

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DU GENIE DES PROCÉDES



En vue de l'obtention du diplôme de MASTER

Spécialité : Génie des procédés

Option : Génie chimique

THEME

**ETUDE DE L'EFFICACITE DES PRODUITS ANTI-DEPOTS
DE SULFATE DE BARYUM DANS LES INSTALLATIONS DE
FOND - REGION GASSI TOUIL-ALGERIE**

Soutenu le : 23/06/2024

Par :

DJENANE Nour Elhouda

BEN MAH Yasmina

Jury de soutenance :

Promotrice

A. ASSELAH

MCA

UMBB

Président

M. NOURI

Pr

UMBB

Examineur

B. KOUINI

Pr

UMBB

Année universitaire 2023/2024

Remerciements

Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, le Clément et le Miséricordieux de nous avoir donné la force et la patience de mener à bien ce modeste travail en espérant qu'il sera utile de porter quelque chose à la science.

*Nous tenons à remercier chaleureusement notre promotrice **Dr. ASSELAH Amel**, enseignante à l'université M'hamed BOUGARRA Boumerdès pour nous avoir suivi durant notre travail dans le cadre de ce mémoire, pour ses conseils, ses orientations, sa patience, ses remarques qui nous ont été précieuse. Nous la remercions vivement pour le temps qu'elle nous a accordé durant cette longue période malgré ses occupations.*

*Nous présentons nos chaleureux remerciements au chef de département de Traitement et Contrôle des Fluides **Monsieur BADJOU Mehdi** pour nous avoir accueilli dans son laboratoire, et à notre encadreur **Monsieur DJEBLI Hocine** pour leurs aides, leurs orientations, sa collaboration et de sa patiente durant la période de l'encadrement.*

*Nous avons l'honneur de remercier toutes les personnes au niveau de la Division **TD** à **Sonatrach** Boumerdès.*

Nous tenons à remercier également le président du jury ainsi que le membre du jury pour leur acceptation de juger et d'avoir évalué notre travail.

*Nous tenons à remercier le chercheur **Monsieur BOZTINE Rachid** de l'IAP Boumerdès pour son soutien et son engagement exceptionnels dans notre travail, sa perspicacité a été crucial pour notre réussite.*

Nous remercions tous les enseignants d'option Génie Chimique qui étaient pour nous un guide tout au long de notre cursus universitaire (2019/2024)

Notre remerciement à toute personne qui a participé de près ou de loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail qui a été réalisé de fond du nos cœurs.

Merci encore à tous.

Yasmina & Nour Elhouda.

Dédicaces

Tout d'abord, je tiens à exprimer ma gratitude envers Dieu tout-puissant, car c'est grâce à Son aide que j'ai pu accomplir ce projet.

Je dédie ce modeste travail à :

La femme qui a fait moi une fille ambitieuse et aimant les défis, la femme qui à sacrifier de sa jeunesse pour nous, elle était fatiguée et malade mais elle n'a jamais abandonné pour une seule chose c'est de nous voir réussir,

Ma mère tu es mon modèle dans la vie.

L'homme qui a ressortie ce qu'il y'avait de plus beau de moi et m'a encouragé à atteindre mes ambition, l'homme qui m'a appris la vie de la plus belle des manières et tout ce que tu as fait pour moi, j'espère que je suis ce que tu souhaitais

Mon père que dieu vous bénisse.

A mes amours, sœurs et frère le plus beau cadeau de dieu dans ma vie, ils ont changé les concepts d'amour, d'amitié et de soutien dans ma vie (Imane, Ticir et Abdelrahime) sans oublier mais petites anges que je l'aime mes neveux (Aissa et Adem).

Au beau-frère, mon grand frère je n'oublierai jamais tes encouragements pour moi, tu es mon soutien après mon père, Mohammed Elhabib.

A ma chère tante Souade pour son encouragement et le bonheur que tu m'as toujours offert.

A mon fiancé Zineddine, le partenaire de ma vie pour son soutien et encouragement.

A mon bras droit ma sœur Yasmina pour sa patience et sa compréhension, j'ai appris beaucoup de choses d'après cette expérience grâce à toi merci et sans oublier le petit prince Ghayth.

Amira la plus belle chose que j'ai recentrée à l'université, ma sœur merci pour t'as patience, encouragement et compréhension.

Pour la fin, à tous ceux qui ont cru en moi et m'ont soutenu dans les moments difficiles pour arriver là où je suis, merci pour tout.

Nour Elhouda



Dédicaces

*A la femme et l'homme, qui ont souffert sans me laisser souffrir mes chers parents,
Pour leurs soutiens, leurs sacrifices, leurs patiences et leur amour, vous méritez tout
éloge.*

*Papa, Maman, vous qui avez fait de moi ce que je suis maintenant.
J'espère être l'image que vous fait de moi, aucune dédicace ne pourra exprimer mes
respects, mes considérations, et ma grande admiration pour vous. Puisse ce travail
vous témoigne mon affectation et mon profond amour.
Que dieu vous bénisse et vous garde pour moi.*

*A mes très chers frères Younes et Sid Ali, pour leur affection et leur encouragement,
qui je le sais ma réussite est très importante à leurs yeux.
Que dieu vous paye pour tous vos bienfaits.*

*A mon mari Brahim, qui n'a pas cessé de m'encourager et m'aider, pour tout ce
qu'il a fait pour moi.
Que dieu le protège et lui offre la chance et le bonheur.*

*A mon prince, mon fils Ghayth je souhaite une vie pleine de bonheur, de joie et de
réussite.*

*A ma cousine Sarah et son mari, pour tout leur aide et leur présence tout au long de
ma vie. Que dieu les ouvre les portes du bonheur dans ses cœurs.
Sans oublier mon binôme Nour Elhouda pour son soutien moral, son entente, sa
sympathie, sa patience et sa compréhension tout au long de ce travail.*

*A Amira et tous mes amis, mes enseignants et pour ceux qui m'ont donné l'aide un
jour.*

Pour finir, à tous ceux que j'aime et qui m'aiment, je dédie ce mémoire.

Yasmina



Résumé

L'étude de dissolution de sel (NaCl) et l'étude d'efficacité inhibitrice du dépôt de sulfate de baryum BaSO₄ sont interconnectées qui permettent de comprendre et de résoudre les problèmes liés aux dépôts minéraux dans les industries pétrolières et gazières.

Dans ce contexte, nous nous sommes intéressées au problème de dépôt de NaCl et de BaSO₄ au niveau des installations de fond du champ Gassi Touil qui est considéré comme un nouveau problème apparu ces derniers quatre mois.

L'eau de gisement est chargée en sels (sursaturation), c'est la raison pour laquelle le dépôt de NaCl se forme, et malheureusement, dans bien des cas, la solution d'élimination de NaCl avec l'injection d'eau crée un autre problème, c'est l'incompatibilité de ces eaux d'injection albiennes et celle de gisement ordoviciennes conduisant à la formation du dépôt de sulfate de baryum (BaSO₄).

L'objectif de notre travail est d'étudier les méthodes de traitement des dépôts de sulfates de baryum dans le champ de Gassi Touil en étudiant l'efficacité inhibitrice de ce dépôt par plusieurs produits anti-dépôts. Ensuite nous avons étudié l'effet des paramètres influençant l'efficacité inhibitrice du dépôt à savoir la concentration, le potentiel hydrogène et la température. Le dépôt formé a été caractérisé par des analyses de diffraction aux rayons X.

Mots clés : Dépôt, chlorure de sodium, sulfate de baryum, sursaturation, produit anti-dépôt, incompatibilité.

Summary:

The study of salt dissolution (NaCl) and the study of barium sulfate BaSO₄ deposition inhibitory efficiency are interconnected which help to understand and solve the problems related to mineral deposits in the oil and gas industries.

In this context, we were interested in the problem of NaCl and BaSO₄ deposition at the level of the downhole installations of the Gassi Touil field, which is considered a new problem that has emerged over the last four months.

The reservoir water is loaded with salts (super saturation), this is the reason why the NaCl deposit forms, and unfortunately, in many cases the NaCl removal solution with water

injection creates another problem is the incompatibility of these albian injection waters and that of ordovician deposits leading to the formation of the barium sulfate ($BaSO_4$) deposit.

The objective of our work is to study the methods of treating barium sulfate deposits in the Gassi Touil field by studying the effectiveness of inhibitors of this deposit using several inhibitors. Then we studied the effect of the parameters influencing the inhibitory efficiency of the deposition, namely the concentration, the hydrogen potential and the temperature. The deposit formed was characterized by X-ray diffraction analyses.

Key words: Deposit, sodium chloride, barium sulfate, supersaturation, Anti-deposit product, incompatibility.

ملخص :

إن دراسة ذوبان الملح ($NaCl$) ودراسة الكفاءة المثبطة لترسيب كبريتات الباريوم $BaSO_4$ مترابطة مما يساعد على فهم وحل المشكلات المتعلقة بالرواسب المعدنية في صناعات النفط والغاز.

وفي هذا السياق اهتمنا بمشكلة ترسب $NaCl$ و $BaSO_4$ على مستوى المنشآت السفلية لحقل قاسي الطويل، والتي تعتبر مشكلة جديدة ظهرت خلال الأشهر الأربعة الماضية.

تكون مياه الخزان محملة بالأملاح (التشبع الزائد)، وهذا هو السبب وراء تشكل رواسب كلوريد الصوديوم، ولسوء الحظ، في كثير من الحالات، يخلق محلول إزالة كلوريد الصوديوم مع حقن الماء مشكلة أخرى وهي عدم توافق مياه الحقن albienne مع مياه الرواسب ordovicienne مما يؤدي إلى تكوين رواسب كبريتات الباريوم ($BaSO_4$).

الهدف من عملنا هو دراسة طرق معالجة ترسبات كبريتات الباريوم في حقل قاسي الطويل من خلال دراسة فعالية مثبطات هذا الترسيب باستخدام عدة مثبطات. ومن ثم قمنا بدراسة تأثير العوامل المؤثرة على الكفاءة المثبطة للتريسيب وهي التركيز، جهد الهيدروجين ودرجة الحرارة. تميزت الرواسب المتكونة بتحليلات حيود الأشعة السينية.

الكلمات المفتاحية: الرواسب، كلوريد الصوديوم، كبريتات الباريوم، فرط التشبع، منتج مضاد الترسيب، عدم التوافق.

Remerciements

Dédicace

Résumé

Sommaire

Liste des abréviations

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction générale.....1

Sommaire

Chapitre I : Généralités sur le pétrole et la récupération assistée du pétrole.

I.1	Définition du pétrole	5
I.1.1	Composition du pétrole	5
I.1.2	La récupération du pétrole	5
I.1.2.1	La récupération primaire	5
I.1.2.2	La récupération secondaire	5
I.1.2.3	La récupération tertiaire	5
I.2	Généralités sur les eaux	6
I.2.1	Différents types d'eau dans les puits	6
I.2.1.1	Eau de maintien de pression	6
I.2.1.2	Eau de lavage	6
I.2.1.3	Eau de gisement	6
I.2.2	L'eau d'injection	8
I.2.2.1	Le choix de l'eau d'injection	8
I.2.3	Les sources d'eau d'injection	8
I.2.3.1	Les eaux de surface	8
I.2.3.2	Nappe d'eau de faible profondeur	9

I.2.3.3	Aquifères régionaux	9
I.2.3.4	Les eaux de mer	9
I.2.4	L'incompatibilité entre l'eau d'injection et l'eau de gisement	9
I.3	Généralités sur les dépôts	10
I.3.1	Mécanisme de formation du dépôt	10
I.3.1.1	La sursaturation	11
I.3.1.2	Formation de germe (germination)	12
I.3.1.3	Croissances de cristal (cristallisation)	12
I.3.2	Les principales causes de formation des dépôts	13
I.3.2.1	Chute de la pression	13
I.3.2.2	Changement de la température	13
I.3.2.3	Changement des propriétés minérales	14
I.3.2.4	Effet du potentiel hydrogène (pH)	14
I.3.2.5	Effet des sels dissouts	14
I.3.2.6	Mélange des eaux incompatibles	15
I.3.3	Les différents types de dépôt	15
I.3.3.1	Les dépôts organiques	15
I.3.3.2	Les dépôts minéraux	16
I.3.4	Comparaison entre le sulfate de calcium, de strontium et de baryum	21
I.3.5	Les conséquences de la formation de dépôt sur le champ pétrolier	21
I.3.6	Prévention des dépôts	22
I.3.6.1	Procédé curatif	23
I.3.6.2	Procédé soustractif	23
I.3.6.3	Procédé additif	23

Chapitre II: Déposition et traitements des dépôts de chlorures de sodium NaCl et de sulfate de baryum BaSO₄.

II.1	Chlorure de sodium NaCl	25
II.1.1	Origine du NaCl dans les canalisations pétrolières.....	25
II.1.2	Propriétés physico-chimiques du dépôt de NaCl	25
II.1.3	Mécanisme de formation de dépôt de NaCl	26
II.1.4	Structure cristalline	26
II.1.5	Impact du dépôt NaCl	27
II.1.5.1	Impact sur le débit.....	27
II.1.5.2	Impact sur la corrosion.....	27
II.1.5.3	Impact sur le colmatage	28
II.1.6	Méthode de prévention	28
II.1.6.1	Surveillance et maintenance régulières.....	28
II.1.6.2	Traitement chimique	28
II.1.6.3	Contrôle de la concentration en sels	28
II.1.6.4	Contrôle de la température.....	28
II.1.6.5	Choix des matériaux	28
II.1.6.6	Évitez les zones de stagnation.....	29
II.1.6.7	Nettoyage mécanique.....	29
II.1.6.8	Formation et sensibilisation	29
II.1.7	Effet de la température et la pression sur le dépôt de NaCl	29
II.1.7.1	Effet de la température.....	29
II.1.7.2	Effet de la pression.....	29
II.1.8	Méthodes pour la détection et la prévention de dépôt de NaCl	30
II.1.8.1	Détection.....	30

II.1.8.2 Prévention	30
II.2 Sulfate de baryum BaSO ₄	30
II.2.1 Introduction	30
II.2.2 Origine de sulfate de baryum	31
II.2.3 Propriétés physico-chimiques de BaSO ₄	32
II.2.4 Structure cristalline du BaSO ₄	33
II.2.5 Taux de saturation	34
II.2.6 Cinétique de croissance du BaSO ₄	35
II.2.7 Solubilité du BaSO ₄	35
II.2.8 Localisation des dépôts de sulfate baryum	36
II.2.9 Effet des paramètres sur la formation de BaSO ₄	36

Chapitre III: Les produits anti-dépôts.

III.1 Définition et domaine d'utilisation des produits anti-dépôts.....	39
III.2 Propriétés des produit ant-dépôt	39
III.3 Le rôle des produits anti-dépôts	39
III.4 Les types des produits anti-dépôts	40
III.4.1 Les phosphonates	40
III.4.1.1 Les phosphates à chaine linéaire	40
III.4.1.2 Les polyphosphates inorganiques.....	40
III.4.1.3 Les organophosphorés	41
III.4.1.4 Les phosphates condensés	41
III.4.2 Les polymères	41
III.4.3 L'Acide Ethylène Diamino-tétra-acétique et les sels de sodium	43
III.4.4 Les amines	43
III.5 Mécanisme d'action des produits anti-dépôts	44

III.6	Influence sur la période de germination.....	44
III.6.1	Influence sur la période de croissance.....	45
III.7	Facteurs influençant l'efficacité d'un produit anti-dépôt.....	45
III.7.1	Masse molaire	45
III.8	Concentration de produits anti-dépôts et pH du milieu	46
III.9	Température et stabilité thermique	46
III.10	Facteurs limitant l'efficacité des produits anti-dépôts	46
III.10.1	Méthodes mécaniques	46
III.10.2	Méthodes chimiques	46
III.11	Le surdosage du produit anti-dépôt	47
III.12	Inefficacité des produits anti-dépôts	47
Chapitre IV: Procédure expérimentale, résultats et discussions.		
IV.1	Présentation de la région Gassi Touil	49
IV.1.1	Situation géographique	49
IV.1.2	Division de Technologie et de Développement Sonatrach	50
IV.2	Caractérisation du sel (NaCl) par sursaturation.....	51
IV.2.1	Analyse minéralogique du sel de chlorures de sodium par diffraction aux rayons X.....	51
IV.2.2	Résultat relatif à l'analyse minéralogique	52
IV.3	Composition des eaux de gisement et des eaux d'injection étudiées.....	53
IV.3.1	Echantillonnage	53
IV.3.2	Techniques de mesures	53
IV.3.2.1	Mesure de la salinité	54
IV.3.2.2	Mesure du potentiel hydrogène (pH)	55
IV.3.2.3	Mesure de l'alcalinité.....	55
IV.3.2.4	Dosage du calcium	56

IV.3.2.5	Dosage du magnésium (Mg^{2+}) et du calcium (Ca^{2+}) (dureté totale de l'eau)	57
IV.3.2.6	Dosage des chlorures (méthode de Mohr).....	58
IV.3.2.7	Analyses de sulfate (SO_4^{2-})	58
IV.3.2.8	Analyse du baryum (Ba^{2+})	59
IV.3.2.9	Analyse du fer	59
IV.3.2.10	Analyse des ions potassium et sodium.....	60
IV.3.3	Résultats des analyses physico-chimiques des eaux albiennes et ordoviciennes	60
IV.4	La compatibilité des eaux	62
IV.4.1	Les résultats relatifs à l'étude de la compatibilité des eaux	64
IV.5	Etude du test d'efficacité des produits anti-dépôts	66
IV.5.1	Calcul de l'efficacité du produit anti-dépôt	68
IV.5.1.1	Etude de l'influence de divers paramètres sur l'efficacité de produit anti-dépôt	69
IV.6	Caractérisation du dépôt de sulfate de baryum formé par diffraction aux rayons X ...	72
Conclusion générale.....		77
Références bibliographiques		

Liste des abréviations :

SO₄²⁻ : Ion de sulfate.

Ba²⁺ : Ion de baryum.

H⁺ : Ion d'hydrogène.

Ca²⁺ : Ion de calcium.

CO₃²⁺ : Ion de carbonate.

Na⁺ : Ion de sodium.

Cl⁻ : Ion de chlorures.

PO₄³⁻ : Phosphate.

Ag⁺ : Ion d'argent.

HCl : Chlorures d'hydrogène.

O₂ : L'oxygène.

CO₂ : D'ioxyde de carbone.

H₂O : Molécule d'eau.

CaCl₂ : Formule chimique de chlorures de calcium.

MgCl₂ : Formule chimique de chlorures de magnésium.

SrCl₂ : Formule chimique de chlorures de strontium.

BaCl₂ : Formule chimique de chlorures de baryum.

NaCl : Formule chimique de chlorures de sodium.

FeS : Formule chimique de sulfate de fer.

H₂S : Formule chimique de sulfate d'hydrogène.

Na₂SO₄ : Formule chimique de sulfate de sodium.

Liste des abréviations

CaSO₄ : Formule chimique de sulfate de calcium.

MgSO₄ : Formule chimique de sulfate de magnésium.

SrSO₄ : Formule chimique de sulfate de strontium.

BaSO₄ : Formule chimique de sulfate de baryum.

NaHCO₃ : Formule chimique de bicarbonate de soude.

CaCO₃ : Formule chimique de carbonate calcium.

CW : Le coefficient de compressibilité isotherme.

μ : Viscosité.

Ø : Degré de saturation.

C_{sel} : Concentration de sel.

C_{p_{sel}} : Constant de dissociation.

[A⁺] ; **[B⁻]** : Concentration exprimé en ion.

[AB] : Concentration.

K_s : Produit de solubilité.

pH : Potentiel hydrogène.

MEB : Microscopie électronique à balayage.

SR : Taux de saturation.

S : Sursaturation.

SI : Indice de saturation.

EDTA : Acide éthylène diamine tétra acétique.

DX : Diffraction aux rayons X.

IR : Spectroscopie infrarouge.

NAF : Fluorure de sodium.

Liste des abréviations

TA : Titre alcalimétrique.

TAC : Titre alcalimétrique calculé.

TEA : Trethaloamine.

KrCrO₄ : Chromate de potassium.

AgNO₃ : Nitrate d'argent.

NUT : Unité standard de mesure de la turbidité.

UMBB : Université M'hammed Bougera Boumerdès.

DTD : Division de Technologie et Développement (Ex CRD).

CRD : Centre de Recherche et Développement.

Liste des figures :

❖ **CHAPITRE I :**

Figure N°I.1 : Forme de croissance d'un cristal aux instants t et t_0 .

Figure N°I.2 : Influence de la pression sur la solubilité.

Figure N°I.1: Influence de la température sur la solubilité.

Figure N°I.4 : Influence de la salinité sur la solubilité.

Figure N°I.5 : Dépôt d'asphaltène.

Figure N°I.6: Dépôt de la paraffine.

Figure N°I.7: Dépôt de chlorure de sodium.

Figure N°I.8: Dépôt contenu du CaCO_3 .

Figure N°I.9: Dépôt de sulfate de calcium.

Figure N°I.10: Dépôt de sulfate de strontium.

Figure N°I.11: Dépôt de sulfate de baryum.

Figure N°I.12: Dépôt au niveau de tubing (les équipements du fond).

❖ **CHAPITRE II :**

Figure N°I.1 : Dépôt de chlorures de sodium NaCl .

Figure N°I.1 : Structure cristalline de chlorures de sodium NaCl .

Figure N°I.1 : Dépôt de sulfate de baryum.

Figure N°II.4: Sulfate de baryum à l'intérieur du tubing.

Figure N°II.5 : Structure cristalline de sulfate de baryum par MEB.

Figure N°II.6 : Précipitation de BaSO_4 dans les installations du fond et de surface.

❖ **CHAPITRE III :**

Figure N°III.1: Structures chimiques de certains polyphosphates inorganiques.

