autre surtout sous l'effet de la croissance économique et démographique. Ce qui a entraîné le monde à être presque complètement dépendant de la première source d'énergie qui est le pétrole. Le pétrole demeure la principale matière première, dominante de toute l'industrie notamment la pétrochimie, le transport, l'industrie pharmaceutique, les cosmétiques, les matières plastiques et les peintures. [1]

Dans le champ pétrolier, la production de pétrole est exposée à des nombreux problèmes au fil du temps à cause de la déplétion naturelle ou à la suite d'un éventuel endommagement de la couche productrice aux abords et intérieur du puits qui provoque la diminution de la productivité du puits ; parmi ces problèmes est la précipitation de dépôts organique (asphaltènes, résines, paraffines, cires...etc.) et dépôts minéraux (carbonates et sulfates).

La récupération secondaire dans le champ **IN AMENAS** est assistée par l'injection d'eau pour le maintien de pression de gisement et dissoudre les sels provoquant des dépôts sur les parois au fond du puits.

L'eau utilisée pour cette opération est soustraite de la nappe Albienne à une certaine profondeur à travers des puits producteurs d'eau, cette eau injectée riche en anions sulfate ( $\text{SO}_4^{2-}$ ) et l'eau de gisements riches en cations alcalino-terreux (baryum  $\text{Ba}^{2+}$ , strontium  $\text{Sr}^{2+}$ ) donc l'incompatibilité entre ces eaux provoque des dépôts de sulfate de baryum  $\text{BaSO}_4$  au niveau de la roche réservoir, des alentours des puits, la colonne de production et les installations de surface.

L'objectif de notre travail est d'étudier les méthodes de traitement des dépôts de sulfates de baryum dans le champ d'IN AMENAS.

Afin de mieux positionner le sujet de ce mémoire, La première partie est consacrée à une étude bibliographique qui concerne les chapitres suivants : les chapitres I et II s'articulent sur des généralités sur le pétrole et les eaux dans les champs pétrolières.

Dans le troisième chapitre nous situons les dépôts rencontrés dans les champs pétroliers algériens et nous présentons les dépôts de sulfate de baryum, solubilité et les conditions de leur formation ainsi nous décrivons les principales méthodes de traitement de  $\text{BaSO}_4$  curatives et préventives.

Nous terminerons notre présentation par une conclusion générale qui sera suivie de référence bibliographique

# *Chapitre I*

*Généralités sur le  
pétrole et les eaux dans  
les champs pétroliers*

# Chapitre I : Généralités sur le pétrole et les eaux dans les champs pétroliers

## I.1 Définition de pétrole

Le pétrole brut est un liquide noir, quelques fois à reflets verdâtres qui contient généralement des composés organiques et souvent des traces des composés oxygénés; azotés et soufrés à l'état de combinaison organique. Généralement plus légère que l'eau, sa densité variée entre 0,7 et 0,9. Il est plus ou moins fluide suivant son origine et son odeur est habituellement forte et caractéristique. Il provient de la décomposition d'organismes au fond des océans et des lacs. [2].

## I.2 Récupération du pétrole

Le pétrole est un liquide visqueux, ce qui signifie qu'il s'écoule difficilement; en général sa récupération se fait en deux étapes comme il est mentionné dans ce qui suit :

### I.2.1 Récupération primaire

Un gisement pétrolier est en équilibre à la pression de fond, qui peut atteindre plusieurs centaines de bars au début de vie du puits. Le pétrole parvient spontanément à la surface.

Propulsé par plusieurs facteurs qui peuvent éventuellement se cumuler, mais qui faiblissent rapidement. Cette période est appelée 'récupération primaire', et ne permet d'obtenir selon les cas, qu'à 5% du 40% de pétrole en place.

### I.2.2 Récupération secondaire

Elle consiste à injecter de l'eau ou d'autres (gaz) pour provoquer la propulsion du pétrole hors des puits. Ce procédé permet une récupération additionnelle variant entre 15 à 20%.

L'eau utilisée pour la récupération secondaire est appelée 'eau d'injection' elle peut être tirée de diverses sources dont les rivières, les lacs....

### **I.2.3 Récupération tertiaire**

Les techniques de récupération tertiaire visent à pousser plus efficacement le brut vers les puits de production. Cette technique permet également d'augmenter la fluidité du pétrole qu'on cherche à récupérer, ou au contraire, de diminuer la perméabilité de certaines couches du sous-sol dont les caractéristiques nuisent à un balayage efficace du réservoir. Ce sont des procédés qui sont généralement mis en œuvre dans les dernières phases de vie d'un gisement. [3].

## **I.3 Les eaux dans les champs pétroliers**

Le phénomène de précipitation des dépôts dans les champs pétroliers provient de deux éléments essentiels, l'eau de gisement et l'eau d'injection. [4]

### **I.3.1 Eaux d'injection**

L'injection de l'eau dans les réservoirs est la méthode la plus employée dans la récupération du pétrole.

Une eau d'injection peut typiquement contenir :

- Des particules en suspension :
  - Minérales : argiles, silice, différents précipités minéraux de calcium, sulfate et de fer, notamment résidus de corrosion bactérienne comme le FeS, etc...
  - Organiques : émulsion résiduelles, bactéries....
- Des sels dissous de différentes natures;
- Des métaux lourds;
- Des produits organiques dissous;
- Des hydrocarbures, notamment le phénol et le naphthalène.

#### **I.3.1.1 Le choix de l'eau d'injection**

Le choix de l'eau comme agent de balayage s'explique par :

- Son faible cout, vu le faible prix de vente du brut comparativement aux autres matières primaires;
- Sa disponibilité en volumes suffisants;
- Son efficacité de déplacement de l'huile : de 20 à 80% selon son degré de capillarité;
- De mouillabilité à l'eau et de l'hétérogénéité de la roche réservoir.

