

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
جامعة أبي بكر بلقايد- تلمسان
Université Aboubakr Belkaïd- Tlemcen –
Faculté de TECHNOLOGIE



MEMOIRE

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

En : HYDRAULIQUE

Spécialité : OUVRAGES HYDRAULIQUES

Par :

Mr. Redouane CHERIF

&

Mr. Azzeddine Mohammed BENAÏSSA

Theme

***ETUDE DE PRESENCE DES SULFATES DE BARYUM ET/OU DE
CALCIUM AU NIVEAU DES PUIITS PETROLIER : CAS DE HAOU
BERKAOUI HBK (OUARGLA).***

Soutenu publiquement, en septembre 2020, devant le jury composé de :

M^{lle}. W. FANDI

Univ. Tlemcen

Présidente

M^{me}. I. MAROK-GUASMI

Univ Tlemcen

Directrice du mémoire

M^{lle}. K. BENZINE

CRD, SONATRACH

Co- Directrice

M^r. F. A. CHIBOUB

Univ Tlemcen

Examineur



Remerciements



Nous tenons d'abord à remercier Dieu de nous avoir donné la force d'aller jusqu'au bout de ce travail et de nous avoir entouré de personnes qui nous ont aidées tout le long de notre parcours d'étude.

*Nous tenons aussi à exprimer notre profonde gratitude à notre encadreur **Mme. I. MAROK-GUASMI** pour le temps qu'elle nous a consacrés et l'aide qu'elle nous a apportée malgré ses occupations. Nous remercions les membres du jury qui nous ont honorés et pour avoir accepté de juger ce travail.*

*Mes remerciements aussi à l'ensemble du personnel de la **SONATRACH DP-Ouargla**, pour l'hospitalité, l'encouragement, et l'aide technique. Sans oublier tout le personnel du **CRD Boumerdes** pour leur hospitalité, aide et soutien moral et physique, en particulier **Mlle. K. BENZINE**.*

*Nous adressons nos chaleureux remerciements aux membres du jury **Mlle. W. FANDI** et **Mr. A. F. CHIBOUB** pour l'intérêt qu'ils ont apporté à ce modeste travail en acceptant de l'examiner et de l'enrichir par leurs critiques, ainsi que tous les enseignements de la Faculté de Technologie de l'université de Tlemcen et en particulier ceux du Département d'hydraulique.*

Enfin, nous ne pouvons pas oublier tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail. Que tous ceux qui nous ont aidés d'un simple encouragement trouvent ici l'expression de notre reconnaissance la plus sincère.

Redouane & Azzeddine



Dédicace

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

A

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

Mes Sœurs.

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

*Mes très chers amis : CHERIGUI Nasraddine, TAHAR
Mohammed Amine, CHERIF Abd Elmadjid, CHERIF Mostafa,
LAKHEL Ilyes, BESSAHRAOUI Islam.*

A toutes mes connaissances.

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

A toute la promotion OH 2020

REDOUANE



Dédicace

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

A

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

Mes frères et Sœurs.

*L'âme de mon grand-père **Lakhdar** que dieu puisse l'accueillir dans
son vaste paradis.*

*Mes très chers amis : **BENNI Abdelhafid, SOUNA Ahmed,
TAHER Mohammed Amine, ABDI Sofiane, DRARIS Ismail,
ZEBBER Mohammed, BESSAHRAOUI Islam.***

A toutes mes connaissances.

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

*A toute la promotion **OH 2020***

Azzeddine Mohammed



TABLE DES MATIERES

Pages

REMERCIEMENTS	
DEDICACES	
TABLE DES MATIERES	
RESUME	
LISTE DES ABREVIATIONS	
PREFACE	i

1^{ère} Partie : PARTIE THEORIQUE

Chapitre 1 : CADRE GENERAL

I. PROBLEMATIQUE	01
II. OBJECTIFS	02
III. PRESENTATION DE L'ORGANISME D'ACCUEIL	03
A. Présentation de <i>SONATRACH</i> .	03
B. Activités principales de <i>SONATRACH</i>	04
1. Activité amont	04
2. Activité de transport par canalisation	05
3. Activité Aval	05
4. Activité de commercialisation	05
C. Organigramme de l'organisme	06
D. Présentation de la direction centrale recherche développement (DC-R&D).	07
E. Organisation de la direction centrale de recherche et développement.	07
F. Direction assistance aux unités industrielles (AUI).	09

Chapitre 2 : GENERALITES SUR LE PETROLE ET LES HYDROCARBURES

I. INTRODUCTION	11
II. HISTOIRE DE PETROLE EN ALGERIE	12
III. DEFINITION DES HYDROCARBURES	13
A. Les différentes natures d'hydrocarbures	13
B. Quelques propriétés des hydrocarbures	13
C. Classification des hydrocarbures	14
1. Classification par nature	14
1.1. Les hydrocarbures saturés	14
1.2. Les hydrocarbures insaturés	14
2. Classification par provenance : Conventionnel, non conventionnel et biogénique	14
2.1. Les hydrocarbures conventionnels	14
2.2. Les hydrocarbures non conventionnels	14
2.3. Les hydrocarbures biogéniques	14
D. L'hydrocarbure dans le quotidien et son impact sur l'environnement	14
IV. FORMATION DU PETROLE	15
A. Définition	15

B. De la matière organique au pétrole	15
1. L'accumulation de matière organique dans les sédiments	15
2. La formation du kérogène	16
3. La maturation du kérogène en pétrole	16
V. SYSTEME PETROLIER	17
A. Piège	18
1. Pièges structuraux	18
2. Pièges stratigraphiques	18
B. Couverture	18
C. Roche mère	19
D. Migration	19
1. Migration primaire	19
2. Migration secondaire	19
E. Réservoir	20
1. La perméabilité	20
2. La porosité	21
3. La saturation	21
VI. FORAGE	21
A. Définition	21
1. Le forage pétrolier	21
2. Le forage hydraulique	22
B. Type de puits	22
C. Programme de forage	23
1. Phase A	23
2. Phase B	23
3. Phase C	23
4. Phase D	23
D. Les procédés de forage	24
1. Forage par percussion (ou au câble)	24
1.1. Principe de fonctionnement	24
2. Le forage rotary	24
3. Forage par percussion - rotation	26
4. Forage dirigé	26
VII. PRODUCTION	26
A. Fonction d'une colonne de production	26
B. Récupération du pétrole	26
1. Récupération primaire	26
2. Récupération secondaire	27
3. Récupération tertiaire	27
VIII. LA RECUPERATION SECONDAIRE	27
A. Le principe	27
B. Les types de récupération secondaire	28
1. Injection groupée	28
2. Injection dispersée	29
C. Configurations d'injection	29
D. Mise en œuvre d'injection	30
1. Injection d'eau	30
2. Injection de gaz	30
IX. LES SOURCES D'EAU D'INJECTION	30
A. L'influence de la nature de l'eau souvent utilisée en Algérie	33

1. Eaux de la nappe phréatique	33
2. Eaux produites avec le brut	33
X. PROBLEMES LIES A LA RECUPERATION SECONDAIRE	34
A. Les percées	34
1. Source des percées	34
2. Causes des percés	34
2.1. Effet de la perméabilité	34
2.2. Réservoir (fissure et faille) non étanche	34
2.3. Fracturation hydraulique	35
2.4. Débit de production (la Duse)	35
2.5. Débit d'injection	35
XI. LES DEPOTS	36
A. L'incompatibilité entre l'eau de gisement et l'eau d'injection	36
XII. CONCLUSION	36

Chapitre 3 : COMPATIBILITE ET INCOMPATIBILITE DES EAUX

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	40
1. L'eau d'injection (water flood)	40
1.1. Définition	40
1.1.1. Eau de lavage	40
1.1.2. Eau de maintien de pression	40
a source d'eau	40
1.3. Les buts d'injection d'eau	41
1.4. Le choix de l'eau d'injection	41
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	42
2.1. Les importantes caractéristiques principales	42
2.1.1. Composition	42
2.1.2. Compressibilité	42
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	43
III. ETUDE DE LA COMPATIBILITE DES EAUX A L'ECHELLE DE LABORATOIRE	44
IV. PROBLEME DE L'INCOMPATIBILITE DES EAUX	44
V. LES DEPOTS DES SELS MINERAUX	45
A. Sulfate de calcium (CaSO₄)	46
B. Chlorure de sodium (NaCl)	47
C. Les carbonates	48
D. Sulfate de strontium (SrSO₄)	48
E. Sulfate de baryum (BaSO₄)	49
1. Solubilité du BaSO ₄	51

2. Loi de solubilité	52
3. Phénomène d'adsorption	53
4. Propriétés physiques du BaSO ₄	53
5. Les paramètres influençant sur leur formation	53
5.1. Effet de la température	53
5.2. Effet des sels dissouts	54
5.3. Effet de la pression	54
5.4. Effet de pH	54
VI. CONCLUSION	55

Chapitre 4 : GENERALITES SUR LA FORMATION DES DEPOTS

I. INTRODUCTION	56
II. FORMATION DES DEPOTS	56
A. La sursaturation	56
B. Formation du germe	57
C. Croissance du cristal	57
III. SOLUBILITE DES SELS	57
IV. INFLUENCE DE LA FORCE IONIQUE	59
V. PREVENTION DES DEPOTS	59
A. Procédé curatif	59
B. Procédé soustractif	59
C. Procédé additif	59
VI. LES INHIBITEURS DE DEPOTS	59
A. Domaine d'utilisation	60
VII. CONCLUSION	60

2^{ème} Partie : PARTIE EXPERIMENTALE

Chapitre 1 : DESCRIPTION DE LA ZONE D'ETUDE

I. SITUATION GEOGRAPHIQUE DE LA REGION D'ETUDE	61
II. PRESENTATION GENERALE DU BASSIN D'ETUDE	63
A. Cadre géographique	63
B. Cadre géologique	64
1. Au plan structural	64
2. Au plan stratigraphique	65
2.1. Le paléozoïque	65
2.2. Le mésozoïque	66
2.2.1. Le Trias	66
2.2.2. Le Jurassique	67
2.3. Le cénozoïque	68
III. PRESENTATION DU CHAMP DE HAUD BERKAOUI	68
A. Contexte géographique	68
1. Présentation de la zone d'étude	69
2. Historique	70
3. Développement de la région	70
4. Les champs de la région	71
4.1. Champ de Haoud-Berkaoui	71

4.2. Champ de Benkahla	72
4.3. Champ de Guellala	72
4.4. La périphérie	72
5. Le système pétrolier du champ de Haoud Berkaoui	72
5.1. La roche mère	72
5.2. La roche réservoir	72
5.2.1. Réservoir principal	73
5.2.2. Réservoir secondaire	73
5.3. La roche couverture	73
5.4. La migration	73
5.5. Les pièges	74
5.5.1. Les pièges structuraux	74
5.5.2. Les pièges stratigraphiques	74
6. Etat actuel du champ	74
B. Contexte géologique	75
1. LE TRIAS	75
2. LE JURASSIQUE	75
2.1. Le Lias	75
2.2. Le Dogger	76
2.3. Le Malm	76
3. Le Crétacé	76
C. Géologie du champ de Berkaoui	77
1. Sur le plan stratigraphique	77
1.1. Cénozoïque	77
1.2. Mésozoïque	77
1.3. Paléozoïque	79
2. Sur le plan structural	79
D. Activités principales de la direction régionale de Haoud Berkaoui	80
III. CONCLUSION	80

Chapitre 2 : MATERIELS ET METHODES

I. INTRODUCTION	81
II. IDENTIFICATION DES OBJETS SOUMIS AUX ESSAIS	81
A. Les inhibiteurs	81
B. Échantillonnages	82
1. In-situ	82
2. Au laboratoire du CRD (Traitement des eaux et contrôle des fluides)	83
III. ETUDE DE COMPATIBILITE DES EAUX	83
IV. ANALYSE PHYSICO-CHEMIQUE	84
A. Mesure du pH	84
B. La température	85
C. Mesure de la turbidité	85
D. Dosage du Calcium	86
E. Dosage du magnésium	87
F. Dosage du Fer	88
G. Dosage des Sulfates	89
H. Dosage du Baryum	91
I. Dosage d'extrait sec	92
J. Dosage des carbonates et bicarbonates	93

K. Dosage des chlorures	94
L. Dosage du Sodium (NA⁺) et du Potassium (K⁺), par photométrie de flamme	94
M. Détermination du taux critique d'incompatibilité de l'eau d'injection et de gisement dans les conditions de surface	96
N. Analyses par diffractométrie des rayons 'X' (DRX)	96
O. Test d'efficacité d'un inhibiteur de dépôt	97
V. CONCLUSION	98

Chapitre 3 : RESULTATS ET INTERPRETATIONS

I. RESULTATS D'ANALYSES PHYSICO-CHIMIQUE	99
II. RESULTATS DES ETUDES DE COMPATIBILITE	100
A. Résultats d'étude de compatibilité du mélange des eaux aux conditions de surface (Température Ambiante)	100
B. Résultats d'étude de compatibilité aux conditions de profondeur (Température à 80°C)	102
III. RESULTATS D'ETUDE D'EFFICACITE DES ANTI-DEPOTS	104
VI. CONCLUSION	110
CONCLUSION GENERALE	112
TRAITEMENT RECOMMANDE ET CURATIF	115
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	
LISTE DES FIGURES	
LISTE DES TABLEAUX	
ANNEXES	

Résumé

Dans ce travail, on s'est intéressés à l'étude du champ de Haoud Berkaoui (HBK), afin de tester les différentes méthodes de traitement et d'analyse des différents problèmes rencontrés sur les équipements des unités industrielles suite à l'utilisation des eaux injectées dans les gisements afin d'améliorer la production.

Dans le but de lutter contre cette formation des dépôts insoluble dans ces installations, nous avons travaillé sur cinq (05) échantillons d'eau (trois (03) eau de gisement 'BKP2' et deux (02) eaux d'injection 'OKNi3' et 'l'Albien') des puits actuellement en activités. Ainsi, d'effectuer des analyses physico-chimiques pour déterminer les constituants ainsi que les éléments chimiques qui favorisent la formation des dépôts solide.

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

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

Mots-clés : HBK, Compatibilité, Formations des dépôts, Analyses physico-chimiques, Eau de gisements (BKP2), Eau d'Injection (OKNi3), Eau de l'Albien et Inhibiteurs.

Abstract

In this work, we were interested in the study of the Haoud Berkaoui field (HBK), in order to test the different methods of treatment and analysis of the different problems encountered on the equipment of industrial units following the use of water injected into the deposits to improve production.

In order to fight insoluble deposit formation in these installations, we worked on five (05) water samples (Three (03) reservoir water 'BKP2' and Two (02) injection water 'OKNi3 and Albian water') wells currently in operation. Thus, to perform physicochemical analyzes to determine the constituents and chemical elements that promote the formation of solid deposits.

A compatibility study to justify the results of chemical analyzes by obtaining an insoluble precipitate of barium sulfate ($BaSO_4^{2-}$).

Three (03) anti-deposit products were used during the efficiency test on the critical rate of the mixture in order to select the best performing and most suitable product.

Keywords: HBK, Compatibilitu, Deposit formation, Physicochemical analyzes, Reservoir water (BKP2), Injection water (OKNi3), Albian water and Inhibitors.

ملخص

في هذا العمل، قمنا بدراسة حقل حوض بركاوي (HBK) من أجل اختبار مختلف طرق العلاج وتحليل معظم المشاكل التي واجهت معدات الوحدات الصناعية بعد استخدام حقن المياه في الرواسب لتحسين الإنتاج. من أجل مكافحة تكوين الرواسب الغير قابلة للذوبان في هذه المنشآت، عملنا على خمس (05) عينات من آبار المياه (ثلاث (03) عينات من مياه الخزان (BKP2) و عينتان (02) من مياه الحقن (OKNi3) و الالبين) الأبار العاملة حالياً. وبالتالي، إجراء التحليلات الفيزيوكيميائية لتحديد المكونات و العناصر الكيميائية التي تعزز تكوين الرواسب الصلبة.

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

تم استخدام ثلاثة (03) منتجات مضادة للترسب بواسطة اختبار الكفاءة على المعدل الحرج للخليط من أجل اختيار أفضل المنتج أداءً و الأنسب.

الكلمات المفتاحية: HBK، التوافق، التشكيلات الرسوبية، التحاليل الفيزيوكيميائية، ماء الخزان (BKP2)، ماء الحقن (OKNi3)، ماء الالبين، المثبطات

Liste des Abréviations

LISTE DES ABREVIATIONS

ABREVIATIONS	SIGNIFICATIONS
HBK	<i>Haoud Berkaoui.</i>
S-E	<i>Sud-Est</i>
TFT	<i>Tin Fouyé Tabankort</i>
PIB	<i>Produit Intérieur Brut.</i>
GNL	<i>Gaz Naturel Liquéfié.</i>
GPL	<i>Gaz De Pétrole Liquéfié.</i>
DCP	<i>Direction Concurrence des prix.</i>
DC	<i>Direction Centrale.</i>
DTD	<i>Division technique et développement</i>
DP	<i>Direction production</i>
BaSO ₄	<i>Sulfates de Baryum</i>
SO ₄ ⁻	<i>Sulfate.</i>
MgSO ₄	<i>Sulfates de Magnésium</i>
MgCl ₂	<i>Chlorures de Magnésium</i>
NaHCO ₃	<i>Bicarbonates de Sodium</i>
Na	<i>Sodium</i>
Ba ²⁺	<i>Baryum.</i>
CPC	<i>Centre principale de collecte.</i>
DC-R&D	<i>Direction Centrale Recherche et Développement.</i>
AUI	<i>Assistance aux Unités Industrielles.</i>
TCF	<i>Traitement et Contrôle des Fluide.</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>Variable.</i>
HC	<i>Hydrocarbures.</i>
HP	<i>Haute pression.</i>
Sr ²⁺	<i>Strontium</i>
Ca ²⁺	<i>Calcium</i>
BaCl ₂	<i>Chlorure de baryum</i>
SrCl ₂	<i>Chlorure de strontium</i>
CaCl ₂	<i>Chlorure de calcium</i>
CaSO ₄	<i>Sulfates de calcium.</i>
CaCO ₃	<i>Bicarbonates de calcium.</i>
SrSO ₄	<i>Sulfates de strontium</i>
NaCl	<i>Chlorures de Sodium.</i>
Na ₂ SO ₄	<i>Sulfate de Sodium</i>
pH	<i>Potentiel d'hydrogène.</i>
S	<i>Solubilité.</i>

m^3	<i>Mètre cube</i>
SMQ	<i>Système de Management de la Qualité.</i>
HSE	<i>Hygiène Sécurité Environnement.</i>
MPa	<i>Méga Pascale.</i>
barils/j	<i>Barils par jours.</i>
MES	<i>Matière En Suspension.</i>
Ks	<i>Produit de solubilité.</i>
angs/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>
TAM	<i>Tamendjlet.</i>
AMA	<i>Amassak.</i>
Km	<i>Kilomètre.</i>
g/L	<i>Gramme par litre</i>
UTM	<i>Transverse Universelle de Mercator</i>
GLA	<i>Champ de GUELLALA</i>
e	<i>Epaisseur.</i>
BKH	<i>Champ de BENKAHLA</i>
FDS	<i>Fiches des données.</i>
Patm	<i>Pression atmosphérique.</i>
ORDO	<i>Ordovicien.</i>
T.E.A	<i>Tri éthanol amine.</i>
KOH	<i>Hydroxyde de Potassium.</i>
NaOH	<i>Hydroxyde de Sodium.</i>
Mg(OH) ₂	<i>Hydroxyde de Magnesium.</i>
NH ₄ OH	<i>Ammoniaque.</i>
NH ₄ Cl	<i>Chlorure d'ammonium.</i>
PE	<i>Prise d'essai.</i>
HCL	<i>Acide chlorhydrique.</i>
CH ₃ COOH	<i>Acideacétique.</i>
CH ₃ COONH ₄	<i>Acétate d'ammonium.</i>
K ₂ CrO ₄	<i>Chromate de potassium.</i>
BaCrO ₄	<i>Chromate de baryum</i>
NaF	<i>Fluorure de sodium.</i>
ml	<i>Millilitre.</i>
CO ₃ ²⁻	<i>Carbonates.</i>
HCO ₃ ⁻	<i>Bicarbonates.</i>
Ag ⁺	<i>Ion Argent.</i>
AgNO ₃	<i>Nitrates d'Argent.</i>

mn	<i>Minutes.</i>
DRX	<i>Diffraction des Rayons 'X'.</i>
CS	<i>Condition de surface.</i>
T	<i>Température.</i>
ENAGEO	<i>Entreprise Nationale de Géophysique.</i>
GCB	<i>Société Nationale de Génie Civil et Bâtiment.</i>
ENSP	<i>Entreprise Nationale de Services aux Puits.</i>
ENTP	<i>Entreprise Nationale des Travaux aux Puits.</i>
ENAFOR	<i>Entreprise Nationale de Forage.</i>
ENGTP	<i>Entreprise Nationale Des Grands Travaux Pétroliers.</i>
SN Repal	<i>Société nationale de recherche et d'exploitation des pétroles en Algérie</i>
BRP	<i>Bureau de recherche pétrolière</i>
CREPS	<i>Compagnie de recherche et d'exploitation des pétroles au Sahara</i>
CPA	<i>Compagnie des pétroles d'Algérie</i>
CFPA	<i>Compagnie française des pétroles (Algérie)</i>
N-S	<i>Nord-Sud</i>
CT	<i>Complexe terminal.</i>

Préface

PREFACE

L'énergie occupe une place prépondérante dans la vie de l'être humain. Les sciences et les progrès techniques ont permis à l'homme de découvrir de nouvelles ressources énergétiques, à savoir tous les produits à vocation énergétique dont nous citons: Le pétrole et le gaz naturel, qui sont les seuls capables de répondre à l'accroissement des besoins en énergie.

Dans un champ de pétrole qui s'étend sur des centaines de kilomètres carrés, la pression exercée à la sortie des puits ainsi que la température du pétrole sont très variables. Ce qui réduit la quantité de récupération du pétrole contenu dans le gisement (de l'ordre de 30% en moyenne), ce qu'on appelle '**Récupération primaire**'; où le pétrole est produit spontanément sous le seul effet de la pression régnant dans le réservoir.

Plusieurs travaux ont été entrepris pour améliorer la récupération finale des gisements. La '**Récupération secondaire**' ou '**Récupération assistée**' est une des méthodes la plus utilisée. Elle consiste à injecter dans la formation des fluides sous pression, les fluides injectés peuvent être de différentes nature suivant les gisements et suivant leurs disponibilités (eau, gaz naturel, fumée,etc.). 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.

La majorité des gisements à grande utilisation sont systématiquement des réserves de pétrole et qui sont exploités en injectant de l'eau (*water flood / water injection*). Cette grande utilisation d'eau sous pression est suite à son faible coût, sa disponibilité en volume suffisant. Mais cette méthode présente deux (02) inconvénients majeurs : **la corrosion et les dépôts** issus de l'incompatibilité des eaux (eau de gisement et eau d'injection), à cause des interactions physicochimiques entre les deux types d'eau qui provoquent des dégradations irréversibles particulièrement dangereuses pour les installations de production du fond comme celle de surface.

A fin de lutter contre ces deux problèmes, les industries pétrolières utilisent des inhibiteurs de corrosion et des dépôts à base de phosphonate (composé organophosphoré), polymère,etc.

Il apparaît ainsi que la présence primordiale de l'ion Sulfate (SO_4^{2-}) dans les eaux d'injection (OKNi3) et les eaux de l'Albien, avec la présence éventuelle de l'ion Baryum (Ba^{2+}) dans les eaux de gisement (BKP2).

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

La pertinence de cette problématique s'est d'ailleurs confirmée au cours des travaux préparatoires de la présente étude. Un traitement préventif par l'addition d'un produit anti-dépôt dans les eaux d'injection est indispensable dans les industries pétrolières à travers le monde. Actuellement, l'objectif de l'industrie pétrolière ne réside pas de trouver un inhibiteur de corrosion efficace lorsqu'il est utilisé seul aussi de s'assurer qu'il est compatible avec les autres produits chimiques de traitement utilisés.

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

Ce travail à été réalisé au niveau du Laboratoire Chimie et Traitement des eaux de la direction Assistance aux Unités Industrielles au niveau de la Direction Centrale de Recherche et Développement (**CRD**), pour l'étude des eaux de gisement du champ de Haoud Berkaoui (HBK) de la région d'Ouargla, pour une période d'un (01) mois allons du 02 Février au 02 Mars 2020.

Le présent travail s'inscrit dans le cadre des études théoriques et expérimentales menées dans le laboratoire, sur les inhibiteurs et l'étude de compatibilité. Cette étude est subdivisée en deux (02) parties:

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

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

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

- Le premier chapitre à pour objectif de présenter la zone d'étude,
- Quant au deuxième chapitre il est consacré à la partie Matériels et Méthodes utilisés pour les analyses in situ et au laboratoire du CRD,
- En fin le troisième chapitre, est subdivisé lui même en trois (03) étapes:
 - **1^{ère} étape** consacrée à l'analyses chimiques des échantillons, où l'on démontre la composition chimique de ces eaux, on déterminant 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^{2-} dans les eaux d'injection.
 - **2^{ème} étape** comporte l'étude de compatibilité du mélange qui permet 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** où on testera l'efficacité de la performance des trois (03) produits anti-dépôts dans le taux de mélange le plus défavorable qu'on peut avoir dans le gisement (taux critique).

1^{ère} Partie :
Partie Théorique

Chapitre 1 :
Cadre Général

Premier Chapitre: CADRE GENERAL

I. PROBLEMATIQUE

L'exploitation d'un gisement conduit naturellement à une diminution de la productivité des puits et de la à une augmentation de dépôts des sels. Pour y remédier, une injection d'eau est nécessaire. Cette injection de l'eau produit une incompatibilité entre l'eau d'injection et l'eau de gisement, ce qui pose énormément de problèmes tels que : la formation des sulfates de baryum et /ou des sulfates de calcium.

Le sol de la région pétrolière de Haoud Berkaoui à Ouargla (S.E de l'Algérie) est semi perméable et donc il est prédisposé à recevoir les eaux de rejet par infiltration. Cette région est exposée à deux types de pollution par les rejets liquides qui sont d'origines urbaines et industrielles.

Cette région compte un certain nombre de bourbiers qui reçoivent les eaux séparées du pétrole brut provenant des puits producteurs de pétrole et des unités industriels de traitement des hydrocarbures. Le fluide à sa sortie des puits est composé de trois fractions (mélange triphasique) qui sont l'huile, le gaz et l'eau. La charge produite peut renfermer aussi du sable, de l'argile, des sels minéraux, des métaux lourds, des produits de corrosion et des gaz dissous (H_2S , CO_2 et O_2) (Fadairo. & al., 2012 ; Bin Merdhah. & al., 2010).

Les eaux décantées ainsi que les eaux domestiques sont évacuées dans des bourbiers à cieux ouverts. Ces eaux demeurent exposées aux phénomènes d'infiltration et d'évaporation. Les conditions climatiques du Sahara, caractérisées par les grandes chaleurs, accélèrent le phénomène d'évaporation ou des fractions en hydrocarbures évaporées polluent l'atmosphère pendant que l'infiltration de la fraction liquide dans le sous sol du bourbier engendre la contamination de la nappe phréatique, qui est nécessaire de protéger contre toute forme de pollution (Tighilt. & al., 2005; Sait., 1994).

Pour réduire les effets de pollution, Il a été préconisé de traiter les eaux de bourbier et les réinjecter par la suite dans le réservoir afin de maintenir la pression dans le champ pétrolier. Souvent les eaux dites de gisement et d'injection sont incompatibles et leur mélange forme des dépôts de sulfates de baryum, de sulfates de strontium, de sulfates de calcium et des carbonates. Les dépôts formés entraînent le bouchage des puits de production, les canalisations et le colmatage de la roche réservoir par la réduction de sa perméabilité (Odo. & al., 1994; Sorbie. & al., 2000). L'impact économique est considérable car il faut prévoir des investissements supplémentaires des installations bouchées aux quelles s'additionnent les pertes causées le manque à produire causé par la mise à l'arrêt des installations bouchées par ces dépôts (Reed. & al, 2001).

Cette étude à été choisie suite au problème d'incompatibilité des eaux posés par plusieurs unités de production et à travers plusieurs champs, tels que : Tin Fouyé Tabankort (TFT), Hassi R'mel et Haoud Barkaoui (HBK) et cela suite à la tournée menée par les ingénieurs de la Division Technologies et Développement en Novembre et Décembre 2016 aux différentes directions opérationnelles des régions *SONATRACH*. La direction de production (DP) du Haoud Barkaoui (HBK) sollicite la DTD pour la prise en

charge immédiate du problème du BaSO₄ affectant leurs installations. Plusieurs missions d'évaluation et de diagnostic de ces problèmes ont été effectuées pendant l'année 2016.

Ce mémoire présente les résultats des tests d'efficacité au laboratoire des inhibiteurs de dépôts, sur les mélanges des eaux d'injection avec les eaux de gisement du champ de Haoud-Berkaoui au niveau de la région d'Ouargla.

Deux points principaux ont été soulevés :

- Un bouchage récurrent des installations de surface.
- Un colmatage progressif du réservoir suite au mélange des eaux d'injection et de gisement.

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 (Ouafi. & al., 2019).

II. OBJECTIF

La compréhension des mécanismes de formation de ces dépôts a permis la mise en œuvre de l'étude des mécanismes d'inhibition et la mise en place de molécules actives capables, une fois mélangées, de retarder la croissance cristalline des dépôts.

Plusieurs traitements sont utilisés pour lutter contre la formation des dépôts, qui sont plus ou moins coûteux à mettre en œuvre, dont on pourra citer les deux principaux : mécanique et chimique. Dans le procédé mécanique, les dépôts sont enlevés mécaniquement ou manuellement par des opérations de grattage. Le procédé chimique consiste à injecter dans le puits des produits chimiques capables de maintenir les cristaux de dépôts en suspension (Bin Merdhah. & al., 2010; Crabtree. & al., 1999; Tomson. & al., 2009).

Pour empêcher et/ou pour retarder la croissance des dépôts, l'eau injectée est traitée au préalable par des inhibiteurs de dépôts (Mackay. & al., 2002). La concentration d'usage à laquelle l'inhibiteur de dépôts est efficace est déterminée par des mesures appropriées au Laboratoire puis corrigée sur site par des tests industriels. Ce genre de traitements ne tolère aucune erreur car une déposition non contrôlée serait, si elle est produite, de conséquences coûteuses et très néfastes de point de vue production.

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

L'objectif de notre travail consiste à :

- ✓ L'étude de compatibilité des eaux de gisement et des eaux d'injection ;
- ✓ Analyses chimiques des dépôts ;
- ✓ Etude de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts dans les conditions de surface et en profondeur (de gisement) ;

- ✓ Développement des produits locaux pour être utilisés comme inhibiteurs de dépôts ;
- ✓ L'injection d'un produit anti-dépôts capable a inhibé la réaction ($\text{SO}_4^{2-} + \text{Ba}^{2+} = \text{BaSO}_4$) dépôt solide, du manifold passant par les centre de séparation jusqu'au centre principale de collecte CPC vers exploitation ;
- ✓ Mettre en place un traitement chimique de l'eau d'injection et d'éviter tous ces problèmes à savoir la corrosion électrochimique, la corrosion bactérienne et la formation des dépôts insolubles.

III. PRESENTATION DE L'ORGANISME D'ACCUEIL

A. Présentation de *SONATRACH*

SONATRACH est la compagnie nationale algérienne de recherche, d'exploration, d'exploitation, de transport par canalisations, de transformation (raffinage) et de commercialisation des hydrocarbures.

Dans cette partie, nous allons présenter la société *SONATRACH*: son historique, les différentes activités, ensuite nous allons concentrer sur la Direction Central de Recherche et de Développement (DC-RD) l'entité dans laquelle nous avons réalisé notre stage.

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

Les activités de la société *SONATRACH* touchent toute la chaine de production, elles sont effectuées dans quatre principaux domaines : l'amont, l'aval, le transport par canalisation et la commercialisation.

Elle avait pour but d'assurer le contrôle et la gestion du secteur des hydrocarbures naissant dans les années 1950, une direction de l'énergie et des carburants été mis en place en Algérie. Pour cette dernière qui sortait de la guerre d'indépendance, une telle situation ne pouvait nullement convenir à sa stratégie de développement. Pour cela, l'état algérien se dota d'un instrument permettant la mise en œuvre d'une politique énergétique en créant le 31 décembre 1963 la société nationale des hydrocarbures. Cette société a changé de statut pour devenir "*SONATRACH*" et qui aura pour but la valorisation de façon optimale les ressources nationales d'hydrocarbures et de créer des richesses au service du développement économique et social du pays. Elle comprend environ 50 000 salariés (120 000 avec ses filiales) et produit à elle seule 30% du PIB (produit intérieur brut) de l'Algérie.

SONATRACH est un acteur majeur de l'industrie pétrolière surnommé le major africain. Elle est classée le 12^{ème} groupe pétrolier au niveau mondial, le premier en Afrique et dans le Bassin méditerranéen, le 4^{ème} exportateur de GNL, le 3^{ème} exportateur de GPL et 5^{ème} exportateur de gaz naturel. Elle répond au souci de mobiliser les ressources de la rente pétrolière perçue très tôt comme un élément moteur dans le développement de l'Algérie. Au fil des années, elle devient un puissant élément d'intégration nationale, de stabilité et de développement économique et social.

Parmi les défis et les missions de **SONATRACH**, c'est d'assurer la sécurité énergétique pour les générations à venir en valorisant les ressources nationales d'hydrocarbures, créer des richesses et œuvrer au développement économique et social du pays.

Basée en Algérie, elle est active dans plusieurs régions du monde, notamment en Afrique (Mali, Tunisie, Niger, Libye, Égypte et en Mauritanie) en Europe (Espagne, Italie, Portugal, Grande-Bretagne et en France), en Amérique latine (Pérou) et aux États-Unis.

Elle a été constituée pour exploiter les ressources en hydrocarbures du pays. Ses principales activités sont diversifiées et touchent toute la chaîne de production, d'exploration, d'exploitation, de transport et de raffinage.