Figure N°III.2 : Dispersion des cristaux déjà formés.

❖ **CHAPITRE IV :**

Figure N°IV.1 : Situation Géographique de la région de Gassi-Touil.

Figure N°IV.2: Diffractogramme du dépôt de NaCl.

Figure N°IV.3: Filtration de l'eau albiennne.

Figure N°I.1 : Filtration de l'eau ordovicienne.

Figure N°IV.5: Dosimètre, SI Analytic.

Figure N°IV.6: Spectrophotomètre UV Visible, HACH DR1900.

Figure N°IV.7: Spectrophotomètre d'émission de flammes, BWB Technologie.

Figure N°IV.8: Test de compatibilité des eaux d'injection et l'eau de gisement.

Figure N°IV.9: Filtration sous vide des échantillons pour différents taux de mélange.

Figure N°IV.10: Résumé des étapes réalisées pour l'évaluation de la compatibilité des eaux étudiées.

Figure N°IV.11 : Le taux critique de l'incompatibilité des eaux albiennes et ordoviciennes.

Figure N°IV.12: Test inhibition des produits anti-dépôts.

Figure N°IV.13: Variation de la turbidité des produits anti-dépôts A, B, C, D, E. en fonction des concentrations.

Figure N°IV.14 : Etude d'efficacité des produits anti-dépôts A, B, C, D, E.

Figure N°IV.15 : Variation de la turbidité et de l'efficacité de produit anti-dépôt A en fonction de la concentration.

Figure N°IV.16 : l'influence du pH sur la déposition.

Figure N°IV.17: L'influence de la température sur la déposition.

Figure N°IV.18 : Diffractogramme de l'échantillon du dépôt (BaSO_4) obtenu lors de mélange des eaux albiennes et ordoviciennes.

Liste des tableaux :

❖ **CHAPITRE I :**

Tableau N°I.1 Caractérisation de la composition de l'eau de gisement.

Tableau N°I.2 : Solubilité et produit de solubilité de trois dépôts à base de sulfate.

❖ **CHAPITRE II :**

Tableau N°II.1 : Solubilité de sulfate de baryum à différentes températures.

❖ **CHAPITRE III :**

Tableau N°III.1 : Quelques polymères utilisés comme produits anti-dépôts de sel.

❖ **CHAPITRE IV :**

Tableau N°IV.1 : Conditions de prélèvement à Gassi-Touil.

Tableau N°IV.2 : Résultats des analyses physico-chimiques des eaux albiennes et ordoviciennes.

Tableau N°IV.3 : Résultats relatifs au poids du dépôt pour le taux de mélange critique.

Tableau N°IV.4 : Les analyses physico-chimiques des filtrats des mélanges.

Tableau N°IV.5 : Turbidité obtenue pour différentes concentrations.

Tableau N°IV.6 : L'efficacité obtenue pour chaque concentration.

Tableau N°IV.7 : Valeurs de la turbidité et de l'efficacité à différentes concentrations.

Tableau N°IV.8 : Variation de la turbidité et de l'efficacité à différentes valeurs du pH.

Tableau N°IV.9 : Valeurs de la turbidité et de l'efficacité en fonction de la température.



INTRODUCTION GÉNÉRALE

Les dépôts 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 inhibiteurs de précipitation ou modificateurs de croissance 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 procédés), 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-dépôts.

L'étude de dissolution du sel de chlorures de sodium (NaCl) est un domaine important dans la recherche de solutions pour résoudre les problèmes liés aux dépôts minéraux dans les industries pétrolières et gazières. Les dépôts minéraux, tels que le sulfate de baryum (BaSO_4), peuvent causer des problèmes significatifs dans la production et le traitement des fluides pétroliers et gaziers. Ces dépôts peuvent entraîner une réduction de la pression et de la production, ainsi qu'une augmentation des coûts de maintenance et de traitement. Pour résoudre ce problème, les chercheurs ont étudié l'efficacité des produits anti-dépôts pour réduire la formation de dépôts minéraux. L'étude de l'efficacité d'un produit anti-dépôt de ces substances consiste à analyser leur capacité à ralentir ou à empêcher la réaction de précipitation des ions minéraux dans les fluides pétroliers et gaziers.

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 sulfates (SO_4^{2-}) et l'eau de gisement riche en baryum (Ba^{2+}) donc l'incompatibilité entre ces eaux provoque des dépôts de sulfate de baryum BaSO_4 au niveau de la roche réservoir, des alentours des puits, la colonne de production et les installations de fond. Cependant, cette méthode présente un inconvénient majeur: les dépôts provoqués par l'incompatibilité des eaux (eaux de gisement et eaux d'injection) dues aux interactions physico-chimiques entre les deux types d'eau qui provoquent une dégradation irréversible, particulièrement dangereuse pour les installations de production de fond.

Les produits anti-dépôts doivent posséder des caractéristiques spécifiques pour être efficaces, telles que la résistivité, la biodégradabilité et la non-toxicité. L'étude de l'efficacité inhibitrice de ces substances permet de comprendre comment elles interagissent avec les ions minéraux et les conditions thermodynamiques nécessaires pour éviter la formation de dépôts.

L'étude d'efficacité inhibitrice des produits anti-dépôts de BaSO_4 est importante car ce sel est couramment rencontré dans les fluides pétroliers et gaziers. Le mécanisme de son influence sur la formation des dépôts minéraux est de connaître les conditions optimales de son action sur le dépôt formé.

Les produits anti-dépôts 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 amines ou des polymères.

Leur mode d'action est principalement :

- 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.

L'industrie pétrolière cherche depuis un certain temps des moyens plus efficaces de gérer les gisements. Actuellement, les traitements par produits anti-dépôts sont effectués soit en continu, soit en utilisant la technique de compression des produits anti-dépôts. La technique d'essorage de produit anti-dépôt 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 puit puisse être remis en production. Lorsque la production reprend, le

produit anti-dépôt 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.

Ce mémoire comporte deux parties en plus de l'introduction et la conclusion, une partie théorique comprenant trois chapitres, et une partie expérimentale

- Le premier chapitre comporte des généralités sur le pétrole et la récupération assisté du pétrole ;
- Le deuxième chapitre concerne la déposition et les traitements des dépôts de chlorures de sodium et de sulfate de baryum ;
- Le troisième chapitre concerne les produits anti-dépôts.



**CHAPITRE.I : GENERALITES SUR LE
PETROLE ET LA RECUPERATION
ASSISTE DU PETROLE**

I.1 Définition du pétrole :

Le pétrole est un liquide huileux d'une couleur habituellement brune. La masse moléculaire du pétrole est généralement comprise entre 200 et 300 et la densité est comprise entre 0,8 et 0,9. En moyenne, le pouvoir calorifique du pétrole est de 10000 kcal/kg [1].

I.1.1 Composition du pétrole :

Le pétrole est constitué d'un mélange de divers hydrocarbures saturés ainsi que de composés organiques tels que le soufre, l'azote et l'oxygène. Mis à part les acides alicycliques, également appelés acides naphthéniques, le pétrole ne renferme presque pas de composés chimiques à forte activité, comme les hydrocarbures non saturés, les aldéhydes, les acétones, etc.... . On peut trouver du pétrole et du gaz pétrolier à des profondeurs allant de 2 à 5 mille mètres, où la température atteint 200°C et où la pression est d'environ 100 kg/cm² et plus. Il est probable qu'il n'y ait pas de composés organiques chimiquement actifs et instables dans ces conditions [1].

I.1.2 La récupération du pétrole :

I.1.2.1 La récupération primaire :

L'huile remonte naturellement à la surface grâce au puits producteurs lorsque la pression du fluide dans le réservoir dépasse la pression hydrostatique. Son principe repose sur la disparité de pression et permet d'obtenir 5 à 30% d'huile. La récupération de l'huile se produit lorsque la pression dans le réservoir diminue, ce qui génère à la fois de l'huile, de l'eau et du gaz [2].

I.1.2.2 La récupération secondaire :

Elle consiste à injecter un fluide pour maintenir la pression du réservoir, permettant ainsi de récupérer davantage de pétrole. C'est pourquoi l'injection d'eau ou de gaz a lieu, transférant le pétrole vers les puits de production. La récupération secondaire atteint sa limite lorsque la proportion d'eau dans le mélange de récupération est supérieure à la proportion d'huile [2].

I.1.2.3 La récupération tertiaire :

Étant donné que la récupération primaire et secondaire ne permet de récupérer qu'environ 60% de l'huile présente dans les réservoirs, cette dernière étape est utilisée pour récupérer une partie de l'huile résiduelle dans le réservoir. Son objectif principal est de collecter de l'huile dans des zones qui n'ont pas été balayées par le fluide déplaçant.

I.2 Généralités sur les eaux :

I.2.1 Différents types d'eau dans les puits :

I.2.1.1 Eau de maintien de pression :

Il s'agit d'une eau injectée dans une quantité et une qualité adéquates pour permettre la récupération de pétrole lors de l'exploitation des gisements. Il s'agit de la collecte assistée du pétrole. Il est possible de procéder à l'injection soit dans la zone pétrolière, soit en périphérie dans un aquifère déjà en place [2].

I.2.1.2 Eau de lavage :

Afin de rétablir la production des puits, une quantité d'eau douce est injectée. De nos jours, il y a des problèmes sérieux d'incompatibilité entre les eaux d'injection. Des ions sulfates (SO_4^{2-}) sont présents dans les eaux de lavage, tandis que les eaux de gisement peuvent contenir des ions de baryum (Ba^{2+}), de calcium (Ca^{2+}) et/ou de strontium (Sr^{2+}). Les dépôts du sel dans les installations sont causés par le mélange des deux eaux (gisement et lavage).

Les eaux de formation peuvent avoir une teneur en chlorure de sodium allant jusqu'à 350 g/l, ce qui correspond à une sursaturation. De cette manière, une légère variation de température ou une faible évaporation d'eau entraîne une forte précipitation de chlorure de sodium (NaCl) sur les parois du tube, ce qui peut entraîner le bouchage ou la réduction de la section du tube, ce qui entraîne une diminution de la production [2].

I.2.1.3 Eau de gisement :

L'eau de gisement plus dense, piégée dans la roche imperméable, pousse le pétrole vers le réservoir de production. Il est possible qu'elle soit issue de l'aquifère situé à la base des champs pétrolifères ou de la roche réservoir elle-même. Il s'agit d'une eau très riche en sels jusqu'à saturation ; le principal sel est le chlorure de sodium (NaCl) [2].

- Les caractéristiques de l'eau de gisement :

Les caractéristiques importantes de l'eau de gisement sont résumées dans le Tableau N° I.1 :

Tableau N°I.1 Caractérisation de la composition de l'eau de gisement.

Caractéristiques	Définition
Composition	Cette question suscite l'intérêt du géologue et du spécialiste du gisement afin de créer un modèle de gisement. Si plusieurs compositions sont présentes, il est possible qu'il y ait plusieurs aquifères. Par conséquent, lorsqu'il s'agit d'injecter de l'eau, il sera nécessaire d'étudier la compatibilité avec l'eau injectée.
Compressibilité	Le coefficient de compressibilité isotherme CW de l'eau est de l'ordre de : $CW = 5 \times 10^{-5} [bar^{-1}]$. C'est cette caractéristique qui permet à l'eau d'un aquifère d'évacuer un gisement par sa détente, étant donné l'extension souvent considérable de l'aquifère par rapport à la taille du gisement.
Viscosité	Elle est déterminée au laboratoire ou par abaque. Sa valeur est de l'ordre $\mu = (3 \times 10^{-4} \text{ à } 7 \times 10^{-4}) [pa \cdot s]$

➤ Les différents types d'eaux de gisement :

- **Eaux de condensation** : qui représentent la partie de l'eau en phase vapeur qui se trouve avec les fluides de gisement. Théoriquement, elles contiennent moins d'éléments chimiques. Elles sont générées en quantité relativement faible à la tête des puits par condensation [4].
- **Eaux de formation** : On les attribue généralement à l'aquifère du gisement et elles accompagnent la mise en œuvre des hydrocarbures. Elles sont diverses et classées en fonction des composés chimiques principaux qu'elles contiennent.
- **Eaux interstitielles** : Il s'agit d'eaux présentes dans les petits interstices entre les petits grains d'une roche.
- **Eaux connées** : Le terme « connée » signifie née, produites ou générées en collaboration. On peut qualifier une eau connée d'eau interstitielle d'origine syngénésique (formée au même moment que la roche principale). Ainsi, une eau connée est une eau fossile qui n'a pas été exposée à l'atmosphère pendant une grande partie d'une période géologique [4].

I.2.2 L'eau d'injection :

La méthode la plus répandue pour récupérer le pétrole est l'injection d'eau dans les réservoirs.

En général, une eau d'injection peut renfermer :

- Des particules en suspension :
 - Minérales : argiles, silices, divers minéraux précipités de calcium, de sulfate et de fer, y compris les résidus de corrosion bactérienne tels que le FeS, etc....,
 - Composés organiques : résidus d'émulsion, bactéries...
- Sels dissous de diverses natures,
- Métaux lourds,
- Produits organiques dissous,
- Hydrocarbures, tels que le phénol et le naphthalène [3].

I.2.2.1 Le choix de l'eau d'injection :

Les raisons pour lesquelles l'eau est choisie comme agent de balayage sont les suivantes :

- Son coût abordable, étant donné le prix de vente bas du brut par rapport aux autres matières primaires,
- Sa disponibilité en quantités adéquates,
- Son efficacité de déplacement de l'huile : de 20 à 80% en fonction de son degré de capillarité,
- La mouillabilité à l'eau et la diversité de la roche réservoir [3].

I.2.3 Les sources d'eau d'injection :

L'eau utilisée pour la production du pétrole brut provient de différentes sources selon la localisation, la disponibilité et les besoins [5].

I.2.3.1 Les eaux de surface :

Il est possible de collecter les eaux superficielles dans une rivière ou un lac, ce qui leur permet d'être facilement disponibles et à des débits élevés. Néanmoins, elles ont le désavantage de renfermer de grandes quantités d'oxygène O₂, de nombreuses matières solides en suspension

(sables, produits animaux et végétaux, ainsi que des bactéries), ce qui entraîne un risque de colmatage des filtres des puits injecteurs et de corrosion bactérienne des tubes [5].

I.2.3.2 Nappe d'eau de faible profondeur :

La nappe phréatique présente l'avantage de contenir une faible quantité d'oxygène et de matière en suspension, mais la présence des composés tels que le H₂S, le CO₂ dissous, les bactéries et les hydroxydes de fer peut entraîner des graves problèmes de corrosion et de colmatage dans cette eau [3].

I.2.3.3 Aquifères régionaux :

La plus fréquemment utilisée et la meilleure source d'eau est cette source d'eau d'aquifère, en raison de sa faible concentration en oxygène et en matière en suspension (pratiquement nulle). Cependant, il est important de prendre soin d'éliminer les gaz dissous (H₂S et CO₂) ainsi que les bactéries anaérobies réductrices de sulfates avant d'injecter cette eau [6].

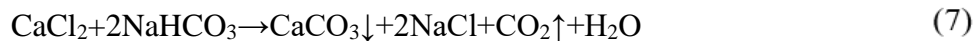
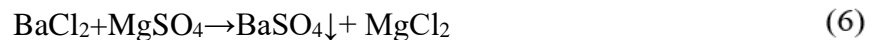
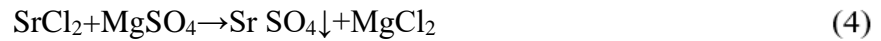
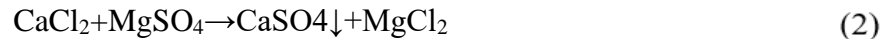
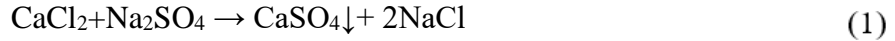
I.2.3.4 Les eaux de mer :

On utilise de l'eau de mer dans le domaine offshore. En général, cette eau est extrêmement corrosive et nécessite un traitement pour diminuer l'impact sur les équipements métalliques [3].

I.2.4 L'incompatibilité entre l'eau d'injection et l'eau de gisement :

L'incompatibilité typique entre les eaux de gisement pétrolier et celles d'injection est le fait que des interactions chimiques peuvent se produire et faire précipiter des sels indésirables pour la réussite de l'injection. C'est le cas du champ de Hassi Messaoud dans lequel les eaux d'injection semblent non compatibles avec les eaux de gisement. L'injection de l'eau reste toutefois l'une des techniques les plus utilisées pour la récupération secondaire de pétrole, Le succès de celle-ci, dépend primordialement de la compatibilité des eaux d'injection et les eaux de gisement, car elles ne doivent en aucun cas provoquer une réduction de la perméabilité de la roche réservoir ; ni même une corrosion des installations du fond comme de surface [7].

La base du problème d'incompatibilité réside dans le mélange de l'eau d'injection et de gisement, ce qui entraîne des précipitations selon les schémas des réactions suivantes :



Sachant qu'une eau peut être chimiquement pure, malgré ces différentes composantes. Elle présente un équilibre ionique entre ses cations et ses anions. En ajoutant une autre eau contenant d'autres ions, cet équilibre est rompu, alors il y'a formation des composés insolubles qui précipitent afin de rétablir cet équilibre. Ceci dit, deux eaux sont dites compatibles, si la réaction entre les composants chimiques ne donne pas au mélange des composés insolubles. L'analyse chimique élémentaire nous permet de faire une approche théorique en appliquant des paramètres physico-chimiques tels que : le potentiel hydrogène, la concentration en cations et anions, la température et la pression [7].

I.3 Généralités sur les dépôts :

I.3.1 Mécanisme de formation du dépôt :

La formation du dépôt se produit à travers des réactions de précipitation ou de cristallisation. Elles impliquent la majorité des processus essentiels impliqués dans la cristallisation. Il existe différents processus tels que la nucléation, la croissance, l'agglomération, la fracture, ... Dans notre situation, il ne s'agit que de la nucléation et de la croissance.

Trois mécanismes en cascade sont utilisés pour la formation d'un cristal :

- La sursaturation,
- La formation de germe (germination),
- Et la croissance de cristal (cristallisation) [4].

I.3.1.1 La sursaturation :

Le produit de solubilité est une propriété du sel et des conditions thermodynamiques ; toute variation de ces paramètres entraînera également une variation du produit de solubilité, ce qui entraînera des précipitations. Afin de commencer la germination, il faut dépasser le produit de solubilité. Le degré de saturation de ce dépassement est défini comme suit :

$$\emptyset = \frac{C_{Sel}}{C_{P Sel}} \quad (8)$$

- \emptyset : Degré de saturation.
- C_{Sel} : Concentration du sel à $t=0$.
- $C_{P Sel}$: Concentration du sel à l'équilibre thermodynamique.

Les lois de la thermodynamique concernant les équilibres chimiques pourraient être utilisées pour expliquer le phénomène de la précipitation. Lorsque la loi d'action de masse est appliquée à une solution aqueuse d'un corps AB, ce dernier se dissocie au moins selon la réaction suivante :



$$k = \frac{[A^{+}][B^{-}]}{[AB]} \quad (10)$$

- K : Constante de dissociation.
- $[A^{+}]$ et $[B^{-}]$: concentrations exprimées en ion mol/l.
- $[AB]$: Concentration en mol/l.

Si on ajoute une solution du sel CD à la solution AB, le mélange va contenir les ions : A^{+} , B^{-} , C^{-} , D^{+} . En supposant que le sel AC est peu soluble, tous les ions A^{+} , C^{-} , resteront en solution si la condition :

- $[A^{+}] [C^{-}] < K_s$ est satisfaite.

K_s : produit de solubilité de corps AB.

Dans le cas contraire, le sel précipitera jusqu'à satisfaction de cette condition [4].

I.3.1.2 Formation de germe (germination) :

La germination correspond à la période pendant laquelle des ions ou des molécules se regroupent à l'intérieur d'un espace supposé sphérique avec un rayon. Au début de la précipitation, on observe la formation de germes ou de ponts avec une forme spécifique qui se caractérise progressivement. Les germes formés par l'association de divers ions, tels que Ba^{2+} et SO^{2-} . Ils se développent en fixant de nouveaux ions de Ba^{2+} et SO^{2-} , ce qui entraîne une croissance de cristal [8].

I.3.1.3 Croissances de cristal (cristallisation) :

De diverses façons, le milieu de croissance influence les facteurs cinétiques qui contribuent à l'évolution des faces. Dans un premier temps, le solvant s'adsorbe plus ou moins sur les surfaces et ne les freine pas toutes de manière uniforme. Le solvant agit également grâce à sa solubilité. La solubilité augmente, ce qui signifie que la concentration dans la solution augmente, ce qui entraîne une augmentation de la cinétique de croissance. Si la température n'est pas imposée, on peut également obtenir des cinétiques très différentes. Au niveau des processus de solvation, de désolvation et de formation des complexes, le milieu de croissance joue également un rôle. De manière générale, plus les molécules de soluté forment des complexes stables avec les composants de la solution, plus la vitesse de croissance est faible [9].

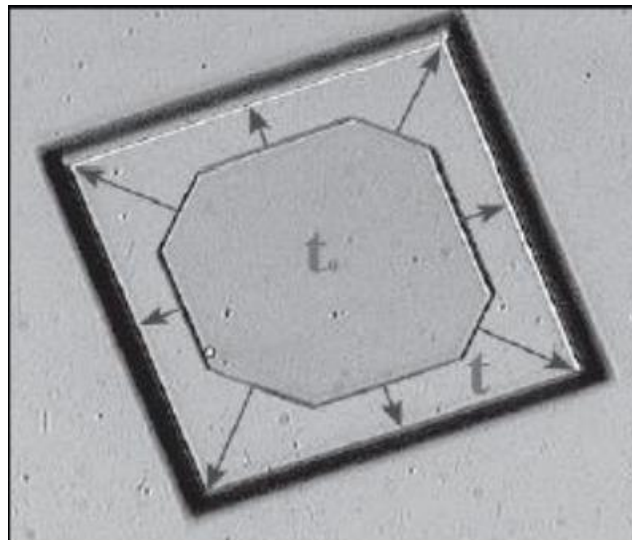


Figure N°I.1 : Forme de croissance d'un cristal aux instants t et t_0 [9].