### I.3.1.2 Les cas d'injection de l'eau

L'injection d'eau sera le plus souvent décidée dans les cas suivants :

Gisement d'huile peu perméable ou de grande dimension (écart de pression très important); gisement d'huile de configuration géométrique telle que les entrées d'eau, laissent des zones importantes non balayées. [5]

### I.3.1.3 Les sources d'eau d'injection

L'eau d'injection se trouve dans les différentes sources suivantes :

- Les eaux de surface : les eaux superficielles peuvent être captées dans une rivière ou un lac et elles offrent l'avantage d'être disponibles facilement et à des débits élevés. Cependant, elles présentent l'inconvénient de contenir de grandes quantités d'oxygènes, beaucoup de matières solides en suspension (sables, produits animaux et végétaux et des bactéries), donc un risque de colmatage des filtres des puits injecteurs et la corrosion bactérienne des tubes.[5]
- Nappe d'eau de faible profondeur (à quelques dizaines de mètres) : Il s'agit de la nappe phréatique, qui offre l'avantage de contenir une faible teneur en oxygène et en matière en suspension mais la présence des composés tels que :  $H_2S$ ,  $CO_2$  dissous, des bactéries et des hydroxydes de fer, dans cette eau peut engendrer de grands problèmes de corrosion et de colmatage. [5]
- Aquifères régionaux : Cette source d'eau est généralement la plus utilisée et la meilleure, à cause de sa faible teneur en oxygène et en matière en suspension (pratiquement nulle). Néanmoins, cette eau contient souvent des gaz dissous ( $H_2S$  et  $CO_2$ ) et des bactéries anaérobies réductrices de sulfates qu'il faut se préoccuper d'éliminer avant d'être injectée. [5]
- Les eaux de mer : L'eau de mer est utilisée dans le cas offshore. Cette eau est généralement très corrosive et exige un traitement qui réduit l'attaque des équipements métalliques. [6]

## I.3.2 Eaux de gisement

### I.3.2.1 Définition

L'appellation de l'eau de gisement est attribuée au nom de la couche géologique dans laquelle elle se trouve. A titre d'exemple celle de Tin Fouyé Tabankort (TFT) est appelée (Ordovicien) et celle de IN AMENAS cambrien. L'eau de gisement accompagne le pétrole brut dans le gisement, elle provient soit de l'aquifère qui se trouve à la base des gisements pétrolifères, soit de la roche magasin qui est généralement très chargée en sels jusqu'à saturation; le sel prédominant est le chlorure de sodium, mais il est toujours accompagné de qualités variable de sel de calcium, potassium, magnésium, carbonates, bicarbonates chlorures. etc. [7]

En effet, l'eau de gisement contient une quantité considérable de baryum sous forme de  $BaCl_2$ .

### I.3.2.2 Les caractéristiques de l'eau de gisement

Les caractéristiques importantes sont résumées dans le tableau I.1.

**Tableau I.1** : Caractérisation de la composition de l'eau de gisement.

Caractéristiques	Définition
<b>Composition</b>	Celle-ci intéresse le géologue (origine) et le spécialiste gisement pour établir un modèle de gisement. S'il y a plusieurs compositions, il peut y avoir plusieurs aquifères; par conséquent, dans le cas d'injection d'eau, il faudra étudier la compatibilité avec l'eau injectée.
<b>Compressibilité</b>	Le coefficient de compressibilité isotherme de l'eau est de l'ordre de : $CW = 5 \times 10^{-5} [bar^{-1}]$ C'est cette propriété qui permet à l'eau d'une aquifère de drainer un gisement par sa détente, compte tenu de l'extension souvent importante de l'aquifère par rapport à la taille du gisement.
<b>Viscosité</b>	Elle est déterminée au laboratoire ou par abaque. Sa valeur est de l'ordre $\mu W = 0,3 \text{ à } 0,7 \text{ CP} (3 \times 10^{-4} \text{ à } 7 \times 10^{-4}) [Pa \cdot s]$

### I.3.2.3 Les différents types d'eaux de gisements

Il existe différents types d'eaux de gisement qui sont résumés dans le tableau ci-dessous :

**Tableau I.2** : Les différents types d'eaux de gisements. [8]

Types d'eaux	Définition
<b>Eaux de condensation</b>	Elles correspondent à la fraction d'eau en phase vapeur accompagnent les fluides de gisement. Elles sont théoriquement moins chargées en éléments chimiques. Elles sont produites à la tête des puits par condensation en quantités relativement faibles.
<b>Eaux de formation</b>	Elles sont communément attribuées à l'aquifère du gisement et accompagnent la mise en place des hydrocarbures. Elles sont variées et classées suivant les éléments chimiques dominant qu'elles renferment.
<b>Eaux interstitielles</b>	Ce sont des eaux que l'on retrouve dans les petits espaces entre les minuscules grains d'une roche. Elles sont classées en deux types : <b>Cynégétique</b> : formée au même moment que la roche mère. <b>Epigénétique</b> : générée par des infiltrations dans la roche.
<b>Eaux connées</b>	Le mot 'connée' veut dire née, produite ou générée ensemble. Une eau connée peut être considérée comme une eau interstitielle d'origine cynégétique. C'est une eau fossile qui est restée sans contact avec l'atmosphère durant une grande partie d'une période géologique.

## I.4. La composition des eaux

less résultats des analyses physico-chimiques des eaux prélevées du site TFT au début de l'exploitation, notés « LIAS » et « ORDOVICIEN », sont donnés dans le tableau II.3.

L'eau de formation de la roche réservoir nommée 'Ordovicien' est à 1645 m de profondeur.

L'eau d'injection provient du grès de Lias reposant au-dessus de l'Ordovicien.[9]

**Tableau II.3 :** Résultats des analyses des compositions chimiques de l'eau d'injection et de l'eau de formation de « Tin Fouyé Tabankort TFT ».

		Concentration des ions en mg/l									
		Na <sup>+</sup>	K <sup>+</sup>	Ca <sup>+</sup>	Mg <sup>+</sup>	Sr <sup>2+</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Ba <sup>2+</sup>	Fe <sup>3+</sup>
<b>Eaux Réelles</b>	<b>Lias</b>	1075	57	321	111	8	165	1527	1296	-	-
	<b>Ordovicien</b>	38300	3115	33567	2797	1100	-	131280	-	1100	100

**Tableau II.4 :** Les caractéristiques physico-chimique des eaux réelles.

	pH	Turbidité (UTN)	Conductivité (ms/cm)	Extrait sec (g)	Matière en suspension
<b>Lias</b>	8.37	32.7	4.74	5.7018	4.8
<b>Ordovicien</b>	3.74	178	166.9	209.98	60



## *Chapitre II*

*Les dépôts rencontrés  
dans les champs  
pétroliers Algériens*

# Chapitre II : Les dépôts rencontrés dans les champs pétroliers Algériens

## II.1. Les dépôts

Dans la production du pétrole, les dépôts qui se forment au cours de l'exploitation représentent une véritable calamité, contre laquelle les producteurs de pétrole luttent depuis plusieurs décennies, sans trop de succès.

