

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



UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DU GENIE DES PROCEDES

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

En vue de L'Obtention du Diplôme de Master en Génie des Procédés

Option : Génie chimique

Thème :

Titre :

**SELECTION D'UN ANTI DÉPÔT POUR INHIBER LA
RÉACTION DE SULFATE DE BARYUM (BaSO_4)**

Présenté par :

M^{lle} MOKHTARI DOUNIA

M^{lle} TCHEKRABI SARRA

Dirigé par :

M^{me} AISSAT FETTA

M. DJEBLI HOCINE

Soutenu le devant le jury composé de :

M^{me} AISSAT FETTA

Promotrice

UMBB

Promotion 2022/2023



Remerciements

*Nous rendons grâce tout d'abord **Dieu** le tout puissant de nous avoir donné le courage, la patience, la santé et la volonté pour achever ce travail.*

*Nous adressons nos remerciements à notre promotrice **Mme AISSAT FETTA**, pour son encadrement exceptionnel, sa disponibilité durant notre préparation de ce mémoire et sa générosité en nous donnant des connaissances avec patience, en plus de son soutien morale et ses encouragements.*

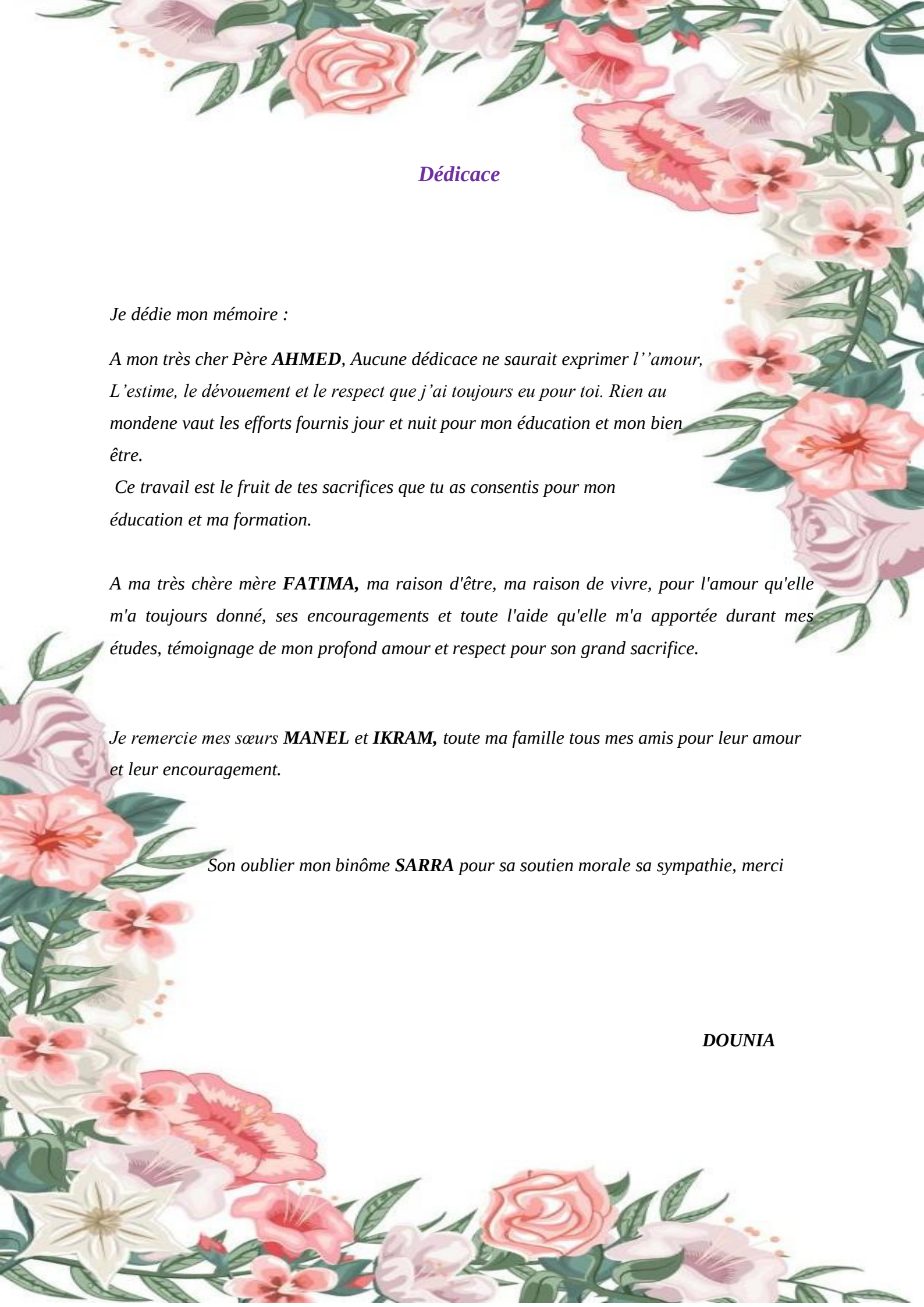
*Nous remercions vivement Mr le chef de département **Mr AKSAS** d'être toujours disponible pour nous durant tous notre cursus d'étude.*

*Nous adressons nos sincères remerciements et toute notre gratitude au l'encadreur **Mr DJEBLI HOCINE**, qui nous a confié ce travail, et qui nous a aidé avec patience et compréhension tout au long de la période de stage. Il n'a jamais lésiné ses précieux conseils et connaissances, merci pour votre gentillesse...*

*Nous tenons à remercier, **Mr. BADJOU** et l'ingénieure **Mme BOU BEKRI**, du laboratoire traitement contrôle des fluides de l'entreprise Sonatrach (DTD) de Boumerdès pour l'accueil qui nous ont réservé.*

Nous remercions l'ensemble des membres du jury pour avoir accepté d'examiner notre manuscrit.

A tous les professeurs qui ont contribué au développement de nos esprits et nos connaissances tout au long de notre parcours académique, de l'école primaire à l'université en générale, et pendant ces cinq ans en particulier, merci.



Dédicace

Je dédie mon mémoire :

*A mon très cher Père **AHMED**, Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, L'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours eu pour toi. Rien au mondene vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien être.*

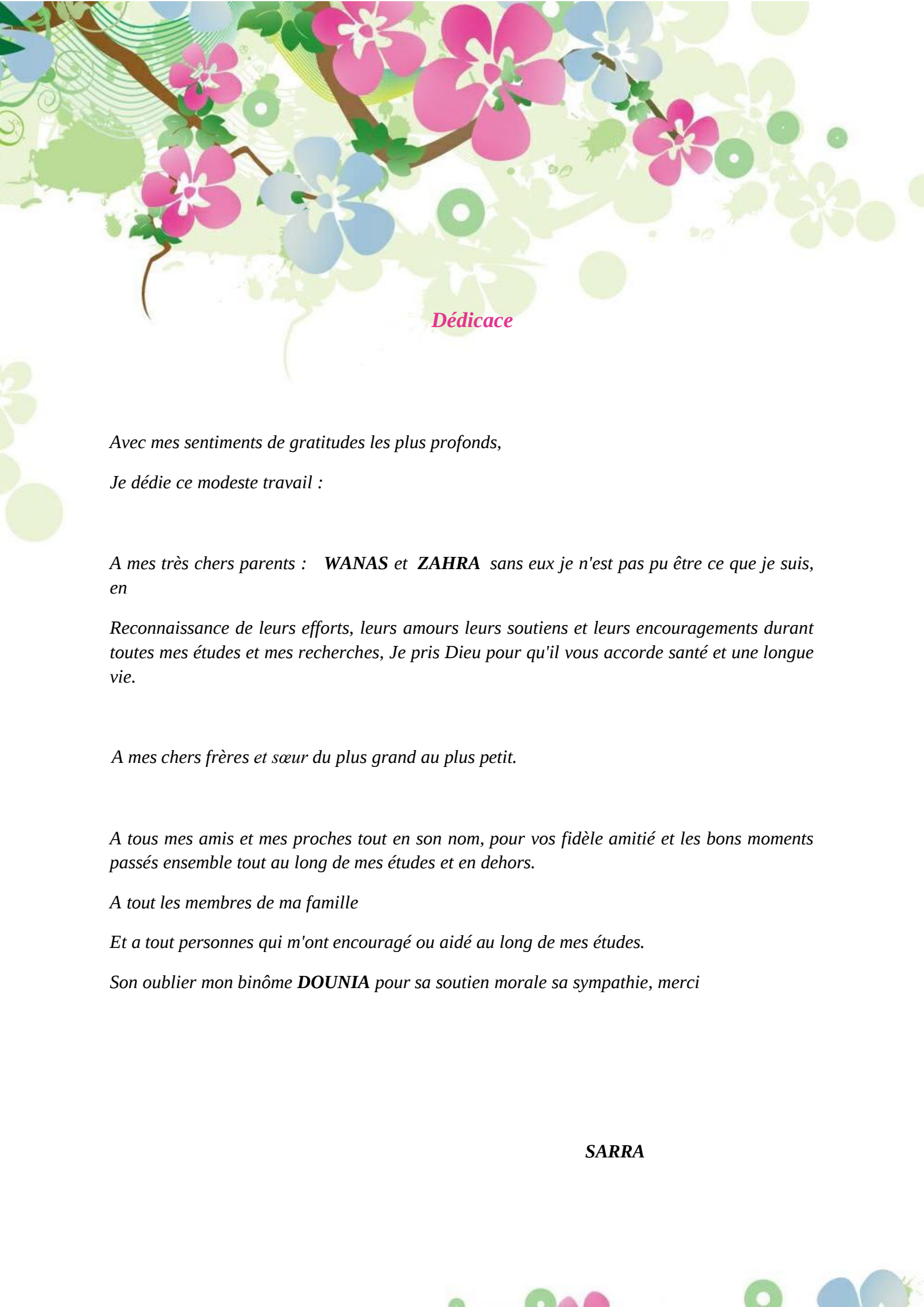
Ce travail est le fruit de tes sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et ma formation.

*A ma très chère mère **FATIMA**, ma raison d'être, ma raison de vivre, pour l'amour qu'elle m'a toujours donné, ses encouragements et toute l'aide qu'elle m'a apportée durant mes études, témoignage de mon profond amour et respect pour son grand sacrifice.*

*Je remercie mes sœurs **MANEL** et **IKRAM**, toute ma famille tous mes amis pour leur amour et leur encouragement.*

*Son oublier mon binôme **SARRA** pour sa soutien morale sa sympathie, merci*

DOUNIA



Dédicace

Avec mes sentiments de gratitude les plus profonds,

Je dédie ce modeste travail :

*A mes très chers parents : **WANAS** et **ZAHRA** sans eux je n'est pas pu être ce que je suis,
en*

*Reconnaissance de leurs efforts, leurs amours leurs soutiens et leurs encouragements durant
toutes mes études et mes recherches, Je pris Dieu pour qu'il vous accorde santé et une longue
vie.*

A mes chers frères et sœur du plus grand au plus petit.

*A tous mes amis et mes proches tout en son nom, pour vos fidèle amitié et les bons moments
passés ensemble tout au long de mes études et en dehors.*

A tout les membres de ma famille

Et a tout personnes qui m'ont encouragé ou aidé au long de mes études.

*Son oublier mon binôme **DOUNIA** pour sa soutien morale sa sympathie, merci*

SARRA

Résumé

La présente d'étude vise à apporter une solution à la formation de dépôt insoluble du sulfate de baryum qui cause un réel problème au niveau du champ «Tin. Fouyé Tabankort » lors de l'extraction du pétrole, suite au mélange eau d'injection avec l'eau de gisement des analyses physico-chimiques ont été effectuées sur deux échantillons d'eau prélevés des puits en activités du champ «Tin Fouyé Tabankort» afin de déterminer les constituants et les éléments chimiques favorisent la formation du dépôt.

Une étude de compatibilité qui justifie les résultats d'analyses chimiques par l'obtention d'un précipité insoluble de sulfate de baryum (BaSO_4).

Trois Produits anti-dépôts sont exercés sur le taux critique de mélange par un test d'efficacité afin de sélectionner le produit le plus performant.

Mots clé : analyse chimique, les eaux, compatibilité, dépôts, inhibiteur

Abstract

The present study aims to provide a solution to the formation of insoluble deposit of barium sulphate which causes a real problem or level of the “Tin Fouyé Tabankort” field during oil extraction, following the mixing of injection water with deposit water physico-chemical analyzes were carried out on two water samples taken from active wells in the “Tin Fouyé Tabankort” field in order to determine the constituents and

Chemical elements favor the formation of the deposit. A compatibility study which justifies the results of chemical analyzes by obtaining an insoluble precipitate of barium sulphate (BaSO_4).

Three anti-deposit products are exercised on the critical rate of mixing by a test efficiency in order to select the most efficient product.

Keywords: chemical analysis, waters, compatibility, deposits, inhibitor

الغرض من هذه الدراسة هو توفير حل للترسيب غير القابل للذوبان لكبريتات الباريوم الذي يسبب مشكلة حقيقية على مستوى «Tin Fouyé Tabankort» أثناء استخراج الزيت بعد خلط مياه الحقن بمياه الخزان على الفيزيائي – من أجل تحديد المكونات والعناصر الكيميائية التي تعزز الترسيب.

الدراسة التوافق الذي يبرر نتائج التحاليل الكيميائية للحصول على ترسبات كبريتات الباريوم غير قابلة للذوبان (BaSO_4).

تمارس ثلاثة منتجات مضادة للخلع على معدل الخلط الحرج عن طريق الاختبار المنتج الأكثر كفاءة.

