

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère De L'enseignement Supérieur Et De La Recherche Scientifique

جامعة أمحمد بوقرة بومرداس

Université M'hamed Bougara Boumerdès



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

MASTER ACADEMIQUE.

Domaine : Sciences de la Nature de la vie SNV

Filière : Sciences biologique

Spécialité : Biochimie Appliquée

Thème :

Sélection d'un anti dépôt pour l'eau incompatible (direction régionale de STAH)

Présenté par :

M^{lle} CHIKHAOUI Khadîdja

M^{lle} OURIHANE Siham

Soutenu le 20/09/2023 devant le jury :

M^{me} BELKHEIR.M

MAA(UMBB)

Présidente

M^{me} MAAMRI.S

MCA(UMBB)

promotrice

Mr. BOUJEMAA .K

MCA(UMBB)

Examineur

Mr DJEBLI. H

Ingénieur (CRD)

Co-promoteur

2022/2023

Remercîment

Nos remerciements les plus sincères vont à toute personne ayant eu la bonté et la patience de satisfaire notre curiosité et de nous aider dans notre travail par leurs précieux conseils, réponses et recommandations.

À notre promotrice interne, Mme. Maamri, nous adressons notre plus profonde reconnaissance pour son bon encadrement et pour les conseils fructueux qu'il n'a cessé de nous prodiguer.

Nous adressons par la même occasion nos remerciements à Mr. Djebli Ingénieur à CRD SONATRACH Boumerdès, qui n'a épargné ni temps ni effort pour nous aider et pour répondre à nos questions.

*Nous tenons à remercier Mr. Boudjema, Notre chef de spécialité.
Une personne qui nous inspire le plus grand respect.*

Dédicaces

Tout d'abord, je tiens à remercier DIEU De m'avoir donné la force et le courage de mener à bien ce modeste travail

A mes très chers parents qui ont été toujours à mes côtés et m'ont toujours soutenu tout au long de ces longues années d'études. En signe de reconnaissance, qu'ils trouvent ici, l'expression de ma profonde gratitude pour tout ce qu'ils ont consenti d'efforts et de moyens pour me voir réussir dans mes études

A mes chères sœurs pour leurs encouragements permanents, et leur soutien moral

A toute ma famille, source d'espoir et de motivation

A tous mes amis, tout particulièrement ; Amel, Hadjer, Saida, Hafida, Rayane, Maria et Khaoula

A Siham, chère amie avant d'être binôme

A vous cher lecteur

Khadidja CHIKHAOUI

Dédicaces

Tout Je dédie ce travail à :

*Ma mère et mon père qui se sont tant sacrifiés pour moi,
En espérant un jour faire de même pour eux*

*Mes grands-mères et mes tantes m'ont éclairé de leurs sagesses
Dans les sombres moments.*

Mes sœurs à qui je souhaite toute le bonheur du monde.

*Mes frères, auxquels je souhaite
La réussite dans leurs études.*

Toute ma famille.

Ma binôme khadidja qui a été à mes côtés.

Siham OURIHANE

Table de Matière

REMERCIEMENTS

DÉDICACES

Liste des tableaux

Liste des figures

Liste des abréviations

Introduction 1

Chapitre I : SYNTHESE BIBLIOGRAPHIQUE

I : les eaux dans les champs pétroliers 5

I.1. L'eau de gisement 5

I.2. L'eau d'injection 5

I.2.1. Les sources d'eau d'injection 6

I.3. Incompatibilité des eaux d'injection et gisement 7

I.4. Le but de l'étude de compatibilité 7

I.5. Les dépôts 9

I.5.1. Les dépôts des sels minéraux 9

I.5.1.1. Les sels solubles 9

I.5.1.2. Les sels peu solubles : 10

I.5.1.3. Les sels insolubles (les dépôts de sulfates) 10

I.6. Mécanisme de formation des dépôts 13

I.7. Les principales causes de formation des dépôts 13

I.7.1. Mélange des eaux incompatibles 13

I.7.2. Changement des conditions thermodynamiques 13

I.7.2.1. Chute de pression 14

Table de Matière

I.7.2.2. Changement de température	14
I.7.3. Le changement des caractéristiques minérales	14
I.8. Conséquences de la formation de dépôt dans les champs pétroliers.....	15
I.9. Les inhibiteurs de dépôts	16

Chapitre II : MATERIELS ET METHODES

II.1. Présentation de la division STAH	19
II.2. Matériels	20
II. 2.1. Matériels non biologie	20
II.2.2. Matériels biologique.....	20
II.2.2.1. Echantillon des eaux.....	20
II.2.2.2. Le dépôt.....	21
II.3. Méthodes	22
II.3.2. Analyses physico-chimiques des eaux	22
II.3.2.1. Paramètres chimiques :	23
II.3.3. Etude de compatibilité des eaux	31
II.3.4. Analyse minéralogique d'un échantillon de dépôt	33
II.3.5. Etude d'efficacité des produits anti-dépôt	34
II.3.6. Analyse bactériologique de l'échantillon.....	36
II.3.6.1. Isolement des germes totaux.....	36
II.3.6.2. Purification	36
II.3.6.3. Conservation des souches isolées :	36
II.3.7. Identification des souches.....	36

Table de Matière

II.3.7.1. Etude morphologique	36
II.3.7.1.1. Identification macroscopique.....	36
II.3.7.1.2. Identification microscopique	37
II.3.8. Etude biochimique et physiologique :	38
II.3.8.1. Recherche de la catalase	38
II.3.8.2. Recherche de l'oxydase	39
II.3.8.3. Dégradation des sucres	39

Chapitre III : RESULTATS ET DISCUSSION

III.1. Résultats des analyses physico-chimiques	41
III.2. Les résultats des études de compatibilités.....	43
III.3. Les résultats des analyses minéralogiques	44
III.4. Les résultats des tests d'efficacité	45
III.5. Les résultats des analyses microbiologiques de l'échantillon.....	49
III.5.1. Culture sur milieu solide	49
III.5.2. Identification des souches isolée	49
III.5.2.1. Etude morphologique	49
III.5.2.1.1. Etude macroscopique	49
III.5.2.1.2. Etude microscopique	52
III.6. Les résultats des tests biochimiques.....	55

Conclusion

RESUME

Référence bibliographique

Annexe

Liste des tableaux

Tableau I : Méthodes de dosage des sels minéraux.....	22
Tableau II : la gamme des produits anti-dépôts.....	34
Tableau V : Comparaison de l'eau d'injection analysée avec une eau de source.....	41
Tableau VI : Les résultats des analyses minéralogiques.....	42
Tableau III : Les résultats des analyses chimiques des puits.....	43
Tableau IV : Les résultats de l'étude de compatibilité de mélange des eaux ST 51/STAB01....	45
Tableau VII: Détermination de la dose optimale de produit SCW 85372.....	46
Tableau VIII : Détermination de la dose optimale de produit EC 6165A.....	47
Tableau IX : Détermination de la dose optimale de produit AD 32.....	48
Tableau X : identification macroscopique des bactéries isolées sur le milieu solide GN à partir de mélange (ST 51/STAB 01) de STAH.....	50
Tableau XI: Résultats identification microscopique des bactéries isolées sur le milieu solide GN à partir de mélange (ST 51/STAB 01) de STAH.....	52
Tableau XII : Résultats biochimique et physiologique des bactéries isolées à partir de mélange (ST 51/STAB 01) de STAH	55
Tableau XIII : identification systématique de la souche avec anti dépôt 100ppm dilution 10 ⁻² Isolée de eaux de STAH, selon de GANA(1998).....	56
Tableau XIV : identification systématique de la souche avec anti Dépôt 100ppm dilution 10 ⁻⁵ isolée de STAH, selon de AIT TAFAT(2003).....	56
Tableau XV : identification systématique de la souche sans anti Dépôt 100ppm dilution 10 ⁻⁷ isolée de STAH, selon de HEDJAZI(2002).....	57
Tableau XVI : identification systématique de la souche sans anti dépôt 10 ⁻⁵ isolée de STAH, selon de HEDJAZI (2002).....	57

Liste des figures

Figure 1 : Schéma descriptif de la récupération secondaire du pétrole.....	4
Figure 2 : Dépôt de chlorure de sodium.....	8
Figure 3: Dépôt de carbonate de calcium [12].....	9
Figure 4 : Depot de sulfate de baryum [1].	10
Figure 5 : La précipitation de BaSO ₄ dans les installations de fond et de surface.....	11
Figure 6 : Dépôt de sulfate de strontium [1].	13
Figure 7 : Dépôt de sulfate de calcium	12
Figure 8 : Localisation de la région de STAH.....	17
Figure 9 : Echantillon d'Eaux	19
Figure 10 : Dépôt récupérer au niveau de manifold A1 champ STAH..	21
Figure 11 : Schéma de réalisation d'une étude de compatibilité au laboratoire.....	21
Figure 12 : Principe de diffractomètre de rayons X.....	32
Figure 13 : anti-dépôt AD 32 et SCW 85372.....	34
Figure 14 : Schéma d'évaluation d'un Produit anti-dépôts.....	35
Figure 15 : les résultats des analyses chimiques des puits	41
Figure 16 : Le taux critique d'incompatibilité des mélanges (ST 51/STAB 01).....	44
Figure 17 :Diffractogramme de l'échantillon de dépôt STAH.....	44
Figure 18 : La dose optimale de produitSCW 85372	46
Figure 19 : La dose optimale de produit EC 6165A	47
Figure 20 : La dose optimale de produit AD 32.....	48
Figure 21 : Le classement des produits	49
Figure 22 : Aspect macroscopique des bactéries isolées sur le milieu solide GN à partir de mélange (ST 51/STAB 01) de STAH.	51
Figure 23 : Aspect des souches après coloration de Gram observé sous microscope optique	53
Figure 24: Aspect microscopique des souches observées au microscope électronique à balayage (MEB).....	54

Liste des abréviations

DRX : Diffraction des Rayons X

EDTA: l'Acide Ethylène Diamine Tétra Acétique

EDS : Energy Dispersive Spectroscopy

EDX: Energy Dispersive X ray

ESEM: Environmental Scanning Electron Microscope

GOR: Gas Oil Ratio

HP : Haute Pression

ICP : Inductively Coupled Plasma

ICP-MS : Spectrométrie de Masse couplée à l'ICP

ICP-OES : Spectrométrie à Emission Optique couplée à l'ICP

Ks : Produit de Solubilité

LCV : Level Control Valve

MEB : Microscope Electronique à Balayage

MES : Matières En Suspension

MP : Moyenne Pression

SAA : Spectromètre d'Absorption Atomique

SCEL : Somme des Carrés des Ecartes dues à la Liaison

SCER : Somme des Carrés des Ecartes des Résidus

C: Concentration mol/l

Cp: Concentration à l'équilibre thermodynamique

Eff : efficacité en %

EG : eau de gisement

EI : eau d'injection

K : Constant de dissociation

NTU : Unité de Turbidimètre Néphélométrie.

Ppm : Partie Par Million

Ps : Produit de Solubilité

T.E.A : Tri Ethanol Amine.

INTRODUCTION

Introduction

En Algérie, l'industrie pétrolière joue un rôle vital dans l'économie nationale et aussi c'est l'un des principaux producteurs et exportateurs de pétrole en Afrique et dans la région MENA (Moyen-Orient et Afrique du Nord) et pour garantir la production continue et la rentabilité des champs pétroliers il doit y avoir une gestion efficace des dépôts.

Les dépôts indésirables formée Lorsque les eaux incompatibles (l'eau de gisement et l'eau d'injection) entrent en contact avec les équipements de production et les installations

Il apparaît ainsi que la présence primordiale de l'ion sulfate (SO_4^{2-}) dans les eaux d'injection et la présence éventuelle de l'ion baryum (Ba^{2+}) dans les eaux de gisement peuvent entraîner la formation de précipités lorsqu'ils entrent en contact. Ce phénomène est connu sous le nom de précipitation ou d'incrustation [2].

Les dépôts sont une préoccupation majeure dans l'industrie pétrolière, car ils peuvent entraîner de nombreux problèmes opérationnels et économiques. La formation de dépôts peut : obstruer les conduites et les puits ; réduire l'efficacité des équipements ; augmenter les coûts d'entretien ; perturber la production ; Boucher des installations de fond et de surface ; diminuer de l'efficacité de récupération assistée ; De plus, entraîner une dégradation de la qualité du pétrole ou du gaz extrait, affectant ainsi sa valeur marchande.

Pour prévenir la formation de dépôts dans les eaux incompatibles, il est essentiel de sélectionner judicieusement des anti-dépôts appropriés. Les anti-dépôts, également appelés inhibiteurs de dépôts, sont des produits chimiques spécialement conçus pour empêcher la formation et l'accumulation de dépôts indésirables dans les systèmes de production pétrolière.

L'importance de la sélection d'un anti-dépôt efficace ne peut être sous-estimée, car il s'agit d'un aspect crucial pour maintenir la productivité, la sûreté et la rentabilité des opérations pétrolières. Une sélection appropriée de l'anti-dépôt garantit non seulement une performance optimale des équipements et des installations, mais elle contribue également à réduire les coûts d'entretien et à prolonger la durée de vie des infrastructures pétrolières. Et c'est ça notre but de travail : La sélection d'un anti-dépôt. [2] [3].

on vise à en première position, à l'analyse chimique des échantillons, où l'on examine la composition chimique des eaux de gisement et des eaux d'injection qui permet de déterminer avec précision les concentrations des éléments chimiques présents, en tenant compte des cations

Introduction

Ba²⁺ , Sr²⁺ et Ca²⁺ dans les eaux de gisement, ainsi que de l'anion SO₄²⁻ dans les eaux d'injection.

En deuxième partie de l'étude, nous nous concentrons sur l'étude de la compatibilité du mélange entre les eaux de gisement et les eaux d'injection. Cette étude vise à comprendre le phénomène d'incompatibilité entre ces deux types d'eaux et à explorer la relation entre leurs constituants chimiques, qui peuvent conduire à la formation de composés insolubles dans le mélange c'est pour à mieux comprendre les facteurs qui contribuent à la formation de précipités et d'incrustations, tels que les concentrations spécifiques de cations et d'anions présents dans les deux types d'eaux. Ces informations nous permettront de mieux cerner les risques potentiels et de prendre des mesures préventives appropriées pour éviter les problèmes de formation de dépôts.

Puis, une troisième partie de l'étude, nous procéderons à un test d'efficacité pour évaluer la performance des trois produits anti-dépôts dans des conditions les plus défavorables, c'est-à-dire dans le taux de mélange le plus critique qui peut être rencontré dans le gisement. Nous pourrons comparer les performances des trois produits et déterminer lequel offre la meilleure protection contre la formation de dépôts. Les résultats de ce test nous aideront à prendre une décision éclairée sur le produit de traitement anti-dépôt le plus approprié pour prévenir efficacement les problèmes d'incrustation dans le champ pétrolier de la région de STA.H.

Enfin, on verra dans la dernière partie de travail que nous avons réalisé au Centre de Recherche et de Développement (Sonatrach), d'étude l'absence ou la présence de bactéries dans le mélange (eau d'injection/eau de gisement) contient anti-dépôt, ce travail comprend les étapes suivantes

Isolement et l'identification de la bactérie à partir des eaux d'injection/eaux de gisement caractérisées par leurs richesses en oligo-éléments.

Etude physiologique et biochimique des souches isolées et essai de caractérisation.

C'est ainsi que dans un souci de remédier aux dommages causés par les microorganismes et préserver les installations pétrolières, de nombreuses études ont été effectuées au niveau du laboratoire de Corrosion du Centre de Recherche et de Développement de Sonatrach, et c'est dans ce contexte que s'inscrit le présent travail qui à pour objectif l'isolement et l'identification de la bactérie à partir d'eau d'injection/eau de gisement.

Chapitre I :

Synthèse Bibliographique

I. Les eaux dans les champs pétroliers

Généralement les dépôts solides sont déposés dans les pompes, tubage, réservoirs et autres équipements et installations de production.

Les phénomènes de dépôts de sels dans les champs pétroliers proviennent de deux éléments essentiels [2] (fig.1).

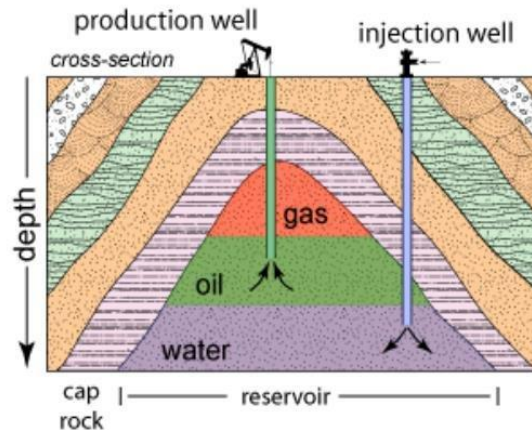


Figure 01 : Schéma descriptif de la récupération secondaire du pétrole.

I.1.L'eau de gisement

L'eau de gisement, également connue sous le nom d'eau de formation, est l'eau naturellement présente dans les réservoirs souterrains de pétrole et de gaz. Elle accompagne le pétrole brut dans le gisement producteur [1,2], et provient parfois de l'aquifère situé à la base du réservoir. Cette eau est généralement très chargée en sels jusqu'à saturation ; le sel prédominant est le chlorure de sodium. En effet, l'eau de gisement contient parfois une quantité considérable de baryum, strontium, calcium, potassium, magnésium, sous forme de sulfates de carbonates, bicarbonates, chlorures, et une quantité considérable de Baryum sous forme de $BaCl_2$ [3] (fig.2).

