

République algérienne démocratique et populaire  
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique  
Université A. Mira de Bejaia



Faculté de Technologie  
Département de Génie des procédés

# Mémoire

## EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE Master

Domaine : Science et Technologie Filière : Génie des Procédés  
Spécialité : Génie Chimique

Présenté par

**BRAOUNI Imene**

**KELLOUD Leila**

*Thème*

Etude de la précipitation des sels dans les puits pétroliers du champ pétrolier de Hassi Messaoud (Wilaya de Ouargla) et son inhibiteur.

Soutenu le 02/07/2024 Devant le jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	Affiliation	Qualité
FATMI Sofiane	Professeur	Université de Bejaia	Président
SELLAMI Ferhat	MCB	Université de Bejaia	Examinateur
KETRANE Rachid	MCA	Université de Bejaia	Encadrant

Année Universitaire : 2023/2024

# Remerciements

Merci à notre bon Dieu, notre guide, notre force, notre bonheur, et la raison de notre existence. C'est lui qui nous a fait comprendre le but de cette vie, et qui nous a donné le pouvoir d'aimer les gens et d'apprécier les choses. Merci d'être là dans les moments les plus difficiles.

Nous tenons à remercier notre excellent professeur et encadreur Docteur KETRANE Rachid, pour sa maîtrise totale du sujet, ces orientations, sa patience, et ces remarques qui nous ont été précieuses, nous le remercions vivement pour ses efforts, et pour le temps qu'il nous a accordés durant cette longue période malgré ses occupations.

Nous tenons à remercier chaleureusement Mr DJERADA Mustapha pour sa contribution et ses efforts ainsi son aide précieuse afin de réaliser son travail.

Nous ne saurions comment remercier toutes les personnes du laboratoire EP à Hassi Messaoud (IRARA), pour l'hospitalité, l'encouragement, et l'aide technique.

Je remercie chaleureusement mesdames et messieurs les membres du jury d'avoir accepté de consacrer de leur temps pour juger ce travail.

Dans ces derniers jours, nous tenons à remercier nos parents, nos sœurs et frères pour leurs conseils et leurs encouragements. Et que sans eux, on ne peut plus se mettre devant vous, nos chers enseignants.

Merci encore à tous

## **REMERCIEMENTS**

D'abord je remercie Allah tout puissant qui m'a donné le courage et la volonté et me avoir bénie jusqu'à la réalisation de ce travail.

Je tiens aussi à remercier mon encadrant Monsieur KETRANE Rachid pour son appui, son orientation et ses conseils qui m'ont été très précieux.

Je n'oublie pas de remercier tous les enseignants du département de Génie des Procédés pour les efforts qu'ils ont fournis durant mon cursus afin de m'amener jusqu'au bout de la formation.

Je remercie vivement les membres de jury qui m'honorent en jugeant mon mémoire de fin d'étude.

Mes remerciements aussi vont à toute l'équipe de la direction Engineering et Production de Hassi Messaoud, Mr DJERRADA Mustapha et Madame MAATALLAH Djamilia.

Enfin, grands merci à ma famille respectives et mes amis qui m'ont aidés.

Je profite de l'occasion pour remercier tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.

**Imene**

## Dédicace

Je dédie ce modeste travail

A ceux qui m'ont donné la vie, l'espoir, l'amour

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

Ma très chère mère et mon très cher père Que le dieu me les protège et me les garde

A mon frère Hamza, ma sœur Amina et mes nièces Nourelhouda, Ritedj, Chiraz et Naila

A tous mes amis et mes collègues

A toute la famille BRAOUNI

A toutes les personnes qui m'ont aidé de proche ou de loin pour réaliser ce travail.

BRAOUNI Imene

## Dédicace

Arrivé au terme de mes études;

J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :

A ma très chère maman : l'épaule solide, l'œil attentif, compréhensive, mon espoir et la personne la plus digne de mon estime, mon amour et mon grand respect.

A mon mari M<sup>r</sup> : BOUMEZIRENE, merci d'être là, à mes cotés chaque jour, de m'épauler, me soutenir et m'encourager, merci pour votre patience et d'être mon étoile qui a éclairé mon chemin.

A mes adorables enfants : AISSA, AYLIMAS, TANIA : qui ont supportés mon absence, sans vous je ne peux être la, Vous êtes ma plus grande fierté et ma plus grande joie. Chaque jour, vous me rappelez la beauté et la magie de la vie. je vous aime et je m'engage à toujours être la pour vous.

A ma famille bien aimée : frères, sœurs et leurs enfants, vous êtes ma source de joie, de réconfort et d'inspiration.

A tous mes enseignants et mes amies du département génie des procédés : merci pour votre soutien et vos encouragements.

Leila Kelloud

## Liste des abréviations

<b>AD</b>	Anti Dépôt
<b>BE</b>	Bouchon d'eau
<b>BOP</b>	Bloc d'Obturation de Puits/ Blow Out Preventer
<b>BP</b>	Bain de Pied
<b>bP</b>	basse Pression
<b>BSW</b>	Basic Sediment Water
<b>CCE</b>	Concentrique
<b>CFPA</b>	Compagnie Française des Pétroles en Algérie
<b>EDTA</b>	Ethylène Diamine Tetraacétique Acide
<b>ENAFOR</b>	Entreprise Nationale de Forage
<b>Eng&amp;Prod</b>	Engineering & Production
<b>ENGTP</b>	Entreprise Nationale des Grands Travaux Publiques
<b>ENSP</b>	Entreprise Nationale des Services aux Puits
<b>ENTP</b>	Entreprise Nationale de Travaux aux Puits
<b>EP</b>	Engineering Production
<b>HMD</b>	Hassi Messaoud
<b>HP</b>	Haute Pression
<b>NET</b>	Noir Enriochrome T
<b>ppm</b>	particule par million
<b>Ri</b>	Réservoir initial
<b>Ra</b>	Réservoir amant
<b>R1</b>	Réservoir 1
<b>R2</b>	Réservoir 2
<b>R3</b>	Réservoir 3
<b>SN Repal</b>	Société Nationale de Recherche et d'Exploitation de Pétrole en Algérie

## **Nomenclature**

<b>C</b>	Concentration	<b>ppm ou mg/l</b>
<b>GOR</b>	Gas Oil Ratio	
<b>Ks</b>	produit de solubilité	
<b>P</b>	Pression	<b>bar</b>
<b>S</b>	Solubilité	<b>mg/l ou g/l</b>
<b>V</b>	Volume	<b>l ou m<sup>3</sup></b>

## Liste des figures

Figure I.1. Dépôt d'asphaltènes

Figure I.2. Dépôt de paraffines

Figure I.3. Dépôt de chlorure de sodium (NaCl) dans une conduite

Figure I.4. Dépôt de carbonate de calcium

Figure I.5. Dépôts de sulfate de calcium dans une conduite

Figure I.6. Dépôt de sulfate de strontium

Figure I.7. Dépôt de sulfate de baryum dans une conduite.

Figure I.8. Structure de dépôts BaSO<sub>4</sub>

Figure I.9. Les emplacements possibles de déposition de BaSO<sub>4</sub>

Figure I.10. Anti-dépôt INIPOL AD 32

Figure I.11. Station de traitement Z14

Figure I.12. Station haute pression HMD (station Bonatti)

Figure I.13. Pompes et débitmètre de la station haute pression

## Liste des tableaux

Tableau I.1. Données atomiques pour le  $\text{CaSO}_4$

Tableau I.2. Données physiques pour le  $\text{CaSO}_4$

Tableau I.3. Comparaison des solubilités Élément  $\text{BaSO}_4$

Tableau I.4. Analyses moyennes des eaux Albien et Cambrien

Tableau I.5. Solubilité du sulfate de baryum en fonction de température.

Tableau I.6. Solubilité de sulfate de baryum en fonction de température (Cowan et Weintritt)

Tableau I.7. Propriétés physico-chimiques de l'inhibiteur AD32

## Sommaire

Introduction générale .....	1
-----------------------------	---

### **Chapitre 1. Généralités sur les eaux et les dépôts des sels dans les champs pétroliers**

I.1. Eaux dans les champs pétroliers.....	3
I.1.1. Eaux de gisement (Cambrien).....	5
I.1.1.1. Eaux de condensation.....	4
I.1.1.2. Eaux de formation.....	4
I.1.1.3. Eaux interstitielles.....	4
I.1.1.4. Eaux connées.....	4
I.1.2. Eaux d'injection (Albien).....	4
I.1.2.1. Eau de lavage (eaux de dessalage).....	4
I.1.2.2. Eau de maintien de pression.....	5
I.2. Incompatibilité des eaux de gisements et d'injection.....	5
I.3. Différents dépôts rencontrés dans les champs pétroliers.....	6
I.3.1. Dépôts organiques.....	6
I.3.2. Dépôts minéraux.....	7
I.3.2.1. Chlorure de Sodium.....	7
I.3.2.2. Carbonates .....	8
I.3.2.3. Dépôts de sulfates.....	9
I.3.2.3.1. Sulfate de Calcium ( $\text{CaSO}_4$ ).....	9
I.3.2.3.2. Sulfates de Strontium ( $\text{SrSO}_4$ ).....	10
I.3.2.3.4. Sulfate de Baryum ( $\text{BaSO}_4$ ) .....	11
I.3.3. Comparaison entre les trois dépôts.....	11
I.4. Causes principales de formation des dépôts.....	12
I.4.1. Conséquences de la formation des dépôts dans les champs pétroliers.....	14
I.4.2. Détection et suivi des dépôts.....	14
I.5. Étude approfondie sur le dépôt du sulfate de baryum $\text{BaSO}_4$ .....	14
I.5.1. Origine de $\text{BaSO}_4$ .....	15
I.5.2. Structure cristalline du sulfate de baryum.....	16
I.5.3. Solubilité du $\text{BaSO}_4$ .....	16
I.5.4. Étapes de formation de dépôts.....	18

- I.5.4.1. Période de germination
- I.5.3.2. Période de croissance cristalline
- I.5.4. Localisation des dépôts de sulfate baryum
- I.6. Traitement des dépôts dans HMD
  - I.6.1. Traitement préventif
    - I.6.1.1. Inhibiteurs
    - I.6.1.2. Inhibiteurs de formulation minérale
    - I.6.1.3. Inhibiteurs de dépôts de formulation organique
    - I.6.1.4. Phosphates à chaîne linéaire
    - I.6.1.5. Inhibiteur l'INIPOL AD 32
  - I.6.2. Propriétés des inhibiteurs de dépôts
  - I.6.3. Facteurs influençant la performance des inhibiteurs de dépôts
    - I.6.3.1. Masse molaire
    - I.6.3.2. Concentration d'inhibiteur et pH du milieu
    - I.6.3.3. Température et stabilité thermique
  - I.6.4. Facteurs limitant l'efficacité des inhibiteurs
    - I.6.4.1. Présence des ions  $Fe^{2+}$  et  $Fe^{3+}$  dans les eaux de gisements
    - I.6.4.2. pH de la solution
    - I.6.4.3. Groupements fonctionnels des inhibiteurs
- I.7. Différentes stations de traitement
  - I.7.1. Station de lavage des puits huiles salés à faible pression
- I.8. Traitement curatif

## **Chapitre II : Mise en œuvre expérimentale**

Partie I : Présentation du champ Hassi-Messaoud

Introduction

- II.1. Historique du champ de Hassi Messaoud
- II.2. Situation géographique et géologique du champ
  - II.2.1. Situation géographique
  - II.2.2. Situation géologique
  - II.2.3. Zones et numérotation des puits
  - II.2.4. Structure stratigraphie du champ de Hassi Messaoud
- II.3. Étude statistique sur un puits MD480

II.3.1. Historique de puits

II.3.2. Fiche technique de puits MD480

II.3.3. Identifier le problème du puits

II.3.4. Opération de jaugeage d'un puits

Partie II: Méthode d'analyse et matérielles

Introduction

II.4. Analyses de pétrole brut

II.4.1. Densité de pétrole brut

II.4.2. Salinité de pétrole brut

II.4.3. Teneur en eau et sédiments (BS&W :basic sediment & water)

II.5. Analyses de l'eau

II.5.1. Salinité eau

II.5.2. Détermination du pH

II.5.3. Détermination de la turbidité

II.5.4. L'analyse des ions dans l'eau

II.5.4.1. Dosage du fer

II.5.4.2. Dosage du calcium

II.5.4.3. Dosage du magnésium

II.5.4.4. Dosage des chlorures

II.5.4.5. Dosage des carbonates

II.5.4.6. Dosage des sulfates

II.6. Dosage de la concentration de l'inhibiteur de dépôts

II.7. Méthode d'analyse du dépôt sulfate de baryum

II.7.1. Analyse qualitative

II.7.2. Analyses quantitatives

II.7.2.1. Détermination de la teneur en NaCl

II.7.2.2. Attaque acide à l'eau régale

II.7.2.3. Détermination du % de sulfates de calcium  $\text{CaSO}_4$

II.7.2.4. Détermination du % des sulfates de magnésium  $\text{MgSO}_4$

II.7.3. Attaque alcaline

### **Chapitre III : Résultats et Discussion**

III.1. Résultats d'analyse du pétrole brut et de l'eau

III.1.1. Salinité du pétrole brut (Huile)

III.1.2. Salinité des eaux

III.1.2.1. Salinité des eaux après opération de jaugeage	
III.1.2.2. Salinité des eaux de piège	
III.1.3.Résultats de l'analyse du BS&W (basic sédiment & water)	
III.1.4.Résultats d'analyse de l'eau de la nappe Albien	
III.1.5.Résultats d'analyse de l'inhibiteur dans les eaux traitées	
III.2.Résultats d'analyse du dépôt du sel	
III.2.1.Résultats d'analyse qualitative du dépôt	
III.2.2.Résultats d'analyse quantitative du dépôt	
III.3. Étude statistique sur un puits MD480	
III.3.1. Résultat du test de jaugeage	
III.3.2.Étude de l'influence et l'efficacité de l'inhibiteur AD32	
III.3.3.Différentes opérations effectuées sur le puits MD480	
Conclusion et recommandation .....	

## **Bibliographie**

## **Annexe**

## Introduction

La croissance de la production et l'exploitation des gisements à travers les années conduit naturellement à une diminution de la productivité des puits et afin de continuer à les exploiter dans les meilleures conditions, il est indispensable de passer au stade de récupération assistée. La méthode de l'injection d'eau dans les réservoirs est la méthode la plus employée dans la récupération du pétrole. Malheureusement, l'incompatibilité entre l'eau de formation et l'eau de l'Albien pose énormément de problèmes en terme de formation des dépôts minéraux. Les eaux de gisement peuvent contenir des ions alcalino-terreux et être mise en contact avec l'eau de lavage (l'eau de dessalage) qui contient des ions de sulfates. [1]

L'eau injectée finit par atteindre les puits producteurs d'où la précipitation du sulfate de baryum ( $BaSO_4$ ). Ces cristaux se collent alors aux parois des tubings, selon un processus qui peut être semblable à celui du chlorure de sodium ( $NaCl$ ), mais cette fois-ci le problème est plus grave, car il s'agit d'un dépôt très compact et insoluble dans l'eau et dans les acides forts. Les dépôts qui se forment au cours de la production et l'expédition représentent une véritable calamité contre laquelle les producteurs de pétrole luttent depuis plusieurs décennies, provoquant des dégradations irréversibles particulièrement dangereuses pour les installations de production de fond comme de surface et quelque fois, pour la roche elle-même. [1]

Jusqu'à présent, un grand nombre de techniques a été utilisé pour étudier le dépôt de sulfate de baryum, l'intérêt principal étant d'élucider le processus de précipitation en solution.

La focalisation sur la cinétique de formation de  $BaSO_4$  en surface est apparue au cours de la dernière décennie, car il est devenu évident que les mécanismes et les taux de précipitation du sulfate de baryum en solution et en surface peuvent être différents. [2]

Pour faire face au dépôt engendré par l'incompatibilité des eaux Albien et Cambrien, on a introduit une étude sur l'inhibiteur principal qui est l'AD32 (Anti-dépôt 32) et d'autres moyens de lutte qui sont utilisés et dont l'objectif est l'inhibition des dépôts de sulfate de baryum. [3]

Le présent mémoire de fin d'études est constitué de trois chapitres.

Le premier chapitre est consacré aux rappels théoriques. La problématique des dépôts des sels minéraux dans les tubings du champ pétrolier de Hassi Messaoud ainsi que les méthodes de traitement utilisées aussi bien préventives (par l'injection d'inhibiteur) que curatives seront exposées.

Le deuxième chapitre quant à lui, fera l'objet de la présentation du champ pétrolier de Hassi Messaoud et la mise en œuvre expérimentale. Les procédures expérimentales suivies ainsi que l'ensemble des analyses effectuées au sein du laboratoire de service Contrôle Gisement du département Engineering et Production de la division Production de Hassi Messaoud seront présentées.

Le troisième chapitre sera dédié aux résultats et discussions pour enfin terminer avec une conclusion rassemblant les résultats les plus saillants.



## **CHAPITRE I**

### **Généralités sur les eaux et les dépôts des sels dans les champs pétroliers**

**Introduction [4]**

Dans l'industrie pétrolière, les différents problèmes de dépôts survenus au cours de l'exploitation engendrent beaucoup de problèmes, avec toutes les conséquences économiques et les contraintes de production qui en résultent.

Ces dépôts représentent un vrai problème dans le ralentissement de la production et contre lesquels les industriels luttent pendant bien des décennies.

Certains de ces dépôts ont pour origine minérale (les sels contenus dans les eaux de gisement) ou bien les eaux utilisées au cours de l'exploitation. A côté des dépôts inorganiques, il existe un autre type de dépôts d'origine organique qui ont pour origine certaines matières contenues naturellement dans le pétrole.

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

**I.1. Eaux dans les champs pétroliers [4]**

Pour l'opinion publique, la production des hydrocarbures est rarement associée à une utilisation massive de l'eau. En réalité, l'eau est déjà présente dans le réservoir (eau de formation). Ensuite, elle est utilisée pour les besoins de forage, de fracturation hydraulique, de complétion et de traitement des puits. Enfin, elle est l'un des fluides les plus souvent injectés dans les réservoirs, par des puits spécifiques (puits injecteurs), au cours de la récupération dite "secondaire" afin de compenser la diminution de pression du réservoir consécutive à sa mise en production. Elle sert également pour améliorer l'efficacité de déplacement et d'extraction de l'huile.

**I.1.1. Eaux de gisement(Cambrien) [5]**

Il faut savoir que la production du brut s'accompagne toujours d'une production de gaz et d'une quantité d'eau plus ou moins importante suivant le gisement. La présence de l'eau est due à diverses causes, à savoir des causes naturelles ; soit de la roche magasin elle-même qui peut en retenir des quantités considérables, soit de l'aquifère qui se trouve à la base des gisements pétroliers.

Cette dernière est généralement très chargée en sels jusqu'à sursaturation. Le sel prédominant est le chlorure de sodium, mais il est toujours accompagné de quantités variables de sels de calcium, potassium, magnésium, baryum et strontium, sous forme de sulfates de carbonates, bicarbonates et chlorures.

Il existe des différents types de l'eau de gisement tels que

**I.1.1.1. Eaux de condensation [5]**

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.

**I.1.1.2. Eaux de formation [5]**

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.

**I.1.1.3. Eaux interstitielles [5]**

Ce sont des eaux que l'on retrouve dans les petits espaces entre les minuscules grains d'une roche.

**I.1.1.4. Eaux connées [5]**

Le « connée » veut dire née, produite ou générée ensemble. Une eau connée peut être considérée comme une eau interstitielle d'origine cynégétique (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.

**I.1.2. Eaux d'injection (Albien) [5]**

L'injection de l'eau est le procédé le plus ancien (fin XIXe siècle) et le plus employé pour la récupération secondaire des hydrocarbures, mais aussi permet d'accélérer la production, en maintenant la pression de gisement. L'injection peut être soit du type réparti dans la zone à l'huile, soit du type périphérique dans un aquifère existant.