الكلمات الرئيسية: التحليل الكيميائي، الماء، التوافق، الرواسب، المثبط

SOMMAIRE

Nom		Page
Remerciement		I
Résumé		II
Sommaire		III
Lise des abréviations		IV
Lise des tableaux		V
Lise des figures		VI
Introduction générale		1
CHAPITRE I : LES EAUX DE GISEMENT ET DINJECTION DU CHAMP DE TINFOUYE TABANKORT		
Introduction		2
I .1. Présentation de Tin Fouyé Tabankort		2
I.1.1. Situation de la région de TFT		2
I.1.2. Situation géologique		5
I.1.3. Structure de la région de TFT		5
I.1.4. Station de production d'eau		6
I. 2. Eaux de gisement et d'injection		6
I.2. 1. Eau de gisement		6
I.2.2. Eau d'injection		6
I.2. 3. Sources d'eau d'injection		7
A / Eaux de surface		7
B / Nappes d'eau de faible profondeur		7
C /Aquifères régionaux		7
D / Eau de mer		7
I.2. 4. Incompatibilité entre l'eau d'injection et l'eau de gisement		7
I. 2. 5. But de l'étude de compatibilité		8
CHAPITRE II DEPOT DES SELS ET MECANISME DE FORMATIONS		
Introduction		9
II .1.1. Sulfate de baryum ($BaSO_4$)		9
II.1.2. Sulfate de strontium ($SrSO_4$)		10

II.1.3. sulfate de calcium (CaSO_4)		11
II.1.4. chlorure de sodium (NaCl)		12
II.1.5. Carbonate		12
II.2. Formation du sulfate de baryum		13
II.3. Mécanisme de formation de dépôt		13
II. 3.1. Sursaturation		13
II.3.2. Formation du germe		14
II.3.3. Croissance du cristal		14
II.4. Prévention des dépôts		14
II 4.1. Procédé curatif		14
II .4.2. Procédé soustractif		15
II .4.3. Procédé additif		15
CHAPITRE III SOLUBILITÉ DES SELS ET INHIBITEURS DES DÉPÔTS		
Introduction		16
III.1. solubilité des sels		16
III.2 Relation entre la solubilité et la produite de solubilité		16
III. 3. 1. Définition et domaine d'utilisation		17
III. 3.2. Principales familles d'inhibiteurs		18
III. 3. 3. Propriétés des inhibiteurs de dépôts		18
III. 3. 4. Mécanisme d'action des antis dépôt		19
CHAPITRE IV : Partie expérimentale		
Introduction		20
IV.1. Site de prélèvement		20
IV.2. Localisation des dépôts de sulfate baryum		21
IV.3. Matériels et Matériaux		22
IV.4. Protocoles expérimental		23
IV.4 .1. Analyses physico-chimiques des eaux d'injection et de Gisement		23
IV.4.1.1. volumétrie		23
A / Méthode complexométrique		23
A .1. Dosage de calcium		23
B .2 . Dosage de Magnésium		24

B / Méthode argentométrique		25
B.1. Dosage des chlorures		25
C / Méthode acidimétrique		26
C.1. Dosage des carbonates et bicarbonates		26
IV.4.1.3. Gravimétrie		27
A / Extrait sec		28
IV.4.1.3. photométrie de flamme		29
IV.4.1.4 Dosage de fer et sulfate, baryum , par spectrophotomètre		30
A/ Dosage de fer		30
B / Dosage des sulfates (SO_4^{2-})		31
C/ Dosage des Baryum (Ba^{2+})		31
IV.4 .2. Etude de compatibilité des eaux		32
IV.4 .3. Analyses par diffractométrie des rayons X (DRX)		34
IV. 4.4. Etude d'efficacité des produits anti-dépôt		35
IV. 4.4.1. Inhibiteurs		36
IV. 4.4.2. Turbidité		36
CHAPITRE V : Résultats et discussion		
V.1. Résultats des analyses chimiques		38
V. 2. Résultats de l'étude de compatibilité		39
V .3. Résultats des analyses minéralogiques		40
V.4. Résultats des tests de l'efficacité		41

Liste des abréviations

TFT : Tin Fouyé Tabankort

EG : eau de gisement

EI : eau d'injection

BaSO₄ : Sulfate de baryum

CaSO₄ : Sulfate de calcium

Na Cl : Chlorure de sodium

C : Concentration mol/l

Cp : Concentration à l'équilibre thermodynamique

EDTA : l'acide Ethylène Diamine Tétra Acétique

Eff : efficacité en %

K : Constant de dissociation

NTU : Unité de Turbidimètre Néphélométrie.

ppm : Partie Par Million

Ps : Produit de Solubilité

T.E.A : Tri Ethanol

Amine.**AD32** : Anti dépôts

SCW 85372 : Anti dépôts

ENDEXUR2050 : Anti dépôts

LISTE DE TABLEAU

Nom	Page
Tableau I .1 : Dates de découverte de champs de Tin Fouyé Tabankort	4
Tableau IV.1. : Matériels et matériaux utilisés	22
Tableau IV.2 : la gamme des produits anti-dépôts	35
Tableau V.1 : les résultats des analyses chimiques des puits	38
Tableau V.2 : Les résultats de l'étude de compatibilité de mélange des eaux EI/EG	39
Tableau V.3. Les résultats des analyses minéralogiques	41
Tableau V.4. Détermination de la dose optimale de produit AD32 ARKEMA	41
Tableau V.5. Détermination de la dose optimale du produit SCW 85372 BAKER HUGHES :	42
Tableau V.6. : Détermination de la dose optimale de produit TRANSMAR ENDEXUR 2050	44

LISTE DES FIGURE

Nom	Page
Figure I .1: Situation géographique de Tin Fouyé Tabankort	2
Figure II.1 : Dépôt de sel contient le BaSO_4	9
Figure II .2: Dépôt de sel contient le SrSO_4	10
Figure II .3: Dépôt de sel contient le CaSO_4	11
Figure II .4: dépôt de sel contient le Na Cl	12
Figure IV.1 : L'injection de l'eau sulfatée du lias a débuté en 1980 et le front d'eau envahit champs du nord vers le sud	20
Figure IV.2. : Les emplacements possibles de déposition de sulfate de baryum	21
Figure IV.3. : Eau d'injection et eau de gisement filtrée	23
Figure IV.4 : Dosage de calcium avant virage	24
Figure IV.5 : Dosage de calcium après le virage	24
Figure IV.6 : Dosage de Magnésium	25
Figure IV.7 : Dosimètre	26
Figure IV.8 : pH mètre	27
Figure IV.9 : capsule anti-grimpante	28
Figure IV.10 : dessiccateur	28
Figure IV.11 : Etuve	28
Figure IV.12 : La photométrie de flamme	29
Figure IV.13 : spectrophotomètre(DR1900	31
Figure IV.14 : Schéma de réalisation d'une étude de compatibilité au laboratoire	33
Figure IV.15 : Etude de compatibilité des eaux (EN/GI)	34
Figure IV.16 : les dépôts obtenus	34
Figure IV.17 : Schéma d'un diffractomètre de rayons x	35
Figure IV.18 : AD 32	36
Figure IV. 19 : SCW 85372	36
Figure IV. 20 : ENDEXUR2050	36
Figure IV. 21 : Turbidimètre	36
Figure IV. 22 : étude d'efficacité d'inhibiteur	37
Figure V.1 : Taux critique d'incompatibilité d'eaux d'injection / eau d'gisement	40

Figure V.2 : Diffractogramme du dépôt	40
Figure V.3. : La dose optimale de produit AD32	42
Figure V.4. : La dose optimale de produit SCW 85372	43
Figure V.5. : La dose optimale de produit TRANSMAR	45

Introduction générale

Introduction générale

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

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

L'eau utilisée pour cette opération est soustraite de la nappe LIAS à une certaine profondeur à travers des puits producteurs d'eau, cette eau injectée riche en anions sulfate SO_4^- et l'eau de gisements riches en cations alcalino-terreux (baryum Ba^{2+} , strontium Sr^{2+}) donc l'incompatibilité entre ces eaux provoque des dépôts de sulfate de baryum BaSO_4 au niveau de la roche réservoir, des alentours des puits, la colonne de production et les installations de surface.

L'objectif de notre travail, est d'analyser les dépôts de sulfates de baryum dans le champ de TFT, la relation entre l'eau de gisement et eau d'injection et suivre le comportement des puits après traitement afin de proposer des recommandations pour résoudre ce problème.

Afin de mieux positionner le sujet de ce mémoire, La première partie est consacrée à une étude bibliographique qui concerne les chapitres suivants : le chapitre 1, s'articule sur la Présentation du champ de TFT et en particulier la géologie du bassin et les détails du réservoir ORDOVICIEN.

Dans le deuxième chapitre, nous présentons les différents dépôts dûs aux réactions chimiques, solubilité et les conditions de leur formation.

Dans le troisième chapitre a été consacré à l'étude des solubilités ainsi que les différents types d'inhibiteurs et leurs mécanismes

Les deux derniers chapitres sont consacrés à la partie expérimentale et résultats et discussions

A la fin de ce travail, une conclusion contient des recommandations et des propositions afin De trouver dissolution efficaces pour le traitement de ce problème.

CHAPITRE I :

LES EAUX DE GISEMENT ET D'INJECTION DU CHAMP DE TIN FOUYÉ TABANKORT

Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons la situation géographique de la région TFT, la Direction Régionale de Tin Fouyé Tabankort (TFT) fait partie de la Division Production de Sonatrach Exploration-Production. Elle est chargée de la production des hydrocarbures (pétrole et gaz sur les périmètres TFT). Nous entamerons un aperçu sur les eaux de gisement et d'injection ainsi que leur compatibilité.

I.1. Présentation de Tin Fouyé Tabankort

I.1.1. Situation et historique de la région de TFT

La région de Tin Fouyé Tabankort est située dans la partie Nord-Ouest du bassin d'Illizi, plus précisément à 300 Km au Nord-Ouest d'In-Amenas, à 500 km au Sud-Est de Hassi Messaoud sur la route nationale N°3, à 1300 km d'Alger et dépend administrativement de la Wilaya d'Illizi.

La région se trouve sur une altitude de 432 m avec une température ambiante qui varie entre 0°C et 45°C durant l'année [1].

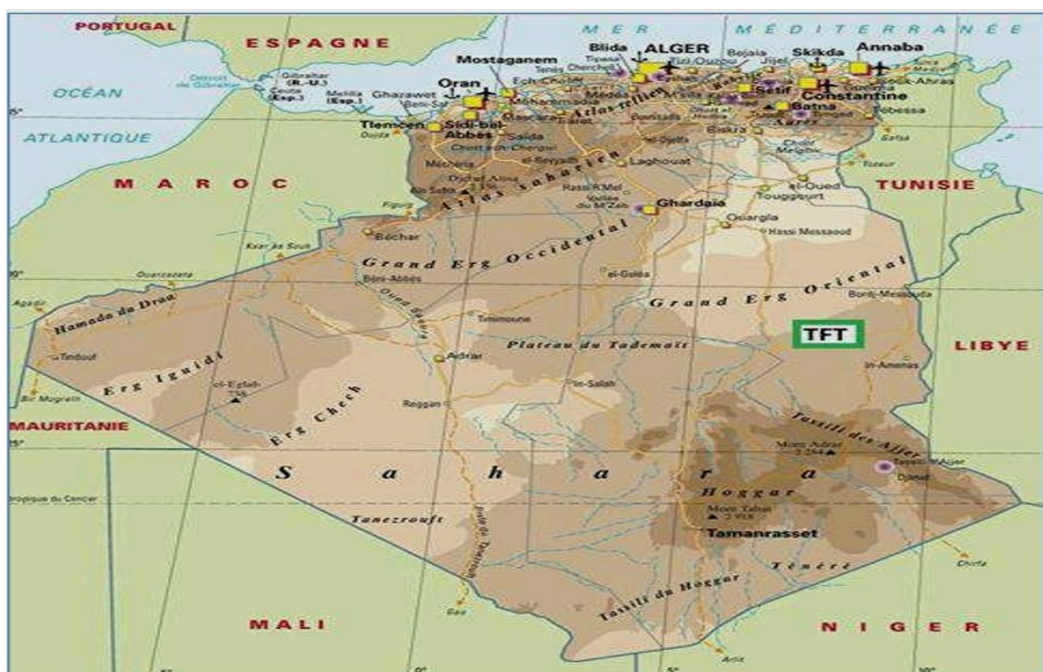


Figure I.1: situation géographique de Tin Fouyé Tabankort

La région de TFT se trouve sur la partie ouest du plateau de Tin-Hert.

L'ordovicien est le principal réservoir de la région, il a été découvert en 1967, ce réservoir s'étend sur 7 à 15 km du Nord au Sud et 25 km d'Est à l'Ouest, il est d'une profondeur de 2200 m en moyenne [1].

