

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**

جامعة أبي بكر بلقايد- تلمسان -

Université Aboubakr Belkaïd- Tlemcen -

Faculté de TECHNOLOGIE



## **MEMOIRE**

Présenté pour l'obtention du **diplôme** de **MASTER ACADEMIQUE**

**En : HYDRAULIQUE**

**Spécialité : OUVRAGES HYDRAULIQUES**

**Par :**

**Mr. Smail OUAFI**

**&**

**Mlle. Nouria HANTAOU**

**Sujet**

***ETUDE DE COMPATIBILITE DES EAUX D'INJECTION ET DE  
GISEMENTS AU NIVEAU DE L'EXPLOITATION DANS LES PUITTS  
PETROLIER : CAS DU CHAMP TFT (ILLIZI).***

Soutenu publiquement, le 29 juin 2019, devant le jury composé de :

***M<sup>me</sup>. H. DJEDID-ADJIM***

Univ. Tlemcen

**Présidente**

***M<sup>me</sup>. I. MAROK-GUASMI***

Univ Tlemcen

**Directrice de mémoire**

***M<sup>me</sup>. B. SADI***

CRD, SONATRACH

**Co- Directrice**

***M<sup>me</sup>. F. ADJIM-BENSAOULA***

Univ Tlemcen

**Examinatrice 1**

***M<sup>me</sup>. F. BOUCHELKIA-  
BELARBI***

Univ Tlemcen

**Examinatrice 2**



# Remerciements



*Nous tenons tout d'abord à remercier dieu le tout puissant qui nous a donné la force, la volonté et la patience afin d'accomplir ce modeste travail.*

*En deuxième lieu, on tient à remercier Évidemment notre encadreur, **Mme. I. MAROK-GUASMI**, et notre Co-encadreur **Mme. B. SADI** (Chef de département Produit) qui ont suivies et encadrées notre travail de mémoire de fin d'étude, pour leurs efforts, conseils précieux ainsi que pour leur orientation.*

*Aussi nous tenons à remercier vivement les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont apporté à ce modeste travail en acceptant de l'examiner et de l'enrichir par leurs critiques, ainsi que tous les enseignements de la Faculté de Technologie de l'université de Tlemcen et en particulier ceux du Département d'hydraulique.*

*Sans oublier toutes les personnes qui ont contribué à l'aboutissement de ce travail, à savoir le personnel du **CRD (SONATRACH)**, en particulier :*

**Mr. M. BENAMARA** (Directeur division Laboratoires), **Mr. D. ZIRIRI** (Directeur A.U.I), **Mr. M. TALBI** (Chef de département formation), **Mr. M. ZEBBOUDJ** (Chef de département Gestion du personnel), **Mr. M. KHODJA** (Directeur Central du R&D), **Mr. L. FEDALA** (Chef de service Formation), **Mr. K. DENNADI** (Agent formateur), **Mlle. L. SAMAR** (Ing. spécialiste en stratigraphie), **Mlle. K. BENZINE** (Ing. spécialiste en environnement), **Mr. K. HAICHOOR** (Ing. géologue exploration), **Mlle. R. BOUBEKRI** (Technicienne de laboratoire), **Mr. Y. SAAD SAOUD** (Ing. de laboratoire) et **Mr. H. DJEBLI** (Ing spécialiste en chimie).

**Mme. S. BOUABCHA** (Ing. hydrogéologue en exploration I.A.P) et  
**Mme. W. IDDOUCHEN** (Ing. Réservoir),

Le personnel de **l'OHANET**, en particulier :  
**Mr. Y. BENHALOU** (Ex. directeur régional de l'OHANET), **Mr. YOUNSI** (Chef de service technique) et **Mr. S. KHOULALENE** (Chef de service inspection et protection cathodique).

Le personnel de **TFT**, en particulier :  
**Mr. C. AISSAOUI** (Ing. Réservoir) et **Mr. F. AMROUCHE** (Ing. Géologue).

Sans oublier :  
**Mme. H. HADJ RABAH** (DOU Boumerdes), **Mr. M. TAKHRIST** (Ing. Géologue) et **Mr. Y. AZZAM** (Technicien a KCA Deutag Drilling GmbH).

Enfin, je remercie tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à  
L'élaboration de ce travail.

**Smail & Nouria**



# ***Dédicace***

*Je dédie ce travail en témoignage de ma gratitude*

*A*

*Mes parents en premier lieu,*

*Ma copine BENZETTA Rihana,*

*Egalement à mon enseignante et mon encadreur **Mme. I. MAROK-GUASMI,***

*Au Pr. A. BENBOUZIANE, qui m'a appris qu'avec de la patience, on peut réaliser nos ambitions et aller plus loin, ainsi que le Pr. M. BOUJEMAA que son âme repose en paix et qu'Allah puisse l'accueillir en son vaste paradis,*

*A tous mes enseignants*

*A toute la promotion d'hydraulique Master 02 (2018 -2019)  
surtout à mon binôme S. OUAFI.*



***Nouria***



# Dédicace



*J'ai l'immense honneur de dédier ce mémoire :*

*A*

*Mes très chers parents qui étaient présents pour moi durant toute ma vie,*

*Mes frères et Sœurs.*

*L'âme de mon oncle **MOHAMED** que dieu puisse l'accueillir dans son vaste paradis.*

*Mes très chers amis : **BERRAIS MOHAMED REDHA, RAHMOUNI ABD ELRAHMEN, SIDHOUME ABDELKADER ET LACEN NACER MOHAMED,***

*A toutes mes connaissances.*

*A tous mes enseignants qui ont fait leur possible pour nous donner le maximum d'information concernant nos études.*

*A toute la promotion **OH 2019***



**SMAIL**

# TABLE DES MATIERES

Pages

<b>REMERCIEMENTS</b>	
<b>DEDICACES</b>	
<b>TABLE DES MATIERES</b>	
<b>RESUME</b>	
<b>LISTE DES ABREVIATIONS</b>	
<b>PREFACE</b>	i

## *1<sup>ère</sup> Partie : PARTIE THEORIQUE*

### *Chapitre 1 : CADRE GENERAL*

<b>I. PROBLEMATIQUE</b>	01
<b>II. OBJECTIFS</b>	01
<b>III. PRESENTATION DE L'ORGANISME D'ACCUEIL</b>	02
1. PRESENTATION DE SONATRACH.	02
2. ORGANIGRAMME DE L'ORGANISME.	03
3. PRESENTATION DE LA DIRECTION CENTRALE RECHERCHE DEVELOPPEMENT (DC-R&D).	04
4. ORGANISATION DE LA DIRECTION CENTRALE DE RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT.	04
5. DIRECTION ASSISTANCE AUX UNITES INDUSTRIELLES (AUI).	06

### *Chapitre 2 : GENERALITES SUR LES HYDROCARBURES*

<b>I. INTRODUCTION</b>	08
<b>II. HISTOIRE DE PETROLE EN ALGERIE</b>	08
<b>III. DEFINITION DES HYDROCARBURES</b>	08
<b>IV. FORMATION DU PETROLE</b>	09
<b>V. SYSTEME PETROLIER</b>	10
1. PIEGE	10
2. COUVERTURE	10
3. ROCHE MERE	10
4. MIGRATION	11
4.1. Migration primaire	11
4.2. Migration secondaire	11
5. RESERVOIR	11
5.1. La perméabilité	11
5.2. La porosité	11
5.3. La saturation	12
<b>VI. FORAGE</b>	12
1. DEFINITION	12
➤ Le forage pétrolier	12
➤ Le forage hydraulique	13

2. TYPE DE PUIITS	13
3. PROGRAMME DE FORAGE	14
3.1. Phase A	14
3.2. Phase B	14
3.3. Phase C	14
3.4. Phase D	14
4. LES PROCEDES DE FORAGE	14
4.1. Forage par percussion (ou au câble)	14
4.2. Le forage rotary	14
4.3. Forage par percussion - rotation	15
4.4. Forage dirigé	15
<b>VII. PRODUCTION</b>	15
1. FONCTION D'UNE COLONNE DE PRODUCTION	15
2. RECUPERATION DU PETROLE	16
2.1. Récupération primaire	16
2.2. Récupération secondaire	16
2.3. Récupération tertiaire	16
<b>VIII. LA RECUPERATION SECONDAIRE</b>	17
1. LE PRINCIPE	17
2. LES TYPES DE RECUPERATION SECONDAIRE	18
2.1. Injection groupée	18
2.2. Injection disperse	19
3. CONFIGURATIONS D'INJECTION	19
4. MISE EN ŒUVRE D'INJECTION	20
4.1. Injection d'eau	20
4.2. Injection de gaz	20
<b>IX. LES SOURCES D'EAU D'INJECTION</b>	20
1. L'INFLUENCE DE LA NATURE DE L'EAU SOUVENT UTILISE EN ALGERIE	23
1.1. Eaux de la nappe phréatique	23
1.2. Eaux produites avec le brut	23
<b>X. PROBLEMES LIES A LA RECUPERATION SECONDAIRE</b>	24
1. LES PERCEES	24
1.1. Source des percées	24
1.2. Causes des percés	24
❖ <i>Effet de la perméabilité</i>	24
❖ <i>Réservoir (fissure et faille) non étanche</i>	24
❖ <i>Fracturation hydraulique</i>	25
❖ <i>Débit de production (la Duse)</i>	25
❖ <i>Débit d'injection</i>	25
<b>XI. LES DEPOTS</b>	26
<b>XII. CONCLUSION</b>	26

## **Chapitre 3 : GENERALITES SUR LES EAUX ET L'INCOMPATIBILITE**

<b>I. GENERALITES SUR LES EAUX</b>	27
1. INTRODUCTION	27
2. CLASSIFICATION DES EAUX	27
2.1. Eaux de surface	27
2.2. Eaux souterraines	27
3. LES EAUX DANS LES CHAMPS PETROLIERES	28
3.1. L'eau d'injection (water flood)	28
a. Définition	28
➤ <i>Eau de lavage</i>	28
➤ <i>Eau de maintien de pression</i>	28
b. a source d'eau	28
c. Les buts d'injection d'eau	28
d. Le choix de l'eau d'injection	28
e. Les critères de l'eau d'injection	29
f. Les cas d'injection de l'eau	29
3.2. L'eau de gisement	29
3.2.1. Les importantes caractéristiques principales	29
a. Composition	29
b. Compressibilité	29
c. Viscosité	29
d. Eau et hydrocarbures	30
<b>II. L'INCOMPATIBILITE ENTRE L'EAU D'INJECTION ET L'EAU DE GISEMENT</b>	30
<b>III. ETUDE DE LA COMPATIBILITE DES EAUX A L'ECHELLE DE LABORATOIRE</b>	31
<b>IV. PROBLEME DE L'INCOMPATIBILITE DES EAUX</b>	32
<b>V. LES DEPOTS DES SELS MINERAUX</b>	32
1. SULFATE DE CALCIUM (CaSO <sub>4</sub> )	32
2. CHLORURE DE SODIUM (NaCl)	33
3. LES CARBONATES	33
4. SULFATE DE STRONTIUM (SrSO <sub>4</sub> )	34
5. SULFATE DE BARYUM (BaSO <sub>4</sub> )	34
5.1. Solubilité du BaSO <sub>4</sub>	36
5.2. Relation entre la solubilité et le produit de solubilité	37
5.3. Phénomène d'adsorption	37
5.4. Propriétés physiques de BaSO <sub>4</sub>	38
5.5. Les paramètres influençant sur leur formation	38
5.5.1. Effet de la température	38
5.5.2. Effet des sels dissouts	38
5.5.3. Effet de la pression	38
5.5.4. Effet de pH	38
<b>VI. CONCLUSION</b>	39

## ***Chapitre 4 : FORMATION DES DEPOTS***

<b>I. INTRODUCTION</b>	40
<b>II. MECANISME DE FORMATION DE DEPOT</b>	40
1. LA SURSATURATION	40
2. FORMATION DU GERME	41
3. CROISSANCE DU CRISTAL	41
<b>III. SOLUBILITE DES SELS</b>	41
<b>IV. INFLUENCE DE LA FORCE IONIQUE</b>	42
<b>V. PREVENTION DES DEPOTS</b>	42
1. PROCEDE CURATIF	42
2. PROCEDE SOUSTRACTIF	42
3. PROCEDE ADDITIF	42
<b>VI. LES INHIBITEURS DE DEPOTS</b>	42
<b>VII. CONCLUSION</b>	43

## ***2<sup>ème</sup> Partie : PARTIE EXPERIMENTALE***

### ***Chapitre 1 : PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE***

<b>I. CADRE REGIONAL</b>	44
1. SITUATION GEOGRAPHIQUE DE LA REGION D'ILLIZI	44
2. SITUATION GEOLOGIQUE DU BASSIN D'ILLIZI	45
3. LITHOSTRATIGRAPHIE DU BASSIN D'ILLIZI	45
<b>II. CADRE LOCAL</b>	47
1. SITUATION GEOGRAPHIQUE DE TIN FOUYE TABANKORT	47
1.1. Superficie et coordonnées Lambert	47
2. GISEMENTS DE TFT	48
2.1. Gisement de TFT Ordovicien	48
2.2. Gisement de TIN FOUYE(TFY)	48
2.3. Gisement d'AMASSAK	48
2.4. Gisement de DJOUA	48
2.5. Gisement de TAMENDJLET	48
2.6. GISEMENT DE HASSI MAZOULA NORD (HMZ Nord)	50
2.7. GISEMENT DE HASSI MAZOULA SUD (HMZ Sud)	50
2.8. GISEMENT DE HASSI MAZOULA «B»	50
3. HISTORIQUE DE DECOUVERTE	50
4. SITUATION GEOLOGIQUE DE TIN FOUYE TABANKORT	50
4.1. Aperçu structural	50
4.2. Litho-stratigraphique de TFT	52
4.2.1. Le paléozoïque	52
4.2.2. L'Ordovicien	52
4.2.3. Le Gothlandien	53
4.2.4. Le Dévonien	53
4.2.5. Carbonifère	54
<b>III. CONCLUSION</b>	55

## *Chapitre 2 : MATRIELS ET METHODES*

<b>I. INTRODUCTION</b>	56
<b>II. IDENTIFICATION DES OBJETS SOUMIS AUX ESSAIS</b>	56
1. LES INHIBITEURS	56
2. ECHANTILLONAGES	57
2.1. In situ	57
2.2. Au laboratoire du CRD (Traitement des eaux et contrôle des fluides)	58
<b>III. ETUDE DE COMPATIBILITE DES EAUX</b>	58
<b>IV. ANALYSE PHYSICO-CHEMIQUE</b>	59
1. MESURE DU pH	59
2. LA TEMPERATURE	60
3. MESURE DE LA TURBIDITE	60
4. DOSAGE DE CALCIUM	61
5. DOSAGE DE MAGNESIUM	62
6. DOSAGE DE FER	63
7. DOSAGE DES SULFATES	64
8. DOSAGE DE BARYUM	66
9. DOSAGE D'EXTRAIT SEC	67
10. DOSAGE DES CARBONATES ET BICARBONATES	68
11. DOSAGE DES CHLORURES	69
12. DOSAGE DU SODIUM (NA <sup>+</sup> ) ET DU POTASSIUM (K <sup>+</sup> ), PAR PHOTOMETRIE A FLAMME	69
13. DETERMINATION DU TAUX CRITIQUE D'INCOMPATIBILITE DE L'EAU D'INJECTION ET DE GISEMENT DANS LES CONDITIONS DE SURFACE	71
14. ANALYSES PAR DIFFRACTOMETRIE DES RAYONS 'X' (DRX)	71
15. TEST D'EFFICACITE D'UN INHIBITEUR DE DEPOT	72
<b>V. CONCLUSION</b>	73

## *Chapitre 3 : RESULTATS ET INTERPRETATIONS*

<b>I. RESULTATS D'ANALYSES PHYSICO-CHIMIQUE</b>	74
<b>II. RESULTATS DES ETUDES DE COMPATIBILITE</b>	75
1. RESULTATS D'ETUDE DE COMPATIBILITE DU MELANGE DES EAUX AUX CONDITIONS DE SURFACE (TEMPERATURE AMBIANTE/PRESSION ATMOSPHERIQUE)	75
2. RESULTATS D'ETUDE DE COMPATIBILITE (TEMPERATURE A 80°C /PRESSION ATMOSPHERIQUE)	78
<b>III. RESULTATS D'ANALYSES DES DEPOTS PAR DIFFRACTOMETRIE DES RAYONS 'X' (DRX)</b>	81
1. DEPOTS TFT 36/223	81
2. DEPOTS TFT 611/223	81
3. DEPOTS TFT 614/223	82
<b>IV. RESULTATS D'ETUDE D'EFFICACITE DES ANTI-DEPOTS</b>	83
<b>V. CONCLUSION</b>	90
<b>CONCLUSION GENERALE</b>	92

**REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES**  
**LISTE DES FIGURES**  
**LISTE DES TABLEAUX**  
**ANNEXES**

## Résumé

Dans ce travail, on s'est intéressés à l'étude de la zone du champ de TIN FOUYE TABANKORT (TFT), afin de tester les différentes méthodes et de traiter les analyse suite aux différents problèmes sur les équipements des unités industrielles.

Dans le but de lutter contre la formation des dépôts insoluble dans ces installations, nous avons travaillé sur quatre (04) échantillons d'eau (une (01) eau de gisement et trois (03) eaux d'injection) des puits actuellement en activités. Ainsi, d'effectuer des analyses physico-chimiques pour déterminer les constituants et les éléments chimiques qui favorisent la formation des dépôts solide.

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

Trois (03) produits anti-dépôts ont été utilisés par un teste d'efficacité sur le taux critique du mélange afin de sélectionner le produit le plus performant.

**Mots-clé :** TFT, Compatibilité, Formations des dépôts, Analyses physico-chimiques, Eau de gisements, Eau d'Injection, Inhibiteurs.

## Abstract

In this work, we studied the TIN FOUYE TABANKORT (TFT) zone, in order to test the various methods and to treat the analysis following the different problems on the equipments of the industrial units.

In order to fight insoluble deposit formation in these facilities, we worked on four (04) water samples (one (01) reservoir water and three (03) injection water) wells currently in operation. Thus, perform physicochemical analyzes to determine the constituents and chemical elements that promote the formation of solid deposits.

A compatibility study to justify the results of chemical analyzes by obtaining an insoluble precipitate of barium sulfate ( $BaSO_4$ ).

Three (03) anti-deposit products were carried out by an efficiency test on the critical rate of the mixture in order to select the best performing product.

**Keywords:** TFT, Compatibility, Deposit Formations, Physicochemical Analyzes, Deposit Water, Injection Water and Inhibitors.

## ملخص

في هذا العمل، قمنا بدراسة منطقة تين فوي تبكورت (TFT) من أجل اختبار مختلف الأساليب والتحليلات للمشاكل المختلفة التي تتعرض لها تجهيزات الوحدات الصناعية.

من أجل مكافحة تكوين الرواسب الغير قابلة للذوبان في هذه المنشآت، عملنا على أربع عينات من آبار المياه (عينة من مياه الخزان وثلاث عينات من مياه الحقن) قيد التشغيل حالياً. وبالتالي، إجراء التحليلات الفيزيوكيميائية لتحديد المكونات والعناصر الكيميائية التي تعزز تشكيل الرواسب الصلبة.

دراسة التوافق بررت نتائج التحليل الكيميائية وذلك عن طريق الحصول على راسب غير قابل للذوبان من كبريتات الباريوم ( $BaSO_4$ ).

تم استخدام ثلاثة (03) منتجات مضادة للترسب بواسطة اختبار كفاءة على معدل الحرج للخليط من خلال اختبار الكفاءة من أجل اختيار أفضل المنتجات أداءً.

**الكلمات المفتاحية:** TFT، التوافق، التشكيلات الرسوبية، التحليلات الفيزيوكيميائية، المياه المخزنة، ماء الحقن، المانع.

## ***Liste des Abréviations***

**LISTE DES ABREVIATIONS**

<b>ABREVIATIONS</b>	<b>SIGNIFICATIONS</b>
TFT	<i>Tin Fouyé Tabankort.</i>
PIB	<i>Produit Intérieur Brut.</i>
GNL	<i>Gaz Naturel Liquéfié.</i>
GPL	<i>Gaz De Pétrole Liquéfié.</i>
DCP	<i>Direction Concurrence des prix.</i>
DC	<i>Direction Centrale.</i>
DTD	<i>Division technique et développement</i>
DP	<i>Direction production</i>
BaSO <sub>4</sub>	<i>Sulfates de Baryum</i>
SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	<i>Sulfate.</i>
Ba <sup>2+</sup>	<i>Baryum.</i>
CPC	<i>Centre principale de collecte.</i>
DC-R&D	<i>Direction Centrale Recherche et Développement.</i>
AUI	<i>Assistance aux Unités Industrielles.</i>
TCF	<i>Traitement et Contrôle des Fluides.</i>
°C	<i>Degré Celsius</i>
CO <sub>2</sub> <sup>-</sup>	<i>Dioxyde de Carbone.</i>
m	<i>Mètre.</i>
%	<i>Pourcentage.</i>
CI	<i>Continental Intercalaire.</i>
H <sub>2</sub> O	<i>Eau.</i>
H <sub>2</sub> S	<i>Sulfure d'hydrogène.</i>
O <sub>2</sub>	<i>Oxygène.</i>
V	<i>Variable.</i>
HC	<i>Hydrocarbures.</i>
HP	<i>Haute pression.</i>
Sr <sup>2+</sup>	<i>Strontium</i>
Ca <sup>2+</sup>	<i>Calcium</i>
BaCl <sub>2</sub>	<i>Chlorure de baryum</i>
SrCl <sub>2</sub>	<i>Chlorure de strontium</i>
CaCl <sub>2</sub>	<i>Chlorure de calcium</i>
Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	<i>Sulfate de Sodium</i>
pH	<i>Potentiel d'hydrogène.</i>
S	<i>Solubilité.</i>
m <sup>3</sup>	<i>Mètre cube</i>
SMQ	<i>Système de Management de la Qualité.</i>
HSE	<i>Hygiène Sécurité Environnement.</i>
MPa	<i>Méga Pascale.</i>
barils/j	<i>Barils par jours.</i>
MES	<i>Matière En Suspension.</i>
Ks	<i>Produit de solubilité.</i>
engs/cm <sup>3</sup>	<i>angström par centimètre cube.</i>
[Fe(CN) <sub>6</sub> ] <sup>4-</sup>	<i>Ferro-cyanure.</i>
NO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	<i>Nitrates.</i>

$MnO_4^-$	<i>Permanganate.</i>
$[Fe(CN)_6]^{3-}$	<i>Ferro-cyanure.</i>
$CN^-$	<i>Cyanure.</i>
I	<i>Iode</i>
mg/L	<i>Milligrammes par litre.</i>
ppm	<i>Partie par million.</i>
K	<i>Constante de dissociation.</i>
EDTA	<i>Acide éthylène diamine tétra acétique.</i>
Km <sup>2</sup>	<i>Kilomètre carré.</i>
TAM	<i>Tamendjlet.</i>
AMA	<i>Amassak.</i>
Km	<i>Kilomètre.</i>
TFY	<i>Tin Fouyé.</i>
HMZ Nord	<i>Hassi Mazoula Nord.</i>
HMZ Sud	<i>Hassi Mazoula Sud.</i>
e	<i>Epaisseur.</i>
GTFT	<i>Groupement Tin Fouyé Tabankort.</i>
FDS	<i>Fiches des données.</i>
Patm	<i>Pression atmosphérique.</i>
ORDO	<i>Ordovicien.</i>
T.E.A	<i>Triéthanol amine.</i>
KOH	<i>Hydroxyde de Potassium.</i>
NaOH	<i>Hydroxyde de Sodium.</i>
$Mg(OH)_2$	<i>Hydroxyde de Magnesium.</i>
$NH_4OH$	<i>Ammoniaque.</i>
$NH_4Cl$	<i>Chlorure d'ammonium.</i>
PE	<i>Prise d'essai.</i>
HCL	<i>Acide chlorhydrique.</i>
$CH_3COOH$	<i>Acideacétique.</i>
$CH_3COONH_4$	<i>Acétate d'ammonium.</i>
$K_2CrO_4$	<i>Chromate de potassium.</i>
$BaCrO_4$	<i>Chromate de baryum</i>
NaF	<i>Fluorure de sodium.</i>
ml	<i>Millilitre.</i>
$CO_3^{2-}$	<i>Carbonates.</i>
$HCO_3^-$	<i>Bicarbonates.</i>
$Ag^+$	<i>Ion Argent.</i>
$AgNO_3$	<i>Nitrates d'Argent.</i>
mn	<i>Minutes.</i>
DRX	<i>Diffractionnée a Rayons 'X'.</i>
CS	<i>Condition de surface.</i>
T	<i>Température</i>

# ***Préface***

## PREFACE

L'eau est l'un des fluides les plus souvent employé pour des divers objectifs bien défini, que ce soit pour la dilution des eaux de gisement a forte salinité, l'élimination des dépôts des sels soluble coller aux parois des tubing par lavage ou pour compenser la diminution de la pression du réservoir consécutive à sa mise en production. Il sert également pour améliorer l'efficacité de déplacement et d'extraction de pétrole brut.

Dans l'industrie pétrolière, *l'injection d'eau* (*water flooding ou water injection*) dans le champ pétrolier, permet généralement d'augmenter la pression et stimuler ainsi la production.

On peut trouver des puits d'injection d'eau à la fois sur terre (*on shore*) et en mer (*off shore*), afin d'accroître la récupération d'huile d'un réservoir existant.

L'eau est injectée pour soutenir la pression du réservoir (également appelée : remplacement de la cavité), ainsi que pour balayer ou déplacer l'huile du réservoir et la pousser vers un puits.

Normalement, seulement 30% de l'huile contenue dans un réservoir peut être extraite, mais l'injection d'eau augmente ce pourcentage (appelé facteur de récupération) et maintient le taux de production d'un réservoir sur une période plus longue. Il apparaît ainsi que la présence primordiale de l'ion sulfate  $SO_4^{2-}$  dans les eaux d'injection (TFT 611, TFT 614 et TFT 36) et la présence éventuelle de l'ion baryum  $Ba^{2+}$  (ORDO 223).

Les eaux de gisement provoquent des précipités dans le cas où ils sont en contacte. A force de l'utilisation de ces procédés d'injection sous l'influence des changements des conditions thermodynamique, les précipités augmentent et ils se transforment en des dépôts dure, compacte et insoluble pratiquement impossible a éliminés après sa formation. Des conséquences négatives se rassembleront tel que la diminution de débit de production et parfois sert à des bouchages des installations de fond et de surface. De sorte que l'on peut se demander quelle est le produit de traitement anti-dépôt le plus efficace parmi les trois (03) produits proposés pour les eaux de champ TFT.

La pertinence de cette problématique s'est d'ailleurs confirmée au cours des travaux préparatoires de la présente étude. Un traitement préventif par l'addition d'un produit anti-dépôt dans les eaux d'injection est indispensable dans les industries pétrolières à travers le monde.

L'objectif essentiel de notre contribution consiste à suivre la qualité des eaux de production et d'injection à fin de définir la compatibilité ou non de ses eaux. Ainsi de choisir le meilleur réactif anti dépôt adéquat.

Ce travail à été réalisé au niveau du Laboratoire Chimie et Traitement des eaux de la direction Assistance aux Unités Industrielles au niveau de la Direction Centrale de Recherche et Développement (*CRD*), pour l'étude des eaux de gisement du champ de Tin Fouyé Tabankort (*TFT*) de la région d'Illizi, pour une période de trois (03) mois allons du 03 Février au 05 Mai 2019.

Le présent travail est subdivisé en deux (02) parties:

**1. PARTIE THEORIQUE:** Est subdivisée en elle-même quatre (04) chapitres.

- Le premier chapitre à pour objectif de présenter l'établissement d'accueil ainsi que les différentes structures visitées pendant le stage,
- Le second chapitre comprend des généralités sur les hydrocarbures, les systèmes pétroliers, les différents types de forages ainsi que la production et la récupération d'eau par injection.
- Quant au troisième chapitre, il est consacré aux généralités sur les eaux et l'incompatibilité entre les eaux d'injection et les eaux de gisements,
- En fin le quatrième chapitre comprend tout ce qui concerne la formation des dépôts, son mécanisme, la prévention contre les dépôts ainsi que les produits anti dépôts (inhibiteurs).

**2. PARTIE PRATIQUE:** Subdivisée en trois (03) chapitres.

- Le premier chapitre à pour objectif de présenter la zone d'étude,
- Quant au deuxième chapitre il est consacré à la partie Matériels et Méthodes utilisés pour les analyses,
- En fin le troisième chapitre, est subdivisé lui même en trois (03) étapes:
  - **1<sup>ère</sup> étape** consacrée à l'analyses chimiques des échantillons, où l'on démontre la composition chimique de ces eaux et on détermine les concentrations précise des éléments chimiques présentes en tenant compte des cations  $Ba^{2+}$ ,  $Sr^{2+}$  et  $Ca^{2+}$  dans les eaux de gisement et des anions  $SO_4^{2-}$  dans les eaux d'injection.
  - **2<sup>ème</sup> étape** comporte l'étude de compatibilité du mélange qui permet en effet de comprendre le phénomène d'incompatibilité des eaux et la relation entre les constituants chimiques qui peuvent donner au mélange des composés insolubles.
  - **3<sup>ème</sup> étape** où on testera l'efficacité de la performance des trois (03) produits anti-dépôts dans le taux de mélange le plus défavorable qu'on peut avoir dans le gisement (taux critique).

**1<sup>ère</sup> Partie :**  
***Partie Théorique***

***Chapitre 1 :***  
***Cadre Général***

## Chapitre 1: CADRE GENERAL

### I. PROBLEMATIQUE

Suite à la tournée menée par les représentants de la Division Technologies et Développement. Du 23 au 29 Novembre, et le 26 Décembre 2016 aux différentes directions opérationnelles des régions SONATRACH. La direction de production (DP) du TIN FOUYE TABANKORT (TFT) sollicite la DTD pour la prise en charge immédiate du problème du  $BaSO_4$  affectant leurs installations. Une mission d'évaluation et diagnostique des problèmes liées aux dépôts du  $BaSO_4$  et la corrosion a été effectuée sur site du 02 au 07 janvier 2017.

Sachant, qu'une eau peut être chimiquement pure, malgré ses différents composants. Elle présente un équilibre ionique entre ses cations et ses anions. En ajoutant une autre eau contenant d'autres ions, cet équilibre est rompu, alors on a la formation de composés insolubles qui précipitent quitte à rétablir cet équilibre. Ceci dit, deux eaux sont dites compatibles, si la réaction entre leurs composants chimiques ne donne pas au mélange des composés insolubles.

Ce mémoire présente les résultats des tests d'efficacité au laboratoire des inhibiteurs de dépôts, sur les mélanges des eaux d'injection avec les eaux de gisement du champ de Tin Fouyé Tabankort (TFT), de la Région d'Illizi.

Deux points principaux ont été soulevés :

- Un bouchage récurrent des installations de surface.
- Le colmatage progressif du réservoir.

Le mélange des eaux d'injection et de gisement est la base du problème.

### II. OBJECTIFS

Etant donné que les installations de surface rencontrent un problème majeur qui est le colmatage et la corrosion, la protection de ces installations est nécessaire.

L'objectif de notre travail consiste à :

- ✓ L'étude de compatibilité des eaux de gisement (analyses et calcul prévisionnel),
- ✓ Analyse chimique des dépôts,
- ✓ Etude de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts dans les conditions de surface et de gisement,
- ✓ Développement des produits locaux pour être utilisés comme inhibiteurs de dépôts,
- ✓ L'injection d'un produit anti-dépôts capable a inhibé la réaction ( $SO_4^- + Ba^{2+} = BaSO_4$ ) dépôt solide, du manifold passant par les centre de séparation jusqu'au centre principale de collecte CPC vers exploitation.
- ✓ Mettre en place un traitement chimique de l'eau d'injection et d'éviter tous ces problèmes à savoir la corrosion électrochimique, la corrosion bactérienne et la formation des dépôts insolubles.

### III. PRESENTATION DE L'ORGANISME D'ACCUEIL

#### 1. PRESENTATION DE SONATRACH

C'est une compagnie nationale algérienne créée en 1963. Elle représente un acteur majeur dans le domaine du pétrole et du gaz avec un chiffre d'affaires qui atteint les 61,2Milliards de dollars.

Les activités de la société SONATRACH touchent toute la chaîne de production, elles sont effectuées dans quatre principaux domaines : l'Amont, l'Aval, le Transport par Canalisation et la Commercialisation.

Elle a pour but de valoriser de façon optimale les ressources nationales d'hydrocarbures et de créer des richesses au service du développement économique et social du pays. Elle emploie environ 50 000 salariés (120 000 avec ses filiales) et produit à elle seule 30% du PIB (produit intérieur brut) de l'Algérie.

SONATRACH est aujourd'hui la première compagnie d'hydrocarbures en Afrique et en Méditerranée. Elle représente le 12<sup>ème</sup> groupe au niveau mondial, le 2<sup>ème</sup> exportateur de GNL (gaz naturel liquéfié) et du GPL (gaz de pétrole liquéfié) et 3<sup>ème</sup> exportateur de gaz naturel.

Elle veut aujourd'hui s'afficher sur les cinq continents en relevant les défis de la Mondialisation. La politique de responsabilité sociale et du développement durable de l'entreprise est déjà à l'œuvre, elle s'accompagne d'une profonde mutation de ses structures.

La société SONATRACH s'est investie dans d'autres domaines économiques notamment les mines, la génération électrique, l'eau, le transport aérien et maritime...etc. Elle a participé dans plusieurs projets avec différents partenaires en Amérique Latine et en Europe.

En capitalisant son expérience des partenariats avec des compagnies internationales de tailles, SONATRACH a réussi à intégrer les nouvelles technologies avec une présence prouvée et fiable sur les marchés internationaux des hydrocarbures liquides et gazeux.

Aujourd'hui, la société SONATRACH s'affirme non seulement comme un groupe international à vocation pétrolière et gazière, mais comme une compagnie solidaire, responsable et citoyenne. Elle s'est engagée en faveur du développement économique, social et culturel des populations. Elle s'est également fixé des priorités incontournables en matière du développement durable en impliquant résolument dans la protection de l'environnement et la préservation des écosystèmes.

2. ORGANIGRAMME DE L'ORGANISME

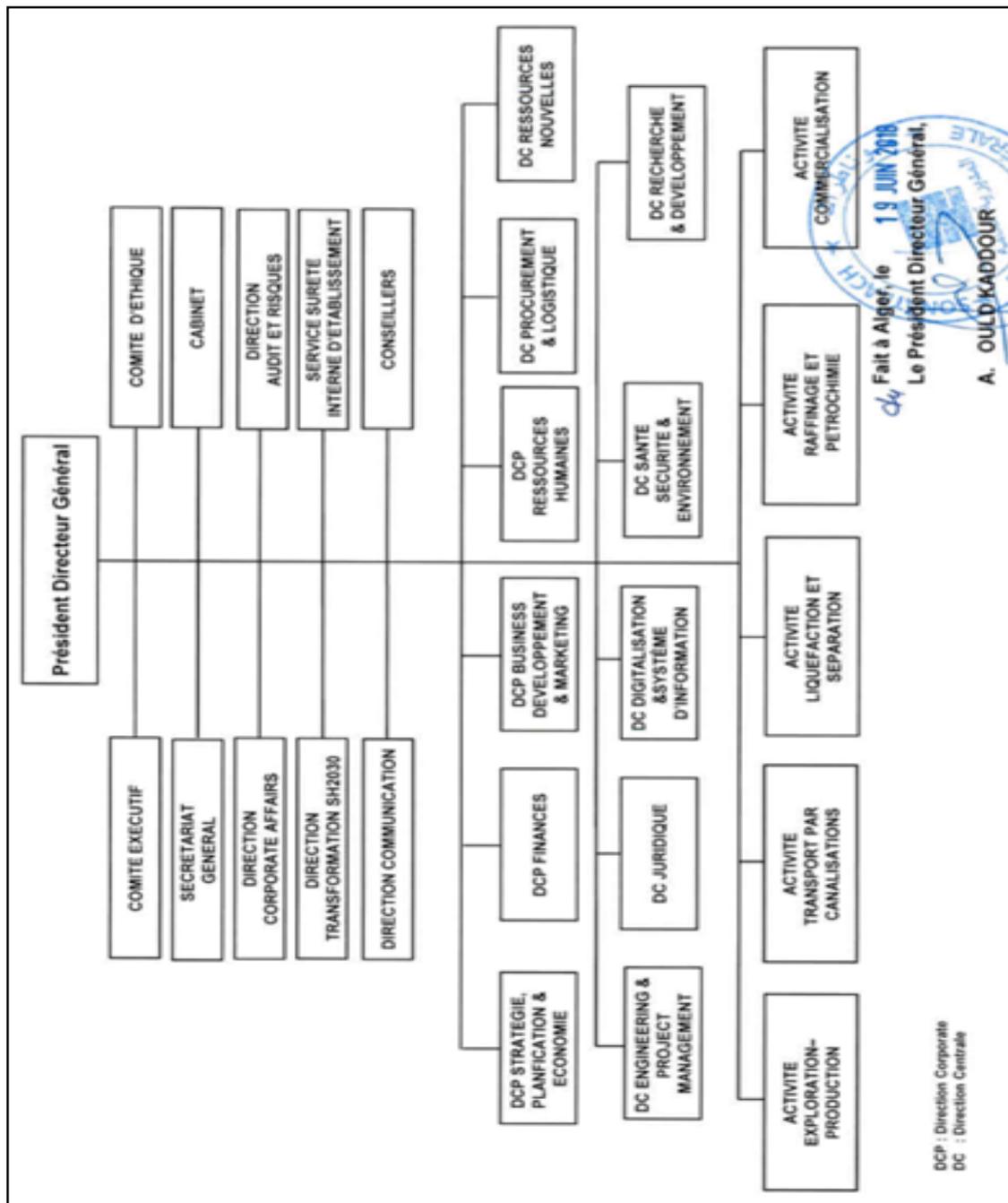


Fig.1 : Organigramme de la macrostructure de SONATRACH (Source : SONATRACH).

### 3. PRESENTATION DE LA DIRECTION CENTRALE RECHERCHE DEVELOPPEMENT (DC-R&D)

La Direction Centrale Recherche Développement (DC-R&D) est l'outil technique de la SONATRACH Il a pour missions essentielles :

- ✓ L'identification des problèmes à caractère scientifique et technique rencontrés au niveau des structures opérationnelles de l'entreprise et l'initiation des projets de recherche nécessaires à leur résolution.
- ✓ La promotion et la mise en œuvre de la recherche appliquée et le développement des technologies dans les métiers de base de la Société,
- ✓ L'élaboration des programmes annuels et pluriannuels de recherche conformément aux orientations stratégiques de l'entreprise,
- ✓ La veille scientifique et technologique,
- ✓ L'élaboration des bases de données techniques et la capitalisation du savoir-faire,
- ✓ La valorisation des produits de la recherche et la promotion de l'innovation et du développement technologique,
- ✓ Le développement et l'adaptation des nouvelles techniques et procédés au profit des structures de SONATRACH,
- ✓ L'intégration de la recherche et du développement des technologies numériques et informatiques au cœur des processus de SONATRACH,
- ✓ L'établissement des bilans périodiques de l'activité recherche, l'analyse éventuelle des écarts constatés et l'apport des correctifs adéquats,
- ✓ La dotation de l'entreprise d'un environnement technique et outils favorables à la promotion de la qualité des systèmes, compétences humaines, procédés et services,
- ✓ Veiller au respect permanent des règles et consignes HSE et des procédures dans le cadre du SMQ.