Les dépôts de sels minéraux formés à différents stades de la production de pétrole sont nombreux et de structures variables. Certains sont solubles à l'eau, d'autres à l'acide, d'autres encore sont pratiquement insolubles (sulfate de baryum, de strontium et de calcium).

En règle générale, les problèmes posés par les dépôts sulfatés proviennent de l'incompatibilité de deux eaux. Les eaux de gisement peuvent contenir des ions d'alcalino-terreux et être mise en contact avec des eaux soit de lavage soit de maintien de pression, qui elles contiennent des ions sulfates. Ces dépôts sont durs et compacts et plus gênants car leurs produits de solubilité sont bas.

## II.2. Les types des dépôts

Les dépôts les plus couramment rencontrés sont :

### II.2.1. Carbonate de calcium ( $\text{CaCO}_3$ )

La précipitation de ce sel est conditionnée par l'équilibre calcocarbonique entre les carbonates et les bicarbonates selon l'équation : [10-11]



Une chute de pression favorise le dégagement de  $\text{CO}_2$  ; déplace l'équilibre dans le sens direct de la réaction et entraîne la précipitation du  $\text{CaCO}_3$  insoluble.

L'acidification est le moyen le plus pratique, mais il faut se prémunir contre les problèmes de corrosion qu'elle peut entraîner; c'est ainsi que lorsque ces derniers risqueront d'être importants, on aura recours à l'utilisation de produits anti-dépôts.



**Figure II.1 :** Dépôt de carbonate de calcium ( $\text{CaCO}_3$ ).

### II.2.2 Sulfate de Calcium ( $\text{CaSO}_4$ )

C'est un sel relativement soluble (environ 2g/l), mais il suffit qu'il se trouve à une concentration voisine de sa limite de solubilité pour provoquer des dépôts durs et incrustants qui sont la cause principale de la formation de  $\text{CaSO}_4$  et la baisse de pression des effluents au cours de la remonté en surface qui, en provoquant une évaporation partielle de l'eau, conduit à la sursaturation du sulfate de calcium donc une précipitation rapide par la suite.

L'augmentation de la température peut également provoquer une précipitation de sulfate de calcium. [12]



**Figure II.2 :** Dépôt de sulfates de Calcium ( $\text{CaSO}_4$ ).

### II.2.3. Sulfate de strontium ( $\text{SrSO}_4$ )

Les dépôts de  $\text{SrSO}_4$  est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium; il présente également une diminution de la solubilité en fonction de la température

La précipitation de  $\text{SrSO}_4$  peut se produire par :

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

Les dépôts de  $\text{SrSO}_4$  sont pratiquement inattaquables, même par les acides. [12]



**Figure II.3 :** Sulfate de strontium ( $\text{SrSO}_4$ ).

#### **II.2.4. Les composés ferreux ( $\text{FeS}$ , $\text{FeCO}_3$ , $\text{Fe(OH)}_3$ )**

Ce type est rencontré généralement dans le cas où un acide est utilisé pour le traitement de l'eau; la corrosion des composants ferreux de l'installation, amène des oxydes de fer à se former dans les tubes. [13]



**Figure II.4 :** Dépôts des composés ferreux.



**Figure II.5 :** Dépôt de Tétrahydroxyde de fer.

### **II.2.5. Chlorure de sodium (NaCl)**

Les dépôts de chlorures de sodium sont une des causes fréquentes de dépôts de sels qui a pour conséquence le rétrécissement du diamètre des canalisations. Ce problème a pour origine le mélange de l'eau libre très chargée en chlorures qui vient naturellement avec le pétrole brut, avec les eaux des puits chargées en sodium. [14]



**Figure II.6 :** Dépôts de Chlorure de sodium (NaCl).



### II.2.6. Sulfate de Baryum ( $BaSO_4$ )

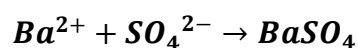
Le sulfate de baryum  $BaSO_4$  est un composé blanc très utilisé dans l'industrie depuis des nombreuses années. Il est présent en quantités sous forme de minerai, désigné par le terme 'baryte'. Il intervient dans la fabrication des verres, de certaines peintures, de revêtements de sols et dans l'industrie papetière.

Il est souvent considéré comme un précipité de référence dans l'étude de la précipitation [14], De nombreux travaux sont consacrés à l'étude de ce système [16].

Mais le sulfate de baryum est surtout connu pour les problèmes qu'il pose sur les sites d'extraction, notamment offshore, du gaz et du pétrole. [9]

Les limites de solubilité de Sulfate de baryum sont très basses et les dépôts sont durs et compacts c'est pour ça, il est le dépôt de sel le plus gênant.

En général, les problèmes posés par les dépôts de sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité de deux eaux. Les eaux du gisement peuvent contenir des ions baryum  $Ba^{2+}$  et être mises en contact avec des eaux de formation, qui contiennent des ions de sulfates ( $SO_4^{2-}$ ). [17]



**Figure II.7 :** Dépôt de sulfate de baryum ( $BaSO_4$ ).

## II.3. Déposition et traitement des sulfates de baryum

### II.3.1 Introduction

Le vieillissement d'un gisement conduit naturellement à une diminution de la productivité des puits. La différence de pression entre le fond et la surface devenant insuffisante, il est indispensable d'utiliser des techniques d'aide à la production telles que :

- Le pompage pour les puits non éruptifs;
- Le gas-lift qui, par injection de gaz au fond du puits;
- Le drainage assisté par injection d'eau ou de gaz qui permet de maintenir la pression générale du réservoir.

Cette dernière technique, dite de récupération secondaire, pour des raisons techniques et économiques, est très employée. Malheureusement dans bien des cas, il existe une incompatibilité entre l'eau de formation et l'eau ou le mélange d'eaux injectées, ce qui entraîne la déposition de sulfate de baryum.