Il existe des différents types de l'eau de gisement tels que [6] :

- **Eaux de condensation** : qui correspondent à la fraction d'eau en phase vapeur accompagnant les fluides de gisement. Elles sont théoriquement moins chargées en éléments chimiques. Elles sont produites à la tête des puits par condensation en quantité relativement faible.
- **Eaux de formation** : qui sont communément attribuées à l'aquifère du gisement et accompagnent la mise en place des hydrocarbures. Elles sont variées et classées suivant les éléments chimiques dominants qu'elles renferment.

- **Eaux interstitielles** : ce sont des eaux que l'on retrouve dans les petits espaces entre les minuscules grains d'une roche.
- **Eaux connées** : le « connée » veut dire née, produite ou générée ensemble. Une eau connée peut être considérée comme une eau interstitielle d'origine syngénésique (formée au même moment que la roche mère). Une eau connée, est donc une eau fossile qui est sans contact avec l'atmosphère durant une grande partie d'une période géologique [11].

I.2.L'eau d'injection

L'eau d'injection fait référence à l'eau qui est injectée délibérément dans un réservoir pétrolier ou gazier. C'est le procédé le plus ancien, et encore le plus employé [9], pour maintenir ou augmenter la pression du gisement. Elle est utilisée dans le processus de récupération assistée, où l'injection d'eau aide à pousser les hydrocarbures vers les puits de production, facilitant ainsi leur extraction.

L'eau d'injection utilisée dans la récupération du pétrole est généralement caractérisée par une faible salinité, qui varie en fonction de son origine (aquifère, eau de mer en offshore, eaux de surface, etc.). Mais, généralement on emploie des eaux de puits, et spécialement forées à cet effet [4] (fig.2).

On distingue deux catégories d'eau [10].

- **L'eau de lavage** : Elle est en générale injectée à la base du tubing en vue de nettoyer de temps à autre les puits et dissoudre les dépôts de sel principalement du chlorure de sodium [5], qui peuvent s'y accumuler. Certains puits contiennent des eaux de formation saturées en chlorure de sodium, ce qui peut entraîner une précipitation importante de NaCl sur les parois du tubing (tube utilisé dans les puits) en cas de variation de température ou d'évaporation d'eau, conduisant à des problèmes de production.

Afin de remettre les puits en production, on intervient sur le NaCl, en envoyant tout simplement ; une quantité de l'eau douce [5].

Ainsi que les problèmes potentiels liés à l'injection d'eau douce en présence d'eaux de gisement contenant des ions spécifiques (baryum, calcium et strontium). Lorsque ces eaux entrent en contact avec des eaux de lavage ou de maintien de pression contenant des ions sulfatés, cela peut entraîner la formation de dépôts dans les installations. Ces dépôts peuvent entraver la production et nécessitent des interventions pour maintenir la productivité des puits.

- **L'eau de maintien de pression :**

Utilisée comme moyen de production lorsque la pression statique absolue en tête de puits diminue rapidement au cours d'exploitation d'un gisement [7], garantissant ainsi une meilleure récupération de l'huile présente dans le gisement et maximisant l'exploitation des réserves estimées. Et permettant de suppléer à l'insuffisance de drainage naturel [8].

Ces eaux, que ce soit de lavage ou de maintien de pression, contiennent une quantité importante de sulfate sous forme de Na_2SO_4 [2].

I.2.1. Les sources d'eau d'injection

Le pétrole brut est produit en utilisant différentes sources d'eau en fonction de la localisation, de la disponibilité et des besoins [9]. Les sources d'eau incluent les eaux de surface, les nappes d'eau de faible profondeur, les aquifères régionaux et les eaux de mer.

a) Les eaux de surface : Elles sont captées dans des rivières ou des lacs, offrant une disponibilité facile et des débits élevés. Cependant, elles présentent des inconvénients tels que de grandes quantités d'oxygène, de matières solides en suspension (sables, produits animaux et végétaux, bactéries), ce qui peut entraîner le colmatage des filtres des puits injecteurs et la corrosion bactérienne des tubes [12].

b) Les nappes d'eau de faible profondeur : comme la nappe phréatique, contiennent moins d'oxygène et de matières en suspension que les eaux de surface. Cependant, elles peuvent contenir des composés tels que H_2S , CO_2 dissous, des bactéries et des hydroxydes de fer, ce qui peut causer des problèmes de corrosion et de colmatage [13].

c) Aquifères régionaux : Ils constituent la source d'eau la plus utilisée et la meilleure en raison de leur faible teneur en oxygène et en matières en suspension (pratiquement nulle) [14].

Cependant, ils peuvent contenir des gaz dissous (H_2S et CO_2) et des bactéries anaérobies réductrices de sulfates qui doivent être éliminés avant l'injection.

d) Les eaux de mer : Dans le cas au large « offshore », l'eau de mer est utilisée, mais elle est généralement très corrosive. Elle nécessite donc un traitement spécifique pour réduire l'attaque des équipements métalliques. [14].

I. 3. Incompatibilité des eaux d'injection et gisement

L'injection de l'eau reste tout fois l'une des techniques les plus utilisées pour la récupération secondaire de pétrole.

Afin que cette technique soit réussite, il faut que l'eau d'injection soit d'une bonne qualité pour la compatibilité des eaux d'injection et gisement, Elles ne doivent en aucun cas provoquer une réduction de la perméabilité de la roche réservoir ; ni même une corrosion des installations de fond comme de surface [10].

Dans la pratique, il apparaît souvent des incompatibilités entre les eaux d'injection et les eaux de gisements, résultant notamment en la formation des sels minéraux (BaSO_4 , CaSO_4 , CaCO_3) peu solubles [4].

En effet l'eau injectée provenant comme on l'a vu précédemment de différentes sources doit être parfaitement filtrée tout au long de la chaîne et plus particulièrement au départ [17].

Pour Les remèdes contre l'incompatibilité des eaux de gisement et d'injection sont de deux ordres :

- Éliminer les ions gênants de l'eau injectée [4].
- Empêcher la cristallisation du dépôt en incorporant soit un complexant, soit un agent modifiant la croissance cristalline [4].

Deux eaux sont dites compatibles, si la réaction entre les composants chimiques ne donne pas au mélange des composés insolubles [15].

I.4. Le but de l'étude de compatibilité

La compatibilité des eaux joue un rôle essentiel dans divers processus industriels, en particulier dans l'industrie pétrolière.

Dans le cas au le contact de deux eaux (injection/gisement), il est crucial de réaliser une étude de compatibilité. Cette étude vise à déterminer si le mélange de ces eaux entraînera la formation de composés insolubles en raison des réactions chimiques entre les différents constituants de ces eaux.

L'objectif principal de cette étude est d'évaluer les risques d'incompatibilité et facilitent le choix de la solution nécessaire [17], dans le procédé de récupération secondaire de l'huile d'un gisement par injection d'eau. Il résulte alors des efforts coûteux pour le reconditionnement des puits, les remplacements de conduites et dans le cas le plus grave, la perte des puits [17].

I.5. Les dépôts

Dans le domaine pétrolier, les dépôts constituent un problème majeur qui peut entraîner diverses conséquences économiques et opérationnelles. Ces dépôts se forment au cours de l'exploitation pétrolière.

Indésirables les dépôts viennent changer considérablement le bon fonctionnement des installations (modification des écoulements, bouchages, etc.) [18].

I.5.1. Les dépôts des sels minéraux

Les dépôts des sels minéraux formés à différents stades de la production du pétrole. Ils sont nombreux et de structures variable. Certains sont solubles à l'eau (chlorure de sodium), d'autres à l'acide (carbonate de calcium). D'autres encore sont pratiquement insolubles (sulfate de baryum, strontium et calcium) [18].

I.5.1.1. Les sels solubles

Le chlorure de sodium est le sel qui se trouve en plus grande quantité que les autres [1]. Certaines eaux de formation peuvent en contenir jusqu'à 350 g/l (condition de saturation) et sont aussi une des causes fréquentes de dépôts de sels qui a pour conséquence le rétrécissement du diamètre des canalisations. Ce problème a pour origine le mélange de l'eau libre très chargée en chlorures qui vient naturellement avec le pétrole brut, avec les eaux des puits chargées en sodium [10].

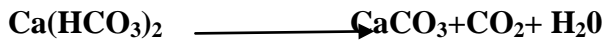
Ce dépôt est le moins gênant, car sa solubilité est suffisamment importante pour qu'une simple injection d'eau douce empêche sa déposition [25] (fig.2).



Figure 02 : Dépôt de chlorure de sodium [45].

I.5.1.2. Les sels peu solubles

La chute de pression ou l'augmentation de la température favorise le dégagement de CO_2 , déplace l'équilibre dans le premier sens et entraîne de forment du Carbonates de calcium(CaCO_3) insoluble [22]. Par le biais d'une réaction de précipitation impliquant la combinaison d'ions calcium avec des ions carbonates ou bicarbonates [5], comme illustré dans les deux réactions suivantes :



Les dépôts de carbonates apparaissent fréquemment dans les puits de forage des champs pétroliers de la région d'In Amenas (fig.3).

Parmi les moyens de lutte contre les dépôts de carbonate on trouve L'acidification est le moyen le plus pratiqué, mais il faut se prévenir contre les problèmes de corrosion qui risquent de se présenter, quand ces problèmes sont importants, on a souvent recours à l'utilisation de produits anti-dépôts [26].



Figure 03: Dépôt de carbonate de calcium [46].

I.5.1.3. Les sels insolubles (les dépôts de sulfates)

Ils représentent le problème généralement le plus rencontré. Les Sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement, ils proviennent d'un mélange de deux eaux (l'incompatibilité entre les eaux d'injection et les eaux de formation), l'une avec des ions alcalino-terreux (baryum, strontium, calcium) et l'autre avec des ions sulfates (SO_4^{2-}), soit pour l'adoucissement des puits salés ou pour le maintien de pression[27], [22].

Effectivement, le dépôt de carbonates se forme au moment du mélange des fluides et l'une de ses caractéristiques distinctives est sa cinétique de formation immédiate [26], et le risque principal est donc de colmater des zones de drainage ou de venir modifier les conditions de production aux environs du puits [27].

Les dépôts de sulfate fréquemment rencontrés sont : le sulfate de baryum et le sulfate de calcium. [27], [25].

a) Sulfate de baryum (BaSO_4) :

Le sulfate de Baryum est le dépôt le plus gênant parmi les autres dans les champs pétroliers Algériens, car il est dur et compact ainsi que ses limites de solubilité sont très basses.

Ces dépôts résultent de l'incompatibilité entre deux types d'eaux. Lorsqu'elle contact des ions baryum (Ba^{2+}) présente dans l'eau de gisement se fait avec les ions sulfates (SO_4^{2-}) de l'eau d'injection, le sulfate de baryum a tendance à précipiter sous forme de dépôts [28] (fig.4).

Ce contact peut avoir lieu lors du lavage continu pratiqué pour éviter les dépôts de sels ou lors de l'injection d'eau douce dans le gisement pour le maintien de pression de ce gisement [10].

Sa formation à lieu suivant la réaction :

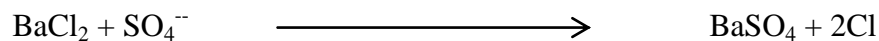


Figure 04 : Dépôt de sulfate de baryum [45].

- **Localisation des dépôts de sulfate baryum**

La précipitation de sulfate baryum BaSO_4 n'est toutefois pas limitée à des réservoirs de pétrole. Les dépôts peuvent se produire sur les puits, les tubings, les installations de surface, ou dans les équipements de la raffinerie utilisés pour le traitement du pétrole brut (fig.5).

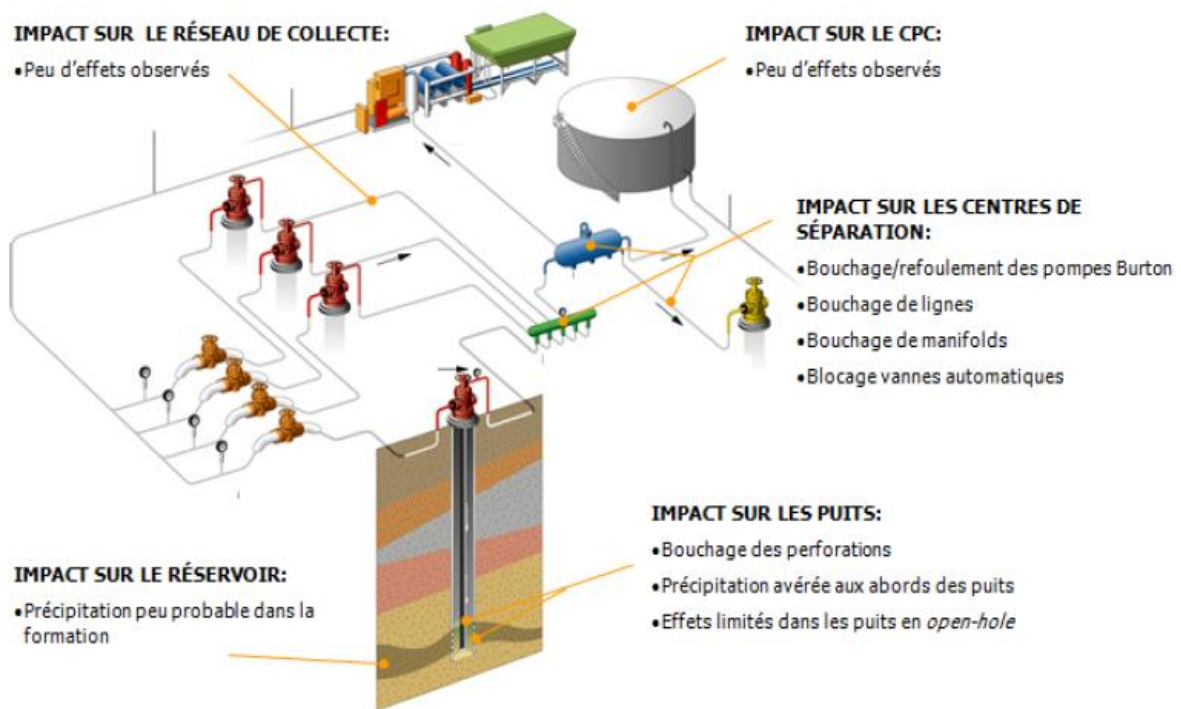


Figure 05 : La précipitation de BaSO₄ dans les installations de fond et de surface.

b) Sulfate de strontium (SrSO₄) :

Le dépôt de sulfate de strontium (SrSO₄) présente des propriétés de solubilité similaires à celles du sulfate de calcium, mais il est notablement moins soluble. Comme pour le sulfate de calcium, la solubilité du SrSO₄ diminue à mesure que la température augmente. Cela signifie que lorsque les conditions thermiques changent, les ions strontium et sulfate dans la solution peuvent commencer à se combiner pour former des cristaux de SrSO₄ qui se déposent.

La précipitation du SrSO₄ peut survenir de différentes manières [30] :

- Evaporation de l'eau.
- Augmentation de la température.
- Mélange d'eaux incompatibles.

Les dépôts de SrSO₄ sont pratiquement inattaquables, même par les acides [29] (fig.6)

Il est important de surveiller et de contrôler ces facteurs afin de prévenir la formation de dépôts de SrSO₄ dans les équipements pétroliers. Une fois formés, ces dépôts peuvent être extrêmement tenaces et difficiles à éliminer.



Figure 06 : Dépôt de sulfate de strontium [45].

c) Sulfate de calcium (CaSO_4) :

Le sulfate de strontium (SrSO_4) est un sel relativement soluble, mais il est important de noter que même à une concentration proche de sa limite de solubilité, il existe un risque de précipitation donc la formation de dépôts indésirables (fig.7).

Le dépôt de sulfate de calcium (CaSO_4) est formé par plusieurs facteurs, et l'une des causes majeures de cette formation est :

- la baisse de pression le long du puits.
- l'évaporation partielle qui conduit à la saturation
- l'incompatibilité entre les eaux de gisement et d'injection.

La surveillance attentive de ces facteurs et la mise en œuvre de mesures préventives essentielles pour éviter la formation de dépôts dans les champs pétrolières.



Figure07 : Dépôt de sulfate de calcium [46].

I.6. Mécanisme de formation des dépôts

La formation des dépôts est due à la sursaturation de la solution, qui peut provoquer la précipitation. Cette sursaturation peut être causée par l'ajout de sels incompatibles à la solution, la formation de germes cristallins ou la croissance des cristaux. Différents facteurs, tels que la

concentration des ions et leur ordonnancement dans le réseau cristallin, influencent la croissance des dépôts.

I.7. Les principales causes de formation des dépôts

La formation des dépôts est due à :

I.7.1. Mélange des eaux incompatibles

L'incompatibilité entre les deux eaux, eau de formation contenant des Ca, Sr, Ba et celles d'injection sont chargées en SO_4^{2-} , le mélange de ces eaux conduit à la formation des dépôts CaSO_4 , SrSO_4 , BaSO_4 [5].

I.7.2. Changement des conditions thermodynamiques

Ces changements liés aux variations de pression et de température [18].

Lorsque les fluides pétroliers sont extraits du réservoir et remontent à la surface, la pression et la température diminuent le long du tube de production, conduisant à des changements des conditions thermodynamiques. Celles-ci favorisent la formation des dépôts [5].

1.7.2.1. Chute de pression

Lorsque la pression diminue, les gaz dissous dans l'eau, tels que le gaz carbonique (CO_2) ou le gaz naturel, peuvent se libérer et former des bulles. Cela peut entraîner des changements dans la solubilité des composés présents dans l'eau, ce qui peut favoriser la précipitation de certains minéraux ou la coagulation de particules en suspension. Cette précipitation et cette coagulation peuvent contribuer à la formation de dépôts, obstruant ainsi les canalisations, les équipements et les conduites.