Elle intervient également dans d'autres secteurs économiques, notamment les mines, la génération électrique, l'eau, les énergies nouvelles et renouvelables, le transport aérien et maritime et le dessalement de l'eau de mer. Elle a participé dans plusieurs projets avec différents partenaires en Amérique Latine et en Europe.

L'internationalisation d'un groupe pétrolier dépend de plusieurs facteurs: limites internes des réserves de pétrole ou de gaz, quotas de production, valorisation en aval des ressources, disponibilité des capitaux et de qualification, apprentissage de technologies et de savoir faire que permet l'investissement international pour une société en quête des normes techniques, d'organisation et de gestion qui prévale dans le monde.

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

B. Activités principales de SONATRACH

Elle est un acteur majeur dans le domaine du pétrole et du gaz. Ce qui la place, aujourd'hui, première compagnie d'hydrocarbures en Afrique et en Méditerranée.

Elle exerce ses activités dans quatre principaux domaines: l'exploration et la production, le transport par canalisations, la liquéfaction, raffinage, pétrochimie et la commercialisation.

1. Activité Amont

L'activité Amont a en charge la recherche, l'exploitation et la production des hydrocarbures. Ses missions sont principalement axées sur le développement des gisements découverts, l'amélioration du taux de récupération et la mise à jour des réserves.

Les principales structures sont:

- Exploration ;
- Production ;

- Forage ;
- Engineering et construction ;
- Associations en partenariat.

Cette activité intègre dans sa stratégie opérationnelle les filiales qui lui sont rattachées telles que: ENAGEO (Entreprise Nationale de Géophysique), GCB (Société Nationale de Génie Civil et Bâtiment), ENSP (Entreprise Nationale de Services aux Puits), ENTP (Entreprise Nationale des Travaux aux Puits), ENAFOR (Entreprise Nationale de Forage) et ENGTP (Entreprise Nationale Des Grands Travaux Pétroliers).

Ces filiales participent au développement et à l'exploitation des hydrocarbures. Ces prestations sont assurées par **SONATRACH** seule ou en associations avec d'autres opérateurs pétroliers.

2. Activité de transport par canalisation

À travers son activité de transport par canalisations, **SONATRACH** gère l'acheminement de ses différents produits pétroliers, les zones de stockage du groupe et les terminaux situés dans les pays d'exportation. Les principales structures sont:

- Stockage d'hydrocarbures liquides et gazeux en amont et en aval ;
- Transport par canalisation d'hydrocarbures liquides et gazeux, depuis les lieux de la production primaire, à travers les réseaux secondaire et principal ;
- Chargement des navires pétroliers.

3. Activité Aval

Cette activité gère des installations importantes de raffinage, liquéfaction et de dessalement.

Ces installations sont immenses et nécessitent une maintenance rigoureuse. Les principales structures sont:

- Liquéfaction du gaz naturel ;
- Séparation des GPL (Gaz de pétrole liquéfié) ;
- Raffinage du pétrole ;
- Pétrochimie ;
- Production de gaz industriels, essentiellement l'hélium et l'azote ;
- Études et développement de nouvelles technologies.

D'importants projets sont en cours de développement dans les activités de liquéfaction, la production d'aluminium et le dessalement de l'eau de mer.

L'activité de raffinage poursuit un intense programme de modernisation.

4. Activité de commercialisation

Cette activité est chargée des exportations. La croissance des pays émergents, notamment celle de la Chine qui a largement tiré la demande pétrolière.

Pour **SONATRACH**, la croissance s'est inscrit dans l'ensemble des volets opérationnels mais plus particulièrement à l'exportation par un chiffre d'affaires record. Les principales structures sont:

- Commercialisation extérieure ;
- Commercialisation sur le marché intérieur ;
- Transport maritime des hydrocarbures.

C. Organigramme de l'organisme

Un schéma d'organisation au service des objectifs de **SONATRACH** à été mis en vigueur (*fig.1*), il a pour but de:

- Conforter la Direction Générale dans son rôle ;
- Concentrer les structures opérationnelles pour une meilleure synergie ;
- Permettre une décentralisation accompagnée d'une maîtrise des pouvoirs et d'une clarté en matière de responsabilité ;
- Assurer la réactivité, la transparence et la fluidité de l'information.

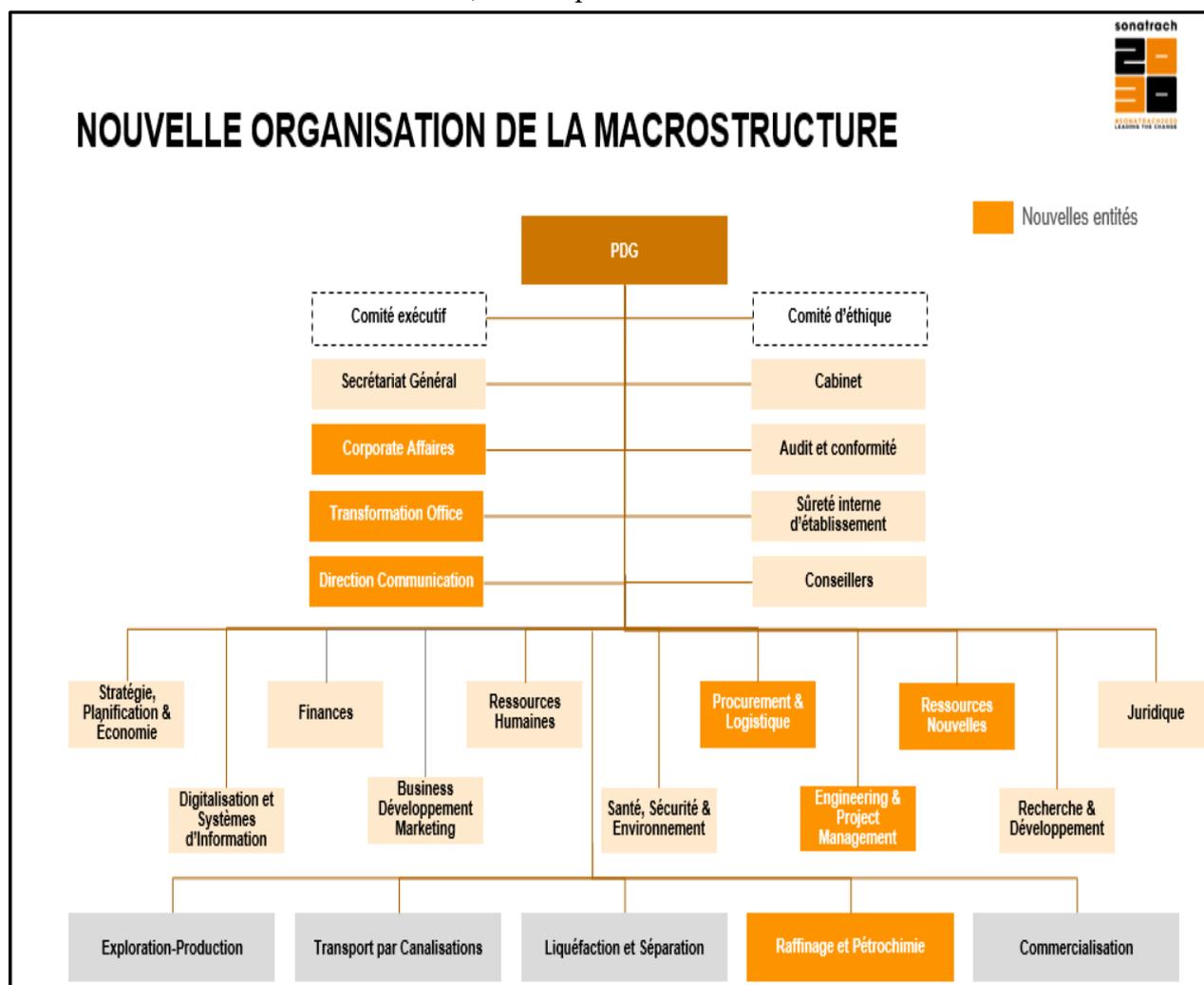


Fig.1 : Organigramme de la macrostructure de **SONATRACH** (Source : document de **SONATRACH**).

D. Présentation de la direction centrale recherche développement (DC-R&D)

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

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

E. Organisation de la direction centrale de recherche et développement

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

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

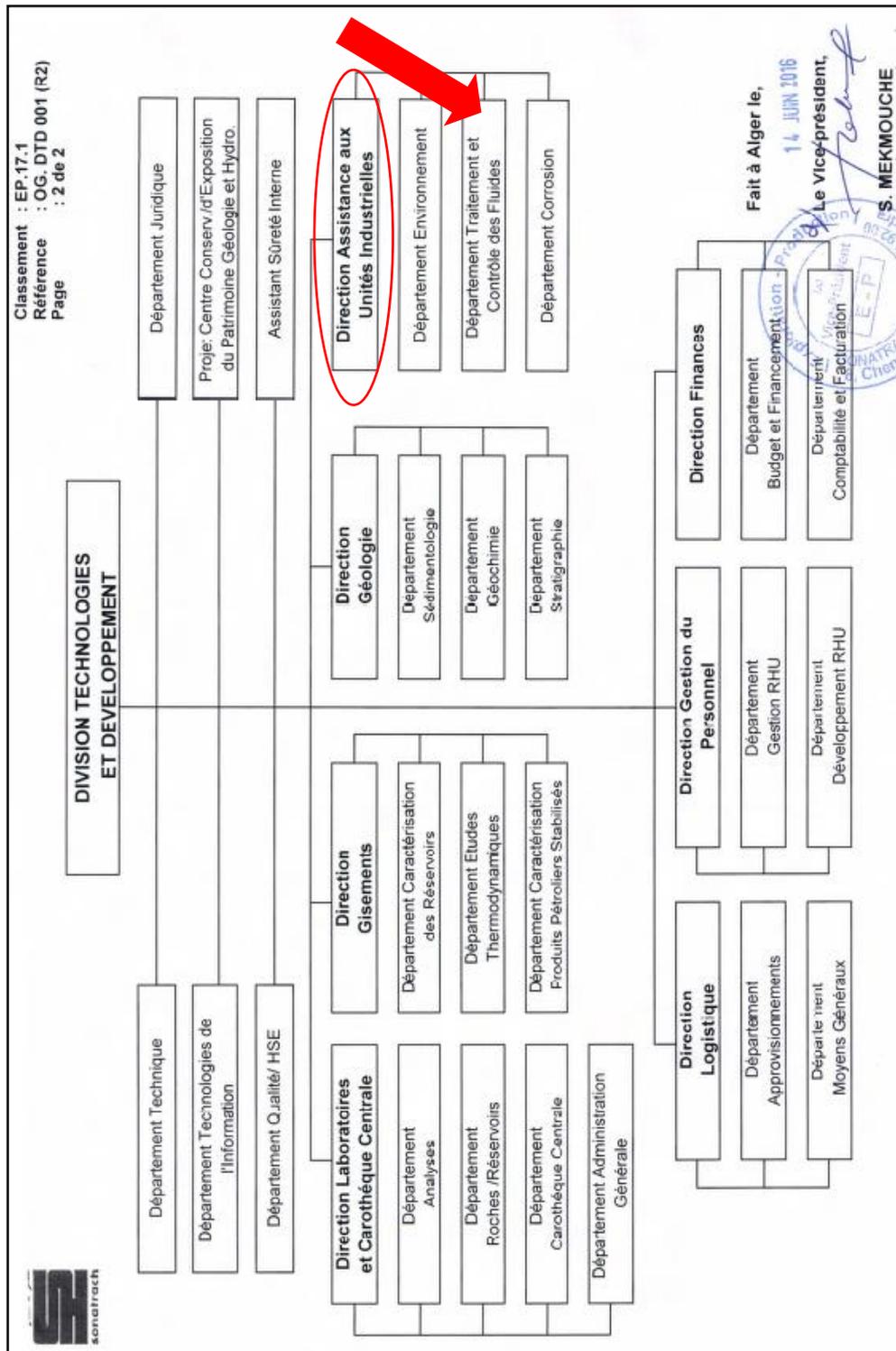


Fig.2 : Organigramme de la direction centrale de recherche et développement (Source : CRD, SONATRACH).

F. Direction assistance aux unités industrielles (AUI)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

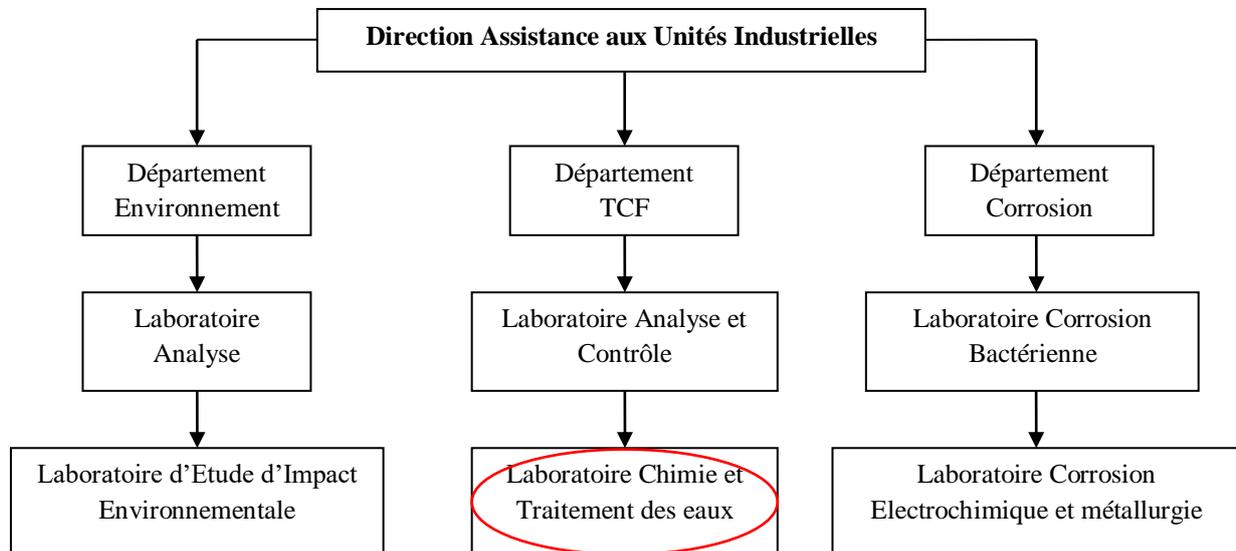


Fig.1 : Organigramme de la direction Assistance aux unités Industrielles (AUI) (Source : SONATRACH).

*Chapitre 2 :
Généralités sur le Pétrole
et les Hydrocarbures*

Deuxième Chapitre: GENERALITES SUR LE PETROLE ET LES HYDROCARBURES

I. INTRODUCTION

Le pétrole, appelé aussi naphte dans l'antiquité, est une roche liquide d'origine naturelle (*fig.4*), 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. 4 : 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.

II. HISTOIRE DE PETROLE EN ALGERIE

L'Algérie, grâce aux indices d'hydrocarbures qu'elle avait révélés par le passé offrait tout naturellement un terrain de recherche prometteur. La prospection reprit alors dans le nord du pays et s'acheva avec la découverte du gisement d'Oued Guétérini. Elle ne tarda pas à s'orienter vers le Sahara.

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

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

C'est grâce à l'audace de quelques géologues français que l'exploration pétrolière du Sahara a commencé en 1952, dans une incrédulité quasi-générale. Deux sociétés se sont d'abord engagées : la SN Repal (Société nationale de recherche et d'exploitation des pétroles en Algérie), BRP (Bureau de recherche pétrolière) et la Compagnie française des pétroles, suivies de peu par la CREPS (Compagnie de recherche et d'exploitation des pétroles au Sahara), Régie autonome des pétroles et la CPA (Compagnie des pétroles d'Algérie), Shell.

Les premières découvertes (1952-1955) ne concernent que des accumulations de gaz sec, alors regardé comme un objectif mineur. Les découvertes d'huile ne se produisent qu'au début de l'année 1956, d'abord dans la bordure méridionale du bassin avec Edjeleh, puis Tiguentourine, par la CREPS. En juin, un indice d'huile est découvert dans le nord, par la CFP(A) (Compagnie française des pétroles (Algérie)), près d'Ouargla ; enfin survient en juillet 1956 la découverte du champ géant de Hassi Messaoud à Md1 (SN Repal), confirmé un an plus tard par Om1 (CFP(A)). Entre temps, la SN Repal découvrait un autre géant, de gaz humide celui-ci, à Hassi R'Mel. Ces découvertes valent une visite du

général de Gaulle sur le chantier de Hassi Messaoud en mars 1957. Hassi Messaoud pour le pétrole, et Hassi R'Mel pour le gaz, qui figurent, depuis 1967, parmi les plus grands gisements du monde, représentent encore 80% des réserves d'hydrocarbures de l'Algérie. (Combaz., 2002).

III. DEFINITION DES HYDROCARBURES

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

Le pétrole est un combustible fossile dont la formation date d'environ 20 à 350 millions d'années. Aussi appelé '*huile 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 '*alcane*s'.

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.

IV. 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 pétrolifères 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.

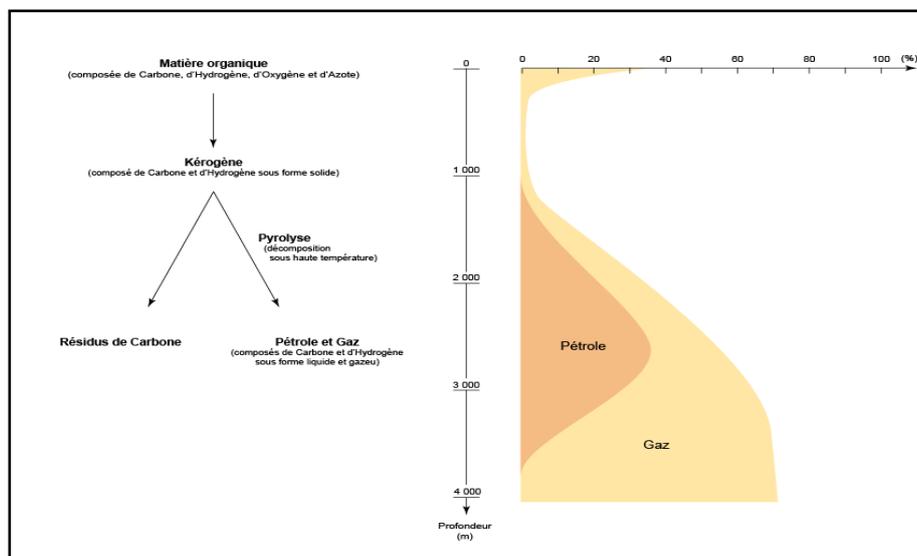


Fig. 5 : Types d'hydrocarbures générés à partir du kérogène en fonction de la profondeur d'enfouissement (d'après : Connaissance des Énergies, département de géologie de l'université Laval).

V. SYSTEME PETROLIER

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

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

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

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.

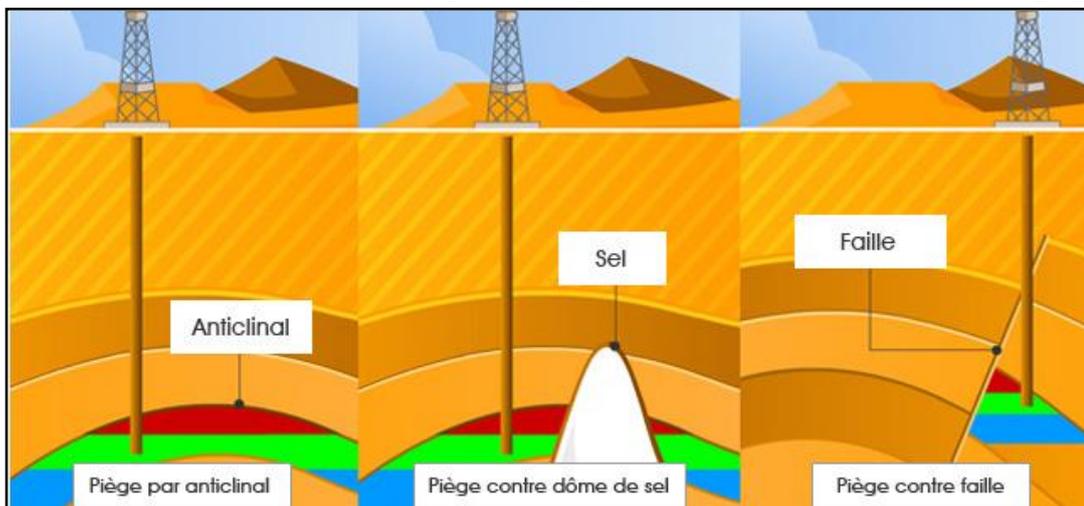


Fig.6 : Les principaux pièges à pétrole.

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.

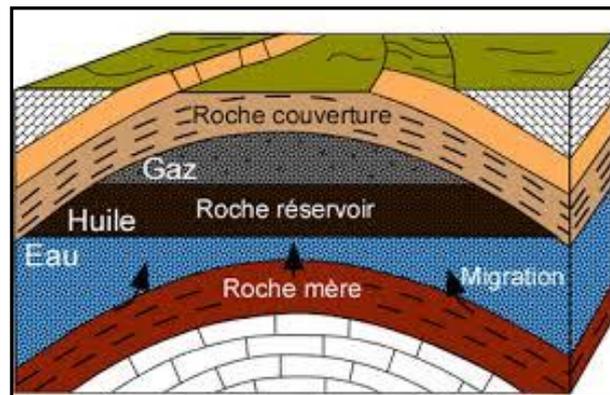


Fig.7 : Coupe démonstrative de la migration du pétrole.

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).

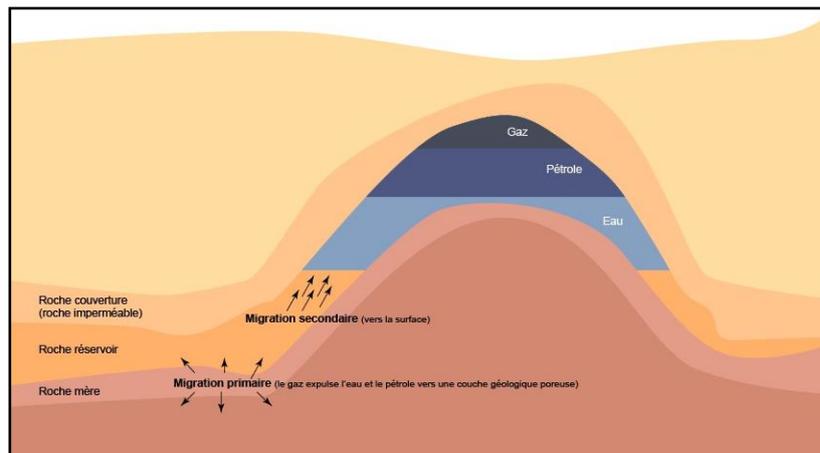


Fig.8 : Migration primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement (d'après : *Connaissance des Énergies, département de géologie de l'université Laval*).

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'accumuler. La plus part des réservoirs en Algérie sont des roches gréseuses et argileuses.

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

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.

VI. 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.

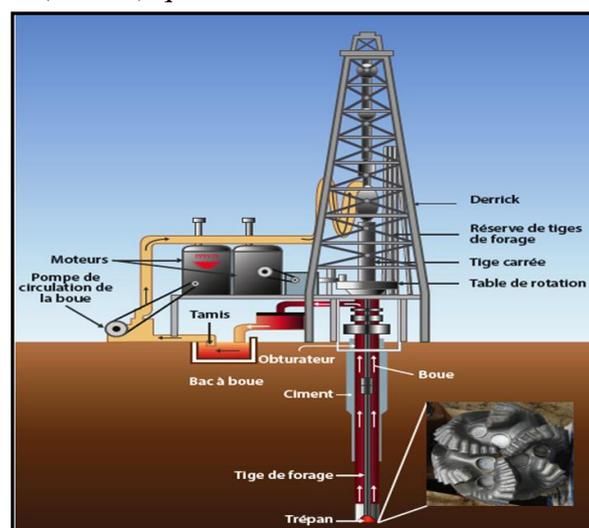


Fig.9 : Schéma de principe d'un appareil de forage pétrolier
(Source : Système pétrolier et exploration).

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:

- ✓ Les tubages pleins (ou aveugles) ;
- ✓ Les crépines ou tubages perforés ;
- ✓ Le massif filtrant (Selmane., 2016).

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.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 délinéations	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 géopression/ 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 12 1/4 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).

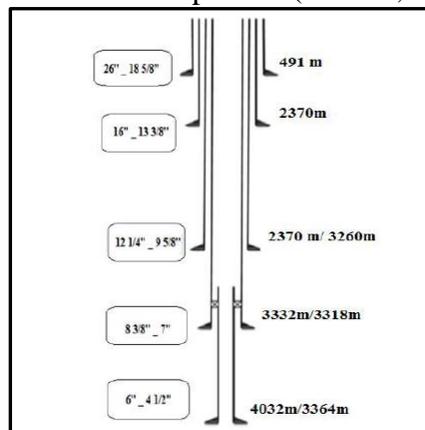


Fig.10 : Schéma exemple d'architecture d'un puits (Source : Système pétrolier et exploration).

Tableau.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 peut utiliser (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.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.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 plateforme. Son principe de fonctionnement est basé sur celui du forage rotatif, dans lequel on fait dévier la tige de forage selon une courbe au fur et à mesure que le trou grandit (Szezuka., 2005).

VII. PRODUCTION

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.

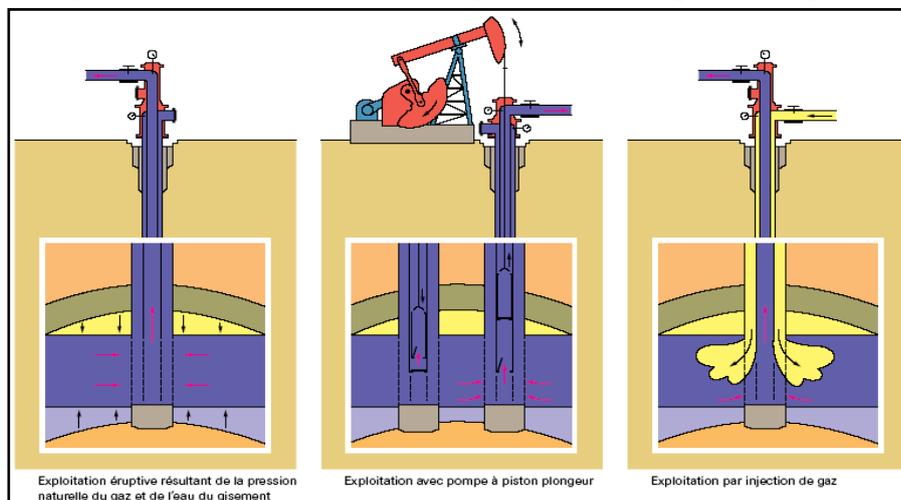


Fig.11 : L'exploitation primaire du pétrole.

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).

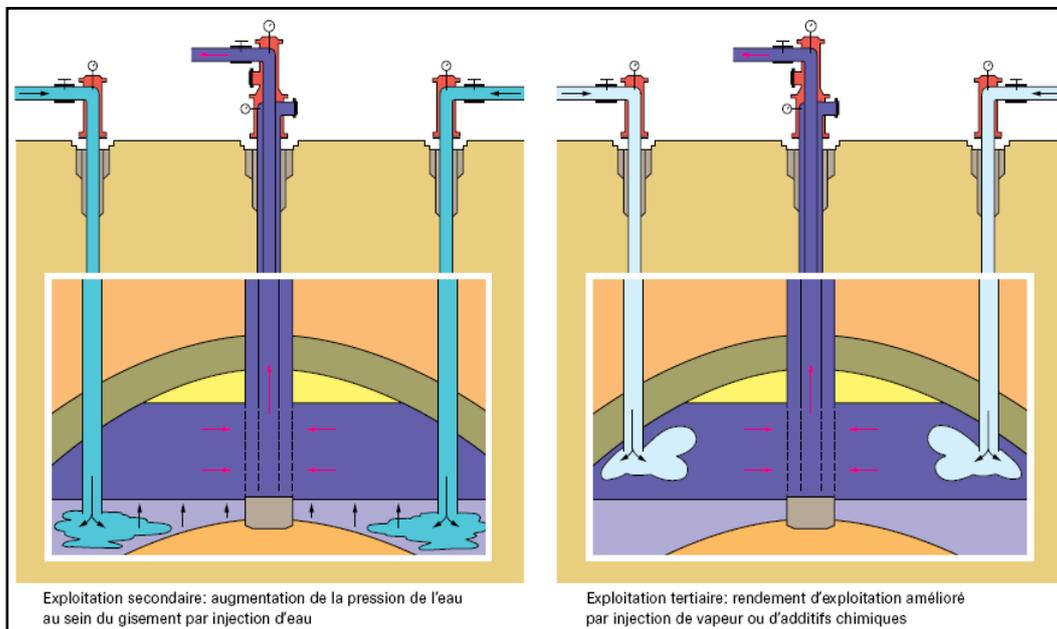


Fig.12 : L'exploitation secondaire et tertiaire du pétrole.

VIII. 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.

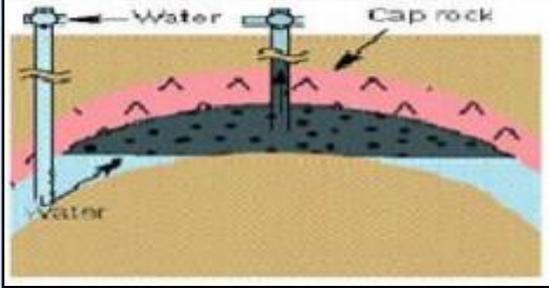
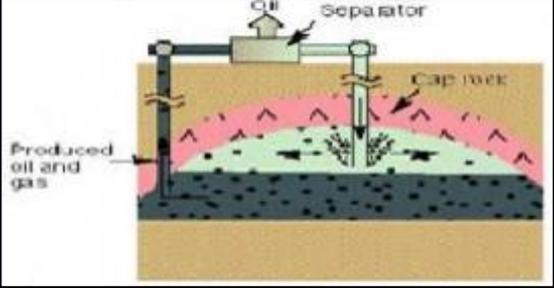
L'objectif principal d'injection d'eau ou de gaz est de:

- ✓ 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.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 étendu, pour obtenir un balayage uniforme, les puits producteurs et les puits injecteurs sont intercalés.

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

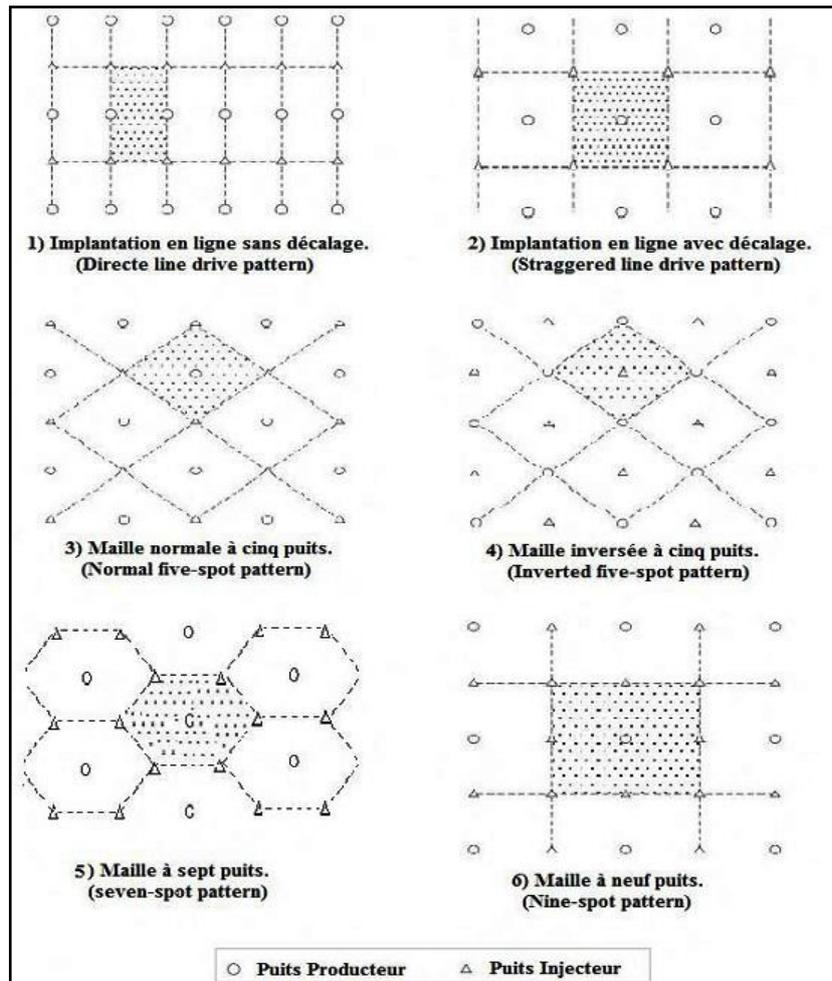


Fig. 13 : Schémas réguliers d'injection.

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 H₂S, CO₂ et O₂, H₂O : corrosion et risque de précipités (hydrates) pouvant colmater les canalisations ;
- ✓ Compression : pour des raisons de souplesse, on préfère installer plusieurs compresseurs de petite taille plutôt qu'un gros. Le plus souvent, ce sont des compresseurs alternatifs entraînés par des moteurs à gaz ;
- ✓ Contrôle : utilisation de marqueurs radioactifs.

