

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique



Mémoire de Master

Présenté à l'Université du 8 Mai 1945 Guelma

Faculté des Sciences et de la technologie

Département de : Génie Civil

Domaine: "Sciences et Technologie"

Spécialité : Hydraulique

Option : " Hydraulique et technique des eaux "

Présenté par : **BOUGHAMBOUZ Abderraouf & BEKKOUCHE brahim**

**Thème : Caractérisation hydrogéochimie et
technologie de traitement des eaux produites dans le
site pétrolier d'El Merk.**

Sous la direction de:

Mr MAOUI Ammar

Juin 2016

TABLE DE MATIERE

TABLE DE MATIERE

Remerciements.

Dédicaces.

Liste des figures.

Liste des tableaux.

Liste des abréviations.

Résumé.

	Pages
Introduction générale.....	1
<u>Chapitre I</u> - Généralités sur l'industrie des hydrocarbures	
I.1.Introduction.....	3
I.2.Les gisements.....	3
I.2.1.Formation du pétrole.....	3
I.2.2.Recherche du pétrole.....	5
I.2.3.Exploration / forage.....	8
I.3.Production.....	13
I.4.Raffinage.....	14
I.4.1.Objectif du raffinage.....	14
I.4.2.Principe général du raffinage.....	15
I.4.3.Mélanges et commercialisation.....	15
Conclusion	15
<u>Chapitre II</u> - Présentation du site pétrolier d'EL Merk	
II.1.Localisation du site	16
II.2.Les différentes installations dans le site	17
II.2.1.Les puits	17
II.2.1.1.Fonctionnement des puits	19
a) Fonctionnement d'un puits producteur.....	19
b) Fonctionnement d'un puits injecteur	20
II.3.Les station de collecte et de pompage (FGS)	21
II.3.1.L'installation de production centrale (CPF).....	22
II.3.2.Dimensionnement des installations	22

TABLE DE MATIERE

II.3.3.Réception de la production au CPF.....	22
II.3.4.Traitement du brut.....	23
II.3.5.Compression des gaz	24
II.3.6.Déshydratation	24
II.3.7.Récupération des GPL	24
II.3.8.Compression des gaz résiduaires	25
II.3.9.Compression des gaz d'injection	25
II.3.10.Stockages et export	25
II.3.11.Utilités	25
II.4.Conclusion	27

Chapitre III - Géologie et hydrogéologie

III.1.Introduction.....	29
III.2.Cadre géologique.....	29
III.2.1.Aperçu général sur la plateforme saharienne.....	29
III.2.2.Géologie du bassin de berkine.....	30
III.2.2.1.Style Structural	30
III.2.3.2.Aspect stratigraphique	31
A) Paléozoïque	31
1/Le Cambrien.....	31
2/Ordovicien.....	31
B) Mésozoïque.....	32
C) Cénozoïque.....	33
III.3.1.Cadre hydrogéologique.....	36
III.3.2.Le Continental Intercalaire (CI).....	36
III.3.3.Complexe Terminal (C.T).....	37
III.4.Conclusion.....	39

Chapitre IV- Matériels et méthodes

IV.1.Introduction.....	41
IV.2.Echantillonnage.....	41
IV.3.Matériel et méthodes de prélèvement	41
IV.4.Transport et conservation au laboratoire.....	41
IV.5.Méthode d'analyse.....	44
IV.5.I.Analyse quotidien.....	44
a) La température.....	44
b) La teneur d'huile dans l'eau.....	44

TABLE DE MATIERE

c) Les matières en suspension	45
d) L'oxygène dissout.....	46
- Échantillonnage.....	46
- Méthode d'essai.....	46
- Procédure de test.....	46
e) La salinité.....	47
f) La conductivité.....	48
*Principe de méthode.....	48
g) Le PH.....	49
o Principe de méthode.....	49
h) Analyses des éléments chimiques (cation et anion).....	50
• Par spectrophotomètre.....	50
• Principe.....	50
IV.6.Logiciels utilisées.....	51
IV.6.1.Logiciel "EXCEL"	51
IV.6.2.Logiciel "DIAGRAMME".....	51
IV.6.3.Logiciel "STATISTICA. 6".....	51
<u>Chapitre V-hydrochimie</u>	
V.1.INTRODUCTION.....	52
V.2.Présentation des résultats d'analyses physico-chimiques des eaux.....	52
V.2.1.Les paramètres physiques	52
V.2.1.1.Température.....	52
V.2.1.2.Le potentiel d'hydrogène PH	52
V.2.1.3.La Conductivité.....	53
V.2.2.Les paramètres chimiques.....	54
V.2.2.1.Eléments majeurs.....	54
V.2.2.1.1.Les cations (Ca^{++} , Mg^{++} , Na^+ , K^+).....	54
➤ Le calcium Ca^{2+}	54
➤ Le magnésium Mg^{2+}	55
➤ Le sodium.....	55
➤ Le potassium K^+	56
➤ Le baryum.....	56
➤ Le strontium Sr^{2+}	57
➤ Le fer total Fe (mg/l)	59
V.2.2.1.2 .Les anions.....	59

TABLE DE MATIERE

➤ Les chlorures.....	59
➤ Les bicarbonates HCO_3^-	60
➤ Les sulfates SO_4^{2-} (mg/l).....	61
V.2.2.2.les éléments mineurs.....	61
➤ Le lithium Li^+	61
➤ La Silicium (Si)	62
➤ Le manganèse (Mn^{2+}).....	63
➤ Phosphore P.....	63
➤ Bore (B).....	64
➤ L'Aluminium (Al^{3+}).....	64
➤ Le zinc (Zn^{2+})	65
➤ Le bromide.....	66
V.3.Faciès chimiques des eaux.....	66
V.4.Analyse statistiques des données physico-chimiques.....	68
V.5.Thermodynamique.....	72
V.5.1.Notion d'indice de saturation.....	73
V.5.2.La constante d'équilibre K _{éq}	74
V.6.Conclusion.....	77
<u>Chapitre VI - La gestion et les technologies de traitement des eaux</u>	
IV.1.Introduction.....	78
VI.1.1.Impacts de rejet des eaux produit sur l'environnement.....	78
VI.1.2.Un aperçu sur les législations internationales.....	79
IV.2.Technique de traitement des eaux produites.....	79
VI.2.1.Un aperçu sur Les différentes technologies de traitement des eaux produites .	80
VI.2.2.La technique utilisée dans le site d'El Merk	80
VI.2.2.1.Traitement physique.....	80
VI.2.2.1.1.Le dégazage.....	80
VI.2.2.1.2.La coalescence.....	80
VI.2.2.1.3.Le déshuilage.....	80
VI.2.2.1.4.La décantation.....	81
VI.2.2.1.5.La flottation.....	81
IV.2.2.1.6.La filtration.....	81
VI.2.2.2.Traitements physico-chimiques.....	81
VI.2.2.2.1.Généralités.....	81

TABLE DE MATIERE

VI.2.2.2.2.Coagulation.....	81
VI.2.2.2.3.Floculation.....	82
➤ Les principaux flocculant	83
➤ La selection du coagulant et flocculant.....	83
VI.2.2.2.4.La dés-émulsion inverse.....	84
➤ Les dés-émulsifiants inverses.....	84
VI.2.4.Les produits chimiques de contrôle des processus	85
VI.2.4.1.Les inhibiteurs de corrosion.....	85
VI.2.4.2.les Inhibiteurs de tartre.....	86
VI.2.4.3.Les Désoxygénant.....	88
VI.2.5 Le Système de traitement des eaux produites dans le CPF d'ElMerk.....	88
➤ Principe du Système de traitement des eaux produites dans le CPF d'elmerk....	88
VI3.Description de système de gestion et de traitement des eaux produites.....	90
VI.3.1.Le système de traitement d'eau produite TAGI.....	90
VI.3.2.Le système de traitement d'eau produite RKF/STR.....	91
VI.3.3.description de l'unité de traitement d'eau produite du TAGI.....	93
VI.3.3.1.Dégazeur / capacité de CPI (V01/02-5101).....	93
VI.3.3.2.Appareil de flottation par injection de gaz (IGF) (V01/02-5102).....	94
VI.3.3.3.Pompes de rejet d'eau huileuse (P01/02-5103A/B).....	95
VI.3.3.4.Les pompes de recirculation d'eau d'IGF (P01/02-5102A/B).....	96
VI.3.3.5.Les Pompes d'eau produite traitée du TAGI (P01/-2-5101A/B).....	97
VI.3.4.description de l'unité de traitement d'eau produite du RKF/STR.....	97
VI.3.5.le système d'injection de produit chimique.....	97
VI.3.5.1.Package d'injection des produits chimique à la réception de CPF.....	98
➤ Système antitartre.....	98
➤ Système Inhibiteur de corrosion.....	98
VI.3.5.2.Package d'injection des produits chimique de train-1/train-2 d'huile.....	98
❖ Système antitartre.....	98
❖ Système Inhibiteur de corrosion.....	99
VI.3.5.3.Package d'injection des produits chimique des unités de traitement d'eau produit.....	99
• système de Désoxygénant.....	99
• Système de Biocide.....	99
• Système dés-émulsifiant inverse.....	100
VI.3.5.4.La composition de package d'injection des produits chimique.....	100

TABLE DE MATIERE

VI.3.6.Le stockage et l'injection d'eau produit de TAGI.....	100
VI.3.6.1.Le réservoir d'eau produit TAGI (T08-5201)	100
VI.3.6.2.Les pompes booster d'eau produit du TAGI (P08 5201A / B / C / D).....	101
VI.3.6.3.Les filtres d'eau produit du TAGI (S08-5201A / B / C).....	101
VI.3.6.4.le collecteur d'injection d'eau produit.....	102
VI.3.7.Le stockage et l'injection d'eau produit du RKF/STR.....	103
VI.3.7.1.Le réservoir d'eau produit RKF/STR (T08-5202)	103
VI.3.7.2.Les pompes d'injection d'eau produite du RKF/STR P08-5202A/B.....	103
VI.3.7.3.Les filtres d'eau produit du RKF/STR (S08-5202A / B).....	103
IV.4.Analyses et discussion.....	104
VI.4.1.Le teneur d'huile dans l'eau (oily in water).....	104
VI.4.2.Les matières en suspension (TSS).....	106
VI.4.3.Le résiduaire des inhibiteur de corrosion.....	107
VI.4.4.L'oxygène dissout.....	108
VI.4.5.Salinité.....	108
VI.4.6.Conclusion.....	109
Conclusion générale.....	110
Références bibliographique.....	112
Annexes	i

TABLE DE MATIERE

REMERCIEMENTS

REMERCIEMENTS

Après avoir rendu grâce à DIEU,

Nous adressons nos remerciements les plus chaleureux à :

Nos parents, pour tous les soutiens et l'encouragement qu'ils nous ont donné, nos frères et sœurs.

*Nous remercions profondément les deux personnes qui m'ont été pour un énorme soutien: mon directeur de recherches, Professeur **MAOUI Ammar**, pour sa patience, et surtout pour sa confiance, ses remarques et ses conseils, sa disponibilité et sa bienveillance, et docteur **REZZOUGUI Younes** qui m'a beaucoup encouragé et m'accompagné durant toute la période de recherche.*

Nous voudrions également remercier les membres du jury.

Nous remercions également toute l'équipe du laboratoire de CPF d'El Merk de qui nous ont fourni gracieusement du matériel d'analyse pour mener à bien nos expérimentations sur les paramètres physico chimiques.

Nous remercions également toute l'équipe du bureau de DCC de champs d'El Merk de qui nous ont fourni les documentations nécessaires pour réaliser ce travail.

*Nous remercions à l'exception nos chères amies **Khaoula**, pour sa aide et ces conseils et son encouragement.*

Toutes les personnes qui de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce document.

Nous voudrions remercier toutes celles et tous ceux qui ont bien voulu apporter leur contribution à la réalisation de cette mémoire.

Dédicace

DEDICACES

Je dédie ce travail à mes plus chers êtres au monde :

Ma mère et mon père. Aucun hommage ne pourrait être à la hauteur de l'amour Dont ils ne cessent de me combler. Que dieu leur procure bonne santé et longue vie.

A mes chères sœurs: Moufida et Fatima zohra, ainsi que leurs conjoints Rabie et Faycel.

Et bien sûr sans oublier les petits cataquite Anfal et Acil.

A mes chers frères: Abdellouahed et sa femme Sana, oussama.

A ma femme.

A toute ma famille, et mes amis surtout « walid » et mes collègues

A mon copain de ce travail et mon cher ami brahim.

Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour que ce projet soit possible, je vous dis

Merci.

ABDERRAOUF

Dédicaces

DEDICACES

Je dédie ce travail à mes plus chers êtres au monde :

Ma mère et mon père. Aucun hommage ne pourrait être à la hauteur de l'amour Dont ils ne cessent de me combler. Que dieu leur procure bonne santé et longue vie.

A mes chères sœurs A mon cher frère

A toute ma famille, et mes amis surtout « faris » et mes collègues

A mon copain de ce travail et mon cher ami Abderraouf.

A tous ceux que j'aime

Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour que ce projet soit possible, je vous dis

Merci.

BRAHIM

La liste des figures

La liste des figures :

Chapitre I - Généralités sur l'industrie des hydrocarbures

Figure.I.1 : Formation de pétrole.....	3
Figure.I.2 : Migration des hydrocarbures (la roche-mère est en vert).....	4
Figure.I.3 : Constitution d'un réservoir (hydrocarbures en vert, la couche jaune étant imperméable).....	5
Figure.I.4 : Anciens bassins sédimentaires (en jaune).....	5
Figure.I.5 : Exemple d'analyse sismique.....	6
Figure.I.6 : Zones de recherche du pétrole.....	7
Figure.I.7 : Formations géologique du site d'El Merk.....	8
Figure.I.8 : Forage offshore.....	9
Figure.I.9 : Forage onshore.....	9
Figure.I.10 : Exemples de trépan.....	11
Figure.I.11 : Exemples de puits déviés.....	12
Figure.I.12 : Adaptation du type de puits en fonction du réservoir.....	12
Figure.I.13 : Evolution des techniques de perforation.....	13
Figure.I.14 : Schéma bloc simplifié.....	14

Chapitre II - Présentation du site pétrolier d'EL Merk

Figure.II.1 :Localisation des blocks du projet El Merk.....	16
Figure.II.2 :Environnement du site d'El Merk.....	17
Figure.II.3 : Les équipements du puits.....	18
Figure.II.4 : Puits non activé.....	19
Figure.II.5 : Puits activé.....	19
Figure.II.6 : Puits producteur.....	20
Figure.II.7 : Principes des puits injecteurs.....	21
Figure.II.8 : station de collecte et de pompage (FGS).....	21
Figure.II.9 : Centaral de production facility.....	26
Figure.II.10 : Schéma bloc détaillé.....	27

Chapitre III - Géologie et hydrogéologie

Figure.III.1 : Situation géographique de champs de berkine.....	29
Figure.III.2 : Eléments structuraux du bassin de berkine.....	31
Figure.III.4 : Colonne stratigraphique et résumé de phase tectonique majeur bassin de Berkine.....	34
Figure.III.5 : Prévision géologique & résumé du programme de forage.....	35

La liste des figures

Figure.III.6 : Aquifères du Sahara septentrional	36
Figure.III.7 : Carte piézométrique de référence du CI.....	37
Figure.III.8 : Carte piézométrique de référence du CT.....	38
Figure.III.9 : Coupe hydrogéologique de SASS.....	39

Chapitre IV- Matériels et méthodes.

Figure.IV.1 : Bouteille d'échantillonnage.....	42
Figure.IV.2 : Point de prise d'échantillonnage.....	42
Figure.IV.3 : Localisation des puits d'échantillonnage du bloc 208.....	43
Figure.IV.4 : Principe de séparation d'huile à l'eau	44
Figure.IV.5 : Appareil de mesure OIW Horiba OCMA-310.....	45
Figure.IV.6 : Balance analytique.....	46
Figure.IV.7 : Pompe à vide.....	46
Figure.IV.8 : Le tube d'échantillonnage.....	47
Figure.IV.9 : Le comparateur de couleur.....	47
Figure.IV.10 : Dosimat Metrohm—plus 865/876.....	48
Figure.IV.11 : Conductimètre Inolab-cond720.....	49
Figure.IV.12 : PH mètre inolab 730.....	50
Figure.IV.13 : Spectrophotomètre	51

Chapitre V—hydrochimie.

Figure.V.1 : représentation des valeurs du pH mesurées.....	53
Figure.V.2 : L variations de la conductivité (CE).....	53
Figure.V.3 : L'histogramme qui montre les variations de Le calcium Ca^{2+}	54
Figure.V.4 : L'histogramme qui montre les variations de Mg.....	55
Figure.V.5 : L'histogramme qui montre les variations de Na^+	56
Figure.V.6 : L'histogramme qui montre les variations de k^+	56
Figure.V.7 : L'histogramme qui montre les variations de Ba.....	57
Figure.V.8 : variations de strontium Sr^{2+}	58
Figure.V.9 : Variation du rapport $\text{Sr}^{2+}/\text{Ca}^{2+}$	58
Figure.V.10 : L'histogramme qui montre les variations de Le fer total Fe.....	59
Figure.V.11 : L'histogramme qui montre les variations de Les chlorure Cl^-	60
Figure.V.12 : L'histogramme qui montre les variations des bicarbonates HCO_3^-	60
Figure.V.13 : L'histogramme qui montre les variations de SO_4^{2-}	61
Figure.V.14 : L'histogramme qui montre les variations de lithium Li^+	62
Figure.V.15 : L'histogramme qui montre les variations de Si.....	62

La liste des figures

Figure.V.16 : L’histogramme qui montre les variations de Mn.....	63
Figure.V.17 : L’histogramme qui montre les variations de P.....	64
Figure.V.18 : L’histogramme qui montre les variations de B.....	64
Figure.V.19 : L’histogramme qui montre les variations de Al ³⁺	65
Figure.V.20 : L’histogramme qui montre les variations de Zn.....	65
Figure .V.21 : L’histogramme qui montre les variations de Br.....	66
Figure.V.22 : Le diagramme de représente Faciès chimiques des eaux.....	67
Figure.V.23 : Projection des variables sur le plan factoriel (1-2).....	70
Figure.V.24 : Projection des individus dans le plan factoriel (1-2).....	72
Figure.V.25 :Variation de l’indice de saturation de la dolomite et de la calcite et aragonite..	75
Figure.V.26 : Variation de l’indice de saturation du gypse.....	76
Figure.V.27 : Variation de l’indice de saturation de l’anhydrite.....	76
Figure.V.28 : Variation de l’indice de saturation de la strontionite.....	77
<u>Chapitre VI</u> - La gestion et les technologies de traitement des eaux.	
Figure.VI.1 : Phénomène de coagulation.....	82
Figure.VI.2 : phénomène de floculation	83
Figure VI.3 : Phénomène de coagulation et floculation.....	83
Figure.VI.4 : Jar test.....	84
Figure.VI.5 : Principe d’inhibiteur de corrosion.....	86
Figure.VI.6 : Mécanisme de formation de tartre	87
Figure.VI.7 : Principe d’inhibiteur de tartre.....	87
Figure.VI.7.A : Principe du Système de traitement des eaux produites.....	90
Figure.VI.7.B : Principe du Système de traitement des eaux produites.....	90
Figure.VI.8 : Unité traitement d’eau produite du TAGI.....	91
Figure.VI.9 : Unité de traitement d’eau produite de RKF/STR.....	92
Figure.VI.10 : Représentation générale sur la collecte et la réinjection des eaux produites...93	
Figure.VI.11.A : Dégazeur / capacité de CPI (V01/02-5101).....	94
Figure.VI.11.B : Dégazeur / capacité de CPI (V01/02-5101).....	94
Figure. VI.12 :L’appareil de flottation par injection de gaz (IGF).....	95
Figure.VI.13.A : Pompes de rejet d’eau huileuse (P01/02-5103A/B).....	96
Figure.VI.13.B : Pompes de rejet d’eau huileuse (P01/02-5103A/B).....	96
Figure.VI.14 : Pompes de recirculation d’eau d’IGF (P01/02-5102A/B).....	96
Figure.VI.15 : Pompes d’eau produite traitée du TAGI.....	97
Figure.VI.16 :L’unité de traitement d’eau produite du RKF/STR.....	97

La liste des figures

Figure.VI.17 : Package d'injection des produits chimiques.....	100
Figure.VI.18 : Le réservoir d'eau Produit TAGI (T08-5201).....	101
Figure.VI.19 : Les pompes booster d'eau produit du TAGI (P08 5201A / B / C / D).....	101
Figure.VI.20 : Les filtres d'eau produit du TAGI (S08-5201A / B / C).....	102
Figure.VI.21 : Présentation du système de traitement, stockage et injection d'eau produit du TAGI.....	102
Figure.VI.22 : Le réservoir d'eau produit RKF/STR (T08-5202).....	103
Figure.VI.23 : Pompe d'injection d'eau produite du RKF/STR P08-5202A.....	103
Figure.VI.24 : Présentation du système de traitement, stockage et injection d'eau produit du RKF/STR.....	104
Figure.VI.25A : Les valeurs de teneur d'huile dans l'eau à la sortie du dégazeur.....	104
Figure.VI.25B : Les valeurs de teneur d'huile dans l'eau à la sortie d'unité d'IGF.....	105
Figure.VI.26 : Les valeurs de teneur d'huile dans l'eau à la sortie filtre coaliscent.....	105
Figure.VI.27 : Les valeurs du TSS à la sortie du dégazeur.....	106
Figure.VI.28 : Les valeurs du TSS à la sortie d'unité d'IGF.....	106
Figure.VI.29 : Les valeurs du TSS à la sortie filtre coaliscent.....	107
Figure.VI.30 : Le résidu des inhibiteurs de corrosion à la réception du CPF.....	107
Figure.VI.31 : Le résidu des inhibiteurs de corrosion niveau d'unités de traitement d'eau.....	108
Figure.VI.32 : Les valeurs d'oxygène dissout filtre coaliscent vers l'injection.....	108
Figure.VI.33 : Les valeurs de salinité train-1 et train-2.....	109

La liste des figures

La liste des tableaux

La liste des tableaux :

Tableau.I.1 : Réservoirs du projet El Merk.....	7
Tableau.V.1 : Faciès des eaux d'après STABLER par forage.....	68
Tableau.V.2 : Inertie dans les 5 premières composantes principales.....	69
Tableau.V.3 : matrice de corrélation des variables chimiques.....	69
Tableau.V.4 : Corrélation entre variable et poids factoriels.....	71
Tableau.V.5 : Statistiques des indices de saturations	75
Tableau.VI.1 : Montrant l'effet des composants des eaux produites rejets sur l'environnement.....	78

Abréviations

Abréviations :

CPF : Facilité de production centrale (Central Production Facility).