L'industrie pétrolière cherche des moyens plus efficaces pour traiter ces dépôts, il existe plusieurs traitements plus ou moins coûteux à mettre en œuvre, dont on pourra citer les deux principaux: mécanique et chimique. Dans le procédé mécanique, les dépôts sont enlevés mécaniquement ou manuellement par des opérations de grattage, ou par une fracturation hydraulique, Le procédé chimique consiste à injecter dans le puits des espèces chimiques (inhibiteurs). [18]

### II.3.2. Origine des sulfates de baryum

Suite à l'interaction de l'eau contenue dans le réservoir (eau de gisement -Cambrien- qui est chargée en baryum  $Ba^{2+}$ ), et l'eau injectée (eau d'injection-Albien- qui est chargée en élément sulfate  $SO_4^{2-}$ ), il se forme le dépôt de sulfate de baryum et donne des résultats néfastes sur les équipements utilisés lors le dessalage: bouchage des puits et corrosion des installations. Ces deux phénomènes influent beaucoup sur le procédé d'extraction de pétrole et par conséquent une diminution de la production pétrolière. [19]

### II.3.3. Caractéristiques des sulfates de baryum

#### II.3.3.1. Propriétés physico-chimiques du sulfate de baryum

Le sulfate de baryum a sa formule chimique  $\text{BaSO}_4$ . Il s'agit de cristaux orthorhombiques incolores ou blancs ayant une masse molaire de 233,38 g/mol, une densité relative de 4,5 (15°C). Il est légèrement soluble dans l'acide sulfurique concentré et soluble dans une solution de carbonate de métal alcalin dans laquelle il est converti en carbonate de baryum, il est insoluble dans d'autres types d'acides ou de bases. Dans la nature, il existe sous la forme minérale de baryte. [20]



**Figure II.8:** Poudre blanche de sulfate de baryum.

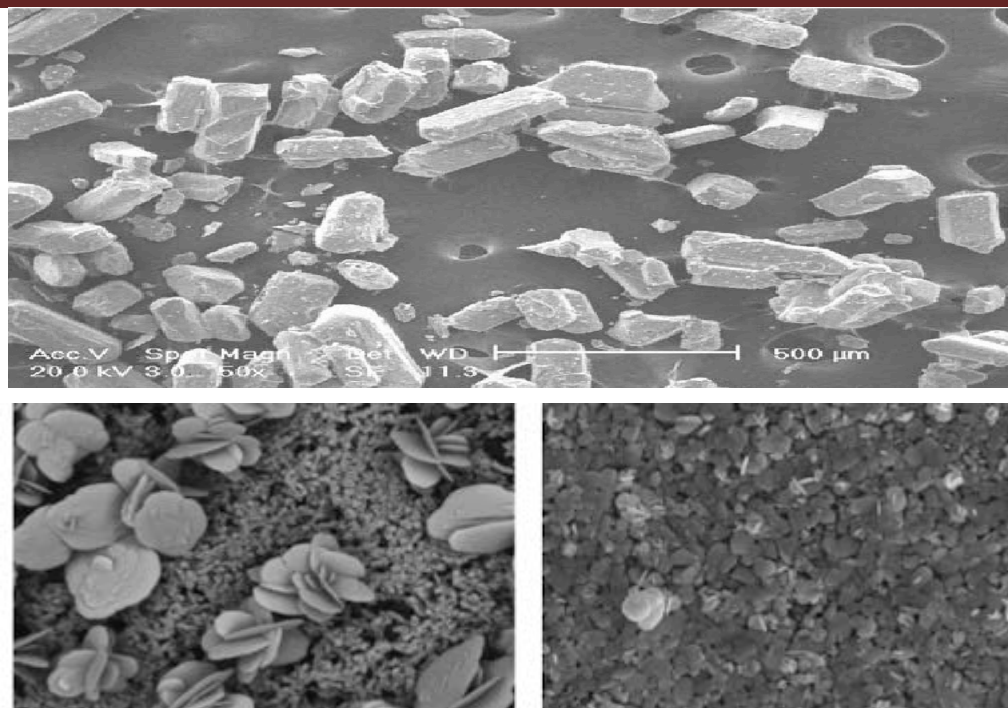
#### II.3.3.2. Structure cristalline du sulfate de baryum

Les cristaux de  $\text{BaSO}_4$  comme ceux du  $\text{SrSO}_4$  sont d'une part, orthorhombiques à mailles très voisines, d'autre part, ils sont de nature poreuse avec tendance à absorber les ions étrangers qui peuvent co-précipiter. Par contre le  $\text{CaSO}_4$  est orthorhombique, monoclinique à mailles très différentes de celles du  $\text{BaSO}_4$  et du  $\text{SrSO}_4$ . [9]

Le sulfate de baryum cristallise dans le système orthorhombique. Ses paramètres de maille varient selon les auteurs. [15] obtient :

$$a = 8,88\text{\AA} ; b = 5,46\text{\AA} ; c = 7,16\text{\AA}$$





**Figure II.9 :** Structure cristalline du sulfate de baryum.

### II.3.3.3. Solubilité du $\text{BaSO}_4$

La solubilité est la capacité d'une substance, appelée soluté, à se dissoudre dans une autre substance, appelée solvant, pour former un mélange homogène appelé solution.

En thermodynamique, la solubilité est une grandeur physique notée  $S$  désignant la concentration massique maximale du soluté dans le solvant, à une température donnée. La solution ainsi obtenue est alors saturée. La solubilité s'exprime en g/L ou en mol/L [19].

Le  $\text{BaSO}_4$  est, en effet, le sel de sulfate qui a la plus faible solubilité à  $25\text{ }^\circ\text{C}$  [21], mesure par conductimétrie une solubilité égale à  $1,04 \times 10^{-5}$  mol/l soit 2,5 mg/l.

Le produit de solubilité du  $\text{BaSO}_4$  à  $25\text{ }^\circ\text{C}$  est égal à  $1,10 \times 10^{-10}$ .

La solubilité de  $\text{BaSO}_4$  dans l'acide sulfurique concentré (densité 1,853) est de 15,89 g dans 100 g de solution saturée à  $25\text{ }^\circ\text{C}$ . La solubilité chute rapidement quand la solution d'acide sulfurique est diluée (0,05 g par 100 g de solution diluée contenant 83% d'acide concentré).

