

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
REPUBLICUE 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 : HYDRAULIQUE URBAINE

Par:

Mr. Khaled Mounir CHAREF

Thème

***L'EFFET DES DEPOTS DE SEL SUR LA PRODUCTIVITE DES PUIITS
PETROLIERS PRODUCTEURS : CAS DE L'OUED NOUMER (HASSI
R'MEL).***

Soutenu publiquement, le 17 Septembre 2023, devant le jury composé de :

<i>M^{me}. F. BOUCHELKIA-BELARBI</i>	MCA, Univ. Tlemcen	Présidente
<i>M^{me}. I. MAROK-GUASMI</i>	MCA, Univ Tlemcen	Directrice du mémoire
<i>Mr. M. BADJOU</i>	CRD, SONATRACH	Co- Directeur
<i>M^{me}. F. ADJIM-BENSAOULA</i>	Pr, Univ Tlemcen	Examinatrice

Remerciements

Éloges à dieu le tout puissant pour tout ce qu'il m'a accordé comme bénédiction, force et volonté durant toutes ces années d'études ainsi que pour achever à terme ce travail.

Je remercie ensuite, mes parents qui ont veillé à ma réussite, je leur serai à jamais reconnaissant.

Mes vifs remerciements,

*A mon enseignante et encadreur, **Mme. I. Marok-Guasmi** sans qui rien n'aurait été possible. Pour ses encouragements, sa patience et ses précieux conseils, en plus de son suivie, son soutien et son écoute.*

Qu'elle trouve ici l'expression de ma respectueuse gratitude.

*A mon Co-encadreur **Mr. M. Badjou** (Chef division CRD - Division Laboratoire - SONATRACH) qui m'a suivie, aidé et encadré durant la phase de mon stage pratique, pour ses efforts, conseils précieux ainsi que pour ses orientations.*

*Aussi je tiens à remercier vivement les membres du jury **Mme. F. Bouchelkia-Belarbi** et **Mme. F. Adjim-Bensaoula** pour l'intérêt qu'elles ont apporté à ce modeste travail en acceptant de l'examiner et de l'enrichir par leurs critiques, ainsi que tous les enseignants 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 - Division laboratoire (SONATRACH), qui m'ont accueilli et m'ont ouvert leurs portes pour effectuer mon stage, en particulier :

*Mr. M. Benamara (Directeur division Laboratoires),
Mr. M. Talbi (Chef de département formation),
Mr. M. Zebboudj (Chef de département Gestion du personnel),
Mlle. K. Benzine (Ing. spécialiste en environnement),
Mlle. R. Boubekri (Technicienne de laboratoire),
Mr. Y. Saad Saoud (Ing. de laboratoire)
et
Mr. H. Djebli (Ing spécialiste en chimie).*

*Sans oublier :
Mme. H. Hadj Rabah (DOU Boumerdes).*

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

Khaled Mounir



Dédicace

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

A

Mes très chers parents qui étaient présents pour moi durant toute ma vie, j'ai toujours voulu leur offrir quelque chose en signe de reconnaissance pour tous les efforts qu'ils ont consentis pour moi, simplement pour me voir réussir. L'occasion s'est présentée pour vous remercier.

Mes chères Sœurs,

Toute la famille Charef,

Ainsi, qu'à tous mes ami(e)s.

A toutes mes connaissances.

A tous mes enseignants qui ont fait leur possible pour nous donner l'essentiel dans notre formation et nos études.

A toute la promotion H'U 2023



Khaled Mounir

TABLE DES MATIERES

Pages

REMERCIEMENTS	
DEDICACE	
TABLE DES MATIERES	
RESUME	
LISTE DES ABREVIATIONS	
LISTE DES FIGURES	
LISTE DES TABLEAUX	
INTRODUCTION GENERALE	i

1^{ère} Partie : PARTIE BIBLIOGRAPHIQUE

Chapitre 1 : GENERALITES SUR LES HYDROCARBURES ET LA FORMATION DU PETROLE

I. PROBLEMATIQUE	01
II. OBJECTIFS	01
III. INTRODUCTION	02
IV. DEFINITION DES HYDROCARBURES	03
A. Les différentes natures d'hydrocarbures	03
B. Quelques propriétés des hydrocarbures	04
C. Classification des hydrocarbures	04
1. Classification par nature	04
1.1. Les hydrocarbures saturés	04
1.2. Les hydrocarbures insaturés	04
2. Classification par provenance : <i>Conventionnel, non conventionnel et biogénique</i>	04
2.1. Les hydrocarbures conventionnels	04
2.2. Les hydrocarbures non conventionnels	04
2.3. Les hydrocarbures biogéniques	04
D. L'hydrocarbure dans le quotidien et son impact sur l'environnement	05
V. FORMATION DU PETROLE	05
A. Définition	05
B. De la matière organique au pétrole	06
1. L'accumulation de matière organique dans les sédiments	06
2. La formation du kérogène	06
3. La maturation du kérogène en pétrole	06
VI. SYSTEME PETROLIER	06
A. Piège	08
1. Pièges structuraux	08
2. Pièges stratigraphiques	08
B. Couverture	09
C. Roche-mère	09

D. Migration	09
1. Migration primaire	09
2. Migration secondaire	10
E. Réservoir	11
1. La perméabilité	11
2. La porosité	11
3. La saturation	11
VII. FORAGE	11
A. Définition	11
1. Le forage pétrolier	11
2. Le forage hydraulique	12
B. Type de puits	12
C. Programme de forage	13
1. Phase A	13
2. Phase B	13
3. Phase C	13
4. Phase D	14
D. Procèdes de forage	14
1. Forage par percussion (ou au câble)	14
1.1. Principe de fonctionnement	15
2. Le forage rotary	15
3. Forage par percussion - rotation	16
4. Forage dirigé	16
VIII. PRODUCTION	16
A. Fonction d'une colonne de production	16
B. Récupération du pétrole	17
1. Récupération primaire	17
2. Récupération secondaire	17
3. Récupération tertiaire	17
IX. LA RECUPERATION SECONDAIRE	18
A. Le principe	18
B. Les types de récupération secondaire	19
1. Injection groupée	19
2. Injection disperse	19
C. Configurations d'injection	20
D. Mise en œuvre d'injection	20
1. Injection d'eau	20
2. Injection de gaz	20
X. LES SOURCES D'EAU D'INJECTION	21
A. L'influence de la nature de l'eau souvent utilise en Algérie	22
1. Eaux de la nappe phréatique	22
2. Eaux produites avec le brut	23
XI. LES DEPOTS	23
A. L'incompatibilité entre l'eau de gisement et l'eau d'injection	23
XII. CONCLUSION	23

Chapitre 2 : GENERALITES SUR LES DEPOTS INORGANIQUES

I. INTRODUCTION	24
II. DIFFERENTS DEPOTS RENCONTRES DANS LES CHAMPS PETROLIERS	24
A. Les dépôts inorganiques	24
1. Les sels rencontrés dans les puits pétroliers	25
1.1. Chlorures de Sodium (NaCl)	25
1.2. Carbonates	26
1.2.1. Carbonates de Calcium (CaCO ₃)	26
1.3. Les Sulfates	27
1.3.1. Sulfates de Calcium (CaSO ₄)	28
1.3.2. Sulfates de Strontium (SrSO ₄)	29
1.3.3. Sulfates de Baryum (BrSO ₄)	29
1.3.3.1. L'Origine du BrSO ₄	30
2. Conditions de formation des dépôts minéraux	31
3. Mécanisme de formation des dépôts minéraux	31
III. FORMATION DES DEPOTS	32
A. La sursaturation	32
B. Formation du germe	32
C. Croissance du cristal	32
IV. SOLUBILITE DES SELS	33
V. INFLUENCE DE LA FORCE IONIQUE	34
VI. PREVENTION DES DEPOTS	34
A. Procédé curatif	34
B. Procédé soustractif	34
C. Procédé additif	35
VII. LES INHIBITEURS DE DEPOTS	35
A. Domaine d'utilisation	35
VIII. CONCLUSION	36

Chapitre 3 : INCOMPATIBILITE DES EAUX, DEPOTS DE SEL ET LEURS EFFETS SUR LA PRODUCTION

I. GENERALITES SUR LES EAUX	37
A. Introduction	37
B. Classification des eaux	37
1. Eaux de surface	37
2. Eaux souterraines	38
C. Les eaux dans les champs pétrolières	39
1. L'eau d'injection (water flood)	39
1.1. Définition	39
1.1.1. Eau de lavage	40
1.1.2. Eau de maintien de pression	40
1.2. a source d'eau	40
1.3. Les buts d'injection d'eau	40
1.4. Le choix de l'eau d'injection	40

1.5. Les critères de l'eau d'injection	41
1.6. Les cas d'injection de l'eau	41
2. L'eau de gisement	41
2.1. Les importantes caractéristiques principales	41
2.1.1. Composition	41
2.1.2. Compressibilité	41
2.1.3. Viscosité	42
2.1.4. Eau et hydrocarbures	42
II. L'INCOMPATIBILITE ENTRE L'EAU D'INJECTION ET L'EAU DE GISEMENT	42
III. ETUDE DE LA COMPATIBILITE/ INCOMPATIBILITE DES EAUX A L'ECHELLE DU LABORATOIRE	44
IV. PROBLEME DE L'INCOMPATIBILITE DES EAUX	44
1. Solubilité du BaSO ₄	45
2. Loi de solubilité	46
3. Phénomène d'adsorption	47
4. Propriétés physiques de BaSO ₄	47
5. Les paramètres influençant sur leur formation	48
5.1. Influence de la température	48
5.2. Influence des sels dissouts et de la salinité	48
5.3. Influence de la pression	49
5.4. Influence du pH	49
6. Localisation des dépôts minéraux	50
7. Détection et suivi des dépôts	50
8. Moyens de destruction et de prévention	51
8.1. Le travail au câble (Wire-line)	51
8.2. Coiled tubing	51
8.3. Les lavages à l'eau douce	52
8.3.1. Lavage périodique	52
8.3.2. L'injection continue	52
8.3.3. Les injections (Squeezes) d'eau douce dans la	52
roche	
8.3.4. Traitement par inhibiteurs	52
V. CONCLUSION	53

Chapitre 4 : PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE

I. SITUATION DU CHAMP PETROLIER DE L'OUED NOUMER	54
A. Situation géographique	54
B. Situation géologique	54
II. HISTORIQUE DES GISEMENTS DU CHAMP DE L'OUED NOUMER	54
A. Gisement de l'Oued Noumer	55
B. Gisement de Ait Kheir	55
C. Gisement du champ de Djorf	55
D. Gisement de Makouda	55
E. Gisement de Sidi Mezghich	55

F. Gisement de Glib El Gemel	55
G. Gisement de Tréfis	55
H. Gisement de Hassi Boukhellala Nord	55
III. CONTEXTE GEOLOGIQUE	56
A. Aspect stratigraphique	56
1. Paléozoïque	56
1.1. Ordovicien	57
2. Mésozoïque	57
2.1. Trias	57
2.1.1. Niveau [A] : (2631m – 2676m)	57
2.1.2. Niveau [B] : (2687m – 2731m)	57
2.1.3. Niveau [C] : (2742m – 2761m)	57
2.2. Jurassique	57
2.2.1. Malm (1352m – 1569m)	57
2.2.2. Dogger (1569m – 1735m)	58
2.2.3. Lias (1735m – 2041m)	58
2.2.3.1. Lias marneux (1735m – 1750m)	58
2.2.3.2. Lias Carbonaté (1750m – 1801m)	58
2.2.3.3. Lias Anhydritique (1801m – 1976m)	58
2.2.3.4. Lias Salifère (1976m – 2011m)	58
2.2.3.5. Horizon [b] (2011m – 2041m)	58
2.3. Crétacé	58
2.3.1. Sénonien (00 m – 136 m)	58
2.3.2. Turonien (136 m – 226 m)	58
2.3.3. Cénomanién (226 m – 398 m)	58
2.3.4. Albien (398 m – 846 m)	58
2.3.5. Aptien (846 m – 870 m)	59
2.3.6. Barrémien (870 m – 1132 m)	59
2.3.7. Néocomien (1132 m – 1352 m)	59
B. Aspect structural	61

2^{ème} Partie : PARTIE EXPERIMENTALE

Chapitre 5 : MATERIELS ET METHODES

I. INTRODUCTION	62
II. IDENTIFICATION DES OBJETS SOUMIS AUX ESSAIS	62
A. Échantillonnages	62
1. Au laboratoire du CRD (Traitement des eaux et contrôle des fluides)	62
B. Prélèvement d'échantillons de dépôts de sels des puits (CEN 3, ATK 15, HBK 1 et dépôts de l'eau de source ATK13, ONR-8bis)	63
C. Etude de compatibilité des eaux	63
D. Analyse physico-chimique	65
1. Mesure du pH	65
2. La température	65
3. Mesure de la turbidité	66
4. Dosage du Calcium	66

5. Dosage du Magnésium	68
6. Dosage du Fer	69
7. Dosage des Sulfates	69
8. Dosage du Baryum	71
9. Dosage d'Extrait Sec	72
10. Dosage des Carbonates et des Bicarbonates	73
10.1. Détection des carbonates (CO_3^{2-})	73
10.2. Détection des bicarbonates (HCO_3^-)	73
11. Dosage des Chlorures	73
12. Dosage du Sodium (Na^+) et du Potassium (K^+), par photométrie de flamme	74
13. Détermination du taux critique d'incompatibilité de l'eau d'injection et de gisement dans les conditions de surface	75
14. Analyses par diffractométrie des rayons 'x' (DRX)	76
15. Test d'efficacité d'un inhibiteur de dépôt	77
III. CONCLUSION	78

Chapitre 6 : RESULTATS ET INTERPRETATIONS

I. INTRODUCTION	79
II. RESULTATS D'ANALYSES PHYSICO-CHIMIQUE	79
III. RESULTATS DES ETUDES DE COMPATIBILITE DES EAUX	80
A. Etude de compatibilité des eaux à 36°C	80
1. Etude de compatibilité entre les eaux du HBK 1 et les eaux du ATK 13 (à 36°C / Pression atmosphérique)	80
2. Etude de compatibilité entre les eaux du CEN 3 et les eaux du ONR-8bis (à 36°C / Pression atmosphérique)	81
3. Etude de compatibilité entre les eaux du ATK 15 et les eaux du ATK 13 (à 36°C / Pression atmosphérique)	82
B. Etude de compatibilité des eaux à 80°C	83
1. Etude de compatibilité entre les eaux du HBK 1 et les eaux du ATK 13 (à 80°C / Pression atmosphérique)	83
2. Etude de compatibilité entre les eaux du CEN 3 et les eaux du ONR-8bis (à 80°C / Pression atmosphérique)	84
3. Etude de compatibilité entre les eaux du ATK 15 et les eaux du ATK 13 (à 80°C / Pression atmosphérique)	85
IV. RESULTATS D'ANALYSES DES DEPOTS PAR DIFFRACTOMETRIE DES RAYONS 'X' (DRX)	86
A. Dépôts HBK 1 / ATK 13 à 36°C	86
B. Dépôts HBK1 / ATK13 à 80°C	86
C. Dépôts ATK15 /ATK13 à 36°C	87
D. Dépôts ATK15 /ATK13 à 80°C	87
E. Dépôts CEN3/ONR-8bis à 36°C	88
F. Dépôts CEN3 /ONR-8bis à 80°C	88
V. INTERPRETATION DES RESULTATS	89
A. Analyses physico-chimiques	89
B. Etude de Compatibilité	90

C. Analyse minéralogique	90
VI. STRATEGIE A METTRE EN PLACE COMME PLAN D’ACTION	90
1. Augmenter le taux de disponibilité de moins de 90% à 90% pour récupérer les manques de production.	91
2. Réduire le temps de fermeture pendant les opérations de pompage	92
3. Réduire la fréquence des interventions de lavage	92
4. Réduire la fréquence des interventions par Coild tubing	93
5. Optimiser la consommation d’eau	93
5.1. Opération Coild tubing	94
5.2. Pompage dans le puits	94
6. Utilisation des inhibiteurs de déposition de sel	94
7. Réalisation d’un réseau de distribution d’eau de lavage	94
VII. CONCLUSION	95
CONCLUSION GENERALE ET RECOMMANDATION	96
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	

Résumé

Dans ce travail, on s'est intéressés à l'étude de la zone de l'Oued Noumer (Hassi R'Mel), afin d'étudier l'effet des dépôts de sel sur la productivité des puits pétroliers producteurs et d'y remédier à ce problème afin de préserver les équipements des unités industrielles.

Dans le but de lutter contre la formation des dépôts de sels dans ces installations, nous avons travaillé sur cinq (05) échantillons d'eau (trois (03) eau de gisement et deux (02) 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 a justifié les résultats d'analyses chimiques indique la présence de sodium et des chlorures qui favorisent les dépôts de sel (Halite 'NaCl'), ainsi que des cristaux de sels de sodium et de sulfate de calcium (CaSO₄).

Mots-clé : Oued Noumer, Compatibilité, Formations des dépôts, Analyses physico-chimiques, Eau de gisements, Eau d'Injection.

Abstract

In this work, we were interested in the study of area of Noumer Wadi (Hassi R'Mel), in order to study the effect of salt deposits on the productivity of producing oil wells and to remedy this problem in order to preserve the equipment of the industrial units.

In order to fight against the formation of salt deposits in these facilities, we worked on five (05) water samples (three (03) deposit water and two (02) injection water) from the wells currently in activities. Thus, to carry out 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 indicates the presence of sodium and chlorides which promote salt deposits (Halite 'NaCl'), as well as crystals of sodium salts and calcium sulphate (CaSO₄).

Keywords: Noumer Wadi, Compatibility, Deposit Formations, Physicochemical analyzes, Deposit Water, Injection Water.

ملخص

اهتمنا في هذا العمل بدراسة عن منطقة واد النّومر (حاسي الرّمل), بهدف دراسة تأثير الترسبات الملحيّة على إنتاجيّة آبار النّفط و كفيّة معالجة هذه المشكلة حفاظا على معدّات الوحدات الصناعيّة.

من أجل مكافحة تكوّن الرّواسب الملحيّة في هذه المنشآت, عملنا على خمس (05) عيّنات من مياه الآبار التي تعمل حاليّا (ثلاث (03) عيّنات من مياه ترسيب الآبار و إثنان (02) من مياه الحقن), و ذلك لإجراء التّحليلات الفيزيائيّة و الكيميائيّة لتحديد المكوّنات و العناصر الكيميائيّة التي تعزّز تكوّن الرّواسب الصلبة.

تشير دراسة التّوافق لتبرير نتائج التّحليلات الكيميائيّة إلى وجود الصّوديوم و الكلوريدات التي تعزّز ترسبات الملح (Halite 'NaCl'), و كذلك بلّورات أملاح الصّوديوم و كبريتات الكالسيوم (CaSO₄).

الكلمات المفتاحيّة: واد النّومر, التّوافق, تكوّن الرّواسب, التّحليلات الفيزيائيّة و الكيميائيّة, المياه المخزّنة, ماء الحقن, المانع.

Liste des Abréviations

LISTE DES ABREVIATIONS

ABREVIATIONS	SIGNIFICATIONS
GNL	<i>Gaz Naturel Liquéfié.</i>
GPL	<i>Gaz De Pétrole Liquéfié.</i>
DTD	<i>Division technique et développement</i>
DP	<i>Direction production</i>
ONR	<i>Oued Noumer</i>
ATK	<i>Ait Kheir.</i>
DJF	<i>Djorf.</i>
MKA	<i>Makouda.</i>
SMZ	<i>Sidi Mezghich.</i>
GED	<i>Glib el Gamel.</i>
TRF	<i>Tréfs.</i>
HGNK	<i>Hassi boukhella Nord.</i>
HBKN	<i>Haoud berkaoui Nord.</i>
HBK	<i>Haoud Berkaoui</i>
SO ₄ ⁻	<i>Sulfate.</i>
Na	<i>Sodium.</i>
Mg	<i>Magnésium.</i>
Ca	<i>Calcium.</i>
Fe	<i>Fer.</i>
CW	<i>Coefficient de compressibilité.</i>
Ba ²⁺	<i>Baryum.</i>
Cl	<i>Chlore</i>
N	<i>Normalité de la solution.</i>
D	<i>Diamètre.</i>
DC-R&D	<i>Direction Centrale Recherche et Développement.</i>
°C	<i>Degré Celsius</i>
CO ₂ ⁻	<i>Dioxyde de Carbone.</i>
m	<i>Mètre.</i>
%	<i>Pourcentage.</i>
CI	<i>Continental Intercalaire.</i>
H ₂ O	<i>Eau.</i>
H ₂ S	<i>Sulfure d'hydrogène.</i>
O ₂	<i>Oxygène.</i>
V	<i>Volume [m³].</i>
PE	<i>Prise d'essai de l'eau [ml].</i>
HC	<i>Hydrocarbures.</i>
HP	<i>Haute pression.</i>
Sr ²⁺	<i>Strontium</i>
BaCl ₂	<i>Chlorure de baryum</i>
SrCl ₂	<i>Chlorure de strontium</i>
CaCl ₂	<i>Chlorure de calcium</i>
Na ₂ SO ₄	<i>Sulfate de Sodium</i>
pH	<i>Potentiel d'hydrogène.</i>
S	<i>Solubilité [g/L ou mol/L]</i>
m ³	<i>Mètre cube</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 ³	<i>angström par centimètre cube.</i>
[Fe(CN) ₆] ⁴⁻	<i>Ferrocyanure.</i>
NO ₃ ⁻	<i>Nitrates.</i>
MnO ₄ ⁻	<i>Permanganate.</i>
[Fe(CN) ₆] ³⁻	<i>Ferrocyanure.</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 ²	<i>Kilomètre carré.</i>
Km	<i>Kilomètre.</i>
e	<i>Epaisseur.</i>
Patm	<i>Pression atmosphérique.</i>
PE	<i>Prise d'essai.</i>
HCL	<i>Acide chlorhydrique.</i>
BaCrO ₄	<i>Chromate de baryum</i>
ml	<i>Millilitre.</i>
CO ₃ ²⁻	<i>Carbonates.</i>
HCO ₃ ⁻	<i>Bicarbonates.</i>
mn	<i>Minutes.</i>
DRX	<i>Diffraction des Rayons 'X'.</i>
CS	<i>Condition de surface.</i>
T	<i>Température [°C].</i>
C	<i>Concentration [g/L].</i>
LCT	<i>Liaison couche trou.</i>
NaCl	<i>Chlorures de Sodium.</i>
CaCO ₃	<i>Carbonates de Calcium.</i>
CaSO ₄	<i>Sulfates de Calcium.</i>
BaSO ₄	<i>Sulfate de Baryum.</i>
FeCO ₃	<i>Sidérite.</i>
Fe ₂ O ₃	<i>Oxyde ferrique.</i>
CaMg(CO ₃)	<i>Dolomite.</i>
SiO ₂	<i>Dioxyde de silicone.</i>
D	<i>Dilution.</i>
WBM	<i>Water-based bentonic mud (boue bentonique à base d'eau)</i>
OBM	<i>Oil-based bentonic mud (huile bentonique à base d'eau)</i>
TAG	<i>Trias Argileux-Gréseux.</i>
FDS	<i>Fiches des données.</i>
CH ₃ COOH	<i>Acideacétique.</i>
CH ₃ COONH ₄	<i>Acétated'ammonium.</i>
K ₂ CrO ₄	<i>Chromate de potassium.</i>
NH ₄ OH	<i>Ammoniaque.</i>

Liste des Figures

LISTE DES FIGURES

<i>Fig. I.1</i>	Pétrole brute.	02
<i>Fig. I.2</i>	Types d'hydrocarbures générés à partir du kérogène en fonction de la profondeur d'enfouissement.	07
<i>Fig. I.3</i>	Les principaux pièges à pétrole.	09
<i>Fig. I.4</i>	Coupe démonstrative de la migration du pétrole.	09
<i>Fig. I.5</i>	Migration primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement.	10
<i>Fig. I.6</i>	Schéma de principe d'un appareillage de forage pétrolier.	12
<i>Fig. I.7</i>	Schéma exemple d'architecture d'un puits.	14
<i>Fig. I.8</i>	L'exploitation primaire du pétrole.	17
<i>Fig. I.9</i>	L'exploitation secondaire et tertiaire du pétrole.	18
<i>Fig. I.10</i>	Prélèvements d'eau pour l'activité pétrolière.	21
<i>Fig. I.11</i>	Prélèvements d'eau par activité.	21
<i>Fig. I.12</i>	Injection d'eau du Continentale Intercalaire.	21
<i>Fig. I.13</i>	Injection d'eau par bassin.	22
<i>Fig. II.1</i>	Chlorure de Sodium (NaCl).	25
<i>Fig. II.2</i>	Carbonate de Calcium (CaCO ₃).	26
<i>Fig. II.3</i>	Dépôt de Sulfates.	27
<i>Fig. II.4</i>	Dépôt de Sulfate de Calcium (CaSO ₄).	28
<i>Fig. II.5</i>	Dépôt de Sulfate de Strontium (SrSO ₄).	29
<i>Fig. II.6</i>	Dépôt de Sulfate de Baryum (BaSO ₄).	30
<i>Fig. II.7</i>	Les différents impacts du BaSO ₄ dans les installations de fond et de surface.	31
<i>Fig. III.1</i>	Influence de la température sur la solubilité.	48
<i>Fig. III.2</i>	Influence de la salinité sur la solubilité.	49
<i>Fig. III.3</i>	Influence de la pression sur la solubilité.	49
<i>Fig. III.4</i>	Localisation des dépôts.	50
<i>Fig. III.5</i>	Opération de Coild tubing.	51
<i>Fig. III.6</i>	(a)Dispersion des nucléus formés (b) Stabilisation des dépôts en croissance.	53
<i>Fig. IV.1</i>	Carte de situation géographique du champ pétrolier de l'Oued Noumer.	54
<i>Fig. IV.2</i>	Carte du réseau de collecte des gisements du champ pétrolier de l'Oued Noumer	56
<i>Fig. IV.3</i>	Echelle litho stratigraphique de la région de l'Oued Noumer	60

Fig. IV.4	Situation structurale des champs de l'Oued Noumer	61
Fig. V.1	Remplissage des fus d'échantillonnage.	63
Fig. V.2	Prélèvement de l'eau au niveau de la prise d'échantillonnage.	63
Fig. V.3	Schéma de réalisation d'une étude de compatibilité au laboratoire..	64
Fig. V.4	Schéma représentatif d'un essai de compatibilité.	64
Fig. V.5	Le pH mètre.	65
Fig. V.6	Un thermomètre de laboratoire.	65
Fig. V.7	Turbidimètre.	66
Fig. V.8	Dosage du Calcium	67
Fig. V.9	Les agitateurs.	67
Fig. V.10	Dosimètre du Magnésium (Précision : 0,01ml).	68
Fig. V.11	Spectrophotomètre DR 1900.	70
Fig. V.12	Four à 850°C	71
Fig. V.13	Courbe d'étalonnage du Sodium (Na ⁺).	75
Fig. V.14	Courbe d'étalonnage du Potassium (K ⁺).	75
Fig. V.15	Schéma d'un diffractomètre de rayons 'X'.	77
Fig. V.16	Schéma récapitulatif du test d'efficacité d'un inhibiteur de dépôt.	78
Fig. VI.1	Taux critique d'incompatibilité des eaux du gisement (HBK 1) et des eaux d'injection du puits (ATK 13) à 36°C.	80
Fig. VI.2	Taux critique d'incompatibilité des eaux du gisement (CEN 3) et des eaux d'injection du puits (ONR-8bis) à 36°C.	81
Fig. VI.3	Taux critique d'incompatibilité des eaux de gisement (ATK 15) et des eaux d'injection (ATK 13) à 36°C.	82
Fig. VI.4	Le taux critique d'incompatibilité des eaux du gisement (HBK 1) et des eaux d'injection (ATK 13) à 80°C.	83
Fig. VI.5	Le taux critique d'incompatibilité des eaux de gisement (CEN 3) et des eaux d'injection (ONR-8bis) à 80°C.	84
Fig. VI.6	Le taux critique d'incompatibilité des eaux de gisement (ATK 15) et des eaux d'injection (ATK 13) à 80°C.	85
Fig. VI.7	Diffractogramme du dépôt HBK1 / ATK13 à 36°C.	86
Fig. VI.8	Diffractogramme du dépôt HBK1 / ATK13 à 80°C.	87
Fig. VI.9	Diffractogramme du dépôt ATK15/ATK13 à 36°C.	87
Fig. VI.10	Diffractogramme du dépôt ATK15/ATK13 à 80°C.	88
Fig. VI.11	Diffractogramme du dépôt CEN3/ONR-8bis à 36°C.	88
Fig. VI.12	Diffractogramme du dépôt CEN3/ONR-8bis à 80°C.	89
Fig. VI.13	Taux d'indisponibilité annuel moyen des puits (bleu : sans optimisation, rouge : avec optimisation).	91
Fig. VI.14	Manque à produire récupéré par l'amélioration du taux de disponibilité.	91

Fig. VI.15	Comparaison entre le temps d'intervention avec et sans l'activité de dessalage (bleu : sans optimisation, rouge : avec optimisation).	92
Fig. VI.16	Manque à produire récupéré par l'activité de dessalage sur le temps de fermeture durant les opérations de pompage.	92
Fig. VI.17	Histogramme des fréquences d'intervention réduite par l'activité de dessalage.	93
Fig. VI.18	Fréquences d'intervention avec le Coild tubing sur les puits avec et sans activité de dessalage.	93
Fig. VI.19	Histogramme des quantités d'eau annuellement pompées dans les puits avec et sans l'activité de dessalage (bleu : actuelle ; rouge : avec l'activité de dessalage).	94
Fig. VI.20	Quantités d'eau de pompage conservées avec l'activité de dessalage.	94

Liste des Tableaux

LISTE DES TABLEAUX

<i>Tabl. I.1</i>	Les types des puits.	13
<i>Tabl. I.2</i>	Exemple de programme de forage et de tubage.	14
<i>Tabl. I.3</i>	Avantages et inconvénient du forage à battage.	15
<i>Tabl. I.4</i>	Avantages et inconvénient du forage rotary.	16
<i>Tabl. I.5</i>	Comparaison entre l'injection d'eau et l'injection du gaz.	19
<i>Tabl. I.6</i>	Caractéristiques des différentes sources d'eau.	22
<i>Tabl. III.1</i>	Solubilité du BaSO ₄ par <i>Kohlrausch</i> .	45
<i>Tabl. III.2</i>	Données de Solubilité du BaSO ₄ par <i>COWN & WEINTRITT</i> .	45
<i>Tabl. III.3</i>	Le premier dépôt qui se forme c'est le BaSO ₄ .	46
<i>Tabl. III.4</i>	Récapitulatif du produit de solubilité et de la solubilité par rapport aux différents dépôts.	47
<i>Tabl. VI.1</i>	Les résultats des analyses physico-chimiques des eaux injectées et des eaux des puits producteurs (ATK 13, CEN 3, ATK 15, ONR-8bis et HBK 1).	79
<i>Tabl. VI.2</i>	Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux HBK 1 / ATK 13 à 36°C.	80
<i>Tabl. VI.3</i>	Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux CEN 3 / ONR-8bis à 36°C	81
<i>Tabl. VI.4</i>	Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux ATK 15 / ATK 13 à 36°C.	82
<i>Tabl. VI.5</i>	Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux (Température à 80°C) HBK 1 / ATK 13.	83
<i>Tabl. VI.6</i>	Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux (Température à 80°C) CEN 3/ ONR-8bis	84
<i>Tabl. VI.7</i>	Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux (Température à 80°C) ATK 15/ ATK 13	85



*Introduction
générale*

INTRODUCTION GENERALE

L'eau est l'un des fluides les plus souvent utilisés pour des divers objectifs bien définis, que ce soit pour la dilution des eaux de gisement à forte salinité, l'élimination des dépôts des sels solubles collés aux parois des tubings 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 remplissage 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 (ONR-8bis, ATK15 et ATK13) et la présence éventuelle de l'ion calcium Ca^{2+} pratiquement dans tous les échantillons.