### 4. ORGANISATION DE LA DIRECTION CENTRALE DE RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT

La Direction Centrale R&D est organisée comme suit (**Figure.2**):

- ✓ Une Direction Appui Scientifique et Technique à la Recherche.
- ✓ Une Direction Techniques Numériques Avancées.
- ✓ Une Direction des Laboratoires de Recherche et Développement.
- ✓ Une Sous Direction Administration, Logistique et Moyens
- ✓ Les Directions Projets de Recherche
- ✓ Un Conseil Scientifique & Technique
- ✓ Des Assistants

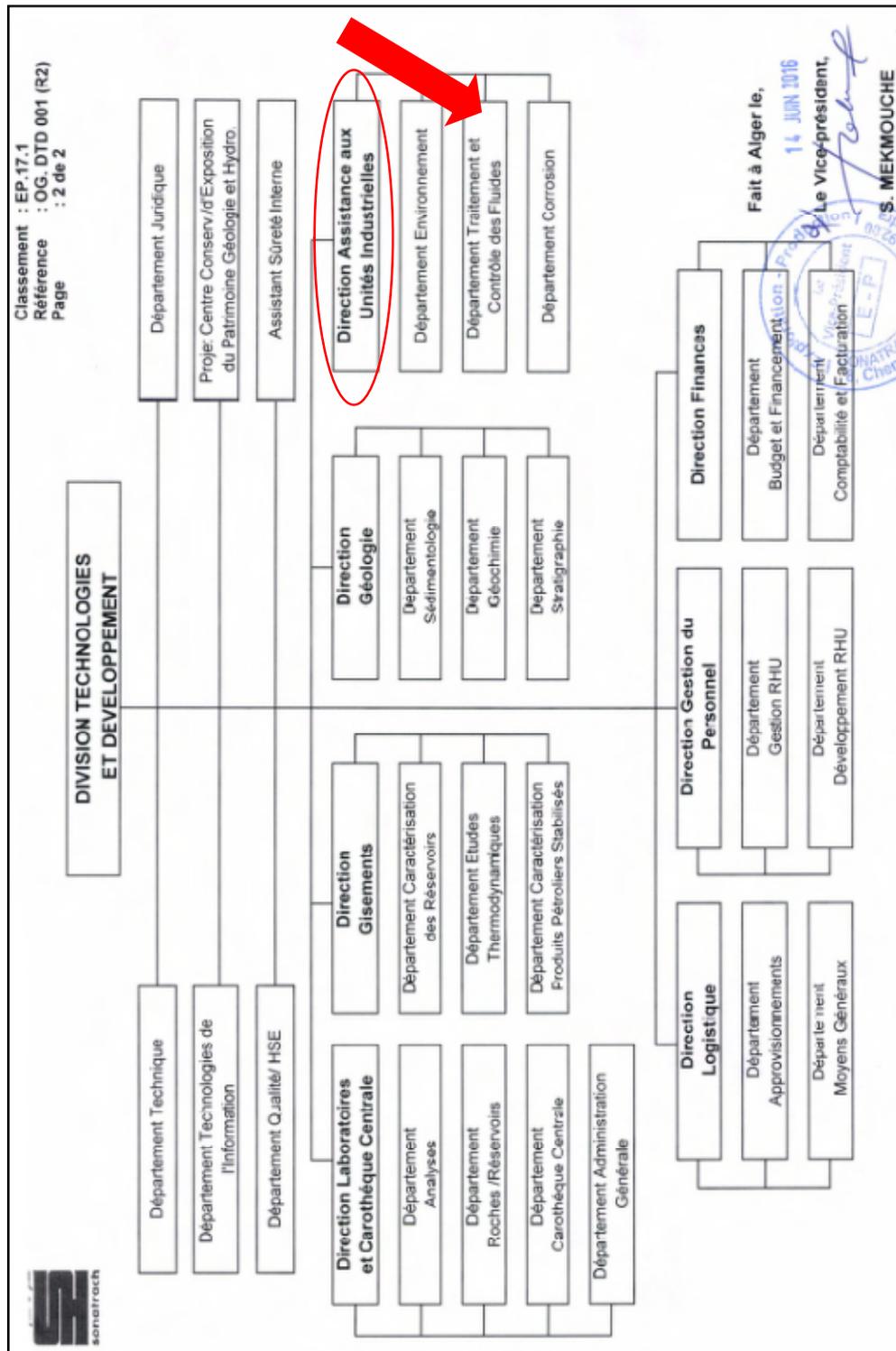


Fig.2 : Organigramme de la direction centrale de recherche et développement (Source : SONATRACH).

## 5. DIRECTION ASSISTANCE AUX UNITES INDUSTRIELLES (AUI)

La Direction Assistance aux Unités Industrielles (AUI) contribue à la maîtrise technologique de l'exploitation et de la maintenance des unités industrielles de par son intervention aux différents stades des études de réalisation et de fonctionnement des unités.

Les objectifs ciblés par la direction AUI, s'articulent autour de:

- ✚ Développement des méthodes et des techniques pour à une contribution à la prise en charge des problèmes de récupération et de production.

- ✚ Développement de méthodologie nécessaire à l'évaluation des paramètres de pollution, à la prévention et à la réduction des risques de pollution générés par les activités de l'Entreprise.

- ✚ Assistance aux unités industrielles, en matière de contrôle la qualité et la conformité des produits chimiques de traitement.

Outre les prestations d'analyses relatives au suivi et contrôle de performances des stations d'épuration, contrôle de déchets industriels, le savoir-faire acquis et développé par ces laboratoires permet :

- ✚ L'évaluation au laboratoire de la conformité des produits de traitement et de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts et dés émulsifiants destinés au traitement des eaux industrielles et des hydrocarbures.

- ✚ La réalisation des études de potabilité des eaux et de compatibilité des eaux dans les conditions de surface et d'exploitation.

- ✚ Etude et analyse en matière de protection anticorrosion des installations de surfaces et de fond (utilisation des inhibiteurs et biocides).

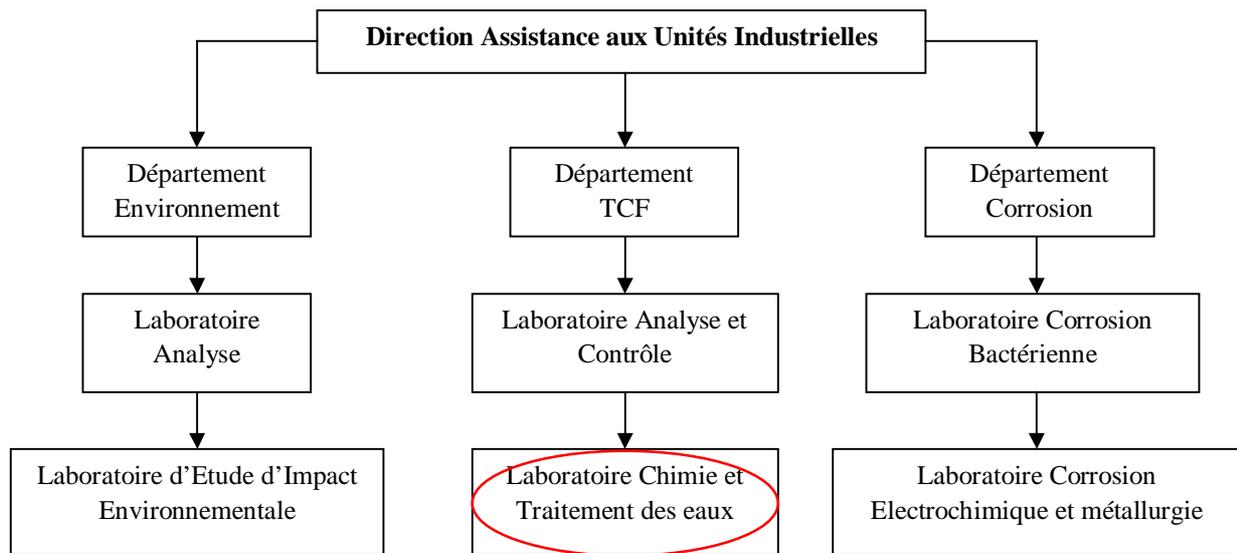
- ✚ La réalisation des études d'impact sur l'environnement et audits environnementaux.

- ✚ L'assistance en temps réel des unités industrielles pour solutionner des problèmes de rejets, de traitement, de dépôts et d'une manière générale de protection et d'exploitation.

Ces activités sont réalisées dans les différents laboratoires appartenant aux différents départements de cette Direction. Ces départements étant :

- Département corrosion.
- Département contrôle et traitement des fluides.
- Département environnement.

Les différentes structures de la direction AUI sont présentées dans l'organigramme de la **Figure.3**.



**Fig.1** : Organigramme de la direction Assistance aux unités Industrielles (AUI) (*Source* : SONATRACH).

***Chapitre 2 :***  
***Généralités sur les***  
***Hydrocarbures***

## Chapitre 2: GENERALITES SUR LES HYDROCARBURES

### I. INTRODUCTION

Le *pétrole* est une roche liquide carbonée, ou huile minérale. L'exploitation de cette énergie fossile est l'un des piliers de l'économie industrielle contemporaine, car le pétrole fournit la quasi-totalité des carburants liquides. On l'utilise beaucoup pour l'industrie plastique et toutes sortes de dérivés.



*Fig. 4* : Echantillon de 100ml de pétrole (*Source* : SONATRACH).

### II. HISTOIRE DE PETROLE EN ALGERIE

L'Algérie, grâce aux indices d'hydrocarbures qu'elle avait révélés par le passé offrait tout naturellement un terrain de recherche prometteur.

La prospection reprit alors dans le nord du pays et s'acheva avec la découverte du gisement d'Oued Guétérini. Elle ne tarda pas à s'orienter vers le Sahara.

Le gisement d'Oued Guétrane ou oued Guétérini, au sud de Sor El Ghozlane était connu depuis fort longtemps des populations locales pour s'être révélé par des suintements superficiels d'huile; d'où d'ailleurs son nom qui veut dire en arabe "rivière de goudron".

La faible profondeur de la nappe productrice, variable de 230m à 600m, permit sa mise en exploitation dès 1949. Si son huile était d'excellente qualité, la production en était modeste comparativement aux grands gisements sahariens qui allaient être découverts. Elle s'est étalée sur huit années, de 1949 à 1956, produisant plus de 300000 tonnes [MAZEL, 1988].

### III. DEFINITION DES HYDROCARBURES

L'hydrocarbure est composé d'atomes de carbone et d'hydrogène. C'est pour cette raison qu'on lui donne la formule moléculaire HC.

Le pétrole est un combustible fossile dont la formation date d'environ 20 à 350 millions d'années. Aussi appelé «*huile*» ou «*pétrole brut*», il provient de la décomposition

des organismes marins (principalement de plancton) accumulés dans des bassins sédimentaires, au fond des océans, des lacs et des deltas [SCHLUMBERGER, 2019].

#### IV. FORMATION DU PETROLE

La présence dans les sédiments de 1 à 2% de matière organique suffit à espérer la formation d'hydrocarbures. Cependant, plus il y a de matière organique dans les sédiments, plus le potentiel de formation d'hydrocarbures est important.

À un (01) kilomètre sous terre, la température atteint environ 60°C et la pression quelque 250Bars.

La matière organique se transforme alors en kérogène, un mélange d'eau, de CO<sub>2</sub>, d'hydrogène et de carbone dans des proportions diverses.

Lorsque la température et la pression augmentent encore avec l'enfouissement entre 2000 et 3800m, les roches-mères entrent dans ce que l'on appelle «*la fenêtre à huile*». Les liaisons chimiques du kérogène se brisent.

Les atomes de carbone et d'hydrogène se recombinaient pour former du pétrole. Selon la composition initiale du kérogène et les conditions thermodynamiques de l'environnement, cela se produit à une température comprise entre 60 et 120°C.

A partir d'une profondeur de 2500 m à 4000 m, les roches-mères entrent dans ce que l'on appelle «*la fenêtre à gaz*». Cela se produit à une température comprise entre 120° et 160°C [Wikipédia].

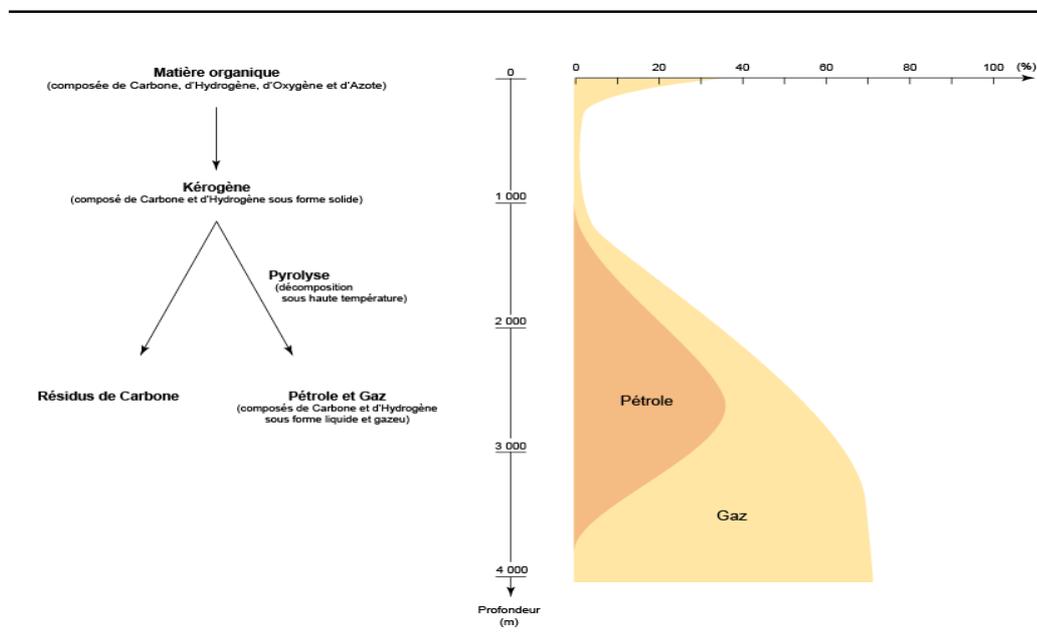


Fig. 5 : La maturation du kérogène en pétrole (Source : Wikipédia).

## V. SYSTEME PETROLIER

Les conditions nécessaires à la génération et au piégeage des hydrocarbures sont :

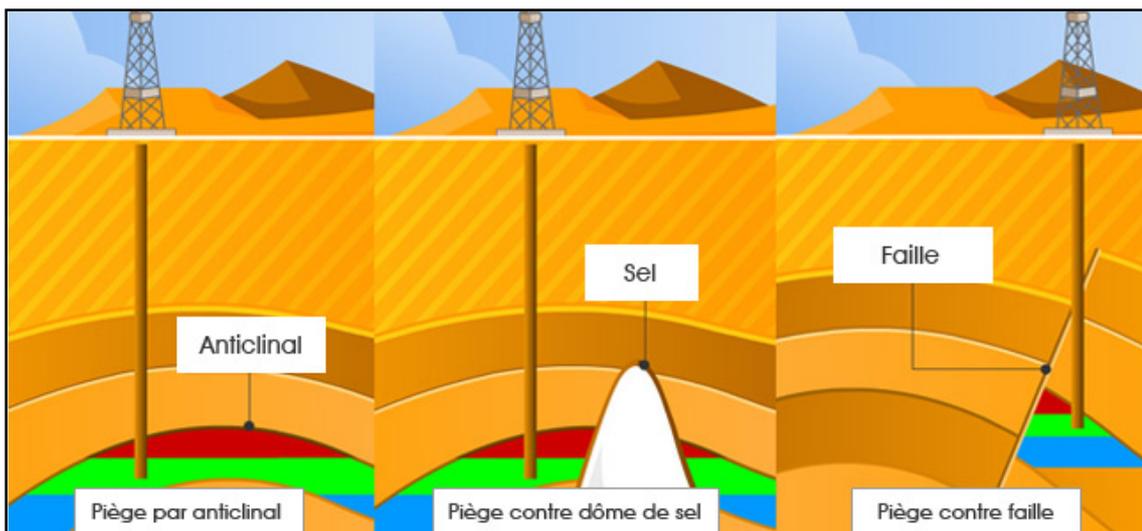
- ✓ Présence d'une roche-mère potentielle et génératrice.
- ✓ Présence d'une roche-réservoir.
- ✓ Présence d'une roche couverture.
- ✓ Présence d'un piège capable d'emmagasiner des hydrocarbures.

Sans oublier le facteur temps concernant l'âge de la migration des hydrocarbures et sa relation par rapport à celui de la formation du piège.

### 1. PIEGE

L'ensemble roche-réservoir/roche-couverture forme une structure dite de «*piège à pétrole*». Plusieurs types de pièges sont décrits, principalement en fonction de la déformation des roches au cours de phénomènes géologiques.

Le plus courant est le piège anticlinal, structure où les roches ont été plissées en forme de voûte par les mouvements terrestres. Pour le géologue, la présence d'un anticlinal est un indice en faveur de la présence de gisements. En effet, environ 80% des gisements de pétrole sont de ce type.



*Fig.6 : Hydrocarbures pris au piège (Source : Wikipédia).*

### 2. COUVERTURE

Toute roche imperméable surmonte un horizon poreux est susceptible de former une couverture pour les hydrocarbures dont le rôle serait l'empêchement de la dispersion des hydrocarbures, cette roche peut être de nature argileuse ou des marnes [AFFOURI, 2015].

### 3. ROCHE MERE

Les roches-mères sont les roches dans les quelles les hydrocarbures ont pris naissance; elles sont caractérisées par une forte proportion en matière organique, un milieu réducteur, un enfouissement et, par conséquent, une température favorable pour la génération des hydrocarbures.

## 4. MIGRATION

### 4.1. Migration primaire

Le pétrole brut est initialement contenu dans la roche mère, compacte et imperméable. Par un mécanisme d'expulsion, ce pétrole va migrer vers une roche réservoir.

### 4.2. Migration secondaire

Cette migration secondaire est due à la poussée d'Archimède. En effet, les hydrocarbures possèdent une densité assez faible: de 0,6 à 0,9 pour le pétrole (*la densité ne prend pas d'unité*).

- Comme les hydrocarbures sont moins denses que le milieu environnant, ils vont remonter progressivement. Ce déplacement est l'occasion d'un éventuel piégeage et donc d'une accumulation voire d'une mise sous pression des hydrocarbures [ANONYME 3].

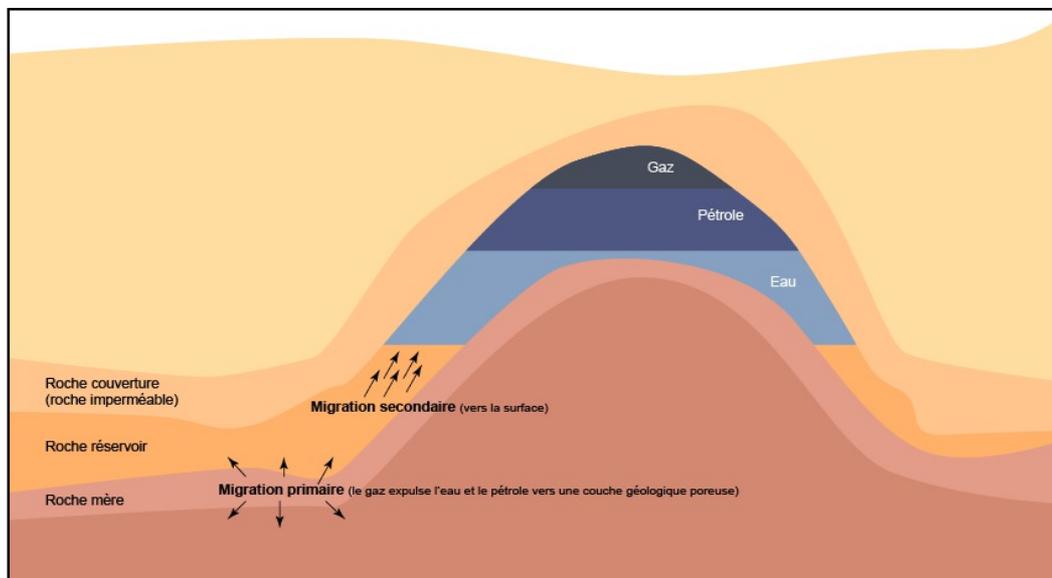


Fig.7 : La migration des hydrocarbures (Source : Wikipédia).

## 5. RESERVOIR

Se définit comme une roche poreuse et perméable où des hydrocarbures peuvent s'accumuler. La plus part des réservoirs en Algérie sont des roches gréseuses et argileuses.

D'après AUZANNEAU en 2016, les paramètres principaux qui vont déterminer sa potentialité à produire des hydrocarbures d'une roche-réservoir sont:

### 5.1. La perméabilité

C'est l'aptitude d'un milieu à se laisser traverser par l'eau sous l'effet d'un gradient hydraulique.

### 5.2. La porosité

Est le rapport entre le volume des pores et le volume total de la roche. Les roches-réservoirs ont des porosités très variables en générale comprises entre 5% et 25%.

### 5.3. La saturation

C'est la quantité et la nature des fluides occupants les pores de la roche-réservoir.

## VI. FORAGE

### 1. DEFINITION

Le forage est l'action de faire un puits reliant un gisement à la surface (réalisation d'un programme de forage et de tubage) [KRAUS].

Suivant leurs buts on peut classer les forages en deux :

- ✚ **Forage d'exploration**: Recherche du gisement,
- ✚ **Forage de développement**: Mise en production du gisement.

#### ➤ Le forage pétrolier

Le forage pétrolier c'est l'ensemble des opérations permettant de forer les roches poreuses et perméables du sous-sol susceptible de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux.

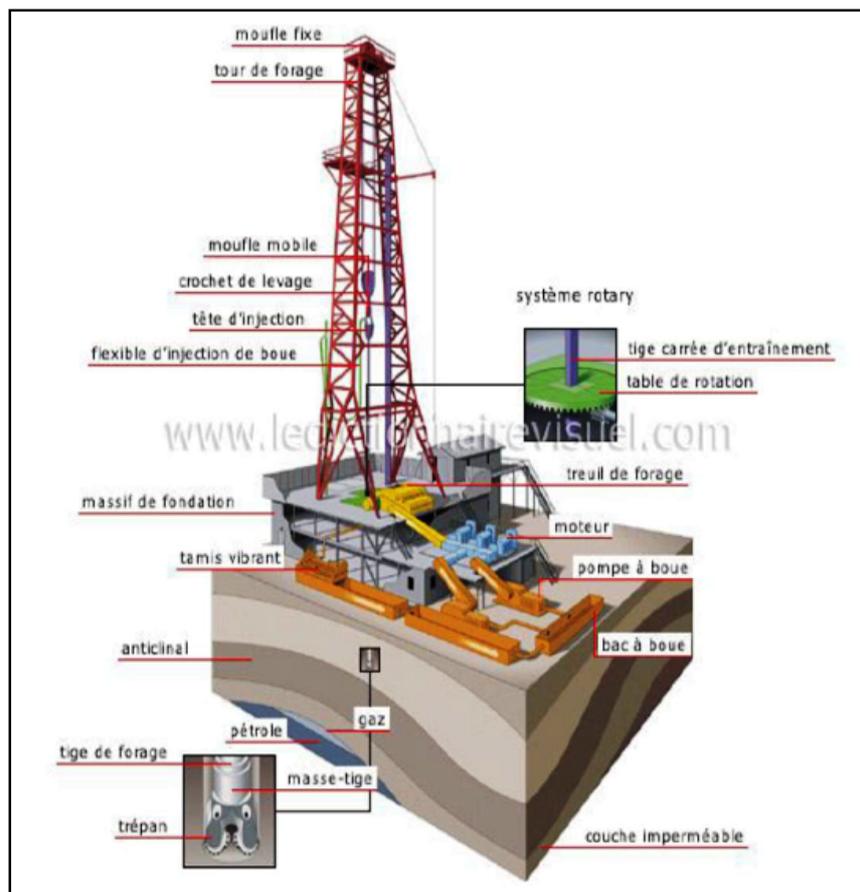


Fig.8 : Compositions d'un appareil de forage pétrolier [SELMANE, 2016].

➤ **Le forage hydraulique**

Un forage d'eau est destiné à permettre l'extraction de l'eau contenue dans une formation aquifère. C'est pourquoi, quelle que soit la méthode de forage retenue, l'équipement comporte toujours une colonne d'exploitation maintenant le terrain dans la partie supérieure non aquifère proprement dit.

Il ne faut pas perdre de vue que l'exploitation doit se faire dans les meilleures conditions possibles, tant du point de vue qualitatif:

- ✓ Pas de pollution de l'eau au droit de l'ouvrage.
- ✓ Pas d'entraînement des éléments solides.

Que de point de vue qualitatif :

- ✓ Obtention d'un plus fort débit compatible avec les caractéristiques de l'aquifère.
- ✓ Recherche de plus fort débit spécifique possible (débit par unité de rabattement).

Trois éléments essentiels constituent l'équipement de forage d'exploitation:

- ✓ Les tubages pleins (ou aveugles).
- ✓ Les crépines ou tubages perforés.
- ✓ Le massif filtrant [SELMANE, 2016].

**2. TYPE DE PUITES**

Selon les résultats de l'analyse des levés géophysiques et les données géologiques, plusieurs types de forage sont envisageables dans le processus de prospection des hydrocarbures [KRAUS, R, S].

*Tableau.1* : Les types des puits d'après **KRAUS**.

Nomenclatures	Puits	Remarque
<b>Puits d'exploration</b>	De reconnaissances	Pétrole et gaz non encore trouvé.
	De découvertes	Pétrole et gaz découverts.
	De délimitations	Formation productive délimitée.
	Secs	Quantité faible de pétrole et de gaz trouvé (pour une exploitation économique).
<b>Puits de développement</b>		Pétrole et gaz sont produits dans des cas où les forages de développement sont secs.
<b>Puits à géo pression/ géothermique</b>		L'eau sous très haute pression (50MPa) et à haute température (149°C) et présente pouvant contenir des hydrocarbures.
<b>Puits marginaux</b>		Quantité d'hydrocarbure extraite et de moins de 10 barils/j.
<b>Puits à plusieurs niveaux</b>		Multiple formation productives sont découvertes et plusieurs (un par formation) trains de tiges de forage sont introduits.
<b>Puits d'injection</b>		Pompage (d'air ou d'eau ou des gaz ou produits chimiques) dans des gisements productifs afin de maintenir la pression ou l'orientation du pétrole vers les puits de production.
<b>Puits de service</b>		L'eau salée (séparé du pétrole et du gaz) est évacuée sous terre.

### 3. PROGRAMME DE FORAGE

Il est constitué principalement de quatre (04) phases:

#### 3.1. Phase A

On fore avec l'outil de diamètre de 26 pouces jusqu'à une profondeur de 495m, à la fin de cette opération on fait descendre le tubage nommé casing de 185/8 de diamètre, ensuite intervient l'opération de cimentation.

Durant le forage de cette phase, on rencontre des problèmes de cavage et d'éboulement à cause de la nature sableuse de la couche [FOURAR, 2007].

#### 3.2. Phase B

L'outil utilisé est de diamètre de 16 pouces. La profondeur se situe entre 500 à 1200 m et le casing est de 131/2 pouces de diamètre. L'opération se termine par la cimentation du puits. Les problèmes liés au forage de cette partie sont en général le gonflement des argiles à cause de la nature argileuse de cette formation [FOURAR, 2007].

#### 3.3. Phase C

Cette phase utilise un outil de diamètre de 121/4 pouces. Cette partie se situe en général entre 1200 et 2450 m de profondeur et le casing utilisé est de 83/8 pouces de diamètre.

A la fin, on termine par l'opération de cimentation. Les problèmes généralement rencontrés durant cette phase sont : la contamination chimique par des eaux salifères à cause de la formation riche en sels [FOURAR, 2007].

#### 3.4. Phase D

L'outil de diamètre de 6 pouces est utilisé pour cette tranche qui s'étend de 2450 m jusqu'à la fin de forage «3100 m à 4000 m». A la fin de cette phase, on trouve la zone productrice.

A ce stade, on procède à l'opération de carottage qui se fait avec un outil spécial pour éviter le colmatage des pores de la pierre ponce ou bien pierre réservoir. A ce niveau on termine par les opérations de complétion [FOURAR, 2007].

### 4. LES PROCÉDES DE FORAGE

Dans les opérations de forage, plusieurs procédés sont utilisés:

#### 4.1. Forage par percussion (ou au câble)

Cette technique de forage est plus ancienne. Elle permet des forages de faibles profondeurs. Sa lenteur et son volume dépravé l'ont rendu peut utiliser [NOUGARO].

#### 4.2. Le forage rotary

La méthode rotary consiste à utiliser des trépan à dents tricône ou des trépan monoblocs comme les outils à diamant, sur lesquels on applique une force procurée par un poids tout en les entraînant en rotation.

L'avantage de cette technique est de pouvoir injecter en continu un fluide au niveau de l'outil destructif de la formation pour emporter les débris hors du trou grâce au courant ascensionnel de ce fluide vers la surface.

La sonde de forage rotary est l'appareillage nécessaire à la réalisation simultanée des trois fonctions suivantes:

- Poids sur l'outil;
- Rotation de l'outil;
- Injection d'un fluide.

Ce sont les masses tiges qui, vissées au-dessus de l'outil, appuient sur celui-ci; ces masses tiges prolongées jusqu'en surface par des tiges, constituent la garniture de forage. Celle-ci est mise en rotation dans son ensemble grâce à la table de rotation et par l'intermédiaire de la tige d'entraînement.

La totalité de la garniture de forage est percée en son centre afin de canaliser le fluide de forage vers l'outil, un joint rotatif étanche "*tête d'injection*" doit couronner la tige d'entraînement et permettre la liaison entre la conduite de refoulement des pompes de forage et l'intérieure de la garniture.

Un appareil de forage est nécessaire pour soutenir le poids de la garniture et manœuvrer celle-ci: c'est le rôle du crochet de forage et du treuil.

L'appareil de forage est complété d'une installation nécessaire aux traitements du fluide de retour en surface, d'un stockage de tubulaires et des abris de chantier [NOUGARO].

#### 4.3. Forage par percussion - rotation

C'est une méthode mixte, son principe de fonctionnement est basé sur l'action combinée de forage et de martelage [SZEZUKA, 2005].

#### 4.4. Forage dirigé

Cette technique est très intéressante, puisqu'elle permet d'atteindre des gisements inaccessibles par le forage vertical. Elle est aussi très économique, car elle offre la possibilité de forer plusieurs puits dans différentes directions ceci depuis une seule plateforme.

Son principe de fonctionnement est basé sur celui du forage rotatif, dans lequel on fait dévier la tige de forage selon une courbe au fur et à mesure que le trou grandit [SZEZUKA, 2005].

## VII. PRODUCTION

### 1. FONCTION D'UNE COLONNE DE PRODUCTION

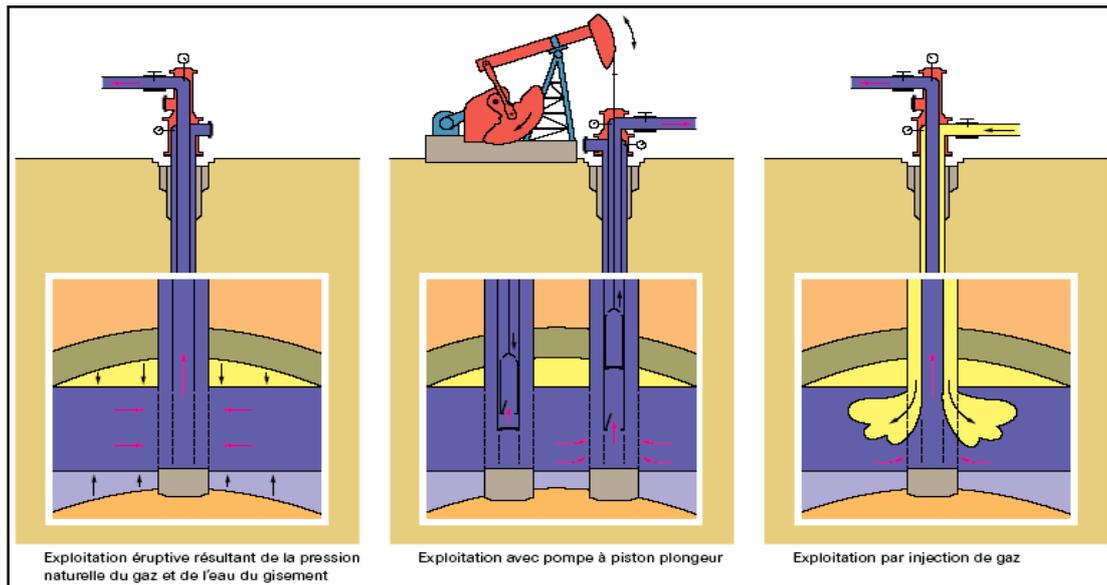
- ✓ Protéger le tubage de production de la pression de formation.
- ✓ Protéger le tubage de production de la corrosion provoquée par les fluides du puits.
- ✓ Empêcher les hydrocarbures de s'échapper si une fuite en surface se produit.
- ✓ Inhiber les dépôts et la corrosion.
- ✓ Produire par une ou plusieurs zones.

## 2. RECUPERATION DU PETROLE

Le pétrole est un liquide visqueux, ce qui signifie qu'il s'écoule difficilement et sa récupération se fait en trois (03) étapes:

### 2.1. Récupération primaire

Un gisement pétrolier est un équilibre à la pression de fond, qui peut atteindre plusieurs centaines de bars au début de la vie du puits, le pétrole parvient spontanément à la surface, et ne permet d'obtenir selon les cas que 5 à 40% du pétrole en place.



**Fig.9** : L'exploitation primaire du pétrole (*Source* : Revue CRD).

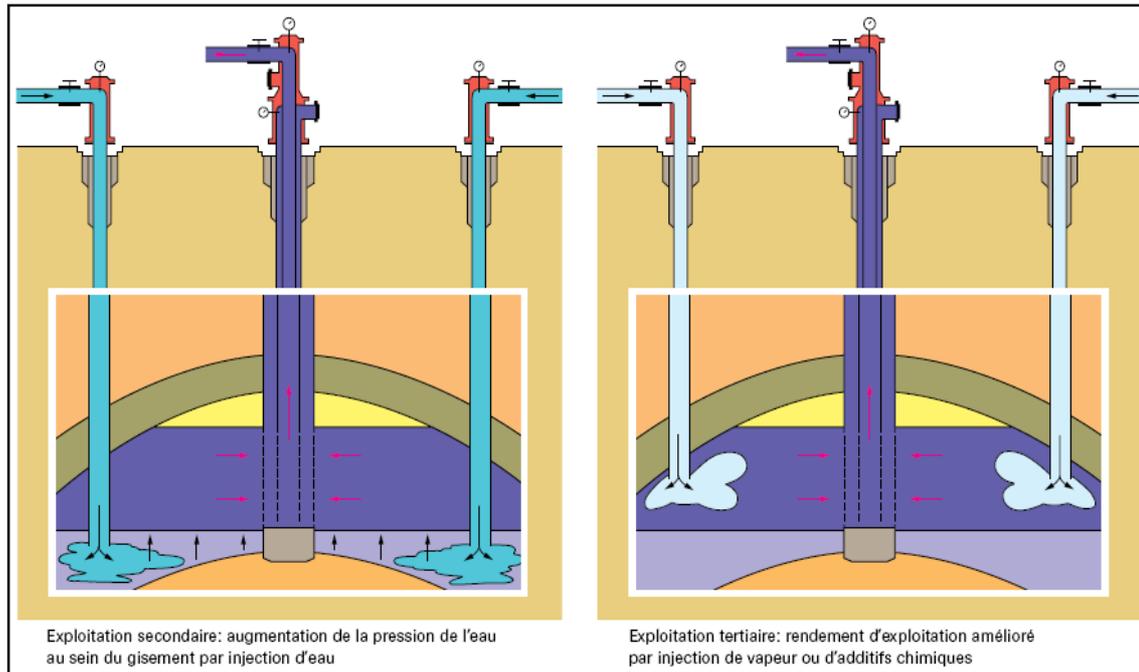
### 2.2. Récupération secondaire

Elle consiste à injecter de l'eau ou du gaz pour provoquer la propulsion du pétrole hors des puits. Cette eau s'appelle eau d'injection. Ce procédé permet une récupération variant entre 15 à 20%.

### 2.3. Récupération tertiaire

Les techniques de récupération tertiaire visent à pousser plus efficacement le brut vers les puits de production, à diminuer la perméabilité de certaine couche du sous-sol dont les caractéristiques nuisent à un balayage efficace du réservoir, et à augmenter la fluidité du pétrole qu'on cherche à récupérer.

Ce sont des procédés qui sont généralement misent en œuvre dans les dernières phases de la vie d'un gisement [NALCO, 1983].



**Fig.10** : L'exploitation secondaire et tertiaire du pétrole (*Source* : Revue CRD).

## VIII. LA RECUPERATION SECONDAIRE

### 1. LE PRINCIPE

Les procédés conventionnels de la récupération secondaire (*l'injection d'eau, de gaz*) sont d'autant plus efficace qu'ils permettent un accroissement de récupération plus important par rapport au simple drainage naturel et à un rythme d'exploitation économiquement acceptable.

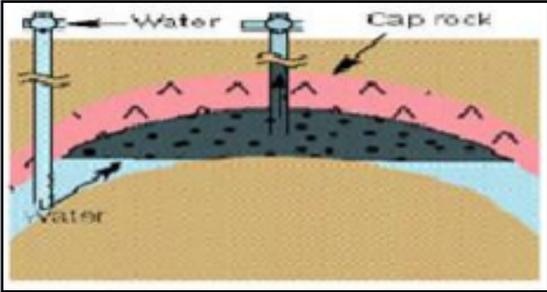
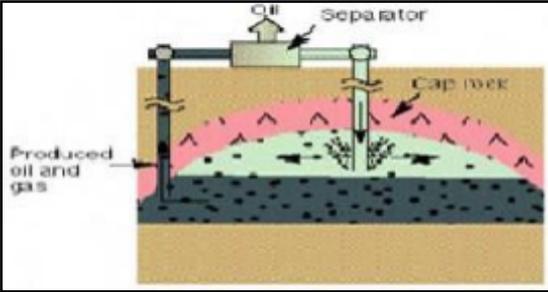
L'objectif principal d'injection d'eau ou de gaz est de:

- ✓ Maintenir la pression de gisement pour soutenir la production.
- ✓ Assurer le balayage de l'huile pour augmenter le taux de récupération.

On note que l'injection d'eau se fait le plus bas possible ou dans un aquifère, alors que l'injection de gaz se fait en point haut ou dans un gaz cap [LATIL, 1975].

La comparaison entre les différents paramètres est représentée dans le tableau suivant:

**Tableau.2 :** Comparaison entre l'injection d'eau et l'injection du gaz d'après *LATIL, (1975)*.

INJECTION D'EAU	INJECTION DU GAZ
	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Un bon rapport de mobilité.</li> <li>• Une bonne efficacité même dans les réservoirs hétérogènes grâce aux phénomènes capillaires.</li> <li>• Disponibilité à moindre coût.</li> <li>• Inondation du gisement, d'où l'impossibilité de mise en place d'une récupération tertiaire ultérieurement.</li> <li>• Pour un gisement soumis à un aquifère.</li> <li>• Problèmes de compatibilité de l'eau injectée et l'eau du gisement.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plus efficace dans les formations à forte perméabilité.</li> <li>• Préférable pour les gisements d'huile légère.</li> <li>• Utilisable si la surface de contact est grande et aussi lorsqu'il s'agit d'un fort pendage.</li> <li>• La possibilité d'atteindre la pression minimale de miscibilité, d'où l'augmentation du taux de récupération.</li> <li>• Pour un gisement surmonté d'un gaz cap.</li> </ul>

## 2. LES TYPES DE RECUPERATION SECONDAIRE

La disposition relative des puits d'injection et de production dépend de l'aspect géologique du réservoir, de son type (*contenu fluide*) et de l'importance du volume de la roche imprégnée qu'il faut balayer.