I.3.2 Les principales causes de formation des dépôts :

I.3.2.1 Chute de la 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 [10].

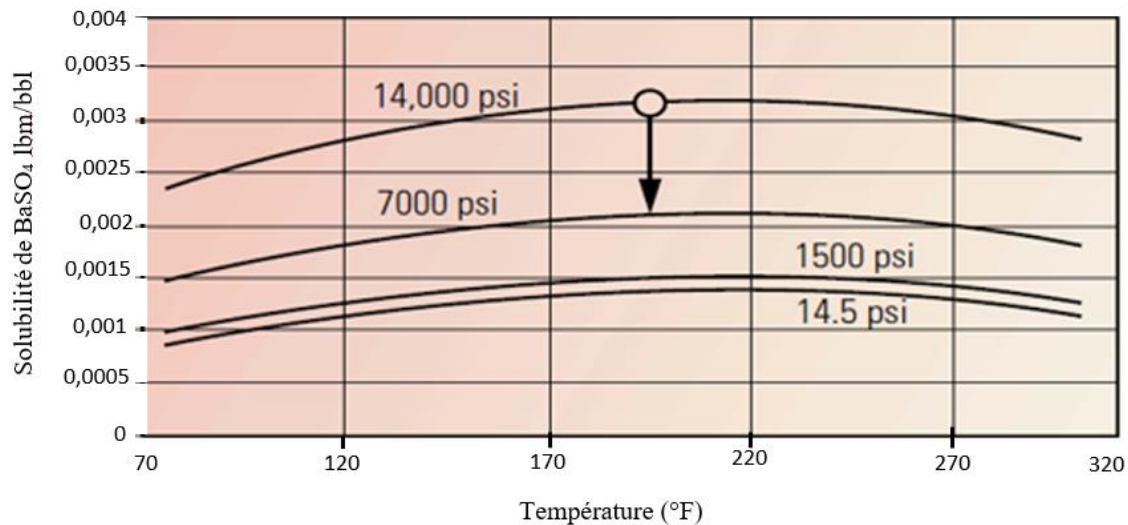


Figure N°I.2 : Influence de la pression sur la solubilité [4].

I.3.2.2 Changement de la température :

Certaines installations de surface s'échauffent, comme les moteurs ou les échangeurs de chaleur des pompes, ce qui provoque la formation du dépôt [9]. En général, une augmentation de la température de 40° à 90°C entraîne une augmentation de la solubilité de BaSO₄ et une diminution des solubilités de CaSO₄ et de SrSO₄.

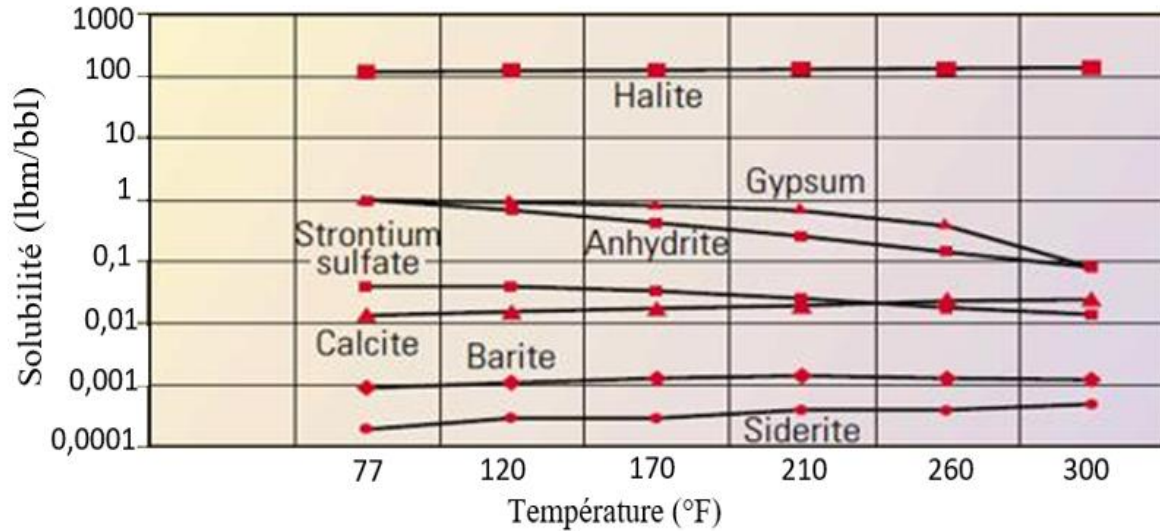


Figure N°I.3: Influence de la température sur la solubilité [4].

I.3.2.3 Changement des propriétés minérales :

La modification des propriétés minérales des eaux pourrait entraîner la formation de dépôts en raison de l'évolution des forces ioniques des ions présents en solution. La quantité totale de sels (sels totaux) présents dans l'eau joue un rôle important. La présence des sels étrangers dissous favorise également la solubilité du sulfate de baryum dans l'eau [7].

I.3.2.4 Effet du potentiel hydrogène (pH) :

La solubilité d'un sel dépend également de la concentration en ions hydrogène H^+ , c'est-à-dire du pH de la solution analysée. De manière générale, la solubilité des sels augmente avec la baisse du pH, ce qui s'explique par l'activité élevée des ions H^+ . Effectivement, lorsqu'il y a un acide, l'activité du H^+ sera telle qu'elle attaque facilement le dépôt. En revanche, une teneur en base entraîne la création d'oxydes qui augmentent la masse de dépôt et réduisent la solubilité.

I.3.2.5 Effet des sels dissouts :

La solubilité du $BaSO_4$ est favorisée par les sels dissouts dans l'eau, tout comme pour $CaCO_3$ et $CaSO_4$. Par exemple, la présence de 100 000mg/l de NaCl entraîne une augmentation de la solubilité du $BaSO_4$ de 2,03 à 3 mg/l à 25°C et de 3,9 à 65mg/l à 95°C [4].

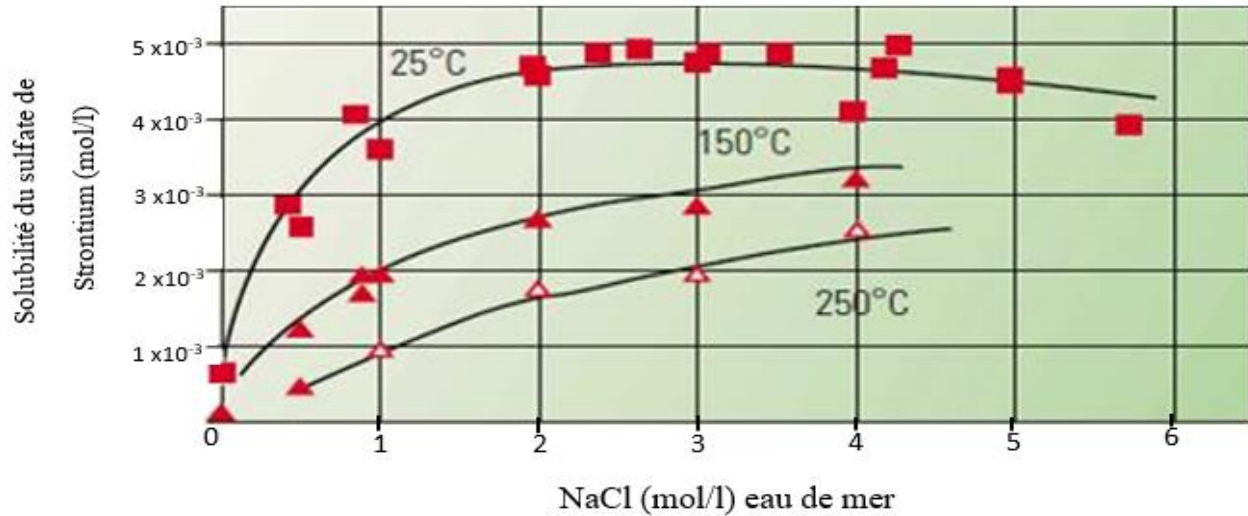


Figure N°I.4 : Influence de la salinité sur la solubilité [4].

I.3.2.6 Mélange des eaux incompatibles :

Lors de la récupération secondaire, l'eau des puits de production, qui renferme différents minéraux, est mélangée après la percée avec de l'eau d'injection, ce qui entraîne une modification des caractéristiques minérales en raison de l'incompatibilité des deux eaux, ce qui entraîne la formation des dépôts. L'instabilité relative aux carbonates ou sulfates de calcium et aux sulfates de baryum est dans de nombreux cas, une conséquence directe de cet amalgame, comme c'est le cas dans les champs d'hydrocarbures de la mer du nord. Effectivement, lors de la combinaison de deux eaux incompatibles, l'eau de formation contenant des ions de baryum et l'eau de mer contenant des ions sulfates, engendrent la formation d'un dépôt de sulfate de baryum [9].

I.3.3 Les différents types de dépôt :

Plusieurs dépôts (organiques et minéraux) de diverses compositions sont encore observés dans la production du pétrole, notamment sur les parois des installations du fond et aux abords des puits, ce qui perturbe la production. Ces dépôts se forment en raison de la dégradation naturelle ou de la divergence entre l'eau d'injection (utilisée pour la récupération de pétrole ou pour le dessalage) et l'eau de gisement [11].

I.3.3.1 Les dépôts organiques :

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

brutes contiennent différents types de dépôts organiques (asphaltènes, résines, paraffines, cires, etc.), qui sont tous des composés naturels. Devant ces difficultés, il est nécessaire de traiter chaque dépôt de manière spécifique [12].



Figure N°I.5 : Dépôt d'asphaltène [12].



Figure N°I.6: Dépôt de la paraffine [12].

I.3.3.2 Les dépôts minéraux :

➤ Les sels solubles :

- Le chlorure de sodium NaCl :**

Le chlorure de sodium est le sel présent en plus grande quantité par rapport aux autres. Certaines eaux de formation peuvent contenir jusqu'à 350 g/l de chlorure de sodium, ce qui représente une sursaturation. Une très faible variation de température, causée par la chute de

pression (à 0°C et avec une concentration d'environ 357 g/l), entraîne une importante précipitation de NaCl [9,12].

Cependant, c'est le moins gênant pour le producteur, et une simple injection d'eau douce suffit pour empêcher la formation de ces dépôts [4].

NaCl se dépose selon la réaction suivante :



Figure N°I.7: Dépôt de chlorure de sodium.

➤ **Les sels peu solubles :**

• **Carbonate de calcium (CaCO₃) :**

La germination du CaCO₃ peut se faire de manière homogène, lorsque les germes se développent dans la solution, ou hétérogène, lorsque les germes se forment sur un support tel qu'une particule soluble ou une paroi. L'équilibre calco-carbonique est responsable de la croissance des germes de CaCO₃ en solution aqueuse (germination homogène). Il existe plusieurs étapes dans le processus de précipitation hétérogène : transport des matières vers la surface, adsorption des solutés réactifs (comme les ions Ca²⁺ et CO₃²⁻) sur la surface, diffusion en surface jusqu'aux sites réactifs (principalement en raison d'un gradient de concentration), puis réaction de

formation selon une série d'étapes (liaisons ou clivages, échanges ioniques, acquisition ou perte d'eau, etc.) [13].

La formation de dépôt de carbonate de calcium est prévue en raison des chutes de pression pendant la production. Les carbonates de calcium sont des sels qui se forment suivant une réaction de précipitation par la combinaison des ions calcium avec les ions carbonates ou bicarbonates selon les deux réactions suivantes [7] :

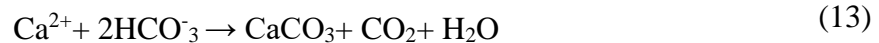


Figure N°I.8: Dépôt contenu du CaCO_3 [7].

➤ **Les sels insolubles (les dépôts de sulfates) :**

• **Les sulfates :**

Les sulfates sont produits par mélange de deux eaux. Les deux sont composées d'ions alcalino-terreux (baryum, strontium, calcium) et d'ions de sulfates (SO_4^{2-}). Les dépôts se forment donc lors du mélange et l'une de ses principales caractéristiques est une formation rapide. Ils sont présents lors de la formation (en raison de l'injection d'eau) et le principal risque de leur formation est donc de colmater des zones de drainage ou de venir modifier les conditions de production autour du puits. Trois types de sulfates sont présents dans les dépôts (les sulfates de baryum, de strontium et de calcium) [14].

- **Sulfate de calcium CaSO_4 :**

La présence de sulfate de calcium est fréquente lors de l'exploitation des gisements pétroliers. Il s'agit d'un sel peu soluble, mais seulement qu'à une concentration proche de sa limite de solubilité ou il risque de précipiter. L'une des principales raisons de l'apparition des dépôts de sulfate de calcium est la diminution de la pression de l'effluent le long du puits, due à l'évaporation partielle et à l'incompatibilité des eaux de carrière et d'injection. Il est possible que le dépôt de sulfate de calcium entraîne des rétrécissements, voire des obstructions des conduites, ce qui peut entraîner une diminution des débits de production [15].



Figure N°I.9: Dépôt de sulfate de calcium [15].

- **Sulfate de strontium SrSO_4 :**

Le dépôt de sulfate de strontium, est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium ; sa solubilité diminue on fonction de la température. La précipitation de SrSO_4 peut se produire par :

- Evaporation de l'eau.
- Elévation de la température.
- Mélange des eaux incompatibles [4].



Figure N°I.10: Dépôt de sulfate de strontium [9].

○ **Sulfate de baryum $BaSO_4$:**

Il s'agit du dépôt le plus incrustant et le plus risqué parmi les autres, il est essentiel de ne pas le créer car il crée des bouchons imperméables, colmatants et inattaquables à l'acide et aux fondations basses. En règle générale, les dépôts de sulfate de baryum sont causés par l'incompatibilité entre les deux eaux. Des sels de baryum Ba^{2+} sont présents en solution dans certaines eaux de gisement. Les eaux de sulfate contenant des ions de sulfates SO_4^{2-} se précipitent lorsque ces eaux entrent en contact avec une eau de sulfate. Lors du lavage continu effectué pour prévenir les dépôts de sels, ou lors de l'injection d'eau douce dans le gisement afin de maintenir la pression de ce gisement, ce contact peut se produire. Finalement, l'eau injectée parvient aux puits producteurs [16].



Figure N°I.11: Dépôt de sulfate de baryum.

I.3.4 Comparaison entre le sulfate de calcium, de strontium et de baryum :

En comparaison, la solubilité du BaSO_4 dans l'eau douce est de 2 mg/l, ce qui représente une réduction de 10 fois par rapport au CaCO_3 , 100 fois par rapport au SrSO_4 et mille fois par rapport au CaSO_4 . Cependant, sa solubilité augmente avec la force ionique de l'eau et peut atteindre jusqu'à 50 mg/l dans une eau de gisement.

Le tableau ci-dessus donne une comparaison des solubilités du sulfate de baryum et de sulfate de calcium [15] :

Tableau N°I.2 : Solubilité et produit de solubilité de trois dépôts à base de sulfate [15].

Elément	BaSO_4	SrSO_4	CaSO_4
Produit de solubilité K_s	$1,1 \cdot 10^{-10}$	$2,8 \cdot 10^{-7}$	$6,1 \cdot 10^{-5}$
Solubilité mg/cm^3	$1,05 \cdot 10^{-5}$	$5,3 \cdot 10^{-4}$	$7,8 \cdot 10^{-3}$

I.3.5 Les conséquences de la formation de dépôt sur le champ pétrolier :

Les dépôts peuvent provoquer des dégâts industriels, économiques et environnementaux, qui sont principalement [7] :

- Les échanges thermiques diminuent, ce qui entraîne une augmentation de la température qui diminue la solubilité de certains sels [3].

- La réduction de la section de passage entraîne une réduction de la production et une augmentation des pertes de charge.
- Problème de corrosion : Il est possible que les installations de surface et de fond (casing, tubing...) soient corrodées.
- En diminuant la perméabilité, l'écoulement des hydrocarbures diminue en raison de la limitation des sections de passage dans la roche réservoir.
- Les dépôts se forment, ce qui nécessite des investissements considérables pour réparer et reconditionner les équipements du fond des puits producteurs et injecteurs.
- Le colmatage de la roche de réserve qui entoure les puits [7].

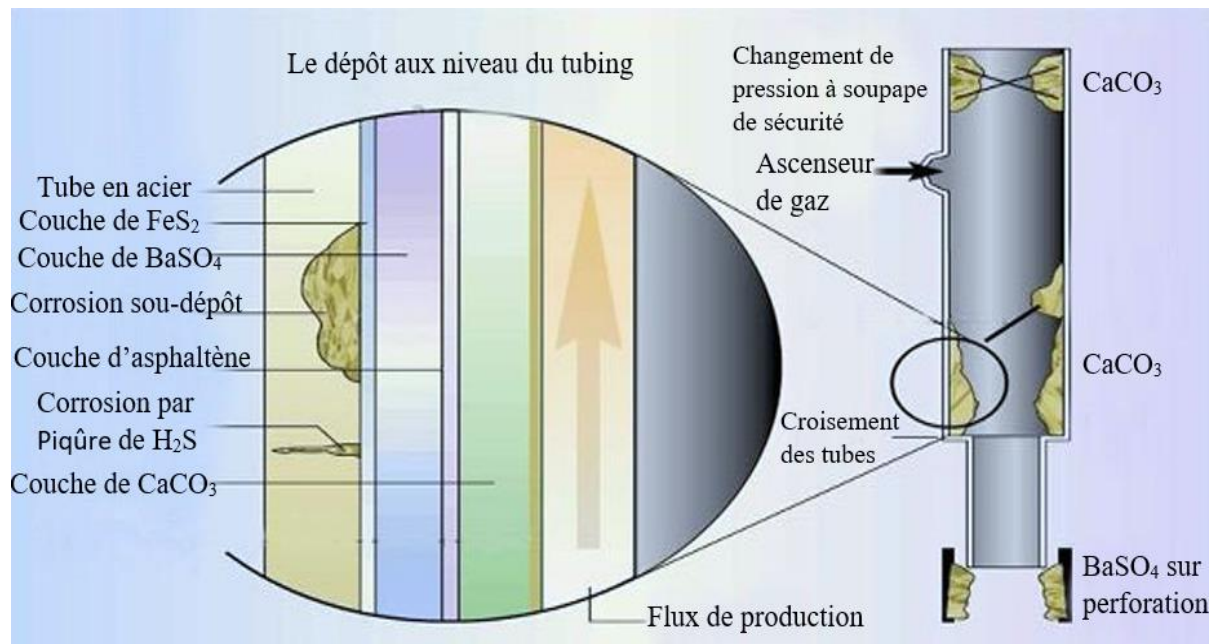


Figure N°I.12: Dépôt au niveau de tubing (les équipements du fond) [7].

I.3.6 Prévention des dépôts :

Le lavage à l'eau périodique en continu semble être la solution la plus appropriée pour prévenir le dépôt de NaCl ; ce problème ne devrait d'ailleurs pas survenir lorsque l'eau produite contient moins de 80% d'eau de gisement. Toutefois, il existe un risque plus sérieux de diminution de la productivité des puits et d'endommagement des installations lorsque les sulfates de baryum, de calcium et de strontium se précipitent.

I.3.6.1 Procédé curatif :

Il est réalisé par partage mécanique en utilisant un racleur, mais cette méthode n'est pas efficace et entraîne des fissures au niveau du tubing [7].

I.3.6.2 Procédé soustractif :

Dans notre situation, il est nécessaire d'éliminer les ions formateurs des dépôts en éliminant les ions sulfates présents dans l'eau d'injection, c'est-à-dire en les désulfatant. Il y a deux approches possibles pour désulfater :

- L'échange ionique avec des résines anioniques,
- Et la désulfatation avec BaCl₂ comme suit :



Ces deux approches sont performantes, mais elles ont l'inconvénient d'être très coûteuses et nécessitent des ressources humaines et matérielles considérables pour traiter les eaux d'un champ agricole.

I.3.6.3 Procédé additif :

Le procédé additif est le mieux adapté pour traiter les dépôts et cela par inhibition de la croissance cristalline par des produits appelés « produits anti-dépôts ».

Il en découle que de ces possibilités, seul l'inhibiteur chimique semble être favorable techniquement, et surtout économiquement.

**CHAPITRE.II : DÉPOSITION ET
TRAITEMENTS DES DÉPÔTS DE
CHLORURES DE SODIUM NaCl ET
DE SULFATE DE BARYUM BaSO_4**

II.1 Chlorure de sodium NaCl :

La fabrication du pétrole requiert fréquemment de grandes quantités d'eau. Cette eau est en grande partie employée dans le lavage des puits salés afin de combattre les dépôts solides de NaCl.

II.1.1 Origine du NaCl dans les canalisations pétrolières:

Le chlorure de sodium (NaCl) est un composé chimique courant. Dans le contexte des canalisations pétrolières, la formation de dépôts de NaCl peut avoir des conséquences importantes sur le transport et la production de pétrole. Le NaCl peut être présent dans les eaux utilisées pour l'injection dans les puits de pétrole ou dans les fluides de production. Lorsque ces eaux s'évaporent ou se refroidissent, le NaCl peut précipiter et former des dépôts solides dans les canalisations.



Figure N°II.1 :Dépôt de chlorure de sodium NaCl.

II.1.2 Propriétés physico-chimiques du dépôt de NaCl :

Le chlorure de sodium est le sel qui se trouve en plus grande quantité que les autres. Le chlorure de sodium se présente sous la forme d'un solide « une fine poudre cristalline blanche », à l'odeur et au goût salé caractéristiques. Il est souvent décrit comme inodore.