1.7.2.2. Changement de température

Les variations de température dans les champs pétroliers peuvent contribuer à la formation de dépôts de différentes manières :

- **Équipements chauffés** : Certains équipements, comme les moteurs et les échangeurs de chaleur des pompes, peuvent s'échauffer en fonctionnement. Cela peut entraîner la précipitation de certains composés lorsque leur solubilité diminue avec l'augmentation de la température (provoque la formation de dépôts) [20]. Par exemple, la formation de carbonate de calcium peut être induite par la diminution de sa solubilité à des températures plus élevées.

- **Formation de sulfate de baryum (BaSO_4)** : Bien que la solubilité du BaSO_4 augmente avec l'augmentation de la température, des dépôts de sulfate de baryum se forment même à des températures élevées. Cela peut être dû à des conditions spécifiques de précipitation ou à des interactions complexes entre les composés présents dans les fluides.

I.7.3. Le changement des caractéristiques minérales

Peut inclure des modifications dans la concentration des différents ions présents dans l'eau, tels que les cations (Ca^{2+} , Mg^{2+} , Sr^{2+} , Ba^{2+}) et les anions (SO_4^{2-} , CO_3^{2-} , Cl^-). Ces ions interagissent entre eux, et leur concentration relative peut avoir un impact sur la solubilité des sels et les réactions chimiques qui se produisent dans le fluide, d'où La concentration totale des sels (sels totaux) contenus dans l'eau constitue un facteur important [23].

Lorsque la concentration de sels atteint un certain seuil, la solution peut devenir saturée et ne plus être capable de dissoudre davantage de sels. Cela peut entraîner la précipitation de ces sels sous forme de dépôts.

I.8. Conséquences de la formation de dépôt dans les champs pétroliers

- **Diminution des échanges thermiques** : Cela peut provoquer une élévation de la température, ce qui, à son tour, réduit la solubilité de certains sels.
- **Diminution de la section de passage** : Les dépôts peuvent obstruer les conduites et les équipements, ce qui réduit la section disponible pour le passage des fluides. Cette situation entraîne une diminution de la production et augmenter les pertes de charge.
- **Possibilité de corrosion des installations** : Cela peut endommager les équipements de surface et de fond.
- **Diminution de l'écoulement des hydrocarbures** : Les dépôts dans la roche réservoir peuvent réduire la perméabilité de la roche.
- **Investissements de réparation et reconditionnement** : La présence de dépôts nécessite des opérations de nettoyage et de réparation des équipements du fond des puits, ce qui peut entraîner des coûts importants en termes de main-d'œuvre, de temps et de matériaux.
- **Colmatage de la roche réservoir.**

I.9. Les inhibiteurs de dépôts

Les inhibiteurs de dépôts sont des substances chimiques solubles dans l'eau, principalement des phosphates, organiques ou inorganiques, qui sont ajoutées à la solution pour empêcher la formation de dépôts. Ils travaillent en interférant avec les processus de cristallisation et en empêchant les ions de se regrouper pour former des germes. Les inhibiteurs de dépôts peuvent être utilisés dans une large gamme d'applications, allant des systèmes de tuyauterie aux réservoirs

industriels.

Ces produits sont ajoutés en faible quantité dans un produit pétrolier afin de ralentir ou empêcher l'évolution de certains phénomènes de dépôts et pour inhiber une réaction chimique [26].

I.9.1 principe famille des inhibiteurs :

Permis les familles les plus connus [3] :

Les amines, les poly phosphates, les esters phosphoriques, les polyesters, les polymères acryliques.

I-9-2-mécanisme des inhibiteurs :

Plusieurs théories ont été émises sur le mode d'action des inhibiteurs de dépôts.

Ils peuvent agir sur la période de germination, sur la période de croissance, ou sur les deux en même temps [18].

Les inhibiteurs sont des espèces chimiques dont les mécanismes d'action sont divisés en trois catégories, décrites ci-dessous [10] :

- **Inhibition de la nucléation** : déstabilisation thermodynamique des nucléés par adsorption de molécules d'inhibiteurs sur leurs sites de croissance.
- **Dispersion des cristaux déjà formés** : maintien en suspension des agrégats formés par une stabilisation électrostatique ou stérique due à l'adsorption de macromolécules, type poly-électrolytes, sur leur surface.
- **Ralentissement /Blocage** de la croissance des cristaux par adsorption des molécules d'inhibiteurs sur les sites de croissance des dépôts en cours de formation. Ainsi ceci a comporté une modification de la charge électrique qui, étant au commencement positif, devient négative. Ceci mène alors à la réduction du taux de saturation du milieu qui devient plus bas.

Chapitre II :

Matériels et Méthodes

II.1. Présentation de la division STAH

La région de STAH située à 1700 Km au Sud-Sud-Est d'Alger et à 400 km au Nord-Nord-Ouest d'illizi (chef-lieu de wilaya) dont elle relève administrativement. La direction régionale de STAH a été créée en 1976, suite à la décentralisation de l'ancien district d'in Amenas. Limitée au nord et à l'est par frontière algero-Lybie (à 30 km), à l'ouest par la route nationale d'in-Amenas et Deb Deb et au sud par la région d'in-Amenas (fig.8).

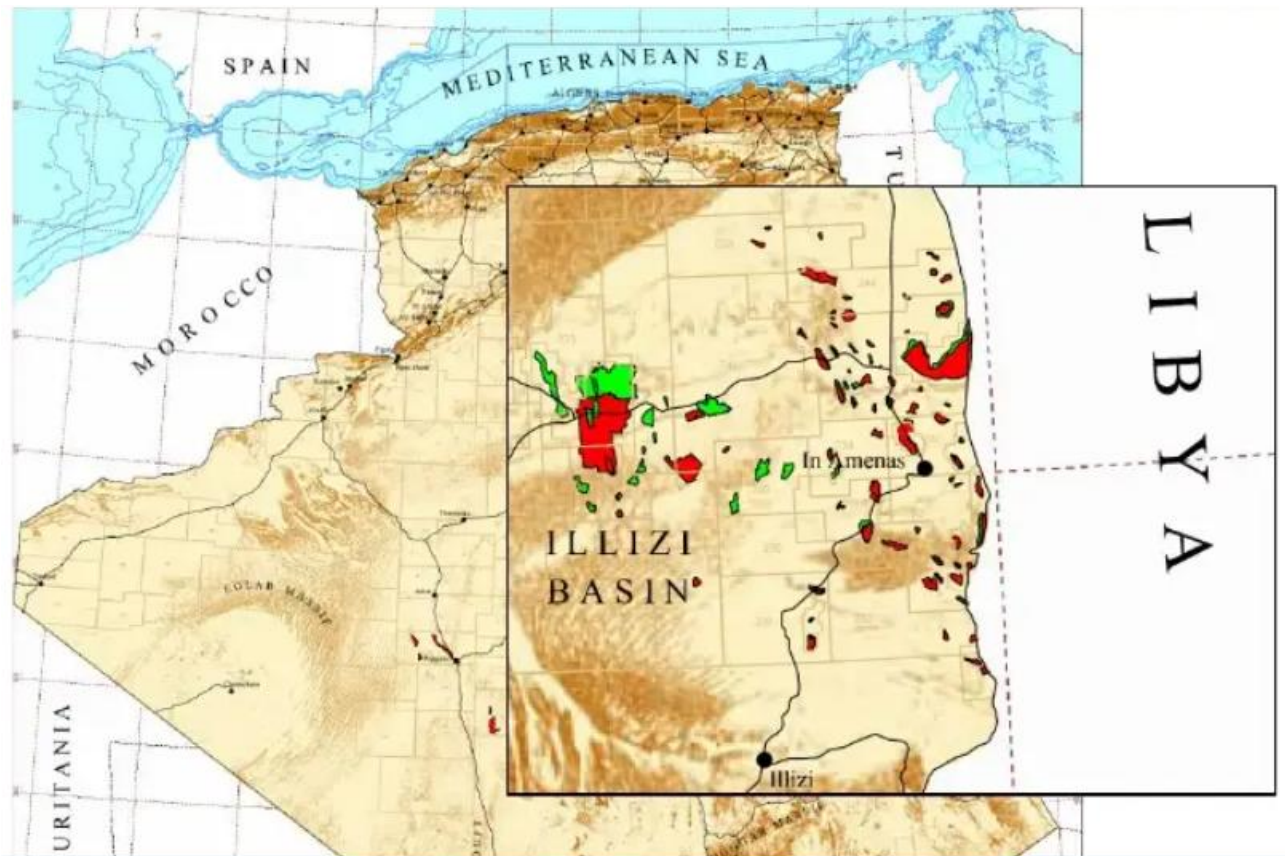


Figure 8 : Localisation de la région de STAH.

La région de STAH est constituée des champs pétrolier principales de "STAH" et "Mereksen" est du gisement de gaz d'"ALRAR" ainsi que les champs périphériques en l'occurrence les champs de AIN ANTAR, OUAN ESSER, TIMISSIT, HASSI IMOULAY constituent des découvertes non approfondies en recherche et non exploités pour le moment.

La région de STAH est donc une grande région qui exploite de 220 puits :

- Puit de Gaz (ALRAR) 105.
- -Puit huile (STAH) 74.
- -Puit huile (Mereksen) 33.

- champs périphériques : 8 puits (Daïa-Zaret, Timissit, Ain-Antar, Ouan-Essar).

Présentation du champ de STAH :

Le champ de STAH, d'une superficie globale de 100 km² est situé à 110 km au Nord d'In Amenas. Le gisement a été découvert en septembre 1971, et mis en production en juin 1975. Le premier puits foré au sein de cette région a mis en évidence des accumulations d'hydrocarbures dans les réservoirs F3, F6A, F6M2 du dévonien moyen et inférieure et le silurien.

Les réservoirs STAH sont des réservoirs essentiellement producteur d'Huile avec Gaz associé, situé à une profondeur de 2600 m et de 2900 pour les couches F3 et F6 respectivement.

Le nombre de puits en service sur le champ est de 66 puits dont :

- 23 puits producteur d'Huile.
- 01 puits producteur d'eau.
- 05 puits injecteurs d'eau.
- 33 puits fermés.
- 04 puits injecteurs de gaz.
-

II.2. Matériels

II.2.1. Matériels non biologie

Appareils et équipements, Verreries et matériels en plastiques (**Dans l'annexe**)

II.2.2. Matériels biologique

II.2.2.1. Echantillon d'eau

Pour notre étude, l'échantillon utilisé est une eau d'injection provenant du puits **ST 51**, et une eau de gisement provenant du puits **STAB 01** de la région de **STAH** au nord-ouest de In Amenas. La température in situ de l'échantillon est de 37°C (fig.9).

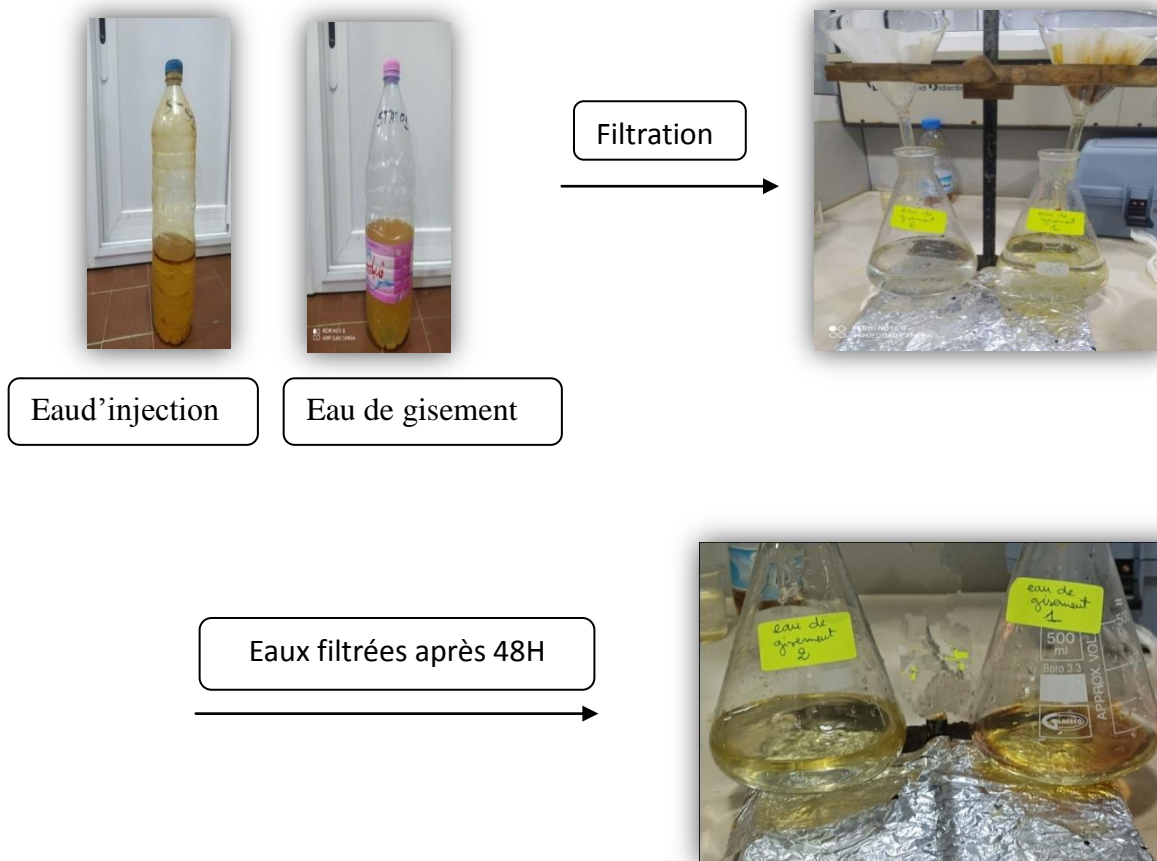


Figure 09 : Echantillon d'eau.

II.2.2.2. Le dépôt



Figure 10 : Dépôt récupéré au niveau de manifold A1 champ STAII.

II.3. Méthodes

II.3.1. Analyses physico-chimiques des eaux

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

Les eaux présentes dans la présente étude sont :

- Eau de gisement prélevée au niveau du puits producteur d'huile STAB 01.
- Eau d'injection prélevée au niveau de la station de maintien de pression ST 51.

II.3.2. Paramètres chimiques :

Différentes techniques de dosage ont été utilisées, la Complexométrie, l'Acidimétrie, l'Argentimétrie, la Gravimétrie et la Photométrie de flamme, les normes d'analyse sont portées par le tableau I.

Tableau I : Méthodes de dosage des sels minéraux [31].

Sels minéraux	Technique de dosage	Norme
calcium (Ca^{++})	Complexométrie	ISO 6058-1984 (E)
magnésium (Mg^{++})	Complexométrie	ISO 6059-1984 (E).
fer (Fe^{++})	Complexométrie	Comité des techniciens 1989
carbonate (CO_3^{--}) bicarbonate (HCO_3^-)	Acidimétrie	
chlorures (Cl^-)	Argentimétrie	NF ISO9297-2000
baryum (Ba^{++})	Gravimétrie	V.Alexeev ED MIR MOSCOU 1980 P173
sulfates (SO_4^{--})	Gravimétrie	NFT90-100 Aout 1972 complétée par NF T90-201 Février 1979
sodium (Na^+) potassium (K^+)	Photométrie de flamme	NFT 90- 019/NFT90020/T01-041

Pour analyser ces différentes eaux, différentes méthodes de dosages ont été utilisées:

- **Dosage de calcium (Ca^{++})**

Principe :

La complexation des ions Ca^{++} par l'acide éthylène diamine tétra acétique (EDTA) en présence d'un indicateur coloré.

Les matériaux utilisés :

Appareille	Réactifs
<ul style="list-style-type: none"> • Dosimétrie (précision 0,01) • Agitateur 	<ul style="list-style-type: none"> • Solution de complexons EDTA à 0,01 N • Solution de KOH au NaOH à 20% • T.E.A (tri éthanol amine) • Pincée de murexide

Mode opératoire :

On prend un prise d'essai de 20 ml de la solution à analyser, on ajoute quelque gouttes de T.E.A de formule $\text{C}_6\text{H}_{15}\text{NO}_3$, pour masquer l'effet de fer (fer forme un complexe stable avec T.E.A), puis on ajoute encore environ 10 ml de K OH ou Na OH pour précipiter Mg^{++} sous forme de $\text{Mg}(\text{OH})_2$ (stable lors du titrage), alors il ne reste que Ca^{++} dans la solution, on ajoute à la fin une pincée de murexide comme indicateur coloré et on procède au titrage par la solution EDTA jusqu'à apparition de la couleur violette.

Expression des résultats :

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

V : Volume de l'EDTA versé en ml

N : Normalité de l'EDTA

D : Facteur de dilution

PE : Prise d'essai

40,08 : Masse molaire de Ca^{++}

- **Dosage magnésium (Mg⁺⁺) :**

Principe :

Titration molaire des ions calcium et magnésium avec une solution de sel disodique de l'acide éthylène-diamine-tétracétique (EDTA) à pH10. Le noir d'ériochrome qui donne une couleur rouge foncé ou violette en présence des ions calcium et magnésium, est utilisé comme indicateur.

Les matériaux utilisés :

appareille	réactifs
<ul style="list-style-type: none"> • Dosimètre (Précision : 0.01ml) • Agitateur • Pipette de 20 à 25 ml • Bêcher de 50 ml. • Balance analytique (Précision : 0.001g) 	<ul style="list-style-type: none"> • Le complexant EDTA à 0.01N • Solution tampon (NH₄OH +NH₄Cl) a pH10. • Solution de noir érochrome (NET) • T.E.A

Mode opératoire :

On prend une prise d'essai de 20 ml. Afin d'obtenir un pH convenable on ajoute une solution tampon pour maintenir a pH 10, puis on ajoute le T.E.A et l'indicateur coloré Noir Eriochrome T.