IX. LES SOURCES D'EAU D'INJECTION

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

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

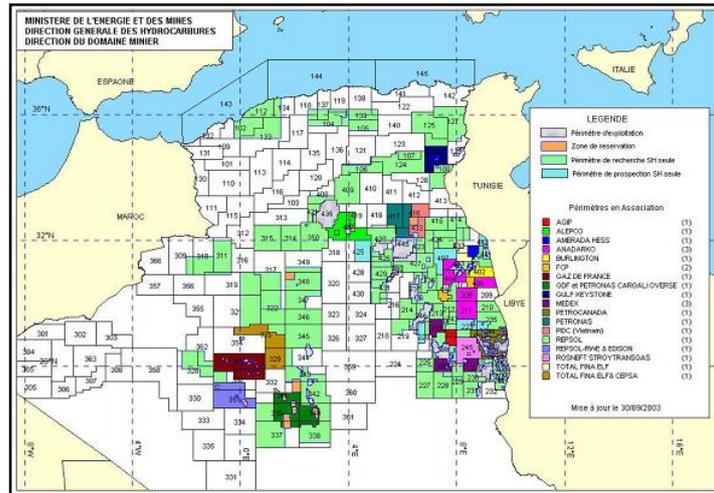


Fig. 14 : Répartition du domaine minier en Algérie.

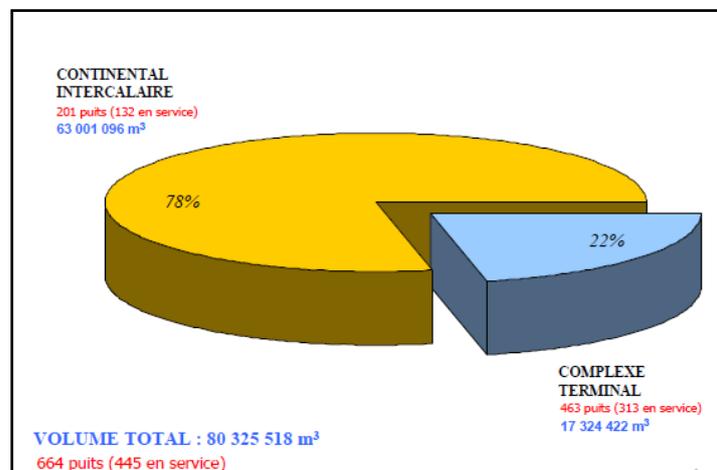


Fig. 15 : Prélèvements d'eau pour l'activité pétrolière.

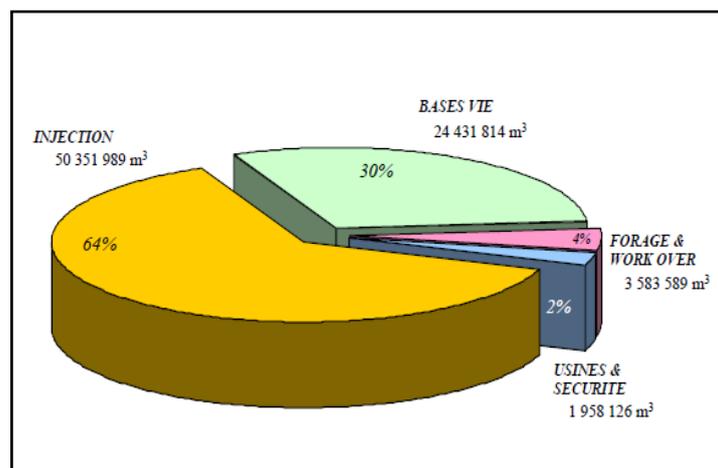


Fig. 16 : Prélèvements d'eau par activité.

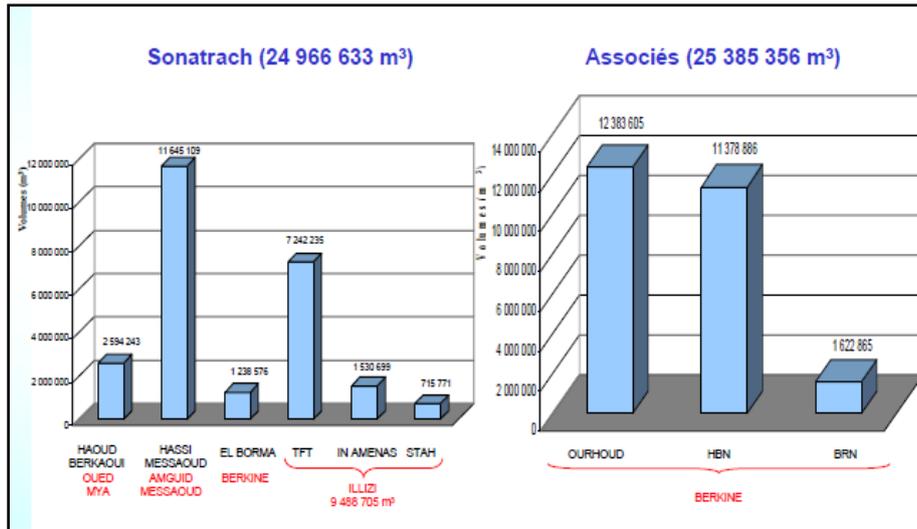


Fig. 17 : Injection d'eau du Continentale Intercalaire.

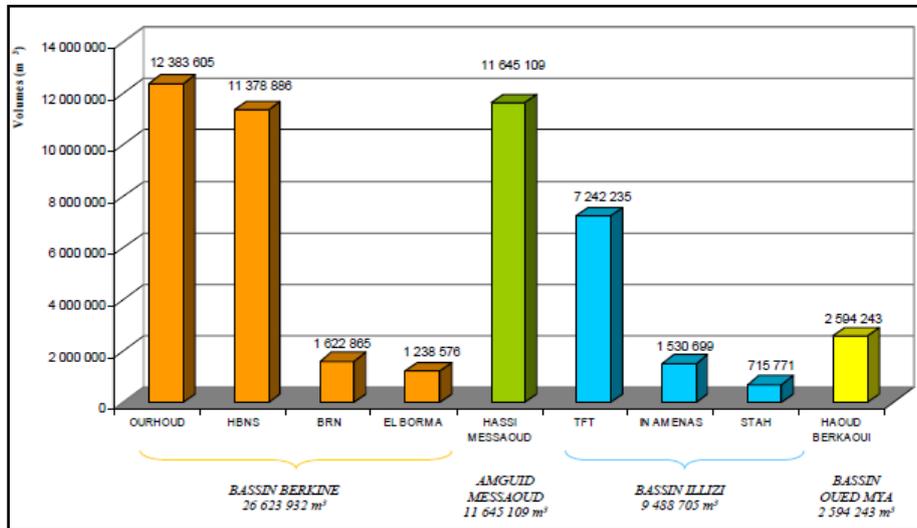


Fig. 18 : Injection d'eau par bassin.

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

Tableau.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.

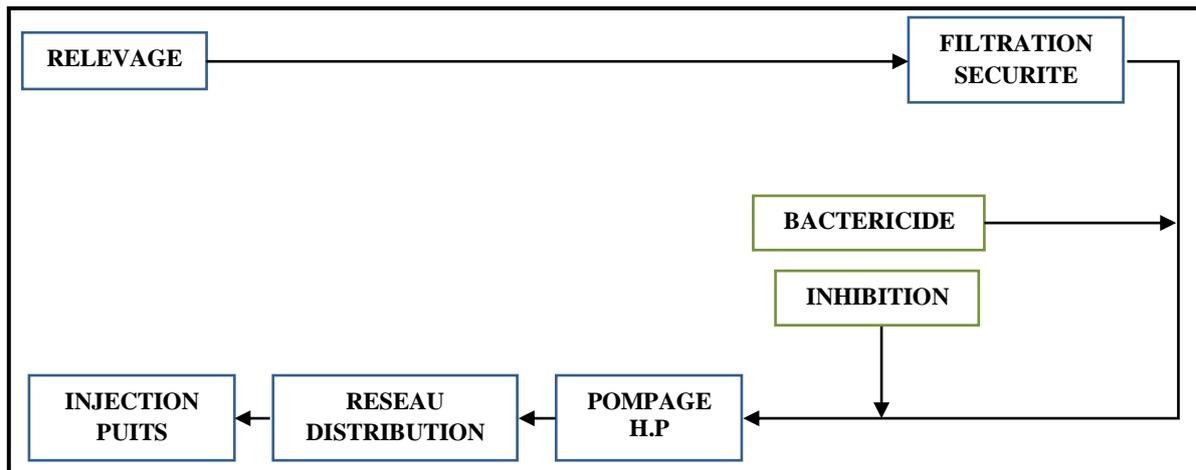


Fig. 19 : Chaîne d'injection d'eau de nappes phréatiques.

2. Eaux produites avec le brut

- Elles contiennent de l' H_2S et/ou CO_2 dissous ;
- Elles peuvent contenir des matières en suspension ;
- Des bactéries réductrices de sulfate se rencontrent souvent ;
- L'entraînement d'huile est un problème fréquent.

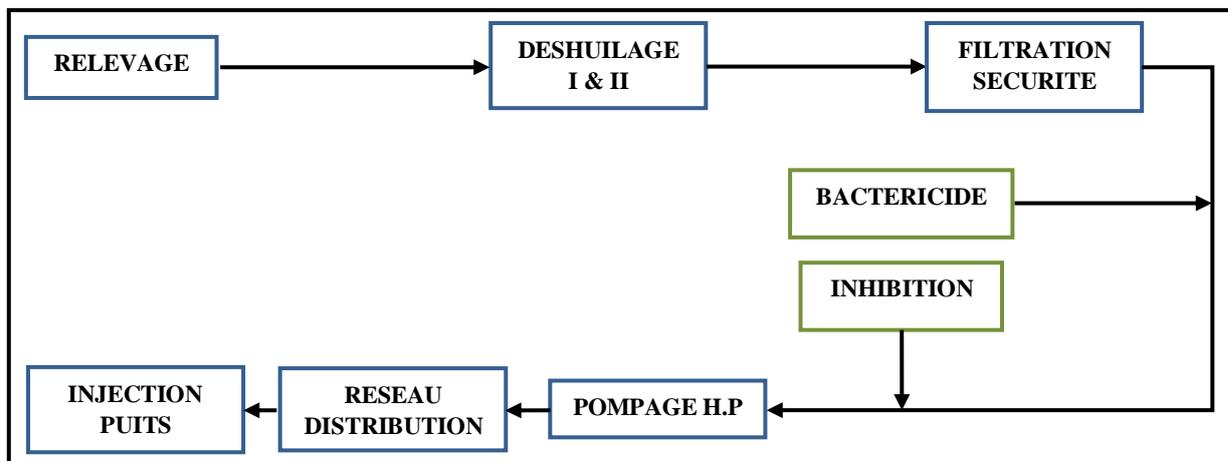


Fig. 20 : Chaîne des eaux de production.

X. PROBLEMES LIES A LA RECUPERATION SECONDAIRE

A. Les percées

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

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

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

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

1. Source des percées

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

2. Causes des percés

2.1. Effet de la perméabilité

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

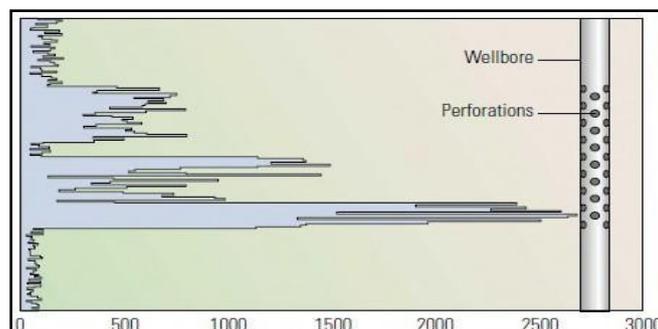


Fig. 21 : Effet de la perméabilité.

2.2. Réservoir (fissure et faille) non étanche

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

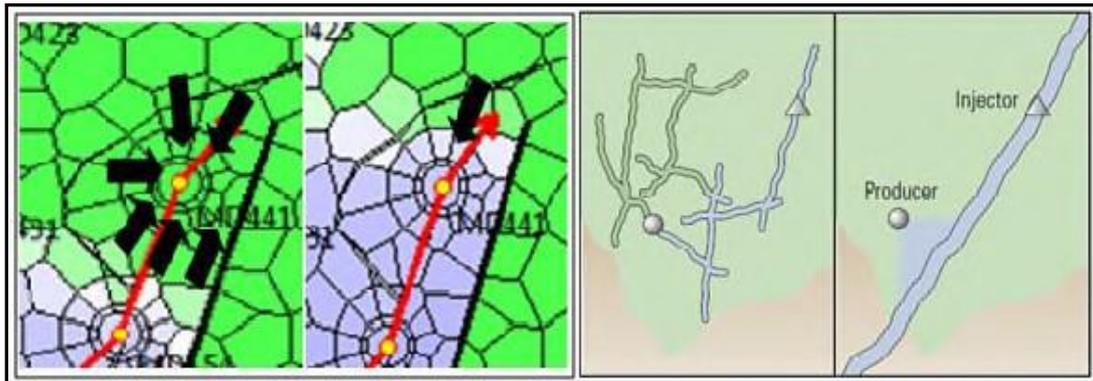


Fig. 22 : Effet des fissures et des barrières (Bailey. & al., 2000).

2.3. Fracturation hydraulique

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

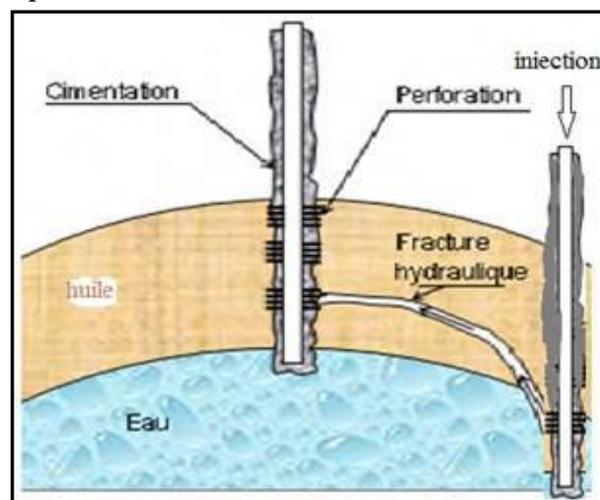


Fig. 23 : Effet de la fracturation hydraulique (Bailey. & al., 2000).

2.4. Débit de production (la duse)

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

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

2.5. Débit d'injection

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

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

XI. LES DEPOTS

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

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

XII. CONCLUSION

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

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

*Chapitre 3:
Compatibilité et
incompatibilité des eaux.*

Troisième Chapitre : **COMPATIBILITE ET INCOMPATIBILITE DES EAUX**

I. GENERALITES SUR LES EAUX

A. Introduction

L'eau est une substance incolore, inodore, insipide qui couvre trois quart (3/4) de la surface terrestre et qui joue un rôle primordial pour tout ce qui a trait à la vie (Nicolas., 1994).

Par contre 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, 2014).

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 lotiques (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 lenticues (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* : qui définissent les masses d'eau de surface qui n'ont pas été modifiées par des actions anthropiques.

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 dans les usages suivants:

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

La multiplication des pompes électriques et petits systèmes de pompage et forage a fortement augmenté la pression sur les nappes, souvent surexploitées dans les zones

habitées et de grandes cultures et parfois déjà pollués. Leur exploitation pose aussi des questions sur nos responsabilités à l'égard des générations futures ou de l'amont vers l'aval (du point de vue du sens de circulation des masses d'eau souterraines, ou de leur alimentation via les bassins versants en surface le cas échéant).

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 entrée 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 pétrolifère soit de la roche magasin elle-même. Cette eau est généralement très chargée en sel jusqu'à saturation, le sel prédominant est le chlorure de sodium. Mais il est toujours accompagné de quantités variables de sel de : calcium, potassium, magnésium, carbonates, 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 aquifère. 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 :

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

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

2.1.3. Viscosité

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

$$UW=0,3 \text{ à } 0,7 \text{ Cp } (3 \cdot 10^{-4} \text{ à } 7 \cdot 10^{-4}) \quad (2)$$

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 insoluble qui précipitent et essaye de rétablir cet équilibre.

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

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

Les eaux qui pénètrent dans la roche réservoir rencontrent les eaux de gisement qui sont incompatible 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 benthonique ; il en résulte une réduction de la perméabilité de la roche. Cet effet est sensible au pH du milieu. Une eau acide entraînerait au contraire une contraction de ces argiles. Une telle eau serait malheureusement fortement corrosive ;

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

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

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

- Visuelle ;
- Electrochimique : enregistrement de la variation du pH et de la conductivité ;
- Analytique : Filtration d'un précipité, calcination des dépôts obtenue (précipité) et dosage des éléments 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 (HF ou 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 apparaît 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) peu soluble.

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

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

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

V. LES DEPOTS DES SELS MINERAUX

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

Les substances en suspension ou en solution, véhiculées par les eaux sont susceptibles de former des dépôts au contact des parois, on parlera de tartres (Scaling) lorsqu'il s'agira de dépôts de matières dissoutes cristallisant plus au moins correctement au contact des parois et donnant lieu à des revêtements mécaniques résistants et quelques fois très durs.

Les dépôts peuvent être des sels denses de calcium et de magnésium, des composés du fer et d'aluminium ou de la boue. Ils peuvent être des huiles ou d'autres contaminants à base d'hydrocarbures provenant du procédé.

Les dépôts causent des pertes d'énergie par suite d'une mauvaise transmission de chaleur, un supplément de consommation d'énergie de pompage et des arrêts pour le nettoyage ou le remplacement du matériel (Szezuka., 2005).

Dans les exploitations pétrolières en particulier lorsque la production du champ est stimulée par injection d'eau dans les structures réservoir. Des très graves problèmes d'entartrage peuvent survenir par suite du mélange des eaux de gisement (chaudes et très fortement minéralisées) et des eaux injectées. Les risques des dépôts découlent alors des variations de température consécutives au mélange et de la réaction de double décomposition entre les ions apportés par les deux (02) types d'eaux mélangées.

Aux risques de précipitation de CaCO_3 et CaSO_4 s'ajoutent alors les risques d'apparition de BaCO_3 et BaSO_4 . Il peut même se poser un risque de dépôt de chlorures (NaCl en particulier) au niveau des puits de production si l'eau de gisement est sursaturée par rapport aux conditions de surfaces (Zerrouk. & al., 2008).

Les causes de la formation des dépôts peuvent être très variées :

- Concentration excessive en solides
- Incompatibilité de l'inhibiteur
- Variation des écoulements
- Variations dans la qualité de l'eau d'appoint

A. Sulfate de calcium (CaSO_4)

Le dépôt de sels de sulfate de calcium est relativement soluble mais il suffit qu'il se trouve à une concentration voisine de sa limite de solubilité pour provoquer des dépôts durs et incrustants. Une des causes principale de la formation (CaSO_4) est la baisse de pression que l'effluent subit le long du puits, l'évaporation partielle peut conduire aussi à la saturation, le précipité peut se former aussi par l'incompatibilité de deux eaux (*eau de gisement et d'injection*).

C'est un sel relativement soluble (environ de 2 g/L), son produit de solubilité est de $6.1 \cdot 10^{-5}$ mol/l, mais il suffit qu'il se trouve à une concentration voisine à sa limite de solubilité pour provoquer des dépôts durs et incrustants. La structure cristalline de sulfate de calcium est monoclinique à mailles très différentes par rapport à celle de BaSO_4 et SrSO_4 .



Une cause principale de la formation de CaSO_4 est la baisse de pression des effluents au cours de la remontée en surface qui, en provoquant une évaporation partielle de l'eau, conduit à la sursaturation du sulfate de calcium, et donc à une précipitation rapide par la suite.

L'augmentation de la température peut également provoquer une précipitation de sulfates de calcium, enfin le précipité peut se former par incompatibilité de deux eaux (source Sous-commission production du comité des techniciens de la chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel (Manuel 1)).



Fig. 24 : La forme cristalline du Sulfate de Calcium (CaSO_4).

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

- ✓ $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$: *Gypse ou Dihydraté* ;
- ✓ $\text{CaSO}_4 \cdot \frac{1}{2} \text{H}_2\text{O}$: *Hémihydraté* ;
- ✓ CaSO_4 : *Anhydraté*.

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

Parmi les moyens de lutte, on cite :

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

B. Chlorure de sodium (NaCl)

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

Le chlorure de sodium est le sel qui se trouve en plus grande quantité que les autres. Certaines eaux de formation peuvent contenir jusqu'à 350g/L de NaCl, et atteindre un état de saturation. Ils sont causés par :

- La diffusion du gaz provenant du réservoir dans l'eau ;
- La chute de température du brut dans le puits ;
- La concentration des charges électriques des roches ;
- Le changement des conditions thermodynamiques.

C'est toutefois le dépôt de sel le moins gênant pour le producteur, car la solubilité du chlorure de sodium est suffisamment importante pour qu'une simple injection d'eau douce empêche ces dépôts de se former.

C. Les carbonates

Les carbonates sont dus à une précipitation par départ de CO₂ équilibrant, par une baisse de la pression ou augmentation de la température. La formation est lente, car il y a des sursaturations qui durent longtemps.

Sa formation a lieu suivant la réaction suivante:



Bien que les carbonates soient très solubles dans les acides, c'est une solution qui sera très peu utilisée, car la solubilité est accompagnée d'un dégagement de CO₂, ce qui représente une contrainte importante vis-à-vis de la corrosion.

La formation des cristaux de carbonates de calcium, s'explique par l'existence dans l'eau de gisement une forme soluble de sel (bicarbonate de calcium). Ce dernier est stable dans les conditions de pression et de température existantes au fond du puits.

Une chute de pression favorise le dégagement de CO₂, déplace l'équilibre dans le sens 1 et entraîne la précipitation du CaCO₃ insoluble.

L'acidification est le moyen le plus pratique, mais il faut se prémunir contre les problèmes de corrosion qu'elle peut entraîner. C'est ainsi que lorsque ces derniers risqueront d'être importants, on aura recours à l'utilisation de produits anti-dépôts. La distribution répandue des bicarbonates contenus dans les solutions de saumure de formation favorise l'apparition de dépôts de calcium quand des quantités appréciables de celui-ci deviennent disponibles (Rodier. & al., 2009).

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

D. Sulfate de strontium (SrSO₄)

Il est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium, son produit de solubilité est de 2.8/10⁻⁷ mol/l dans l'eau distillée à une température de 25°C, sa précipitation peut se produire selon la réaction suivante:



La précipitation de SrSO₄ peut se produire par :

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



Fig. 25 : Les Cristaux du Sulfate de Strontium (SrSO_4).

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

Les dépôts de SrSO_4 sont pratiquement inattaquables même par les acides (Iordacheseo., 1970).

E. Sulfate de baryum (BaSO_4)

Le sulfate de baryum ou barytin, appelé plus couramment dans le forage baryte (la baryte au sens stricte du mot est l'hydroxyde de baryum $\text{Ba}(\text{OH})_2$: c'est un minérale très lourd pouvant atteindre une densité de 4,30 voire 4,48 max (Gravier., 1998).

En règle générale les problèmes posés par les dépôts de sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité de deux eaux : Les eaux de gisement peuvent contenir des ions Baryum et être mises en contact avec les eaux injections, soit de lavage ; soit de maintien de pression qu'elles contiennent des ions de sulfates.

C'est le dépôt de sel le plus gênant car les limites de solubilité sont très basses et les dépôts sont durs et compacts. A titre de comparaison, rappelons que la solubilité du sulfate de Baryum dans l'eau douce est près de cent fois inférieure à celle du sulfate de strontium, et mille fois inférieure à celle du sulfate de calcium. Les cristaux de sulfate de baryum sont comme ceux de sulfate de strontium (Manuel 2., 1973).

Les problèmes posés par les dépôts de sulfate de baryum proviennent de l'incompatibilité de deux eaux. Certaines eaux de gisements contiennent des sels de baryum Ba^{2+} en solution. Si ces eaux viennent en contact avec une eau de surface qui contient des sulfates (SO_4^{2-}), le baryum (Ba^{2+}) précipite. Ce contact peut avoir lieu lors du lavage continu pratiqué pour éviter les dépôts de sels ou lors de l'injection d'eau douce dans le gisement pour le maintien de la pression de ce gisement. L'eau injectée finit par atteindre les puits producteurs dans lesquels le mélange se fait et la précipitation du sulfate de baryum aura lieu.



Fig. 26 : Les différents types de Cristaux de Sulfate de Baryum ($BaSO_4$).

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

Les cristaux se collent alors aux parois des tubings formant ainsi un dépôt insoluble et très compact (Iordacheseo., 1970).

Sa formation à lieu suivant la réaction :



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

✓ Un précipité adsorbe préférentiellement ses propres ions, comme si le cristal devait continuer à croître.

✓ La précipitation du $BaSO_4$ commence par la formation de germes cristallins constitués par l'association de quelques ions Ba^{2+} et SO_4^{2-} .

✓ Ces germes grossissent par fixation (adsorption) de nouveaux ions Ba^{2+} et SO_4^{2-} (Archive 2).

La précipitation de $BaSO_4$ se manifeste sur toute la chaîne de production, en fonds des puits et dans les installations de surface.

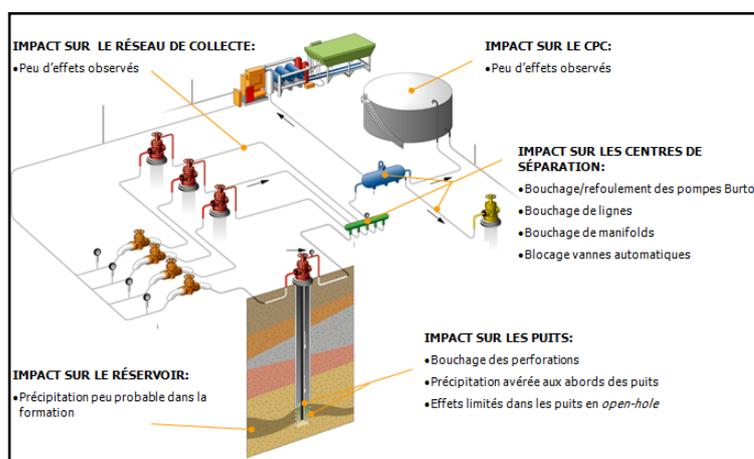


Fig.27: Précipitation de $BaSO_4$ dans les installations de fond et de surface.

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.07 : 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.08 : 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.09 : 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

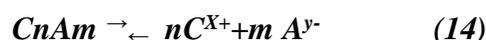
Remarque :

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

$$(NX=MY) \quad (15)$$

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

$$\frac{[C^{X+}]^{n \times [A^{Y-}]^{m}}}{[C_n A_m]} = \text{Constante} \quad (16)$$

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 : $[C^{X+}]^n \times [A^{Y-}]^m = S$.

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. 10 : Récapitulatif du produit de solubilité et la solubilité par rapport aux différents dépôts.

Elément	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 Walls* 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 BaSO_4 commence par la formation de germes cristallins constitués par l'association de quelques ions Ba^{2+} et SO_4^{2-} .
- ✓ Ces germes grossissent par fixation (adsorption) de nouveaux ions Ba^{2+} et SO_4^{2-} .

4. Propriétés physiques de BaSO_4

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 $\sigma = 310 \text{ ergs/cm}^2$.

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

La mesure de l'adsorption de différents ions sur les sulfates précipités permet de ranger les anions, suivant l'adsorbabilité décroissante : $[\text{Fe}(\text{CN})_6]^{4-}$, NO_3^- , MnO_4^- , $\text{Fe}(\text{CN})_6^{3-}$, Cl^- , Br^- , CN^- , $(\text{CNS})^-$ et I^- (Elfil., 2005).

5. Les paramètres influençant sur leur formation

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 $3,9 \text{ mg/L}$ (Elfil., 2005).

Elle a une action très notable sur la solubilité. Dans le cas général, une élévation de la température provoque une plus grande dissolution, dans des proportions qui peuvent être considérables. Le SrSO_4 et CaSO_4 sont moins solubles à chaud.

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. Les ions sont d'autant plus marqués que la force ionique de solution est importante, il résulte de ceci que la solubilité d'un sel est augmentée par addition 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 mg/L de NaCl augmente la solubilité de BaSO_4 de 2,03 à 31g/L à 25°C et de 3,9 à 65mg/L à 95°C (Elfil., 2005).

5.3. Influence de la pression

En règle générale, elle a peu d'influence sur la solubilité des sels. Cependant, les variations de pression provoquent des variations de concentration en gaz dissous ; et dans certains cas, des déplacements d'équilibre susceptibles de modifier les conditions de précipitation.

La relation entre l'augmentation de la pression et la solubilité de BaSO_4 est proportionnelle aussi bien que le mécanisme de la solubilité de CaCO_3 .

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

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 a 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).

VI. CONCLUSION

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

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

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

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

*Chapitre 4 :
Généralités sur la
Formation des dépôts.*

Quatrième Chapitre : GENERALITES SUR LA FORMATION DES DEPOTS

I. INTRODUCTION

Les dépôts formés dans un champ pétrolier reflètent la composition géologique de la formation dans laquelle le pétrole brut a été prélevé, un grand pourcentage de réservoirs pétroliers se trouve dans des régions riches en carbonates, sulfates et silicates, ce qui fournit des concentrations considérables d'anions et l'abondance des espèces cationiques présentes dans l'entourage de la formation géologique est responsable de la forme que prennent les couches minérales. Ainsi les pourcentages élevés de silice, calcium et fer fournissent les espèces cationiques pour se combiner avec les anions disponibles.

Aussi, pendant les longues périodes géologiques, les processus de biodégradation et de filtration aqueuse à travers les différentes couches minérales ont produit des eaux salées, ces eaux salées sont responsables de la formation des cristaux dans les pores de la roche (Abrikossov. & al., 1986).

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

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

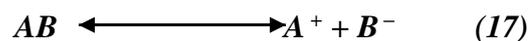
- ✚ Les acides poly carboxyliques ;
- ✚ Les phosphonates ;
- ✚ Les amines grasses (Prochinor, 1998).

II. 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 :



$$K = \frac{[A^+][B^-]}{[AB]} \quad (18)$$

Où :

K : Constante de dissociation.

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

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

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

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

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

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

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

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 : Ba^{2+} et SO_4^{2-} . Ces germes grossissent par fixation (*adsorption*) de nouveaux ions de Ba^{2+} et SO_4^{2-} le cristal grossit.

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).

III. 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 :

$$Ks = [\text{Ca}^{2+}] * [\text{SO}_4^{2-}] = 1.95 \cdot 10^{-4} \dots \dots (20)$$

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):

$[\text{SO}_4^{2-}] = Ks / [\text{Ca}^{2+}] = 1.95 * 10^{-2}$ mol/L, soit en g/L = $96 * 1.95 \cdot 10^{-2} = 1.87$ g /L. (M $\text{SO}_4^{2-} = 96$ 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.

IV. INFLUENCE DE LA FORCE IONIQUE

Pour des eaux chargées en sels, ces ions sont assez rapprochés pour exercer entre eux des interactions électrostatiques non négligeables, l'effet est d'autant plus prononcé que le nombre et les charges des ions en présence sont importantes.

Il est caractérisé par la force ionique qui est demi-sommeil des concentrations de chacun des ions multipliés par les carrés de leur charge (Hadj Youcef., 2016):

$$\mu = 1/2 \sum C_i Z_i^2 \quad (21)$$

Où :

μ : Force ionique de la solution.

C_i : Concentration de chacun des ions.

Z_i : Charge ionique.

V. 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 dé-sulfatation.

Or, il existe deux (02) méthodes :

- ❖ Dé-sulfatation par échange ionique par des résines anionique,
- ❖ Dé-sulfatation 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).

VI. 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.

VII. CONCLUSION

L'activité inhibitrice se traduit par le ralentissement ou l'empêchement de la réaction de précipitation. Une bonne stabilité se caractérise par le fait que l'inhibiteur n'évolue pas dans les conditions opératoires (thermodynamiques : pression et température) pour éviter la perte de son efficacité.

L'inhibiteur de dépôts 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.

2^{ème} Partie :
Partie Expérimentale

Chapitre 1 :
Description de la zone
d'étude

Premier Chapitre : **DESCRIPTION DE LA ZONE D'ETUDE**

I. SITUATION GEOGRAPHIQUE DE LA REGION D'ETUDE

La région d'Ouargla est située au Nord-Est du grand Sahara algérien ; plus précisément dans la partie septentrionale du Sahara algérien. Elle se situe à 800km de la capitale Alger, à 190km à l'est de Ghardaïa, à 160km au sud-ouest de Touggourt et à 388km au sud de Biskra (fig. 28).

La wilaya d'Ouargla est le cœur économique et poumon de l'Algérie grâce au pétrole de Hassi Messaoud. Elle s'étend sur une superficie de 211 980km², avec un nombre de population estimée à 633 967 habitants répartie à travers 21 communes.

Tableau.11 : Communes et localités de la cuvette d'Ouargla (fig. 29). (Source : Djidel., 2008).

Communes	Localités
Ouargla	Hassi-Miloud, Said-Otba, Bamendil, Makhadma, Bour El Haicha, Centre Ksar, Beni Thour et la zone industrielle.
N'Goussa	Larbaa, Boughoufala, El-Bour, El-Koum et Ghers.
Rouissat	Rouissat, El-Hadeb et Sokra.
Ain El-Baïdha	Ain El-Baida et Chott Adjadja.
Sidi Khouiled	Oum Raneb et Aouinet Moussa.
Hassi Ben Abdallah	La zone saharienne agricole.

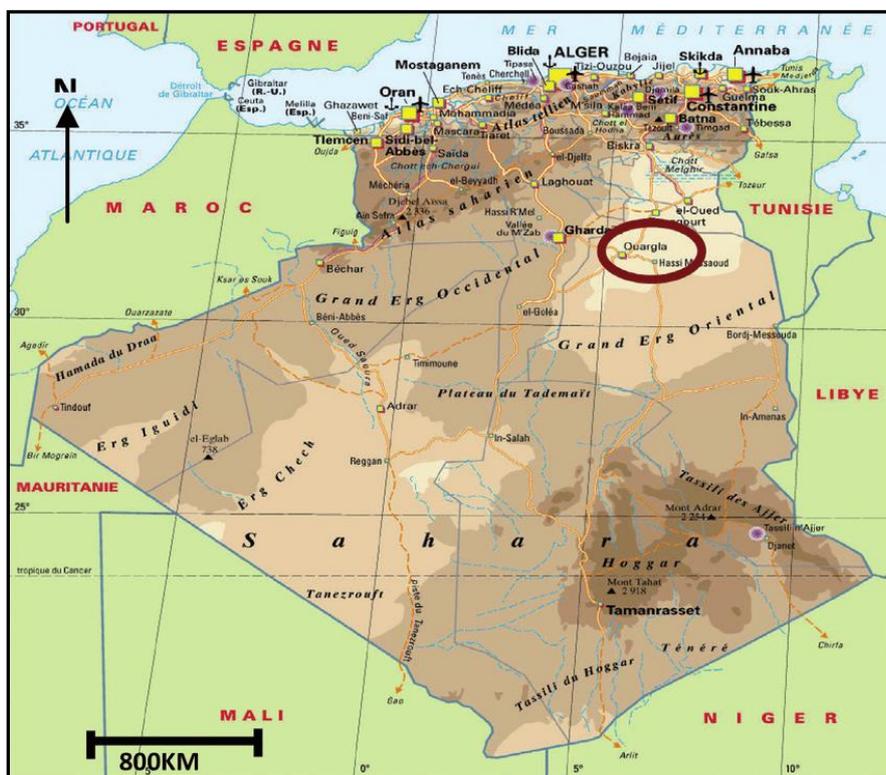


Fig.28 : Situation géographique de la région d'Ouargla.