La formule chimique du chlorure de sodium est NaCl, il est constitué d'ions sodium (Na⁺) et d'ions chlorures (Cl⁻). Les propriétés du sel sont très hygroscopiques. Sa solubilité dans l'eau à 20°C est élevée (358 g/l), tandis que sa solubilité dans l'éthanol est faible (0,51 g/l dans un milieu à 25°C).

Certaines eaux de formation peuvent en contenir jusqu'à 350g/l. C'est le dépôt le moins gênant, car sa solubilité est suffisamment importante qu'une simple injection d'eau douce empêche sa déposition.

En revanche, il se dissout bien dans le glycérol et l'éthylène glycol. Le point de fusion du chlorure de sodium est de 801°C et son point d'ébullition est de 1413-1465°C. Le pH d'une solution de chlorure de sodium est d'environ 7 pour une solution aqueuse à 1% à 25°C, tandis que le pH d'une solution aqueuse à 5% est de 8-9. La masse molaire du composé est de 58,44 g/mol et sa densité est d'environ 2,17 g/cm³. Le chlorure de sodium correctement stocké n'a pas de date de péremption. Le produit doit être stocké dans des récipients propres, secs et hermétiques [17,18].

II.1.3 Mécanisme de formation de dépôt de NaCl :

Le processus de formation des dépôts de NaCl dans les canalisations pétrolières est complexe et dépend de plusieurs facteurs :

- **Concentration en NaCl** : Plus la concentration en NaCl est élevée, plus la précipitation est probable.
- **Température** : La température influence la solubilité du NaCl. Lorsque la température diminue, le sel peut précipiter.
- **Vitesse d'écoulement** : Des vitesses d'écoulement élevées peuvent empêcher la précipitation du sel.
- **Surface des Parois** : Les dépôts se forment souvent sur les parois des canalisations.
- Le mécanisme général de formation des dépôts de NaCl implique la saturation de la solution en sel, suivie de la cristallisation et de l'adhésion aux surfaces internes des canalisations.

II.1.4 Structure cristalline:

Le chlorure de sodium est un cristal qui se forme à partir d'un assemblage d'ions sodium (Na⁺) et d'ions chlorures (Cl⁻) dans une structure cubique. Cette structure périodique et symétrique est appelée "halite". Les atomes de sodium et de chlore s'organisent en une maille cubique, ce qui donne au sel sa forme caractéristique .

La composition du sel est toujours le résultat du remplissage par les cations Na⁺ d'une structure hôte constituée d'anions Cl⁻. En effet, la sous-structure cubique à faces centrées est formée par les anions Cl⁻, où les cations Na⁺ occupent tous les sites octaédriques de la maille. Dans la composition du sel,

les ions Na⁺ et Cl⁻ peuvent être substitués. On peut également affirmer que les cations Na⁺ constituent une sous-structure cubique avec des faces centrées où les anions Cl⁻ occupent tous les sites octaédriques de la maille [20].



Figure N°II.2: Structure cristalline de chlorure de sodium NaCl [20].

II.1.5 Impact du dépôt NaCl :

Le dépôt de chlorure de sodium (NaCl) dans les canalisations pétrolières peut avoir des conséquences significatives sur le débit, la corrosion et le colmatage. Voici comment chaque aspect est affecté :

II.1.5.1 Impact sur le débit:

Les dépôts de NaCl réduisent la section transversale des canalisations, ce qui entraîne une diminution du débit. L'accumulation de sel peut provoquer des turbulences dans l'écoulement, augmentant la résistance hydraulique et réduisant l'efficacité du transport du pétrole. En conséquence, le débit de pétrole à travers les canalisations peut être considérablement réduit, ce qui affecte la production et le rendement [21].

II.1.5.2 Impact sur la corrosion:

Les dépôts de NaCl peuvent accélérer la corrosion des parois métalliques des canalisations. Le sel favorise la formation de microcellules de corrosion, où des zones anodiques et cathodiques se forment à la surface du métal. Cela peut entraîner une détérioration prématurée des canalisations, augmentant les risques de fuites et de défaillances [21].

II.1.5.3 Impact sur le colmatage:

Les dépôts de NaCl peuvent obstruer complètement les canalisations. Lorsque le sel précipite et s'accumule, il forme des couches épaisses qui réduisent davantage le diamètre intérieur des canalisations. Le colmatage peut entraîner des arrêts de production, des coûts de maintenance élevés et des perturbations dans le flux de pétrole. Il est essentiel de surveiller et de gérer les dépôts de NaCl dans les canalisations pétrolières pour maintenir leur efficacité et leur intégrité. Des méthodes de nettoyage chimique, de prévention et de maintenance sont utilisées pour minimiser ces effets indésirables [21].

II.1.6 Méthode de prévention :

Pour éviter l'accumulation de dépôts de chlorure de sodium (NaCl) dans les canalisations pétrolières, voici quelques mesures de prévention [22] :

II.1.6.1 Surveillance et maintenance régulières:

- Inspection régulière des canalisations pour détecter tout début de dépôt de sel.
- Nettoyage des canalisations à intervalles appropriés pour éliminer les dépôts existants.

II.1.6.2 Traitement chimique:

- Utilisation des produits anti-dépôt spécifiques pour empêcher la précipitation du sel.
- Les produits chimiques tels que les agents dispersants ou les séquestrants peuvent aider à maintenir le sel en solution.

II.1.6.3 Contrôle de la concentration en sels:

- Surveillance de la concentration en NaCl dans les fluides transportés.
- Si la concentration est trop élevée, envisager de diluer le fluide avec de l'eau propre.

II.1.6.4 Contrôle de la température:

- La température affecte la solubilité du sel. Éviter les variations de température brusques.
- Maintenir une température stable pour minimiser la précipitation du sel.

II.1.6.5 Choix des matériaux:

- Utilisation des matériaux de canalisation résistants à la corrosion, car les dépôts de sel peuvent accélérer la détérioration des surfaces métalliques.

II.1.6.6 Évitez les zones de stagnation:

- Les zones où le fluide stagne sont propices à la précipitation du sel.
- S'assurer que le fluide circule régulièrement pour éviter les dépôts.

II.1.6.7 Nettoyage mécanique:

- Utilisation des outils de nettoyage mécanique (brosses, balles de nettoyage, etc.) pour éliminer les dépôts de sel.

II.1.6.8 Formation et sensibilisation:

- Sensibilisation du personnel aux risques liés aux dépôts de sel et aux mesures de prévention.
- Formation du personnel sur les bonnes pratiques de maintenance et de nettoyage.

II.1.7 Effet de la température et la pression sur le dépôt de NaCl :

L'effet de la température et de la pression sur le dépôt de chlorure de sodium (NaCl) dans les canalisations pétrolières est crucial pour comprendre les mécanismes de formation et de prévention. Voici comment ces facteurs influencent les dépôts:

II.1.7.1 Effet de la température:

L'augmentation de la température peut avoir un impact significatif sur l'équilibre chimique dans les canalisations. Selon le principe de Le Chatelier, lorsque la température augmente :

- Pour une réaction exothermique (libérant de la chaleur), l'équilibre se déplace vers les réactifs pour compenser l'excès de chaleur.
- Pour une réaction endothermique (absorbant de la chaleur), l'équilibre se déplace vers les produits pour compenser la perte de chaleur.
- Dans le cas du dépôt de NaCl, une augmentation de température peut favoriser la dissolution du sel précipité, réduisant ainsi les dépôts dans les canalisations [22,23].

II.1.7.2 Effet de la pression:

La pression affecte également l'équilibre chimique. Pour les réactions impliquant des gaz, une augmentation de pression favorise la formation de produits gazeux (selon le principe de Le Chatelier). Cependant, dans le cas du NaCl, qui est principalement solide, la pression n'a pas d'effet

significatif sur sa solubilité ou sa précipitation. La pression est plus pertinente pour les gaz dissous dans les fluides pétroliers, mais elle n'affecte pas directement le dépôt de sel

En résumé, la température peut influencer la solubilité du NaCl, tandis que la pression a un impact négligeable sur les dépôts de sel dans les canalisations pétrolières [24,25].

II.1.8 Méthodes pour la détection et la prévention de dépôt de NaCl :

II.1.8.1 Détection:

La détection a lieu avec des:

- **Détecteurs:** Utilisation des détecteurs spécifiques pour surveiller la présence de dépôts de sel. Ces détecteurs peuvent être basés sur la conductivité électrique, la variation de densité ou d'autres propriétés.
- **Indicateurs de niveau de produit:** Surveillance du niveau de liquide dans les canalisations pour détecter toute accumulation anormale de sel.
- Réalisation régulière des inspections visuelles pour repérer les dépôts de sel sur les parois internes des canalisations [26].

II.1.8.2 Prévention:

- **Des événements et soupapes :** Installation des événements pour éviter la pression excessive et la précipitation du sel. Les soupapes de purge d'eau en pied de réservoir permettent également de contrôler la concentration en sel.
- **Une vanne automatique de coupure de remplissage de réservoir:** Utilisation des vannes automatiques pour arrêter le remplissage du réservoir lorsque la concentration en sel atteint un seuil critique.
- **Un système de défense contre l'incendie:** Mettre en place des systèmes de lutte contre l'incendie, tels que les boîtes à mousse, les lances à main et les rideaux d'eau, pour prévenir les dépôts de sel et réduire les risques d'incendie.

II.2 Sulfate de baryum BaSO₄ :

II.2.1 Introduction :

L'un des matériaux alourdissant couramment employés dans la préparation du fluide de forage pour les puits de pétrole et de gaz profonds est le sulfate de baryum (barytine). Il est

impossible de dissoudre la barytine dans les solvants courants, comme l'acide chlorhydrique (HCl) et d'autres acides. La faible solubilité du sulfate de baryum dans l'eau conduit à la formation de sulfate de baryum tartre dans les puits de pétrole et de gaz [27].

En général, les minéraux de baryum sont plus présents dans l'eau de formation que dans l'eau de mer ; de plus, il y a généralement une concentration plus élevée d'ions sulfate dans l'eau de mer que dans l'eau de formation [17].

Dans les champs de pétrole et de gaz, le sulfate de baryum est fréquemment présent, de nombreux paramètres et conditions opérationnelles ont un impact significatif sur les précipitations à grande échelle sur le terrain, tels que la pression, la température, le temps d'interaction, le potentiel hydraulique pH et l'équilibre chimique. Les concentrations d'ions des flux et les conditions d'exploitation détermineront l'emplacement de l'échelle et son type. Cependant, la solubilité s'accroît avec la force ionique de l'eau, elle diminue également à basse température et à bas potentiel hydrogène (pH). Les cristaux sont plus gros d'autant que la sursaturation de la solution est plus faible. La nature des cristaux est poreuse, ce qui leur permet d'absorber des ions étrangers qui peuvent co-précipiter [28].

L'un des dépôts les plus difficiles est celui des sulfates qui sont fréquemment formés par incompatibilité entre les deux courants d'eau de l'eau de production et d'injection et qui sont difficiles à éliminer, car ils sont très peu solubles avec l'acide. On utilise fréquemment du sulfate de baryum avec les fluides de forage afin d'obtenir le type de boue nécessaire pour contrôler les puits. Cependant, les pratiques incompetentes et les mauvaises conceptions lors des opérations de forage pourraient entraîner des dommages à la formation des solides de barytine dans le système de pores de la roche forée. La partie réservoir et les pompes de puits d'élévation artificielle équipement sont remplies de nombreuses écailles de sulfate [28].

II.2.2 Origine de sulfate de baryum :

Le dépôt le plus incrustant et le plus dangereux parmi les autres est le sulfate de baryum, car il présente des limites de solubilité très basses et des dépôts durs et compacts. Il s'agit du dépôt le plus problématique de sel dans les champs pétroliers en Algérie.

Le BaSO₄ est un composé largement employé dans le domaine industriel. On le trouve en quantités sous forme de minerai, appelé « baryte ». Ses activités comprennent la production de

verres, de certaines peintures, de revêtements de sols et de papeterie. Il est fréquemment utilisé comme un précipité de référence dans le domaine de l'étude de la pluie. Plusieurs études sont consacrées à l'analyse de ce système. Cependant, le sulfate de baryum est principalement réputé pour ses conséquences néfastes sur les sites d'extraction, en particulier offshore, du gaz et du pétrole [29-30].



Figure N°II.2 :Dépôt de sulfate de baryum.

II.2.3 Propriétés physico-chimiques de BaSO₄ :

Le sulfate de baryum (BaSO₄) est un composé chimique minéral cristallin anhydre. Voici quelques caractéristiques physico-chimiques importantes à connaître :

- **Apparence:** Il se présente sous forme de cristaux incolores et inodores. La taille des cristaux est d'autant plus grande que la sursaturation de la solution est faible. Les cristaux ont une nature poreuse avec tendance à absorber des ions étrangers qui peuvent co-précipiter [17, 32].
- **Densité:** Sa densité est élevée, environ 4,5 g/cm³, grâce au cation baryum.
- **Solubilité:** Le sulfate de baryum est quasiment insoluble dans l'eau pure. Il ne se dissout que très légèrement, atteignant une concentration maximale de 2 mg/l à 20°C et 3,9 mg/l à 80°C. Soit dix fois inférieure à celle du carbonate de calcium, cent fois inférieure à celle du sulfate de strontium, et mille fois inférieure à celle du sulfate de calcium. Toutefois, cette solubilité

augmente avec la force ionique de l'eau. La solubilité est également réduite si la température et le pH sont bas [17,32].

- **Point de fusion:** Il fond à 1 345°C [17].

Le dépôt de BaSO₄ est particulièrement complexe à éliminer. Il est donc essentiel que le traitement se focalise principalement sur la prévention en utilisant des produits chimiques pour contrôler les dépôts. Par conséquent, la gravité du problème de dépôt dépend à la fois du taux de dépôt et de l'efficacité des inhibiteurs chimiques [33].



Figure N°II.4: Sulfate de baryum à l'intérieur du tubing.

II.2.4 Structure cristalline du BaSO₄ :

Semblables au SrSO₄, les cristaux de BaSO₄ sont de nature poreuse et ont tendance à absorber les ions étrangers qui peuvent co-précipiter. D'une part, ils sont orthorhombiques avec des mailles extrêmement serrées.

L'observation en microscopie électronique à balayage a rapidement démontré que le sulfate de baryum possède des faciès distincts en fonction de l'environnement dans lequel il se développe. Lorsque la force ionique augmente jusqu'à 4 mol/l, il passe d'un faciès étoilé en milieu à faible force ionique (0,04 mol/l) à un faciès lenticulaire. Les cristaux prennent une forme cubique lorsqu'ils sont chauffés, provoquant une fluctuation de volume [35, 36].

Il a été reconnu plus tard que dans de telles procédures, le BaSO₄ n'est pas pur et peut contenir différents anions et cations ; la cause de cette contamination est l'adsorption. Notons qu'il y a un ordre préférentiel d'adsorption des ions par précipités colloïdaux de BaSO₄. Il a été prouvé que la vitesse de croissance des cristaux est maximale à pH : 3.1 - 3.8 et à haute température, la Figure ci-dessous montre la structure cristalline de BaSO₄ obtenue par la microscopie électronique à balayage (MEB) [35].

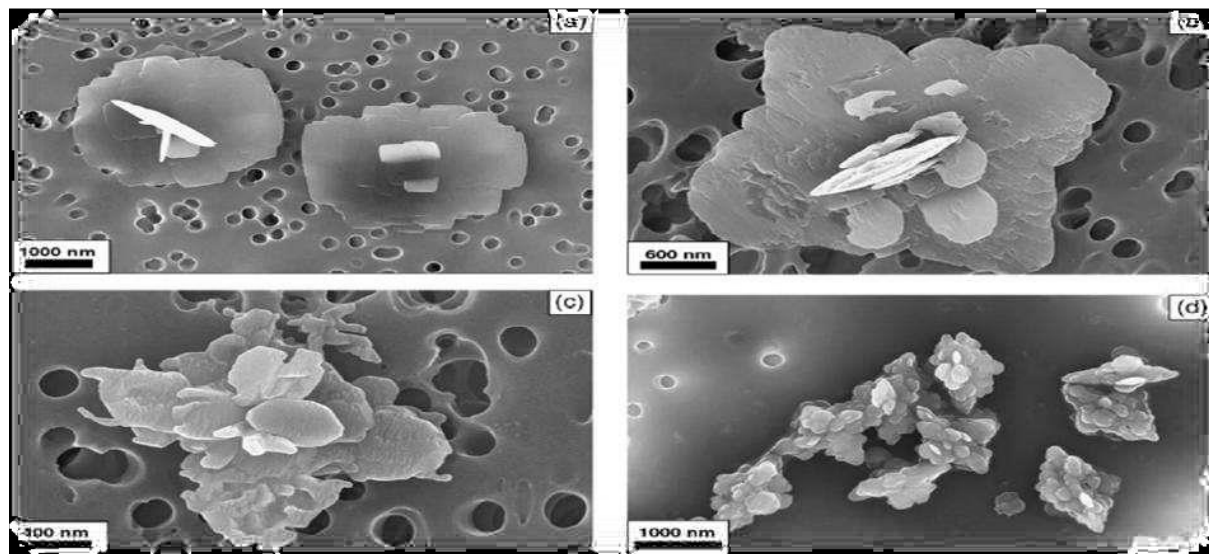


Figure N°II.5 : Structure cristalline de sulfate de baryum par MEB [34].

II.2.5 Taux de saturation

Il existe plusieurs façons de quantifier la capacité à précipiter, notamment le taux de saturation (SR), la sursaturation (S) et l'indice de saturation (SI). Les taux de saturation spécifiés par l'équation suivante servent de base au modèle de prévision thermodynamique pour de nombreux gisements utilisés dans cette étude [39]:

$$S = \frac{[Ba^{2+}]_i [SO_4^{2-}]_i}{K_S} \quad (16)$$

Où :

$[Ba^{2+}]_i$: Concentration initiale d'ion baryum (mol/l);

$[SO_4^{2-}]_i$: Concentration initiale de l'ion sulfate (mol/l);

K_s : Produit de solubilité de sulfate de baryum, dépend des paramètres (la température T, pH, les forces ioniques).

II.2.6 Cinétique de croissance du BaSO₄

Nielson [37] a fait la proposition initiale de recherche sur la cinétique de nucléation du sulfate de baryum. En comptant le nombre de particules créées au microscope et en mesurant le temps d'induction en faisant varier la sursaturation initiale, ses expériences ont permis aux chercheurs de mieux comprendre la dynamique de nucléation du BaSO₄. Nielsen et Toft [38] affirment que lorsque la vitesse de croissance dépasse 10^{-8} m/s, la diffusion à l'interface devient limitante, et la vitesse de croissance varie alors linéairement avec la sursaturation [29,39].

Le processus de développement est limité par le transport du matériau vers l'interface lorsque la sursaturation est très élevée. Nielsen [38] rapporte que la limite de sursaturation entre les deux régimes est proche de 32 (correspondant à $4 \cdot 10^{-4}$ mol/l de concentration de réactif après mélange). Cependant, Aoun [40] rapporte que dans son enquête, cantonnée à un taux de sursaturation de 100, il n'a pas assisté au passage à la phase diffusionnelle. Lorsque la sursaturation dépasse environ 400, la nucléation primaire homogène prend le pas sur la nucléation hétérogène [30,41].

II.2.7 Solubilité du BaSO₄ :

La solubilité du BaSO₄ 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 sulfate de baryum dans l'eau distillée [11].

Nous donnons dans le Tableau N°II.1 les résultats de la mesure de la solubilité obtenus à l'aide de **Kohlrausch**, exprimés en mg de sel par 100 cm³ d'eau en fonction de la température :

Tableau N°II.1 : Solubilité de sulfate de baryum à différentes températures [43].

T (°C)	0,77	3,33	18	26,75	34
BaSO₄ (mg/100ml)	0,171	0,207	0,230	0,266	0,291

II.2.8 Localisation des dépôts de sulfate baryum :

Cependant, la production de sulfate baryum BaSO₄ ne se limite pas à des réservoirs de pétrole. Les accumulations peuvent se faire sur les puits, les tubings, les installations de surface ou dans les installations de la raffinerie qui traitent le pétrole brut [42].