On distingue deux (02) schémas de localisation d'injection, qui peuvent éventuellement être utilisées conjointement sur certains réservoirs.

### 2.1. Injection groupée

Ce type d'injection se rencontre dans les cas suivants:

✚ **Gisement à dôme de gaz** soumis à une injection de gaz, si le gisement a la forme d'un anticlinal plus ou moins régulier, les puits d'injection sont le plus souvent groupés aux environs du top de l'anticlinal. C'est une injection concentrée.

✚ **Gisement anticlinal à aquifère sous-jacent** soumis à une injection d'eau. On a alors une couronne extérieure de puits d'injection.

✚ **Gisement monoclinale avec dôme de gaz ou aquifère**, et soumis à injection d'eau ou de gaz. Dans ce cas, on a une plusieurs lignes des puits d'injection situées vers le bas de la structure dans le cas d'injection d'eau, vers le haut dans le cas d'injection de gaz [LATIL, 1975].

**2.2. Injection dispersée**

Ce type d'injection correspond au réservoir à faible pendage et étendu, pour obtenir un balayage uniforme, les puits producteurs et les puits injecteurs sont intercalés.

Dans ce cas on obtient une distribution aussi régulière que celle développée pour la phase d'exploitation naturelle du gisement.

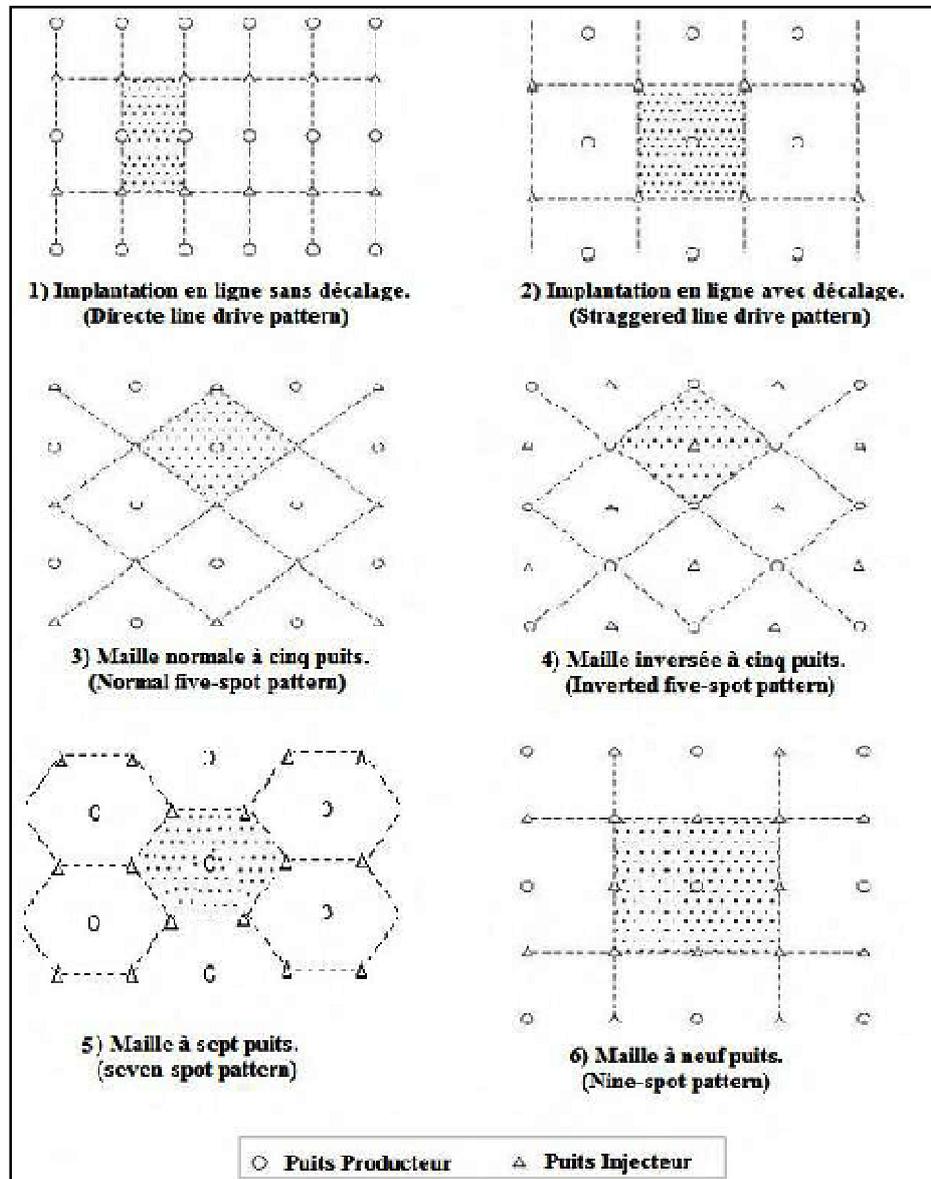


Fig. 11 : Schémas réguliers d'injection (Source : Document SONATRACH).

**3. CONFIGURATIONS D'INJECTION**

La première étape dans la conception d'un projet d'injection d'eau est le choix de la configuration appropriée dont l'objectif est d'avoir un contact maximal avec l'huile et cela soit par la conversion de puits producteurs en puits injecteurs ou par le forage de nouveaux puits.

Pour le choix d'une configuration adéquate, les facteurs suivants doivent être pris en considération:

- ✓ L'hétérogénéité du réservoir et de la perméabilité directionnelle,
- ✓ La direction des fissures de la formation,
- ✓ La durée désirée et prévue de l'injection,
- ✓ L'espacement, la productivité, et l'injectivité des puits.

#### 4. MISE EN ŒUVRE D'INJECTION

##### 4.1. Injection d'eau

Pour réaliser une injection d'eau, il faut:

- ✓ Avoir un approvisionnement en eau suffisant en qualité et en quantité et une régularité.
- ✓ Avoir des équipements convenables des puits injecteurs et une amélioration éventuelle de l'index d'injectivité.
- ✓ Il faut aussi parfois fermer les zones les plus perméables afin d'éviter l'arrivée précoce de l'eau aux puits producteurs.
- ✓ Avoir des installations de pompage suffisantes.
- ✓ Contrôler les dispositifs d'injection et le balayage.
- ✓ Avoir des installations de traitement d'eau pour prévenir l'incompatibilité de l'eau injectée avec celle du gisement et de la roche, assurer une filtration et élimination des bactéries.

##### 4.2. Injection de gaz

- ✓ Nettoyage du puits, contrôle de l'état du tubage ; ne pas choisir un puits produisant de l'eau.
- ✓ Essai d'injectivité des puits.
- ✓ Fermeture des zones de cheminement préférentiel.
- ✓ Traitement du gaz pour en tirer H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> et O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O : corrosion et risque de précipités (hydrates) pouvant colmater les canalisations
- ✓ Compression : pour des raisons de souplesse, on préfère installer plusieurs compresseurs de petite taille plutôt qu'un gros. Le plus souvent, ce sont des compresseurs alternatifs entraînés par des moteurs à gaz.
- ✓ Contrôle : utilisation de marqueurs radioactifs.

#### IX. LES SOURCES D'EAU D'INJECTION

On distingue généralement quatre (04) types d'eau suivant leurs provenances :

1. *Les eaux de surface* : lacs, rivières.
2. *Les eaux de nappe phréatique.*
3. *Eau produite.*
4. *Les eaux de mer.*

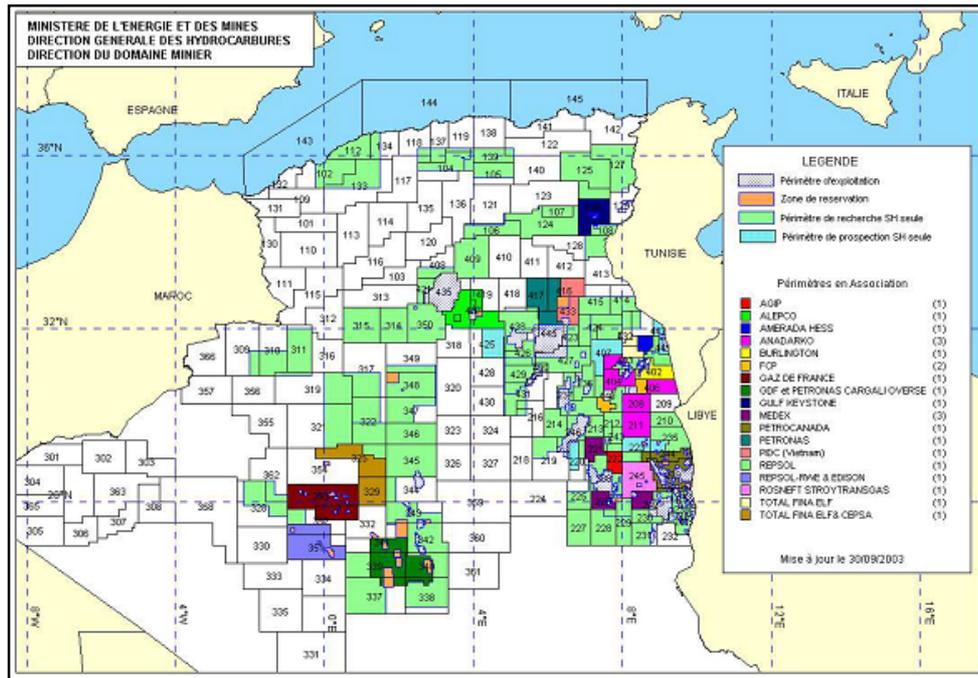


Fig. 12 : Répartition du domaine minier en Algérie (Source : Document SONATRACH).

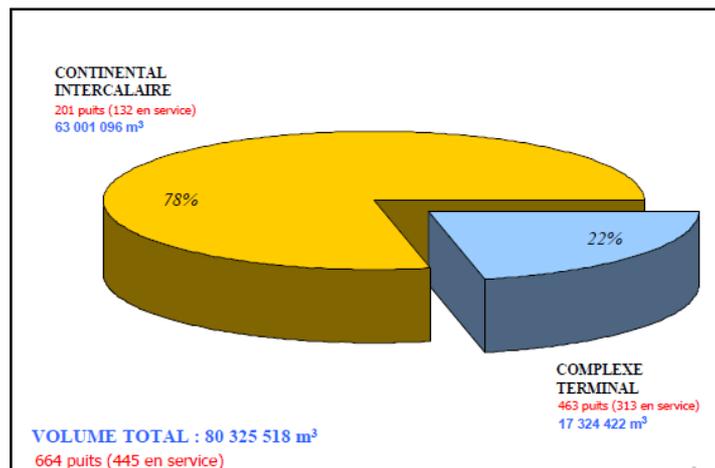


Fig. 13 : Prélèvements d'eau pour l'activité pétrolière (Source : Document SONATRACH).

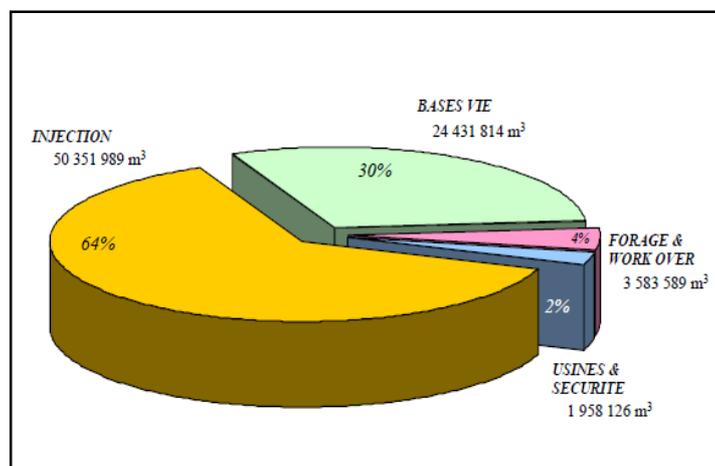


Fig. 14 : Prélèvements d'eau par activité (Source : Document SONATRACH).

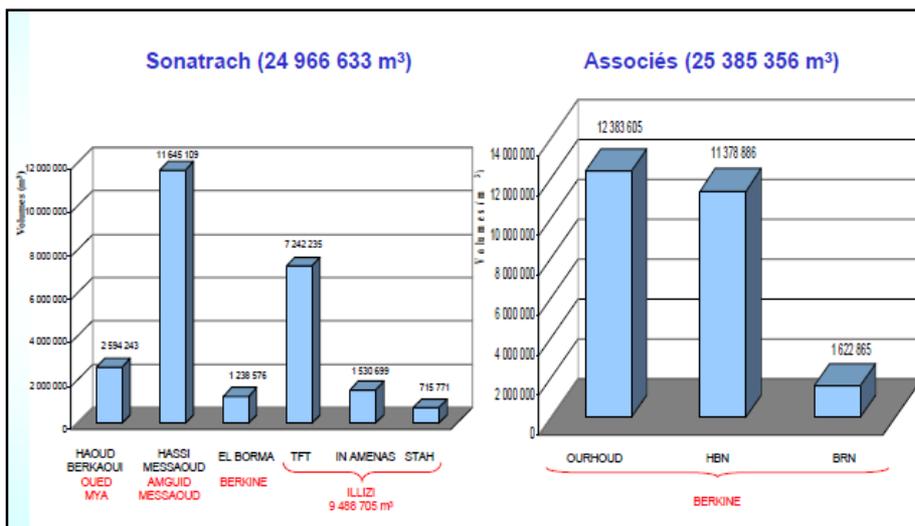


Fig. 15 : Injection d'eau du Continentale Intercalaire (Source : Document SONATRACH).

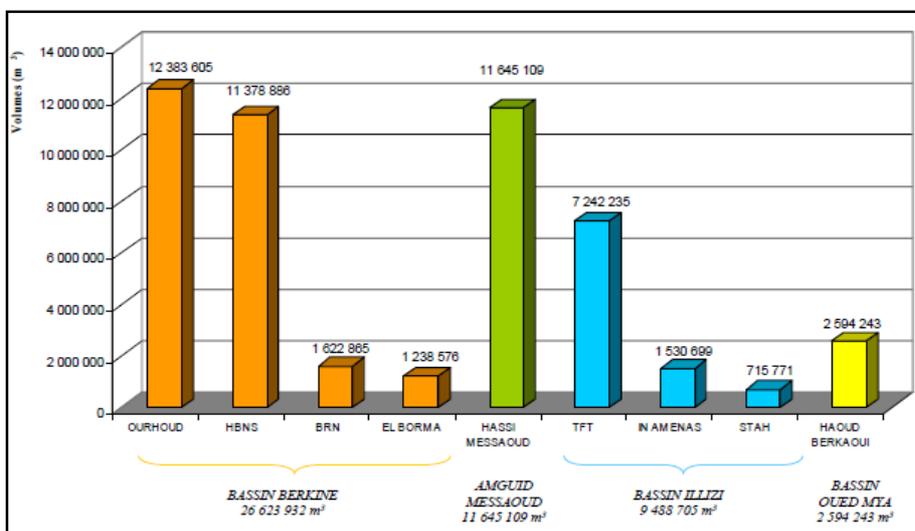


Fig. 16 : Injection d'eau par bassin (Source : Document SONATRACH).

Les caractéristiques des différentes sources d'eau sont regroupées dans le tableau ci-suivant :

Tableau.3 : Caractéristiques des différentes sources d'eau (Source : Document SONATRACH).

Eléments	O <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	MES solides	Matières organiques dispersées	Organismes vivants	Bactéries SRB	Sels
Sources d'eau								
Lacs et rivières	***			** V	** V	*	**	*
Nappe phréatique	*			** V	*		**	
Eau produite (eau de gisement)		** +H <sub>2</sub> S	**	** V	HC		* V	*** V
Eau de mer	**			* V	** V	**	***	***

Légende du tableau :

\*\*\* : Saturée ou très forte concentration.

\*\* : Teneur moyenne.

\* : teneur faible.

V : Variable,

HC : Hydrocarbures.

### 1. L'INFLUENCE DE LA NATURE DE L'EAU SOUVENT UTILISE EN ALGERIE

La description suivante des différents types d'eau d'injection résume brièvement un des principaux problèmes qui peuvent être rencontrés.

#### 1.1. Eaux de la nappe phréatique

- Elles sont plus ou moins corrosives suivant leur composition et leur aération.
- Elles peuvent contenir des matières en suspension, ce n'est normalement pas un problème sérieux, et la plupart des eaux de sources ne nécessitent pas de filtration.

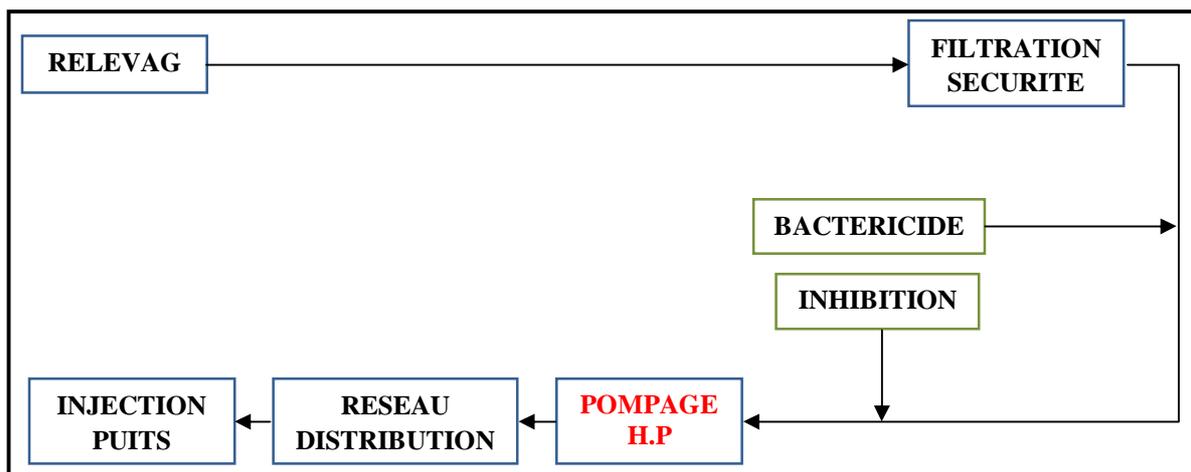


Fig. 17 : Chaîne d'injection d'eau de nappes phréatique.

#### 1.2. Eaux produites avec le brut

- Elles contiennent de l'H<sub>2</sub>S et/ou CO<sub>2</sub> dissous.
- Elles peuvent contenir des matières en suspension.
- Des bactéries réductrices de sulfate se rencontrent souvent.
- L'entraînement d'huile est un problème fréquent.

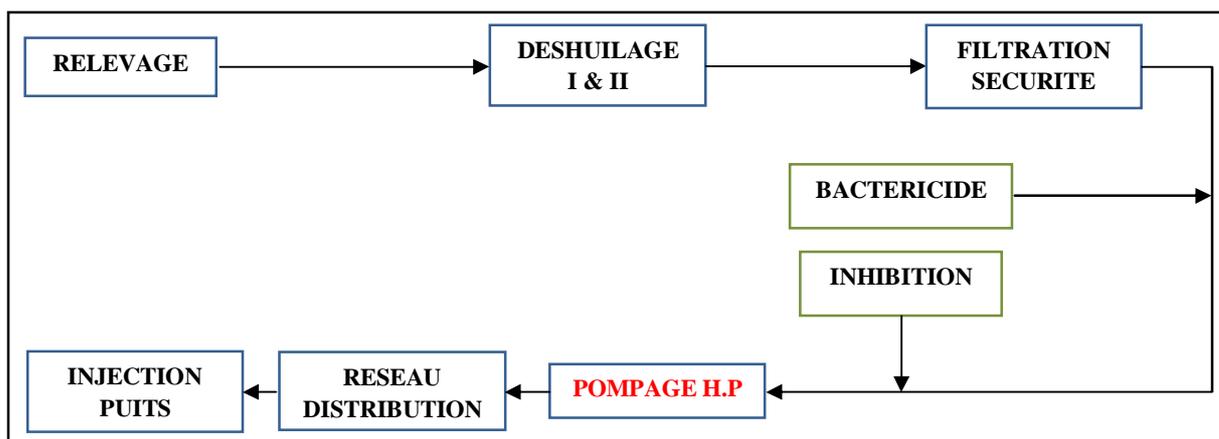


Fig. 18 : Chaîne des eaux de production.

## X. PROBLEMES LIÉS A LA RECUPERATION SECONDAIRE

### 1. LES PERCEES

Au cours de la vie de la plus part des puits des réservoirs exhibent une récupération d'huile élevée due à l'injection d'eau ou de gaz, le pourcentage d'eau et de gaz (*percée*) dans le fluide produit ne cesse d'augmenter, cette percée représente un problème d'ordre technique et économique lors de l'exploitation des gisements pétroliers.

Elle est généralement responsable à la fois d'une diminution rapide de la productivité ou même de la fermeture des puits et d'un accroissement des coûts opérationnels liés à la nécessité de transporter, séparer et stocker des grandes quantités d'eau et de gaz.

Les problèmes des percées d'eau et de gaz sont devenus l'un des préoccupations majeures des opérateurs pétroliers et un composant clé des coûts d'exploitation.

- Afin d'améliorer la production et la durée de vie des puits, on fait appel à plusieurs techniques pour comprendre les sources, les causes et les mécanismes des percées [Wikipédia].

#### 1.1. Source des percées

- L'énergie naturelles du réservoir (*gaz cap ou aquifère*).
- L'injection dans le cadre de la récupération secondaire.

#### 1.2. Causes des percés

##### ❖ Effet de la perméabilité

Une forte perméabilité accélère l'écoulement de fluide d'injection et génère une production prématurée au niveau des puits producteurs.

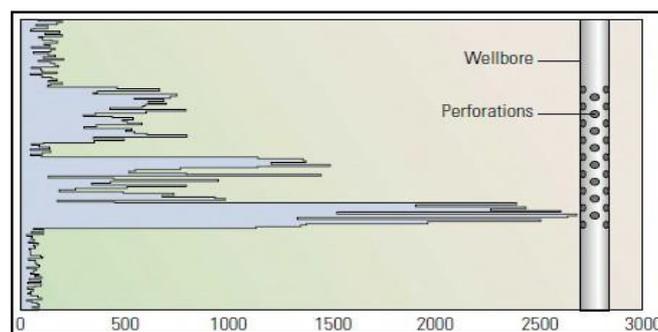


Fig. 19 : Effet de la perméabilité [BAILEY & al., 2000].

Ils sont d'une nature tectonique. Les failles et les fissures représentent des chemins préférentiels au *gaz ou eau* entre les puits injecteurs et les puits producteurs. Dans ces cas, la production de ce dernier met le puits en péril.

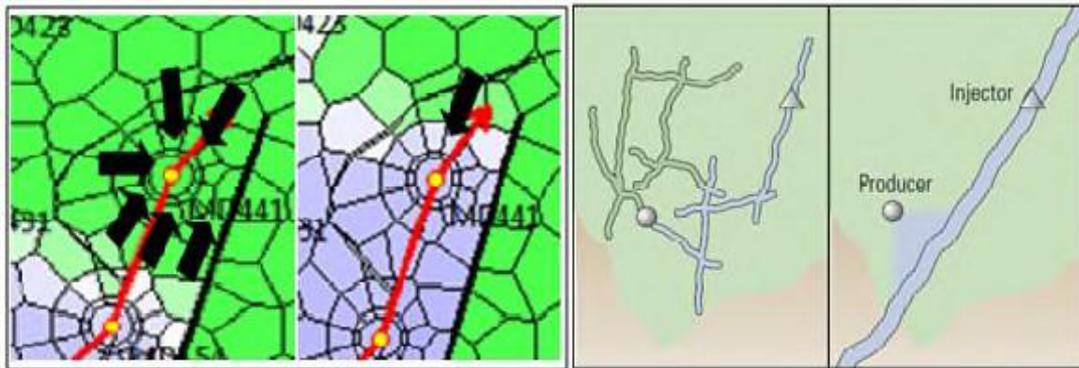


Fig. 20 : Effet des fissures et des barrières [BAILEY & al., 2000].

#### ❖ *Fracturation hydraulique*

La stimulation par fracturation hydraulique accélère l'arrivée d'eau et de gaz, soit par augmentation de la production de façon que la fracture produit une succion d'eau ou par pénétration du compartiment d'eau.

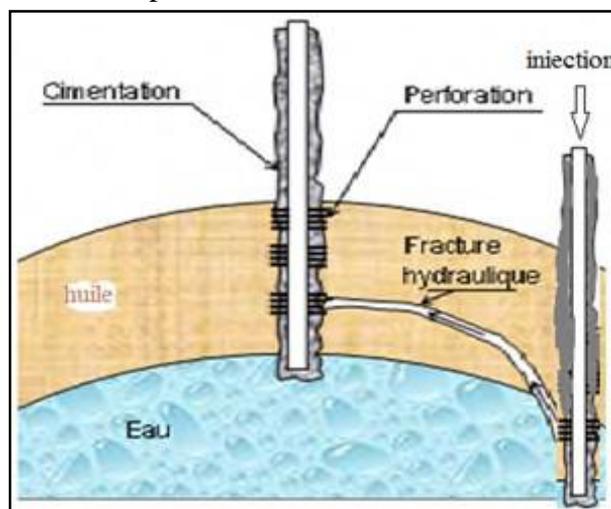


Fig. 21 : Effet de la fracturation hydraulique [BAILEY & al., 2000].

#### ❖ *Débit de production (la Duse)*

La production des hydrocarbures est réalisée en créant un gradient de pression à travers la formation. Cependant, l'écoulement vers un puits partiellement pénétré ou perforé crée un gradient de pression vertical.

De même, le gradient de pression s'accroît avec l'augmentation du débit. En conséquence, les grands débits font accélérer le soutirage et entraînent une production excessive des fluides injectés.

#### ❖ *Débit d'injection*

Pour avoir un maintien de pression il faut que les conditions du débit d'huile de soutirage égale au débit d'injection soient réalisées.

- L'extraction continue d'huile conduit à la réduction de son volume à l'intérieur du réservoir ce volume est immédiatement remplacé par celui de l'injection. Donc Si le volume du fluide injecté devient plus grand que celui de l'huile produit, ce qui devient inquiétant, et cela à cause des puits en percée et la mauvaise prédiction du front [Wikipédia].

## XI. LES DEPOTS

### ❖ *L'incompatibilité entre l'eau de gisement et l'eau d'injection*

Deux eaux sont dites incompatibles si le mélange de celles-ci conduit à la déposition de divers dépôts minéraux.

Les eaux de gisement contient une quantité importante de : Baryum ( $Ba^{2+}$ ), Strontium ( $Sr^{2+}$ ) et de Calcium ( $Ca^{2+}$ ) sous forme de : Chlorure de baryum ( $BaCl_2$ ), Chlorure de strontium ( $SrCl_2$ ), et Chlorure de calcium ( $CaCl_2$ ).

Par contre les eaux d'injection, soit de maintien de pression, soit de lavage contiennent une quantité importante de Sulfate sous forme de Sulfate de Sodium ( $Na_2SO_4$ ) [ZHU, 2004].

## XII. CONCLUSION

La récupération secondaire avec l'injection d'eau est affectée par le risque de l'incompatibilité entre les eaux de formation et celle d'injection qui mènent à la formation des dépôts minéraux ( $CaSO_4$ ,  $CaCO_3$ ,  $BaSO_4$ ,  $SrSO_4$  ...). Ceci engendre des problèmes de colmatage du réservoir et des bouchons des puits injecteurs, comme on trouve aussi des problèmes de corrosion électrochimique et bactérienne des canalisations et des équipements de surface.

Ces problèmes conduisent à des grands investissements de récupération des installations et à la diminution de la production, l'objectif principal est de mettre en place un traitement chimique de l'eau d'injection et d'éviter tous ces problèmes à savoir la corrosion électrochimique, la corrosion bactérienne et la formation des dépôts insolubles [LATIL, 1975].

***Chapitre 3:  
Généralités sur les eaux  
et l'incompatibilité***

## **Chapitre 3: GENERALITES SUR LES EAUX ET L'INCOMPATIBILITE**

### **I. GENERALITES SUR LES EAUX**

#### **1. INTRODUCTION**

Dans le cadre de la consommation d'eau à usage domestique, nous pensons à la qualité de l'eau en termes de goût, de pureté et d'odeur et en fonction d'autres propriétés qui déterminent si l'eau est potable ou pas.

Pour d'autres utilisations, différentes propriétés peuvent être importantes, la plupart de ces propriétés dépendent des sortes de substances qui sont dissoutes ou en suspension dans l'eau.

L'eau pour la plupart des utilisateurs industriels, par exemple, ne doit pas être corrosive et ne doit pas contenir de matières dissoutes qui pourraient former un précipité sur les surfaces de la machinerie et de matériel.

L'eau pure est insipide et inodore, une molécule d'eau que contient seulement deux atomes d'hydrogène et un atome d'oxygène (H<sub>2</sub>O).

Les eaux souterraines et les eaux de surfaces peuvent contenir de nombreux constituants, notamment des sels minéraux, des gaz, et des matières organiques et inorganiques.

La nature chimique de l'eau évolue continuellement au cours de sa circulation dans le cycle hydrologique.

#### **2. CLASSIFICATION DES EAUX**

##### **2.1. Eaux de surface**

On peut répartir les eaux de surface en trois (03) catégories :

- ✓ Eaux de réservoir naturel (lacs),
- ✓ Eaux de réservoir artificiel (barrage),
- ✓ Eaux de profondeur.

La dureté de toutes les eaux de surface est modérée [**LIVRE MODULE IS01**].

##### **2.2. Eaux souterraines**

La porosité et la structure du terrain déterminent le type de nappe et le mode de circulation souterraine.

Une nappe peut être libre. Elle est alors alimentée directement par l'infiltration des eaux de ruissellement. Le niveau de nappe fluctue en fonction de la quantité d'eau retenue. Comme elle peut être captive. Elle est alors séparée de la surface du sol par une couche imperméable. Elle est généralement plus profonde [**LIVRE MODULE IS01**].

### 3. LES EAUX DANS LES CHAMPS PETROLIERES

#### 3.1. L'eau d'injection (water flood)

##### a. Définition

L'eau d'injection est utilisée dans la récupération secondaire du pétrole.

L'injection de l'eau dans des réservoirs de gisement de pétrole sert à maintenir la pression du réservoir ou du lavage.

Elle contient une quantité importante de sulfate sous forme de « $\text{Na}_2\text{SO}_4$ » [KRAUS]. C'est le procédé le plus ancien (fin XIX<sup>ème</sup> Siècle), et encore le plus employé. Son but est d'augmenter la récupération, mais aussi d'accélérer la production, ou plus précisément diminuer son déclin. Le moyen utilisé est souvent le maintien de pression.

L'injection peut être soit du type réparti dans la zone à l'huile, soit du type périphérique dans un aquifère existant.

On distingue deux (02) catégories d'eau :

##### ➤ Eau de lavage

Elle est en général injectée à la base du tubing en vue de nettoyer d'un temps à l'autre les puits et dissoudre les dépôts de sel «chlorure de sodium» qui s'y trouvent [NOUGARO].

##### ➤ Eau de maintien de pression

L'injection de l'eau dans des réservoirs de gisement de pétrole sert à maintenir la pression du réservoir et améliorer secondairement le rétablissement. C'est une opération bien étudiée et établie.

##### b. La source d'eau

On distingue généralement trois (03) types d'eau suivant leurs provenances :

- Les eaux de surfaces : mers, lacs, rivières,
- Les eaux de nappes : phréatiques ou profondes,
- Les eaux de production : gisement, dessalement, condensation

[SZEZUKA, 2005].

##### c. Les buts d'injection d'eau

Les buts de l'injection d'eau sont:

1. Eliminer l'eau souvent salée produite avec l'huile, quand sa décharge en surface n'est pas possible,
2. Améliorer la récupération de l'huile par :
  - Maintien de pression, quand l'aquifère naturel est insuffisant,
  - Amélioration du balayage des zones productrices, latéralement ou verticalement (voire à l'échelle microscopique par adjonction d'agents tensio-actifs) [GRAVIER, 1998]

##### d. Le choix de l'eau d'injection

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

- Son faible coût, nécessaire, vu le faible prix de vente du brut comparativement aux autres matières premières,
- Sa disponibilité en volumes suffisants,

- L'efficacité du déplacement de l'huile : de 20 à 80% selon son degré de capillarité, de mouillabilité à l'eau et l'hétérogénéité de la roche réservoir [IORDACHESEO, 1970].

#### *e. Les critères de l'eau d'injection*

Outre les contraintes d'efficacité et de rentabilité, l'utilisation de l'eau comme agent de déplacement doit satisfaire les deux (02) exigences suivantes :

- L'eau ne doit pas corroder les installations au point de diminuer leur durée de vie exagérément,
- L'eau et les produits de la corrosion par l'eau ne doivent pas colmater ni les installations, ni les abords des puits dans lesquels on l'injecte [GRAVIER, 1998].

#### *f. Les cas d'injection de l'eau*

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

- Gisement d'huile à faible pression : huile sous-saturée, aquifère peu actif ou de volume négligeable,
- Gisement d'huile peu perméable ou de grandes dimensions (écart de pression très important),
- Gisement d'huile de configuration géométrique telle que les entrées naturelles d'eau, laissent des zones importantes non balayées [ARCHIVE 2].

### **3.2. L'eau de gisement**

L'eau de gisement accompagne le pétrole dans le gisement producteur. Cette eau de gisement ou de formation peut provenir soit de l'aquifère qui se trouve à la base des gisements pétrolifère soit de la roche magasin elle-même. Cette eau est généralement très chargée en sel jusqu'à saturation, le sel prédominant est le chlorure de sodium. Mais il est toujours accompagné de quantités variables de sel de : calcium, potassium, magnésium, carbonates et des chlorures.

En effet l'eau de gisement contient une quantité importante de baryum sous forme de « BaCl<sub>2</sub> » [EXPLORATION & PRODUCTION].

#### **3.2.1. Les importantes caractéristiques principales**

##### *a. Composition*

Celle-ci intéresse le géologue (origine) et le spécialiste de gisement pour établir un modèle de gisement. S'il y a plusieurs, il peut y avoir plusieurs aquifères. Par conséquent, dans le cas d'injection d'eau, il faudra étudier la compatibilité avec l'eau injecté.

##### *b. Compressibilité*

Le coefficient de compressibilité isotherme de l'eau est de l'ordre de :

$$CW=0,5 \cdot 10^{-4} (\text{bar})^{-1}$$

C'est cette propriété qui permet à l'eau d'un aquifère de drainer un gisement par sa détente, compte tenu de l'extension souvent important de l'aquifère par rapport à la taille du gisement.

##### *c. Viscosité*

Elle est déterminée au laboratoire ou à partir d'un abaque. Sa valeur est de l'ordre de :

$$UW=0,3 \text{ à } 0,7 \text{ Cp } (3 \cdot 10^{-4} \text{ à } 7 \cdot 10^{-4})$$

*d. Eau et hydrocarbures*

En outre, les eaux de gisement peuvent provoquer des difficultés d'exploitation :

- Avec l'huile : problème d'émulsion.
- Avec les gaz : ceux-ci étant dans le gisement en présence d'eau, qui en sont saturés.

La production provoque une condensation, il y'a alors des risques de formation d'hydrates de gaz avec le méthane, l'éthane, le propane, les butanes, le CO<sub>2</sub> et le H<sub>2</sub>S.

Dans certaines conditions de pression et de température, ces hydrates peuvent boucher les conduites en surface.

L'eau de gisement accompagne le pétrole brut dans le gisement de production, cette eau de gisement ou de formation peut provenir soit de l'aquifères, soit de la roche magasin elle-même.

Cette eau est généralement très chargée en sels jusqu'à saturation. Le sel prédominant est le chlorure de sodium, mais il est toujours accompagné de quantités variables de sel de calcium, potassium, magnésium, carbonates, bicarbonates, chlorures, etc.....

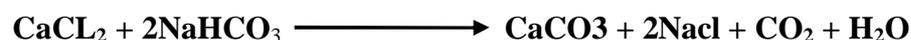
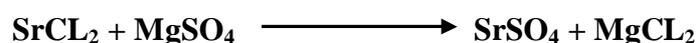
En effet l'eau de gisement contient une quantité considérable de baryum sous forme de «BaCl<sub>2</sub>» [ARCHIVE 1].

## II. L'INCOMPATIBILITE ENTRE L'EAU D'INJECTION ET L'EAU DE GISEMENT

L'incompatibilité typique entre les eaux de formation de gisements de pétrole et les eaux d'injections est importante à causes des problèmes de formations de calcium et/ou de strontium et/ou de baryum [CHARLOT & al.].

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

Le problème du mélange des eaux d'injection et de gisement est la base du problème d'incompatibilité qui donne des précipités d'après les schémas des réactions suivantes :



Sachant qu'une eau peut être chimiquement pure, malgré ces différentes composantes. Elle présente un équilibre ionique entre ses cations et ses anions.

On ajoutant une autre eau qui contient d'autres ions, cet équilibre est rompu, alors on a la formation des composés insolubles qui précipitent et essaye de rétablir cet équilibre.

Ceci dit, deux eaux sont dites compatibles, si la réaction entre les composants chimiques ne donne pas au mélange des composés insolubles.

L'analyse chimique élémentaire nous permet de faire une approche théorique en appliquant les paramètres physico-chimiques telles que : le produit de solubilité, la force ionique, la température et la pression [NEZZAR, 2007].

Les eaux qui pénètrent dans la roche réservoir rencontrent les eaux de gisement qui sont incompatibles avec cette dernière et sous des conditions très critiques telles que :

✚ Passages tortueux, parois des pores accidentées, minéraux divers susceptibles de réagir, surface de contact importante et plusieurs réactions chimiques entre les minéraux en place peuvent avoir lieu [KRAUS].

✚ Des dépôts de précipités si les sels en solution dans l'eau d'injection sont incompatibles avec les sels en solution dans l'eau de gisement qui conduit à l'endommagement de la formation, des pertes de production et la corrosion des équipements sous dépôts.

✚ Gonflement et dispersion de certaines argiles, et ce d'autant plus que l'eau injectée est douce [NOUGARO] par échange d'ions entre l'eau et l'argile bentonitique ; il en résulte une réduction de la perméabilité de la roche. Cet effet est sensible au pH du milieu. Une eau acide entraînerait au contraire une contraction de ces argiles. Une telle eau serait malheureusement fortement corrosive.

✚ Des changements de salinité peuvent amorcer la libération d'éléments faiblement attachés aux parois, comme des argiles, micas, voire d'autres minéraux.

### III. ETUDE DE LA COMPATIBILITE DES EAUX A L'ECHELLE DU LABORATOIRE

Il consiste tout simplement de mettre en contact deux eaux considérées (une eau d'injection et une eau de gisement), l'observation de ce qui se passe peut être :

- Visuelle,
- Electrochimique : enregistrement de la variation du pH et de la conductivité,
- Analytique : Filtration d'un précipité, calcination des dépôts obtenue (précipité) et dosage des éléments contenus dans le filtrat.