Titrer a l'E.D.T.A jusqu'à la stabilisation de la couleur bleu.

Expression des résultats

$$\text{Teneur en Mg}^{++} \text{ (mg/l)} = \frac{(V_2 - V_1) \cdot N \cdot D \cdot 24,32 \cdot 10^3}{PE}$$

V₁ : Volume de l'EDTA en ml nécessaire au titrage du Ca⁺⁺.

V₂ : Volume de l'EDTA en ml nécessaire au titrage de la somme Ca⁺⁺, Mg⁺⁺.

N : Normalité de l'EDTA

D : Facteur de dilution

24,32 : Masse molaire de Mg⁺⁺

PE : Prise d'essai

- **Dosage fer (Fe⁺⁺) :**

Principe

Le fer total, comprenant le fer ferreux dissous et fer ferrique précipité, est oxydé sous forme ferrique et complexé par le complexons EDTA sous forme de chélate de fer.

Les matériaux utilisés :

Appareille	Réactifs
<ul style="list-style-type: none"> • Dosimètre (Précision : 0.01ml) • Agitateur • pH mètre • Plaque chauffante • Pipette de 50 ml 	<ul style="list-style-type: none"> • Acide sulfosalicytique à 20 % • Acide chlorhydrique • Acide nitrique • Solution de complexant EDTA à 0,01N

Mode opératoire :

On prend une prise d'essai de 50 ml, puis on ajoute HCL pour acidifier le milieu environ 10 ml et on porte le mélange à l'ébullition, on ajoute ensuite 10 gouttes de HNO₃, on laisse à cette température pendant 2mn, puis refroidir le mélange et par la soude NaOH a 20% ajuster le pH à 2,5 , on ajoute de l'acide sulfosalicytique comme indicateur coloré, apparition d'une coloration rose tant qu'il y a du fer libre, on titre avec l'EDTA jusqu'à disparition de la tente rose (la couleur initiale de la solution).

Remarque : S'il n'y a pas changement de couleur, donc absence de fer.

- **Expression des résultats :**

$$\text{Teneur en Fe}^{++} \text{ (mg/l)} = \frac{\text{V. N. D. } 55,85 \cdot 10^3}{\text{PE}}$$

V : Volume de l'EDTA pour doser le fer

D : Dilution

N : Normalité de l'EDTA

PE : Prise d'essai

55,85 : Masse molaire du fer

- **Dosage de carbonate (CO₃²⁻) et bicarbonate (HCO₃⁻) :**

Principe :

Cette mesure est basée sur la neutralisation d'un certain volume d'eau par un acide, en présence d'un pH mètre pour suivre le pH.

Les matériaux utilisés :

Appareilles	réactifs
<ul style="list-style-type: none"> • Dosimétrie (précision 0,01) • Agitateur • PH mètre 	<ul style="list-style-type: none"> • Solution de HCL à 0,05N

Mode opératoire :

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

1. Détection des carbonates CO_3^{2-}

Si : $\text{pH} < 8,3$, l'eau ne contient pas de CO_3^{2-}

Si : $\text{pH} > 8,3$, on titre avec HCL jusqu'à obtention d'une valeur de PH égale à 8,30 et on note le volume versé.

2. Détection des bicarbonates HCO_3^- :

Si : $\text{pH} < 4,3$, l'eau ne contient pas d'ion bicarbonates HCO_3^-

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

- **Expression des résultats :**

$$\text{Teneur en } \text{HCO}_3^- (\text{mg/l}) = \frac{V \cdot N \cdot 61 \cdot 10^3}{PE}$$

V : Volume de HCL 61 : Masse molaire de HCO_3^-

N : Normalité de HCL 62 : Masse molaire de CO_3^{2-}

- **Dosage des chlorures (Cl^-) :**

Principe :

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

Les matériaux utilisés :

appareille	réactifs
<ul style="list-style-type: none"> • burette (précision 0,01) • Agitateur 	<ul style="list-style-type: none"> • Solution d'AgNO_3 à 0,02 N • Solution de K_2CrO_4

Mode opératoire :

On prend une prise d'essai de 10 ml, on ajoute quelques gouttes de K_2CrO_4 comme indicateur (coloration jaune) on titre par une solution d' $AgNO_3$ jusqu'à l'apparition d'une coloration rouge brique.

Expression des résultats :

$$\text{Teneur en } Cl^- = \frac{D.V. N. 35,457.10^3}{PE}$$

V : Volume d' $AgNO_3$

D : facteur de dilution

35,457 : Masse molaire de Chlore

- **Dosage des sulfates (SO_4^{2-}) :**

Principe :

Il consiste à précipiter le corps à doser sous forme d'un précipité soit à l'état pur, soit sous forme d'un composé de composition chimique bien connue. A l'aide de cette méthode on fait le dosage du sulfate par la précipitation avec le chlorure de baryum ($BaCl_2$). Les sulfates sont précipités sous forme de sulfate de baryum ($BaSO_4$).

Les matériaux utilisés :

Appareille	réactifs
<ul style="list-style-type: none"> • Plaque chauffante • Pipette de 50 ml • Four réglé à $850^\circ C$ • Creuset en platine • Papiers filtres • Dessiccateur • Balance analytique 	<ul style="list-style-type: none"> • Solution de chlorure de baryum • HCL • Solution d'hélianthine à 3%

Mode opératoire

Introduire dans un bêcher 100 ml d'eau à analyser. Ajouter 2 ml de l'acide chlorhydrique pour éviter la précipitation ultérieure des carbonates. Vérifier que le pH est inférieur à 4.

Porter à ébullition modérée et ajouter goutte à goutte sous agitation 20 ml de la solution de chlorure de baryum. Prolonger l'ébullition 10 min sans interrompre l'agitation.

Laisser reposer et s'assurer que la précipitation est complète par l'addition d'une goutte de chlorure de baryum.

Verser le liquide surnageant encore chaud sur un filtre sans cendre sans entrainer de précipité. Laver le précipité resté dans un bécher à l'eau distillée bouillante, agiter, laissé décanter et verser le liquide surnageant sur le filtre. Entrainer le précipité sur le filtre et laver à nouveau à l'eau distillée bouillante jusqu'à ce que les eaux de lavage ne précipitent plus le nitrate d'argent en milieu nitrique.

Sécher le filtre à l'étuve à 100°C et l'incinérer dans une capsule de platine tarée. Après refroidissement ajouter quelques gouttes d'acide nitrique pour transformer en sulfate le sulfure provenant de la réduction du sulfate par le carbone du filtre.

Évaporer avec précaution l'acide nitrique puis calciner à nouveau. Laisser refroidir et humecter ensuite avec de l'acide fluorhydrique pour éliminer la silice. Après avoir évaporer l'acide fluorhydrique, calciner à 600°C - 700°C environ. Peser après refroidissement au dessiccateur.

Expression des résultats :

$$\text{Teneur en SO}_4^{2-}(\text{mg/l}) = \frac{(P_2 - P_1) \cdot 441,52}{\text{PE}}$$

P_1 : Poids de creuset vide

P_2 : Poids du creuset plein

PE : Prise d'essai

441,52 : Le rapport de la masse atomique des sulfates SO_4^{2-} et la masse molaire du BaSO_4 .

• Dosage de baryum (Ba^{++}) :

Principe :

Le baryum est précipité sous forme de chromate de baryum (BaCrO_4), et pesé sous cette forme.

• Réactifs :

- Eau oxygénée H_2O_2 à 30%
- Ammoniaque NH_4OH
- Chromate de potassium K_2CrO_4 à 10%
- Solution tampon ($\text{CH}_3\text{COOH} + \text{CH}_3\text{COONH}_4$) à pH 4.6

Mode opératoire :

A l'aide de la pipette de 50 ml, prendre une prise d'essai de l'échantillon d'eau à analyser et la mettre dans le bécher puis ajouter cinq (05) gouttes de H_2O_2 et laisser bouillir le mélange sur une plaque chauffante jusqu'à dégagement total de H_2O_2 .

Ajouter cinq (05) gouttes d'ammoniaque et laisser le tout bouillir encore deux (02) minutes

Laisser refroidir la solution puis la filtrer à travers du papier filtre, le filtrat récupéré est réglé à un pH de 4,6 avec un système tampon ($\text{CH}_3\text{COOH} + \text{CH}_3\text{COONH}_4$).

Ajouter 10 ml de K_2CrO_4 , Réchauffer la solution pendant 10 mn sur une plaque chauffante

Refroidir et laisser reposer pendant 1 heure.

Laver un verre fritté n°4 avec une solution diluée de H Cl puis avec de l'eau distillée, le sécher dans une étuve à 105°C pendant 30 mn puis le mettre dans un dessiccateur pendant 20 mn pour enfin le peser, noter son poids vide P_1 .

Filtrer la solution à travers le verre fritté à l'aide du système de filtration et laver plusieurs fois le bêcher avec une solution diluée de K_2CrO_4 pour récupérer le maximum de dépôts

Mettre le verre fritté dans l'étuve à 105°C pendant 30 mn, le mettre dans le dessiccateur pendant 20 mn pour refroidir puis le peser, noter le poids P_2

- **Expression des résultats :**

$$\text{Teneur en Ba}^{++} \text{ (mg/l)} = \frac{(P_2 - P_1) \cdot 542,131}{PE}$$

542,131 : Masse molaire de Ba / Masse molaire $\text{BaCrO}_4 \cdot 10^3$

- **Dosage d'extrait sec :**

Principe :

Il caractérise la quantité des sels dissous, il a pour but de transformer tous les ions en solution, en fluorure, évitant ainsi une erreur importante due à l'hydratation des sels pendant la mesure.

Les matériaux utilisés :

appareille	réactifs
<ul style="list-style-type: none"> • Pipette de 10 à 20 ml • Etuve réglée à 105°C • Capsule anti-grimpante 	<ul style="list-style-type: none"> • Fluorure de sodium Na F

Mode opératoire

On introduit une pincée de Na F dans une capsule anti-grimpante puis à porter dans l'étuve pendant 1 heure à 105°C , refroidir dans un dessiccateur et peser, on note son poids P_1 . On introduit une prise d'essai de 10 ml dans la capsule contenant le Na F et on la remet à l'étuve

jusqu'à évaporation complète de l'eau, on le pèse et on note son poids P_2 . La différence de poids donne le poids de l'extrait sec.

Expression des résultats :

$$\text{Teneur en extrait sec (mg/l)} = \frac{(P_2 - P_1) \cdot D \cdot 10^3}{PE}$$

P_1 : Poids du creuset vide

P_2 : Poids du creuset plein

D : Dilution

- **Dosage de sodium (Na^+), potassium (K^+):**

Principe

Lorsqu'une solution est pulvérisée dans une flamme, l'eau ou le solvant s'évapore ; les sels et leurs produits de décomposition sont dissociés à l'état d'atomes ou de radicaux. Ceux-ci sont excités par l'énergie thermique de la flamme ; leur retour à l'état fondamental s'accompagne de l'émission d'une radiation de fréquence caractéristique de l'élément mis en solution et dont l'intensité est fonction de sa concentration.

Les matériaux utilisés :

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

Mode opératoire :

On lit l'absorption des solutions étalons des concentrations connues C_1, C_2, C_3, C_4, C_5 avec le spectromètre de flamme puis on trace la courbe de la concentration en fonction de l'absorption des solutions « la courbe d'étalonnage de Na^+ et de K^+ ». A l'aide de la courbe d'étalonnage on détermine la concentration correspondante.

Expression des résultats :

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

Où Y : la concentration en ppm

X : l'absorbance (D)

- A et B: des constantes

II.3.3. Etude de compatibilité des eaux

Deux eaux sont dites compatibles si la réaction entre leurs constituants chimiques ne donne pas au mélange des composés insolubles. Le taux critique est le taux de mélange qui donne le maximum de dépôts.

Toutes les manipulations ont été effectuées dans des conditions ambiantes de température et de pression.

Deux études de compatibilité ont été réalisées dans des conditions ambiantes entre les eaux suivantes :

- Eau de gisement de puits STAB 01 provient de cambrien et l'eau d'injection miopliocène.
- Eau de gisement de puits STAB 01 provient de cambrien et l'eau produite.

Les études ont été effectuées suivant les étapes mentionnées dans le schéma ci-dessous (fig.11):

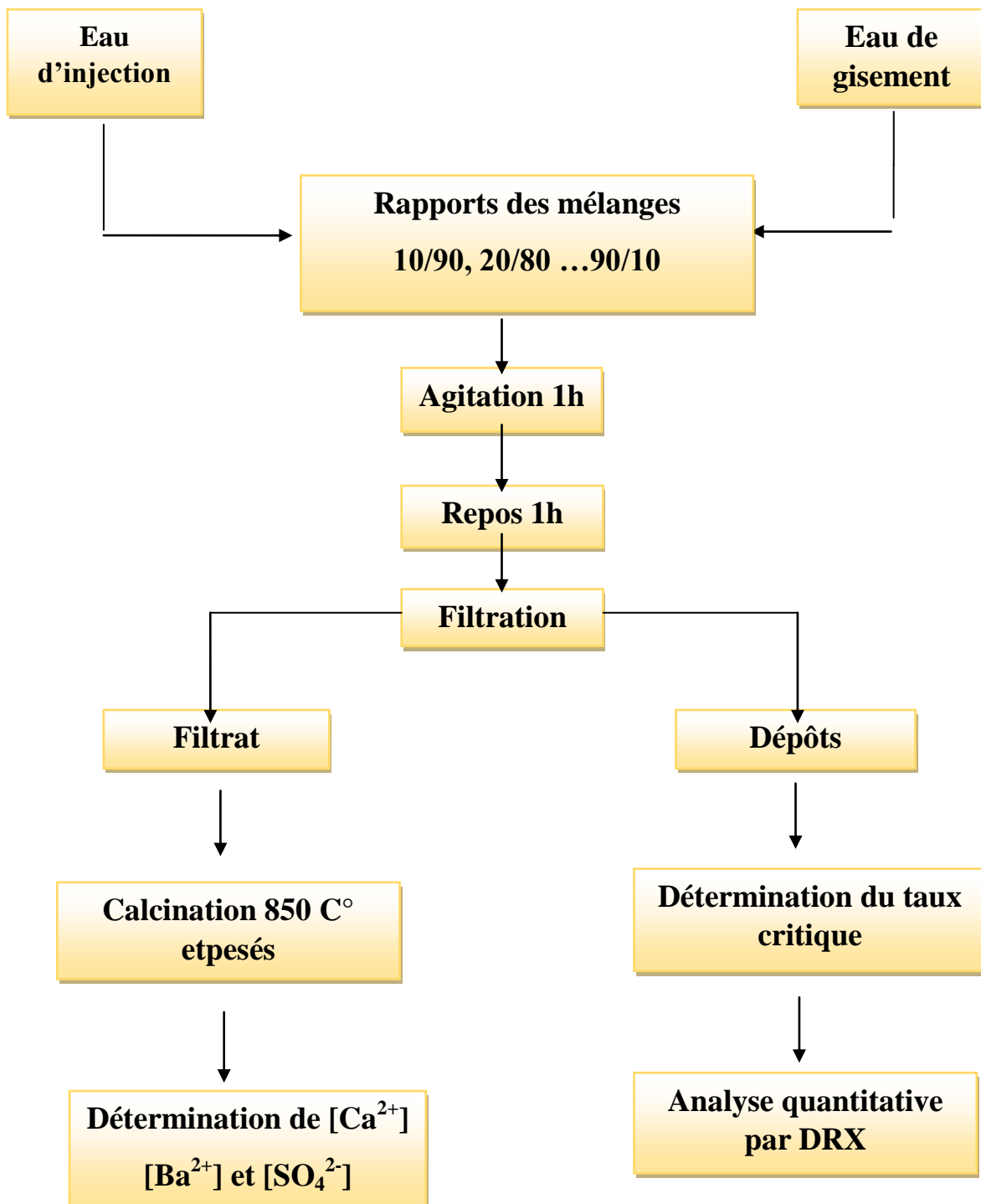


Figure 11 : Schéma de réalisation d'une étude de compatibilité au laboratoire.

II.3.4. Analyse minéralogique d'un échantillon de dépôt

Suite à l'étude de compatibilité entre l'eau d'injection avec l'eau du gisement, le dépôt obtenu a été analysé par diffraction des rayons X (DRX) pour une caractérisation minérale.

Principe :

Le solide à analyser est montré sur un porte échantillon adéquat, puis soumis à un faisceau de rayons X pour être diffracté par les plans réticulaires des phases cristallines présentes. Il existe une relation entre l'angle du faisceau diffracté et la distance réticulaire séparant les plans d'atomes au sein d'un réseau cristallin [39].

Mode opératoire

Le principe consiste à monter l'échantillon solide finement broyé sur un porte échantillon adéquat, puis soumis à un faisceau des rayons X pour être diffractés par les plans réticulaires des phases cristallines présentes. Un spectre de diffraction émis par cet échantillon est alors enregistré.

Les données analytiques ainsi acquises et interprétées sont directement stockées sur le microordinateur (fig.12).

Dell P4 qui pilote le X'Pert PRO MPD.

Remarque : L'analyse par diffraction de rayons X ne porte que sur la partie cristalline et dans les limites de détection de la technique.