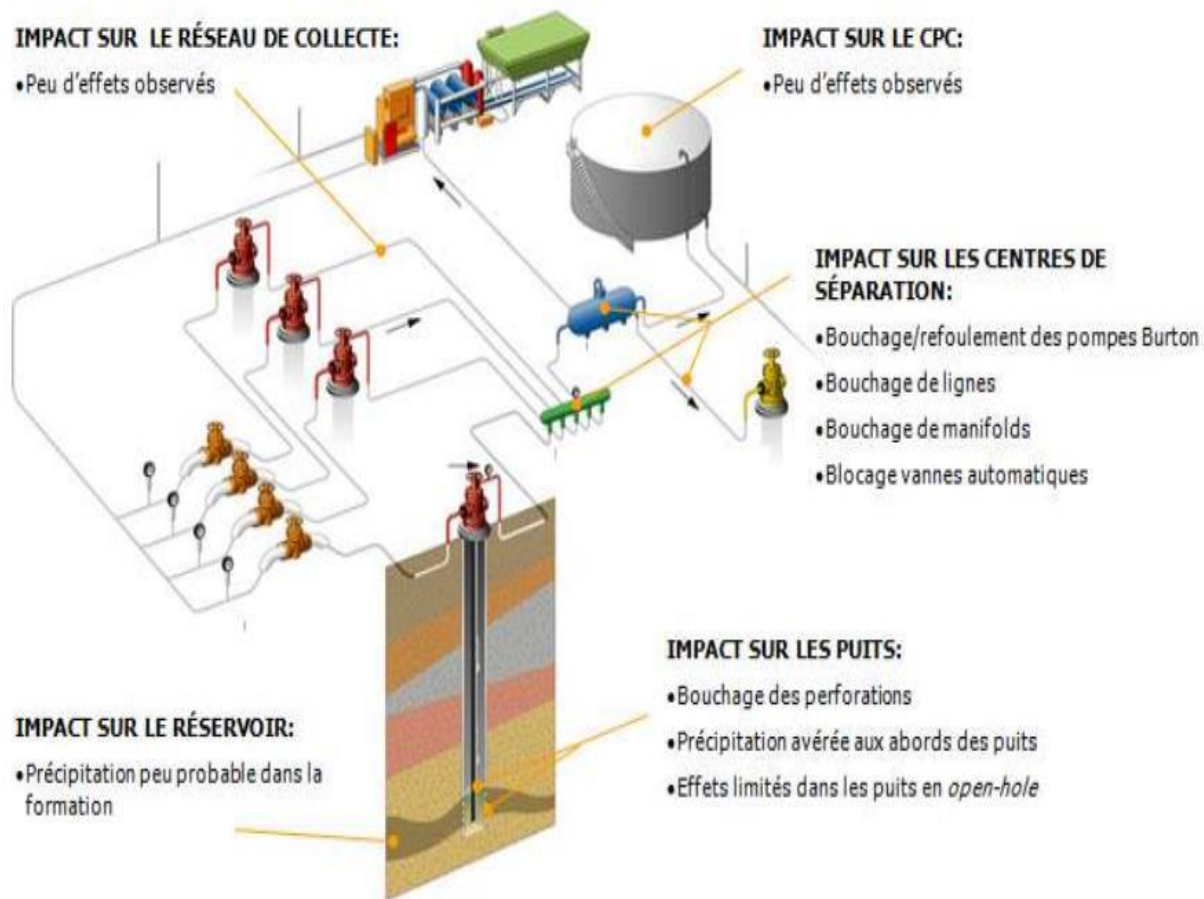


Figure N°II.6 : Précipitation de BaSO₄ dans les installations de fond et de surface [42].

II.2.9 Effet des paramètres sur la formation de BaSO₄ :

À mesure que la température augmente, le sulfate de baryum (BaSO₄) devient plus soluble. Selon les tests, le sulfate de baryum est soluble dans l'eau distillée à une température de 25°C. Des températures plus élevées entraînent moins de précipitations [44-46].

Le BaSO₄ devient plus soluble lorsque les sels sont dissous dans l'eau, tout comme CaCO₃ et CaSO₄. Par exemple, à 25°C et 95°C respectivement, 100 mg/l de NaCl améliore la solubilité du BaSO₄ de 2,03 à 31 mg/l et de 3,9 à 65 mg/l [34].



CHAPITRE.III : LES PRODUITS ANTI-DÉPÔTS

III.1 Définition et domaine d'utilisation des produits anti-dépôts :

Les inhibiteurs des dépôts minéraux, également connus sous le nom produits anti-dépôts sont principalement des molécules ou des petites macromolécules hydrosolubles, qui sont classées en fonction de leurs fonctions chimiques ou de leurs structures. Ils sont employés en petites quantités dans un produit pétrolier. Il s'agit de substances dont le rôle est d'empêcher une réaction chimique, c'est-à-dire de la ralentir ou de l'arrêter. Ils sont généralement employés dans le secteur industriel, de manière générale et, plus spécifiquement, dans le secteur pétrolier (puits producteurs, réservoirs d'hydrocarbures, circuits d'eau et installations de production en général) [47].

III.2 Propriétés des produits anti-dépôts :

Les propriétés des produits anti-dépôts sont les suivantes :

- **L'activité** qui se manifeste par le retard ou l'empêchement de la réaction.
- **Une stabilité** adéquate qui se réfère à la capacité de produits anti-dépôts à ne plus changer dans les conditions de mise en œuvre pour éviter la perte d'activité (paramètres thermodynamiques).
- **La résistivité** : Le produits anti-dépôts doit avoir une résistance adéquate pour préserver toutes les caractéristiques pendant sa mise en œuvre (paramètres thermodynamiques).
- **Les exigences de sécurité** : Le choix de produit anti-dépôt doit respecter certaines conditions de sécurité et de préservation de l'environnement.
- **Le prix** : il est nécessaire qu'il puisse être de performances égales la comparaison avec les produits anti-dépôts concurrents en termes de prix, du moins qu'ils ne représentent pas une charge excessive pour le processus ou l'application [12].

III.3 Le rôle des produits anti-dépôts :

Depuis 1930, les produits anti-dépôts de formation de dépôts cristallins et la prévention de leur formation sont connus. À l'origine, l'hexanophosphate de sodium a été utilisé pour retarder la précipitation d'une solution sursaturée en carbonate de sodium. Le rôle des produits anti-dépôts peut être résumé de la manière suivante :

- Réduire la vitesse de développement des dépôts,
- Prévenir la formation de cristaux sur les parois des installations,

- Il agit sur les dépôts en influençant la période de germination et de développement [12].

III.4 Les types des produits anti-dépôts:

Il existe une grande diversité de produits anti-dépôts, variés en termes de structures chimiques, de mécanismes d'inhibition de dépôt, d'acidulant et d'agents de chélation.

À l'heure actuelle, les produits anti-dépôts sont intégrés aux dépôts cristallins. Lorsqu'il commence à se former, le produit anti-dépôt s'adsorbe sur la surface du cristal, ce qui empêche l'augmentation du dépôt [17].

Le produit anti-dépôt a également pour fonction de ralentir la vitesse de croissance du dépôt. Un aspect captivant de produit anti-dépôt réside dans sa capacité à influencer les quantités stœchiométriques, de manière à ce qu'une molécule de produit anti-dépôt inhibe mille molécules de dépôts [18].

Permis les produits anti-dépôts, on peut trouver différentes structures chimiques à savoir :

III.4.1 Les phosphonates :

III.4.1.1 Les phosphates à chaîne linéaire :

Ce sont les premiers produits anti-dépôts utilisés, Ils sont caractérisés par des liaisons p-o-p. Les composés les plus connus dans cette classe sont :

- Les pyrophosphates, les méta-phosphates et les polyphosphates,
- Les esters des phosphates organiques,
- Les phosphonates [11].

III.4.1.2 Les polyphosphates inorganiques

Les polyphosphates inorganiques sont des phosphates qui sont hydratés de manière moléculaire. Les sels de l'acide orthophosphorique, tels que les pyrophosphates, les méthaphosphates et les polyphosphates proprement dits, sont préparés par déshydratation. Les polyphosphates inorganiques ont une structure répétitive (P-O-P) [17].

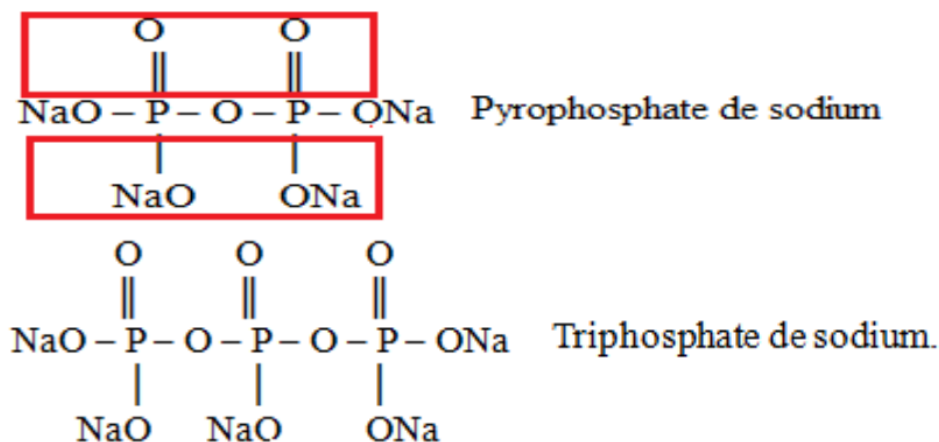


Figure N°III.1: Structures chimiques de certains polyphosphates inorganiques [17].

Ces composés sont les plus fréquemment utilisés, mais il existe aussi des polyphosphates avec des séquences répétitives (O-P-O-P-O). En solution aqueuse, ces polyphosphates sont instables et peuvent réagir avec l'eau, ce qui peut entraîner une hydrolyse. Ils se trouvent à l'état orthophosphate inactif, ce qui constitue un problème important dans l'utilisation des phosphates inorganiques [17].

III.4.1.3 Les organophosphorés :

Un composé organophosphoré est un composé organique qui contient au moins un atome de phosphore qui est directement lié à un carbone (comme les esters phosphoriques et les phosphonates) [17].

III.4.1.4 Les phosphates condensés :

Il existe trois types des phosphates condensés :

- Les poly-phosphates (accumulation linéaire de phosphates PO_4^{3-}),
- Les ultra phosphates (accumulation dispersée de phosphates PO_4^{3-}),
- Les méta phosphates (accumulation suivant l'état cyclique de phosphate PO_4^{3-}) [48].

III.4.2 Les polymères :

Ces polymères sont des polyélectrolytes, pouvant contenir des groupes cationiques, anioniques ou ampholytiques. Le Tableau N°III.1 énumère certaines structures, les plus importantes, qui forment la base des homopolymères ou des copolymères utilisés comme des produits anti-dépôts [49].

Tableau N°III.1 : Quelques polymères utilisés comme produits anti-dépôts de sel.

Noms	Structures
Acide polyacrylique	$\begin{array}{c} \sim\text{CH}_2 - \text{CH}\sim \\ \\ \text{C} = \text{O} \\ \\ \text{OH} \end{array}$
Acide polyméthacrylique	$\begin{array}{c} \text{CH}_3 \\ \\ \sim\text{CH}_2 - \text{CH}\sim \\ \\ \text{C} = \text{O} \\ \\ \text{OH} \end{array}$
Acide polymaleique	$\begin{array}{c} \sim\text{CH} - \text{CH}\sim \\ \quad \\ \text{O} = \text{C} \quad \text{C} = \text{O} \\ \quad \\ \text{HO} \quad \text{OH} \\ \sim\text{CH} - \text{CH}\sim \end{array}$
Poly (anhydride maleique)	$\begin{array}{c} \quad \\ \text{C} \quad \text{C} \\ // \quad \backslash \quad / \quad // \\ \text{O} \quad \text{O} \quad \text{O} \end{array}$
Polyacrylamide	$\begin{array}{c} \sim\text{CH}_2 - \text{CH}\sim \\ \\ \text{H}_2\text{N} - \text{C} = \text{O} \end{array}$

La plupart des polymères utilisent principalement des acryliques. Grâce à leurs diverses applications, ces polymères sont classés en deux catégories :

- Polymères avec un grand poids moléculaire.
- Polymères moléculaires à faible poids.

Les monomères carboxyliques sont synthétisés par homopolymérisation. Dans le domaine général du contrôle des dépôts, ces polymères sont utilisés pour divers processus tels que l'inhibition de cristallisation des dépôts, l'agent de floculation, et ils sont également utilisés pour le traitement de

l'eau, comme l'acide polyacrylique, le polyacrylamide et le polyméthacrylique ou leurs sels. Les échantillons les plus efficaces sont ceux de poids moléculaire bas [49,50].

III.4.3 L'Acide Ethylène Diamino-tétra-acétique et les sels de sodium :

Il s'agit d'un acide aminé connu sous diverses appellations commerciales telles que versene, trilon, complexant... . Avec le magnésium, le calcium, le strontium, le baryum et les autres métaux divalents, l'EDTA et les sels de sodium forment des sels complexes stables. Leur avantage sur les polymétaphosphates réside dans leur stabilité à haute température, mais leur efficacité est inférieure à celle des milieux neutres ou de préférence basiques. En réalité, la séquestration nécessite souvent une quantité plus faible, qui correspond à la dose de vaccination de l'eau (dispersion à l'état colloïdal des sels calcaires). Cette quantité varie principalement en fonction de la dureté de l'eau.

Les coûts de traitement d'eau portée à une température élevée, supérieure à la température de dissociation des phosphates, peuvent être réduits par l'utilisation de l'EDTA (bien que coûteux), associé au polyphosphate. Dans la réalité, il est nécessaire de l'envisager dans les situations sensibles, en particulier pour éviter les dépôts de sulfates de calcium, de baryum ou de strontium [8].

III.4.4 Les amines :

Les produits anti-dépôts de type amine sont des molécules qui évitent la formation de dépôts en solution aqueuse. L'action de ces produits anti-dépôts est de se fixer sur la surface des électrodes, ce qui rend la formation des dépôts plus complexe. Les produits anti-dépôts de type amine agissent en bloquant les sites de croissance des dépôts, empêchant ainsi la formation de dépôts. Les produits anti-dépôts ont la capacité d'influencer la période de germination, la période de croissance ou les deux simultanément. La déstabilisation thermodynamique des noyaux de dépôt, la suspension des agrégats formés ou le ralentissement de la croissance des dépôts peuvent être provoqués par leur adsorption sur les sites de croissance.

Ce type de produits anti-dépôts incluent des amines filmantes, des polymères amino méthylène sodium phosphonates et des composés organiques tels que les benzoates et les molybdates. Il sont utilisés dans divers domaines, notamment dans la récupération de pétrole et dans les circuits de traitement d'eau pour prévenir la formation de dépôts. La dose d'emploi des produits anti-dépôt de type amine varie selon les conditions de traitement et les besoins spécifiques [54].

III.5 Mécanisme d'action des produits anti-dépôts :

Les différents mécanismes d'action et modification susceptible d'intervenir sont :

- **Inhibition de la nucléation** : Le produits anti-dépôts inhibe en perturbant la stabilité thermodynamique des nucléus en adsorbant des molécules de dépôt sur leurs sites de croissance.
- **Dispersion des cristaux déjà formés** : Elle consiste à maintenir les agrégats formés par une stabilisation électrostatique ou stérique, en raison de l'adsorption de macromolécules, telles que les poly électrolytes, sur leur surface.
- **Ralentissement/Blocage de la croissance des cristaux** : Il a lieu les molécules de produits anti-dépôts sur les sites de croissance des dépôts en cours de formation [11].
- **La complexation.**
- **La chélation et la séquestration.**
- **La formation de film mono moléculaire [34].**

Différentes théories ont été ignorées concernant l'effet des produits anti-dépôts. Ils ont la capacité d'influencer la période de germination, la période de croissance ou les deux simultanément. Ces produits anti-dépôts peuvent créer des chélates en interaction avec les cations qui constituent les dépôts. Le processus d'inhibition diffère selon les produits anti-dépôts. Certains produits d'inhibition se fixent sur les sites actifs du cristal, ce qui entraîne ensuite une modification des formes du cristal, et réduit l'adhérence de ces cristaux sur les parois des installations en entraînant l'apparition de cristaux désordonnés, mal formés et faciles à éliminer du milieu aqueux.

Les groupements fonctionnels sont responsables de l'adsorption des produits anti-dépôts sur le cristal, tandis que l'autre partie de la molécule reste libre dans la solution, ce qui entraîne l'apparition d'une charge électrique significative sur le cristal [4].

III.6 Influence sur la période de germination :

Tous les produits anti-dépôts qui influencent la germination ont pour effet d'accroître le temps de germination ou la latence (TG), deux façons sont envisageables :

- La diminution de la nucléation homogène qui consiste à modifier le rayon critique des germes grâce aux agents tartrifuges.
- La réduction de la nucléation hétérogène : cette approche implique que les produits se fixent sur les surfaces qui présentent des sites de nucléation hétérogène [4].

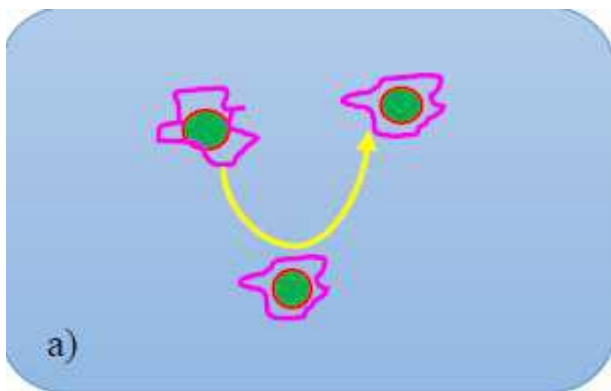


Figure N°III.2 : Dispersion des cristaux déjà formés [4].

III.6.1 Influence sur la période de croissance :

Ces produits ont plusieurs effets sur la période de croissance (maximum V_0) :

- Réduire la vitesse maximale de croissance V_0 .
- Améliorer la texture des cristaux obtenus.
- Réduction de la résistance des cristaux produits sur les surfaces [4].

III.7 Facteurs influençant l'efficacité d'un produit anti-dépôt:

III.7.1 Masse molaire :

De nombreux chercheurs ont démontré que la faible masse molaire d'un produit anti-dépôt, par exemple un polymère, a une meilleure efficacité en tant qu'inhibiteur. Cependant, il existe une masse molaire optimale inférieure à laquelle l'inhibition est moins efficace. Les polymères deviennent des produits anti-dépôts médiocres au-delà de cette masse molaire en raison de la forte réduction de la mobilité des molécules dans la solution. De plus, plus la masse molaire augmente, plus les capacités de séquestration du polymère pour des ions comme le calcium augmentent, parce que la densité de charge par molécule augmente. Parallèlement, la solubilité des complexes métal-polymères produits diminue. Par ailleurs, si la masse molaire du produit anti-dépôt est trop faible,

cela peut entraîner une adsorption insuffisante sur les centres actifs de croissance, ce qui entraîne une faible capacité inhibitrice [49].

III.8 Concentration de produits anti-dépôts et pH du milieu :

Au fur et à mesure que la concentration en produit anti-dépôt augmente, l'efficacité d'inhibition augmente rapidement, puis seulement une légère augmentation est constatée. La plupart des applications utilisent le produit anti-dépôt en parties par million (ppm) et le présentent sous forme de solution. La nature de la phase de précipité et la charge extérieure des cristallites formées peuvent être modifiées par les changements de pH. Ces deux facteurs ont un impact sur la cristallisation et ont également un impact sur le degré d'ionisation des polyélectrolytes [49].

III.9 Température et stabilité thermique :

L'impact de la température sur l'efficacité inhibitrice des polymères et la structure du cristal peut être directement observé. L'entartrage (dépôt) du polymère diminue à mesure que la température de fonctionnement augmente. En général, les polymères synthétiques ont une résistance accrue aux températures élevées par rapport aux polymères naturels. L'acide polyacrylique et l'acide polyméthacrylique ont une stabilité thermique bien supérieure à celle de l'acide polymaleique. Les polyphosphates sont utilisés de manière restreinte car ils s'hydrolysent à des températures élevées (> 90°C) [52].

III.10 Facteurs limitant l'efficacité des produits anti-dépôts :

Les produits anti-dépôts font face à un problème de diminution de leur efficacité en raison de la présence d'ions Fe^{2+} et Fe^{3+} dans les eaux de gisement. Les ions Fe^{2+} s'oxydent en Fe^{3+} en présence d'oxygène et se précipitent sous forme de $Fe(OH)_3$ qui empêchent le produits anti-dépôts d'être adsorbé sur les sites de croissance des germes de dépôt de $BaSO_4$. Afin d'améliorer l'efficacité de produits anti-dépôts, l'oxygène est éliminé par des techniques mécaniques ou chimiques [17].

III.10.1 Méthodes mécaniques :

L'injection d'un gaz inerte (azote) est utilisée pour éliminer l'oxygène dissous dans les eaux, ce qui demande des installations élevées [17].

III.10.2 Méthodes chimiques :

Différents produits peuvent être employés afin d'éliminer l'oxygène, tel que :

- Le sulfate de sodium qui agit selon la réaction (17), mais ce produit n'est pas employé car il entraîne la formation d'ions sulfatés.



- L'hydrazine réduit l'oxygène suivant la réaction (18) [53]



III.11 Le surdosage du produit anti-dépôt :

Un problème résultant des perturbations répétées du débit d'eau traitée, ce qui entraîne une surdose de produit de traitement AD32, ce qui entraîne l'apparition d'un dépôt jaunâtre (phosphates).

Les principales raisons de problème de surdosage sont les suivantes :

- L'état des pompes,
- Les fuites causées par la corrosion des lignes,
- Fermetures et ouvertures des puits salés,
- Les opérations qui utilisent les puits albiens [34].

III.12 Inefficacité des produits anti-dépôts :

Les produits anti-dépôts font face à un problème de diminution de leur efficacité en raison de l'existence des ions de Fe^{2+} et Fe^{3+} présents dans les eaux des gisements.

En présence d'oxygène dans l'air, les ions Fe^{2+} se transforment en Fe^{3+} et se précipitent sous forme de $\text{Fe}(\text{OH})_3$. En raison de sa forte capacité d'adsorbant par rapport aux autres ions présents en solution, il ne peut pas être adsorbé sur les sites de croissance des germes du dépôt.

Afin d'améliorer l'efficacité du produits anti-dépôts, l'oxygène est éliminé par des procédés mécaniques ou chimiques [34].

**CHAPITRE.IV : PROCÉDURE
EXPÉRIMENTALE, RÉSULTATS ET
DISCUSSIONS**

IV.1 Présentation de la région Gassi Touil :

La région de Gassi Touil est à vocation pétrolière et gazière. Elle est avec In-Amenas l'une des plus anciennes régions où ont été réalisées des découvertes d'hydrocarbures. Les équipements et les installations datent des années 60. C'est pour permettre le développement de cette région qu'il a été fait appel au partenariat dans le cadre du projet intégré de production de pétrole de Gassi-Touil.