Concernant les sources de l'eau, il s'agit le plus souvent des couches aquifères situées à faible profondeur, de l'eau de mer, ou de l'eau en surface à terre (lacs, rivières).

Par ailleurs, pour que l'eau soit injectable, il est nécessaire d'avoir une perméabilité suffisante et compatibilité avec l'eau du gisement. En effet, le mélange d'eau injectée avec l'eau en place, peut provoquer des précipités inscruables ( $\text{BaSO}_4$ ) qui bouchent les puits.

On distingue deux catégories d'eau

**I.1.2.1. Eau de lavage (eaux de dessalage) [5]**

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 «chlorure de sodium » qui s'y trouvent.

Certaines eaux de formation peuvent contenir 350g/l de chlorure de sodium et être ainsi si proches de la saturation qu'une très faible variation de température ou une faible évaporation d'eau due à la chute provoquant une précipitation importante de NaCl sur les parois du tubing

jusqu'au bouchage et à la réduction de la section du tubing qui conduit à la chute de production.

Afin de remettre les puits en production, on intervient sur le NaCl, en envoyant tout simplement, une quantité d'eau douce selon trois modes d'injection.

➤ **Modes d'injection :**

**a-injection continue** : traitement continu par station ou skid d'injection produit chimique.

**b-bouchon d'eau BE** : injection par unité de pompage sous forme batch puits ouvert.

**c-bain de pied BP** : injection par unité de pompage sous forme batch puits fermé.

### **I.1.2.2. Eau de maintien de pression [5]**

Elle est utilisée comme un moyen de production lorsque la pression statique absolue en tête de puits diminue rapidement au cours d'exploitation d'un gisement, et que la récupération en place n'atteindra qu'un très faible pourcentage des réserves estimées si on n'a pas recours à un procédé artificiel, permettant de suppléer à l'insuffisance de drainage naturel.

## **I.2. Incompatibilité des eaux de gisement et d'injection [6]**

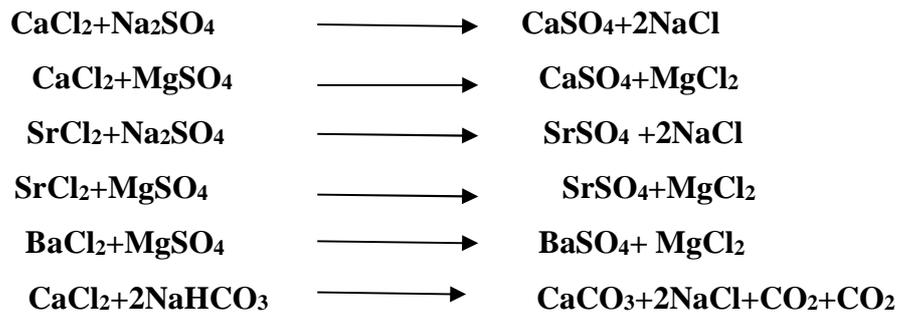
### **Définition**

L'eau peut être chimiquement pure, malgré ses différentes composantes. Elle présente un équilibre ionique entre ses cations et ses anions. En ajoutant une autre eau contenant d'autres ions, cet équilibre peut être rompu, alors on a la formation de composés insolubles qui précipitent, les eaux sont dites incompatibles.

Dans l'industrie pétrolière, les eaux de gisement pétrolière sont généralement très chargées en sels et voir même saturées, Malheureusement, cette opération, et dans certaines conditions, a des effets néfastes sur la production qui peut causer la formation des dépôts, et par conséquent, des dégradations irréversibles particulièrement dangereuses pour les installations de production de fond comme de surface et quelque fois, pour la roche elle-même.

L'injection de l'eau reste toutefois l'une des techniques les plus utilisées pour la récupération secondaire de pétrole, et le succès de celle-ci, dépend primordialement de la compatibilité des eaux d'injection et des eaux de gisement. Car elles ne doivent en aucun cas provoquer une réduction de la perméabilité de la roche réservoir ; ni même une corrosion des installations de fond comme de surface.

L'incompatibilité typique entre les eaux de gisements pétroliers et celles d'injection est le fait que des interactions chimiques peuvent se produire et faire précipiter des sels indésirables. C'est le cas du champ de HASSI MESSAOUD d'où l'injection d'eaux semble non compatible avec les eaux de gisement, qui donne des précipités d'après les schémas des réactions suivant



### I.3. Différents dépôts rencontrés dans les champs pétroliers [6]

Dans la production du pétrole, plusieurs dépôts (organiques et minéraux, les oxydes) de différentes compositions sont encore rencontrés, en particulier sur les parois des installations de fond, et aux bords du puits causant ainsi des perturbations dans la production.

#### I.3.1. Dépôts organiques [6]

Les hydrocarbures sont en condition supercritique dans le réservoir. Leur évacuation vers la surface provoque alors une sursaturation des alcanes les plus lourds. Il existe différents types de dépôts organiques (asphaltènes, résine, paraffine, cire ... etc.), les quatre sont des composés naturels contenus dans la plupart des pétroles brutes. Face à ces problèmes, il faut procéder au traitement d'une manière propre à chaque dépôt.

##### 🚦 Dépôts d'asphaltènes [6]

Les asphaltènes sont des composés foncés (brun noir), durs et cassants constituant la partie lourde du pétrole, ils peuvent se déposer partout (matrice, les perforations, tubing) à cause du changement des conditions thermodynamiques (température ou/et pression) Ils sont insolubles dans le pentane normal, heptane normale et solubles dans les solvants aromatiques (benzène, toluène .etc.). Ils sont définis comme étant des hydrocarbures à base aromatique de structure amorphe. Ils sont présents dans le pétrole brut sous forme de particules colloïdales dispersées.



Figure I.1 : Dépôt d'asphaltène [8].

### 🚧 Dépôts de paraffines [7]

Ce sont des précipités des hydrocarbures lourds, ils sont généralement rencontrés dans l'ensemble du puits y compris le tubing et les perforations. Ainsi leurs conditions de formation dépendent de

- La teneur en éléments lourds dans le puits.
- L'abaissement de température et de pression.
- Pompage d'un fluide froid par rapport aux éléments lourds du brut.

En générale, Les paraffines sont des alcanes, à savoir des molécules linéaires d'hydrocarbures saturés à chaîne droite (de formule brute  $C_nH_{2n+2}$ ).

On distingue principalement

- Paraffine solide : cires ( $n = 20$  à  $40$ ).
- Paraffine liquide ( $n = 8$  à  $19$ ).



**Figure I.2 : Dépôt de paraffines [8]**

## I.3.2. Dépôts minéraux [7]

### I.3.2.1. Chlorure de Sodium (NaCl)

Le NaCl est le sel qui se trouve en plus grande quantité que les autres. Certaines eaux de formation peuvent en contenir jusqu'à 350 mg/l, donc proche de la sursaturation qu'une très faible évaporation d'eau due à la chute de pression, peut provoquer une précipitation importante de chlorure de sodium. C'est toutefois le dépôt de sel le moins gênant pour le producteur grâce à la facilité de sa dissolution.





**Figure I.3:** Dépôt de chlorure de sodium(NaCl) dans une conduite[8].

### I.3.2.2. Carbonates [8]

La chute de pression favorise le dégagement de CO<sub>2</sub>, déplace l'équilibre dans le premier sens et entraîne la précipitation du CaCO<sub>3</sub> insoluble selon la réaction



Parmi les moyens de lutte contre les dépôts de carbonate on trouve :

- L'acidification
- L'inhibition par les polyphosphates.

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 (chimiques).



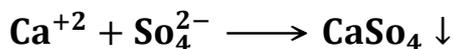
**Figure I.4 :** Dépôt de carbonate de calcium [4].

### I.3.2.3. Dépôts de sulfates [9]

Les dépôts sulfatés montrent souvent un fort impact sur la productivité des puits. La plupart du temps, ces dépôts sont dus à une incompatibilité entre l'eau de réservoir qui peut contenir une quantité importante de calcium, de strontium et de baryum et un autre fluide qui peut être l'eau d'injection ou le fluide de complétion.

**I.3.2.3.1. Sulfate de Calcium (CaSO<sub>4</sub>) [10]**

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 CaSO<sub>4</sub> 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.



**Figure I.5 :** Dépôts de sulfate de calcium dans une conduite

**Données physico-chimiques [4]**

**Tableau I.1 :** Données atomiques pour le CaSO<sub>4</sub>

Formule	CaSO <sub>4</sub>
Masse molaire	136,14 g.mol <sup>-1</sup>
Minéral	Anhydrite
Structure cristalline	orthorhombique, de paramètres a = 0,6992 nm, b = 0,6995 nm et c = 0,6245 nm

**Tableau I.2 :** Données physiques pour le CaSO<sub>4</sub>

Masse volumique	2,96 g.cm <sup>-3</sup>
Dureté	3,5
Température de fusion	1460°C
Solubilité dans l'eau	à 20 °C : 0,298 g/100 g d'eau à 100°C : 0,162 g/100 g d'eau

#### Données chimiques

pKs =5,9

#### Données thermodynamiques

- Sulfate de calcium cristallisé (anhydrite) :
- Enthalpie molaire standard de formation à 298,15 K : -1434,7 kJ.mol<sup>-1</sup>
- Enthalpie libre molaire standard de formation à 298,15 K : -1 322,4 kJ.mol<sup>-1</sup>
- Entropie molaire standard à 298,15 K : S° = 106,7 J.K<sup>-1</sup>mol<sup>-1</sup>
- Capacité thermique molaire sous pression constante à 298,15 K :  
Cp° = 99,7 J.K<sup>-1</sup> mol<sup>-1</sup>
- Enthalpie molaire standard de fusion à la température de fusion : 28 kJ.mol<sup>-1</sup>

#### I.3.2.3.2. Sulfates de Strontium (SrSO<sub>4</sub>) [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.

L'évaporation de l'eau, l'élévation de température ou le mélange d'eaux non compatibles sont les trois méthodes par les quelle on peut obtenir la précipitation de SrSO<sub>4</sub>

Les dépôts de SrSO<sub>4</sub> sont pratiquement inattaquables mêmes par les acides.

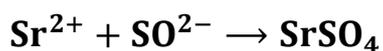
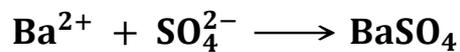


Figure I.6 : Dépôt de sulfate de strontium. [11]

#### I.3.2.3.4. Sulfate de Baryum (BaSO<sub>4</sub>) [11]

C'est le dépôt de sel le plus gênant car les limites de solubilité sont très basses et les dépôts sont durs et compacts. En règle générale, les problèmes posés par les dépôts de sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité de deux eaux. Les eaux du gisement peuvent contenir des ions baryum ( $Ba^{+2}$ ) et être mises en contact avec des eaux, qui contiennent des ions de sulfates ( $SO_4^{2-}$ ). La solubilité du sulfate de baryum (à titre d'exemple) est cent fois inférieure à celle du sulfate de calcium.

Toutefois la solubilité de sulfate de baryum  $BaSO_4$  augmente avec la force ionique de l'eau. Un excès d'ions sulfate tend à coaguler le précipité alors qu'un excès d'ions de baryum tend à le disperser. Le niveau de saturation est un élément important qui règle pour le sulfate de baryum la vitesse de cristallisation. Plus le niveau de sursaturation est grand, plus la précipitation est rapide.



**Figure I.7 :** Dépôt de sulfate de baryum dans une conduite [11]

### I.3.3. Comparaison entre les trois dépôts [12]

A titre de comparaison, la solubilité du  $BaSO_4$  dans l'eau douce est de 2 mg/l, c'est-à-dire 10 fois inférieur à celle du  $CaCO_3$ , 100 fois inférieur à celle de  $SrSO_3$  et mille fois inférieur à celle du  $CaSO_4$ . Mais sa solubilité augmente avec la force ionique de l'eau et on peut trouver dans une eau de gisement jusqu'à 50 mg/l de sulfates dissous. D'autres parts, la taille des cristaux est d'autant plus grande que la sursaturation de la solution est faible.

Le tableau ci-dessus donne une comparaison des solubilités du sulfate de baryum et du sulfate de calcium, donc ce tableau montre que le premier qui se forme c'est le  $BaSO_4$ .

**Tableau I.3 :** Comparaison des solubilités Élément  $BaSO_4$

Elément	BaSO <sub>4</sub>	SrSO <sub>4</sub>	CaSO <sub>4</sub>
Produit de solubilité pKs	1,1.10 <sup>-10</sup>	2,8.10 <sup>-7</sup>	6,1.10 <sup>-5</sup>
Solubilité S (mol/l)	1,05.10 <sup>-5</sup>	5,3.10 <sup>-4</sup>	7,8.10 <sup>-3</sup>

#### I.4. Causes principales de formation des dépôts

La formation des dépôts est due à plusieurs phénomènes

##### **Mélange des eaux incompatibles [13]**

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

Dans de nombreux cas, l'instabilité par rapport aux carbonates ou sulfates de calcium et au sulfate de baryum est une conséquence directe de cet amalgame comme il est souvent le cas dans les champs d'hydrocarbures de la mer du Nord. En effet, lorsque deux eaux incompatibles, eau de formation contenant des ions de baryum et l'eau de mer contenant des ions sulfates sont mélangées, le dépôt de sulfate de baryum est formé [14].

Un contrôle de compatibilité des eaux de réservoir et d'injection, avant de procéder à l'opération d'injection et de concevoir des méthodes adéquates de traitement par des produits d'inhibition, est nécessaire [14].

##### **Chute de pression [15]**

L'eau de formation du fond des puits de forage au fur et à mesure du processus de production est soumise à la réduction continue de la pression. Lorsque la pression est suffisamment réduite, certains gaz dissous s'échappent. La diminution de la concentration d'un de ces gaz provoque un déséquilibre conduisant à la formation de dépôts.

En effet, la diminution du dioxyde de carbone CO<sub>2</sub> par exemple, perturbe l'équilibre bicarbonate-carbonate, ce qui augmente la probabilité de formation du dépôt de carbonate de calcium et la restriction de l'écoulement des fluides.

##### **Changement de température [15]**

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

En effet, à titre d'exemple, la formation de carbonate de calcium, dans certains équipements, est due à la diminution de sa solubilité avec l'augmentation de la température.

Ceci étant, des études ont montré que s'agissant du  $\text{BaSO}_4$ , malgré l'augmentation de la solubilité avec la température, le dépôt de sulfate de baryum se forme même à des températures élevées.

De façon générale, une élévation de température de  $40^\circ\text{C}$  à  $90^\circ\text{C}$  provoque une augmentation de la solubilité de  $\text{BaSO}_4$  et une diminution des solubilités de  $\text{CaSO}_4$  et de sulfate de strontium  $\text{SrSO}_4$ .

Le gypse  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  présente une solubilité maximale à  $43^\circ\text{C}$  qui diminue à mesure qu'on s'éloigne de cette valeur de température [16].

#### **Changement des caractéristiques minérales [17]**

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

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

#### **Exemple**

La solubilité du carbonate de calcium augmente avec l'augmentation des sels totaux dissous.

La présence de chlorures ( $\text{NaCl}$ ) dissous ou d'ions sulfates ou d'autres ions que ceux de calcium dans l'eau augmente la solubilité du gypse  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  ou de l'anhydrite  $\text{CaSO}_4$ . La solubilité du sulfate de baryum dans l'eau est également favorisée par la présence des sels étrangers dissous [18].

#### **L'influence de pH [13]**

En effet, quand on est en présence d'un pH acide, l'activité de  $\text{H}^+$  (qui a pour origine la dissociation des acides faibles comme le  $\text{H}_2\text{SO}_4$ ), est très forte, elle attaque facilement le dépôt, par contre la présence d'un pH basique provoque la formation des oxydes qui augmente la masse du dépôt et diminue la solubilité.

#### **L'influence de la salinité [19]**

Une augmentation de la concentration des électrolytes, accélère la vitesse de formation des dépôts.

Dans le cas des solutions diluées, les activités des différents ions en présence peuvent être assimilées à leurs concentrations. Pour des eaux chargées en sels, ces ions sont assez rapprochés pour exercer entre eux des interactions électrostatiques non négligeables ; l'effet est d'autant plus prononcé que le nombre et les charges des ions en présence sont importantes, il est caractérisé par la force ionique qui est la demi somme des concentrations de chacun des ions multipliées par les carrés de leurs charges.

Les ions sont d'autant plus marqués que la force ionique de solution est importante, il résulte de ceci que la solubilité d'un sel est augmentée par addition.

#### **I.4.1. Conséquences de la formation des dépôts dans les champs pétroliers [8]**

En général les dépôts de sels provoquent, au niveau des équipements des unités de traitement du pétrole brut, les inconvénients suivants :

- Diminution d'échange thermique ce qui implique une augmentation de la température.
- Diminution de section de passage, donc une diminution de la production.
- Diminution de l'écoulement des hydrocarbures dû à la réduction de la perméabilité.
- Formation des dépôts conduit à des grands investissements de réparation et Workover des équipements du fond de puits producteurs et injecteurs.
- Colmatage de la roche réservoir qui entoure les puits producteurs.

#### **I.4.2. Détection et suivi des dépôts [1]**

Pour assurer les meilleures conditions de production, après avoir complété et raccordé le puits au réseau de production, une surveillance constante des différents paramètres de production s'impose (surveillance quotidienne ou au moins deux fois par semaine).

L'équipe de production, doit à chaque ronde, relever les paramètres suivants en tête de puits

- Pression de tête.
- Pression de ligne (en aval de la duse).
- Température de l'effluent.

En plus de ça, et pendant la surveillance de ces puits, ils procèdent à :

- L'examen des pressions des espaces annulaires.
- La vérification du bon fonctionnement des installations d'injection d'eau de dessalage.
- L'état des duses (éventuellement).

#### **I.5. Etude approfondie sur le dépôt du sulfate de baryum $BaSO_4$ [21]**

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

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

Cette dernière technique, dite de récupération secondaire, pour des raisons techniques et économiques, est très employée. Malheureusement dans bien des cas, il existe une

incompatibilité entre l'eau de formation et l'eau ou le mélange d'eaux injectées, ce qui entraîne la déposition de sulfate de baryum.

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

### I.5.1. Origine de BaSO<sub>4</sub> [22]

Dans le champ Hassi Messaoud, La mise en formation de dépôt BaSO<sub>4</sub> est provoquée par la présence d'un contact direct entre l'eau de gisement (cambrien) chargée en baryum (Ba<sup>2+</sup>), et l'eau injecté (albien) chargée en élément sulfate (SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>).

Ce contacte peut avoir lieu lors du lavage continu pratiqué pour éviter les dépôts de sels (NaCl), ou lors de l'injection d'eau douce dans le gisement pour maintenir la pression de ce gisement.