Les eaux de gisement provoquent des précipités dans le cas où ils sont en contact avec les eaux d'injections. À force de l'utilisation de ces procédés d'injection sous l'influence des changements des conditions thermodynamiques, les précipités de sels augmentent et ils se transforment en des dépôts durs, compacts et insolubles pratiquement impossibles à éliminer après leur 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.

La pertinence de cette problématique s'est d'ailleurs confirmée au cours des travaux préparatoires de la présente étude. L'objectif de notre contribution consiste à évaluer l'effet des dépôts de sel sur la productivité des puits pétroliers producteurs et de proposer une solution adéquate à ce problème.

Ce travail a 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 de l'Oued Noumer de la région de Hassi R'Mel, pour une période de trois (03) semaines allant du 05 Mars au 26 Mars 2023.

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

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

- Le premier chapitre porte sur des généralités sur les hydrocarbures et la formation de pétrole, les systèmes pétroliers, les différents types de forages ainsi que la production et la récupération d'eau par injection et leurs sources.

- Le second chapitre comprend des généralités sur les dépôts inorganiques, les différents dépôts rencontrés dans les champs pétroliers et leur formation ainsi que la prévention contre ces dépôts, la solubilité des sels, les inhibiteurs et leur domaine d'utilisation.

- Quant au troisième chapitre, il est consacré aux généralités sur l'incompatibilité des eaux, sur les dépôts de sel et leurs effets sur la production des puits pétroliers.

- En fin le quatrième chapitre a pour objectif de présenter la zone d'étude, situation du champ pétrolier, l'historique des gisements ainsi que la géologie du terrain.

2. PARTIE EXPERIMENTALE: Subdivisée en deux (02) chapitres.

- Le cinquième chapitre est consacré à la partie Matériels et Méthodes utilisés pour les analyses,

- En fin le sixième chapitre, est subdivisé lui même en trois (03) étapes:

- *1^{ère} étape* consacrée aux analyses physico-chimiques des échantillons, où l'on identifie la composition chimique de ces eaux et on détermine les concentrations précises 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^{--} dans les eaux d'injection.

- *2^{ème} 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^{ème} étape* comporte les résultats d'analyses des dépôts par diffractométrie des rayons 'X' (DRX).

1^{ère} Partie :
Partie Bibliographie

*Chapitre I :
Généralités sur les
hydrocarbures et la
formation du pétrole*

Premier Chapitre: GENERALITES SUR LES HYDROCARBURES ET LA FORMATION DU PETROLE

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 Hassi R'Mel sollicite la DTD pour la prise en charge immédiate du problème des dépôts de sel et de leur effets sur la productivité des puits pétroliers qui affectent leurs installations. Une mission d'évaluation et diagnostique des problèmes liées à ces dépôts a été effectuée sur site en 2020.

La formation des dépôts de sels au niveau des champs d'Oued Noumer impacte considérablement la performance de production des puits et génère des contraintes opérationnelles qui nécessitent des efforts supplémentaires pour le maintien du seuil de production à un niveau correspondant à celui des prévisions de production convenues. Le plan d'action appliqué au niveau du champ se limite au pompage d'eau au niveau des puits et de la collecte pour dissoudre les sels sans utiliser de produits chimiques pour l'inhibition.

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 l'étude des principaux effets de ces dépôts sur les puits productives en prenant comme exemple les eaux du gisement de l'Oued Noumer à Hassi R'Mel. Le mélange des eaux d'injection et de gisement est la base du problème.

Deux points principaux ont été soulevés :

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

II. OBJECTIFS DE LA SONATRACH

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

Les objectifs consistent à :

- ✓ Répertorier les dépôts de sel et leurs effets sur les puits productifs,
- ✓ Trouver une solution pour restreindre les effets des dépôts de sel sur la production des puits du gisement de l'Oued Noumer,

- ✓ Faire une étude de compatibilité des eaux de gisement (analyses et calcul prévisionnel),
- ✓ Effectuer des analyses chimiques sur ces dépôts,
- ✓ Développement des produits locaux pour être utilisés comme inhibiteurs de dépôts,
- ✓ L'injection d'un produit anti-dépôts capable a inhibé la réaction $(\text{SO}_4^- + \text{Ba}^{2+} = \text{BaSO}_4)$ dépôt solide,
- ✓ 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. INTRODUCTION

Le pétrole, appelé aussi naphte dans l'antiquité, est une roche liquide d'origine naturelle (**Figure I.1**), une huile minérale composée d'une multitude de composés organiques, essentiellement des hydrocarbures, piégée dans des formations géologiques particulières.

L'exploitation de cette énergie fossile par les hommes 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, tels que : fioul, gazole, kérosène, essence et GPL, tandis que le naphte produit par le raffinage est la base de la pétrochimie, dont sont issus un très grand nombre de matériaux usuels (plastiques, textiles synthétiques, caoutchoucs synthétiques (élastomères), détergents, adhésifs, engrais, cosmétiques, etc.

Par contre, les fractions les plus lourdes conduisent aux bitumes, paraffines et lubrifiants.

Le pétrole brut est un mélange de nombreux hydrocarbures. Les deux principaux constituants du pétrole sont : le carbone (84 - 87%) et l'hydrogène (11 - 14%) ; et à des niveaux moindres : le soufre (0 - 3%), l'oxygène (0 - 2%) et l'azote (0 - 1%). Le pétrole brut peut aussi contenir certains métaux lourds à l'état de trace.

Le pétrole dans son gisement est fréquemment associé à des fractions légères qui se séparent spontanément du liquide à la pression atmosphérique, ainsi que diverses impuretés comme le dioxyde de carbone, le sulfure d'hydrogène, l'eau de formation et des traces métalliques.



Fig. I.1 : Pétrole brute (Source : Google image).

En fonction de la composition du pétrole et de la roche dans laquelle il s'est formé, on distingue différents types. La séparation la plus commune consiste à faire la distinction entre pétrole conventionnel et pétrole non conventionnel, en fonction de sa densité ou de sa légèreté.

✓ Le pétrole conventionnel : se présente sous forme d'hydrocarbure à des molécules organiques exclusivement composées de carbone et d'hydrogène, tels que le pétrole ou le gaz naturel. Ils se distinguent des hydrocarbures non conventionnels qui nécessitent des techniques d'extraction complémentaires au forage, comme la fracturation hydraulique.

✓ Le pétrole non conventionnel : On regroupe sous le terme d'hydrocarbure non conventionnel, des hydrocarbures, des molécules organiques exclusivement composées de carbone et d'hydrogène, liquides ou gazeux tels que le gaz de schiste ou les schistes bitumineux. Comme les hydrocarbures conventionnels, ils résultent de l'accumulation et de la lente transformation, sous l'effet de l'enfouissement et de la température, de matières organiques.

IV. 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 de schiste*' 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).

Dans le langage courant, on parle d'hydrocarbure pour faire référence au pétrole ou encore au gaz naturel. Plus scientifiquement, on appelle hydrocarbure (HC), ou carbure d'hydrogène, des molécules organiques exclusivement composées de carbone et d'hydrogène. Leur formule brute s'écrit donc C_nH_m , n et m étant des nombres entiers naturels.

A. Les différentes natures d'hydrocarbures

Les hydrocarbures peuvent être saturés. Ils sont alors appelés alcanes, linéaires ou ramifiés, ou cycloalcanes s'ils sont cycliques. Leur formule chimique s'écrit : $C_nH_{(2n+2)}$ ou C_nH_{2n} pour les cycloalcanes monocycliques. Et leur chaîne carbonée ne compte que des liaisons chimiques simples.

S'ils sont insaturés, ils peuvent également présenter une structure linéaire, ramifiée ou cyclique et sont qualifiés:

- D'alcènes : anciennement appelés les oléfines, lorsqu'ils incluent une double liaison (C_nH_{2n}) ;
- D'alcynes : lorsqu'ils incluent une liaison triple (C_nH_{2n-2}) ;
- De cyclènes (liaison double) ;
- De cyclynes (liaison triple) ;
- D'hydrocarbures aromatiques lorsqu'ils sont cycliques.

B. Quelques propriétés des hydrocarbures

À température ambiante, les hydrocarbures sont inflammables, à l'image du pétrole et du gaz naturel, deux carburants importants. Par ailleurs, ils ne se mélangent pas à l'eau. Leur densité est variable. Et leurs températures d'ébullition et de fusion ainsi que leur masse volumique et indice de réfraction, notamment pour les alcanes, dépendent de la longueur de leur chaîne carbonée ainsi que de ses ramifications.

C. Classification des hydrocarbures

1. Classification par nature

L'hydrocarbure se divise en deux classifications. La première relève de la nature des hydrocarbures. Dans le premier cas, il s'agit de distinguer les hydrocarbures dits '*saturés*' et les hydrocarbures dits '*insaturés*'.

1.1. Les hydrocarbures saturés

Sont ceux qui ne contiennent que des atomes de carbone et d'hydrogène, reliés par des liaisons simples: on les appelle aussi les '*alcanes*'.

1.2. Les hydrocarbures insaturés

Ils présentent quant à eux une liaison double, voire triple. Ils sont plus riches en électrons qu'un hydrocarbure saturé. De cette classification, les chimistes émettent une subdivision entre hydrocarbures acycliques et cycliques, qui relève purement de la considération moléculaire des énergies.

2. Classification par provenance : *Conventionnel, non conventionnel et biogénique*

La seconde classification relève de la provenance des hydrocarbures. Elle est plus simple pour le grand public que celle qui relève de la classification par nature. Cette classification est plus vaste, mais sans aucun doute plus claire. On y trouve :

2.1. Les hydrocarbures conventionnels

Tels que le pétrole, les charbons issus d'extraction géologique, les gaz naturels...). Ces derniers tendent à se raréfier en raison de leur surexploitation.

2.2. Les hydrocarbures non conventionnels

Par exemple, le gaz de schiste, les sables bitumineux ou le gaz de houille.

2.3. Les hydrocarbures biogéniques

Comme les gaz issus de la méthanisation naturelle (exploitation des vaches, par exemple).

D. L'hydrocarbure dans le quotidien et son impact sur l'environnement

Les hydrocarbures sont utilisés dans le quotidien, tant par le particulier, le consommateur que les groupes industriels et professionnels. On y trouve notamment le pétrole et le gaz naturel.

Leur extraction comme leur émission participent à l'augmentation de la concentration des gaz à effet de serre. Comme ce sont des énergies fossiles, leur combustion forme du CO₂ et du méthane qui viennent se former sur la stratosphère.

Les conséquences sont connues: une hausse croissante des températures moyennes sur la planète. Quelle que soit l'utilisation que l'on fait de ces énergies, elles ont irrémédiablement un impact néfaste sur l'environnement: pollution, développement des maladies cardio-vasculaires et de l'asthme, renforcement de l'effet de serre, érosion des sols, dégradation des écosystèmes.

Le journal Natural Climate pointe du doigt l'exploitation des hydrocarbures qui, à mesure qu'elle se complexifie, émet massivement des gaz à effet de serre. Que ce soit par le trafic routier via le pétrole, l'alimentation en énergie électrique par les centrales thermiques, le trafic aérien toutes ces pratiques existent par l'utilisation des hydrocarbures.

Leur sur-utilisation depuis plusieurs décennies conduit à leur raréfaction et appelle à de nouveaux enjeux environnementaux, comme la transition écologique.

V. FORMATION DU PETROLE

A. Définition

Le pétrole est un produit de l'histoire géologique d'une région. C'est un combustible fossile dont la formation date d'environ 20 à 350 millions d'années. Appelé aussi 'huile' ou 'pétrole brute', il provient particulièrement de la succession de trois conditions:

- L'accumulation de matière organique, provenant de la décomposition d'organismes marins (principalement de plancton) accumulés dans des bassins sédimentaires, au fond des océans, des lacs et des deltas ;
- Sa maturation en hydrocarbures ;
- Son emprisonnement.

La transformation de la matière organique en pétrole s'échelonne sur des dizaines de millions d'années, en passant par une substance intermédiaire appelée kérogène. Le pétrole produit peut ensuite se trouver piégé dans des formations géologiques particulières, appelées '*roches réservoirs*' constituant les gisements pétroliers conventionnels exploités de nos jours.

B. De la matière organique au pétrole

1. L'accumulation de matière organique dans les sédiments

La matière organique est issue d'êtres vivants (plancton, végétaux, animaux, etc.). Composée de carbone, d'hydrogène, d'azote et d'oxygène, elle forme ce que l'on appelle '*la biomasse*'. Cette biomasse est généralement détruite par des bactéries mais une faible partie (moins de 1%) se dépose au fond de milieux aquatiques.

Dans cet environnement pauvre en oxygène, la matière organique est en partie préservée. Elle se mélange ensuite à des matières minérales (particules d'argiles ou sables fins), créant ainsi des boues de sédimentation. Celles-ci s'accumulent par couches successives sur des dizaines voire des centaines de mètres.

2. La formation du kérogène

Au début de la sédimentation jusqu'à une profondeur d'environ 1km sous le plancher océanique, la matière organique contenue dans les boues de sédimentation subit une transformation sous l'action de bactéries anaérobies (vivant en milieu privé d'oxygène). Elles en extraient l'oxygène et l'azote, aboutissant à la formation de kérogène. Il s'agit d'un composé solide disséminé sous la forme de filets au sein des sédiments, contenant surtout du carbone et de l'hydrogène.

3. La maturation du kérogène en pétrole

Par leurs propres masses et à la suite de leur couverture par de nouveaux dépôts, les couches sédimentaires s'enfoncent naturellement dans la croûte terrestre.

Au cours de ce phénomène et au-delà de 1km de profondeur sous le plancher océanique, les résidus minéraux des boues de sédimentation se solidifient en une roche relativement imperméable. Appelée '*roche-mère*', cette formation piège le kérogène.

Cette roche-mère subit également un enfouissement. Le kérogène est donc soumis à des pressions et des températures géothermiques de plus en plus élevées, augmentant d'environ 3°C tous les 100m. À une température supérieure à 60°C, ce qui correspond à un enfouissement d'environ 1,5km à 2km et à une pression de 250 Bars ; le kérogène subit un craquage thermique, appelé également '*pyrolyse*'. Cette transformation chimique élimine l'azote et l'oxygène résiduels pour laisser de l'eau, du CO₂ et des hydrocarbures, molécules exclusivement composées de carbone et d'hydrogène. Le mélange d'hydrocarbures liquides est appelé pétrole brut.

Les hydrocarbures sous forme gazeuse (méthane) sont également générés lors de la transformation du kérogène. La proportion de gaz au sein de la roche-mère s'avère d'autant plus élevée que la durée et la température de transformation du kérogène sont importantes :

✓ Entre 60°C et 120°C (entre 2 à 3km de profondeur), le kérogène produit principalement du pétrole et une faible quantité de gaz ;

✓ A partir de 120°C (soit 3km) et une forte pression, la production de pétrole à partir du kérogène devient insignifiante. Les hydrocarbures liquides présents dans la roche-

mère sont à leur tour transformés en molécules de gaz sous l'effet de la température et de la pression. Les roches-mères entrent dans ce que l'on appelle '*la fenêtre à huile*'. Les liaisons chimiques du kérogène se brisent ;

✓ Entre 120°C et 160°C (soit un enfouissement entre 3km et 4km), il ne se forme plus que du gaz car les roches-mères entrent dans ce que l'on appelle '*la fenêtre à gaz*' (Wikipédia).

De grandes quantités de pétrole se sont ainsi formées il y a 350 millions d'années. Ensuite, comme un gisement de pétrole est entraîné dans la tectonique des plaques, l'histoire peut se poursuivre. Il peut être enfoui plus profondément et se pyrolyser à nouveau, donnant un gisement de gaz naturel ; on parle alors de «gaz thermogénique secondaire», par opposition au «gaz thermogénique primaire» formé directement par pyrolyse du kérogène. Le gisement peut également fuir, et le pétrole migre à nouveau, vers la surface ou vers un autre piège.

Il faut ainsi un concours de circonstances favorables pour que naisse un gisement de pétrole (ou de gaz), ce qui explique d'une part que seule une infime partie de la matière organique formée au cours des ères géologiques ait été transformée en énergie fossile et, d'autre part, que ces précieuses ressources soient réparties de manière très disparate dans le monde.

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.

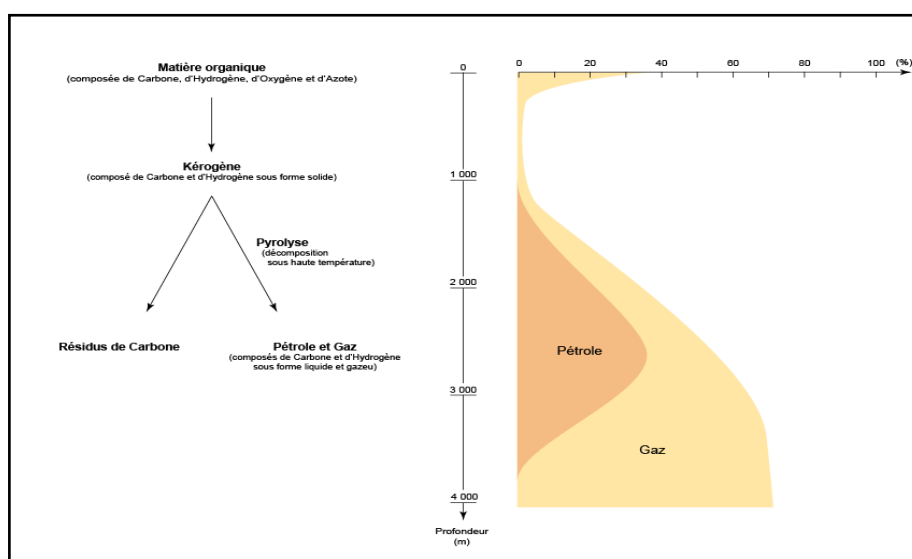


Fig.I.2: Types d'hydrocarbures générés à partir du kérogène en fonction de la profondeur d'enfouissement (d'après : Connaissance des Énergies, département de géologie de l'université Laval).

VI. 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.

A. Piège

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.

1. Pièges structuraux

✓ 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 ;

✓ Lors de la création d'une *faille*, un bloc terrestre peut également glisser vers le haut ou vers le bas au niveau de la cassure. Une couche imperméable peut alors venir obstruer une couche perméable et arrêter le pétrole dans sa migration.

2. Pièges stratigraphiques

✓ Les *dômes de sel* ou '*diapirs*' sont des masses de sel formées en profondeur qui remontent sous l'effet de la température et de la pression. En s'élevant, elles traversent des couches perméables et subdivisent les réserves de pétrole. En surplombant les roches-réservoirs, les dômes de sel imperméables constituent des roches-couvertures ;

✓ Les mouvements terrestres sont susceptibles de modifier les gisements formés. Le pétrole peut être enfoui plus profondément: il subit alors à nouveau un craquage thermique et donne alors un gisement de gaz naturel. Les gisements de pétrole peuvent également fuir. Dans cette situation, le pétrole migre vers la surface ou vers un autre piège.

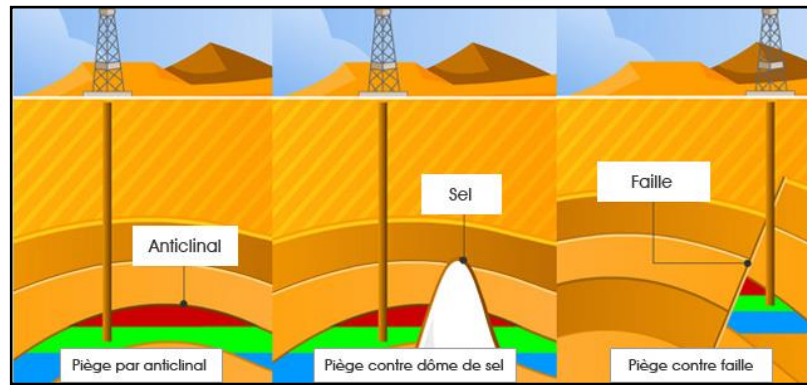


Fig.I.3: Les principaux pièges à pétrole (Source : Sonatrach).

B. 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).

C. Roche-mère

Les roches-mères sont les roches dans lesquelles 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.

D. Migration

Le pétrole est une matière première facilement exploitable lorsqu'il se concentre dans un réservoir par des phénomènes de migration.

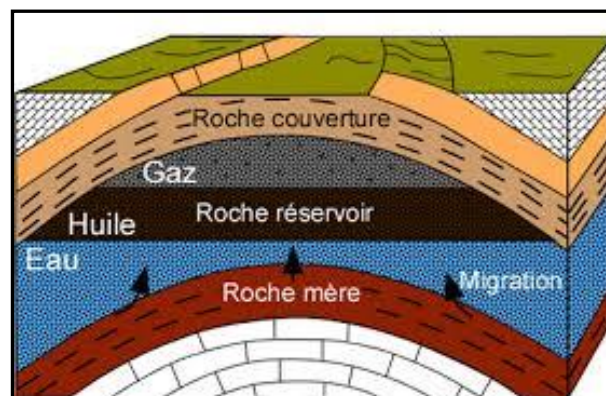


Fig.I.4 : Coupe démonstrative de la migration du pétrole (Affouri., 2015).

1. Migration primaire

Le pétrole brut est initialement contenu dans la roche-mère, compacte et imperméable. Par un mécanisme encore mal élucidé (certainement lié à une augmentation de pression dans la roche-mère au cours de son enfouissement) l'eau, le pétrole et le gaz

issus du kérogène peuvent être expulsés de leur formation d'origine, migrant alors éventuellement vers une future roche-réservoir.

2. Migration secondaire

Cette migration secondaire est due à la poussée d'Archimède. En effet, les hydrocarbures possèdent une densité assez faible. Pour le pétrole, elle varie entre 0,6 et 0,9 (la densité ne prend pas d'unité).

A cette densité, le pétrole expulsé (mêlé à de l'eau et du gaz dissous) a tendance à remonter jusqu'à la surface de la Terre. Il s'échappe très lentement à travers les couches sédimentaires perméables qui jouxtent la roche-mère:

✓ En général, la migration secondaire du pétrole n'est pas arrêtée par un obstacle. Le pétrole finit par atteindre les premiers mètres du sol, où il est dégradé en bitumes sous l'action de bactéries. Les combustibles fossiles produits sont alors des pétroles dits '*lourds*' ou '*extra-lourds*' et des sables bitumineux. Ils peuvent être utilisés comme des indices de surface pour détecter un bassin sédimentaire susceptible de contenir du pétrole, lors de prospections réalisées par l'industrie pétrolière ;

✓ Parfois, la migration du pétrole brut vers la surface est empêchée par une formation géologique imperméable, comme une couche de sel par exemple, appelée '*roche-couverture*' (également qualifiée de '*roche imperméable*'). Une accumulation de pétrole associé à de l'eau et du gaz se forme dans la couche perméable sous-jacente créant ainsi une roche-réservoir en dessous de la roche-couverture. Dans ce réservoir poreux, le gaz s'accumule au-dessus du pétrole brut, lequel se retrouve au-dessus de l'eau en raison des densités respectives de ces produits (le gaz naturel est plus léger que le pétrole, lui-même plus léger que l'eau) ;

✓ 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).

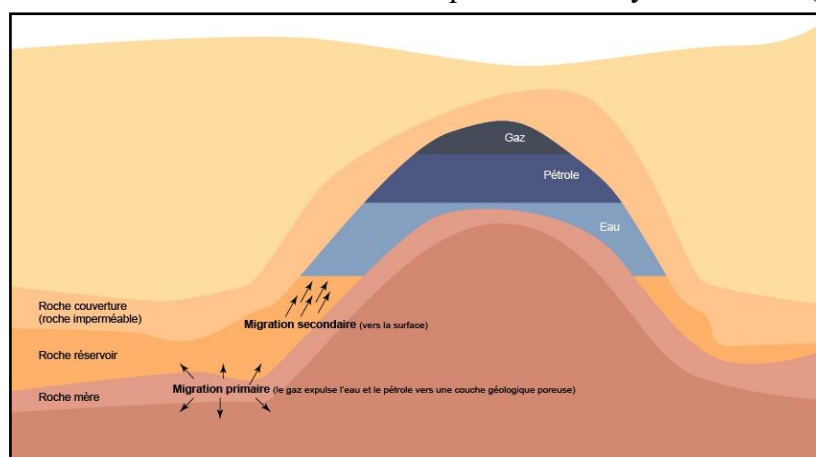


Fig.1.5 : Migration primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement (d'après : *Connaissance des Énergies, département de géologie de l'université Laval*).

Seule une partie du pétrole brut est concentrée dans les roches-réservoirs. En effet, 10 à 40% des hydrocarbures restent piégés dans la roche-mère, de manière disséminée. Le pétrole de roche-mère est alors plus connu sous le nom de ‘huile de schiste’ ou de ‘pétrole de schiste’. Moins facile à extraire que le pétrole sous forme de gisements, il requiert des techniques d’exploitation particulières comme la fracturation hydraulique (des techniques alternatives sont également à l’étude).

E. Réservoir

Se définit comme une roche poreuse et perméable où des hydrocarbures peuvent s’accumulés. La plus part des réservoirs en Algérie sont des roche gréseuse et argileuse.

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

1. La perméabilité

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

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%.

3. La saturation

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

VII. FORAGE

A. Définition

Le forage est l’action de faire un puits reliant un gisement à la surface (réalisation d’un programme de forage et de tubage) (Krause. & al., 1982).

Suivant leurs buts on peut classer les forages en deux:

✚ **Forage d’exploration:** Recherche du gisement ;

✚ **Forage de développement:** Mise en production du gisement.

1. Le forage pétrolier

Un forage pétrolier est l’ensemble des opérations qui permettent de creuser un puits dans le sol. Cela nécessite la présence de différentes sociétés de service parmi les quelles se trouve le Mudlogging, ce dernier est un service qui permet la surveillance des paramètres de forage et la détection de gaz en temps réel, ainsi le suivi géologique (Chabiou., 2017).

L’implantation d’un forage est des études géologiques et géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire, ceci nous permet de nous faire une idée des effets du forage pétrolier sur la nappe CI (*Albien*) qui traverse.

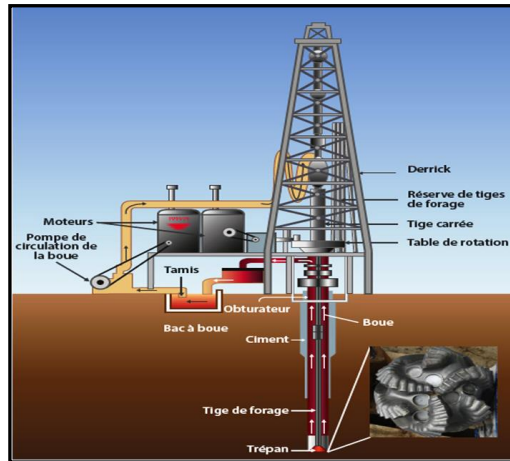


Fig.1.6: Schéma de principe d'un appareil de forage pétrolier
(Source : Système pétrolier et exploration).

2. 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 oublier que l'exploitation doit se faire dans les meilleures conditions possibles, tant du point de vue qualitatif:

- Absence de la pollution de l'eau au droit de l'ouvrage ;
- Absence de transport 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 (Selmane., 2016):

- ✓ Les tubages pleins (ou aveugles) ;
- ✓ Les crépines ou tubages perforés ;
- ✓ Le massif filtrant.

B. Type de puits

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 (Krause. & al., 1982).

Tableau.I.1 : Les types des puits.

Nomenclatures	Puits	Remarque
Puits d'exploration	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).
Puits de développement		Pétrole et gaz sont produits dans des cas où les forages de développement sont secs.
Puits à géo pression/ géothermique		L'eau sous très haute pression (50MPa) et à haute température (149°C) et présente pouvant contenir des hydrocarbures.
Puits marginaux		Quantité d'hydrocarbure extraite et de moins de 10 barils/j.
Puits à plusieurs niveaux		Multiple formation productives sont découvertes et plusieurs (un par formation) trains de tiges de forage sont introduits.
Puits d'injection		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 le puits de production.
Puits de service		L'eau salée (séparé du pétrole et du gaz) est évacuée sous terre.

C. Programme de forage

Il est constitué principalement de quatre (04) phases:

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).

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. 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).

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).

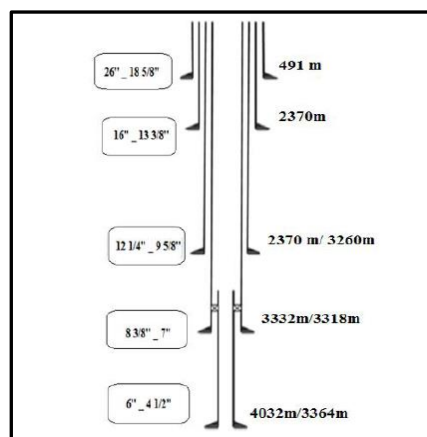


Fig.I.7: Schéma exemple d'architecture d'un puits (Source : Système pétrolier et exploration).