La production du secteur Nord est traitée par 5 centres de séparation (gaz, huile, eau) dénommés CS1, CS2, CS3, CS4 et CS5 ainsi que les centres de TAMENDJELT, AMASSAK, DJOUA et un centre de stockage principal de collecte et d'expédition d'huile (CPC TFT). La production du secteur Sud est traitée par les centres de séparation (gaz, huile, eau) dénommés MF1, 2, 3, 4 et 5 ainsi que les centres de CTFN, HMZ Sud, HMZ Nord ; HMZB et un centre de stockage principal de collecte et d'expédition d'huile (CPC TFY) [1]. La découverte des champs et leurs mises en production sont présentées dans le tableau

Tableau I .1 : Dates de découverte de champs de Tin Fouyé Tabankort [1]

CHAMPS		Date de découverte	Date de mise en production
Secteur sud	TIN FOUYE	1961	1963
	HASSI MAZOULA SUD	1963	1966
	HASSI MAZOULAB	1966	1966
	TIN FOUYE NORD	1966	1967
	HASSIMAZOULA NORD	1959	1963
Secteur nord	TFT PUIITS 100	1966	1967
	DJOUA OUEST	1967	1968
	TFT ORDOVICIEN	1967	1968
	TFT ZONE EST	1968	1968
	TAMENDJELT	1970	1974
	AMASSAK	1970	1974

I.1.2. Situation géologique

La coupe géologique établie sur l'axe allant du nord de la région de TFT jusqu'aux dunes de sables de Mazoula, montre les différentes couches géologiques appartenant au crétacé (affleurant en surface et disparaissant au Sud) [1].

Selon l'ordre chronologique de ces couches du plus récent au plus ancien sont :

Sénonien

Composé d'argile à gypse, de dolomie, de calcaire gréseux, et d'une couche de marne.

Cénomaniens (200 m d'épaisseur)

Il est constitué :

De **0 à 200 m** : c'est des calcaires de couleur blanc-jaunâtre à beige durs et de marnes plastique.

De **100 à 200 m** : de calcaire argilo-gréseux grisâtre, beige ou blanchâtre et des argiles plastique bariolées avec intercalation de banc de gypse blanc fibreux.

Albien (zone aquifère à 70 m d'épaisseur)

Il est constitué d'alternation de grès fins à moyen, d'argile verte plastique et de sable grossier mal classé.

Barrémien (zone aquifère de 160 m d'épaisseur)

Il est constitué de sable translucide à opaque, à grain fins à grossiers avec intercalation d'argile bariolée, brun, rouge ou verte avec une passe des grès fins.

I.1.3. Structure de la région de TFT

La direction régionale de Tin Fouyé Tabankort (TFT), fait partie de la division production de l'entreprise SONATRACH. Elle est chargée de la production du pétrole du champ de TFT et de la gestion de toutes les divisions qui lui sont rattachées.

La Direction Régionale de TFT est structurée en plusieurs divisions qui prennent en charge chacune une partie de l'activité qui lui dévolue [1].

Ces structures sont :

- Division Engineering production
- Division Sécurité
- Division Exploitation
- Division Approvisionnement et Transport
- Division Maintenance
- Division Intendance
- Division Réalisation
- Division finance
- Division sécurité

I.1.4. Station de production d'eau

Il existe deux stations de production d'eau :(TAM et TFNE)

- Production journalière de TAM : 10500m³/jour.
- Production journalière de TFEN : 10500m³/jour.

I. 2. .Eaux de gisement et d'injection

I.2. 1. Eau de gisement

L'eau de gisement ou l'eau de formation peut provenir soit de l'aquifère qui se trouve à la base des gisements pétrolifères, elle accompagne le pétrole brut dans le gisement producteur. Cette eau est généralement très chargée en sels jusqu'à saturation ; le sel prédominant est le chlorure de sodium.[02] En effet, l'eau de gisement contient parfois une quantité considérable de baryum, strontium et calcium. [03]

I.2.2. Eau d'injection

L'eau d'injection est généralement caractérisée par une faible salinité selon l'origine (l'aquifère, eau de mer en offshore, les eaux de surfaces...). [04]. Elle a plusieurs avantages

- Augmenter la récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement. [05]
- Maintenir la pression du gisement si l'expansion de l'aquifère ne fournit pas suffisamment d'énergie. [06]

- Lavage des puits pour éliminer éventuellement les dépôts de sels (Na Cl). [07]

I.2.3. Sources d'eau d'injection

L'eau utilisée pour la production de pétrole brut provient de différentes sources selon la

Localisation, la disponibilité et les besoins [08] :

A /Eaux de surface

Également appelées eaux superficielles, les eaux de surface regroupe l'ensemble des masses d'eau courantes ou stagnantes en contact direct avec l'atmosphère ces eaux peuvent être douces, saumâtre ou encore salées selon leur emplacement. [09]

B /Nappes d'eau de faible profondeur (à quelques dizaines de mètres)

Il s'agit de la nappe phréatique, qui offre l'avantage de contenir un faible teneur en oxygène et en matière en suspension mais la présence des composés tels que (H_2S , CO_2 dissous, des bactéries et des hydroxydes de fer) dans cette eau peut engendrer des grands problèmes de corrosion et de colmatage [10].

C/Aquifères régionaux

Cette source d'eau est généralement la plus utilisée et la meilleure, à cause de sa faible teneur en oxygène et en matière en suspension (pratiquement nulle) [02]

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

D/ Eau de mer

Est l'eau salée des milieux marins et océaniques. Elle est une solution saline dont la concentration des sels minéraux dissous avoisine 35 parties pour mille (35 g/L) en moyenne. Sa principale substance chimique est le chlorure de sodium (le sel de cuisine), mais 79 autres éléments la composent. [11]

I.2.4. Incompatibilité entre l'eau d'injection et l'eau de gisement

Un des problèmes majeurs sur le procès injection d'eau est la mauvaise qualité de L'eau injectée. 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 [12].

Dans la majorité des cas les deux eaux injection / gisement sont incompatible, résultant la formation des sels minéraux insolubles (BaSO_4 , CaSO_4 , CaCO_3).

Deux eaux sont dites compatibles, si la réaction entre les composants chimiques ne donne pas au mélange des composés insolubles [13]

I.2.5. But de l'étude de compatibilité

Le facteur compatibilité des eaux joue un rôle primordial. Dans le cas au le contact de deux eaux (injection/gisement) aura lieu ; une étude de compatibilité est nécessaire pour prévoir si le mélange est donné des composés insolubles due aux réactions entre les constituants chimiques de ce mélange.

Cette étude est permise d'évaluer les risques d'incompatibilité facilitent le choix de la solution nécessaire.

Des nombreuses obstructions des conduites et des puits injecteurs et producteurs ainsi que des nombreuses détériorations par corrosion des équipements, des puits et des réseaux de collecte, ont été en effet observées au cours de l'injection des eaux incompatibles. Il résulte alors des efforts couteux pour les reconditionnements des puits, les remplacements des conduites et dans le cas le plus grave la perte de puits. [14]

CHAPITRE II :

DÉPÔTS DES SELS ET MECANISME DE FORMATIONS

Introduction

Dans ce chapitre, nous donnons un aperçu sur les différents types des sels (Sulfate de baryum(BaSO_4), Sulfate de strontium (SrSO_4), Sulfate de calcium (CaSO_4), Chlorure de sodium (Na Cl), ainsi que leurs mécanismes de formation, et les différentes méthodes des préventions.

II.1. 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). [15]

II .1.1. Sulfate de baryum BaSO_4

C'est le dépôt le plus incrustant et le plus dangereux parmi les autres, il faut éviter sa formation car, il forme des bouchons imperméables, comatants, inattaquables à l'acide et aux basses. De façon générale, les problèmes posés par les dépôts sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité des deux eaux, Certaines eaux de gisement (telle que celle de la région de T.F.T) contiennent de sels de baryum en solution. Si ces eaux viennent en contact avec une eau de sulfate qui contient des ions sulfates, le baryum précipite. Ce contact peut avoir lieu lors du lavage continu pratiqué pour éviter les dépôts de sel, ou lors l'injection d'eau douce dans le gisement telle qu'elle est pratiquée à TFT pour le maintien de la pression de ce gisement. L'eau injectée finit par atteindre des puits producteurs, et c'est dans ces puits que le mélange se fait et la précipitation du BaSO_4 a lieu. [16].

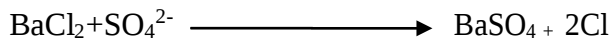


Figure II.1 : Dépôt de sel contient le BaSO_4

D'après Vauquelin qui, le premier distingua la barytine ou sulfate naturel de baryum de la Célestine, par la coloration à la flamme. On la rencontre fréquemment dans les filons métalliques.

Les cristaux se collent alors aux parois des tubings formant ainsi un dépôt insoluble et très compact. [17]

Sa formation a lieu suivant la réaction :



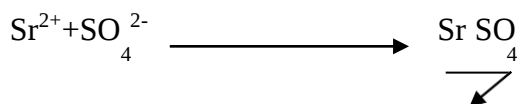
Il faut retenir trois notions importantes dans le phénomène d'adsorption qui sont :

- Un précipité adsorbe préférentiellement ses propres ions, comme si le cristal devait continuer à croître.
- La précipitation du BaSO_4 commence par la formation de germes cristallins constitués par l'association de quelques ions Ba^{2+} et SO_4^{2-} .
- Ces germes grossissent par fixation (adsorption) de nouveaux ions Ba^{2+} et SO_4^{2-} . [18]

II.1.2. Sulfate de strontium (SrSO_4)

Il est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium et présente comme lui une diminution de la solubilité en fonction de la température. [19]

Le sulfate de strontium est considéré comme un sel peu soluble, il a une solubilité de 114mg/l dans l'eau distillée à une température de 25°C, sa précipitation peut se produire selon la réaction suivante : [20]



Et Ainsi que, la précipitation du sulfate de strontium peut se produire par :

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



Figure II.2 : Dépôt de sel contient le SrSO₄

II.1.3. Sulfate de calcium (CaSO₄)

C'est un sel relativement soluble (environ 2 g/l) mais il suffit qu'il se trouve à une concentration voisine de sa limite de solubilité pour provoquer des dépôts durs et incrustants. Une cause principale de la formation de CaSO₄ est la baisse de pression des effluents au cours de la remontée en surface qui, en provoquant une évaporation partielle de l'eau, conduit à la sursaturation du sulfate de calcium donc à une précipitation rapide par la suite. Enfin, le précipité peut se former par incompatibilité de deux eaux [21].

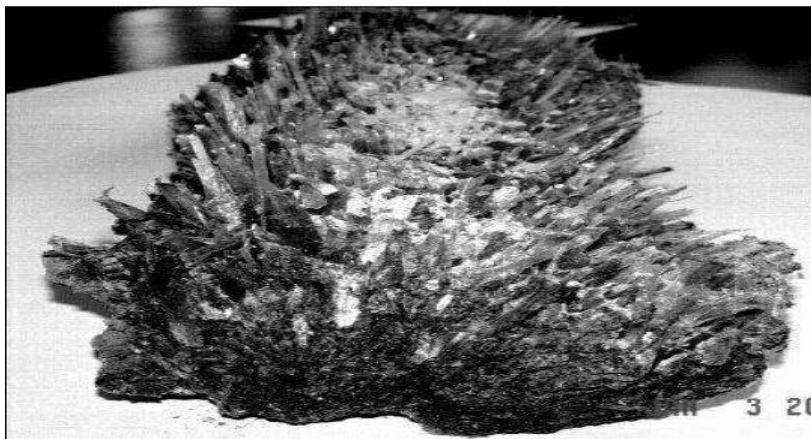
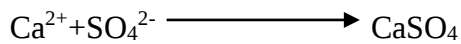


Figure II.3 : Dépôt de sel contient le CaSO₄

II.1.4 Chlorure de sodium (Na Cl)

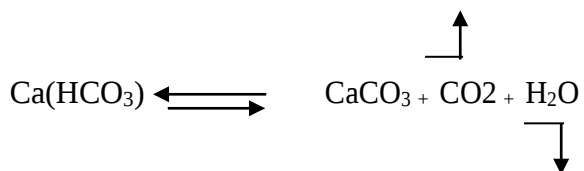
Les dépôts de Chlorures de Sodium sont une des causes fréquentes de dépôts de sels qui a pour conséquence le rétrécissement du diamètre des canalisations. Ce problème a pour origine le mélange de l'eau libre très chargée en chlorures qui vient naturellement avec le pétrole brut, avec les eaux des puits chargées en sodium. [22]



Figure II. 4 : Dépôt de sel contient le Na Cl

II.1.5. Carbonate

Les carbonates sont dus à la précipitation par départ de CO_2 , par élévation de température ou par chute de pression, ou par sursaturation prolongée, Sa formation a lieu suivant la réaction suivante :



L'effet inverse de la pression et de la température rend difficile la prédiction de la formation, c'est pourquoi on Cherchera plutôt à utiliser une technique préventive donc on pourra utiliser des inhibiteurs (retardateurs de cristallisation), ou des traitements acides car les carbonates sont très solubles dans les acides, c'est une solution qui sera très peu utilisé, car la solubilité s'accompagne d'un dégagement de CO_2 , ce qui représente une contrainte importante vis-à-vis de la corrosion [23].

II.2. Formation du sulfate de baryum

La précipitation ne se produit que si la sursaturation (concentration en soluté supérieure à sa solubilité) est très importante et elle est accélérée par la présence de points spécifiques

(Impuretés, parois rocheuses) permettant d'initier la première étape de précipitation du dépôt : la nucléation, formation du premier germe solide dans la solution. Suivent alors les étapes de germination puis croissance du dépôt, tant que les conditions thermodynamiques sont favorables (concentration des minéraux au-dessus de la saturation) [24].

II .3. Mécanisme de formation de dépôt

II. 3.1. Sursaturation

On appliquant les lois de la thermodynamique relatives aux équilibres chimiques on pourrait expliquer le phénomène de précipitation.

Appliquant la loi d'action de masse à une solution aqueuse saturée d'un corps AB, Ce dernier se dissocie plus ou moins suivant la réaction suivante :



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

K : constant de dissociation.