Le tableau ci-dessous contient la composition d'eau albien et l'eau du cambrien

**Tableau I.4 : Analyses moyennes des eaux Albien et Cambrien [22].**

<b>Nappes</b>	<b>ALBIEN (mg/l)</b>	<b>CAMBRIEN (mg/l)</b>
<b>Propriétés</b>		
<b>(HCO<sub>3</sub>)<sup>-</sup></b>	<b>170</b>	<b>0</b>
<b>CO<sub>3</sub><sup>2-</sup></b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Cl<sup>-</sup></b>	<b>420</b>	<b>210 000</b>
<b>(SO<sub>4</sub>)<sup>2-</sup></b>	<b>600</b>	<b>0</b>
<b>Ca<sup>2+</sup></b>	<b>210</b>	<b>36 000</b>
<b>Mg<sup>2+</sup></b>	<b>70</b>	<b>170</b>
<b>Ba<sup>2+</sup></b>	<b>0</b>	<b>800</b>
<b>Sr<sup>2+</sup></b>	<b>0</b>	<b>970.00</b>
<b>Na<sup>+</sup></b>	<b>250</b>	<b>80 000</b>
<b>K<sup>+</sup></b>	<b>40</b>	<b>6 000</b>
<b>Fer</b>	<b>0</b>	<b>3 200</b>
<b>Ph</b>	<b>7</b>	<b>4</b>
<b>Densité à 25°C</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>Profondeur (m)</b>	<b>1050-1350</b>	<b>3300-3400</b>

### I.5.2. Structure cristalline du sulfate de baryum [22]

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

Le sulfate de baryum cristallise dans le système orthorhombique. Ses paramètres de maille varient alors on obtient

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

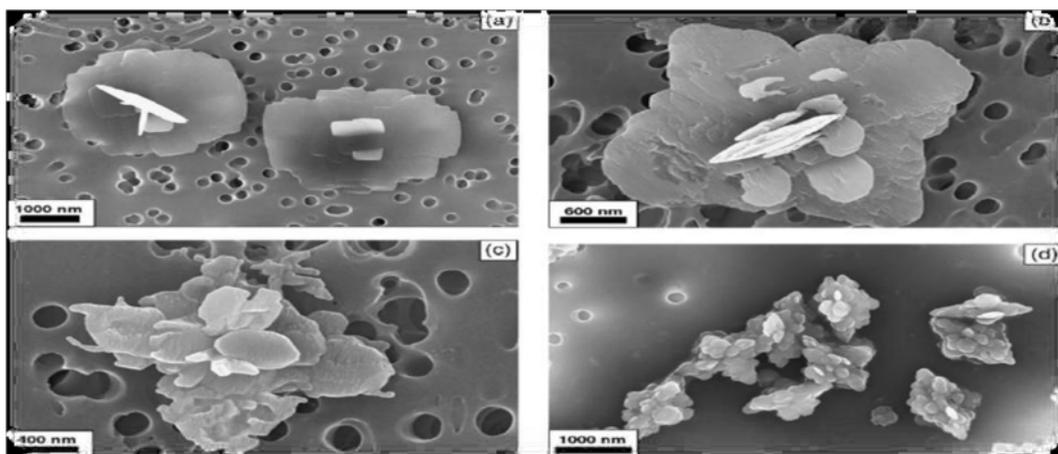


Figure I.8 : Structure de dépôts  $\text{BaSO}_4$  [22]

### I.5.3. Solubilité du $\text{BaSO}_4$ [23]

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

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

Le  $\text{BaSO}_4$  est, en effet, le sel de sulfate qui a la plus faible solubilité. A  $25^\circ\text{C}$ , en 1958 'ROSSEINSKY' a mesuré par conductimétrie une solubilité égale à  $1,04 \cdot 10^{-5} \text{ mol/l}$  soit 2,5 mg/l [24].

Le produit de solubilité du  $\text{BaSO}_4$  à  $25^\circ\text{C}$  est égal à  $1,10 \cdot 10^{-10} \cdot \text{mol/l}$  [25].

La solubilité de  $\text{BaSO}_4$  dans l'acide sulfurique concentré (densité 1,853) est de 15,89 g dans 100g de solution saturée à  $25^\circ\text{C}$ . La solubilité chute rapidement quand la solution d'acide sulfurique est diluée (0,05 g par 100 g de solution diluée contenant 83 % d'acide concentré) [26].

La solubilité a été mesurée par Kohlrausch dont voici les résultats exprimés en mg de sel par 100 cm<sup>3</sup>d'eau [27].

**Tableau I.5 :** Solubilité du sulfate de baryum en fonction de la température.

T (°C)	0	3	18	26	34
BaSO <sub>4</sub> (mg/l)	0,171	0,207	0,230	0,266	0,291

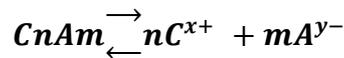
Ces valeurs ne varient pas beaucoup d'un auteur à un autre, en particuliers on peut citer les données de Cowan et Weintritt (1976) [27].

**Tableau I.6 :** Solubilité de sulfate de baryum en fonction de la température (Cowan et Weintritt)

T (°C)	0	10	18	30	50
BaSO <sub>4</sub> (mg/100ml)	0,115	0,20	0,226	0,285	0,336

- Lois de solubilité [28]

La solubilité des sels est régie par la loi d'action de masse, l'équilibre de dissociation d'un sel du type C<sub>n</sub>A<sub>m</sub> est le suivant



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

La constante de dissociation s'écrit  $\frac{[C^{x+}]^n [A^{y-}]^m}{[C_n A_m]} = \text{constante}$

Les valeurs entre crochets désignent les activités qui, dans le cas de solutions peu chargées en sel sont équivalentes aux concentrations des ions considérés. Par ailleurs, l'activité des espèces insolubles (cas de C<sub>n</sub> A<sub>m</sub>) est unitaire.

Dans ces conditions :  $[C^{x+}]^n * [A^{y-}]^m = pK_s$

Cette constante K<sub>sp</sub> est appelée produit de solubilité, elle est caractéristique du sel et de la solubilité du BaSO<sub>4</sub> augmente avec la température et la diminution de pH donne l'influence de la force ionique et de la température sur le produit de solubilité de BaSO<sub>4</sub> dans l'eau distillée conditions thermodynamiques.

L'eau salée et la saumure ont prouvé que l'augmentation de la force ionique provoque l'augmentation de la solubilité de BaSO<sub>4</sub>.

Le BaSO<sub>4</sub> est insoluble dans les acide et les bases ce qui explique les bouchages des puits après formation de dépôt.

- **Le produit de solubilité [28]**

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

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

$\Phi$  : Degré de saturation

$C_{\text{ Sel}}$  : Concentration du sel à  $t=0$

$C_{\text{ P Sel}}$  : Concentration du sel à l'équilibre thermodynamique

#### **I.5.4. Etapes de formation de dépôts**

##### **I.5.4.1. Période de germination [23]**

La germination est la période nécessaire pour regrouper des ions (par exemple  $\text{Ba}^{2+}$  et  $\text{SO}_4^{2-}$ ) ou des molécules à l'intérieur d'un espace supposé sphérique caractérisé par un rayon.

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

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

Il existe deux types de germination

- Homogène (spontanée) dominant à la sursaturation élevée
- Hétérogène induite par les particules étrangères ou des impuretés dissoutes dans le système.

##### **I.5.3.2. Période de croissance cristalline [23]**

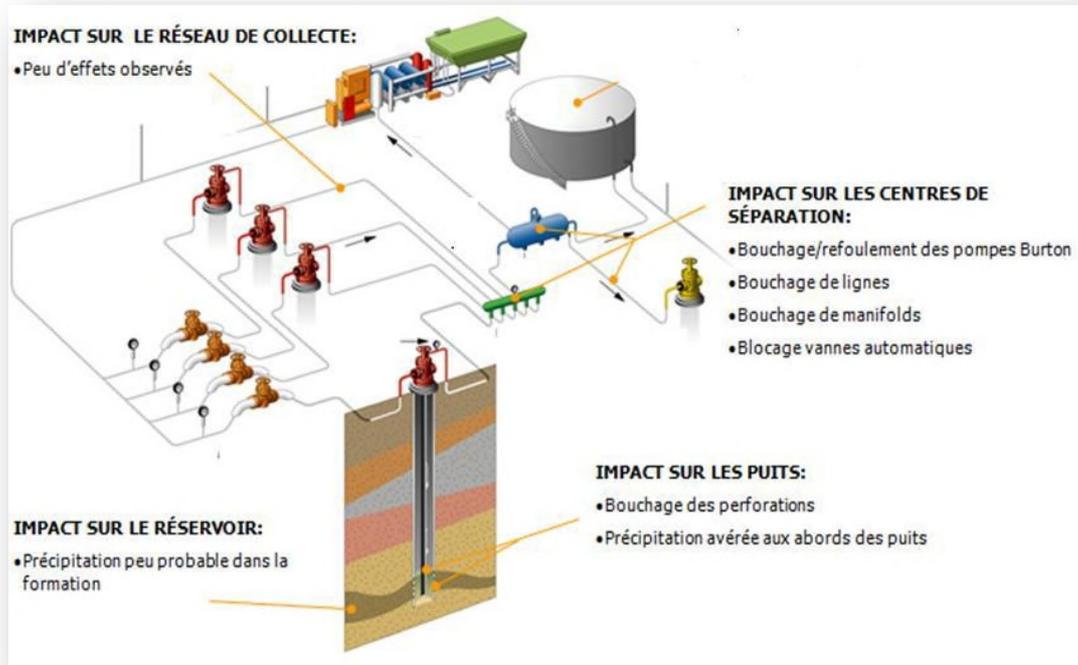
Lorsque les grains de cristal apparaissent, deux facteurs interviennent

**a.** La fréquence avec laquelle de nouveaux ions arrivent à la surface du cristal déjà formé, cette fréquence est d'autant plus grande que leur concentration dans la solution est grande. Les grains de cristaux auront tendance à grossir plus vite si les concentrations des ions sont plus importantes.

**b.** La vitesse avec laquelle les ions s'ordonnent dans le réseau cristallin. Si le premier facteur est prépondérant, les grains de précipité grossiront sous ordre, et l'on obtiendra des cristaux très irréguliers présentant des cavités et donc une plus grande surface (cristaux poreux). Au contraire, si le deuxième est prépondérant, les cristaux seront réguliers.

#### **I.5.4. Localisation des dépôts de sulfate baryum [23]**

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.



**Figure I.9 :** Les emplacements possibles de déposition de  $BaSO_4$  [29]

## I.6. Traitement des dépôts dans HMD

### I.6.1. Traitement préventif

#### I.6.1.1. Inhibiteurs [29]

Un inhibiteur est une substance qui est ajoutée 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 c'est à dire de la ralentir ou de l'arrêter. Ils sont injectés à partir des stations de traitement.

#### Domaine d'utilisation

Les produits anti-dépôts sont des composés utilisés à des concentrations bien déterminées pour l'inhibition contre la formation de dépôts cristallins.

Ils sont utilisés dans le domaine industriel, citons par exemple le domaine pétrolier, tels que les puits producteurs, les réservoirs de pétrole, les circuits d'eau, d'huile et l'installation de production. Sans négliger leur utilisation pour le traitement des eaux, par exemple : l'eau sanitaire, eau de procédés industriels, eau de chaudière...etc.

#### I.6.1.2. Inhibiteurs de formulation minérale

Ils sont utilisés le plus souvent en milieu proche de la neutralité, voire en milieu alcalin, et plus rarement en milieu acide. Les produits se dissocient en solution et ce sont leurs produits de dissociation qui assurent les phénomènes d'inhibition (anions ou cations).

### I.6.1.3. Inhibiteurs de dépôts de formulation organique

Ils existent en plusieurs variétés dans le commerce. Les principaux sont les suivantes : Les amines ; les polyphosphates ; les esters phosphoriques ; les polyesters et les acides polyacryliques.

### I.6.1.4. Phosphates à chaîne linéaire

Ce sont les premiers inhibiteurs utilisés, Ils sont caractérisés par des liaisons p-o-p ; les composés les plus connus dans cette classe sont :

- Les pyrophosphates, les méta-phosphates et les polyphosphates.
- Les esters des phosphates organiques sont des inhibiteurs efficaces.
- Les phosphonates

### I.6.1.5. Inhibiteur l'INIPOL AD 32

L'inhibiteur AD32 est un inhibiteur de dépôt utilisé pour le traitement des circuits d'eau afin d'éviter la précipitation des sels de calcium, de strontium, de baryum, de fer et d'autres cations en association avec des sulfates, des carbonates et des oxydes.

L'inhibiteur AD32 est particulièrement recommandé pour les lignes de pétrole brut et pour les circuits d'injection d'eau afin de contrôler l'entartage du tubing, des pompes, des conduites...etc.



**Figure I.10 :** Anti-dépôt INIPOL AD 32

- **Mode d'emploi d'inhibiteur AD32**

L'inhibiteur AD32 est injecté directement dans le système à inhiber, pur ou dilué dans l'eau, de préférence en injection continue à l'aide d'une pompe doseuse.

**Tableau I.7 :** Propriétés physico-chimiques de l'inhibiteur AD32.

Nature	Phosphonate
Aspect	Liquide
Température de solidification	-5 °C
pH	6-8
Matière active	25%
Point d'éclair	100°C (NF T 60-103)
Masse volumique	1230-1280 Kg/m <sup>3</sup>
Viscosité	10 m Pa/s
Solubilité	dans l'eau et insoluble dans les hydrocarbures

### I.6.2. 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.
- 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.

### I.6.3. Facteurs influençant la performance des inhibiteurs de dépôts

#### I.6.3.1. Masse molaire

Plusieurs investigateurs ont prouvé que plus la masse molaire d'un inhibiteur est basse, plus il est efficace comme inhibiteur de dépôt. Néanmoins, il y a une masse molaire optimale au-dessous de laquelle l'efficacité d'inhibition est réduite. Au-dessus de cette masse molaire, ils deviennent des mauvais inhibiteurs à cause de la grande diminution de la mobilité des molécules dans la solution. En outre, au fur et à mesure que la masse molaire augmente, les capacités de séquestration de l'inhibiteur pour des ions tel que le  $SO_4^{2-}$  augmente également en

raison de l'augmentation de la densité de charge par molécule. En même temps, la solubilité des complexes de métal-inhibiteur formé diminue.

D'autre part, si la masse molaire de l'inhibiteur est trop basse, l'adsorption sur les centres actifs de croissance peut être insuffisante et mène à une capacité inhibitrice réduite.

### **I.6.3.2. Concentration d'inhibiteur et pH du milieu**

A mesure que la concentration en inhibiteur augmente, il y a une augmentation rapide d'efficacité d'inhibition, après quoi seulement une légère augmentation est observée.

Dans la plus part des applications, l'inhibiteur est utilisé en parties par million (ppm) et est présenté comme soluté.

Les changements de pH peuvent changer la nature de la phase de précipité et de la charge extérieure des cristallites formées ; ces deux facteurs influencent la cristallisation, et affectent également le degré d'ionisation des inhibiteurs.

### **I.6.3.3. Température et stabilité thermique**

La température peut directement affecter l'efficacité inhibitrice et la morphologie du cristal. La capacité de l'inhibiteur d'empêcher l'entartrage (dépôt) diminue à mesure que la température de fonctionnement augmente. Les inhibiteurs synthétiques résistent généralement aux températures élevées mieux que les inhibiteurs naturels.

## **I.6.4. Facteurs limitant l'efficacité des inhibiteurs**

### **I.6.4.1. Présence des ions $Fe^{2+}$ et $Fe^{3+}$ dans les eaux de gisements**

Le problème que rencontrent les inhibiteurs de dépôts est la réduction de leurs efficacités de leurs efficacités qui est due à la présence d'ions  $Fe^{2+}$  et  $Fe^{3+}$  dans les eaux de gisement.

En présence d'oxygène, les ions  $Fe^{2+}$  s'oxydent en ions  $Fe^{3+}$  et se précipitent sous forme de  $FeOH_3$  empêchant l'inhibiteur d'être adsorbé sur les sites de croissances des germes de dépôts de  $BaSO_4$ .

Ce dernier grâce à son pouvoir adsorbant vis-à-vis des autres ions en solution empêche l'inhibiteur de jouer son rôle.

Pour rendre l'inhibiteur plus efficace, on procède à l'inhibiteur de l'oxygène par des méthodes mécaniques ou chimiques.

### **I.6.4.2. pH de la solution**

Le pH des solutions semble avoir une influence sur l'inhibiteur. Il peut avoir une influence sur le degré d'ionisation des fonctions acides et par voie de conséquence, sur la flexibilité de la macromolécule et l'anti-dépôt.

### **I.6.4.3. Groupements fonctionnels des inhibiteurs**

Les groupements fonctionnels des inhibiteurs jouent un rôle important dans leur mécanisme d'action. La position du groupement fonctionnel dans chaîne de structure est importante, en effet un groupe fonctionnel peut être plus efficace s'il est situé à l'extrémité de la chaîne, plutôt que le milieu.

### **I.7. Différentes station de traitement [31]**

Les unités de traitement d'eau (stations pour l'injection des produits chimiques) ont pour but de traiter l'eau de lavage des puits huiles salés ainsi que le traitement de l'eau de maintien de pression.

Elles sont au nombre de huit (08) et sont localisées sur des différentes zones sur le site de Hassi-Messaoud. Ces stations sont actuellement sur automate, leurs transmissions vers les poste de contrôle se fait par télémétrie.

#### **I.7.1. Station de lavage des puits huile salés à faible pression**

Le mode de dessalage à faible pression était le plus utilisable pendant les années passées, d'abord l'eau est traitée dans la station de dessalage avec des produits chimiques ensuite elle est acheminée vers les puits salés et finalement cette eau est évacuée par des pompes BSB placées près des puits de production.

**1. Station Z14 :** située en zone centrale du champ de HMD (l'intérieur de la base IRARA), et traite les puits huiles salés de la zone Est.

✚ Elle Comprend 6 cuves de 1000litres



**Figure I.11:** Station de traitement Z14

**2. Station CINA :** située en zone centrale du champ de HMD (l'intérieur du centre industriel Nord) et traite les puits huiles salés de la zone Nord.

Elle Comprend 5 cuves de 1000 litres et une de 2000litres.

**3. Station W1C :** située en zone Ouest du champ de HMD (l'intérieur de la station satellite W1C) et traite les puits huiles salés de la zone 1.

Elle Comprend 6 cuves de 1000 lites et une de 3000 litres

**4. Station CIS :** située en zone centrale du champ de HMD (l'intérieur du centre industriel Sud) et traite les puits huiles salés de la zone Sud-Ouest.

Elle Comprend 5 cuves de 1000 lites et une de 2000 litres

**5. Station HGA :** située en zone Complexe du champ de HMD et traite les puits huiles salés du champ HGA.Elle Comprend 3 cuves de 1000 litres

#### **I.7.2. Station de maintien de pression (haute pression)**

Ce mode de dessalage fonctionne avec de très grandes pressions à l'aide des pompescentrifuges situées à la sortie de station. Ce système distribue de l'eau à tous les puitsauxquels il est relié car la pression de fond de ces puits est importante.

**1. Station E2A :** située en zone centrale du champ de HMD et traite les puits injecteur de la zone Est.

Elle Comprend 4 cuves de 3000 litres

**2. Station OMP53 :** située en zone centrale du champ de HMD et traite les puits injecteurs de la zone Nord-Est.

Elle Comprend 2 cuves de 3000 litres et 2 cuves de 5000 litres

**3. Station OMN 77 :**située en zone centrale du champ de HMD et traite les puits injecteurs de la zone Nord.

Elle Comprend 4 cuves de 5000 litre

#### **Chaque station comprend**

- 03 à 07 cuves (le volume des cuves varie de 1000, 2000, 3000, 5000 litres)
- Chaque cuve disposera d'un transmetteur de niveau indiquant le niveau du produit contenu dans la cuve

- Chaque cuve dispose de deux pompes doseuses de produits chimiques travaillant en alternance.
- Chaque pompe est équipée de manomètre pour indiquer la pression de refoulement.
- Un filtre est utilisé pour filtrer les impuretés contenues dans l'eau, il est purgé de deux façons :
  - Soit après un laps de temps défini
  - Soit quand le delta P augmente.
- Un transmetteur de pression différentiel est installé à cet effet pour mesurer la pression en amont et en aval du filtre.
- Des sondes d'analyse en ligne sont installées pour mesurer la vitesse de corrosion.
- Un débitmètre est installé pour la mesure du débit d'eau traitée.
- Chaque station est alimentée par un ou deux puits albien.



**Figure I.12:** Station haute pression HMD (station Bonatti)



**Figure I.13 :** Pompes et débitmètre de la station haute pression

## I.8. Traitement curatif

Ce type de traitement consiste à la réalisation des différentes opérations de nettoyage des puits

#### **A/ Wireline (travail au câble) [30]**

Le wireline ou le travail au câble est l'ensemble des opérations qui consistent à intervenir dans les puits en exploitation avec des outils. Ces outils sont manœuvrés depuis la surface par l'intermédiaire d'un câble relié à un treuil.