Géographiquement, la cuvette d'Ouargla est repérée par les coordonnées (UTM, Clarke, 1880) suivantes :

$$X_{\min} = 710\ 000 ; Y_{\min} = 3\ 530\ 000$$

$$X_{\max} = 730\ 000 ; Y_{\max} = 3\ 600\ 000$$

Elle demeure une des collectivités administratives les plus étendues du pays. Elle est limitée (fig. 29):

- Au Nord, par les wilayas de Djelfa, Biskra et El Oued,
- Au Sud, par les wilayas d'Illizi et Tamanrasset,
- A l'Est, par la Tunisie,
- A l'Ouest, par la wilaya de Ghardaïa.

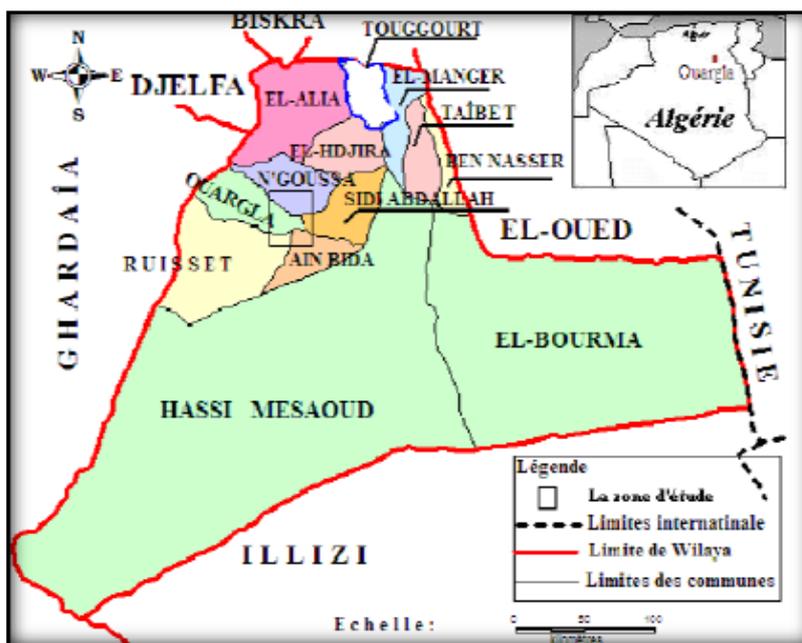


Fig.29 : Carte de découpage administratif de la wilaya d'Ouargla.
(Source : Djidel., 2008).

La wilaya d'Ouargla est caractérisée par un climat saharien aride, avec une pluviométrie très réduite, des températures très élevées, une forte évaporation et par une faiblesse de la vie biologique de l'écosystème.

Tableau. 12 : Données climatiques des différentes stations avoisinantes de la wilaya
(Source : Office nationale de météorologie d'Ouargla).

	Station d'Ouargla		Station de H. Messaoud		Station de Touggourt	
	Pluie (mm)	Nb de jours	Pluie (mm)	Nb de jours	Pluie (mm)	Nb de jours
Total précipitation pour l'année 2019	39.7	24	47.2	22	41.3	17

La région d'Ouargla se trouve encaissée au fond d'une cuvette très large de la basse vallée de l'Oued M'ya. Cette dernière est caractérisée par une dissymétrie marquée par la présence d'une falaise occidentale particulièrement nette et continue, tandis que la limite orientale est imprécise.

- ✚ Au Nord : Zabret Bouaroua constitue au même temps la limite supérieure de Sebkheth Safioune et de la grande cuvette d'Ouargla ;

- ✚ Au Sud : un massif dunaire recouvre les ruines de Sedrata, son altitude dépasse 155m ;

- ✚ A l'Est : On constate un plateau, dont les limites ne sont pas nettes, avec une altitude ne dépassant pas 160m. Les rebords de ce plateau disparaissent souvent sous les sables (Erg Touil, Erg Boukhezana et Erg Arifdji) ;

- ✚ A l'Ouest : Un plateau calcaireux surplombe la cuvette d'Ouargla à environ 230m d'altitude en confluence avec Oued M'zab et Oued N'sa (Hamdi-Aissa., 2000).

II. PRESENTATION GENERALE DU BASSIN D'ETUDE

A. Cadre géographique

Considéré comme étant le bassin pétrolier le plus important de la province Est de la plate-forme saharienne, le bassin d'Oued M'ya se situe au nord de la dépression. Faisant partie du bloc 438 regroupant le champ de Haoud Berkaoui (Berkaoui (HBK), Guellala (GLA), Benkahla (BKH) et 22 champs périphériques) (Dahou., 2018).

Le bassin d'Oued M'ya (champ de Haoud Berkaoui) est situé dans la partie septentrionale de la plate forme saharienne à environ 800km au sud d'Alger, il couvre une superficie de 5300km², il se localise plus précisément dans ce que George Busson (1970) à appelé la province centrale.

Cette structure se trouve dans la partie de subsidence orienté N.E – S.W, cette dernière est séparée du bourrelet d'erg Djouad par un sillon dont l'amplitude varie entre 200 et 400 Km, sa largeur varie de 25 à 30 Km au S.W, et de 0.8 à 10 Km au N.E. Cette région a la configuration d'une dépression allongée d'orientation N.E – S.W acquise au cours de paléozoïque.

Ce bassin est délimité par une altitude 31°15' et 33°00' Nord et une longitude 4°28' et 5°08' Est. Il est bordé:

- ✚ Au Nord par l'ensellement de Touggourt, constitué de terrain d'âge Cambrien et le dôme de Tinhert ;

- ✚ Au Nord-Ouest par le môle (cratère) de Talemzane-Hassi R'mel ;

- ✚ Au Sud par le bassin de Mouydir ;

- ✚ Au Sud-Est par le môle de Hassi Messaoud qui se prolonge au nord par la dorsale d'El Agrab-El Gassi ;

- ✚ A l'Est par le môle d'Amguid-El Bioud-Hassi Messaoud ;

- ✚ A l'Ouest par le dôme d'Allal et de la dorsale d'Idjerane. (fig. 30)

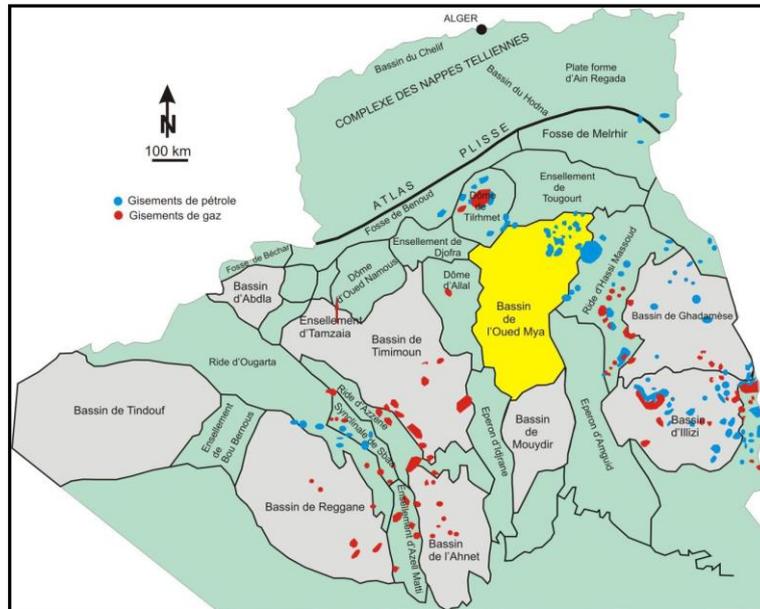


Fig.30 : Situation générale du bassin d'Oued M'ya (W. Ouargla)
(In Wec Algérie, (2007), modifiée)

B. Cadre géologique

Lorsqu'on aborde le Sahara par le Nord on est surpris par la rapidité avec laquelle on passe des montagnes et plateaux de l'Atlas à la plate-forme désertique saharienne. Ce passage souligné par des affleurements de calcaires blancs sub-verticaux correspond à l'accident sud-atlasique, qui est selon les endroits un pli, un pli-faille, ou une flexure. Au sud de cet accident, qui va d'Aghadir au Golfe de Gabès, s'étend le bouclier africain qui a résisté aux plissements et sur lequel la mer s'est parfois étendue mais sans jamais atteindre de grandes profondeurs. C'est sur ce bouclier formé de roches éruptives et métamorphiques que se sont déposés plusieurs milliers de mètres de terrains sédimentaires allant du Cambrien au Quaternaire (Cornet., 1964). On y subdivise en deux (02) sous domaines : le bassin occidental et le bassin oriental, séparés par l'anticlinal du M'Zab. Ouargla ou Vallée de l'Oued M'ya, s'inscrit dans cette vaste cuvette sédimentaire occupant dès le Secondaire l'emplacement de l'actuel Sahara nord-oriental (septentrional) (Gouscov., 1952).

1. Au plan structural

Occupant la plus grande partie nord du synclise centre-algérien, la dépression d'Oued M'ya renferme une importante série sédimentaire dont l'épaisseur varie entre 400 m dans la partie sud et 6000 m dans la partie nord (*fig. 31*). Il s'agit d'une dépression dissymétrique assez plate affectée par des trends structuraux parallèles SW-NE (Aliev. & al., 1971).

Ce sont généralement des failles orientées N.S et N.E-N.W, dont la plus importante correspond à l'axe du sillon d'Oued M'ya (trend Haoud Berkaoui-Guellala-Boukhezana-Sahane). Notons que les trends structuraux en question sont recoupés par des trends transverses EW ayant joué tardivement en décrochement.

À la fin du Paléozoïque-début du Mésozoïque, le bassin d'Oued M'ya a subi un basculement vers le N.E provoquant ainsi un changement de pendage régional et dans lequel il s'est formé la grande vallée triasique. D'après Boudjemaa, 1987, le schéma actuel du bassin d'Oued M'ya est le résultat de plusieurs orogénèses tectoniques sur un substratum déjà fracturé, qui sont en relation avec les mouvements relatifs des plaques, surtout les contraintes distinctives.

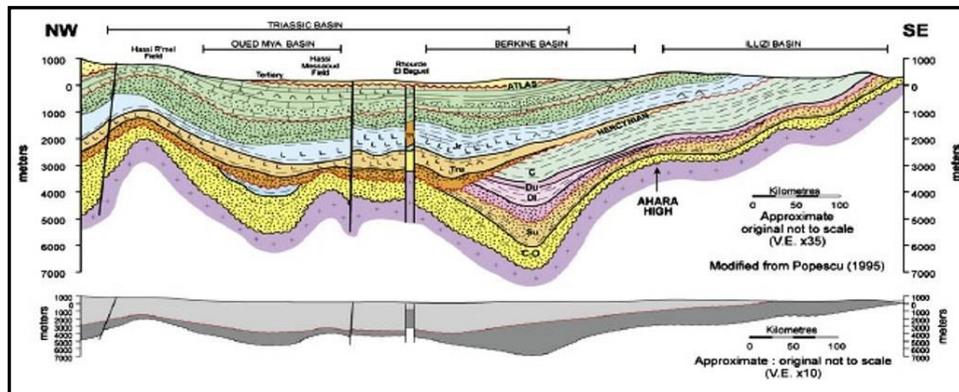


Fig.31: Section pali spatique d'orientation NW-SE du bassin d'Oued M'ya (D'après Wec, 2005).

2. Au plan stratigraphique

En se basant sur des travaux géologiques réalisés sur ce bassin où se développent les séries types de la province triasique (Aliev. & al., 1971; Boudjemaa., 1987 ; Broquet. & al., 1991; Beicip., 1992 ; Wec, 2005; Fabre., 2005; Khechab. & al., 2015; Belfatmi., 2016), nous pouvons résumer la série stratigraphique type du bassin d'Oued M'ya comme suit (fig. 32) :

Au-dessus du socle granitique associé aux roches volcaniques, reposent les premiers dépôts sédimentaires attribués au Paléozoïque. Ces dépôts se distinguent litho-stratigraphiquement par la succession suivante:

2.1. Le Paléozoïque

Dans l'ordre ascendant, il comprend:

✓ **Le Cambrien:** Il s'agit de conglomérats à éléments hétérogènes et de quartzites fissurés à passées d'argiles ;

✓ **L'Ordovicien:** Cet intervalle chronologique pétro-gazifière est constitué essentiellement de faciès détritiques, avec:

- **Les argiles d'El Gassi** (l'épaisseur varie de 60 à 160m): Ce sont des argiles noires, parfois verdâtres, carbonatées glauconieuses à faune marine (Brachiopodes, Graptolites et Trilobites) admettant des passées de siltstone et de grès ;

- **Les grès d'El Atchane** (l'épaisseur varie de 9 à 134m): Il s'agit d'une alternance d'argiles et d'argilites, de grès quartzitiques localement conglomératiques et glauconieux à faune marine (Graptolites) et de grès ou de siltstones. Notons la présence parfois de passées de roches éruptives,

- **Les Quartzites de Hamra** (l'épaisseur varie de 79 à 192m): Cette formation très développée dans les parties centrale, sud et Sud-Est du bassin d'Oued M'ya

est constituée de grès, de grès quartzitiques et de quartzites à ciment argilo-siliceux. A noter que les roches sont fortement fissurées et à des nombreux joints stylolitiques ;

- **Les grès d'Ouargla** (l'épaisseur varie de 80 à 120m): Faisant partie de la formation de *Hassi Touareg* selon le découpage lithostratigraphique d'*Aliev & al.* 1971, **les grès d'Ouargla** sont constitués des argiles silteuses noires à intercalation de grès et de siltstones à ciment argileux au sommet et argilo-carbonaté à la base. Ils sont suivis par **les argiles d'Azzel** dont l'épaisseur varie de 50 à 220m et **les grès d'Oued Saret** (l'épaisseur varie de 30 à 100m) ;

- **Les argiles micro-conglomératiques** (l'épaisseur moyenne = 80m): Ce sont des argiles silteuses, à éléments de quartz et parfois de roches éruptives ;

- **Les grès de Ramade** (l'épaisseur moyenne = 10m): Il s'agit de grès quartzitiques à passées d'argiles passant vers le haut à des grès quartzitiques (*Dalle de M'Kratta*).

✓ **Le Silurien radioactif** (l'épaisseur moyenne = 10m): Connue sous le nom de l'Unité IV dans la province triasique, le Silurien est représenté par des argiles grises à noires, fortement radioactives à intercalations de grès à ciment argileux. Notons la présence de la pyrite et des traces de dolomies ;

✓ **Le Dévonien inférieur** (l'épaisseur moyenne = 7m): Ce sont des argiles localement silteuses à passées de grès à ciment argileux et de siltstones.

2.2. Le Mésozoïque

Il comprend en particulier les réservoirs triasiques sur lesquels viennent les dépôts du Jurassique et du Crétacé. Dans l'ensemble, nous résumons ici la succession lithostratigraphique suivante:

2.2.1. Le Trias

Avec de bas en haut:

- **La série inférieure** (l'épaisseur moyenne = 45m): Elle repose en discordance sur les terrains paléozoïques (discordance hercynienne). Cette série est constituée de matériel détritique à la base passant à des faciès argilo-gréseux vers le sommet. Dans la partie centrale du bassin d'étude, la série inférieure se caractérise par la présence d'une alternance des argiles silteuses et de grès d'origine fluviatile (Boudjemaa., 1987; Belfatmi., 2016).

- **Les roches éruptives** (l'épaisseur moyenne = 15m): Dans certains endroits, elles surmontent *la série inférieure* décrite précédemment.

- **Les niveaux T1 et T2** (l'épaisseur moyenne = 20m): Ces principaux réservoirs sont constitués principalement par des grès à ciment argileux, des argiles silteuses et ferrugineuses et par une alternance d'argiles silteuses.

- **Le niveau argilo-salifère** (l'épaisseur moyenne = 70m): Il comprend de bas en haut, un terme argilo-gréseux admettant parfois quelques passées d'argiles silteuses surmonté par un terme moyen appelé '*les argiles inférieures*'. Ce niveau se termine par un terme supérieur formé par des argiles salifères (S4) à intercalations de sel.

2.2.2. Le Jurassique

Nous avons relevé une succession lithologique composée de:

- **Lias**: Il est constitué des niveaux suivants:
 - **Niveau des argiles supérieures** (l'épaisseur moyenne = 70 m): Ce sont des argiles souvent salifères à intercalations d'argiles.
 - **Niveau S3** (l'épaisseur moyenne = 210m): Il est composé de sel à passées d'argiles.
 - **Niveau S1 + S2** (l'épaisseur moyenne = 230m): Ce sont des sels massifs avec des intercalations d'argiles plastiques salifères, d'argiles et d'anhydrites.
 - **Horizon "B"** (l'épaisseur moyenne = 25m): Il s'agit de marnes parfois salifères avec des argiles dolomitiques et salifères.
 - **Niveau salifère** (l'épaisseur moyenne = 55m): C'est du sel massif à intercalations d'argiles plastiques surmonté par un niveau massif d'anhydrite dont l'épaisseur moyenne est de l'ordre 250m. Ce niveau admet des passées d'argiles, de dolomies, de calcaires et de marnes.
- **Dogger**: Il se caractérise par un niveau d'anhydrite massive à des intercalations d'argiles, de dolomies cristallines, de sels massifs et de marnes grises (l'épaisseur moyenne = 100m) surmonté par un niveau argileux à passées de calcaires crayeux et de marnes (l'épaisseur moyenne = 140m).
- **Malm**: Il est constitué d'un ensemble de grès à ciment calcaire-dolomitique à argileux, d'argiles silteuses, de calcaires dolomitiques et de dolomies cristallines fissurées (l'épaisseur moyenne = 210m).

Le Crétacé: Il est représenté par la suite lithologique suivante:

- **Néocomien** (l'épaisseur moyenne = 150m): Ce sont des argiles sableuses et gypseuses à passées de grès argileux et de dolomies.
- **Barrémien** (l'épaisseur moyenne = 370m): Il est constitué de sables à passées de grès vers le haut. A noter la présence çà et là des intercalations des argiles sableuses et de dolomies.
- **Aptien** (l'épaisseur moyenne = 25m): C'est des marnes dolomitiques à intercalations de dolomie.
- **Albien** (l'épaisseur moyenne = 550m): C'est un ensemble gréseux, argileux et carbonaté, admettant des intercalations de marnes, d'argiles plastiques souvent dolomitiques et de sables.
- **Cénomaniens** (l'épaisseur moyenne = 145m): Ce sont essentiellement des argiles à intercalations d'anhydrites, de sel, de marnes dolomitiques et de calcaires.
- **Turonien** (l'épaisseur moyenne = 70m): Il s'agit de calcaires crayeux et de passées de calcaires argileux.
- **Sénonien salifère** (l'épaisseur moyenne = 170m): Ce sont des dépôts de sels massifs, d'anhydrites et de quelques passées d'argiles.
- **Sénonien anhydritique** (l'épaisseur moyenne = 200m): C'est des anhydrites, de dolomies et d'argiles légèrement dolomitiques.
- **Sénonien carbonaté** (l'épaisseur moyenne = 140m): Il correspond à des dolomies vacuolaires, localement fossilifères avec des intercalations de marnes dolomitiques et d'anhydrites à la base.

2.3. Le Cénozoïque

Reposant en discordance sur les formations sous-jacentes, les dépôts Mio-Pliocène sont constitués de grès à grains fins et à ciment carbonaté admettant des intercalations de calcaires gréseux et de sables.

ÈRE	SYST	ÉTAGES	Epmoy	DESCRIPTION			
CÉNOZOÏQUE	MIO-PLIOCÈNE	MIO-PLIOCÈNE	30	Sable, grès et argile			
		CRÉTACÉ	discordance alpine				
			SÉNONIEN	CARBONATÉ	140	Calcaire dolomitique et marne	
			ANHYDRITIQUE	200	Anhydrite massive, calcaire, dolomie, argile et marne		
			SALIFÈRE	170	Sel massif, anhydrite et argile		
			TURONIEN	70	Calcaire crayeux		
			CÉNOMANIEN	145	Argile grise, anhydrite blanche, dolomie et marne		
			ALBIEN	550	Grès fins à moyen à intercalations d'argile brun-rouge et de sable grossier à la base		
			APTIEN	25	Dolomie et marne		
			BARRÉMIEN	370	Sable fin à très grossier Passées de dolomie Calcaire et marne		
			NÉOCOMIEN	150	Grès fins à moyen Passées d'argile et d'anhydrite, lignite		
		MÉSOSOÏQUE	JURASSIQUE	MALM	210	Argile silteuse à intercalations de dolomie, de calcaire et de marne	
				DOGGER	ARGILEUX	140	Argile indurée
					LAGUNAIRE	100	Anhydrite et dolomie Passées d'argile silteuse
				LIAS	ANHYDRITIQUE	250	Anhydrite massive blanche, intercalations de dolomie et argile
					SALIFÈRE	55	Sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique
					HORIZON "B"	25	Marne, argile dolomitique
					S1 + S2	230	Sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique
					S3	210	Sel massif incolore avec intercalations d'argile plastique
ARGILES SUPÉRIEURES	70				Argile plastique salifère		
TRIAS	S4			50	Argile brun-rouge parfois salifère		
	ARGILES INFÉRIEURES	20	Argile silteuse				
	T2	20	Grès fin argilo-silteux				
	T1	20	Grès argileux				
	ROCHES ÉRUPTIVES	15	Andésite altérée				
PALEOZOÏQUE	ORDOVICIEN	SÉRIE INFÉRIEURE discordance hercynienne	45	Grès fin à moyen			
		DÉVONIEN INFÉRIEUR	7	Argile noire silteuse avec intercalations de grès fins			
		SILURIEN RADIOACTIF	60	Argile noire radioactive et fossilifère			
		CAMBRIEN	DALLE DE MKRATTA	10	Grès quartzitiques		
			ARGILES MICRO-CONGLOMÉRATIQUES	80	Argile noire microconglomératique		
			GRÈS DE OUED SARET	50	Argile noire à intercalations de silstone et grès fins		
			ARGILES D'AZZEL	50	Argile noire, silteuse avec passées de grès		
			GRÈS D'OURGLA	110	Argile silteuse avec intercalations de grès glauconieux ou de silstone		
			QUARTZITES DE HAMRA	10	Quartzite et grès quartzitique fin à moyen, à lignites		
			GRÈS D'EL ATCHANE	45	Grès fin glauconieux à intercalation argileuse		
ARGILES D'EL GASSI	11	Argile noire silteuse glauconieuse, fossilifère à passées grés-argileuse					
SOCLE		Eléments de granite fracturé, ferromagnésiens					

Fig.32: Série stratigraphique type du bassin d'Oued M'ya (D'après Wec, 2005).

III. PRESENTATION DU CHAMP DE HAUD BERKAOUI

A. Contexte géographique

Sur la route nationale N°42, dite des pétroliers, reliant Ghardaïa à Hassi Messaoud et à 35Km au S.W de Ouargla, un carrefour indique la présence d'un champ pétrolier, il s'agit de Haoud Berkaoui.

Avec une superficie globale de 303 km², le champ de Haoud Berkaoui (Berkaoui, Guellala et Benkahla) constitue une partie du bloc 438. Ce dernier est situé à 100 km de Hassi Messaoued (*fig. 33*), entre les parallèles 31° et 32° Nord et les méridiens 4° et 5° à l'Est. Ce champ est important en vue de sa part de production des hydrocarbures du pays (elle participe de 6% de la production journalière du pays).

Il s'étend du S.E de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana près de la route de Touggourt.

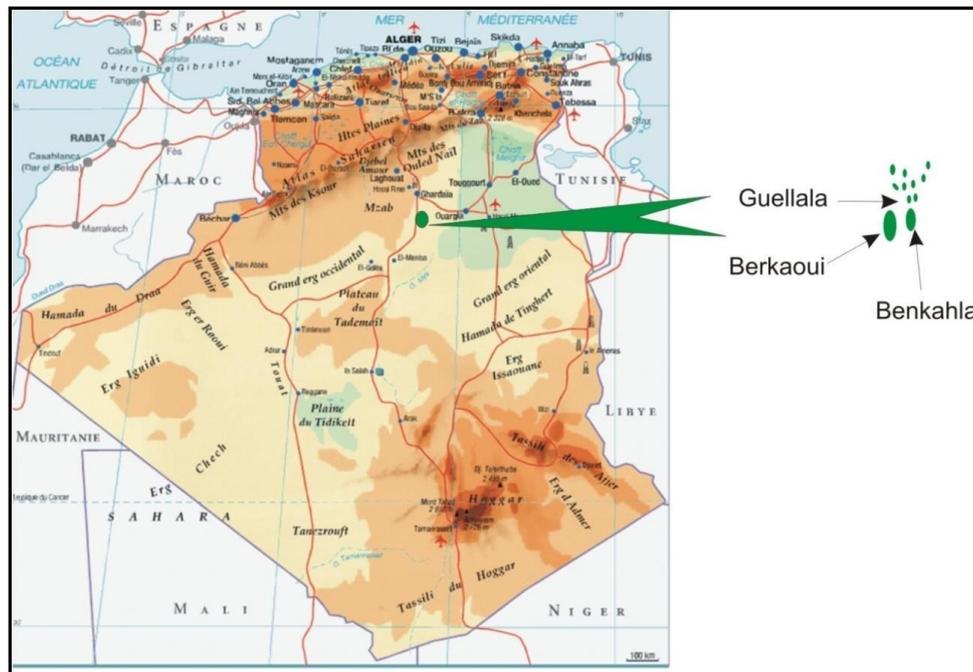


Fig. 33. Localisation du champ de Haoud Berkaoui (Source : Dahou., 2018).

1. Présentation de la zone d'étude

La région de Haoud-Berkaoui fait partie du bassin de Oued M'ya, ce dernier se situe dans la partie Nord du Sahara Algérien, elle se localise exactement dans la province centrale.

Cette région a la configuration d'une dépression allongée d'orientation N-E/S-W acquise au cours du paléozoïque. Elle est limitée, au Nord par la zone haute de Djamâa – Touggourt, constituée de terrains d'âge cambrien, au N-W le môle de Talemzane (Hassi R'mel), au S-E le môle de Hassi Messaoud qui se prolonge au nord par le dorsale d'El Agreb-El Gassi.

La région de Haoud- Berkaoui se situe au nord de la dépression d'Oued M'ya (Bloc 438). Cette structure se trouve dans la partie la plus subsidence orientée N-E/S-W, cette dernière séparée du bourrelet d'Erg Djouad par un sillon dont l'amplitude varie de 200 à 400km, sa largeur varie de 25 à 30km au S-W et de 08 à 10km au N-E (*fig. 34*).

La région de Haoud-Berkaoui représente une des 10 (dix) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien. Elle se situe à environ 800km au S-E de la capitale Alger, à 100km au N-W de Hassi-Messaoud et à 30km d'Ouargla. Elle s'étend du S-E de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana près de la route de Touggourt.

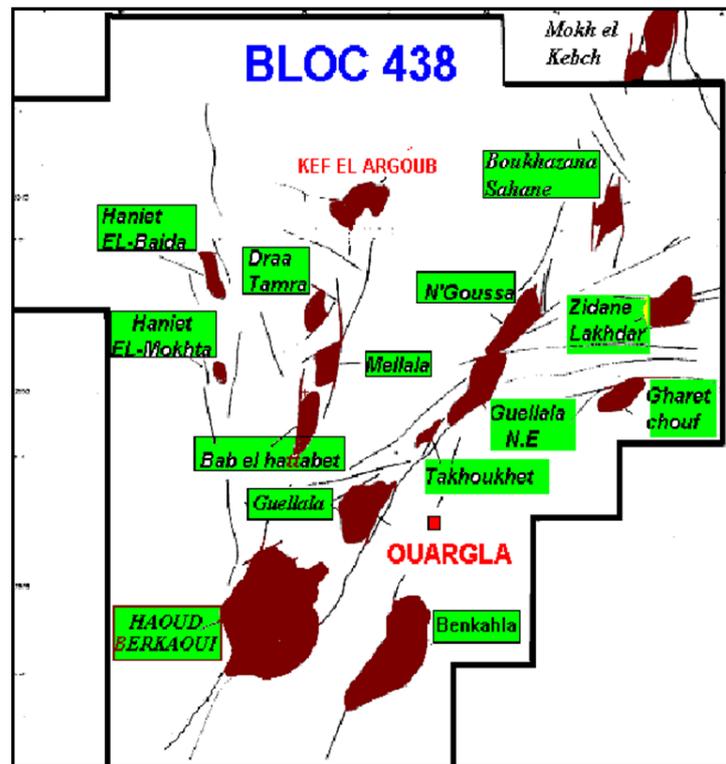


Fig.34: Situation géologique du bassin de Haoud-Berkaoui
(Source : Document SONATRACH).

2. Historique

La région a été gérée par Hassi Messaoud jusqu'à 1977, l'année dans laquelle elle est devenue autonome. Le premier sondage de la région était OA#01 à Ouargla en 1963.

C'était en mars 1965 que le premier puits a été implanté (OK#101). Le forage atteint le Gothlandien à 3327.8 m (1^{er} horizons paléozoïques rencontrés sous la discordance triasique).

Une accumulation d'huile légère d'une densité 43°API (0.8) était mise en évidence dans le trias argilo gréseux.

3. Développement de la région

En espace de 39 ans, la région a connu des changements très importants, au fur et à mesure de son développement dont voici les plus importants :

- **1963:** Découverte du champ Oulouga par le sondage OA#01,
- **1965:** Découverte du champ Haoud Berkaoui (HBK) par le sondage OK#101 situé au sommet de la structure,
- **1966:** Découverte du champ de Benkahla (BKH) par le sondage OKP#24,
- **1967:** Mise en production d'un centre de traitement d'huile à Berkaoui, composé de deux (02) batteries de séparation, trois (03) bacs de stockage et de deux (02) motopompes Diesel pour l'expédition,
- **1969:** Découverte du champ de Guellala (GLA) par le sondage GLA#01,
- **1970:** Extension du centre de Berkaoui pour recevoir la production de Ben Kahla,

- **1971:** Mise en service du centre de traitement d'huile de Benkahla (BKH),
- **1972:** Découverte du champ Guellala N-E par le sondage GLA-NE#01,
- **1976:** Mise en service du centre de production Guellala (GLA),
- **1978:** Mise en service du centre de production GLA-N.E et création de la région de Haoud Berkaoui,
 - **1979:** Mise en service du centre de traitement d'huile de Draa Ettamra (DRT),
 - **1981:** Démarrage de l'injection d'eau à HBK et BKH pour le maintien de pression du gisement,
 - **1984:** Extension du centre de BKH,
 - **1985:** Démarrage de l'unité de traitement des gaz associés à Oued Noumer,
 - **1986:** Extension du centre GLA-NE et effondrement du puits OKN32,
 - **1989:** Passation de consignes entre la région HBK et Hassi R'mel pour les champs d'Oued Noumer,
 - **1992:** Mise en service des nouvelles unités électriques d'injection d'eau à GLA et BKH,
 - **1993 :** Démarrage de l'unité de traitement de gaz à Guellala et des trois (03) stations de compression des gaz torchés (HBK, BKH et GLA),
 - **1995:** Mise en service de la nouvelle unité électrique d'injection d'eau à HBK,
 - **1996:** Mise en service d'une unité de dessalage au centre de HBK,
 - **1999:** Découverte du champ de Benkahla-Est (BKH-E) par le sondage BKHE#01,
 - **2000 :** Démarrage des trois (03) stations de déshuilage à HBK, BKH et GLA, avec une capacité totale de traitement d'eau huileuse de 4800m³/J,
 - **2001:** Mise en service d'une station de traitement des eaux domestiques,
 - **2005 :** Découverte des champs de NHN, EAAN, GLO, GLSW et BKRS,
 - **2010 :** Découverte de la zone de Benkahla-Sud.

4. Les champs de la région

La région de Haoud-Berkaoui est l'un des grands secteurs pétroliers algériens, elle est composée essentiellement de trois champs principaux (Berkaoui (HBK), Benkahla (BKH) et Guellala (GLA)) et des petites structures de la périphérie. Les champs de Haoud-Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6300km², dont les principaux sont :

4.1. Champ de HAUD-BERKAOUI

Le gisement de *Haoud-Berkaoui* s'étend sur une superficie de 175Km² avec une élévation de 220m par rapport au niveau de la mer.

Il a été découvert en mars 1965 par la CFP (Compagnie Française du Pétrole Algérien) avec le forage OK#101 situé au sommet de la structure.

Ce gisement a été mis en production en janvier 1967 dont les réserves ont été de 136.4 millions cm³ d'huile. La profondeur moyenne est de 3550m.

Actuellement le soutirage de l'huile se fait naturellement (déplétion naturelle) et artificiellement (Gas-lift), tout en citant que la pression de gisement est maintenue par l'injection d'eau (dans certaines zones).

4.2. Champ de BENKAHLA

Le gisement de **Benkahla** s'étend sur une superficie de 72km², élevée de 209 m par rapport au niveau de la mer.

Il a été découvert en novembre 1966 par la même compagnie française par le forage OKP#24.