$[A^{+}]$ et $[B^{-}]$: concentration exprimées en ion g /l

$[AB]$: concentration en ion g/ l.

$Ps = [A^{+}] [B^{-}]$: produit de solubilité du corps AB.

- Si on ajoute une solution des sels C D à la solution AB, le mélange va contenir les ions : A^{+} ; B^{-} . C^{-} et D^{+} .

- En supposant que le sel AC peu soluble, tous les ions A^{+} ; C^{-} restent en solution

Si l'équation $[A^{+}] [B^{-}] \leq Ps$ est satisfaite.

- Dans le cas contraire, le sel AC précipitera jusqu'à satisfaction de cette équation.

Le produit de solubilité est caractéristique du sel et des conditions thermodynamique, toute variation de ces dernières fera aussi varier le produit de solubilité et provoquera donc la précipitation.

II.3.2. Formation du germe

La germination est la période nécessaire pour regrouper des ions ou des molécules à l'intérieur d'un espace supposé sphérique caractérisé par un rayon. La précipitation commence par la formation de germes ou de pont sous forme déterminée et qui cristallisent progressivement.

Ils sont constitués par l'association de quelques ions par exemple :

Ba^{2+} , SO_4^{2-} ces germes grossissent par fixation (adsorption) de nouveaux ions de Ba^{2+} , SO_4^{2-} le cristal grossit. [25]

II.3.3. Croissance du cristal

Lorsque les grains de cristal apparaissent, deux facteurs interviennent :

- La fréquence avec laquelle des nouveaux ions arrivent à la surface du cristal déjà formé, cette fréquence est autant plus grande. Les grains de cristaux auront tendance à grossir plus vite si les concentrations des ions sont importantes.
- La vitesse avec laquelle les ions s'ordonnent dans le réseau cristallin. Si le premier facteur est prépondérant, les grains de précipité grossiront sous ordre, et l'on obtiendra des cristaux très irréguliers présentant des cavités et donc une grande surface (cristaux poreux). Au contraire, si le deuxième est prépondérant, les cristaux seront réguliers. [26]

II.4. Prévention des dépôts

Il est actuellement impossible de prévoir précisément les risques de dépôts dans le réservoir ou dans les installations de production en fonction de l'avancée du front d'eau d'injection. Cependant, un risque plus grave de perte de productivité des puits ou d'endommagement du tubing est causé par la précipitation des sulfates de baryum, de calcium et de Strontium. [27]

II 4.1. Procédé curatif

Il s'effectue par partage mécanique à l'aide de racleurs, or cette méthode n'est pas efficace, et cause des fissures au niveau des tubings. [28]

II 4.2. Procédé soustractif

IL consiste à éliminer les ions formateurs des dépôts, dans notre cas, on peut agir que par élimination des ions sulfates contenus dans l'eau d'injection, c'est à dire désulfuration. Or, il existe deux méthodes :

Dé sulfatation par échange ionique par des résines anioniques.

Dé sulfatation par précipitation avec BaCl_2 .

Ces deux méthodes sont efficaces mais présentent l'inconvénient d'être très coûteuses et demande des moyens humains et matériels très important pour le traitement des eaux d'un champ pétrolier.

II .4.3. Procédé additif

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

IL en découle que de ces possibilités, seul l'inhibiteur chimique semble être favorable techniquement, et surtout économiquement. [29]

CHAPITRE III :

SOLUBILITÉ DES SELS ET INHIBITEURS DES DÉPÔTS

Introduction

Dans ce chapitre, nous allons étudier la solubilité des sels et le produit de solubilité (Définition et domaine d'utilisation, Principales familles d'inhibiteurs), ainsi les inhibiteurs de et leurs mécanisme d'action sur les dépôts.

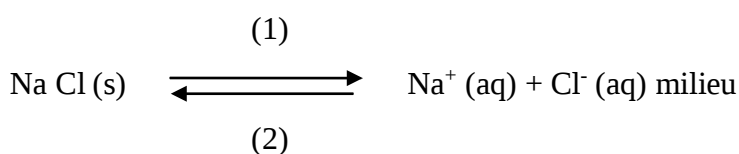
III.1. Solubilité des sels

La solubilité d'un corps est la quantité maximale que l'on peut dissoudre dans un volume donné de solvant, obtenant ainsi une solution saturée.

Le soluté pur en excès, non dissous, et la solution saturée constituent deux phases distinctes, il existe entre ces deux phases un équilibre

La dissolution ne progresse plus, mais il se produit cependant en permanence un échange de matière, à double sens, entre le soluté pur et la solution.

Bien que la solution soit saturée, le passage en solution se poursuit, mais il est exactement compensé par un retour du soluté dans sa phase solide.

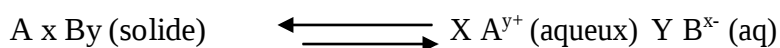


Comme tous les équilibres, celui-ci peut être réalisé de deux façons : A partir de soluté et solvant pur [sens (1), dissolution] ou à partir d'une solution non saturée qui le devient et laisse déposer du soluté pur [sens (2), précipitation]. Cette seconde éventualité peut être créée par l'introduction séparée dans le solvant.

De deux espèces iniques qui s'unissent pour former un «précipité ». [9]

III. 2. Relation entre la solubilité et le produit de solubilité

Soit par exemple la dissolution du solide sonique de la formule



Ou' : x=nombre d'atomes A

Y= nombre d'atomes B

La solution de sel : $S = [A_x B_y]$ dissous, et on peut écrire :



Initialement e moles 0 0

A L'équilibre $C=0$ s x

C : est concentration du sel $A_x B_y$ exprimée en mol par litre

Les concentrations ioniques $[A^{y+}]$ et $[B^{x-}]$ peuvent alors s'exprimer en fonction de la solubilité

"S" du sel par $[A^{y+}] = X.S$ $[B^{x-}] = Y.S$

L'expression du produit de solubilité est par ailleurs [11]

$$K_s = [A^{y+}]^x [B^{x-}]^y$$

Et peut donc s'écrire aussi : $K_s = (X.S)^x (Y.S)^y$

Soit $K_s = X^x \cdot Y^y \cdot S^{x+y}$

On obtient donc :

$$S = \sqrt[(x+y)]{\frac{K_s}{(x^x)(y^y)}}$$

III. 3. Inhibiteurs de dépôts

III. 3. 1. Définition et domaine d'utilisation

Les inhibiteurs de dépôts sont principalement des molécules ou petites macromolécules hydrosolubles, réparties en différentes classes selon leurs fonctions chimiques ou leurs structures. La plupart de ceux utilisés dans l'industrie du pétrole sont des composés phosphatés, organiques ou inorganiques. [32]

Les produits anti-dépôts sont des composés utilisés à des concentrations nettement inférieures à la stœchiométrie pour l'inhibition contre la formation de dépôts cristallins. En général, ils sont utilisés dans le domaine industriel, d'une manière générale et, pétrolier particulièrement (puits producteur, réservoirs d'hydrocarbures, circuits d'eau, et installation de production en général). Les inhibiteurs de dépôts sont aussi utilisés dans le traitement des eaux (eau sanitaire, eau de procédés industriels, eau de chaudière...etc.). [33]

III. 3.2. Principales familles d'inhibiteurs

Parmi les familles les plus connus on trouve :

Les amines RASTOM (1964).

Les polys phosphatent DONALD, OLEEN, (1970).

Les esters phosphoriques DONALD, (1974).

Les polyesters JONG.F, REINHOUDT (1985).

Les polymères acryliques WASTON (1975).

Les séquestrant azotés. [34]

III. 3. 3. Propriétés des inhibiteurs de dépôts

L'activité inhibitrice se traduit par le ralentissement ou l'empêchement de la réaction de précipitation. Une bonne stabilité se caractérise par le fait que l'inhibiteur

N'évolue pas dans les conditions opératoires (thermodynamiques : pression et température) pour éviter la perte de son efficacité. L'inhibiteur de dépôts doit posséder une bonne résistivité afin de garder toutes les propriétés au cours du traitement. [33]

L'inhibiteur de dépôts choisi doit respecter les conditions de sécurité (toxicité) et de respect de l'environnement (biodégradabilité). Même si l'inhibiteur possède toutes les priorités et caractéristiques citées ci-dessus, il doit être compétitif du point de vue coût pour ne pas constituer une lourde charge pour le procédé de production. [33]

Dans les conditions opératoires (th n'évolue aérodynamiques : pression et température) pour éviter la perte de son efficacité. L'inhibiteur de dépôts doit posséder une bonne résistivité afin de garder toutes les propriétés au cours du traitement. [33]

III. 3. 4. Mécanisme d'action des antis dépôts

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. [33]

Les inhibiteurs sont des espèces chimiques dont les mécanismes d'action sont divisés en trois catégories, décrites ci-dessous. [35]

Inhibition de la nucléation : déstabilisation thermodynamique des nucleus par adsorption de molécules d'inhibiteurs sur leurs sites de croissance. [36]

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. [36]

Ralentissement 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 pu comporter une modification de la charge électrique qui, étant au commencement positif, devient négatif. Ceci mène alors à la réduction du taux de saturation du milieu qui devient plus bas

Il y a une large variété d'inhibiteurs de dépôt, avec différentes structures chimique, fonction d'inhibition de dépôt par différent mécanismes, d'acidulant et agent de chélation. Actuellement les inhibiteurs des dépôts forment une partie intégrante avec les dépôts cristallins. Quand celui-ci commence à se former, l'inhibiteur de dépôt s'adsorbe sur la surface du cristal et c'est cette adsorption qui prévient l'accroissement du dépôt. [37]

La plupart de ceux utilisés dans l'industrie du pétrole sont des composés phosphates, organique ou inorganique et les polymères carboxyliques. [36]

CHAPTRE IV :

Partie expérimentale

Introduction

La présente étude a été réalisée au niveau du laboratoire « Chimie et Traitement des Eaux (CTE) » du département « Traitement et Contrôle des Fluides (TCF) », direction « Assistance aux Unités Industrielles (AUI) » de la Division laboratoires (Ex-CRD), SONATRACH.

Les travaux effectués, en vue de prévenir la formation des dépôts du BaSO_4 , comprennent :

Analyses physico-chimiques des échantillons d'eaux (eaux de gisement et eau d'injection).

- Etude de la compatibilité des eaux d'injection avec celles de gisement.
- Etude minéralogique d'un dépôt par DRX.
- Prévention de la formation des dépôts du BaSO_4 par utilisation d'un inhibiteur de dépôt.

IV.1. Site de prélèvement

Nous avons entamé le prélèvement de nous échantillons eau d'injection (LIAS) et eau de gisement (ordovicien) est au niveau de la région TFT (Tin Fouyé Tabankort) qui se trouve sur la partie ouest du plateau de Tin-Hert.

L'ordovicien est le principal réservoir de la région, il a été découvert en 1967, ce réservoir s'étend sur 7 à 15 km du Nord au Sud et 25 km d'Est à l'Ouest, il est d'une profondeur de 2200 m en moyenne.

IV.2. Station d'injection d'eau

- Les principaux ouvrages
- Unité de filtration
- les puits injecteurs

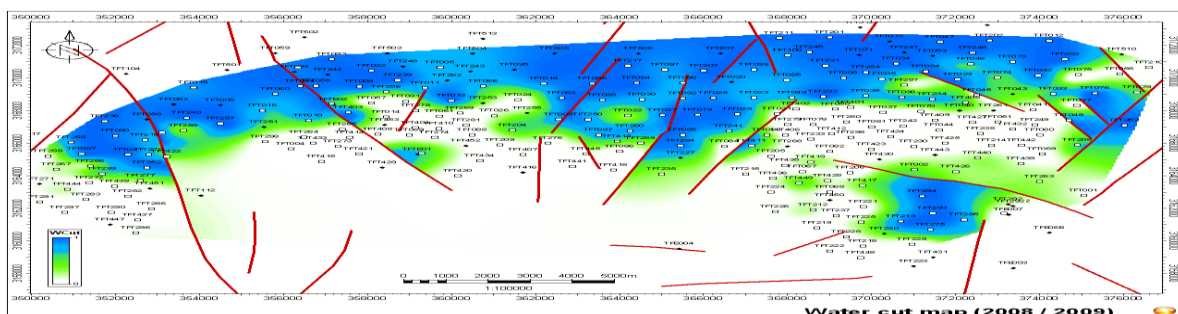


Figure IV.1 : l'injection de l'eau sulfatée du lias a débuté en 1980 et le front d'eau envahit

Le champ du nord vers le sud

IV.3. Localisation des dépôts de sulfate baryum

La précipitation de sulfate baryum (BaSO_4) généralement se produire dans plusieurs endroits dans les champs pétroliers tels que :

- précipitation peu probable dans la formation (réservoir)
- le fond des puits, tubing
- les installations de surface
- les équipements de la raffinerie pour le traitement du pétrole brut [38].