Cette technique permet donc de contrôler, véhiculer, poser et repêcher toute une série d'outils ou d'instruments, pour cela il faut mettre les puits en sécurité.

#### **Avantage du Wireline**

- Les opérations peuvent se dérouler sous pression, voire même sans arrêter la production.
- Rapidité d'exécution grâce à un matériel léger, très mobile, mise en œuvre par un personnel d'agents peu nombreux.
- Gain d'argent et de temps.
- Le matériel est simple et son utilisation n'est pas compliquée.

#### **B/ Work over [30]**

Le Work Over est un terme anglais désigne, le reconditionnement d'un puits.

Toute opération pratique sur un puits soit de réparation ou d'équipement ou d'entretien pour améliorer ou rectifier leur production, ces opérations nécessitent la mise en œuvre d'appareil et des équipements divers tels que (appareil de forage...etc.).

#### **Objectifs de Work over**

- Élimination des dépôts de fond (sédiments).
- Renouvellement des équipements de fond et de surface (tubing, tête de puits...etc.).

#### **C / Snubbing[30]**

Le snubbing est une technique utilisée pour manœuvrer les tubes obturés en utilisant des BOPs afin d'obtenir une étanchéité tout autour dans un puits sous pression.

L'unité peut effectuer les opérations suivantes

- Circulation et nettoyage des dépôts et sédiments à l'intérieur du puits ;
- Acidification et nettoyage des perforations ;
- Opérations de fraisage.

#### **D/ Coiled tubing [30]**

Les unités de Coiled Tubing sont des appareils d'intervention sur puits, utilisant un tubing en acier, continu et flexible, de faible diamètre qui est introduit dans un tubing de production sous pression, le tubing est stocké et enroulé sur un touret.

### **Opérations réalisées au Coiled Tubing [30]**

Cette unité peut être utilisée à l'intérieur de la colonne de production pour les opérations suivantes

- Pour le nettoyage de bouchon de sable ou de paraffines (Jetting)
- Pour stimuler la formation (acidification)
- Pour des opérations de forage ou de fraisage.

### **E/ Milling [4]**

Il s'effectue par grattage mécanique à l'aide d'un racleur, Il est utilisé pour gratter les parois sur lesquels se dépose le sulfate de baryum mais il peut causer des fissures au niveau de tubing au cours de l'opération. Cette opération est réalisée par les unités Wireline, Work Over et Snubbing.

# Chapitre II

## Mise en oeuvre expérimentale

## **Partie I : Présentation du champ Hassi-Messaoud**

### **Introduction**

Le champ de Hassi-Messaoud se situe au nord du Sahara Algérien. C'est l'un des plus complexes gisements pétroliers au monde et le plus grand d'Algérie avec une superficie globale d'environ 2000 km<sup>2</sup>.

Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives distinctives. D'autre part, par la transformation diagenétique dans le réservoir, lors de son enfouissement au cours des temps géologiques, jusqu'à ce que le gisement ait pris la forme ou la configuration actuelle. Ces événements peuvent quelques fois améliorer les paramètres petro-physiques (fracturation hydraulique naturelle, la dissolution, ...) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité la cimentation due aux phénomènes de pression solution, la création de matrices de petits grains,...).

### **II.1. Historique du champ de Hassi Messaoud [1]**

Le gisement fut découvert par deux compagnies distinctes, CFPA (Compagnie Française des Pétroles Algérie du groupe Total) au niveau de la partie Nord du champ, la SN Répal (Société Nationale de Recherche et d'Exploitation de Pétrole en Algérie groupe ELF) au niveau de la partie sud du Champ. En 1946, la SN Répal a commencé sa recherche à travers le Sahara Algérien, trois années plus tard débutait la prospection géophysique par une reconnaissance gravimétrique. En 1951, le premier tir sismique a été effectué dans la région d'Ouargla.

Cette reconnaissance du pourtour des bassins sahariens permettra à SN Répal et son associé, la CFPA de déposer leurs premières demandes de permis de recherche. Le champ de Hassi Messaoud a été découvert le 16 Janvier 1956 par SN Répal qui a amorcé le premier forage MD1, implanté, à la suite d'une campagne sismique, le 15 juin de la même année. Ce forage découvert à 3338 mètres de profondeur, confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien. En mai 1957, à 7 km au Nord-ouest de MD1, la CFPA confirmait l'existence d'un autre gisement par le forage OM1. Les forages qui étaient alors de 10 par an, n'ont cessé de se multiplier depuis 1967 et surtout à partir des mesures de nationalisation des hydrocarbures, le 24 Février 1971. Actuellement le champ est divisé en 25 zones de production. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement.

## **II.2. Situation géographique et géologique du champ**

### **II.2.1. Situation géographique [2]**

Le champ de Hassi-Messaoud se situe au Nord-est du Sahara Algérien à 85Km du chef-lieu d'Ouargla, à 850 Km au Sud-est d'Alger, et à 350 Km de la frontière Algéro-tunisienne.

Il est limité au Nord par Touggourt, au Sud par Gassi-Touil, à l'Ouest par Ouargla, et à l'Est par El Bouma.

Sa localisation est la suivante :

#### **En coordonnées LAMBERT**

X = 790.000 – 840.000 Est ; Y = 110.000 – 150.000 Nord

#### **En coordonnées géographique**

- Au nord par latitude 32 15° - A l'ouest par la longitude 5 40°

- Au Sud par latitude 31 30° - A l'Est par la longitude 6 35°

### **II.2.2. Situation géologique [3]**

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étend sur 53x44 km de superficie et des réserves, les dimensions du champ atteignent 2500 km<sup>2</sup> avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km<sup>2</sup>.

Il est limité du point de vue structure géologique par les structures suivantes

- A l'Ouest par la dépression de l'Oued Mya.
- Au Nord par la structure Djemmâa-Touggourt.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression deGhadames.

Du point de vue gisement il est limité par

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla (Gellala, Ben Kahla etHaoud Berkaoui).
- Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et Al Agreb.
- Au Sud-Est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar.

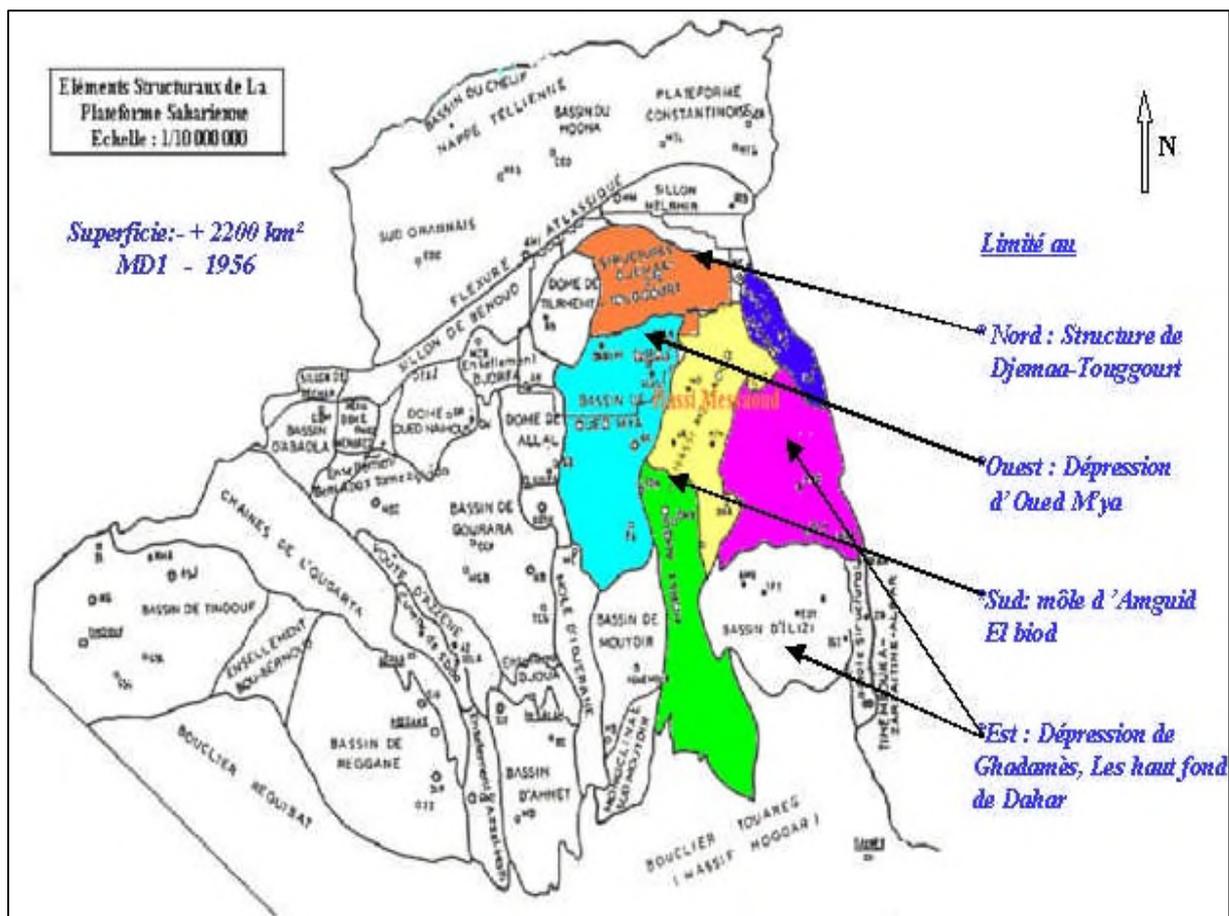


Figure II.1: Situation géologique du HMD [4]

### II.2.3. Zones et numérotation des puits [4].

Le champ de Hassi-Messaoud est subdivisé en zones en tenant compte des iso-pressions. L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices. Une zone de production se définit comme un ensemble des puits qui se comportent de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones. Il faut également noter que la subdivision actuelle n'est pas définitive car une même zone peut être subdivisée en sous zones (Ex : 1a, 1b, 1c).

Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en Ouest en deux parties distinctes : Le champ sud et le champ Nord, chacun a sa propre numérotation.

#### ➤ **Champ Nord:**

C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique,

Exemple : Omo38, Onm14, Omkz12\*

O : Majuscule, permis d'Ouargla.

m: superficie de la zone à huile tel que ;  $O_m = 1200 \text{ km}^2$ ,  $O_n = 300 \text{ km}^2$ .

o : Minuscule, superficie de la zone à huile de  $100 \text{ km}^2$ .

3 : Abscisse, et 8 : Ordonnée.

➤ **Champ Sud :**

La numérotation est chronologique. Ex : Md1, Md2, Md3,...MdZ509\*, MDZ557\*.

\* : 'z' signifie un puits horizontal.

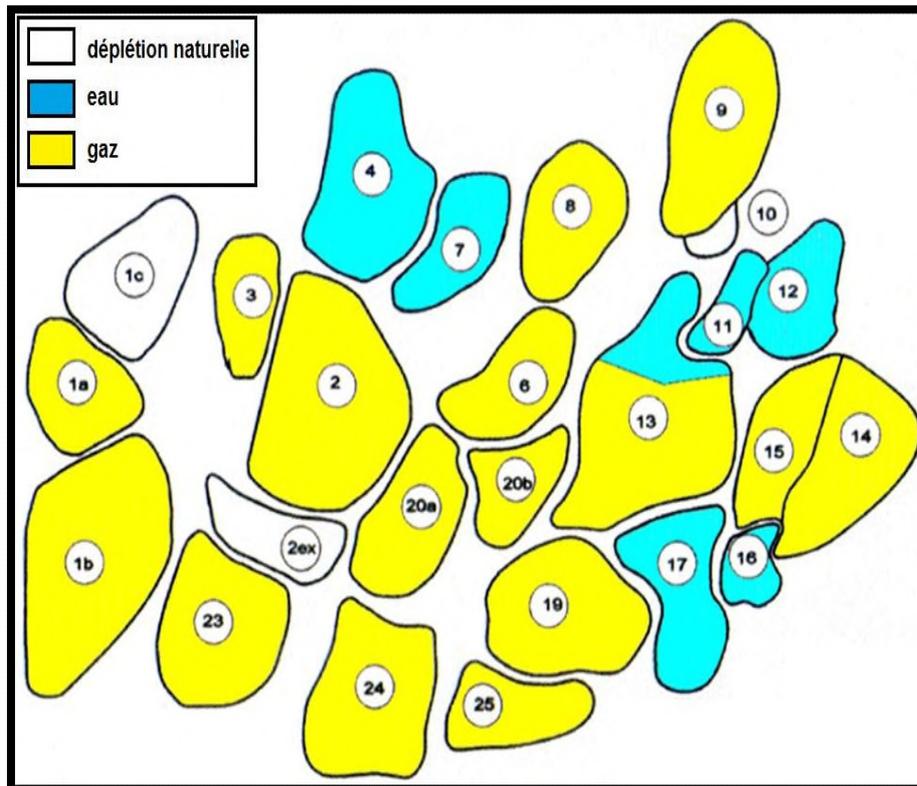


Figure II .2: Zones du champ HMD [4]

#### II.2.4. Structure stratigraphie du champ de Hassi Messaoud [4]

Le réservoir de Hassi Messaoud est du type granuleux. Il comprend plusieurs séries sablonneuses d'âge Cambrien. Le Cambrien de Hassi Messaoud est composé à sa base d'argile. La granulométrie diminue vers le haut et la teneur en argile augmente en se dirigeant vers le bas. Le réservoir producteur est localisé à 3300 m et consiste en quatre formations distinctes (Ri, Ra, R2, R3).

Le réservoir sablonneux de Hassi Messaoud est constitué de quartz à l'origine ; cet élément représente plus que 2/3 formé de roc, et généralement accompagné par d'autres minéraux à savoir le silico-aluminates (Figure II. 3).

AGE	PROF	STRATIGRAPHIE		LITHOLOGIE	DESCRIPTION	Carot, /	TUBAGE
C R E T A C E	0	MIO-PLIOCENE			sable , calcaire et marne sableux		
	217	EOCENE			sable calcaire à silix		
	339	SENONIEN	CARBONATE		calcaire + dolomie et anhydritique		26" X 18" 5/8
	430		ANHYDRITIQUE		anhydrite + marne et dolomie	470 m	
	640		SALIFERE		sel massif et traces d'anhydrites		
	770	TURONIEN			calcaire tendre crayeux		
	878	CENOMANIEN			anhydrite marne et dolomie		
	1023	ALBIEN			Grès et Argile silteuse		
	1348	APTIEN			Dolomie cristalline et calcaire		
	1376	BARREMIEN			Argile et sable + Grès		
1659	NEOCOMIEN			Dolomie , marne et Grès + Argile			
J U R A S S I Q U E	1849	MALM			Argile , Marne et Dolomie + Grès		
	2082	DOGGER	ARGILEUX		Argile, Marne et Dolomie		
	2192		LAGUNAIRE		Anhydrite , Dolomie et Marne	2302 m	
	2412	LIAS	L.D.1		Dolomie , Anhydrite et Argile		
	2480		L.S.1		Alternance Sel , Anhydrite et Argile		
	2575		L.D.2		Anhydrite et Dolomie cristalline		
	2633		L.S2		Alternance de Sel et d'Argille		
	2698		L.D.3		Alternance de Marne et de Dolomie		
2730	SALIFERE	TS1		Alternance Sel , Anhydrite et Argile et dolomie			
2781		TS2		Sel massif à intercalation d'anhydrite et d'argile			
2981		TS3		Sel massif et traces d'Argile			
3207	ARGILEUX	G10		Argile rouges Dolomitiques ou silteuses injectée de sel et d'argile.			
3284		G20					
3313		G30					
3328		G35					
3360	ARGILO-GRESEUX & CARBONATE	G50: GRES SUPERIEURS		Grès fins à ciment Argileux abondant			
3386		ARGILO-CARBONATE		Argile Dolomitique Et Niveau Dolomie			
		GRES INFÉRIEURS		Grès Fins à Grossiers avec Passées argileuses et friables.			
		ANDESITIQUE		Complexe volcano-sédimentaire			
O R D O V I C I E N	Erodé	QUARTZITES DE HAMRA			Quartzites gris beiges fins à Tigillites		
	Erodé	GRES D'EL ATCHANE			Grès blanchâtres fins à Tigillites avec passées d'argile noire		
	Erodé	ARGILES D'EL GASSI			Argile noire micacée et niveaux de grès blanc		
	Erodé	ZONE DES ALTERNANCES			Alternance de Grès et d'Argile		
	3393	DH-Réservoir Ri (D5)			Grès quartzitiques fins isométriques à Tigillites		
C A M B R I E N	**	Réservoir Ra	D4		Grès quartzites et Quartzites Grés anisométrique avec passées de Siltstones		
	3416		D3				
	3435		D2				
	3460		ID				
	3490		D1				
	3515	Zpsg					
	3520	Réservoir R2ab			Grès quartzitiques à ciment argileux		
	Réservoir R3			Grès quartzites à ciment Argileux abondant à éléments très grossiers			
	3488	TD		-3342			
	3503	WOC		-3357			
PRESSION DE GISEMENT PREVUE:				200-220 kg/cm <sup>2</sup>			

Figure II.3 : Colonne stratigraphique du champ de HMD

(Document: Sonatrach /DP, département géologique, service géologique, 2024).

### II.3. Étude statistique sur le puits MD480

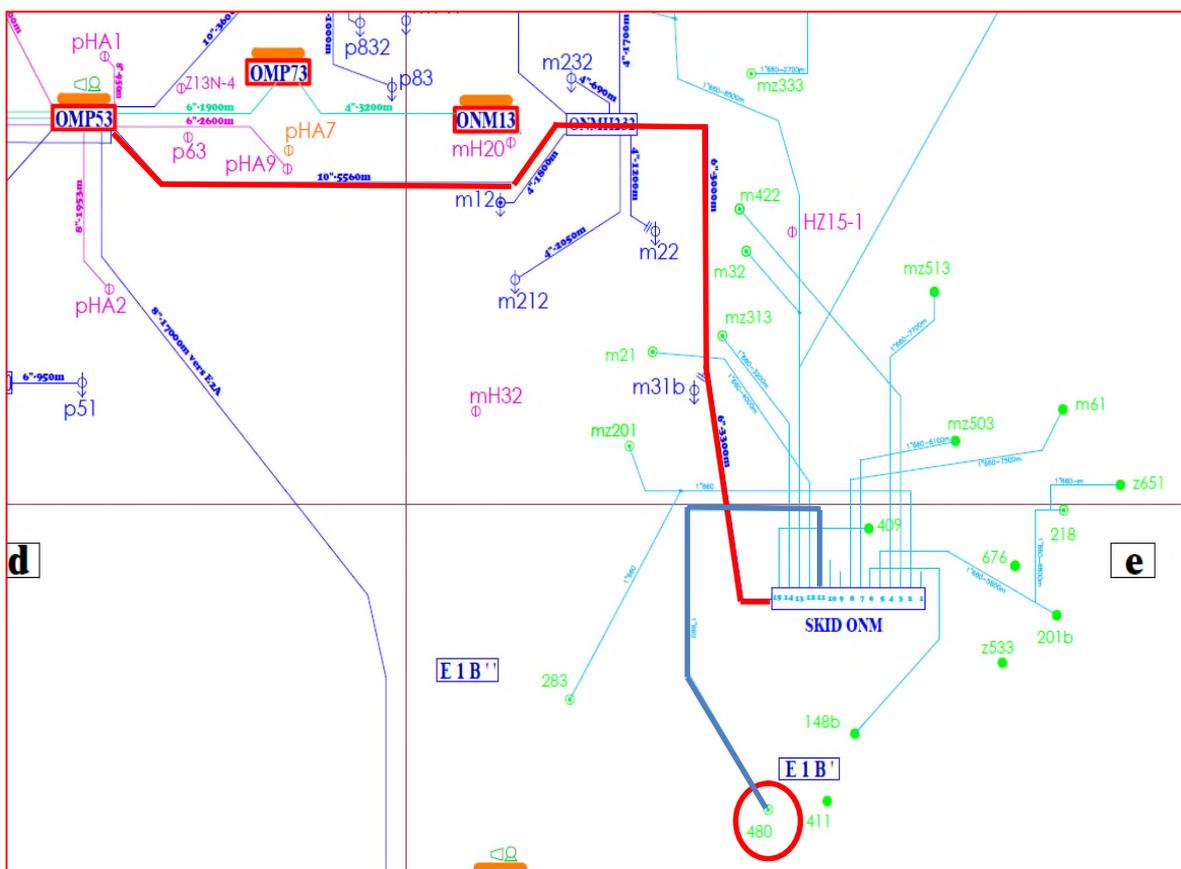
### II.3.1. Historique de puits

Le puits MD480 est un puits producteur d'huile vertical foré en **25/02/1997** (date fin de forage) à une profondeur de 3479 m dans la **Zone 14 (zone central)** du champ de Hassi Messaoud. La mise en production est le **01/05/1997**, le fluide produit est envoyé vers le séparateur E1C via le Sous Manifold : E2B.