IV.1.1 Situation géographique :

La région de Gassi-Touil est située à 1000 Km d'Alger et à 150 Km au sud-est de Hassi-Messaoud. Elle s'étend sur une superficie d'environ 170Km de long et 105Km de large. La pluviométrie est faible en hiver et nulle en le reste de l'année. Les températures varient entre -5°C et $+50^{\circ}\text{C}$. Des indices d'hydrocarbures ont été découverts, ce qui amena des travaux d'exploration. La production d'huile a commencé en 1963. La production du gaz est destinée à priori à la réinjection du gaz dans le gisement de Hassi- Messaoud.

Le centre de production de Gassi-Touil comprenant:

- Une unité de traitement de gaz.
- Une unité de traitement de brut.
- Une unité de réinjection de gaz.
- Une unité de déshuilage.
- Des utilités (centrale électrique, production d'air instrument).
- Des installations auxiliaires (système de lutte anti-incendie).



Figure N°IV.1: Situation Géographique de la région de Gassi-Touil.

IV.1.2 Division de Technologie et de Développement Sonatrach :

Division de Technologie et de Développement (DTD) reconnue avant par le nom (CRD) de Sonatrach à Boumerdès est un acteur clé dans le domaine de la recherche scientifique et de l'innovation en Algérie.

Domaines d'activité de différent département :

- **Stratigraphie** : Étude des couches géologiques et de leur agencement.
- **Sédimentologie** : Analyse des sédiments et des processus de dépôt.
- **Géochimie** : Étude des éléments chimiques dans les roches et les fluides.
- **Récupération assistée** : Recherche de méthodes pour optimiser l'extraction des hydrocarbures.
- **Mécanique des fluides** : Étude des comportements des fluides dans les réservoirs.
- **Corrosion** : Recherche sur la protection des installations contre la corrosion.
- **Traitement des fluides** : Solutions pour le traitement des eaux industrielles.

Les champs pétroliers présentent le problème de formation de différents dépôts, ces dépôts varient d'un puits à un autre d'une part. Un seul puits peut comporter plusieurs types de dépôts, c'est la raison par laquelle la Division Technologie et Développement (DTD) Sonatrach de Boumerdès, département traitement et contrôle des fluides (TCF), nous avons proposé d'évaluer le problème de sursaturation en sel (NaCl) au niveau des eaux de gisement est celui du dépôt de sulfate de baryum formée au niveau des eaux de gisement (ordovicienne) et d'injection (albiennne), lors du mélange de ces eaux du champ pétrolier de Gassi Touil.

La démarche suivie consiste tout d'abord à déterminer la composition chimique des eaux albiennes et ordoviciennes faisant l'objet de notre étude par les analyses physico-chimiques, à savoir :

- Détermination la dureté des eaux par compléxométrie (calcium, magnésium).
- Dosage de chlorure par argentimétrie (méthode de mohr).
- Dosage de sulfate, baryum et fer par spectrophotomètre UV Visible.
- Dosage sodium et potassium par spectrophotomètre d'émission de flamme.

Le mélange de ces eaux étant chargées en sulfate et on baryum, engendre la formation de dépôt de $BaSO_4$ qui est caractériser par DRX.

L'étape suivante concerne l'évaluation de la compatibilité de ces eaux et l'efficacité des produits anti-dépôts commerciaux, qui sont au nombre cinq, l'étude des paramètres influençant l'efficacité inhibitrice anti-dépôt en variant la concentration, le potentiel hydrogène et la température.

IV.2 Caractérisation du sel (NaCl) par sursaturation:

Il est connu que le champ de Gassi Touil pose le problème de sursaturation en sel. Ce problème est apparu ces quatre derniers mois. Après avoir effectué un échantillonnage de l'eau ordovicienne, l'échantillon filtré est mis dans l'étuve pendent 72heurs.

IV.2.1 Analyse minéralogique du sel de chlorures de sodium par diffraction aux rayons X :

➤ Principe :

La diffraction aux rayons X consiste à appliquer un rayonnement de la longueur d'onde des rayons X ($0,1 < \lambda < 10$ nm) sur un échantillon de dépôt. Le rayonnement pénètre le cristal, où il y a absorption d'une partie de l'énergie et excitation des atomes avec émissions de radiations dans toutes

les directions. Les radiations émises par des plans atomiques qui sont en phase vont engendrer un faisceau cohérent qui pourra être détecté. La condition pour que les radiations soient en phase s'exprime par la loi de Bragg :

$$n\lambda = 2d \sin\theta \quad (19)$$

n : Nombre entier correspondant à l'ordre de la diffraction ;

λ : Longueur d'onde du rayonnement utilisé (μm) ;

d : Espace basal, en angströms (\AA) ;

θ : Angle de diffraction, en degré.

La diffractométrie X permet de déterminer qualitativement la partie cristallisée des dépôts, l'essai est effectué au laboratoire de DTD Boumerdès. L'appareil utilisé est un diffractomètre Panalytical : empyrean, tube radiogène céramique à anticathode de cuivre, puissance du générateur à RX : 40 mA, 45 Kv.

Le logiciel pour l'acquisition des données est DataCollector de PANalytical.

Le logiciel pour le traitement des données est HighScore Plus de PANalytical.

La longueur d'onde $\text{CuK}\alpha$ [\AA] est 1,5418.

IV.2.2 Résultat relatif à l'analyse minéralogique :

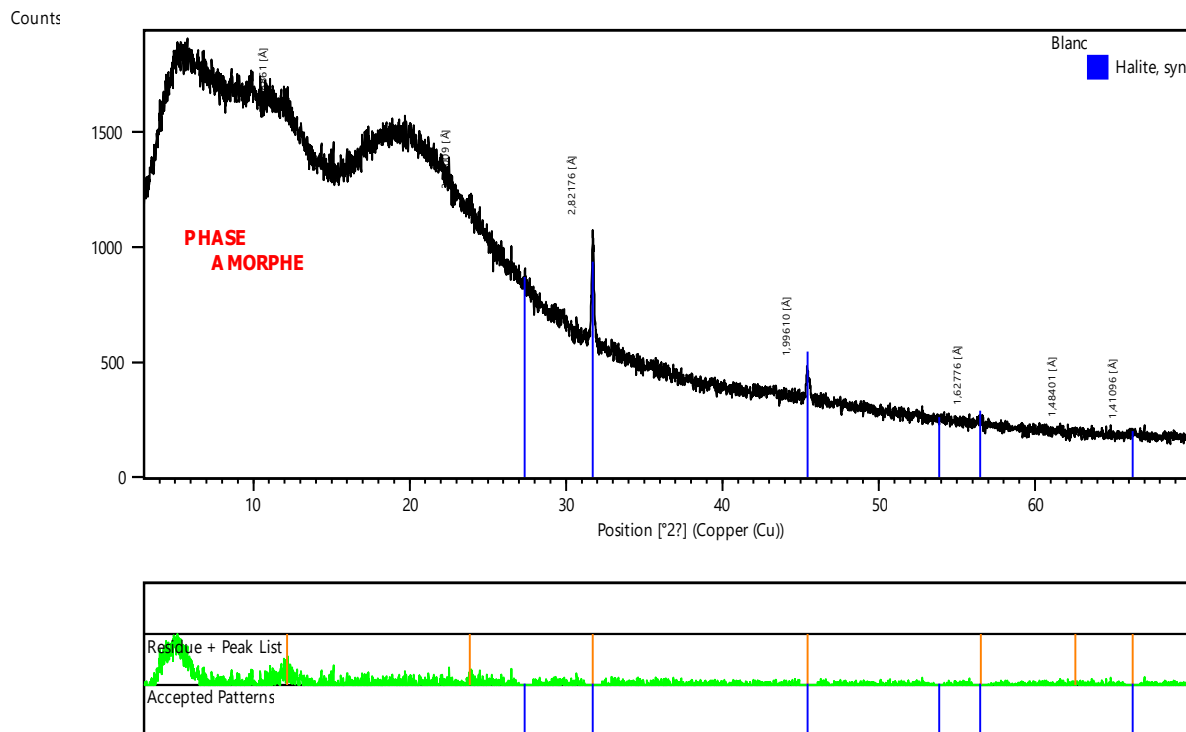


Figure N°IV.2: Diffractogramme du dépôt de NaCl.

➤ **Interprétation :**

L'échantillon du dépôt de sel de chlorures de sodium est composé principalement de phase amorphe et de sel Halite.

IV.3 Composition des eaux de gisement et des eaux d'injection étudiées:

Avant d'étudier la déposition, il est essentiel de connaître les caractéristiques physico-chimiques des deux eaux et de leur composition, afin de prévoir la nature des sels précipités et d'évaluer expérimentalement les risques de précipitation lors des mélanges des eaux étudiées.

Les eaux à analyser sont prélevées au niveau du champ pétrolier Gassi Touil :

- Eau de gisement : **Ordovicienne.**
- Eaux d'injection : **Albienne.**

IV.3.1 Echantillonnage :

Les caractéristiques du prélèvement de ces eaux sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau N°IV.1 : Conditions de prélèvement à Gassi-Touil.

	Eau de gisement Ordovicien	Eau d'injection Albien
Date de prélèvement	15/02/2024	16/02/2024
La température (°C)	65	35
La pression (bar)	14	2
Le volume (L)	5	5
La profondeur (m)	3000	2000

IV.3.2 Techniques de mesures :

Avant de procéder aux analyse physico-chimique des eaux albiennes et ordoviciennes nous les avons filtrés (Figure N°IV.3 et IV.4).

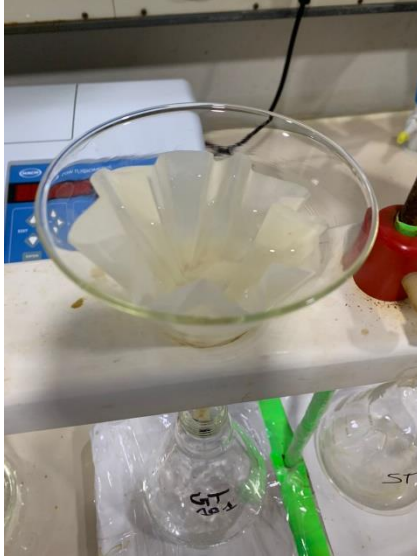


Figure N°IV.3 : Filtration de l'eau albienne.



Figure N°IV.3: Filtration de l'eau ordovicienne.

IV.3.2.1 Mesure de la salinité :

L'extrait sec nous renseigne sur la salinité.

➤ **Mode opératoire :**

Le protocole expérimental consiste à introduire une petite quantité de fluorure de sodium (NAF) sur des creusets dans une étuve à 108°C et à laisser refroidir dans un dessiccateur pendant 20min. Ajouter 5ml d'eau d'injection dans un creuset et 5ml d'eau de gisement dans l'autre creuset et mettre dans l'étuve de séchage pendant 24h.

La salinité se calcule selon la formule suivante :

$$\frac{\Delta P.D.1000}{PE} \quad (20)$$

ΔP : poids1- poids2

D : facteur de dilution.

PE : prise d'essai.

Les résultats sont représentés dans le Tableau N°IV.2.

IV.3.2.2 Mesure du potentiel hydrogène (pH) :

Des valeurs basses de pH, augmentent la solubilité des dépôts, mais augmente aussi la corrosivité de l'eau. Des valeurs élevées diminuent cette corrosivité, mais augmentent les risques de formation de dépôts.

➤ **Mode opératoire :**

Après avoir étalonné le pH-mètre par l'eau distillée on plonge l'électrode dans l'échantillon avec agitation et on attende la valeur de pH se stabilise. Le pH de l'échantillon considéré est directement lu sur l'appareil. Le pH-mètre est de marque HACH (sensION+), les résultats sont représentés dans le Tableau N°IV.2.

IV.3.2.3 Mesure de l'alcalinité:

L'alcalinité de l'eau se définit comme sa capacité à neutraliser un acide. Elle est principalement associée aux carbonates, aux bicarbonates et aux hydroxydes. Les borates, les silicates, les phosphates et certaines formes de matière organique contribuent légèrement à son alcalinité. Cette méthode permet de mesurer l'alcalinité d'un échantillon à l'aide d'un titrateur automatique.

➤ **Principe :**

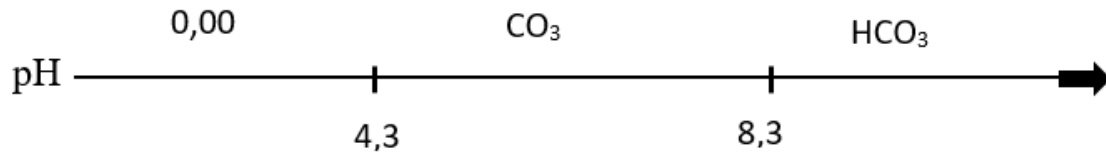
La détermination de l'alcalinité (carbonates et bicarbonates) : Méthode J. Rodier [57] consiste à la détermination du volume d'acide nécessaire pour ajuster le pH de l'eau à analyser à 8.3 puis à 4.3.

➤ **Mode opératoire :**

Tout d'abord on mesure le pH des deux eaux, on a trouvé pH égal à 7,09 pour l'eau albienne donc la solution contient des carbonates et ne contient pas des bicarbonates, à l'aide d'une burette électronique on neutralise les carbonates avec HCl (N=0,05) jusqu'à avoir le pH égal à 4,3 on arrête et on prend le volume de HCl.

Pour l'eau ordovicienne le pH égal à 2,66 cela indique une absence des carbonates et des bicarbonates.

Les résultats sont représentés dans le Tableau N°IV.2



IV.3.2.4 Dosage du calcium :

➤ Principe :

Le dosage du calcium s'effectue par complexométrie selon la norme [54]. Il consiste à la complexation des ions Ca^{2+} par l'acide éthylène diamine tétra acétique (EDTA) en présence d'un indicateur coloré et d'un agent masquant pour le fer (Tréthanoloamine TEA).

➤ Mode opératoire :

Avec une dilution de 200 ml de chaque eau, prélever 20 ml d'eau à analyser. Ajouter 5 gouttes de TEA et de NaOH 20% et quelques gouttes d'indicateur coloré murexide. Avec un dosimètre, ajouter la quantité nécessaire de solution d'EDTA 0,01 N, pour avoir le virage au mauve, Noter le volume.

La formule utilisée pour calculer les ions de calcium est la suivante :

$$\frac{A \cdot N \cdot D \cdot 40,08 \cdot 10^3}{PE} \quad (21)$$

Où :

A : le volume de calcium en ml.

N : la normalité 0,01N.

D : facteur de dilution.

PE : prise d'essai.



Figure N°IV.5: Dosimètre, SI Analytics.

Les résultats de dosage de calcium sont représentés dans le Tableau N°IV.2.

IV.3.2.5 Dosage du magnésium (Mg^{2+}) et du calcium (Ca^{2+}) (dureté totale de l'eau):

➤ **Principe :**

Le dosage du magnésium s'effectue par complexométrie selon la norme [55]. Il consiste à la complexation des ions calcium - magnésium à pH=10 et en présence d'un indicateur coloré.

➤ **Mode opératoire :**

Avec une dilution de 200, prélever 25ml de l'échantillon et ajouter 5 gouttes de TEA et à pH égal 10 avec un indicateur coloré noir eriochromeT. Ajouter la quantité nécessaire de solution d'EDTA 0,01 N, pour avoir le virage au bleu et noter le volume, le calculer les ions de magnésium et calcium est se fait selon la formule :

$$\frac{10^3 \cdot (B-A) \cdot N \cdot D \cdot 24,32}{PE} \quad (22)$$

Où :

B : Le volume de magnésium en ml.

A : Le volume de calcium en ml.

N : La normalité 0,01N.

D : Le facteur de dilution.

PE : La prise d'essai.

Les résultats sont représentés dans le Tableau N°IV.2.

IV.3.2.6 Dosage des chlorures (méthode de Mohr) :

➤ **Principe :**

Les chlorures sont dosés par argentimétrie méthode de Mohr [56] les ions (Cl⁻) sont précipités par des cations (Ag⁺) en présence de chromate de potassium, l'apparition de la teinte rouge brique due au chromate d'argent indique la fin de la réaction.

➤ **Mode opératoire :**

Sur un échantillon de 10 ml avec une dilution de 50, on ajoute 3 gouttes de chromate de potassium (K₂CrO₄), faire un titrage par une solution de nitrate d'argent AgNO₃ (0,1 N) jusqu'à l'apparition de la teinte rouge du chromate d'argent. La concentration des ions de chlorure est donnée par la formule :

$$\frac{10^3 \cdot V \cdot N \cdot D \cdot 35,457}{PE} \quad (23)$$

Où :

V : le volume de nitrate d'argent en ml.

N : la normalité 0,1N.

D : facteur de dilution.

PE : prise d'essai.

Les résultats sont représentés dans le Tableau N°IV.2.

IV.3.2.7 Analyses de sulfate (SO₄²⁻) :

➤ **Principe :**

La mesure des sulfates par spectrophotométrie UV Visible qui consiste en la précipitation des ions sulfates, sous forme de sulfate de baryum par l'addition de chlorure de baryum.

➤ **Mode opératoire :**

Faire d'abord une mesure de l'essai à blanc d'eau à analyser dans un spectrophotomètre HACH DR1900. Ensuite remplir la cellule avec de l'eau à analyser (facteur de dilution égal à 10) en

ajoutant et une gélule de sulfates pendant un temps de réaction de 5min. On remarque un changement du couleur de la solution si elle contient du baryum. Les résultats sont représentés dans le Tableau N°IV.2.



Figure N°IV.6: Spectrophotomètre UV Visible, HACH DR1900.

IV.3.2.8 Analyse du baryum (Ba^{2+}) :

➤ **Principe :**

La mesure du baryum par spectrophotométrie UV Visible consiste en la précipitation des ions baryum, sous forme de sulfate de baryum par l'addition de la gélule de sulfate de sodium (Na_2SO_4).

➤ **Mode opératoire :**

Faire un essai à blanc d'eau à analyser dans la spectrophotométrie HACH DR1900. Ensuite remplir la cellule avec de l'eau à analyser (facteur de dilution égal à 10) en ajoutant une gélule de Na_2SO_4 pendant un temps de réaction de 5min. La valeur est affichée sur l'appareille, les résultats sont représentés dans le Tableau N°IV.2.

IV.3.2.9 Analyse du fer :

➤ **Principe :**

Dosage du fer total par la spectrophotométrie UV Visible. Le fer total est dosé sous forme de fer ferrique. Le fer ferreux est oxydé en fer ferrique par l'acide nitrique. Les ions ferriques produisent une coloration rouge en présence d'acide sulfosalicylique.

➤ **Mode opératoire :**

On réalise une dilution pour l'eau d'injection et l'eau de gisement successivement 10, 500. Après l'essai à blanc on remplit la cellule de spectrophotométrie UV Visible avec l'eau à analyser diluée et la gélule de fer pendant un temps de réaction de 5min, une coloration rouge est observée.

Les résultats sont représentés dans le Tableau N°IV.2.

IV.3.2.10 Analyse des ions potassium et sodium :

➤ Principe :

Le dosage du sodium et du potassium par spectrophotométrie d'émission de flamme BWB Technologie France, Le principe est basé sur la mesure des radiations émises par l'élément à doser lors de son atomisation dans la flamme d'un spectrophotomètre de flamme.

➤ Mode opératoire :

D'abord on étalonne le spectrophotomètre de flamme BWB Technologie France. On procède à une dilution de 100 pour l'eau d'albienne, et une dilution de 1000 pour l'eau ordovicienne. Pour déterminer les concentrations de sodium (Na^+) et de potassium (K^+), on introduit successivement dans des béchers de 20 ml des solutions diluées. On règle le spectrophotomètre de flamme BWB Technologie France et on analyse les deux solutions étalons. Les résultats sont représentés dans le Tableau N°IV.2.



Figure N°IV.7: Spectrophotomètre d'émission de flamme, BWB Technologie France.

IV.3.3 Résultats des analyses physico-chimiques des eaux albiennes et ordoviciennes :

Les résultats obtenus relatifs aux analyses physico-chimiques sont regroupés dans le tableau suivant :

Tableau N°IV.2 : Résultats des analyses physico-chimiques des eaux albiennes et ordoviciennes.

Échantillons Paramètres	Eau de Gisement (Ordovicienne)		Eau d'injection (Albienne)	
pH a 20 C°	2,62		7,6	
Cations	mg/l	még	mg/l	Még
Ca ⁺⁺	10620,288	531,01	221,76	11,088
Mg ⁺⁺	7648,153	628,959	80,936	6,65
Na ⁺	93300	4056,52	770	33,47
K ⁺	5,2	0,13	80	2,05
Fe ⁺⁺	1830	65,54	8,3	0,29
Ba ⁺⁺	410	5,97	0	0
Total	113813,641	5288,129	1160,99	53,548
Anions	mg/l	még	mg/l	Még
Cl ⁻	198559,20	5600	1592,36	44,91
CO ₃ ⁻	0	0	100,8	3,36
HCO ₃ ⁻	0	0	0	0
SO ₄ ⁻	0	0	680	14,16
Total	198559,20	5600	2373,16	62,43
Extrait sec mg/l	353220		4000	
Turbidité	2,61		2,30	

➤ **Interprétation :**

On peut déduire que l'eau d'injection albienne est peu saline avec un pH neutre de 7.6. Elle est peu chargée en ions Ca²⁺, Mg²⁺. Elle a une teneur importante en ions sulfates de 680 mg /l et elle est exempte de baryum, étant donné que c'est une eau de surface. Cependant les eaux ordoviciennes sont plus salines avec un pH acide égal à 2,62. C'est une eau très dure, elle ne contient pas d'ions sulfates mais renferme une importante teneur en baryum de 410 mg/l.

IV.4 La compatibilité des eaux :

On considère que deux eaux sont compatibles lorsque la réaction entre leurs constituants chimiques ne produit pas des composés insolubles dans le mélange. Le taux de mélange critique correspond au taux de dépôt le plus élevé. La salinité des eaux ordoviciennes nécessite l'injection des eaux albiennes mais avant de procéder à l'injection, il faut évaluer la compatibilité des deux eaux étudiées.