Tableau.I.2 : Exemple de programme de forage et de tubage.

Phase de forage (pouce)	Diamètre du tubage (pouce)	Profondeur de forage (m)
36	30	36
26	18 5/8	300
17 1/2	13 3/8	800
12 1/4	9 5/8	2250
8	7 (liner)	4500

D. Procèdes de forage

Dans les opérations de forage, plusieurs procédés sont utilisés:

1. Forage par percussion (ou au câble)

Cette technique de forage est plus ancienne mais a été améliorée et adaptée au fonçage des puits à grand diamètre. Elle permet des forages de faibles profondeurs. Sa lenteur et son volume dépravé l'ont rendu peu utilisable (Nougarou., 1964).

Elle est applicable en tout terrain, quelque soit la formation géologique (dure, tendre, déblais) et avec une profondeur d'aquifères jusqu'à 100m. Les outils utilisés sont des bennes preneuses.

1.1. Principe de fonctionnement

Cette méthode consiste à soulever un outil lourd (trépan) et à le laisser retomber sur le terrain à traverser. La hauteur et la fréquence de chute varient selon la dureté des formations.

On distingue deux types de battages: *le battage au treuil et le battage au câble*. Ce dernier est la plus courant. Le trépan est suspendu à un câble qui est alternativement tendu et relâché. Les mouvements sont rapides et le travail de l'outil se fait par un effet martèlement dû à l'énergie cinétique que par un effet de poids comme pour le battage au treuil. Les avantages et les inconvénients sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau.I.3 : Avantages et inconvénient du forage à battage.

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Procédé simple et peu coûteux. • Sans utilisation de fluide de forage (boue) et pas de risque de pollution de la nappe. • Les résultats sont très bons dans les terrains fissurés (pas de pertes). 	<ul style="list-style-type: none"> • Vitesse d'avancement assez faible. • Méthode peu adaptée dans les terrains plastiques dans lesquels le tubage à l'avancement est nécessaire. • Difficultés pour équilibrer des venues d'eau artésienne jaillissantes.

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.

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.

Le principe de forage rotary consiste à mettre en rotation un outil sur lequel s'applique une force orientée dans la direction d'avancement (ROP), ce procédé permet de creuser un trou de rayon égale à celui de l'outil ($D_{\text{outil}} = D_{\text{trou}}$). Le poids sur l'outil (WOB) est obtenue par la gravité grâce à l'introduction de tiges lourdes appelées masse tiges. Le couple de rotation est obtenu soit à partir d'un couple en surface transmis vers

l'outil via un train de tiges soit à partir d'un moteur de fond au dessus de l'outil et piloté en surface.

Les déblais 'cutting' générés au fond du trou, suite à la destruction de la roche par l'outil, remontent en continu à la surface grâce à la circulation du fluide de forage qui est généralement une boue benthonique à base d'eau (WBM) ou d'huile (OBM) préparé sur le chantier. Ce fluide est pompé depuis la surface vers l'intérieur des tiges de forage. La boue remonte ensuite dans l'espace annulaire entre les tiges et les parois du puits et entraîne ainsi les déblais de roche vers la surface. Les avantages et les inconvénients de cette technique de forage sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau.I.4 : Avantages et inconvénient du forage rotary.

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • La profondeur très importante du forage. • La foration n'est pas perturbée par les terrains peu stable ou plastique. • Ce système permet un bon contrôle des paramètres de forage (poids de l'outil, vitesse de rotation, qualité de la boue,...). • Une consolidation des parois en terrains meubles par dépôt d'un cake. 	<ul style="list-style-type: none"> • Difficulté d'observation des déblais, la présence de tamis vibrants en circuit retour diminue sensiblement cet inconvénient. • Colmatage possible des formations aquifères par de certaines boues. • Nécessite d'un fluide de forage qui ne permet pas l'observation directe de la qualité des eaux traversées.

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., 1964).

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. 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 plate-forme. 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).

VIII. PRODUCTION

A. 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.

B. Récupération du pétrole

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

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.

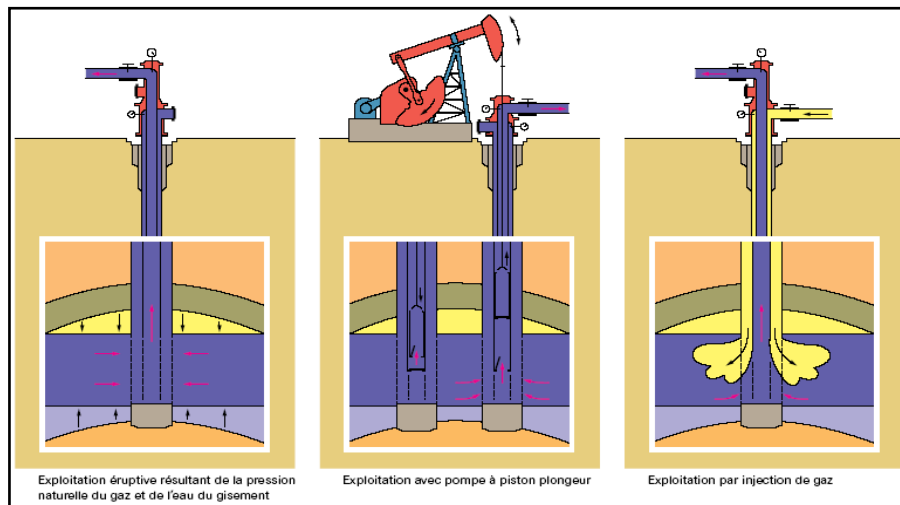


Fig.I.8: L'exploitation primaire du pétrole (Nalco., 1983).

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%.

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).

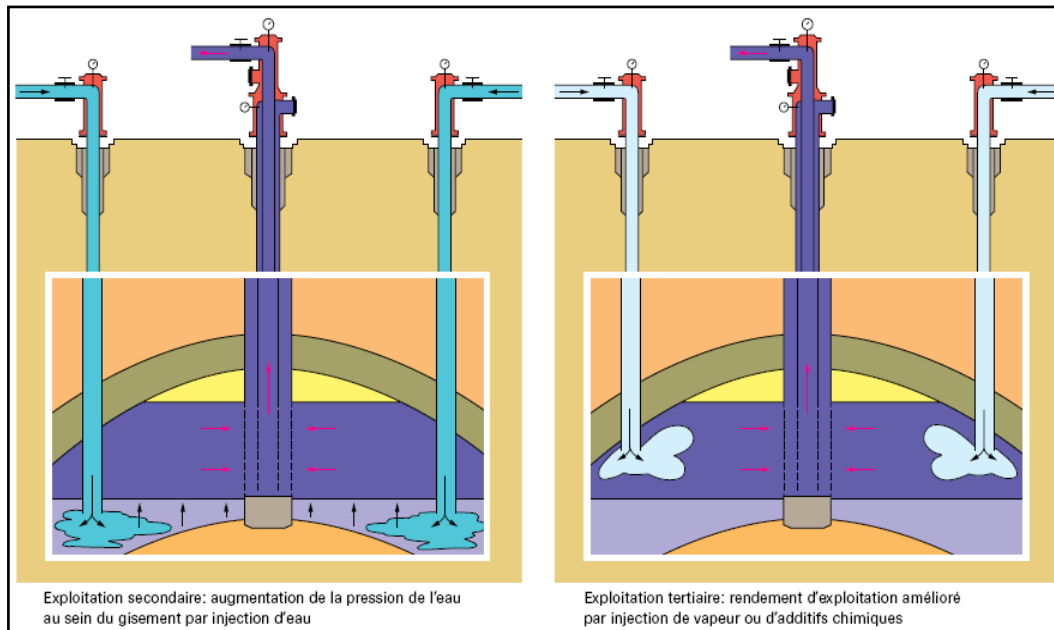


Fig.I.9 : L'exploitation secondaire et tertiaire du pétrole.

IX. LA RECUPERATION SECONDAIRE

A. 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.

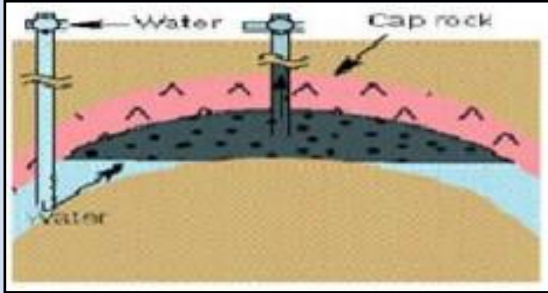
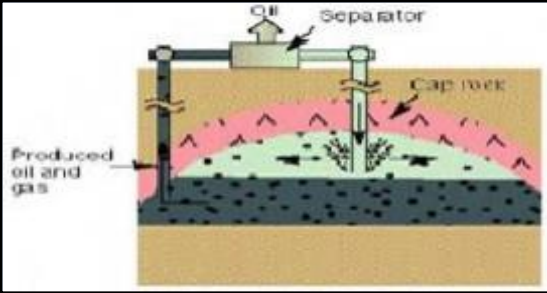
L'objectif principal d'injection d'eau ou de gaz est de:

- ✓ 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.1.5: Comparaison entre l'injection d'eau et l'injection du gaz.

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

B. Les types de récupération 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.

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. Injection dispersée

Ce type d'injection correspond au réservoir à faible pendage et étend, 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.

C. 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.

D. Mise en œuvre d'injection

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.

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_2S , CO_2 et O_2 , H_2O : 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.

X. 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* : Lias ;
3. *Eau produite* ;
4. *Les eaux de mer.*

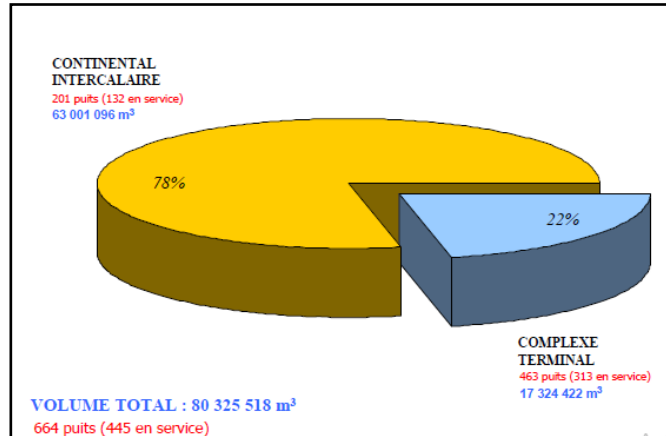


Fig.I.10: Prélèvements d’eau pour l’activité pétrolière.

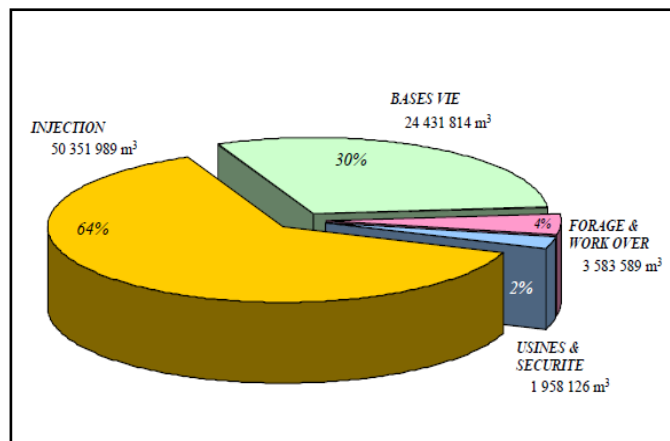


Fig.I.11: Prélèvements d’eau par activité.

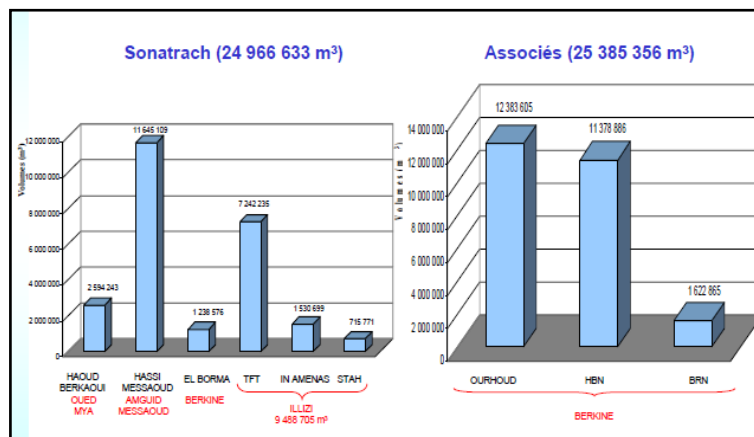


Fig.I.12: Injection d’eau du Continentale Intercalaire.

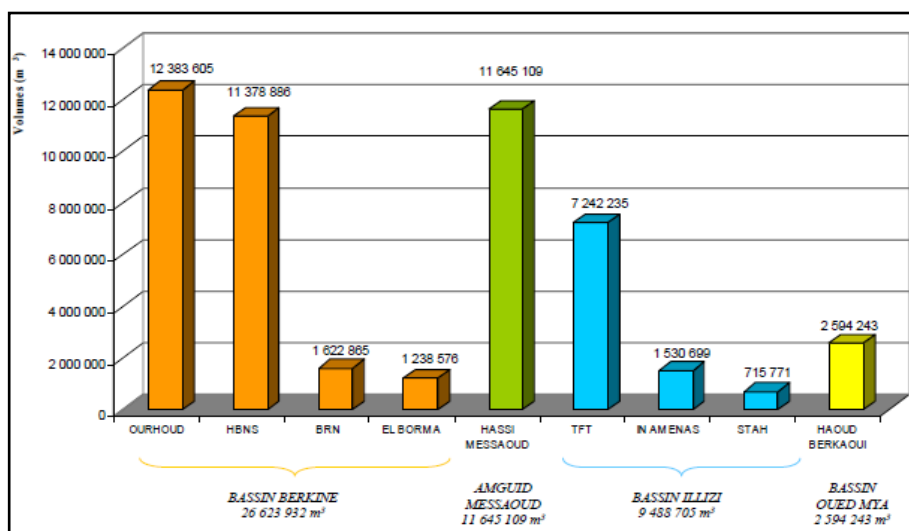


Fig.I.13: Injection d'eau par bassin.

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

Tableau.I.6 : Caractéristiques des différentes sources d'eau.

Eléments	O ₂	CO ₂	CH ₄	MES solides	Matières organiques dispersées	Organismes vivants	Bactéries SRB	Sels
Sources d'eau								
Lacs et rivières	***			** V	** V	*	**	*
Nappe phréatique	*			** V	*		**	
Eau produite		** +H ₂ 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.

A. L'influence de la nature de l'eau souvent utilise en Algérie

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

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.

2. Eaux produites avec le brut

- Elles contiennent de l'H₂S et/ou CO₂ dissous ;
- Elles peuvent contenir des matières en suspension ;
- Des bactéries réductrices de sulfate se rencontrent souvent ;
- L'entraînement d'huile est un problème fréquent.

XI. LES DEPOTS

A. 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 contiennent une quantité importante de: Baryum (Ba²⁺), Strontium (Sr²⁺) et de Calcium (Ca²⁺) sous forme de: Chlorure de baryum (BaCl₂), Chlorure de strontium (SrCl₂), et Chlorure de calcium (CaCl₂).

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 (Na₂SO₄) (Zhu., 2004).

XII. CONCLUSION

La récupération 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 (CaSO₄, CaCO₃, BaSO₄, SrSO₄ ...). 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 II :
Généralités sur les
dépôts inorganiques

Deuxième Chapitre: **GENERALITES SUR LES DEPOTS INORGANQUES**

I. INTRODUCTION

Dans l'industrie pétrolière, les différents problèmes de gisements qui se posent lors de l'extraction créent de nombreux problèmes avec toutes leurs conséquences économiques et contraintes de production.

Ces gisements représentent un véritable problème avec les ralentissements de production que les industriels luttent depuis des décennies.

Certains de ces gisements contiennent une source minérale (sel) dans les eaux du gisement ou dans l'eau utilisée dans le processus d'extraction. Outre les dépôts inorganiques, il existe un autre type de dépôts d'origine organique de certaines substances naturellement contenues dans le pétrole. Par contre, les dépôts peuvent altérer sensiblement le fonctionnement normal des équipements (changements de débit, colmatage, etc.)(Salhi. & al., 2020).

II. DIFFERENTS DEPOTS RENCONTRES DANS LES CHAMPS PETROLIERS

Les sédiments rencontrés dans les champs pétrolifères sont principalement liés à la présence de sédiments ioniques (calcium, baryum, carbonates, etc.) dans l'eau. La présence simultanée de ces sédiments précipite des sels insolubles en raison de leur incompatibilité avec l'eau dans certaines conditions. Corps (injection et formation). Ils se répartissent généralement en deux catégories :

- Dépôts organiques.
- Dépôts inorganiques

Cependant, dans ce projet nous nous intéressons aux dépôts inorganiques, à leur formation et conditions de formation, et aux solutions et moyens adaptés pour lutter contre ces dépôts (Anonyme. 4).

A. Les dépôts inorganiques

Les dépôts de sel inorganique, communément appelés tartre, sont un problème courant dans les opérations de récupération de pétrole. L'une des raisons pour lesquelles ces sels précipitent est due à un mélange de fluides incompatibles contenant différents ions susceptibles de se combiner lors de la précipitation pour former ce tartre.

Ainsi, dans le développement du désert du Sahara, de grands volumes d'eau avec de fortes concentrations d'ions sulfate sont injectés dans des réservoirs avec des ions baryum, calcium et éventuellement strontium. Le contact entre ces deux fluides précipite le sulfate de baryum, le calcium et le sulfate de strontium dans les puits de production et les pipelines de surface et autres.

Les dépôts minéraux ou inorganiques sont essentiellement composés de:

- a/ Chlorures,
- b/ Carbonates,
- c/ Sulfates,
- d/ Oxydes et autres composés de fer (sulfures et carbonates).

Les dépôts de type (d) sont généralement dus à des causes directement liées aux phénomènes de corrosion et à la présence de micro-organismes.

1. Les sels rencontrés dans les puits pétroliers

La composition du gisement dépend du type d'eau extraite. Les principaux gisements connus et courants dans les champs pétrolifères sont définis comme suit:

1.1. Chlorures de Sodium (NaCl)

Les dépôts de chlorure de sodium sont l'une des causes les plus courantes de dépôts de sel dans le rétrécissement du diamètre des tuyaux. Le problème vient du mélange d'eau libre, naturellement riche en chlorure dans le pétrole brut, avec de l'eau de puits chargée en sodium.

Le chlorure de sodium est un sel plus abondant que les autres sels. Certaines eaux de formation peuvent avoir des concentrations de chlorure de sodium aussi élevées que 350g/L et sont proches de la sursaturation, ce qui entraîne de très faibles fluctuations de température dues à la chute de pression (concentration d'environ 357g/L à 0°C) s'évapore et une grande quantité de NaCl précipite.

Ils sont donc causés par:

- Diffusion des gaz du réservoir dans l'eau,
- Diminution de la température du pétrole brut dans le puits,
- concentration de charges électriques dans les roches,
- Modifications des conditions thermodynamiques.

Cependant, c'est le dépôt de sel le plus gênant pour les cultivateurs, et une simple injection d'eau douce suffit à empêcher ce dépôt de se former (Anonyme. 4).



Fig. II.1 : Chlorure de Sodium (NaCl).

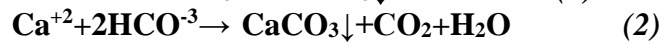
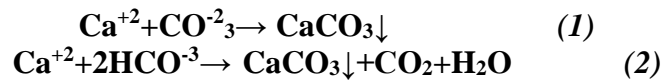
1.2. Carbonates

Les carbonates se forment par précipitation à partir de l'échappement du CO₂ à l'équilibre, une augmentation de la température ou une diminution de la pression. La formation est lente en raison de la sursaturation de longue durée. Il existe trois (03) zones de largage prioritaires : LCT (Link Layer Hole), tuyau et limiteur de production.

Des dépôts de carbonate devraient se former en raison de la chute de pression et de l'augmentation de la température pendant la production (Anonyme. 4).

1.2.1. Carbonates de Calcium (CaCO₃)

Le carbonate de calcium est un sel formé après une réaction de précipitation en associant des ions calcium à des ions carbonate ou bicarbonate, selon deux réactions:



Si nous ajoutons du dioxyde de carbone à la solution d'équilibre selon cette équation, nous constatons que la réaction se produit de droite à gauche. Un excès de CO₂ peut donc transformer des carbonates neutres insolubles en bicarbonates solubles.

D'autre part, lorsque le CO₂ s'échappe de la solution en raison de la chute de pression, la réaction se produit de gauche à droite, convertissant le bicarbonate soluble en carbonate et précipitant.

Les contre-effets de la pression et de la température rendent la formation difficilement prévisible et visent plutôt des traitements préventifs.



Fig. II.2 : Carbonate de Calcium (CaCO₃).

Les mesures de lutte contre les dépôts de carbonate comprennent:

✓ *L'acidification* : est la méthode la plus courante, mais il convient de noter que des problèmes de corrosion peuvent survenir.

✓ *L'Inhibition* par les poly phosphates (produits anti-dépôts).

Les carbonates sont très solubles dans les acides, mais sont rarement utilisés en solution car leur solubilité s'accompagne d'un dégagement de CO₂, ce qui constitue une limitation importante vis-à-vis de la corrosion.

Les inhibiteurs de carbonate peuvent être injectés en continu en amont du site de dépôt (bien que cela nécessite un "liner" d'injection car des dépôts se forment dans le tube), une autre solution consiste à effectuer un "squeeze" sur la formation.

Si du gaz sec est utilisé pour le gaz lift, du fait de son point de rosée, l'injection de gaz lift accélère l'évaporation de la production d'eau et réduit la production de sel augmente la saturation et les minéraux.

Des précautions peuvent être prises en injectant de l'eau ou des inhibiteurs de carbonate dans le vérin à gaz. Les carbonates dans les tubes peuvent être éliminés par entraînement à l'eau à l'aide d'un tube enroulé (ou d'une solution d'acide acétique) (Anonyme. 4).

1.3. Les Sulfates

Les sulfates sont formés à partir d'un mélange de deux eaux. L'un contient des ions alcalino-terreux (baryum, strontium, calcium) et l'autre contient des ions sulfate (SO₄²⁻).

Par conséquent, un sédiment se forme lorsqu'il est mélangé. L'une de ses principales caractéristiques est la cinétique immédiate de formation. Ils se trouvent dans les formations géologiques (du fait de l'injection d'eau) et le risque principal est de colmater le drainage de la zone ou de modifier les conditions de production autour du puits (forages, raccordement de fonds de puits, etc.).

Il existe trois types de gisements de sulfate (Sulfate de Baryum (BaSO₄)/ Sulfate de Strontium (SrSO₄)/ Sulfate de Calcium (CaSO₄)).

Les sulfates alcalino-terreux sont généralement insolubles dans les acides.



Fig. II.3 : Dépôt de Sulfates.

À cette fin, des inhibiteurs de formation sont utilisés pour créer des interstices et des interfaces entre l'injection d'eau et l'eau mise en commun (Anonyme. 4).

1.3.1. Sulfates de Calcium (CaSO_4)

Les dépôts de sulfate de calcium sont l'un des dépôts les plus couramment rencontrés dans l'exploitation des gisements pétroliers et leur cause principale est l'incompatibilité de l'eau extraite des eaux souterraines.

L'une des principales causes de la formation de dépôts de sulfate de calcium est la chute de pression subie par les eaux usées le long du puits. L'évaporation partielle de l'eau du réservoir peut également entraîner une sursaturation, entraînant des précipitations rapides.

Ce sel peu soluble perd de sa solubilité avec l'augmentation de la température. Cependant, avant de penser à la solution de traitement chimique finale, vous pouvez essayer de tirer parti de l'une des propriétés suivantes.

Sa solubilité augmente avec la teneur en NaCl de la solution.

La dilution de l'eau interférente doit être évitée si possible. À l'inverse, rechercher la possibilité d'un mélange avec de l'eau très salée (sauf si celle-ci est défavorablement enrichie en ions SO_4 ou Ca^{++}). S'il reste un précipité, il peut probablement être éliminé par filtration.

La combinaison des ions Ca^{2+} et SO_4^{2-} forme un précipité de sulfate de calcium selon les réactions suivantes:



Il commence à apparaître clairement à partir de 100°C .

Le sulfate de calcium existe sous trois formes beaucoup plus solubles que CaCO_3 :

- ✓ ($\text{CaSO}_4, 2\text{H}_2\text{O}$) : Gypse (déshydraté),
- ✓ (CaSO_4) : Anhydride (anhydrite),
- ✓ ($\text{CaSO}_4, 1/2\text{H}_2\text{O}$) Semi-hydraté (Anonyme. 4).



Fig. II.4 : Dépôt de Sulfate de Calcium (CaSO_4).

La plupart du sulfate de calcium trouvé dans les gisements pétroliers est sous forme de gypse ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$).

Parmi les pesticides mentionnés:

- Acidification efficace si le sédiment n'est pas trop vieux et pas trop dur,
- Inhibiteurs à base de poly phosphates (traitement préventif) (Anonyme. 4).

1.3.2. Sulfates de Strontium (SrSO_4)

Le tartre de sulfate de strontium est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium. Leur déclin de solubilité est fonction de la température.

La précipitation du SrSO_4 peut se produire des manières suivantes:

- ✓ Evaporation de l'eau,
- ✓ Elévation de température,
- ✓ Mélange eau incompatible par réaction:



Fig. II.5 : Dépôt de Sulfate de Strontium (SrSO_4).

1.3.3. Sulfates de Baryum (BaSO_4)

C'est le dépôt le plus couvrant et le plus dangereux parmi les autres dépôts, forme des bouchons imperméables, provoque un colmatage et est imperméable aux acides et aux bases basses, sa formation est donc à éviter.

Les problèmes avec les dépôts de sulfate de baryum résultent généralement de l'incompatibilité des deux eaux. Certaines eaux de dépôt contiennent le sel Ba^{2+} de baryum en solution. Au contact de l'eau contenant du sulfate, le sulfate de baryum précipite. Ce contact peut se produire entre les lavages successifs pour éviter les dépôts de sel ou lors de l'injection d'eau douce dans les dépôts pour maintenir la pression des dépôts. L'eau injectée atteint finalement le puits de production, où le mélange a lieu et le sulfate de baryum précipite. Les cristaux adhèrent alors à la paroi du tube formant un sédiment insoluble et très compact (Anonyme. 4).



Fig. II.6 : Dépôt de Sulfate de Baryum (BaSO_4).

1.3.3.1. L'Origine du BaSO_4

Les dépôts de sulfate sont durs, collants, peu solubles dans les acides minéraux et autres solvants courants, et difficiles à éliminer mécaniquement.

Parmi les sédiments susmentionnés, le sulfate de baryum est le moins soluble. Insoluble dans l'eau et l'éthanol, pratiquement insoluble dans les acides et les solvants organiques. Il peut être dissous dans de l'acide sulfurique concentré chaud et sa température de décomposition est de 1580 à 1600°C.



Il se forme suivant la réaction précédente, des sédiments de sulfate de baryum après interaction de l'eau contenue dans le sédiment (eau du sédiment - Cambrien - chargée en baryum Ba^{2+}) et de l'eau injectée (eau injectée - Albien - chargée en élément sulfaté SO_4^{2-}) se forme, détériorant les équipements utilisés lors de la récupération secondaire du pétrole, un colmatage des puits et une corrosion des équipements.

Ces deux phénomènes ont un grand impact sur le processus de production de pétrole et par conséquent affectent le déclin de la production de pétrole.

La précipitation de BaSO_4 se produit tout au long de la chaîne de production, dans les fonds de puits et les installations de surface.



La solubilité du sulfate de baryum dans l'eau douce est de 2 mg/L, 10 fois moins que le carbonate de calcium, 100 fois moins que le sulfate de strontium et 1000 fois moins que le sulfate de calcium.

Parmi les moyens de lutte contre ces dépôts:

La première chose qui vient à l'esprit est le traitement des eaux de surface qui élimine les ions SO_4^{2-} . Certes, ce serait une solution idéale si possible, mais lorsqu'il s'agit de traiter 30000 m³/j, cette solution s'avère peu pratique.

Étant donné que la formation de sulfate de baryum ne peut être empêchée, des produits chimiques de traitement, c'est-à-dire des inhibiteurs de tartre, sont utilisés (Anonyme. 4).

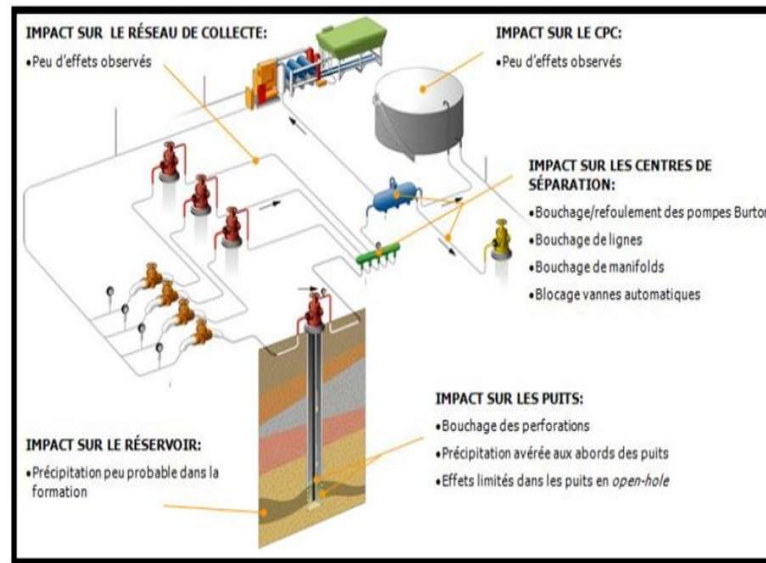


Fig. II.7 : Les différents impacts du BaSO_4 dans les installations de fond et de surface.

2. Conditions de formation des dépôts minéraux

La saturation en eau peut résulter, entre autres, de l'échange d'ions dans les roches. Une chute de pression entre le réservoir et le fond du puits évapore partiellement cette eau, la faisant devenir sursaturée et précipiter des cristaux.

Certains le décrivent en fonction des charges électriques. La gouttelette d'eau contenant le germe cristallin doit émettre une charge positive et avoir une constante diélectrique plus élevée que le pétrole brut flottant. La roche est chargée négativement en raison de la présence d'argile. De même, le courant circulant dans le tube en fera un potentiel négatif. D'où l'attraction et la fixation sur les bosses. Les cristaux polarisés de manière unique sont couplés électriquement et mécaniquement. Je peux facilement imaginer leur croissance (Anonyme. 4).