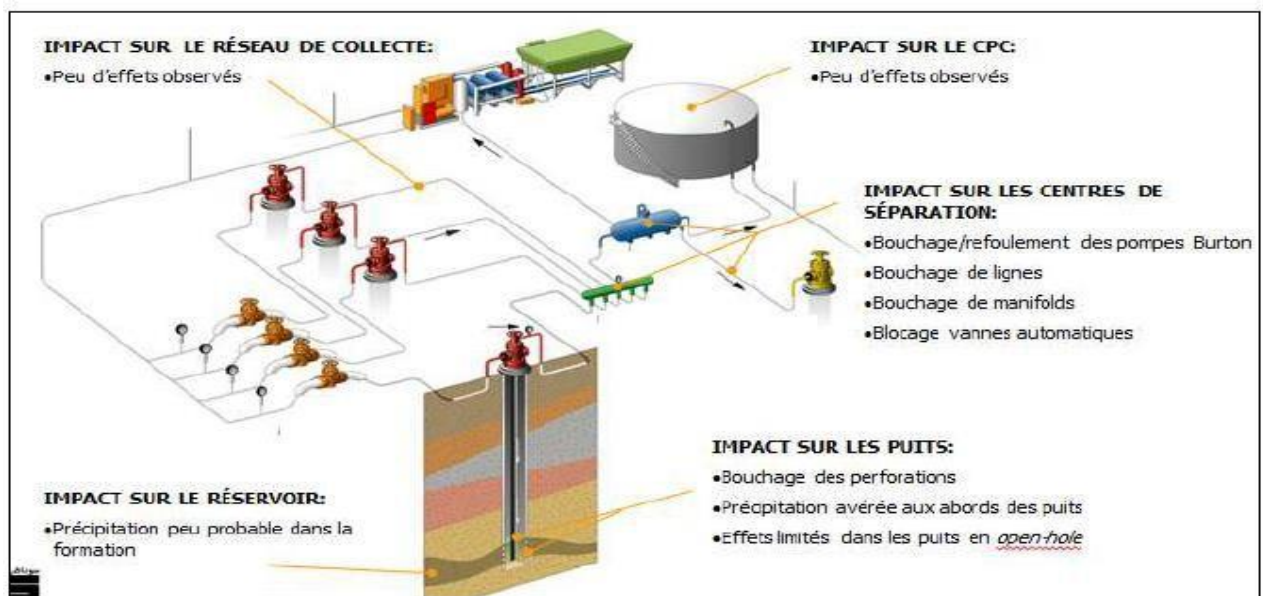


Figure IV.2 : Les emplacements possibles de déposition de sulfate de baryum

IV.4. Matériels et Matériaux

Le tableau montre les matériels et matériaux utilisés lors de nos expériences dans le laboratoire traitement et contrôle de fluide dans l'entreprise (DTD)

Tableau IV.1 : Matériels et matériaux utilisés

Appareillage	Réactifs
• Dosimètre (Précision : 0.01ml) • Agitateur • Pipette de 20 à 25 ml • Bêcher de 50 ml. • Barreaux magnétique • Burette • Agitateur. • Plaque chauffante. • pH mètre. • Capsule anti-grimpante. • Etuve réglée à 105 C° • Dessiccateur • Photomètre de flamme • Cellules en verre à 10 ml de capacité, • Spectrophotomètre DR (1900) • Turbidimètre. • Micro-seringue. • Cellules en verre à 25 ml de capacité	• L'eau d'injection • L'eau de gisement • Solution d'E.D.T.A (acide éthylène diamine tétracétique) à 0.01N • Solution de Na OH (PH-12). • T.E.A (tri éthanol amine) • Murixid (indicateur coloré). • Solution tampon ammoniacal • (NH₄Cl + NH₄OH) à PH=10. • Solution de N.E.T (noir d'ériochrome). • Chromate de potassium (K₂CrO₄). • Nitrate d'argent (AgNO₃). • Solution de HCl (0.05N). • Fluorure de sodium NaF. • Solutions étalons (hydroxyde de sodium et hydroxyde de potassium). • Gélule de fer • Gélule de sulfate • Gélule baryum • Les inhibiteurs de dépôt

IV.4. Protocole expérimental

IV.4 .1. Analyses physico-chimiques des eaux d'injection et de gisement

Le but de ces analyses consiste à déterminer les caractéristiques physico-chimiques des eaux d'injection et celles de gisement

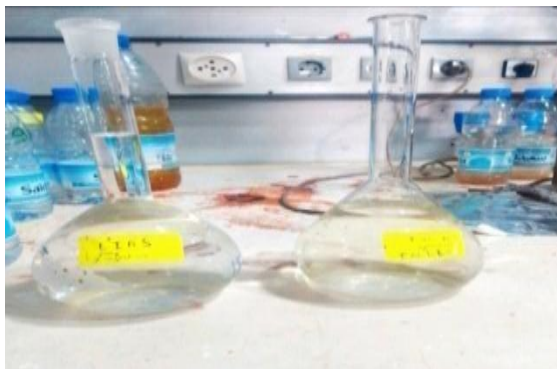


Figure IV.3 : Eau d'injection et eau de gisement filtrée

IV.4.1.1. Volumétrie

L'analyse volumétrique consiste à verser progressivement dans un volume connu de la Solution du corps à doser, un certain réactif de titre connu jusqu'à obtention le point d'équilibre qui est déterminé généralement grâce à un changement de couleur d'un des Liquides réagissant, elle est fréquemment utilisée pour la détermination des concentrations des Eléments qui se trouvent à l'état prédominante dans l'eau, on distingue trois principales

A / Méthode complexométrique : pour le dosage de Ca^{2+} , Mg^{2+} .

B / Méthode Argentimétrique : pour le dosage des chlorures.

C/ Méthode acidimétrique : pour le dosage des carbonates et des bicarbonates.

A/ Méthode complexométrique

A.1.Dosage de Calcium (Ca^{2+})

Principe

La complexion du calcium avec l'E.D.T.A. (l'acide Ethylène Diamine Tétra acétique)



Figure IV.4 : Dosage de calcium avant
le virage



Figure IV.5 : Dosage de calcium après
le virage

Mode opératoire

Dans un bécher , on prend une prise d'essai de 10 ml, on ajoute cinq gouttes de NaOH (hydroxyde de sodium) car dans ce milieu (pH -12) la réaction se passe complètement, puis on rajoute cinq gouttes de T.E.A qui fait complexer les ions de fer pour qu'ils ne rentrent pas dans la réaction, ensuite on rajoute une pincée de Murixid qui donne au mélange la couleur rose .on dose le mélange obtenu par l'E.D.T.A jusqu'au virage de la couleur vers le violet et on note le volume d' E.D.T.A correspondant.

Expression des résultats

$$[Ca^{2+}] \text{ (mg/l)} = \frac{V.N.D.40,08. 10^3}{P.E}$$

V : volume versé de l'E.D.T. A

N : Normalité de l'E.D.T. A à 0.01N.

D : La dilution.

P.E : prise d'essai.

40.08 : Masse molaire de Ca^{2+} .

A.2. Dosage de Magnésium (Mg^{2+})

Principe

Titration molaire des ions calcium et magnésium avec une solution de sel di sodique de l'acide éthylène-diamine-tétra étique (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.

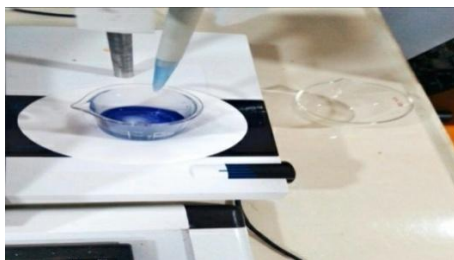


Figure IV.6 : Dosage de Magnésium

Mode opératoire

On procède de la même manière que celle de calcium, sauf qu'on doit utiliser une solution tampon ammoniacal à pH=10 car à cette valeur de pH le magnésium se complexe et la réaction est complète, et comme indicateur coloré on utilise le N.E.T, on titre par l'E.D.T. A

Jusqu'au virage de la couleur du rouge vers le bleu. On note le volume versé.

Expression des résultats

$$[\text{Mg}^{2+}] \text{ (mg/l)} = \frac{(V_1 - V_2) \cdot N \cdot D \cdot 24.32 \cdot 10^3}{P.E}$$

V_1 : volume de l'E.D.T. A versé pour le dosage de $\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$. V_2

: volume de l'E.D.T. A versé pour le dosage de Ca^{2+} .

N : Normalité de l'E.D.T. A à 0.01N.

D : La dilution.

P.E : prise d'essai.

24.32 : Masse molaire de Mg^{2+}

B/ Méthode argent métrique

B.1. Dosage des chlorures

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.



IV.7 : Dosimètre

Mode Opératoire

On prélève 25ml d'eau à analyser, en lui rajoute 3 gouttes de K_2CrO_4 comme indicateur, on obtient une couleur jaune. On procède ensuite au titrage par la solution de $AgNO_3$, on arrête le titrage lorsqu'on aura un changement de couleur vers le rouge brique et on note le volume de $AgNO_3$ versé.

Expression des résultats

$$[Cl^-] \text{ (mg/l)} = \frac{V.N.D.35.457.10^3}{P.E}$$

V : volume versé d' $AgNO_3$.

N : Normalité d' $AgNO_3$ à 0.1N.

D : La dilution.

P.E : prise d'essai.

35.457 : Masse molaire de Fe^{2+} .

C/ Méthode acidimétrique

C.1. Dosage des carbonates et des bicarbonates

Principe

Le pH de la solution détermine la teneur en carbonates et bicarbonates :

- Si le pH est supérieur à 8.3, la solution contient les carbonates.
- Si le pH est compris entre 4.3 et 8.3, la solution contient les bicarbonates.

- Si le pH est inférieur à 4.3, la solution ne contient ni les carbonates, ni les bicarbonates.



Figure IV.8 : pH mètre

Mode opératoire

On prélève un échantillon de 25ml de notre eau à analyser dans un bécher et on mesure son pH à l'aide d'un pH mètre.

Si on trouve un de pH la solution supérieure à 8.3, on dose avec le HCl pour abaisser le pH à 8.3, et le volume versé servira à calculer la quantité des carbonates dans la solution.

Si on trouve un pH supérieur à 4.3, on dose avec le HCl jusqu'à l'obtention d'une valeur de pH égale à 4.3, on note le volume versé pour calculer la teneur en bicarbonates dans la solution.

Expression des résultats

$$[\text{CO}_3^{2-}] \text{ (mg/l)} = \frac{V.N.60.10^3}{\text{P.E}}, \quad [\text{HCO}_3^-] \text{ (mg/l)} = \frac{V.N.61.10^3}{\text{P.E}}$$

V : volume versé de HCl.

N : Normalité de HCl à 0.05N.

P.E : prise d'essai.

60 : Masse molaire de CO_3^{2-}

61 : Masse molaire de HCO_3^- .

IV.4.1.2. Gravimétrie

La gravimétrie est une méthode simple permettant la détermination de la concentration d'une solution en un cation ou un anion déterminé, on l'a utilisé pour la détermination de l'extrait sec.

A / Extrait sec**Principe**

IL caractérise la quantité totale des sels dissous, il a pour but de transformer tous les ions présents dans la solution en fluorures non hygroscopiques.

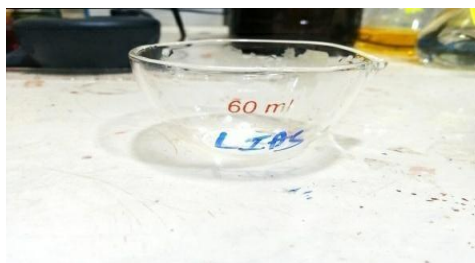


Figure IV.9 : Capsule anti-grimpante



Figure IV.10 : Dessiccateur



Figure IV.11 : Etuve

Mode opératoire

On introduit une pincée de NaF dans une capsule anti-grimpante qu'on la met dans l'étuve pendant une heure à 105°C. Après refroidissement dans le dessiccateur on pèse la capsule et on note P_1 .

Ensuite, on introduit une prise d'essai de 5 ml d'eau à analyser dans la capsule précédente et on la remet à l'étuve jusqu'à évaporation totale de l'eau, on pèse pour déterminer le poids P_2 .

Expression des résultats

$$\text{La teneur en extrait sec (mg/l)} = \frac{dp \cdot D \cdot 1000}{P \cdot E}$$

dP: la différence de poids ($P_2 - P_1$)

D : Dilution.

P.E : Prise d'essai.

IV.4.1.3. Photométrie de flamme

Cette méthode utilise la flamme comme source d'excitation. L'échantillon mis en solution est aspiré par un nébuliseur, cette aspiration et la pulvérisation qui s'en suit est obtenue grâce à un courant d'air qui entraîne les gouttelettes de la solution à une grande pression ; Les grosses gouttelettes sont stoppées par des chicaneaux se trouvant dans le nébuliseur, les plus petites se trouvent sous forme d'une dispersion comme un fin brouillard sont nébulisées dans la flamme. Cette flamme est une source thermique obtenue par la combustion de carburant (butane, propane, acétylène...) et de comburant (air ou oxygène) entretenant une température élevée ; les molécules et les atomes qui arrivent à grande vitesse s'entrechoquent dissociant les molécules en atomes.



Figure IV.12 : La photométrie de flamme

A / Dosage de sodium et de potassium

Principe

On mesure l'intensité de différentes concentrations de la solution de sodium et de potassium à l'aide d'un spectrophotomètre de flamme, puis on trace les courbes d'étalonnage afin de déduire la concentration inconnue en sodium et potassium de notre eau à analyser à partir de cette courbe.

Mode opératoire

- On allume le photomètre et on patiente jusqu'à ce que là l'intensité de la flamme se stabilise.
- On immerge le tube inspiratoire de l'appareil de mesure dans chacune des solutions de sodium de différentes concentrations déjà préparé (2ppm.4ppm.6ppm.8ppm et 10 ppm) après

Avoir l'immerger dans de l'eau distillé de la même manière à chaque fois (cela permet de laver le photomètre et de remettre l'aiguille à zéro).

- On fait la même chose pour nos échantillons d'eau à analyser de concentrations Inconnues.
- On lit à chaque fois qu'on fait cette opération, la mesure affichée et on la note.
- Ensuite on trace la courbe d'étalonnage (la concentration en fonction de lecture).