La procédure expérimentale consiste à prendre neuf béchers avec des rapports (eau de gisement par rapport l'eau d'injection) : 0/100, 10/90, 20/80, 30/70, 40/60, 50/50, 60/40, 70/30, 80/20, 90/10, 100/0, à température ambiante et à pH égal à 2,62. Par la suite une agitation pendant une heure est réalisée pour la croissance des germes, suivie d'une décantation pendant une heure.

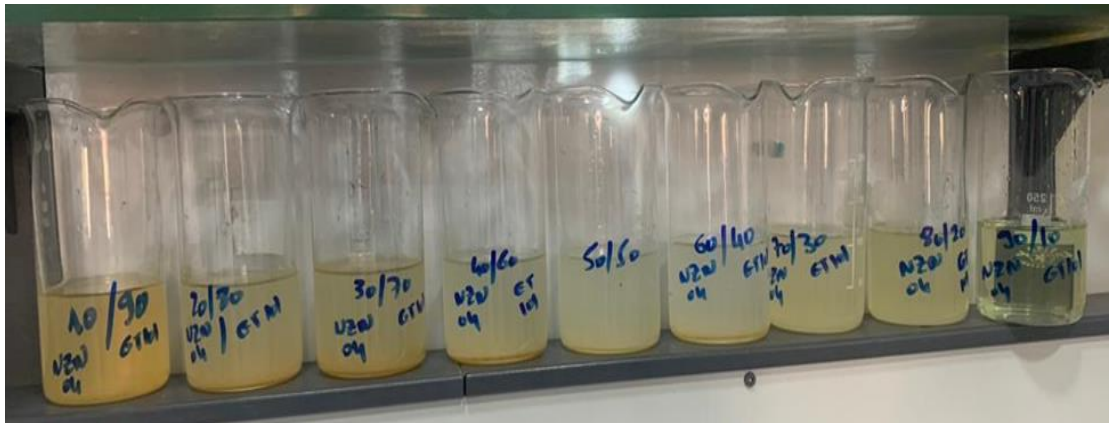


Figure N°IV.8: Teste de compatibilité des eaux d'injection et des eaux de gisement.

Après une heure de décantation, une filtration sous vide est réalisée.



Figure N°IV.10: Filtration sous vide des échantillons pour différents taux de mélange.

La couche de dépôt formée sur le papier filtre de 45 μ m de diamètre est séchée pendant 24h dans l'étuve. Les papiers filtres avec les dépôts formés dessus sont introduits dans un dessiccateur pour éliminer toute l'humidité. Le taux de mélange critique est estimé par le calcul de ΔP qui représente la différence entre le poids du creuset avec le papier filtre avant filtration (P_1) et le poids du creuset avec le papier filtre après filtration (P_2).

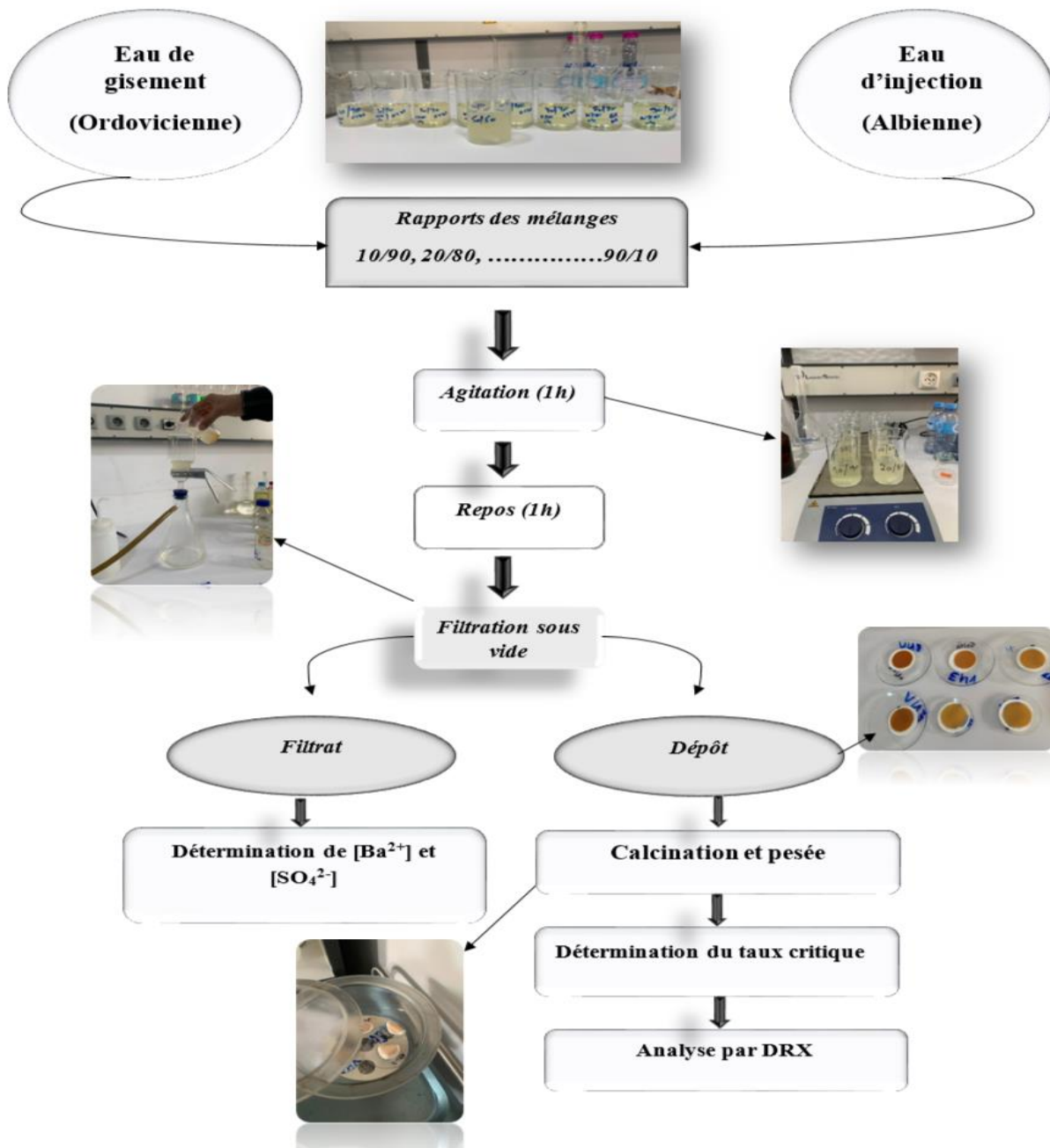


Figure N°IV.10: Résumé des étapes réalisées pour l'évaluation de la compatibilité des eaux étudiées.

Les résultats obtenus par le calcul du taux de mélange sont donnés dans le tableau N°IV.3 suivant :

Tableau N°IV.3 : Résultats relatifs au poids du dépôt pour le taux de mélange critique.

Volume de mélange gisement/injection(ml)	Poids de creuset avec papier filtre vierge (g)	Poids de creuset avec papier filtre contient de dépôt(g)	ΔP (g)
70/30	31,2713	31,2923	0,021
40/60	35,1771	35,2031	0,026
30/70	35,4557	35,4782	0,0225
60/40	38,7665	38,7975	0,031
80/20	9,8903	9,9043	0,014
50/50	10,4059	10,4449	0,039

IV.4.1 Les résultats relatifs à l'étude de la compatibilité des eaux :

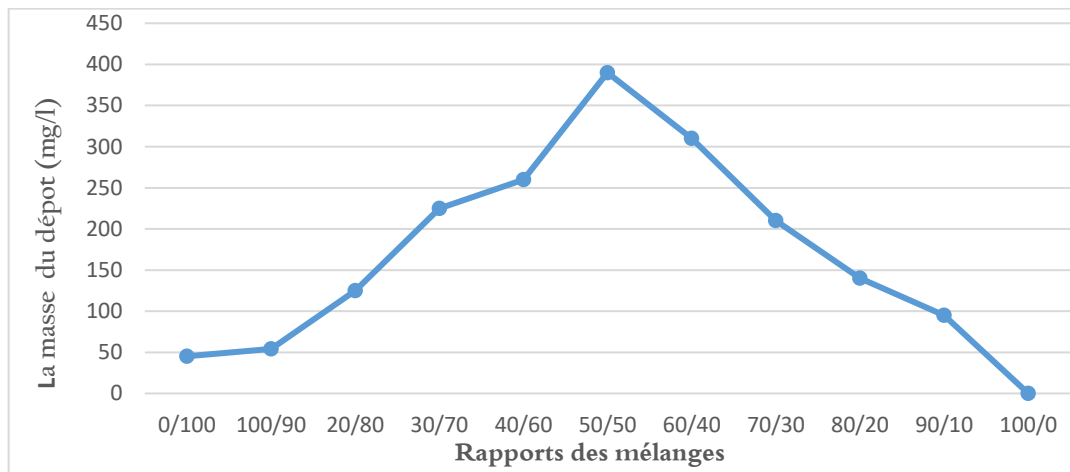
Après calcination des dépôts formés et analyse des filtrats récupérés, nous regroupons les masses de dépôt obtenues et les concentrations en SO_4^- et Ba^{2+} .

Les résultats des analyses sont regroupés dans le Tableaux N°IV.4.

Tableau N°IV.4 : Les analyses physico-chimiques des filtras des mélanges.

Rapport des mélanges	L'eau Albien avec l'eau de formation ordovicienne		
	Conditions du fond		
	Masse des dépôts obtenus (mg/l)	Ions restants en solution(mg/l)	
Ba ²⁺		SO ₄ ²⁻	
0/100	45	600	0,00
10/90	54	480	0
20/80	125	370	0
30/70	225	285	0
40/60	260	160	0
50/50	390	45	0
60/40	310	0	60
70/30	210	0	150
80/20	140	0	225
90/10	95	0	350
100/0	0	0,00	500

La courbe donnant la masse de dépôt en fonction de rapport des mélanges est représentée dans la Figure N°IV.11.

**Figure N°IV.11** : Le taux critique de l'incompatibilité des eaux albiennes et ordoviciennes.

➤ **Interprétation :**

Selon les résultats obtenus, les eaux prélevées sont incompatibles pour tous les taux de mélange. La masse de dépôt obtenu augmente jusqu'à atteindre un maximum de 390 mg/l pour un taux de mélange (50/50).

IV.5 Etude du test d'efficacité des produits anti-dépôts:

Afin de tester l'efficacité des produits anti-dépôt nous avons pris un dépôt pour un rapport de mélange 50/50 pour faire les test efficacité du produit anti-dépôt.

➤ **Mode opératoire :**

On prend neuf béchers dans lesquels on ajoute à 50ml d'injection une certaine concentration du produit anti-dépôt de 50 à 400 ppm. Les béchers sont portés sous agitation pendant 5min pour chaque produit anti-dépôt. Ensuite, on ajoute 50ml d'eau de gisement à ces béchers et on laisse sous agitation pendant une heure.

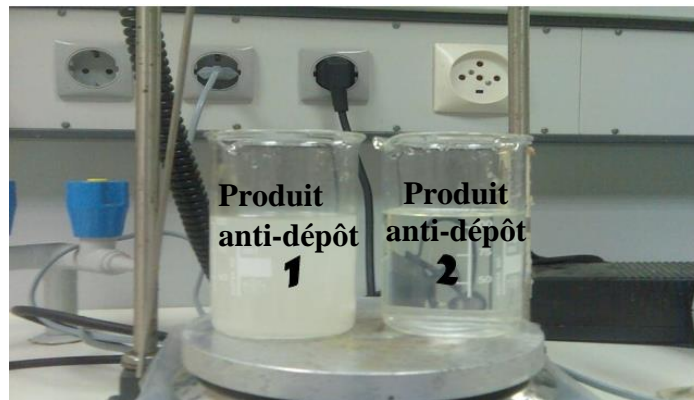


Figure N°IV.12: Test d'inhibition des produits anti-dépôts.

Visuellement on remarque qu'un produit anti-dépôt efficace et les autres produits anti-dépôts sont inefficaces, car la solution après agitation d'une durée d'une heure est trouble.

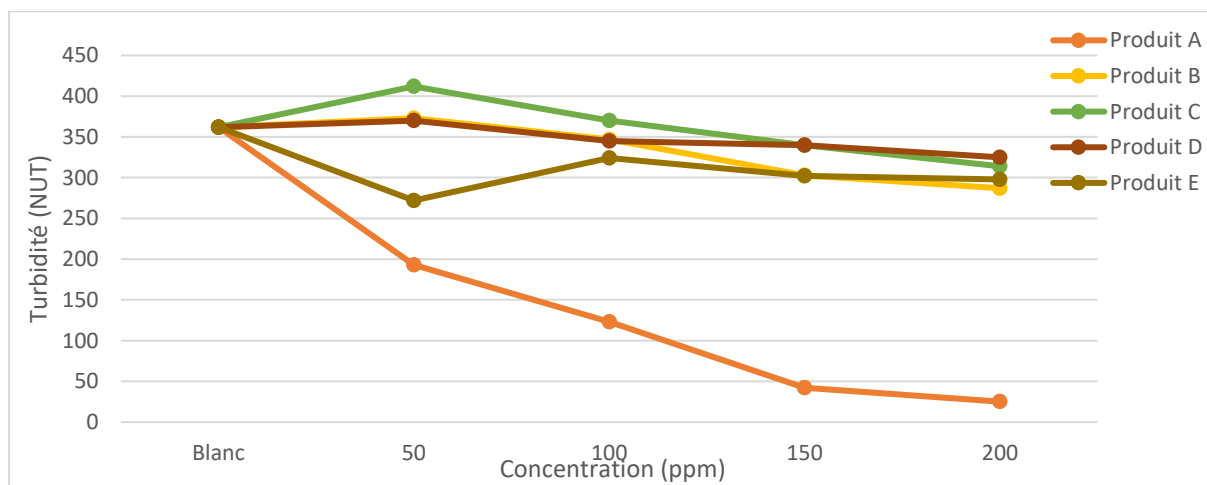
On mesure la turbidité des mélanges de chaque bécher pour chaque concentration les résultats sont donnés dans le Tableau N°IV.5.

Tableau N°IV.5 : Turbidité obtenue pour différentes concentrations.

Turbidité Concentration(ppm)	PRODUIT	PRODUIT	PRODUIT	PRODUIT	PRODUIT
	A (NUT)	B (NUT)	C (NUT)	D (NUT)	E (NUT)
Blanc	362	362	362	362	362
50	193	324	350	360	349
100	123	302	347	355	345
150	42,1	298	303	340	340
200	25,1	289	287	314	325
250	24,4	272	–	–	–
300	23,7	265	–	–	–
350	21,8	238	–	–	–
400	26,7	228	–	–	–

Conformément aux règles de confidentialité de l'industrie, nous sommes dans l'incapacité de divulguer le nom du produit anti-dépôt, c'est la raison pour laquelle nous les avons nommés en utilisant des lettres (A, B, C, D et E).

La courbe donnant la turbidité en fonction de concentration est représentée dans la Figure N°IV.13.

**Figure N°IV.13** : Variation de la turbidité des produits anti-dépôts A,B,C,D,E. en fonction des concentrations.

➤ **Interprétation :**

La mesure de la turbidité des mélanges avec les produits anti-dépôts à différentes concentrations indique que le produit anti-dépôt A est le plus efficace contrairement aux autres produits B, C, D et E.

IV.5.1 Calcul de l'efficacité du produit anti-dépôt :

L'efficacité des produits anti-dépôts est calculée comme suit :

$$Eff (\%) = \frac{(T_0 - T_1)}{T_0} \cdot 100 \quad (24)$$

T₁ : Turbidité de la solution en présence de la concentration de produit exprimée en NTU.

T₀: Turbidité de la solution en absence d'un produit (essai à blanc) exprimée en NTU.

➤ **Calcul de l'efficacité des produits anti-dépôts A, B, C, D et E :**

On calcule l'efficacité des produits anti-dépôt pour chaque concentration les résultats sont donnés dans le Tableau N°IV.6.

Tableau N°IV.6 : L'efficacité obtenue pour chaque concentration.

Efficacité (%) Concentration (ppm)	Produit A	Produit B	Produit C	Produit D	Produit E
Blanc	0	0	0	0	0
50	46,68	10,49	3,31	0,55	3,59
100	66,02	16,57	4,14	1,93	4,69
150	88,37	17,67	16,29	6,07	6,07
200	93,06	20,16	20	13,25	10,22

L'histogramme donnant l'efficacité en fonction de concentration est représentée dans la Figure N°IV.14.

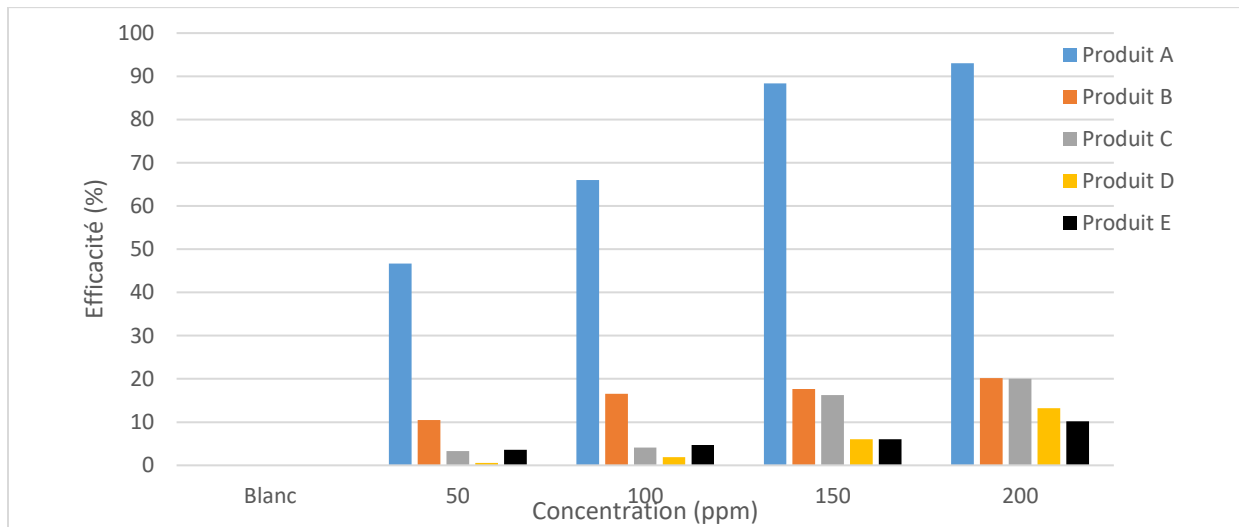


Figure N°IV.14 : Etude d'efficacité des produits anti-dépôts A,B,C,D,E.

➤ **Interprétation :**

D'après l'histogramme donné dans la Figure N°IV.14, c'est montré que :

- Le produit A a montré une efficacité de 88,37 % à une concentration de traitement de 150ppm et pour cela c'est le produit qui donne une meilleure efficacité par rapport les autres produits.
- Les produit B, C, D et E ont enregistré une faible efficacité pour des variantes de la concentration ce qui signifier des produits anti-dépôts inefficaces.
- Nous retiendrons le produit anti-dépôt A le plus efficace pour le reste des expériences.

IV.5.1.1 Etude de l'influence de divers paramètres sur l'efficacité de produit anti-dépôt :

IV.5.1.1.1 Influence de la concentration sur la déposition :

Le test d'efficacité a été réalisé pour le produit A en variant la concentration de 50 à 400 ppm et en gardant constant le taux de mélange 50/50, le pH égal à 2,66 et la température à 20°C. Les résultats sont regroupés dans le tableau ci-dessous :

Tableau N°IV.7 : Valeurs de la turbidité et de l'efficacité à différentes

Concentration	Blanc	50	100	150	200	250	300	350	400
Turbidité (NUT)	362	193	123	42,1	25,1	24,4	23,7	21,8	26,7
Efficacité (%)	0	46,68	66,02	88,37	93,06	93,25	93,45	93,97	92,62

La courbe donnant l'efficacité et la turbidité en fonction de la concentration est représentée dans la Figure N°IV.15.

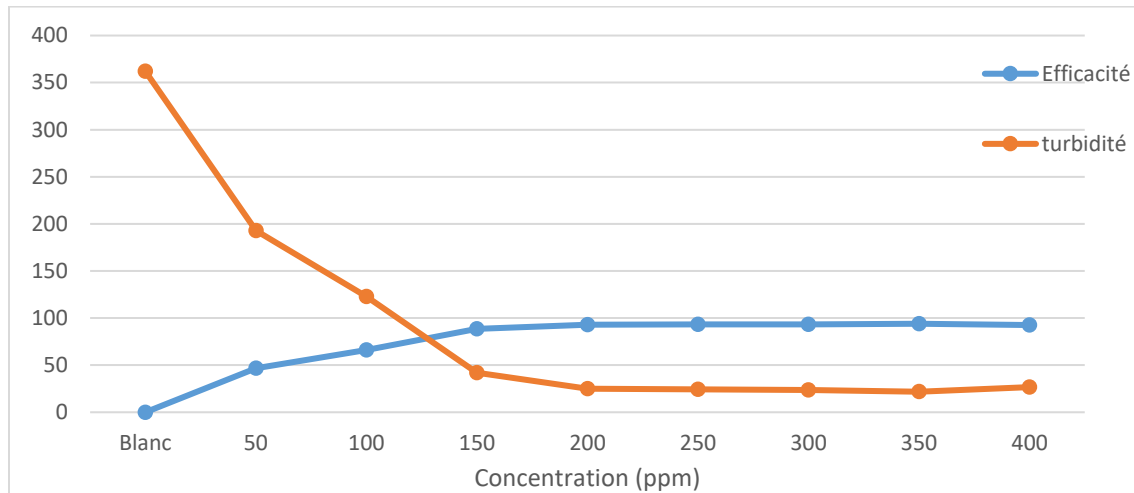


Figure N°IV.15 : Variation de la turbidité et l'efficacité du produit anti-dépôt A en fonction des concentrations.