Ce champ a été mis en production le 02 mai 1967, dont les réserves sont d'environ 86.8 millions cm³ d'huile, avec une profondeur moyenne de 3550 m. Il produit par sa propre énergie de gisement, aidé par le maintien de pression et le Gas-lift.

4.3. Champ de GUELLALA

Le gisement de **Guellala** a une surface de 35km² avec une élévation par rapport au niveau de la mer de 198m.

Il a été découvert le 28 octobre 1969 par le forage GLA#01. Il a été mis en production en février 1973 dont les réserves sont de 99 millions cm³ d'huile.

La profondeur moyenne est de 3500 m. Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla.

4.4. La périphérie

Elle est composée de plus de 10 petits champs. La production de quelques puits se faite par une déplétion naturelle et d'autres sont activés par le Gas-lift.

Parmi ces petits champs on a : N'goussa, Drâa Tamra, Guellala Nord-Est, Haniet El Beida, Mokh El Kabech, Boukhazana, ...etc.

5. Le système pétrolier du champ de Haoud Berkaoui

Dans ce rappel, nous allons essayer de donner un bref résumé sur les caractéristiques du système pétrolier du champ de Haoud Berkoui, à savoir: la roche mère, la roche réservoir triasique, la roche couverture, la migration et enfin les pièges (Dahou., 2018).

5.1. La roche mère

Dans ce champ et pour l'ensemble du bassin d'Oued M'ya, les argiles dites radioactives du Silurien constituent la principale roche mère. D'après des rapports inédits utilisés dans ce travail, la matière organique est de type Saprophile (type II) et l'état de maturation de cette matière se trouve en phase à huile.

5.2. La roche réservoir

Le champ de Haoud Berkaoui se distingue par la présence de deux principaux réservoirs appartenant au Trias. Il s'agit dans l'ordre ascendant:

5.2.1. Réservoir principal

Ce réservoir principal correspond à la série inférieure. Cette dernière limitée à la base par la discordance hercynienne et au sommet par le niveau éruptif est constituée d'un ensemble gréseux argileux qui peut être subdivisé en deux unités lithologiques) (fig. 35). L'unité 1 formée de grès argileux à ciment siliceux et argileux et l'unité 2 constituée de grès argileux à ciment argileux et carbonaté.

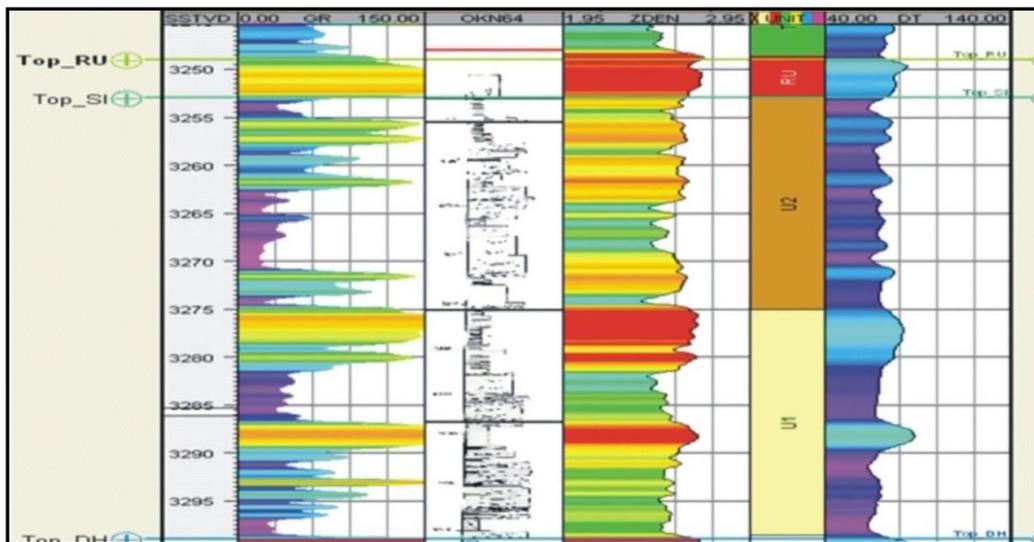


Fig. 35. Subdivision lithologique du réservoir principal (Série inférieure)
(Source : Dahou., 2018).

5.2.2. Réservoir secondaire

Appelé réservoir T1, il correspond litho logiquement à des faciès argilo gréseux. Son épaisseur varie de 20 à 30m. Ce réservoir peut être considéré comme l'équivalent du Trias carbonaté du bassin de Berkine et des réservoirs du Trias intermédiaire du champ de Rhourde Nous.

5.3. La roche couverture

Pour le champ en question, la série évaporitique constitue une excellente couverture régionale sur l'ensemble du bassin triasique. En plus de cette couverture constituée de sels et d'anhydrites, nous soulignons l'existence également d'une deuxième couverture formée de roches éruptives. Il s'agit de la couverture de la série inférieure. A noter que les argiles du Trias T2 forment la couverture pour le réservoir T1.

5.4. La migration

D'après les travaux réalisés dans cette zone, la migration des hydrocarbures s'effectue de deux manières. D'abord verticalement à travers les failles, ensuite latéralement de l'Ouest d'Oued M'ya vers Hassi Messaoud passant par la région de Haoud Berkaoui.

5.5. Les pièges

Contrairement à ce qu'on pense, les hydrocarbures se trouvent très rarement là où ils se sont formés. Le fluide (pétrole ou gaz), moins dense, est expulsé de la roche-mère, et remonte vers la surface en empruntant des voies plus ou moins rapides (failles, roches poreuses...). Le problème, c'est qu'une fois arrivé à la surface, les hydrocarbures se dispersent (pour le gaz) ou s'oxydent (pétrole liquide), ne laissant sur le sol que des résidus solides (bitumes) inexploitable. Pour conserver le précieux liquide, il faut donc un piège sur sa route. Le piège idéal, c'est un réservoir, pas une grande caverne comme on pourrait l'imaginer, mais plutôt des roches poreuses, où le pétrole va se nicher dans les interstices.

Ces roches se comportent comme des éponges, absorbant le précieux liquide. Il faut à présent que le réservoir soit fermé hermétiquement par une couche imperméable pour ne pas que le pétrole s'échappe. Les argiles, le gypse ou l'anhydrite sont parmi les plus performantes. Il ne reste plus qu'à espérer que les couches rocheuses ne soient pas renversées ou fracturées par des mouvements tectoniques. Quelques milliers d'années plus tard, on trouvera alors à cet endroit un champ pétrolier exploitable (Deluzarche., 2006).

En général, deux types pièges peuvent être observés. A titre d'exemple, nous citons:

5.5.1. Les pièges structuraux

Liés aux facteurs tectoniques, il s'agit des pièges formés par un anticlinal ou par une ou plusieurs failles formant ainsi un horst allongé dans une direction NE-SW et limité par des failles globalement NNE-SSW à N-S.

5.5.2. Les pièges stratigraphiques

En plus de la série évaporitique qui constitue une excellente couverture, ils peuvent exister également des pièges de types biseaux ou lentilles stratigraphiques permettant ainsi aux hydrocarbures de s'accumuler.

6. Etat actuel du champ

Actuellement plus de 70 puits (entre producteur et injecteur) sont forés sur le Champ, dont quelques puits sont fermés à cause des raisons techniques (work-over / un grand WOR / transformation en puits injecteur... etc.)

La quantité d'eau injectée depuis le début de maintien de pression du 31/12/1988 jusqu'à la fin de 2001, dépasse **10 556.392 m³**; A la fin de 2001 la production a atteint **73.44*10⁶ cm³** et cela depuis le début de l'exploitation de gisement.

B. Contexte géologique

La stratigraphie type de ce champ affecté par plusieurs accidents structuraux créant un ensemble de failles dont les principales sont des failles normales subméridiennes (direction globale N-S) (fig. 36) se résume comme suit (fig. 37):

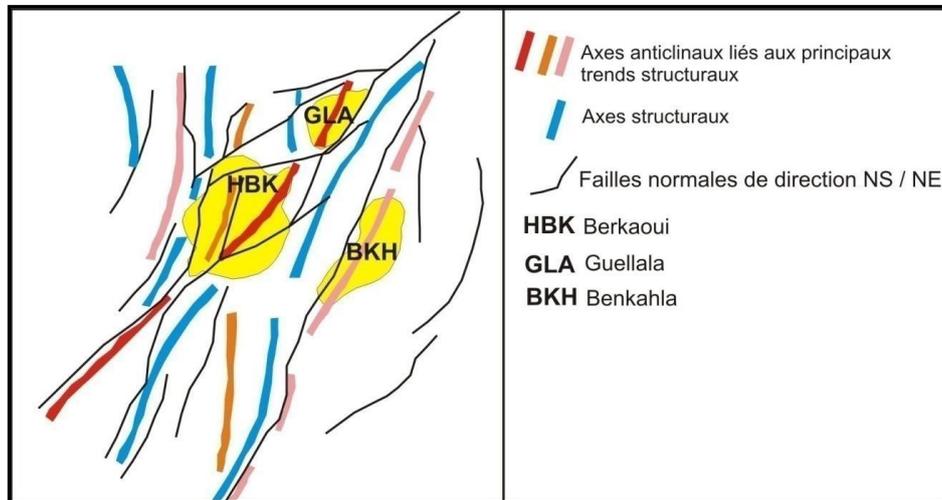


Fig. 36. Structure simplifiée du champ de Haoud Berkaoui
(Source : Dahou., 2018).

Au-dessus des dépôts rapportés au Paléozoïque, la série mésozoïque sus-jacente se distingue par la présence d'une série triasique productrice d'hydrocarbures : Il s'agit de bas en haut:

1. Le trias

Il est composé d'une série dite inférieure (40 à 50m) constituée d'argiles de couleur verte à grise et de grès sur la quelle viennent des couches volcaniques andésitiques altérées (épaisseur moyenne 10m) et des niveaux argilo-gréseux dont l'épaisseur varie entre 9 et 30m. Il s'agit du Trias Argilo-gréseux (T1) et (T2). Sur ces derniers niveaux reposent respectivement des argiles pâteuses et de silts de couleur rougeâtre (argiles inférieures) et des argiles salifères (S4) avec une épaisseur qui varie entre 20 à 45 m.

2. Le jurassique

Cette série sédimentaire essentiellement laguno-marine et à prédominance évaporitique admet vers le haut des dépôts argilo-gréseux. Dans l'ordre ascendant, nous observons:

2.1. Le Lias

Il comprend de bas en haut:

- Une alternance d'argiles brunes à rouges, tendres à plastiques et des sels (Lias argileux= argiles supérieures) ;
- Des sels massifs avec des passées d'argiles (S3) ;
- Une alternance d'anhydrites blanches et des sels massifs avec des passées d'argiles, localement dolomitiques (S1 et S2) ;

- Un niveau repère dolomitique de grande extension constitué de dolomies et marnes (Horizon B) ;
- Des sels massifs à intercalation d'argiles brunes à rouges (Lias salifère) ;
- Une alternance d'anhydrites massives blanches, d'argiles et de marnes grisâtres avec des passées dolomitiques (Lias anhydritique).

2.2. Le Dogger

Il est constitué principalement d'un Dogger lagunaire renfermant des anhydrites avec des intercalations dolomitiques argileuses. Sur cet ensemble repose une seconde unité essentiellement argileuse admettant des intercalations de dolomies, de calcaires et de marnes.

2.3. Le Malm

Cet intervalle chronologique de 200m d'épaisseurs se caractérise par une alternance d'argiles et de grès.

3. Le Crétacé

Il comprend une épaisse série représentée à la base par des dépôts silico-clastiques continentaux passant à des dépôts essentiellement carbonatés vers le sommet.

Notons que la série stratigraphique type du champ de Haoud Berkaoui se termine par les dépôts silico-clastiques du Mio-Pliocène (alternance de grès roux et de calcaires gréseux à passées de sables).

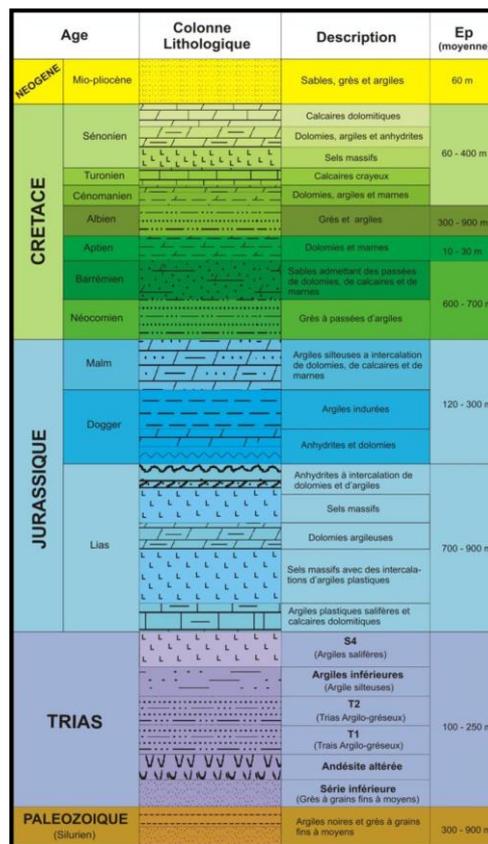


Fig. 37. Colonne stratigraphique type du champ de Haoud Berkaoui. (Source : Document SONATRACH).

C. Géologie du champ de Berkaoui

1. Sur le plan stratigraphique : (fig. 37)

La zone d'Oued M'ya, centre du bassin triasique, est caractérisée par la présence d'une série paléozoïque résiduelle, très érodée, renfermant les roches mères, recouverte par une puissante série mésozoïque comprenant à sa base les principaux réservoirs du bassin et leur couverture salifère.

La série stratigraphique de Berkaoui est représentée par : le Mio-pliocène qui affleure en surface, le Crétacé, le Jurassique, le Trias, le Gothlandien et l'Ordovicien.

Le cambrien qui repose sur le socle, le dévonien, le carbonifère et le permien sont inexistantes. Le Trias productif repose en discordance hercynienne sur le Gothlandien (silurien).

1.1. Cénozoïque

➤ **Mio-Pliocène (0 – 50m)** : Formé d'alternance de grès roux et beige en abondance, ciment calcaire et calcaire gréseux roux avec passées de sable blanc et de grès peu consolidé.

1.2. Mésozoïque

➤ **CRETACE (50 à 1960m)**

✓ **Carbonates supérieurs (50 à 210m)** : Affecté par l'érosion tertiaire, cette série des carbonates supérieure est limitée au sommet par la discordance Mio-Pliocène. Elle est essentiellement formée de calcaires blancs, fins, vacuolaires et fossilifères, avec des intercalations de calcaire jaune, compact, parfois dolomitique et vacuolaire et de calcaire argileux beige jusqu'à 196m et de marne dolomitique à la base. On note la présence de calcite parfois abondante ;

✓ **Anhydrite terminale (210 à 259m)** : Anhydrite blanc massif avec des intercalations et passées de marne dolomitique grise ;

✓ **Série à débris roules (259 à 452m)** : Alternances d'anhydrite blanche, de marne dolomitique grise, de calcaire dolomitique beige, avec prédominance de marne dolomitique gris vert à brun rouge à la base ;

✓ **Série salifère (452 à 652m)** : On distingue deux ensembles :

- **De 452 à 598m** : Sel massif blanc à beige avec intercalations d'anhydrite blanche et passées d'argile grise à brun rouge,

- **De 598 à 652m** : Anhydrite massive blanche à rares passées d'argile.

✓ **Turonien (652 à 726m)** : Représenté par un ensemble de calcaire crayeux blanc avec passées de calcaire argileux gris brun.

✓ **Cénomaniens (726 à 800m)** :

- **De 726 à 775m** : Constitué d'alternances d'anhydrite blanche et de marne gris dolomitique avec présence de sel,

- **De 775 à 800m** : Intercalation et passées d'argile grise et de calcaire dolomitique beige avec la présence de sel.

✓ **Albien (800 à 1374m)** : Alternance de grès blanc à beige, fin à moyen, friable à ciment argileux, d'argile gris vert à brun rouge silto-sableux, tendre à plastique,

légèrement dolomitique, avec passées de sable jaune, fin à très grossier, sub-anguleux à sub-arrondi mal classé.

✓ **Aptien (1374 à 1405m)** : Dolomie beige cristalline dure à passées de calcaire dolomitique blanc, tendre et de marne grise.

✓ **Barrémien (1405 à 1793m)** : Alternance de sable jaune, fin à grossier, sub-anguleux à sub-arrondi mal classé, de gris brun rouge fin à grossier argilo carbonate avec passée d'argile brun rouge, gris clair et verte tendre à plastique silto-sableuse.

✓ **Néocomien (1793 à 1960m)** : Argile brun rouge, gris vert, tendre à indurée, silto-sableuse légèrement dolomitique ; passées de dolomie beige cristalline dure, de grès fin à moyen argileux, de calcaire dolomitique blanc tendre argileux et d'anhydrite blanc pulvérulent, parfois cristalline dure. Présence de lignite et de gypse à la base.

➤ **JURASSIQUE : 1960 à 2802 m**

✓ **Maml (1960 à 2138m)** : Argile gris vert et brun rouge tendre à plastique, parfois sableuse, passées de Dolomie beige cristalline dure, de grès blanc fin à moyen, friable à ciment argilo-carbonate. Intercalations de marne grise tendre à dolomitique avec passées d'anhydrite blanche pulvérulente.

✓ **Dogger Argileux (2138 à 2343m)** : Argile gris vert et brun, tendre à plastique, parfois silteuse, passées de calcaire gris blanc à beige, tendre à moyennement dur argileux, de marne grise à grès vert tendre dolomitique et de dolomie grise cristalline dure, traces d'anhydrite blanche pulvérulente.

✓ **Dogger lagunaire (2343 à 2451m)** : Marne et argile grises à grès vert, tendre à indurée dolomitique avec Intercalations d'anhydrite blanche, de dolomie beige cristalline et de calcaire gris blanc tendre crayeux argileux.

✓ **Lias anhydritique (2451 à 2718m)** : Anhydrite blanche tendre pulvérulente, parfois cristalline dure, intercalations d'argile grise à gris vert et brun rouge tendre à plastique, légèrement dolomitique de dolomie grise, beige microcristalline.

✓ **Lias salifère (2718 à 2779m)** : Sel massif incolore, avec passées d'argile brun rouge pâteux.

✓ **Lias horizon 'B' (2779 à 2802m)** : Marne grise à gris clair avec passées d'argile brun rouge.

➤ **TRIAS (2802 à 3525m)**

✓ **Trias 'S1+S2' (2802 à 3047m)** : Alternance d'anhydrite blanche à grise, tendre pulvérulente de sel massif incolore, parfois rose et d'argile brun rouge pâteuse salifère.

✓ **Trias 'S3' (3047 à 3288m)** : Sel massif incolore, parfois rose avec fin passée d'argile grise plastique salifère.

✓ **Argiles supérieures (3288 à 3352m)** : Argile brun rouge, tendre à indurée plus ou moins salifère avec des fines passées de sel massif incolore.

✓ **Trias 'S4' (3352 à 3395)** : Argile brun rouge à gris vert pâteux, parfois indurée, salifère à la base avec intercalations de sel incolore à rose.

✓ **Argiles inférieures (3395 à 3406m)** : Argile brun rouge, parfois gris vert silteuse indurée.

✓ **Trias gréseaux 'T2' (3406 à 3431m)** : Grès fin, brun rouge, compact, dur et micacé. Aussi grès très fins, gris clair à ciment argilo-carbonaté. Conglomérat à éléments argileux à la base.

✓ **Trias gréseaux 'T1' (3431 à 3460m)** : Constitué de :

- Argile brun rouge à grise, dolomitique et silteuse par endroits ;
- Grès fins gris à brun rouge, à ciment argilo ferrugineux et carbonaté ;

- Argile brune rouge légèrement dolomitique.

✓ **Andésites (3460 à 3470m)** : La série andésitique est anisopaque. Andésite vert sombre parfois altérée, avec nombreuses fissures remplies de calcite.

✓ **La série inférieure (3470 à 3519m)** : Elle est formée d'une alternance de grès fin et moyen argileux, gris et gris vert à niveau conglomératique et d'argile brun rouge et verte, parfois dolomitique avec intercalations de zones dolomitiques à aspect remanié.

1.3. Paléozoïque

✓ **Le gothlandien** : Le gothlandien a été le premier et le seul horizon paléozoïque reconnu Entièrement sous la discordance triasique. Il est représenté essentiellement par l'argile indurée et silteuse, grise à noir, quelques fois plastique, avec des intercalations de grès fin blanc à gris beige. La zone carbonatée radioactive apparaît à partir de **3653m**.

2. Sur le plan structural (fig. 38)

La structure anticlinale de Haoud Berkaoui orienté N-S, se situe sur le bourrelet Est de la dépression d'Oued M'ya, au niveau de cette région le Mésozoïque repose sur le Gothlandien Argileux.

Le gisement de Haoud Berkaoui a subi plusieurs accidents structuraux, ce qui a créé une certaine complexité structurale, cette structure est traversé par une faille étanche Sud-Nord qui devise le gisement en deux parties:

- Zone des OKJ,
- Zone des OKN.

La majorité des failles affectant ce champ sont de la même direction structurale, soit normal, soit inverse.

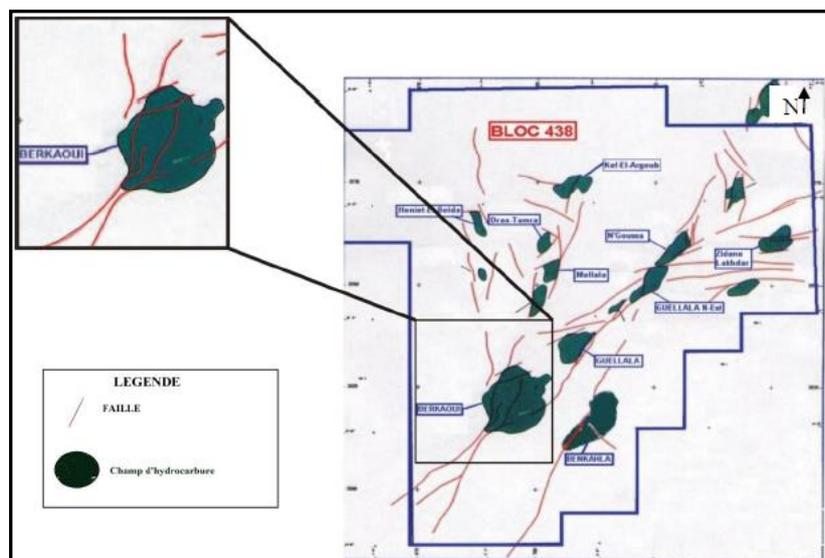


Fig. 38: Carte structurale du champ de Haoud Berkaoui.
(Source : Hafssi., 2015)

D. Activités principales de la direction régionale de Haoud Berkaoui

Le premier centre de traitement d'huile de HBK a été mis en service en 1967. Actuellement ils disposent de cinq (05) centres de traitement d'huile et une unité de traitement de gaz. Chaque centre de production reçoit du brut, provenant de divers puits, le stabilise, le stocke dans des bacs avant son expédition (vers les lignes TRC).

Le gaz récupéré de la stabilisation est comprimé et acheminé vers l'usine de traitement de gaz de Guellala qui en soutire du GPL, du gaz de vente et du gaz-lift. L'injection d'eau à pour but de maintenir la pression dans le gisement.

Actuellement la production en huiles est de l'ordre de 5500 tonnes/j, le GPL est aux environs de 160 tonnes/j.

IV. CONCLUSION

La région Haoud Berkaoui se situe à 800 Km environ au Sud –Est d'Alger, à 25km au Sud Ouest de Ouargla et à 100km à l'Ouest de Hassi-Messaoud. C'est l'une des principales zones productrices des hydrocarbures dans le Sahara Algérien avec trois champs qui sont : le champ de Haoud Berkaoui, le champ de Benkehla et le champ de Guellala.

Notre zone d'étude faite partie du grand bassin sédimentaire du Sahara septentrional, qui présente une tectonique relativement stable et moins prononcée. Elle est creusée dans un dépôt détritique de terrains tertiaires (Mio-pliocènes) et quaternaires de la basse Vallée de l'Oued M'ya, dans lequel les sables dominent avec alternance des argiles, des calcaires et du gypse.

La région d'Ouargla repose sur un énorme réservoir d'eaux souterraines, il s'agit du système aquifère du Sahara septentrional qui renferme une série de couches aquifères qui ont été regroupées en deux réservoirs appelés communément: le Continental Intercalaire (CI) et le Complexe Terminal (CT).

Au niveau de la cuvette de Ouargla, seuls les terrains mio-pliocènes affleurent, il s'agit des formations détritiques continentales; grès, sables, graviers et argiles. En bas, on rencontre les formations marines (calcaires et dolomies) du Sénonien carbonaté, parfois des argiles et évaporites de l'Eocène, l'anhydrite et les sels du Sénonien lagunaire, les bancs calcaires du Turonien, les argiles et marnes du Cénomaniens et les formations gréseuses et argilo-gréseuses de l'Albien. Le sens d'écoulement des eaux de nappes se fait d'une direction Sud-Nord du fait de la gravité, c'est-à-dire; les eaux se chargent en éléments minéraux, en allant vers le Nord.

Concernant les communications inter-nappes; entre Sénonien et Mio-Pliocène, il y a une grande possibilité d'avoir des échanges d'eaux car ces deux nappes sont superposées et il n'y a pas de limite imperméable, surtout dans le sud de la cuvette (Haoud Berkaoui).

Vers le Nord, l'Eocène inférieur qui est carbonaté forme avec le Sénonien carbonaté un aquifère appelé "Sénono-Eocène", cet ensemble est directement surmonté par les argiles et marnes de l'Eocène moyen et supérieur ce qui forme une limite imperméable entre les deux aquifères.

Chapitre 2 :
Matériels et Méthodes

Deuxième Chapitre : *MATERIELS ET METHODES*

I. INTRODUCTION

La réalisation d'une étude d'efficacité d'anti dépôts repose sur des analyses physico-chimiques des quatre (03) type d'échantillon d'eau provenant de :

- Eau de l'Albien (J-202): C'est une eau produite de l'*ALBIEN*, elle est utilisée comme une eau d'injection pour le maintien de pression du réservoir.
- Puits (BKP₂): C'est une eau de gisement, elle est produite et accompagnée du brut du Paléozoïque de l'*ORDOVICIEN* (Quartzites d'El Hamra, Grés d'El Atchane), mais elle est touchée par l'eau d'injection de l'*ALBIEN*.
- Puits (OKN₁₃): C'est une eau d'injection du *LIAS*, elle est produite et accompagnée du brut de l'*ORDOVICIEN*.

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

II. IDENTIFICATION DES OBJETS SOUMIS AUX ESSAIS

A. Les inhibiteurs

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

Tableau. 13: Les principales caractéristiques de chaque produit (Source: Fiches des données de la SONATRACH).

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

Remarque :

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

B. Échantillonnages

Quatre (05) échantillons d'eau ont été effectués sous les conditions suivantes :

1. In-situ

❖ *Eau puits (BKP2)*

Désignation	Conditions	Désignation	Conditions	Désignation	Conditions
Date d'échantillonnage	22/05/2019 à 18H	Date d'échantillonnage	23/05/2019 à 09H	Date d'échantillonnage	23/05/2019 à 18H
Nature de l'échantillon	Brut	Nature de l'échantillon	Brut	Nature de l'échantillon	Brut
Région	HBK	Région	HBK	Région	HBK
Numéro du puits	P ₂	Numéro du puits	P ₂	Numéro du puits	P ₂
Pression de ligne	08 bars	Pression de ligne	08 bars	Pression de ligne	08 bars
Température	38,1°C	Température	38,6°C	Température	39°C

❖ *Eau puits (OKNi₃)*

Désignation	Conditions
Date d'échantillonnage	05/06/2019
Nature de l'échantillon	Brut
Région	HBK
Numéro du puits	Ni ₃
Pression de ligne	07 bars
Température	39,4°C

❖ *Eau de l'Albien (J-202)*

Désignation	Conditions
Date d'échantillonnage	05/06/2019
Nature de l'échantillon	Brut
Région	HBK
Numéro du puits	J-202
Pression de ligne	13 bars
Température	40,7°C

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

- ✓ Température ambiante,
- ✓ Pression = P_{atm} (pression atmosphérique) (Rodier. & al., 2009).

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

Les analyses se sont effectuées dans les conditions suivantes :

- ✓ Analyse Physico-chimique des eaux (Température ambiante et Pression atmosphérique) ;
- ✓ Détermination de l'extrait sec dans l'eau ;
- ✓ Mesure de la conductivité des eaux ;
- ✓ Etude de compatibilité de l'eau du puits OKNi3 avec l'eau du puits BKP2 dans les conditions de Surface (Température ambiante) ;
- ✓ Etude de compatibilité de l'eau de l'Albien (J-202) avec l'eau du puits BKP2 dans les conditions de Surface (Température ambiante) ;
- ✓ Etude de compatibilité de l'eau du puits OKNi3 avec l'eau du puits BKP2 dans les conditions de profondeur (Température 80°C) ;
- ✓ Etude de compatibilité de l'eau de l'Albien (J-202) avec l'eau du puits BKP2 dans les conditions de profondeur (Température 80°C) ;
- ✓ Etude d'efficacité (Température ambiante et Pression atmosphérique).

III. ETUDE DE COMPATIBILITE DES EAUX

Les études de compatibilité ont été effectuées dans les conditions ambiantes (température ambiante), ainsi que dans les conditions de profondeur (température de 80°C).

Les études de compatibilité sont réalisées entre les mélanges suivants:

- ✓ Eau Albien (J-202) / ORDO (BKP2),
- ✓ LIAS (OKNi3) / ORDO (BKP2).

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

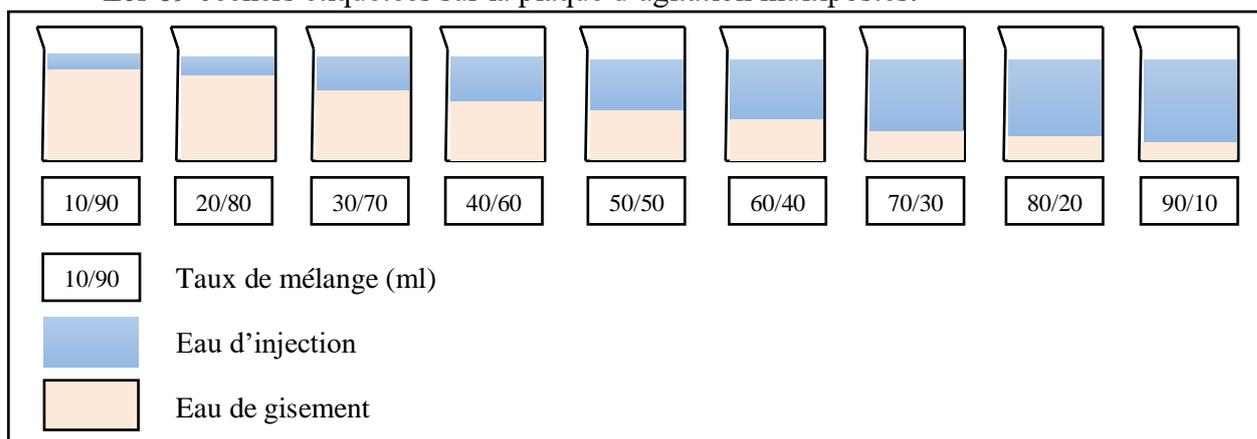


Fig. 39: Schéma représentatif d'un essai de compatibilité.

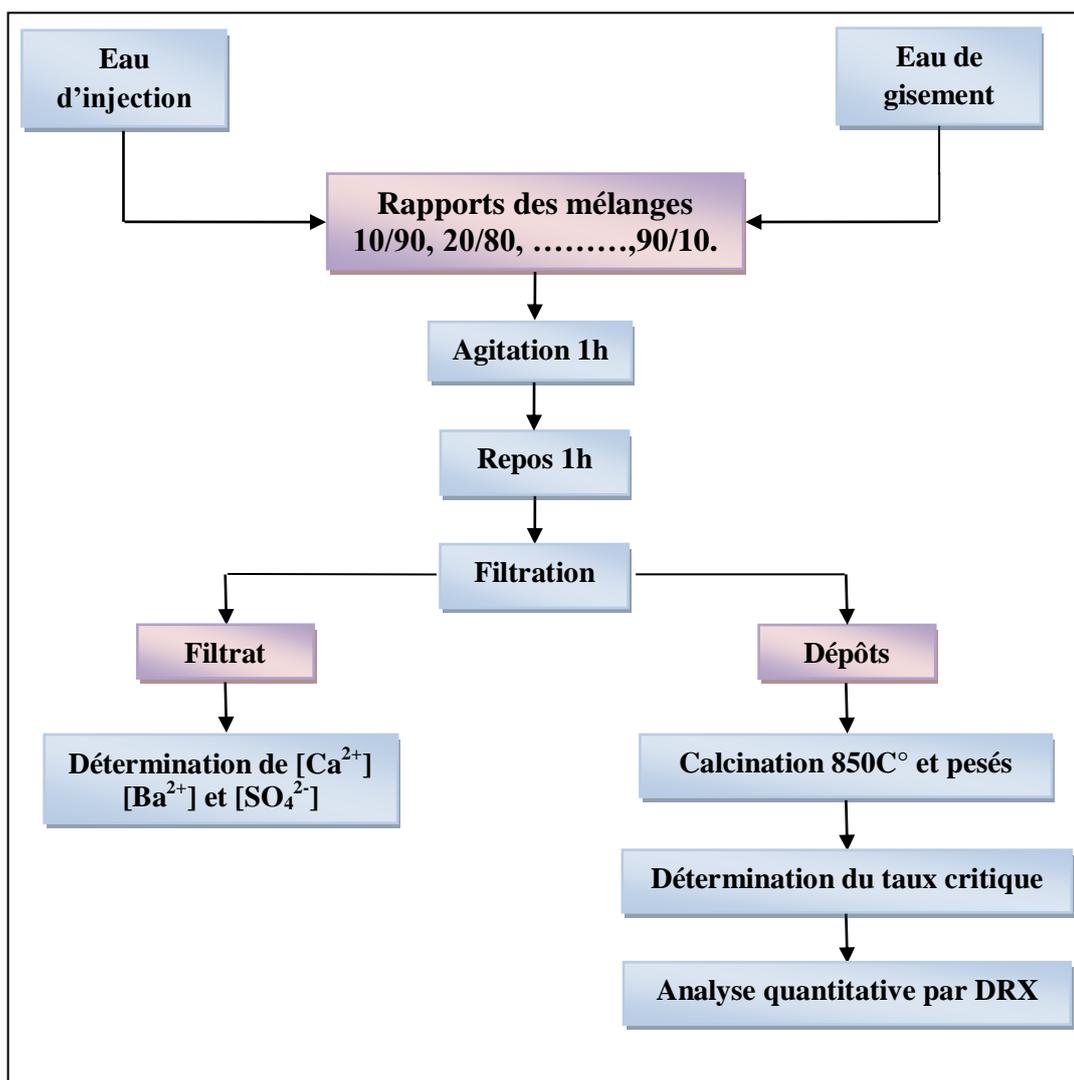


Fig. 40: Schéma de réalisation d'une étude de compatibilité au laboratoire.