### II.3.2. Fiche technique de puits MD480

Le puits MD480 contient une triple injection dans une complétion chemisée (voire la fiche de complétion annexe 1) et par l'injection d'un gaz lift et par une double injection d'eau de dessalage (voir annexe 2).

Le puits est entretenu par un réseau d'injection d'eau pressurisé en continue pour dessalage (réseau de traitement d'eaux) à partir d'un puits d'eau Albien OMP53 ver un manifold puis envoyer ver une station de traitement à haute pression (SKID ONM voire annexe 3) et enfin cette eau est acheminé verre le puits MD480.



**Figure II.3.3 : Réseau de dessalage de puits MD480 (Service contrôle puits)**

### **Problème du puits**

Le puits MD480 est classé parmi les puits très salés dès son forage, donc il engendre beaucoup de problèmes de sels NaCl et des dépôts de sulfates de baryum, qui sont les causes des bouchages fréquents du tubing qui engendre une chute de production du puits.

### **II.3.3. Identifier le problème du puits**

Plusieurs étapes ont été réalisées afin d'identifier ce problème, ainsi que ses conséquences sur la production à savoir :

- ✓ Test de jaugage ;
- ✓ Test de puits ;

### **II.3.4. Opération de jaugage d'un puits**

Le jaugage permet de déterminer avec précision la quantité de pétrole extraite d'un puits à un moment donné. Elle permet de suivre l'évolution de la production et analysé les performances à long terme d'un puits de forage.

Cette opération permet de contrôler les paramètres de production de puits, pression tête, pression de ligne et contrôlé le diamètre de la vanne de production (duse).

Séparer le pétrole brut en trois phases différentes : Huile, Gaz, Eau, ainsi de calculer leur débit par heure.



Figure II.3.5: Camion séparateur INLINE (opération de jaugage)

Société de service Schlumberger.



**Figure II.3.6 :** Système de déviation de pétrole brut ver le Camion.

## **Partie II : Méthode d'analyse et matériel**

### **Introduction**

La majorité des puits de HMD sont salés, ces puits se bouchent par le sel (NaCl) et nécessite un lavage en continu ou par bouchons d'eau Albien pour dissoudre les sels qui se déposent à l'intérieur du tubing de production.

L'injection de cette dernière crée un problème de formation de dépôts sulfaté ( $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{SrSO}_4$  et  $\text{MgSO}_4$ ).

Le dépôt de sulfate de baryum ( $\text{BaSO}_4$ ) provient de l'incompatibilité des deux eaux. Les eaux de gisement contiennent des ions de  $\text{Ba}^{2+}$  et l'eau d'injection contient des ions sulfates  $\text{SO}_4^{2-}$ .

Ce dernier est le dépôt le plus gênant car les limites de solubilité sont très basses.

Afin d'éviter tous les problèmes générés par la formation des dépôts de sels et la rupture de la production de l'huile, il procède pour un traitement préventive par une injection d'eau traité par des inhibiteur.

Le Service Contrôle Gisement Laboratoire contrôle et analyse tous les jours les eaux injectées par les stations de traitement et les eaux de pièges récupère ainsi contrôle la salinité de l'huile et analyse chaque dépôts récupérés dans les conduite de production de pétrole brut par les opérations curative.

### **II.4. Analyses de pétrole brut**

#### **II.4.1. Densité de pétrole brut**

La densité est l'une des grandeurs les plus facilement accessibles. Elle est déterminée par des essais classiques au laboratoire dans le but de déterminer la composition des produits à étudier. Elle s'exprime par le rapport de la masse volumique d'un échantillon sur la masse volumique d'eau. Pour les produits pétroliers, elle s'exprime à 15 °C, la valeur de la densité ou la masse volumique du pétrole brut est déterminée à l'aide d'un densimètre selon la norme **NF T60-101**.

##### **➤ Principe**

Cette mesure s'effectue en se basant sur la méthode de densimètre et de la lecture directe.

##### **➤ Appareillage**

-densimètre - Thermomètre digital avec sonde - Éprouvette graduée de 500 ml.



**Figure II.4.1 : Densimètre**



**Figure II.4.2 : Éprouvette graduée**

➤ **Mode opératoire**

- Verser échantillon dans une éprouvette sèche et propre inclinée de 45° afin d'éviter toute formation de bulles gazeuses et réduire au maximum les pertes par évaporation des produits volatiles.
- Plonger le densimètre convenable dans l'éprouvette à échantillon puis le thermomètre et on l'a laissé stabiliser.
- Une fois le densimètre est stabilisé, faire la lecture directement sur le densimètre et la température affichée.

Lorsqu'on fait une lecture, on rajoute toujours (0.5) à la valeur lue pour compenser le vide laissé par le ménisque.

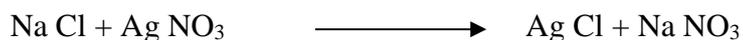
#### **II.4.2. Salinité de pétrole brut**

Le pétrole contient toujours un taux de sel aussi faible soit-il, mais toujours présent qui ne peut être négligé au risque de nuire aux installations.

Les résultats sont exprimés en mg de NaCl / litre de pétrole brut ou en pourcentage. La salinité est déterminée selon les normes suivantes : **ASTM D4458**.

➤ **Principe**

Le but de mesurer la salinité est la détermination des chlorures dans les produits pétroliers, en utilisant la méthode de Mohr qui est basée sur le principe de la neutralisation des sels (NaCl) par le nitrate d'argent, selon la réaction suivante :



➤ **Appareillage**

- Un doseur des ions des chlorures ;
- Bécher ;
- Une éprouvette de 100 ml ;

- Un agitateur électrique ;

➤ **Réactifs**

- Solution de nitrate d'argent ( $\text{AgNO}_3$ ) à 0,1M ou 0,01M ;

- Désémulsifiant à 50 ppm ;

- Indicateur coloré de chromates de potassium de concentration 5% ;



**Figure II.4.3** : Un doseur  $\text{AgNO}_3$



**Figure II.4.4** : Agitateur électrique

➤ **Mode opératoire**

-Prendre 100 ml de pétrole brut auquel on ajoute 100 ml d'eau distillée contenant 50 ppm de désémulsifiant.

-La solution est agitée pendant 30 minutes.

-Chauffer la solution à une température de  $70^\circ\text{C}$  pendant 15 minutes si nécessaire pour séparer la phase aqueuse.

-Prendre 20 ml de la solution aqueuse.

-Ajouter quelques gouttes d'indicateur de chromate de potassium de concentration 5%.

-Titrer la solution par le nitrate d'argent jusqu'à l'obtention d'une couleur rouge brique.

-Enregistrer le volume d' $\text{AgNO}_3$ .

-Refaire les étapes pour l'eau distillée.

➤ **Expression des résultats**

La teneur en chlorure sera donnée en milligrammes/litre par l'expression :

$$S (\text{NaCl}) = \frac{58.45 \cdot V(\text{AgNO}_3) \cdot M(\text{AgNO}_3) \cdot 1000 \cdot D}{V_p} - B$$

-S : Salinité exprimée en chlorure de sodium ( $\text{mg Cl/l}$ ).

- V(AgNO<sub>3</sub>) : Volume de nitrate d'argent enregistré (ml).
  - M(AgNO<sub>3</sub>) : Molarité de la solution de nitrate d'argent (mol/l).
  - D : Facteur de dilution.
  - V<sub>p</sub> : Volume de prise d'essai (ml).
  - B : Salinité du blanc (eau distillée) exprimée en mg Cl<sup>-</sup>/l.
- 58.45g/mol : Masse molaire de NaCl.

#### **II.4.3. Teneur en eau et sédiments (BS&W : basic sédiment & water)**

Le pétrole brut contient en très faibles quantités de l'eau et des sédiments dont la majeure partie est dissoute dans l'eau, le reste se trouvant sous forme de cristaux très fins.

La teneur en eau et sédiments de pétrole brut est mesurée selon la norme **ASTM D4007** qui consiste à déterminer le volume d'eau et des sédiments séparés du pétrole brut par la centrifugation.

##### ➤ **Principe**

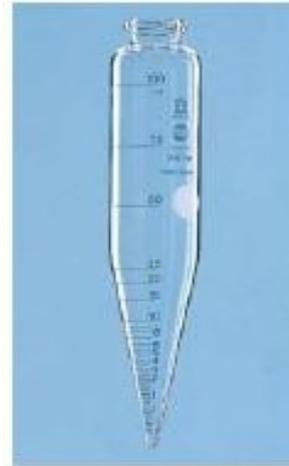
La méthode est basée sur la détermination du pourcentage émulsion, sédiment et eau dans un échantillon de pétrole. L'eau et les sédiments sont séparés par centrifugation.

##### ➤ **Appareillage et Réactifs**

- Centrifugeuse ;
- Tubes coniques (100ml) ;
- Désémulsifiant pour éviter l'émulsion ;
- Pipettes de différents volumes (10 ml et 20 ml) ;
- Bain marie ;
- Échantillon à analyser (pétrole) ;
- Eau distillée ;



**Figure II.4.5 :** Centrifugeuse ROTANTA 46.



**Figure II.4.6 :** Tube conique

➤ **Mode opératoire**

- Remplir chacun des deux tubes à centrifuger (l'un pour mesure et l'autre pour confirmation) jusqu'à 50 ml avec l'échantillon directement à partir du récipient.
- Ajouter  $50 \pm 0,05$  ml de toluène saturé d'eau à l'aide d'une pipette.
- Ajouter 0,2 ml de désémulsifiant dans chaque tube à l'aide d'une pipette.
- Boucher les tubes hermétiquement et les inverser dix fois afin d'assurer un mélange homogène du pétrole brut et du solvant.
- Desserrer légèrement les bouchons et plonger les tubes pendant au moins 15 minutes dans le bain maintenu à  $60 \pm 3^\circ\text{C}$  et reboucher les tubes.
- Placer les tubes dans la centrifugeuse.
- Fermer le couvercle de la centrifugeuse et lancer l'analyse.

➤ **Expression des résultats**

La lecture se fait directement sur le tube conique à centrifuger ASTM et la teneur sera donnée en pourcentage.

$$V_{lu} \text{ (ml)} \cdot 100 / 100 \text{ (ml)}$$

**II.5. Analyses de l'eau**

- Analyse complète des eaux recueillies au niveau des puits et des installations de surface pour déterminer leur origine.
- Analyse des puits Albien (destinés au lavage des puits salés, station de traitement, maintien de pression et réseau d'incendie).
- L'analyse des eaux produites (eaux récupérer après la production d'huile) demandée par les différents services de la direction Eng & Prod.

### II.5.1. Salinité eau

En détermine la salinité de l'eau par la méthode de densimètre et en convertissant les valeurs de la densité de l'eau à sa teneur en salinité.

Le tableau de conversion densité /salinité (voir annexe 4).

### II.5.2. Détermination du pH

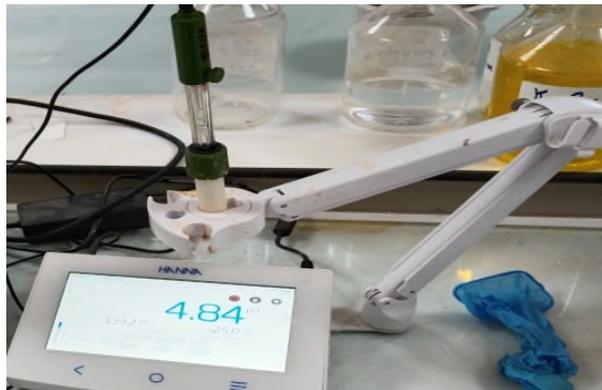
#### ➤ Principe

La mesure du pH d'une solution soit avant le traitement ou après nous renseigne sur l'acidité ou l'alcalinité du milieu. Si le pH est supérieur à 7, il s'agit d'une solution basique, s'il est inférieur à 7, la solution est acide, et s'il est égal à 7, la solution est neutre.

Le pH d'une eau permet de mettre en évidence les espèces chimiques présentes dans un échantillon.

#### ➤ Appareillage et Réactifs

- les eaux : Albien, Combrien, piège ;
- appareille de pH mètre ;



**Figure II.5.1 : pH mètre**

#### ➤ Mode opératoire

Mesurer le pH de l'eau en plongeant l'électrode du pH mètre dans un erlenmeyer ou bécher de 50 ou 100 ml de cette eau. Le résultat s'affiche directement sur l'appareil. Ces mesures sont faites à des températures de l'eau de 20 °C, qui est une condition du fonctionnement du pH-mètre.

### II.5.3. Détermination de la turbidité

#### ➤ Référence

Selon l'instruction du fabricant détaillée dans le manuel.



Figure II.5.2 : Turbidimètre

#### ➤ Procédure de mesure

- Après calibrage de l'appareil.
- Nettoyer les fioles Gelex avec un chiffon doux non pelucheux pour éliminer les traces d'eau et doigts.
- Appliquer une petite goutte d'huile de silicone sur la fiole du haut en bas.
- Utiliser un chiffon fourni d'huilage pour appliquer l'huile uniformément sur la surface de la fiole.
- Retirer la majeure partie d'huile et vérifier que la fiole est presque sèche.
- Placer la fiole dans le porte cuve en alignant le triangle sur la fiole avec le repère du porte cuve, appuyer sur le couvercle jusqu'à ce qu'un clic retentisse.
- Appuyer sur mesure, la valeur ainsi que le statut de succès ou échec sont affichés, les données sont automatiquement enregistrées sur l'appareil.

#### ➤ Mesure de la turbidité

- S'assurer que l'appareil est placé sur une surface fixe, plane e exempte de vibration pendant la mesure.
- Rincer une cuve d'échantillon propre et vide deux fois avec la solution à mesurer et vider-la.
- Remplir jusqu'au trait (environ 30 ml) avec l'échantillon et placer immédiatement le bouchon sur la cuve pour échantillon.
- Nettoyer les cuves avec un chiffon doux non pelucheux pour éliminer les traces d'eau et de doigts.
- Appliquer un petit cordon d'huile de silicone sur les cuves, du haut jusqu'en bas.

- Utiliser le chiffon d'huilage fourni pour appliquer l'huile uniformément sur la surface des cuves.
- Retirer l'excès d'huile et vérifier que les cuves sont presque sèches.
- Inverser lentement et avec précautions la cuve d'échantillon pour mélanger complètement l'échantillon, veillez à ne pas ajouter de bulles d'air.
- Placer la cuve dans le porte-cuve en alignant le triangle sur la cuve pour échantillon avec le repère de référence du porte-cuve.
- Appuyer sur le couvercle jusqu'à ce qu'un clic retentisse.
- Appuyer sur Mesurer (ou Terminer si l'appareil est en mode continu).
- Patienter pendant que l'instrument mesure l'échantillon.

#### **II.5.4. L'analyse des ions dans l'eau**

Cette analyse repose sur le dosage volumétrie des éléments suivants  $\text{Fe}^{2+}$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ...etc.

##### **➤ Principe du dosage**

Le dosage est basé sur la formation d'un complexe incolore des ions ( $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ...) avec des complexons qui forment des liaisons ioniques et semi-polaire ; la complexion employé est l'EDTA (acide éthylène-diamine-tétra-acétique).

La formation du complexe est incolore pour cela on utilise des indicateurs colorés comme le noir euriochrome T et le murexide.

##### **II.5.4.1. Dosage du fer**

Avant de doser le fer il faut s'assurer de sa présence.

- Ajouter 2 gouttes d'HCl concentré à l'échantillon.
- Etendre avec de l'eau distillée puis ajouter 2 à 3 gouttes de ferrocyanure de potassium  $\text{K}_4\text{Fe}(\text{CN})_6$ , la couleur bleue indique la présence du fer.
- Prélever 25 ml du filtrat dans un bécher de 250 ml.
- Oxyder le milieu avec  $\text{HNO}_3$  à chaud.
- Laisser refroidir, on élève le pH avec NaOH puis on ajoute l'acide acétique dilué et l'acétate de sodium.
- Ajouter ensuite 5ml d'indicateur (Acide sulfasolycylique).
- Titrer par l'EDTA 0,1N ou 0,01N selon la concentration du fer jusqu'à virage pourpre au jaunâtre.

$$\text{Fe} = N * V * 56 * 1000 / \text{Pe}$$

-56g/mol : Masse molaire de Fer.

-V : Volume versé (ml).

-Pe : Prise d'essai (ml).

- **Élimination du fer**

Avant chaque dosage de calcium et du magnésium ( $\text{Ca}^{2+}$  et les  $\text{Mg}^{2+}$ ), on doit éliminer le fer qui est un ion gênant.

- **Pour éliminer le fer on ajoute à notre prise d'essai**

-  $\text{HNO}_3$  concentré à chaud jusqu'à oxydation de  $\text{Fe}^{2+}$  en  $\text{Fe}^{3+}$  on laisse refroidir.

- Précipiter avec  $\text{NH}_4\text{OH}$  concentré à pH (8,0) on filtre dans une fiole jaugée et on complète avec de l'eau distillée, ensuite on dose.

#### **II.5.4.2. Dosage du calcium**

➤ **Principe**

Le dosage est basé sur la détermination des ions calcium en les complexant avec la solution EDTA.

➤ **Réactifs**

-Solution EDTA 0,1M ou 0,01M ;

-Solution d'hydroxyde de sodium 1mol/l à pH13 ;

-Indicateur coloré murexide ;

➤ **Mode opératoire**

-Prélever une prise d'essai de l'échantillon.

- Ajouter 5ml de  $\text{NaOH}$  1N (pH = 13) et l'indicateur coloré murexide, la solution devient rose

- Titrer avec L'EDTA 0,1M jusqu'au virage au violet, soit V le volume versé.

$$[\text{Ca}^{2+}] = 40,08 * M * V1 * 1000 * D / \text{Pe}$$

-40,08g/mol : Masse molaire du calcium.

-M : Molarité de l'EDTA.

-V1 : Volume de l'EDTA écoulé (ml).

-Pe : Prise d'essai (10ml).

-D : Facteur de dilution.

-  $[\text{Ca}^{2+}]$  : est exprimée en mg/l.

#### **II.5.4.3. Dosage du magnésium**

➤ **Réactifs**

-Solution EDTA 0,1M ou 0,01M ;

-Solution pH tampon ammoniacal à pH10 ;

-Indicateur coloré noir euriochrome T ;

➤ **Mode opératoire**

-Prélever une prise d'essai de l'échantillon.

- Ajouter 5ml de tampon ammoniacal (pH=10) et l'indicateur coloré noir enriochrome T, la solution devient rouge-vin.