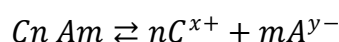
La solubilité  $s$  a été mesurée par **kohlraush** dont voici les résultats exprimés en mg de sel par  $100\text{ cm}^3$  d'eau. [9]

**Tableau II.5** : Solubilité du sulfate de baryum en fonction de température. [9]

<b>Température (°C)</b>	0,77	3,33	18	26,75	34
<b>BaSO<sub>4</sub> (mg)</b>	0,171	0,207	0,230	0,266	0,291

**a. Lois de solubilité**

La solubilité des sels est régie par la loi d'action masse, l'équilibre de dissociation d'un sel du type  $C_nA_m$  est le suivant :



- C : Cation de valence x ;
- A : Anion de valence y ;
- $n \cdot x = m \cdot y$ .

La constante de dissociation s'écrit :

$$K_{SP} = \frac{[C^{x+}]^n \times [A^{y-}]^m}{[C_nA_m]} = \text{constante}$$

(Suivant des conditions thermodynamiques données)

Les valeurs entre crochets désignent les activités qui dans le cas de solutions peu chargées en sel sont équivalentes aux concentrations des ions considérés. Par ailleurs, l'activité des espèces insolubles

$$\text{(cas de } C_nA_m) \text{ est unitaire. Dans ces conditions : } [C^{x+}]^n \times [A^{y-}]^m = K_{SP}$$

Cette constante  $K_{SP}$  est appelée produit de solubilité, elle est caractéristique du sel et dès La solubilité du  $BaSO_4$  augmente avec l'augmentation de la température et la diminution de pH donne l'influence de la force ionique et de la température sur le produit de solubilité de  $BaSO_4$  dans l'eau distillée conditions thermodynamiques.

L'eau salée et la saumure ont prouvé que l'augmentation de la force ionique provoque l'augmentation de la solubilité de  $BaSO_4$ .

Le  $BaSO_4$  est insoluble dans les acides et les bases ce qui explique les bouchages des puits après formation de dépôt. [19]

### b. Produit de solubilité

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

$$\Phi = \frac{C_{\text{Sel}}}{C_{\text{P Sel}}} = \frac{\text{produit des activités des ions au temps}(t = 0)}{\text{produit des activités des mêmes ions à l'équilibre thermodynamique}}$$

- $\Phi$  : Degré de saturation ;
- $C_{\text{Sel}}$  : Concentration du sel à  $t = 0$ ;
- $C_{\text{P Sel}}$  : Concentration du sel à l'équilibre thermodynamique. [19]

### II.3.3.4. Taux de saturation

L'aptitude à précipiter peut-être mesurée dans un certain nombre de formes indice de saturation (SI), sursaturation (S) et taux de saturation (SR). Le modèle de prévision thermodynamique de multiples dépôts, utilisé dans cette étude, se base sur les taux de saturation définis par l'équation :

$$SR = \frac{[Ba^{2+}]_0[SO_4^{2-}]_0}{K_{SP}}$$

- $[Ba^{2+}]_0$  : Concentration initiale d'ion baryum (mol/l);
- $[SO_4^{2-}]_0$  : Concentration initiale de l'ion sulfate (mol/l);
- $K_{SP}$ : Produit de solubilité de sulfate de baryum, dépend de la température T, du pH et des forces ioniques.
- SR: Dépend d'un certain nombre de conditions expérimentales, y compris le mélange eau d'injection et de formation, la température (T), le pH et la force ionique des espèces en solution. [19]

### II.3.3.5. Etapes de formation de dépôts sulfate de baryum

#### a. Période de germination

La germination est la période nécessaire pour regrouper des ions (par exemple  $Ba^{2+}$  et  $SO_4^{2-}$ ) ou des molécules à l'intérieur d'un espace supposé sphérique caractérisé par un rayon.

Dans une solution sursaturée par rapport à une phase, celle-ci peut précipiter plus ou moins rapidement en fonction des conditions du milieu de croissance :

- ✓ Valeurs de la sursaturation et de la concentration;
- ✓ Nature et concentration des impuretés, etc.

Il existe deux types de la germination :

- Homogène (spontané) dominant à la sursaturation élevée;
  - Hétérogène induite par les particules étrangères ou des impuretés dissoutes dans le système.
- [19]

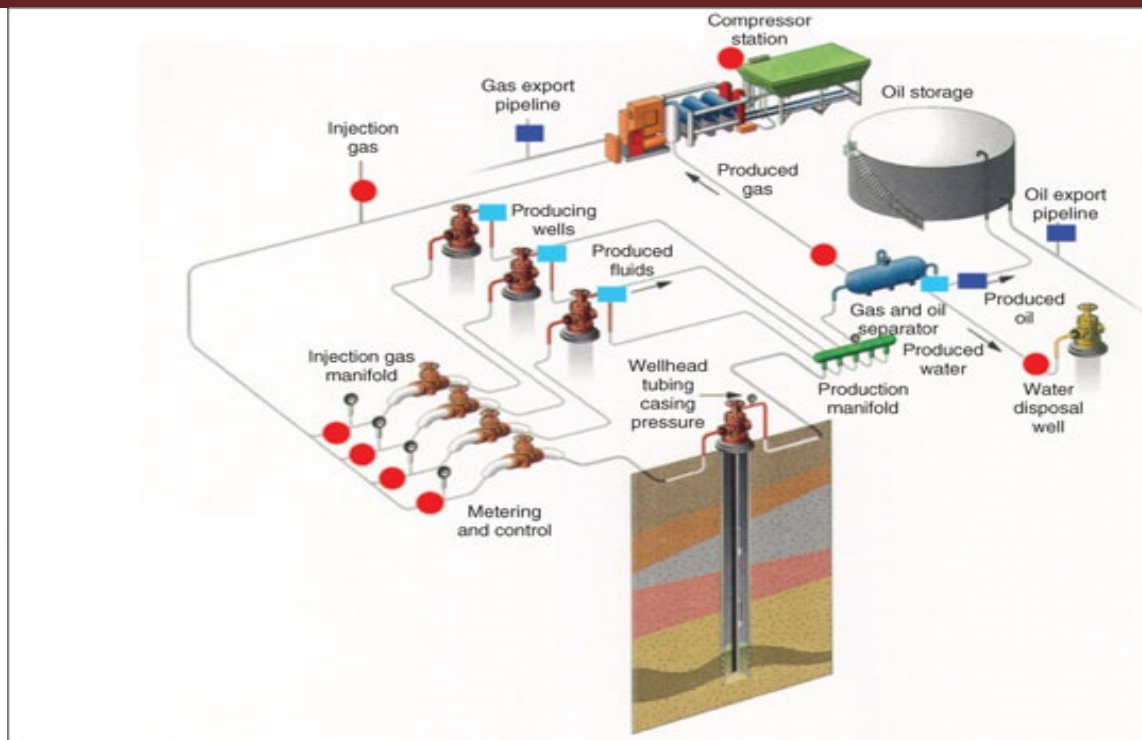
#### b. Période de croissance cristalline