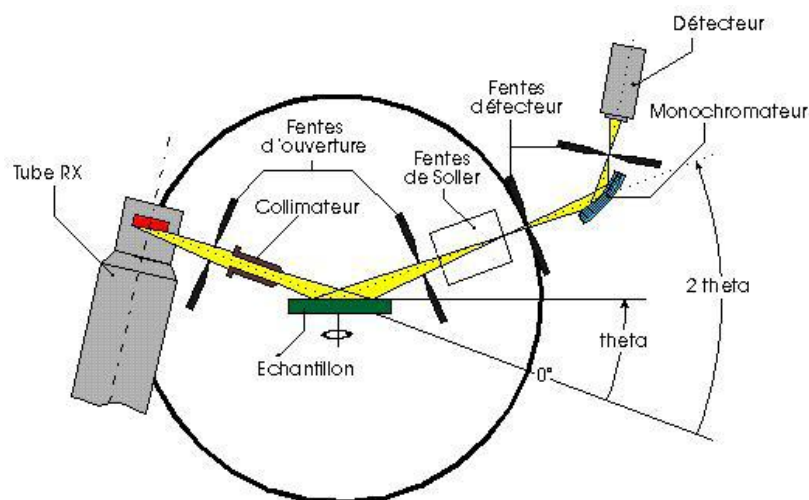


Figure 12 : Principe de diffractomètre de rayons X [39].

II.3.5. Etude d'efficacité des produits anti-dépôt

En dernier lieu, les produits anti-dépôts sont testés sur le taux de mélange critique, c'est à dire sur la proportion de mélange des deux eaux qui donnent le maximum de dépôts. Ce taux est déterminé en évaluant la masse de dépôts formée pour différentes proportions de mélanges des deux eaux lors d'une étude de compatibilité (fig.13).

La gamme des produits testés est présentée dans le tableau suivant :

Tableau II : la gamme des produits anti-dépôts.

Nom des produits	Fournisseurs
SCW 85372	Baker HUGHES
EC 6165A	NALCO
AD 32	ARKEMA



Figure 13 : anti-dépôt AD 32 et SCW 85372.

On augmentant la dose de traitement progressivement afin d'optimiser la dose de traitement. L'efficacité du produit anti-dépôt a été évaluée par la mesure de la turbidité, elle est calculée par la formule suivante :

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

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

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

L'étude a été réalisée selon le schéma (fig.14) suivant :

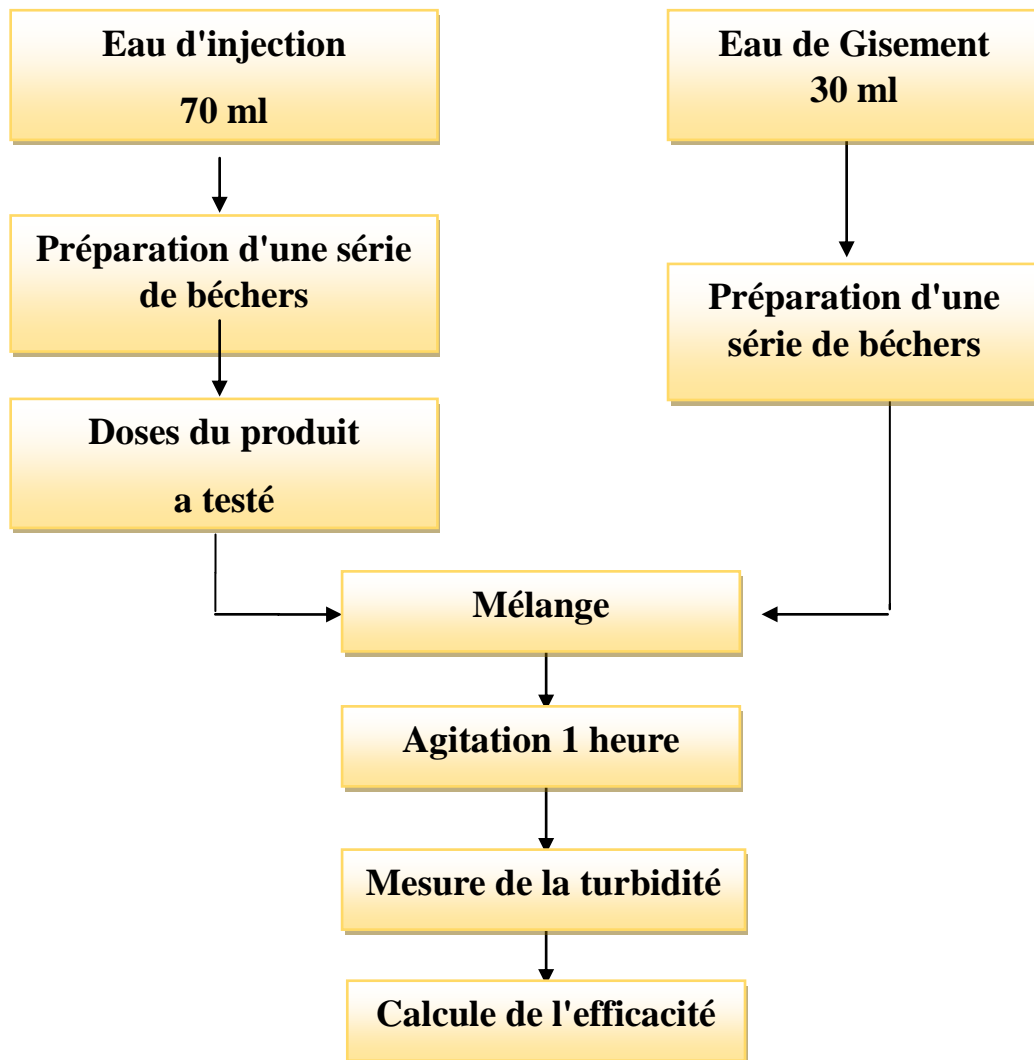


Figure 14 : Schéma d'évaluation d'un Produit anti-dépôts.

II.3.6. Analyse bactériologique de l'échantillon

En raison de la présence dans l'échantillon d'une microflore de physiologie nutritionnelle hétérogène, les isolements sont effectués par des techniques classiques. Ainsi, la culture et le dénombrement des bactéries présentes dans l'eau sont réalisés sur des milieux de culture spécifiques. Avant d'effectuer les différents isolements de bactéries, des dilutions ont été préparées. L'échantillon est dilué dans de l'eau physiologique à 9 % [32], et des dilutions décimales allant de 10^{-1} à 10^{-7} ont été préparées.

II.3.6.1. Isolement des germes totaux

L'isolement est effectuée sur de la gélose nutritive (G.N) contenant par litre [31].10g de Trypton (peptone) ,1g d'extrait de viande de bœuf et 20g d'agar agar et 2g d'extrait de levure et 5g de NaCl. Le pH est ajusté à 6,8 et le milieu est autoclave à 37°C pendant 24h.

II.3.6.2. Purification

La purification se fait à partir des boîtes de pétri ayant présenté un développement des colonies bactériennes différentes par l'aspect macroscopique.

On procède au prélèvement d'une seule colonie à la fois, elle sera repiquée dans un flacon de pénicilline contenant le milieu de culture correspondant préalablement barboté et autoclave.

Les flacons seront incubés à la température initiale pendant 15 jours, puis on procède à l'observation après une coloration de Gram. L'opération doit être renouvelée jusqu'à l'obtention d'une souche pure.

II.3.6.3. Conservation des souches isolées

Les souches isolées sont conservées dans des tubes à essai contenant un milieu GN incliné dont la composition. Les souches sont ensemencées sur la pente des tubes par la méthode des stries, puis incubées à 37°C pendant 24 heures. Les tubes dans lesquels il y a eu une croissance seront bouchés et conservés à 4°C pour une durée de 1 semaine.

II.3.7. Identification des souches

Elle est réalisée selon les recommandations [35], du Bergey's manual of systematic bacteriology et selon les recommandations [41].

II.3.7.1. Etude morphologique

II.3.7.1.1. Identification macroscopique

Après une incubation de 24 heures, on procède à l'observation à l'œil nu des colonies bactériennes qui ont poussées dans les boîtes de Pétri. Les éléments d'identification suivants sont notes [33].

- la forme des colonies bactériennes qui peut être punctiforme circulaire, ondulée, régulière ou irrégulière
- le diamètre des colonies qui peut être inférieur ou supérieur à 1 mm.
- la chromogénèse (couleur) on note la présence ou l'absence de pigments solubles ou insolubles.
- l'opacité si elle est transparente, translucide ou opaque.
- l'élévation qui peut être plate, convexe ou concave.
- la surface qui peut être lisse, sèche, rugueuse, plissée, brillante ou émoussée.
- la consistance visqueuse, ferme ou granulaire.
- la présence ou l'absence de l'odeur et sa nature.

Les colonies ayant la même morphologie sont rassemblées dans un groupe et chaque groupe de même nature est codifié Le dénombrement se fait pour chaque groupe de colonies bactériennes différentes morphologiquement et bien isolées.

II.3.7.1.2. Identification microscopique

L'examen microbiologique se déroule en plusieurs étapes dont chacune doit apporter un certain nombre d'informations utiles pour l'élaboration du résultat final [33], [34] Parmi ces étapes, il y a l'identification des souches bactériennes. Chaque souche purifiée a subi les tests d'observation et de coloration suivants.

a. Observation microscopique à l'état frais

A partir de la boîte de Pétri qui a donné des colonies bien isolées, un prélèvement à l'aide de la pipette Pasteur est réalisé Les bactéries prélevées sont mises en suspension dans de l'eau physiologique stérile. On dépose une goutte de la suspension bactérienne sur une lame, puis on observe entre lame et lamelle au microscope optique (Mettalux- 3, Leitz) avec l'objectif 40 Cette observation, nous permet de déceler l'absence ou la présence de spore. Cette dernière est réfringente.

b. Coloration au bleu de méthylène

Sur un frottis bactérien correctement fixe, on fait couler la solution de bleu de méthylène phénique jusqu'à ce que toute la lame soit couverte. Après un temps de réaction d'une minute, on rince abondamment à l'eau. Ensuite, le frottis bactérien est séché, puis observe au microscope optique. Cette observation nous permet de déceler la morphologie cellulaire des souches pures.

c. Coloration Gram

Cette dernière est définie comme étant une double coloration qui permet de différencier les bactéries, selon leur forme et leur affinité pour les colorants.

Protocole :

➤ Préparation du frottis

- 1) L'étalement : on dépose au centre de la lame une petite quantité de l'inoculum à examiner puis on l'étale à l'aide d'une pipette Pasteur de façon à réaliser un étalement
- 2) Mince et homogène.
- 3) Le séchage : on fait passer la lame sur la flamme du bec bunsen.
- 4) La fixation : lorsque la lame est complètement sèche, on procède à sa fixation par la chaleur.

➤ Coloration du frottis

Le frottis est imprégné par le violet de gentiane pendant 1 minute puis celui-ci est fixé par le lugol pendant 45 secondes. On fait ensuite agir un décolorant qui est l'alcool et cela pendant 30 secondes, suivant la paroi, certaines bactéries résistent à cette décoloration ; elles seront dites Gram+, si elles apparaissent en bleu violet.

D'autres bactéries ne résistent pas, pour les rendre visibles, on doit utiliser la fushine pendant 1 minute, elles seront dites Gram-, et colorées en rose [34].

II.3.8. Etude biochimique et physiologique

II.3.8.1. Recherche de la catalase

Sterilement, à l'aide d'une anse, on prélève un inoculum bactérien que l'on dépose sur une lame propre sur laquelle on ajoute une goutte de peroxyde d'hydrogène à 30V (H₂O₂).

L'apparition immédiate de bulles gazeuses (aspect de mousse) indique la présence d'une catalase qui clive l'eau oxygénée en eau et en oxygène selon la réaction suivante :



II.3.8.2. Recherche de l'oxydase

Un disque d'oxydase est placé sur une lame propre et est imbibé d'eau salée. Avec une pipette pasteur, une colonie est prélevée du milieu gélose et est déposé sur le disque ainsi imbibé.

A l'issue de quelque seconde une coloration violette apparaît indiquant la présence de cytochrome oxydase (oxydase positive).

II.3.8.3. Dégradation des sucres

Le milieu que nous avons utilisé est le milieu d'isolement sans le carbonate de sodium (NaHCO₃).

Les sucres utilisés à 0.1% sont : glucose, saccharose, fructose, amidon.

L'incubation se fait à 40°C pendant 21jours [37].

Chapitre III :

Résultats et discussion

III.1. Résultats des analyses physico-chimiques

Les résultats des analyses chimiques sont présentés sur le tableau III et (fig.15) ci-dessous.

Tableau III : les résultats des analyses chimiques des puits.

Échantillons Paramètres	Eau de Gisement	Eau d'injection
pH a 20 C°	3,15	6,65
Cations	mg/l	mg/l
Ca ⁺⁺	101,08	50,90
Mg ⁺⁺	75,51	32,10
Na ⁺	93060	2638
K ⁺	1564	77,5
Fe ⁺⁺	245,74	363,02
Ba ⁺⁺	6596	0,00
Total	101642,33	3161,52
Anions	mg/l	mg/l
Cl ⁻	21,27	14,18
CO ₃ ⁻⁻	0,00	0,00
HCO ₃ ⁻	0,00	99,43
SO ₄ ⁻⁻	0,00	2006
Total	21,27	2119,61
Extrait sec mg/l	5590	6677

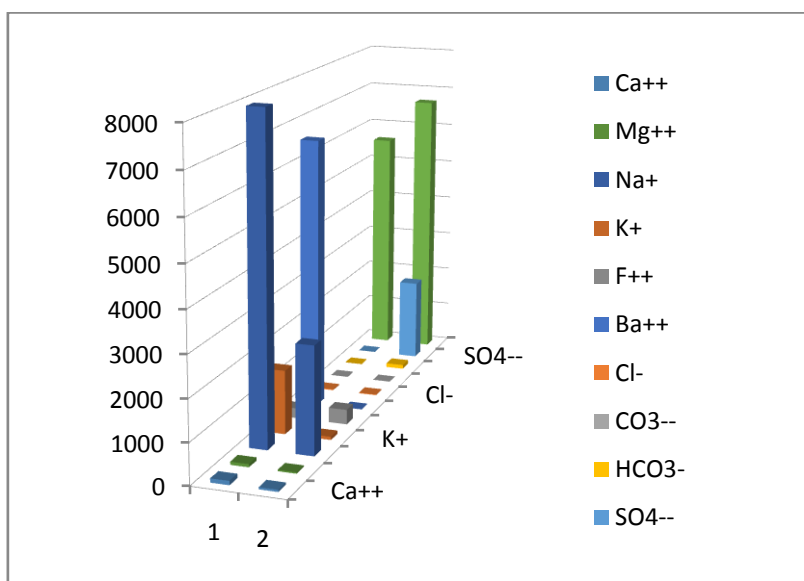


Figure 15 : les résultats des analyses chimiques des puits.

D'après les résultats d'analyse effectuée sur les eaux d'injection et de gisement présentées dans les tableaux ci-après,

On peut déduire que l'eau d'injection est peu saline avec un pH neutre de 6,65. Elle est peu chargée en ions Ca^{++} , Mg^{++} . Elle a une teneur importante en ions sulfates (42 mg /l) et l'inexistence de baryum étant donné que c'est une eau de surface.

Contrairement à les eaux de gisement laquelle est plus saline avec un pH acide comprise de 3,15. Elle est très chargée en Ca^{++} , Mg^{++} . Elle ne contient pas d'ions sulfates mais renferme une importante teneur en baryum (97 mg/l) dans le puits (STAB 01).

Le puits STAB 01 a été choisi pour la suite de l'étude ; à cause de sa charge en éléments Ba^{++} et Ca^{++} , sources des dépôts incrustant (BaSO_4 et CaSO_4).

Ces besoins communs vont permettre aux bactéries de croître et de se multiplier.

Pour démontrer que l'eau d'injection analysée est riche en oligo-éléments, nous avons pensé à la comparer à une eau de source [36]. Les résultats de la comparaison sont représentés dans le tableau IV.

Tableau IV : Comparaison de l'eau d'injection analysée avec une eau de source[31].

Eléments (mg/l)		Eau d'injection	Eau de source (Rodier, 1984)
Cations	Ca^{2+}	50.9	65.5
	Mg^{2+}	32.1	15.8
	Fe^{2+}	363.02	-
	Na^+	2638	15.6
	K^+	77.5	2.1
Anions	Cl^-	14.18	19
	HCO_3^-	99.43	263
	SO_4^{2-}	2006	35
PH		6.65	6.6-6.9

D'après le tableau de comparaison, nous remarquons que l'eau d'injection est beaucoup plus riche en éléments minéraux par rapport à l'eau de source.

En effet, elle représente une concentration en sulfate (SO_4^{2-}) beaucoup plus importante que l'eau de source de importante ; Mg^{2+} est un élément qui favorise la prolifération de la flore halophile extrême [36].

Par ailleurs, la présence de l'élément K^+ à cette concentration, peut jouer un rôle primordial dans le mécanisme osmorégulateur typique des halobactéries [46].

D'autre part, la présence d'oligo-élément dans le milieu tel que Na^+ , Fe^{2+} , Ca^{2+} est nécessaire

au métabolisme bactérien. En effet ces ions jouent le rôle de cofacteur ou de d'activateurs enzymatiques. Le mécanisme de la réduction des sulfates en sulfure fait intervenir les ions Mg^{2+} .

III.2. Les résultats des études de compatibilités

Les résultats de l'étude de compatibilité sont présentés sur le tableau V et (fig.16) ci-dessous.

Tableau V : Les résultats de l'étude de compatibilité de mélange des eaux ST51/STAB01.