IV.4.1.4. Dosage de fer et sulfate, baryum par spectrophotomètre

A/ Dosage de fer

Principe

La valeur de fer dans l'eau apparait sur l'écran de l'appareil (DR1900)



Figure IV.13 : Spectrophotomètre(DR1900)

Mode opératoire

- Mettre en marche le spectrophotomètre UV/VIS,

Aller aux réglages, tous les programmes, programmes enregistrés et sélectionner le fer, Sur l'écran s'affiche la longueur d'onde de 470 nm et la limite de détection (LD) (3 mg/l),

- Introduire le numéro de programme mémorisé pour le fer,

Remplir une cellule avec 10 ml de l'eau à analyser, la placer dans le puits de mesure puis fermer le capot et presser « ZERO », l'affichage indique « ATTENDRE » puis 0,00 mg/l de fer s'affiche,

- Ressortir et ajouter le contenu d'une gélule de réactif Ferro Ver,
- Rentrer et cliquer sur option, démarrer le minuteur et cliquer sur 5 min, une période de réaction de 5 min commence, Lorsque le minuteur Sonne,

Presser «READ/ENTER »«ATTENDRE », puis le résultat en mg/l de fer s'affiche. L'affichage indique

B / Dosage des sulfates (SO_4^{2-})

Principe

Les ions de sulfates (SO_4^{2-}) présents dans l'eau réagissent avec le chlorure de baryum (BaCl_2) contenu dans le réactif « Sulfate Ver 4 » (kit de réactif pour les SO_4^{2-}) et produisent une turbidité due aux sulfates de baryum insoluble (BaSO_4). La quantité de turbidité formée est proportionnelle à la concentration en ions de SO_4^{2-}

Mode opératoire

- Mettre en marche le spectrophotomètre UV/VIS,
- Aller aux réglages, tous les programmes, programmes enregistrés et sélectionner les sulfates,
- Sur l'écran s'affiche la longueur d'onde de 750 nm et la limite de détection (LD) (70 mg/l),
- Introduire le numéro de programme mémorisé pour les SO_4^{2-} ,
- Remplir une cellule avec 10 ml de l'eau à analyser, la placer dans le puits de mesure puis fermer le capot et presser «ZERO », l'affichage indique « ATTENDRE » puis 0,00 mg/l de SO_4^{2-} , s'affiche,
- Ressortir et ajouter le contenu d'une gélule de réactif SulfaVer4.

Rentrer et cliquer sur option, démarrer le minuteur et cliquer sur 5 min, une période de réaction de 5 min commence, Lorsque le minuteur sonne, presser « ATTENDRE », puis le résultat en mg/l de SO_4^{2-} s'affiche. « READ/ENTER », l'affichage indique.

C / Dosage des Baryum (Ba^{2+})

Principe

Les ions de baryum (Ba^{++}) présents dans l'eau réagissent avec le sulfate de sodium (Na_2SO_4) contenu dans le réactif insoluble« Bari Ver 4 » (kit de réactif pour les SO_4^{2-}) et produisent une turbidité due aux sulfates de baryum (BaSO_4). La quantité de turbidité formée est proportionnelle à la concentration en ions de Ba^{2+}

Mode opératoire

- Mettre en marche le spectrophotomètre UV/VIS,
- Aller aux réglages, tous les programmes, programmes enregistrés et sélectionner les baryums,
- Sur l'écran s'affiche la longueur d'onde de 450 nm et la limite de détection (LD) (100 mg/l),
- Introduire le numéro de programme mémorisé pour les Ba^{2+} ,
- Remplir une cellule avec 10 ml de l'eau à analyser, la placer dans le puits de mesure puis fermer le capot et presser « ZERO », l'affichage indique « ATTENDRE » puis 0,00 mg/L de Ba^{2+} s'affiche,
- Ressortir et ajouter le contenu d'une gélule de réactif «bariver4»

Rentrer et cliquer sur option, démarrer le minuteur et cliquer sur 5 min, une période de réaction de 5 min commence, Lorsque le minuteur sonne, presser « ATTENDRE », puis le résultat en mg/l de Ba^{++} s'affiche. « READ/ENTER », l'affichage indique.

IV.4 .2. 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.

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

- Eau de gisement et l'eau d'injection.

Les études ont été effectuées suivant les étapes mentionnées dans le schéma ci-dessous

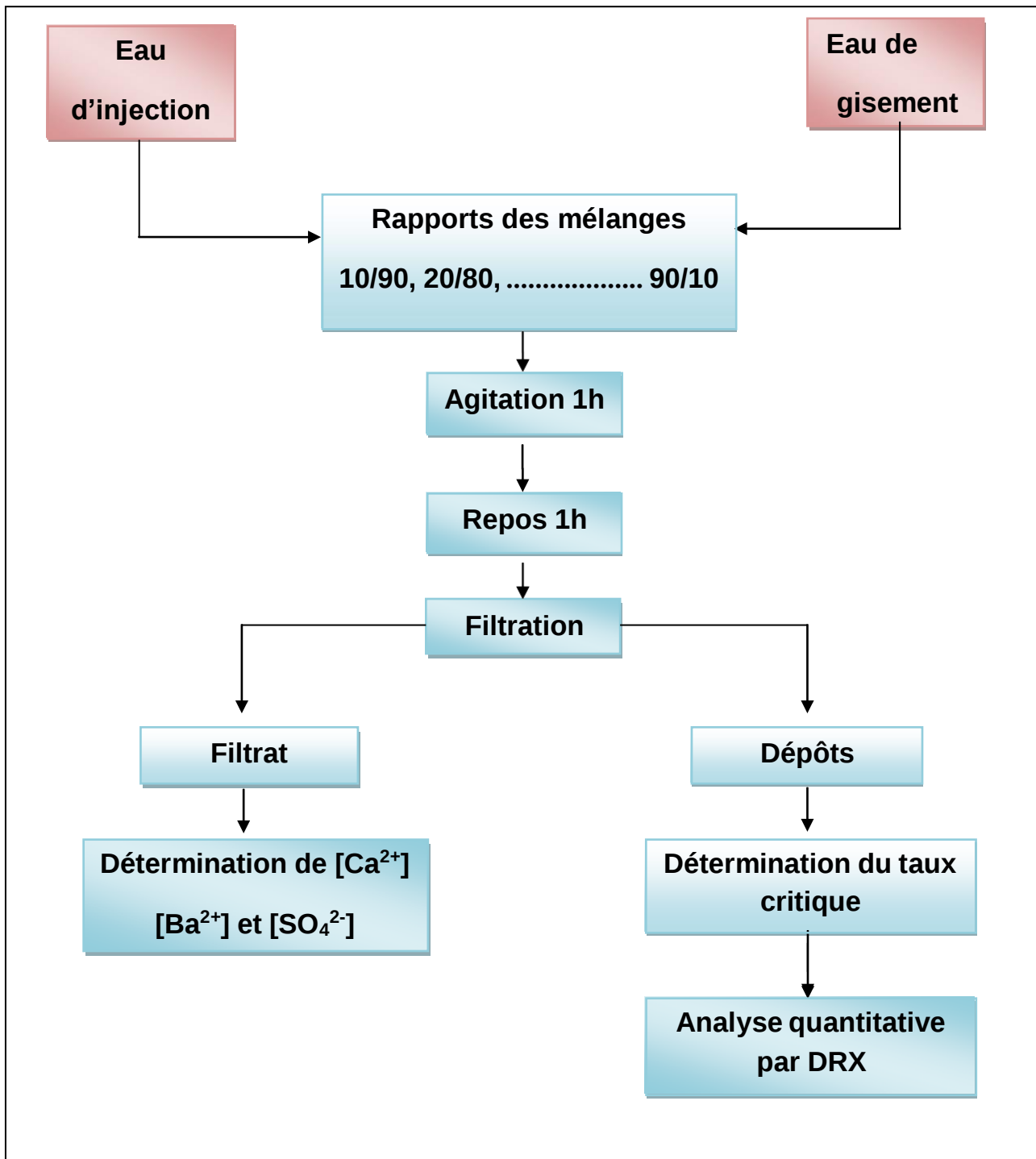


Figure IV.14 : Schéma de réalisation d'une étude de compatibilité au laboratoire

Mode opératoire

Déposer les 9 béchers étiquetés sur la plaque d'agitation multipostes en utilisant les pipettes adéquates mètre dans les béchers de premier au dernier l'eau de gisement : 10ml, 20ml ...90ml et les mettre en agitation sur l'agitateur multiposte. Ajouter dans ces béchers du premier un dernier l'eau d'injection (90ml, 80ml 10ml).

Laisser les béchers en agitation continue pendant une heure.

Filtrer chaque solution obtenue à travers un filtre 0,45 μm en utilisant le dispositif de filtration sous vide. Mettre les filtres contenant le précipité dans des capsules anti gram ponte creusée en platine préalablement lavés à chand à l'acide chlorhydrique ; rincée a l'eau distillé, mis à l'étuve à 105°C pendant 2h, refroidis dans dessiccateur Pendant 20mn puis peser. Déduire le taux critique.

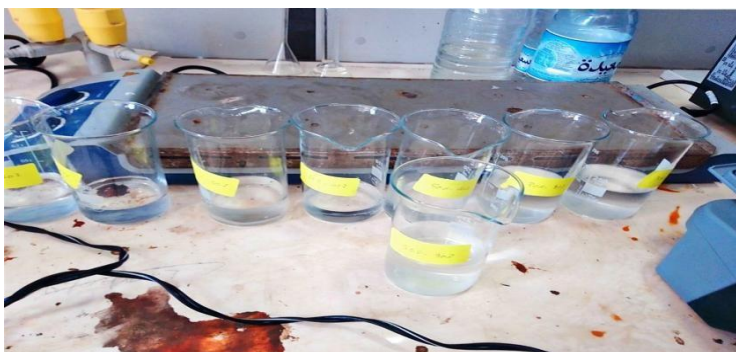


Figure IV.15 : Etude de compatibilité des eaux (EN/GI)

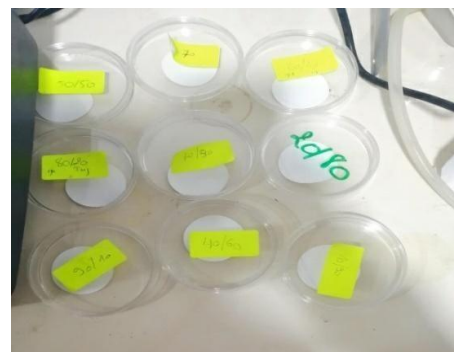


Figure IV.16 : Les dépôts obtenus

IV.4 .3. Analyses par diffractométrie des rayons X (DRX)

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

Principe

La technique de diffraction par les rayons X permet de déterminer l'arrangement des atomes constitutifs d'une structure. Cette méthode permet d'obtenir des informations à des échelles de l'Angstrom. Les analyses de diffraction des rayons X ont été réalisées sur un diffractomètre de marque PAN AIYTICA Lx,'Pert PRO MPD.

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 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.

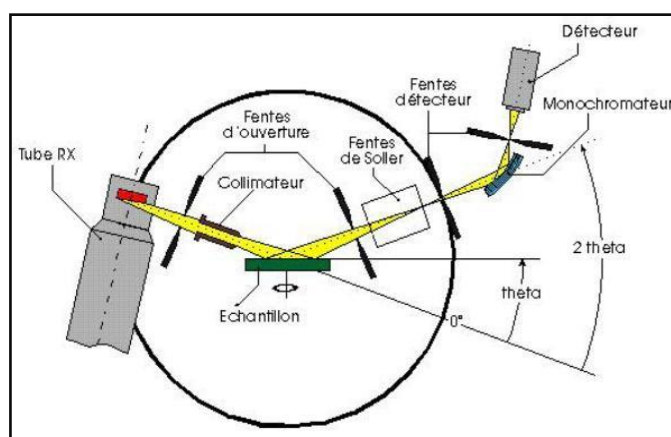


Figure IV.17 : Schéma d'un diffractomètre de rayons x

IV. 4.4. 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.

La gamme des produits testés est présentée dans le tableau IV.2 suivant :

Tableau 2 : la gamme des produits anti- dépôts

Nom des produits	Fournisseurs
AD 32	ARKEMA
SCW 85372	Baker HUGHES
ENDEXUR2050	TRANSMARA.

IV. 4.4.1. Inhibiteurs

Les anti dépôts sont des inhibiteurs de tartre utilisés pour traiter les circuits d'eau afin d'empêcher la précipitation du calcium, du strontium, du baryum, du fer et d'autres sels cationiques en combinaison avec des sulfates, des carbonates et des oxydes. Les inhibiteurs AD32 sont particulièrement recommandés pour les conduites d'huile et les circuits d'injection d'eau pour contrôler la formation des dépôts, pompes, conduites, [03]



Figure IV.18: AD 32

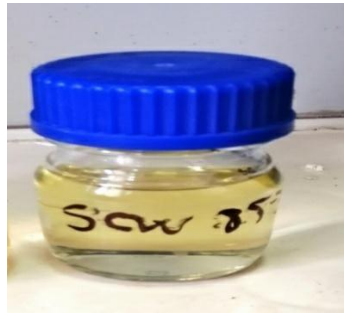


Figure IV.19: SCW 85372



Figure IV.20: ENDEXUR2050

On va augmenter la dose de inhibiteurs jusqu' à trouver la quantité optimale à mélange ou dépôt.

IV. 4.4.2. Turbidité

L'efficacité du produit anti-dépôt a été évaluée par la mesure de la turbidité, elle est calculée par la formule suivante :

$$Eff(\%) = \frac{(T0 - T1)}{T0} .100$$

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.