On s'attachera à reproduire les conditions de température prévisibles du mélange, car la température est un facteur qui influence sur la solubilité des sels. L'étude de la compatibilité des eaux à l'échelle du laboratoire peu s'effectuer selon les conditions de surface (pression atmosphérique de un (01) atmosphère et une température ambiante de 25°C), ou bien selon les conditions de fond (haute pression et haute température) [ROBERT & al.].

#### IV. PROBLEME DE L'INCOMPATIBILITE DES EAUX

De nombreuses obstructions des conduites, des puits injecteurs et producteurs ainsi que de nombreuses détériorations par corrosion des équipements, des puits et des réseaux de collecte, ont été en effet observées au cours de l'injection des eaux incompatibles. Il résulte alors des efforts coûteux pour les reconditionnements des puits, les remplacements des conduites et dans le cas le plus grave la perte du puits [ABID & al., 2008].

Dans la pratique, il apparaît souvent des incompatibilités entre les eaux d'injection et les eaux de gisement, résultant notamment par la formation des sels minéraux ( $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{CaSO}_4$  et  $\text{CaCO}_3$ ) peu soluble.

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

- La réduction de la section de passage des canalisations avec la dégradation de l'état de surface, ces tartres adhérents augmente les pertes de charge et par conséquent les dépenses énergétiques liées à la circulation des fluides.
- Il faut aussi noter qu'une surface corrodée peut être menacé par la formation des dépôts.

Cependant, l'incrustation peut, dans certains cas, protéger la crépine (ouvrage du forage) contre la corrosion. Cette dernière provoque une destruction irréparable plus au moins rapide de ces dépôts calcaires qui réduisent la consommation du courant et isole le métal du milieu corrosif (protection cathodique). [NEZZAR, 2007]

#### V. LES DEPOTS DES SELS MINERAUX

Les dépôts des sels minéraux formés à différents stades de la production du pétrole. Ils sont nombreux et de structures variable. Certains sont solubles à l'eau (Chlorure de Sodium), d'autres à l'acide (Carbonate de Calcium) ; d'autres encore sont pratiquement insolubles (Sulfate de Baryum, Strontium et Calcium) [SZEZUKA, 2005].

##### 1. SULFATE DE CALCIUM ( $\text{CaSO}_4$ )

Le dépôt de sels de sulfate de calcium est relativement soluble mais il suffit qu'il se trouve à une concentration voisine de sa limite de solubilité pour provoquer des dépôts durs et incrustants. Une des causes principale de la formation ( $\text{CaSO}_4$ ) est la baisse de pression que l'effluent subit le long du puits, l'évaporation partielle peut conduire aussi à la saturation, le précipité peut se former aussi par l'incompatibilité de deux eaux (*eau de gisement et d'injection*).



Fig. 22 : La forme cristalline du Sulfate de Calcium ( $\text{CaSO}_4$ ).

On retrouve le sulfate de calcium sous forme de trois (03) composés chimiques d'hydratations différentes :

- ✓  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  : *Gypse ou Dihydraté.*
- ✓  $\text{CaSO}_4 \cdot \frac{1}{2} \text{H}_2\text{O}$  : *Hémihydraté*
- ✓  $\text{CaSO}_4$  : *Anhydraté*

Le dépôt de sulfate de calcium peut provoquer facilement des rétrécissements, si ce n'est des obturations des conduites, pouvant être à l'origine d'une carence de réalisation des objectifs d'injection par suite d'une chute des débits de production d'eau [IORDACHESEO, 1970].

Parmi les moyens de lutte, on cite :

- ✓ L'acidification qui est efficace lorsque les dépôts ne sont pas trop anciens et donc pas trop durs.
- ✓ Les inhibiteurs à base de poly-phosphates

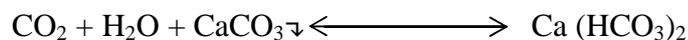
## 2. CHLORURE DE SODIUM ( $\text{NaCl}$ )

Les dépôts de Chlorures de Sodium sont une des causes fréquentes de dépôts de sels qui a pour conséquence le rétrécissement du diamètre des canalisations. Ce problème a pour origine le mélange de l'eau libre très chargée en chlorures qui vient naturellement avec le pétrole brut, avec les eaux des puits chargées en sodium [ABID & al., 2008].

## 3. LES CARBONATES

Les carbonates sont dus à une précipitation par départ de  $\text{CO}_2$  équilibrant, par une baisse de la pression ou augmentation de la température. La formation est lente, car il y a des sursaturations qui durent longtemps.

Sa formation a lieu suivant la réaction suivante:

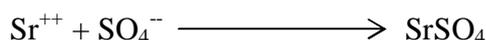


Bien que les carbonates soient très solubles dans les acides, c'est une solution qui sera très peu utilisée, car la solubilité est accompagnée d'un dégagement de  $\text{CO}_2$ , ce qui représente une contrainte importante vis-à-vis de la corrosion.

Dans le tubing, les carbonates peuvent être enlevés par décapage à l'eau avec l'unité de «*cold tubing*» (ou même avec une solution d'acide acétique) [EXPLORATION & PRODUCTION].

#### 4. SULFATE DE STRONTIUM (SrSO<sub>4</sub>)

Il est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium, son produit de solubilité est de 114mg/L dans l'eau distillée à une température de 25°C, sa précipitation peut se produire selon la réaction suivante [ARCHIVE 1] :



La précipitation de SrSO<sub>4</sub> peut se produire par:

- ✓ Une évaporation d'eau,
- ✓ Une élévation de la température,
- ✓ Un mélange d'eaux incompatibles.



Fig. 23 : Les Cristaux du Sulfate de Strontium (SrSO<sub>4</sub>).

Les cristaux de sulfate de strontium sont d'une part orthorhombique à mailles très voisines, et d'autre part ils sont de nature poreuse avec tendance à adsorber les ions étrangers qui peuvent Co-précipité.

Les dépôts de SrSO<sub>4</sub> sont pratiquement inattaquables même par les acides [IORDACHESEO, 1970].

#### 5. SULFATE DE BARYUM (BaSO<sub>4</sub>)

Le sulfate de baryum ou barytin, appelé plus couramment dans le forage baryte (la baryte au sens stricte du mot est l'hydroxyde de baryum Ba(OH)<sub>2</sub>: c'est un minérale très lourd pouvant atteindre une densité de 4,30 voire 4,48 max [GRAVIER, 1998].

Les problèmes posés par les dépôts de sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité de deux eaux. Certaines eaux de gisements contiennent des sels de baryum Ba<sup>2+</sup> en solution. Si ces eaux viennent en contact avec une eau de surface qui contient des sulfates (SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>), le baryum (Ba<sup>2+</sup>) précipite. Ce contact peut avoir lieu lors du lavage continu pratiqué pour éviter les dépôts de sels ou lors de l'injection d'eau douce dans le gisement pour le maintien de la pression de ce gisement. L'eau injectée finit par atteindre les puits producteurs dans lesquels le mélange se fait et la précipitation du sulfate de baryum aura lieu.



Fig. 24 : Les différents types de Cristaux de Sulfate de Baryum (BaSO<sub>4</sub>).

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

Les cristaux se collent alors aux parois des tubings formant ainsi un dépôt insoluble et très compact [IORDACHESEO, 1970].

Sa formation à lieu suivant la réaction :



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

- ✓ Un précipité adsorbe préférentiellement ses propres ions, comme si le cristal devait continuer à croître.
- ✓ La précipitation du BaSO<sub>4</sub> commence par la formation de germes cristallins constitués par l'association de quelques ions Ba<sup>++</sup> et SO<sub>4</sub><sup>--</sup>.
- ✓ Ces germes grossissent par fixation (adsorption) de nouveaux ions Ba<sup>++</sup> et SO<sub>4</sub><sup>--</sup> [ARCHIVE 2].

La précipitation de BaSO<sub>4</sub> se manifeste sur toute la chaine de production, en fonds des puits et dans les installations de surface.

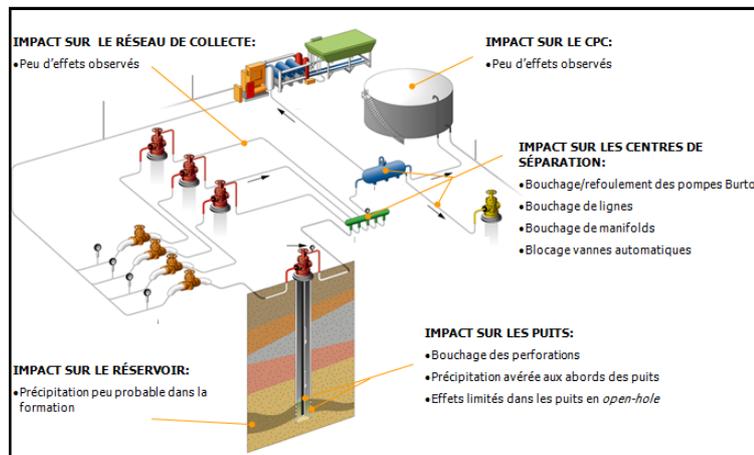


Fig.25: Précipitation de BaSO<sub>4</sub> dans les installations de fond et de surface (Source : Revue CRD).

### 5.1. Solubilité du BaSO<sub>4</sub>

La solubilité est définie comme la quantité limite du corps dissous, cela peut se dissoudre dans un dissolvant sous un ensemble donné des conditions physiques [SALHI, 1992].

La solubilité d'un sel est très variable d'un cas à un autre. Alors que de nombreux sels sont entièrement solubles comme le Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>, un certain nombre de sels partialement solubles et d'autres insolubles comme le sulfate de baryum.

La solubilité 'S' est en fonction de produit de solubilité et varie dans la même sens. La solubilité a été mesurée par **KOHLRAUSCH** dont les résultats sont exprimés dans le tableau suivant en mg de sel dans 100 m<sup>3</sup> d'eau : [SALHI, 1992].

**Tableau.04** : Solubilité du BaSO<sub>4</sub> par **KOHLRAUSCH**.

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

Nous avons vérifié que ces valeurs ne varient pas beaucoup d'un auteur à un autre, en particuliers on peut citer dans le tableau suivant les données de COWAN & WEINTRITT (1975) [SALHI, 1992].

**Tableau.05** : Données de Solubilité du BaSO<sub>4</sub> par **COWN & WEINTRITT**.

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

La solubilité du BaSO<sub>4</sub> augmente avec l'augmentation de la température et la diminution de pH qui influe sur la force ionique et la température sur le produit de solubilité de BaSO<sub>4</sub> dans l'eau distillée.

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 tableau ci-dessus donne une comparaison des solubilités des carbonates de calcium, de sulfate de baryum et de sulfate de calcium.

**Tableau.06** : Le premier dépôt qui se forme c'est le BaSO<sub>4</sub>.

Dépôts	Solubilité (mg/L)
Gypse	2080,0
Carbonate de calcium	53,0
Sulfate de baryum	2,3

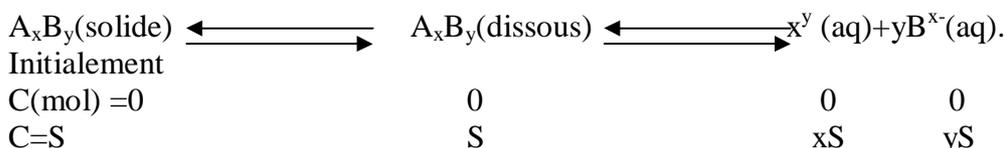
#### Remarque :

Quand la température ou la concentration d'un dissolvant augmente, la solubilité peut augmenter, diminuer, ou rester constante selon la nature du système.

Par exemple, si le processus de dissolution est exothermique, la solubilité diminue avec la température. Si le processus est endothermique la solubilité augmente avec la température [SALHI, 1992].

### 5.2. Relation entre la solubilité et le produit de solubilité

Soit par exemple la dissociation du solide ionique de la formule  $A_xB_y$ , la solubilité de sel ( $S=[A_x B_y]$ ) dissout. On peut alors écrire la réaction comme suit:



La concentration ionique  $[A^{+y}]$  et  $[B^{x-}]$  peut alors s'exprimer en fonction de la solubilité « S » du sel par :

$$[A^{+y}] = xS \quad \text{et} \quad [B^{x-}] = yS$$

L'expression de produit de solubilité est par ailleurs [AMZIANI, 1992] :

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

Et on peut donc s'écrire aussi :

$$K_s = (xS)^x \cdot (yS)^y \qquad K_s = x^x \cdot y^y \cdot S^{(x+y)}$$

On obtient donc :

$$S = [K_s / x^x \cdot y^y]^{(1/(x+y))}$$

**Tableau. 07 :** Récapitulatif du produit de solubilité et la solubilité par rapport aux différents dépôts.

Elément	BaSO <sub>4</sub>	SrSO <sub>4</sub>	CaSO <sub>4</sub>
<b>Produit de solubilité 'Ks'</b>	1,1.10 <sup>-10</sup>	2,8.10 <sup>-7</sup>	6,1.10 <sup>-5</sup>
<b>La solubilité 'S' (mol/L)</b>	1,05.10 <sup>-5</sup>	5,3.10 <sup>-4</sup>	7,8.10 <sup>-3</sup>

### 5.3. Phénomène d'adsorption

L'adsorption est la fixation d'un ion ou d'une molécule de grosseur variable dit adsorber à la surface d'une molécule ou d'un complexe moléculaire appelé adsorbant.

C'est un phénomène de surface qu'il ne faut pas confondre avec l'adsorption dans laquelle l'ion ou la molécule lorsque l'adsorbant et l'adsorbé sont suffisamment rapprochés, certaines forces attractives physiques et chimiques peuvent s'exercer. Les premières sont des forces électrostatiques de *Van Der Waals* qui ont la propriété de mettre en jeu des énergies assez faibles et d'être en principe réversibles [AMZIANI, 1992].

Les forces chimiques sont expliquées par des réactions possibles et irréversibles entre les radicaux fonctionnels existants à la surface de l'adsorbant avec les molécules adsorbées d'où l'existence de sites actifs.

L'adsorption est un phénomène réversible parce qu'elle se produit en même temps qu'un phénomène inverse appelé désorption, l'évolution simultanée de ces deux phénomènes antagonistes nous amène à un état d'équilibre dynamique appelé équilibre d'adsorption.

Il faut retenir trois (03) notions importantes dans le phénomène d'adsorption qui sont les suivantes :

- ✓ Un précipité adsorbe préférentiellement ses propres ions,
- ✓ La précipitation de  $\text{BaSO}_4$  commence par la formation de germes cristallins constitués par l'association de quelques ions  $\text{Ba}^{++}$  et  $\text{SO}_4^{-}$ .
- ✓ Ces germes grossissent par fixation (adsorption) de nouveaux ions  $\text{Ba}^{++}$  et  $\text{SO}_4^{-}$ .

#### 5.4. Propriétés physiques de $\text{BaSO}_4$

L'énergie superficielle à fait l'objet de beaucoup de mesure dont les résultats sont forts divergent, à cause de la difficulté d'obtention de sulfate non souillé par des produits d'adsorption, il semble que les meilleures valeurs soient celles calculées à partir de la théorie des réseaux de **BRUZS** qui est de  $d_s=310\text{eng/cm}^3$ .

L'adsorption sur les cristaux de sulfate joue un rôle important dans la précipitation de ce sel.

La mesure de l'adsorption de différents ions sur les sulfates précipités permet de ranger les anions, suivant l'adsorbabilité décroissante :  $[\text{Fe}(\text{CN})_6]^{4-}$ ,  $\text{NO}_3^-$ ,  $\text{MnO}_4^-$ ,  $\text{Fe}(\text{CN})_6^{3-}$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{Br}^-$ ,  $\text{CN}^-$ ,  $(\text{CNS})^-$  et  $\text{I}^-$  [**BELLAL & al., 1997**].

#### 5.5. Les paramètres influençant sur leur formation

##### 5.5.1. Effet de la température

La solubilité de  $\text{BaSO}_4$  augmente avec l'augmentation de la température. Or, les expériences montrent que la solubilité de sulfate de baryum dans l'eau distillée à  $25^\circ\text{C}$  est égale à 2,3mg/L et à 3,9mg/L [**BELLAL & al., 1997**].

##### 5.5.2. Effet des sels dissouts

Les sels dissouts dans l'eau favorisent la solubilité de  $\text{BaSO}_4$ , tout à fait comme dans le cas de  $\text{CaCO}_3$  et  $\text{CaSO}_4$ .

Par exemple, 100 000 mg/L de NaCl augmente la solubilité de  $\text{BaSO}_4$  de 2,03 à 3lg/L à  $25^\circ\text{C}$  et de 3,9 à 65mg/L à  $95^\circ\text{C}$  [**BELLAL & al., 1997**].

##### 5.5.3. Effet de la pression

La relation entre l'augmentation de la pression et la solubilité de  $\text{BaSO}_4$  est proportionnelle aussi bien que le mécanisme de la solubilité de  $\text{CaCO}_3$ .

Citant aussi, parmi les dépôts les plus abondants dans les champs pétroliers, les chlorures de sodium, mais ce dépôts n'est pas gênant car la solubilité est suffisamment importante.

##### 5.5.4. Effet de pH

La solubilité des sels augmente avec la diminution du pH est cela est dû à la forte activité des ions  $\text{H}^+$ .

En effet, quand on est en présence d'un pH acide, l'activité du  $H^+$  sera très forte qu'elle attaque facilement le dépôt et la par contre la présence d'un pH basique provoque la formation des oxydes qui augmente la masse de dépôt et diminuent la solubilité [BOULEY & al., 2006].

## VI. CONCLUSION

L'eau de gisement ou l'eau de formation peut provenir de l'aquifère qui se trouve à la base des gisements pétrolifères, elle accompagne le pétrole brut dans le gisement producteur.

Cette eau est généralement très chargée en sels jusqu'à saturation. Le sel prédominant est le chlorure de sodium. En effet, l'eau de gisement contient parfois une quantité considérable de baryum, strontium et calcium.

Par contre l'eau d'injection est généralement caractérisée par une faible salinité selon son origine (l'aquifère, eau de mer en off-shore, les eaux de surfaces, etc.). Elle est employée pour des divers objectifs parmi lesquels :

- Augmentation de la récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement.
- Maintien de la pression du gisement si l'expansion de l'aquifère ne fournit pas suffisamment d'énergie.
- Et le lavage des puits pour éliminer éventuellement les dépôts de sels (NaCl).

***Chapitre 4 :***  
***Formation des dépôts.***

## *Chapitre 4: FORMATION DES DEPOTS*

### I. INTRODUCTION

L'inhibition de la formation des dépôts cristallins par des concentrations de composés nettement inférieurs à la stoechiométrie est connue depuis 1930. La première application est l'utilisation de 1 à 10 ppm d'hexamétaphosphates de sodium pour retarder la précipitation d'une solution sursaturée en carbonate de calcium.

Depuis ce temps, les polyphosphates ont largement été utilisés pour empêcher les dépôts de sels minéraux. Plus récemment sont apparus de nouveaux types de molécules :

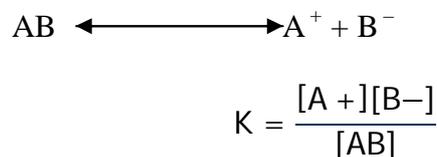
- ✚ Les acides poly carboxyliques.
- ✚ Les phosphonates.
- ✚ Les amines grasses [PROCHINOR, 1998].

### II. MECANISME DE FORMATION DE DEPOT

#### 1. LA SURSATURATION

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

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



Où :

K : Constante de dissociation.

$[A^+]$  et  $[B^-]$  : Concentration exprimées en ion (g/L).

$[AB]$  : Concentration en ion (g/L).

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

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

En supposant que le sel AC peu soluble, tous les ions  $A^+$  ;  $C^-$  restent en solution si l'équation  $[A^+][B^-] \leq Ps$  est satisfaite.

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

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

## 2. FORMATION DU GERME

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

Ils sont consistés par l'association de quelques ions par exemple :  $Ba^{2+}$  et  $SO_4^{2-}$ . Ces germes grossissent par fixation (*adsorption*) de nouveaux ions de  $Ba^{2+}$  et  $SO_4^{2-}$  le cristal grossit.

## 3. CROISSANCE DU CRISTAL

Lorsque les grains de cristal apparaissent, deux facteurs interviennent :

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

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

## III. SOLUBILITE DES SELS

Dissoudre un sel dans l'eau par exemple, revient donc à séparer les ions qui se trouvent dispersés dans le solvant et cela grâce au phénomène de solvation pour rompre une liaison ionique. Il faut donc fournir de l'énergie, les ions séparés sont moins stable que lorsqu'ils sont liés [ANONYME 1, 2003].

La solubilité d'un sel est très variable d'un cas à un autre ; alors que de nombreux sels sont entièrement solubles comme le  $Na_2SO_4$ , un certain nombre des sels sont partiellement solubles et d'autre insolubles comme le  $BaSO_4$ .

Dans le cas d'un composé ionique solide (AB) qui se dissocié en A- et B+ indiquent la concentration en gramme ions par litre. La constante d'équilibre de la réaction de dissolution est appelée produit de solubilité et est notée  $P_s(T)$ . Il dépend des conditions thermodynamiques données.

La solubilité 'S' est en fonction de ce produit de solubilité et varie dans le même sens [ANONYME 2].

Le produit de solubilité permet d'expliquer et de prévoir si une réaction de précipitation se vérifie et si la précipitation est complète. Lorsque le produit de concentrations des deux ions en solution est supérieur à la valeur du produit de solubilité du sel correspondant, la précipitation de sel se poursuit jusqu'à ce que le produit des concentrations de ces deux ions en solution n'égale le produit de solubilité.

## IV. INFLUENCE DE LA FORCE IONIQUE

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 demi-somme des concentrations de chacun des ions multipliés par les carrés de leur charge [HADJ YUCEF, 2016] :

$$\mu = 1/2 \sum C_i Z_i^2$$

Où :

$\mu$  : Force ionique de la solution.

$C_i$  : Concentration de chacun des ions.

$Z_i$  : Charge ionique.

## V. PREVENTION DES DEPOTS

### 1. PROCEDE CURATIF

Il s'effectue par partage mécanique à l'aide de réacteurs, or cette méthode n'est pas efficace, et cause des fissures au niveau des tubings [MANUEL, 2001].

### 2. PROCEDE SOUSTRACTIF

Il consiste à éliminer les ions formateurs des dépôts, dans notre cas, on peut agir que par élimination des ions sulfates contenus dans l'eau d'injection, c'est-à-dire désulfatation.

Or, il existe deux (02) méthodes :

- ❖ Désulfatation par échange ionique par des résines anionique,
- ❖ Désulfatation par précipitation avec  $BaCl_2$ .

L'inconvénient de ces deux méthodes c'est d'être très coûteux et demande des moyens humain et matériels très important pour le traitement des eaux d'un champ pétrolier

### 3. PROCEDE ADDITIF

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

Il en découle que de ces possibilités, seul l'inhibiteur chimique semble être favorable techniquement, et surtout économiquement [CATALOGUE CECA, 1975].

## VI. LES INHIBITEURS DE DEPOTS

Les inhibiteurs de dépôts sont principalement des molécules ou petites macromolécules hydrosolubles, réparties en différentes classes selon leurs fonctions chimiques ou leurs structures. La plupart de ceux utilisés dans l'industrie du pétrole sont des composés phosphatés, organiques ou inorganiques [RONDON VILATTE, 2000].

Leurs mécanismes d'action sont divisés en trois (03) catégories, décrites ci-dessous :

- ❖ Inhibition de la nucléation : déstabilisation thermodynamique des nucléés par adsorption de molécules d'inhibiteurs sur leurs sites de croissance.
- ❖ Dispersion des cristaux déjà formés : maintien en suspension des agrégats formés par une stabilisation électrostatique ou stérique due à l'adsorption de macromolécules, type poly-électrolytes, sur leur surface.
- ❖ Ralentissement de la croissance des cristaux par adsorption des molécules d'inhibiteurs sur les sites de croissance des dépôts en cours de formation.

Les inhibiteurs de dépôts de formulation organique existent en plusieurs variétés dans le commerce.

Les principaux sont les suivantes : Les amines ; les poly-phosphates, les esters phosphoriques ; les polyesters et les acides polyacryliques [KAVITHA & al, 2011].



Les produits anti-dépôts les plus connus sont :

- L'acide éthylène diamine tétra acétique (EDTA) : C'est un agent complexant connu, qui interagit avec une multitude de cations. L'EDTA est souvent utilisée pour étudier la solubilité des dépôts comme le sulfate de baryum [DUNN, 1999; MENDOZA, 1999], ou les sulfates de calcium [CHARLESTON, 1970]. Différentes techniques sont utilisées pour élucider le mécanisme de l'interaction entre les surfaces de l'EDTA et le sulfate de baryum.

## VII. CONCLUSION

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 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.

**2<sup>ème</sup> Partie :**  
***Partie Expérimentale***

***Chapitre 1 :***  
***Description de la zone***  
***d'étude***

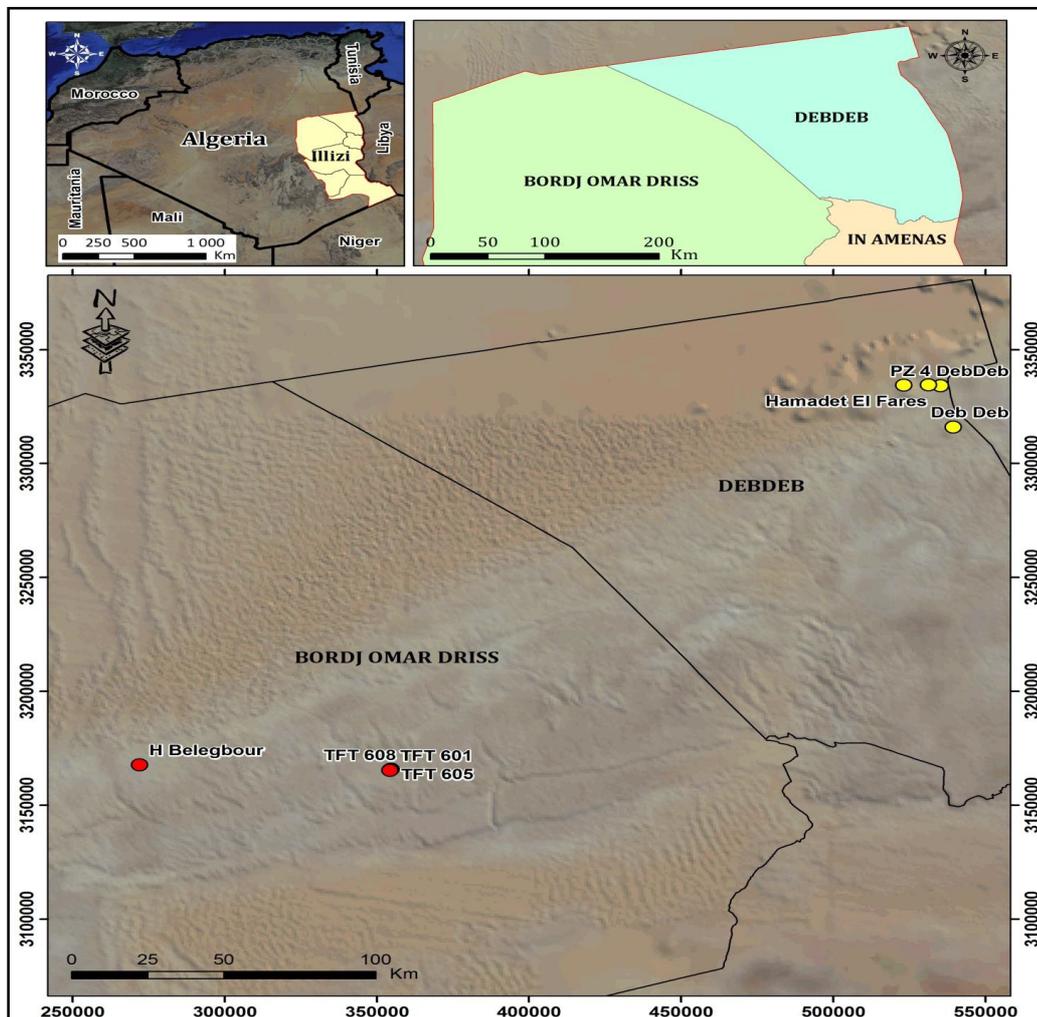
## Chapitre 1: DESCRIPTION DE LA ZONE D'ETUDE

### I. CADRE REGIONAL

#### 1. SITUATION GEOGRAPHIQUE DE LA REGION D'ILLIZI

La région d'illizi est situé dans la partie Sud-Orientale du Sahara Algérien, elle est considérée comme l'une des plus grandes provinces pétro-gazifières de l'Algérie.

Cette province couvre une surface considérable de l'ordre de 100 000Km<sup>2</sup> (**Figure. 26**), et contient plusieurs champs pétro-gazifières. Il s'étend entre la latitude 29° et 26°30' et les longitudes 6° et 10°.

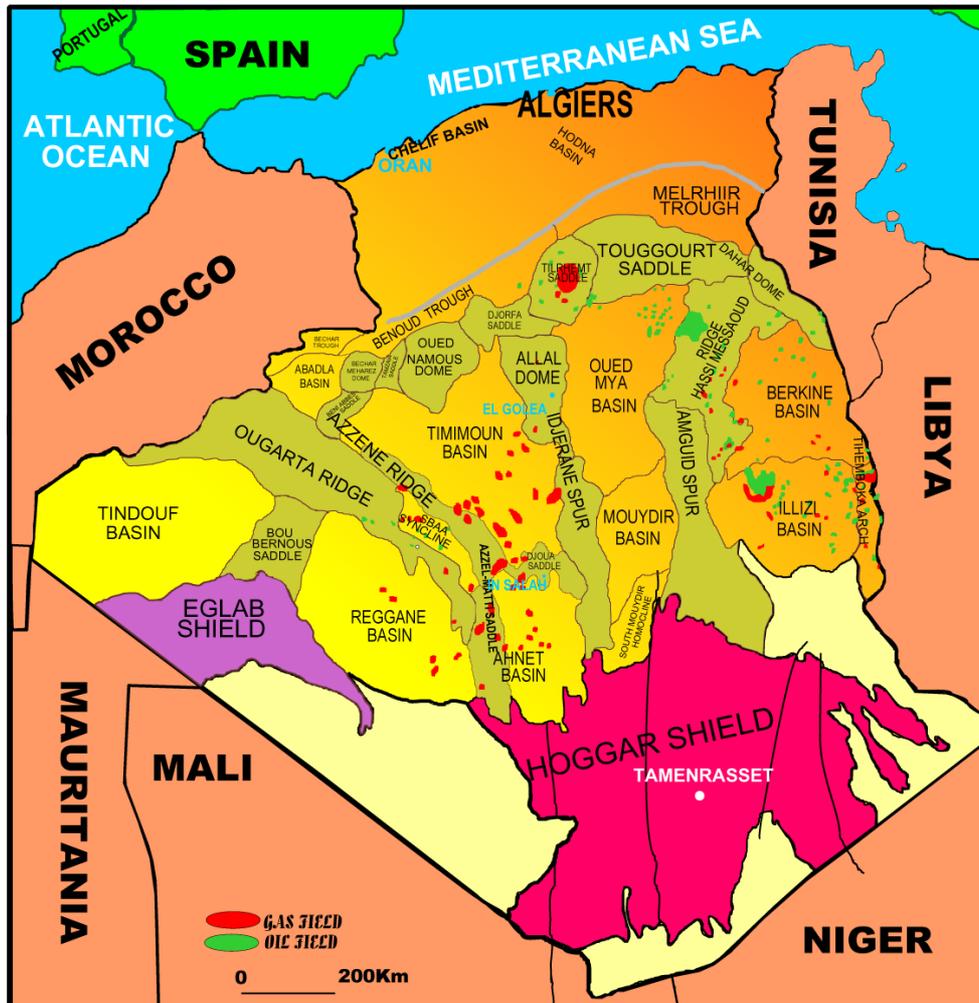


**Fig.26** : Situation géographique de la région d'illizi (*Source : Document SONATRACH, 2009*).

## 2. SITUATION GEOLOGIQUE DU BASSIN D'ILLIZI

Le bassin d'illizi fait partie de la synclise Est Algérien, il est bordé:

- ✚ Au Nord par la dépression de Berkine.
- ✚ A l'Est par le môle de Tihemboka (frontière Libyenne).
- ✚ Au Sud par le massif cristallo-métamorphique du Hoggar.
- ✚ A l'Ouest par le môle d'Amguid-El Biode. (**Figure.27**)



**Fig.27** : Situation géologique du bassin d'illizi  
(Source : Document SONATRACH, 2009).

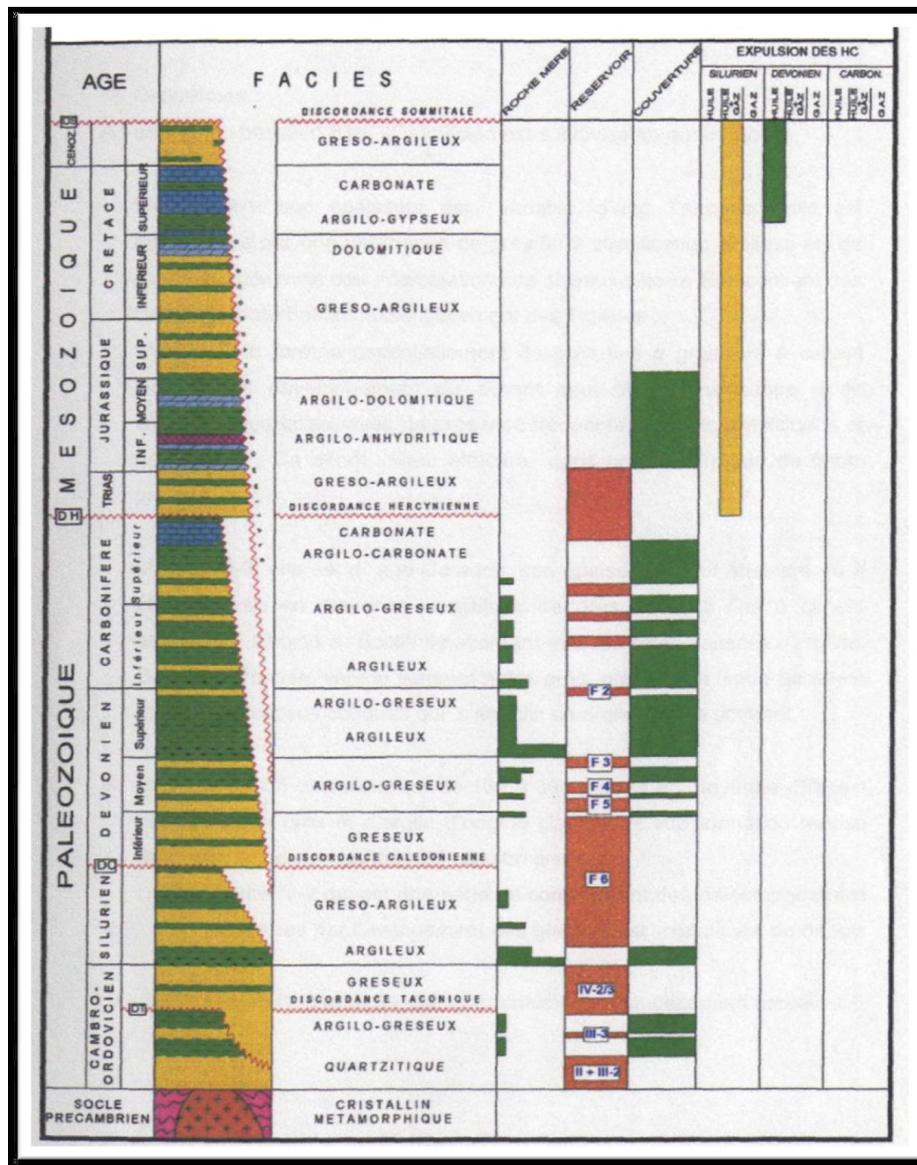
## 3. LITHOSTRATIGRAPHIE DU BASSIN D'ILLIZI

La couverture sédimentaire du bassin d'illizi repose en discordance majeure sur la surface Infra-tassilienne qui nivelle un socle plissé constitué de roches sédimentaires métamorphiques, cristallophylliennes et volcaniques.

La coupe lithologique type du bassin d'illizi est constituée d'une série sédimentaire globalement détritique allant du Cambrien au Paléogène dans laquelle les terrains paléozoïques occupent les deux tiers (2/3) de l'épaisseur totale de la série. La litho-

stratigraphie des séries paléozoïques tassiliennes a été établie grâce aux études réalisées sur les affleurements.

Le découpage litho-stratigraphique est principalement basé sur une description morphologique des séries sédimentaires. La série stratigraphique type du bassin d'Illizi à une épaisseur de plus de 3000 m. (**Figure. 28**).



**Fig.28** : Le Log stratigraphique et lithologique du bassin d'Illizi (Source : Document SONATRACH, 2006).

## II. CADRE LOCAL

La région TFT (Tin Fouyé Tabankort) est divisée en deux (02) secteurs, le secteur Sud et le secteur Nord.

- Le secteur Nord regroupe les champs du TFT Ordovicien et Dévonien (TAM, AMA et DJOUA).
- Le secteur Sud comprend, les champs de Tin Fouyé et Mazoula.

Le gisement de TFT a deux (02) réservoirs productifs : le Dévonien et l'Ordovicien. Ce dernier est le principal gisement, il a été découvert en 1967.

### 1. SITUATION GEOGRAPHIQUE DE TIN FOUYE TABANKORT

La région de Tin Fouyé Tabankort se situe à 1400 Km au Sud-Est d'Alger et à 540Km du chef-lieu de la wilaya d'Illizi. Elle est située dans la partie Nord-Ouest du bassin d'Illizi, plus précisément :

- A 300 Km au Nord-Ouest d'In Amenas,
- A 500 Km au Sud-Est de Hassi – Messaoud sur la route national N°03,
- Et à 1300Km d'Alger et dépend administrativement de la Wilaya d'Illizi.

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

#### 1.1. Superficie et coordonnées Lambert

- \* Superficie : Elle est d'environ 4000Km<sup>2</sup>,
- \* Les Coordonnées Lambert sont :

	1	2
X	3100 Km	4000 Km
Y	3110 Km	3900 Km

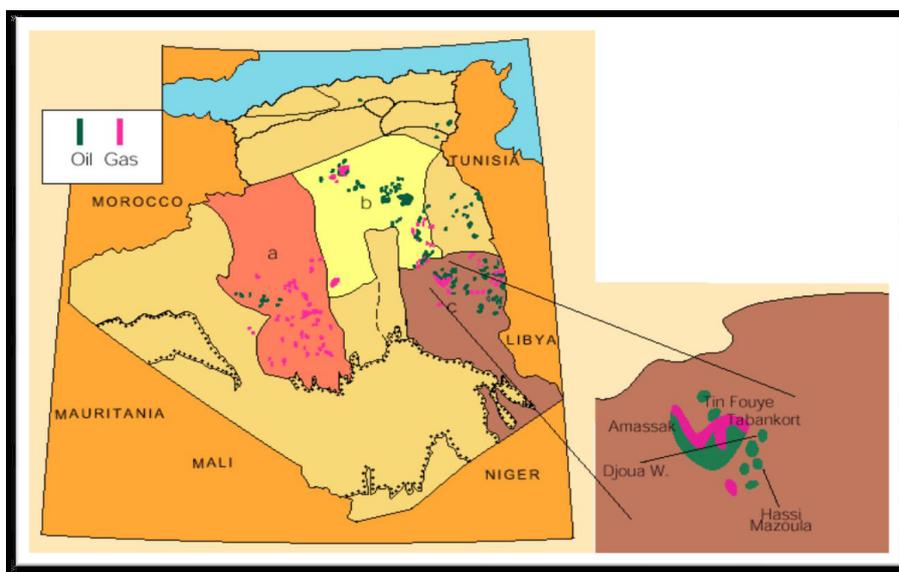


Fig.29: Situation géographique de TFT (Source : Document SHLUMBERGER, 2010).