Rapport des mélanges	ST 51 / STAB 01		
	Conditions de surface		
	Masse des dépôts obtenus (mg/l)	Ions restants en solution (mg/l)	
Ba ⁺⁺		SO ₄ ⁻⁻	
0/100	40,6	6596	0
10/90	41,3	2035	0
20/80	57,5	893	0
30/70	47,4	542	0
40/60	47,5	206	0
50/50	49,9	94	0
60/40	52	0	0
70/30	43,9	0	0
80/20	67,9	0	639
90/10	23,5	0	960
100/0	0	0	2016

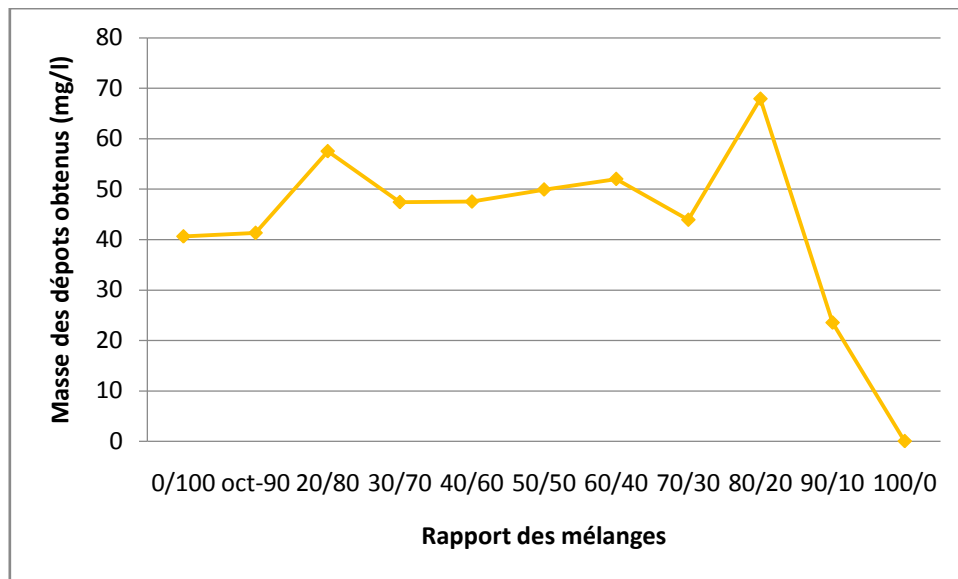


Figure 16 : Le taux critique d’incompatibilité des mélanges (ST 51/STAB 01).

L’eau d’injection et l’eau de gisement sont incompatibles sur toute l’échelle des taux de mélange. La masse de dépôt obtenu augmente jusqu’à attendre un maximum pour un taux de mélange (80/20). Ce dernier représente le taux critique.

III.3. Les résultats des analyses minéralogiques

L’analyse par radiocristallographie de l’échantillon de dépôt a révélé les phases minérales suivantes (fig.17).

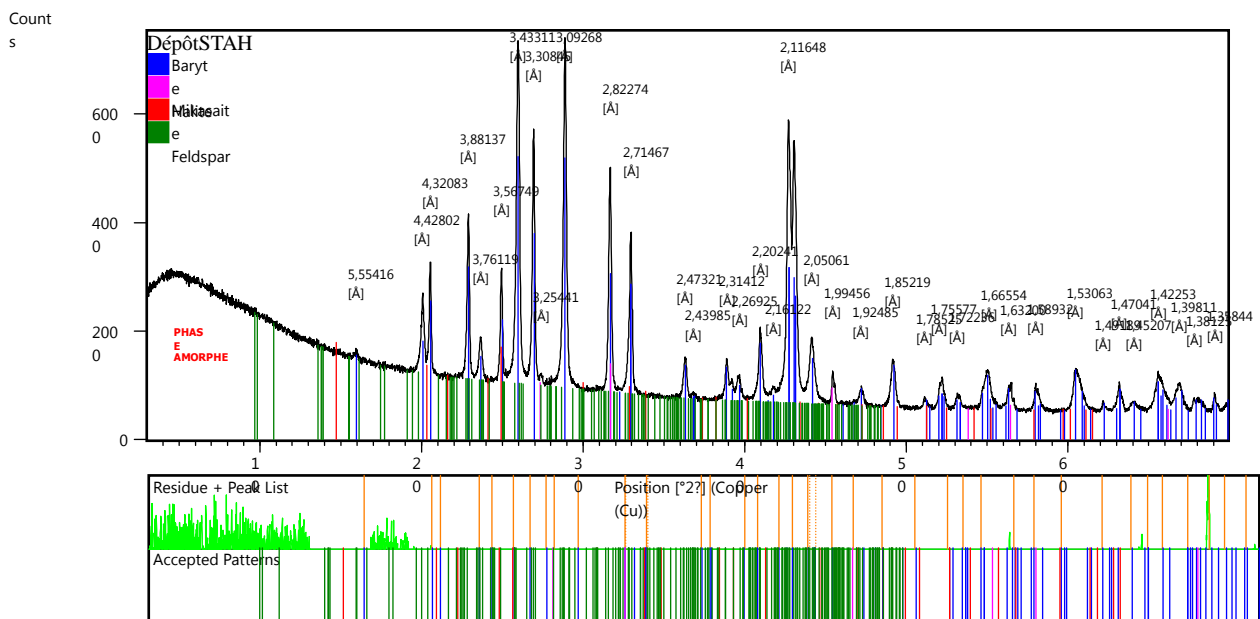


Figure 17 : Diffractogramme de l’échantillon de dépôt STA.

Remarque :

- *L'analyse minéralogique par diffractométrie des rayons X ne porte que sur la partie cristallisée de l'échantillon et dans les limites de détection de cette technique d'investigation, la phase amorphe échappe donc à cette technique.*

Tableau VI : Les résultats des analyses minéralogiques

Composé	Formule chimique	Teneur
Halite	Na Cl	7,18%
Barite	Ba SO ₄	47,72%
Mikasaite	Fe ₂ (SO ₄) ₃	
Feldspaths	Al ₂ Ca O ₃ Si ₂ Sr Phase amorphe	

- L'analyse minéralogique du dépôt formé montre qu'il est composé principalement par un sulfate de baryum type barite avec un taux de 47.72% de (Ba) et de 22.85% de (S), d'un sel (halite) avec une teneur de 7.18% de (Cl) et accessoirement d'un oxyde de fer type mikasaite, de feldspaths et de sodium (Na), de strontium (Sr), de potassium (K), silicium (Si) et d'une phase amorphe. En outre, on note la présence de calcium (Ca) avec une teneur de 3.53%. Quant aux restes des éléments chimiques, ceux-ci sont à l'état de traces.

III.4. Les résultats des tests d'efficacité

Dans cette étude, deux inhibiteurs sont testés sur le taux critique du mélange (70/30) correspondant au maximum du dépôt, dans les conditions suivantes : la pression atmosphérique (1 atm) et la température égale à 25 °C (fig.21).

III.4.1. Inhibiteur SCW 85372

Les résultats de tests d'efficacité de première inhibiteur « SCW 85372 » au mélange, eau d'injection/ eau de gisement, sont regroupés dans le Tableau VI et (fig.18) :

Tableau VII : Détermination de la dose optimale de produit SCW 85372.

Doses d'inhibiteur en (ppm)	EI/EG ml/ml	Turbidité après 1 ^H (NTU)	Rendement (%)
Témoin (0)	70/30	111	-
25		44	60,36
50		71	36,03
75		60,4	45,58
100		52,3	52,88
150		63,3	42,97
200		40,8	63,24

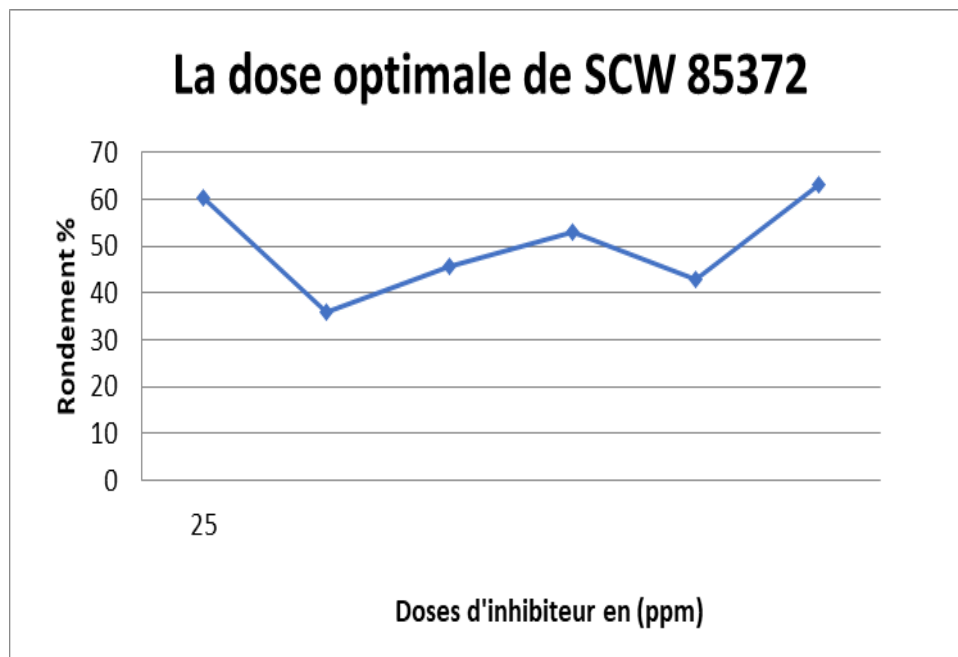


Figure 18 : La dose optimale de produit SCW 85372.

La courbe de la figure 15 tracée dans le système d'axe reliant le rendement de produit SCW 85372 en fonction de sa concentration (en ppm) montre la dose nécessaire (200ppm) pour obtenir l'efficacité maximale de 63,24%. Au-delà de cette dose de traitement l'eau est claire.

III.4.2. Inhibiteur EC 6165A

Les résultats de tests d'efficacité de deuxième inhibiteur « EC 6165A » au mélange, eau d'injection/ eau de gisement, sont regroupés dans le Tableau VII et (fig.19) :

Tableau VIII : Détermination de la dose optimale de produit EC 6165A.

Doses d'inhibiteur en (ppm)	EI/EG ml/ml	Turbidité après 1 ^h (NTU)	Rendement (%)
Témoin (0)	70/30	111	-
25	70/30	408	72,79
50	70/30	404	72,52
75	70/30	477	76,72
100	70/30	372	70,16
150	70/30	335	66,86
200	70/30	298	62,75

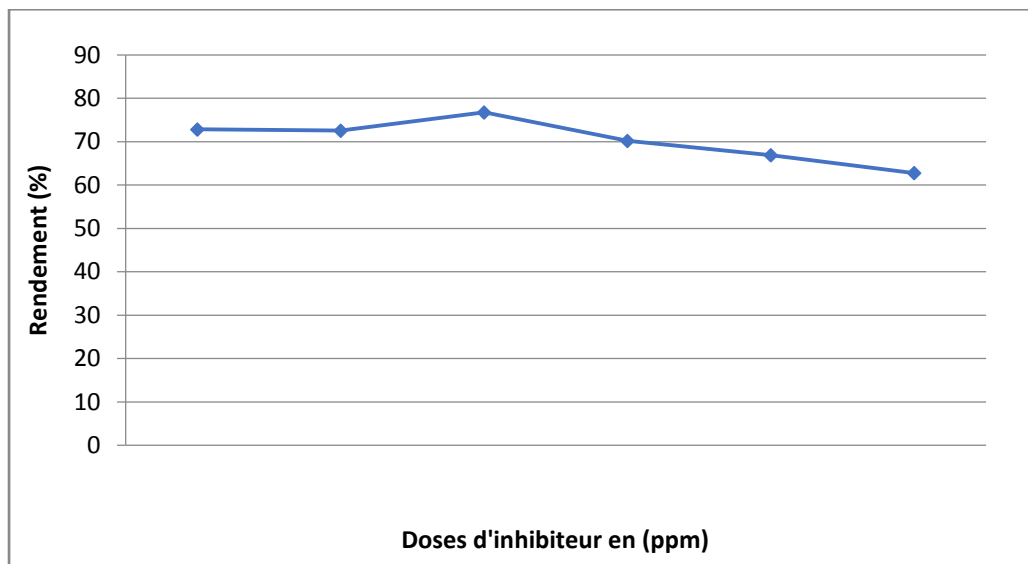


Figure 19 : La dose optimale de produit EC 6165A.

Le rendement de produit EC 6165A est maximal (76.72 %) à 75 ppm, mais en augmentant cette dose, on remarque une diminution considérable du taux d'efficacité, qui est due aux présences des cristaux et notamment l'apparition de trouble.

III.4.3. Inhibiteur AD 32

Les résultats de tests d'efficacité de troisième inhibiteur « AD 32 » au mélange, eau d'injection/ eau de gisement, sont regroupés dans le Tableau VIII et (fig.20) :

Tableau IX : Détermination de la dose optimale de produit AD 32.

Doses d'inhibiteur en (ppm)	EI/EG ml/ml	Turbidité après 1 ^H (NTU)	Rendement (%)
Témoin (0)	70/30	111	-
25		322	65,52
50		216	48,61
75		319	65,20
100		284	60,91
150		148	25
200		156	28,84

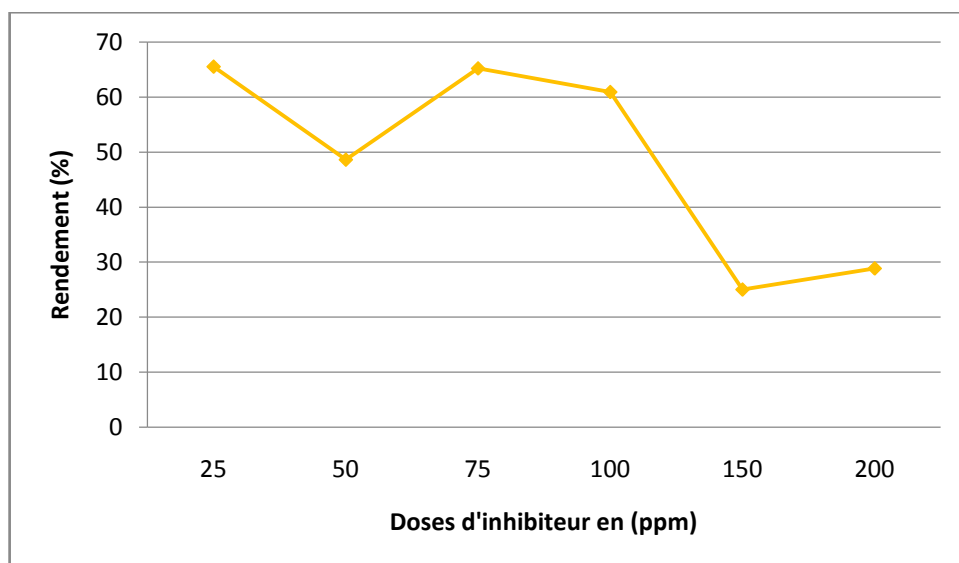


Figure 20 : La dose optimale de produit AD 32.

Le rendement de produit AD 32 en fonction de sa concentration (en ppm) montre la dose nécessaire (25ppm) pour obtenir l'efficacité maximale de 65,52%.

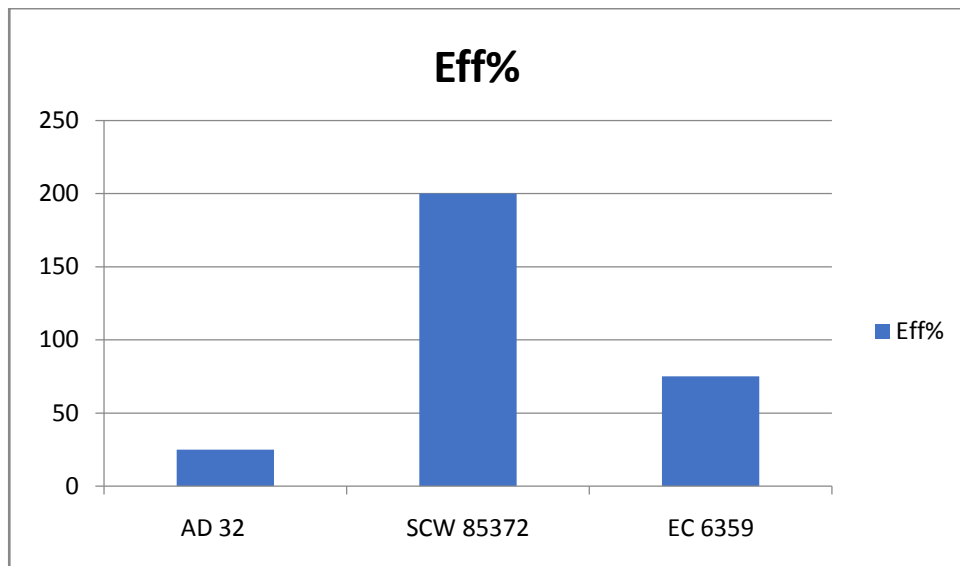


Figure 21 : Le classement des produits

III.5. Les résultats des analyses bactériologiques de l'échantillon

III.5.1. Culture sur milieu solide

La sélection préliminaire des souches isolées, nous nous sommes basés sur les critères décrits [36], selon les recommandations [41], [37]. Les 8 souches isolées sont réunies par les caractères suivants :

- La température de croissance égale à 40°C.
- Leur tolérance vis à vis le sel.
- pH de croissance égale à 6,5.