3. Mécanisme de formation des dépôts minéraux

La précipitation ne se produit que lorsque la sursaturation (la concentration d'un soluté est supérieure à sa solubilité) est si élevée qu'elle peut être accélérée par la présence de certains points (impuretés, parois rocheuses) pour initier la première étape de précipitation des sédiments.

La nucléation, la formation du premier noyau solide résolu. Suivent ensuite les étapes de germination et de croissance des sédiments ainsi que les conditions thermodynamiques (concentration minérale supérieure à la saturation) (Anonyme. 4).

III. FORMATION DES DEPOTS

A. 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 :



$$K = \frac{[A^+][B^-]}{[AB]} \quad (8)$$

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⁻] ≤ 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.

B. 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 : Ba²⁺ et SO₄²⁻. Ces germes grossissent par fixation (*adsorption*) de nouveaux ions de Ba²⁺ et SO₄²⁻ le cristal grossit.

C. 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., 1960).

IV. SOLUBILITE DES SELS

La solubilité des produits d'interaction des anions et des cations est extrêmement importante dans un processus menant à l'entartrage. Les carbonates de calcium, les sulfates de calcium, les sulfures ou sulfates de fer, les oxydes de silicium, les sulfates de baryum et les carbonates de baryum ont une solubilité très basse dans les systèmes aqueux.

De plus, bien que les cations de baryum ne soient pas aussi abondants que ceux du calcium et du fer les sont, la solubilité extrêmement basse de leurs sels de sulfates et de carbonates assurent souvent leur déposition. Les formes de dépôts trouvés au niveau des puits proviennent surtout des combinaisons des cations et des anions qui produisent des sels de faible produit de solubilité et sont géologiquement abondants.

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 .

La solubilité d'un sel est régie par la loi d'action de masses (Guldberg-Waage); pour le sel A_nB_m on a:



Où :

$[\text{A}^{m+}]^n * [\text{B}^{n-}]^m$: Constante (dans des conditions thermodynamiques données).

On appelle cette constante à l'état d'équilibre, produit de solubilité, noté 'Ks' tant que $[\text{A}^{m+}]^n * [\text{B}^{n-}]^m$ reste inférieur à 'Ks'.

Le sel reste en solution ; par contre, si par addition de AB ou de tout autre sel contenant l'ion A^+ ou l'ion B^- , ou par évaporation, le produit $[\text{A}^{m+}]^n * [\text{B}^{n-}]^m$ devient supérieur à 'Ks', le sel AB se précipitera.

Exemple: Cas de CaSO_4

Le produit de solubilité 'Ks' de CaSO_4 , à 10°C est de l'ordre de :

$$Ks = [\text{Ca}^{2+}] * [\text{SO}_4^{2-}] = 1.95 \cdot 10^{-4} \dots\dots (10)$$

Prenons par exemple une solution contenant 0.4g/L de Ca^{2+} . La concentration ionique en Ca^{2+} , serait égale à: $0,4/40 = 10^{-2}$ mol/M (M $\text{Ca}^{2+} = 40$ g/mole)

La concentration ionique en SO_4^{2-} correspondant à la solubilité maximale qui sera donc d'après (1):

$$[\text{SO}_4^{2-}] = Ks / [\text{Ca}^{2+}] = 1.95 * 10^{-2} \text{ mol/L,}$$

Soit : en g/L = $96 * 1.95 \cdot 10^{-2} = 1.87 \text{ g/L}$. (M $\text{SO}_4^{2-} = 96 \text{ g/mole}$)

Si donc, dans une solution contenant 0.4 g /L de Ca^{2+} , on ajoute, sous quelque forme que ce soit plus de 1.87g/L de SO_4^{2-} , il y aura précipitation de CaSO_4 . Inversement, si à une solution contenant 1.87 g/L de SO_4^{2-} , on ajoute plus de 0.4 g/L de Ca^{2+} sous n'importe quelle forme que ce soit, il y aura également précipitation de CaSO_4 .

Toute variation des conditions thermodynamiques de la solution fera aussi varier 'Ks' et pourra donc provoquer la précipitation ou la solubilisation (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.

V. 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-sommeil des concentrations de chacun des ions multipliés par les carrés de leur charge (Hadj Youcef., 2016):

$$\mu = 1/2 \sum C_i Z_i^2 \quad (11)$$

Où :

μ : Force ionique de la solution.

C_i : Concentration de chacun des ions.

Z_i : Charge ionique.

VI. PREVENTION DES DEPOTS

A. Procédé 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 1, 2001).

B. Procédé soustractif

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

C. Procédé additif

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

Il en découle que de ces possibilités, seul l'inhibiteur chimique semble être favorable techniquement, et surtout économiquement (Catalogue CECA, 1975).

VII. LES INHIBITEURS DE DEPOTS

Un inhibiteur est une substance qui est ajoutée en faible quantité dans un produit pétrolier afin de ralentir ou d'empêcher l'évolution de certains phénomènes de dépôts et pour inhiber une réaction chimique c'est-à-dire, de la ralentir ou de l'arrêter (Khelefi., 2014).

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).

A. Domaine d'utilisation

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

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

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

- ✓ Inhibition de la nucléation: déstabilisation thermodynamique des nucléé 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.

VIII. 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 choisi doit posséder une bonne résistivité afin de garder toutes les propriétés au cours du traitement. En plus, il 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.

*Chapitre III:
Incompatibilité des
eaux, dépôts de sel et
leurs effets sur la
production*

Troisième Chapitre : INCOMPATIBILITE DES EAUX, DEPOTS DE SEL ET LEURS EFFETS SUR LA PRODUCTION

I. GENERALITES SUR LES EAUX

A. Introduction

Une eau est dite potable quand elle satisfait à un certain nombre des caractéristiques (eau potable doit être limpide, incolore, fraîche (10°C - 12°C), inodore et de saveur agréable, avec un pH neutre. Elle ne peut contenir de substances toxiques minérales ou organiques et elle doit être exempte de germes pathogènes (OMS, 2004).

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 formées un précipité sur les surfaces de la machinerie et de matériels.

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.

B. Classification des eaux

1. Eaux de surface

Appelées également eaux superficielles, sont constituées de l'ensemble des masses d'eau courantes ou stagnantes, douces, saumâtres ou salées qui sont en contact direct avec l'atmosphère. C'est aussi l'essentiel des cours d'eau, des océans, des mers, des lacs et des eaux de ruissellement.

Sa température varie en fonction du climat et ses saisons. Ses matières en suspensions sont variables selon la pluviométrie et la nature du relief des terres à son voisinage. Sa composition en sels minéraux est variable en fonction du terrain, de la pluviométrie et des rejets. Une eau de surface est ordinairement riche et saturée en oxygène et pauvre en dioxyde de carbone. La dureté de toutes les eaux de surface est modérée (Livre module IS01).

Les utilisations des eaux de surface non salines sont reconstituées par les précipitations et par le recrutement dans les eaux souterraines. Il est perdu par évaporation, infiltration dans le sol où il devient une eau souterraine, utilisé par les plantes pour la transpiration, extrait par l'homme pour l'agriculture, la vie humaine, l'industrie, ou rejeté dans la mer où elle devient saline (Anonyme.2).

Trois principaux types d'eaux de surface peuvent être distingués:

✓ **Les eaux courantes**: sont les masses d'eau qui vont toujours dans le même sens que les rivières, les sources, les ruisseaux et autres cours d'eau. Si les débits d'eau sont puissants avec un courant fort, les eaux sont rhéophiles (rapides) ;

✓ **Les eaux douces calmes**: appartiennent aux eaux intérieurs calmes ou stagnantes, des eaux continentales, tels que les lacs, les lagunes, les étangs, les zones humides et marécages ;

✓ **Les eaux artificielles** : Masse d'eau de surface créée par l'homme dans une zone qui était sèche auparavant. Il peut s'agir par exemple d'un lac artificiel ou d'un canal.

Les eaux de surface peuvent être classées comme artificielles (masse d'eau créée par l'activité humaine) ou modifiées (masse d'eau qui, à la suite de modifications physiques produites par l'activité humaine, a subi une modification substantielle dans sa nature).

Dans ces cas, les eaux superficielles interviennent quand :

- Il y a eu des changements importants dans les caractéristiques hydro-morphologiques de la masse d'eau. Cela se produit lors de travaux de construction destinés à la navigation, d'installations portuaires ou de loisirs, d'alimentation en eau potable, de production d'énergie ou d'irrigation, de régulation de l'eau, de protection contre les inondations, de drainage des sols ou d'autres activités économiques ;

- Les avantages découlant des caractéristiques artificielles ou modifiées de la masse d'eau ne peuvent pas être raisonnablement obtenus, en raison des possibilités techniques ou des coûts disproportionnés pour les atteindre, dans le respect de la présence environnementale de la région. Il conviendrait d'étudier d'autres solutions de remplacement pour l'utilisation des ressources en eau, qui constituent une option plus respectueuse de l'environnement.

2. Eaux souterraines

Les eaux souterraines sont toutes les eaux se trouvant sous la surface du sol, dans la zone de saturation et en contact direct avec le sol ou le sous-sol.

En tant que ressource naturelle vitale et plus ou moins renouvelable et parfois transfrontalières, ces eaux posent des questions juridiques particulières. C'est parfois une source de conflit inter ethnique ou entre pays.

Les aquifères souterrains sont la réserve majeure (96%) de l'eau douce exploitable sur les terres émergées. Leur pompage est réparti comme suit:

- 65% pour l'irrigation ;
- 25% pour l'eau potable ;
- 10% pour l'industrie.

Il existe aussi des eaux fossiles non renouvelables aux échelles humaines de temps et des aquifères profonds qui ne sont que très lentement réalimentés.

L'eau est stockée dans des zones appelées aquifères, composées de roches poreuses et/ou fissurées.

Elle peut s'accumuler dans ces espaces vides pour former des nappes, qui occupent tout ou partie de l'aquifère.

La profondeur des nappes est variable: les plus profondes peuvent se trouver à plusieurs centaines de mètres sous la surface. Les nappes phréatiques sont celles qui se trouvent près de la surface. Leur faible profondeur les rend facilement accessibles pour les activités humaines (Anonyme.4).

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).

Les eaux souterraines se présentent sous trois formes :

✓ **L'eau de constitution** : C'est l'eau qui rentre dans la structure cristalline des minéraux (exemple : gypse $\text{CaSO}_4, 2\text{H}_2\text{O}$) ;

✓ **L'eau de rétention** : Elle se présente sous trois (03) formes :

• **L'eau d'adsorption (liée)** : Les molécules d'eau dipolaires sont attirées par des effets de surface sur des ensembles ionisés (comme les argiles) en couche fine. L'eau d'adsorption n'est pas chassée par centrifugation.

• **L'eau d'adhésion (pelliculaire)** : L'eau est retenue à la surface des grains par une attraction électrique moins forte que dans l'adsorption, elle peut se déplacer.

• **L'eau capillaire** : Elle se trouve dans les pores, c'est l'eau d'adsorption (l'eau recherchée par les racines).

✓ **L'eau libre** : C'est l'eau de gravité, l'eau disponible pour les nappes phréatiques et les aquifères, et qui est donc disponible et exploitable, par un forage ou un puits.

C. Les eaux dans les champs pétrolières

1. L'eau d'injection (water flood)

1.1. Définition

L'eau d'injection est utilisée dans la récupération secondaire du pétrole. L'injection de l'eau est un des moyens de maintien de la pression de réservoir ainsi que pour le lavage des puits salés, L'injection peut être soit du type réparti dans la zone à l'huile, soit du type périphérique dans un aquifère existant.

Elle contient une quantité importante de sulfate sous forme de « Na_2SO_4 » (Krause. & Strover., 1982). C'est le procédé le plus ancien (fin XIX^{ème} 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.

On distingue deux (02) catégories d'eau :

1.1.1. Eau de lavage

Certains eaux de formation peuvent contenir 350g/l de chlorure de sodium et être ainsi proche de la sursaturation qu'une très faible variation de température ou une faible évaporation d'eau due à la chute provoquant une précipitation importante de NaCl sur les parois du tubing jusqu'au bouchage et réduction de la section du tubing qui conduit à la chute de production (Lembarki., 2017).

Cette eau est 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., 1964).

1.1.2. Eau de maintien de pression

Elle est utilisée comme moyen de production lorsque la pression statique absolue entête de puits diminue rapidement au cours d'exploitation d'un gisement et que la récupération d'huile en place n'atteindra qu'un très faible pourcentage des réserves estimées.

1.2. a 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).

1.3. Les buts d'injection d'eau

Les buts de l'injection d'eau sont de deux (02) types :

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'argents tensio-actifs) (Gravier., 1998).

1.4. 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 (Ioradacheseo, 1970).

1.5. 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).

1.6. 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).

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 pétrolière 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, bicarbonates, chlorures, etc.....

En effet, l'eau de gisement contient parfois une quantité considérable de baryum strontium et de calcium (Lembarki., 2017).

2.1. Les importantes caractéristiques principales

2.1.1. 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.

2.1.2. Compressibilité

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

$$CW=0,5 \cdot 10^{-4}(\text{bar})^{-1} \quad (12)$$

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.

2.1.3. Viscosité

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

$$UW=0,3 \text{ à } 0,7 \text{ Cp } (3.10^{-4} \text{ à } 7.10^{-4}) \quad (13)$$

2.1.4. 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 CO₂ et le H₂S.

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.....

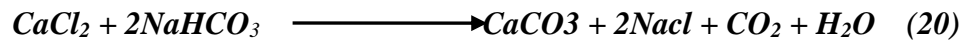
En effet l'eau de gisement contient une quantité considérable de baryum sous forme de «BaCl₂» (Archive 1).

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., 1960).

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 essaie 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 (Krause. & al., 1982) ;

- ✚ 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., 1964) 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/ INCOMPATIBILITE 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 contentent dans le filtrat.

On s'attachera à reproduire les conditions de température prévisibles du mélange, car la température est un facteur qui influe sur la solubilité des sels. L'étude de la compatibilité des eaux à l'échelle du laboratoire peu s'effectuée selon les conditions de surface (pression atmosphérique de 01atm et une température ambiante de 25°C), ou bien selon les conditions de fond (haute pression et haute température) (Robert. & al., 1980).

IV. PROBLEME DE L'INCOMPATIBILITE DES EAUX

On peut avoir une précipitation d'un ou de plusieurs sels inorganiques, lorsqu'on mélange deux eaux incompatibles. C'est le cas d'une eau de réservoir qui contient du baryum mélangée avec une eau d'injection qui contient des sulfates. Ca peut être aussi le cas d'une eau de réservoir qui contient le calcium mélangée avec un fluide de complétion fait de l'eau d'injection qui contient le sulfate ou l'acide (HCl).

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

Dans ce cas, on peut avoir la formation des dépôts suivants:

- Sulfate de calcium (CaSO_4): La solubilité du sulfate de calcium est élevée, donc les dépôts de sulfate de calcium ne se rencontrent qu'exceptionnellement ;
- Sulfate de strontium (SrSO_4): La solubilité du sulfate de strontium est intermédiaire entre celle du sulfate de calcium et celle du sulfate de baryum ;
- Sulfate de baryum (BaSO_4): La solubilité du sulfate de baryum est négligeable, de l'ordre de quelques ppm. En conséquence, tout contact d'une eau de réservoir qui contient le baryum avec une eau qui contient le sulfate entraîne la formation de barytine (sulfate de baryum) (Belazzoug., 2012).

Dans la pratique, il apparait souvent des incompatibilités entre les eaux d'injection et les eaux de gisement, résultant notamment par la formation des sels minéraux (BaSO_4 , CaSO_4 et CaCO_3) peut 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 partes 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).

1. Solubilité du BaSO₄

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 Na₂SO₄. Un certain nombre de sels partialement solubles et d'autres insolubles comme le sulfate de baryum.

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

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 m³ d'eau : (Salhi., 1992).

Tableau.III.1: Solubilité du BaSO₄ par *Kohlrausch*.

T°C	0°77	3°33	18°	26°75	34°
BaSO ₄ 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 in (Salhi., 1992).

Tableau.III.2: Données de Solubilité du BaSO₄ par *COWN & WEINTRITT*.

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

La solubilité du BaSO₄ 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 BaSO₄ 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 BaSO₄.

Le BaSO₄ 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.III.3: Le premier dépôt qui se forme c'est le BaSO₄.

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

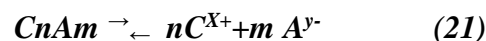
Remarque :

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).

2. Loi de solubilité

La solubilité des sels est régie par la loi d'action masse, l'équilibre de dissociation d'un sel du type **C_n A_m** est le suivant :



D'où :

C: cation de valence X

A: anion de valence Y

$$(NX=MY) \quad (22)$$

La constante de dissociation s'écrit suivant des conditions thermodynamiques données:

$$\frac{[C^{X+}]^{n \times} [A^{Y-}]^{m \times}}{[C_n A_m]} = \text{Constante} \quad (23)$$

Les valeurs entre crochets désignent les activités qui dans le cas de solutions peu chargées en sel sont équivalentes aux concentrations des ions considérés.

Par ailleurs, l'activité des espèces insolubles (cas de C_nA_m) est unitaire. Dans ces conditions : $[C^{X+}]^{n \times} [A^{Y-}]^{m \times} = S$.

Cette constante 'S' est appelée produit de solubilité, elle est caractéristique du sel et des conditions thermodynamiques (Alia. & al., 2014).

La solubilité du BaSO₄ augmente avec l'augmentation de la température et la diminution de pH donne l'influence de la force ionique et de la température sur le produit de solubilité de BaSO₄ dans l'eau distillée (Khelefi., 2014).

L'eau salée et la saumure ont prouvé que l'augmentation de la force ionique provoque l'augmentation de la solubilité de BaSO₄. Le BaSO₄ est insoluble dans les acides et les bases ce qui explique les bouchages des puits après formation de dépôt.

Tableau.III.4: Récapitulatif du produit de solubilité et de la solubilité par rapport aux différents dépôts.

Élément	BaSO ₄	SrSO ₄	CaSO ₄
Produit de solubilité 'K _s '	1,1*10 ⁻¹⁰	2,8*10 ⁻⁷	6,1*10 ⁻⁵
La solubilité 'S' (mol/L)	1,05*10 ⁻⁵	5,3*10 ⁻⁴	7,8*10 ⁻³

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 BaSO₄ commence par la formation de germes cristallins constitués par l'association de quelques ions Ba²⁺ et SO₄²⁻.
- ✓ Ces germes grossissent par fixation (adsorption) de nouveaux ions Ba²⁺ et SO₄²⁻.

4. Propriétés physiques de BaSO₄

L'énergie superficielle a 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 *BRUZZ* qui est de $\sigma = 310 \text{ engs/cm}^3$.

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'adsorption décroissante : $[\text{Fe}(\text{CN})_6]^{4-}$, NO_3^- , MnO_4^- , $\text{Fe}(\text{CN})_6^{3-}$, Cl^- , Br^- , CN^- , $(\text{CNS})^-$ et I^- (El Fil., 2005).

5. Les paramètres influençant sur leur formation

Il y a plusieurs variables qui influent sur la solubilité des dépôts minéraux :

5.1. Influence de la température

La solubilité de 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°C est égale à $2,3\text{mg/L}$ et à 80°C est égale à $3,9\text{mg/L}$ (El Fil., 2005).

Elle a une action très importante sur la solubilité et la croissance cristalline de calcium, baryum et strontium de sulfate. Une augmentation de la température réduit la solubilité de CaCO_3 , SrSO_4 et le CaSO_4 , mais au contraire, elle provoque une grande dissolution de BaSO_4 (Larbaoui-Djallal., 2017).

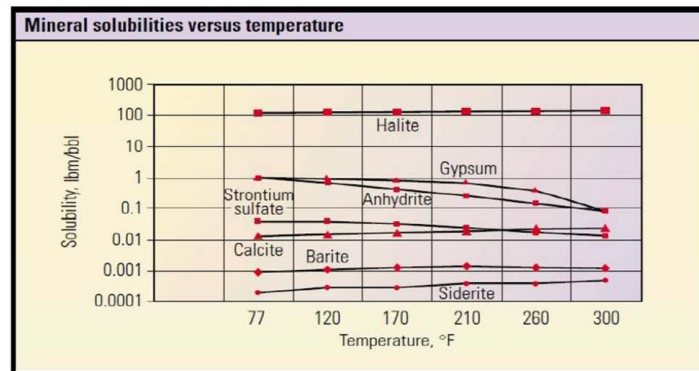


Fig. III.1 : Influence de la température sur la solubilité (Fightingale, 1999).

5.2. Influence des sels dissouts et de la salinité

Une augmentation de la concentration des électrolytes, accélère la vitesse de formation de dépôt. Dans le cas des solutions diluées les activités des différents ions en présence peuvent être assimilées à leur concentration.

Pour des eaux chargées en sels ces ions sont assez rapprochés pour exercer entre eux des interactions électrostatiques non négligeables. L'effet d'autant plus prononcé que le nombre et les charges des ions en présence sont importantes, il est caractérisé par la force ionique qui est la demi somme des concentrations de chacun des ions multiplié par les carrés de leurs charges. Des ions sont d'autant plus marqués que la force ionique de solution est importante, il résulte de ceci que la solubilité d'un sel est augmentée par addition d'un autre sel pour peu que les deux cohabitent ne comportent communs.

Les sels dissouts dans l'eau favorisent la solubilité de BaSO_4 , tout à fait comme dans le cas de CaCO_3 et CaSO_4 .

Par exemple, $100\,000\text{ mg/L}$ de NaCl augmente la solubilité de BaSO_4 de $2,03$ à 31mg/L à 25°C et de $3,9$ à 65mg/L à 95°C (El Fil., 2005).

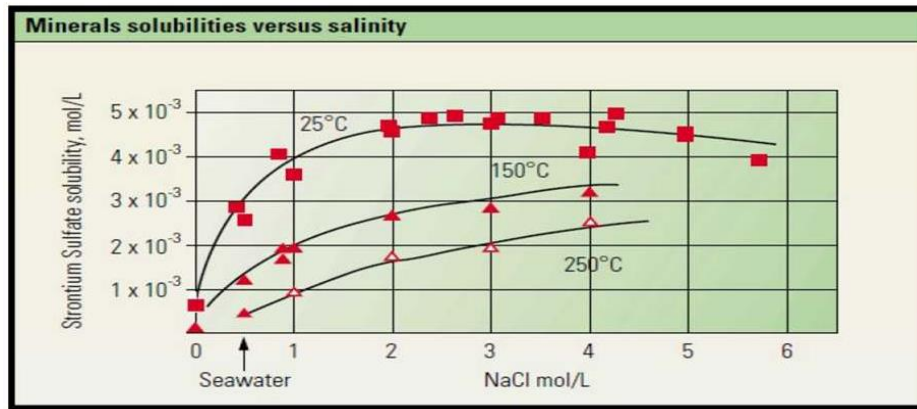


Fig. III.2 : Influence de la salinité sur la solubilité (FightingScale, 1999).

5.3. Influence de la pression

Les variations de pression provoquent des variations de concentration des gaz dissout, et dans ce cas, des déplacements d'équilibre susceptibles de modifier les conditions de précipitation.

En effet les grandes variations de pression ont lieu au cours de la remontée des effluents en surface dans les puits producteurs, ce qui provoque une évaporation partielle de l'eau conduisant à une précipitation rapide de BaSO_4 et CaSO_4 , par contre la diminution de la pression favorise la formation des dépôts de CaCO_3 (Larbaoui-Djallal., 2017).

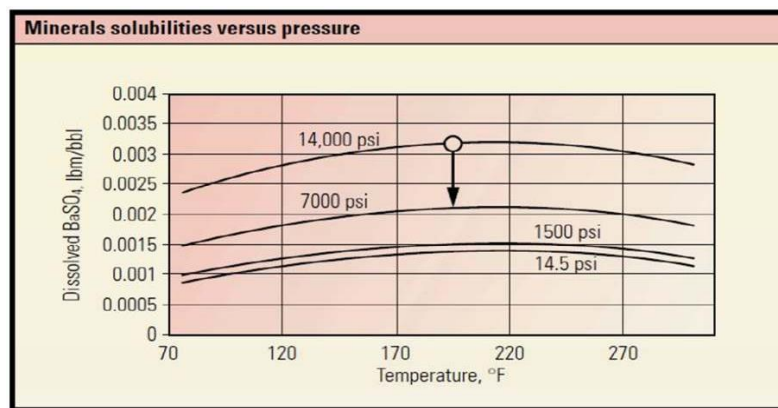


Fig. III.3 : Influence de la pression sur la solubilité (FightingScale, 1999).

5.4. Influence du pH

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

En effet, quand on est en présence d'un pH acide, l'activité du H^+ (qui à pour origine la dissociation des acides faibles ; quand H_2SO_4 est 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 ; Lalmi., 2008).

6. Localisation des dépôts minéraux

D'une manière générale, et en particulier pour le chlorure de sodium (le sel le plus rencontré au niveau de l'anneau d'huile), la solubilité varie dans le même sens que la température et la pression.

Il est donc logique de penser que les cristallisations de sel se produisent de préférence dans les zones soumises à de fortes baisses de température et/ou de pression: le passage du réservoir au puits, le passage du point de bulle, les installations de surface.

En effet, pour qu'il y ait des dépôts, il faut en plus que les conditions locales soient favorables, c'est-à-dire, par exemple:

- Parois rugueuses pour permettre l'accrochage,
- Turbulences favorisant le contact des cristaux avec les parois,
- Potentiel électrique des parois de signe contraire de celui des gouttelettes d'eau chargées de cristaux,
- Vitesse d'écoulement modérée permettant les dépôts des cristaux lorsque ceux-ci atteignent une certaine taille,

Il n'est donc pas possible de prévoir, par raisonnement seulement, l'endroit où ces dépôts se produisent.

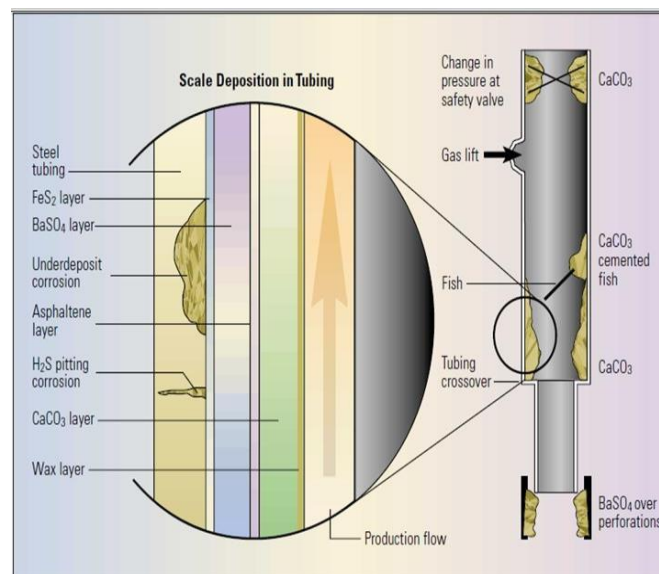


Fig. III.4 : Localisation des dépôts (Fightingscale, 1999).

7. Détection et suivi des dépôts

Une fois complété et raccordé au réseau de production, les meilleures conditions de production doivent être assurées. Pour cela, une surveillance constante des différents paramètres de production s'impose (surveillance quotidienne ou au moins deux (2) fois par semaine). En tête de puits, l'équipe de production, à chaque ronde, relève les paramètres suivants :

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

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

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

C'est en cas de non-correspondance des résultats que l'on peut détecter la présence d'unbouchage (lorsque la chute de pression de tête est importante).

8. Moyens de destruction et de prévention

La lutte contre les dépôts de sel consiste à éliminer au maximum la phase aqueuse par un traitement convenable et à dissoudre les cristaux de sels dans de l'eau externe.

Les moyens existant pour lutter contre les dépôts de sels sont:

8.1. Le travail au câble (Wire-line)

C'est la méthode qui met en œuvre les moyens d'intervention les plus légers et les plus rapides.

Le matériel de travail au câble utilisé permet de gratter le tubing et les équipements de fond, de casser par battage les bouchons de sel rencontrés et de contrôler le puits jusqu'au fond.

8.2. Coiled tubing

Cette opération permet de réaliser rapidement l'intervention sur le puits. Cette intervention consiste à faire circuler dans le puits de l'eau douce (ou traitée) à travers le tube de l'unité Coiled tubing, ce qui permet de dissoudre les dépôts et les bouchons de sel dans le tubing. L'opération peut durer quelques minutes, et même des heures, selon la taille du bouchon de sel.



Fig. III.5 : Opération de Coild tubing.

8.3. Les lavages à l'eau douce

Ils se font :

- Soit en continu (objectif préventif),
- Soit en discontinu (objectif curatif)

8.3.1. Lavage périodique

C'est un traitement curatif des dépôts déjà formés. Il ne nécessite aucune modification de l'équipement, mais oblige à interrompre la production. L'opération consiste à envoyer des bouchons d'eau au fonds du puits.

Un volume (allant jusqu'à 10 m³ ou parfois plus) d'eau traitée (eu douce) est pompé en tête de puits (puits fermé), tout en surveillant la pression en tête afin de ne pas noyer le puits. Le bouchon descend par gravité à travers le tubing en dissolvant avec son passage les ponts de sel rencontrés.

Il perce le bouchon généralement au bout de 8 heures. Après cela le puits est remis en production en le dégorgeant, par le biais de la torche, pour le dégager du bouchon d'eau.

8.3.2. L'injection continue

S'impose lorsque les accumulations sont importantes. Le principe est de pomper une faible quantité d'eau (le minimum nécessaire) au fonds du puits pour abaisser la concentration de l'eau de gisement. Cette opération a le mérite de ne pas interrompre la production.

- Sur les puits à faible débit, on injecte l'eau par un tube de faible section descendu dans le tubing de production.
- Sur les puits à gros débit, l'eau est amenée au fond du puits par le tubing et la production est assurée par l'annulaire.

8.3.3. Les injections (Squeezes) d'eau douce dans la roche

Où elle peut dissoudre les cristaux de sel s'il y en a ; mais ça agit surtout du fait qu'il reste en partie de l'eau adsorbée dans la roche et sert de diluant de l'eau de gisement après la mise en production. L'effet de cette opération peut prendre une longue période.

Remarque : Cette opération comporte le risque de noyage du puits c'est pourquoi elle est à éviter.

8.3.4. Traitement par inhibiteurs

Les inhibiteurs sont des espèces chimiques dont les mécanismes d'action sont divisés en trois 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 (*Figure.III.6a*).