## 2. GISEMENTS DE TFT

Il est constitué par les gisements suivants : (**Figure. 30**).

### 2.1. Gisement de TFT Ordovicien

Le gisement de TFT se présente comme un anneau d'huile, coiffé d'un important gaz cap. Le toit du réservoir Ordovicien forme un monoclinal de direction Est-Ouest et de pendage Nord.

Le mode de drainage est en forme d'expansion des gaz dissous et du gaz cap. L'injection d'eau se fait depuis 1981.

Le gisement est exploité actuellement en partie par gaz-lift.

### 2.2. Gisement de TIN FOUYE (TFY)

Il constitue le champ d'étude, c'est une zone haute, extrêmement complexe. C'est le gisement le plus ancien dans toute la région de TFT. Il présente une structure importante avec des dimensions de (306 Km<sup>2</sup>) et une hauteur imprégnée d'environ 160 m (160m à TFY 18).

Les forages ont mis en évidence des accumulations d'huile dans le réservoir Dévonien F6 et dans l'Ordovicien au niveau des séries paléozoïques.

Le réservoir dévonien est exploité par gaz-lift depuis sa mise en exploitation.

### 2.3. Gisement d'AMASSAK

Le gisement d'AMASSAK est situé à 25 Km à l'Ouest-Nord-Ouest du gisement de TFT.

Le réservoir Ordovicien se présente comme un monoclinal avec une pente de direction vers le Nord-Est et traversé par plusieurs accidents subméridiens. Ces derniers jouent le rôle de limite de compartiments de l'accumulation d'huile.

Des accumulations d'huile ont été mises en évidence qui constitue le principal réservoir de cette zone.

### 2.4. Gisement de DJOUA

Le gisement de DJOUA est situé à 30 Km au Sud-Est de TFT. Il se présente sous forme d'un anticlinal allongé Nord-Ouest Sud-Est affecté par une faille de même direction.

Il produit de l'huile principalement dans le réservoir F6 (Unités C-1, A-VIII et M-1-X) par pompage électrique.

### 2.5. Gisement de TAMENDJLET

Le réservoir de TAMENDJLET est situé à environ 6 km au Nord-Ouest de TFT. Il se présente sous forme de deux (02) unités structurales majeures, séparées par un grand accident composé d'une série de failles en relais du Sud au Nord.

L'exploitation du réservoir F6 se fait par gaz-lift.

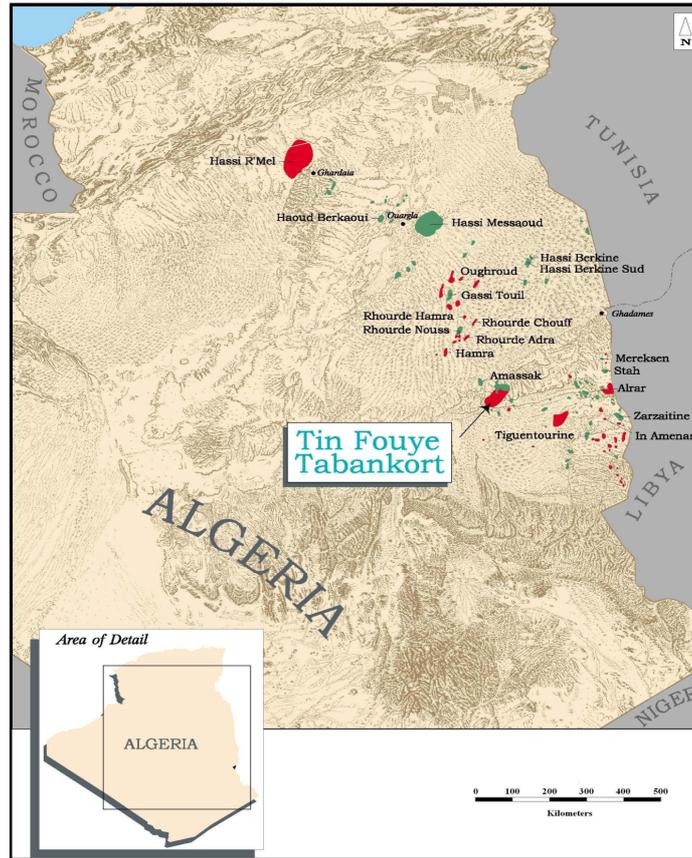


Fig. 30: Situation géographique (Source : Document SONATRACH)

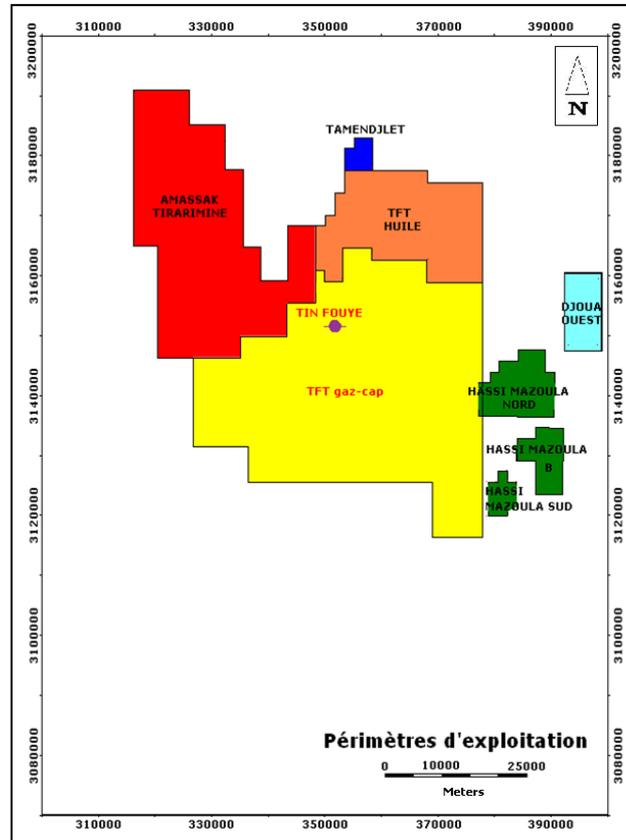


Fig. 31 : Gisements de TFT (Source : Document SONATRACH).

### 2.6. GISEMENT DE HASSI MAZOULA NORD (HMZ Nord)

Le réservoir Dévonien F6 se présente comme un anticlinal aplati et légèrement allongé du Sud-Sud-Est au Nord-Nord-Est (SSE-NNE). Il est lié à l'accident majeur MAZOULA-BELOUDA.

L'exploitation du réservoir F6 se fait par pompage électrique.

### 2.7. GISEMENT DE HASSI MAZOULA SUD (HMZ Sud)

Le gisement de HMZ-SUD se présente sous forme d'anticlinal limité par deux (02) failles à l'Est et à l'Ouest dont les rejets sont de l'ordre de 100 m.

Actuellement, seul le réservoir F6 produit de l'huile par pompage électrique.

### 2.8. GISEMENT DE HASSI MAZOULA 'B'

Le gisement de HMZ-B se présente sous forme d'un anticlinal allongé Nord-Sud et dont le flanc oriental est faillé. La structure présente une fermeture structurale d'une trentaine (30) de mètres et son aire est de 4,4 Km<sup>2</sup>.

Des accumulations d'huile ont été, aussi mises en évidence dans le réservoir F6.

## 3. HISTORIQUE DE DECOUVERTE

La découverte des réservoirs de ce champ et leurs mises en production sont mentionnées dans le tableau suivant :

*Tableau.08 : Historique de découverte (Source : Document SONATRACH)*

CHAMPS	DATE DE DECOUVERTE	DATE DE MISE EN SERVICE
<b>SECTEUR SUD</b>		
TIN-FOUYE	1961	1963
HASSI-MAZOULA-S	1963	1966
HASSI-MAZOULA-B	1966	1967
TIN-FOUYE NORD	1966	1966
HASSI-MAZOULA-N	1958	1965
<b>SECTEUR NORD</b>		
TFT ZONE 100	1966	1967
DJOUA-OUEST	1966	1968
TFT ORDOVICIEN	1967	1968
TFT ZONE EST	1968	1968
TAMENDJELT	1970	1974
AMASSAK	1970	1974

## 4. SITUATION GEOLOGIQUE DE TIN FOUYE TABANKORT

Etymologiquement, TFT puise son origine du dialecte Touareg, elle se définit comme «Rivière digues», signification plausible au regard du relief et configuration de la région.

### 4.1. Aperçu structural

Le gisement de Tin Fouyé Tabankort fait partie d'un anticlinorium complexe d'extension régionale et comportant des structures alignées le long d'accidents majeurs.

Il se présente comme un système de compartiments longitudinaux, délimité par des failles transversales par rapport à la direction Est-Ouest du monoclinale.

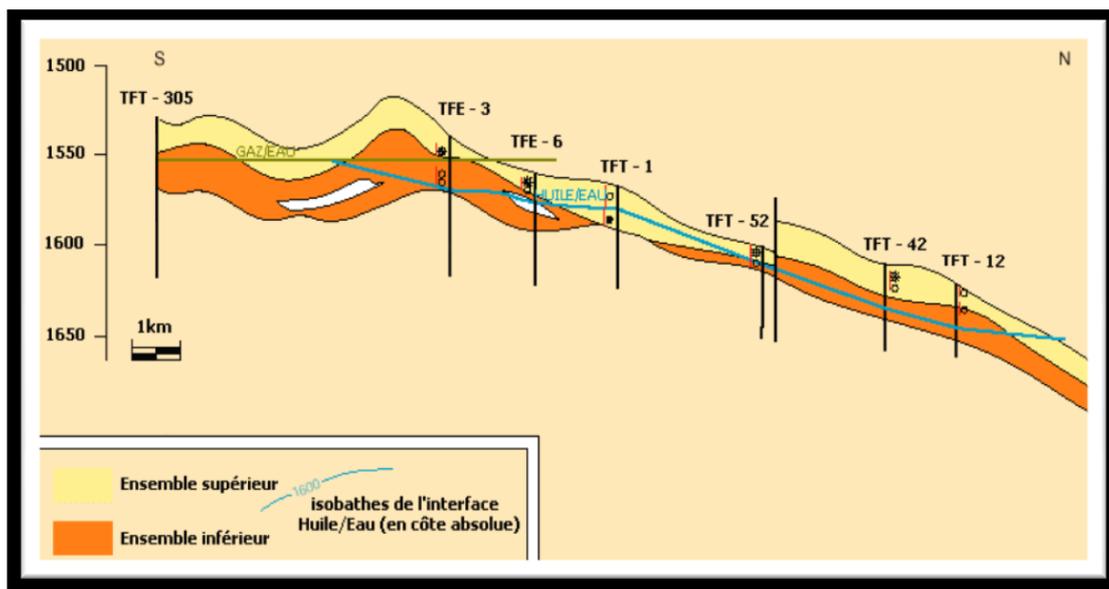
Le toit du réservoir forme un monoclinale de direction Est-Ouest et d'un pendage orienté vers le Nord. La régularité du monoclinale est aussi affectée par une série de failles direction Nord-Ouest à Nord - Nord-Ouest et Nord-Est à Nord - Nord-Est.

Ces failles dont le rejet atteint 50 à 60m ont été mises en évidence dans la partie Ouest de la structure. Dans la partie Est le rejet est de 20 à 30 m. Elles sont généralement sub-verticales, de type normal et parfois inverse (**Figure. 33**).

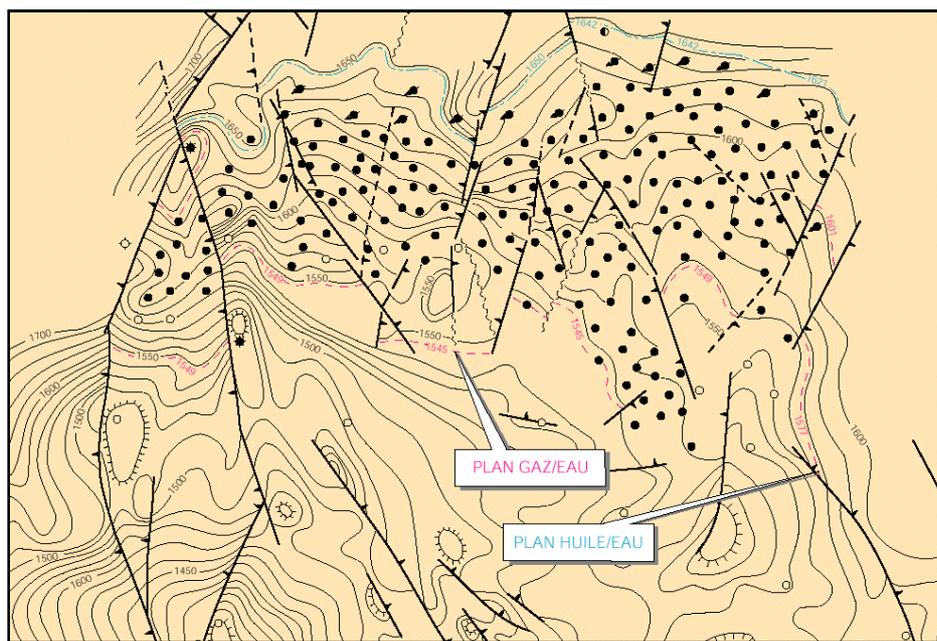
Quant au mur, il est constitué par les séries argilo-gréseuses de l'unité IV-2 (ensemble inférieur).

Le réservoir principal dans la région est l'ordovicien qui est divisé en plusieurs unités, les plus importantes sont IV-3 et IV-2 appelés complexe terminal. Ce complexe est constitué par des dépôts mis en place sous un régime glaciaire ce qui explique les importantes variations de faciès, d'épaisseur, de lithologie et de caractéristiques pétro physiques [Revue CRD, 2009].

L'analyse de la carte en isobathe au toit de l'Ordovicien et au mur de la couche productrice prouve que le gisement a une structure divisée en blocs (**Figure.32 et 33**).



**Fig.32:** Carte en isobathe au toit de l'Ordovicien et au mur (*Source : Document SHLUMBERGER, 2010*).



**Fig.33:** Carte en isobathe avec séries des failles du TFT (Source : Document SHLUMBGER, 2010).

## 4.2. Litho-stratigraphique de TFT

La coupe stratigraphique type du champ de TFT se compose d'une série sédimentaire allant du **Cambro-ordovicien** gréseux au Turonien calcaire.

L'étude des coupes des puits forés dans la région montre une certaine régularité dans la disposition des couches sur toute l'étendue du champ. On remarque néanmoins dans certaines zones que le **Paléozoïque** est profondément entamé par la discordance Hercynienne, il ne reste que quelques mètres du Carbonifère et de même pour le réservoir F6 complètement ou partiellement érodé à son sommet.

La série stratigraphique du champ de TFT est représentée du bas vers le haut par les formations suivantes :

### 4.2.1. Le paléozoïque

Le premier horizon **paléozoïque** sous la discordance Hercynienne est le Carbonifère, représenté par le **Viséen** et le **Tournaisien**.

Ces deux formations sont représentées par une intercalation de niveaux métriques d'argile gris foncé à noir, silteuse, finement micacé renfermant quelques passages de grès gris à beige brun, moyen à grossiers, silico-argileux, moyennement dur.

### 4.2.2. L'Ordovicien

#### ➤ L'Unité IV-3: (e= 16 m)

Elle est représentée par une intercalation de niveaux d'argiles grises, fortement silteuses, indurées, micacées et de grès gris-blanc à gris beige, silico-argileux, moyen à grossier, sub-arrondi, friable, localement pyriteux, devenant micro-conglomératique, sub-arrondi à sub-anguleux, siliceux, moyennement dur.

### 4.2.3. Le Gothlandien

#### ➤ Le Gothlandien Argileux : (e= 195 m)

Cet ensemble est représenté par une argile gris-foncé, devenant parfois noire, silteuse, micacée. On note par ailleurs, la présence vers le sommet de quelques passées de grès gris-blanc, fin à très fin, silico-argileux

#### ➤ Le Gothlandien Argilo-Gréseux (Réservoir F6).

##### ✓ L'unité M1-X : (e= 56 m)

C'est une superposition de niveaux de grès gris-blanc, fin à très fin, silico-argileux, friable pyriteux, séparés par des passées d'argile gris-claire à noire, tendre, localement micacée.

##### ✓ L'unité M2-IX : (e= 64 m)

Cette unité est représentée par une argile gris clair, indurée, finement micacée, présentant des traces de pyrite, avec des passées grès blanc, fin à très fin, silico-argileux, friable.

##### ✓ L'unité A-VIII: (e= 100 m)

C'est une superposition de niveaux métriques de grès à gris-blanc, fin à moyen, silico-argileux, friable, localement pyriteux, riche en dragées de quartz. Ces niveaux sont séparés par des passées de silt blanc à gris-vert, tendre.

##### ✓ L'unité B1-VII: (e= 74 m)

Cette unité est représentée par une succession rythmique de niveaux de grès gris clair à blanc, fins à très fins, siliceux et d'argile gris clair, légèrement silteuse (sable fin + limons), tendre, devenant rouge-brique vers la base. On note par ailleurs la présence de passées de silt blanc à gris-vert, tendre.

##### ✓ L'unité B2-VI: (e= 17 m)

Elle est caractérisée par une superposition de niveaux de grès blanc, moyen à grossier, sub-arrondi à arrondi, moyennement consolidé, séparés par des passées d'argiles gris -foncé, silteuses, finement micacées.

##### ✓ L'unité B2-IV-V: (e= 60 m)

C'est une succession rythmique de niveaux de grès gris clair, moyen à grossier, silico-argileux et d'argile gris -foncé, silteuse, indurée, finement micacées.

### 4.2.4. Le Dévonien

La série dévonienne est marquée par la disparition des termes du Dévonien Moyen.

#### ➤ Le Dévonien Supérieur

##### ✓ La Série Argileuse: (e= 154 m)

Cet intervalle est représenté par une argile gris-foncé à noire, silteuse, finement micacée et du silt blanc, tendre.

##### ✓ Le Strunien (Réservoir F2): (e= 65 m)

C'est un ensemble d'argile gris-noir, silteuse, indurée, micacée où s'intercalent quelques niveaux métriques de grès brun, moyen à grossier, silico-argileux, pyriteux.

➤ **Le Dévonien Inférieur : (Réservoir F6)**

✓ **L'unité C1-II: (e= 15 m)**

C'est une superposition de niveaux de grès blanc, moyen, à grossier, bien classé, siliceux, riche en dragées de quartz, séparés par des passées d'argile gris-foncé.

✓ **L'unité C2-II: (e= 25 m)**

Cette unité est représentée par une intercalation de niveaux métriques de grès blanc fin à très fin, friable, mal cimenté, intercalés à de fines passées d'argile gris-foncé.

✓ **L'unité C3-I: (e= 25 m)**

Elle est essentiellement gréseuse.

**4.2.5. Carbonifère**

✓ **Viseen & Tournaisien: (e= 47 m)**

Ces deux formations sont représentées par une intercalation de niveaux métriques d'argile gris-foncé à noire, silteuse, renfermant quelques passages de grès gris à beige-brun, moyen à grossier.

ERE	SYST	ETAGES	NOMENCLATURE A L'AFFLEUREMENT	EPmoy (m)	DESCRIPTION	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	ARGILO-GYPSEUX	120	Alternance de dolomie calcaire, gypse et argile	
		TURONIEN	CALCAIRE	81	Calcaire, marne et argile	
			MARNEUX			
		CENOMANIEN	DALLE CALCAIRE	176	Argile avec passées de calcaire et de gypse.	
		ALBIEN	TAOURATINE SUPERIEUR	71	Grès, argile.	
			TAOURATINE MOYEN			
		APTIEN	TAOURATINE MOYEN	28	Argile carbonatée, passées de dolomie	
	BARREMIEN	TAOURATINE INFÉRIEUR	296	Grès et sable avec passées d'argile et de calcaire.		
	NEOCOMIEN + MALM					
	JURASSIQUE	DOGGER	ZARZAITINE SUPERIEUR ET MOYEN	195	Sable, silt, grès, argile. Présence de lignite et pyrite	
		LIAS				
	TRIAS	discordance hercynienne	ZARZAITINE INFÉRIEUR	30	Argile, grès.	
CARBONIFERE	VISEEN & TOURNAISIEN	SÉRIE DES GRÈS D'ISSENDJEL	47	Argile, grès.		
PALEOZOIQUE	DEVONIEN	SUP	STRUNIEN RESERVOIR "F2"	65	Argile, grès.	
		INF	SERIE ARGILEUSE discordance frazienne	154	Argile avec présence de silt, passées de calcaire	
			UNITÉ C3 - I	BARRE SUPERIEURE	10	Grès, argile. Pyrite
			UNITÉ C2 - II	TROTTOIRS	25	Argile, silt, grès.
	GOTHLANDIEN	ARGILO-GRESEUX	UNITÉ C1 - III	BARRE MOYENNE	15	Grès, argile.
			UNITÉ B2 - IV-V	TALUS A TIGILLITES	60	Grès, argile.
			UNITÉ B2 - VI		17	Grès.
			UNITÉ B1 - VII		74	Grès, argile.
		UNITÉ A - VIII	BARRE INFÉRIEURE	100	Grès, silt, argile.	
		UNITÉ M2 - IX	FORMATION D'ATAFAITAF	54	Argile, grès.	
		UNITÉ M1 - X		56	Grès, argile.	
	GOTHLANDIEN ARGILEUX		195	Argile avec passées de grès au sommet.		
	CAMBRO-ORDOVICIEN		UNITÉ IV - 3	"COMPLEXE TERMINAL" OU "FORMATION DE TAMADJERT"	15	Grès.
			UNITÉ IV - 2		24	Argilo-gréseux.
		UNITÉ III - 3	FORMATION D'IR TAHOUTE	17	Grès, argile. Tigillites.	
		UNITÉ III - 2	"QUARTZITE D'HAMRA" OU "BANQUETTE"	25	Grès quartzique. Tigillites.	
<b>SOCLE</b>					Roches éruptives (gabbro).	

Fig. 34: Log stratigraphique et lithologique de TFT (Source : Document SONATRCH 2010).

### III. CONCLUSION

TFT, dans le jargon des pétroliers, Tin Fouyé Tabankort, pour les autochtones, ce petit village situé à 500 km au Sud de Hassi Messaoud, à 300 km au Nord d'In Amenas et à 180 Km de Bordj Omar Driss, est aussi et surtout un important champ de gaz humide de 1500 km<sup>2</sup>.

Découvert en 1961, le gisement de Tin Fouyé Tabankort a été mis en service en 1963, il se compose des champs de Hassi Mazoula Sud, Hassi Mazoula, Tin Fouyé Nord, Hassi Mazoula Nord, TFT Zone 100, Djoua Ouest et TFT Ordovicien.

Décrété en déclin, il est toujours en production et plusieurs multinationales y sont présentes, en association avec *SONATRACH*. Le village proprement dit compte 500 habitants, en majorité des Touareg, et une minorité de bergers venus s'y installer. Le village est entouré du côté est par l'*OHANET*, de l'Ouest par la commune de Bordj Omar Driss et le village de Bellegbour, au Nord par la wilaya de Ouargla et au Sud par la wilaya d'Illizi.

***Chapitre 2 :***  
***Matériels et Méthodes***

## *Chapitre 2: MATERIELS ET METHODES*

### I. INTRODUCTION

La réalisation d'une étude d'efficacité d'anti dépôts repose sur des analyses physico-chimiques des quatre (04) type d'échantillon d'eau provenant de :

- Puits (TFT 611-614): C'est une eau produite du **LIAS**, elle est utilisée comme une eau d'injection pour le maintien de pression du réservoir.
- Puits (TFT 36): C'est une eau de gisement, elle est produite et accompagnée du brut de l'**ORDOVICIEN**, mais elle est touchée par l'eau d'injection du **LIAS**.
- Puits (TFT 223): C'est une eau de gisement, elle est produite et accompagnée du brut de l'**ORDOVICIEN**.

Ensuite, on procède par l'étude de compatibilité à identifier le taux du mélange qui a été utilisé pour tester une série de quatre (04) inhibiteur.

### II. IDENTIFICATION DES OBJETS SOUMIS AUX ESSAIS

#### 1. LES INHIBITEURS

On a choisie quatre (04) inhibiteurs de différentes propriétés pour étudier leur efficacité dans la région TFT. Le tableau suivant représente les principales caractéristiques de chaque produit :

*Tableau. 09: Les principales caractéristiques de chaque produit (Source: Fiches des données de la SONATRACH).*

Produits caractéristiques	Produit A	Produit B	Produit C	Produit D
Application d'inhibiteur	Anti-dépôt	Anti-dépôt	Anti-dépôt	Anti-dépôt
Nature			Phosphonatéés	
Couleur	Jaune clair	Brun clair	Sans couleur	
Aspect à 25°C	Liquide	Liquide	Liquide	Liquide
Température de solidification		< -5°C	< -5°C	Indisponible
pH	5,85 - 6,85	3,5 - 5,5	6 - 8	4 - 6,8
Viscosité à 25°C (mPa/s)			10	24 - 32
Densité à 25°C (g/cm <sup>3</sup> )	1,19	1,17 - 1,27	1,225 - 1,275	0,94 – 0,96
Solubilité dans l'eau	Indisponible		Soluble en toutes proportions	Indisponible
Solubilité dans huile	Indisponible		Insoluble dans les hydrocarbures	Soluble

**Remarque :**

- Le produit 'D' n'a pas été utilisé parce qu'il est conçu pour l'eau de reconstitution.
- Les noms des produits 'A', 'B', 'C' et 'D', ont été masqués à cause de leurs confidentialités.

**2. ECHANTILLONAGES**

Quatre (04) échantillons d'eau ont été effectués sous les conditions suivantes :

**2.1. In situ**❖ *Eau puits (TFT 611-614)*

	<b>Conditions</b>
<b>Date d'échantillonnage</b>	17/01/2019
<b>Nature de l'échantillon</b>	Brut
<b>Région</b>	TFT
<b>Numéro du puits</b>	611 – 614
<b>Pression de ligne</b>	02 bars
<b>Température</b>	36,7°C

❖ *Eau puits (TFT 36)*

	<b>Conditions</b>
<b>Date d'échantillonnage</b>	17/01/2019
<b>Nature de l'échantillon</b>	Brut
<b>Région</b>	TFT
<b>Numéro du puits</b>	36
<b>Pression de ligne</b>	07 bars
<b>Température</b>	39°C

❖ *Eau puits (TFT 223)*

	<b>Conditions</b>
<b>Date d'échantillonnage</b>	17/01/2019
<b>Nature de l'échantillon</b>	Brut
<b>Région</b>	TFT
<b>Numéro du puits</b>	223
<b>Pression de ligne</b>	14 bars
<b>Température</b>	41,5 °C

L'échantillonnage a été effectué selon la Norme Internationale *ISO 5667*, et les conditions de transport sont comme suit :

- ✓ Température ambiante,
- ✓ Pression =  $P_{atm}$  (pression atmosphérique). [RODIER, 2009].

### 2.2. Au laboratoire du CRD (Traitement des eaux et contrôle des fluides)

Les analyses se sont effectuées dans les conditions suivantes :

- ✓ Analyse Physico-chimique (Température ambiante et Pression atmosphérique),
- ✓ Etude de compatibilité aux conditions de Surface (Température ambiante et Pression atmosphérique),
- ✓ Etude de compatibilité aux conditions de surface (Température 80°C et Pression atmosphérique),
- ✓ Etude d'efficacité (Température ambiante et Pression atmosphérique).

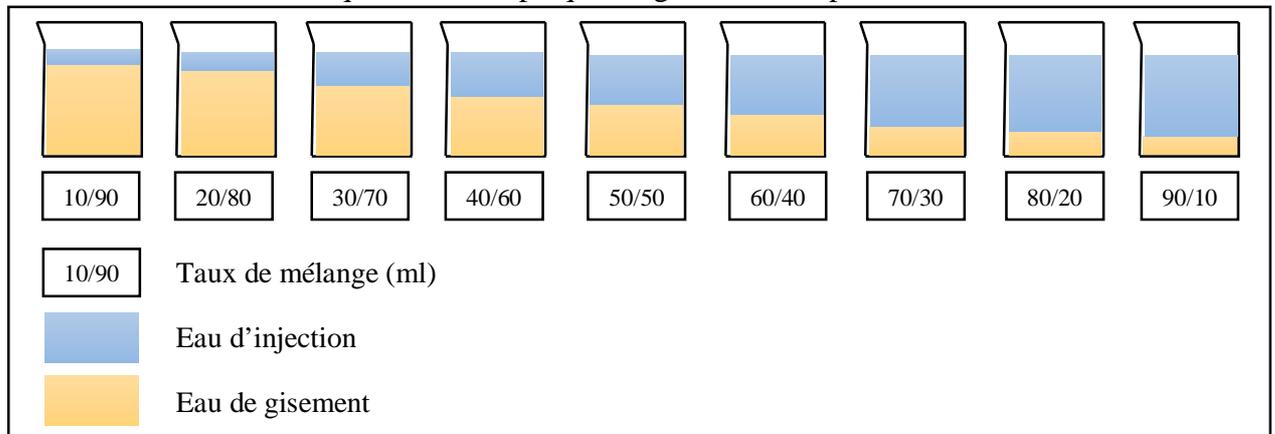
### III. ETUDE DE COMPATIBILITE DES EAUX

Les études de compatibilité ont été effectuées dans les conditions ambiantes : Température ambiante et pression atmosphérique, ainsi qu'à une température de 80°C et une pression atmosphérique.

Les études de compatibilité sont réalisées entre les mélanges suivants:

- ✓ Eau produite (TFT 36) / ORDO (TFT223),
- ✓ LIAS (TFT 611) / ORDO (TFT 223),
- ✓ LIAS (TFT 614)/ORDO (TFT 223),
- ✓ LIAS (TFT 611) / ORDO (TFT 36).

Les 09 béchers étiquetés sur la plaque d'agitation multipostes.



**Fig. 35:** Schéma représentatif d'un essai de compatibilité.

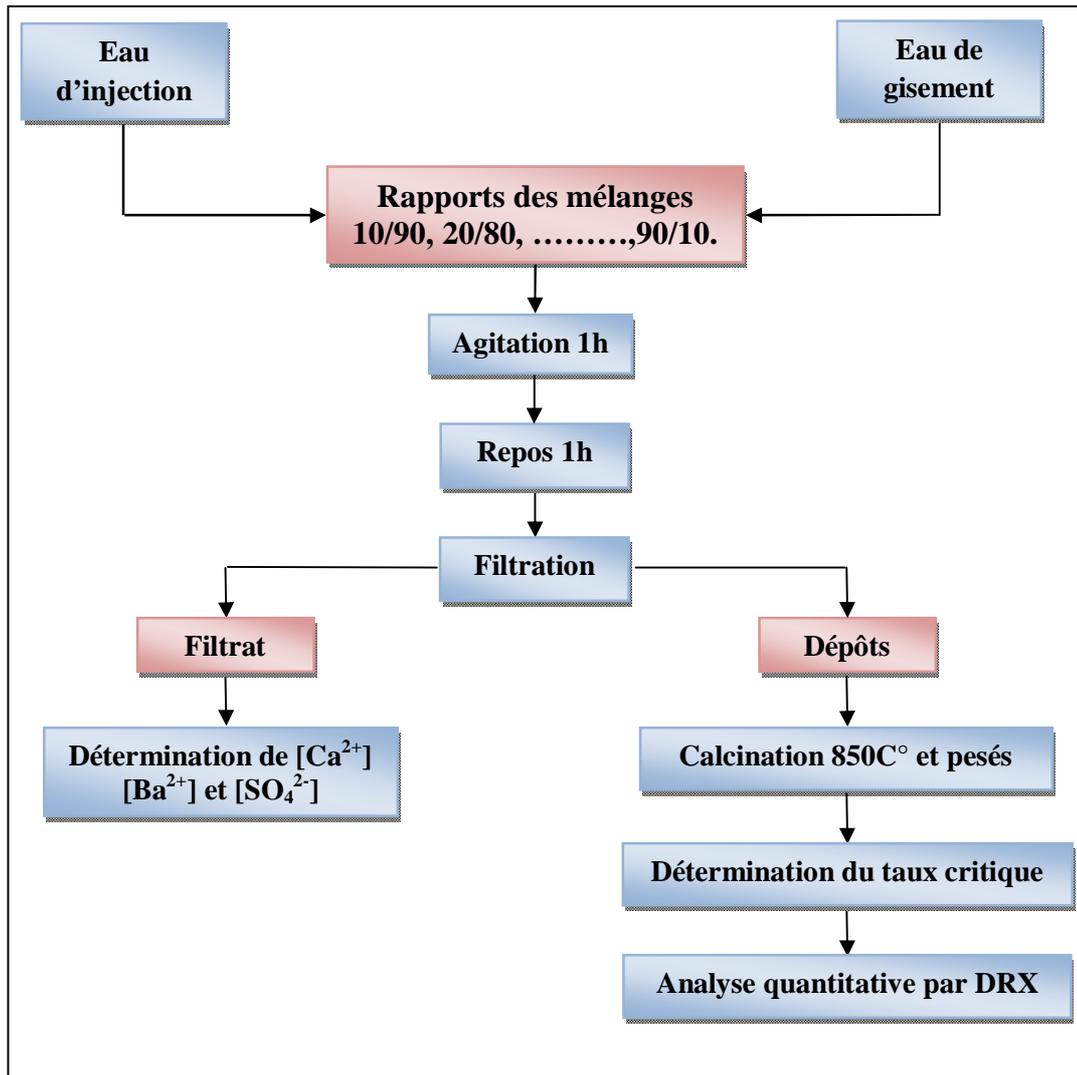


Fig. 36: Schéma des étapes de réalisation d'une étude de compatibilité au laboratoire.

## IV. ANALYSE PHYSICO-CHEMIQUE

### 1. MESURE DU pH

Le pH de l'eau mesure la concentration des protons  $H^+$  contenus dans l'eau. Il résume la stabilité de l'équilibre établi entre les différentes formes de l'acide carbonique et il est lié au système tampon développé par les carbonates et les bicarbonates.

Le pH-mètre est l'appareil mesurant le pH, il donne également la température de l'échantillon en °C. La lecture se fait directement sur l'écran de l'appareil.

#### • Principe

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

$$pH = -\log [H_3O^+]$$

Un pH-mètre est composé d'un millivoltmètre électronique relié à deux électrodes rassemblées dans la sonde. Il mesure la tension (différence de potentiel) entre ces deux électrodes. Celle-ci est directement liée au pH de la solution dans laquelle la sonde est immergée.



*Fig. 37:* Le pH mètre.

## 2. LA TEMPERATURE

La température de l'eau, est un facteur qui agit sur la densité, la viscosité, la solubilité des gaz dans l'eau, la dissociation des sels dissous, de même que sur les réactions chimiques et biochimiques, le développement et la croissance des organismes vivant dans l'eau et particulièrement les microorganismes [BENKADDOUR, 2015].



*Fig. 38:* Un thermomètre de laboratoire.

## 3. MESURE DE LA TURBIDITE

La turbidité est définie comme l'expression de la diffusion et de l'absorption (par opposition à la transmission) de la lumière au travers d'un échantillon. Elle est provoquée par la présence des particules en suspension (colloïdes, algues, microorganismes, argile...).

Le taux de lumière diffusée et absorbée est proportionnel à la concentration en particules dans la solution.



*Fig. 39: Turbidimètre.*

- **Mode opératoire**

- ✓ Après avoir étalonné le turbidimètre,
- ✓ On introduit dans une cuvette de l'eau distillée jusqu'au trait, puis à l'aide du papier hygiénique, on essuie les contours de l'échantillon à analyser pour enlever les gouttes d'eau et les traces des doigts,
- ✓ Ensuite on effectue rapidement la mesure (il est nécessaire de vérifier l'absence de bulle d'air avant la mesure),
- ✓ Enfin, on note après avoir lus le résultat affiché. (**Norme : 5 NTU, Annexe. 01**).

#### 4. DOSAGE DE CALCIUM

Le principe du dosage est de complexer les ions calcium ( $\text{Ca}^{2+}$ ) avec l'EDTA (acide éthylène diamine tétra-acétique) à un pH compris entre 12 et 13.

On utilise comme indicateur coloré le *calcon* qui forme un complexe rouge avec le calcium. Le magnésium sous forme d'hydroxyde n'interfère pas lors du dosage.

- **Matériels utilisés**

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



*Fig. 40: Dosage du Calcium.*

- **Mode opératoire**

- ✓ On prend une prise d'essai de 20 ml de la solution à analyser,
- ✓ On ajoute quelques gouttes de T.E.A de formule  $C_6H_{15}NO_3$ , pour masquer l'effet de fer (fer forme un complexe stable avec T.E.A),
- ✓ Puis on ajoute encore environ 10 ml de KOH ou NaOH pour précipiter  $Mg^{++}$  sous forme de  $Mg(OH)_2$  (stable lors du titrage), alors il ne reste que  $Ca^{2+}$  dans la solution,
- ✓ On ajoute à la fin une pincée de *muréxide* comme indicateur coloré,
- ✓ et en fin, on procède au titrage par la solution EDTA jusqu'à apparition de la couleur violette.

- **Expression des résultats**

$$Teneur\ en\ Ca^{2+}\ (mg/L) = V.\ N.\ D.\ 40,08.\ 10^3 / PE$$

Où :

- V: Volume de l'EDTA versé en ml,
- N: Normalité de l'EDTA,
- D: Facteur de dilution,
- PE: Prise d'essai,
- 40,08: Masse molaire de  $Ca^{2+}$ ,



*Fig. 41:* Les agitateurs.

## 5. DOSAGE DE MAGNESIUM

- **Principe**

Titration molaire des ions calcium et magnésium avec une solution de sel di-sodique de l'acide éthylène-diamine-tétracétique (EDTA) à pH=10. Le noir d'Eriochrome qui est donné comme indicateur.

- **Matériels utilisés**

APPAREILS	REACTIFS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dosimètre (Précision : 0,01ml).</li> <li>• Agitateur.</li> <li>• Pipette de 20 à 25 ml.</li> <li>• Bêcher de 50 ml.</li> <li>• Balance analytique (Précision : 0,001g)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le complexant EDTA à 0,01N,</li> <li>• Solution tampon (<math>NH_4OH + NH_4Cl</math>) a pH10,</li> <li>• Solution de noir Eriochrome (NET),</li> <li>• T.E.A.</li> </ul>

- **Mode opératoire**
  - ✓ On prend une prise d'essai de 20 ml.
  - ✓ Afin d'obtenir un pH convenable on ajoute une solution tampon pour maintenir a pH = 10,
  - ✓ Puis on ajoute le T.E.A et l'indicateur coloré Noir Eriochrome T.
  - ✓ Titrer a l'E.D.T.A jusqu'à la stabilisation de la couleur bleu.
- **Expression des résultats**

$$\text{Teneur en Mg}^{2+} \text{ (mg/L)} = (V_2 - V_1) \cdot N \cdot D \cdot 24,32 \cdot 10^3 / PE$$

Où :

- V<sub>1</sub>: Volume de l'EDTA en ml nécessaire au titrage du Ca<sup>2+</sup>,
- V<sub>2</sub>: Volume de l'EDTA en ml nécessaire au titrage de la somme Ca<sup>2+</sup>, Mg<sup>2+</sup>,
- N: Normalité de l'EDTA,
- D: Facteur de dilution,
- 24,32: Masse molaire de Mg<sup>2+</sup>,
- PE: Prise d'essai.