III.5.2. Identification des souches isolée

III.5.2.1. Etude morphologique

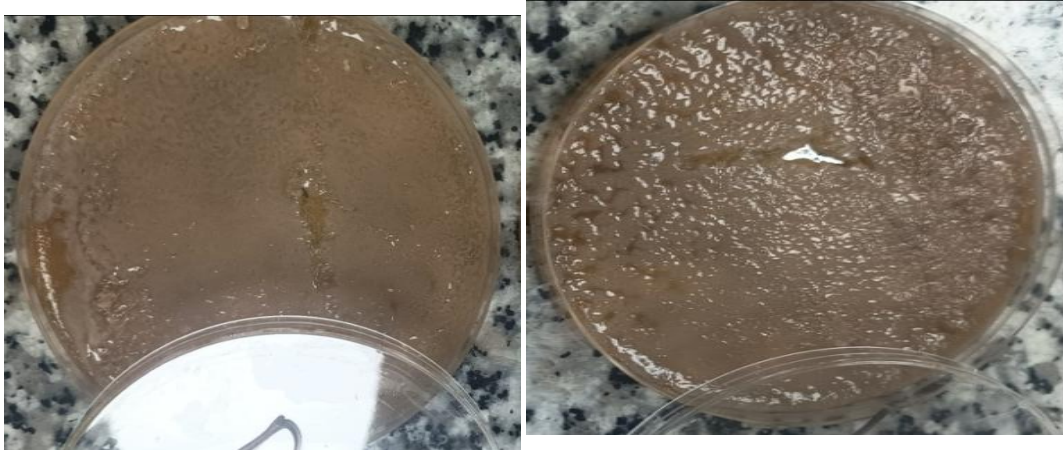
Au total, nous avons isolé 8 souches à partir des mélange (ST 51/ STAB 01) sur le milieu solide GN. La sélection préliminaire des souches a été basée sur les caractères des colonies, l'opacité, le contour, la chromogénèse...etc. Les résultats de l'étude morphologique des souches isolées sont donnés dans le tableau 6.

III.5.2.2. Etude macroscopique

Dans le milieu GN nous avons pu constater la présence de plusieurs colonies dont les caractéristiques sont données dans le tableau X :

Tableau X : identification macroscopique des bactéries isolées sur le milieu solide GN à partir de mélange (ST 51/STAB 01) de STA.H.

Dilution	10^{-1}	10^{-2}		10^{-5}		10^{-7}	
Bactéries Tests	Sans anti dépôt	Sans anti dépôt	Avec Anti dépôt 100ppm	Sans anti dépôt	Avec anti dépôt 100ppm	Sans anti Dépôt	Avec anti dépôt 100ppm
Forme	Ronde a bords irrégulier	Ronde à bords irrégulier	Ronde à bords irrégulier	Ronde à bords irrégulier	Ronde a Bords irrégulier	Ronde à bords Régulier	Nap
Aspect	Non Puncti-forme	Non Puncti-forme	Non Puncti-forme	Non Puncti-forme	Non Puncti-forme	Non Puncti-forme	Non Puncti-forme
Couleur	Blanche a contre noir /orange	Blanche	Blanche	Jaune	Marron blanche	Jaune/ Blanche	Blanche
Opacité	Opaque	Opaque	Opaque	Opaque	Opaque	Opaque	Opaque
Elévation	Convexe /plate	Plate	Plate	Plate	Convexe /plate	Convexe /plate	
Surface	Lisse Brillante	rugueuse	rugueuse	rugueuse	rugueuse	Lisse brillante	rugueuse
Consistance	Visqueuse	visqueuse	visqueuse	Visqueuse	visqueuse	visqueuse	visqueuse



A : Sans anti dépôt dilution 10^{-2} **B** : Avec Anti dépôt 00ppm 10^{-2}



C : Sans anti dépôt dilution 10^{-5} **D** : Sans anti dépôt dilution 10^{-7}



E : Avec Anti dépôt 100ppm dilution 10^{-7}

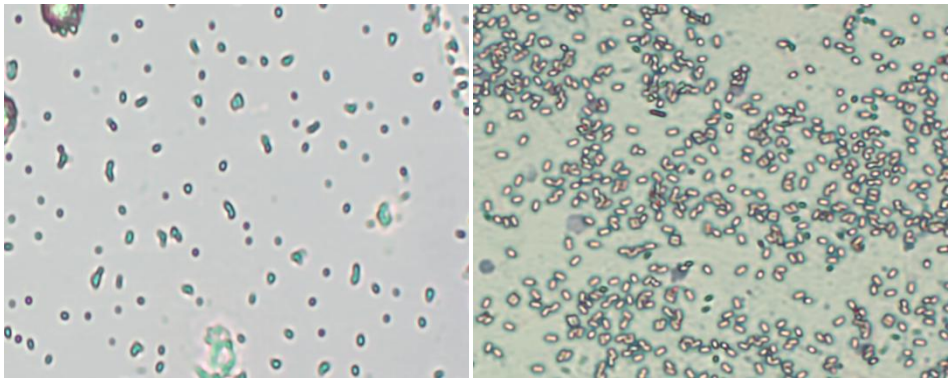
Figure 22 : Aspect macroscopique des bactéries isolées sur le milieu solide GN à partir de mélange (ST 51/STAB 01) de STAH.

5.2.3. Etude microscopique

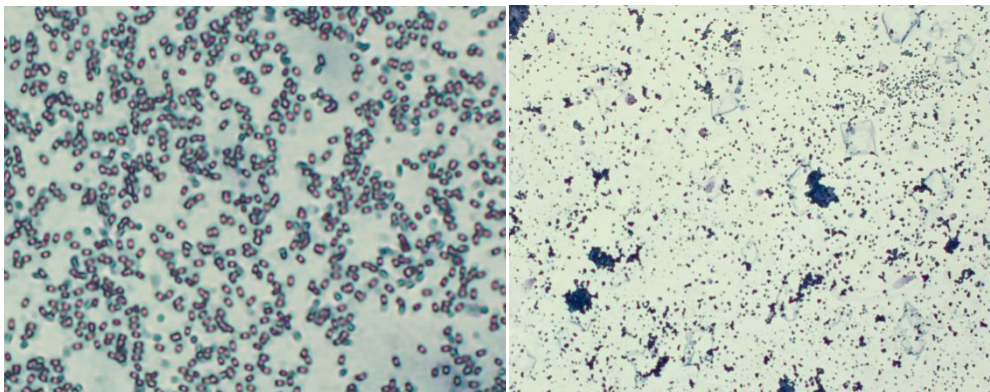
Tableau XI : Résultats identification microscopique des bactéries isolées sur le milieu solide GN à partir de mélange (ST 51/STAB 01) de STA.H.

Dilution Bactéries Tests	10 ⁻¹		10 ⁻²		10 ⁻⁵		10 ⁻⁷	
	Sans anti dépôt	Avec anti Dépôt 100pp m	Sans anti dépôt	Avec anti dépôt 100ppm	Sans anti dépôt	Avec anti dépôt 100ppm	Sans anti dépôt	Avec anti dépôt 100ppm
Mobilité	+	+	+	+	+	+	+	+
Coloratio n au bleu de méthylène	Cocco- bacille	Cocco- bacilli	Petits bacille s	Petits bacilles légèrement incurvés	Cocco- bacille	Cocci irrégulier	Bâtonne t incurvés	bacilles
Coloratio n de GRAM	G ⁻	G ⁻	G ⁻	G ⁺	G ⁻	G ⁺	G ⁻	G ⁺

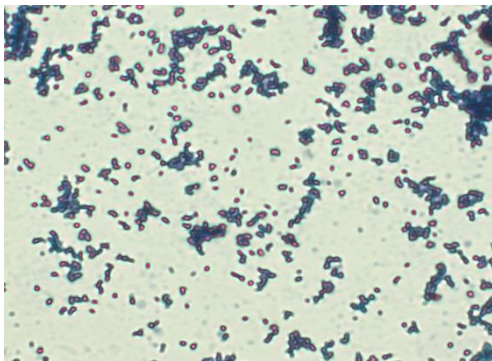
L'observation au microscope optique et au microscope électronique à balayage (MEB) des souches isolées sont représentées par le (fig.23) et (fig.24)



A: Sans anti dépôt dilution 10^{-1} (X400) **B** : Sans anti dépôt 10^{-2} (X400)

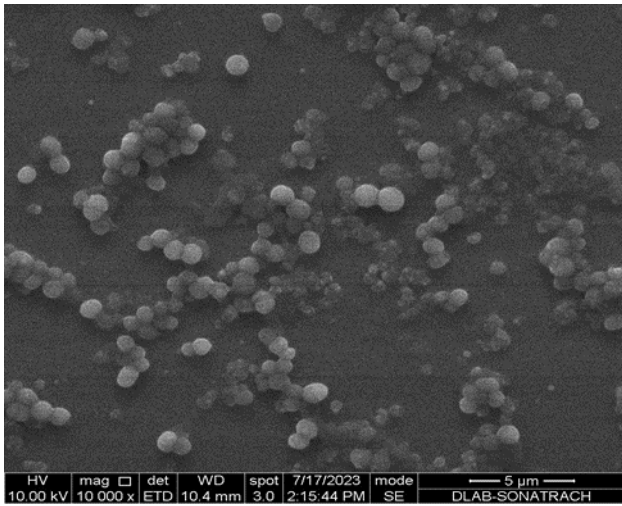


C : Avec Anti dépôt 100ppm 10^{-2} (X400) **D** : Sans anti dépôt dilution 10^{-5} (X100)



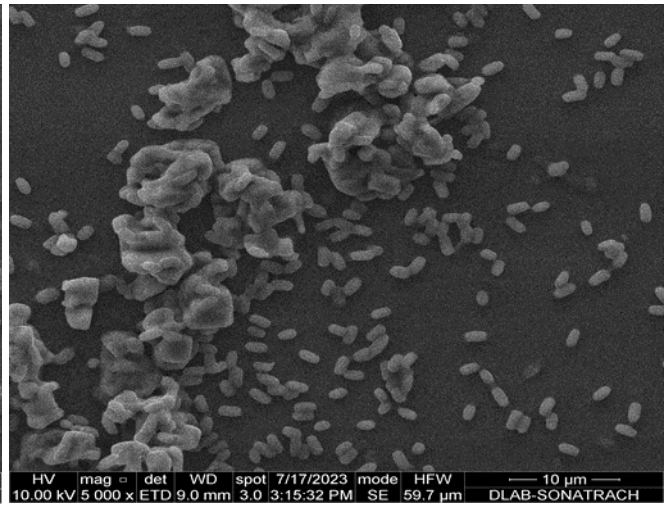
E : Sans anti dépôt dilution 10^{-7} (X400)

Figure 23 : Aspect des souches après coloration de Gram observé sous microscope optique.



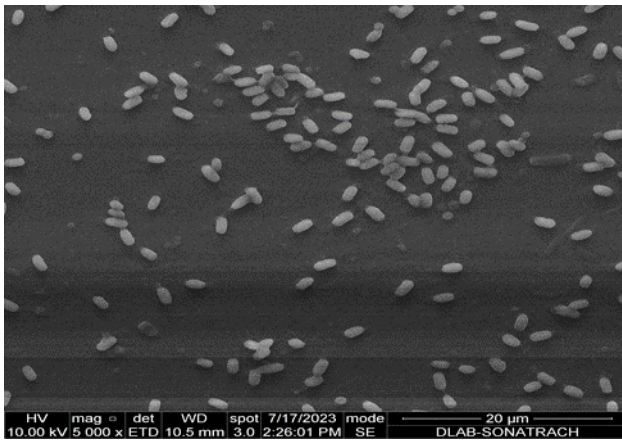
a: Sans anti dépôt 10-1 (X10000)

(cocci en paire et en amas)



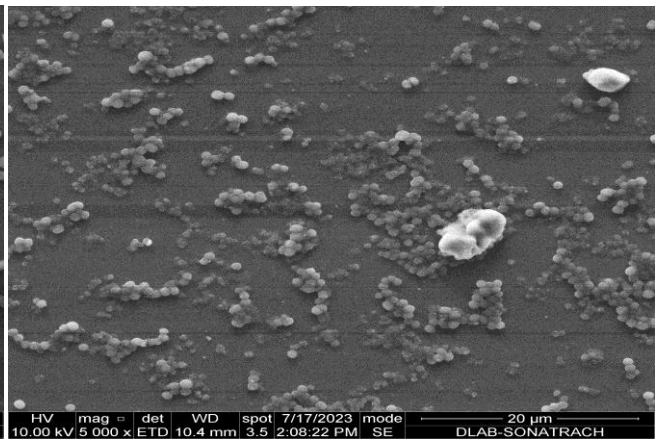
B : Sans anti dépôt 10-2 (X5000)

(Bacilles en paire et en amas)



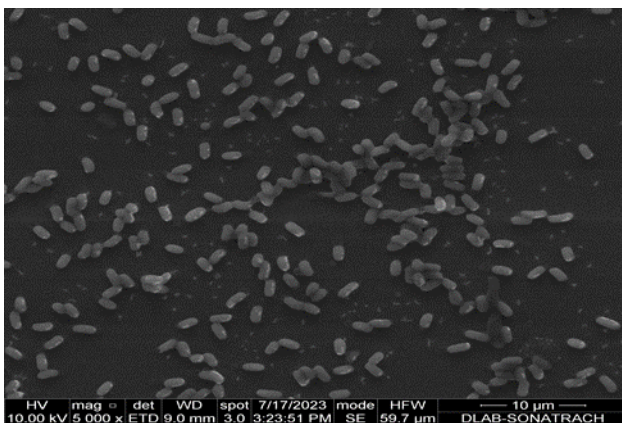
C : Avec anti dépôt 100ppm 10-2 (X5000)

(Bacilles en paire)



D : Sans anti dépôt dilution 10-5(X5000)

(cocci en amas)



E : Sansanti dépôt dilution 10-7

(Bacilles en paire)

Figure 24 : Aspect microscopique des souches observées au microscope électronique à balayage (MEB).

III.6. Les résultats des tests biochimiques

Tableau XII : Résultats biochimique et physiologique des bactéries isolées à partir de mélange (ST 51/STAB 01) de STA.H.

Dilution	10^{-1}		10^{-2}		10^{-5}		10^{-7}	
Bactéries Tests	Sans anti dépôt	Avec anti dépôt 100ppm	Sans anti dépôt	Avec anti dépôt 100ppm	Sans anti dépôt	Avec anti dépôt 100ppm	Sans anti dépôt	Avec anti dépôt 100ppm
Catalase	-	-	-	-	-	-	-	-
Oxydase	-	-	-	-	-	-	-	-
Dégradation des sucres (Glucose)	+	+	+	+	+	+	+	+
(Amidon)	-	-	-	-	-	-	-	-

En ce qui concerne les caractérisations physiologiques et biochimiques, les souches présentent les mêmes caractéristique .L'oxydase et la catalase sont négatives, et dégradé les mêmes sucres (Glucose) sauf l'amidon.

Le fait qu'on n'a pas complété l'identification biochimique des souches microbienne isolées, on a comparé nos résultats au résultat des travaux antérieurs de CRD Boumerdes. La comparaison était basée sur les caractères macroscopiques, microscopiques, le type respiratoire, la dégradation de certains sucres, et la coloration de Gram, nous a permis de prédire le genre de certaines souches (tableaux XIII, XIV, XV).

Tableau XIII : identification systématique de la souche avec anti dépôt 100ppm dilution 10^{-2} isolée de eaux de STAII, selon de GANA(1998).

Tests effectués	Genre <i>Desulfuromonas</i> Souches IN B 311 isolée [36].	Souches Avec anti dépôt 100ppm dilution 10^{-2}
Mobilité	+	+
Morphologie	Petits bacilles légèrement incurvés	Petits bacilles légèrement incurvés
Chromogènes	Blanche	Blanche
Opacité	Opaque	Opaque
Dégradation du catalase	-	-
Coloration de Gram	-	-

Tableau XIV : identification systématique de la souche avec anti Dépôt 100ppm dilution 10^{-5} isolée de STAII, selon de AIT TAFAT(2003).

Tests effectués	Genre <i>Halococcus</i> Souches B 15 isolée [43].	Avec anti dépôt 100ppm dilution 10^{-5}
Mobilité	+	+
Morphologie	cocci irrégulier	cocci irrégulier
Chromogènes	Rouge/orange	Marron blanche
Opacité	Opaque	Opaque
Dégradation du catalase	-	-
Coloration de Gram	-	-

Tableau XV : identification systématique de la souche sans anti Dépôt 100ppm dilution 10^{-7} isolée de STA_H, selon de HEDJAZI(2002).

Tests effectués	Genre vibrio mestschnikouii ou vibriogazogénèse Souches S ₅₀ isolée [42].	Souches sans anti dépôt 100ppm dilution 10^{-7}
Mobilité	+/-	+
Morphologie	bâtonnet incurvé	bâtonnet incurvé
Chromogènes	Crème	Jaune/ Blanche
Opacité	Opaque	Opaque
Dégradation du catalase	-	-
Coloration de Gram	-	-

Tableau XVI : identification systématique de la souche sans anti dépôt 10^{-5} isolée de STA_H, selon de HEDJAZI (2002).

Tests effectués	Genre Acétohalobium Souches S ₂₀₂ isolée [42].	Souches Sans anti dépôt 10^{-5}
Mobilité	+	+
Morphologie	Coccobacilles	Coccobacilles
Chromogènes	Jaune	jaune
Opacité	Opaque	Opaque
Dégradation du glucose	+	+
Coloration de Gram	-	-

Les résultats montrent :

- *Desulfuromonas*
- *Halococcus*
- *vibrio mestschnikouii* ou *vibrio gazogénèse*
- *Acétohalobium*

Cependant nous supposons que la souche isolée se rapproche mieux aux bactéries sulfatoréductrices car le milieu d'isolement utilisé est riche en sulfate. Cette même concentration peut être un facteur limitant à la croissance du genre.

➤ La forme coccobacille

C'est la forme rencontrée chez les souches (Sans anti dépôt et avec Anti dépôt 100ppm) dilution 10^{-1} et Sans anti dépôt 10^{-5} isolées.

Il s'agit de souches halophiles, ayant une croissance à une température de 40°C.

Ces souches peuvent correspondre à la forme haloanabacteriaceae qui comprend deux genres dont la morphologie est coccobacillaire.

Le premier genre est *Acétohalobium* composée d'une seule espèce :

Acétohalobium arabaticum[41]. Ce genre présente une forme coccobacillaire, Gram négatif, mobile.