GPL : Gaz pétrolier liquéfier.

EKT : El Kheit eh Tessekha.

EMN : El Merk Nord.

EME : El Merk Est.

EMK : El Merk.

MLN : Menzel Ledjmet Nord.

MLSE : Sud-est de MenzLedjmat.

LCT : La liaison couche trou.

AGC : Compresseurs de gaz associés (associated gas compressors).

BGC : Booster gas compressors.

HP : Haute pression.

BP : basse pression.

HP/LT : haute pression/basse (low) température.

NGL: Gaz naturel liquéfié.

FGS: Field gathering station.

SASS : Système des aquifères du Sahara septentrional.

CI : Continental Intercalaire.

CT : Complexe Terminal.

ACP : Analyse en composante principale.

TAGI : Trias Argilo-Gréseux Inférieur.

STR : Strunien.

DCE : La directive européenne cadre sur l'eau.

FEI : Le facteur d'impact environnemental

OSPAR : La Convention Oslo-Paris

USEPA : L'Agence des États-Unis sur la protection de l'environnement

OIW: Oily in water. La teneur d'huile dans l'eau.

TSS: Les matières en suspension.

IGF : Induced gaz flotation.

PPM : Particule par million.

PPB : PartiCule par billion.

V : Vessel.

T : Tank.

P : Pompe.

Abréviations

Résumé

Résumé :

Le projet El Merk est destiné à l'exploitation de dépôts isolés d'hydrocarbures situés approximativement à 220 km au sud-est d'Hassi-Messaoud. Les champs du block 208 comprennent 3 types différents de gisements : Les formations TAGI, qui renferment essentiellement de l'huile. Les formations RKF et du Strunien, qui contiennent principalement un mélange de gaz et de condensats. La récupération des hydrocarbures de ces champs sera améliorée, en fonction du gisement, par une injection d'eau, de gaz ou une combinaison eau+gaz. L'objectif de notre travail c'est :

- l'interprétation des analyses hydrogéochimies des échantillons prélevés des différents gisements. En plus de la minéralisation très élevées des eaux, des teneurs dépassant les 100 mg/l en strontium dans les eaux du Saturnien, la teneur du Baryum dépasse les 500mg/l. Ce qui n'est pas le cas pour les eaux continental des nappes: Barrémien, Albien et Moi-pliocène qui se caractérisent par une minéralisation moindre et des faibles teneurs en Baryum, strontium, lithium et silicium.
- L'évaluation du système de gestion de l'eau produite dans le champ d'El Merk qui basé à la réinjection de l'eau dans les formations, mais avant la réinjection il faut passer par un système de traitement qui est basé à des traitements physiques et des traitements physico-chimiques dans une unité bien étudiée à l'aide d'injection des produits chimique aux différentes étapes de traitement, et un autre système de transport de l'eau vers les puits d'injection.

Mots clés :

Strontium-eau –minéralisation –baryum- traitement d'eau produit- flottation.

Abstract:

The El Merk project is intended to the exploitation of isolated hydrocarbon deposits located approximately 220 km southeast of Hassi-Messaoud. The fields of the block 208 include three different types of deposits: the TAGI formation, which contain mainly oil. The RKF and Strunian formations, which mainly contain a mixture of gas and condensate. Hydrocarbon recovery of these fields will be improved, depending on the deposit, through an injection of water, gas or a combination water + gas. The aim of our work is:

- The interpretation of hydro-geochemistry analyzes of samples taken from different deposits. The mineralization is very high in these waters, levels exceeding 100 mg/l of strontium in the waters of Saturnian, the content of barium exceeds 500mg/l. This is not the case for continental waters of aquifers: Barremian, Albian and Mio-Pliocene

Résumé

it's characterized by a lesser mineralization and low levels of barium, strontium, lithium and silicon.

- The evaluation of the produced water management system in the El Merk field that based to reinjection the water into the formations, but before reinjecting it must go through a treatment system that is based of physical treatments and physico-chemical treatment in the unit of treatment in well-studied, with injection of chemical produced at different stages of treatment, and another water transport system to the injection wells.

Key words:

Strontium-water –mineralization –barium- produced water treatment – flotation.

ملخص

مشروع المرك يهدف إلى إستغلال حقل بترول يقع على بعد 220 كم من الجهة الجنوبية الشرقية لحاسي مسعود، الحقل يتكون من ثلاث أنواع مختلفة من الخزانات البترولية : تشكيلات TAGI والذي تحتوي بشكل رئيسي على النفط ، و تشكيلات RKF و Strunien و التي تحتوي أساسا على مزيج من الغاز و المكثفات ، يتم تحسين إستخراج النفط من هذه الحقول عن طريق ضخ المياه أو الغاز أو المياه والغاز معا، الهدف من عملنا هو:

- تفسير هيدروجيوكيميائي لتحاليل العينات التي أخذت لمختلف الخزانات، نسبة التمدن جد عالية في هذه المياه حيث تتجاوز تركيزات السترونتيوم ال 100 مغ/ل في تشكيلات Sturnien ، وتركيز الباريوم يتجاوز ال 500مغ/ل ، بينما المياه القارية لتشكيلات:بارميان، ألبيان و ميوبليوسان فهي تتميز بتمدن أقل وتركيز ضعيف من الباريوم، السترونتيوم، الليتيوم و السليسيوم.
- تقييم نظام تسيير المياه المنتجة مع البترول في حقل المرك والذي يعتمد أساسا على إعادة ضخ الماء في الخزانات ولكن قبل عملية الضخ يجب المرور بنظام معالجة المياه والذي يعتمد على معالجات فيزيائية و فيزيوكيميائية في وحدات مدروسة جيدا، مع وجود نظام لضخ المواد الكيميائية في مختلف مراحل علاج المياه وأيضا يوجد نظام لنقل المياه الى أبار الضخ في الخزانات الأرضية .

الكلمات المفتاحية:

سترونتيوم، مياه، التمدن، باريوم، معالجة المياه المنتجة مع البترول، طفو.

Introduction générale :

Le pétrole est une source importante d'énergie et de revenus pour de nombreux pays aujourd'hui, et sa production a été décrite comme l'une des activités industrielles les plus importantes dans le XXI^e siècle. Depuis 1850, fin lorsque Edwin Drake puits foré le premier puits de pétrole, la demande de pétrole a continué d'augmenter. On estime que la consommation de pétrole par jour dans le monde augmenterait de 85 millions de barils en 2006 à 106,6 millions de barils d'ici 2030. Malgré son importance, le pétrole est produit avec de grands volumes de déchets, avec des eaux usées représente plus de 80% des déchets liquides et aussi élevée que 95% dans les champs pétrolifères de vieillissement. En général, le rapport en volume eau / huile est de 1/3.[1]

L'Eau produite est de l'eau qui existe dans des formations souterraines et est amené à la surface pendant la production du pétrole et du gaz. Parce que l'eau a été en contact avec des formations contenant des hydrocarbures, il contient certaines des caractéristiques chimiques des formations et des hydrocarbures. Il peut comprendre de l'eau à partir du réservoir, de l'eau précédemment injecté dans la formation, et les résidus de ces produits chimiques ajoutés au cours du processus de production. Les propriétés physiques et chimiques de l'eau de production varient considérablement en fonction de la situation géographique du champ, la formation géologique et le type de produit d'hydrocarbures en cours de production. Propriétés de l'eau produite et le volume varient également tout au long de la durée de vie d'un réservoir. [2]

L'Eau produite a une composition complexe, mais ses constituants peuvent être classés en composés organiques et inorganiques, y compris les huiles dissoutes et dispersées, la graisse, les métaux lourds, des radionucléides, le traitement de produits chimiques, de matières solides de formation, des sels, des gaz dissous, les produits d'échelle, des cires, des micro-organismes et l'oxygène dissous. 250 millions de barils d'eau sont produits tous les jours de domaines à la fois du pétrole et du gaz, et de plus de 40% de ce sont déversés dans l'environnement.

La Gestion de l'eau produite :

Presque toute les eaux produites sont gérées après son entrée à la surface et séparé du pétrole et du gaz par les moyens suivants:

- ✓ Eviter la production de l'eau: les fractures de l'eau sont bloquées par le gel de polymère ou séparateurs d'eau de fond, mais cette option n'est pas toujours possible.
- ✓ injecter dans des formations: l'eau produite peut être réinjecté à sa formation ou dans d'autres formations. Cette option nécessite souvent le transport de l'eau, et un traitement pour réduire

Introduction générale

l'encrassement et la prolifération bactérienne. À long terme, l'eau produite stockée peut polluer les eaux souterraines.

- ✓ Rejet dans l'environnement: l'eau produite peut être rejetée dans l'environnement tant qu'il est conforme aux réglementations onshore et offshore décharge.
- ✓ Réutilisation dans les opérations de l'industrie pétrolière: eau produite peu traitée peut être utilisé pour des opérations de forage et de reconditionnement dans l'industrie pétrolière.
- ✓ Appliquer dans les utilisations bénéfiques: l'eau produite peut être consommée pour l'irrigation, la consommation de la faune et de l'habitat, de l'eau industrielle et même l'eau potable. Cependant, les utilisations bénéfiques de l'eau produite peuvent impliquer un traitement significatif.

Les préoccupations environnementales et la perspective d'utilisations bénéfiques ont conduit des recherches sur le traitement de l'eau produite. Les technologies de traitement conventionnelles actuelles visent à l'élimination des métaux lourds, huiles et graisses, les solides en suspension et le dessalement, qui conduisent souvent à la génération de grands volumes de déchets secondaires.[1]

Plusieurs études ont déjà été réalisées sur les eaux de produites dans le monde entier des chercheur universitaire et des sociétés dans le domaine de pétrole et de gaz, ces dernières indiquant les différents effets des rejets des eaux produites sur l'environnement. Dans cette étude, nous allons essayer de répondre à certaines questions :

- Quel est la qualité et la quantité des eaux produites?
- Comment gérer ces eaux ?

Pour répondre à ces questions, un suivi journalier des paramètres physico-chimie des eaux de produites a été réalisé pendant une année de mars 2015 au avril 2016. Plusieurs outils (physico-chimie, thermodynamique et statistique) ont été utilisés afin d'interpréter les données.

Donc l'objectif de cette étude est :

- Déterminer la quantité d'eau produite à partir d'un site pétrolier.
- Déterminer la qualité hydro-chimique de ces eaux ainsi que leur origine et l'origine des minéraux dissoutes, et faire une comparaison avec les eaux de continental.
- Déterminer l'influence de ces eaux sur l'environnement et sur les installations de surface.
- La gestion et le traitement de ces eaux pour le rendre apte ou norme international de différente utilisation.
- Reconnaissance et maitrise les différente méthodes et matériels des traitements et d'analyse des eaux produites.

I.1.Introduction:

Le pétrole est une source importante d'énergie et de revenus pour de nombreux pays aujourd'hui, et sa production a été décrite comme l'une des activités industrielles les plus importantes dans le XXI^e siècle. Depuis 1850, lorsque « Edwin Drake » fore le premier puits de pétrole, la demande de pétrole a continué d'augmenter. On estime que la consommation de pétrole par jour dans le monde augmenterait de 85 millions de barils en 2006 à 106,6 millions de barils d'ici 2030. Pour cette raison l'industrie de ce domaine est augmenté jour par jour. Dans ce chapitre On se présente brièvement les différentes étapes de l'industrie des hydrocarbures :

I.2.Les gisements :

I.2.1.Formation du pétrole :

Le pétrole est le résultat de très lents processus de transformation de la matière organique. Le plancton, les algues et les organismes marins tombent au fond de l'océan à leur mort et s'y accumulent. Ces organismes morts il y a très longtemps (environ 60 millions d'années) sont à l'origine du pétrole et du gaz.

Dans des conditions appropriées, l'accumulation de la matière se retrouve mélangée à des sédiments inorganiques (argiles, sable, ...) dans de bonnes proportions (au moins 1 à 2% de matière organique). Ce mélange s'appelle la **roche-mère**. Il faut des conditions exceptionnelles pour que ce mélange puisse avoir lieu : un climat chaud pour favoriser le plancton, l'absence de montagne à proximité pour limiter l'apport en minéraux, un grand fleuve charriant beaucoup de débris végétaux,

La formation du pétrole nécessite ensuite une accumulation progressive de sédiments divers. Il s'agit d'un phénomène très lent : la couche de sédiments peut atteindre entre un et une centaine de mètres par million d'années !

En s'enfonçant dans l'écorce terrestre, la roche mère voit sa température augmenter progressivement :

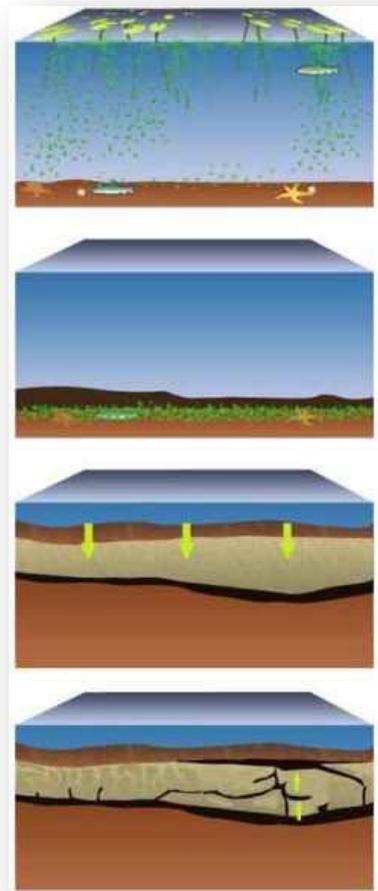


Figure.I.1 : Formation de pétrole.

- La température s'accroît en moyenne de 3°C tous les 100 m.
- La pression s'accroît en moyenne de 25 bars tous les 100 m.

La matière organique se retrouve alors progressivement à des niveaux de pression et de température idéaux et commence à « cuire » : transformant les protéines et les autres constituants de la matière en hydrocarbures liquides.

Il faut environ 100°C pour commencer à transformer la matière organique en hydrocarbures liquides, ce qui correspond environ à un enfouissement de 2200 à 3800 m. Plus l'enfouissement se poursuit, plus les produits deviennent légers et se transforment en gaz. C'est par exemple entre 3800 m et 5000 m qu'on commence à produire le méthane.

La proportion de liquide et de gaz dépend de la roche-mère :

- La matière organique d'origine animale va produire proportionnellement plus de liquide.
- À l'inverse, les débris d'origine végétaux se transformeront plutôt en gaz.

D'une densité inférieure à la roche qui les entoure, les molécules d'hydrocarbures vont ensuite migrer progressivement vers la surface. La vitesse de déplacement dépend de la nature des roches et de leur perméabilité.



Figure.I.2 : Migration des hydrocarbures (la roche-mère est en vert).

Si rien n'arrête les hydrocarbures, ils atteignent la surface où ils sont dégradés et oxydés.

Lorsqu'ils rencontrent une roche imperméable, la migration se poursuit parallèlement à celle-ci. Pour constituer un réservoir, il est nécessaire que les hydrocarbures se retrouvent piégés dans des poches créées par les mouvements de l'écorce terrestre.

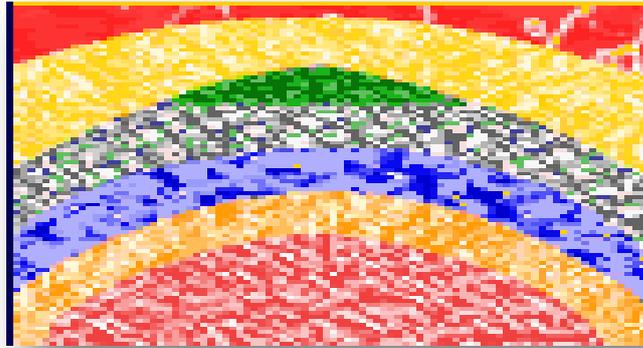


Figure.I.3 : Constitution d'un réservoir (hydrocarbures en vert, la couche jaune étant imperméable).

Le réservoir de pétrole n'est pas un trou vide, rempli de pétrole. Il s'agit en fait d'une roche poreuse, comme du grès ou du calcaire, dans laquelle les espaces entre les grains sont remplis de pétrole. Pour qu'il y ait accumulation, cette roche doit être recouverte d'une roche imperméable, appelée roche couverture, comme de l'argile ou des couches de sels cristallisés.

I.2.2. Recherche du pétrole :

Pour rechercher du pétrole, il ne suffit pas de creuser un trou quelque part pour voir si on en trouve. Les sociétés pétrolières procèdent à des recherches basées sur l'analyse du sous-sol, afin de déterminer les endroits où il y a une bonne chance de trouver du pétrole exploitable.

En raison de l'origine marine du pétrole, on le recherche dans d'anciens bassins sédimentaires.