- Ralentissement /Blocage de la croissance des cristaux par adsorption des molécules d'inhibiteurs sur les sites de croissance des dépôts en cours de formation (*Figure.III.6b*).

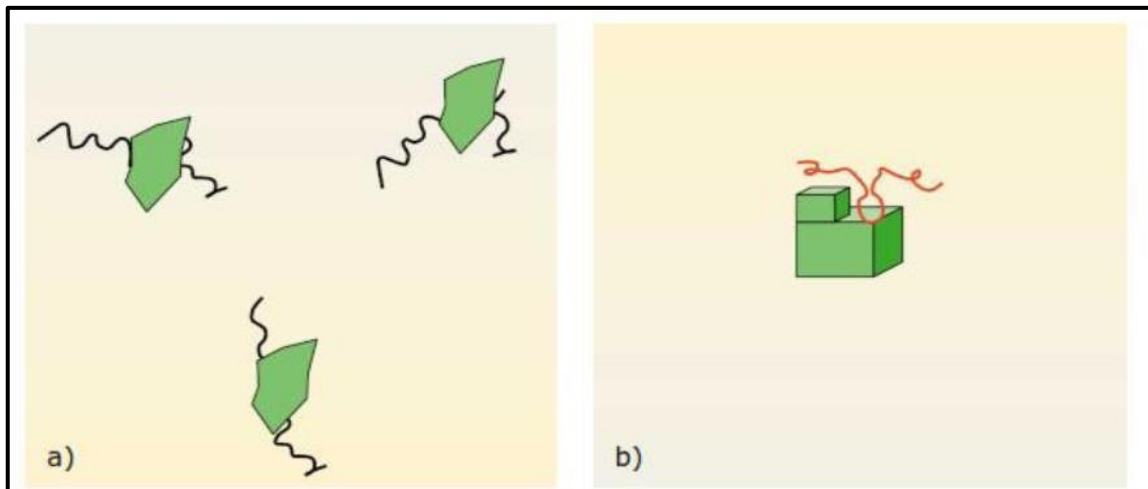


Fig. III.6 : (a)Dispersion des nucléus formés / (b) Stabilisation des dépôts en croissance.

V. 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 IV :
Présentation de la zone
d'étude

Quatrième Chapitre : **PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE**

I. SITUATION DU CHAMP PETROLIER DE L'OUED NOUMER

A. Situation géographique

Le champ pétrolier de l'Oued-Noumer (figure IV.1) est situé à 140 kilomètres au Sud-Est du champ gazier de Hassi R'mel et à 220 kilomètres à l'Ouest-Nord-Ouest du champ pétrolier de Hassi Messaoud.

Son siège administratif et sa base de vie sont installés à 5 kilomètres au Nord de la RN 49, axe routier reliant Ghardaïa – Ouargla et environ 45 km de la ville de Ghardaïa. Le champ pétrolifère couvre une superficie de 110 Km² et produit du gaz à condensat et l'huile (Beicip, 1978).



Fig. IV.1 : Carte de situation géographique du champ pétrolier de l'Oued Noumer (Source : google map).

B. Situation géologique

Le gisement de l'Oued Noumer est situé dans le Sahara septentrional entre les champs de Hassi R'mel, Haoud Berkaoui et Hassi Messaoud.

Localisés sur des fermetures structurales plus ou moins faillées, ces gisements produisent à partir des réservoirs appartenant au Trias Argileux-Gréseux (TAG) anti salifère considéré comme l'âge Trias supérieure à Hassi R'mel. (Beicip, 1978).

II. HISTORIQUE DES GISEMENTS DU CHAMP DE L'OUED NOUMER

Le gisement de l'Oued Noumer est constitué de huit petits gisements différents, chacun avec des caractéristiques lithologiques et pétrophysiques différentes qui influent sur l'importance qualitative et quantitative de chaque gisement (Guerradi. & al, 2021 ; Mohammed, 2014).

A. Gisement de l'Oued Noumer

Découvert en 1969 par le puits de pétrole ONR-1, il produit du pétrole et du gaz à partir des réservoirs [A] et [B].

A ce jour, 17 puits (de ONR-1 à ONR-15 plus ONR-1bis et ONR-8bis ont été forés, dont 05 puits (ONR 1, 2, 4, 6, 12, 15) ont été noyés. Les puits (ONR 10, 13, 14) sont des puits d'observation.

B. Gisement de Ait Kheir

Il a été découvert par un puits ATK-1 en 1971. Il produit du gaz et de l'huile à partir des réservoirs [A] et [B]. Vingt-huit puits (de ATK1 à ATK27 plus ATK1bis) ont été forés, dont ATK 13 est un puits d'eau.

C. Gisement du champ de Djorf

Découvert par le puits DJF-1 en 1974, il produit du pétrole et du gaz qu'à partir seulement du réservoir [A].

Quatre puits (de DJF-1 à DJF-4) ont été forés, dont le puits d'eau DJF-3.

D. Gisement de Makouda

Il a été découvert par le puits MKA-1 en 1975. Ne produisant que du pétrole et du gaz à partir du gisement [A].

Quatre puits (de MKA-1 à MKA-4) ont été forés, dont MKA-3 et MKA-4 sont des puits d'eau.

E. Gisement de Sidi Mezghich

Il a été découvert par le forage SMZ-1 en 1976. Produisant du pétrole et du gaz uniquement à partir du réservoir [A].

Trois puits (de SMZ-1 à SMZ-3) ont été forés, dont le puits SMZ-2 est un puits d'eau.

F. Gisement de Glib El Gemel

Le puits GED-1 a été découvert en Janvier 2012 suite au résultat positif au DST.

G. Gisement de Tréfis

Deux puits ont été forés pour trouver TRF-1 et TRF-2, ce dernier étant trouvé sec. Deux puits, TRF-1 et GED-1, sont reliés au centre de production d'Ait Kheir par des conduites d'échantillonnage de 10 pouces.

H. Gisement de Hassi Boukhellala Nord

Ce puits a été découvert par le puits HGNK-1 suite à un résultat positif de DST en Janvier 2014. Il est relié au centre de production de l'ONR par une conduite de 6 pouces.

Remarque :

A partir de la carte maillée composite du gisement d'Oued Noumer (Sonatrach, 2017), il existe désormais une nouvelle subdivision pour chaque gisement dans la zone d'étude.

- ✓ Le gisement de l'Oued Noumer compte 19 puits (09 puits pétroliers, 05 puits d'eau, 04 puits abandonnés et 01 puits fermés),
- ✓ Le gisement d'Ait Kheir compte 29 puits (18 puits, 01 puits, 01 puits, 04 puits de gaz injecté, 02 puits déconnecté, 03 puits abandonnés, 01 puits d'observation),
- ✓ Le gisement de Djorf est fermé,
- ✓ Le gisement de Makouda compte 04 puits (02 puits pétroliers, 01 puits et 01 puits abandonné),
- ✓ Le gisement de Sidi Mezghich compte 03 puits (02 puits et 01 puits abandonné).

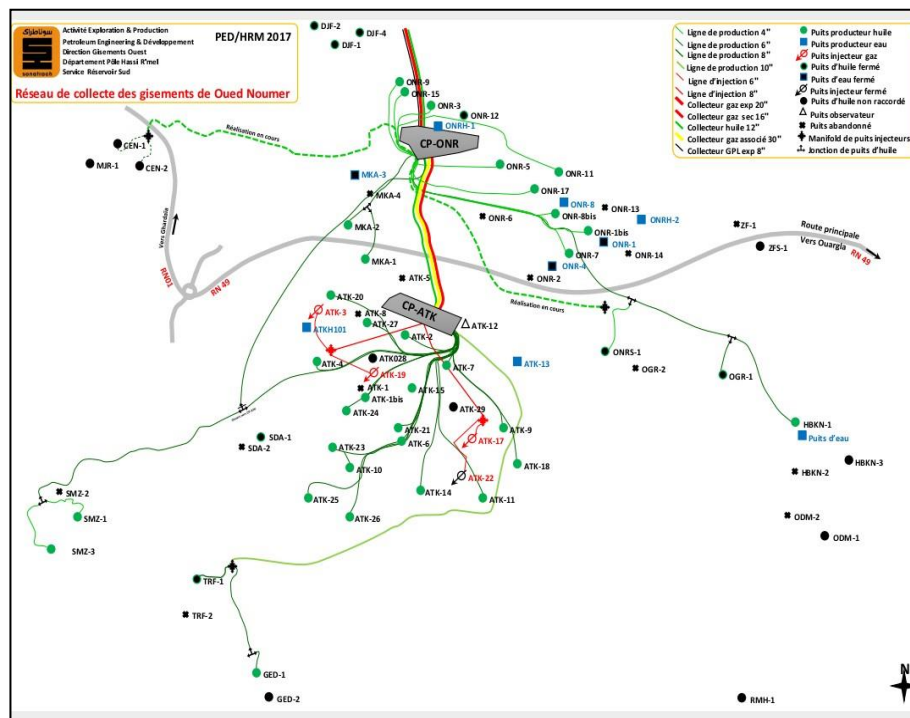


Fig. IV.2 : Carte du réseau de collecte des gisements du champ pétrolier de l'Oued Noumer (Document Sonatrach).

III. CONTEXTE GEOLOGIQUE

A. Aspect stratigraphique

Le série stratigraphique qui compos la région de l'Oued Noumer est constituée du mésozoïque qui repose en discordance sur la série paléozoïque.

1. Paléozoïque

Elle repose sur un socle granitique qui s'amincit progressivement vers l'Est et l'Ouest par rapport au centre du bassin (phénomène dû à l'érosion hercynienne).

1.1. Ordovicien

✓ Grès de l'Oued Saret: caractériser par la présence de pyrite et de matière organique qui sont accompagnés d'argiles silteuse de couleur gris foncé à noire micacé finement stratifié.

✓ La partie supérieur de l'Ordovicien à été érodée discordance hercynienne. La série sédimentaire est caractériser par:

- Les argiles conglomératiques : argile schisteuse, grise foncé noirâtre de nature carbonatée, et de la pyrite gréseuse à sableuse.

2. Mésozoïque

2.1. Trias

Le Trias argileux-gréseux correspondant a un émondage gréseux dans le quelle on distingue trois niveaux (A, B et C), et une série de base dite série inférieur.

Les Trois niveaux précités sont séparés par des couches argileuses de faible épaisseur.

La série inférieur est représentée par des couches argileuses avec des passées de siltstone et des grés. Elle repose en discordance sur micro conglomérat mono génique hétérogène.

2.1.1. Niveau [A] : (2631m – 2676m)

Siltstone brun foncé à noir, passant progressivement vers la base à un grès beige, fin à moyen, bien classé, sub-anguleux à sub-arrondi, friable à ciment argileux, micacé.

- Inclusion d'argile verte (2676m-2687m)
Argile brun-rouge à brun chocolat, localement indurée. Surface de frictions polies.

2.1.2. Niveau [B] : (2687m – 2731m)

Grès beige, moyen à grossier, très friable, sub-arrondi et bien classé. Niveau centimétrique, bitumineux, inclusions et films d'argile verte, avec des micas.

- Niveau de galets et de grés siliceux, blanc, compact (2731m – 2742m)
Argile rouge et verte, silteuse, plastique et carbonatée.

2.1.3. Niveau [C] : (2742m – 2761m)

Grés gris-noir, fin à moyen, sub-arrondi, bien placé à ciment argilo-carbonaté.

✚ Série inférieur

Argiles brun-rouge à verdâtre, indurer silteuse, parfois gréseuse passer de gris beige à gris verdâtre, fin à moyen sub-anguleux à ciment argileux.

2.2. Jurassique

2.2.1. Malm (1352m – 1569m)

Alternances:

- ✓ De Grès gris clair à verdâtre, argilo-dolomitique fine et chlorite friable,
- ✓ D'argiles gris-verdâtre à brun-rougeâtre, silteux, pyriteuse, indurée à plastique,
- ✓ De dolomie gris clair, crypto à microcristallin, compact, partiellement gréseuse.

- ✓ De marne grise à rouge, ferrugineuse, silteuse, avec des niveaux de lignite.

2.2.2. Dogger (1569m – 1735m)

Alternances:

- ✓ De calcaire gris-blanc à débris fossilifère, finement gréseux, parfois crayeux ou oolithique,
- ✓ De dolomie beige à grise crypto, à microcristalline rarement saccharoïde,
- ✓ D'argile grise-verdâtre à brune, localement silteuse.

2.2.3. Lias (1735m – 2041m)

2.2.3.1. Lias marneux (1735m – 1750m)

Marne grise, tendre et silteuse.

2.2.3.2. Lias Carbonaté (1750m – 1801m)

Calcaire blanc à beige, cristallin à trace, avec passée de dolomie grise, compacte et intercalée avec de l'anhydrite blanche translucide massive.

2.2.3.3. Lias Anhydritique (1801m – 1976m)

Anhydrite blanche et grise, translucide, massive à grenue, cristalline, intercalation de dolomie grise, compacte et intercalation d'anhydrite massive, blanche, translucide.

2.2.3.4. Lias Salifère (1976m – 2011m)

Sel hyalin, blanc rose ou opaque et argile brun, tendre à plastique ou dolomitique, finement pyriteuse.

2.2.3.5. Horizon [b] (2011m – 2041m)

Dolomite beige, cristallin, calcaire argileux gris à brun parfois crayeux et argile brun-rouge tendre à plastique.

2.3. Crétacé

2.3.1. Sénonien (00 m – 136 m)

Affleure dans la région ou à été implanté le forage AT-1. La partie supérieure a été érodée. Le reste se compose de:

- La dolomie blanchâtre à beige ou rose, micro à cryptocristallin, localement détritique plus traces de silex.

2.3.2. Turonien (136 m – 226 m)

De dolomie brunâtre, microcristalline, compacte.

2.3.3. Cénomaniens (226 m – 398 m)

Alternances :

- ✓ De calcaire argileux, dolomite beige et gris clair,
- ✓ De dolomie grise, microcristalline, compacte,
- ✓ D'anhydrite calcaire grise, translucide, gypse, compacte.

2.3.4. Albien (398 m – 846 m)

De grés blanchâtre, beige à rouge, fin, moyen à grossier friable, mal classé, sub-anguleux sub-arrondi dolomitique, traces de lignite.

D'argile rouge, silteuse, à sableuse, plastique à tendre ferrugineuse et pyriteuse avec intercalation de dolomie grise, microcristalline, gréseuse compacte.

2.3.5. Aptien (846 m – 870 m)

Dolomie beige à grise, cryptocristalline compacte et passées d'argile brun rouge à gris verdâtre, tendre à plastique, dolomitique.

2.3.6. Barrémien (870 m – 1132 m)

Grés à brun rouge, fin à moyen mal classé, friable, argilo-dolomitique, avec intercalations à grise, plastique, localement sableuse. Vers la base, quelque passées de dolomie grise à brun microcristalline compacte, finement gréseuse.

2.3.7. Néocomien (1132 m – 1352 m)

Alternances:

- ✓ De grés blanc à rouge, moyen à grossier, mal classé sub-anguleux à sub-arrondi, argilo-dolomitique,
- ✓ D'argile brun rouge à gris-vert, silteuse, dolomitique,
- ✓ De dolomie beige, à grise, argileuse et compacte,
- ✓ De calcaire beige, argilo-dolomitique,
- ✓ De marne gris-clair, tendre légèrement dolomitique (Mohammed, 2014).

	AGE	ETAGES	STRATIG.	LITHOLOGIE			
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN		Calcaire à silex			
		TURONIEN		Dolomie			
		CENOMANIEN		Argile dolomie anhydrite			
		ALBIEN		Grès fin			
		APTIEN		Dolomie et mames			
		BARREMIEN		Grès carbonaté			
		NEOCOMIEN		Grès, dolomie argille			
	JURASSIQUE	MALM		Grès Carbonate argile			
		DOGGER		Argile, carbonate			
		LIAS MARNEUX		Mames			
		LIAS CARBONATE		Calcaire			
		LIAS ANHYDRITIQUE		Anhydrite			
		LIAS SALIFERE		Sel, argile			
		HORIZON B		Dolomie			
		S1+S2		Sel, anhydrite, argile			
		S3		Sel massif			
		ARGILEUX SUP.		Argile dolomitique			
	TRIAS	S4		sel massif			
			ARGILEUX INF.	Argile			
		TRIAS ARGILO-GRESUX	GRES A		Argile silteuse Grès argileux		
			ARGILES AB		Argile		
			GRES B		Grès argileux et microconglomératiques		
			ARGILES C		Argile silteuse		
			GRES C		Grès argileux		
			SERIE INFERIEURE		Argile silteuse Grès argileux		
			PALEOZOIQU	ORDOVICIEN	GRES D'OUED SARET		Grès argileux
					GRES D'OUED SARET		Argile

Fig. IV.3 : Echelle litho stratigraphique de la région de l'Oued Noumer (Document Sonatrach).

B. Aspect structural

Du point de vue du cadre structural régional, la zone où se trouve le champ d'Oued Noumer sont située entre les dômes de Hassi R'mel, et de Hassi Messaoud, sur le glacis du M'Zab qui représente la remontée vers Hassi R'mel du synclinal de l'Oued Mya.

Le rebord Est de ce replat est fortement faillé, tandis que la remontée sur le M'Zab est relativement régulière.

La région de l'Oued Noumer est dominée par une série de grandes failles régulières d'orientation générale Nord-Sud. Ces failles plongent vers l'est et ont des dégagements atteignant 100 m.

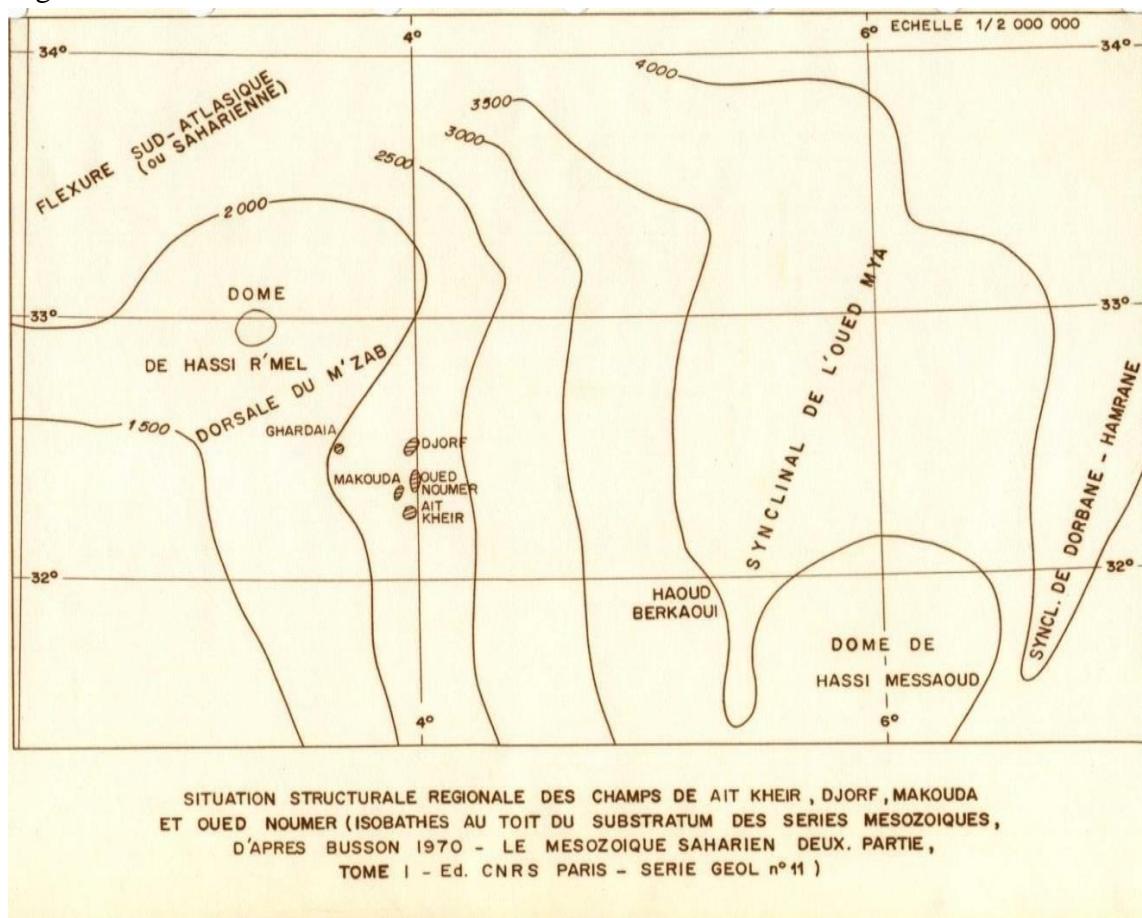


Fig. IV.4 : Situation structurale des champs de l'Oued Noumer (Guerradi & al., 2021).

2^{ème} Partie :
Partie Expérimentale

Chapitre V :
Matériels et Méthodes

Cinquième Chapitre : **MATERIELS ET METHODES**

I. INTRODUCTION

Aujourd'hui à l'échelle mondiale les hommes prélèvent environ 3800km^3 d'eau douce chaque année pour leurs différents usages! Quelque soit l'usage il est nécessaire de traiter l'eau et c'est le cas d'analyse chimique de l'eau d'injection et de l'eau de gisement pour étudier la compatibilité entre eux.

Les dépôts de sels au niveau des champs pétrolier de l'Oued Noumer impacte la performance de production de ces puits et génère des contraintes fonctionnelles qui nécessitent des efforts supplémentaires afin de maintenir le seuil de production prévu de bonne production. Le plan d'action appliqué au niveau du champ se limite au pompage d'eau au niveau des puits et de la collecte pour dissoudre les sels sans utiliser de produits chimiques d'inhibiteur.

Afin de définir un plan d'action qui permet de récupérer une partie du manque à produire induit par la formation de sels dans les puits et le réseau de collecte, D-Lab a été sollicité pour évaluer le manque à produire en utilisant les moyens d'analyses nécessaire ainsi que de l'expertise et définir un plan d'action conjointement avec DP-ONR adéquat pour la situation constatée sur terrain.

La réalisation d'une étude d'efficacité d'anti dépôts repose sur des analyses physico-chimiques des cinq (05) type d'échantillon d'eau provenant de :

- Puits (ATK 13, ONR-8bis): C'est une eau de sources produite par l'aquifère pour le lavage des puits producteur.
- Puits (ATK 15, CEN 3, HBK 1): C'est une eau de gisement.

II. IDENTIFICATION DES OBJETS SOUMIS AUX ESSAIS

A. Échantillonnages

Cinq (05) échantillons d'eau ont été effectués par les employés du Champ de l'Oued Noumer.

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

- ✓ Température ambiante,
- ✓ Pression = Patm (pression atmosphérique) (Rodier., 2009).

1. 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 (Température 36°C et Pression atmosphérique),
- ✓ Etude de compatibilité aux conditions (Température 80°C et Pression atmosphérique),
- ✓ Etude d'efficacité (Température ambiante et Pression atmosphérique).

B. Prélèvement d'échantillons de dépôts de sels des puits (CEN 3, ATK 15, HBK 1 et dépôts de l'eau de source ATK13, ONR-8bis)



Fig.V.1: Remplissage des fus d'échantillonnage.



Fig.V.2: Prélèvement de l'eau au niveau de la prise d'échantillonnage.

C. Etude de compatibilité des eaux

Les études de compatibilité ont été effectuées dans les conditions ambiantes : Température ambiante (36°C) 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 d'injection (ATK 13) / Eau du puits (HBK 1),
- ✓ Eau d'injection (ONR-bis8) / Eau du puits (CEN 3),
- ✓ Eau d'injection (ATK 13) / Eau du puits (ATK 15),

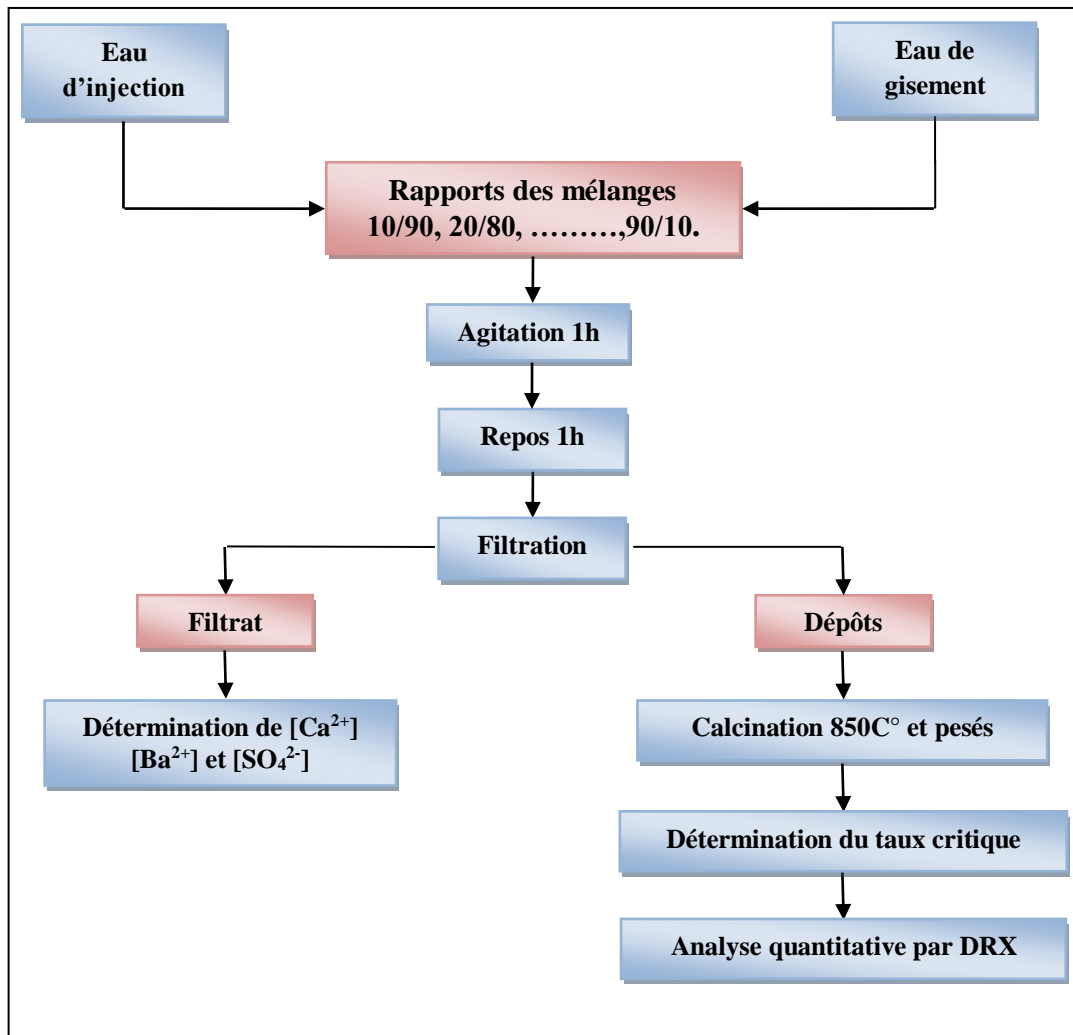


Fig.V.3: Schéma de réalisation d'une étude de compatibilité au laboratoire.

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

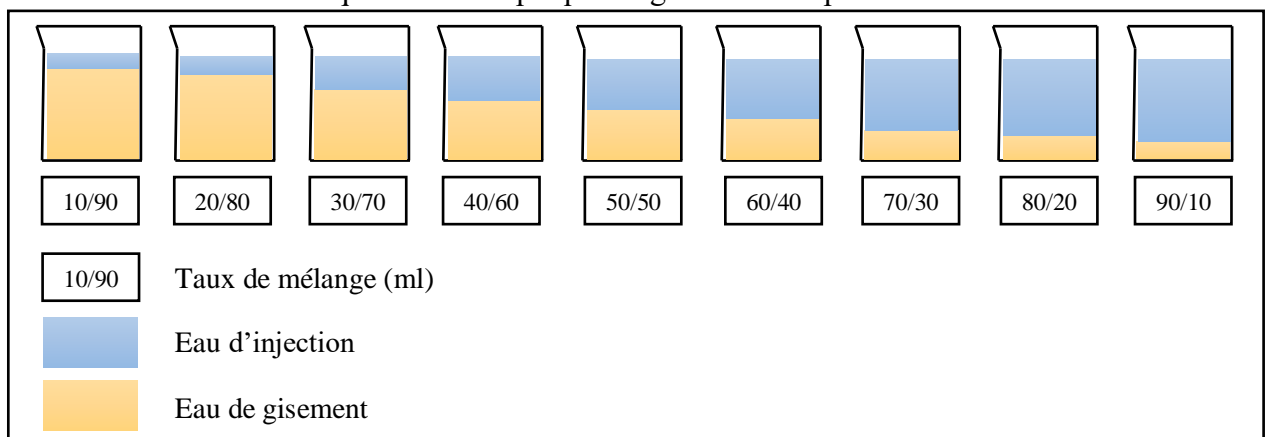


Fig.V.4: Schéma représentatif d'un essai de compatibilité.

D. Analyse physico-chimique

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 :

$$pH = -\log [H_3O^+] \quad (24)$$

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. V.5: Le pH mètre.

2. La température

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. V.6: Un thermomètre de laboratoire.

3. Mesure de la turbidité

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.V.7: 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 du Calcium

Le principe du dosage est de complexer les ions calcium (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"> • Dosimétrie (précision 0,01) • Agitateur 	<ul style="list-style-type: none"> • Solution de complexons EDTA à 0,01 N • Solution de KOH au NaOH à 20% • T.E.A (tri éthanol amine) • Pincée de murexide



Fig. V.8: 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*

$$\text{Teneur en } Ca^{2+} \text{ (mg/L)} = V. N. D. 40,08 . 10^3 / PE \quad (25)$$

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. V.9: Les agitateurs.

5. Dosage du Magnésium

• *Principe*

Titrage 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"> • Dosimètre (Précision : 0,01ml). • Agitateur. • Pipette de 20 à 25 ml. • Bêcher de 50 ml. • Balance analytique (Précision : 0,001g) 	<ul style="list-style-type: none"> • Le complexant EDTA à 0,01N, • Solution tampon (NH₄OH +NH₄Cl) a pH10, • Solution de noir Erochrome (NET), • T.E.A.