Fig. 42: Dosimètre du Magnésium (Précision : 0,01ml).

## 6. DOSAGE DE FER

- **Principe**

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

- **Matériels utilisés**

APPAREILS	REACTIFS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dosimètre (Précision : 0,01ml)</li> <li>• Agitateur</li> <li>• pH mètre</li> <li>• Plaque chauffante</li> <li>• Pipette de 50 ml</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Acide sulfo-salicytique à 20 %</li> <li>• Acide chlorhydrique</li> <li>• Acide nitrique</li> <li>• Solution de complexant EDTA à 0,01N</li> </ul>

- **Mode opératoire**

- ✓ On prend une prise d'essai de 50 ml, puis on ajoute environ 10ml d'HCL pour acidifier le milieu et on porte le mélange à l'ébullition,
- ✓ On ajoute ensuite 10 gouttes de HNO<sub>3</sub>, on laisse à cette température pendant 02 mn, puis refroidir le mélange et par la soude NaOH à 20% ajuster le pH à 2,5.
- ✓ On ajoute de l'acide sulfo-salicytique comme indicateur coloré, apparition d'une coloration rose tant qu'il y a du fer libre,
- ✓ On titre avec l'EDTA jusqu'à disparition de la tente rose (la couleur initiale de la solution).

**Remarque**

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

- **Expression des résultats**

$$\text{Teneur en Fe}^{2+} \text{ (mg/L)} = V. N. D. 55,85. 10^3 / PE$$

Où :

- V: Volume de l'EDTA pour doser le fer,
- D: Dilution,
- N: Normalité de l'EDTA,
- PE: Prise d'essai,
- 55,85: Masse molaire du fer,

## 7. DOSAGE DES SULFATES

Les sulfates les plus fréquemment rencontrés sont : les sulfates de sodium, les sulfates de d'ammonium et les sulfates de magnésium dans les eaux dures à forte concentration. Ils peuvent occasionner des problèmes gastro-intestinaux chez les enfants et considère l'eau comme non potable [**MEMENTO TECHNIQUE DE L'EAU**].

- **Principe**

Il consiste à précipiter le corps à doser sous forme d'un précipité soit à l'état pur, soit sous forme d'un composé de composition chimique bien connue. A l'aide de cette méthode, on fait le dosage du sulfate par la précipitation avec le chlorure de baryum (BaCl<sub>2</sub>). Les sulfates sont précipités sous forme de sulfate de baryum (BaSO<sub>4</sub>).

- **Matériels utilisés**

APPAREILS	REACTIFS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plaque chauffante</li> <li>• Pipette de 50 ml</li> <li>• Four réglé à 850°C</li> <li>• Creuset en platine</li> <li>• Papiers filtres</li> <li>• Dessiccateur</li> <li>• Balance analytique</li> <li>• Spectrophotomètre DR1900.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Solution de chlorure de baryum</li> <li>• HCL</li> <li>• Solution d'hélianthine à 3%</li> </ul>



*Fig. 43:* Spectrophotomètre DR 1900.

- **Mode opératoire**

- ✓ Introduire dans un bêcher 100 ml d'eau à analyser.
- ✓ Ajouter 02 ml de l'acide chlorhydrique pour éviter la précipitation ultérieure des carbonates.
- ✓ Vérifier que le pH est inférieur à 4.
- ✓ Porter à ébullition modérée et ajouter goutte à goutte sous agitation 20 ml de la solution de chlorure de baryum.
- ✓ Prolonger l'ébullition 10 min sans interrompre l'agitation.
- ✓ Laisser reposer et s'assurer que la précipitation est complète par l'addition d'une goutte de chlorure de baryum.
- ✓ Verser le liquide surnageant encore chaud sur un filtre sans cendre sans entrainer de précipité.
- ✓ Laver le précipité resté dans un bêcher à l'eau distillée bouillante.
- ✓ Agiter, laissé décanter et verser le liquide surnageant sur le filtre.
- ✓ Entrainer le précipité sur le filtre et laver à nouveau à l'eau distillée bouillante jusqu'à ce que les eaux de lavage ne précipitent plus le nitrate d'argent en milieu nitrique.
- ✓ Sécher le filtre à l'étuve à 100°C et l'incinérer dans une capsule de platine tarée.
- ✓ Après refroidissement ajouter quelques gouttes d'acide nitrique pour transformer en sulfate le sulfure provenant de la réduction du sulfate par le carbone du filtre.
- ✓ Évaporer avec précaution l'acide nitrique puis calciner à nouveau.
- ✓ Laisser refroidir et humecter ensuite avec de l'acide fluorhydrique pour éliminer la silice.
- ✓ Après avoir évaporé l'acide fluorhydrique, calciner à 600°C jusqu'à 700°C environ.
- ✓ Peser après refroidissement au dessiccateur.

- **Expression des résultats**

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

Où :

$P_1$ : Poids de creuset vide,

$P_2$ : Poids du creuset plein,

PE: Prise d'essai,

441,52: Le rapport de la masse atomique des sulfates  $\text{SO}_4 \cdot 10^3$  et la masse molaire du  $\text{BaSO}_4$ .



*Fig. 44:* Four à 850°C

## 8. DOSAGE DE BARYUM

- **Principe**

Le baryum précipite sous forme de chromate de baryum ( $\text{BaCrO}_4$ ) et pesé sous cette forme.

- **Réactifs**

- Eau oxygénée  $\text{H}_2\text{O}_2$  à 30%,
- Ammoniaque  $\text{NH}_4\text{OH}$ ,
- Chromate de potassium  $\text{K}_2\text{CrO}_4$  à 10%,
- Solution tampon ( $\text{CH}_3\text{COOH} + \text{CH}_3\text{COONH}_4$ ) à pH 4,6.

- **Mode opératoire**

- ✓ A l'aide d'une pipette de 50 ml, on effectue une prise d'essai de l'échantillon d'eau à analyser et on la met dans le bêcher,
- ✓ On ajoute cinq (05) gouttes de  $\text{H}_2\text{O}_2$  et on laisse bouillir le mélange sur une plaque chauffante jusqu'à dégagement total du  $\text{H}_2\text{O}_2$ .
- ✓ Ajouter cinq (05) gouttes d'ammoniaque et laisser le tout bouillir encore deux (02) minutes,
- ✓ Laisser refroidir la solution puis la filtrer à travers du papier filtre,

- ✓ Le filtrat récupéré est réglé à un pH de 4,6 avec un système tampon (CH<sub>3</sub>COOH + CH<sub>3</sub>COONH<sub>4</sub>).
- ✓ Ajouter 10 ml de K<sub>2</sub>CrO<sub>4</sub>, puis réchauffer la solution pendant 10 mn sur une plaque chauffante.
- ✓ Refroidir et laisser reposer pendant 1 heure.
- ✓ Laver un verre fritté N°04 avec une solution diluée de HCl puis avec de l'eau distillée, le sécher dans une étuve à 105°C pendant 30 mn puis le mettre dans un dessiccateur pendant 20 mn pour enfin le peser ,noter son poids vide P<sub>1</sub>.
- ✓ Filtrer la solution à travers le verre fritté à l'aide du système de filtration et laver plusieurs fois le bêcher avec une solution diluée de K<sub>2</sub>CrO<sub>4</sub> pour récupérer le maximum de dépôts.
- ✓ Mettre le verre fritté dans l'étuve à 105°C pendant 30 mn, le mettre dans le dessiccateur pendant 20 mn pour refroidir puis le peser, noter le poids P<sub>2</sub>.

• **Expression des résultats**

$$Teneur\ en\ Ba^{2+}\ (mg/L) = (P_2 - P_1) \cdot 542,131 / PE$$

Où :

542,131 : Masse molaire de Ba/Masse molaire BaCrO<sub>4</sub>. 10<sup>3</sup>

**9. DOSAGE D'EXTRAIT SEC**

• **Principe**

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

• **Matériels utilisés**

APPAREILS	REACTIFS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pipette de 10 à 20 ml.</li> <li>• Etuve réglée à 105 °C.</li> <li>• Capsule anti-grimpante.</li> <li>• Spectrophotomètre DR1900.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fluorure de sodium NaF</li> </ul>

• **Mode opératoire**

- ✓ On introduit une pincée de NaF dans une capsule anti-grimpante puis porter dans l'étuve pendant 1 heure à 105°C,
- ✓ Refroidir dans un dessiccateur et peser, on note son poids P<sub>1</sub>.
- ✓ On introduit une prise d'essai de 10 ml dans la capsule contenant le NaF et on la remet à l'étuve jusqu'à évaporation complète de l'eau,
- ✓ On le pèse et on note son poids P<sub>2</sub>.
- ✓ La différence de poids donne le poids de l'extrait sec.

• **Expression des résultats**

$$Teneur\ en\ extrait\ sec\ (mg/L) = (P_2 - P_1) \cdot D \cdot 10^3 / PE$$

Où :

P<sub>1</sub>: Poids du creuset vide,  
P<sub>2</sub>: Poids du creuset plein,  
D: Dilution.

## 10. DOSAGE DES CARBONATES ET BICARBONATES

- **Principe**

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

- **Matériels utilisés**

APPAREILS	REACTIFS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dosimétrie (précision 0,01)</li> <li>• Agitateur</li> <li>• pH mètre</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Solution de HCl à 0,05N</li> </ul>

- **Mode opératoire**

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

### 1. Détection des carbonates (CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>)

Si: pH < 8,30 ; l'eau ne contient pas de CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>

Si: pH > 8,30 ; on titre avec HCl jusqu'à obtention d'une valeur de pH égale à 8,30 et on note le volume versé.

### 2. Détection des bicarbonates (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>)

Si: pH < 4,30 ; l'eau ne contient pas d'ion bicarbonates HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>

Si: pH > 4,30 ; on titre avec HCl jusqu'à obtention d'une valeur de pH = 4,30 et on note le volume versé.

- **Expression des résultats**

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

Où :

V: Volume de HCl,  
61: Masse molaire de HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>,  
N: Normalité de HCl,  
62: Masse molaire de CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>,

### 11. DOSAGE DES CHLORURES

Le nitrate d'argent forme des précipités difficilement solubles avec de nombreux anions. C'est la raison pour laquelle, dans des mélanges contenant plusieurs anions différents, la courbe de titrage peut présenter plusieurs points d'équivalence. L'anion saisi le premier, et celui qui forme avec les ions  $\text{Ag}^+$  le composé le moins soluble. Ainsi, La solution titrante est composée d'ions  $\text{Ag}^+$  qui réagissent avec les ions  $\text{Cl}$  présents dans la solution à titrer [BENMANSOUR, 2015]

- **Principe**

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

- **Matériels utilisés**

APPAREILS	REACTIFS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Burette (précision 0,01)</li> <li>• Agitateur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Solution d'<math>\text{AgNO}_3</math> à 0,02 N</li> <li>• Solution de <math>\text{K}_2\text{CrO}_4</math></li> </ul>

- **Mode opératoire**

- ✓ On prend une prise d'essai de 10 ml,
- ✓ On ajoute quelque goutte de  $\text{K}_2\text{CrO}_4$  comme indicateur (coloration jaune),
- ✓ Puis on titre par une solution d' $\text{AgNO}_3$  jusqu'à l'apparition d'une coloration rouge brique.

- **Expression des résultats**

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

Où :

V: Volume d' $\text{AgNO}_3$ ,

D: facteur de dilution,

35,457 : Masse molaire du Chlore.

### 12. DOSAGE DU SODIUM ( $\text{Na}^+$ ) ET DU POTASSIUM( $\text{K}^+$ ), PAR PHOTOMETRIE A FLAMME

- **Principe**

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

- **Matériels utilisés**

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

- **Mode opératoire**

- ✓ On lit l'absorption des solutions étalons des concentrations connues C1, C2, C3, C4 et C5 avec le spectromètre de flamme,
- ✓ On trace la courbe de la concentration en fonction de l'absorption des solutions «la courbe d'étalonnage de Na<sup>+</sup> et de K<sup>+</sup>»,
- ✓ A l'aide de la courbe d'étalonnage on détermine la concentration correspondante.

- **Expression des résultats**

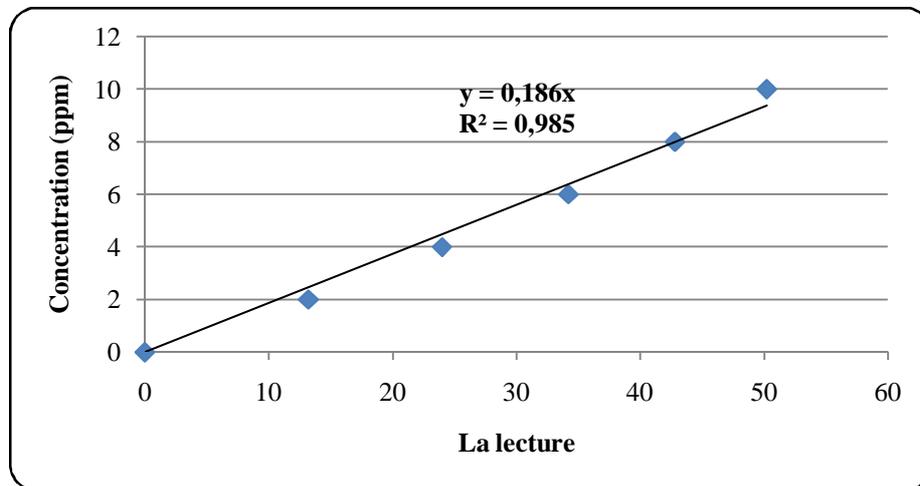
Après le traçage de la courbe d'étalonnage, on obtient l'équation de cette courbe qui a une forme Générale :  $Y = AX + B$

Où :

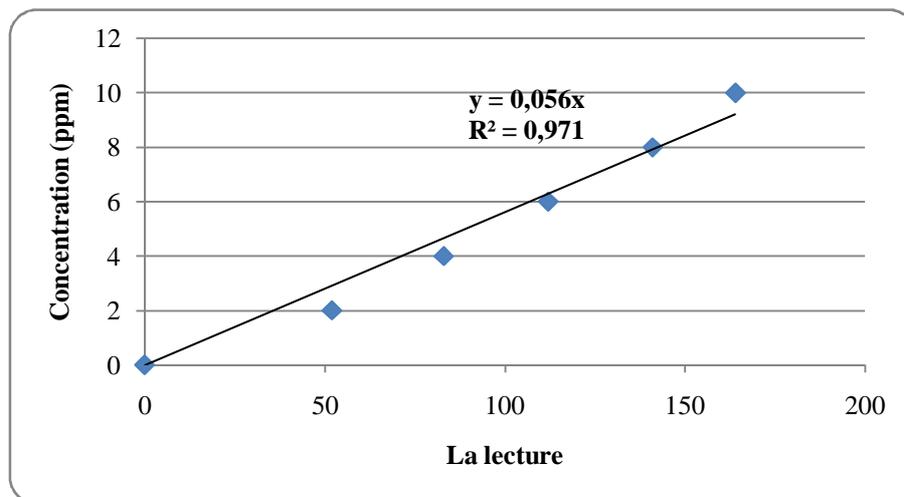
Y: La concentration en ppm,

X: L'absorbance (D),

A et B: Des constantes.



**Fig. 45 :** La courbe d'étalonnage du Sodium (Na<sup>+</sup>).



**Fig. 46:** La courbe d'étalonnage du Potassium (K<sup>+</sup>).

### 13. DETERMINATION DU TAUX CRITIQUE D'INCOMPATIBILITE DE L'EAU D'INJECTION ET DE GISEMENT DANS LES CONDITIONS DE SURFACE

- **Matériels utilisés**

APPAREILS	REACTIFS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Agitateurs.</li> <li>• Barreaux magnétiques.</li> <li>• Four.</li> <li>• Balance analytique.</li> </ul>	----

- **Mode opératoire**

✓ Déposer les 09 béchers étiquetés sur la plaque d'agitation multipostes en utilisant les pipettes adéquates. Mettre dans les béchers du premier au dernier l'eau de gisement : 10ml, 20ml, 30ml, 40ml, 50ml, 60ml, 70ml, 80ml et 90ml et les mettre en agitation sur l'agitateur multiposte.

✓ Ajouter dans ces béchers du premier au dernier l'eau d'injection (90ml, 80ml, 70ml, 60ml, 50ml, 40ml, 30ml, 20ml et 10ml).

✓ Laisser les béchers en agitation continue pendant une heure puis mesurer la turbidité.

✓ Filtrer chaque solution obtenue à travers un filtre sans cendres en utilisant le dispositif de filtration.

✓ Mettre les filtres contenant le précipité dans les creusées en platine préalablement lavés à chaud avec l'acide chlorhydrique ; puis rincée à l'eau distillé, mis au four à une température de 850°C pendant 20mn,

✓ Refroidir dans le dessiccateur pendant 20mn puis peser.

✓ Calciner le précipité à 850°C pendant 30mn et retirer du four, laissé reposer dans un dessiccateur pendant 20mn puis peser.

✓ Déduire le taux critique.

### 14. ANALYSES PAR DIFFRACTOMETRIE DES RAYONS 'X' (DRX)

- **Principe**

La technique de diffraction par les rayons 'X' permet de déterminer l'arrangement des atomes constitutifs d'une structure.

Cette méthode permet d'obtenir des informations à des échelles de l'Angström. Les analyses de diffraction des rayons 'X' ont été réalisées sur un diffractomètre de marque Panalytical X'Pert PRO MPD.

- **Mode opératoire**

✓ Le principe consiste à monter l'échantillon solide finement broyé sur un porte échantillon adéquat,

✓ Puis soumis à un faisceau des rayons 'X' pour être diffractés par les plans réticulaires des phases cristallines présentes.

✓ Un spectre de diffraction émis par cet échantillon est alors enregistré.

✓ Les données analytiques ainsi acquises et interprétées sont directement stockées sur le micro-ordinateur (Dell P4) qui pilote le 'X' Pert PRO MPD.

**Remarque :**

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

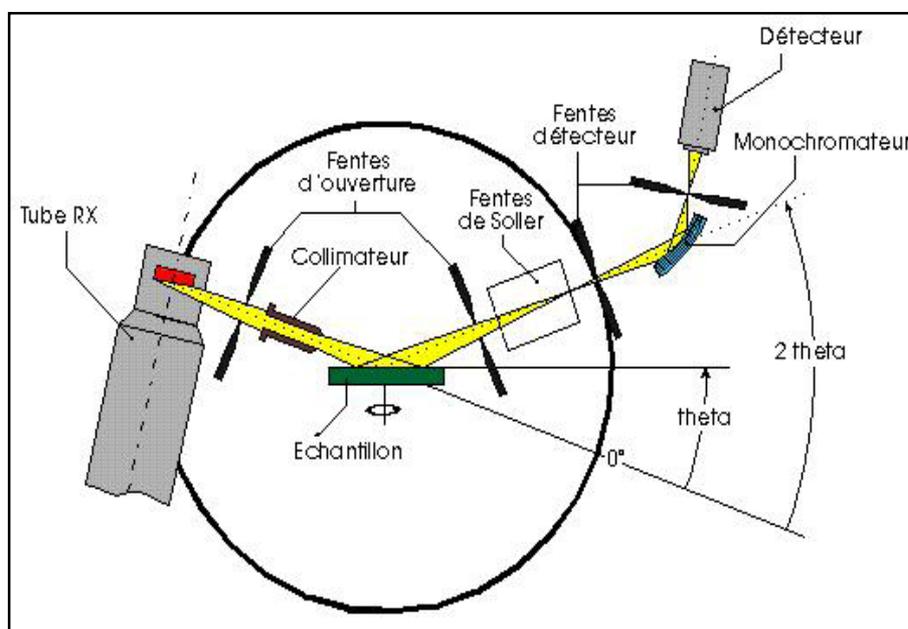


Fig. 47: Schéma d'un diffractomètre de rayons 'X' (Source : Document SONATRACH, 2009).

**15. TEST D'EFFICACITE D'UN INHIBITEUR DE DEPOT**

• **Principe**

Les inhibiteurs de dépôts sont testés sur le taux de mélange (eau d'injection/eau de gisement) critique. A ce taux de mélange, la précipitation des dépôts est maximale.

• **Matériels utilisés**

APPAREILS	REACTIFS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Turbidimètre.</li> <li>• Agitateurs.</li> <li>• Micro-seringue.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les inhibiteurs de dépôt.</li> </ul>

• **Mode opératoire**

- ✓ Préparer une série des béciers contenant 50 ml d'eau d'injection,
- ✓ Ajouter à cette eau des doses de produits à tester (10 ppm.....200 ppm),
- ✓ En utilisant une micro-seringue puis mettre en agitation,
- ✓ On les ajoutes dans des béciers contenant 50 ml d'eau de gisement.
- ✓ Laisser les solutions obtenues en agitation continue pendant 1 heure puis mesurer la turbidité de chaque solution.
- ✓ En fin, on calcule le rendement du produit aux différentes doses et on déduit l'efficacité de l'inhibiteur.

• **Expression des résultats**

Le rendement du produit anti dépôts à une dose donnée est déduit à partir de l'expression suivante :

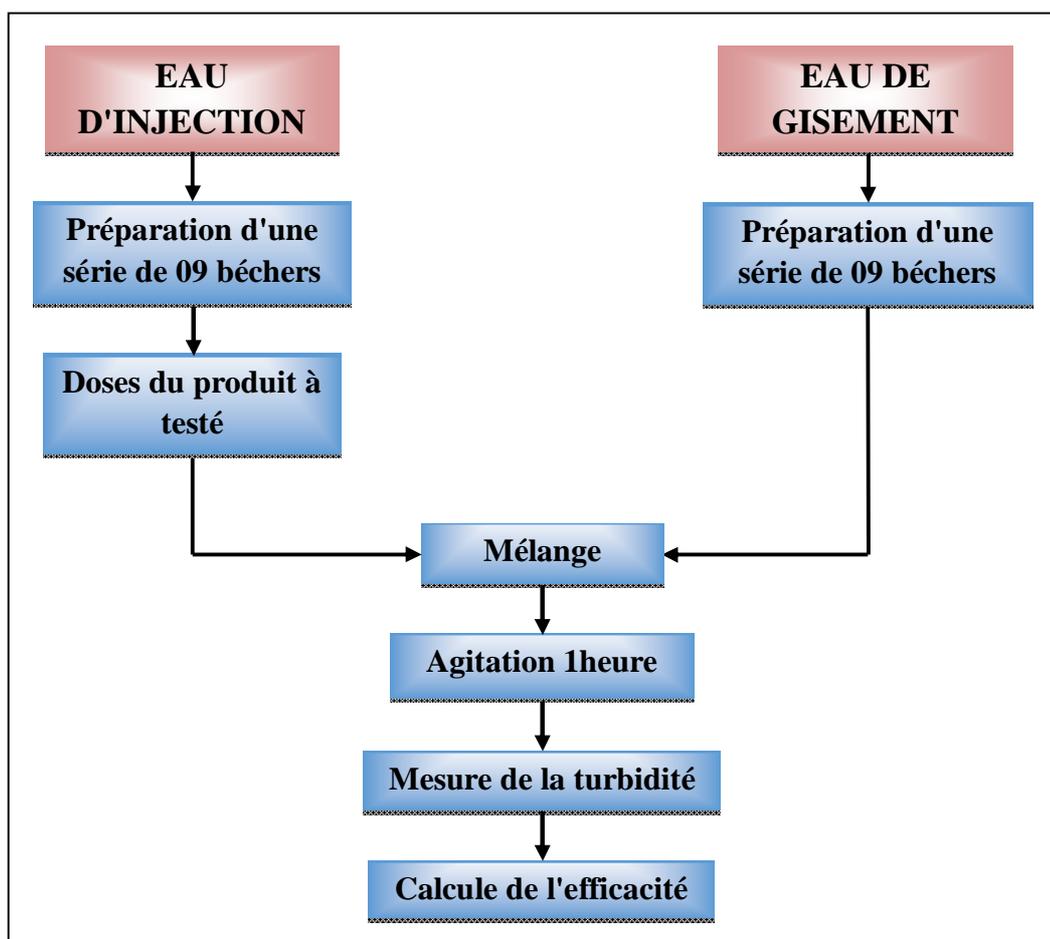
$$Eff (\%) = (T_0 - T_1). 100 / T_0$$

Où :

T1: Turbidité de la solution en présence de l'inhibiteur,

T0: Turbidité de la solution en absence de l'inhibiteur,

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



**Fig. 48:** Schéma récapitulatif du test d'efficacité d'un inhibiteur de dépôt.

## V. CONCLUSION

Les instruments d'analyse sont généralement complexes, coûteux et souvent difficiles à mettre en œuvre. Ils sont aussi le plus souvent volumineux et tributaires de sources d'énergie relativement importantes, donc peu adaptés à l'analyse sur site. Ils sont enfin affligés de temps de réponse souvent très longs (préparation des échantillons, étalonnage, durée de l'analyse proprement dite, sortie des données, etc...).

En revanche, avantage capital : la conception de ces instruments d'analyse permet d'obtenir une analyse complète du milieu.

Les progrès incessants des techniques analytiques permettent d'améliorer la connaissance des constituants des eaux et de leurs effets. Les normes de qualité sont de plus en plus sévères, les traitements de plus en plus sophistiqués et le contrôle demande à être d'autant plus précis et fiable.

***Chapitre 3 :***  
***Résultats et Interprétations***

### Chapitre 3: RESULTATS ET INTERPRETATIONS

#### I. RESULTATS D'ANALYSES PHYSICO-CHIMIQUE

Ce chapitre est consacré à l'interprétation des résultats des analyses physico-chimiques des prélèvements réalisés sur les puits TFT (611, 614, 36 et 223). Les résultats sont récapitulés dans le tableau suivant :

**Tableau. 10** : Les résultats des analyses physico-chimiques des puits TFT (614, 611, 36 et 223).

Échantillons	Puits LIAS (TFT 614)		Puits LIAS (TFT 611)		Eau Produite du Puits (TFT 36)		Puits (ORDO 223)	
Paramètres								
pH à 20 C°	8,18		8,06		5,98		2,45	
<b>Cations</b>	<b>mg/L</b>	<b>méq</b>	<b>mg/L</b>	<b>méq</b>	<b>mg/L</b>	<b>méq</b>	<b>mg/L</b>	<b>méq</b>
Ca <sup>++</sup>	296,3	14,815	330,86	16,54	7143	357,15	39983,8	1999,1
Mg <sup>++</sup>	105,4	8,36	181,18	14,89	657	54,03	2969,47	244,2
Na <sup>+</sup>	985,40	42,84	1294	56,26	8372	364	37927,7	1649,03
K <sup>+</sup>	49,09	1,25	63,99	1,64	466,40	11,95	1547,04	39,66
Ba <sup>++</sup>	0	/	0	0	0	0	830	12,08
Fe <sup>++</sup>	5,85	0,21	1,832	0,065	0	0	34,40	1,23
<b>Total</b>		<b>67,475</b>		<b>89,39</b>		<b>787,13</b>		<b>3945,35</b>
<b>Anions</b>	<b>mg/L</b>	<b>Méq</b>	<b>mg/L</b>	<b>Méq</b>	<b>mg/L</b>	<b>Méq</b>	<b>mg/L</b>	<b>Méq</b>
Cl <sup>-</sup>	1243	35,05	2130,7	60,09	27656	780	119135	3366,2
CO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	158,6	2,6	125,4	2,05	193,98	3,18	0	0
SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	1767,88	36,83	1700	35,41	867,4	18,07	0	0
<b>Total</b>		<b>74,48</b>		<b>97,55</b>		<b>801,25</b>		<b>3366,1</b>
<b>Extrait sec (mg/L)</b>	<b>5220</b>		<b>6720</b>		<b>45816</b>		<b>215060</b>	

**N.B :**

Méq = [E]/ Masse volumique [E]

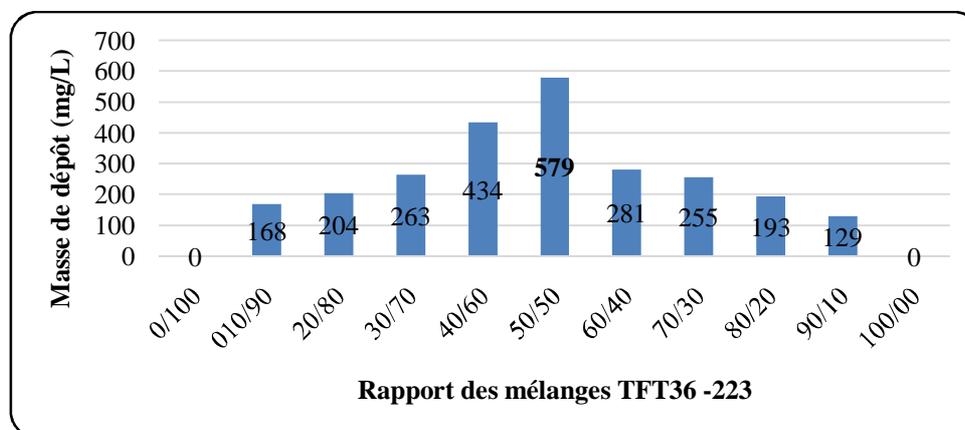
## II. RESULTATS DES ETUDES DE COMPATIBILITE

### 1. RESULTATS D'ETUDE DE COMPATIBILITE DU MELANGE DES EAUX AUX CONDITIONS DE SURFACE (TEMPERATURE AMBIANTE/PRESSION ATMOSPHERIQUE)

Les résultats de l'étude de compatibilité du mélange des différentes eaux sont récapitulés dans les tableaux suivants :

**Tableau. 11** : Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux (C.S) TFT 36 / 223.

RAPPORT DES MELANGES	MASSE DES DEPOTS OBTENUS (mg/L)	TFT 36/TFT ORDO 223 (mg/L)		
		Ca <sup>2+</sup>	Ba <sup>2+</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>
0/100	00	39983,80	830	0
10/90	168	33787,44	680	traces
20/80	204	29418,72	570	traces
30/70	263	27575,04	400	traces
40/60	434	24027,96	260	traces
50/50	<b>579</b>	19839,60	130	2
60/40	281	15991,92	60	25
70/30	255	12825,60	27	75
80/20	193	11022,00	traces	250
90/10	129	8456,88	traces	275
100/00	00	7143,00	00	867,4



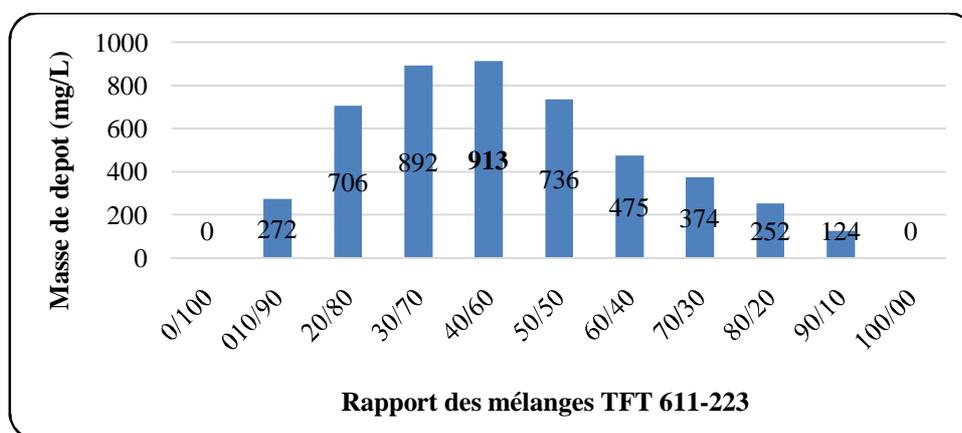
**Fig. 49** : Taux critique d'incompatibilité des eaux d'injection du puits (TFT 36) et des eaux de gisement (TFT 223).

La figure. 49, montre que les deux eaux : l'eau produite par le puits TFT 36 et l'eau du puits TFT 223 sont incompatible sur toute l'échelle des différents taux de mélange. Ainsi, la masse de dépôt obtenue augmente jusqu'à atteindre un maximum de **579 mg/L** pour un taux de mélange (**50/50**). Ce dernier représente le taux critique.

On remarque aussi sur le tableau. 11, que les sulfates évoluent inversement avec le baryum.

**Tableau. 12** : Les résultats d’analyses de l’étude de compatibilité du mélange des eaux (C.S) TFT 611 / 223.

RAPPORT DES MELANGES	MASSE DES DEPOTS OBTENUS (mg/L)	PUITS LIAS (TFT 611) / Puits ORDO (TFT 223) (mg/L)		
		Ca <sup>2+</sup>	Ba <sup>2+</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>
0/100	00	39983,80	830	00
10/90	272	27655,20	610	traces
20/80	706	26853,60	500	traces
30/70	892	24368,64	220	traces
40/60	<b>913</b>	20120,16	60	60
50/50	736	18356,64	28	220
60/40	475	13827,60	25	280
70/30	374	10460,88	traces	475
80/20	252	7735,44	traces	625
90/10	124	3927,84	traces	825
100/00	00	330,86	00	1700



**Fig. 50** : Taux critique d’incompatibilité des eaux d’injection du puits (TFT 611) et des eaux de gisement (TFT 223).

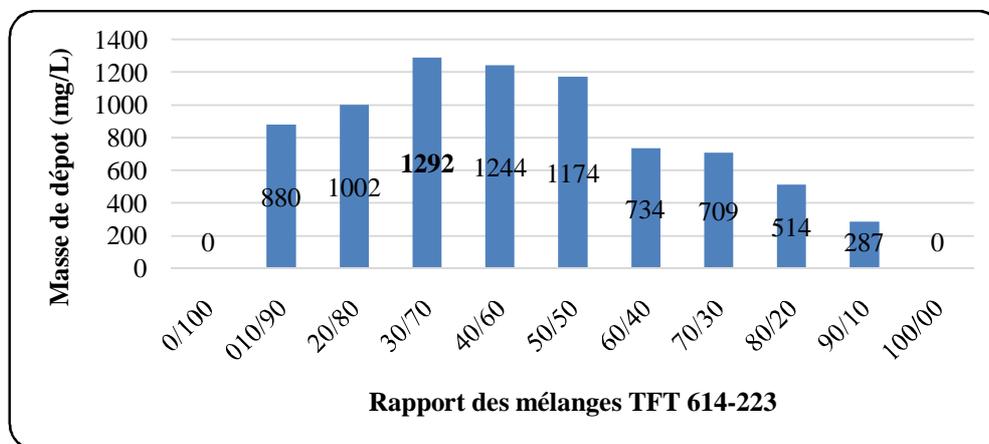
La figure. 50, montre que les deux eaux : l’eau du puits TFT 611 et l’eau du puits TFT 223 sont incompatible sur toute l’échelle des différents taux de mélange.

La masse de dépôts obtenue augmente jusqu’à atteindre un maximum de **913 mg/L** pour un taux de mélange (**40/60**).

Ce dernier représente le taux critique. On remarque aussi sur le tableau. 12 que les sulfates évoluent inversement avec le baryum.

**Tableau. 13** : Les résultats d’analyses de l’étude de compatibilité du mélange des eaux (C.S) TFT 614 / 223.

RAPPORT DES MELANGES	MASSE DES DEPOTS OBTENUS (mg/L)	PUITS TFT 614 / PUIES ORDO 223 (mg/L)		
		Ca <sup>2+</sup>	Ba <sup>2+</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>
0/100	00	39983,80	830	00
10/90	880	29579,04	405	traces
20/80	1002	26112,12	305	traces
30/70	<b>1292</b>	24027,96	195	Traces
40/60	1244	17935,80	33	02
50/50	1174	16973,88	25	125
60/40	734	13106,16	12	200
70/30	709	7174,32	traces	300
80/20	514	6813,60	traces	425
90/10	287	4328,64	traces	525
100/00	00	296,30	00	1767,88



**Fig. 51** : Taux critique d’incompatibilité des eaux d’injection du puits (TFT 614) et des eaux de gisement (TFT 223).

La figure. 51, montre que les deux eaux : l’eau du puits TFT 614 et l’eau du puits TFT 223 sont incompatible sur toute l’échelle des différents taux de mélange.

La masse de dépôts obtenue augmente jusqu’à atteindre un maximum de **1292 mg/L** pour un taux de mélange (**30/70**).

Ce dernier représente le taux critique. On remarque aussi sur le tableau.13 que les sulfates évoluent inversement avec le baryum.

**Tableau. 14** : Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux (C.S) TFT 611 / 36.

RAPPORT DES MELANGES	MASSE DES DEPOTS OBTENUS (mg/L)	PUITS LIASTFT 611 / EAU PRODUITE DE Puits TFT 36 (mg/L)		
		Ca <sup>2+</sup>	Ba <sup>2+</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>
0/100	0,00	7143	0,00	867
10/90	0,00	6467	0,00	950
20/80	0,00	5773	0,00	1030
30/70	0,00	5100	0,00	1117
40/60	0,00	4417	0,00	1206
50/50	0,00	3720	0,00	1280
60/40	0,00	3039	0,00	1367
70/30	0,00	2377	0,00	1450
80/20	0,00	1693	0,00	1539
90/10	0,00	1016	0,00	1617
100/00	0,00	330	0,00	1700

### Interprétation

Les deux eaux sont compatibles, il n'y a aucune formation de dépôt.

L'eau produite du puits 36 est une eau de gisement qui contenait à l'origine du Baryum, mais qu'il a été contaminé par les sulfates qui proviennent de l'eau d'injection.

Donc ce mélange (TFT 36/ TFT 611) ne pose pas de problème de colmatage au niveau des installations, du tubing ou dans le réservoir quand ils sont en contact.

## 2. RESULTATS D'ETUDE DE COMPATIBILITE (TEMPERATURE A 80°C /PRESSION ATMOSPHERIQUE)

**Tableau. 15** : Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux (Température à 80°C) TFT 36 / 223.

RAPPORT DES MELANGES	MASSE DES DEPOTS OBTENUS (mg/L)	PUITS TFT 36 / Puits ORDO 223 (mg/L)		
		Ca <sup>2+</sup>	Ba <sup>2+</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>
0/100	00	39983,80	830	00
10/90	581	38556,96	450	traces
20/80	600	32665,20	400	traces
30/70	917	31623,12	340	traces
40/60	<b>960</b>	27695,28	230	traces
50/50	955	25090,08	31	04
60/40	870	1997,88	20	62
70/30	460	16436,81	traces	150
80/20	352	11923,80	traces	300
90/10	234	8557,08	traces	550
100/00	00	7143	00	867,4

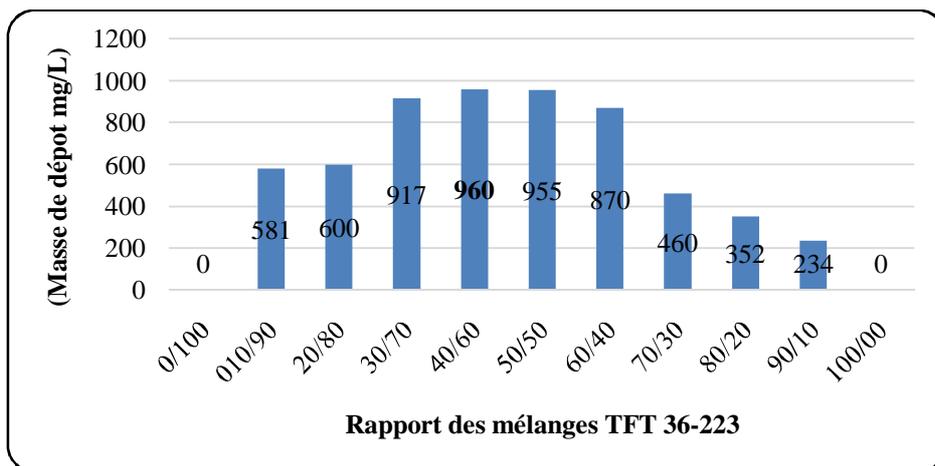


Fig. 52 : Le taux critique d’incompatibilité des eaux d’injection du puits (TFT 36) et des eaux de gisement (TFT 223).