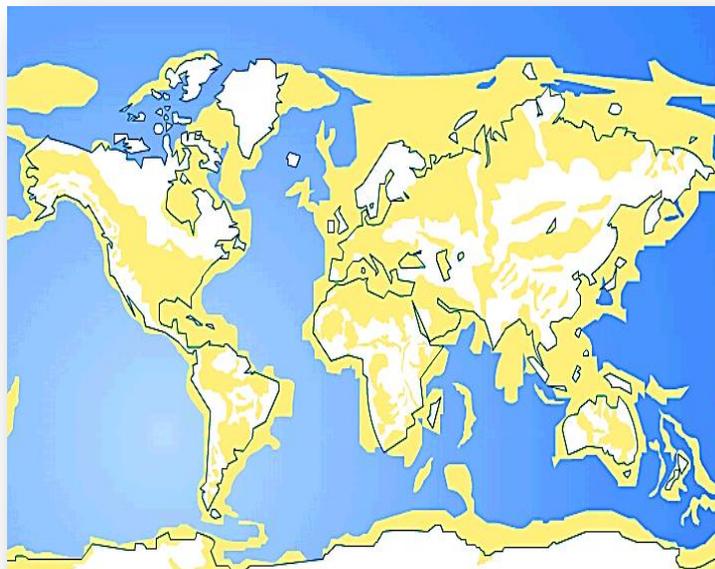


Figure.I.4 : Anciens bassins sédimentaires (en jaune).

On recherche ensuite des configurations de roches particulières :

- La roche réservoir est nécessairement une roche poreuse, comme le grès ou le calcaire.
- Elle doit posséder une roche couverture adaptée.
- Le terrain doit former un piège.

Ces recherches sont essentiellement réalisées par analyses sismiques, par l'étude de la propagation des ondes dans le sol.

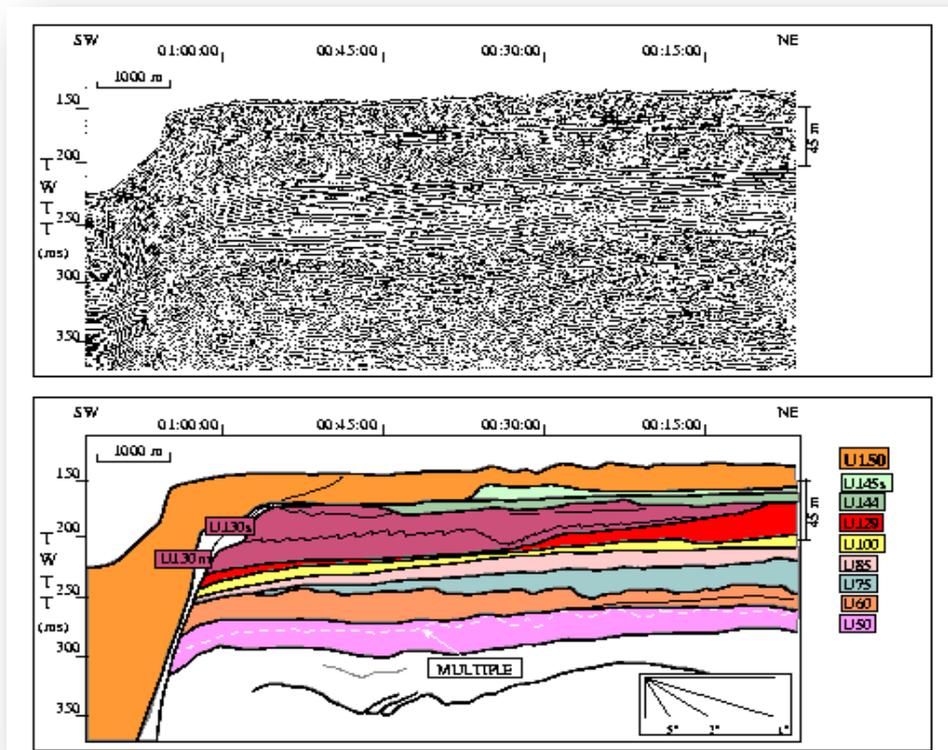


Figure.I.5 : Exemple d'analyse sismique.

La profondeur de la roche réservoir est également importante :

- ❖ En dessous de 1 km de profondeur, il ne peut pas y avoir d'accumulation d'hydrocarbure :
 - ✚ Soit parce que les roches-mères sont trop récentes, le processus de transformation en hydrocarbures n'ayant pas démarré.
 - ✚ Soit parce que les éventuels réservoirs ont été dégradés par des bactéries.
- ❖ La zone à huile s'étend entre 1 et 3 km de profondeur ; plus la profondeur est importante, plus l'huile récupérée sera légère.
- ❖ La zone à gaz s'étend en-dessous de 3 km et résulte d'une destruction progressive de l'huile.

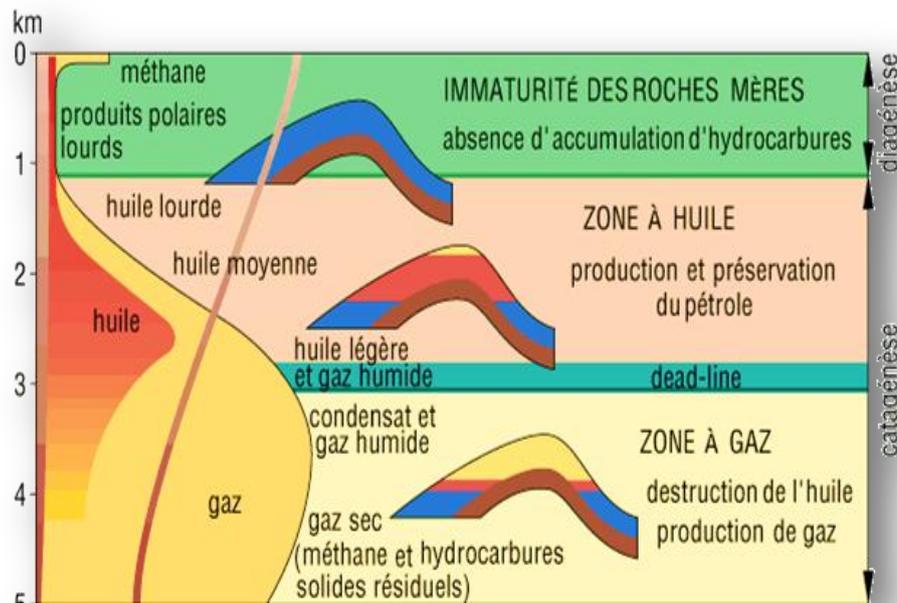


Figure.I.6 : Zones de recherche du pétrole.

Tableau.I.1: Réservoirs du projet El Merk

Champ	Formation géologique	Type	Pression du réservoir	Température du réservoir	Profondeur de forage
EKT	TAGI	Huile	344 barg	103°C	2880 m
	RKF	Gaz	365 barg	127°C	3250 m
EMN	TAGI	Huile	289 barg	100°C	2640 m
	RKF	Gaz		121°C	3060 m
	Strunien	Gaz	365 barg	128°C	3270 m
EMK / MLSE	TAGI liquide	Huile	365 barg	104°C	2600 m
	TAGI gaz	Gaz	365 barg	104°C	2570 m
	RKF	Gaz		117°C	2970 m
	Strunien	Gaz		126°C	3210 m
EME	TAGI liquide	Huile	275 barg	99°C	2380 m
	TAGI gaz	Gaz	344 barg	101°C	2500 m
	RKF Est	Gaz	365 barg	119°C	3000 m
	RKF Ouest	Gaz	344 barg	120°C	3050 m
	Strunien Est	Gaz	365 barg	125°C	3210 m
	Strunien Ouest	Gaz		125°C	3190 m

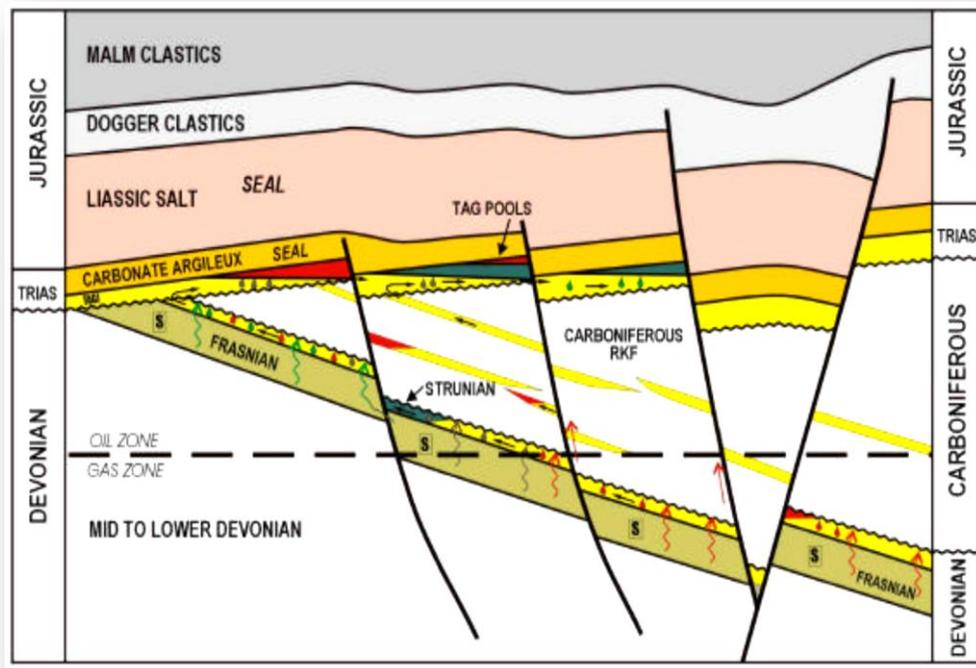


Figure.I.7 : Formations géologique du site d'El Merk.

I.2.3.Exploration / forage :

La première étape de l'exploration consiste à localiser et estimer les réserves pétrolières et gazières, par :

- Analyse géologique des sols (études sismiques).
- Forage de puits d'exploration dans les zones prometteuses, pour :
 - Évaluer les caractéristiques des fluides.
 - Étudier les roches (porosité, perméabilité).
 - Estimer la quantité d'hydrocarbures dans le réservoir.
 - Préciser la géométrie exacte du réservoir.

Lorsqu'un réservoir économiquement intéressant est mis à jour, il peut ensuite être exploité à l'aide de forage onshore (sur terre) ou offshore (en mer).



Figure.I.8 : Forage offshore.

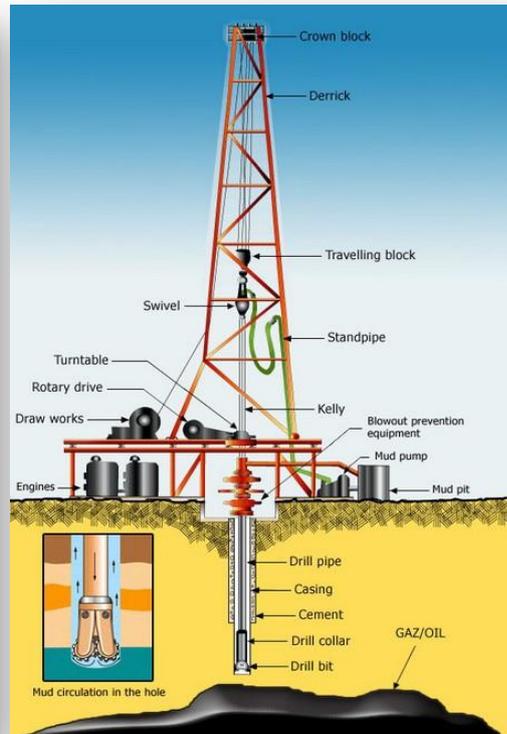


Figure.I.9 : Forage onshore.

Une plateforme de forage est constituée des éléments suivant:

- ✓ Une **table de rotation** : qui permet de faire tourner un ensemble de tiges assemblées verticalement. Ces tiges permettent, sous l'effet de leur poids, d'appuyer avec force le trépan sur la roche. Elles acheminent également les boues de refroidissement et font remonter la roche arrachée.
- ✓ Le **trépan** : est l'outil qui permet de casser la roche. Il est souvent formé de 3 cônes qui, en tournant, usent la roche.
- ✓ Le **derrick** : permet de maintenir l'ensemble de tiges, une machinerie adaptée fournit l'énergie à l'ensemble du dispositif.
- ✓ **Crown block** : (bloc-couronne) assemblage de poulies placées sur des poutres en haut de la tour (derrick). Le câble de forage parcourt les poulies et rejoint le dispositif d'extraction.
- ✓ **Derrick** : (tour) structure porteuse, habituellement construite à partir de poutres métalliques boulonnées entre elles. Le derrick est fixé au-dessus de la sous-structure, un échafaudage de poutres métalliques utilisées pour élever le derrick et donner assez d'espace pour installer l'obturateur d'expulsion (blowout preventer), le cylindre interne (casing head), et d'autres équipements.

-
- ✓ **Traveling block** : (bloc-mobile) montage de poulies, à travers lequel passe le câble de forage qui est enroulé au rotor (rotary drive), et descend ou monte dans la tour.
 - ✓ **Swivel** : (pivot) dispositif mécanique qui supporte le poids du tuyau de forage, qui rend possible avec sa partie inférieure la rotation de ce tuyau de forage tout en laissant sa partie supérieure stationnaire, et permet d'évacuer la boue obtenue lors du forage par la colonne d'assainissement (standpipe) sans aucune fuite.
 - ✓ **Standpipe** : (colonne d'assainissement) conduit métallique rigide qui fournit une voie pour la boue du forage afin d'en évacuer environ un tiers en dehors de la tour, il est relié à un tuyau flexible (kelly hose), lequel est connecté au pivot.
 - ✓ **Kelly** : (tige d'extraction) tige hexagonale en acier attachée au pivot ainsi qu'au plateau tournant (turntable) et connecté à la partie la plus élevée du tuyau de forage pour le faire tourner en même temps que la table rotative.
 - ✓ **Rotary drive** : (rotor) machine utilisée pour donner la puissance de rotation au kelly et permettant des mouvements verticaux au tuyau perforateur. Les rotors modernes ont un composant spécial, le disque rotatif principal, pour tourner le disque du kelly, lequel permet un mouvement du haut vers le bas du kelly pendant que le tuyau perforateur tourne.
 - ✓ **Draw works** : (dispositif d'extraction) mécanisme de levier sur une plate-forme (rig) de forage. C'est un grand treuil autour duquel est enroulé le câble de forage, qui soulèvent ou abaissent le tuyau perforateur et son foret.
 - ✓ **Blowout prevention equipment** : (équipement d'obturateur d'expulsion) équipement de contrôle du puits incluant l'obturateur, les bobines, les valves connectés en haut du puits pour empêcher le dégagement incontrôlé de pétrole ou de gaz durant les opérations de forage.
 - ✓ **Mud pump** : (pompe-boue) grosse pompe à haute pression qui permet d'évacuer la boue récupérée lors du forage.
 - ✓ **Engines** : (moteurs) diverses unités d'alimentation telles que des moteurs hydrauliques, électriques, à air qui génèrent de l'énergie et/ou permettent la rotation des machines présentes sur la plate-forme.
 - ✓ **Mud pit** : (réservoir de boue) à l'origine, un réservoir ouvert, creusé dans la terre pour contenir la boue du forage ou encore des déchets divers et d'autres sédiments. De nos jours, on utilise plutôt des réservoirs en acier.
 - ✓ **Drill pipe** : (tuyau perforateur) tuyauterie en acier permettant à la fois de faire tourner le foret et d'aspirer la boue. Les tuyaux font 9 mètres (30 pieds) de longueur et sont lourdement joints entre eux de manière à atteindre la poche de gaz/pétrole.

- ✓ **Casing** : (cylindre interne) tuyau en acier lourd qui frotte les parois du puits pour le rendre cylindrique.
- ✓ **Cement** : (ciment) il est utilisé pour remplir l'espace entre les murs du puits et le cylindre interne. Avec le cylindre interne, il empêche les mouvements éventuels de fluides (eau, pétrole ou gaz) entre les diverses couches de roche.
- ✓ **Drill bit** : (trépan/foret perforateur) élément denté qui perce le puits. Un foret est composé d'éléments de découpage et d'éléments circulaires. Les éléments circulaires permettent le passage de fluide de forage et utilise la force hydraulique de la boue pour améliorer les performances du forage.

En fonction du type de roche traversée, on adapte :

- La forme et/ou les matériaux des outils de forage.
- La composition et la densité de la boue, qui a une fonction de lubrification et permet de maintenir la roche en place pendant le forage.



Figure.I.10 :Exemples de trépan.

La géométrie des puits varie en fonction du type de réservoir. On peut trouver :

- ❖ Des puits verticaux.
- ❖ Des puits horizontaux.
- ❖ Des puits déviés.

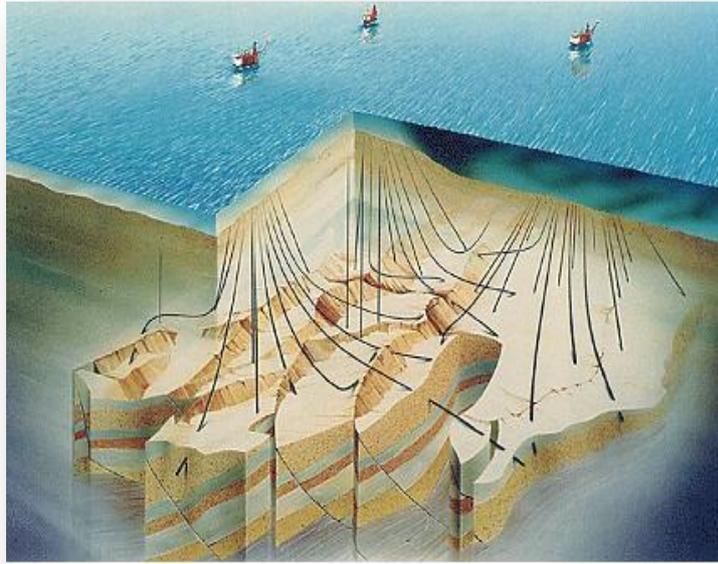


Figure.I.11 :Exemples de puits déviés.

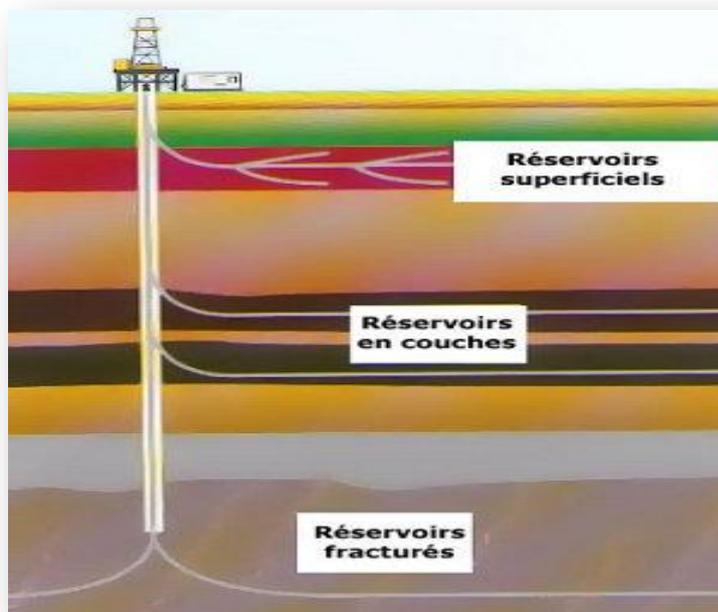


Figure.I.12 :Adaptation du type de puits en fonction du réservoir.

Avant de mettre un puits en production, il est nécessaire de le cimenter et de le tuber pour s'assurer qu'il ne s'effondre pas et pour consolider sa structure.

En fonction des réservoirs, on peut créer des perforations dans la roche-réservoir afin d'améliorer la production du puits. La technologie s'est améliorée avec le temps.

Pour protéger certains puits, notamment lorsqu'il y a un risque de présence de sable, le fond du puits peut être garni de gravier pour limiter la quantité de sable (« filtration »).