Lorsque les grains de cristal apparaissent, deux facteurs interviennent :

- La fréquence avec laquelle de nouveaux ions arrivent à la surface du cristal déjà formé, cette fréquence est d'autant plus grande que leur concentration dans la solution est grande. Les grains de cristaux auront tendance à grossir plus vite si les concentrations des ions sont plus importantes.
- La vitesse avec laquelle les ions s'ordonnent dans le réseau cristallin. Si le premier facteur est prépondérant, les grains de précipité grossiront sous ordre, et l'on obtiendra des cristaux très irréguliers présentant des cavités et donc une plus grande surface (cristaux poreux). Au contraire, si le deuxième est prépondérant, les cristaux seront réguliers. [12]

### II.3.3.6. Localisation des dépôts de sulfate baryum

La précipitation de sulfate baryum  $BaSO_4$  n'est toutefois pas limitée à des réservoirs de pétrole. Les dépôts peuvent se produire sur les puits, les tubings, les installations de surface, ou dans les équipements de la raffinerie utilisés pour le traitement du pétrole brut (voir figure II.10)



**Figure II.10** : Les emplacements possibles de déposition  $\text{BaSO}_4$  [22]

### II.3.3.7. Principales causes de formation des dépôts

#### a. Chute de pression

L'eau de formation du fond des puits de forage au fur et à mesure du processus de production est soumise à la réduction continue de la pression. Lorsque la pression est suffisamment réduite, certains gaz dissous s'échappent.

La diminution de la concentration d'un de ces gaz provoque un déséquilibre conduisant à la formation de dépôts. [9]

#### b. Changement de température

Certains équipements de surfaces s'échauffent, tels que les moteurs ou les échangeurs de chaleur des pompes ce qui provoque la formation de dépôts.

De façon générale, une élévation de température de 40 à 90 °C provoque une augmentation de la solubilité de  $\text{BaSO}_4$  et une diminution des solubilités de  $\text{CaSO}_4$  et de  $\text{SrSO}_4$ . [9]

### c. Changement des caractéristiques minérales

Un changement dans les caractéristiques minérales des eaux, pourrait conduire à la formation de dépôts en raison du changement des forces ioniques des ions en solution.

La concentration totale des sels (sels totaux) contenus dans l'eau constitue un facteur important.

La solubilité du sulfate de baryum dans l'eau est également favorisée par la présence des sels étrangers dissous. [9]

### d. Mélange des eaux incompatibles

Lors de la récupération secondaire, l'eau des puits de production, contenant divers minéraux, mélangée après la percée, à de l'eau d'injection provoque un changement dans les caractéristiques minérales en raison de l'incompatibilité des deux eaux qui conduit à la formation de dépôt.

Dans notre cas, l'instabilité par rapport au sulfate de baryum est une conséquence directe de cet amalgame comme il est souvent le cas dans les champs d'hydrocarbures de la mer du Nord.

En effet, lorsque deux eaux incompatibles, eau de formation contenant des ions de baryum et l'eau de mer contenant des ions sulfates sont mélangées, le dépôt de sulfate de baryum est formé. [9]

## II.3.4. Conséquences de la formation de dépôt dans les champs pétroliers

Les conséquences sont listées comme suit :

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



***Chapitre III***

***Les inhibiteurs de  
dépôts***

## Chapitre III : Les inhibiteurs de dépôts

### III.1. Définition d'inhibiteur

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

La plupart des inhibiteurs utilisés dans l'industrie du pétrole, principalement sont des molécules ou petites macromolécules hydrosolubles, réparties en différentes classes selon leurs fonctions chimiques ou leurs structures.

### III.2. Traitement par inhibiteur

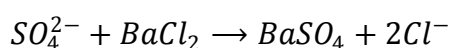
L'industrie pétrolière a longtemps cherché des moyens plus efficaces pour traiter ces dépôts. Actuellement, les traitements par des inhibiteurs de dépôts sont réalisés via la technique du « squeeze » d'inhibiteur ou en continu.

La technique du « squeeze » d'inhibiteur [23] consiste en l'arrêt de la production du puits à traiter, puis injection d'un certain volume de solution aqueuse inhibitrice dans le réservoir et fermeture de celui-ci pour laisser l'inhibiteur s'adsorber sur la roche. Cette opération peut durer de quelques jours à quelques semaines avant de remettre le puits en production, selon l'état d'endommagement par précipitation de la zone de réservoir aux abords des puits. Lors de la reprise de la production, l'inhibiteur est progressivement libéré dans l'eau.

Toutefois, pour être efficace, il doit être libéré dans les eaux de production à un taux suffisant qui permet de prévenir la formation des dépôts. Cette valeur est appelée la concentration minimale d'inhibition (MIC) : concentration la plus basse d'inhibiteur pour laquelle les dépôts ne se forment pas/ne croissent pas [24].

Il existe différents procédés de prévention des dépôts :

➤ *Le procédé soustractif* : par élimination des ions formateurs de dépôts; exemple élimination des ions sulfates contenus dans l'eau d'injection, en précipitant ceux-ci par  $BaCl_2$  suivant la réaction suivante:





- *Le procédé curatif* : élimination du tartre après sa formation, peut être accompli par des méthodes mécaniques [25] à l'aide de racleurs. Cependant cette méthode n'est pas efficace est cause des fissures au niveau des tubings;
- *Le procédé additif* : par addition de substance (s) pouvant faire reculer le produit de solubilité en altérant le processus de croissance des cristaux formés.