IV. ANALYSE PHYSICO-CHEMIQUE

A. 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.

La valeur du pH du milieu ayant une grande importance sur la solubilité de certains produits, sur la formation des dépôts et sur la corrosion des métaux.

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 :

$$pH = -\log \times [H_3O^+] \quad (22)$$

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. 41: Le pH mètre.

B. 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. 42: Un thermomètre de laboratoire.

C. 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. 43: 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*).

D. 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. Le Ca^{2+} se combine facilement avec les carbonates CO_3^{2-} pour former des dépôts.

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 ou NaOH à 20% • T.E.A (tri éthanol amine) • Pincée de murexide



Fig. 44: Dosage du Calcium.

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

- **Expression des résultats**

$$Teneur\ en\ Ca^{2+}\ (mg/L) = V * N * D * 40,08 * 10^3 / PE \quad (23)$$

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. 45: Les agitateurs.

E. Dosage du Magnésium

Le Mg^{2+} se combine facilement avec les carbonates CO_3^{2-} pour former des dépôts.

- **Principe**

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

- **Matériels utilisés**

APPAREILS	REACTIFS
<ul style="list-style-type: none"> • 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 ($NH_4OH + NH_4Cl$) 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**

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

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

F. Dosage du fer

Le fer forme deux séries de sels; ceux de l'oxyde ferrique et ceux de l'oxyde ferreux. Les solutions de sels de l'oxyde ferrique contiennent des cations trivalents Fe³⁺, et celles de sels de l'oxyde ferreux, des cations divalents Fe²⁺. Les cations de fer peuvent précipiter sous forme Fe₂O₃, FeS, Fe(OH)₂, Fe(OH)₃.

- **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**

$$\text{Teneur en Fe}^{2+} \text{ (mg/L)} = V \cdot N \cdot D \cdot 55,85 \cdot 10^3 / PE \quad (25)$$

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,

G. 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 (Mémento technique de l'eau).

Cet anion a une grande affinité pour les cations Ca²⁺, Ba²⁺ et Sr²⁺.

- **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. 47: 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**

$$\text{Teneur en } SO_4^- = (P_2 - P_1) * 441,52 / PE \quad (26)$$

Où :

P₁: Poids de creuset vide,

P₂: 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. 48: Four à 850°C.

H. Dosage du Baryum

Le Baryum et le Strontium se combinent facilement aux ions sulfates pour former des dépôts insolubles sous forme de $BaSO_4$, $SrSO_4$.

- **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 H₂O₂ et on laisse bouillir le mélange sur une plaque chauffante jusqu'à dégagement total du H₂O₂.
- ✓ 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 (CH₃COOH + CH₃COONH₄).
- ✓ Ajouter 10 ml de K₂CrO₄, 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 P₁.
- ✓ 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 K₂CrO₄ 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 P₂.

- **Expression des résultats**

$$\text{Teneur en Ba}^{2+} \text{ (mg/L)} = (P_2 - P_1) * 542,131 / PE \quad (27)$$

Où :

542,131 : Masse molaire de Ba/Masse molaire BaCrO₄*10³

I. 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 105C°,
- ✓ Refroidir dans un dessiccateur et peser, on note son poids P₁.
- ✓ 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 P₂.
- ✓ La différence de poids donne le poids de l'extrait sec.

- **Expression des résultats**

$$\text{Teneur en extrait sec (mg/L)} = (P_2 - P_1) * D * 10^3 / PE \quad (28)$$

Où :

P₁: Poids du creuset vide,
P₂: Poids du creuset plein,
D: Dilution.

J. Dosage des carbonates et bicarbonates

Les CO₃²⁻ et HCO₃⁻ s'associent à certains cations (Ca²⁺, Mg²⁺) pour former des dépôts insolubles.

- **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.

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.

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**

$$\text{Teneur en HCO}_3^- = V * N * 61 * 10^3 / PE \quad (29)$$

Où :

V: Volume de HCL,
61: Masse molaire de HCO₃⁻,
N: Normalité de HCL,
62: Masse molaire de CO₃²⁻,

K. Dosage des chlorures

Ces l'anion majeur dans les eaux salées, il est corrosif et peut précipiter sous forme de NaCl qui provoque des bouchages.

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'AgNO_3 à 0,02 N • Solution de K_2CrO_4

- **Mode opératoire**

- ✓ On prend une prise d'essai de 10 ml,
- ✓ On ajoute quelque goutte de K_2CrO_4 comme indicateur (coloration jaune),
- ✓ Puis on titre par une solution d' AgNO_3 jusqu'à l'apparition d'une coloration rouge brique.

- **Expression des résultats**

$$\text{Teneur en Cl}^- = D * V * N * 35,457 * 10^3 / PE \quad (30)$$

Où :

V: Volume d' AgNO_3 ,

D: facteur de dilution,

35,457 : Masse molaire du Chlore.

L. Dosage du Sodium (Na^+) et du Potassium(K^+), par photométrie de flamme

Ces deux cations peuvent provoquer des précipitations de sel sous forme d' NaCl ou du KCl , Ceux-ci influent directement sur la salinité de l'eau.

- **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
• Spectrophotomètre à flamme	• 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.

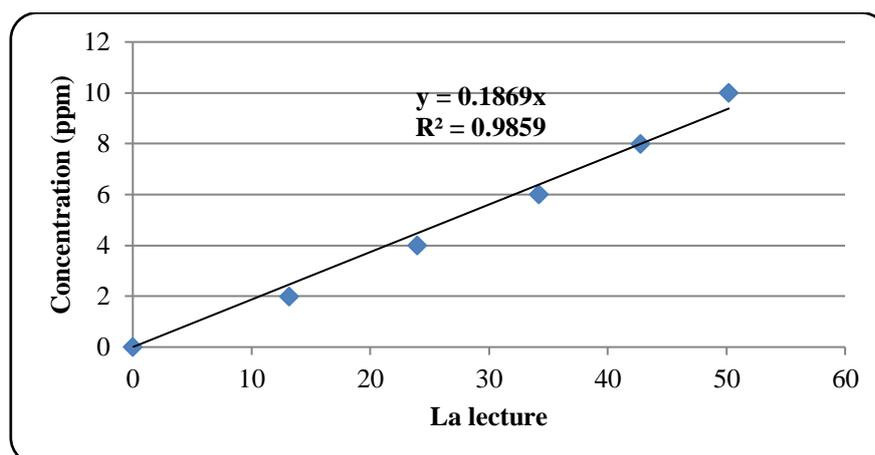


Fig. 49 : La courbe d'étalonnage du Sodium (Na⁺).

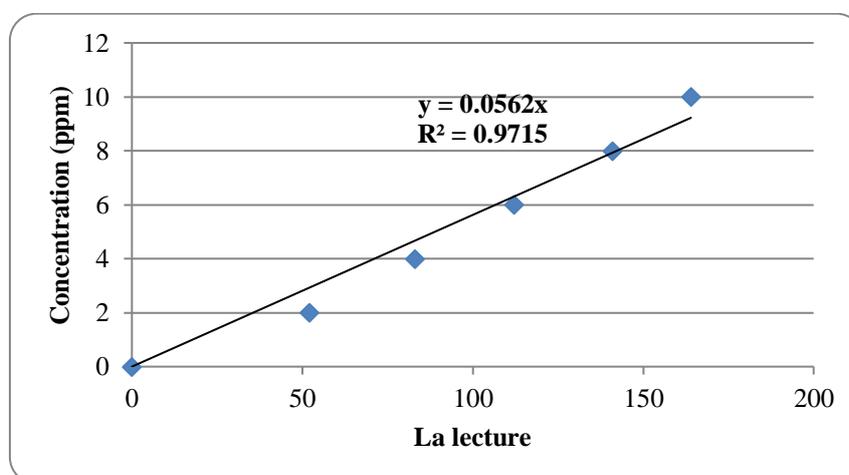


Fig. 50: La courbe d'étalonnage du Potassium (K⁺).

M. 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 distillée, 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.

N. 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.

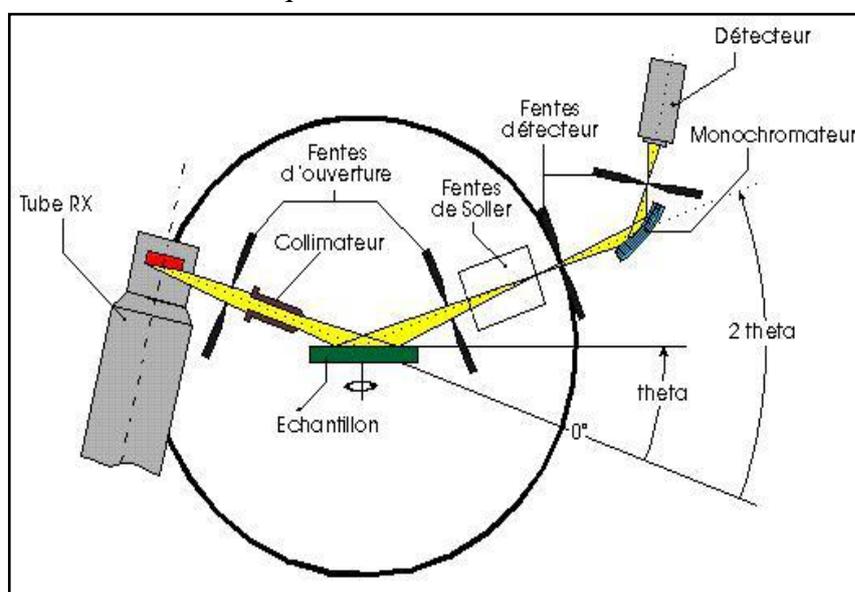


Fig. 51: Schéma d'un diffractomètre de rayons 'X'.

O. 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 :

$$Eff (\%) = (T_0 - T_1) * 100 / T_0 \quad (31)$$

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 de l'inhibiteur: c'est la dose utilisée pour obtenir le meilleur rendement.

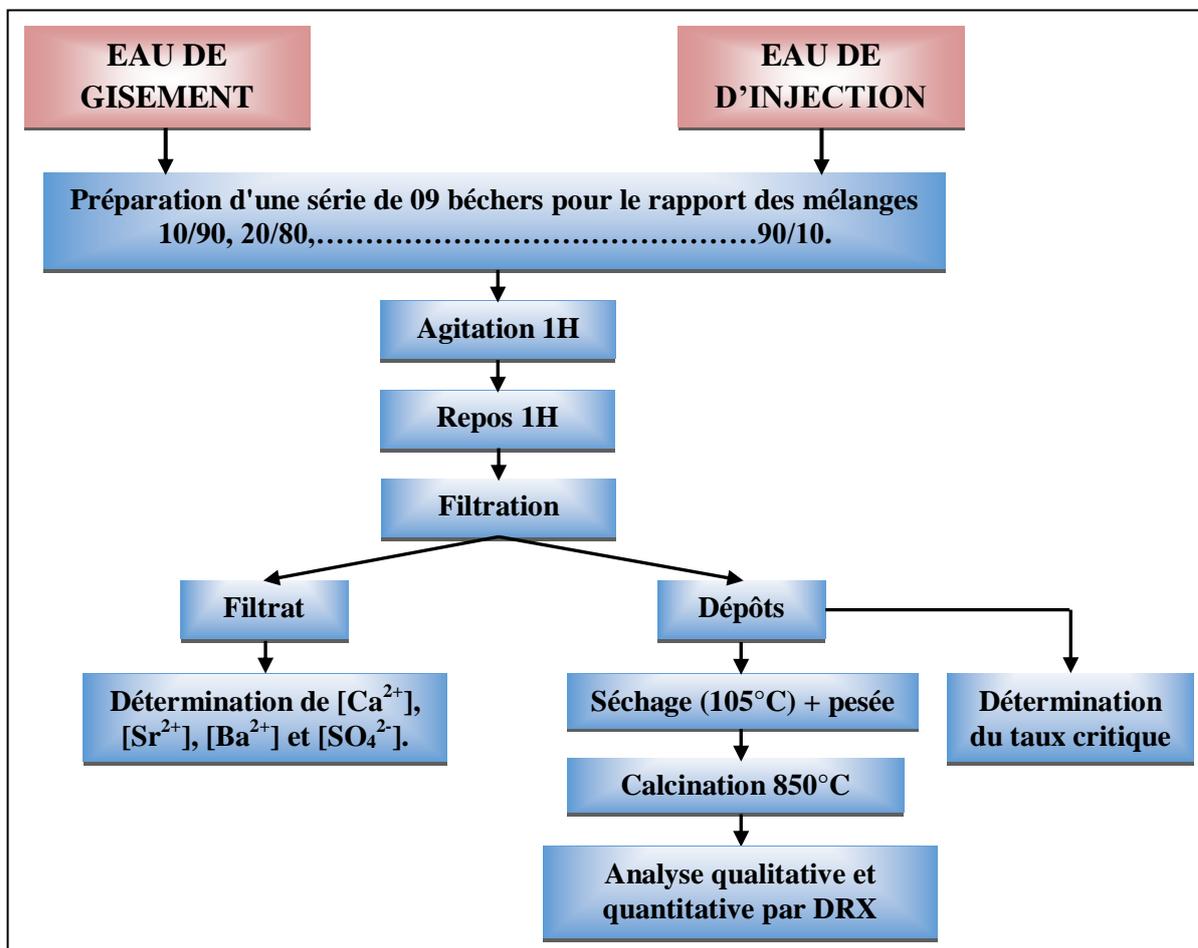


Fig. 52: Schéma récapitulatif du test d'efficacité d'un inhibiteur de dépôt.

V. CONCLUSION

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

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

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

Chapitre 3 :
Résultats et Interprétations

Troisième Chapitre : **RESULTATS ET INTERPRETATIONS****I. RESULTATS D'ANALYSES PHYSICO-CHIMIQUE**

Ce chapitre est consacré à l'interprétation des résultats des analyses physico-chimiques des prélèvements réalisés sur les puits HBK (BKP2, OKNi3 et Albien J-202). Les résultats sont récapitulés dans le tableau suivant :

Tableau. 14 : Les résultats des analyses physico-chimiques des puits HBK (BKP2, OKNi3 et Albien J-202).

Échantillons	Puits ORDO (BKP2) Le : 22/052019 à 18H		Puits ORDO (BKP2) Le : 23/052019 à 09H		Puits ORDO (BKP2) Le : 23/052019 à 18H		Puits LIAS (OKNi3)		Puits (ALBIEN J-202)	
Paramètres										
pH à 20 C°	3.5		4.8		4.3		4.2		7.9	
Conductivité ms/cm	221.0		224.0		221.0		206.0		3.1	
Cations	mg/L	méq	mg/L	méq	mg/L	méq	mg/L	méq	mg/L	méq
Ca ⁺⁺	43587.00	2179.30	37478.80	1873.70	42660.20	2133.00	9318.60	465.90	224.40	11.20
Mg ⁺⁺	8633.60	710.00	6992.00	575.00	8524.00	700.90	1824.00	150.00	71.70	5.90
Na ⁺	70451.00	3063.10	81841.00	3558.30	74950.00	3128.30	72268.00	3142.10	404.90	17.60
K ⁺	6936.90	177.90	6494.40	166.50	6841.20	175.40	2214.00	56.80	29.50	0.80
Ba ⁺⁺	2633.70	38.35	2614.20	38.10	2605.50	37.90	0.00	0.00	0.00	0.00
Fe ⁺⁺	412.90	14.78	399.90	14.30	202.50	7.20	173.10	6.20	9.60	0.30
Total		6183.43		6225.90		6182.70		3821.00		35.80
Anions	mg/L	méq	mg/L	méq	mg/L	méq	mg/L	méq	mg/L	méq
Cl ⁻	219833.40	6200	216287.7	6100	218060.6	6150	127645.2	3600	496.40	14.00
CO ₃ ⁻	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
HCO ₃ ⁻	0.00	0.00	16.47	0.27	0.00	0.00	0.00	0.00	142.10	2.30
SO ₄ ⁻	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	750.00	15.60	950.00	19.80
Total		6200.00		6100.27		6150.00		3615.60		36.10
Extrait sec (mg/L)	353400		352380		354120		232600		2400	

N.B :

Méq= [E]/ Masse volumique [E]

II. RESULTATS DES ETUDES DE COMPATIBILITE

A. Résultats d'étude de compatibilité du mélange des eaux aux conditions de surface (Température Ambiante)

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

Tableau. 15 : Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux aux Conditions de Surface d'OKNi3 / BKP2.

Rapport des mélanges	Masse des dépôts obtenus (mg/L)	Puits OKNi3 / Puits BKP2 (mg/L)		
		Ca ²⁺	Ba ²⁺	SO ₄ ²⁻
0/100	00	43587	2633	0
10/90	410	41548	2223	0
20/80	823	36352	1850	0
30/70	981	33147	1761	0
40/60	1110	29283	1374	0
50/50	1301	25256	936	0
60/40	1290	23712	725	0
70/30	1021	19266	231	0
80/20	766	16113	158	0
90/10	369	12589	0	260
100/00	00	9318	0	750

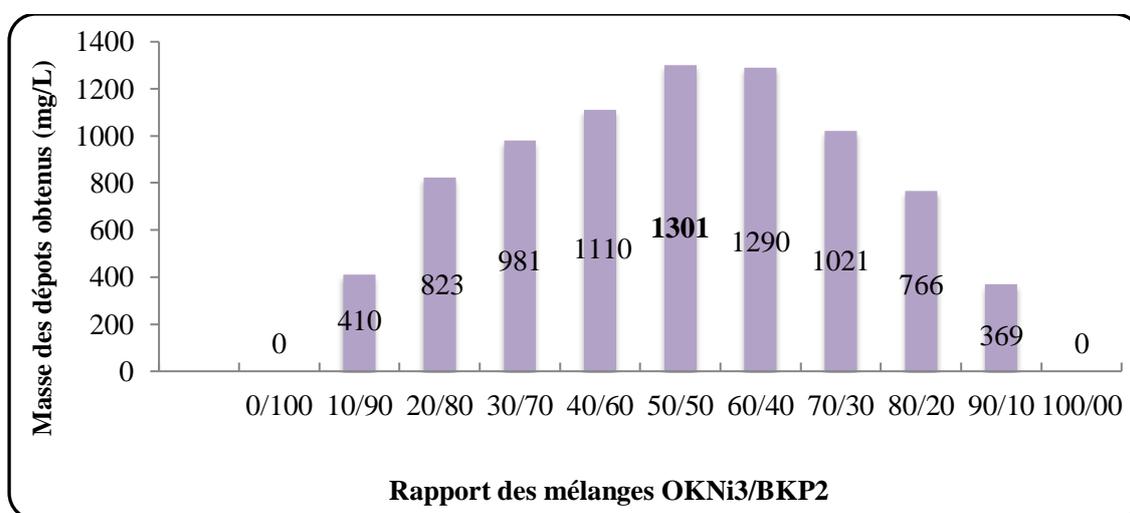


Fig. 53 : Taux critique d'incompatibilité des eaux produites par le puits d'injection (OKNi3) et des eaux du gisement (BKP2).

La figure. 53, montre que les deux eaux : l'eau produite par le puits OKNi3 et l'eau du puits BKP2 sont incompatibles sur toute l'échelle des différents taux de mélange. Ainsi, la masse de dépôt obtenue augmente jusqu'à atteindre un maximum de **1301 mg/L** pour un taux de mélange (**50/50**). Ce dernier représente le taux critique.

On remarque aussi sur le tableau. 15, que les sulfates évoluent inversement avec le baryum.

Tableau. 16 : Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux aux Conditions de Surface de l'Albien (J-202) / BKP2.

Rapport des mélanges	Masse des dépôts obtenus (mg/L)	Puits Albien (J-202) / Puits BKP2 (mg/L)		
		Ca ²⁺	Ba ²⁺	SO ₄ ²⁻
0/100	0	43587	2633	0
10/90	542	38645	2151	0
20/80	932	36480	1772	0
30/70	1150	28513	1597	0
40/60	1247	26571	1281	0
50/50	1430	23233	917	0
60/40	1387	16247	632	0
70/30	1159	13012	379	0
80/20	936	7414	0	150
90/10	345	6012	0	321
100/00	0	224	0	950

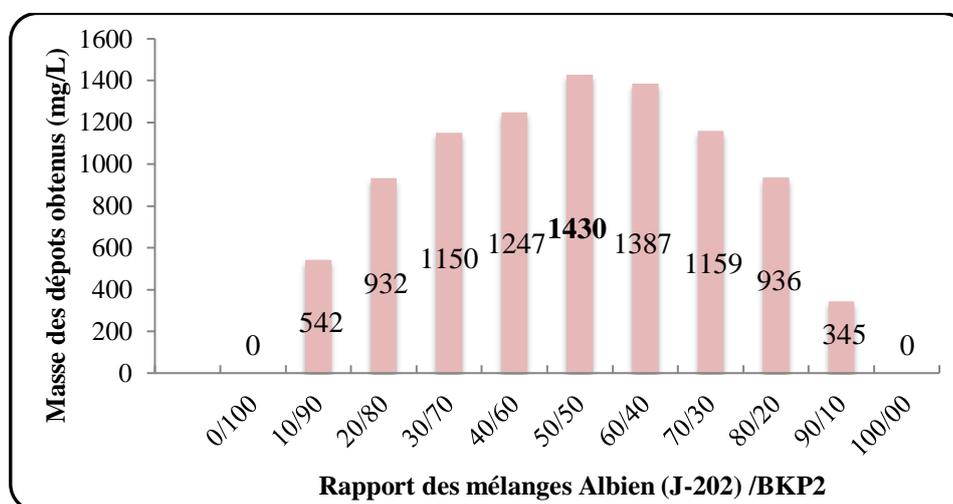


Fig. 54 : Taux critique d'incompatibilité des eaux d'injection de l'Albien (J-202) et des eaux de gisement (BKP2).

La figure. 54, montre que les deux eaux : l'eau de l'Albien (J-202) et l'eau du puits BKP2 sont incompatible sur toute l'échelle des différents taux de mélange.

La masse de dépôts obtenue augmente jusqu'à atteindre un maximum de **1430 mg/L** pour un taux de mélange (**50/50**).

Ce dernier représente le taux critique. On remarque aussi sur le tableau. 16 que les sulfates évoluent inversement avec le baryum.

B. Résultats d'étude de compatibilité aux conditions de profondeur (Température à 80°C)

Tableau. 17 : Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux aux Conditions de Profondeur (Température à 80°C) d'OKNi3 / BKP2.

Rapport des mélanges	Masse des dépôts obtenus (mg/L)	Puits OKNi3 / Puits BKP2 (mg/L)		
		Ca ²⁺	Ba ²⁺	SO ₄ ²⁻
0/100	0	43587	2633	0
10/90	436	41664	2315	0
20/80	856	36413	1871	0
30/70	1080	33006	1645	0
40/60	1163	29156	1448	0
50/50	1334	25524	1032	0
60/40	1256	23975	807	0
70/30	1167	19093	461	0
80/20	812	16332	254	0
90/10	370	12340	0	285
100/00	0	9318	0	750

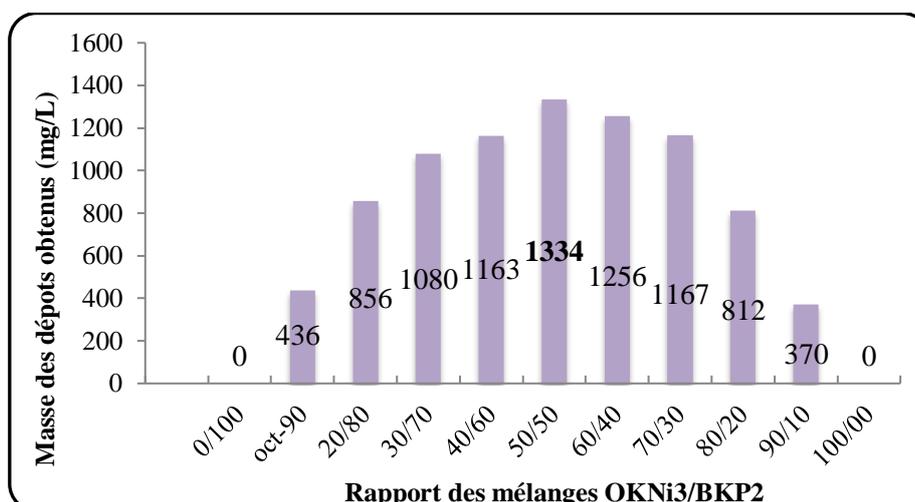


Fig. 55 : Le taux critique d'incompatibilité des eaux produites par le puits d'injection (OKNi3) et des eaux de gisement (BKP2).

La figure. 55, montre que les deux eaux : l'eau produite par le puits OKNi3 et l'eau du puits BKP2 sont incompatibles sur toute l'échelle des différents taux de mélange. La masse de dépôts obtenus augmente jusqu'à atteindre un maximum de **1334 mg/L** pour un taux de mélange (50/50). Ce dernier représente le taux critique. On remarque sur le tableau. 17 que les sulfates évoluent inversement avec le baryum.

Tableau. 18 : Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux aux Conditions de Profondeur (Température à 80°C) de l'Albien (J-202) / BKP2.

Rapport des mélanges	Masse des dépôts obtenus (mg/L)	Puits Albien (J-202) / Puits BKP2 (mg/L)		
		Ca ²⁺	Ba ²⁺	SO ₄ ²⁻
0/100	0	43587	2633	0
10/90	539	39236	2231	0
20/80	961	35917	1798	0
30/70	1143	31966	1651	0
40/60	1281	27852	1296	0
50/50	1498	24233	978	0
60/40	1412	19610	653	0
70/30	1197	14257	381	0
80/20	963	8876	0	207
90/10	414	5287	0	350
100/00	0	224	0	950

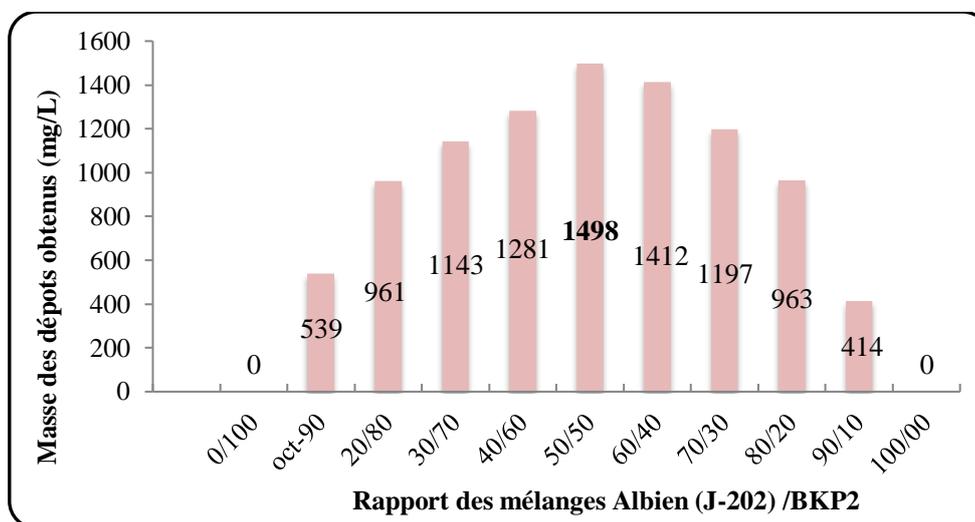


Fig. 56 : Le taux critique d'incompatibilité des eaux d'injection de l'Albien (J-202) et des eaux de gisement (BKP2).

La figure. 56, montre que les deux eaux : l'eau de l'Albien et l'eau du puits BKP2 sont incompatible sur toute l'échelle des différents taux de mélange.

La masse de dépôts obtenue augmente jusqu'à atteindre un maximum de **1498 mg/L** pour un taux de mélange (**50/50**). Ce dernier représente le taux critique.

On remarque sur le tableau. 18 que les sulfates évoluent inversement avec le baryum.

III. RESULTATS D'ETUDE D'EFFICACITE DES ANTI-DEPOTS

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

Tableau. 19 : Détermination de la dose optimale du produit 'A' (OKNi3 / BKP2).

DOSES D'INHIBITEUR EN (ppm)	EAU INJECTION/E AU GISMENT (ml/ml)	TURBIDITE APRES 1H (NTU)	RENDEMENT (%)
Témoin (0)	50/50	589	0,00
50	50/50	328	29,15
100	50/50	284	45,42
150	50/50	50,9	91,37
200	50/50	42,7	93,49
250	50/50	36,7	94,89
300	50/50	26,4	95,67
350	50/50	23,6	96,20
400	50/50	21,2	98,62

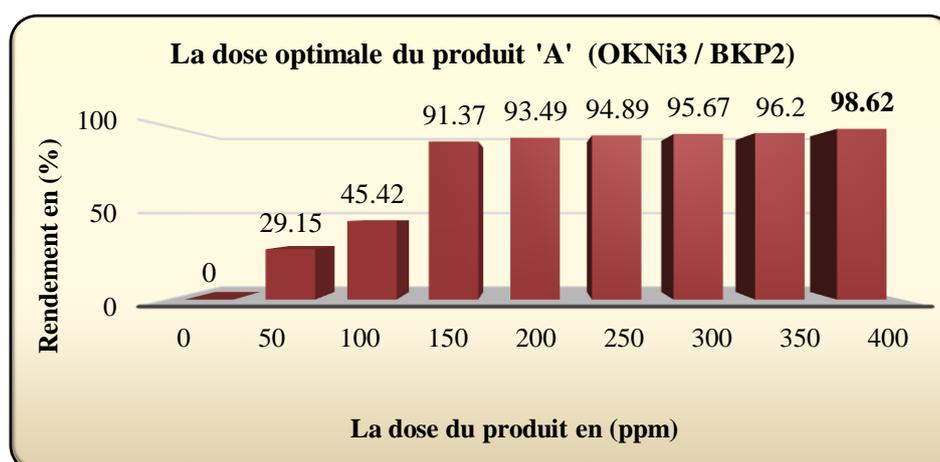


Fig. 57 : La dose optimale du produit 'A' dans le mélange (Eau d'injection OKNi3 / Eau de gisement BKP2).

Suite aux résultats obtenus sur l'anti dépôt 'A'. On remarque que son efficacité maximale est de **98,62%**, après une heure d'agitation pour une dose de **400 ppm**, sachant qu'à partir de la dose 150, 200, 250, 300 et 350 ppm la différence est relativement très faible.

Tableau. 20 : Détermination de la dose optimale du produit 'B' (OKNi3 / BKP2).

DOSES D'INHIBITEUR en (ppm)	EAU D'INJECTION/ EAU DE GISEMENT (ml/ml)	TURBIDITE APRES 1H (NTU)	RENDEMENT (%)
Témoin (0)	50/50	589	0,00
50	50/50	328	55,08
100	50/50	284	79,73
150	50/50	50,9	93,81
200	50/50	42,7	95,49
250	50/50	36,7	96,59
300	50/50	26,4	96,98
350	50/50	23,6	97,58
400	50/50	21,2	98,50

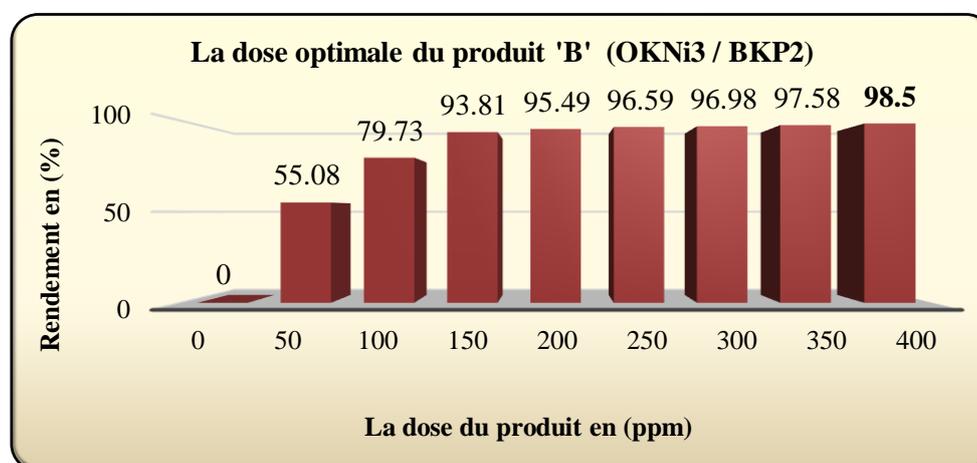


Fig. 58 : La dose optimale du produit 'B' dans le mélange (Eaux d'injection OKNi3 / Eaux de gisement BKP2).

On remarque que le produit 'B' est efficace à partir de la dose 150 ppm jusqu'à la dose 400 ppm. Enregistre une dose maximale de **98,5%** pour la dose de **400 ppm**.

Remarque :

Les résultats des produits A et B sont très proche.

Tableau. 21 : Détermination de la dose optimale du produit 'A' (Albien (J-202) / BKP2).