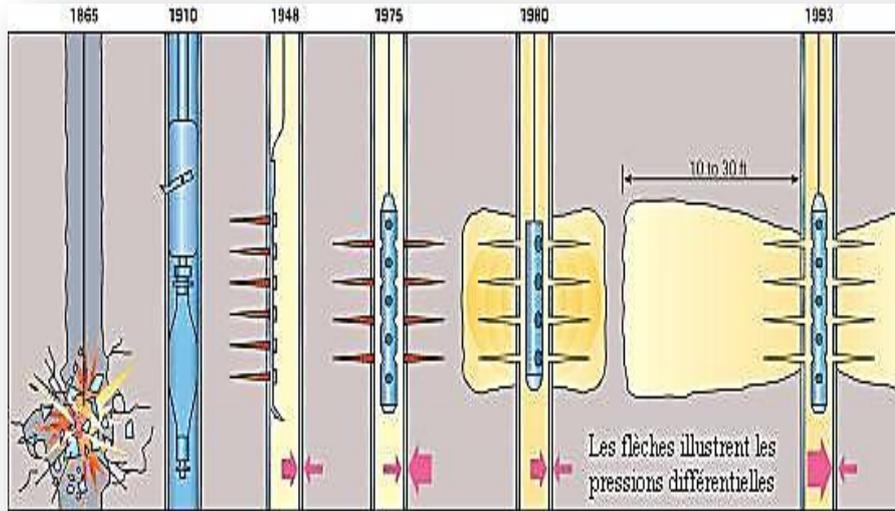


Figure.I.13 :Evolution des techniques de perforation

I.3.Production :

La production consiste à traiter sommairement le brut extrait des puits de production. Ces traitements consistent à séparer les hydrocarbures et éliminer les polluants qui pourraient poser problème sur le CPF ou dans les étapes ultérieures (raffinage) :

- ✓ Séparation (sable)/eau/brut/gaz.
- ✓ Dessalage du brut.
- ✓ Élimination des métaux.
- ✓ Élimination du soufre.
- ✓ Stabilisation du brut : élimination des fractions légères pour contrôler la tension de vapeur du brut.
- ✓ Stabilisation des condensats : mélange avec des fractions lourdes pour contrôler la tension de vapeur des condensats (tension de vapeur plus grande que pour le brut : les condensats sont des hydrocarbures plus légers !).
- ✓ Récupération et stabilisation des GPL.
- ✓ Stockage et export des produits.

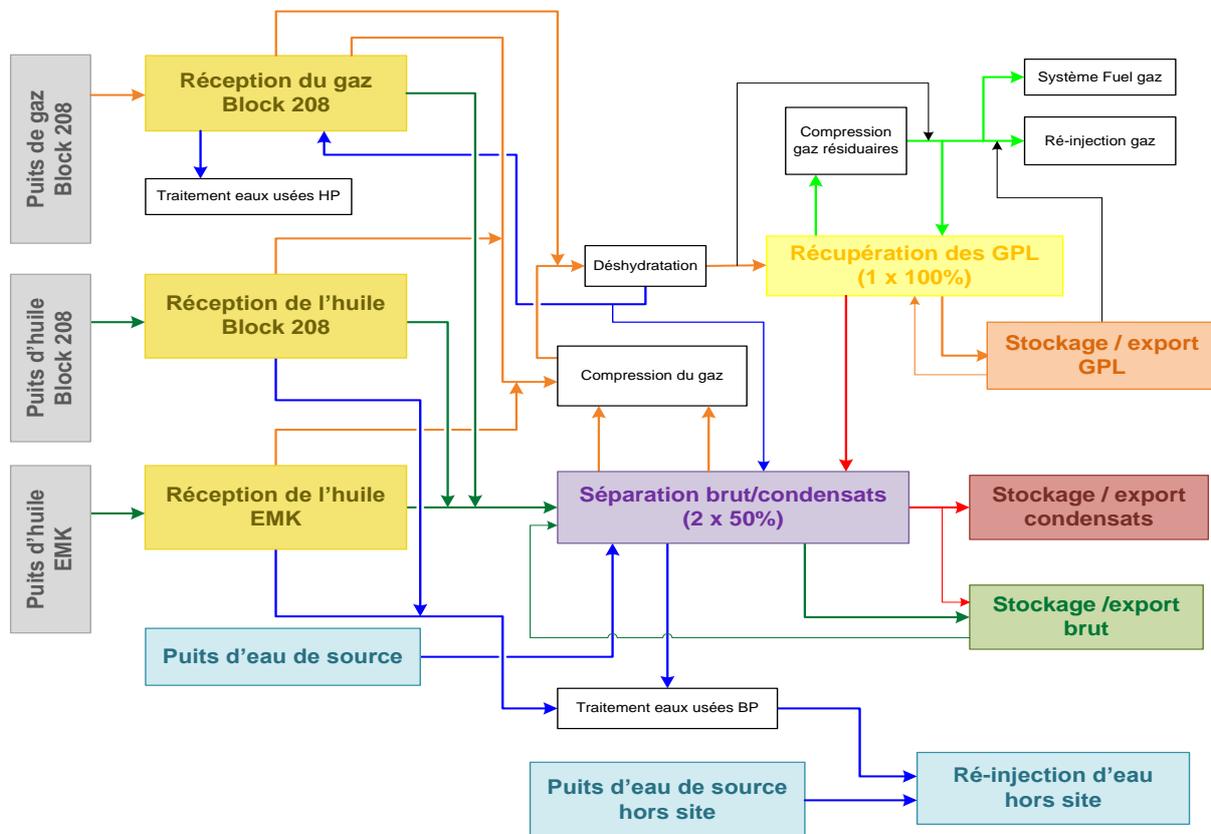


Figure.I.14 : Schéma bloc simplifié. [4]

On améliore le taux de récupération de l'huile (actuellement seulement environ 50% de l'huile d'un réservoir peut être récupérée, et 90% dans le cas de gisements de gaz) par injection d'un mélange de gaz et d'eau par des puits injecteurs, afin de forcer l'écoulement des hydrocarbures vers les puits producteurs.

I.4.Raffinage :

I.4.1.Objectif du raffinage :

Le raffinage du pétrole désigne l'ensemble des traitements et transformations visant à tirer du pétrole le maximum de produits à haute valeur commerciale:

- ❖ Gaz de pétrole liquéfiés (GPL : propane et butane).
- ❖ Carburant automobile (essence et gasoil).
- ❖ Carburant aviation.
- ❖ Fioul domestique.
- ❖ Fiouls lourds.
- ❖ Bitumes.
- ❖ Autres produits :
 - Paraffines.
 - Huiles.
 - Cires.

I.4.2.Principe général du raffinage :

Pour obtenir des produits commerciaux à partir du pétrole brut, il faut mettre en œuvre différents procédés.

✚ Séparation par distillation

On réalise une séparation des différentes familles d'hydrocarbures (gaz, essence lourde et légère, gazole, kérosène, etc.) par distillation atmosphérique ou sous-vide. On obtient différentes coupes pétrolières qui peuvent ensuite être traitées par conversion.

Selon la composition du brut, il est parfois nécessaire de réaliser des traitements préalables pour éliminer les composés indésirables (par exemple : hydrotraitement pour éliminer les oléfines et hydrodésulfuration pour éliminer le soufre).

I.4.3.Mélanges et commercialisation :

Les produits finis (carburants, huiles, etc.) sont obtenus par mélange des bases en fonction des différentes spécifications et des besoins du marché. Ces produits sont ensuite distribués ou envoyés vers d'autres utilisateurs (pétrochimie) pour la production d'autres composés (plastiques, médicaments, ...).[3]

I.5.Conclusion :

L'industrie des hydrocarbures est un très vaste domaine depuis la recherche et jusqu'à la commercialisation, elle touche presque tous les domaines d'activité humaine la science de la terre, la science de nature, les sciences appliquées, l'économie..., Ce qui exprime l'importance de ce domaine.

II.1. Localisation du site :

Le projet El Merk correspond à l'exploitation de dépôts isolés d'hydrocarbures situés approximativement à 220 km au sud-est d'Hassi Messaoud.

La zone de production a été découpée en 4 secteurs :

- Le block 208 (El Merk), qui regroupe 4 champs :
 - EKT (El Kheit eh Tessekha).
 - EMN (El Merk Nord).
 - EME (El Merk Est).
 - EMK / MLSE (champ groupé d'El Merk et de Menzel Ledjmat Sud-Est).
- Le block 405A (Menzel Ledjmet), déjà partiellement exploité avec les installations de production et d'export de Menzel Ledjmet Nord (MLN). Le gisement TAGI du sud-est de Menzl Ledjmat (MLSE) sera envoyé vers le CPF d'El Merk et traité en même temps que la production du site.
- Les blocks 404 et 403a sont déjà opérés par le Groupement Berkine à l'aide du CPF d'Hassi Berkine qui traite la production des champs HBNS et de ses satellites, ainsi que les champs HBN. Ce CPF ne possédant pas d'unité de récupération de GPL, les gaz riches récupérés pourraient, dans le futur, être envoyés vers le CPF d'El Merk pour y être traités.

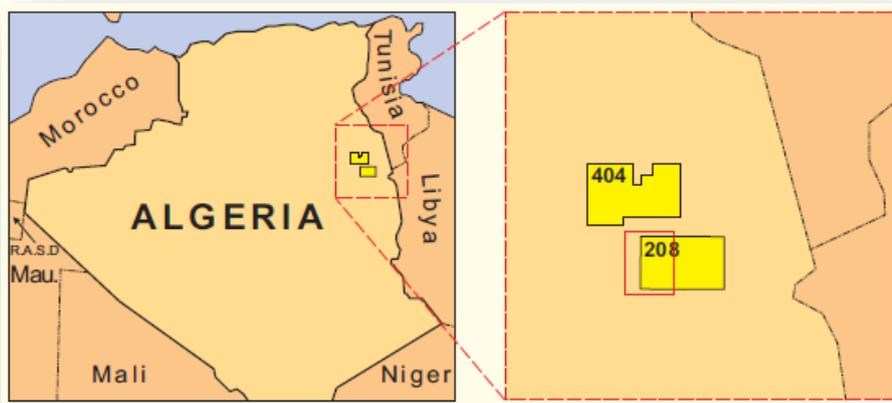


Figure.II.1 :Localisation des blocks du projet El Merk.

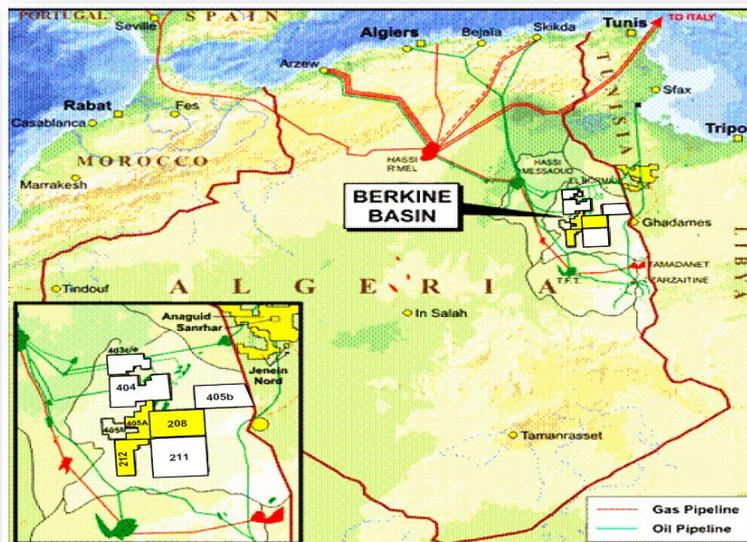


Figure.II.2 : Environnement du site d'El Merk.

Le CPF d'El Merk est voisin d'un certain nombre de pipeline d'export de gaz et de brut. La production des installations rejoint un réseau de pipelines existant à Gassi Touil, à environ 160 km à l'ouest d'El Merk.[4]

II.3. Les différentes installations dans le site :

II.3.1. Les puits :

Un puits sert à mettre en liaison le fond à la surface. Il permet, principalement, de ramener l'effluent (mélange d'hydrocarbures et d'eau) du gisement aux installations de surface dans lesquelles il sera traité ultérieurement pour répondre aux spécifications commerciales.

Il existe aussi des puits avec d'autres fonctions tel que :

- ⊕ Les puits injecteurs.
- ⊕ Les puits « témoin ».

- Les puits d'injection :

En effet, lors de l'extraction des hydrocarbures, le gisement va se déléter (chuter en pression) ; il faudra alors réinjecter un autre effluent (eau, gaz) pour pouvoir conserver la pression de gisement (P_{gis}) ou, du moins, ralentir sa chute, afin de pouvoir récupérer un maximum d'hydrocarbures. Pour ce faire nous utiliserons des puits injecteurs.

- Les puits « témoins » :

Ces puits sont implantés en périphérie de certains réservoirs (ex : stockage de gaz souterrain) et servent à contrôler le niveau de pression du réservoir ainsi que son niveau aquifère. Leur technologie est sensiblement la même qu'un puits producteur ou injecteur.

Un puits se décompose en deux sous-ensembles élémentaires que sont :

- ⊕ les équipements fond (cuvelages (casings), complétion).
- ⊕ les équipements surface (wellhead, christmas tree).

Toutefois, un puits est un ensemble plus conséquent comprenant de nombreux autres domaines. Il s'étend depuis le gisement jusqu'au manifold de production en passant par des domaines tels que la liaison couche trou (L.C.T), la duse de production ou encore la ligne de collecte.

La pression des fluides dans le gisement ainsi que sa température va conditionner le type du puits (activé ou non) et son dimensionnement.

Un trou de forage va donner une ouverture du réservoir vers la surface de la terre. Dans beaucoup de cas, les fluides montent vers la surface à l'ouverture du gisement.

Un puits éruptif est un puits où les fluides montent uniquement avec la pression existante dans le gisement.

Dans le cas où on doit utiliser des pompes ou d'autres moyens d'activation pour amener le fluide vers la surface, on parle d'un puits activé.

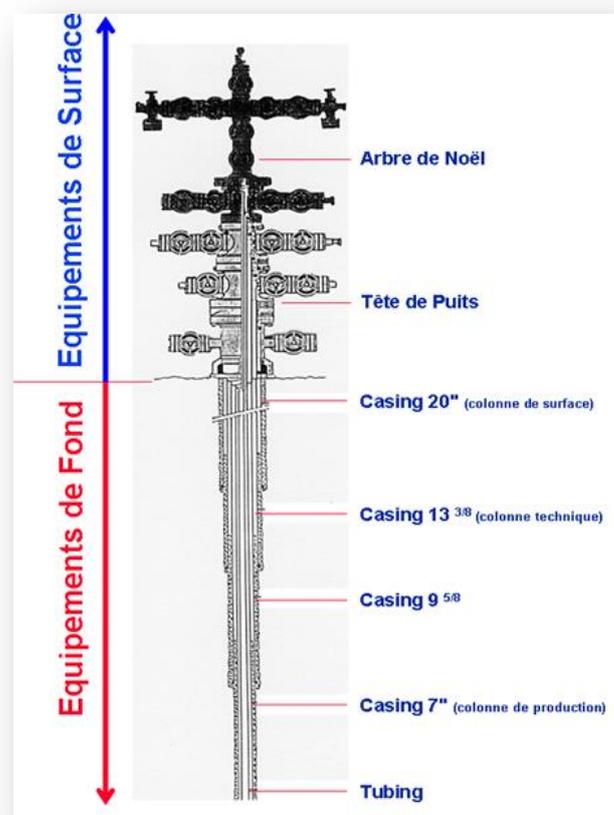


Figure.II.3 : Les équipements du puits.

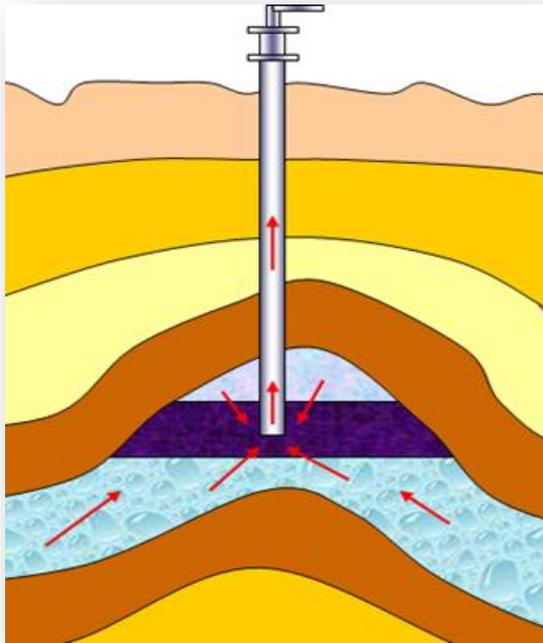


Figure.II.4 : Puits non activé.

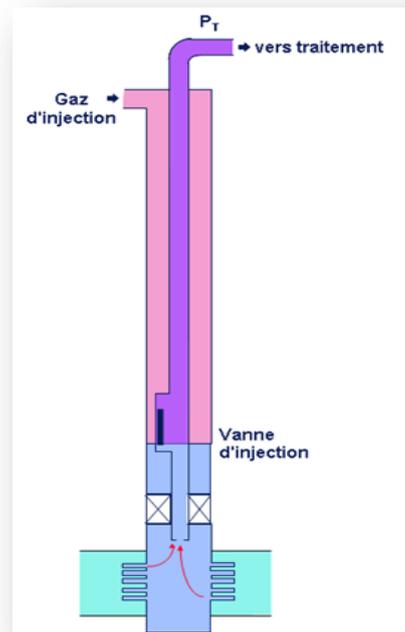


Figure.II.5 : Puits activé.

II.3.1.2. Fonctionnement des puits :

Le fonctionnement d'un puits diffère selon son type (producteur ou injecteur) et selon son mode d'activation s'il est non éruptif. (Puits en gaz-lift et puits pompés).

a) Fonctionnement d'un puits producteur :

Un gisement est un volume de roche, dont les pores contiennent des fluides. Généralement, l'huile se trouve entre une couche d'eau et une couche de gaz. La pression de l'eau et du gaz pousse l'huile dans le trou de forage.

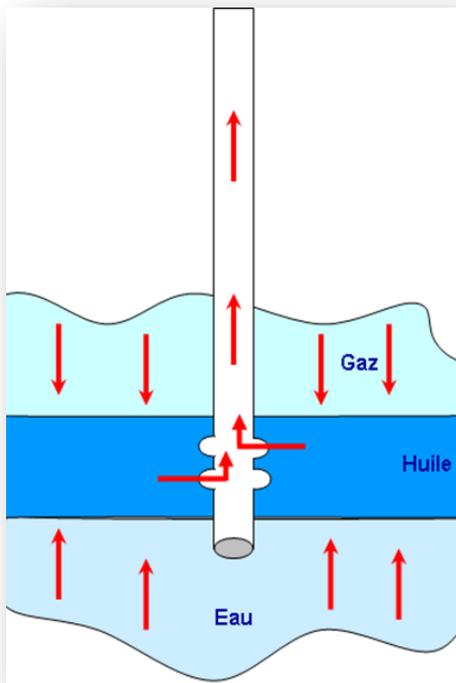


Figure.II.6 : Puits producteur.

b) Fonctionnement d'un puits injecteur :

Un puits injecteur est un puits dans lequel on injecte des fluides au lieu d'en produire. L'objectif d'injecter des fluides est normalement le maintien de la pression sur le réservoir.

Deux types d'injection sont communs : gaz et eau.

Il est possible d'utiliser du gaz qui parvient de la séparation.

L'injection de gaz se fait dans la section supérieure du réservoir.

L'injection d'eau se fait dans la partie inférieure du réservoir.