### III.3. Propriétés des inhibiteurs de dépôts

- ✓ Une bonne stabilité se caractérise par le fait que l'inhibiteur n'évolue pas dans les conditions opératoires (thermodynamiques, pression et température) pour éviter la perte de son efficacité ;
- ✓ L'inhibiteur de dépôts doit posséder une bonne résistivité afin de garder toutes les propriétés au cours du traitement;
- ✓ L'inhibiteur de dépôt choisi doit respecter les conditions de sécurité (toxicité) et de respect de l'environnement (biodégradabilité);
- ✓ Il doit être compétitif du point de vue cout pour ne pas constituer une lourde charge pour le procédé de production.

### III.4. Rôle des inhibiteurs

L'inhibiteur de formation de dépôts cristallins ou la prévention de leur formation est connu depuis 1930 ou la première application était l'utilisation de l'hexanophosphate de sodium pour retarder la précipitation d'une solution sursaturée en carbonate de sodium. Ainsi le rôle de l'inhibiteur de dépôts se résume comme suit :

- Diminuer la vitesse de croissance des dépôts,
- Empêcher la formation des cristaux sur les parois des installations,
- Il a une action sur les dépôts en agissant sur la période de germination et de croissance. [26]

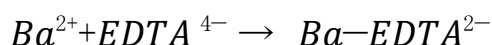
### III.5. Types des inhibiteurs

- Les inhibiteurs de dépôts formulation minérale, les principaux anions inhibiteurs sont les oxo-anions de type  $XO_4^{n-}$  tels les chromates, molybdates, phosphates, silicates. Les cations sont essentiellement  $Ca^{2+}$  et  $Zn^{2+}$ .
- Les inhibiteurs de dépôts de formulation organique, les principaux sont les suivant : les amines, les polyphosphates, les esters phosphoriques, les polyesters et les acides polyacryliques [27]. Les produits anti-dépôts les plus connus sont :

- Les phosphates à chaîne linéaire : ce sont les premiers inhibiteurs utilisés, ils sont caractérisés par des liaisons P-O-P.
- L'acide éthylène diamine tétra acétique (EDTA) : c'est un agent complexant connu, qui interagit avec une multitude de cations. L'EDTA est souvent utilisée pour étudier la solubilité des dépôts comme le sulfate de baryum [28].

➤ Différentes techniques sont utilisées pour élucider le mécanisme de l'interaction entre les surfaces de l'EDTA et le sulfate de baryum.

La chélation entre l'EDTA et  $Ba^{2+}$ , est réalisée suivant la réaction (Kieffer et al. 2009):



La constante d'équilibre donne par :

$$K_{Ba-EDTA} = [Ba-EDTA^{2-}] / [Ba^{2+}] [EDTA^{4-}]$$

$$K_{Ba-EDTA} = 6,02 \times 10^7 \text{ à } 25^{\circ}\text{C}$$

## III.6. Factures influençant la performance des inhibiteurs de dépôts

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

- Les changements dans les conditions expérimentales telles que le pH, la température, les Conditions hydrodynamiques [29],
- La présence et la composition d'autres produits chimiques, qui engendrent par exemple la sursaturation, peuvent avoir un effet majeur sur la performance des inhibiteurs de tartre [29],
- La présence de cations bivalents, tels que  $Ca^{2+}$  et  $Mg^{2+}$  ou même  $Zn^{2+}$  peuvent conduire à une incompatibilité entre le système et certaines produits anti-dépôts; ce qui provoque la réduction de leur concentration dans la solution et donc de leur efficacité [29],
- Le problème majeur que rencontrent les inhibiteurs de dépôts dans l'industrie pétrolière est la réduction de leur efficacité en raison de la présence d'ions  $Fe^{2+}$  et  $Fe^{3+}$  dans les eaux de gisements. Les ions  $Fe^{2+}$  en présence de l'oxygène de l'air s'oxydent en  $Fe^{3+}$ , ils précipitent sous forme  $Fe(OH)_3$ . Ce dernier grâce à son pouvoir adsorbant vis-à-vis des autres ions en solution empêche l'inhibiteur de jouer son rôle,

- Le pH des solutions semble avoir une influence sur l'inhibiteur. Il peut avoir une influence sur le degré d'ionisation des fonctions acides et par voie de conséquence, sur la flexibilité de la macromolécule de l'anti-dépôt [29],
- Les groupements fonctionnels des inhibiteurs jouent un rôle important dans leur mécanisme d'action. La position du groupement fonctionnel dans une chaîne de structure est importante. En effet, un groupe fonctionnel peut être plus efficace s'il est situé à l'extrémité de la chaîne, plutôt que dans le milieu [29],

### **III.7 Influence d'inhibiteur de corrosion en présence de dépôts**

Les substances contenues dans le pétrole brut provoquent une corrosion et la formation de dépôts. Il est possible d'y remédier en injectant des inhibiteurs de corrosion et de formation de dépôts. La combinaison de ces additifs ne promet cependant qu'un succès limité, étant donné que les deux substances chimiques se neutralisent mutuellement et deviennent donc inefficaces.

Il convient par conséquent de vérifier si une réduction de volume injecté d'inhibiteurs de corrosion n'entraîne pas la présence d'une quantité résiduelle d'acide dans le pétrole brut, qui elle aussi permettrait de détruire les dépôts.

### **III.8. Etude de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts**

Pour stimuler la production d'un puits de pétrole, on injecte de l'eau pour dissoudre le sel qui se formait sur les parois de tubing lors de la phase de production du but. Le problème deviendrait plus sérieux au fil du temps. Des baisses sensibles de production ont été constatées :

- ✓ L'analyse de certains dépôts recueillis a décelé, la présence de  $\text{BaSO}_4$ , qui avait alarmé, Les producteurs car celui-ci mettait en danger la vie des puits. Le but des pétroliers serait donc de préserver l'injection et la productivité de puits,
- ✓ La désulfatation de l'eau d'injection avec du  $\text{BaCl}_2$  est efficace bien qu'elle soit coûteuse,
- ✓ L'injection des inhibiteurs chimiques semble être favorable techniquement et économiquement,
- ✓ Des méthodes solides ont été mises au point pour donner la priorité au milieu produit distingué selon leur efficacité,
- ✓ L'efficacité des inhibiteurs de dépôts varie suivant le type de produit utilisé et le type d'entartrant rencontré,
- ✓ Les produits sont testés sur le taux du mélange critique d'eau d'injection et de gisement, c'est-à-dire le mélange où la formation de sel insoluble est maximale.