NB : La dose optimale du l'inhibiteur : c'est la dose utilisé pour obtenir le meilleur rendement



Figure IV. 21 : Turbidimètre

Mode opératoire

Préparer une série des béchers contenant 20 ml d'eau d'injection. Ajouter à cette eau des doses de produits à tester (10 ppm...300 ppm). En utilisant une micro-seringue puis mettre en agitation. Puis on l'ajoute dans des béchers contenant 80 ml d'eau de gisement.

Laisser les solutions obtenues en agitation continue pendant 1 heure puis mesurer la turbidité de chaque solution.

En fin calculer le rendement du produit aux différentes doses et déduire l'efficacité de l'inhibiteur.

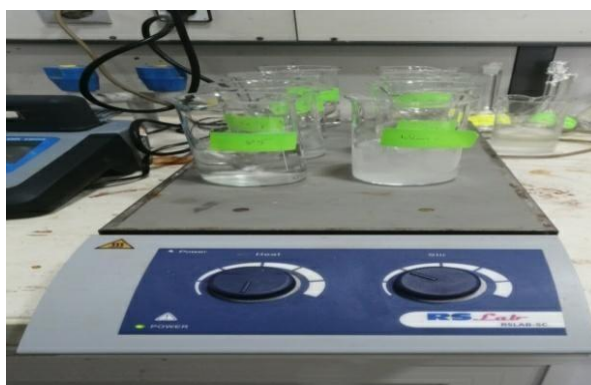


Figure IV.22 : Étude d'efficacité d'inhibiteur

CHAPITRE V :

Résultats et discussion

V.1. Résultats des analyses chimiques

Les résultats des analyses chimiques sont présentés sur le tableau ci-dessous

Tableau V.1 : Les résultats des analyses chimiques des puits

Echantillons Paramètres	Eau de Gisement		Eau d'injection	
pH a 20 C°	7,77		7,90	
Cations	mg /l	méq	mg /l	méq
Ca ⁺⁺	850,96	24,00	151,42	7,57
Mg ⁺⁺	583,68	48,00	44,65	3,67
Na ⁺	7980,00	346,95	606	26,34
K ⁺	380,00	9,74	28,6	0,73
Fe ⁺⁺	2,05	0,07	44,65	3,67
Ba ⁺⁺	650,00	9,55	0,00	0,00
Total	15 519,55	438,31	875,32	41,99
Anions	mg /l	méq	mg /l	méq
Cl ⁻	28365,60	800,00	850,96	24,00
CO ₃ ⁻	0,00	0,00	0,00	0,00
HCO ₃ ⁻	458,72	7,52	146,40	2,40
SO ₄ ⁻	0,00	0,00	700,00	14,58
Total	28 824,32	807,52	927,95	19,28
Extrait sec mg/l	54000		3100	

Interprétation

✓ L'eau d'injection est caractérisée par un pH neutre, elle est peu chargée en sels dissous, c'est une eau douce mais elle renferme une Concentration importante en ion sulfate $\text{SO}_4^{2-} = 700 \text{ mg/l}$, cet anion a une grande affinité de se combine avec les ions Ca^{2+} , Sr^{2+} et Ba^{2+} pour former des dépôts durs et incrustants.

✓ L'eau de gisement est caractérisée par un pH neutre, elle est très chargée en sels dissous, c'est une eau salée. Elle renferme une concentration Importante en ion baryum Ba^{2+} , ces eaux ne doivent pas être mélangé sans traitement avec les eaux sulfatée

V. 2. Résultats de l'étude de compatibilité

Les résultats de l'étude de compatibilité sont présentés sur le tableau ci-dessous

Tableau V. 2 : Les résultats de l'étude de comptabilité de mélange des eaux EI l EG

Rapport des mélanges	EAU DE DINJECTION / EAU DE GISEMENT			
	Conditions de surface			
	Masse des dépôts obtenus (mg/l)	Ions restants en solution (mg/l)		
		Ca ⁺⁺	Ba ⁺⁺	SO ₄ ⁻⁻
0/100	0	5923.82	650	00
10/90	249	9859,68	0	0
20/80	280	4224,443	0	0
30/70	268	2372,73	0	165
40/60	239	1875,74	0	190
50/50	194	1515.02	0	340
60/40	128	1398,79	0	430
70/30	136	2052,09	0	610
80/20	81	585,16	0	720
90/10	29	370,74	0	740
100/0	0	151.42	00	700

Interprétation des résultats

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 atteindre un maximum pour un taux de mélange (80/20).

La figure ci-dessous montre que la masse de dépôt obtenu augmente jusqu'à atteindre un maximum pour un taux de mélange (80/20). Ce dernier représente le taux critique

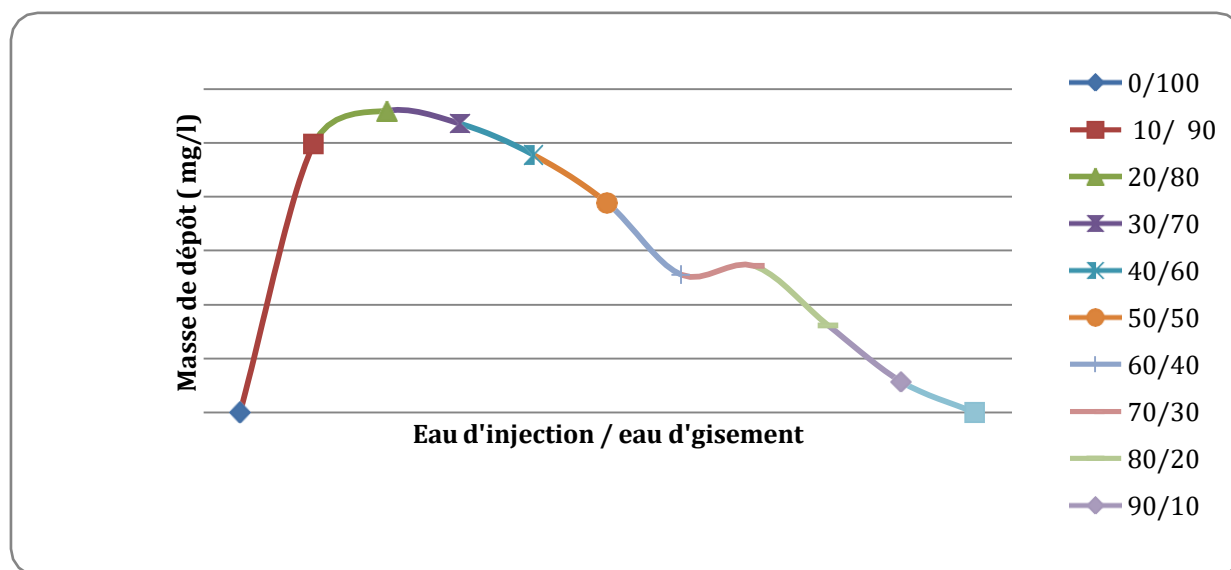


Figure V.1. : Taux critique d'incompatibilité d'eaux d'injection / eau d'gisement

V.3. Analyse minéralogique

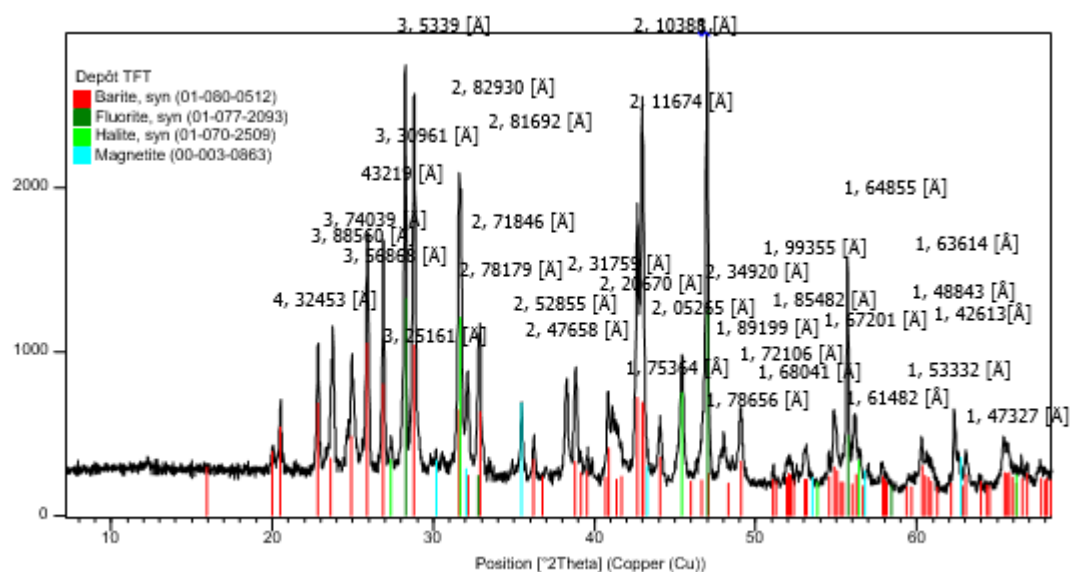


Figure V.2. : Diffractogramme du dépôt

La caractérisation par diffraction des rayons X a révélé que le dépôt est constitué principalement d'un sulfate de baryum (barite), de la fluorite, d'un sel de type halite et en faible concentration d'un oxyde de fer magnétite. (Tableau V.3)

Tableau V.3. : Les résultats des analyses minéralogiques

Composé	Formule chimique
Barite	Ba(SO ₄)
Fluorite	Ca F ₂
Halite	Na Cl
Magnétite	Fe ₃ O ₄

V.4. Résultats des tests de l'efficacité

La dose optimale de produit AD32 ARKEMA sont présentés sur le tableau ci-dessous

Tableau V.4. Détermination de la dose optimale de produit AD32 ARKEMA

Doses d'inhibiteur en (ppm)	EI/EG ml/ml	Turbidité après 1 ^h (NTU)	Rendement (%)
Témoin (0)	80/20	274 ,00	-
25	80/20	3,48	98,72
50	80/20	3,48	98,72
75	80/20	3,48	98,72
100	80/20	3,48	98,72
150	80/20	3,48	98,72
200	80/20	3,48	98,72
250	80/20	3,48	98,72
300	80/20	3,48	98,72

Interprétation :

Le produit AD32 ARKEMA est efficace à une dose de traitement de 25 ppm.

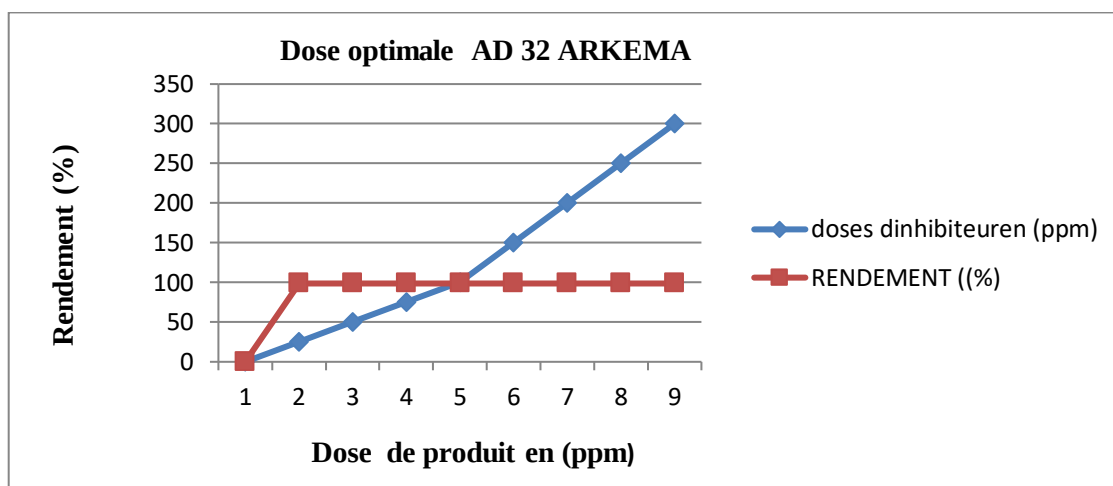


Figure V.3. : La dose optimale de produit AD32

La dose optimale du produit SCW 85372 Baker HUGHES est présentée sur le tableau ci-dessous

Tableau V.5 : Détermination de la dose optimale du produit SCW 85372 Baker HUGHES :

Doses d'inhibiteur en (ppm)	EI/EG ml/ml	Turbidité après 1 ^H (NTU)	Rendement (%)
Témoin (0)	80/20	268,00	-
25	80/20	24,72	90,77
50	80/20	10,90	95,93
75	80/20	2,27	99,15
100	80/20	2,27	99,15
150	80/20	2,27	99,15
200	80/20	2,27	99,15
250	80/20	2,27	99,15
300	80/20	2,27	99,15

Interprétation

Le rendement du produit 85372 Baker HUGHES augmente avec l'augmentation de la dose de traitement, il montre une efficacité maximale de 99,15% avec dose de traitement de 75 ppm.