Le principe de fonctionnement pour un puits injecteur gaz ou eau reste quasiment identique dans sa philosophie et quasiment dans sa conception.[5]

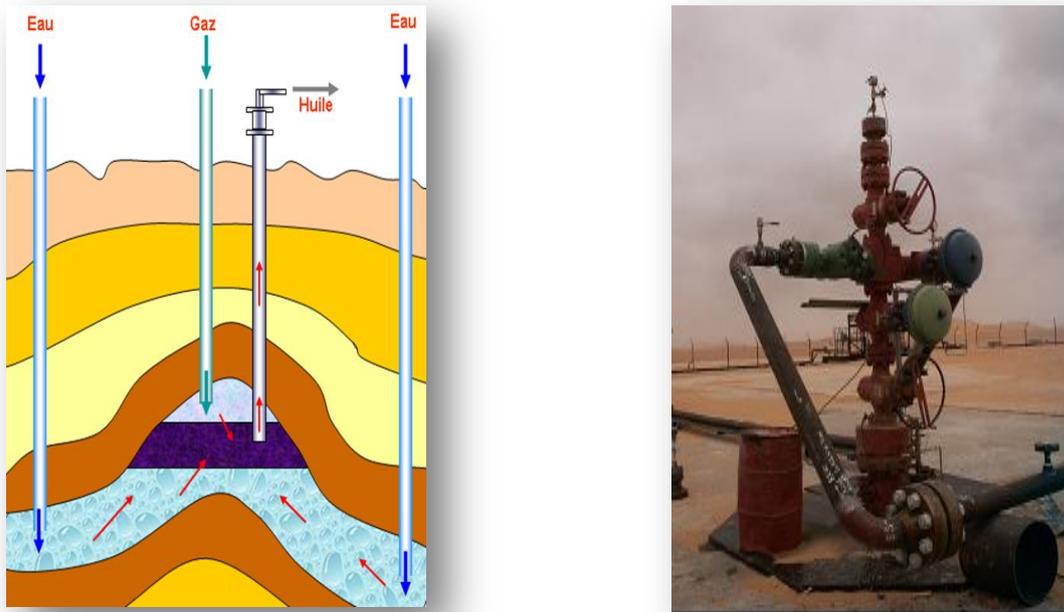


Figure.II.7 : Principes des puits injecteurs.

II.2. Les stations de collecte et de pompage (FGS) :

Chaque partie des 4 champs (EKT, EME, EMN, EMK) a un nombre de FGS (Field Gathering Station) qui est une station qui comprend un manifold collectant les conduites de production venant des puits, elle reçoit aussi les conduites sources d'eau et les conduites de gaz pour l'injection GL (du gaz lift).



Figure.II.8 : Station de collecte et de pompage (FGS).

II.3.3.L'installation de production centrale (CPF) :**II.3.3.1.Dimensionnement des installations :**

L'installation de production centrale (CPF : Central Production Facility) a été conçue avec une durée de fonctionnement prévue de 25 ans.

Elle est composée de :

- 2 trains de traitement du brut d'une capacité de 65000 barils/jour chacun.
- 1 train de récupération des GPL d'une capacité de 600 MMSCFD ($29,5 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3/\text{j}$).

Les installations permettront de produire au maximum (en incluant le traitement du gaz naturel liquéfié des blocks 404 et 403a) :

- 90000 barrils/jour de brut.
- 42000 barrils/jour de condensats.
- 70000 barrils/jour de GPL.

La totalité du gaz produit, moins la récupération des GPL et le Fuel Gaz utilisé sur le site, sera réinjectée dans les réservoirs.

La récupération du pétrole sera facilitée par drainage / injection d'eau et de gaz dans des puits injecteurs. La capacité d'injection est de :

- 155000 barrils/jour pour l'eau.
- 500 MMSCFD pour le gaz ($24,6 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3/\text{j}$).

La puissance électrique importée pour faire fonctionner l'ensemble des installations sera d'environ 50 MW.

II.3.3.2.Réception de la production au CPF :

D'une manière générale, on commence par séparer la production en 3 phases :

- Le gaz, qui est envoyé vers l'unité de récupération des GPL. Selon sa pression, il est préalablement comprimé à une pression suffisante.
- Les hydrocarbures liquides, envoyés vers les 2 trains de séparation huile/condensats.
- L'eau produite, séparée par décantation : cette eau est traitée puis réinjectée dans les réservoirs.

Au CPF, la production des différents puits est réceptionnée dans 3 unités de traitement, dont le rôle est de réaliser une première séparation bi-phasique (gaz/liquide) ou tri-phasique (gaz/hydrocarbures/liquides).

- Une première unité est dédiée à la réception du mélange gaz/condensats du block 208 :
 - L'eau produite par décantation est envoyée sur une unité de traitement spécifique.
 - Les hydrocarbures liquides sont envoyés vers les trains de séparation brut/condensats.

- Le gaz à haute pression (environ 71 barg) est envoyé vers l'unité de déshydratation, au refoulement des compresseurs booster.
- Une seconde sortie de gaz, à pression plus faible (environ 41 barg) est envoyée à l'aspiration des compresseurs booster.
- Une seconde unité est dédiée à la réception de l'huile produite sur le block 208.
- Une dernière unité est dédiée à la réception des gisements groupés d'El Merck (EMK) et de Menzel Ledjmat Sud-Est (MLSE).

Pour ces 2 dernières installations :

- L'eau produite est traitée dans des installations adaptée, puis envoyée vers les puits d'injection d'eau.
- Le gaz, à une pression d'environ 41 barg, est envoyé à l'aspiration des compresseurs booster.

II.3.3.3.Traitement du brut :

Le CPF est équipé de 2 trains de traitement, chaque train étant dimensionné pour assurer 50% de la capacité nominale du CPF.

Les hydrocarbures liquides sont admis sur chaque train où ils subissent les traitements suivants :

- **Nouvelle séparation tri-phasique :**
 - Le gaz récupéré dans le séparateur HP est envoyé à l'aspiration du second étage des compresseurs jumelés (AGC).
 - L'eau produite est envoyée vers l'installation de traitement des eaux.
 - Les hydrocarbures liquides sont envoyés vers la partie dessalage.
- **Dessalage :** les sels en suspension dans les hydrocarbures sont éliminés par un lavage à l'eau de source, suivi d'une décantation :
 - Le dégazage des séparateurs sont envoyés à l'aspiration du 1^{er} étage des compresseurs jumelés (AGC).
 - Les hydrocarbures sont envoyés vers la partie stabilisation du brut.
 - L'eau de lavage, chargée en sels, est envoyée vers l'installation de traitement des eaux, avant réinjection vers les réservoirs.
- **Stabilisation** du brut : les caractéristiques du brut (principalement tension de vapeur) sont ajustées par distillation et élimination des fractions les plus volatiles (condensats) :
 - Le brut stabilisé est envoyé vers le stockage dédié.
 - Les condensats sont envoyés vers l'unité de récupération des condensats.

- **Récupération et stabilisation** des condensats, où les caractéristiques des condensats (tension de vapeur et densité) sont ajustées par mélange, puis envoyés vers leur stockage dédié.

II.3.3.4. Compression des gaz :

L'unité de récupération des GPL fonctionne avec une pression d'entrée voisine de 70 barg, mais doit être en mesure de traiter les différents dégazages du CPF. De ce fait la re-compression de ceux-ci s'avère nécessaire.

La compression des gaz est réalisée à l'aide de 2 séries de compresseurs :

- Les compresseurs jumelés (AGC : associated gas compressors) permettent de comprimer les dégazages issus des trains de traitement du brut.
- Les compresseurs booster, qui élèvent la pression du gaz à environ 70 barg :

Le refoulement des compresseurs booster, après refroidissement, est mélangé au dégazage de la partie « haute pression » de la réception de la production des puits « gaz » du block 208, puis envoyé dans la section déshydratation.

II.3.3.5. Déshydratation :

Le procédé de récupération des GPL nécessite des températures très basses pour liquéfier le propane et le butane. Afin de ne pas geler dans les équipements (diminution du transfert thermique, risque de bouchage), il est nécessaire d'éliminer toute trace d'humidité dans le gaz.

II.3.3.6. Récupération des GPL :

Le train de récupération des GPL est dimensionné pour récupérer 90% du propane et du butane dans le gaz.

➤ Séparation des GPL :

La séparation des GPL est réalisée par refroidissement du gaz sous pression en 2 étapes :

- Un refroidissement par optimisation de la récupération d'énergie sur le procédé.
- Un refroidissement par détente adiabatique du gaz dans les turbo-expandeurs.

➤ Fractionnement des GPL :

Le liquide et le gaz pauvre sont envoyés vers la section fractionnement composée de 3 colonnes:

- Un absorbeur, dont le rôle est d'optimiser la récupération des GPL dans le gaz pauvre.
- Un dé-éthaniseur, qui permet d'éliminer les fractions volatiles présentes dans le liquide.
- Un dé-butaniseur, qui permet d'éliminer les fractions lourdes présentes dans le GPL.

En sortie de dé-butaniseur, le GPL est envoyé vers son stockage dédié. Le fond du dé-butaniseur, composé de condensats légers, est retourné vers la partie récupération et stabilisation des condensats.

II.3.3.7.Compression des gaz résiduaire :

Le gaz sortant en tête de l'absorbeur contient essentiellement du méthane et de l'éthane. Il est utilisé :

- Comme source d'énergie (Fuel Gaz) dans les fours du site et les turbines à gaz.
- Comme fluide utilité (réseaux de drain).
- Comme gaz d'injection.

II.3.3.8.Compression des gaz d'injection :

La totalité du gaz produit, à l'exception des GPL récupérés et de la consommation de Fuel Gaz, est ré-injectée dans les réservoirs :

- Pour augmenter le taux de récupération des hydrocarbures.
- Pour faciliter la récupération de l'huile (injection de gaz-lift).

II.3.3.9.Stockages et export :

Le CPF dispose de 3 stockages dédiés :

- Un stockage de brut.
- Un stockage de condensats.
- Un stockage de GPL.

II.3.3.10.Utilités :

Les utilités du CPF sont les suivantes :

- Réseau d'huile de chauffage : le chauffage de certains équipements (ex : rebouilleurs du dé-butaniseur) est réalisé par une circulation d'huile à haute température.
- Réseau d'injections de produits chimiques (anti-calcaire, méthanol, ...).
- Réseaux de torche :
 - Torche HP (haute pression).
 - Torche BP (basse pression).
 - Torche HP/LT (haute pression/basse température).
 - Torche NGL (dédiée au train de récupération des GPL).
 - Torche des trains d'huile.
 - Torche atmosphérique.
- Réseau de drains fermés :
 - Drain fermé zone gaz.
 - Drain fermé zone basse température.
 - Drain fermé des trains d'huile.

- Drain fermé zone export.
- Réseau de drain ouvert.
- Réseaux d'eau :
 - Puits de production d'eau de source pompée dans le Moi-pliocène : cette eau est utilisée pour :
 - Le réseau d'eau incendie.
 - La production d'eau sanitaire et d'eau potable.
 - Le dessalage du brut dans les trains de traitement.
 - Puits de production d'eau pompée dans le Strunien et le RKF : cette eau est essentiellement utilisée pour améliorer la récupération des hydrocarbures par réinjection dans les réservoirs.
- Réseau Fuel Gaz, utilisé pour:
 - Le chauffage des fours du CPF.
 - Le maintien d'une flamme pilote sur les torches et la purge des réseaux de torche.
 - L'inertage de bacs.
 - L'alimentation des turbines à gaz.
 - Les garnitures des compresseurs.
- Réseau d'air instrument et d'air service.
- Réseau de gaz inerte (azote).
- Réseaux d'égouts.
- Installation de secours électrique, alimentée par un alternateur Diesel.
- Réseau de protection incendie.[4]



Figure.II.9. Central Production Facility.

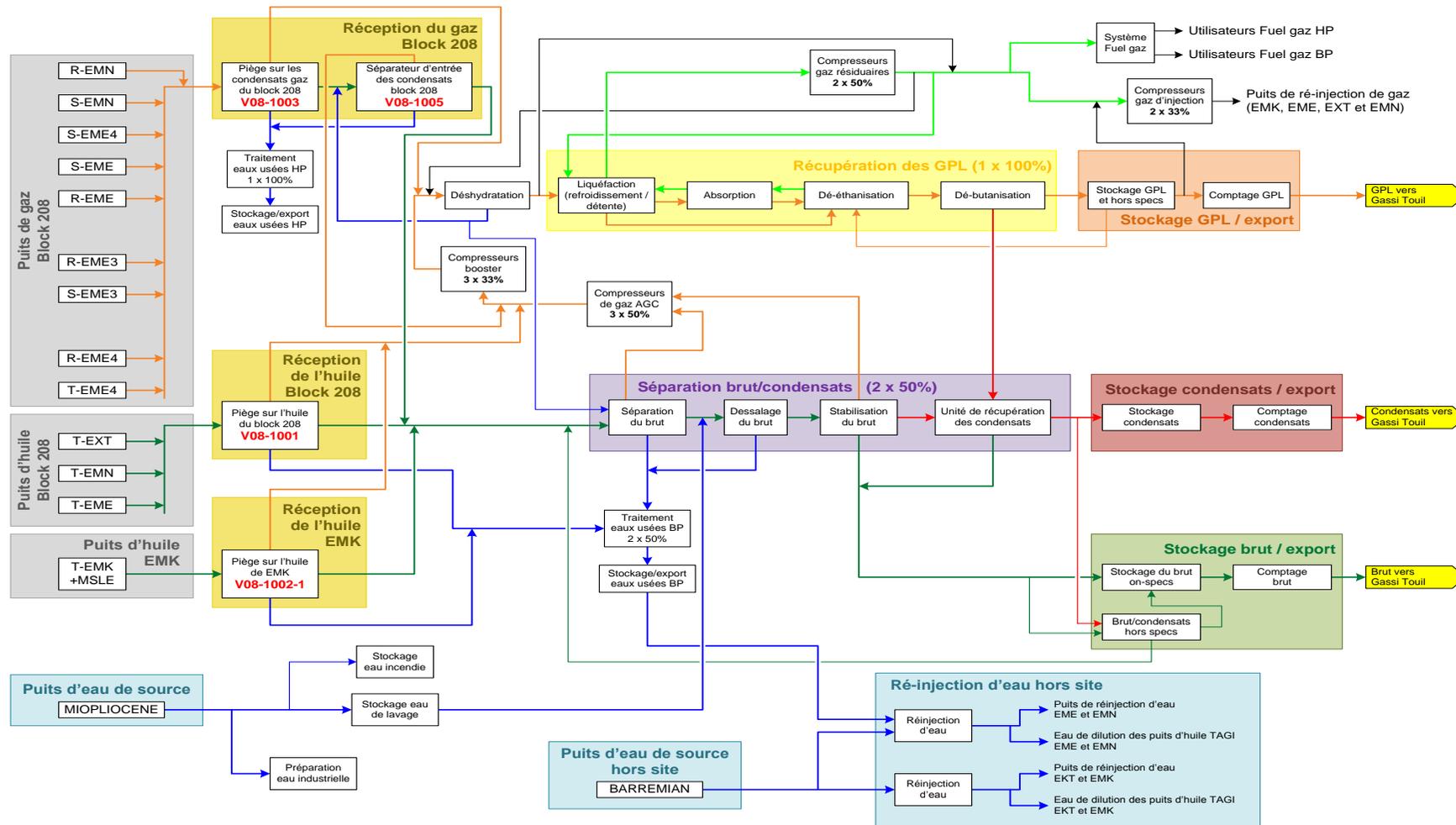


Figure.II.10 : Schéma bloc détaillé.

II.4.Conclusion :

La localisation stratégique du champ d'Elmerk et la richesse par des différentes opulences comme le gisement noir et les ressources hydriques (eau souterraine) donne une très grande importance de ce champ qui attire les grands investisseurs du monde dans ce domaine.

Le champ d'Elmerk est équipé par les dernières technologies d'industrie pétrolière soit les installations d'usine d'exploitation (CPF) ou les installations externes comme les puits et les stations de pompage (FGS).

III.1.Introduction :

Le champ d'El Merk est une partie du bassin de BERKINE se situant dans la partie Est de la plateforme saharienne. En surface, nous avons de hautes dunes pouvant atteindre 300m. Elles sont alignées selon la direction NS (erg oriental). Cette zone d'étude est, approximativement, limitée par les longitudes 6°30''- 9°3'' Est et latitude 29°00'' – 32°00'' Nord.

Le bassin de BERKINE s'étend à l'Est sur les territoires tunisien et libyen; sa superficie totale est de 300000Km², mais seulement le tiers se situe en Algérie.[6]

Dans ce chapitre nous allons exposer les caractéristiques géologiques et hydrogéologiques de ce bassin qui a une partie du Sahara septentrional. Ce travail est une synthèse des travaux de nombreux auteurs et chercheurs ayant étudié la géologie du Sahara septentrional.

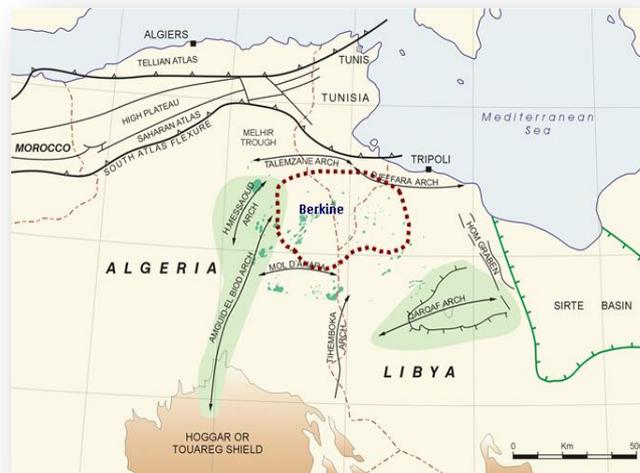


Figure III.1 : Situation géographique de champs de berkine.[6]

III.2.Cadre géologique :

III.2.1.Aperçu général sur la plateforme saharienne :

L'Algérie comprend quatre grands domaines du Nord au Sud :

- L'Atlas Tellien (ou tell).
- Les Hauts plateaux.
- L'Atlas Saharien
- Le Sahara, qui recèle l'essentiel des ressources en hydrocarbures.

La plateforme saharienne représente la partie sud de l'Algérie alpine et appartient au craton Nord-Africain; elle est constituée d'un socle précambrien sur lequel repose en

discordance une puissante couverture sédimentaire structurée au paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes. On distingue d'ouest en est :

- ❖ Les bassins de Tindouf et de Reggane.
- ❖ Le bassin de Béchar.
- ❖ Le bassin de l'Ahnet-Timimoun.
- ❖ Les bassins Mouydir et de l'Aguemour-Oued Mya.
- ❖ La synéclise d'Illizi- Berkine.

D'un point de vue pétrolier, le domaine minier Algérien est subdivisé en trois provinces : occidentales, triasique et orientale.

➤ **La province orientale :**

Elle englobe les bassins d'Illizi, Berkine, Oued Mya, et le môle Amguid-Messaoud.

C'est au sein de cette province que se trouvent les gisements géants de Hassi Messaoud (huile) et Hassi R'mel (gaz) et où l'essentiel des découvertes d'huiles et de gaz ont été réalisé jusqu'à aujourd'hui.

➤ **La province Occidentale :**

La province Ouest englobe les bassins de l'Ahnet Timimoun, Béchar-Oued Namous, Reggane, Tindouf, Taoudeni et Sbâa. Cette province, essentiellement à gaz sec, suscite l'intérêt des compagnies pétrolières.

➤ **La province Triasique :**

La province du Nord de l'Algérie englobe les bassins du Sud-Est Constantinois Melrhir, du Hodna, du Chélif, de l'offshore et de l'Atlas Saharien. C'est au sein de cette province qu'ont commencé les premiers travaux d'exploration dès 1890, dans le bassin du Chélif. C'est aussi dans cette province qu'a été mise en évidence en 1948 la première découverte commerciale d'huile réalisée à Oued Gueterini.[7]

III.2.2.Géologie du bassin de berkine :

Le bassin de BERKINE est limité géologiquement par :

- Au Nord par la mole de Dahar.
- Au Sud par la mole d'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi.
- A l'Ouest par la mole d'Amguid El Boid.
- A l'Est le bassin se prolonge en Tunisie et en Lybie.