• *Mode opératoire*

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

• *Expression des résultats*

$$\text{Teneur en Mg}^{2+} \text{ (mg/L)} = (V_2 - V_1) \cdot N \cdot D \cdot 24,32 \cdot 10^3 / PE \quad (26)$$

Où :

V₁: Volume de l'EDTA en ml nécessaire au titrage du Ca²⁺,

V₂: Volume de l'EDTA en ml nécessaire au titrage de la somme Ca²⁺, Mg²⁺,

N: Normalité de l'EDTA,

D: Facteur de dilution,

24,32: Masse molaire de Mg²⁺,

PE: Prise d'essai.



Fig.V.10: Dosimètre du Magnésium (Précision : 0,01ml).

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

• *Mode opératoire*

- ✓ On prend une prise d'essai de 50 ml, puis on ajoute environ 10ml d'HCL pour acidifier le milieu et on porte le mélange à l'ébullition,
- ✓ On ajoute ensuite 10 gouttes de HNO₃, on laisse à cette température pendant 2mn, puis refroidir le mélange et par la soude NaOH 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*

$$\text{Teneur en Fe}^{2+} \text{ (mg/L)} = V. N. D. 55,85. 10^3 / PE \quad (27)$$

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 (BaCl₂). Les sulfates sont précipités sous forme de sulfate de baryum (BaSO₄).

- *Matériels utilisés*

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



Fig. V.11: 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*

$$\text{Teneur en } SO_4 = (P_2 - P_1) \cdot 441,52 / PE \quad (28)$$

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 $SO_4 \cdot 10^3$ et la masse molaire du $BaSO_4$.



Fig.V.12: Four à 850°C

8. Dosage du Baryum

- *Principe*

Le baryum précipite sous forme de chromate de baryum ($BaCrO_4$) et pesé sous cette forme.

- *Réactifs*

- Eau oxygénée H_2O_2 à 30%,
- Ammoniaque NH_4OH ,
- Chromate de potassium K_2CrO_4 à 10%,
- Solution tampon ($CH_3COOH + CH_3COONH_4$) 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 H_2O_2 et on laisse bouillir le mélange sur une plaque chauffante jusqu'à dégagement total du H_2O_2 .
- ✓ Ajouter cinq (05) gouttes d'ammoniaque et laisser le tout bouillir encore deux (02) minutes,

- ✓ Laisser refroidir la solution puis la filtrer à travers du papier filtre,
- ✓ Le filtrat récupéré est réglé à un pH de 4,6 avec un système tampon ($\text{CH}_3\text{COOH} + \text{CH}_3\text{COONH}_4$).
- ✓ Ajouter 10 ml de K_2CrO_4 , 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_1 .
- ✓ Filtrer la solution à travers le verre fritté à l'aide du système de filtration et laver plusieurs fois le bêcher avec une solution diluée de K_2CrO_4 pour récupérer le maximum de dépôts.
- ✓ Mettre le verre fritté dans l'étuve à 105°C pendant 30 mn, le mettre dans le dessiccateur pendant 20 mn pour refroidir puis le peser, noter le poids P_2 .

- *Expression des résultats*

$$\text{Teneur en Ba}^{2+} \text{ (mg/L)} = (P_2 - P_1) \cdot 542,131 / PE \quad (29)$$

Où :

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

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

- *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_1 .
- ✓ On introduit une prise d'essai de 10 ml dans la capsule contenant le Na F et on la remet à l'étuve jusqu'à évaporation complète de l'eau,
- ✓ On le pèse et on note son poids P_2 .
- ✓ La différence de poids donne le poids de l'extrait sec.

- *Expression des résultats*

$$\text{Teneur en extrait sec (mg/L)} = (P_2 - P_1) \cdot D \cdot 10^3 / PE \quad (30)$$

Où :

P_1 : Poids du creuset vide,

P₂: Poids du creuset plein,
D: Dilution.

10. Dosage des Carbonates et des 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"> • Dosimétrie (précision 0,01) • Agitateur • pH mètre 	<ul style="list-style-type: none"> • Solution de HCL à 0,05N

- *Mode opératoire*

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

10.1. Détection des carbonates (CO₃²⁻)

Si: pH < 8,30 ; l'eau ne contient pas de CO₃²⁻

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.

10.2. Détection des bicarbonates (HCO₃⁻)

Si: pH < 4,30 ; l'eau ne contient pas d'ion bicarbonates HCO₃⁻

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*

$$\text{Teneur en HCO}_3^- = V \cdot N \cdot 61 \cdot 10^3 / PE \quad (31)$$

Où :

V: Volume de HCL,

61: Masse molaire de HCO₃⁻,

N: Normalité de HCL,

62: Masse molaire de CO₃²⁻,

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 Ag⁺ le composé le moins soluble. Ainsi, La solution titrante est composée d'ions Ag⁺ qui réagissent avec les ions 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"> • Burette (précision 0,01) • Agitateur 	<ul style="list-style-type: none"> • Solution d'AgNO₃ à 0,02 N • Solution de K₂CrO₄

- *Mode opératoire*

✓ On prend une prise d'essai de 10 ml,
 ✓ On ajoute quelque goutte de K₂CrO₄ comme indicateur (coloration jaune),
 ✓ Puis on titre par une solution d'AgNO₃ jusqu'à l'apparition d'une coloration rouge brique.

- *Expression des résultats*

$$\text{Teneur en Cl}^- = D.V. N. 35,457.10^3 / PE \quad (32)$$

Où :

V: Volume d'AgNO₃,

D: facteur de dilution,

35,457 : Masse molaire du Chlore.

12. Dosage du Sodium (Na⁺) et du Potassium (K⁺), par photométrie de 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"> • Spectrophotomètre à flamme 	<ul style="list-style-type: none"> • Solutions étalons (hydroxyde de sodium et hydroxyde de potassium).

- *Mode opératoire*

✓ On lit l'absorption des solutions étalons des concentrations connues 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⁺ et de K⁺»,
 ✓ A l'aide de la courbe d'étalonnage on détermine la concentration correspondante.

- *Expression des résultats*

Après le traçage de la courbe d'étalonnage, on obtient 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.

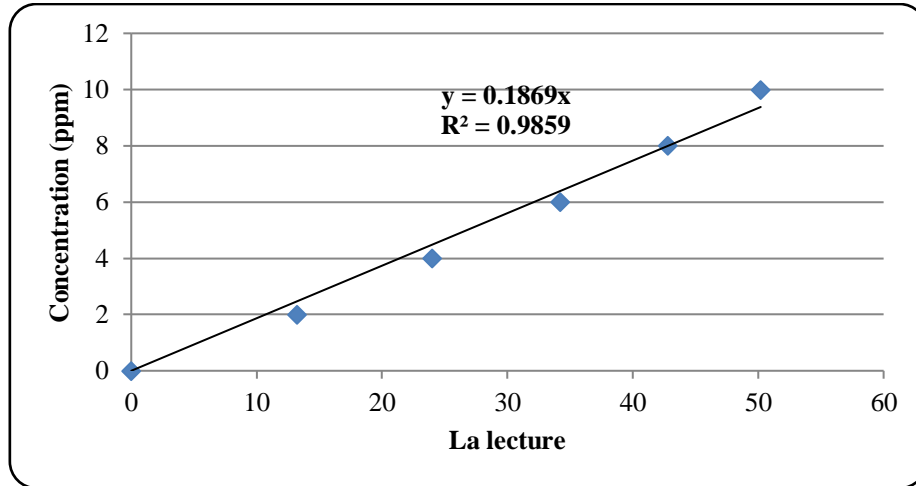


Fig.V.13: Courbe d'étalonnage du Sodium (Na⁺).

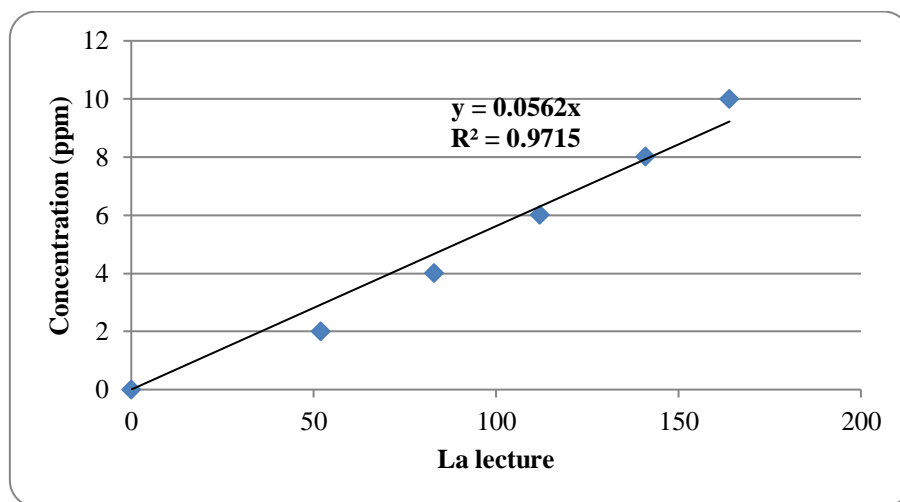


Fig.V.14: Courbe d'étalonnage du Potassium (K⁺).

13. Détermination du taux critique d'incompatibilité de l'eau d'injection et de gisement dans les conditions de surface

- Matériels utilisés

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

- 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 lavées à chaud à l'acide chlorhydrique ; rincées 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 diffractométrie 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.

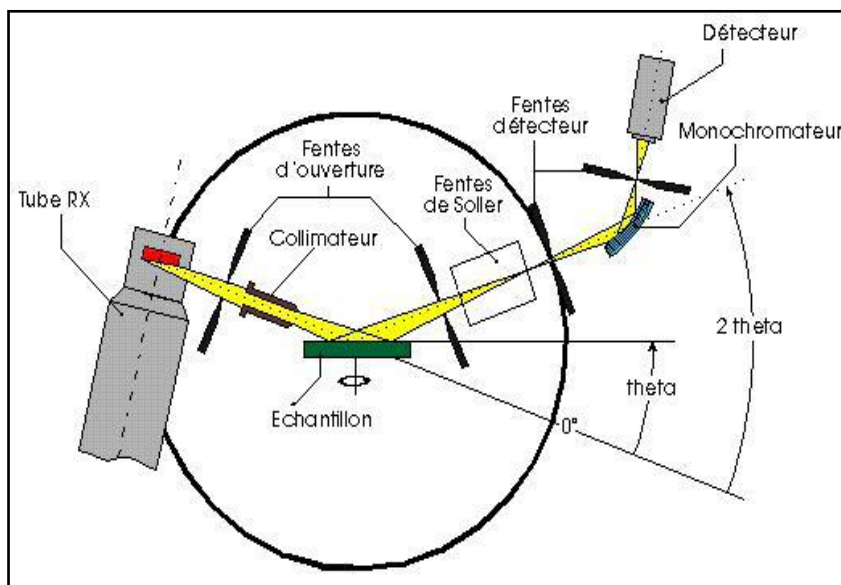


Fig.V.15: Schéma d'un diffractomètre de rayons 'X'.

15. Test d'efficacité d'un inhibiteur de dépôt

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

- *Mode opératoire*

- ✓ Préparer une série des béchers 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 ajoute dans des béchers 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 :

$$Eff (\%) = (T_0 - T_1) \cdot 100 / T_0 \quad (33)$$

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.

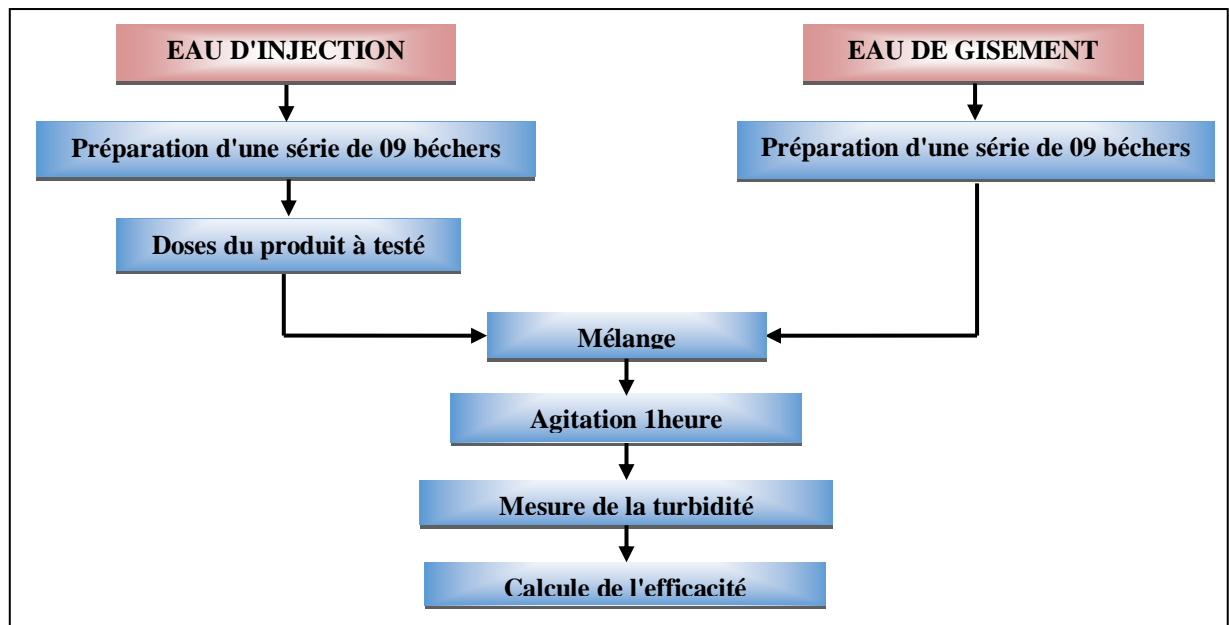


Fig.V.16: Schéma récapitulatif du test d'efficacité d'un inhibiteur de dépôt.

III. 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 VI :
Résultats et Interprétations

Sixième Chapitre : **RESULTATS ET INTERPRETATIONS****I. INTRODUCTION**

Ce chapitre est consacré à l'interprétation des résultats d'analyses d'eau prélevés au niveau des puits Oued Noumer.

Dans le cadre du projet Activité Dessalage Champs Oued Noumer. Un ensemble d'analyses physico-chimiques, et des études de compatibilités ont été effectués sur des échantillons d'eau prélevés de différents points de la région d'oued Noumer par le personnel de D-LAB durant la mission du 26/02/23 au 29/02/23. Les résultats sont exprimés dans le tableau.VI.1 pour les eaux d'injection et les eaux produites à partir des puits.

II. RESULTATS D'ANALYSES PHYSICO-CHIMIQUE

Les échantillons prélevés ont été réalisés sur les eaux de sources injectées et les eaux des puits producteurs de l'Oued Noumer (ATK 13, CEN 3, ATK 15, ONR-8bis et HBK 1). Les résultats sont récapitulés dans le tableau suivant :

Tableau.VI.1: Les résultats des analyses physico-chimiques des eaux injectées et des eaux des puits producteurs (ATK 13, CEN 3, ATK 15, ONR-8bis et HBK 1).

Types	Eaux de Sources injectées				Eaux produites des puits producteurs					
	Eau d'injection (ATK 13)		Eau Produite du Puits (ONR- 8bis)		Puits (ATK 15)		Puits (HBK 1)		Puits (CEN 3)	
Paramètres										
pH à 20 C°	7.58		7.65		3.05		3.53		2.78	
Cations	mg/L	méq	mg/L	méq	mg/L	méq	mg/L	méq	mg/L	méq
Ca ⁺⁺	99.98	4.99	121.37	60.06	21482	1074.1	43360	2168	38602	1930.1
Mg ⁺⁺	36.84	3.02	51.86	4.26	4031.5	331.53	3772	310.19	4825.50	396.83
Na ⁺	206.69	8.98	187.05	8.13	57070	2481.30	76911	3343.95	76164	3311.47
K ⁺	8.59	0.22	10.28	0.26	2651.5	67.98	3978.5	102.01	3703.50	94.96
Ba ⁺⁺	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
Fe ⁺⁺	trace	Trace	trace	Trace	201	7.19	338	12.10	285	10.20
Total		17.24		18.75		3990.36		5990.65		5786.89
Anions	mg/L	Méq	mg/L	Méq	mg/L	Méq	mg/L	méq	mg/L	Méq
Cl ⁻	258.83	7.29	304.93	8.59	150692.2	4250	221606.25	6250	212742	6000
CO ₃ ⁻⁻	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
HCO ₃ ⁻	144.57	2.37	164.70	2.70	00	00	00	00	00	00
SO ₄ ⁻	420	8.75	390	8.12	410	8.54	105	2.18	110	2.19
Total		18.41		19.41		4258.54		6252.18		6002.29
Salinité exprimé en (Nacl) (g/L)	0.42		0.50		247.13		363.43		348.89	
Extrait sec (mg/L)	1340		1460		252440		422840		353480	

N.B :

Méq= [E]/ Masse volumique [E]

III. RESULTATS DES ETUDES DE COMPATIBILITE DES EAUX

A. Etude de compatibilité des eaux à 36°C

1. Etude de compatibilité entre les eaux du HBK 1 et les eaux du ATK 13 (à 36°C / Pression atmosphérique)

Les résultats de l'étude de compatibilité du mélange des différentes eaux sont récapitulés dans le tableau suivant :

Tableau.VI.2 : Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux HBK 1 / ATK 13 à 36°C.

Rapport des mélanges	Masse des dépôts obtenus (mg/L)	HBK 1/ ATK 13 (mg/L)			
		Ca ²⁺	Ba ²⁺	SO ₄ ²⁻	Salinité (g/L)
0/100	-			420	
10/90	122	7326,62	00	250	40,872
20/80	356	9635,23	00	240	67,231
30/70	476	12745,44	00	245	99,270
40/60	538	18388,70	00	200	145,988
50/50	552	21482,88	00	190	175,187
60/40	652	21659,23	00	170	221,905
70/30	1334	27462,82	00	145	192,706
80/20	1150	34228,32	00	138	280,303
90/10	1176	37915,68	00	116	297,822
100/00	-			105	40,872

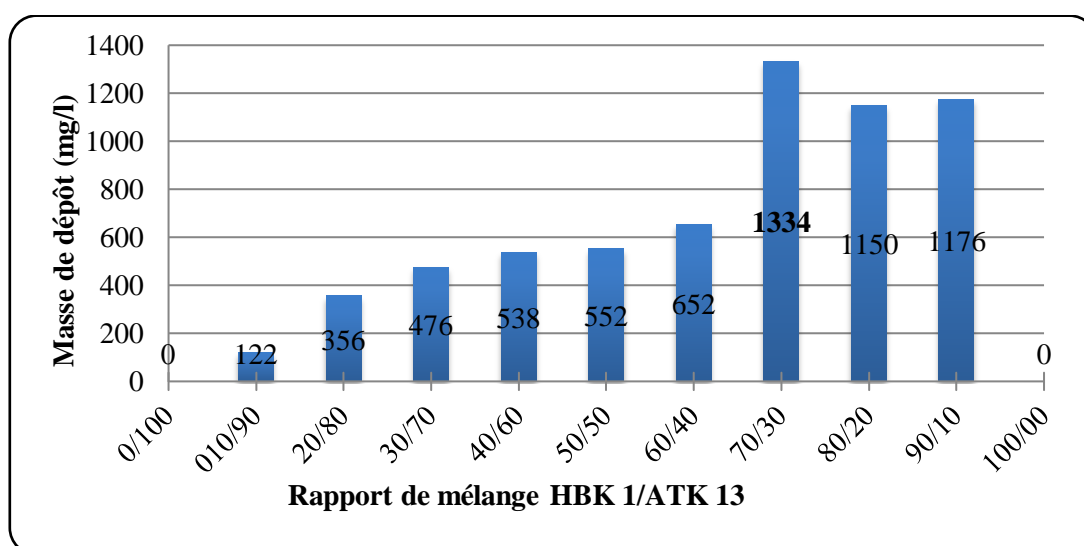


Fig. VI.1 : Taux critique d'incompatibilité des eaux du gisement (HBK 1) et des eaux d'injection du puits (ATK 13) à 36°C.

La figure.VI.1, montre que les deux eaux : l'eau produite par le puits ATK 13 et l'eau du puits HBK 1 sont incompatible sur toute l'échelle des différent taux de mélange. Ainsi, la masse de dépôt de sels obtenu augmente jusqu'à atteindre un maximum de **1334 mg/L** pour un taux de mélange (**70/30**). Ce dernier représente le taux critique.

On remarque sur le tableau.VI.2, une absence totale du Baryum de l'eau du gisement car cette eau contenait à l'origine du Baryum mais il a été contaminé par les sulfates qui proviennent de l'eau de source, une diminution des sulfates avec un taux de salinité de **192,706 g/L**.

2. Etude de compatibilité entre les eaux du CEN 3 et les eaux du ONR-8bis (à 36°C / Pression atmosphérique)

Les résultats de l'étude de compatibilité du mélange des différentes eaux sont récapitulés dans le tableau suivant :

Tableau.VI.3: Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux CEN 3 / ONR-8bis à 36°C.

Rapport des mélanges	Masse des dépôts obtenus (mg/L)	CEN 3/ ONR-8bis (mg/L)			
		Ca ²⁺	Ba ²⁺	SO ₄ ²⁻	Salinité (g/L)
0/100	-	-	-	390	-
10/90	200		00	385	99.456
20/80	322		00	371	157.960
30/70	396		00	340	228.165
40/60	616		00	302	298.370
50/50	658		00	290	356.874
60/40	778		00	248	263.268
70/30	810		00	189	310.071
80/20	1078		00	1078	274.969
90/10	940		00	139	314.221
100/00	-		-	110	-

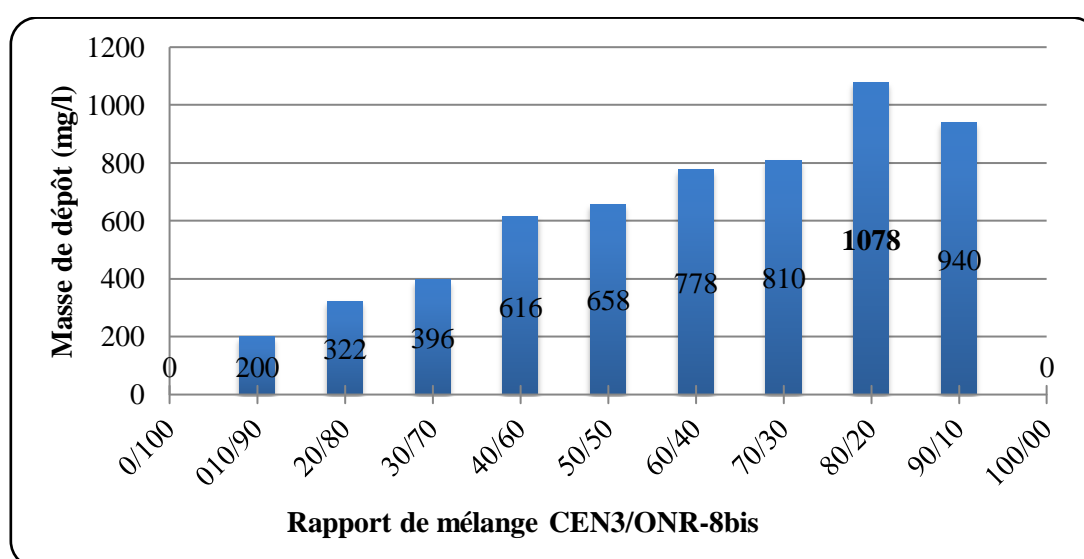


Fig. VI.2 : Taux critique d'incompatibilité des eaux du gisement (CEN 3) et des eaux d'injection du puits (ONR-8bis) à 36°C.

La figure.VI.2, montre que les deux eaux : l'eau produite par le puits ONR-8bis et l'eau du puits CEN 3 sont incompatible sur toute l'échelle des différent taux de mélange. Ainsi, la masse de dépôt de sels obtenu augmente jusqu'à atteindre un maximum de **1078 mg/L** pour un taux de mélange (**80/20**). Ce dernier représente le taux critique.

On remarque sur le tableau.VI.3, une absence totale du Baryum car l'eau de ce gisement contenait du Baryum à l'origine mais qu'il a été contaminé par les sulfates qui proviennent de l'eau de sources qui diminuent au fur et a mesure, avec un taux de salinité de **274.969 g/L**.

3. Etude de compatibilité entre les eaux du ATK 15 et les eaux du ATK 13 (à 36°C / Pression atmosphérique)

Les résultats de l'étude de compatibilité du mélange des différentes eaux sont récapitulés dans le tableau suivant :

Tableau.VI.4 : Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux ATK 15 / ATK 13 à 36°C.

Rapport des mélanges	Masse des dépôts obtenus (mg/L)	ATK 15/ ATK 13 (mg/L)			
		Ca ²⁺	Ba ²⁺	SO ₄ ²⁻	Salinité (g/L)
0/100	-	-	-	-	-
10/90	100	5138.838	00	265	40.946
20/80	182	3493.154	00	235	70.199
30/70	256	6847.146	00	230	53.181
40/60	316	7668.088	00	225	93.600
50/50	384	11038.11	00	190	152.104
60/40	434	17325.962	00	165	197.445
70/30	520	17986.574	00	140	200.711
80/20	724	17685.276	00	120	224.963
90/10	780	20462.118	00	120	230.065
100/00	-	21448.000	00	-	-

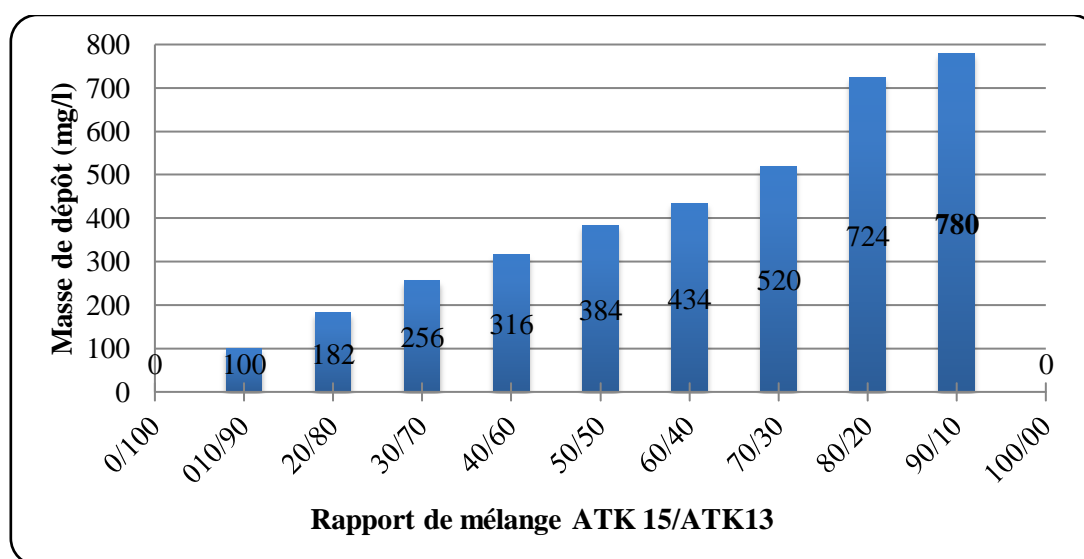


Fig.VI.3 : Taux critique d'incompatibilité des eaux de gisement (ATK 15) et des eaux d'injection (ATK 13) à 36°C.

La figure.VI.3, montre que les deux eaux : l'eau produite par le puits ATK 13 et l'eau du puits ATK 15 sont incompatible sur toute l'échelle des différent taux de mélange. Ainsi, la masse de dépôt de sels obtenu augmente jusqu'à atteindre un maximum de **780 mg/L** pour un taux de mélange (**90/10**). Ce dernier représente le taux critique.

On remarque sur le tableau.VI.4, une absence totale du baryum de l'eau du gisement car cette eau contenait à l'origine du Baryum mais il a été contaminé par les sulfates qui proviennent de l'eau de lavage (source). Ces sulfates diminuent jusqu'à stabilité, avec un taux de salinité de **230.065 g/L**.

B. Etude de compatibilité des eaux à 80°C

1. Etude de compatibilité entre les eaux du HBK 1 et les eaux du ATK 13 (à 80°C / Pression atmosphérique)

Les résultats de l'étude de compatibilité du mélange des différentes eaux sont récapitulés dans le tableau suivant :

Tableau.VI.5: Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux (Température à 80°C) HBK 1 / ATK 13.

Rapport des mélanges	Masse des dépôts obtenus (mg/L)	HBK 1/ ATK 13 (mg/L)			
		Ca ²⁺	Ba ²⁺	SO ₄ ²⁻	Salinité (g/L)
0/100	-	-	-	420	
10/90	286	1038.85	00	250	35.032
20/80	408	11030.02	00	230	65.329
30/70	568	12601.15	00	200	87.590
40/60	578	16593.12	00	180	116.789
50/50	888	21418.75	00	140	150.329
60/40	1004	24673.25	00	130	156.870
70/30	1022	26581.06	00	124	186.866
80/20	1154	31855.58	00	119	210.225
90/10	1302	33827.52	00	110	259.635
100/00	-	-	-	105	-

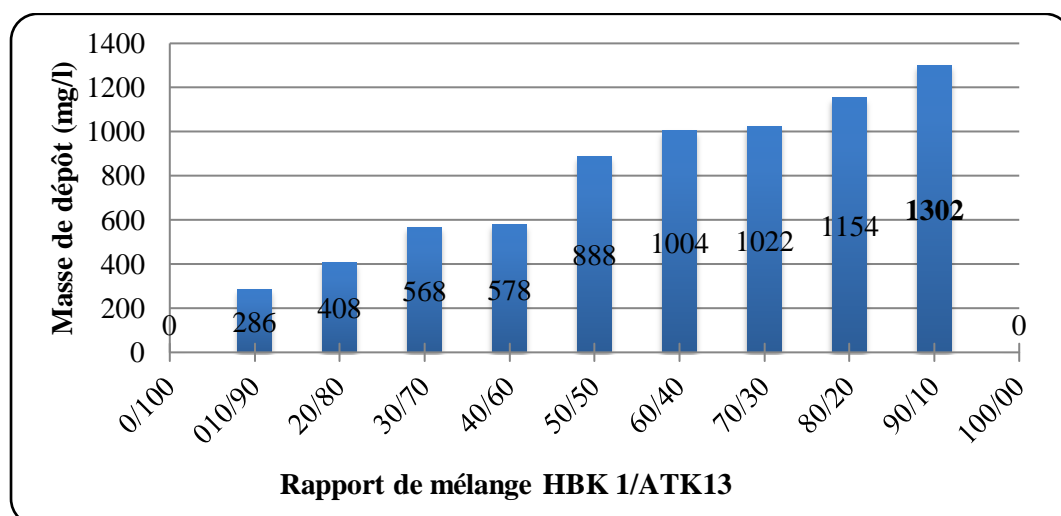


Fig. VI.4 : Le taux critique d'incompatibilité des eaux du gisement (HBK 1) et des eaux d'injection (ATK 13) à 80°C.