DOSES D'INHIBITEUR EN (ppm)	EAU D'INJECTION/E AU DE GISEMENT (ml/ml)	TURBIDITE APRES 1H (NTU)	RENDEMENT (%)
Témoin (0)	40/60	1602	00
50	40/60	1023	62,10
100	40/60	681	79,37
150	40/60	110,5	86,81
200	40/60	86,4	90,12
250	40/60	37,5	94,71
300	40/60	21,6	99,19
350	40/60	43,5	97,28
400	40/60	120,6	96,10

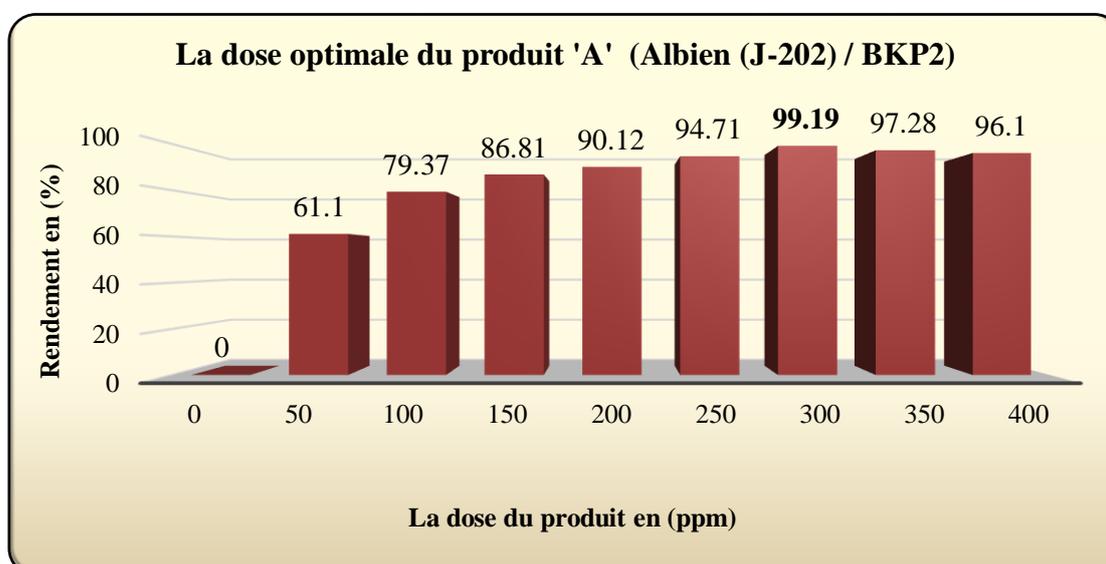


Fig.59: La dose optimale du produit 'A' dans le mélange (Eaux d'injection de l'Albien (J-202) / Eaux de gisement BKP2).

D'après la figure ci-dessus on remarque que l'efficacité du produit 'A' atteint une valeur maximale de **99,19%** pour une dose de **300 ppm**.

Sachant qu'à partir de la dose 100, 150, 200, 250, 300, 350 et 400 ppm, la différence est relativement faible.

Tableau. 22 : Détermination de la dose optimale du produit 'B' (Albien (J-202) / BKP2).

DOSES D'INHIBITEUR R en (ppm)	EAU D'INJECTION/EAU DE GISEMENT (ml/ml)	TURBIDITE APRES 1H (NTU)	RENDEMENT (%)
Témoin (0)	40/60	1602	00
50	40/60	1023	15,6
100	40/60	681	45,01
150	40/60	110,5	92,19
200	40/60	86,4	97,10
250	40/60	37,5	97,27
300	40/60	21,6	98,64
350	40/60	43,5	97,78
400	40/60	120,6	97,38

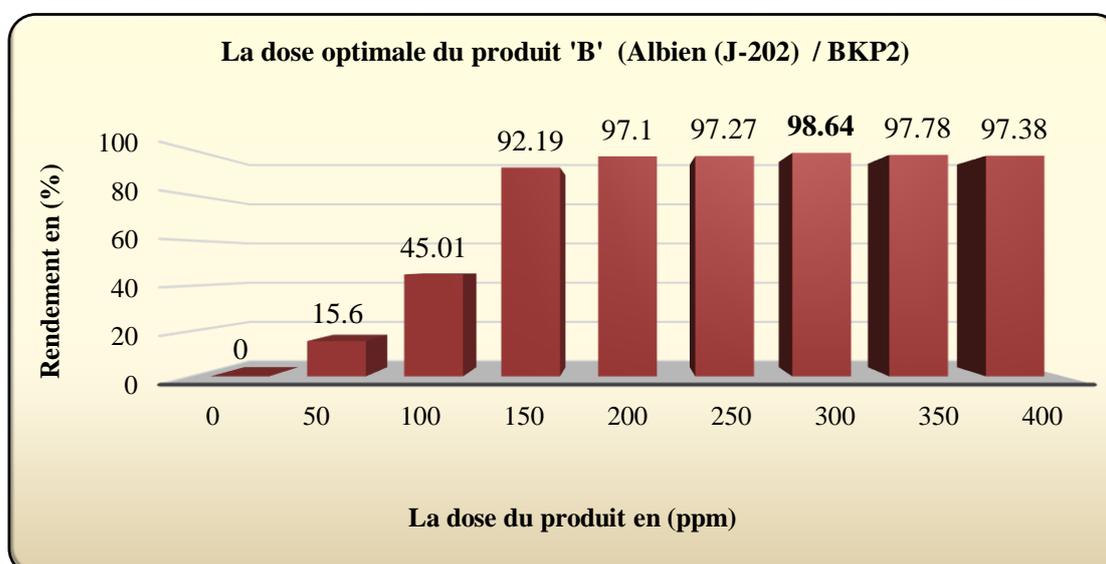


Fig.60: La dose optimale du produit 'B' dans le mélange (Eaux d'injection de l'Albien (J-202) / Eaux de gisement BKP2).

Suite aux résultats obtenus sur l'anti dépôt 'B' on observe une efficacité maximale de **98,64%** après une heure d'agitation pour une dose de **300 ppm**.

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

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



Fig.61: Essai d'efficacité d'eau d'Albien (J-202) / eau de gisement BKP2.

Tableau. 23 : Détermination de la dose optimale du produit 'C' (BKP2 / OKNi3).

DOSES D'INHIBITEUR EN (ppm)	EAU D'INJECTION/EAU DE GISEMENT (ml/ml)	TURBIDITE APRES 1H (NTU)	RENDEMENT (%)
Témoin (0)	50/50	712	/
50	50/50	984	/
100	50/50	952	/
150	50/50	795	/
200	50/50	347	/
250	50/50	468	/
300	50/50	268	/
350	50/50	210	/
400	50/50	182	/



Fig.62: Teste d'efficacité du produit 'C' sur le mélange (Eaux de gisement BKP2 / Eaux d'injection OKNi3).

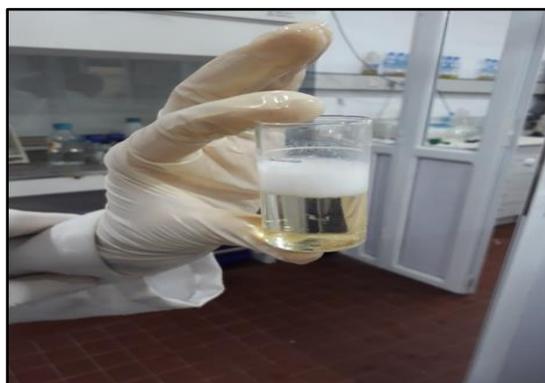
La figure. 62 montre que l'addition du produit 'C' sur le mélange eau de gisement – eau d'injection n'est pas efficace à cause de l'incompatibilité de ce produit avec l'eau de gisement (Ordovicien BKP2).

Tableau. 24 : Détermination de la dose optimale du produit 'C' (BKP2 / Albien (J-202)).

DOSES D'INHIBITEUR EN (ppm)	EAU D'INJECTION/EAU DE GISEMENT (ml/ml)	TURBIDITE APRES 1H (NTU)	RENDEMENT (%)
Témoin (0)	40/60	1327	/
50	40/60	1261	/
100	40/60	1792	/
150	40/60	1611	/
200	40/60	1732	/
250	40/60	1435	/
300	40/60	1817	/
350	40/60	1126	/
400	40/60	1347	/

**Fig.63**: Teste d'efficacité du produit 'C' sur le mélange (Eaux de gisement BKP2 / Eau d'injection de l'Albien (J-202)).

La figure ci-dessus, montre que l'addition du produit 'C' sur le mélange eau de gisement –eau d'injection n'est pas efficace à cause de l'incompatibilité de ce produit avec l'eau de gisement (Ordovicien-BKP2).

**Fig.64**: Résultat du mélange du produit 'C' avec l'eau de gisement (BKP2).

Comme le montre la figure. 64 ; le produit 'C' n'est pas efficace dans tous les mélanges et selon toutes les doses parce qu'il est incompatible avec les eaux de gisement (Formation de deux 02 couches distinctes).

VI. CONCLUSION

Suite aux résultats obtenus, on peut dire qu'en ce qui concerne les analyses physico-chimiques :

• Pour le pH dans la condition ambiante :- Les eaux d'injection sont basiques avec un pH de 7,9 pour le puits d'Albien (J-202).

- Par contre pour l'eau de gisement, le milieu s'est avéré acide avec un pH respective des différentes dates allons du 22/05/2019 au 23/05/2019 sont de l'ordre de 3,5 ; 4.8 et 4.3 pour le BKP2 et de 4.2 pour l'OKNi3.

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

✓ La somme des cations est des anions doit être inférieur ou égal à l'extrait sec,

✓ L'erreur est acceptable, avec :

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

✓ Pour vérifier que cette eau contient du Sulfate, on lui à ajoutée du BaCl₂

✓ Présence de l'ion de baryum dans les trois échantillons d'eau prélevés au niveau du puits BKP2 (BKP2 du 22/05/2019 à 18H, BKP2 du 23/05/2019 à 9H et BKP2 du 23/05/2019 à 18H).

✓ L'eau du puits de l'Albien (J-202) est très chargée en solides dissous, elle se caractérise par sa teneur élevée en ion Sulfate.

✓ L'eau du puits OKNi3 est caractérisé par un pH acide, la présence de l'ion Sulfate et l'absence de l'ion Baryum,

✓ Le mélange des deux (02) eaux (Eau du puits BKP2 avec l'eau de l'Albien (J-202)) présente un précipité de (BaSO₄). Les tests d'efficacité au niveau du laboratoire sont très indispensables à fin de déceler ces cas.

✓ L'eau du puits OKNi3 qui touche par l'eau d'injection le *LIAS* est chargée en sulfate (SO₄²⁻), la formation des ces derniers (Sulfates de Baryum) est impossible.

✓ Des analyses et des investigations plus poussées s'imposent pour identifier les puits, qui produiraient plus de baryum qui seraient à l'origine du problème de formation des dépôts de sulfate de baryum au niveau du manifold principale, qui alimente le centre de production de Haoud Berkaoui.

✓ Le maximum de précipitation correspond à des taux critiques du mélange:

❖ **Dans les conditions de surface**

1. 50% d'eau d'OKNi3 et 50% d'eau du BKP2 (eau d'Ordovicien) ;
2. 50% d'eau d'Albien (J-202) et 50% d'eau du BKP2 (eau d'Ordovicien).

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

1. 50% d'eau d'OKNi3 et 50% d'eau du BKP2 (eau d'Ordovicien) ;
2. 50% d'eau d'Albien (J-202) et 50% d'eau du BKP2 (eau d'Ordovicien).

✓ Le poids maximal des dépôts qui peut se former est de:

❖ *Dans les conditions de surface*

1. 1301 mg/L, pour le mélange OKNi3 / BKP2 ;
2. 1430 mg/L, pour le mélange Albien (J-202) / BKP2.

❖ *Condition du laboratoire à T= 80°C*

1. 1334 mg/L, pour le mélange OKNi3 / BKP2 ;
2. 1498 mg/L, pour le mélange Albien (J-202) / BKP2.

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

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

- Pour le produit 'A' : Une efficacité qui oscille entre **98,62%** pour une concentration de traitement de **400 ppm (OKNi3 / BKP2)** et **99,19%** pour une concentration de traitement de **300 ppm (Albien (J-202) / BKP2)**.

- Pour le produit 'B' : Une efficacité qui oscille entre **98,5%** pour une concentration de traitement de **400 ppm (OKNi3/ BKP2)** et **98,64%** pour une concentration de traitement de **300 ppm (Albien (J-202) / BKP2)**.

✓ Suite à ces résultats, on peut dire que l'eau du puits BKP2 ne doit pas être mélangé ni avec l'eau de puits OKNi3 ni avec l'eau Albien (J-202), soit aux conditions de surface ou aux conditions de fond afin d'éviter la formation de dépôt de Sulfate de Baryum ($BaSO_4^{-2}$), qui conduit au bouchage des conduites des installations (*Annexe 7. Photo. 3*).

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

Conclusion Générale

CONCLUSION GENERALE

Le champ de Haoud Berkaoui appartient au bassin d'Oued M'ya. Faisant partie du bloc 438 regroupant le champ de Haoud Berkaoui (Berkaoui (HBK), Guellala (GLA), Benkahla (BKH) et 22 champs périphériques). Ce champ est situé dans la partie septentrionale de la plate forme saharienne à environ 800 km au sud d'Alger, il couvre une superficie de 5300 km². La région de Haoud-Berkaoui représente une des 10 (dix) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien.

Sur la route dite des pétroliers, reliant Ghardaïa à Hassi Messaoud et à 35 Km au S.W de Ouargla, un carrefour indique la présence d'un champ pétrolier, il s'agit de Haoud Berkaoui. Avec une superficie globale de 303 km², le champ de Haoud Berkaoui (Berkaoui, Guellala et Benkahla) constitue une partie du bloc 438. Ce dernier est situé à 100 km de Hassi Messaoued. Ce champ est important en vue de sa part de production des hydrocarbures du pays (elle participe de 6% de la production journalière du pays).

Ouargla ou Vallée de l'Oued M'ya, s'inscrit dans cette vaste cuvette sédimentaire occupant dès le Secondaire l'emplacement de l'actuel Sahara nord-oriental (septentrional). La dépression d'Oued M'ya renferme une importante série sédimentaire dont l'épaisseur varie entre 400 m dans la partie sud et 6000 m dans la partie nord.

Découvert en 1965, l'injection d'eau a été mise en œuvre en 1984, afin d'améliorer la récupération d'huile par le maintien de la pression dans le réservoir. La ressource en eau d'injection produite par «gaz lift », se situe dans les grès du Lias reposant au-dessus de l'Ordovicien.

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

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

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

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

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

Suite aux résultats obtenus, on peut dire que pour le pH dans la condition ambiante :

- Les eaux d'injection sont basiques avec un pH de 7,9 pour le puits d'Albien, par contre pour l'eau de gisement, le milieu est acide avec un pH respectivement des différentes dates allant du 22/05/2019 au 23/05/2019 sont de l'ordre de 3,5; 4.8 et 4.3 pour le BKP2 et de 4.2 pour l'OKNi3 ;

- La somme des cations est des anions doit être inférieure ou égale à l'extrait sec ;

- Présence de l'ion de baryum dans les trois échantillons d'eau prélevés au niveau du puits BKP2 (BKP2 du 22/05/2019 à 18H, BKP2 du 23/05/2019 à 9H et BKP2 du 23/05/2019 à 18H). L'eau du puits de l'Albien est très chargée en solides dissous, elle se caractérise par sa teneur élevée en ion Sulfate. Par contre l'eau du puits OKNi3 est caractérisé par un pH acide, la présence de l'ion Sulfate et l'absence de l'ion Baryum ;

- Le mélange des deux (02) eaux (Eau du puits BKP2 avec l'eau de l'Albien) présente un précipité de ($BaSO_4$). Les tests d'efficacité au niveau du laboratoire sont très indispensables à fin de déceler ces cas ;

- L'eau du puits OKNi3 qui touche par l'eau d'injection le *LIAS* est chargée en sulfate (SO_4^{2-}), la formation de ces derniers (Sulfates de Baryum) est impossible ;

- Des analyses et des investigations plus poussées s'imposent pour identifier les puits, qui produiraient plus de baryum qui seraient à l'origine du problème de formation des dépôts de sulfate de baryum au niveau du manifold principale, qui alimente le centre de production de Haoud Berkaoui.

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

✓ Les eaux produites par le puits OKNi3 et les eaux du puits BKP2 sont incompatible, avec un maximum de dépôt obtenu de **1301 mg/L** ;

✓ Les eaux du puits d'Albien (J-202) et les eaux du puits BKP2 sont incompatible aussi avec un maximum de dépôt égal à **1430 mg/L**.

Par contre, l'étude de compatibilité à montrer que dans les conditions du fond:

✓ Les eaux produites par le puits OKNi3 et les eaux du puits BKP2 sont incompatible, avec un maximum de dépôt obtenu de **1334 mg/L** ;

✓ Les eaux du puits d'Albien (J-202) et les eaux du puits BKP2 sont incompatible aussi avec un maximum de dépôt égal à **1498 mg/L**.

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

PROBLEMES TECHNIQUES D'EXPLOITATION & SOLUTIONS

De nombreux problèmes sont rencontrés, mais on va citer les plus importants:

- Colmatage des abords des puits par la boue de forage ;
- Bouchage des perforations et la colonne de production à cause des dépôts de sel.
- Venu d'eau prématurée dans les puits producteurs par percée d'eau (break-through) ;
- Déplétion de réservoir.

Les causes et les remèdes de ces problèmes sont les suivantes :

✓ Le colmatage dû essentiellement à l'importante pénétration de la boue de forage dans la formation à cause de la grande densité. Le remède consiste à nettoyer les abords du puits par une acidification. Dans le cas d'une détérioration des caractéristiques pétro-physiques de la couche, une fracturation est souhaitable, en tenant compte bien entendu du plan d'eau ;

✓ Au cours de la vie du puits et au fait du changement d'état des fluides, à cause de leur déplacement du gisement au fond du puits et du fond à la surface, le sel se dépose. Il cause ainsi un rétrécissement du passage et souvent un bouchage de la colonne de production et des perforations. Le remède consiste à :

a/ Gratter le sel avec le **Wire-Line**.

b/ Injecter l'eau douce soit par bouchon, soit en continu en fonction de la vitesse de précipitation des sels. Le volume de ces bouchons est calculé de telle façon que le puits ne soit pas noyé. L'injection se fait à l'aide d'une pompe connectée à la tête de puits, le refoulement du volume d'eau injecté est assuré par la pression de gisement dans les puits éruptifs ou lifté par le gaz dans les puits à Gas-lift, si non on lifte par l'azote.

✓ L'injection d'eau dans le réservoir pour le maintien de pression n'est pas, sans doute, simple. Les caractéristiques de la roche réservoir ne sont pas les mêmes en tout point de gisement. Ce ci favorise un écoulement préférentiel dans certaines zones, ce qui provoque une arrivée d'eau dans les puits producteurs avant d'autre.

Le remède n'existe pas, du moins des solutions peuvent être envisagées individuellement tel que : isoler la couche productrice par un bouchon de ciment ou un packer d'isolement. Si le puits est totalement noyé, une étude de transformation en un puits injecteur sera étudiée.

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

- Une étude de compatibilité ainsi qu'un test d'efficacité des produits dans les conditions de fond,
- Un test industriel à réaliser sur site, permettra de se prononcer définitivement sur les performances de chaque produit, dans les conditions réelles de production.
- Une étude de compatibilité avec une méthode quantitative (Néphélométrie) pour déterminer la turbidité de l'eau et faire une comparaison avec la méthode classique.

*Traitement
Recommandé et Curatif*

TRAITEMENT RECOMMANDE ET CURATIF

I. TRAITEMENT DES DEPOTS DE SULFATE DE BARYUM

A. Traitement curatif

1. Slick line

Le travail au câble ou "SLICK LINE", est une technique qui permet l'intervention dans le puits en exploitation, on utilise une ligne en fil d'acier pour introduire, descendre, et repêcher dans le tubing les outils et les instruments de mesures à une exploitation rationnelle.

1.1. Les buts de slick line

- ✓ Contrôle et nettoyage (grattage), du tubing, au fond du puits, diamètre intérieur corrosion, encrassement top sédiment ;
- ✓ Manœuvre la vanne de circulation SSD (positionning tool) ;
- ✓ Démarrage de puits par le pistonage.

2. Coiled tubing

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

2.1. Opérations réalisées au Coiled Tubing

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

- ✓ Pour le nettoyage de bouchon de sable ou de paraffine ;
- ✓ Pour stimuler la formation (acidification) ;
- ✓ Pour des opérations de forage ou de fraisage.

3. Snubbing

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

L'unité peut effectuée les opérations suivantes:

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

4. Work Over

Le Work Over est un terme anglais désigne reconditionnement d'un puits, toute opération pratique sur un puits soit de réparation ou de équipement ou d'entretien pour améliorer ou rectifier leur production, ces opération nécessitent la mise en œuvre d'appareil et des équipements devers tel que (appareil de forage...).

4.1. Les objectifs de Work Over

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

II. NOUVELLE TECHNIQUE POUR TRAITEMENT

A. Outil d'ENMAX CPRS

Le système de prévention et d'élimination de la corrosion ENMAX est une série complète d'unités constituées de métaux dissemblables dans un procédé breveté pour la prévention et l'élimination de dépôts. D'écaillés, de paraffines, d'asphaltènes et de rouille dans la production de pétrole et de gaz.



Fig.65: Outil d'ENMAX CPRS.

B. Les fonctions ENMAX CPRS

- ✓ Prévention et élimination de la paraffine ;
- ✓ Prévention et retrait des dépôts, ou ralentissement des dépôts ;
- ✓ Prévention et élimination de la corrosion par oxydation comme rouille ;
- ✓ Changer la tension superficielle de la phase gaz / liquide pour améliorer l'efficacité du dégazage (H_2S , CO_2).

C. Les caractéristiques d'ENMAX CPRS

- ✓ Aucun produit chimique requis ;
- ✓ Respecte l'environnement ;

- ✓ Bon pour les opérations HP et HT ;
- ✓ Moins temps d'arrêt et coûts de remplacement des équipements ;
- ✓ Coût minimal ou aucun produit chimique ;
- ✓ Traitement à l'huile chaude réduit ou nul ;
- ✓ Boues de fond dans les batteries de réservoir ;
- ✓ Augmentation de l'efficacité et de la durée de vie des équipements ;
- ✓ Amélioration de la qualité des combustibles et des émissions ;
- ✓ Installation facile et maintenance gratuite.

D. Principe de fonctionnement d'ENMAX

- ✓ ENMAX comprend neuf métaux dissemblables tels que le cuivre, le zinc et le nickel, etc...qui peuvent former un catalyseur spécial ;
- ✓ Lorsque les fluides traversent des unités CPRS, les métaux permettent un changement du potentiel électrostatique des fluides et produisent un effet de polarisation sur le liquide moléculaire et réduisent la liaison entre les ions négatif et positif et également entre les particules de suspension ;
- ✓ Cette action catalytique va maintenir les particules en suspension et empêche les ions de se lier les uns aux autres pour former des écailles, des dépôts de paraffine ;
- ✓ Cette action décomposera également le dépôt de paraffine ou d'écailles existant et s'échappera avec les fluides.

E. Les conditions de travail ENMAX

Tableau.25: Conditions de travail ENMAX.

Distance de travail	5 – 10 Km
Température du fluide	Jusqu'à 700°C
Température de surface de l'équipement	Up to 500°C
Température de liquide	Selon la taille du pipeline et la sélection de la CPRS
Durée de vie des unités	5 – 10 ans
pH des fluides	3 – 10
Chlorure	≤ 15000 mg
Perte de charge dans l'unité	5% pour les unités d'ID fixes standard, ≤ 2% ou 0 pour les unités ID variables.
Pression de travail	Basse à haute pression : pour correspondre à la pression du système.
Granulométrie pour passer à travers	≤ 7 mm
Types dépôts traité	Ca, Mg, Ba, Sr, etc....

F. Gamme d'application de l'ENMAX

- ✓ Puits de production d'huile et de gaz et puits d'injection d'eau ;
- ✓ Production de pétrole / gaz ;
- ✓ Installations de stockage et de transport ;
- ✓ Systèmes et installations d'eau de refroidissement ;
- ✓ Systèmes d'eau chaude et installations ;
- ✓ Systèmes et installations d'eau civile ;
- ✓ Traitement de carburant pour moteurs industriels.

G. Types des ENMAX

1. Un style de boîte métallique d'identification

L'identification d'admission est la même identification pour les plaques de métal, et la bride supérieure peut être ouverte pour l'inspection et le nettoyage, la prise inférieure de décharge peut être vissée pour le drain.

2. Style déposé de boîte métallique d'identification

L'identification des plaques de métal est plus grande que l'identification d'admission pour moins ou aucune restriction d'écoulement, et la bride supérieure peut être ouverte pour l'inspection et le nettoyage, l'apprise inférieure de décharge peut être vissé pour le drain.

3. Un style droit de tuyau d'identification

L'identification d'admission est la même identification pour les plaques de métal, moins de copies de pied (4) style droit déposé de tuyau d'identification: l'identification des plaques de métal est plus grande que l'identification d'admission pour moins ou aucune restriction d'écoulement moins de pied imprime



Fig.66: CPRS SU / In line Style.



Fig.67: CPRS DHU / Disc type et CPRS DHU / Bar

H. L'application de l'ENMAX dans les champs du HBK

On appliqué la nouvelle technique dans puits BKP2 pour évalué l'élimination des dépôts dans la surface.

1. L'installation de l'ENMAX dans le puits BKP2

On installe l'outil ENMAX dans les réseaux BKP2 comme le montre la figure. 68. Ce puits est considéré comme un puits pilotes l'installation se fait par la société Halliburton.

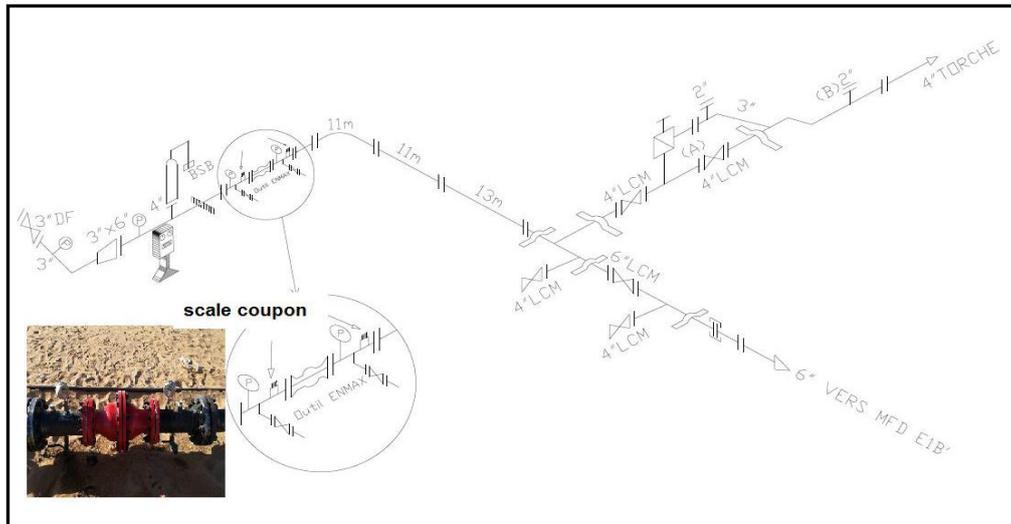


Fig.68: Schéma d'installation d'ENMAX au niveau BKP2.

III. COMPARAISON ENTRE L'OUTIL ENMAX CPRS ET LES INHIBITEUR

Après l'étude de puits BKP2, on fait une comparaison entre les deux méthodes utilisée pour traiter le problème des dépôts de sulfate de baryum.

Tableau. 26: Comparaison entre l'outil ENMAX et les inhibiteurs.

	ENMAX CPRS	INHIBITEUR
Efficacité	80%	50%
Solution	Curatif	Préventive
Durée de vie	Illimité	Limité
Installation	Facile	Injection difficile
Température de solidification	Jusqu'à 700°C	-5°C
Nature	Plusieurs métaux	Phosphonate

D'après le tableau, on peut conclure les points suivants:

- L'ENMAX est plus efficace que l'inhibiteur ;
- L'outil ENMAX est utilisé pour éviter la création de dépôts et pour éliminer les dépôts déjà existants par contre les inhibiteurs sont utilisés juste pour éviter la création des dépôts ;
- La durée de vie de l'ENMAX varie entre 5 à 10 ans mais les inhibiteurs sont temporaires ;

- L'injection des inhibiteurs demande des installations et des équipements mais l'ENMAX installe facilement soit dans les réseaux ou au fond de puits ;
- L'ENMAX peut fonctionner dans toutes les conditions (températures, pression...) mais les inhibiteurs puisqu'ils sont des matières chimiques disposent des conditions limites.

Bibliographie

Références Bibliographiques

- **ABID. S. & KERKOU D. N., (2008)** : Etude de la compatibilité des eaux de gisement et celle d'injection dans le champ de Zarzaitine de la région de Ain Amenas ». Mémoire de master, université Kasdi Merbah, Ouargla.
- **ABRIKOSOV. I. & GOUTMAN. I., (1986)** : Géologie du pétrole, généralités, prospection, exploitation, Edition Mir.
- **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.
- **ALIEV. M.M., AIT LAOUSSINE. N., BENALICHERIF. A., SEIFOU L-MOULUKOV. R.B., CHIKHALIBEILI. E.CH., VYSSOTSKY. V.I. & SAID. A., (1971)** : Structures géologiques et perspectives en pétrole et en gaz des Atlas algériens. Document SONATRACH, Tome 1 et 2, 275 p.
- **AMZIANI. L., (1992)** : Influence ionique sur la solubilité des dépôts de sels. Université M'Hamed Bougara - Boumerdés. Mémoire DEUA.
- **ANONYME 1, (2003)** : Travaux pratiques de chimie analytique, pharmacie 1^{ère} Année -2002-2003. Gravimétrie.
- **ARCHIVE 1** : Cas du Tchad, peut-on éviter la malédiction pétrolière.
- **ARCHIVE 2** : Spécification de produits minéraux pour fluide de forage. Edition TECHNIP- Paris.
- **AUZANNEAU, M., (2016)** : Or noir, la grande histoire du pétrole, Journal la découverte, 2015-2016, 881 p., (ISBN 978-2-7071-9062-8).
- **BAILEY. B., CRABTREE. M., TYRIE. J., ELPHICK. J., KUCHUK. F., ROMANO. C. & ROODHART. L., (2000)** : Water control. Oil field review.
- **BEICIP., (1992)**: Rapport inédit.
- **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.
- **BELFATMI. H., (2016)**: Modélisation du réservoir triasique du champ de Guellala (Bassin d'Oued M'ya). Mémoire de master, université Abou bekr Belkaid, Tlemcen, 36p.
- **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.

- **BIN MERDHAH. A.B., YASSIN. A.M. & MUHEREI. M.A., (2010):** Laboratory and prediction of barium sulfate scaling at high-barium formation water. *Journal of Petroleum Science and engineering* 70 (2010) 79-88.
- **BOUDJEMAA. A., (1987):** Evolution structurale du bassin pétrolier triasique du Sahara algérien Nord oriental. Thèse de doctorat sciences à l'université de Paris-Sud, centre d'Orsay, Paris XI, 256p.
- **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.
- **BROQUET. P. & HAMEL. A., (1991):** Les grés du gisement du gaz de Hassi R'Mel (Algérie). Contexte stratigraphique, sédimentologique, paléogéographique et application de la thermoluminescence. *Bull.soc. géol. France*, pp. 563-573.
- **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}*.
- **COMBAZ. A., (2002) :** Les premières découvertes de pétrole au Sahara dans les années 1950 : le témoignage d'un acteur. *Travaux du Comité français d'Histoire de la Géologie, Comité français d'Histoire de la Géologie, 2002, 3^{ème} série (tome 16), pp.95-118.* fhal-00919268f.
- **CORNET, A., (1964) :** Introduction à l'hydrogéologie saharienne. *Géog. Phys. et Géol.Dyn.,vol. VI.fasc. 1,5-72.*
- **CRABTREE. M., ESLINGER. D., FLETCHER. P., MILLER. M., JOHNSON. A. & KING. G., (1999):** Fighting scale, removal and prevention. *Oilfield review*, 1999.
- **DAHOU. W., (2018) :** Interprétation des data diagaphiques et pétrophysiques du réservoir triasique : Cas du bloc est du champ de haoud Berkaoui (bassin d'Oued M'ya). *Mémoire de Master professionnel en Géo-Ressources. Université Abou Bekr Belkaid, Tlemcen, Faculté des sciences de la nature et de la vie et sciences de la terre et de l'univers, Département des sciences de la terre et de l'univers, 52 pp.*
- **DELUZARCHE. C., (2006) :** Comment se forme le pétrole? *Magazine des Sciences. Décembre 2006, 315p.*
- **DJIDEL. M., (2008) :** Pollution minérale et organique des eaux de la nappe superficielle de la cuvette d'Ouargla (Sahara septentrional, Algérie). Thèse de doctorat en hydrogéologie. Université Badji Mokhtar, Annaba ; Faculté des sciences de la terre, département de géologie.
- **DUNN. K., (1999):** Mechanisms of surface precipitation and dissolution of Barite, A morphology approach. *Journal of colloïd 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.
- **EXPLORATION & PRODUCTION** : Le processus, les produits chimiques. Support de formation. Cours EXP-PR-PR060 Révision 0.1. Total.
- **FABRE. J., (2005)**: Géologie du Sahara occidentale et centrale. *Mus. Roy. Afri. Centr. Tervuren African Géoscience collection*, vol. 108, 572 p.
- **FADAIRO. A., ADEYENI. A., AMELOKO. A. & FALODE. O., (2012)**: Modelling the Effect of Temperature on Environmentally safe Oil based drilling Mud using artificial neural network Algorithm. *Journal of Petroleum and coal* 2012. Volume 54, Issue 1.
- **FOURAR. K., (2007)** : Amélioration des propriétés rhéologiques des fluides de forage a base de biopolymers, application aux puits horizontaux. Thèse de Magister. Université M'Hamed Bougara – Boumerdés.
- **GOUGET & DUGA, (1973)** : Manuel de traitement des eaux d'injection, Ed Techniq.
- **GOUSCOV. N., (1952)** : Le problème hydrogéologique du bassin artésien de l'Oued Rhir. In «La géologie et les problèmes de l'eau en Algérie». XIX^{ème} congrès géologique international T.II, 16p.
- **GRAVIER. J.F., (1998)** : Propriétés des fluides de gisement. Tome II.
- **HADJ YUCEF. M., (2016)** : Cours de chimie en solution, Faculté de chimie. Université des sciences et de la technologie d'Oran, Mohamed Boudiaf. 205pp.
- **HAFSL. F., (2015)** : Etude géologique et pétro-physique du réservoir Série inférieure de Haoud Berkaoui (Ouargla). Mémoire de Magister, Université de Ouargla, 92p., 37 fig., 15 tabl.
- **HAMDI-AISSA. B., (2000)** : Evaluation de l'état de surface de la cuvette d'Ouargla par les images satellites. *Revue SECHERESSE*, 12p.
- **IORDACHESEO. M., (1970)** : Dépôts cristallins dans la production du pétrole. *Revue IFP*, Vol 25, N°56.
- **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).
- **KHECHAB. F.Z. & OTMANE. Z., (2015)**: Le réservoir triasique argilo-gréseux de Djebel Bissa (Province triasique): Interprétations diagraphiques et caractéristiques pétro physiques. Mémoire d'Ingéniorat d'Etat, Université Abou bekr Belkaid, Tlemcen. 38 p.
- **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.