III.2.2.1.Style Structural :

Le bassin de BERKINE est caractérisé par deux domaines principaux qui sont :

- **Le domaine Ouest :** c'est un domaine très structuré, où les accidents présentent des rejets importants et les structures sont de grandes amplitudes.

- **Le domaine centre :** c'est un domaine où les structures sont relativement moins prononcées avec une remontée monoclinale, vers le Nord au niveau du môle Dahar, pour les formations paléozoïques.

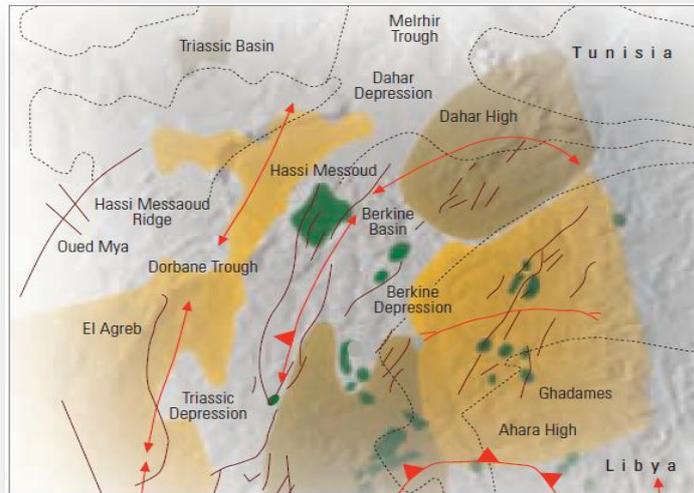


Figure III.2 : Eléments structuraux du bassin de berkine.

III.2.3.2. Aspect stratigraphique :

Le bassin de BERKINE présente une couverture Paléozoïque et Mésozoïque dont l'épaisseur dépasse parfois 6 000m

A) Paléozoïque :

Le paléozoïque repose en discordance sur le socle constitué d'un terrain méta-sédimentaire. Il est caractérisé par deux domaines, un domaine très subsidé occupant le centre et l'Ouest du bassin, ainsi qu'un domaine relativement stable au Sud.

Les étages rencontrés de bas en haut sont :

1) Le Cambrien :

Repose directement sur le socle précambrien représenté par des grès grossiers à fins et des quartzites.

2) Ordovicien :

Nous avons à la base des argiles noires, surmontées par une alternance de grés quartzitiques et d'argiles noires. Il est subdivisé en plusieurs termes qui sont :

- Argiles d'El Gassi
- Grés El Atchane
- Quartzites de Hamra
- Grés d'Ourgla
- Argile d'Azzel

- Grés d'OuedSaret
- Argiles miro conglomératique

a) Le Silurien :

- **Silurien argileux** : cette formation est considérée comme la roche mère principale. Elle est formée d'argiles grises foncées à noires, feuilletées, micacées, avec des passés de grés, de siltstones et probablement des niveaux de roches éruptives. Son épaisseur est très variable.
- **Silurien argilo-gréseux** : il est très limité en extension. Il est composé d'un complexe argilo-gréseux susceptible de renfermer d'éventuels réservoirs.

b) Le Dévonien :

Le dévonien est représenté par ces trois termes (inférieur, moyen, supérieur) :

➤ **Dévonien inférieur** :

Il est subdivisé en trois étages :

- **Le gédinnien** : représenté par des développements massifs de grés silicifiés avec des minces niveaux d'argiles dans un environnement continental.
- **Le siégénien** : constitué de grés fins à ciment silicifié avec des intercalations d'argiles.
- **L'emsien** : il est constitué d'argiles très compactes.

➤ **Dévonien moyen** : il est représenté dans sa partie basale par l'Eifélien constitué d'argiles avec des passées de grés quartzitiques et par le Givetien dans sa partie sommitale.

➤ **Dévonien supérieur** : à la base, après une série argilo-carbonatée, viennent les argiles riches en matières organiques. Le reste de la sédimentation est détritique et se présente comme une série argilo-gréseuse.

c) **Le Carbonifère** :

Il est représenté par une sédimentation détritique dans laquelle s'individualisent des bancs de grés.

B) Mésozoïque :

L'épaisseur du mésozoïque se réduit progressivement vers le Sud-Est et s'accompagne d'importantes variations de faciès.

1- TRIAS :

Le trias est divisé de bas en haut en quatre niveaux :

a) **LE TAGI** : est le premier épisode détritique du mésozoïque qui surmonte par discordance stratigraphique, les différentes formations érodées du dévonien. Il correspond, d'après les études sédimentologies, à des dépôts fluviatiles méandriformes.

b) Le trias carbonaté : est représenté par des alternances d'argiles dolomitiques silteuses à la base, de calcaires blancs tendres et de calcaires dolomitiques.

c) Le trias argileux : est représenté par des argiles versicolores à prédominance brun-rouge, salifères, plastiques localement dolomitiques ou anhydritiques avec au sommet des niveaux de sels blancs incolores.

d) Le trias salifère S4 : a une lithologie constituée par d'épais bancs de sels massifs, blancs, translucides, parfois rosâtres, entre coupé par des intercalations d'argiles brun-rouges souvent plastiques ou gris-vertes à gris-noires, feuilletées. Cette formation évaporitique assure une couverture efficace des réservoirs du trias argilo gréseux inférieur.

2- Jurassique :

Il est constitué de sédiments marins et continentaux, et débute avec des argiles sous compactées. Il comporte aussi en sa partie médiane un banc de calcaire.

Il est constitué de trois sous-étages qui sont : le Lias, le Dogger et le Malm.

3- Crétacé :

Le crétacé inférieur est composé de faciès continentaux (grés et argiles) qui s'intercalent entre les grés albiens et barrémiens. Une barre aptienne est témoin d'un épisode marin.

Pour le crétacé supérieur on observe les cinq termes classiques sur l'ensemble du permis Rhouade el Rouni. Il est à prédominance carbonaté entre coupé par des sédiments lagunaires.

C) Cénozoïque

Le Mio-pliocène, qui surmonte par discordance le crétacé supérieur, est représenté par du sable blanc, jaune-ocre ou rougeâtre, fin à moyen parfois grossier, arrondi avec à la base du calcaire gréseux blanc et localement jaunâtre, et de fins niveaux d'argiles gris-sombres.[8]

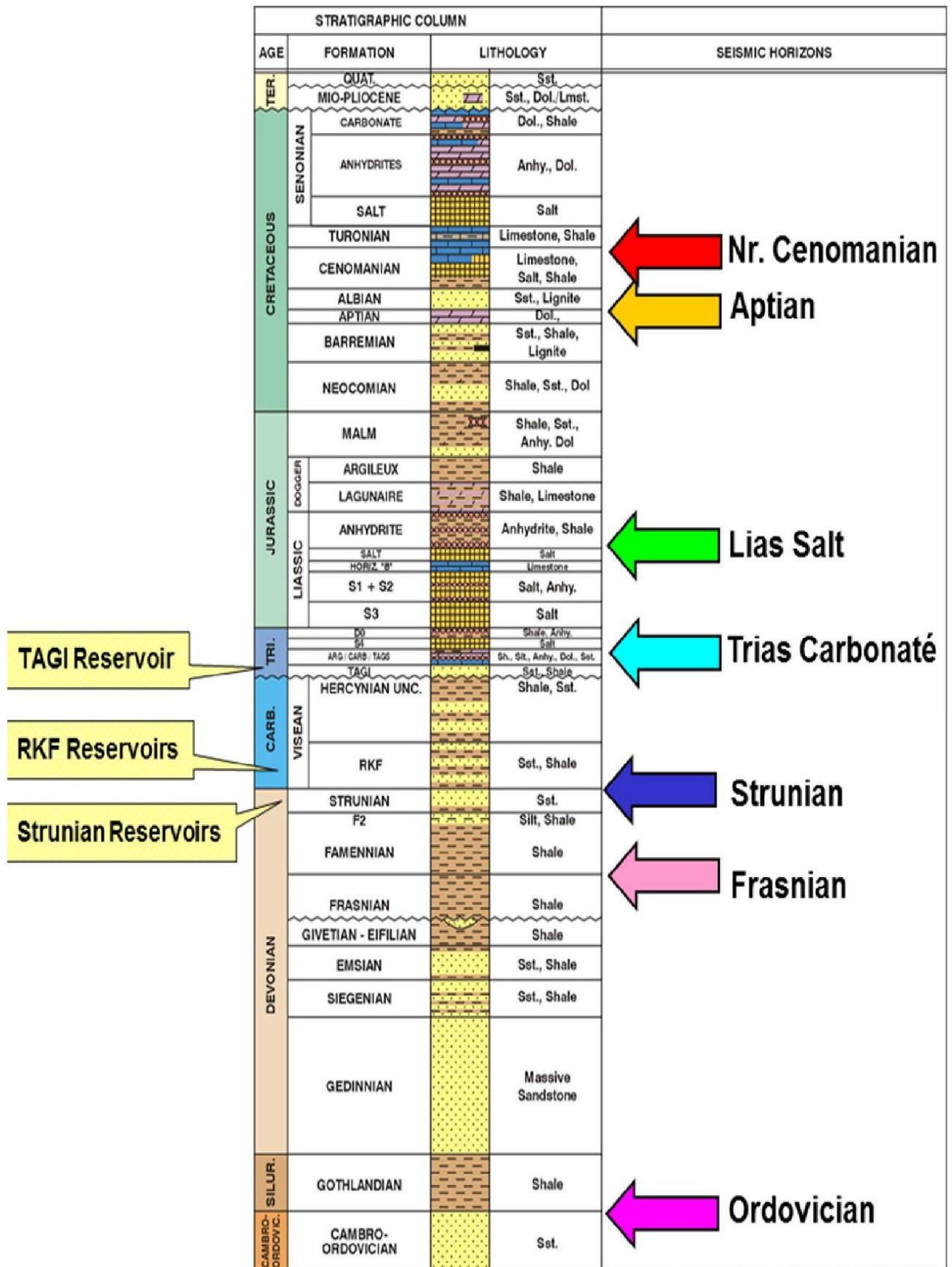


Figure.III.4 : Colonne stratigraphique et résumé de phase tectonique majeur bassin de Berkine.[9]

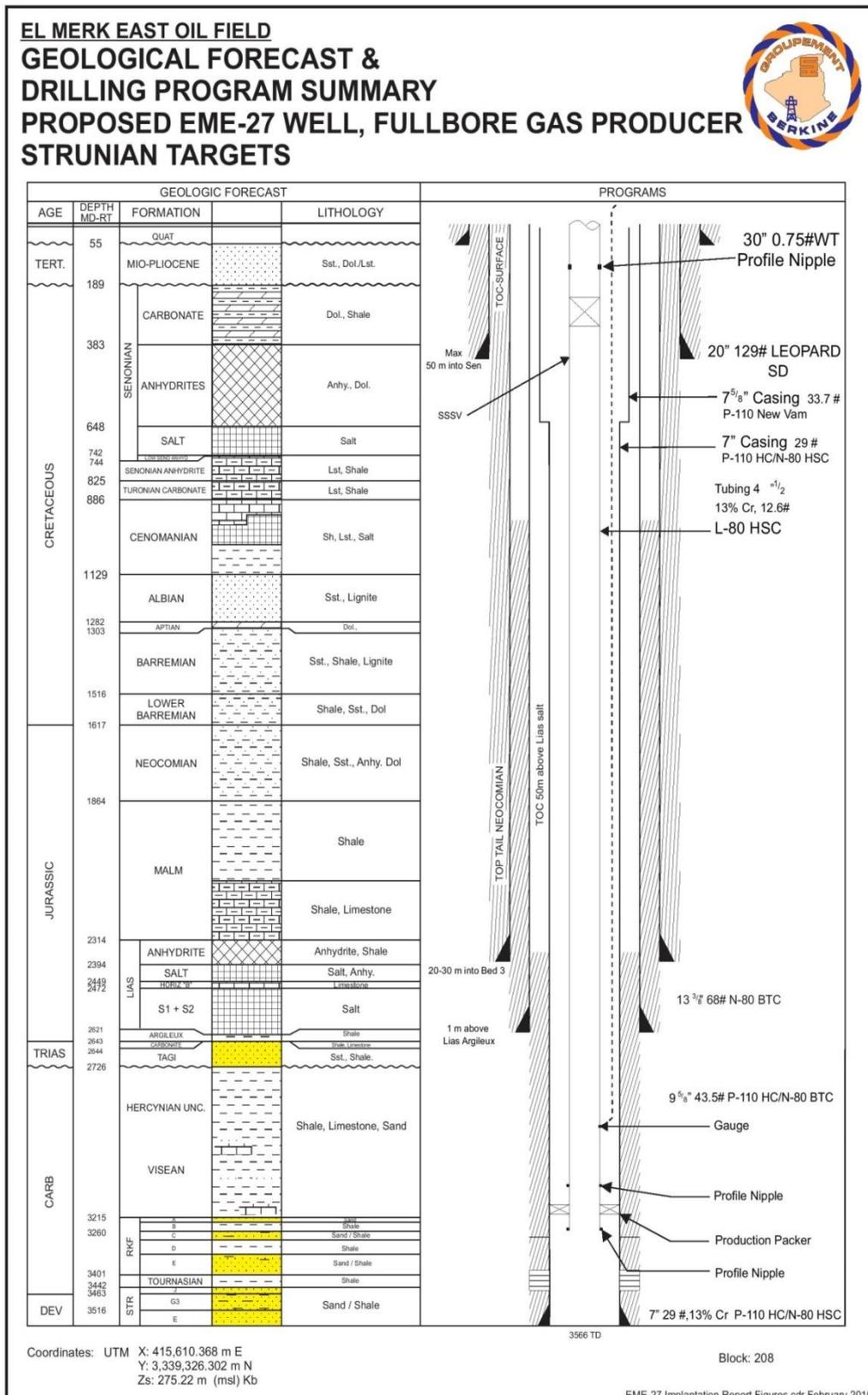


Figure.III.5 : Prévision géologique & résumé du programme de forage.[10]

III.3.1.Cadre hydrogéologique :

Les richesses souterraines de la région ne se limitent pas qu'aux hydrocarbures exploitées au niveau du Sahara algérien en particulier à Hassi Messaoud, Hassi R'mel et Hassi Berkine. Cette région est aussi riche avec les ressources stratégiques en eau souterraines. Les aquifères de Hassi berkine font partie du grand système des aquifères du Sahara septentrional (SASS). Le SASS (Figure.III.6) s'étend sur une vaste zone dont les limites sont situées en Algérie, Tunisie et Lybie. Ce bassin renferme une série de couches aquifères qui ont été regroupées en deux réservoirs appelés: le Continental Intercalaire (CI) et le Complexe Terminal (CT).

Le domaine du SASS couvre une superficie d'environ 1 000 000 km² dont 70 % se trouve en Algérie, 24 % en Lybie et 6 % en Tunisie, sa réserve est estimée à 31.000×10⁹ m³. Il s'étend du Nord au Sud, depuis l'Atlas saharien jusqu'aux affleurements de Tidikelt et du rebord méridional de Tinrhert et d'Ouest en Est depuis la vallée de Guir-Saoura jusqu'au graben de Hun en Lybie. En Algérie, ce système aquifère couvre une surface de 700 000 Km², et est d'une épaisseur environ de 4000 à 5000 mètres.[11]

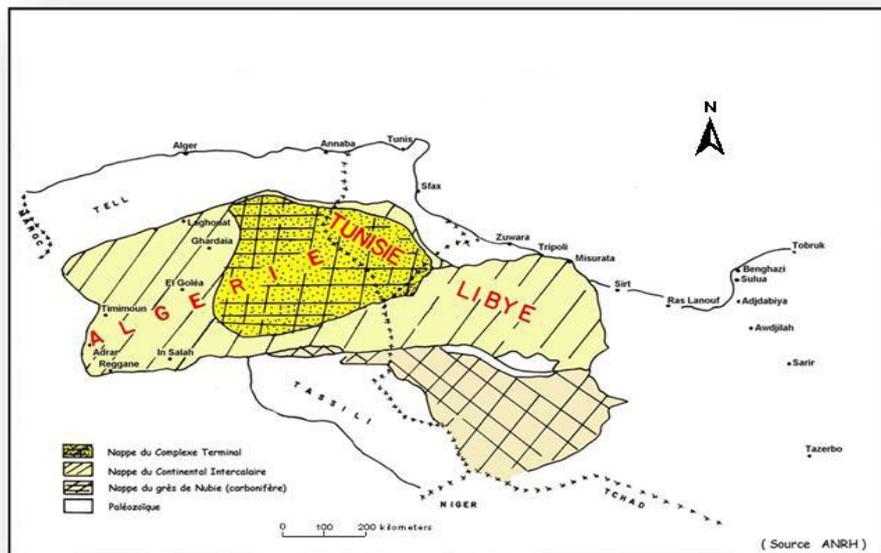


Figure.III.6 : Aquifères du Sahara septentrional.

III.3.2.Le Continental Intercalaire (CI) :

Le «Continental Intercalaire» désigne un épisode continental localisé entre deux cycles sédimentaires marins à la base, le cycle du Paléozoïque qui achève l'orogénèse hercynienne, alors qu'au sommet, le cycle du Crétacé supérieur, résultant de la transgression cénomaniennne. Il occupe les formations sableuses et argilo gréseuses du Néocomien, Barrémien, Aptien, et de l'Albien .L'aquifère est continu du Nord au Sud, depuis l'Atlas

Saharien jusqu'au Tassili du Hoggar, et d'Ouest en Est, depuis la vallée du Guir et de la Saoura jusqu'au désert libyen.[12]

L'alimentation de cette nappe d'après La carte piézométrique (Figure.III.7) de référence du Continental Intercalaire est faite par les zones suivant :

- ✚ Piémont sud atlasique au Nord-Ouest ;
- ✚ Tinrhert au Sud ;
- ✚ Dahar à l'Est ;
- ✚ Jebel Nafusa au Nord-est ;
- ✚ Jebel Hassawna au Sud, où la nappe du Cambro-Ordovicien est drainée vers le Nord par la nappe du Continental Intercalaire.

Les zones d'exutoire sont :

- ❖ Les foggaras du Touat-Gourara et du Tidikelt ;
- ❖ L'exutoire tunisien marqué par la faille d'El-Hamma ;
- ❖ L'exutoire libyen au niveau d'AinTawargha.

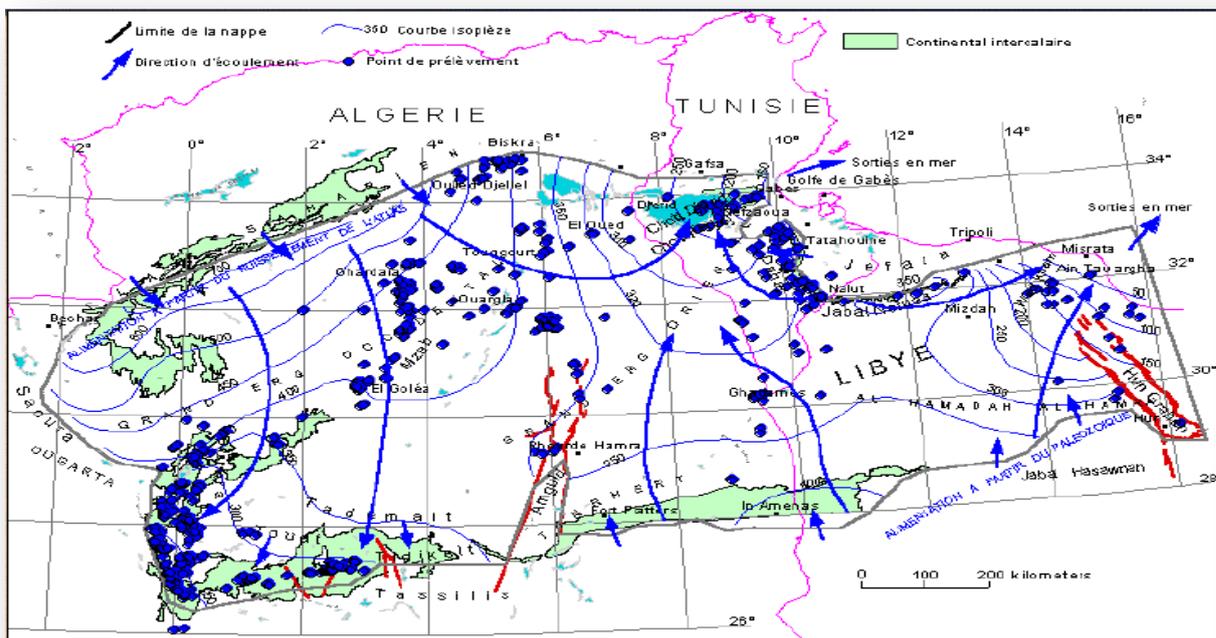


Figure.III.7 : Carte piézométrique de référence du CI.