- Titrer avec L'EDTA 0,1M jusqu'au virage au bleu, soit V2 le volume versé.

$$[\text{Mg}^{2+}] = 24.3 * V2 * M * 1000 * D / Pe$$

-24,3 g/mol : Masse molaire de magnésium.

-M : Molarité de l'EDTA.

-V2 : Volume de l'EDTA écoulé (ml).

-Pe : Prise d'essai (10 ml).

-D : Facteur de dilution.

- [Mg<sup>2+</sup>] : Exprimée en mg/l.

#### **II.5.4.4. Dosage des chlorures**

➤ **Principe**

La méthode est basée sur la précipitation des ions chlorures en AgCl en titrant par une solution de nitrate d'argent de titre connu (méthode de Mohr).

➤ **Réactifs nécessaires**

-Solution d'AgNO<sub>3</sub> de 0,1M ou 0,01M ;

-Indicateur coloré chromate de potassium de 5% ;

➤ **Mode opératoire**

-Prélever une prise d'essai de l'échantillon Pe.

-Ajouter quelques gouttes d'indicateur coloré chromate de potassium K<sub>2</sub>CrO<sub>4</sub>.

-Titrer avec AgNO<sub>3</sub> 0,1 M jusqu'au virage au rouge brique soit V le volume d'AgNO<sub>3</sub> versé

$$[\text{Cl}^-] = (35.45 * V * M * 1000 * D) / Pe$$

-35,45 g/mol : Masse molaire des chlorures.

-V : Volume d'AgNO<sub>3</sub> écoulé (ml).

-M : Molarité AgNO<sub>3</sub> A (0,1 ou 0,01M).

-Pe : Prise d'essai (ml).

- [Cl<sup>-</sup>] : est exprimée en mg/l.

## II.5.4.5. Dosage des carbonates

### ➤ Principe

La méthode est basée sur le dosage de l'alcalinité de l'eau en titrant par un acide de titre connu.

### ➤ Réactifs nécessaires

- Solution acide chlorhydrique 0,05N ;
- Indicateur colorée phénolphtaléine ;
- Indicateur colorée méthyle orange ;

### 1. pH > 8,3 dosage des carbonates

#### ➤ Mode opératoire

- Prélever une prise d'essai de l'échantillon.
- Mesure le pH de la solution > 8,3.
- Ajouter quelque gouttes de indicateur colorée phénolphtaléine.
- Titrer avec l'acide HCl 0,05N jusqu'au virage a l'incolore, soit V1 le volume versé.

$$[\text{CO}_3^{2-}] = 60 \cdot N \cdot V1 \cdot 1000 \cdot D / \text{Pe}$$

- 60g/mol : Masse molaire des  $\text{CO}_3^{2-}$ .
- N : Normalité de l'acide HCl.
- V1 : Volume acide HCl écoulé (ml).

-Pe : Prise d'essai d'échantillon (ml).

-D : Facteur de dilution.

### 2. pH < 8,3 dosage des bicarbonates

#### ➤ Mode opératoire

- Prélever une prise d'essai de l'échantillon.
- Mesure le PH de la solution < 8.
- Ajouter quelque gouttes de indicateur colorée méthyle orange la solution devient orange.
- Titrer avec l'acide HCl 0,05N jusqu'au virage au rose, soit V2 le volume versé.

$$[\text{HCO}_3^-] = 61 \cdot N \cdot V2 \cdot 1000 \cdot D / \text{Pe}$$

- 61g/mol : Masse molaire des  $\text{HCO}_3^-$ .
- N : Normalité de l'acide HCl.
- V2: Volume acide HCl écoulé (ml).
- Pe : Prise d'essai d'échantillon (ml).
- D : Facteur de dilution.

#### II.5.4.6. Dosage des sulfates

##### ➤ Principe

La méthode est basée sur la détermination des ions sulfates en les précipitant sous forme de sulfate de baryum par la solution de chlorures de baryum.

##### ➤ Réactifs nécessaires

- Solution de chlorures de baryum à 5% ;
- Solution HCl concentré ;

##### ➤ Mode opératoire

- Prélever une prise d'essai (100ml) de l'échantillon dans erlenmeyer de 500ml.
- Procéder à l'élimination du fer s'il est présent.
- Acidifier la solution jusqu'à pH 1 avec HCl concentré.
- Porter à ébullition, relever du feu tout en agitant.
- Ajouter environ 20 ml de  $BaCl_2 \cdot 2H_2O$  à 5% jusqu'à la fin de précipitation.
- Ajouter 20% en excès.
- Couvrir avec un verre de montre et laisser déposer 24h.
- Filtrer ensuite en utilisant un filtre sans cendre et laver à l'eau distillée bouillante jusqu'à disparition des chlorures du filtrat.
- Sécher le filtre à l'étuve à 90°C.
- Calciner au four à moufle à 800 °C pendant 30 mn.

$$[SO_4^{2-}] = 411,43 \cdot (P2-P1) \cdot 1000 / Pe$$

P1 : points du creuser vide.

P2 : points du creuser après calcination.

Pe : prise d'essai d'échantillon (100ml).

411,43 : rapport masse molaire  $SO_4^{2-} \cdot 1000$  / masse molaire  $BaSO_4$ .

#### II.6. Dosage de la concentration de l'inhibiteur de dépôts

Cette analyse est pour but de contrôler la concentration de l'inhibiteur utilisé pour le traitement préventif dans les eaux de dessalage par la méthode spectroscopique.

##### • Principe

Dosage des phosphates après oxydations des phosphonates par spectrophotométrie UV-Visible.

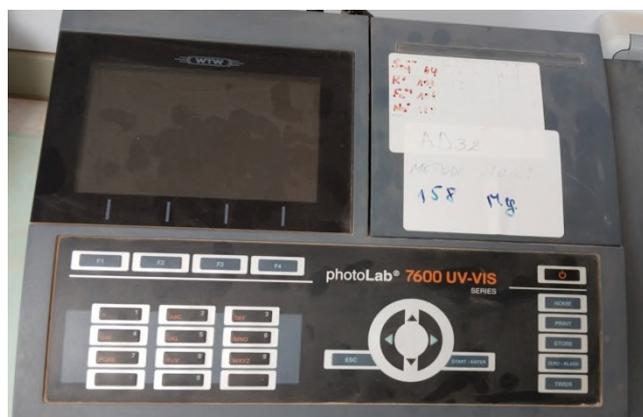
##### • Réactifs nécessaires

- Solution d'acide sulfurique 10 N ;
- Solution de permanganate de potassium 0,2 N ;
- Solution d'acide ascorbique ;

-Solution de molybdate d'ammonium 2% ;

-La préparation des réactifs du dosage de l'inhibiteur de dépôts (voir annexe 6).

- **Appareille**

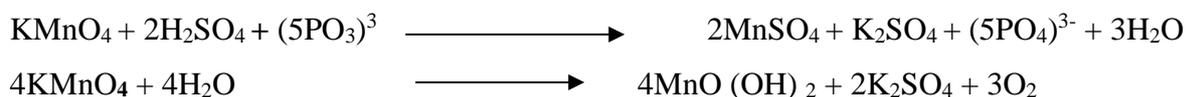


**Figure II.6.1** : Spectrophotométrie UV-Visible

- **Mode opératoire**

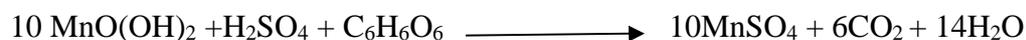
### 1. Oxydation des phosphonates

Dans un bécher ajouter à la prise d'essai 3ml de H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> de concentration 10N et 1ml de KMnO<sub>4</sub> de concentration 0,2N et le compléter à 50 ml avec de l'eau distillée et chauffer la solution jusqu'à apparition d'un précipité brun.



### 2. Décoloration de la solution

Le précipité brun gêne la suite de l'analyse, il sera décoloré par quelques gouttes d'acide ascorbique C<sub>6</sub>H<sub>8</sub>O<sub>6</sub> à 4%.



Transvaser la solution dans une fiole jaugée de 50 ml, ajouter 5ml de molybdate d'ammonium à 2% et 4 ml de la solution réductrice (50% d'antimoine tartrate de potassium et 50 % d'acide ascorbique), on obtient un complexe bleu.

### 3. Formation du complexe phosphomolybdique



Laisser reposer une demi-heure et passer au spectrophotomètre UV-Visible (longueur d'onde 700 nm), on relève le zéro avec de l'eau distillée puis lire la valeur de la concentration

de l'inhibiteur AD32 en respectant la loi de Beer-Lambert (vérification de l'absorbance, densité optique entre 0,2 à 2 nm).

## II.7. Méthode d'analyse du dépôt sulfate de baryum

Plusieurs analyses sont effectuées au laboratoire sur le dépôt de  $\text{BaSO}_4$  (Figure II.7) récupéré au niveau de puits Md480 sur la partie extérieure du tube d'injection d'eau (concentrique : CCE) après une opération de nettoyage par un appareil Wire-Line.



**Figure II.7 :** Dépôt du sulfate de baryum

### II.7.1. Analyse qualitative

On commence par l'analyse qualitative (aspect physique et chimique) pour avoir une idée générale sur la nature de ce dépôt :

- La couleur ;
- L'odeur ;
- La rigidité ;
- La présence du Fer ;
- Le dégagement de gaz ;

- **Test de solubilité dans l'eau**

- Mettre une prise d'essai dans un bécher de 50 ml.

-Ajouter 20 à 40 ml d'eau et faire bouillir si nécessaire.

- **Test de solubilité dans l'acide**

-Mettre une prise d'essai dans un tube à essai.

-Ajouter quelques gouttes de HCl concentré.

- **Test de pouvoir magnétique**

-Prendre une prise d'essai de l'échantillon préalablement séchée.

-Approcher un aimant à l'échantillon.

## II.7.2. Analyses quantitatives

L'analyse quantitative s'effectue suivant plusieurs étapes selon le schéma (Figure II.7.2).

### II.7.2.1. Détermination de la teneur en NaCl

- **Principe**

La méthode est basée sur la précipitation des ions chlorures en AgCl en titrant par une solution de nitrate d'argent de titre connu (méthode de Mohr).

- **Réactifs nécessaires**

-Solution d'AgNO<sub>3</sub> de 0,1M ou 0,01M ;

-Indicateur coloré chromate de potassium de 5% ;

- **Mode opératoire**

-Prendre 1g de l'échantillon (séché et broyé).

-Dissoudre dans 100 ml d'eau distillée jusqu'à ébullition.

-Filtrer dans une fiole de 100 ml.

-Compléter à 100 ml par l'eau distillée.

-On prélève 5 ml dans un bécher de 20ml.

-Ajouter quelques gouttes d'indicateur coloré K<sub>2</sub>CrO<sub>4</sub>.

-Doser par AgNO<sub>3</sub> (0,1 ou 0,01M).

$$\text{NaCl \%} = (58.45 * V * M * 1000) / (Pe * 10)$$

-58,45g/mol : Masse molaire de NaCl

-V : Volume d'AgNO<sub>3</sub> versé écoulé/10 (ramener à 1 litre).

-M : Molarité d'AgNO<sub>3</sub> (0,1 ou 0,01M).

-Pe : Prise d'essai (ml)

NB : Formule abrégée pour une prise d'essai de 05ml (1g de l'échantillon dissout et filtré dans une fiole de 100ml).

$$\text{NaCl \%} = 58,45 * 2 * V * M$$

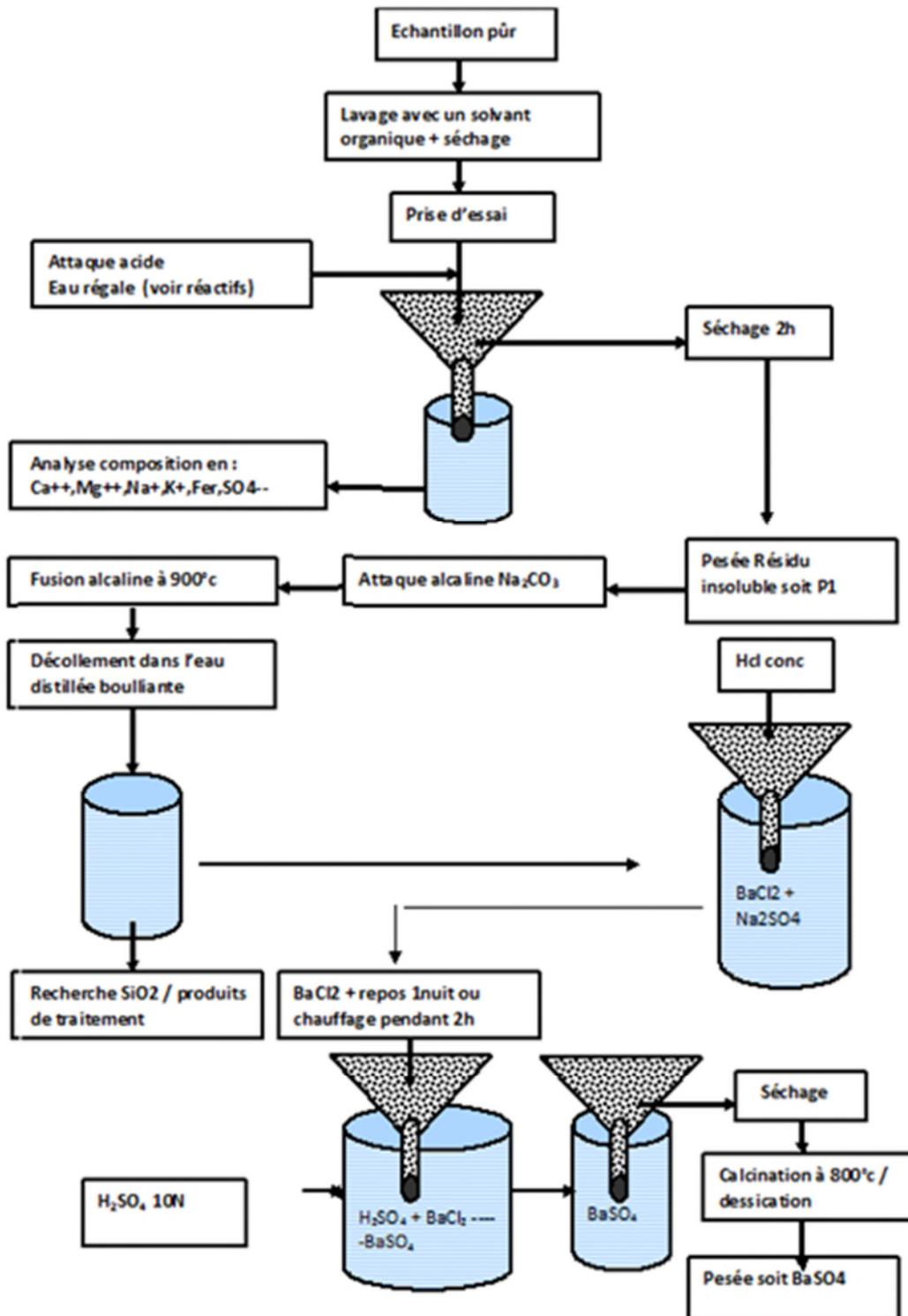


Figure II.7.2: Schéma général de l'analyse quantitative d'un dépôt.

### II.7.2.2. Attaque acide à l'eau régale

Pour analyser un dépôt du sulfate de baryum on fait une attaque acide, on utilise des acides forts combinés ( $\text{HCl} + \text{HNO}_3$ ). Ces acides vont détruire les liaisons entre les composants du dépôt.

- **Mode opératoire**

- Prendre une prise d'essai (1g).
- Broyer et sécher dans une étuve à 70-100°C.

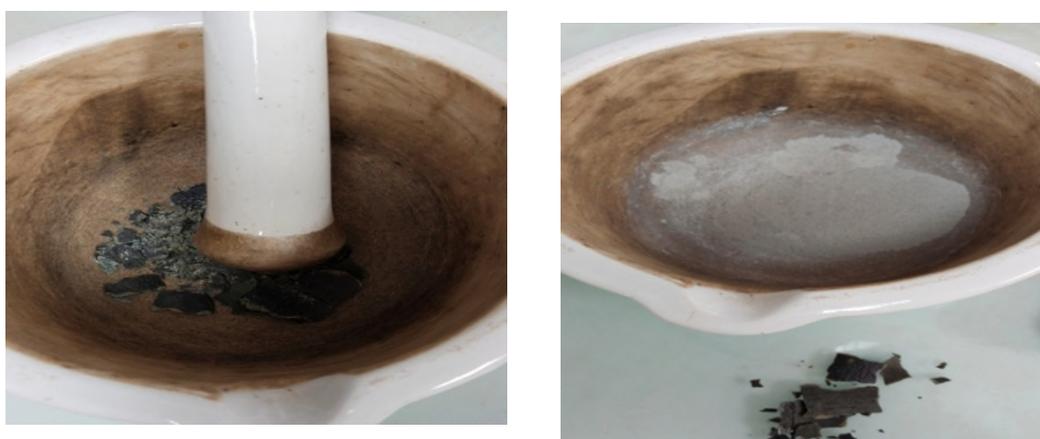


Figure II.7.3 : Broyage du dépôt de  $\text{BaSO}_4$

- Éliminer les oxydes à l'aide d'un baron aimanté (% oxydes de fer).
- Dissoudre le reste de la prise d'essai dans 60 ml d'eau régale (40 ml Chlorhydrique  $\text{HCl}$  + 20ml de l'acide Nitrique  $\text{HNO}_3$ ).
- Évaporer complètement la solution sur une plaque chauffante.
- l'opération dure environ 2 heures.
- Dissoudre le résidu dans 20ml de  $\text{HCl}$  et évaporer à sec.
- Ajouter 10 ml d'eau distillée et faire dissoudre le précipité par ébullition pendant 1 minute.
- Répéter l'opération précédente en ajoutant 20 ml d'eau et une ébullition de 10 mn puis 100ml d'eau distillée et une ébullition de 15 minutes.
- Filtrer dans une fiole de 250ml avec un filtre en papier ASHLESS (12,5 cm).
- Ramener le filtrat à un volume de 250 ml et doser les cations de calcium, magnésium et le fer par la méthode volumétrique.

-Combiner avec les ions sulfates et calculer selon les coefficients stœchiométriques les % en  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{MgSO}_4$ , et  $\text{FeSO}_4$ .

-Le résidu insoluble obtenu lors de l'attaque acide après filtration est calciné au four à moufle à  $800^\circ\text{C}$  dans un creuset en platine ou en porcelaine.



Figure II.7.4 : Four à moufle (Nabertherm de 30 à  $3000^\circ\text{C}$ )

### II.7.2.3. Détermination du % de sulfates de calcium $\text{CaSO}_4$

#### Dosage du calcium après attaque acide dans l'eau régale

- Référence (norme ISO 6058-1984 E)
- Principe

La méthode est basée sur la détermination des ions calcium en les complexant avec l'acide diamine tétra acétique EDTA (complexométrie).

- Réactifs nécessaires

-Solution d'EDTA 0,1M ou 0,01M ;  
-Solution d'hydroxyde de sodium 1mole/l (pH=13) ;  
-Murexide comme indicateur coloré ;

- Mode opératoire

-Prélever 250ml du filtrat obtenu dans un erlenmeyer.  
-Ajouter 5ml de la solution de NaOH 1N (pH=13).  
-Ajouter une pincée de murexide ( la solution devient rose).

-Titrer avec l'EDTA de concentration 0,1M jusqu'au virage de la solution au violet.

- **Calcul de la concentration de Ca<sup>2+</sup>**

$$[\text{Ca}^{2+}]' = (40,08 * M * V_1 * 1000 * D) / Pe$$

- 40,08g/mol : masse molaire du calcium.