- **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, Université d'El Oued, Faculté des Sciences et de la Technologie, département des Sciences et de la Technologie, 138 pp.
- **LATIL, M., (1975)** : Cours de production, tome : 6. Récupération assistée, édition Technip, ISBN : 2-7108-0267-8 (1975).
- **LATIL, M., (1975)** : Techniques d'exploitation pétrolière, Ed Technip, Chapitre 3, 45 pages.
- **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.
- **MACKAY. E.J., JORDAN. M.M. & TORABI. F., (2002)**: Predicting brine mixing deep within the reservoir and its impact on scale control in marginal and deepwater developments. Conference: 2002 SPE.
- **MANUEL 1, (2001)** : Manuel de traitement des eaux d'injection. Chambre syndicale.
- **MANUEL 2, (1973)** : Manuel de traitement des eaux d'injection. Sous-commission production du comité des techniciens de la chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel. Technip, Paris, 1973, p 105-120, 254-260.
- **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. Fagernes, Norway.
- **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.
- **ODOO. J.E. & TOMSON. M.B., (1994)**: Why scale forms and how to predict it. SPEPF, pp. 47-54.
- **OMS, (2004)**: WORLD HEALTH ORGANIZATION, Guidelines for Drinking water Quality. Recommendations, Volume 1, Third Edition, Geneva, 494p.
- **OUAFI. S. & HANTAOU. N., (2019)** : Etude de compatibilité des eaux d'injection et de gisements au niveau de l'exploitation dans les puits pétrolier : cas du champ TFT (illizi). Mémoire de fin d'étude en vue d'obtention d'un diplôme de master en Hydraulique. Université Abou bekr Belkaid, Tlemcen.
- **PROCHINOR, (1998)** : Le service et les spécialités dans l'industrie pétrolière, Edition 1998, p 31 -49.
- **REED. A.C., MATHEWS. J.L., BRUNO. M.S. & al., (2001)**: Safe disposal of one million barrels of NORM in Louisiana through slurry fracture injection. Conference 2001 SPE 17, pp. 72-81.

- **ROBERT. D. & RICHARD. E., (1980):** The compatibility of oil field water, Ch 12, P 36.
- **RODIER. J. & al., (2009):** Analyse de l'eau, 9^{ème} édition totalement mise à jour. Edition DUNOD, Paris, France. 1579p.
- **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.
- **SAIT. M., (1994) :** Etude de rejets industriels de Hassi Messaoud dans le cadre de la protection de l'environnement. Mémoire de fin d'étude, Université M'Hamed Bougara - Boumerdés.
- **SALHI. K., (1992) :** Etude de l'influence de la force ionique et la température sur la solubilité de CaSO₄, SrSO₄ et BaSO₄. Mémoire d'ingénieur I.N.H.C. , Université M'Hamed Bougara - Boumerdés.
- **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.
- **SORBIE. K.S. & MACKAY. E.J., (2000):** Mixing of injected, connate and aquifer brines in water flooding and its relevance to oilfield scaling. Journal of Petroleum Sci. Eng. 27, pp. 85-106.
- **SZEZUKA. J.P., (2005) :** Forage dirigé Ingénierie et méthodes. Edition 3.3, 245p.
- **TIGHILT. A. & FERHAT. T., (2005) :** Synthèse sur la zone sud du bassin Amguid-Messaoud, Rapport SONATRACH CRD (Algérie).
- **TOMSON. M.B., FAN. C., LU. H., ZHANG. P., AL-SAIARI. H. & KAN. A.T., (2009):** "Integration of Kinetics into Scale Prediction Software, Scale Soft Pitzer", SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, The Woodlands, Texas, USA, 20-22 April 2009.
- **WEC, (2005):** (Well Evaluation Conferences). Rapport inédit.
- **ZERROUK. L. & TOUHAMI. L., (2008) :** Inhibition de la déposition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région Ourhoud. Mémoire de magister, Université Kasdi Merbah, Ouargla. Faculté des mathématiques et des sciences de la matière, Département de Chimie, p 9,10.
- **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>.
- **KRAUSE, T, L. & STROVER. E.L., (1982):** Evaluating water treatment techniques for barium removal. J. Am. Water Works Assoc., 74(9): 478-485.
- **MAZEL J. (1988):** Oued Gueterini (1), La rencontre avec le pétrole. Cercle Algérieniste, Association culturelle des français d'Afrique du Nord. **Url:** <http://www.cerclealgerianiste.fr/index.php/archives/encyclopediealgerianiste/histoire/histoire-economique/exploitation-du-sous-sol/312-oued-gueterini-1-la-rencontre-avec-le-petrole>.
- **NICOLAS. M., (1994):** <http://www.africmemoire.com/part.2-introduction775.html>.
- **SCHLUMBERGER. (2019):** Oilfield Water Treatment Services. **Url:** <https://www.slb.com/services/processing-separation/oilfield-water-services.aspx>.
- **Wikipédia encyclopédie universel :** **Url:** <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/formation-du-petrole>.

Liste des Figures

LISTE DES FIGURES

Fig. 1	Organigramme de la macrostructure de SONATRACH.	06
Fig. 2	Organigramme de la direction centrale de recherche et développement.	08
Fig. 3	Organigramme de la direction Assistance aux unités Industrielles (AUI).	10
Fig. 4	Pétrole brute (Source : Google image).	11
Fig. 5	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).	17
Fig. 6	Les principaux pièges à pétrole.	18
Fig. 7	Coupe démonstrative de la migration du pétrole.	19
Fig. 8	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).	20
Fig. 9	Schéma de principe d'un appareil de forage pétrolier (Source : Système pétrolier et exploration).	21
Fig. 10	Schéma exemple d'architecture d'un puits (Source : Système pétrolier et exploration).	23
Fig. 11	L'exploitation primaire du pétrole.	26
Fig. 12	L'exploitation secondaire et tertiaire du pétrole.	27
Fig. 13	Schémas réguliers d'injection.	29
Fig. 14	Répartition du domaine minier en Algérie.	31
Fig. 15	Prélèvements d'eau pour l'activité pétrolière.	31
Fig. 16	Prélèvements d'eau par activité.	31
Fig. 17	Injection d'eau du Continentale Intercalaire.	32
Fig. 18	Injection d'eau par bassin.	32
Fig. 19	Chaîne d'injection d'eau de nappes phréatiques.	33
Fig. 20	Chaîne des eaux de production.	33
Fig. 21	Effet de la perméabilité.	34
Fig. 22	Effet des fissures et des barrières.	35
Fig. 23	Effet de la fracturation hydraulique.	35
Fig. 24	La forme cristalline du Sulfate de Calcium (CaSO_4).	46
Fig. 25	Les Cristaux du Sulfate de Strontium (SrSO_4).	48
Fig. 26	Les différents types de Cristaux de Sulfate de Baryum (BaSO_4).	50
Fig. 27	Précipitation de BaSO_4 dans les installations de fond et de surface.	50
Fig. 28	Situation géographique de la région d'Ouargla.	61
Fig. 29	Carte de découpage administratif de la wilaya d'Ouargla (Source : Djidel., 2008).	62
Fig. 30	Situation générale du bassin d'Oued M'ya (W. Ouargla) (In Wec Algérie, 2007 modifiée).	64
Fig. 31	Section pali spastique d'orientation NW-SE du bassin d'Oued M'ya (D'après Wec, 2005).	65
Fig. 32	Série stratigraphique type du bassin d'Oued M'ya (D'après Wec, 2005).	68
Fig. 33	Localisation du champ de Haoud Berkaoui (Source : Dahou., 2018).	69
Fig. 34	Situation géologique du bassin de Haoud-Berkaoui (Source : Document SONATRACH).	70
Fig. 35	Subdivision lithologique du réservoir principal (Série inférieure) (Source : Dahou., 2018).	73
Fig. 36	Structure simplifiée du champ de Haoud Berkaoui (Source : Dahou., 2018).	75
Fig. 37	Colonne stratigraphique type du champ de Haoud Berkaoui (Source : Document	76

	SONATRACH).	
Fig. 38	Carte structural du champ de Haoud Berkaoui (Source : Hafssi., 2015)	79
Fig. 39	Schéma représentatif d'un essaie de compatibilité.	83
Fig. 40	Schéma de réalisation d'une étude de compatibilité au laboratoire.	84
Fig. 41	Le pH mètre.	85
Fig. 42	Un thermomètre de laboratoire.	85
Fig. 43	Turbidimètre.	86
Fig. 44	Dosage du Calcium.	86
Fig. 45	Les agitateurs.	87
Fig. 46	Dosimètre du Magnésium (Précision: 0,01ml).	88
Fig. 47	Spectrophotomètre DR 1900.	90
Fig. 48	Four à 850°C.	91
Fig. 49	La courbe d'étalonnage du Sodium (Na ⁺).	95
Fig. 50	La courbe d'étalonnage du Potassium (K ⁺).	95
Fig. 51	Schéma d'un diffractomètre de rayons 'X'.	97
Fig. 52	Schéma récapitulatif du test d'efficacité d'un inhibiteur de dépôt.	98
Fig. 53	Taux critique d'incompatibilité des eaux produites par le puits d'injection (OKNi3) et des eaux du gisement (BKP2).	100
Fig. 54	Taux critique d'incompatibilité des eaux d'injection de l'Albien et des eaux de gisement (BKP2).	101
Fig. 55	Le taux critique d'incompatibilité des eaux produites par le puits d'injection (OKNi3) et des eaux de gisement (BKP2).	102
Fig. 56	Le taux critique d'incompatibilité des eaux d'injection de l'Albien et des eaux de gisement (BKP2).	103
Fig. 57	La dose optimale du produit 'A' dans le mélange (Eau d'injection OKNi3 / Eau de gisement BKP2).	104
Fig. 58	La dose optimale du produit 'B' dans le mélange (Eaux d'injection OKNi3 / Eaux de gisement BKP2).	105
Fig. 59	La dose optimale du produit 'A' dans le mélange (Eaux d'injection de l'Albien / Eaux de gisement BKP2).	106
Fig. 60	La dose optimale du produit 'B' dans le mélange (Eaux d'injection de l'Albien / Eaux de gisement BKP2).	107
Fig. 61	Essai d'efficacité d'eau d'Albien / eau de gisement BKP2.	108
Fig. 62	Teste d'efficacité du produit 'C' sur le mélange (Eaux de gisement BKP2 / Eaux d'injection OKNi3).	108
Fig. 63	Teste d'efficacité du produit 'C' sur le mélange (Eaux de gisement BKP2 / Eau d'injection de l'Albien).	109
Fig. 64	Résultat du mélange du produit 'C' Avec l'eau de gisement (BKP2).	109
Fig. 65	Outil d'ENMAX CPRS.	116
Fig. 66	CPRS SU / In line Style.	118
Fig. 67	CPRS DHU / Disc type et CPRS DHU / Bar.	118
Fig. 68	Schéma d'installation d'ENMAX au niveau BKP2.	118
Fig. 69	Supervision de la batterie de séparation C.	A6
Fig. 70	Supervision d'un séparateur HP avec ses paramètres de régulation.	A6
Fig. 71	Supervision de l'unité de boosting gaz.	A6

Liste des Tableaux

LISTE DES TABLEAUX

<i>Tabl. 01</i>	<i>Les types des puits.</i>	<i>22</i>
<i>Tabl. 02</i>	<i>Exemple de programme de forage et de tubage.</i>	<i>24</i>
<i>Tabl. 03</i>	<i>Avantages et inconvénient du forage à battage.</i>	<i>24</i>
<i>Tabl. 04</i>	<i>Avantages et inconvénient du forage rotary.</i>	<i>25</i>
<i>Tabl. 05</i>	<i>Comparaison entre l'injection d'eau et l'injection du gaz.</i>	<i>28</i>
<i>Tabl. 06</i>	<i>Caractéristiques des différentes sources d'eau.</i>	<i>32</i>
<i>Tabl. 07</i>	<i>Solubilité du BaSO₄ par Kohlrausch</i>	<i>51</i>
<i>Tabl. 08</i>	<i>Données de Solubilité du BaSO₄ par Cown & Weintritt.</i>	<i>51</i>
<i>Tabl. 09</i>	<i>Le premier dépôt qui se forme c'est le BaSO₄</i>	<i>51</i>
<i>Tabl. 10</i>	<i>Récapitulatif du produit de solubilité et la solubilité par rapport aux différents dépôts.</i>	<i>52</i>
<i>Tabl. 11</i>	<i>Communes et localités de la cuvette d'Ouargla (fig. 29). (Source: Djidel., (2008)</i>	<i>61</i>
<i>Tabl. 12</i>	<i>Données climatiques des différentes stations avoisinantes de la wilaya (Source : Office nationale de météorologie d'Ouargla).</i>	<i>62</i>
<i>Tabl. 13</i>	<i>Les principales caractéristiques de chaque produit (Source: Fiches des données de la SONATRACH).</i>	<i>81</i>
<i>Tabl. 14</i>	<i>Les résultats des analyses physico-chimiques des puits HBK (BKP2, OKNi3 et Albien J-202).</i>	<i>99</i>
<i>Tabl. 15</i>	<i>Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux aux Conditions de Surface d'OKNi3 / BKP2.</i>	<i>100</i>
<i>Tabl. 16</i>	<i>Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux aux Conditions de Surface de l'Albien / BKP2.</i>	<i>101</i>
<i>Tabl. 17</i>	<i>Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux aux Conditions de Profondeur (Température à 80°C) d'OKNi3 / BKP2.</i>	<i>102</i>
<i>Tabl. 18</i>	<i>Les résultats d'analyses de l'étude de compatibilité du mélange des eaux aux Conditions de Profondeur (Température à 80°C) de l'Albien / BKP2.</i>	<i>103</i>
<i>Tabl. 19</i>	<i>Détermination de la dose optimale du produit 'A' (OKNi3 / BKP2).</i>	<i>104</i>
<i>Tabl. 20</i>	<i>Détermination de la dose optimale du produit 'B' (OKNi3 / BKP2).</i>	<i>105</i>
<i>Tabl. 21</i>	<i>Détermination de la dose optimale du produit 'A' (Albien / BKP2).</i>	<i>106</i>
<i>Tabl. 22</i>	<i>Détermination de la dose optimale du produit 'B' (Albien / BKP2).</i>	<i>107</i>
<i>Tabl. 23</i>	<i>Détermination de la dose optimale du produit 'C' (BKP2 / OKNi3).</i>	<i>108</i>
<i>Tabl. 24</i>	<i>Détermination de la dose optimale du produit 'C' (BKP2 / Albien).</i>	<i>109</i>
<i>Tabl. 25</i>	<i>Conditions de travail ENMAX.</i>	<i>117</i>
<i>Tabl. 26</i>	<i>Comparaison entre l'outil ENMAX et les inhibiteurs.</i>	<i>119</i>

Annexes

Annexes

Annexe.1 : LES NORMES ALGERIENNES DU MINISTRE DES RESSOURCES EN EAU (DEPUIS 22 MARS 2011)

(L'Algérie s'est basée sur les normes internationales, pour établir ses propres normes, on peut dire que c'est une combinaison de différentes normes qui existe sur le plan international).

PARAMETRES DE QUALITE DE L'EAU DE CONSOMMATION HUMAINE

PARAMETRES AVEC VALEURS INDICATIVES

Groupedesparamètres	Paramètres	Unités	Valeurs indicatives
Paramètres physico-chimiques en relation avec la structure naturelle des eaux	pH	Unité pH	$\geq 6,5$ et $\leq 9,5$
	Conductivité	$\mu\text{S}/\text{cm}$ à 20°C	2800
	Température	°C	25
	Dureté	mg/L en CaCO ₃	200
	Alcalinité	mg/L en CaCO ₃	500
	Calcium	mg/L en CaCO ₃	200
	Chlorures	mg/L	500
	Potassium	mg/L	12
	Résidu sec	mg/L	1500
	Sodium	mg/l	200
	Sulfates	mg/L	400
Paramètres organoleptiques	Couleur	mg/L Platine	15
	Turbidité	NTU	5
	Odeur 12°C	Taux dilution	4
	Saveur 25°C	Taux dilution	4

PARAMETRES AVEC VALEURS LIMITES

Groupe des paramètres	Paramètres	Unités	Valeurs limites
Paramètres chimiques	Aluminium	mg/L	0,2
	Ammonium	mg/L	0,5
	Baryum	mg/L	0,7
	Bore	mg/L	1
	Fer total	mg/L	0,3
	Fluorures	mg/L	1,5
	Manganèse	$\mu\text{g}/\text{L}$	50
	Nitrates	mg/L	50
	Nitrites	mg/L	0,2
	Oxydabilité	mg/L O ₂	5
	Phosphore	mg/L	5
	Acrylamide	$\mu\text{g}/\text{L}$	0,5
	Antimoine	$\mu\text{g}/\text{L}$	20
	Argent	$\mu\text{g}/\text{L}$	100
	Arsenic	$\mu\text{g}/\text{L}$	10

	Cadmium	µg/L	3
	Chrome total	µg/L	50
	Cuivre	mg/L	2
	Cyanure	µg/L	70
	Mercure	µg/L	6
	Nickel	µg/L	70
	Plomb	µg/L	10
	Sélénium	µg/L	10
	Zinc	mg/L	5
	Hydrocarbures polycycliquesaromatiques(H.P. A)totaux	µg/L	0,2
	Phénols	µg/L	0,5
	Pesticides (Totaux)	µg/L	0,5
	Bromates	µg/L	10
	Chlore	mg/L	5
	Chlorite	mg/L	0,07
	Trihalométhanés (THM) (Total)	µg/L	100
Radionucléides	Particules alpha	Picocurie/L	15
	Particulesbêta	Millirems/an	4
	Tritium	Bequerel/L	100
	Uranium	µg/L	15
	Dose totale indicative (DTI)	(mSv/an)	0,1

PARAMETRESMICROBIOLOGIQUES

Groupe deparamètres	Paramètres	Unités	Valeurslimites
Paramètresmicrobiologiques	Escherichia Coli	nb /100ml	0
	Entérocoques	nb /100ml	0
	Bactéries sulfitoréducticesycompris les spores	nb/20ml	0

**Annexe. 3 : CARACTERISTIQUES DES EAUX DANS LA
RECONSTITUTION**

ELEMENTS	CONCENTRATION (en mg/L) x COEFFICIENT
KCl	$[K^+] * 1,9067$
CaCl₂	$[Ca^{2+}] * 2,7691$
CaCl₂.2H₂O	$[Ca^{2+}] * 3,6681$
MgCl₂	$[Mg^{2+}] * 3,9173$
MgCl₂.6H₂O	$[Mg^{2+}] * 8,3646$
NaHCO₃	$[HCO_3^-] * 1,3768$
Na₂CO₃	$[CO_3] * 1,7662$
Na₂SO₄	$[SO_4^{2-}] * 1,4787$
BaCl₂	$[Ba^{2+}] * 1,5163$
BaCl₂.2H₂O	$[Ba^{2+}] * 1,7787$
SrCl₂	$[Sr^{2+}] * 1,8094$
SrCl₂.6H₂O	$[Sr^{2+}] * 3,0430$
NaCl	$[Na^+] * 2,5423$
FeCl₂	$[Fe^{2+}] * 2,260$

Annexe. 4 : FICHE TECHNIQUE DES INSTALLATIONS DU SERVICE MAINTIEN DE PRESSION (MP) (Source : Direction régionale HBK / Division Exploration).

Veillez trouver ci-dessous, les données de la fiche technique des installations du service MP :

I. UNITE INDUSTRIELLE: STATION 'HBKNE

1. OBJET: STATION DE PRODUCTION D'EAU

- ✓ Procédé utilisé : Gaz lift,
- ✓ Constructeur : THOMASSEN BV Hollande,
- ✓ Date de début de construction : 1978,
- ✓ Date de mise en production : le 24/11/1980,
- ✓ Capacité de production : 10528,76 m³/j,
- ✓ Capacité de traitement: 3843000 m³/an.

2. PRINCIPALES INSTALLATIONS

- ✓ 03 pompes booster,
- ✓ 01 compresseur GL,
- ✓ 01 moteur électrique du compresseur GL,
- ✓ 01 moteur électrique pour chaque pompe booster,
- ✓ 01 salle de contrôle,
- ✓ 01 sous station électrique (60 KV/505 KV),
- ✓ 02 manifolds,
- ✓ 02 séparateurs,
- ✓ Bacs de stockage (2 x 3000 m³).

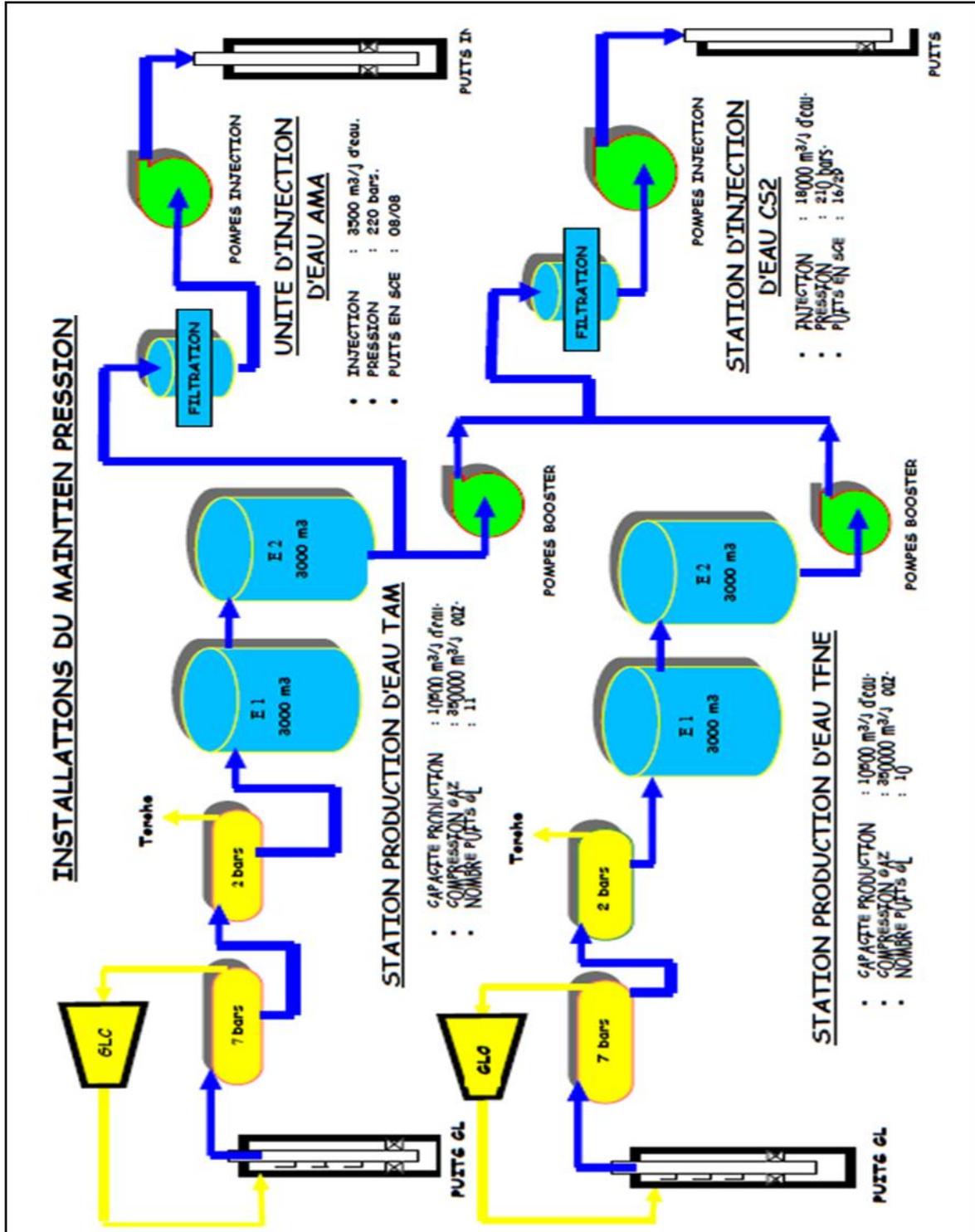
3. ASSISE FONCIERE ET SON STATUT

- a) Statut juridique de l'assiette: Administration des domaines,
- b) Origine de la propriété: Administration des domaines,
- c) Localisation géographique: Champ de HBK,
- d) Superficie totale du bâti: 2768 m²,
- e) Superficie totale du non bâti: 20070 m²,
- f) Type de construction: Charpente métallique,
- g) Type de clôture en fer (pas de piste de ronde).

4. DESSERTES

- ✓ 01 Pipe d'expédition **HBKNE/CS2** de diamètre 14" et d'une longueur de 14000 m.
- ✓ 01 Réseau GL enterré de diamètre 3" et d'une longueur de 24000 m.
- ✓ 01 Réseau de production d'eau en aérien de diamètre 6" et d'une longueur de 24000 m.
- ✓ 01 pipe de gaz enterré de diamètre 10" et d'une longueur de 14000 m.

Annexe. 5 : SCHEMA DES INSTALLATIONS DU MAINTIEN PRESSION HBK



Annexe. 6 : SCHEMA DU SUPERVISEUR DES BATTERIES DE SEPARATION HBK

✚ SUPERVISION DES BATTERIES DE SEPARATION A, B, C ET E

Dans ces représentations graphiques on a configuré les éléments et les objets pour visualiser l'ensemble des séparateurs HP, MP et BP de chaque batterie de séparation. Dans les quatre (04) batteries on a inséré et configuré des boutons de commande et de navigation, les vannes en choisissant des différentes couleurs afin de spécifier l'état de ces vannes s'elles sont ouvertes ou fermées, des alarmes qui nous informent sur les défauts procès...etc.

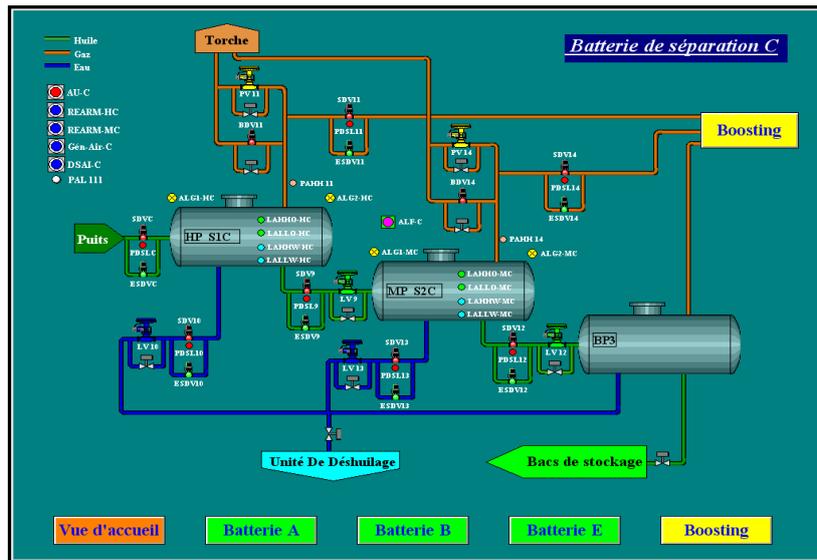


Fig.69: Supervision de la batterie de séparation C.

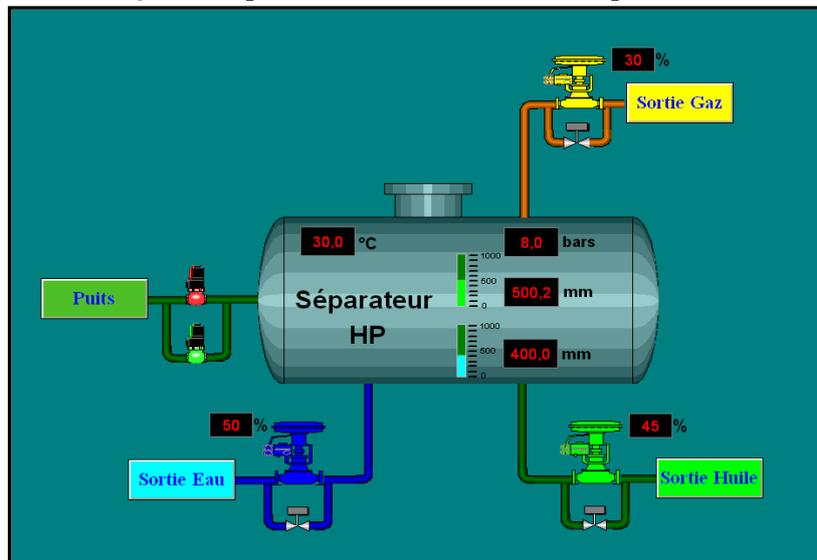


Fig.70: Supervision d'un séparateur HP avec ses paramètres de régulation.

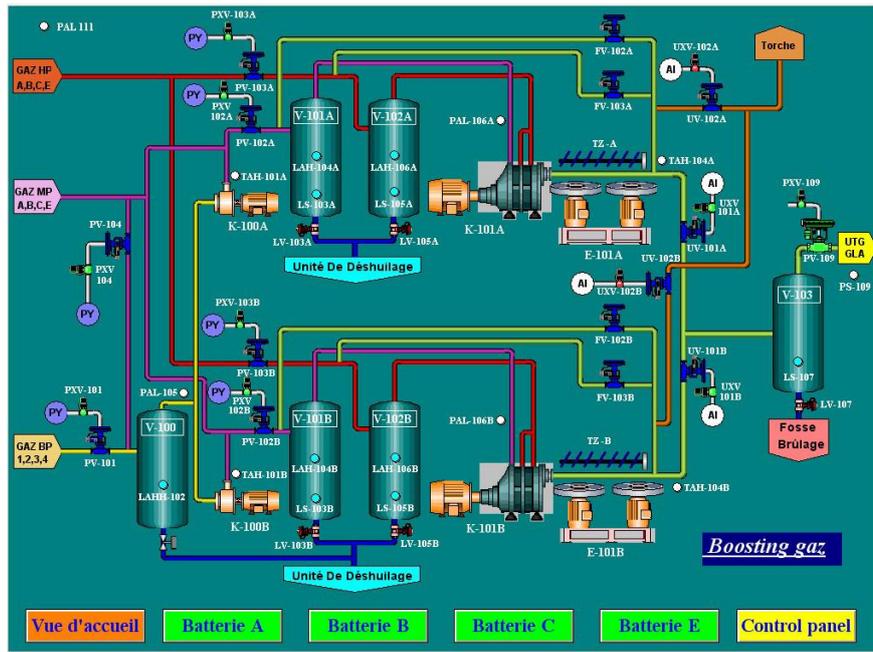


Fig.71: Supervision de l'unité de boosting gaz.

Annexe. 7 : PLANCHE DES PHOTOS



Photo. 1 : Colmatage des tuyaux.



Photo. 2 : Pipe bouché par les dépôts (Puits BKP2).



Photo. 3 : Dépôt formé au niveau de la buse du puits BKP2 de la région HBK.



Photo. 4 : Photo du Bourbier du rejet.



Photo. 5 : Photo du Manifold de gaz.



Photo. 6 : Chlorure de Sodium (NaCl).



Photo. 7 : Sulfate de Calcium (CaSO₄).



Photo. 8 : *Carbonate de Calcium (CaCO_3).* **Photo. 9 :** *Sulfate de Strontium (SrSO_4).*



Photo. 10: *Sulfate de Barium (BaSO_4).*

MEMOIRE DE MASTER

Type de Master : Académique.

Domaine : Sciences et Technologies.

Filière : Hydraulique.

Spécialité : Ouvrages Hydrauliques.

Titre du mémoire: ETUDE DE PRESENCE DES SULFATES DE BARYUM ET/OU DE CALCIUM AU NIVEAU DES PUIITS PETROLIER : CAS DE HAUD BERKAOUI HBK (OUARGLA).

Auteurs

Mr. Redouane CHERIF & Mr. Azzeddine Mohammed BENAÏSSA

Résumé

Dans ce travail, on s'est intéressés à l'étude du champ de Haoud Berkaoui (HBK), afin de tester les différentes méthodes de traitement et d'analyse des différents problèmes rencontrés sur les équipements des unités industrielles suite à l'utilisation des eaux injectées dans les gisements afin d'améliorer la production.

Dans le but de lutter contre cette formation des dépôts insoluble dans ces installations, nous avons travaillé sur cinq (05) échantillons d'eau (trois (03) eau de gisement 'BKP2' et deux (02) eaux d'injection 'OKNi3' et 'l'Albien') des puits actuellement en activités. Ainsi, d'effectuer des analyses physico-

chimiques pour déterminer les constituants ainsi que les éléments chimiques qui favorisent la formation des dépôts solide.

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

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

Mots-clés : HBK, Compatibilité, Formations des dépôts, Analyses physico-chimiques, Eau de gisements (BKP2), Eau d'Injection (OKNi3), Eau de l'Albien et Inhibiteurs.