III.3.3.Complexe Terminal (C.T) :

La nappe du Continental Terminal contenue dans les sables du Mio-Pliocène et plus ou moins en relation avec les nappes de l'Eocène, du Sénonien et du Turonien, de sorte qu'à l'échelle de l'ensemble du Sahara, on peut considérer que ces différents niveaux forment une seule et même nappe, la nappe du Continental Terminal, par opposition au Continental

Intercalaire. Le système aquifère du "Complexe Terminal" couvre la majeure partie du bassin oriental du Sahara septentrional sur environ 350 000 km². La profondeur du "CT" est comprise entre 100 et 600 m et sa puissance moyenne est de l'ordre de 300 m.[12]

L'examen de la carte piézométrique (Figure.III.8) met en évidence les zones d'alimentation, à savoir:

- ✓ L'Atlas Saharien du Nord-ouest.
- ✓ Le Dahar à l'Est.
- ✓ Le Tinrhert au Sud.
- ✓ Le J. Nafusa au Nord-est.

Les zones d'exutoire sont :

- Chott Melghir et chott Mérouane en Algérie.
- Evaporation dans les vallées des anciens oueds (Oued Righ)
- Forage d'eau.

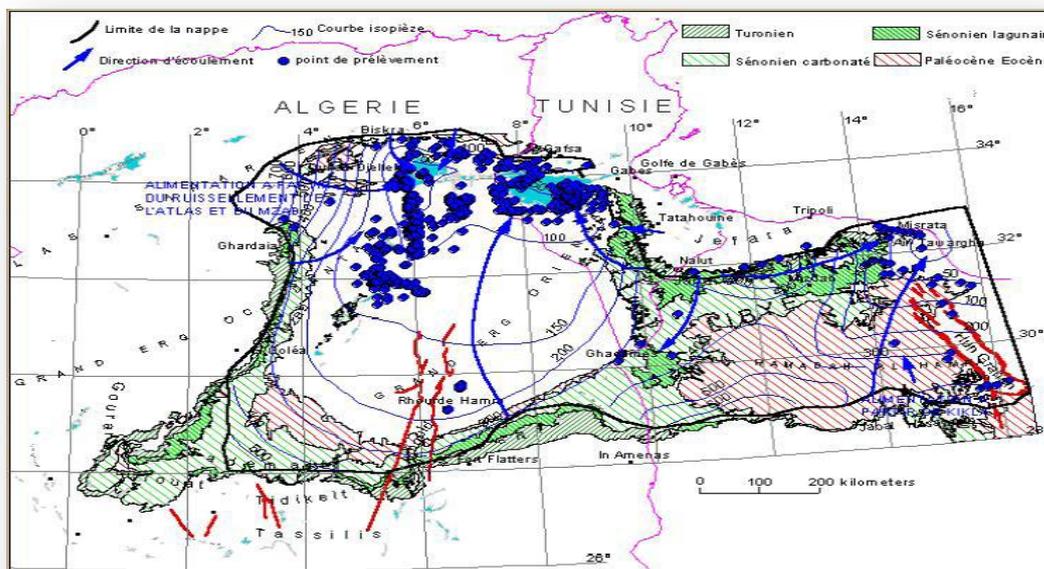


Figure.III.8 : Carte piézométrique de référence du CT.

Les failles de la dorsale d'Amguid (Figure.III.9) sont à l'origine d'une drainance verticale, préalablement signalée, des eaux du CI vers la nappe du.[12]

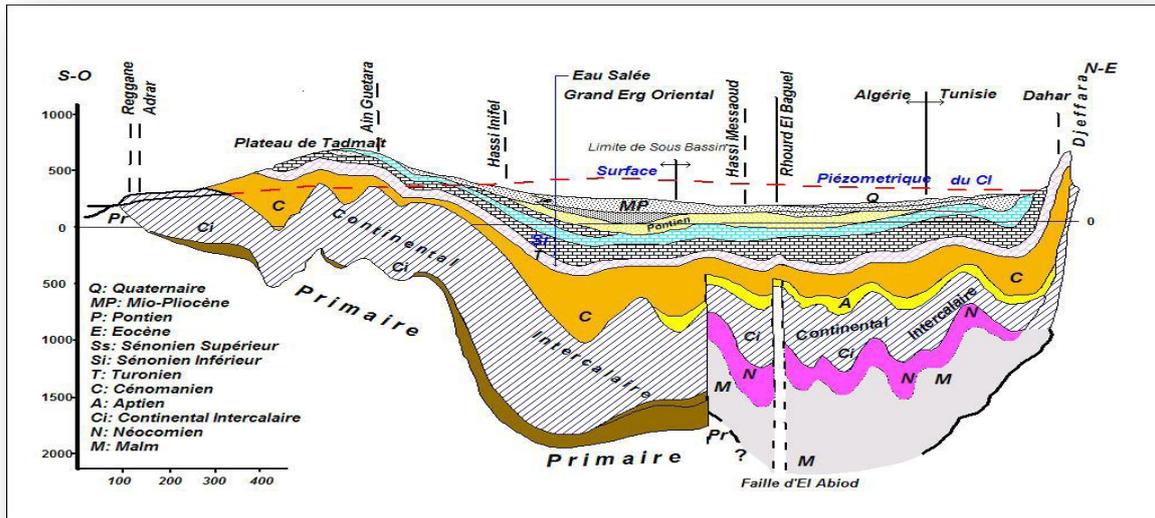


Figure.III.9 : Coupe hydrogéologique de SASS.

III.4.Conclusion :

Le bassin de Berkine, il est l'un des plus importants bassins producteurs d'hydrocarbures. Il est essentiellement subdivisé en trois zones pétrolières Dépression sud-est-triasique, Dépression de Dahar, Dépression de Berkine.

L'étude stratigraphique de la géologie du champ montre que ;

- le gisement TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur) : constitue la série basale du Mésozoïque. Il est caractérisé par des dépôts de type fluviatile se développant sur l'ensemble du bassin. La profondeur (2550 m-3200 m).

- Le gisement RKF : est la partie inférieure de Carbonifère qui constitue la série basale du Paléozoïque. Il est représenté par une sédimentation détritque dans laquelle s'individualisent des bancs de grès. La profondeur (3170 m-3290 m).

- Le gisement SRTUNIAN : est la partie supérieure de l'étage Dévonien supérieur de la série basale du Paléozoïque, est une série argilo-carbonatée, viennent les argiles riches en matières organiques. Le reste de la sédimentation est détritque et se présente comme une série argilo-gréseuse. La profondeur (3290 m-3650 m).

Le Système Aquifère du Sahara Septentrional (SASS) regroupe deux énormes réservoirs d'eaux souterraines ; le Continental Intercalaire (CI) et le Complexe Terminal (CT).

- La nappe du Complexe Terminal (C.T) : elle regroupe les aquifères du Mio- Pliocène de l'Eocène et du Sénonien carbonaté ;

- La nappe du Continental Intercalaire (C.I) : elle se présente comme un aquifère multicouche de l'Albien, Barrémien et Néocomien.

La recharge actuelle de cette nappe peut se réaliser lorsque certaines conditions climatiques (des précipitations exceptionnelles), topographiques (relief favorisant le ruissellement des oueds) et géologiques (affleurements perméables) se réunissent.

IV.1.Introduction :

La réalisation de cette étude a fait appel à plusieurs méthodes de travail, des mesures sur site (mesures des paramètres hydrodynamiques et physico-chimiques) et à des analyses au laboratoire (éléments chimiques). L'interprétation des données a été réalisée à l'aide de plusieurs logiciels d'informatique. L'ensemble des caractéristiques techniques du matériel utilisé et le principe de fonctionnement de certains logiciels ont été discutés dans ce chapitre :

IV.2.Echantillonnage :

Le prélèvement d'un échantillon d'eau est une opération délicate à laquelle le plus grand soin doit être apporté; il conditionne les résultats analytiques et l'interprétation qui en sera donnée. L'échantillon doit être homogène, représentatif et obtenu sans modifier les caractéristiques physicochimiques de l'eau (gaz dissous, matières en suspension, etc.).[13]

Vingt-cinq (25) échantillons d'eauxont prélevés pour analyses des paramètres chimiques à partir des puits de productions, et des forages d'eaux. Du diffèrent formations et gisements de champs d'El Merk: mio-pliocène, albien, barrémien (U, L), TAGI, RKF et Strunien. (Figure.IV.1)

Pour les autres analyses physico-chimiques il y a des prélèvements quotidiens soit au niveau de puits à l'extérieur soit au niveau des différentes zones dans le CPF.

IV.3.Matériel et méthodes de prélèvement :

Le prélèvement d'un échantillon d'eau est une opération délicate à laquelle le plus grand soin doit être apporté. Il conditionne les résultats analytiques et l'interprétation qui en sera donnée. L'échantillon doit être homogène, représentatif et obtenu sans modifier les caractéristiques physicochimiques de l'eau (gaz dissous, matières en suspension, etc).[13]

Les échantillons d'eau ont été prélevés à l'aide des bouteilles en verre (Figure.IV.2), préalablement rincées avec l'eau de process.

IV.4.Transport et conservation au laboratoire :

Tout flacon d'échantillonnage doit être clairement identifié et être accompagné d'informations suffisantes concernant l'échantillon. Les prélèvements seront transportés dans des glacières dont la température doit être comprise entre 4 à 6 °C. Même dans de telles conditions, l'analyse bactériologique doit débiter dans un délai maximal de 8 heures, après le recueil de l'échantillon. Si exceptionnellement l'analyse doit être reportée, il faut entreposer les échantillons à 4 °C.[14]



Figure.IV.1 : Bouteille d'échantillonnage.



Figure.IV.2 : Point de prise d'échantillonnage.

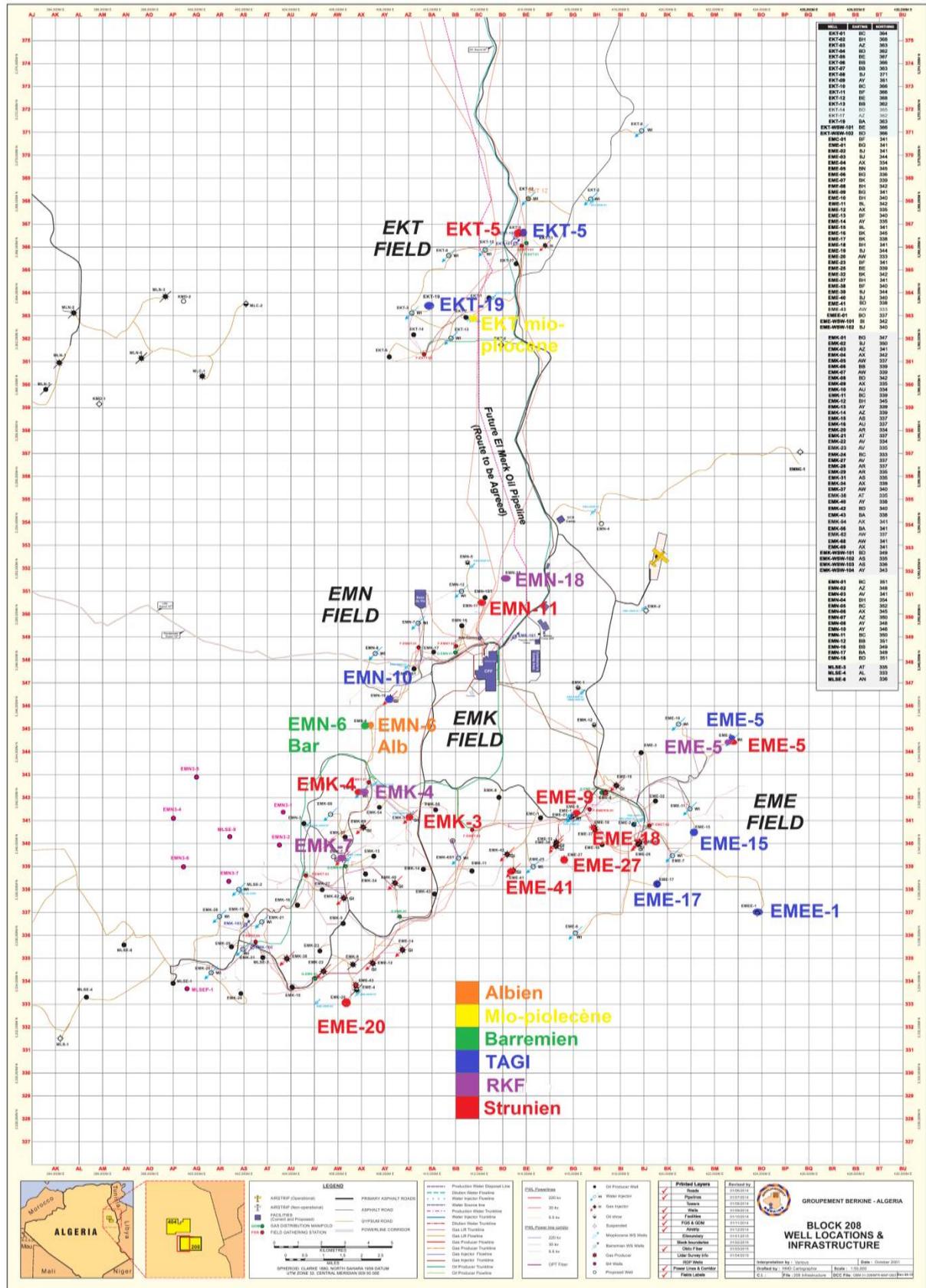


Figure.IV.3 : Localisation des puits d'échantillonnage du bloc 208.

IV.5.Méthode d'analyse :

✚ Analyse quotidien :

Les analyses quotidiennes qui ont fait au niveau de laboratoire de CPF d'Elmerkont poursuivi le rendement des différents équipements des unités de traitement et l'efficacité des produits chimique qu'on a injectés.

a) La température :

La température de l'eau est un paramètre de confort pour les usagers. Elle permet également de corriger les paramètres d'analyse dont les valeurs sont liées à la température (conductivité notamment). De plus, en mettant en évidence des contrastes de température de l'eau sur un milieu, il est possible d'obtenir des indications sur l'origine et l'écoulement de l'eau.

La température doit être mesurée sur site. Les appareils de mesure de la conductivité ou du pH possèdent généralement un thermomètre intégré.

b) La teneur d'huile dans l'eau :

La teneur d'huile dans l'eau fait à l'aide d'appareil HORIBA OCMA-310 qui peut évaluer la quantité d'hydrocarbures de traces dans le sol ou l'eau, ainsi que de vérifier pour les hydrocarbures résiduels sur des produits déjà nettoyés. L'OCMA-310 utilise spéciale S-316 Solvant HORIBA (Figure.IV.5), pour extraire les composants de l'huile à partir d'échantillons d'eau huileux, des échantillons de sol, ou des surfaces de produits. L'extrait est mesuré à l'aide d'absorption infrarouge, une technique de spectrophotométrie à infrarouge non dispersif qui est spécifique des hydrocarbures tels que le pétrole.

L'OCMA-310 mesures d'absorption dans la gamme 3,4-3,5 micromètre. Tous les hydrocarbures, y compris les huiles, absorbent le rayonnement infrarouge entre 3,4-3,5 micromètres. Par conséquent, l'unité de mesure tous les hydrocarbures présents dans le solvant d'extraction rapidement et avec précision, sans distorsion de la valeur en raison de la présence du solvant.

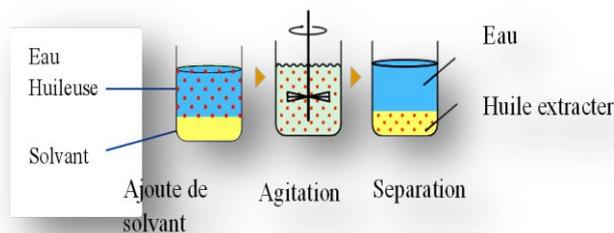


Figure.IV.4 : Principe de séparation d'huile à l'eau.



Figure.IV.5 : Appareil de mesure OIW Horiba OCMA-310.

c) Les matières en suspension :

Un échantillon bien mélangé est filtré à travers un filtre en fibre de verre standard pesé à 0,45 micron et le résidu retenu sur le filtre est séché à une température de 94 °c. L'augmentation de poids du filtre représente le total des solides en suspension. Si la matière en suspension obstrue le filtre et prolonge la filtration, la différence entre le total des solides et des solides totaux dissous peut fournir une estimation du total des solides en suspension.

$$\text{TSS (ppm)} = \frac{N (m_{\text{final}} - m_{\text{initial}}) * 10^6}{V (\text{échantillon})}$$

La méthode donne une indication des caractéristiques de filtrage et quantifier les solides en suspension dans l'eau.



Figure.IV.6 : Balance analytique.



Figure.IV.7 : Pompe à vide.

d) L'oxygène dissout :

- Échantillonnage :

La partie la plus critique de tout test d'oxygène dissout est l'échantillonnage. Le flux d'échantillon doit être complètement étanche. Pour ce faire, le tube d'échantillonnage est monté à la verticale avec un tube de matériau inerte qui relie le point d'échantillon vers le fond du tube d'échantillonnage. Utilisez l'acier inoxydable, de types 304 ou 316, ou un tube de verre avec des connexions en néoprène courts. Ne pas utiliser des tubes de cuivre, de longues sections de néoprène ou d'un autre tube polymère.

- Méthode d'essai :

Le kit de test CHEMets®1 Oxygène utilise l'oxygène dissout Rhodazine D™ Method.2, 3, 4,5 réagit avec la forme colorée jaune pâle de Rhodazine D pour produire une couleur rose foncé. La couleur obtenue est proportionnelle à la concentration en oxygène dissout dans l'échantillon.

- Procédure de test :

1. Pour éliminer les bulles d'air piégées, le système doit être purgé avec de l'eau qui circule à la vitesse la plus rapide possible, et à une température de 180-210 ° F (80 - 100 ° C).

Les nouveaux systèmes d'échantillonnage doivent être purgés pendant plusieurs heures, alors que ceux qui sont utilisés en routine peuvent nécessiter seulement quelques minutes. Lorsque le système est entièrement purgé, réduire le débit à 500 - 1000 ml par minute et refroidir l'échantillon à température ambiante.

2. Placez l'ampoule Chemet, pointe en premier, dans le tube de prélèvement. Enclenchez la pointe. L'ampoule remplira laissant une bulle pour le mélange.