La figure.VI.4, montre que les deux eaux : l'eau produite par le puits ATK 13 et l'eau du puits HBK 1 sont incompatible sur toute l'échelle des différents taux de mélange. La masse de dépôt de sels obtenue augmente jusqu'à atteindre un maximum de **1302 mg/L** pour un taux de mélange (**90/10**). Ce dernier représente le taux critique.

On remarque sur le tableau.VI.5, une absence totale de baryum de l'eau du gisement car cette eau contenait à l'origine du Baryum mais il a été contaminé par les sulfates qui proviennent de l'eau de lavage (source), une présence des sulfates qui diminuent progressivement et un taux de salinité de **259.635 g/L**.

2. Etude de compatibilité entre les eaux du CEN 3 et les eaux du ONR-8bis (à 80°C / Pression atmosphérique)

Tableau.VI.6: Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux (Température à 80°C) CEN 3/ ONR-8bis

Rapport des mélanges	Masse des dépôts obtenus (mg/L)	CEN 3/ ONR-8bis (mg/L)			
		Ca ²⁺	Ba ²⁺	SO ₄ ²⁻	Salinité (g/L)
0/100	-	-	-	-	-
10/90	392		00	305	43.878
20/80	536		00	266	78.980
30/70	868		00	226	111.157
40/60	958		00	200	146.260
50/50	1130		00	166	172.586
60/40	1262		00	147	213.539
70/30	1398		00	123	221.091
80/20	1536		00	109	269.118
90/10	1898		00	87	301.295
100/00	-		-	-	-

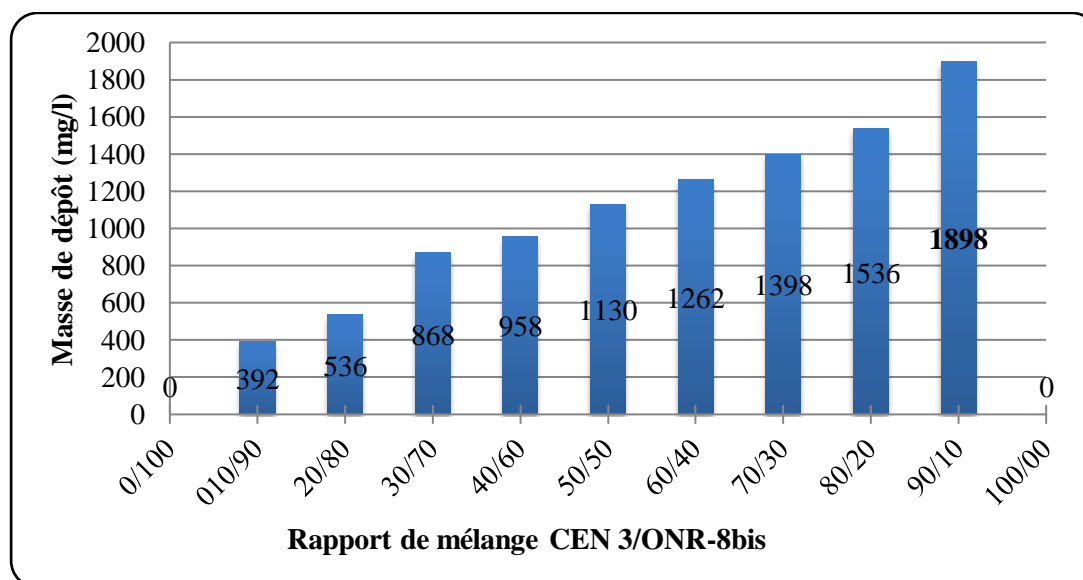


Fig. VI.5 Le taux critique d'incompatibilité des eaux de gisement (CEN 3) et des eaux d'injection (ONR-8bis) à 80°C.

La figure.VI.5, montre que les deux eaux : l'eau produite par le puits ONR-8bis et l'eau du puits CEN 3 sont incompatible sur toute l'échelle des différent taux de mélange. La masse de dépôt de sels obtenu augmente jusqu'à atteindre un maximum de **1898 mg/L** pour un taux de mélange (**90/10**). Ce dernier représente le taux critique.

On remarque sur le tableau.VI.6, une absence totale du baryum de l'eau du gisement car cette eau contenait à l'origine du Baryum mais il a été contaminé par les sulfates qui proviennent de l'eau de lavage (source), une présence des sulfates qui diminuent progressivement et un taux de salinité de **301.295 g/L**.

3. Etude de compatibilité entre les eaux du ATK 15 et les eaux du ATK 13 (à 80°C / Pression atmosphérique)

Tableau.VI.7: Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux (Température à 80°C) ATK 15/ ATK 13

Rapport des mélanges	Masse des dépôts obtenus (mg/L)	ATK 15/ ATK 13 (mg/L)			
		Ca ²⁺	Ba ²⁺	SO ₄ ²⁻	Salinité (g/L)
0/100	-	-	-	-	-
10/90	212	4951.263	00	270	46.797
20/80	314	3263.897	00	255	65.811
30/70	462	6284.423	00	230	117.002
40/60	614	7488.53	00	215	131.628
50/50	672	11044.523	00	200	175.506
60/40	750	17096.704	00	160	190.446
70/30	772	17661.124	00	145	201.711
80/20	954	17493.894	00	125	220.963
90/10	1142	20112.019	00	110	230.065
100/00	-	-	-	-	-

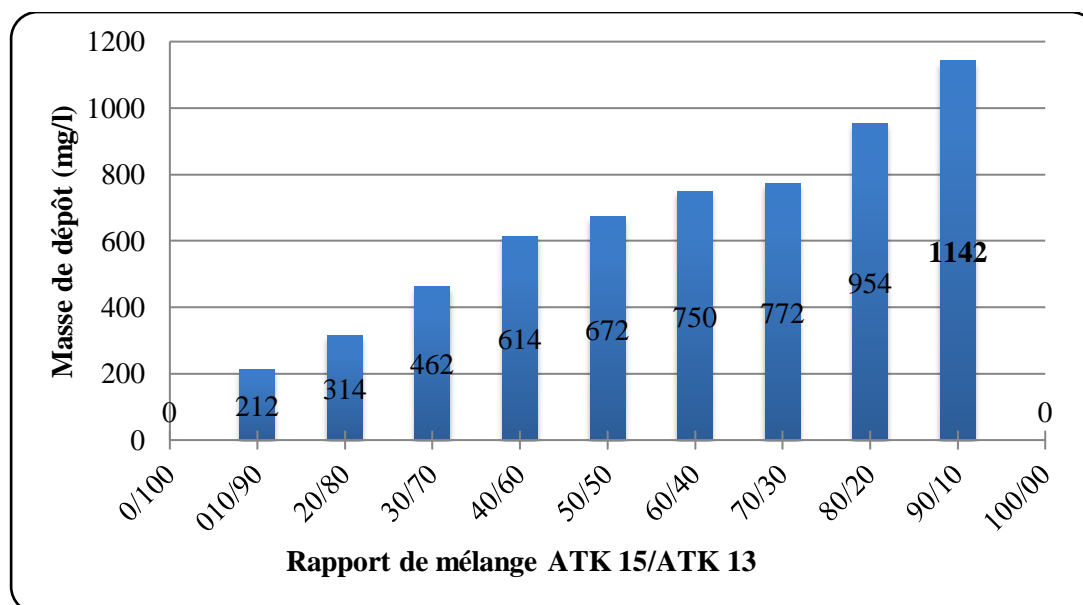


Fig.VI.6. Le taux critique d'incompatibilité des eaux de gisement (ATK 15) et des eaux d'injection (ATK 13) à 80°C.

La figure.VI.6, montre que les deux eaux : l'eau produite par le puits ATK 13 et l'eau du puits ATK 15 sont incompatible sur toute l'échelle des différents taux de mélange. La masse de dépôt de sels obtenue augmente jusqu'à atteindre un maximum de **1142 mg/L** pour un taux de mélange (**90/10**). Ce dernier représente le taux critique.

On remarque sur le tableau.VI.7, une absence totale de baryum de l'eau du gisement car cette eau contenait à l'origine du Baryum mais il a été contaminé par les sulfates qui proviennent de l'eau de lavage (source), une présence des sulfates qui diminuent progressivement et un taux de salinité de **230.065 g/L**.

IV. 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 :

A. Dépôts HBK 1 / ATK 13 à 36°C

Selon la figure ci-après, on remarque que les dépôts du HBK 1/ATK13 à 36°C contiennent principalement du Gypse et de l'Halite.

- Halite : NaCl,
- Gypse : $\text{Ca}(\text{SO}_4)(\text{H}_2\text{O})_2$.

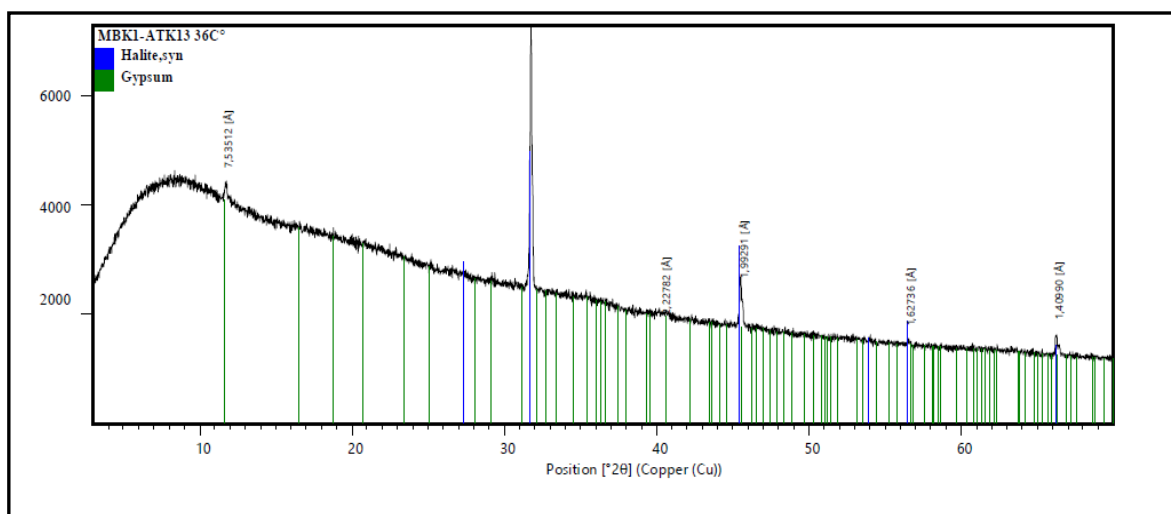


Fig. VI.7: Diffractogramme du dépôt HBK 1 / ATK13 à 36°C.

B. Dépôts HBK 1 / ATK13 à 80°C

Selon la figure ci-après, on remarque que les dépôts du HBK 1/ATK13 à 80°C contiennent principalement de l'Halite (sel germe) et du Gypse.

- Halite : NaCl,
- Gypse : $\text{Ca}(\text{SO}_4)(\text{H}_2\text{O})_2$.

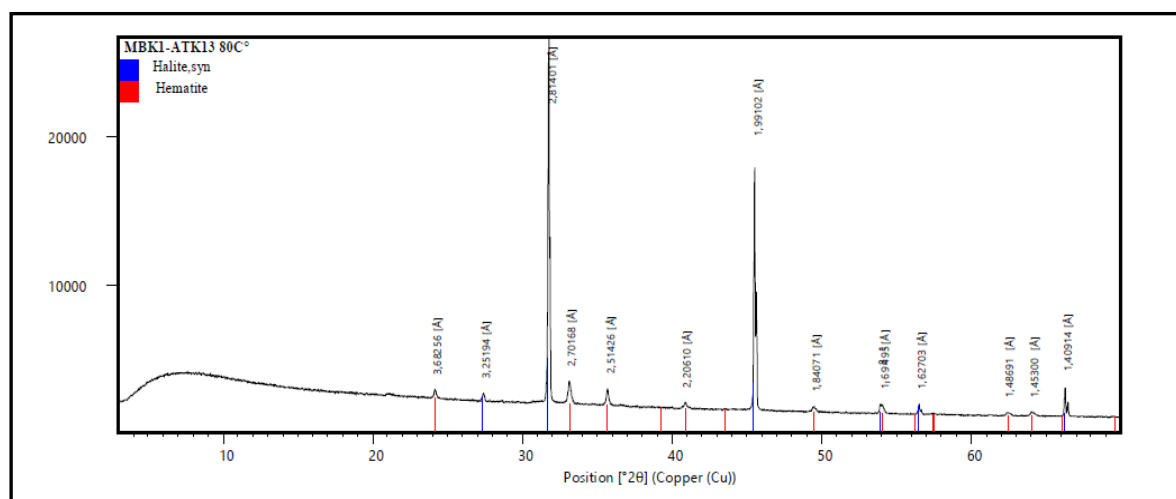


Fig. VI.8: Diffractogramme du dépôt HBK 1 / ATK13 à 80°C.

C. Dépôts ATK15 /ATK13 à 36°C

Selon la figure ci-après, on remarque que les dépôts du ATK 15/ATK 13 à 36°C contiennent principalement de l'Halite, du Gypse et de la Dolomite.

- Halite NaCl,
- Gypse Ca(SO₄)(H₂O)₂,
- Dolomite CaMg(CO₃)₂,
- Wurtzite ZnS.

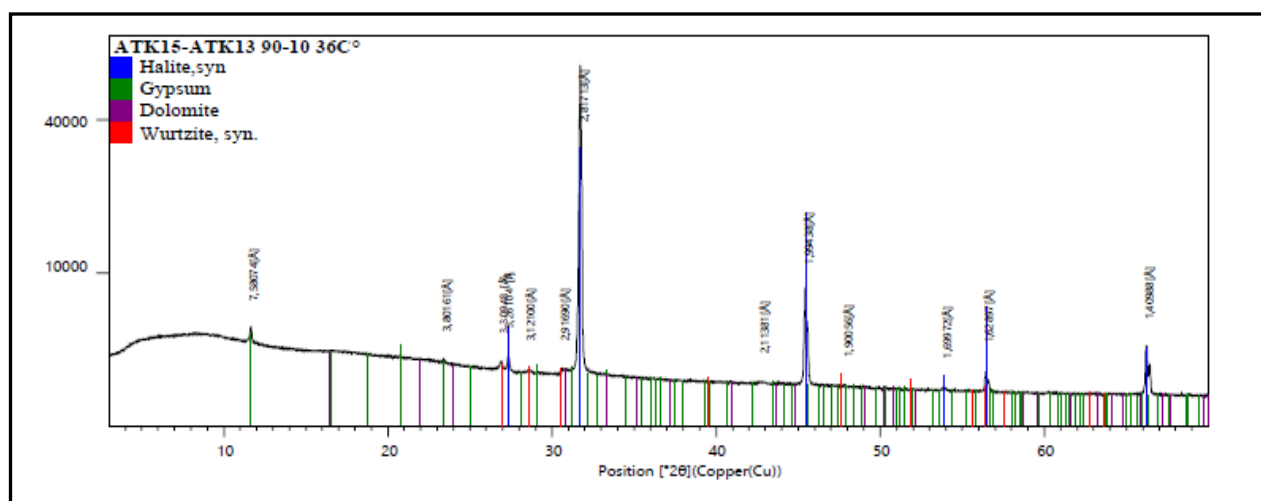


Fig. VI.9: Diffractogramme du dépôt ATK15/ATK13 à 36°C.

D. Dépôts ATK15 /ATK13 à 80°C

Selon la figure ci-après, on remarque que les dépôts ATK15/ATK13 à 80°C contiennent principalement de l'Halite, de la Dolomite et de l'Hématite.

- Halite NaCl,
- Geothite Fe₂H₄O₅,
- Dolomite CaMg(CO₃)₂,
- Hématite Fe₂O₃.

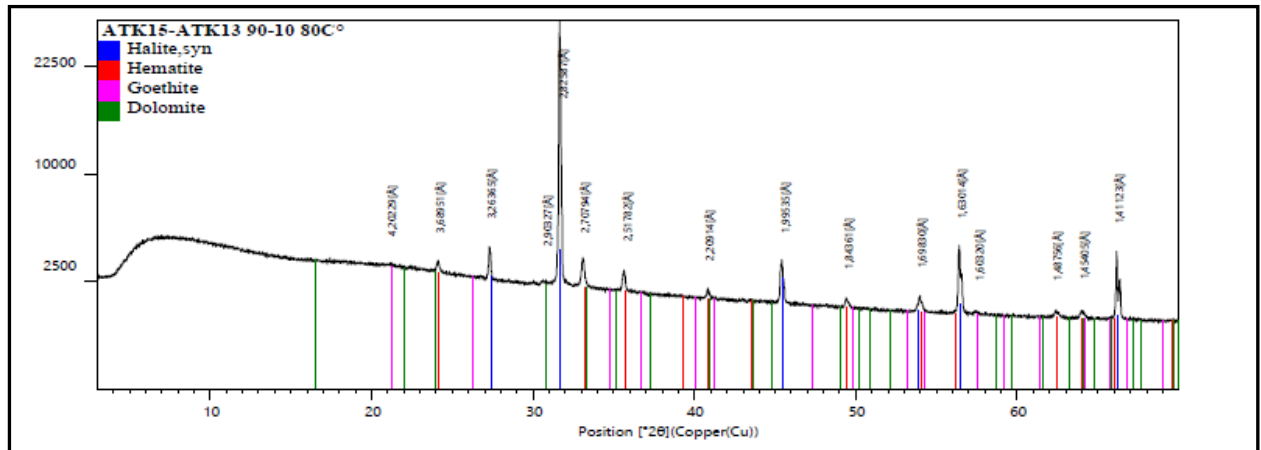


Fig. VI.10: Diffractogramme du dépôt ATK15/ATK13 à 80°C.

E. Dépôts CEN3/ONR-8bis à 36°C

Selon la figure ci-après, on remarque que les dépôts du CEN3/ONR-8bis à 36°C contiennent principalement de l’Halite, de l’Anhydrite, du Gypse et de l’Aragonite.

- Halite NaCl,
- Anhydrite CaSO₄,
- Gypse Ca(SO₄)(H₂O)₂,
- Akaganeite Fe⁺³(O,OH,Cl),
- Aragonite CaCO₃,
- Wurtzite ZnS.

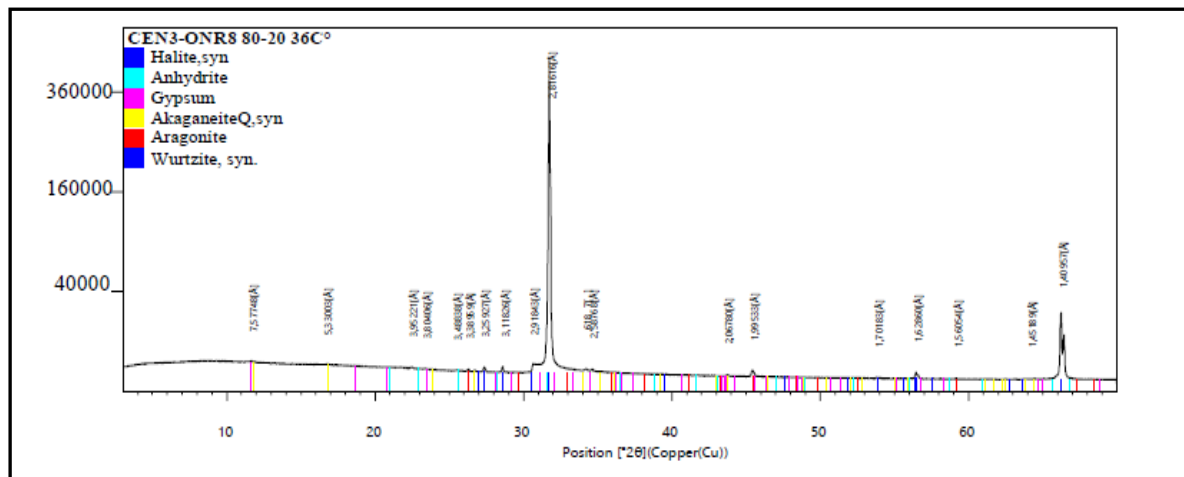


Fig. VI.11: Diffractogramme du dépôt CEN3/ONR-8bis à 36°C.

F. Dépôts CEN3 /ONR-8bis à 80°C

Selon la figure ci-après, on remarque que les dépôts du CEN3/ONR-8bis à 36°C contiennent principalement de l’Halite et de l’Hématite.

- Halite NaCl,
- Hématite Fe₂O₃,
- Goethite Fe₂H₄O₅.

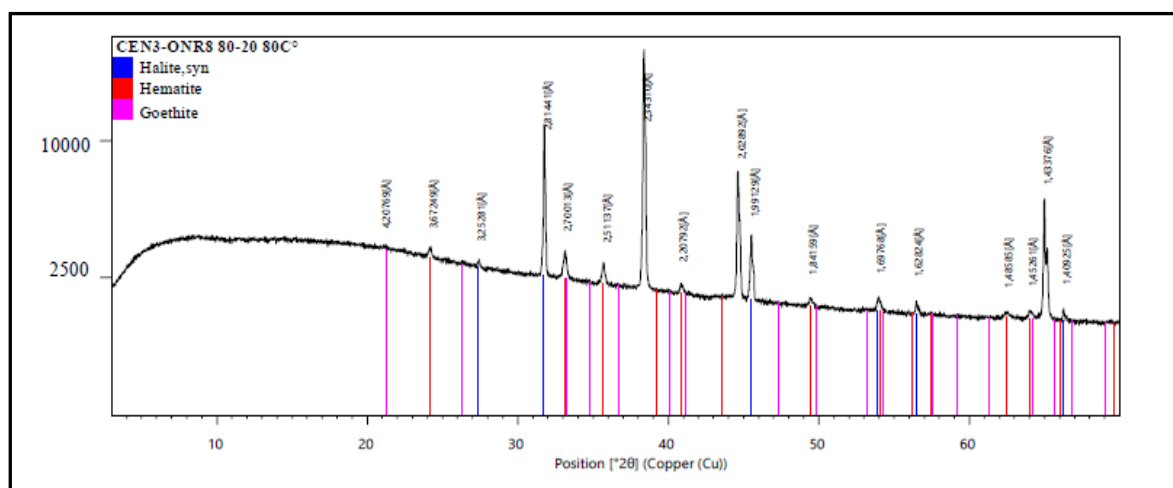


Fig. VI.12: Diffractogramme du dépôt CEN3/ONR-8bis à 80°C.

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.

Les principaux types de dépôts collectés sur les filtres pour chaque essai d'incompatibilité des eaux injectées et produites sont les suivants :

- Halite NaCl,
- Anhydrite CaSO₄,
- Calcite CaCO₃,
- Dolomite CaMg(CO₃)₂.

V. INTERPRETATION DES RESULTATS

A. Analyses physico-chimiques

A la lumière des résultats trouvés, on a constaté ce qui suit:

➤ Les eaux analysées sont de nature sulfatée, avec des teneurs très élevés pour les échantillons ONR-8bis, ATK15 et ATK13. Bien que le reste des échantillons sont moins sulfatés à des teneurs avoisinant les 100 mg/L; ces échantillons sont CEN3 et HBK 1.

➤ L'ion Calcium est majoritaire dans pratiquement tous les échantillons : En ce qui concerne l'échantillon HBK 1, les concentrations dépassent les 40 000mg/L, dépassent les 30 000mg/L pour CEN3, et de l'ordre de 25000mg/L pour ATK15 et ONR-8bis. Par contre, l'échantillon ATK13 contient seulement 99 mg/L.

➤ Les résultats des Sulfates et du Calcium montrent l'aptitude de ces eaux à former le dépôt de sulfates de calcium lorsqu'ils sont mis en mélange, ce qui a été montré par les études de compatibilités.

Tous les échantillons sont caractérisés par une salinité très élevés exprimé en NaCl (analyses des chlorures) et des concentrations en Sodium relativement élevés à l'exception de l'échantillon ATK13.

La présence de Sodium et du Chlorure dans les échantillons d'eau donne une grande opportunité de former des dépôts de sel (NaCl).

B. Etude de Compatibilité

Les résultats des études de compatibilité montrent dans la plupart des cas l'apparition des dépôts rouges attribués au fer, ainsi des cristaux de sels de sodium et dans certains cas du CaSO₄.

La masse des dépôts formés à 36°C est moyenne, elle augmente relativement à 80°C. Cette masse dépend essentiellement du ratio entre les eaux de la dilution et les eaux des puits; plus la quantité de l'eau de dilution diminue plus le dépôt se forme, cette remarque concerne les études effectuées avec les eaux ATK13.

C. Analyse minéralogique

A l'issue des analyses minéralogique par radiocristallographie, il en ressort que les dépôts sur filtre sont riche en chlorure de sodium (Halite).

Les dépôts ORN-8bis à 36°C sont composé essentiellement d'Halite et accessoirement d'oxyde de fer type Akaganeite et Lépidocrocite.

Le dépôt HBK 1-ATK13 à 36°C est composé essentiellement d'Halite.

L'analyse par radiocristallographie des dépôts sur filtres a mis en évidence un sel de type Halite présent dans tous les échantillons de dépôts. On note, également la présence de: Sulfates de calcium (Gypse, Anhydrite), d'oxydes de fer et sulfure de zinc de type wurtzite dans les dépôts CEN3/ONR-8bis à 36°C.

Présence de :

- ✓ Oxydes de fer de type Hématite et/ou Goethite dans les dépôts, CEN3-ONR-8bis à 80°C,
- ✓ Sulfate de calcium et d'Oxydes de fer dans les dépôts, HBK 1/ATK13 à 36°C et HBK 1-ATK13 à 80°C.
- ✓ Carbonates et Oxydes de fer dans les dépôts ATK15-ATK13 à 80°C.
- ✓ Gypse, Dolomite et Wurtzite dans les dépôts ATK15-ATK13 à 36°C.

Nous avons noté une forte teneur en Strontium dans l'analyse des échantillons HBK 1 et ATK15, par contre aucun dépôt à base de Strontium (SrSO₄ par exemple) n'apparaît dans l'analyse minéralogique des dépôts formés par les mélanges de ces échantillons.

VI. STRATEGIE A METTRE EN PLACE COMME PLAN D'ACTION PAR LA SONATRACH

- ❖ Augmenter le taux de disponibilité de moins de 90% à 90% pour récupérer les manques de production.
- ❖ Réduire le temps de fermeture pendant les opérations de pompage,
- ❖ Réduire la fréquence des interventions de lavage,
- ❖ Réduire la fréquence des interventions par Coïld tubing,
- ❖ Optimiser la consommation d'eau,

- ❖ Réduire la taxe hydraulique,
- ❖ Explorer l’option d’utilisation des inhibiteurs de déposition des sels,
- ❖ Evaluer la réalisation d’un réseau de distribution d’eau de lavage,
- ❖ Réaliser un test industriel sur des puits polit,
- ❖ Evaluer l’apport financier.

1. Augmenter le taux de disponibilité de moins de 90% à 90% pour récupérer les manques de production.

L’objectif fixé par l’activité de dessalage est d’atteindre un taux de disponibilité de 80% pour les puits qui ont un taux annuel moins que cette valeur.

Sur l’histogramme ci-dessous sont présentés les taux d’indisponibilité annuel de tous les puits ou ceux qui ont des temps de fermeture inférieur à 80% (taux d’indisponibilité supérieur à 20%). Les puits concernés sont : ATK15 et ONR-8bis.

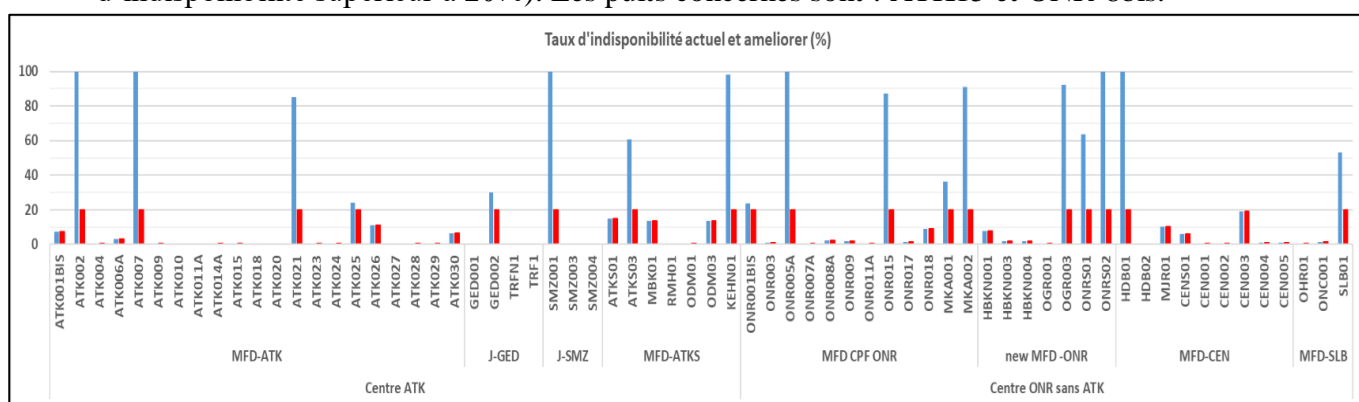


Fig. VI.13: Taux d’indisponibilité annuel moyen des puits (bleu : sans optimisation, rouge : avec optimisation).

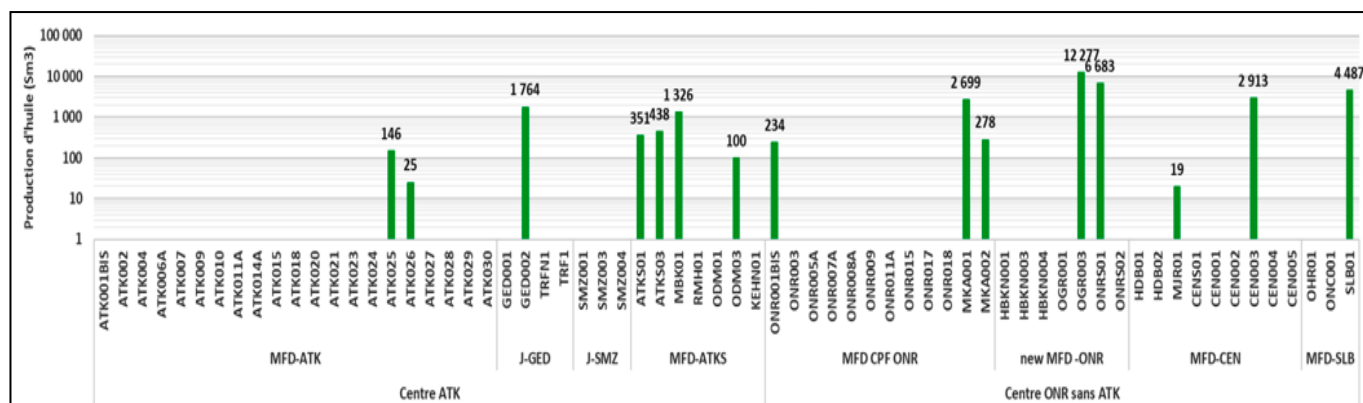


Fig. VI.14: Manque à produire récupéré par l’amélioration du taux de disponibilité.