➤ La forme bâtonnet incurvé

Cette forme correspond au la souche Sans anti dépôt dilution 10^{-7} ce dernières se caractérisent par une forme bâtonnet incurvé avec arrangement isolé ou en paire, Gram négatif, mobile [42].

Ce souche dégradent les sucres testes, l'oxydase et la catalase sont négatives.

Ces souches peuvent appartenir soit à la famille :

- Vibrionaceae
- Ou bien à la famille Desulfovibrionaceae

La première famille est caractérisée par Gram négative, bâtonnet incurvé, mobile, chimioorganotrophe [40]. Cette famille est composée de deux genres correspondants à cette morphologie.

- *Vibrio metschnikovii*
- *Vibrio gazogénèse*

En ce qui concerne le deuxième genre, il caractérisé par une oxydase négative.

➤ La forme Cocci irrégulier

La souche isolées qui répond à la morphologie microscopique Cocci irrégulier été retrouvée chez avec Anti dépôt 100ppm dilution 10^{-5} isolée [36].

- *Staphylococcus*

CONCLUSION

La formation des dépôts Sulfates de baryum constitue l'un des problèmes les plus fréquents dans le champ pétrolier de STAH.

L'étude réalisée sur l'ensemble des natures des dépôts nous permet de sélectionner le mixeur anti dépôt disponible pour le champ de STAH.

D'après les résultats d'analyses et le traitement chimique effectués sur les différents échantillons prélevés au niveau du champ, nous nous pouvons conclure ce qui suit :

- L'eau d'injection de STAH contient une teneur élevée en sulfate, avec une concentration de 2016 mg/l.
- L'eau de gisement de STAH contient une teneur élevée en baryum, de l'ordre de 6,596 g/l
- Les eaux d'injection et de gisement ne sont pas compatibles à tous les taux de mélanges.
- L'incompatibilité entre ces deux types d'eau est responsable de la formation de dépôts de sulfate de baryum.
- Les dépôts formés lors de l'injection d'eau de lavage ou de maintien de pression sont principalement composés de sulfate de baryum.
- La formation de dépôt de sulfate de baryum est due à la rencontre entre les sulfates présents dans l'eau d'injection et le baryum provenant des eaux de gisement.
- Un produit d'anti-dépôt (produit SCW85372) testé en laboratoire a montré une efficacité de 63,24% pour inhiber la formation de dépôts de sulfate de baryum. À cette dose, on observé de petite trace de dépôt.
- L'élimination des sulfates par précipitation chimique a réduit la quantité de dépôts formés lors des études de compatibilité entre l'eau d'injection et l'eau de gisement, passant de 40,6 mg/l à 67,9 mg/l pour un taux critique de 80/20.
- l'anti-dépôt SCW 85372 testé en laboratoire a montré que y a aucun efficacité sur les bactéries (ni sur le type de bactérie ou les nombres). Donc, aucune efficacité observée.
- l'étude macroscopique et microscopique effectuée sur les souches pures a révélé une diversité au niveau de la couleur, forme et la morphologie cellulaire.
- l'identification de ces souches a été complétée par des tests biochimiques.

Nous sommes arrivés à correspondre les souches isolées aux genres suivants :

- Les souches (Sans anti dépôt et avec Anti dépôt 100ppm) dilution 10^{-1} et 10^{-5} correspond au genre *Acétohalobium*.
- La souche avec anti dépôt dilution 10^{-2} correspond au genre *Staphylococcus*.
- La souche Sansanti dépôt dilution 10^{-7} correspond au genre *Desulfovibrionaceae*.
- La souche avec anti dépôt dilution 10^{-5} correspond au genre *Staphylococcus*.

Conclusion

- Afin, les antis dépôt efficace sur les dépôts minéral, mais n'a aucun impact sur l'activité bactérienne.

Après notre étude on propose plusieurs perspectives, notamment :

- Tester de nouveaux produits chimiques pour précipiter les sulfates de baryumes.
- Évaluer l'efficacité de différents inhibiteurs de dépôt sur l'eau d'injection précipitée.
- Testez de nouveaux agents anti-dépôt et sélectionnez ceux qui sont efficaces contre les bactéries présentes dans un mélange d'eau d'injection et d'eau de gisement.
- Explorer une gamme étendue de paramètres influençant la précipitation des sulfates de baryumes.
- Étudier la combinaison de procédés multiples pour l'élimination des sulfates de baryumes.

ملخص

تعدّ ترسبات الملح تهديداً خفياً يُمكن أن تكون لها تأثير كبير على إنتاج النفط في حقول النفط. تعاني منطقة ستاه من مشاكل تكوين هذه الترسبات وكيفية تأثيرها على تكوين ترسبات، والتي تحدث عندما تكون مياه الحقل غير متوافقة مع مياه الحفون. فهم كيفية عمليات النفط ضروري لمشتغلي حقول النفط. الهدف الرئيسي لهذا العمل هو اختيار وكيل مضاد للترسب. تمت الدراسة لفحص فعالية ثلاثة منتجات مضادة للترسب (AD32، SCW 85372، EC6165A) في البداية، بدأنا بتحليل فريو كيميائي للمياه. بعد ذلك، قمنا بدراسة توافق المياه. ثم، قمنا باختبار فعالية منتجات مضادة للترسب. وكيلاً مضاداً للترسب. وفي النهاية، في الجزء الأخير، قمنا باكتشاف وجود أو عدم وجود البكتيريا في مزج من مياه الحفون ومياه الحقل لها اكتشاف البكتيريا في مزج مثل هذا يكون مهماً، خاصة في صناعة النفط.

الكلمات المفتاحية: مياه الخزان، مياه الحقن، مضادات الرواسب البكتيريا المختزلة للكبريتات

RESUME

Les dépôts de sel sont une menace insidieuse qui peut avoir un impact significatif sur la production pétrolière dans les champs pétrolifères. La région de STAH rencontre ces problèmes de formation des dépôts, qui se forment lorsque l'eau injectée est incompatible avec l'eau du gisement. Comprendre comment ces dépôts se forment et comment ils affectent les opérations pétrolières est essentiel pour les exploitants de champs pétrolifères.

L'objectif principal de ce travail est la sélection d'un anti-dépôt où nous l'étude trois produits anti-dépôts (AD32, SCW 85372 et EC6165A) et déterminer son efficacité.

Dans un premier temps, nous avons un analyses physicochimique des eaux.

Ensuite, on étudie de compatibilité des eaux.

Puis, on a le test d'efficacité des produits anti-dépôts.

Enfin, dans une dernière partie, nous avons test d'efficacité d'une somme de biocides sur les eaux.

Mots clé : l'eau de gisement, l'eau d'injection, anti-dépôts(SCW 85372), bactérie sulfatoreducteurs.

ABSTRACT

Salt deposits are a subtle threat that can have a significant impact on oil production in oilfields. The STAH region is experiencing these deposit formation issues, which occur when the injected water is incompatible with the reservoir water. Understanding how these deposits form and how they affect oil operations is crucial for oilfield operators.

The main objective of this work is the selection of an anti-deposition agent. The study examined the effectiveness of three anti-deposition products (AD32, SCW 85372, and EC6165A).

Firstly, we began with a physicochemical analysis of the waters.

Next, we studied water compatibility.

Then, we tested the effectiveness of the anti-deposition products.

Finally, in a last section, we conducted the detection of the presence or absence of bacteria in a mixture of injection water and reservoir water containing an anti-deposition agent. Detecting bacteria in such a mixture is important, especially in the oil industry.

Key words: reservoir water, injection water, anti-deposits (SCW 85372), sulfate-reducing bacteria

LES REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Référence

- [1]. Khadraoui, S., 2011, "Synthèse D'un Inhibiteur De Dépôts À Base D'acide Acrylique, Et Le sel Correspondant Utilise Dans Les eaux Saumâtres". Université Saad Dahlab De blida, mémoire De Magister.
- [2]. Kemmer, F. N., 1984 "Nalco " manuel de l'eau ", édition technique et valorisation, Paris.
- [3]. Messaoudène, N., 1990, "Etude de la formation et l'inhibition de dépôts de Sulfate de Baryum dans les champs pétroliers ", thèse de doctorat, institut national polytechnique, Toulouse.
- [4]. Moumeni, M., 2015, " Etude de l'efficacité des inhibiteurs des dépôts pétroliers au sein du groupement Sonatrach-Agip ".Ecole Nationale Polytechnique, Projet de fin d'études.
- [5]. KENNOUNA, M, DEBBA, I., 2021, " Effets conjugués des eaux de gisement et d'injection sur la production dans le champ de HASSI MESSAOUD".Université Kasdi Merbah Ouargla, Mémoire de projet de fin d'études.
- [6]. Bengana, A, TATI, S.,2019, "Analyse et Traitement des eaux avant reinjection dans les puits d'huile – Champ Hassi Messaoud". Tq3 gidseent li zadtho ;
- [7]. Peinado, M., 1965, "Traitement des eaux d'injection pour récupération secondaire ", revue de l'IFP, Volume 20, Numéro 2, Paris, Page 280-290
- [8]. Division production chimique pétroliers industrie pétrolières, CATALOGUE CECA.
- [9]. Meddahi, M., 2013/2014, "Contribution à l'étude de l'incompatibilité entre un inhibiteur de dépôt".
- [10].Mameche, A., 2016,"ETUDE DE LA FORMATION DE DEPOTS AU NIVEAU DES FILTRES DE L'UNITE DE TRAITEMENT DES GAZ ASSOCIÉS (UTGA) A TIN FOUYE TABANKOURT(TFT) ". Université M'Hamed Bougara, Mémoire de Master.
- [11]. Traitement des eaux d'injection pour récupération secondaire revue de l'IFP, février 1965
- [12].Cossé, R.,1986, "Technique d'exploitation pétrolière", Ed technip.
- [13].Latil, M., 1975, "Techniques d'exploitation pétrolières", Ed Techniq, Ch 3, P45.
- [14].Cossé, R., "Méthodes d'exploitation des gisements pétroliers", Ed Techniq, 1988, Ch 8, P237.
- [15]. LABRAOUI- DJALLAL, K,"Étude de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts de Sulfate de Baryum par les méthodes électrochimiques et gravimétrique" ; Université M'hamedBougara-Boumerdes , Thèse de Doctorat 2017.
- [16].Document industrielle" TOTAL", Support de Formation: EXP-PR-PR150-FR 2007.
- [17].Gouget, Duga., 1973,"Manuel de traitement des eaux d'injection", ed technique.
- [18].Brevets, C, Hurtevent, R.,21/9/2005"Inhibiteurs de dépôts inorganiques, notamment dans les puits pétroliers, notamment en condition haute pression, haute température".EP1261652 B1 ; Ceca S.A.

Les références bibliographiques

- [19].Labaoui, K.,2016/2017, "Etude de l'efficacité des inhibiteurs des dépôts de sulfates de baryum par les méthodes électrochimiques et gravimétriques".
- [20].Sorbie, K S., Jiang, P., Yuan, M., Todd, A. C., Taylor, K., Hourston, K.E., Ramstad, K.,. Mineralogical controls on inhibitor adsorption/desorption in Brent group sandstone and their importance in predicting and extending filed squeeze lifetime. Presented at the European Production Operations Conference and Exhibition, Aberdeen, UK, 15-17 March. SPE Publication 27607, 141-153. 1994.
- [21]. 2012, Inhibition of barium sulfate scale thigh barium formation water, Journal of Petroleum Science and Engineering 90–91,124–130.
- [22].Ben derradji, R, Boudaouche, K.,16/06/2019," Influence de l'inhibiteur anti dépôts (AD32) Sur la croissance de dépôts de sulfates de baryum ". Université KasdiMerbah Ouargla, mémoire de master.
- [23].Larbaoui Djallal K., 2017," Étude de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts de Sulfate de Baryum par les méthodes électrochimiques et gravimétrique", Thèse de doctorat.
- [24].Henrichsen, C.J., Burnside, C.A., Widener, M.,27 Fevrier – 2 Mars 2007, "Assessment of Barite Scaling Potentials, Sulfate Removal Options and Chemical Treating Strategies for the Tombua-Landana Development", SPE 106480, International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, USA.
- [25]. Iordachesco, M., 1970,"Dépôts cristallins dans la production du pétrole", revue de l'IFP ; Volume 25, Numéro 5, Page 600-612.
- [26].Khlefi, O., 2010," Généralité sur les dépôts et l'inhibiteur " Master Production.
- [27].Exploration & Production -LE PROCESS-Les produits chimiques-SUPPORT DE FORMATION Cours EXP-PR-PR060 Révision 0.1-TOTAL.
- [28].Benchaa, A, Oubira, A., 2017,"Etude de problème des asphaltènes caractérisant dans la zone 1 (champ de Hassi Messaoud)", Mémoire Master, Université KasdiMerbah Ouargla.
- [29].Davis, J,W, Collins,A,G., 1971,"Solubility of barium and strontium sulfates in strong electrolyte solutions. Environmental Science &Technology", volume 5, 1971.
- [30].Mekkiri, I, Askelou, A., 2019/2020, "Étude théorique de l'efficacité des inhibiteurs sur les formations des dépôts de Sulfate de Baryum dans la région In aminas" ; Universite M'hamed Bougara-Boumerdes.
- [31].Rodier J, Vial J, & Geoffray CH., 1978, " Analyse microbiologique des eaux résiduaires et naturelles ". Ed. IV, pp 709-816.
- [32].Maury M. 1987 « Milieux de culture et réactifs de laboratoire ». Microbiologie et immunologie, 3^{ème} édition, diagnostic Pasteur pp 290 -291.

Les références bibliographiques

- [33].Thomas, S, Larpent, J. F, Larpent, J. M., 1970," Microbiologie pratique, ed. Hermant", pp 2 -9.
- [34].Carbonelle, B,Kouyoumdjan, S., 1985, "Technique et l'étape de l'analyse en microbiologie ", pp 9 -196.
- [35].Grant, W .D, Kamecura, M, Mc Genity, T.J,Ventosa, A., 2001,"Archea halophiles. In the Bergey's manual of systematic bacteriology ", Second edition, voll. pp 52 -85.
- [36].Gana, M.D., 1998,"Corrosion bactérienne : Etude de la corrosion des souches des bactériessulfatoréductrices et leurs inhibitions par des bactéries antagonistes". Thèse de Magister.
- [37].Eder, W.G, Linda, L. hanke ,J. Schmidt ,M and Huber,R., 2001,"Microbial diversity of the brine sea water interface of the kebrit deep, red sea, studied via 16Sr RNA gene sequences and cultivation methods. Applied end environmentalmicrobiology", pp 3077 -3085, vol. 67, no 7.
- [38].Cherif,R,Benaissa, A.M., 2020,"Etude de présence des sulfate de baryum et/ou de calcium au niveau des puits pétroliers : cas de HAUD BERKAOUI HBK (OUARGLA). Analyses par diffractométrie des rayons X (DRX)", mémoire de master académique AboubakrBelkaid, Alger,
- [39].BEN MBAREK, I., 2009,"Elaboration et caractérisation physique des couches minces de TiO₂ déposées par pulvérisation cathodique. Ecole Nationale d'Ingénieurs de Tunis. Mastère en Génie des Systèmes industriels".
- [40].Bergey,R., 1984,"Bergey's manuel of systimatic bacteriology ", 9th edition vol 1, pp 663_679.
- [41].Ollivier, B, Caumette ,P, Garcia ,J.L, Robert, A., 1994,"Anaérobic bacteriaformhypersalineenvironments. Microbiologicalreveiws", pp 27-38.
- [42].Hedjazi O., 2002,"Contribution à la caractérisation de la Microflore Bactérienne Halophile Anaérobic Isolée à partir d'une Eau d'injection du champ pétrolier de T.F.T". Thèse de Magister.
- [43].Ait tafat, D,Touilbini, R., 2002,"Essai de la caracterisation des Halobactéries corrosives isolées à partir des eaux de gisement des champs pétroliers du Sud Algérien". Thèse de Magister.
- [44].CHTIBI, B., 2011, " Formation de dépôt au niveau du réseau de dessalage " Mémoire licence, Génie des Procédés.
- [45].O. KHLEFI, 2010 « Généralité sur les dépôts et l'inhibiteur » Master Production.
- [46].Bugnicourt, M. 1995 « Dictionnaire de microbiologie générale ». Pp114-115, pp508-509.

LES ANNEXES

Les Annexes

Pour analyser ces différentes eaux, différentes méthodes de dosages ont été utilisées :

- Paramètres physiques : Mesure du pH, et température.
- Dosage des ions et des sels minéraux par différentes techniques.

Annexe (1) : Mesure de pH

- **Principe :**

C'est une méthode potentiométrique utilisant une électrode de verre spécifique aux ions H^+ . La notion de pH qui traduit « l'acidité » d'une solution rend compte de la concentration en ions H^+ (H_3O^+) de la solution grâce à la relation suivante : $pH = -\log [H_3O^+]$

Un pH-mètre est composé d'un millivoltmètre électronique relié à deux électrodes rassemblées dans la sonde.

Le pH-mètre mesure la tension (différence de potentiel) entre ces deux électrodes. Celle-ci est directement liée au pH de la solution dans laquelle la sonde est immergée.



Figure(1) : PH mètre.

Annexe (2) : Mesure de la turbidité

- **Principe :**

Pour tout échantillon d'eau, la mesure de la lumière diffusée et la lumière transmise permet la détection de matière non dissoute, absorbant mais diffusant mal, qui passeraient inaperçues des résultats.

- **Mode opératoire :**

Remplir une cuvette de mesure propre et bien essuyer avec du papier hygiénique avec l'échantillon à analyser bien homogénéisé et effectuer rapidement la mesure, il est nécessaire de vérifier l'absence de bulle d'air avant la mesure.