***Conclusion***

## Conclusion

La formation des dépôts Sulfates de baryum constitue l'un des problèmes les plus fréquents dans le champ d'IN AMINAS. Ces dépôts minéraux résultent de l'incompatibilité entre l'eau injectée (Albien) riche en sulfates  $\text{SO}_4^{-2}$  et l'eau de formation (Cambrien) riche en baryum  $\text{Ba}^{+2}$ .

Cette étude préalable nous permet de bien comprendre le phénomène de déposition dans les champs pétroliers ; en particulier celui de IN AMENAS, et la détermination de la nature de dépôt sulfate de baryum (préventif et curatif).

Dans cette étude, nous envisageons deux types de traitement pour les dépôts des sulfates de baryum qui sont traitement préventive et traitement curative.

Nous avons proposé également des solutions radicales pour empêcher la formation de ces composés de sulfate par :

- ✓ Construction de deux grands réservoirs (un au nord et l'autre au sud d'IN AMINAS) remplis d'eau traitée par l'anti-dépôt pour l'utiliser dans les bouchons d'eau.
- ✓ Surveillance permanente de l'état des pompes.
- ✓ Contrôle le débit d'eau et le dosage de l'inhibiteur.
- ✓ Utilisation de l'eau séparée à huile pour dessalage.



*Références  
bibliographiques*

## Références bibliographiques

- [1] S. Harcheche. Suivi de la séparation de brut émulsionné au niveau de la région TFT, Rapport de fin de formation, SONATRACH TFT, 2017.
- [2] K. Bouayad, A. Mameche. Etude de la formation de dépôts au niveau des filtres de l'unité de traitement des gaz associés (UTGA) à Tin FOUYE TABANKOURT (TFT), Novembre 2013.
- [3] NALCO, France KEMMER, Manuel de l'eau, Edition Technip, 1983.
- [4] Article wikipedia encyclopédie universel « industrie pétrolière, extraction du pétrole ».
- [5] R. Cossé, Technique d'exploitation pétrolière, Ed technip, 1986.
- [6] R. Cossé, Méthode d'exploitation des gisements pétrolières, Ed technip, 1988.
- [7] Division production chimique pétrolières industrie de pétrolières, catalogue CECA.
- [8] J.F. Gravier. Propriétés des fluides de gisement, Ed technip, 1988.
- [9] K. Labraoui-Djallal. Étude de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts de Sulfate de Baryum par les méthodes électrochimiques et gravimétrique. Thèse de Doctorat, UMBB Boumerdes, 2017.
- [10] N. Ghemmit-Doulache, H. Khireddine, M. Bourouina, N. Boudissa. Study of the Antideposit Effect of 2-Hydroxy-4-methylbenzylphosphonic AcidAsian Journal of Chemistry, (21) 3, (2009) 2283-2292.
- [11] N. Ghemmit-Doulache, H. Khireddine, D. Si Salah. Verification of Levich law. Determination of hydrogen currents according to temperature and polarization potential during calcareous deposition. Journal of Environmental Science and Engineering, 5, (2011) 1269-1275.
- [12] J.W. Davis, A.G. Collins. Solubility of barium and strontium sulfates in strong electrolyte solutions. Environmental Science & Technology, volume 5, 1971.
- [13] Chambre Syndicale, production et traitement des pétroles bruts salés, Ed technip, 1776.
- [14] Paulo, Mackey, J.E Menzies, Implication of Brine Mixing in the Reservoir for Scale
- [15] V.PACARY. Etude des procédés de décontamination des effluents liquides radioactifs par coprécipitation : De la modélisation à la conception de nouveaux procédés. Thèse de Doctorat, Ecole nationale supérieure des Industries chimiques de Nancy, France, 2008.
- [16] Aoun 1996 ; Wong 2001 ; Uehara-Nagamine 2001.
- [17] A. Benchaâ, A. Oubira. Etude de problème des asphaltènes caractérisant dans la zone 1 (champ de Hassi Messaoud), Mémoire Master, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2017.

- [18] Ch. Roque. Prévention et inhibition des dépôts de sulfate dans les installations pétrolières « Une application sur un champ saharien » IFP France.
- [19] O. El. Boukelmoune, S. Bouaoune, S. Tamma. Optimisation de dessalage et inhibition des dépôts de sulfate de baryum dans le champ HGA. Mémoire de Master en production, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2017.
- [20] <https://www.chemicalbook.com/> Barium sulfate Chemical Properties, Uses.
- [21] B. GONANO, Influence des ions sulfates sur la physico-chimie d'oxydes de fer type perovskite, Thèse de doctorat, Normandie Université, 2017.
- [22] M. Arbaoui, M. Abdennour, Med. Y. Mansouri. Optimisation de Traitement Des Dépôts De Sulfate De Baryum Dans Le Champ de Hassi Messaoud Par L'utilisation De La Nouvelle Technique ENMAX. Mémoire de Master en production, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2017.
- [23] K. Sorbie, L. Scott Boak, Équipe d'assurance de débit et d'échelle (FAST Phase 6: 2016-2019). Production et opérations SPE 25 (4).
- [24] C. RONDON, Etude des mécanismes de libération d'actifs nanodispersés application au traitement de puit, Thèse de doctorat, université BORDEAUX Ecole doctorale des sciences chimiques, 2010.
- [25] A Al-Borno, MB Tomson, The temperature dependence of the solubility product constant of vivianite, *Geochimica et Cosmochimica Acta* Volume 58, Issue 24, December 1994, Pages 5373-5378.
- [26] M.I. EL-Hattab. GUPCO'S Experience in treating Gulf of Suez Seawater for water-flooding the El Morgan Oil Field. *Journal of Petrooleum Technology*, Volume 34, 1982.
- [27] N. HADJ SALAH, Etude de la dégradation photocatalytique de polluants organiques en présence de dioxyde de titane, en suspension aqueuse et en lit fixe, Thèse de Doctorat préparée dans le cadre d'une cotutelle entre l'Université de Grenoble et l'Université Mentouri de Constantine, 2012.
- [28] MF. Dunn, A. Dávalos, G.Mendoza... AniA Regulates Reserve Polymer Accumulation and Global Protein Expression in *Rhizobium etli*- *Journal of Bacteriology*, 2002.
- [29] X. Normand, A. Treil. L'industrie du raffinage du pétrole : Leçons sommaires, Tome 1. P. 197. Paris : Ed. Technip, 1985.