Le taux de disponibilité amélioré correspond à l’activité de dessalage plus les interventions possibles sur l’isolation des perforations produisant de l’eau sans les autres opérations spéciales.

Le manque à produire généré par l’activité de dessalage sur les puits ayant des taux de disponibilité faible a été estimé à 33739m³ qui correspond à un revenu annuel durant la première année de 12 millions USD sans inclure les revenus de la vente du gaz.

2. Réduire le temps de fermeture pendant les opérations de pompage

L'intervention avec les opérations de pompage sur les puits induit un temps non productif et génère un manque à produire au niveau des puits estimé annuellement à 31087m³ correspondant à des revenus annuelles de l'ordre de 11 million USD sans inclure les revenus de la vente du gaz.

Ci-dessous un histogramme montrant l'effet de la réduction des interventions sur le temps d'ouverture des puits et le manque à produire généré au niveau de chaque puits.

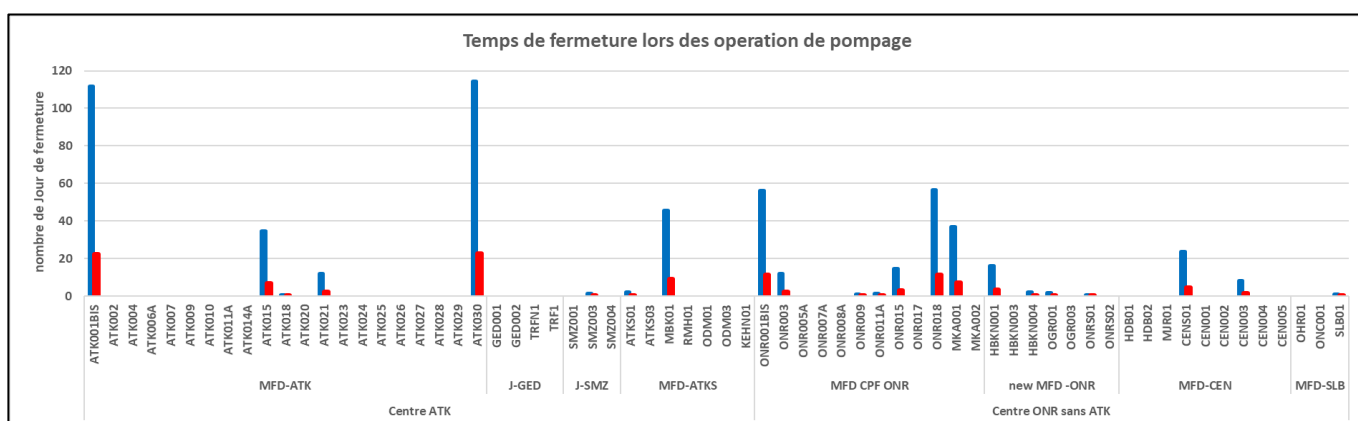


Fig. VI.15: Comparaison entre le temps d'intervention avec et sans l'activité de dessalage (bleu : sans optimisation, rouge : avec optimisation).

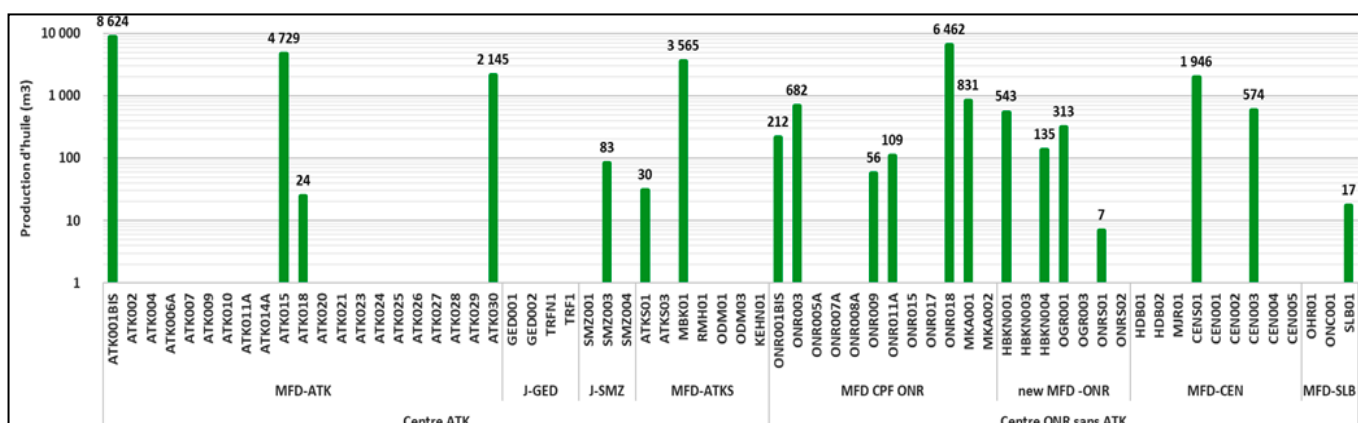


Fig. VI.16: Manque à produire récupéré par l'activité de dessalage sur le temps de fermeture durant les opérations de pompage.

3. Réduire la fréquence des interventions de lavage

Ci-dessous est présenté sur l'histogramme le nombre d'opérations de pompage d'eau réduite sur chaque puits avec l'activité de dessalage. Le nombre d'opération sauvegardée est estimé à 777 qui correspondent à 2 million USD.

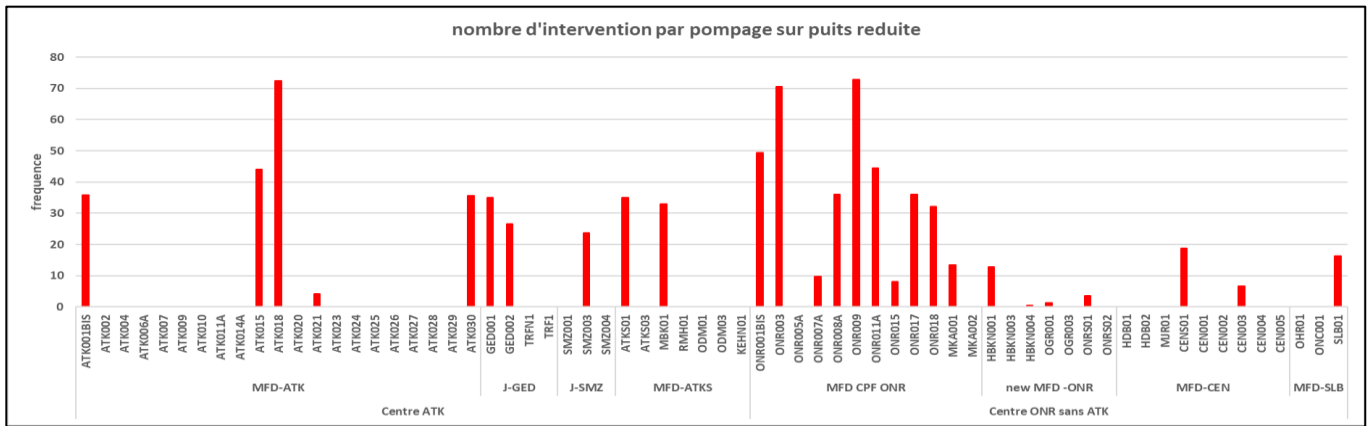


Fig. VI.17: Histogramme des fréquences d’intervention réduite par l’activité de dessalage.

4. Réduire la fréquence des interventions par Coiled tubing

Dans la mesure de la réduction du taux d’intervention par Coiled tubing à 75%, sur l’histogramme ci-dessous est présenté les fréquences d’intervention par puits optimisées.

Le nombre global d’opération réduit par an est estimé à 34 opérations qui correspondent à un montant de 4 millions de dollars.

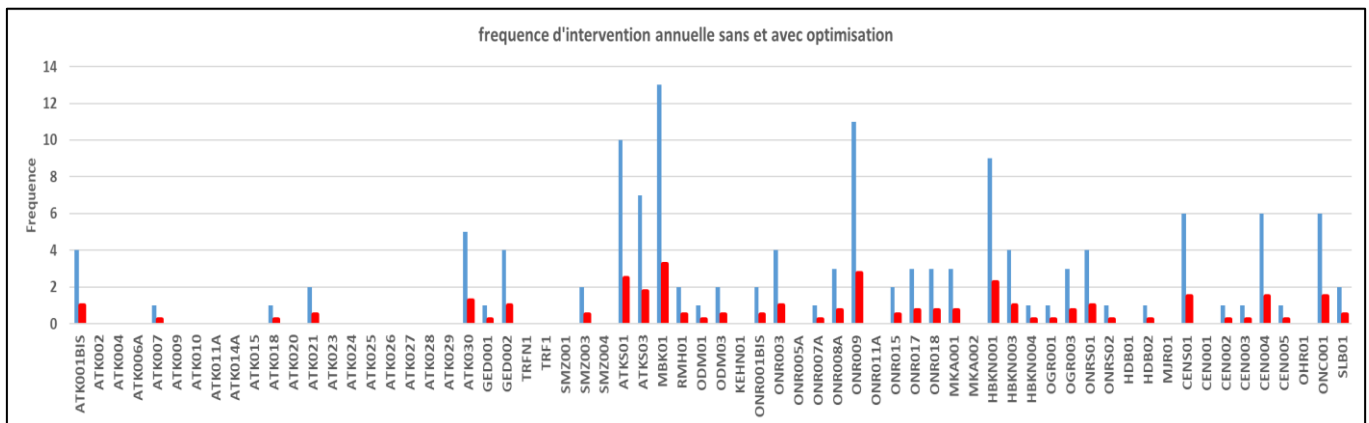


Fig. VI.18: Fréquences d’intervention avec le Coiled tubing sur les puits avec et sans activité de dessalage.

5. Optimiser la consommation d’eau

Avec l’optimisation des quantités d’eau pompée dans les puits pour le dessalage, le montant global du volume d’eau sauvegardé a été estimé à 2728 m³ pour les opérations de Coiled tubing et 6054m³ pour les opérations de pompage.

Le puits qui consomme le plus coté des opérations CTU est HBK 1. Pour les opérations de pompage, le puits qui consomme le plus est: ONR-8bis.

La quantité d’eau sauvegardée entre les opérations de CTU et pompage correspond à un montant de taxe hydraulique de 9500 USD/an.

5.1. Opération Coild tubing

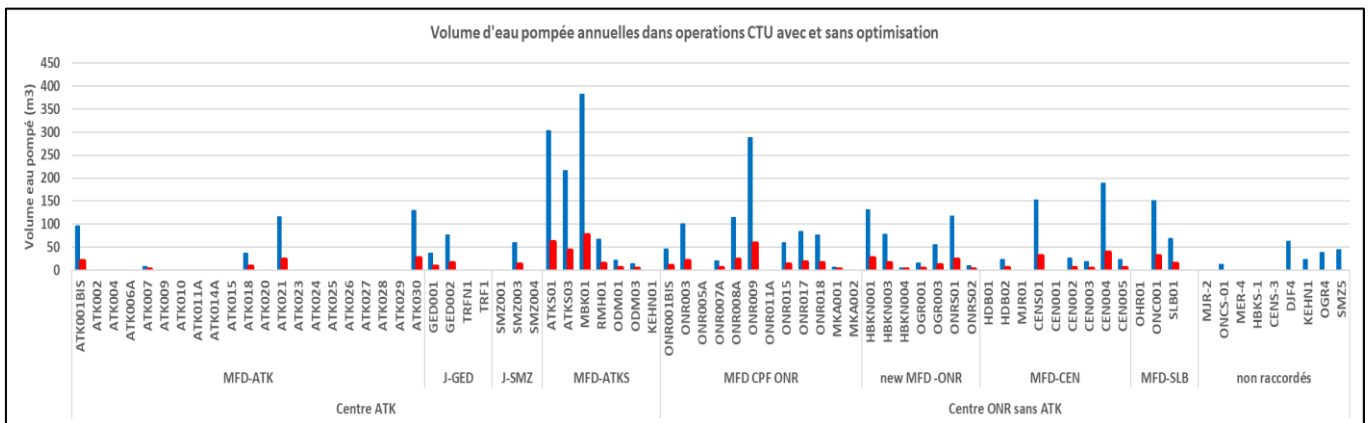


Fig. VI.19: Histogramme des quantités d'eau annuellement pompées dans les puits avec et sans l'activité de dessalage (bleu : actuelle ; rouge : avec l'activité de dessalage).

5.2. Pompage dans les puits

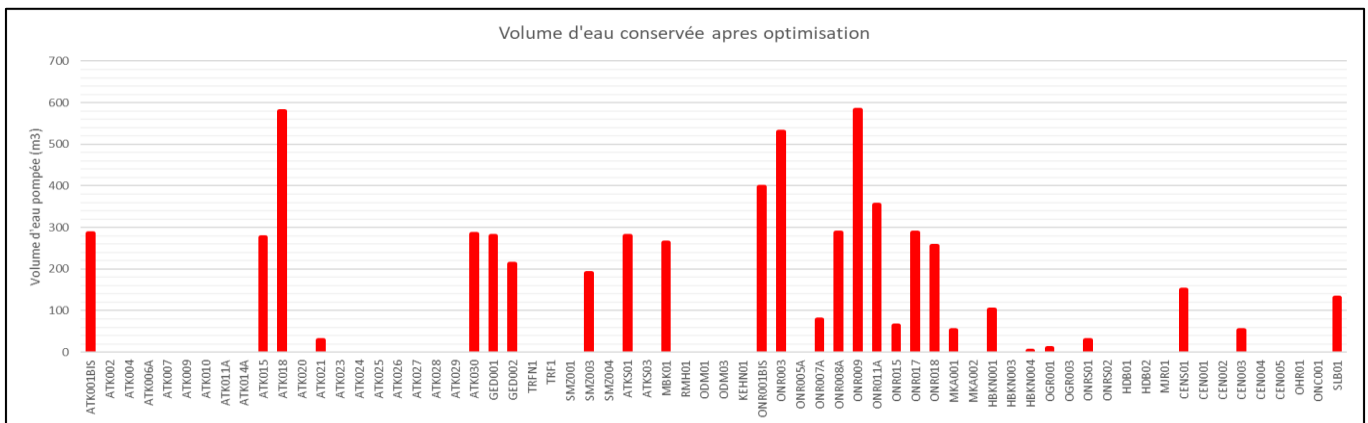


Fig. VI.20: Quantités d'eau de pompage conservées avec l'activité de dessalage.

6. Utilisation des inhibiteurs de déposition de sel

Puisque d'après les résultats des analyses, il a été constaté que le sel le plus dominant correspond à celui de NaCl et vu l'indisponibilité d'un inhibiteur commercial vraiment efficace contre NaCl, l'utilisation d'inhibiteur n'est pas recommandée dans ce cas, néanmoins, durant les tests industriels sur puits pilote, il est possible de tester quelques produits qui doivent être testés au préalable au niveau du laboratoire.

7. Réalisation d'un réseau de distribution d'eau de lavage

Une étude conceptuelle du réseau de distribution de l'eau d'injection doit est entrain de se faire par l'équipe projet Division Laboratoire-DP/ONR au niveau de la Division laboratoire.

La plupart des puits sont équipés des filtres pour particules en suspensions. Pour ceux qui ne l'ont pas, le diamètre de tubing est de 4 ½ inch, donc il est possible d'insérer des concentriques pour ces puits afin de circuler l'eau de dessalage. Néanmoins, la chute du potentiel des puits par l'effet de l'injection d'eau sera évaluée durant les tests pilotes.

VII. CONCLUSION

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

Les eaux analysées des puits ONR-8bis, ATK15 et ATK13 sont de nature sulfatée, avec des teneurs très élevés. Les échantillons des puits CEN3 et HBK 1 sont moins sulfatés.

Le Calcium est majoritaire dans pratiquement tous les échantillons avec des valeurs oscillent entre 25 000mg/L et 40 000mg/L.

Les concentrations des Sulfates et du Calcium montrent l'aptitude de ces eaux à former le dépôt de sulfates de calcium lorsqu'ils sont mis en mélange, ce qui a été montré par les études de compatibilités.

Tous les échantillons sont caractérisés par une salinité très élevés exprimé en NaCl (analyses des chlorures) et des concentrations en Sodium relativement élevées à l'exception de l'échantillon ATK13.

La présence de Sodium et du Chlorure dans les échantillons d'eau donne une grande opportunité de former des dépôts de sel (NaCl).

La plupart des cas des études de compatibilité montrent l'apparition des dépôts rouges attribués au fer, ainsi que des cristaux de sels de sodium et dans certains cas du CaSO₄.

La masse des dépôts formés à 36°C est moyenne, elle augmente relativement à 80°C. Elle dépend essentiellement du ratio entre les eaux de la dilution et les eaux des puits; plus la quantité de l'eau de dilution diminue plus le dépôt se forme, cette remarque concerne les études effectuées avec les eaux ATK13.

L'analyse minéralogique par radiocristallographie, fait ressortir des dépôts sur filtre riche en chlorure de sodium (Halite).

Les dépôts ORN-8bis à 36°C sont composé essentiellement d'Halite et accessoirement d'oxyde de fer type Akaganeite et Lépidocrocite.

Le dépôt HBK 1-ATK13 à 36°C est composé essentiellement d'Halite.

L'analyse par radiocristallographie des dépôts sur filtres a mis en évidence un sel de type Halite présent dans tous les échantillons de dépôts. On note, également la présence de: Sulfates de calcium (Gypse, Anhydrite), d'oxydes de fer et sulfure de zinc de type wurtzite dans les dépôts CEN3-ONR-8bis à 36°C.

On remarque aussi la présence des Oxydes de fer de type Hématite et/ou Goethite dans les dépôts, CEN3-ONR-8bis à 80°C ; des Sulfates de calcium et d'Oxydes de fer dans les dépôts, HBK 1/ATK13 à 36°C et HBK 1-ATK13 à 80°C ; des Carbonates et Oxydes de fer dans les dépôts ATK15-ATK13 à 80°C et du Gypse, Dolomite et Wurtzite dans les dépôts ATK15-ATK13 à 36°C.

Nous avons noté une forte teneur en Strontium dans l'analyse des échantillons HBK 1 et ATK15, par contre aucun dépôt à base de Strontium (SrSO₄ par exemple) n'apparaît dans l'analyse minéralogique des dépôts formés par les mélanges de ces échantillons.

Le manque à produire d'huile globale annuelle par l'activité dessalage est estimé à 64 826 m³/an soit 178 m³/j en moyenne durant la première année. Les volumes d'eau conservés sont estimés à 8782 m³/an.

Conclusion Générale

CONCLUSION GENERALE

Le champ pétrolier de l'Oued Noumer est situé à 140 Km au Sud-Est du champ gazier de Hassi R'mel et à 220 Km à l'Ouest-Nord-ouest du champ pétrolier de Hassi Messaoud. Géologiquement, il est situé dans le Sahara septentrionale entre les champs de Hassi R'mel, Haoud Berkaoui et Hassi Messaoud.

Localisés sur des fermetures structurales plus ou moins faillées, ces gisements produisent à partir des réservoirs appartenant au Trias Argileux-Gréseux (TAG) anti salifère considéré comme l'âge Trias supérieure à Hassi R'mel.

La récupération 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.

L'objectif principal de ce travail été d'évaluer l'effet des dépôts de sel sur la productivité des puits pétroliers producteurs et de proposer une solution adéquate à ce problème. 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. 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 et calcium, ont été effectuées. Elles ont permis d'étudier d'une manière quantitative les dépôts constitués en solution.

L'étude de compatibilité à montrer que dans les conditions de surface (36°C) :

✓ Les eaux produites par le puits ATK 13 et les eaux du puits HBK 1 sont incompatible, avec un maximum de dépôt obtenu de **1334 mg/L**.

✓ Les eaux du puits ONR-8bis et les eaux du puits CEN 3 sont incompatible aussi avec un maximum de dépôt égal à **1078 mg/L**.

✓ Les eaux du puits ATK 13 et l'eau du puits ATK 15 sont incompatible avec un maximum de dépôt de **780 mg/L**.

Par contre l'étude de compatibilité à montrer que dans les conditions du fond (80°C) :

✓ Les eaux produites par le puits ATK 13 et les eaux du puits HBK 1 sont incompatible, avec un maximum de dépôt obtenu de **1302 mg/L**.

✓ Les eaux produites par le puits ONR-8bis et les eaux du puits CEN 3 sont incompatibles, avec un maximum de dépôt obtenu de **1898 mg/L**.

✓ Les eaux produites par le puits ATK 13 et les eaux du puits ATK 15 sont incompatibles, avec un maximum de dépôt obtenu de **1142 mg/L**.

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

✓ Les eaux analysées des puits ONR-8bis, ATK 15 et ATK 13 sont de nature sulfatée, avec des teneurs très élevées. Les échantillons des puits CEN 3 et HBK 1 sont moins sulfatés.

✓ Le Calcium est majoritaire dans pratiquement tous les échantillons avec des valeurs oscillant entre 25 000mg/L et 40 000mg/L.

✓ Les concentrations des Sulfates et du Calcium montrent l'aptitude de ces eaux à former le dépôt de sulfates de calcium lorsqu'ils sont mis en mélange, ce qui a été montré par les études de compatibilités.

✓ Tous les échantillons sont caractérisés par une salinité très élevée exprimée en NaCl (analyses des chlorures) et des concentrations en Sodium relativement élevées à l'exception de l'échantillon ATK 13.

✓ La présence de Sodium et du Chlorure dans les échantillons d'eau donne une grande opportunité de former des dépôts de sel (NaCl).

✓ La plupart des cas des études de compatibilité montrent l'apparition des dépôts rouges attribués au fer, ainsi que des cristaux de sels de sodium et dans certains cas du CaSO₄.

✓ La masse des dépôts formés à 36°C est moyenne, elle augmente relativement à 80°C. Elle dépend essentiellement du ratio entre les eaux de la dilution et les eaux des puits; plus la quantité de l'eau de dilution diminue plus le dépôt se forme, cette remarque concerne les études effectuées avec les eaux ATK 13.

✓ L'analyse minéralogique par radiocristallographie, fait ressortir des dépôts sur filtre riche en chlorure de sodium (Halite).

✓ Les dépôts ORN-8bis à 36°C sont composés essentiellement d'Halite et accessoirement d'oxyde de fer type Akaganeite et Lépidocrocite.

✓ Le dépôt HBK 1-ATK 13 à 36°C est composé essentiellement d'Halite.

✓ L'analyse par radiocristallographie des dépôts sur filtres a mis en évidence un sel de type Halite présent dans tous les échantillons de dépôts.

✓ On note, également la présence des Sulfates de calcium (Gypse, Anhydrite), d'oxydes de fer et sulfure de zinc de type wurtzite dans les dépôts CEN 3-ONR-8bis à 36°C.

✓ On remarque aussi la présence des Oxydes de fer de type Hématite et/ou Goethite dans les dépôts, CEN 3-ONR-8bis à 80°C ; des Sulfates de calcium et d'Oxydes de fer dans les dépôts, HBK 1/ATK 13 à 36°C et HBK 1-ATK 13 à 80°C ; des Carbonates et Oxydes de fer dans les dépôts ATK 15-ATK 13 à 80°C et du Gypse, Dolomite et Wurtzite dans les dépôts ATK 15-ATK 13 à 36°C.

✓ Nous avons noté une forte teneur en Strontium dans l'analyse des échantillons HBK 1 et ATK 15, par contre aucun dépôt à base de Strontium (SrSO₄ par exemple) n'apparaît dans l'analyse minéralogique des dépôts formés par les mélanges de ces échantillons.

Le manque à produire d'huile globale annuelle par l'activité dessalage est estimé à 64 826 m³/an soit 178 m³/j en moyenne durant la première année. Les volumes d'eau conservés sont estimés à 8782 m³/an.

RECOMMANDATIONS

Les échantillons d'eau ONR-8bis, ATK 15, ATK 13 sont chargés en sulfates, donc la dilution utilisant ces eaux conduit forcément à la formation des dépôts de sulfates de calcium.

Les dilutions utilisant les autres eaux nécessitent l'utilisation d'un pourcentage élevé en eau de dilution pour éviter les dépôts d'halite.

Bibliographie

Références Bibliographiques

- **ALIA. K. & CHENGUEL. R., (2014)** : Optimisation des paramètres d'inhibition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région Ourhoud. Master Génie des Procédés, Option : Génie Chimique, Université d'El Oued.
- **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^{ère} Année -2002-2003. Gravimétrie.
- **ANONYME 4** : Matrix traitement, Guide Schlumberger.
- **ARCHIVE 1** : Cas du Tchad, peut-on éviter la malédiction pétrolière.
- **ARCHIVE 2** : Spécification de produits minéraux pour fluide de forage. Edition TECHNIP- Paris.
- **BEICIP, (1978)** : Rappels sur les champs (document interne).
- **BEICIP, (1980)**: «Etude géologique et structurale des réservoirs du Trias ArgiloGréseux».
- **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.
- **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 forêts.
- **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.
- **CHABIOU. A., (2017)**: Rapport de mémoire de fin d'induction pour l'obtention du poste Mudlogger. SONATRACH, Activité exploration & production, Division Forage, Direction Mudlogging, Département opérations.
- **CHARLESTON. J, (1970)** : Scale removal in the Verdin. Manitoba Area, SPE 2160, 43rd Annual fall meeting, Houston.
- **CHARLOT. G., (1960)**: Les méthodes de la chimie analytique : analyse quantitative minérale. Maison EC^{IE}.
- **DUNN. K, (1999)**: Mechanisms of surface precipitation and dissolution of Barite, A morphology approach. Journal of colloid and interface science, 214, 427-437.
- **ELFIL. H., (2005)** : Etude des mécanismes, de la prévision et de la prévention de l'entartrage par les carbonates et les sulfates de calcium. Habilitation universitaire en Génie chimique. Université de Gabes, Ecole nationale d'ingénieurs de Gabes. 110p.
- **FIGHTINGSCALE, (1999)**: removal & prevention; autumn 1999.
- **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.

- **GRAVIER. J.F, (1998)** : Propriétés des fluides de gisement. Tome II.
- **GUERRADI. A., ABSA. B. & MAIDI M. E., (2021)** : Caractérisation pétrophysique du trias argilo-greux du champ Oued Noumer –Zelfana. Mémoire de master en géologie. Université Kasdi Merbah-Ouargla.
- **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^{ème} 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).
- **KHELEFI. A., (2014)** : Etude de fracturation en vue d'une optimisation de production dans le réservoir Quartzites de Hamra dans le champ du Hassi Terfa (Algérie). Mémoire de Master en Géologie, Option : Géologie pétrolière. Université Kasdi Merbah-Ouargla, Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelable et sciences de la terre et de l’univers. 72p.
- **KRAUSE, T, L. & STROVER. E.L., (1982)**: Evaluating water treatment techniques for barium removal. J. Am. Water Works Assoc., 74(9): 478-485.
- **LALMI. Z, (2008)**: Inhibition de la déposition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région Ourhoud. Mémoire de Magister.
- **LARBAOUI-DJALLAL. K, (2017)** : Étude de l’efficacité des inhibiteurs de dépôts de Sulfate de Baryum par les méthodes électrochimiques et gravimétrique, Thèse de doctorat.
- **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.
- **LEMBARKI. A., (2017)** : L’impacte des dépôts sur la production. Mémoire de fin de formation. IAP, p 10-25.
- **LIVRE MODULE IS01** : thème 2, Fonction ouvrier de surface direction de la formation centre de filière forage. Edition Enafor.
- **MANUEL 1, (2001)** : Manuel de traitement des eaux d’injection. Chambre syndicale.
- **MEMENTO TECHNIQUE DE L’EAU**, Tome1, chapitre 1. L’Eau : ses propriétés, 2^{ème} 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. 10th NIF International Oilfield Chemical Symposium. Fagarnes, Norway.
- **MOHAMMED, (2014)**: «Étude lithologique et pétro physique du champ d’Oued Noumer du Trias Argileux-Gréseux». Mémoire interne de SONATRACH.
- **NALCO, (1983)** : Manuel de l’eau France –Kemmer, paris.
- **NEZZAR. S, (2007)** : Rapport de stage traitement des eaux.
- **NOUGARO. J., (1964)** : Le forage rotary. Edition Technique pétrolière. 204 pages. ISBN-13 :978-2710800682.

- **OMS, (2004)**: World Health Organization, Guidelines for Drinking water Quality. Recommendations, Volume 1, Third Edition, Geneva, 494p.
- **ROBERT. D. & RICHARD. E., (1980)**: 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. A., GHEHEF. R. & GAID. A., (2020)** : L'effet des dépôts de sel sur la productivité des puits pétroliers dans le champ Hassi Messaoud. Mémoire de Master. Université Kasdi Merbah, Ouargla.
- **SALHI. K., (1992)** : Etude de l'influence de la force ionique et la température sur la solubilité de CaSO_4 , SrSO_4 et BaSO_4 . Mémoire d'ingénieur I.N.H.C. Université M'Hamed Bougara - 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.
- **ANONYME.3, (1864)**: URL: <https://www.lesbonsprofs.com/svt/migration-du-petrole-et-piegeage-des-hydrocarbures-1864>.
- **ANONYME.4:** Url: <https://www.eaufrance.fr/les-eaux-souterraines>.
- **Article Wikipédia encyclopédie universel.** Url: <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/formation-du-petrole>.
- **KRAUSE, T, L. & STROVER. E.L., (1982)**: Evaluating water treatment techniques for barium removal. J. Am. Water Works Assoc., 74(9): 478-485.
- **SCHLUMBERGER. (2019)**: Oilfield Water Treatment Services. Url: <https://www.slb.com/services/processing-separation/oilfield-water-services.aspx>.