- M : molarité de l'EDTA (en mol/l)

-V<sub>1</sub> : volume d'EDTA écoulé/4 (reporté à 1 litre), volume total (CaCO<sub>3</sub> et CaSO<sub>4</sub>)

-Pe : Prise d'essai (ml)

-D : facteur de dilution

-[Ca<sup>2+</sup>]' : est exprimée en mg/l (calcium total de CaCO<sub>3</sub> et CaSO<sub>4</sub>)

-[Ca<sup>2+</sup>] : qui a réagi avec les sulfates.

$$[\text{Ca}^{2+}]_{\text{réagi avec SO}_4^{2-}} = [\text{Ca}^{2+}]' - [\text{Ca}^{2+}]_{\text{réagi avec CO}_3^{2-}}$$

#### **Calcul du % en CaSO<sub>4</sub>**

$$\% \text{CaSO}_4 = ([\text{Ca}^{2+}] * 136 * 100) / (40,08 * 1000)$$

-136g/mol : masse molaire du CaSO<sub>4</sub>

### **II.7.2.4. Détermination du % des sulfates de magnésium MgSO<sub>4</sub>**

#### **Dosage du magnésium**

#### **Référence (norme ISO 6059-1984 E)**

- **Principe**

.La méthode est basée sur la détermination des ions magnésium en les complexant avec de l'acide diamine tétra acétique EDTA (complexométrie).

- **Réactifs nécessaires**

-Solution d'EDTA de concentration 0,1M ou 0,01M ;

-Solution pH tampon ammoniacale (pH=10) ;

-On titre avec l'EDTA de 0,1M jusqu'au virage du rouge-vin au bleu ;

Soit V<sub>2</sub> (ml) le volume versé

$$[\text{Mg}^{2+}]' = (24,3 * M * (V_2 - V_1) * 1000 * D) / Pe$$

-24,3 g/mol : Masse molaire du magnésium.

-M : Molarité de l'EDTA (en mol/l).

-V<sub>2</sub>-V<sub>1</sub>=V : Volume de l'EDTA écoulé/4 (rapporté à 1 litre).

-Pe : Prise d'essai (ml).

-D : Facteur de dilution.

-[Mg<sup>2+</sup>]' : est exprimée en mg/l (magnésium total en MgCO<sub>3</sub> et MgSO<sub>4</sub>).

-[Mg<sup>2+</sup>] : qui a réagi avec les sulfates.

$$[\text{Mg}^{2+}]_2 = [\text{Mg}^{2+}]' - [\text{Mg}^{2+}]$$

### Calcul du % de $\text{MgSO}_4$

$$\% \text{MgSO}_4 = ([\text{Mg}^{2+}] * 120,3 * 100) / (24,3 * 1000)$$

-24,3g/mol : Masse molaire du magnésium.

-120,3g/mol: Masse molaire du  $\text{MgSO}_4$ .

- $V_2$  : volume de l'EDTA écoulé/4 (reporter à 1litre), volume total ( $\text{CaCO}_3$  et  $\text{CaSO}_4$ ).

### II.7.3. Attaque alcaline

-Retirer le résidu calciné du four et le laisser refroidir dans un dessiccateur.

-Peser et ajouter environ 5 à 6 g de carbonate de sodium.

-Faire la fusion dans un four à moufle à  $900^\circ\text{C}$  pendant 30 minutes.



Figure II.7.5 : La fusion à  $T=900^\circ\text{C}$

-Retirer le creuset et le laisser refroidir au dessiccateur.

-Pendant ce temps, faire bouillir environ 200ml d'eau distillée dans un bécher.

-Après refroidissement du creuset, introduire ce dernier dans le bécher et le laisser bouillir jusqu'à ce qu'il se décolle et on le filtre.

-On obtient ainsi dans le filtrat la silice, du sulfate de sodium et dans le filtre le carbonate de baryum.

-Dissoudre les carbonates de baryum avec du  $\text{HCl}$  concentré, le récupérer dans un bécher de 250 ml, étendre avec de l'eau distillée.

-Faire bouillir le contenu du bécher de 250 ml.

-Après ébullition, ajouter du  $\text{H}_2\text{SO}_4$  de concentration 10 N. Un précipité blanc se forme énergiquement qui nous indique la présence du sulfate de baryum.

-Laisser reposer une nuit.

-Filtrer, laver, sécher et calciner au four à 800°C.



Figure II.7.6: Séchage de dépôt



Figure II.7.7 : Sulfate de baryum

- **Détermination du % BaSO<sub>4</sub> et % SiO<sub>2</sub>**

$$\% \text{BaSO}_4 = P_2 * 100$$

$$\% \text{SiO}_2 = (P_1 - P_2) * 100$$

- P<sub>1</sub> (g): poids du résidu insoluble.

-P<sub>2</sub>(g) : poids du précipité obtenu (BaSO<sub>4</sub>).

# Chapitre III

## Résultats et Discussion

## Introduction

L'industrie pétrolière cherche à obtenir les meilleurs rendements de production et récupérer le maximum des réserves d'huile en place. Pour atteindre cet objectif, elle lutte contre tous les problèmes qui font obstacle à la productivité. Par des contrôles journaliers sur les puits producteurs et une série d'analyses rigoureuses sur les eaux Albien et sur le réseau d'injection d'eaux traitée.

### III.1.Résultats d'analyse du pétrole brut et de l'eau

#### III.1.1.Salinité du pétrole brut (Huile)

Cette analyse a été effectuée sur plusieurs échantillons de pétrole brut prélevé après une opération de jaugeage dans des différents puits producteurs.

**Tableau III.1 : Résultats salinité pétrole**

	Champs Nord	Champs Sud
Puits	Salinité (mg/l)	Salinité (mg/l)
1	55	487
2	120	117
3	41	40
4	148	319
5	200	41
6	72	102

Les valeurs de salinité d'huile données dans le tableau diffèrent d'un puits salé à un autre et d'une zone à une autre.

La salinité est une analyse indicatrice de la teneur en sel retrouvé dans le pétrole. A partir de cette analyse le Service Contrôle Puits peut déterminer la quantité d'injection d'eau nécessaire pour le dessalage.

### III.1.2. Salinité des eaux

#### III.1.2.1. Salinité des eaux après opération de jaugeage

Cette analyse a été effectuée sur plusieurs échantillons d'eaux prélevés en cours des opérations de jaugeage sur plusieurs puits producteurs d'huile.

**Tableau III.2:** Résultats de la salinité des eaux après opération de jaugeage

	Champ Nord	Champ Sud
Puits	Salinité (g/l)	Salinité (g/l)
1	314	126
2	236	226
3	226	314
4	142	38
5	283	300

On remarque une différence importante des salinités des eaux après opération de jaugeage entre le champ nord et le champ sud

#### III.1.2.2. Salinité des eaux de piège

Cette analyse a été effectuée sur plusieurs échantillons d'eaux prélevés dans des différents pièges placés sur la ligne de production de puits d'huile.

**Tableau III.3 :** Résultats de la salinité des eaux de piège

	Champs Nord	Champs Sud
Puits	Salinité (g/l)	Salinité (g/l)
1	286	142
2	314	114
3	224	156
4	126	220
5	314	288
6	216	252
7	224	280
8	283	236

A partir de cette analyse de salinité de l'eau, on conclut que la concentration en NaCl retrouvée diffère d'un puits à un autre et d'une zone à une autre.

Le dosage de salinité des eaux est une analyse première qui est indicatrice de la stabilité des paramètres de production de puits.

### III.1.3. Résultats de l'analyse du BS&W (basic sédiment & water)

Pour déterminer la complétion adéquate pour un nouveau puits lors du forage ou pour une nouvelle perforation de réservoir d'huile, il est primordial de passer par l'analyse de BS&W afin de déterminer le pourcentage en émulsion en sédiment et en eau dans un échantillon de pétrole brut. L'eau et les sédiments sont séparés par centrifugation.

Tableau III.4 : Résultats des analyses du BS&W

Échantillon	1	2	3	4
Eau (%)	20	10	0	15
Sédiments (%)	10	5	2	1
Émulsion (%)	2	1	trace	1,5

### III.1.4. Résultats d'analyse de l'eau de la nappe Albien

Les résultats d'analyse de la quantité des ions et cations des eaux de la nappe Albien sont obtenues par méthode gravimétrique.

Tableau III.5: Résultats d'analyse de l'eau de la nappe Albien

Puits	Cl <sup>-</sup> (mg/l)	Ca <sup>2+</sup> (mg/l)	Mg <sup>2+</sup> (mg/l)	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (mg/l)	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> (mg/l)	Turbidité(NTU)	pH
1	496	164	63	148	620	8,39	7,39
2	695	529	97	133	750	17,20	7,29
3	525	188	70	153	680	3,13	7,9
4	596	232	80	149	780	4,22	7,7

### III.1.5. Résultats d'analyse de l'inhibiteur dans les eaux traitées

La concentration efficace de l'inhibiteur AD32 injecté dans les eaux de dessalage par les stations de traitement est de l'ordre de 100 à 250ppm.

**-Au niveau de la sortie de la station de traitement**

Tableau III.6: Résultats de dosage d'AD32 au niveau de la station de traitement

Nom de la station	Date	D <sub>4</sub> <sup>20</sup>	Salinité (g/l)	pH	Cl <sup>2-</sup> (mg/l)	Teneur en AD32 (ppm)
HGA	18/05/2024	1,001	1	7,24	596	109
HGA	28/05/2024	1,002	2	7,38	567	163
HGA	30/05/2024	1,002	2	7,56	574	204
HGA	11/06/2024	1,002	2	7,61	617	400

Il est à préciser que l'inhibiteur AD32 est ajouté au niveau de la station HGA qui à sont tour alimente les puits HGAW5, HGA8 et HGA16.

**-Au niveau des puits avant l'injection**

Tableau III.7: Résultats de dosage d'AD32 avant la rentrée de puits

Nom de puits	Date	pH	D <sub>4</sub> <sup>20</sup>	Salinité (g/l)	Cl <sup>2-</sup> (mg/l)	Teneur en AD32 (ppm)
HGAW5	18/05/2024	7,26	1,002	2	660	106
HGA8	18/05/2024	7,13	1	1	667	134
HGA16	18/05/2024	7,96	1,001	1	631	144
HGA8	26/05/2024	7,98	1,002	2	546	176
HGA16	26/05/2024	8	1,002	2	723	176
HGA8	30/05/2024	7,70	1,002	2	602	201
HGAW5	11/06/2024	8,07	1,002	2	645	142

**-Au niveau de la sortie de la production (piège)**

Tableau III.8: Résultats de dosage d'AD32 après la sortie de la production

Nom de piège	Date	pH	D <sub>4</sub> <sup>20</sup>	Salinité (g/l)	Cl <sup>2-</sup> (mg/l)	Teneur en AD32 (ppm)
HGA8	29/05/2024	5,67	1,108	126	87632	75
HGA8	30/05/2024	5,59	1,114	178	91886	47
HGA8	11/06/2024	5,33	1,168	290	156405	33
HGAW5	11/06/2024	6	1,058	90	47078	42

Cette étude montre une baisse de concentration de l'inhibiteur AD32 injecté dans les réseaux de dessalage, avant l'arriver du puits et à la sortie de la production du puits. Cette différence est due à la consommation de l'inhibiteur. Ceci est lié au débit d'injection d'eau traitée en

continu et qui dépend aussi du taux de salinité de chaque puits et de la quantité d'eau nécessaire pour le dessalage.

Il est important de noter que la teneur en inhibiteur à la sortie du puits de production doit être nettement supérieure à zéro et ce afin de garantir la non précipitation des sels dans les conduites reliant les puits de production et les stations de séparation.

### III.2. Résultats d'analyse du dépôt du sel

Les résultats d'analyse pour le dépôt prélevé à partir du puits MD480 sur la partie extérieure CCE après une opération de nettoyage.

#### III.2.1. Résultats d'analyse qualitative du dépôt

Le dépôt de sel se compose de plusieurs couches fines friables superposées les une sur les autres, prenant la forme de la pipe. Le dépôt du sulfate de baryum est de couleur blanche, mais en contact du pétrole il prend la couleur noir.

Le dépôt est sans odeur et sans la présence du fer.

#### III.2.2. Résultats d'analyse quantitative du dépôt

Tableau III.2.2 : Résultats de d'analyse de dépôt

Composition du dépôt	(%)
BaSO <sub>4</sub>	75
SiO <sub>2</sub>	15
Mg SO <sub>4</sub>	1
Ca SO <sub>4</sub>	6
FeCO <sub>3</sub>	1
NaCl	2

Les résultats d'analyse du dépôt formé dans le puits MD480 montre que ce dernier est composé principalement de sulfate de baryum à savoir 75%.

Il est également composé de 15% de silice accompagnée d'autres éléments à très faible teneur dent CaSO<sub>4</sub>(6 %), NaCl (2%) , MgSO<sub>4</sub> et FeCO<sub>3</sub> à hauteur de 1%.

### III.3. Étude statistique sur un puits MD480

#### III.3.1. Résultat du test de jaugeage

Le but principal de ce test est de mesurer et de contrôler le débit d'huile produit, le débit de gaz et le débit d'eau récupérée.

Tout de même, ce test permet d'obtenir d'autres paramètres caractérisant le puits tels que le GOR (Gas, Oil Ratio), la pression en tête de puits et la pression de ligne.

Tableau III.3.1 : Résultats des tests de jaugeage

Paramètres des jaugeages: MD840							
Date	Pression tête (bar)	Pression pipe (bar)	Duse (mm)	Débit (m³/h)	GOR	Eau récupérée (m³/h)	Eau injectée
06/02/2022	38,68	13,36	13	5,55	496,9	2400	-
01/06/2022	34,9	15,5	13	4,03	643,93	3666	-
30/08/2022	37	14	13	4,11	522,47	2400	-
09/10/2022	33,3	13,3	13	4,68	534,82	2268	-
09/06/2023	43,2	13,7	14	4,29	549,57	2240	-
15/08/2023	39	14	14	2,76	591,38	3400	-
25/09/2023	46,73	15,04	14	3,06	780,18	3359	-
26/09/2023	42,59	15,21	14	3,36	605,29	2593	-
18/12/2023	37,7	15,25	14	3,23	584,55	3620	-
10/01/2024	36,7	18,3	14	2,87	910,53	3600	-
24/02/2024	36,34	13,83	14	4,36	472,2	2600	-



Figure III.3.1: Cahier de courbe de puits MD480

(Service contrôle puits /EP)

D'après les résultats de jaugeage et le cahier de courbe de puits, les constatations suivantes sont tirées :

- Une diminution de débit de **5,55 m<sup>3</sup>/h** jusqu'à **4,29 m<sup>3</sup>/h** à cause des problèmes de déposition des sels au niveau du puits, suivie d'une chute brutale du débit pour atteindre **2,76 m<sup>3</sup>/h en Aout 2023** et ce à cause de la formation du sulfate de baryum. ceci a conduit à l'arrêt total de la mise en marche du puits en vue d'une opération de nettoyage curatif.
- Une baisse de débit de production de **2,87 m<sup>3</sup>/h** enregistrée le **10/01/2024** a aussi entraîné un arrêt de production du puits pour mener une opération de nettoyage curatif.
- Après le nettoyage de puits par des opérations mécaniques (curatives) et l'ajout des eaux traitées par l'inhibiteur **AD32**, le puits reprend la production.
- La variation des valeurs du GOR est directement proportionnelle aux valeurs de débit de production.

### III.3.2. Étude de l'influence et l'efficacité de l'inhibiteur AD32

A partir de cahier de courbe, on distingue clairement deux arrêts de production, en raison de la déposition de dépôt de BaSO<sub>4</sub>.

- Du mois **d'avril** jusqu'à le mois **de juin de l'année 2023** la production est nul, un arrêt de **56 jours**, formation de dépôt sulfate de baryum. le puits est mis pour des opérations de nettoyage comme: Wireline (Grattage contrôle), Snubbing (Milling BaSO<sub>4</sub>, (Figure III.3.2).
- Du **5 a 12 février de l'année 2024**, production nul, un arrêt de **7 jours** dus au bouchage au niveau de la Duse (formation de sel). Le puits est mis pour une opération de nettoyage, Snubbing (Milling BaSO<sub>4</sub>) (Figure.III.3.3).



Figure III.3.2: Cahier de courbe de puits MD480  
(Service contrôle puits /EP)



Figure III.3.3: Cahier de courbe de puits MD480  
(Service contrôle puits /EP)

### III.3.3. Différentes opérations effectuées sur le puits MD480

Ce tableau résume les différentes opérations d'intervention de nettoyage (SNB, WR, Milling, BE...), traitements curatives, effectuée sur le puits lors de l'arrêt de production afin de le rendre opérationnel pour l'année 2023/2024

Tableau III.3.2 : Les différentes opérations effectuées sur le puits MD480

Date Début	Date Fin	Opérations	Sous/opérations
25/04/2023	25/04/2023	WIRELINE	Grattage Contrôle
05/05/2023	01/06/2023	SNUBBING	-----
06/05/2023	06/05/2023	WIRELINE	Contrôle
07/05/2023	07/05/2023	OPERATION_SPECIALE	BaSO <sub>4</sub> Milling
09/05/2023	09/05/2023	OPERATION_SPECIALE	BaSO <sub>4</sub> Milling
10/05/2023	10/05/2023	WIRELINE	Contrôle
24/05/2023	24/05/2023	WIRELINE	Contrôle
26/05/2023	26/05/2023	OPERATION_SPECIALE	Milling BaSO <sub>4</sub> inside 4 ½
27/05/2023	27/05/2023	OPERATION_SPECIALE	Scaleblaster
01/06/2023	01/06/2023	WIRELINE	Contrôle
15/09/2023	15/09/2023	OPERATION_SPECIALE	Clean out+ Kick off
13/11/2023	13/11/2023	WIRELINE	Contrôle
14/11/2023	14/11/2023	WIRELINE	Contrôle
18/11/2023	18/11/2023	OPERATION_SPECIALE	Clean out Reformat
19/11/2023	19/11/2023	WIRELINE	Contrôle
09/01/2024	09/01/2024	OPERATION_SPECIALE	Clean out
16/01/2024	16/01/2024	WIRELINE	Contrôle
09/02/2024	09/02/2024	OPERATION_SPECIALE	BaSO <sub>4</sub> Milling
10/02/2024	10/02/2024	OPERATION_SPECIALE	BaSO <sub>4</sub> Milling
11/02/2024	11/02/2024	OPERATION_SPECIALE	BaSO <sub>4</sub> Milling
12/02/2024	12/02/2024	OPERATION_SPECIALE	Nettoyage après Milling
04/03/2024	04/03/2024	WIRELINE	Contrôle
05/04/2024	05/04/2024	WIRELINE	Contrôle
12/04/2024	12/04/2024	OPERATION_SPECIALE	Clean out
19/04/2024	19/04/2024	WIRELINE	Contrôle

- Les conséquences de ce problème sont les suivantes :

- Baisse du débit de production moyen ;
- Perte de production ;
- Augmentation de la fréquence d'intervention sur le puits (manœuvre pointeaux) ;

- Augmentation des dépenses d'exploitation (l'opération de SNB + le coût de cette opération) ;

### **Conclusion**

Cette étude nous permet d'étudier le comportement de puits MD480 et l'efficacité de l'inhibiteur AD32 dans la période octobre 2023 à mars 2024.

Le puits MD480 est un puits très salé sans l'injection des eaux traitées par anti dépôt aura une formation des bouchons de sel NaCl, qui engendre des perturbations des paramètres de production de puits (pression tête, pression ligne) et risque de fermeture de puits.

Ces résultats montrent les perturbations de débit de production de l'huile au niveau d'un seul puits et ses conséquences au niveau économique.

Le nombre des opérations d'intervention que doit l'entreprise Sonatrach solliciter au près des entreprise de filière (ENSP, ENTP, ENAFOR, ENGTP) qui coûtent très chères.

## Conclusion et perspectives

Le problème des dépôts de sulfate de baryum est très fréquent dans les champs pétroliers de Hassi Messaoud.

Ces dépôts minéraux résultent de l'incompatibilité entre l'eau Albien riche en sulfates et celle du cambrien riche en baryum.