La figure. 52, montre que les deux eaux : l’eau du puits TFT 36 et l’eau du puits TFT 223 sont incompatible sur toute l’échelle des différents taux de mélange. La masse de dépôts obtenue augmente jusqu’à atteindre un maximum de **960 mg/L** pour un taux de mélange (40/60). Ce dernier représente le taux critique. On remarque sur le tableau. 15 que les sulfates évoluent inversement avec le baryum.

Tableau. 16 : Les résultats d’analyses de l’étude de compatibilité du mélange des eaux (Température à 80°C) TFT 611 / 223.

RAPPORT DES MELANGES	MASSE DES DEPOTS OBTENUS (mg/L)	PUITS TFT 611 / PUIES ORDO 223 (mg/L)		
		Ca <sup>2+</sup>	Ba <sup>2+</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>
0/100	00	39983,80	830	00
10/90	376	38035,92	415	traces
20/80	735	33607,08	335	traces
30/70	830	29278,44	45	05
40/60	<b>863</b>	28256,40	10	70
50/50	570	20881,68	traces	250
60/40	522	14468,88	traces	425
70/30	389	11703,36	traces	525
80/20	255	7675,35	traces	750
90/10	113	4048,08	traces	1100
100/00	00	330,86	00	1700

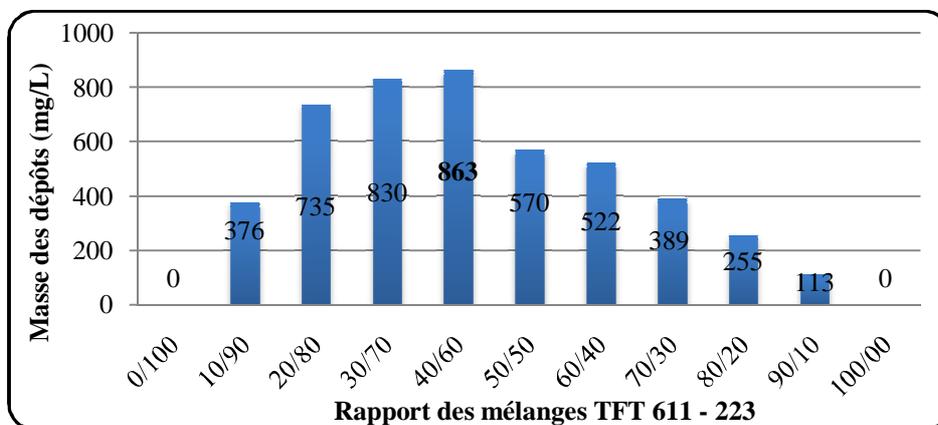


Fig. 53 : Le taux critique d’incompatibilité des eaux d’injection du puits (TFT 611) et des eaux de gisement (TFT 223).

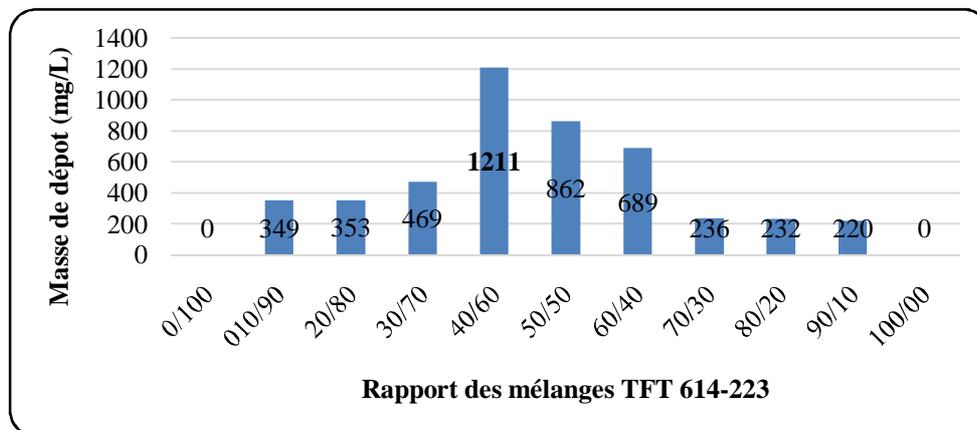
La figure. 53, montre que les deux eaux : l'eau du puits TFT 611 et l'eau du puits TFT 223 sont incompatible sur toute l'échelle des différents taux de mélange.

La masse de dépôts obtenue augmente jusqu'à atteindre un maximum de **863 mg/L** pour un taux de mélange (40/60). Ce dernier représente le taux critique.

On remarque sur le tableau. 16 que les sulfates évoluent inversement avec le baryum.

**Tableau. 17** : Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux (Température à 80°C) TFT 614 / 223.

RAPPORT DES MELANGES	MASSE DES DEPOTS OBTENUS (mg/L)	PUITS TFT 614 / Puits ORDO 223 (mg/L)		
		Ca <sup>2+</sup>	Ba <sup>2+</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2+</sup>
0/100	00	39983,80	830	00
10/90	349	24328,56	465	traces
20/80	353	24108,12	365	traces
30/70	469	23366,64	185	05
40/60	<b>1211</b>	19438,80	29	37
50/50	862	18817,56	19	120
60/40	689	13206,36	16	400
70/30	236	9699,36	traces	760
80/20	232	6104,18	traces	840
90/10	220	2745,48	traces	1060
100/00	00	296,3	00	1767,88



**Fig. 54** : Le taux critique d'incompatibilité des eaux d'injection du puits (TFT 614) et des eaux de gisement (TFT 223).

La figure. 54, montre que les deux eaux : l'eau du puits TFT 614 et l'eau du puits TFT 223 sont incompatible sur toute l'échelle des différents taux de mélange.

La masse de dépôts obtenue augmente jusqu'à atteindre un maximum de **1211 mg/L** pour un taux de mélange (40/60).

Ce dernier représente le taux critique. On remarque sur le tableau. 17 que les sulfates évoluent inversement avec le baryum.

### III. RESULTATS D'ANALYSES DES DEPOTS PAR DIFFRACTOMETRIE DES RAYONS 'X' (DRX)

Les résultats de l'analyse minéralogique par diffractométrie de rayons X des dépôts sont consignés dans les figures ci-après :

#### 1. DEPOTS TFT 36 / 223

Selon la figure ci-après, on remarque que les dépôts du TFT 36 / 223 contiennent principalement du Baryte strontienne (Oxyde de baryum).

- Baritestrontienne  $Ba_{0,75} Sr_{0,25}SO_4$ .
- Halite  $NaCl$ .
- Hematite  $Fe_2O_3$ .

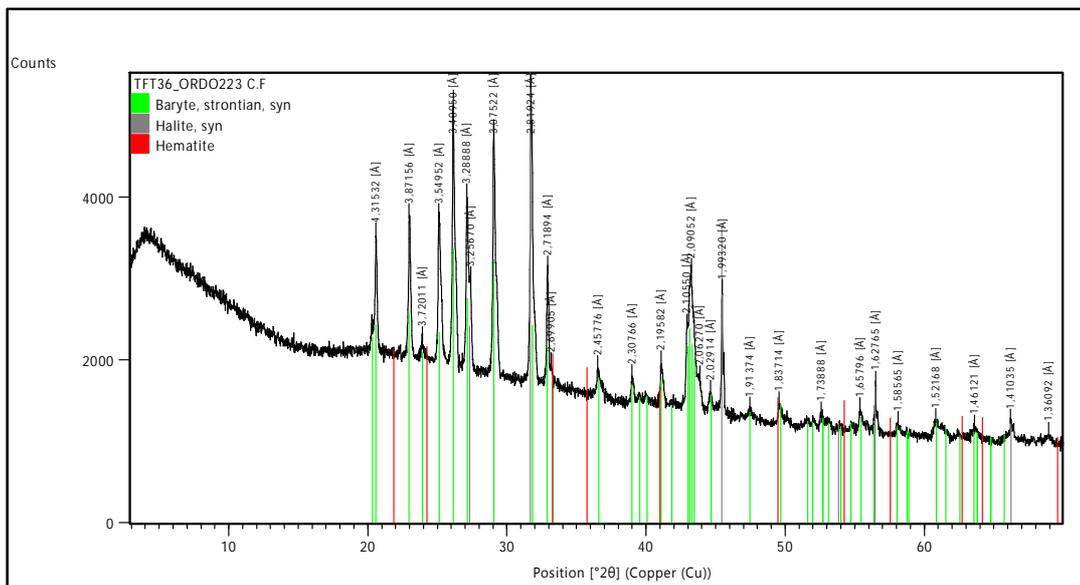


Fig. 55: Diffractogramme du dépôt TFT 36/223.

#### 2. DEPOTS TFT 611 / 223

Selon la figure ci-après, on remarque que les dépôts du TFT 36 / 223 contiennent principalement du Halite (sel germe).

- Halite  $NaCl$ .
- Baritestrontienne  $Ba_{0,75} Sr_{0,25}SO_4$ .
- Hematite  $Fe_2O_3$ .

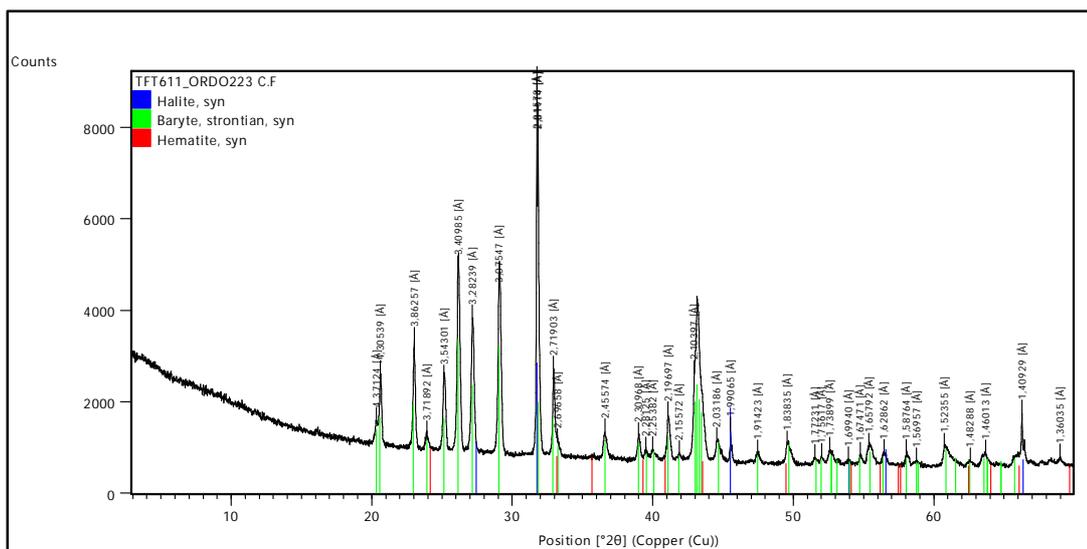


Fig. 56: Diffracto-gramme du dépôt TFT 611 / 223.

### 3. DEPOTS TFT 614 / 223

Selon la figure ci-après, on remarque que les dépôts du TFT 614 / 223 contiennent principalement du Baryte (oxyde de baryum).

- Baryte  $BaSO_4$ .
- Halite  $NaCl$ .
- Hematite  $Fe_2O_3$

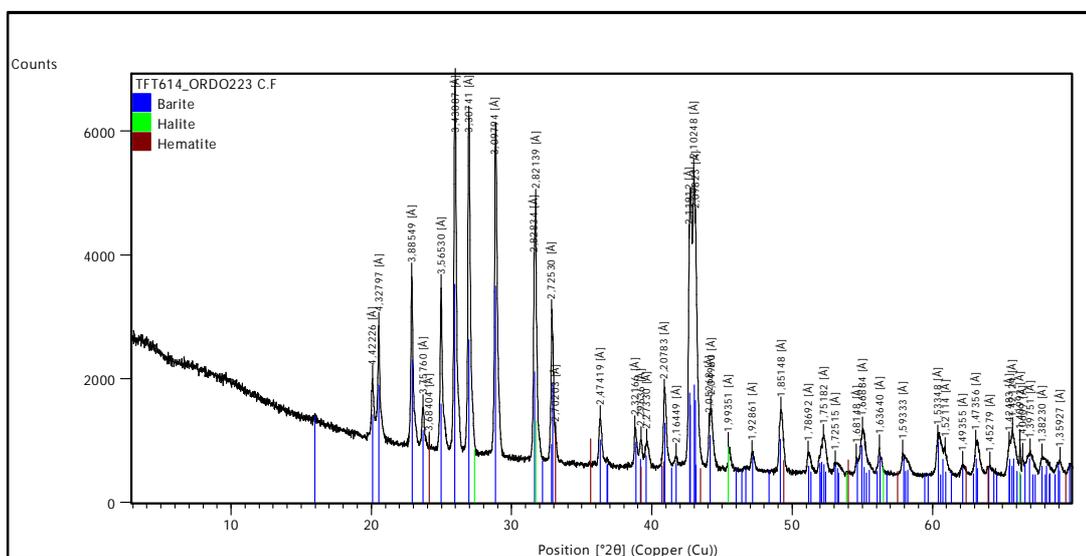


Fig. 57: Diffracto-gramme du dépôt TFT 614 / 223.

**Remarque :**

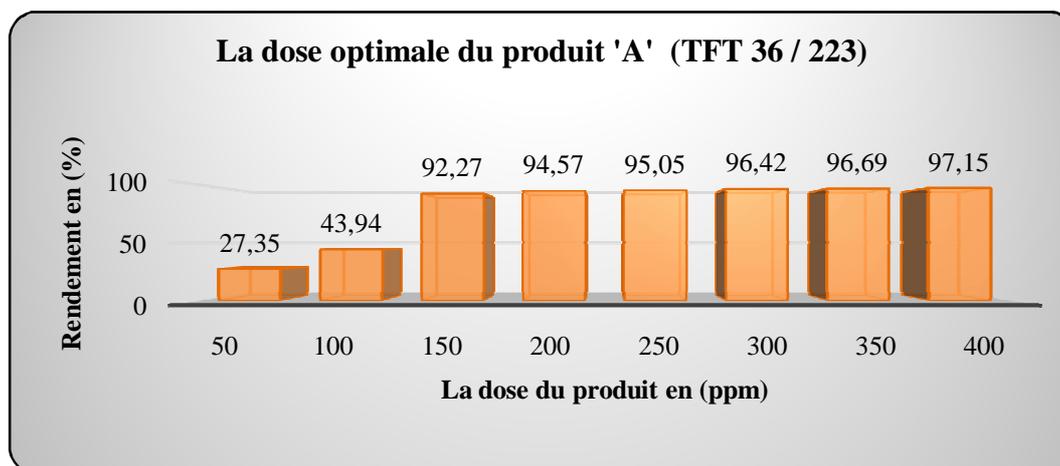
L'analyse minéralogique par diffractométrie des rayons 'X' ne porte que sur la partie cristallisée de l'échantillon et dans les limites de détection de cette technique d'investigation, la phase amorphe échappe donc à cette technique.

#### IV. RESULTATS D'ETUDE D'EFFICACITE DES ANTI-DEPOTS

Les résultats de l'étude d'efficacité des anti-dépôts sont récapitulés dans les tableaux suivants :

**Tableau. 18** : Détermination de la dose optimale du produit 'A' (TFT 36 / 223).

DOSES D'INHIBITEUR EN (ppm)	EAU INJECTION/E AU GISMENT (ml/ml)	TURBIDITE APRES 1H (NTU)	RENDEMENT (%)
Témoin (0)	50/50	669	0,00
50	50/50	486	27,35
100	50/50	375	43,94
150	50/50	51,7	92,27
200	50/50	36,3	94,57
250	50/50	33,1	95,05
300	50/50	23,9	96,42
350	50/50	22,1	96,69
400	50/50	19	97,15

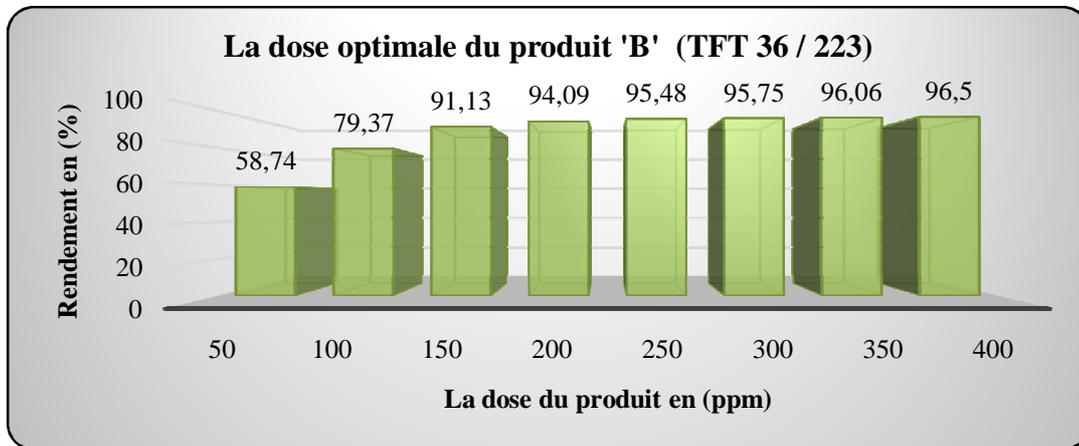


**Fig. 58** : La dose optimale du produit 'A' dans le mélange (eau du puits TFT 36 / 223).

Suite aux résultats obtenus sur l'anti dépôt 'A'. On remarque que son efficacité maximale est de **97,15%**, après une heure d'agitation pour une dose de **400 ppm**, sachant qu'à partir de la dose 150, 200, 250, 300 et 350 ppm la différence est relativement faible.

**Tableau. 19** : Détermination de la dose optimale du produit 'B' (TFT 36 / 223).

DOSES D'INHIBITEUR en (ppm)	EAU D'INJECTION/ EAU DE GISEMENT (ml/ml)	TURBIDITE APRES 1H (NTU)	RENDEMENT (%)
Témoin (0)	50/50	669	0,00
50	50/50	276	58,74
100	50/50	138	79,37
150	50/50	59,3	91,13
200	50/50	39,5	94,09
250	50/50	30,2	95,48
300	50/50	28,42	95,75
350	50/50	26,3	96,06
400	50/50	23,4	96,50



**Fig. 59** : La dose optimale du produit 'B' dans le mélange (eaux des puits TFT36 / 223).

On remarque que le produit 'B' est efficace à partir de la dose 150 ppm jusqu'à la dose 400 ppm. On enregistre une dose maximale de **96,5 %** pour la dose de **400 ppm**.

**Remarque :**

Les résultats des produits **A** et **B** sont très proche.

Tableau. 20 : Détermination de la dose optimale du produit ‘A’ (TFT 611 / 223).

DOSES D’INHIBITEUR EN (ppm)	EAU D’INJECTION/E AU DE GISEMENT (ml/ml)	TURBIDITE APRES 1H (NTU)	RENDEMENT (%)
Témoin (0)	40/60	1517	00
50	40/60	695	54,18
100	40/60	309	79,63
150	40/60	60,5	96,01
200	40/60	25,4	98,32
250	40/60	21,5	98,58
300	40/60	40,6	97,32
350	40/60	41,2	97,28
400	40/60	92,2	93,92

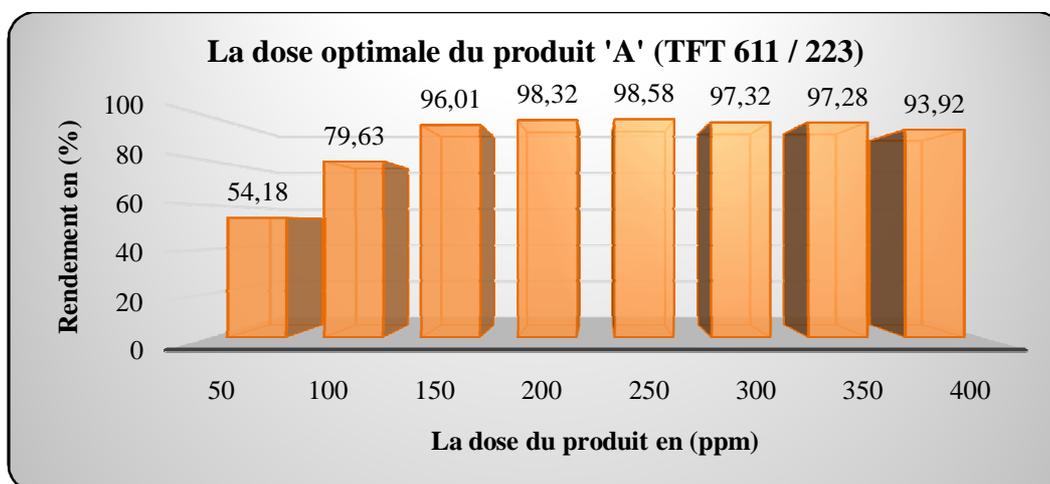


Fig.60: La dose optimale du produit ‘A’ dans le mélange (eau de puits TFT 611 / 223).

D’après la figure ci-dessus on remarque que l’efficacité du produit ‘A’ atteint une valeur maximale de **98,58 %** pour une dose de **250 ppm**.

Tableau. 21 : Détermination de la dose optimale du produit ‘B’ (TFT 611 / 223).

DOSES D’INHIBITEUR R en (ppm)	EAU D’INJECTION/EAU DE GISEMENT (ml/ml)	TURBIDITE APRES 1H (NTU)	RENDEMENT (%)
Témoin (0)	40/60	1517	00
50	40/60	1406	7,3
100	40/60	1131	25,44
150	40/60	84,7	94,41
200	40/60	22,7	98,50
250	40/60	7,36	99,51
300	40/60	7,82	99,48
350	40/60	10,9	99,28
400	40/60	12,3	99,18

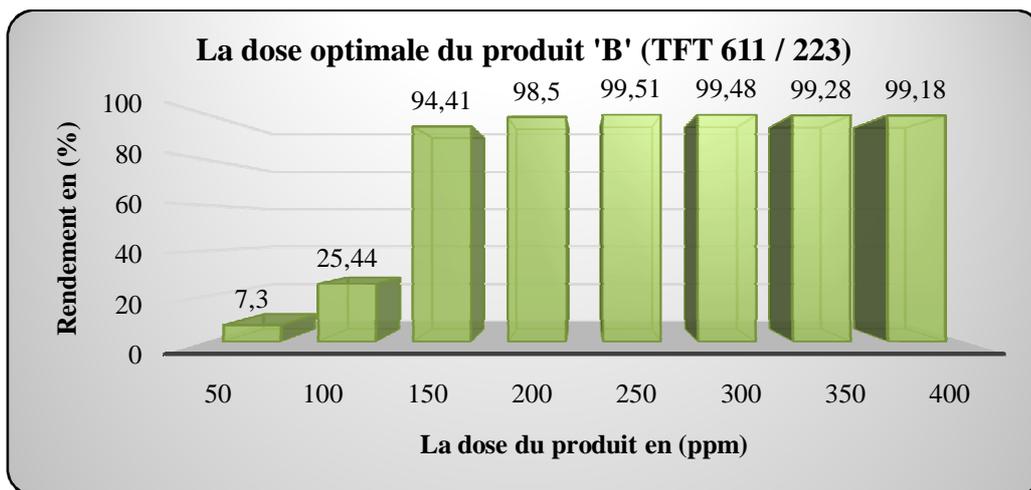


Fig.61: La dose optimale du produit 'B' dans le mélange (eau de puits TFT 611 / 223).

Suite aux résultats obtenus sur l'anti dépôt 'A' on observe une efficacité maximale de **99,51%** après une heure d'agitation pour une dose de **250 ppm**.

Sachant qu'à partir de la dose 150, 200, 250, 300, 350 et 400 ppm, la différence est relativement faible.

Tableau. 22 : Détermination de la dose optimale du produit 'A' (TFT 614 / 223).

DOSES D'INHIBITEUR EN (PPM)	EAU D'INJECTION/EAU DE GISEMENT (ml/ml)	TURBIDITE APRES 1H (NTU)	RENDEMENT (%)
Témoin (0)	30/70	803	0,00
50	30/70	125	84,43
100	30/70	52,3	93,49
150	30/70	28,2	96,48
200	30/70	20,4	97,45
250	30/70	13,8	98,28
300	30/70	12,1	98,49
350	30/70	57,1	92,88
400	30/70	73,5	90,84

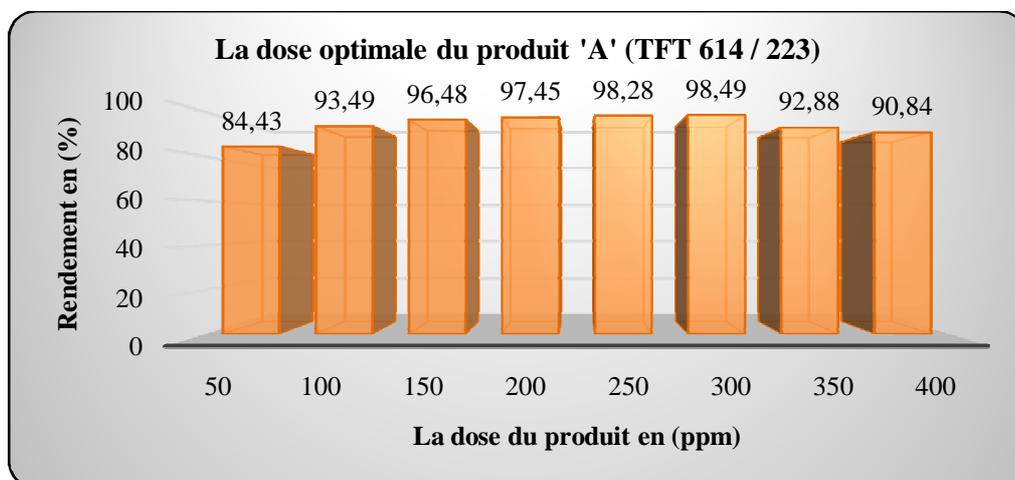


Fig.62: La dose optimale du produit 'A' dans le mélange (eau de puits TFT 614 / 223).

La différence entre les rendements en fonction des doses de 100 jusqu'à 400 ppm est relativement faible et la plus grande valeur est **98,49 %** pour une dose de **300 ppm**.

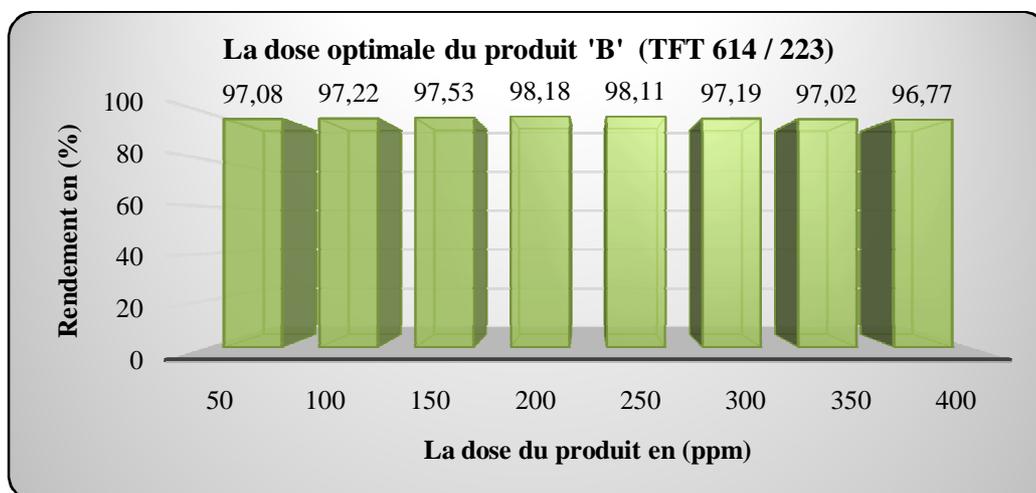
Quand la différence dépasse les 300 ppm, on aura l'effet secondaire de l'inhibiteur.



**Fig.63:** Essai d'efficacité 614 / 223.

**Tableau. 23 :** Détermination de la dose optimale du produit 'B' (TFT 614 / 223).

DOSES D'INHIBITEUR EN (ppm)	EAU D'INJECTION/EAU DE GISEMENT (ml/ml)	Turbidité après 1H (NTU)	RENDEMENT (%)
Témoin (0)	30/70	803	0,00
50	30/70	23,4	97,08
100	30/70	22,3	97,22
150	30/70	19,8	97,53
200	30/70	14,6	98,18
250	30/70	15,1	98,11
300	30/70	22,49	97,19
350	30/70	23,9	97,02
400	30/70	25,9	96,77



**Fig.64:** La dose optimale du produit 'B' dans le mélange (eau de puits TFT 614 / 223).

Le produit a une efficacité maximale de **98,18%** à une dose de traitement de **200ppm**.

La différence entre les rendements en fonction des doses de 50 jusqu'à 400 ppm est relativement faible

**Tableau. 24** : Détermination de la dose optimale du produit 'C' (TFT 36 / 223).

DOSES D'INHIBITEUR EN (ppm)	EAU D'INJECTION/EAU DE GISEMENT (ml/ml)	TURBIDITE APRES 1H (NTU)	RENDEMENT (%)
Témoin (0)	50/50	669	00
50	50/50	1011	/
100	50/50	990	/
150	50/50	621	7,17
200	50/50	494	26,15
250	50/50	282	57,84
300	50/50	249	62,78
350	50/50	193	71,15
400	50/50	178	73,39



**Fig.65**: Teste d'efficacité du produit 'C' sur le mélange (TFT 36 / 223).

La figure. 65 montre que l'addition du produit 'C' sur le mélange eau de gisement – eau d'injection n'est pas efficace à cause de l'incompatibilité de ce produit avec l'eau de gisement (Ordo 223).

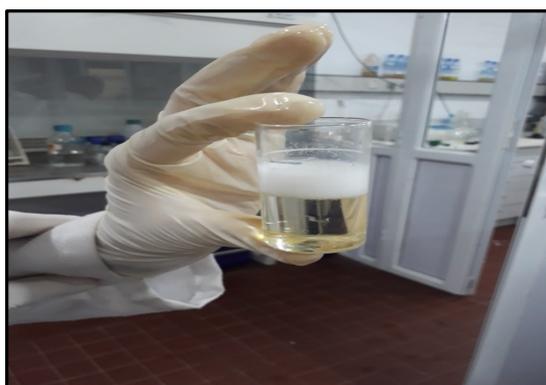
**Tableau. 25** : Détermination de la dose optimale du produit ‘C’ (TFT 611 / 223).

DOSES D'INHIBITEUR EN (ppm)	EAU D'INJECTION/EAU DE GISEMENT (ml/ml)	TURBIDITE APRES 1H (NTU)	RENDEMENT (%)
Témoin (0)	40/60	1517	00
50	40/60	1451	/
100	40/60	1881	/
150	40/60	1593	/
200	40/60	1634	/
250	40/60	1595	/
300	40/60	1669	/
350	40/60	1458	/
400	40/60	1577	/



**Fig.66:** Teste d'efficacité du produit ‘C’ sur le mélange (TFT 611 / 223).

La figure ci-dessus, montre que l’addition du produit ‘C’ sur le mélange eau de gisement –eau d’injection n’est pas efficace à cause de l’incompatibilité de ce produit avec l’eau de gisement (Ordo 223).



**Fig.67:** Résultat du mélange du produit ‘C’ avec l’eau de gisement (TFT 223).

Comme le montre la figure. 67, le produit ‘C’ n’est pas efficace dans tous les mélanges et selon toutes les doses parce qu’il est incompatible avec les eaux de gisement (Formation de deux 02 couches distinctes).

## V. CONCLUSION

A la lumière des résultats obtenus, on peut déduire que :

En ce qui concerne les analyses physico-chimiques, les mesures du pH dans la condition ambiante sont comme suit :

Les eaux d'injection ont un pH respectif de 5,98, 8,18 et 8,06 pour les puits respectives TFT 36, TFT 614 et TFT 611.

Par contre pour l'eau de gisement, le milieu s'est avéré acide avec un pH de 2,45.

Pour que notre travail soit juste on a vérifié et prouvé que:

- ✓ La somme des cations est des anions doit être inférieur ou égal à l'extrait sec,
- ✓ L'erreur est acceptable, avec :

$$E_{rr} (\%) = \frac{\Sigma[X+] - \Sigma[X-]}{\Sigma[X+] + \Sigma[X-]} \times 100 \leq 5 \%$$

- ✓ Pour vérifier que cette eau contient du Sulfate, on lui à injectée du BaCl<sub>2</sub>
- ✓ L'eau de gisement du puits TFT 223 est caractérisée par la présence des ions de baryum et de l'absence des ions sulfatés qui sont la source du dépôt incrustant (BaSO<sub>4</sub>).
- ✓ L'eau du puits TFT 223 est très chargée en solides dissous, elle se caractérise par sa teneur élevée en Baryum.
- ✓ Le mélange des deux (02) eaux (Eau du puits TFT 223 avec l'eau de l'albien) présente un précipité de (BaSO<sub>4</sub>). Les tests d'efficacité au niveau du laboratoire sont très indispensables à fin de déceler ces cas.
- ✓ L'eau du puits TFT 36 qui touche par l'eau d'injection le LIAS est chargée en sulfate (SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>), la formation des ces derniers (Sulfates de Baryum) est impossible.
- ✓ Des analyses et des investigations plus poussées s'imposent pour identifier les puits, qui produiraient plus de baryum qui seraient à l'origine du problème de formation des dépôts de sulfate de baryum au niveau du manifold principale, qui alimente le centre de production de TIN FOUYE TABANKOURT.
- ✓ Le maximum de précipitation correspond à des taux critiques du mélange:

❖ **Dans les conditions de surface**

1. 50% d'eau d'Ordovicien et 50% d'eau d'albien,
2. 60% d'eau d'Ordovicien et 40% d'eau d'albien,
3. 70% d'eau d'Ordovicien et 30% d'eau d'albien.

❖ **Dans les conditions du laboratoire (à T= 80°C).**

1. 60% d'eau d'Ordovicien et 40% d'eau d'albien,
2. 60% d'eau d'Ordovicien et 40% d'eau d'albien,
3. 60% d'eau d'Ordovicien et 40% d'eau d'albien.

- ✓ Le poids maximal des dépôts qui peut se former est de:
- ❖ **Dans les conditions de surface**
    1. 579 mg/L, pour le mélange TFT 36 / TFT 223,
    2. 913 mg/L, pour le mélange TFT 611 / TFT 223,
    3. 1292 mg/L, pour le mélange TFT 614 / TFT 223.
  - ❖ **Condition du laboratoire à  $T= 80^{\circ}\text{C}$** 
    1. 960 mg/L, pour le mélange TFT 36 / TFT 223,
    2. 863 mg/L, pour le mélange TFT 611 / TFT 223,
    3. 1211 mg/L, pour le mélange TFT 614 / TFT 223.

Ces mélanges sont considérés comme taux critiques pour tester les produits anti-dépôts.

Les résultats des tests d'efficacité ont montré que les produits 'A' et 'B' testés au laboratoire ont présentés selon leurs performances:

- Pour le produit 'A' : Une efficacité qui oscille entre **97,15%** pour une concentration de traitement de **400 ppm (TFT 36/ TFT 223)** et **98,58%** pour une concentration de traitement de **250 ppm (TFT 611/ TFT 223)**.
- Pour le produit 'B' : Une efficacité qui oscille entre **96,5%** pour une concentration de traitement de **400 ppm (TFT 36/ TFT 223)** et **99,51%** pour une concentration de traitement de **250 ppm (TFT 611/TFT 223)**.

Ces résultats obtenus au laboratoire permettent de faire une étude de sélection des produits efficaces. Cependant, seuls les tests industriels à réaliser sur site, permettront de se prononcer définitivement sur les performances de chaque produit, dans les conditions réelles de production.

## ***Conclusion Générale***

## **CONCLUSION GENERALE**

Le champ de Tin Fouyé Tabankort est situé à 1300 Km au Sud-Est d'Alger, sur le bassin d'Illizi, produit du gaz et de l'huile depuis la découverte du réservoir Ordovicien à 1645 m de profondeur en 1967.

L'injection d'eau a été mise en œuvre en 1980, afin d'améliorer la récupération d'huile par le maintien de la pression dans le réservoir. La ressource en eau d'injection produite par «gaz lift », se situe dans les grès du *Lias* reposant au-dessus de l'*Ordovicien*.

L'objectif principal de ce travail été de déterminer l'efficacité des inhibiteurs de dépôts de Sulfate de Baryum sur des surfaces métalliques. Ce type de dépôts survient, particulièrement, dans l'industrie pétrolière, notamment, lorsque l'eau injectée pour la récupération d'hydrocarbures est incompatible avec l'eau de gisement.

La première partie du travail a été consacrée à l'étude de la formation des dépôts suivie d'une seconde partie traitant de leur inhibition. En ce sens, dans le cadre de la partie formation des dépôts, en premier lieu, des mesures gravimétriques sur ces derniers obtenus à partir du mélange d'eaux incompatibles, formées d'une eau d'injection sulfatée et d'une eau de gisement riche en baryum, ont été effectuées. Elles ont permis d'étudier d'une manière quantitative les dépôts constitués en solution et leur inhibition.

Pour la partie inhibition des dépôts, l'étude à été consacrée à l'évaluation de l'efficacité de la performance des trois (03) produits anti-dépôts dans le taux de mélange le plus défavorable qu'on peut avoir dans le gisement (taux critique).

Les résultats des mesures ont permis de mieux comprendre les mécanismes d'action de chaque inhibiteur à savoir leur pouvoir d'inhibition au stade de la nucléation et/ou lors de la croissance cristalline sur le métal. Les mesures d'efficacité ont révélé que les produits testés possèdent effectivement des propriétés inhibitrices mais à des concentrations supérieures à 100 ppm pour un temps de séjour de l'ordre de 1H.

En effet, il a été constaté que l'augmentation du temps d'immersion et de la concentration de ces inhibiteurs influent sensiblement sur leur comportement vis-à-vis du substrat au point de pouvoir former une couche de film protecteur à la surface du métal

L'étude de compatibilité à montrer que dans les conditions de surface :

✓ Les eaux produites par le puits TFT 36 et les eaux du puits TFT 223 sont incompatible, avec un maximum de dépôt obtenu de **579 mg/L**.

✓ Les eaux du puits TFT 611 et les eaux du puits TFT 223 sont incompatible aussi avec un maximum de dépôt égal à **913 mg/L**.

✓ Les eaux du puits TFT 614 et l'eau du puits TFT 223 sont incompatible avec un maximum de dépôt de **1292 mg/L**.

✓ Par contre les eaux du TFT 36 et TFT 611 sont compatibles et il n'y a aucune formation de dépôt. L'eau produite du puits 36 est une eau de gisement qui contenait à l'origine du Baryum, mais qu'il à été contaminé par les sulfates qui proviennent de l'eau d'injection. Donc ce mélange ne pose pas de problème de colmatage au niveau des installations, du tubing ou dans le réservoir quand ils sont en contact.

Contrairement dans les conditions à 80°C, toutes les eaux des différents puits sont incompatibles.