➤ Interprétation :

On observe d'après les résultats obtenus que la turbidité diminue lorsque la concentration augmente. À concentration de 150 ppm, nous observons que la turbidité est minimale atteignant 42,1 NUT, ce qui explique l'efficacité du produit anti-dépôt égal à 88,37%. Nous constatons également une différence négligeable de la turbidité entre 150 et 200 ppm avec une efficacité de 93,06% à 200ppm. La concentration optimale est de 150ppm.

IV.5.1.1.2 Etude de l'influence du pH sur la déposition :

Le pH est un facteur très important dans le processus d'inhibition de dépôt de sels. Les essais ont été réalisées avec un taux de mélange 50/50 et a une concentration de 150ppm et a une température de 20°C et le pH a été varié de 2 à 10. Les résultats obtenus sont rassemblés dans le Tableau N° IV.8.

Tableau N°IV.8 : Variation de la turbidité et de l'efficacité à différentes valeurs du pH.

Ph	2,66	2	4	5	6	7	8	9	10
Turbidité (NTU)	362	57,3	76,5	102	142	929	1232	1398	1464
Efficacité (%)	0	84,17	78,86	71,82	60,77	-156	-240,33	-286,18	-304,41

La courbe donnant l'efficacité en fonction de pH est représentée dans la Figure N°IV.16.

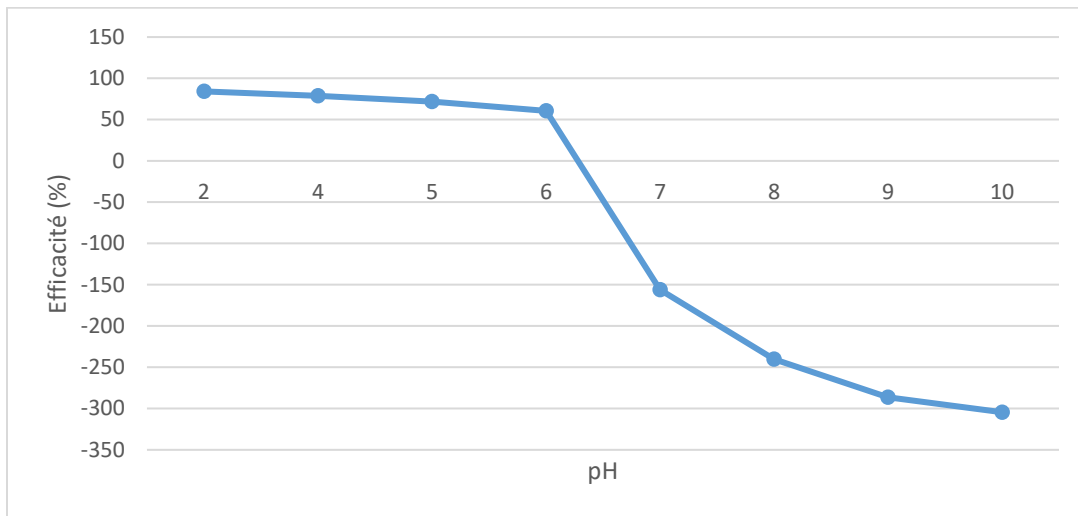


Figure N°IV.16: L'influence du pH sur la déposition.

➤ **Interprétation :**

Il a été observé que le pH basique favorise la déposition du BaSO_4 , suivi du pH neutre. Par contre à un pH acide, on enregistre un faible dépôt. Les valeurs négatives sont des valeurs de turbidité supérieure à la valeur du blanc, en résultant que l'efficacité du produit anti-dépôt diminue par l'augmentation du pH.

IV.5.1.1.3 Etude de l'influence de la température sur la déposition :

Les essais ont été réalisés avec un taux de mélange 50/50, une concentration de 150ppm, un pH égal à 2 et la température été variée de 25°C jusqu'à la température de réservoir qui est de 65°C. Les résultats obtenus sont rassemblés dans le Tableau N° IV.9.

Tableau N°IV.9: Valeurs de la turbidité et l'efficacité en fonction de la température.

Température(C°)	18	25	35	45	55	65
Turbidité (NTU)	362	57	76	78,7	80	94,2
Efficacité	0	84,25	79,005	78,25	77,90	73,97

La courbe donnant l'efficacité en fonction de température est représentée dans la Figure N°IV.17.

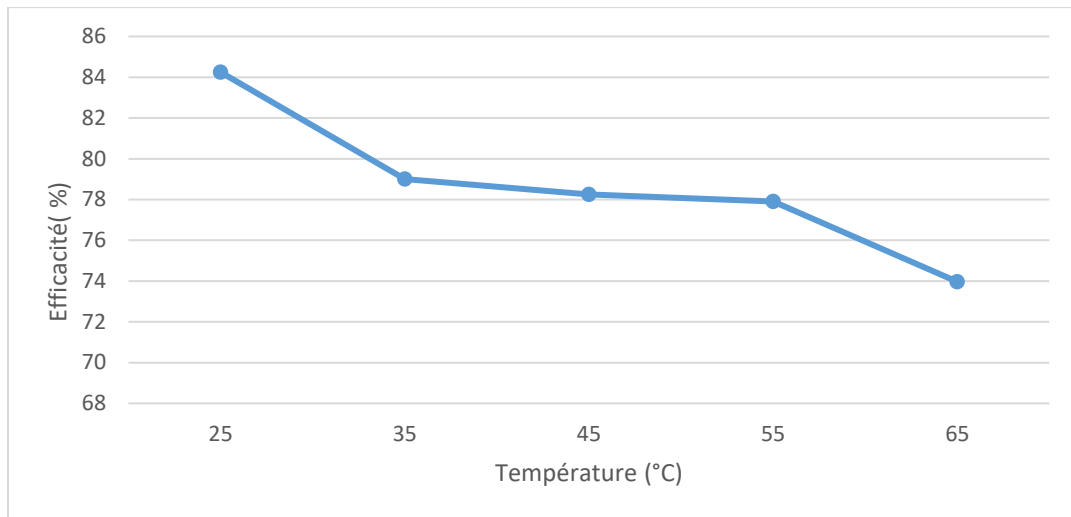


Figure N°IV.17: L'influence de la température sur la déposition.

➤ **Interprétation :**

Nous remarquons une augmentation de la température accompagnée d'une augmentation de la déposition du sulfate de baryum et une légère augmentation de la valeur de la turbidité, qui est peut-être due à l'oxydation du fer par l'effet de la température. Les températures des eaux de l'albien et d'ordovicien sont toujours très élevées et dépassent 50°C, ce qui favorise la formation du dépôt, posant un problème dans le fond du puits.

IV.6 Caractérisation du dépôt de sulfate de baryum formé par diffraction aux rayons X :

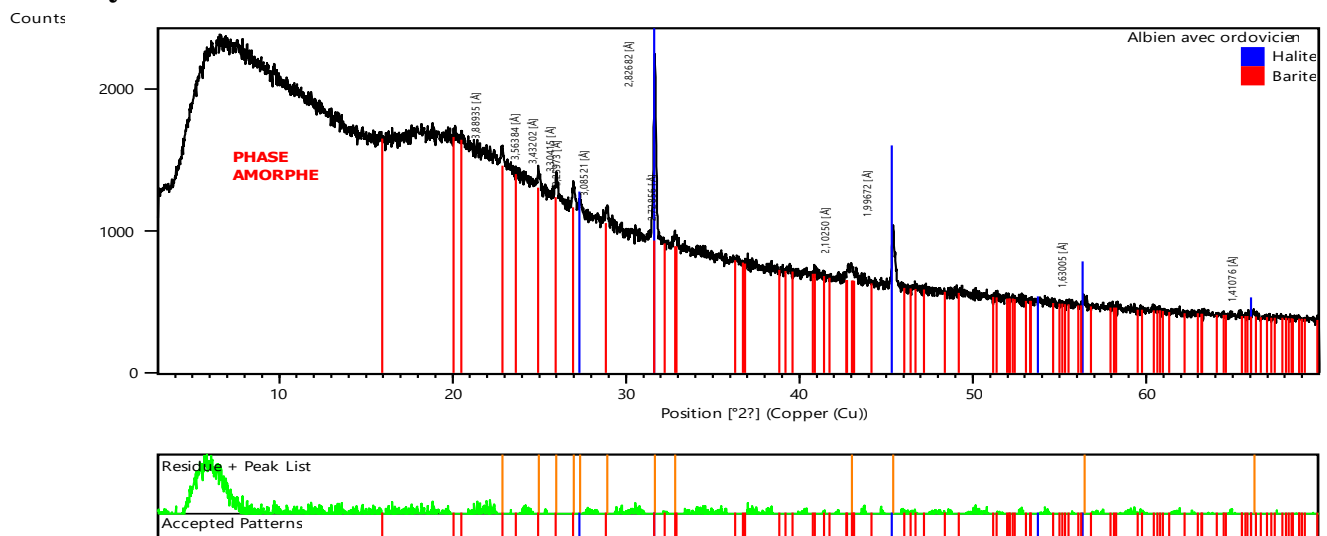


Figure N°IV.18 : Diffractogramme du dépôt (BaSO_4) obtenu lors de mélange des eaux albiennes et ordoviciennes.

➤ **Interprétation :**

A partir du diffractogramme obtenu Figure N°IV.18, on peut conclure que le dépôt obtenu lors de l'étude de la compatibilité de l'eau albienne avec l'eau de formation ordovicienne est composé essentiellement de sulfate de baryum type barite et accessoirement de sel (halite) en faible concentration.



CONCLUSION GÉNÉRALE

Conclusion générale :

Actuellement, le dépôt de sulfate de baryum constitue un défi majeur dans les puits pétroliers lors de l'injection d'eau afin d'éliminer le dépôt de NaCl. 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 du tubing.

L'objectif de ce travail est d'évaluer l'efficacité des agents qui empêchent l'accumulation de sulfate de baryum sur les surfaces métalliques. Au niveau du champ de Gassi Touil, un nouveau problème apparu ces derniers mois lors de l'injection d'eau albiennaise dans l'eau ordovicienne due à l'incompatibilité du mélange des eaux ordoviciennes et albiennes, ce qui a mené à la formation du dépôt de sulfate de baryum.

La première partie de ce mémoire consiste tout d'abord à étudier l'incompatibilité des eaux d'injection et de gisement reproduites à partir de celles du site par l'analyse physico-chimique par :

- Détermination de la dureté des eaux par compléxométrie (calcium, magnésium).
- Dosage de chlorure par argentimétrie (méthode de Mohr).
- Dosage de sulfate, baryum et fer par spectrophotométrie UV Visible.
- Dosage de sodium et de potassium par spectrophotomètre d'émission de flamme.

Les résultats obtenus dans la première partie montrent que l'eau albiennaise est riche en ions SO_4^{2-} (680 mg/l), elle est peu chargée en ions Ca^{2+} et Mg^{2+} et elle est peu saline avec un pH égal à 7,6. Par ailleurs, cette eau exempte en ions de baryum Ba^{2+} et HCO_3^- . Par contre, l'eau ordovicienne présente une quantité de 410 mg/l d'ions de baryum Ba^{2+} et aucune trace d'ions de SO_4^{2-} , CO_3^{2-} , HCO_3^- n'a été relevée dans cette eau qui est considérée comme une eau très dure et saline avec un pH égal à 2,62. Il est clair que ces eaux sont incompatibles, car leur mélange mène à une précipitation des sulfates de baryum et des chlorures de sodium sous forme de dépôts formés d'une eau albiennaise sulfatée et d'une eau ordovicienne riche en baryum.

Dans la deuxième partie, le calcul du taux de précipité formé maximal par le mélange des eaux albiennes et ordoviciennes avec un rapport de 50/50, a montré que la solution saturée en sulfate de baryum on révèle que la masse du dépôt obtenu augmente jusqu'à atteindre un maximum de 390 mg/l « le taux critique ».

La caractérisation du dépôt par la spectrophotométrie aux rayons X a montré l'existence principale des dépôts de sulfate de baryum caractérisé par une structure cristalline et révèle la présence aussi de l'halite (NaCl) avec une structure lisse composée principalement de phase amorphe.

Nous avons testé cinq produits anti-dépôts commerciaux A, B, C, D et E de différentes natures chimiques pour inhiber la formation de ce dépôt. En présence de ces derniers, les mesures de la turbidité suivie de l'étude d'efficacité de différents paramètres sur les solutions de mélange saturées (50/50) ont été effectuées. Ainsi, il a été conclu que le produit A à base de polymère possède des propriétés inhibitrices plus performantes que les autres produits anti-dépôts, atteignant une valeur de 88,37 % à une dose de traitement de 150 ppm, à pH égal à 2 et une température égale à 25°C.

Les résultats obtenus ont montré que :

- L'augmentation de la concentration a un impact sur l'efficacité du produit anti-dépôt atteignant 88,37% à 150ppm.
- Le pH a également un impact sur cette efficacité étant donné que le taux d'inhibition est de 84,17% à un pH de 2 et diminue avec l'augmentation du pH. L'efficacité est optimale à pH acide.
- L'effet du produit anti-dépôt sur le dépôt est également influencé par la température. Lorsque la température est élevée, l'efficacité est inférieure à 88,37%, ce qui peut être expliqué par l'action du produit anti-dépôt qui se trouve freinée. On a constaté que cette substance inhibitrice est efficace à une température de 25°C avec une efficacité égale à 84,25 %.

Références bibliographiques :

- [1] - V. Riabov (1968) charte de technologie du traitement du pétrole, Boumerdès, 1: 1-2
- [2] - D. Kassoum (2017) complexation des métaux par l'acide carboxylique, l'ester et l'EDTA, Mémoire de master, Université Mostaganem
- [3] - I. Mekkeri, A. Askelou (2020) Étude théorique de l'efficacité des inhibiteurs sur les formations des dépôts de sulfate de baryum dans la région In Aminas, Mémoire de master, Université Boumerdès
- [4] - A. Bengana, S. Tati (2019) Analyse et traitement des eaux avant réinjection dans les puits d'huile – champ Hassi Messaoud, Mémoire de master, Université Ouargla
- [5] - L. Nabzar, J-L. Duplan (2011) L'eau dans la production de carburants production pétrolière et raffinage, IFP énergie nouvelle, France, P 02
- [6] - R. Cossé (1988) méthode d'exploitation des gisement pétroliers, l'institut français de pétrole, France, 8 P 237
- [7] -M. Kennouna, I. Debba, R. Koull (2021) Effets conjugués des eaux de gisement et d'injection sur la production dans le champ Hassi Messoud, Mémoire de master, Université Ourgla
- [8] - L. Zerrouk (2008) inhibition de la déposition des sels insolubles, Mémoire de master, Université Ourgla
- [9] - H. Bouabdallah, S. Kaci (2018) étude de la déposition du sulfate de baryum dans les installations pétrolières cas de la région de STAH, Mémoire de master, Ecole nationale Polytechnique, El Harrach
- [10] - L. Boak (2012) factors that impact scale inhibitor mechanisms, Institute of petroleum engineering
- [11] - K. Labraoui- Djallal (2017) Thèse de doctorat, Boumerdes, Algérie
- [12] - R. Ben derradji, K. Boudaouche (2019) Influence de l'produit anti-dépôt anti dépôts (AD32) sur la croissance de dépôts de sulfates de baryum, Mémoire de master, Université Ourgla

- [13] - M. Alfort (2015) Procédés anti-tartre non conventionnels dans les réseaux de distribution d'eau destinée à la consommation humaine, France
- [14] - A. Salhi, R. Guehef, A. Gaid (2020) L'effet des dépôts de sel sur la productivité des puits pétroliers dans le champ Hassi Messaoud, Mémoire de master, Université Ourgla
- [15] - N. Bendekkiche (2020) Etude bibliographique des problèmes de dépôts minéraux dans l'industrie pétrolière, Mémoire de master, Université Boumredès
- [16] - M. Moussa, L. Laid (2020) Etude et analyses des dépôts minéraux dans le champ de Hassi Messaoud, Mémoire de master, Université Ourgla
- [17] - M. Moumni (2015) Etude de l'efficacité des inhibiteurs des dépôts pétroliers au sein du groupement Sonatrach-Agip, Ecole national polytechnique, El-Harrach
- [18] - F. Expert (2022) Chlorures de sodium-propriétés et utilisations dans l'alimentation et la médecine, International commodity trading company, Pologne
- [19] - A. Ben bouabdallah (2013) Développement d'une technique d'évaluation des inhibiteurs des dépôts de sel (NaCl), Procèdent du séminaire international sur l'hydrogéologie et l'environnement SIHE, Mémoire de master, Université Ourgla
- [20] - G. Licsandru (2020) Croutes de sel (NaCl) générées par évaporation, Soutenance de thèse IMFT, Université Toulouse
- [21] - B. Salle (2016) Institut National de Recherche et de Sécurité, Boulevard Richard-Lenoir 75011, Paris
- [22] - P. Liner (2023) expert chemisage canalisation, Paris
- [23] - N.D. Linntech, Article Les facteurs influençant les performances d'un système d'osmose inverse, Lenntech (European Head Office)
- [24] - N.D. Alloprof, la relation entre la pression et la température (loi de gay-Lussac), Alloprof
- [25] - N.D.K. Roy, Le principe de le Chatelier, La chimie générale pour les Gee-Gees open library
- [26] - S. D, présentation des dépôts pétroliers et leurs defences incendies, enasis, France

- [27] - B. Begeri (2017) Evaluation of barium sulfate (Barite) solubility using different chelating agents at a high temperature, *Journal of Petroleum Science and Technology*, 42-56
- [28] - H. Gamal (2021) Barium sulfate scale removal at low-temperature, Wiley Hindawi, 12
- [29] - Nancy (2001) adsorption et croissance cristalline, Centre national de recherche scientifique (CNRS), numéro de collection 152, parie, France
- [30] - V. Pacary (2008) Thèse de doctorat, INP de lorraine, France
- [31] - D.C.Y. Wong (2001) Baryum sulphate precipitation in semi reactors, Birmingham
- [32] - J. Dillenseger, E. Morschel (2001), Etude de produit radio-opaque sulfate de baryum, *Guide des technologies de l'imagerie médicale et de la radiothérapie*, p 232-233
- [33] - B. Merdhah (2007) The study of scale formation in oil reservoir during water injection at high-barium and high-salinity formation water, *Mémoire de master*, Malysie
- [34] - O. Boukelmoune, S. Bouaoune, S. Tamma (2017) Optimisation de dessalage et inhibition des dépôts de sulfate de baryum, *Mémoire de master*, Université Ourgla
- [35] - N. Messaoudène (1990) Thèse de doctorat, Université Toulouse
- [36] - P. Pascal (1980) *Nouveau traité de chimie minéral*, 2-V Alexeev, 3^{ème} édition de moscou
- [37] - A.E. Nislen (1961) Homogenous nucleation in barium sulfate precipitation, *Scandinavica*
- [38] - J.M.Toft (1984) Electrolyte crystal growth kinetic, *Journal of crystal growth*
- [39] - A.E.Nielsen (1958) The kinetic of crystal growth in barium sulphate precipitation, *Scandinavica*, P 951-958
- [40] - M. Aoun (1996) Thèse de doctorat, université Toulouse, France
- [41] - J.Flouret (2013) Thèse de doctorat, université Toulouse, France
- [42] - O. Shanel, J. Gardside (1992) *Precipitation basics principals and industrial application*, Grand-Bertange, P 86-96
- [43] - J. Moghdashi, M. Jamilahmadi, H. Muller-Steinhagen, A. Sharif (2003) Scale formation in Iranian oil reservoir and production equipment during water injection, Presented at the 5 th In

SPE Publication: 80406. P14

[44] -A.B. Binmerdhah (2010) Laboratory and prediction of barium sulfate scaling at high-barium formation water, Journal of petroleum science and engineering, P 79–88

[45] - A.M. Yassina (2008) Formation damage due to scale formation in porous media resulting water injection, Emirates journal for engineering research, P 69-79

[46] - A.B. Binmerdhah (2012) Inhibition of barium sulfate scale a thigh barium formation water, Journal of petroleum science and engineering, P 90–91,124–130

[47] - O. Belkacem (2018) Etude de l'inhibition de dépôt des sulfates de baryum dans les installation pétrolières par le chitosane à base de l'exosquelette de crevette rouge, Mémoire de master, Université Blida

[48] - K. Bakhti (2007) Prévention et lutte contre le phénomène d'entartrage dans les conduites d'eau dans la région de Ouargla, Université Ourgla

[49] - E. Senogles (1996) Scale inhibitors, polymeric. The polymeric material encyclopedia

[50] - G. Odian(1994) édition polytechnia, Paris, P 306-320

[51] - A. Bengana (2019) Analyse et traitement des eaux avant réinjection dans les puits d'huile – Champ Hassi Messaoud, Mémoire master, Université Ourgla

[52] - G. Muller, (1990) Polymères hydrosoluble d'origine naturelle et synthétique, revue de l'Institut Français Presse, Paris, V 45, P 6

[53] - M. Lordachesco (1970) Dépôts cristallins dans la production du pétrole, Paris, P 5

[54] -ISO 6058:1984 Qualité de l'eau -Dosage du calcium -Méthode titrimétrique à l'EDTA

[55] - ISO 6059:1984 Qualité de l'eau - Dosage de la somme du calcium et du magnésium- Méthode titrimétrique à l'EDTA

[56] –Méthode de Mohr dosage argentimétrique des ions chlorures par le nitrate d'argent en présence de chromate de sodium

[57] – Méthode de J. Rodier l'alcalinité des eaux par pH-métrie