Le travail a mis en évidence les dépôts de sel pour atteindre deux buts prédéfinis, l'optimisation du débit d'eau de dessalage et l'adaptation du dosage de l'inhibiteur AD32.

Le calcul des quantités résiduelles d'inhibiteur **AD32** sont suffisantes afin de poursuivre le traitement jusqu'au séparateur. Donc on assure des quantités suffisantes de l'inhibiteur **AD32** pour éviter la déposition des sulfates de baryum dans les tubings.

L'efficacité de l'inhibiteur **AD32** est instable. Elle nécessite un contrôle continu de la concentration de l'inhibiteur à la sortie et un ajustement de celle de l'entrée. Il a été proposé également des solutions radicales pour empêcher la formation de ces composés de sulfate et ce par l'injection d'une eau traitée préalablement dans les puits, c'est ce qu'on appelle la désulfatation. Les méthodes proposées reposent sur le traitement de l'eau injectée par la désulfatation complète. Cela inclut les techniques telles que la Nanofiltration, l'Osmose inverse,...etc.

Une solution idéale peut être aussi proposée, c'est le système de prévention ENMAX qui se compose de neuf métaux différents tels que le cuivre, le zinc et le nickel ...etc, et qui forment un catalyseur spécial lorsqu'ils sont placés en contact avec les fluides. Afin d'empêcher la formation des dépôts de sulfate ainsi pour améliorer la qualité d'eau injectée, actuellement ce système est au cours d'essai dans le champ de HMD.

## Bibliographie

- [1] KHLEFI « généralités sur les dépôts et l'inhibition », Master production 2010.
- [2] ARBAOUI Mostapha et MOUSSA Abdennour, MANSOURI Med Yassin « optimisation de traitement des dépôts de sulfate de baryum dans le champ de Hassi Messaoud par l'utilisation de la nouvelle technique ENMAX », mémoire 2<sup>ème</sup> Master université de Ouargla, 2017.
- [3] Ben Gana Ali, Tati Saif Eddine, « Analyse et traitement des eaux avant réinjection dans les puits d'huile-champ HM, mémoire en Master », 2019.
- [4] Mémoire de Master : « Analyse et traitement des dépôts de sulfate de baryum ( $BaSO_4$ ) dans le champ de HMD (puits ONIZ432, MD660 et OL6) ».
- [5] Mr Hassen Azibi, « Les différents dépôts dans les champs de Hassi Messaoud », projet professionnel de fin de formation pour l'obtention du diplôme d'ingénieur en production, IAP, 2017.
- [6] Ben Derradji Rima, Boudaouche Khadidja, « Influence de l'inhibiteur anti-dépôt AD32 sur la croissance de dépôts de sulfates de baryum », mémoire Master 2019.
- [7] Belazzoug Fateh, « Etude de problèmes des venues d'eau dans les champs d'huile », mémoire de Master université de Ouargla, 2012.
- [8] M.ORDACHESCO, « Dépôts cristallins dans la production du pétrole », vol 5, revue de l'IFP, p.600-612, Paris 1970.
- [9] I.LALMI, « Inhibition de la déposition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région Ourhoud », mémoire de Magister, p.14-16, 2008.
- [10] O.KHLEFI, « Généralités sur les dépôts et l'inhibiteur », mémoire de Master, 2010.
- [11] Fiche technique, (Additifs Production Pétrolière et gazière), CeCa, ARKEMA Group.
- [12] M.S.H.Bader, «Sulfate scale problems in oil fields water injection operations, desalination », p.100-105,2006.
- [13] R.BENSEGHIR, «Traitement des cuttings de forage de Hassi Messaoud avec des solutions tensioactives », mémoire de Master, 2015.
- [14] L.S.BOAK. « Factors that impact scale inhibitor mechanism », Institute of Petroleum Engineering, Heriot-Wah University.
- [15] A.B.BINMERDAH, A.M.YASSINE, « Formation damage due to scale formation in porous media resulting water injection », Emirates journal for engineering research, p.69-79, 2008/2012.

- [16] J.R.HESSESYR, G.M.GRAHM « The effect of additives on the co-crystallisation of calcium with baryum sulphates », Journal of crystal growth, p.237-239, 2002.
- [17] L.ARBAOUI, K.DJALLAL, « Etude de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts de sulfate de baryum par les méthodes électrochimiques et gravimétriques », thèse de Doctorat, 2017.
- [18] Christian Roque, la houille blanche, « Prévention et inhibition des dépôts de sulfate dans les installations pétrolières, une application sur un champ saharien », p-21,22.
- [19] DJAOUT Cheima, ABADI Racha, « contribution au traitement des sulfates de baryum par déminéralisation de l'eau d'injection dans le champ HMD », mémoire de Master, 2021.
- [20] H.J.CHEN, « Inhibition of barium sulfate precipitation effects of additives, solution pH and super saturation water treatment, china oceans press-printed in Beijing », p.47-56, 1994.
- [21] R.ROSSENSKY, « The solubilities of sparingly soluble salts in water : part 5, the solubility of barium sulphate at 25°C », transactions of the Faraday society, p.116-118,1958.
- [22] O.SOHNEL, J.GARDSIDE, « Precipitation basics principles and industrial applications », p.86-96, Great Bretagne, Butterworth Heinemann Ltd, 1992.
- [23] K.ALIA et R.CHENGUEL, « Optimisation des paramètres d'inhibition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région Ourhoud », mémoire de Master, université d'El Oued, 2014.
- [24] Hamza BOUABDALLAH et Sofiane.KACI, « Etude de la déposition du sulfate de baryum dans les installations pétrolières -cas de la région de STA-
- [25] MEKHIRI Imane, ASKELOU Amina, « Etude théorique de l'efficacité des inhibiteurs sur les formations des dépôts du sulfate de baryum dans la région In Amenas », mémoire de Master, 2020.
- [26] Rapport sur l'activité du service Contrôle Gisement Laboratoire (Cadre de l'étude technique)
- [27] Exploration et production de gisement, « IFP-Trainig », p.2, 2014.
- [28] B.CHTIBI, « Formation de dépôt au niveau du réseau de dessalage », mini-projet de licence Génie des Procédés, 2011.
- [29] Manuel opératoire du laboratoire Contrôle Gisement du département Eng&Prod-Division Production, Hassi Messaoud, wilaya de Ouargla, 2024.
- [30] KENNOUNA Mohammed Laid et al « Effets conjugués des eaux de gisements et d'injection sur la production dans le champ de Hassi Messaoud », Mémoire de Master, Université Kasdi Merbah, Ouargla, 2021.

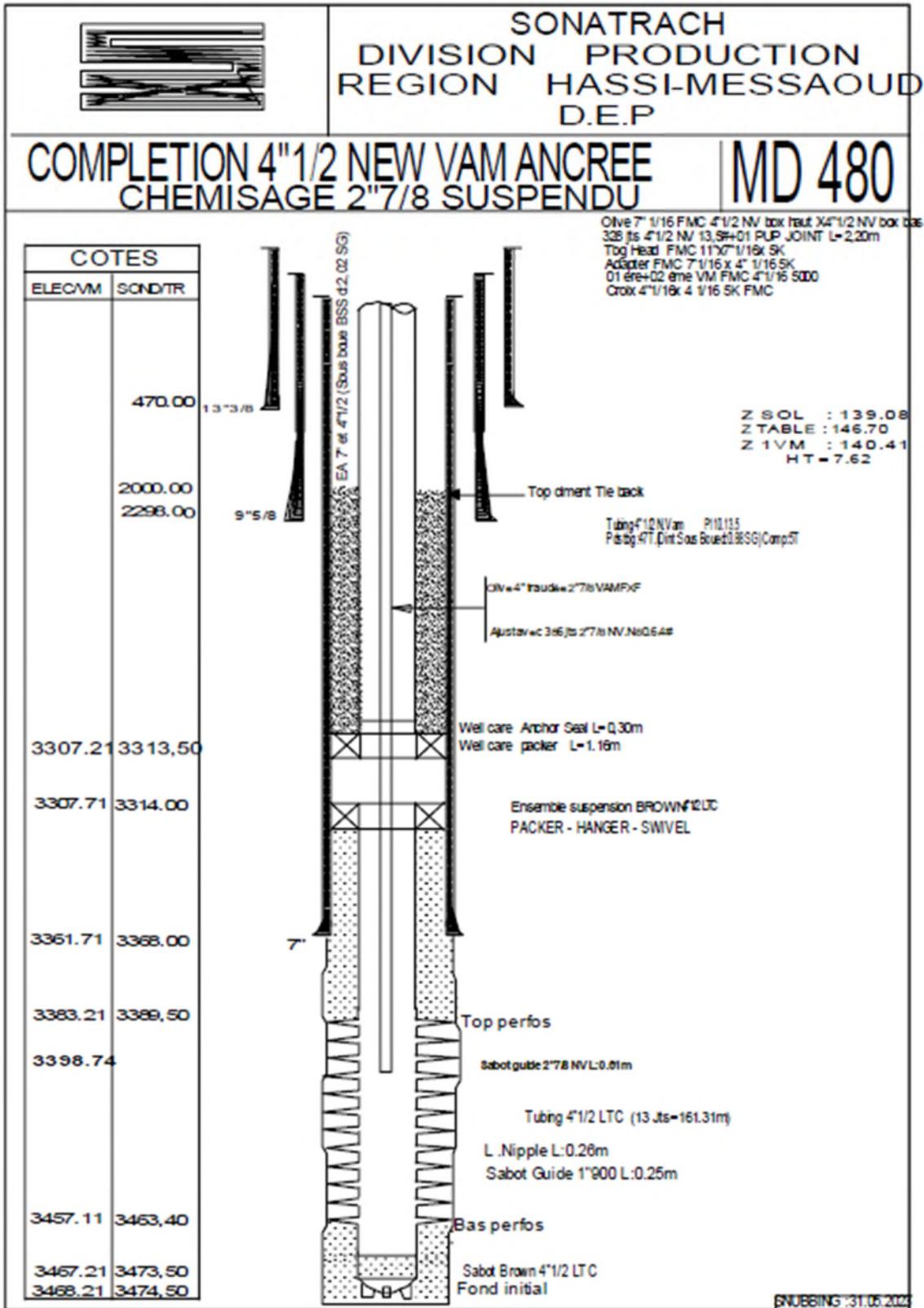


Figure II.3.1 : Fiche de complétion de puits MD480

Annexe 2

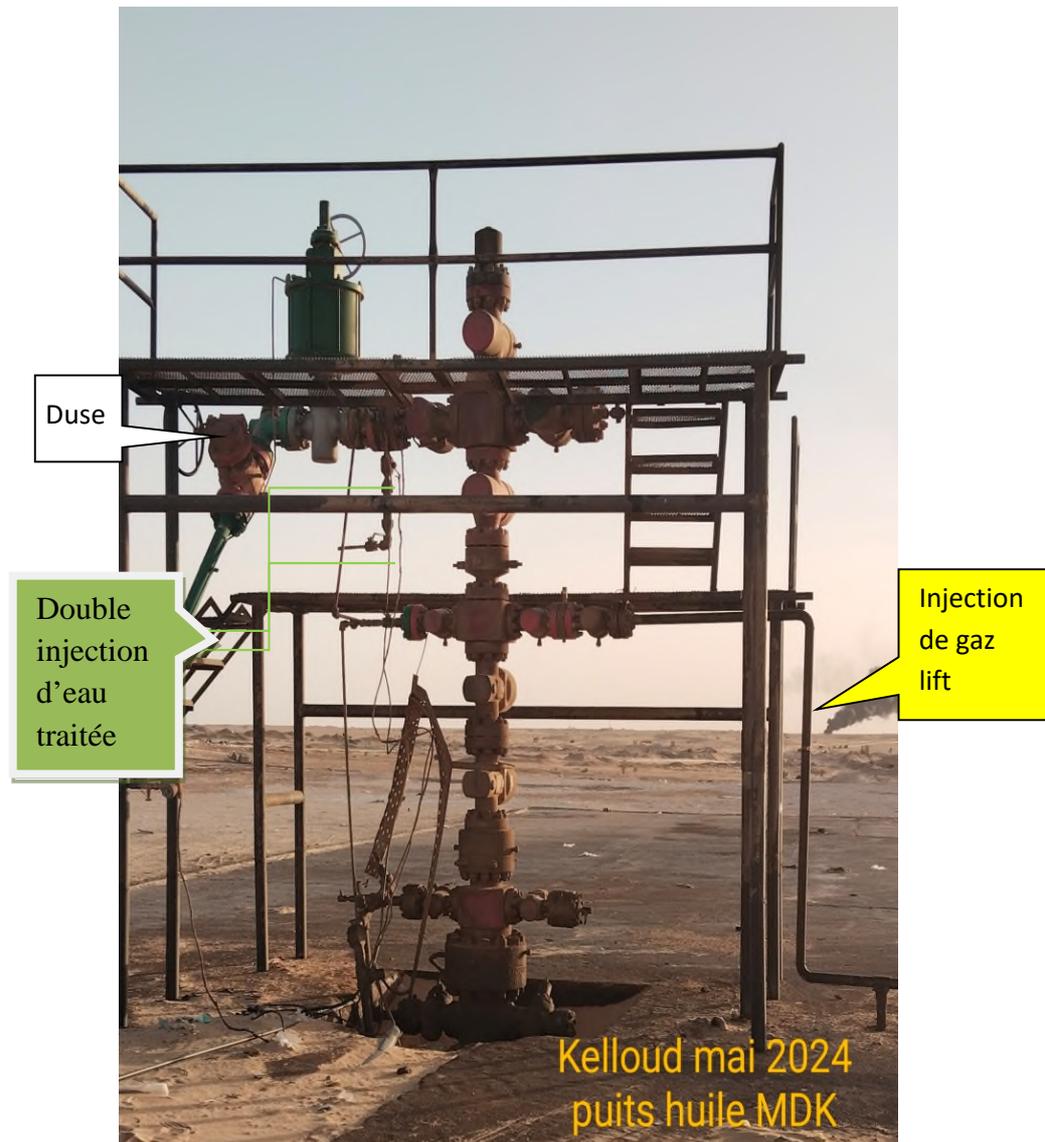


Figure II.3.2 : Photos de puits huile MD480.

Annexe 3



Figure II.3.4 : Station de traitement a haute pression.

## Annexe 4

Tableau II.5 : Tableau de conversion (Densité /Salinité)

Densité D <sub>4</sub> <sup>20</sup>	Salinité (g/l)	Densité D <sub>4</sub> <sup>20</sup>	Salinité (g/l)	Densité D <sub>4</sub> <sup>20</sup>	Salinité (g/l)
1,000	1	1,062	96,00	1,134	210,00
1,001	1	1,064	100,00	1,136	212,00
1,002	2	1,066	104,00	1,138	216,00
1,003	4	1,068	106,00	1,140	220,00
1,004	4	1,070	110,00	1,142	224,00
1,005	10,05	1,072	114,00	1,144	226,00
1,006	10,05	1,074	116,00	1,146	228,00
1,007	11,00	1,076	120,00	1,148	230,00
1,008	12,00	1,078	122,00	1,150	236,00
1,009	13,00	1,080	126,00	1,152	242,00
1,010	14,00	1,082	130,00	1,154	244,00
1,012	20,25	1,084	132,00	1,156	246,00
1,014	21,00	1,086	134,00	1,158	248,00
1,016	24,00	1,088	138,00	1,160	252,00
1,018	28,00	1,090	142,00	1,162	254,00
1,020	32,00	1,092	146,00	1,164	256,00
1,022	36,00	1,094	148,00	1,166	260,00
1,024	38,00	1,096	150,00	1,168	264,00
1,026	41,07	1,098	152,00	1,170	268,00
1,028	44,00	1,100	156,00	1,172	270,00
1,030	46,00	1,102	160,00	1,174	272,00
1,032	51,00	1,104	162,00	1,176	275,00
1,034	54,00	1,106	166,00	1,178	280,00
1,036	56,00	1,108	170,00	1,180	283,00
1,038	58,00	1,110	172,00	1,182	286,00
1,040	62,00	1,112	174,00	1,184	288,00
1,042	63,00	1,114	178,00	1,186	290,00

1,044	66,00	1,116	182,00	1,188	294,00
1,046	72,00	1,118	184,00	1,190	300,00
1,048	74,00	1,120	188,00	1,192	302,00
1,050	78,00	1,122	192,00	1,194	304,00
1,052	83,00	1,124	196,00	1,196	306,00
1,054	84,00	1,126	198,00	1,198	310,00
1,056	86,00	1,128	202,00	1,200	312,00
1,058	90,00	1,130	204,00	1,203	313,00
1,060	94,00	1,132	206,00	1,206	314,00

## Annexe 5

### Dosage de la concentration de l'inhibiteur de dépôts

Préparation des réactifs du dosage de l'inhibiteur de dépôt :

Solutions étalons :

- 1000 ppm : 1g solutions mère liquide → compléter à 1L
- 100 ppm : 100 ml solution 1000 ppm → compléter à 1L

Molybdate d'ammonium à 2% :

20 g  $(\text{NH}_4)_6\text{Mo}_7\text{O}_{24} \cdot 4\text{H}_2\text{O}$  poudre → compléter à 1L Antimoine tartrate de potassium à 0,28% : 2,8 g  $\text{KSb}_5\text{C}_4\text{H}_4\text{O}_6$  poudre → compléter à 1L

Permanganate de potassium 0,2N :

32 g  $\text{KMnO}_4$  poudre → compléter à 1L

Acide ascorbique 4 % :

2 g  $\text{C}_6\text{H}_8\text{O}_6$  poudre → compléter à 50 ml

Solution réductrice :

Mélange en volume de 50 % acide ascorbique + 50 % antimoine tartrate de potassium

Acide sulfurique à 10N :

275 ml solution commerciale  $\text{H}_2\text{SO}_4$  95% → compléter à 1L.







## Liste des annexes

Annexe 1 : Figure II.3.1 : Fiche de complétion de puits MD480

Annexe 2 : Figure II.3.2 : Photos de puits huile MD480

Annexe 3 : Figure II.3.4 : Station de traitement a haute pression

Annexe 4 : Tableau II.5 : Tableau de conversion (Densité /Salinité)

Annexe 5 : Préparation des réactifs du dosage de l'inhibiteur de dépôt

**République Algérienne Démocratique et Populaire**  
**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**  
**Université A. MIRA de Bejaia**



**Faculté de Technologie**  
**Département de Génie des Procédés**  
**Mémoire**  
**EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE**  
**Master**

**Domaine : Science et Technologie Filière : Génie des Procédés**  
**Spécialité : Génie Chimique**

Thème

**Etude de la précipitation des sels dans les puits pétroliers du champ pétrolier de Hassi  
Messaoud (Wilaya de Ouargla) et son inhibiteur**

**Résumé**

Le sujet porte sur l'étude des eaux de forage pétrolier du champ pétrolier de Hassi Messaoud (Wilaya de Ouargla).

Des analyses complètes des eaux utilisées dans l'exploitation des forages pétroliers sont menées afin d'expliquer la problématique des ions dissous dans l'eau responsables de la formation de dépôts gênants dans le puits pétrolier.

Les dépôts de sels (sulfates de baryum) sont formés principalement à cause de l'incompatibilité qui existe entre les eaux d'injection (Albien) qui sont riches en ions sulfates et les eaux de gisement (Cambrien) qui sont riches en ions baryum

L'étude de l'inhibition de ces dépôts a été aussi envisagée.

Ce sujet a été traité essentiellement avec un partenaire externe à l'université de Bejaia à savoir SONATRACH de Hassi Messaoud (Wilaya de Ouargla).

**Mots clés :** eau, sel, dépôt, forage pétrolier, Albien, Cambrien, inhibiteur

**Etudiants :**

BRAOUNI Imene

KELLOUD Leila

**Encadrant :**

M<sup>r</sup> KETRANE RACHID

**Année Universitaire : 2023/2024**