Les résultats ont montrés que l'eau de gisement du puits TFT 223 est caractérisée d'une part, par la présence des ions de baryum et de l'absence des ions sulfatés qui sont la source du dépôt incrustant ( $\text{BaSO}_4$ ) et d'autre part, elle est très chargée en solides dissous, à cause de sa teneur élevée en Baryum.

Le mélange des deux (02) eaux (l'eau du puits TFT 223 / Eau de l'albien) présentent un précipité de ( $\text{BaSO}_4$ ), contrairement aux eaux du puits TFT 36 qui est touchée par l'eau d'injection du *LIAS* et qui est chargée en sulfate ( $\text{SO}_4^{2-}$ ), ce qui rend la formation des sulfates de Baryum impossible.

### ***SUGGESTIONS & RECOMMANDATIONS***

Les recommandations suivantes peuvent contribuer pour mieux sélectionner un produit anti-dépôts efficace.

- Une étude de compatibilité dans les conditions de fond,
- Un test d'efficacité des produits dans les conditions de fond,
- Un test industriel à réaliser sur site, permettra de se prononcer définitivement sur les performances de chaque produit, dans les conditions réelles de production.
- Une étude de compatibilité avec une méthode quantitative (Néphélogétrie) pour déterminer la turbidité de l'eau et faire une comparaison avec la méthode classique.
- Une étude de l'impact de l'activité pétrolière dans le Sahara sur les ressources hydriques frontalières (Bassins Berkine et Illizi).

# ***Bibliographie***

## Références Bibliographiques

- **ABID. S & KERKOU. N, (2008)** : Etude de la compatibilité des eaux de gisement et celle d'injection dans le champ de Zarzaitine de la région de Ain Amenas ». Mémoire.
- **AMZIANI. L, (1992)** : Influence ionique sur la solubilité des dépôts de sels. Université de Boumerdés. Mémoire DEUA.
- **ANONYME 1, (2003)** : Travaux pratiques de chimie analytique, pharmacie 1<sup>ère</sup> Année -2002-2003. Gravimétrie.
- **ARCHIVE 1** : Cas du Tchad, peut-on éviter la malédiction pétrolière.
- **ARCHIVE 2** : Spécification de produits minéraux pour fluide de forage. Edition TECHNIP- Paris.
- **AUZANNEAU, M. (2016)** : *Or noir, la grande histoire du pétrole, Journal la découverte, 2015-2016, 881 p., (ISBN 978-2-7071-9062-8).*
- **BAILEY. B, CRABTREE. M, TYRIE. J, ELPHICK. J, KUCHUK. F, ROMANO. C & ROODHART. L, (2000)** : Water control. Oil field review.
- **BELAZZOUG. F, (2012)** : Etude des problèmes des venues d'eau dans les champs d'huile. Mémoire de Magister, spécialité : Génie pétrolier. Université Kasdi Merbah, Ouargla.
- **BELLAL. B & ZIANE. F.Z, (1997)** : Etude de l'effet de la salinité sur la solubilité du sulfate de baryum, de strontium, de calcium et de carbonate de calcium et sur leurs inhibitions.
- **BENKADDOUR N., (2015)** : Contribution à l'étude de l'efficacité de la graine de *moringa oleifera* dans la dépollution des eaux d'oued Safsaf. Mémoire pour l'obtention du diplôme d'ingénieur. Université Abou Bekr- Belkaid, Tlemcen, faculté des sciences de la vie et de la nature et sciences de la terre et de l'univers. Département de des sciences d'agronomie et des forets.
- **BENMANSOUR N., (2015)** : Contrôle de qualité d'un antiseptique de fabrication locale vendu en pharmacie l'eau de Dakin. Mémoire de master en chimie. Université Abou Bekr Belkaid, Tlemcen. Faculté des Sciences. Département de Chimie.
- **BOULEY. N., TANQUERY. C.H. & WYOMING, (2006)**: The chemistry and technology of petroleum, CHEMICAL INDUSTRIES A, series of reference Books and Textbooks Founding Editor, FOURTCH EDITION.
- **CATALOGUE CECA, (1975)** : Division produits chimiques pétroliers.
- **CHARLESTON. J, (1970)** : Scale removal in the Verdin. Manitoba Area, SPE 2160, 43rd Annual fall meeting, Houston.
- **CHARLOT & GASTON** : Les méthodes de la chimie analytique, analyse quantitative minérale.
- **DUNN. K, (1999)**: Mechanisms of surface precipitation and dissolution of Barite, A morphology approach. Journal of colloid and interface science, 214, 427-437.
- **EXPLORATION & PRODUCTION** : Le processus, les produits chimiques. Support de formation. Cours EXP-PR-PR060 Révision 0.1. Total.

- **FOURAR. K, (2007)** : Amélioration des propriétés rhéologiques des fluides de forage a base de biopolymers, application aux puits horizontaux. Thèse de Magister. Université Mohamed Bouguera de Boumerdes.
- **GOUGET & DUGA, (1973)** : Manuel de traitement des eaux d'injection, Ed Technip.
- **GRAVIER. J.F, (1998)** : Propriétés des fluides de gisement. Tome II.
- **HADJ YUCEF. M, (2016)** : Cours de chimie en solution, Faculté de chimie. Université des sciences et de la technologie d'Oran, Mohamed Boudiaf. 205pp.
- **IORDACHESEO. M, (1970)** : Dépôts cristallins dans la production du pétrole. Revue IFP, Vol 25, N°56.
- **J. RODIER, (2009)** : Analyse de l'eau. 9<sup>ème</sup> édition totalement mise à jour. Edition DUNOD, 1579p.
- **KAVITHA. T, ARJUN. J. K, ANEESH. B. & HARIKRISHNAN. K, (2011)**: Prokaryotic Community Profile in a Wetland Ecosystem. International Journal of Current Research in Biosciences and Plant Biology. ISSN: 2349-8080 (Online), Volume 3, Number 5 (May 2016).
- **KRAUS, R, S** : La prospection et l'extraction pétrolière. Encyclopédie de sécurité et de la santé au travail. Branche basée sur les ressources naturelles.
- **LATIL, M. (1975)** : Cours de production, tome : 6. Récupération assisté, édition Technip.
- **LATIL, M. (1975)** : Techniques d'exploitation pétrolière, Ed Technip, Chapitre 3, p 45].
- **LIVRE MODULE IS01** : thème 2, Fonction ouvrier de surface direction de la formation centre de filière forage. Edition ENAFOR.
- **MANUEL, (2001)** : Manuel de traitement des eaux d'injection. Chambre syndicale.
- **MEMENTO TECHNIQUE DE L'EAU**, Tome1, chapitre 1. L'Eau : ses propriétés, 2<sup>ème</sup> édition p : 38.
- **MENDOZA. A, (1999)**: Sulphate scale dissolution: Examination of the factors controlling the effectiveness of EDTA and DTPA based on scale solvers and their comparative effectiveness against different Sulphate minerals. 10<sup>th</sup> NIF International Oilfield Chemical Symposium. Fagernes, Norway.
- **NALCO, (1983)** : Manuel de l'eau France –KEMMER, paris.
- **NEZZAR. S, (2007)** : Rapport de stage traitement des eaux.
- **NOUGARO. J** : Forage rotary. Edition Technique pétrolière.
- **PROCHINOR, (1998)** : Le service et les spécialités dans l'industrie pétrolière, Edition 1998, p 31 -49.
- **REVUE CRD. (2009)** : La gestion d'eau, Déploiement de programme «Réservoir to tank» amélioration de système production de TFT-Ordovicien .Tin Fouyé Tabankort.
- **ROBERT. D & RICHARD**: The compatibility of oil field water, Ch 12, P 36.
- **RONDON VILATTE. C, (2000)** : Etude des mécanismes de libération d'actifs nano-dispersés, Application au traitement de puits. Université bordeaux I, école doctorale des sciences chimiques.
- **SALHI. K, (1992)** : Etude de l'influence de la force ionique et la température sur la

solubilité de  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{SrSO}_4$  et  $\text{BaSO}_4$ . Mémoire d'ingénieur I.N.H.C. Boumerdes.

• **SELMANE, K. (2016)** : L'impact des forages pétroliers sur le continentale intercalaire dans la région d'Illizi. Mémoire de fin d'étude en vue d'obtention d'un diplôme de Master en Géologie pétrolière, Université Kasdi Merbah, Ouargla.

• **SZEZUKA. J-P, (2005)** : Forage dirigé Ingénierie et méthodes. Edition 3.3, 245p.

• **ZHU. Y, (2004)** : Etude expérimentale de la cristallisation du bicarbonate de sodium. Université Libre de Bruxelles (ULB), Faculté des sciences appliquées / Ecole polytechnique, service de chimie Industrielle.

### Webographie:

• **AFFOURI. H, (2015)** : Cours sur les systèmes pétroliers, Master professionnel génie pétrolier (M.P.G.P.1), Faculté des Science de Sfax, Département des Science de la Terre. Url : <https://fr.slideshare.net/MennouKhalilouAffouri/les-systemes-petroliers-mpgp1-2014-15>.

• **ANONYME 2.** Solubilité et dissolution. Url : [scouturier.pbworks.com/f/Solubilité+et+dissolution.pptx](http://scouturier.pbworks.com/f/Solubilité+et+dissolution.pptx).

• **ANONYME 3.** Url : <https://www.lesbonsprofs.com/svt/migration-du-petrole-et-piegeage-des-hydrocarbures-1864>.

• **Article Wikipédia encyclopédie universel.** Url: <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/formation-du-petrole>.

• **MAZEL J. (1988)**: Oued Gueterini (1), La rencontre avec le pétrole. Cercle Algérieniste, Association culturelle des français d'Afrique du Nord. Url: <http://www.cerclealgerianiste.fr/index.php/archives/encyclopedie-algerianiste/histoire/histoire-economique/exploitation-du-sous-sol/312-oued-gueterini-1-la-rencontre-avec-le-petrole>.

• **SCHLUMBERGER. (2019)**: Oilfield Water Treatment Services. Url: <https://www.slb.com/services/processing-separation/oilfield-water-services.aspx>.

## *Liste des Figures*

## LISTE DES FIGURES

Fig. 1	Organigramme de la macrostructure de SONATRACH (Source : SONATRACH).	03
Fig. 2	Organigramme de la direction centrale de recherche et développement (Source : SONATRACH).	05
Fig. 3	Organigramme de la direction Assistance aux unités Industrielles (AUI) (Source : SONATRACH).	07
Fig. 4	Echantillon de 100ml de pétrole (Source : SONATRACH).	08
Fig. 5	La maturation du kérogène en pétrole (Source : Wikipédia).	09
Fig. 6	Hydrocarbures pris au piège (Source : Wikipédia).	10
Fig. 7	La migration des hydrocarbures (Source : Wikipédia).	11
Fig. 8	Compositions d'un appareille de forage pétrolier [SELMANE, 2016].	12
Fig. 9	L'exploitation primaire du pétrole (Source : Revue CRD).	16
Fig. 10	L'exploitation secondaire et tertiaire du pétrole (Source : Revue CRD).	17
Fig. 11	Schémas réguliers d'injection (Source : Document SONATRACH).	19
Fig. 12	Répartition du domaine minier en Algérie (Source : Document SONATRACH).	21
Fig. 13	Prélèvements d'eau pour l'activité pétrolière (Source : Document SONATRACH).	21
Fig. 14	Prélèvements d'eau par activité (Source : Document SONATRACH).	21
Fig. 15	Injection d'eau du Continentale Intercalaire (Source : Document SONATRACH).	22
Fig. 16	Injection d'eau par bassin (Source : Document SONATRACH).	22
Fig. 17	Chaîne d'injection d'eau de nappes phréatique.	23
Fig. 18	Chaîne des eaux de production.	23
Fig. 19	Effet de la perméabilité [BAILEY & al., 2000].	24
Fig. 20	Effet des fissures et des barrières [BAILEY & al., 2000].	25
Fig. 21	Effet de la fracturation hydraulique [BAILEY & al., 2000].	25
Fig. 22	La forme cristalline du Sulfate de Calcium ( $\text{CaSO}_4$ ).	33
Fig. 23	Les Cristaux du Sulfate de Strontium ( $\text{SrSO}_4$ ).	34
Fig. 24	Les différents types de Cristaux de Sulfate de Baryum ( $\text{BaSO}_4$ ).	35
Fig. 25	Précipitation de $\text{BaSO}_4$ dans les installations de fond et de surface (Source : Revue CRD).	35
Fig. 26	Situation géographique de la région d'Illizi (Source : Document SONATRACH, 2009).	44
Fig. 27	Situation géologique du bassin d'Illizi (Source : Document SONATRACH, 2009).	45
Fig. 28	Le Log stratigraphique et lithologique du bassin d'Illizi (Source : Document SONATRACH, 2006).	46
Fig. 29	Situation géographique de TFT (Source : Document SHLUMBGER, 2010).	47
Fig. 30	Situation géographique (Source : Document SONATRACH).	49
Fig. 31	Gisements de TFT (Source : Document SONATRACH).	49
Fig. 32	Carte en isobathe au toit de l'Ordovicien et au mur (Source : Document SHLUMBGER, 2010).	51
Fig. 33	Carte en isobathe avec séries des failles du TFT (Source : Document SHLUMBGER, 2010).	52
Fig. 34	Log stratigraphique et lithologique de TFT (Source : Document SONATRACH 2010).	54
Fig. 35	Schéma représentatif d'un essaie de compatibilité.	58
Fig. 36	Schéma des étapes de réalisation d'une étude de compatibilité au laboratoire.	59
Fig. 37	Le pH mètre.	60
Fig. 38	Thermomètre de laboratoire.	60
Fig. 39	Turbidimètre.	61
Fig. 40	Dosage du Calcium.	61
Fig. 41	Les agitateurs.	62

Fig. 42	Dosimètre du Magnésium (Précision: 0,01ml).	63
Fig. 43	Spectrophotomètre DR 1900.	65
Fig. 44	Four à 850°C.	66
Fig. 45	La courbe d'étalonnage du Sodium ( $Na^+$ ).	70
Fig. 46	La courbe d'étalonnage du Potassium ( $K^+$ ).	70
Fig. 47	Schéma d'un diffractomètre de rayons 'X'.	72
Fig. 48	Schéma récapitulatif du test d'efficacité d'un inhibiteur de dépôt.	73
Fig. 49	Taux critique d'incompatibilité des eaux d'injection du puits (TFT 36) et des eaux de gisement (TFT 223).	75
Fig. 50	Taux critique d'incompatibilité des eaux d'injection du puits (TFT 611) et des eaux de gisement (TFT 223).	76
Fig. 51	Taux critique d'incompatibilité des eaux d'injection du puits (TFT 614) et des eaux de gisement (TFT 223).	77
Fig. 52	Le taux critique d'incompatibilité des eaux d'injection du puits (TFT 36) et des eaux de gisement (TFT 223).	79
Fig. 53	Le taux critique d'incompatibilité des eaux d'injection du puits (TFT 611) et des eaux de gisement (TFT 223).	79
Fig. 54	Le taux critique d'incompatibilité des eaux d'injection du puits (TFT 614) et des eaux de gisement (TFT 223).	80
Fig. 55	Diffractogramme du dépôt TFT 36/223.	81
Fig. 56	Diffractogramme du dépôt TFT 611/223.	82
Fig. 57	Diffractogramme du dépôt TFT 614/223.	82
Fig. 58	La dose optimale du produit 'A' dans le mélange (eau du puits TFT 36/223).	83
Fig. 59	La dose optimale du produit 'B' dans le mélange (eaux des puits TFT36/223).	84
Fig. 60	La dose optimale du produit 'A' dans le mélange (eau de puits TFT 611/223).	85
Fig. 61	La dose optimale du produit 'B' dans le mélange (eau de puits TFT 611/223).	86
Fig. 62	La dose optimale du produit 'A' dans le mélange (eau de puits TFT 614/223).	86
Fig. 63	Essai d'efficacité 614/223.	87
Fig. 64	La dose optimale du produit 'B' dans le mélange (eau de puits TFT 614/223).	87
Fig. 65	Teste d'efficacité du produit 'C' sur le mélange (TFT 36/223).	88
Fig. 66	Teste d'efficacité du produit 'C' sur le mélange (TFT 611/223).	89
Fig. 67	Résultat du mélange du produit 'C' avec l'eau de gisement (TFT 223).	89

# ***Liste des Tableaux***

## LISTE DES TABLEAUX

Tabl. 01	Les types des puits.	13
Tabl. 02	Comparaison entre l'injection d'eau et de gaz.	18
Tabl. 03	Caractéristiques des différentes sources d'eau.	22
Tabl. 04	Solubilité du BaSO <sub>4</sub> par KOHLRAUSCH.	36
Tabl. 05	Données de Solubilité du BaSO <sub>4</sub> par COWN & WEINTRITT.	36
Tabl. 06	Le premier dépôt qui se forme c'est le BaSO <sub>4</sub> .	36
Tabl. 07	Récapitulatif du produit de solubilité et la solubilité par rapport aux différents dépôts.	37
Tabl. 08	Historique de découverte ( <b>Source</b> : Document SONATRACH).	50
Tabl. 09	Les principales caractéristiques de chaque produit ( <b>Source</b> : Fiches des données de la SONATRACH).	56
Tabl. 10	Les résultats des analyses physico-chimiques des puits TFT (614, 611, 36 et 223).	74
Tabl. 11	Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux (C.S) TFT 36/223.	75
Tabl. 12	Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux (C.S) TFT 611/223.	76
Tabl. 13	Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux (C.S) TFT 614/223	77
Tabl. 14	Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux (C.S) TFT 611/36.	78
Tabl. 15	Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux (Température à 80°C) TFT 36/223.	78
Tabl. 16	Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux (Température à 80°C) TFT 611/223.	79
Tabl. 17	Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux (Température à 80°C) TFT 614/223.	80
Tabl. 18	Détermination de la dose optimale du produit 'A' TFT 36/223.	83
Tabl. 19	Détermination de la dose optimale du produit 'B' TFT 36/223.	84
Tabl. 20	Détermination de la dose optimale du produit 'A' TFT 611/223.	85
Tabl. 21	Détermination de la dose optimale du produit 'B' TFT 611/223.	85
Tabl. 22	Détermination de la dose optimale du produit 'A' TFT 614/223.	86
Tabl. 23	Détermination de la dose optimale du produit 'B' TFT 614/223.	87
Tabl. 24	Détermination de la dose optimale du produit 'C' TFT 36/223	88
Tabl. 25	Détermination de la dose optimale du produit 'C' TFT 611/223	89

# ***Annexes***

# Annexes

## Annexe.1 : LES NORMES ALGERIENNES DU MINISTRE DES RESSOURCES EN EAU (DEPUIS 22 MARS 2011)

(L'Algérie s'est basée sur les normes internationales, pour établir ses propres normes, on peut dire que c'est une combinaison de différentes normes qui existe sur le plan international).

### PARAMETRES DE QUALITE DE L'EAU DE CONSOMMATION HUMAINE

#### PARAMETRES AVEC VALEURS INDICATIVES

Groupedesparamètres	Paramètres	Unités	Valeurs indicatives
Paramètres physico-chimiques en relation avec la structure naturelle des eaux	pH	Unité pH	≥ 6,5 et ≤ 9,5
	Conductivité	μS/cm à 20°C	2800
	Température	°C	25
	Dureté	mg/L en CaCO3	200
	Alcalinité	mg/L en CaCO3	500
	Calcium	mg/L en CaCO3	200
	Chlorures	mg/L	500
	Potassium	mg/L	12
	Résidu sec	mg/L	1500
	Sodium	mg/l	200
	Sulfates	mg/L	400
Paramètres organoleptiques	Couleur	mg/L Platine	15
	Turbidité	NTU	5
	Odeur 12°C	Taux dilution	4
	Saveur 25°C	Taux dilution	4

#### PARAMETRES AVEC VALEURS LIMITES

Groupe des paramètres	Paramètres	Unités	Valeurs limites
Paramètres chimiques	Aluminium	mg/L	0,2
	Ammonium	mg/L	0,5
	Baryum	mg/L	0,7
	Bore	mg/L	1
	Fer total	mg/L	0,3
	Fluorures	mg/L	1,5
	Manganèse	μg/L	50
	Nitrates	mg/L	50
	Nitrites	mg/L	0,2
	Oxydabilité	mg/L O <sub>2</sub>	5
	Phosphore	mg/L	5
	Acrylamide	μg/L	0,5
	Antimoine	μg/L	20
	Argent	μg/L	100
	Arsenic	μg/L	10

	<b>Cadmium</b>	µg/L	3
	<b>Chrome total</b>	µg/L	50
	<b>Cuivre</b>	mg/L	2
	<b>Cyanure</b>	µg/L	70
	<b>Mercure</b>	µg/L	6
	<b>Nickel</b>	µg/L	70
	<b>Plomb</b>	µg/L	10
	<b>Sélénium</b>	µg/L	10
	<b>Zinc</b>	mg/L	5
	<b>Hydrocarbures polycycliquesaromatiques(H.P. A)totaux</b>	µg/L	0,2
	<b>Phénols</b>	µg/L	0,5
	<b>Pesticides (Totaux)</b>	µg/L	0,5
	<b>Bromates</b>	µg/L	10
	<b>Chlore</b>	mg/L	5
	<b>Chlorite</b>	mg/L	0,07
	<b>Trihalométhanes (THM) (Total)</b>	µg/L	100
<b>Radionucléides</b>	<b>Particules alpha</b>	Picocurie/L	15
	<b>Particulesbêta</b>	Millirems/an	4
	<b>Tritium</b>	Bequerel/L	100
	<b>Uranium</b>	µg/L	15
	<b>Dose totale indicative (DTI)</b>	(mSv/an)	0,1

#### PARAMETRESMICROBIOLOGIQUES

<b>Groupe deparamètres</b>	<b>Paramètres</b>	<b>Unités</b>	<b>Valeurslimites</b>
<b>Paramètresmicrobiologiques</b>	<b>Escherichia Coli</b>	nb /100ml	0
	<b>Entérocoques</b>	nb /100ml	0
	<b>Bactéries sulfitoréducticesycompris les spores</b>	nb/20ml	0

## Annexe. 2 : LES EQUIPEMENTS DES PUIITS ETUDIES

### 1. PUIITS TFT 611

SH/DP/T.F.T		EQUIPEMENT DU PUIITS			FOLIO N° :05		
<b>CHAMP : T.F.T</b>		<b>PUIITS : TFT- 611</b>		<b>X : 372 000 ,24</b>		<b>Y : 3 178 301,47</b>	
<b>Centre : TFNE</b>		<b>COMPLETION : Simple</b>		<b>RESERVOIR : LIAS</b>			
		<b>TYPE DE PUIITS : Producteur d'eau</b>		<b>TYPE DE PROD : Gas-lift</b>			
TETE D'ERUPTION							
<b>MARQUE : FMC</b>		<b>TYPE : C S</b>		<b>Race Sap :</b>		<b>SUSPENSION/TBG</b>	
<b>PRESSON DE SERVICE : 3000</b>		<b>Attache Tbg : Olive</b>		<b>BRIDE :</b>		<b>COUPE SCHEMATIQUE</b> <b>DU PUIITS</b>	
<b>EMBASE : 11" 3000</b>		<b>REDUCTION :</b>		<b>OLIVE :</b>			
<b>VANNES</b>	<b>SAS</b>	<b>MAITRESSE</b>	<b>Lat-TBG</b>	<b>Lat-Cag</b>	<b>ETANCHEITE S/TBG</b>		
<b>MARQUE</b>	FMC	FMC	FMC	FMC	<b>Neut</b>		
<b>NOMBRE</b>	1	1	1	1	<b>Z - SOL : 400.00</b>		
<b>DIAM ET SERIE</b>	6" 3000	6"3000	6" 3000	2" 3000	<b>Z - FORAGE : 404.50</b>		
						<b>Z - PROD : 399.60</b>	
						<b>S.P : 0.63</b>	
COLONNE DE CASINGS + CREPINES							
N°	DESIGNATION	NBRE	TYPE	DIAM	LONG	COTE PRD	OBSERVATIONS
1	Sabot	1	HT	5"	0.18	1189.27	
2	T-Echaur	2	HT	5"	12.28		
3	Crépine	14	HT	5"	86.31	1176.81	
4	T-Echaur	1	HT	5"	3.15	1090.50	
5	Crépine Tem	1	HT	5"	1.07	1087.35	
6	T-Echaur	2	HT	5"	12.72		
7	Reduction	1	Cag	5"	0.30	1073.36	
8	Set-Sleeve	1	Bot	6"5/8	0.10	1073.26	
9	Tie-Back	1	Bot	6"3/8	1.14	1073.16	
10	Packer	1	HT	9"5/8	1.22	1070.80	
11	Seal Unit	1	Bot	5"	0.10		
12	Reduction	1	Cag		0.20		
13	Casings	93	Cag	7"	1063.88		
14	Tube cag coupl	1	Cag	7"	6.62		
<b>Total garniture (Crépine + Cag 7" )</b>						<b>1189.27</b>	
COLONNE DE TUBINGS							
1	Packer	1	MWR	7"	1.44	1030.93	
2	Batch Latch	1	Baker	4"	0.50		
3	Tbgs	53	Nvum	4"	490.15		
4	Mandrin	1	Nvum	4"	2.21	550.25	
5	Tbgs	58	Nvum	4"	534.27		
6	Tbgs crt	1	Nvum	4"	2.7		
7	Reduction	1	Vum	4"5/8"	0.35		
8	Olive	1	Vum	10"	0.18		
<b>Total garniture tbgs 4" vum</b>						<b>1030.93</b>	
CREPINES							
CREPINES	HAUTEUR	DIAMETRE	TYPE DE PERFOS				
1090,50 m à 1176,81	86.31	5"	Houston -w-Screen				
<b>OBSERVATIONS :</b>							

**ANNULE LE FOLIO N°4**

Debut Reprise :  
 Fin Reprise :  
 Mise à jour le :

## 2. PUITTS TFT 614

SH / DP / T . F . T

**EQUIPEMENT DU PUITTS**

FOLIO N° : 03

CHAMP : T.F.T	PUITS : <b>TFT-614</b>	X: 37267302	Y: 317644436
Centre : TFNE	COMPLETION : Simple	RESERVOIR : LIAS	
	TYPE DE PUITTS : Producteur d'eau	TYPE DE PROD : Gas-lift	

### TETE D'ERUPTION

MARQUE : CAMERON		TYPE : C S	Base Sep :	SUSPENSION TIG	COUPE SCHEMATIQUE DU PUITTS	
PRESSION DE SERVICE : 2000		Attache Tig : Olive		BRIDE :		
EMBASE : 10" 3000		REDUCTION : 10" 2000 * 10" 3000		OLIVE :		
VANNES	SAS	MAITRESSE	Lat-TIG	Lat-Cog		Z- FORAGE : 418.50
MARQUE	OCT	CAMERON	WEMOCT	OCT	ETANCHEITE S/TIG	Z- SOL : 414.00
NOMBRE	1	1	2	1	Neut	Z- PROD : 413.10
DIAM ET SERIE	6" 2000	6" 2000	4" 1/16 2000	2" 2000		S.P : 0.65

### COLONNE DE CASINGS + CREPINES

N°	DESIGNATION	NBRE	TYPE	DIAM	LONG	COTE PRD	OBSERVATIONS
1	Sabot	1	HT	5 7/8	0.17	1171.60	
2	T-Edmar	2	HT	5 7/8	12.70		
3	Crépines	9	HT	5 7/8	57.19		
4	T-Edmar	1	HT	5 7/8	12.70		
5	Crépine Tem	1	HT	5 7/8	1.18	1088.86	
6	T-Edmar	2	HT	5 7/8	12.70		
7	Reduction	1	Cog	5 7/8	0.19	1074.98	
8	Set-Sleeve	1	Bot	6 3/8	0.20	1074.78	
9	Tie-Back	1	Bot	6 3/8	0.14	1074.99	
10	Packer	1	HT	9 5/8	1.23	1072.65	
11	Seal unit	1	HT	7"	0.16		
12	Reduction	1	CSG	7"	0.25		
13	Casings	128	Cog	7"	1066.74		
14	Tabu cog compl	1	Cog	7"	4.94		

Total garniture (Crépines + Cog 7") : 1170.49

### COLONNE DE TUBINGS

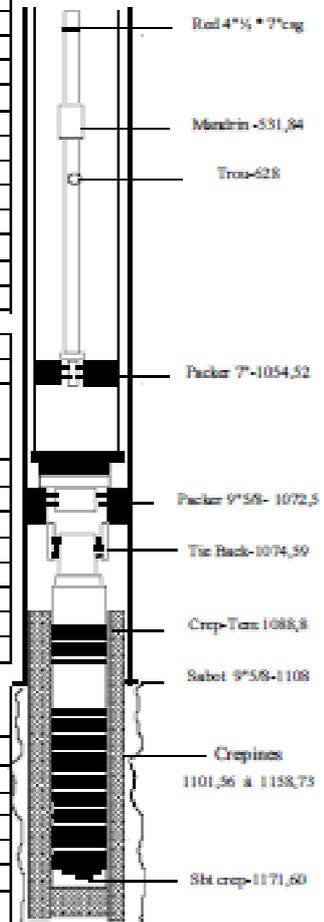
1	Packer	1	OTIS	7"	1.44	1054.52	
2	Anchor seal	1	OTIS	4 1/2"	0.5		
3	Tige	56	Vam	4 1/2"	522.11		
4	Mandrin	1	KIMO	4 1/2"	2.01	531.84	
5	Tige	56	Vam	4 1/2"	522.11		
6	Reduction	1	cog	4 1/2" 7"	0.27		
7	Olive	1	cog	10"	0.42		

Total garniture tbg: 4 1/2" vam : 1055.74

### CREPINES

CREPINES	HAUTEUR	DIAMETRE	TYPE DE PERPOS
1101,56 m à 1158,73 m	57.17	5 7/8"	

OBSERVATIONS :



ANNULE LE FOLIO N° 2

Début Reprise :

Fin Reprise :

Mise à jour le :





**Annexe. 3 : CARACTERISTIQUES DES EAUX DANS LA  
RECONSTITUTION**

<b>ELEMENTS</b>	<b>CONCENTRATION (en mg/L) x COEFFICIENT</b>
<b>KCl</b>	$[K^{+}] \times 1,9067$
<b>CaCl<sub>2</sub></b>	$[Ca^{++}] \times 2,7691$
<b>CaCl<sub>2</sub>.2H<sub>2</sub>O</b>	$[Ca^{++}] \times 3,6681$
<b>MgCl<sub>2</sub></b>	$[Mg^{++}] \times 3,9173$
<b>MgCl<sub>2</sub>.6H<sub>2</sub>O</b>	$[Mg^{++}] \times 8,3646$
<b>NaHCO<sub>3</sub></b>	$[HCO_3^{-}] \times 1,3768$
<b>Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub></b>	$[CO_3] \times 1,7662$
<b>Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub></b>	$[SO_4^{-}] \times 1,4787$
<b>BaCl<sub>2</sub></b>	$[Ba^{++}] \times 1,5163$
<b>BaCl<sub>2</sub>.2H<sub>2</sub>O</b>	$[Ba^{++}] \times 1,7787$
<b>SrCl<sub>2</sub></b>	$[Sr^{++}] \times 1,8094$
<b>SrCl<sub>2</sub>.6H<sub>2</sub>O</b>	$[Sr^{++}] \times 3,0430$
<b>NaCl</b>	$[Na^{+}] \times 2,5423$
<b>FeCl<sub>2</sub></b>	$[Fe^{++}] \times 2,260$

## **Annexe. 4 : FICHE TECHNIQUE DES INSTALLATIONS DU SERVICE MAINTIEN DE PRESSION (MP) (Source : Direction régionale TFT / Division Exploration).**

Veillez trouver ci-dessous, les données de la fiche technique des installations du service MP :

### **I. UNITE INDUSTRIELLE: STATION 'TFNE'**

#### **1. OBJET: STATION DE PRODUCTION D'EAU**

- ✓ Procédé utilisé : Gaz lift,
- ✓ Constructeur : THOMASSEN BV Hollande,
- ✓ Date de début de construction : 1978,
- ✓ Date de mise en production : le 24/11/1980,
- ✓ Capacité de production : 10528,76 m<sup>3</sup>/j,
- ✓ Capacité de traitement: 3843000 m<sup>3</sup>/an.

#### **2. PRINCIPALES INSTALLATIONS**

- ✓ 03 pompes booster,
- ✓ 01 compresseur GL,
- ✓ 01 moteur électrique du compresseur GL,
- ✓ 01 moteur électrique pour chaque pompe booster,
- ✓ 01 salle de contrôle,
- ✓ 01 sous station électrique (60 KV/505 KV),
- ✓ 02 manifolds,
- ✓ 02 séparateurs,
- ✓ Bacs de stockage (2 x 3000 m<sup>3</sup>).

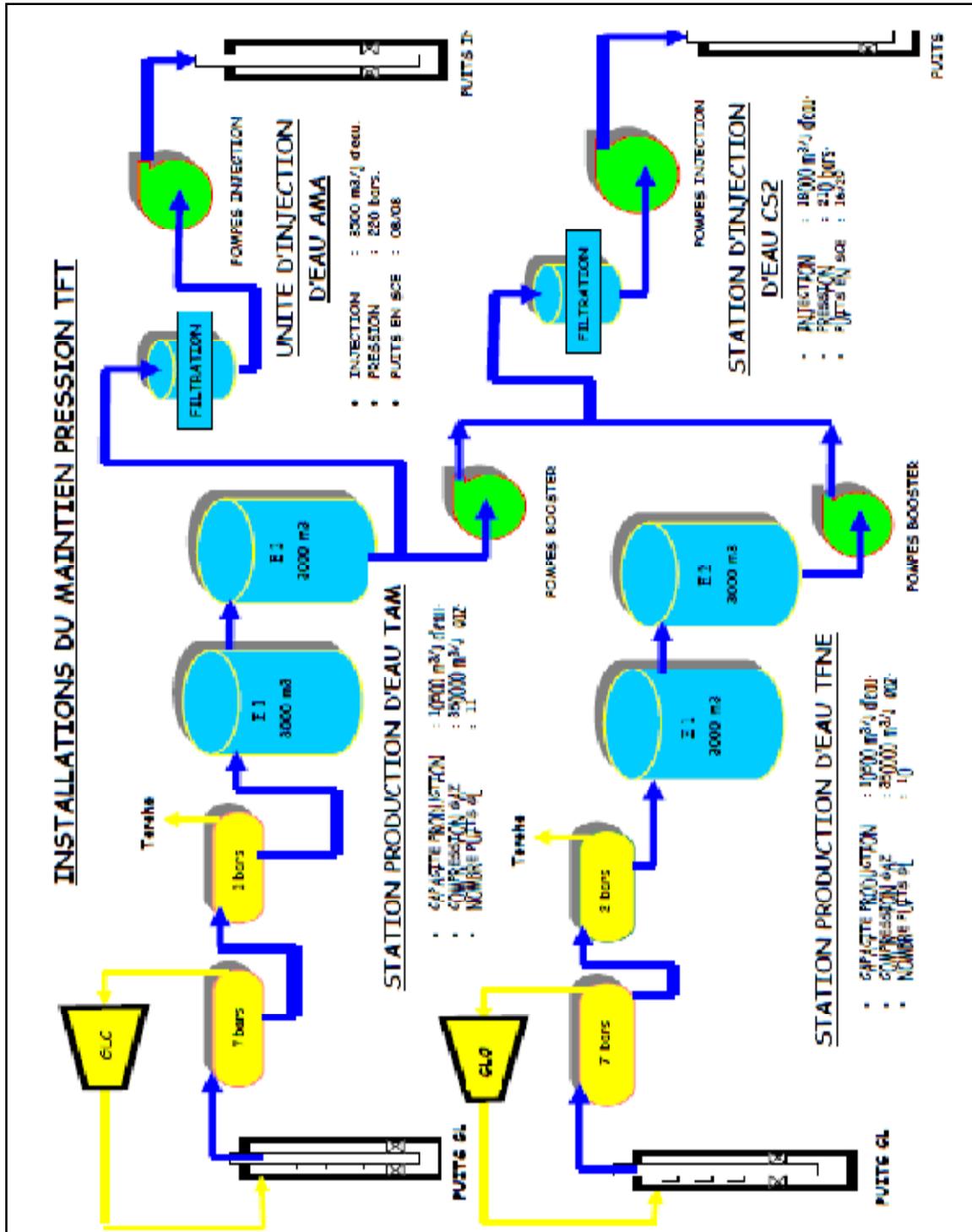
#### **3. ASSISE FONCIERE ET SON STATUT**

- a) Statut juridique de l'assiette: Administration des domaines,
- b) Origine de la propriété: Administration des domaines,
- c) Localisation géographique: Champ de TFT,
- d) Superficie totale du bâti: 2768 m<sup>2</sup>,
- e) Superficie totale du non bâti: 20070 m<sup>2</sup>,
- f) Type de construction: Charpente métallique,
- g) Type de clôture en fer (pas de piste de ronde).

#### **4. DESSERTES**

- ✓ 01 Pipe d'expédition **TFNE/CS2** de diamètre 14" et d'une longueur de 14000 m.
- ✓ 01 Réseau GL enterré de diamètre 3" et d'une longueur de 24000 m.
- ✓ 01 Réseau de production d'eau en aérien de diamètre 6" et d'une longueur de 24000 m.
- ✓ 01 pipe de gaz enterré de diamètre 10" et d'une longueur de 14000 m.

## Annexe. 5 : SCHEMA DES INSTALLATIONS DU MAINTIEN PRESSION TFT



## Annexe. 6 : PLANCHE DES PHOTOS



*Photo. 1 : Colmatage des tuyaux.*



*Photo. 2 : Dépôts ligne 3 (Puits TFT 611).*



*Photo. 3 : Percement ligne 6 (Puits TFT 614).*



*Photo. 4 : Situation de la région TFT 614.*



*Photo. 5 : Situation de la station de maintien de pression TFNE.*



*Photo. 6 : Photo aérienne du champ TFT.*



*Photo. 7 : Photo du Bourbier du rejet.*



*Photo. 8 : Photo du Manifold de gaz.*



*Photo. 9 : Photo de l'arrivée des puits d'huile.*



*Photo. 10 : Séparateur à basse pression.*

# MEMOIRE DE MASTER

**Type de Master : Académique.**

**Domaine : Sciences et Technologies.**

**Filière : Hydraulique.**

**Spécialité : Ouvrages Hydrauliques.**

**Titre du mémoire: ETUDE DE COMPATIBILITE DES EAUX D'INJECTION ET DE GISEMENTS AU NIVEAU DE L'EXPLOITATION DANS LES Puits PETROLIER : CAS DU CHAMP TFT (ILLIZI).**

## Auteurs

***M<sup>r</sup>. Smail OUAFI & M<sup>lle</sup>. Nouria HANTAOU.***

## Résumé

Dans ce travail, on s'est intéressés à l'étude de la zone de TIN FOUYE TABANKORT (TFT), afin de tester les différentes méthodes et de traiter les analyse suite aux différents problèmes sur les équipements des unités industrielles.

Dans le but de lutter contre la formation des dépôts insoluble dans ces installations, nous avons travaillé sur quatre (04) échantillons d'eau (une (01) eau de gisement et trois (03) eaux d'injection) des puits actuellement en activités. Ainsi, d'effectuer des analyses physico-chimiques pour

déterminer les constituants et les éléments chimiques qui favorisent la formation des dépôts solide.

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

Trois (03) produits anti-dépôts ont été utilisés par un teste d'efficacité sur le taux critique du mélange afin de sélectionner le produit le plus performant.

**Mots-clés :** TFT, Compatibilité, Formations des dépôts, Analyses physico-chimiques, Eau de gisements, Eau d'Injection, Inhibiteurs.