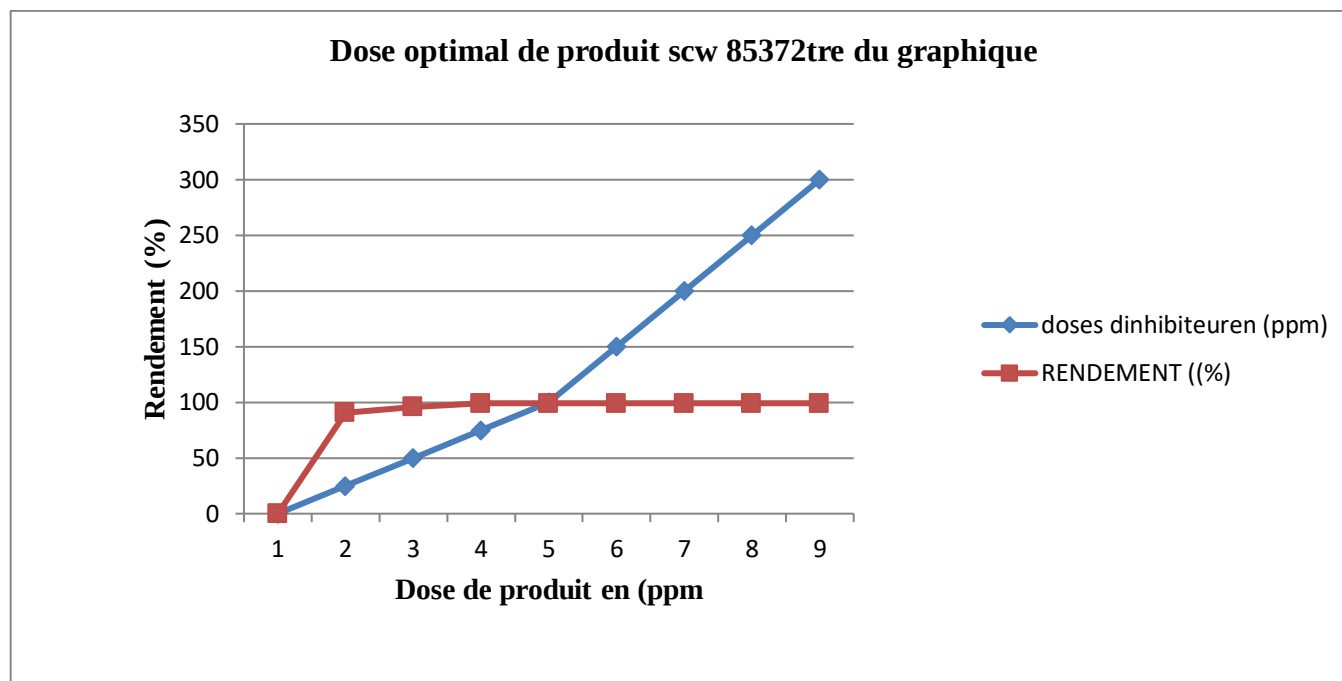


Figure V.4 : La dose optimale de produit SCW 85372

La dose optimale du produit TRANSMAR ENDEXUR 2050 est présentée sur le tableau Ci-dessous

Tableau V.6. : Détermination de la dose optimale de produit TRANSMAR ENDEXUR 2050 :

Doses d'inhibiteur en (ppm)	EG/EI ml/ml	Turbidité après une heure (NTU)	Rendement (%)
Témoin (0)	80/20	291,00	-
25	80/20	18,70	93,57
50	80/20	24,70	91,51
75	80/20	25,90	91,09
100	80/20	24,30	91,64
150	80/20	15,70	94,60
200	80/20	19,40	93,33
250	80/20	17,30	94,05
300	80/20	24,60	91,54

Interprétation :

Le rendement de ce produit TRANSMAR ENDEXUR 2050 est relativement faible par rapport aux autres produits (AD32 ARKEMA et SCW 85372 Baker HUGHES), la valeur de l'efficacité doit être proche à 100%.

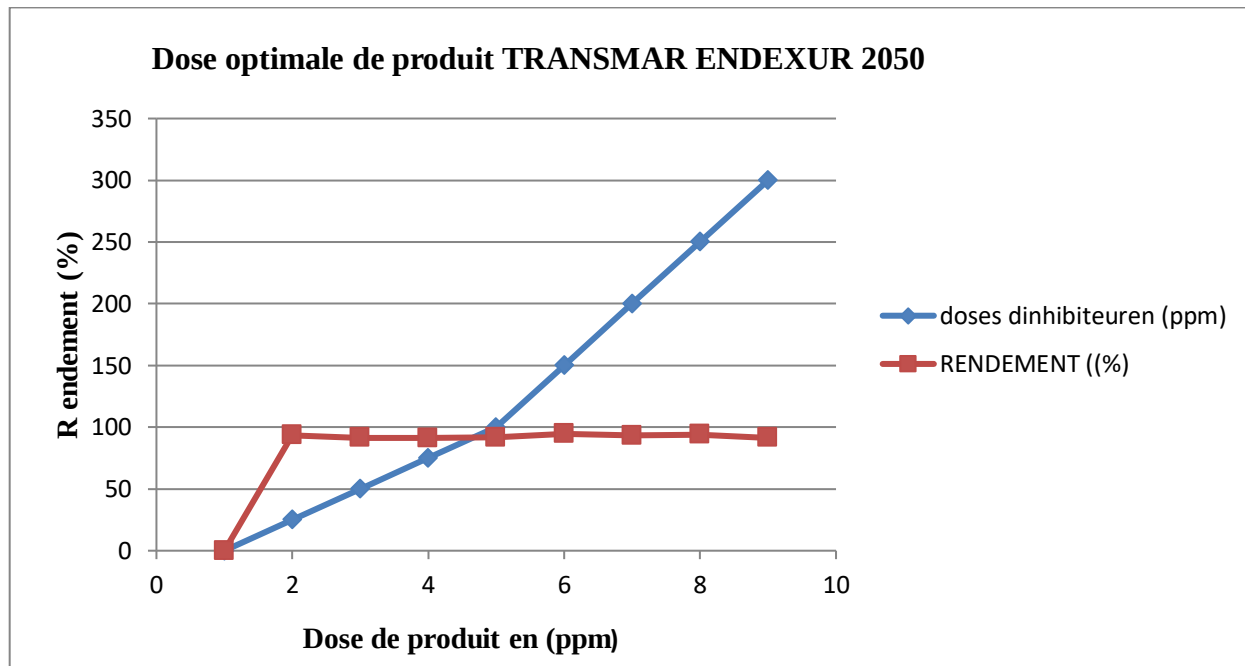


Figure V.5 : La dose optimale de produit TRANSMAR

Conclusion générale

D'après des résultats obtenus on peut déduire que :

- L'eau d'injection est peu saline avec un pH légèrement basique de 7.90.
- L'eau de gisement est peu saline avec un pH neutre de 7.77.
- Le taux critique de mélange (gisement / injection) est de 80/20 Le poids maximal de dépôts qui peut se former est de 280mg/l.
- Les tests d'efficacité ont montré que le produit AD32 de ARKEMA la testé au laboratoire a montré une efficacité de 98,72 %, pour une dose de traitement de 25ppm.

Selon leurs performances, on „a classé ces trois produits comme suit :

Le produit AD32 de ARKEMA a montré une efficacité de 98.72 à une dose de

Traitement de 25 ppm.

- Le produit SCW 85372 de Baker HUGHES a montré une efficacité de 99.15%, à une dose de traitement 75 ppm.
- Le produit ENDEXUR 2050 de TRANSMAR a donné une efficacité maximale de 94.60 % à une dose de traitement de 150 ppm.

Recommandations

Les recommandations suivantes peuvent être formulées comme un bon moyen pour mieux sélectionner un produit anti-dépôt.

- Une étude de compatibilité dans les conditions de fond.
- Un test d'efficacité des produits dans les conditions de fond.

Un test industriel à réaliser sur site, permet de se prononcer définitivement sur les performances de chaque produit, dans les conditions réelles de production

Bibliographique

[1] : présentation générale de la région de TFT. Diagnostique et réfection des réseaux d'AEP et d'assainissement de la nouvelle base de vie TFT

[02] : René Cosse, Méthodes d'exploitation des gisements pétroliers, Ed Technique, 1988, Ch. 8, P237.

[03]. Traitement des eaux d'injection pour récupération secondaire revue de l'IFP, février 1965 N°7.

[04] : Bin marshal, A. B. M., "The study of scale formation in oil reservoir during water injection at high-barium and high-salinity formation water; A thesis submitted in fulfilment of the requirements for the award of the degree of Master of Engineering (Petroleum). Faculty of Chemical and Natural Resources Engineering University Technology Malaysia, November 2007.

[05] : Khadraoui, S, "Synthèse De Dépôts A Base D'acide Acrylique, Et Le Sel Correspondant Utilise Dans Les Eaux Saumatre". Université Saad Dahlab De Blida, Mémoire De Magister 2011.

[06] : Division production chimique pétroliers industrie pétrolières. CATALOGUE

CECA[07] : Kemmer, F. N., "Nalco " manuel de l'eau ", Paris, 1983.

[08] : Jean Luc Duplan, L'eau dans la production des carburants, Ed IFP panorama, 2011, P02.

[09] : les eaux de mer...SITE : www.aquaportail.com.

[10] : M. Latil, Techniques d'exploitation pétrolières, Ed Technique, 1975, Ch. 3, P45.

[11] : LE CENTRE D'INFORMATION SUR L'EAU...<https://www.cieau.com>

[12] : Document industrielle "TOTAL", Support de Formation : EXP-PR-PR150-FR 2007.

[13] : LABRAOUI- DJALLAL, K." Etude de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts de Sulfate de Baryum par les méthodes électrochimiques et gravimétrique" ; Université M'hamed Bougara-Boumerdes. Thèse de Doctorat 2017.

[14]: Gouget, Duga, Manuel de traitement des eaux d'injection, Ed Technique, 1973.

[15]: B.BELLAL et F.Z.ZIANE. 1997, étude de l'effet de la salinité sur la solubilité du sulfate de baryum, de strontium, de calcium et de carbonate de calcium et sur leurs inhibitions.

[16]: Production operations (well completions, work over and stimulation), volume 2, third edition by Thomas O.Allen and Alan P. Roberts, copyright 1978, 1982, 1989.

[17] : M.Iordacheseo ; « dépôts cristallins dans la production du pétrole » revue IFP vol 25 n°56 mai 1970.

[18] : Spécification de produits minéraux pour fluide de forage édition TECHNIP- Paris

bibliographiques

[19]: Mr Abdelkader Belhouas : caractérisation d'un inhibiteur de dépôt << Etude préventive de la déposition du sulfate de baryum au niveau du Champ Zarzaitine région D'AIN-AMENAS>>

[20]: Rodier : 1978 L'analyse de l'eau (eau naturelle, eau résiduaire, eau de mer).

[21] :O.KHLEFI2010<<Généralité sur les dépôts et l'inhibiteur >> Master production

[22] Gouget, Duga, Manuel de traitement des eaux d'injection, Ed Technique, 1973.

[23] : Etude d'analyse et traitement des dépôts de sulfate de baryum (BaSO_4) au champ Hassi Messaoud (Puits OMM32, MD660 et OL6)

[24]: BOUAYAD, K, MAMECHE, A, "Etude De La formation De Dépôts Au Niveau Des Filtres De L'unité De Traitement Des Gaz Associés (UTGA) A Tin Fouyé Tabankort (TFT).

[25]: 1970 : problème de production lié à la formation des dépôts de sel Hassi Massoud « Etude préventive de la déposition du sulfate de baryum au niveau du Champ Zaraitine région D'AIN- AMENAS ».

[26] Charlot, Gaston. Les méthodes de la chimie analytique, analyse quantitative minérale.

[27] : Traitement des eaux GERMANE, COLAS, ROQUET

[28] : 1970 : problème de production lié à la formation des dépôts de sel Hassi Massoud« Etude préventive de la déposition du sulfate de baryum au niveau du Champ Zaraitine région D'AIN- AMENAS ».

[29] : Catalogue CECA (Division produits chimiques pétroliers

1975)[30] : cours de chimie physique

PAUL ARNAUD DUNOD 1993

[31] : chimie minérale

A, TAIB, K. MOUSSAOUI, C. RABIA, FASCICULE, USTHB 1990

[32] : Etude des mécanismes de libération d'actifs nano dispersent application au traitement de puits par Céline Rondon Vilatte l'université bordeaux I-école doctorale des sciences chimiques.2000.

[33]: LABRAOUI- DJALLAL, K," Étude de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts de Sulfate de Baryum par les méthodes électrochimiques et gravimétrique"; Université M'hamed Bougara-Boumerdes, Thèse de Doctorat 2017.

[34]. Messaoudène, N., "Etude de la formation et l'inhibition de dépôts de Sulfate de Baryum dans les champs pétroliers ", thèse de doctorat, institut national polytechnique, Toulouse, 1990.

bibliographiques

[35] : BOUAYAD, K, MAMECHE, A, "Etude De La formation De Dépôts Au Niveau Des Filtres De L'unité De Traitement Des Gaz Associés (UTGA) A Tin Fouyé Tabankort (TFT).

[36] : Meddahi, K," Contribution à l'étude de l'incompatibilité entre un inhibiteur de corrosion et un inhibiteur de dépôt", Université M'hamed Bougara-Boumerdes Diplôme De Magister, 2014.

[37] : mKhadraoui, S. "Synthese D'un Inhibiteur De Dépôts A Base D'acide Acrylique, Et Le Sel Correspondant Utilise Dans Les Eaux Saumatre". Université Saad Dahlab De Blida, Mémoire De Magister 2011

[38] : Imhamed SAA. Application of magnetic susceptibility measurements to oilfield scale management, Institute of Petroleum Engineering Heriot-Watt, University Edinburgh, Scotland, UK April 2012.

[39] : K. Guellil ; analyse minéralogique et chimique d'échantillons. Période d'exécution : mars 2015.