3. Pour mélanger l'ampoule, inverser plusieurs fois, ce qui permet à la bulle de voyager de bout en bout.
4. Sécher l'ampoule. Les résultats des tests doivent être obtenus dans les 30 secondes après claquer l'ampoule.
5. Obtenir un résultat de test en plaçant l'ampoule, extrémité plate d'abord, dans le comparateur. Tenir le comparateur vers le haut vers une source de lumière et vue par le bas. Tourner le comparateur jusqu'à ce que la meilleure correspondance de couleur se trouve.[17]

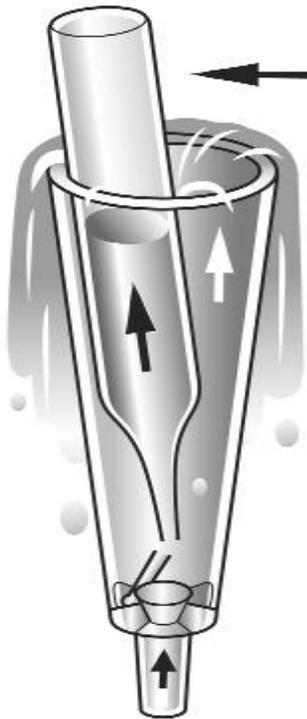


Figure.IV.8 : Le tube d'échantillonnage.



Figure.IV.9 : Le comparateur de couleur.

e) La salinité :

La salinité est se faire par une méthode volumétrique à l'aide d'un DosimatMetrohm–plus 865/876.

Les DosimatMetrohm facilitent les tâches de manipulation de liquide, ils sont utilisés comme instruments indépendants contrôlés manuellement ou bien comme burettes automatiques pour les titreur Titrimo/Titrimo plus.

La distribution sur simple pression d'un bouton est idéale dans le cas de titrages manuels utilisant un indicateur coloré. À partir du volume distribué il est possible de calculer automatiquement un résultat et d'imprimer un rapport de résultats. Différents paramètres de calcul peuvent être définis au préalable.

Dans notre cas on utilise le nitrate d'argent AgNO_3 comme titreur et le chromate de potassium comme un indicateur colorant. On ajoute le titreur jusqu'au premier changement de couleur.

Au premier temps AgNO_3 est en réaction avec le Cl^- lorsque la couleur est changée donc AgNO_3 est entré en réaction avec le chromate. La valeur enregistrée sur le dosimat est entrée comme facteur dans la formule

$$\text{Cl}^- = \frac{V_{\text{AgNO}_3} * (N=0,01) * (\text{masse molaire} = 35,45)}{V \text{ d'échantillon}} * 1000$$



Figure.IV.10 : Dosimat Metrohm–plus 865/876.

f) La conductivité :

La mesure de conductivité électrique est faite par un conductimètre Inolab-cond720, muni de l'élément de mesure qui consiste à une sonde constituée de deux électrodes recouvertes de noir de platine.

▪ Principe de méthode :

La conductivité électrique mesure le pouvoir conducteur d'une eau. Le courant est produit par les ions inorganiques présents à l'état dissous. La détermination de la conductivité s'effectue par la mesure de la résistance d'une colonne d'eau délimitée par deux électrodes. Une différence de potentiel est appliquée entre les électrodes immergées dans la solution et la chute de potentiel engendrée par la résistance de la solution est inversement proportionnelle à la conductivité de l'eau.



Figure.IV.11 : Conductimètre Inolab-cond720.

i) Le PH :

La mesure de PH fait à l'aide d'un PH mètre **inolab 730** qui base sur la méthode d'électrométrie cette dernière s'appliquent au moyen d'une électrode en verre à tout type d'eau ou de solution. Dont le PH est compris entre 1 et 11, et la température entre 0 et 600c.

○ **Principe de méthode :**

La différence de potentiel existant entre une électrode en verre et une électrode de référence (calomel- KCl sature) plongeant dans une même solution est une fonction linéaire du PH de cette solution. La détermination consiste en la mesure d'une différence de potentiel, elle s'effectue à l'aide d'un dispositif potentiométrique.[15]



Figure.IV.12 : PH mètre inolab 730.

g) Analyses des éléments chimiques (cation et anion):

- **Par spectrophotomètre :**

Cet appareil est utilisé pour analyser les éléments prédominants dans l'eau comme le calcium, le magnésium, le sodium et le potassium, le strontium, le sulfate, le chlorure, le baryum. Et pour les éléments qui peut être rencontrés à l'état de traces comme le chrome, le cuivre, le fer, le manganèse, le zinc, le lithium, etc.

- **Principe :**

Cette méthode mesure l'émission d'une radiation par les atomes. Lorsqu'un atome d'un élément est excité par une énergie, il devient instable, et va donc restituer cette énergie sous forme de radiation lumineuse pour revenir à son état initial. L'utilisation de ce phénomène constitue la base de la spectrométrie d'émission. [16]

Le même élément dispersé à l'état atomique dans une flamme possède également la propriété d'absorber tout rayon de la même fréquence F . Il en résulte une absorption du rayonnement incident lié à la concentration de l'élément considéré par une relation de la forme :

$$\text{Log } I_0 / I = K L C$$

I_0 , intensité de la radiation incidente ;

I , intensité de la radiation après la traversée de la flamme ;

L , longueur du chemin optique ;

C , concentration dans la solution de l'élément considéré ;

K , constante

Chaque élément a un réactif spécial et une longueur d'onde spéciale pour faire l'absorption.



Figure.IV.13 : Spectrophotomètre.

IV.6.Logiciels utilisés :

Le traitement de données statistique et géostatistique manuellement est difficile ou pratiquement impossible dans la plus part des cas. Ceci exige l'utilisation de l'outil informatique pour toutes les étapes de l'étude statistique et géostatistique depuis l'élaboration des fichiers jusqu'à la cartographie et la visualisation des résultats. Plusieurs logiciels ont été utilisés dans cette étude :

IV.6.1.Logiciel "EXCEL" :

Ce logiciel qui est un tableur a été utilisé essentiellement pour la saisie et la gestion des fichiers des données. Les fichiers de données des paramètres physico-chimiques ont été faits au préalable à l'aide de ce logiciel. En générale, il a été utilisé pour certains calculs et aussi pour qu'ils soient bien adaptés à tout traitement statistique et représentation graphique des résultats.

IV.6.2.Logiciel "DIAGRAMME" :

C'est un logiciel de création des diagrammes spécifiques à l'hydrogéologie et validation des données analytiques à partir des données importées d'un tableur.

IV.6.3.Logiciel "STATISTICA. 6" :

Ce logiciel a été utilisé pour le traitement statistique mono-varié, bi-varié et multi varié (calcul des matrices de corrélation, calcul des facteurs de charges, valeur propres – ACP,).

V.1.Introduction :

L'étude de la chimie des eaux souterraines apporte à l'hydrogéologie non seulement une somme considérable de renseignements utiles à la compréhension des phénomènes se produisant dans les systèmes aquifères. C'est-à-dire dans les échanges possibles entre l'eau et la roche, mais elle lui permet également de préciser la répartition quantitative des différents éléments dissous et d'apprécier la qualité des eaux produit et les eaux d'aquifère. Le but de cette étude hydrochimique est de :

- Déterminer et analyser les différents paramètres physico-chimiques.
- Déterminer la répartition quantitative des différents éléments majeurs.
- Déterminer les principaux facies chimiques des eaux et les comparer.

Dans le cadre de cette étude on a exploité les données relatives aux analyses chimiques correspondant aux points d'échantillonnage des différent puits de région d'elmerk.

V.2.Présentation des résultats d'analyses physico-chimiques des eaux :

Pour la présentation et l'interprétation des résultats des analyses physico-chimiques des eaux, on a adopté les symboles suivants pour les forages de chaque champ :

- EKT (ElKheit eh Tessekha).
- EMN (El Merk Nord).
- EME (El Merk Est).
- EMK / MLSE (champ groupé d'El Merk et de Menzel LedjmatSud-est).

V.2.1.Les paramètres physiques :**V.2.1.1.Température :**

La température à une grande importance dans l'étude et la surveillance des eaux les eaux souterraine. La température des eaux de souterraine variée selon plusieurs facteurs ; la nature géologique des aquifères et également de la profondeur des eaux (gradient thermique).

L'élévation de la température s'accompagne d'une diminution de la densité, d'une réduction de la viscosité, d'une augmentation de la tension de vapeur saturante à la surface et d'une diminution de la solubilité des gaz, en plus cette augmentation de la température favorise l'autoépuration, et accroît la vitesse de sédimentation.[24]

V.2.1.2.Le potentiel d'hydrogène PH :

Le pH est la mesure de l'activité des ions H^+ contenus dans une eau. C'est un paramètre qui déterminé l'acidité ou l'alcalinité d'une eau.[25]

$$PH = -\log(H^+)$$

Les valeurs du pH mesurées sont portées dans (fig.V.1), cet histogramme montre que tous les points d'eau ont des valeurs qui oscillent autour de la neutralité ; entre 3,7 comme valeur

minimale au zone stratigraphique TAGI U1 enregistrée au forage EMK 12 TAGI et 7,9 comme valeur maximale zone stratigraphique Moi-Pliocène au EKT.

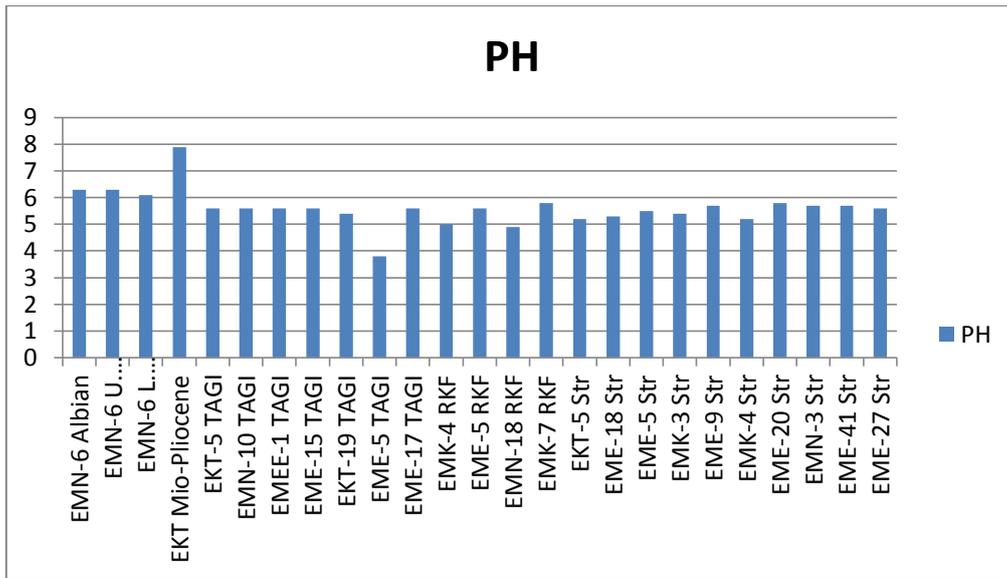


Figure.V.1 : Représentation des valeurs du pH mesurées.

V.2.1.3.La Conductivité :

La conductivité électrique est la propriété qu'à une eau pour conduire le courant électrique, elle dépend de la quantité d'ions que renferme cette eau ainsi que de sa température. Elle peut donc servir à estimer la teneur en sels dissous dans cette eau.[26] Les valeurs mesurées sur notre terrain ont été ramenées à une température standard de 25°C. La classification des points d'eau de la zone étudiée selon leur conductivité est portée dans l'histogramme de (Figure.V.2).

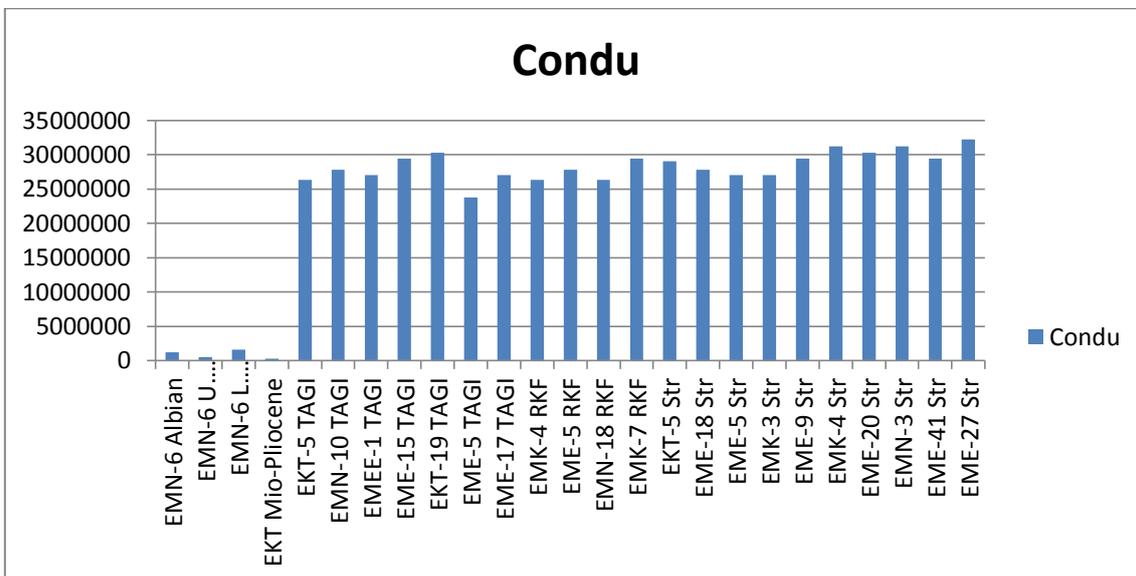


Figure.V.2 : variations de la conductivité (CE).

Les variations de la conductivité (CE) montre des valeurs variant entre 287030 à 32258000($\mu\text{S}/\text{cm}$), (Figure.V.2) dont la valeur maximale est observée au niveau du forage EME-6 Str. La valeur minimale est enregistrée au forage EKT Mio-Pliocène.

V.2.2.Les paramètres chimiques :

Les analyses chimiques des eaux et la détermination de leur teneur sont d'une grande importance car elles permettent d'avoir une idée sur la nature des formations géologiques traversées par ces eaux et la dynamique de ces derniers.

V.2.2.1.Eléments majeurs :

Les éléments chimiques dits majeurs correspondent aux anions et cations qui constituent de façon prépondérante la minéralisation des eaux.

Les résultats d'analyses chimiques en éléments majeurs effectuées sur les échantillons prélevés aux points d'échantillonnage des différents puits de la zone d'étude sont reportés dans le (tableau ii.1) dans l'annexe.

V.2.2.1.1.Les cations (Ca^{++} , Mg^{++} , Na^+ , K^+) :

➤ Le calcium Ca^{2+} :

La présence des ions Ca^{2+} dans les eaux est liée principalement à la dissolution des formations carbonatées (CaCO_3) ainsi que les formations gypseuses (CaSO_4) selon les équations suivantes :

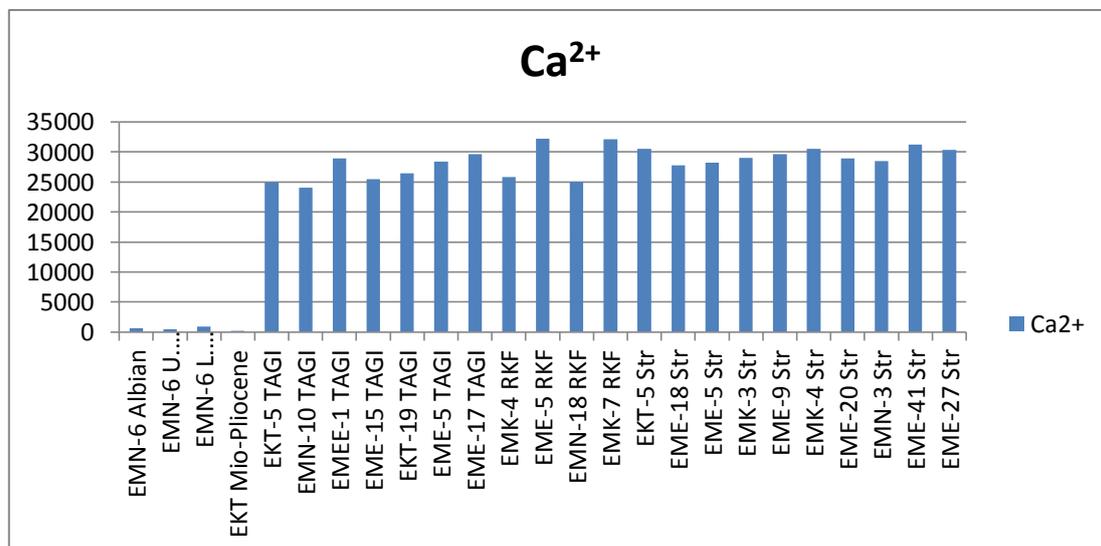
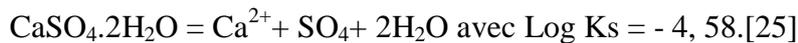
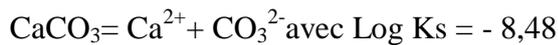


Figure.V.3 :L'histogramme qui montre les variations de Le calcium Ca^{2+} .

Les variations de Le calcium Ca^{2+} montre des valeurs variant entre 181(mg/l) à 32200 (mg/l), dont la valeur maximale est observée au niveau du forage EME-5 RKF. La valeur minimale est enregistrée au forage EKT Mio-Pliocène.

➤ **Le magnésium Mg^{2+} :**

Cet élément provient de la dissolution des formations carbonatées à fortes teneurs en magnésium en l'occurrence la Dolomite selon la relation suivante :

Magnésite: $\text{MgCO}_3 = \text{Mg}^{2+} + \text{CO}_3^{2-}$ $\log K_s = 2,98$

Dolomite: $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 = \text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+} + 2\text{CO}_3^{2-}$ avec $\log K_s = -17,09$. [25]

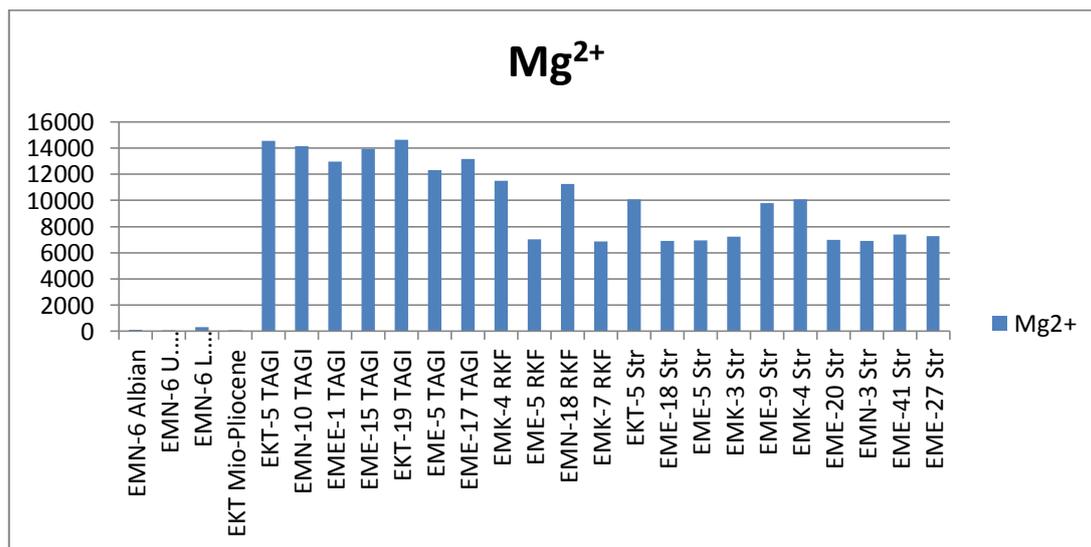


Figure.V.4 : L'histogramme qui montre les variations de Mg.

Les variations de Le magnésium Mg montre des valeurs variant entre 85 à 14650 (mg/l), dont la valeur maximale est observée au niveau de puits EMN-18 TAGI. La valeur minimale est enregistrée au forage EKT Mio-Pliocène.

➤ **Le sodium :**

L'origine de cet élément est liée principalement à la dissolution des formations salifères et à l'effet de la salinité. La plus importante source de sodium se trouve dans les évaporites (halite NaCl , mirabilite $\text{Na}^{2+}\text{SO}_4(10(\text{H}_2\text{O}))$). [26]

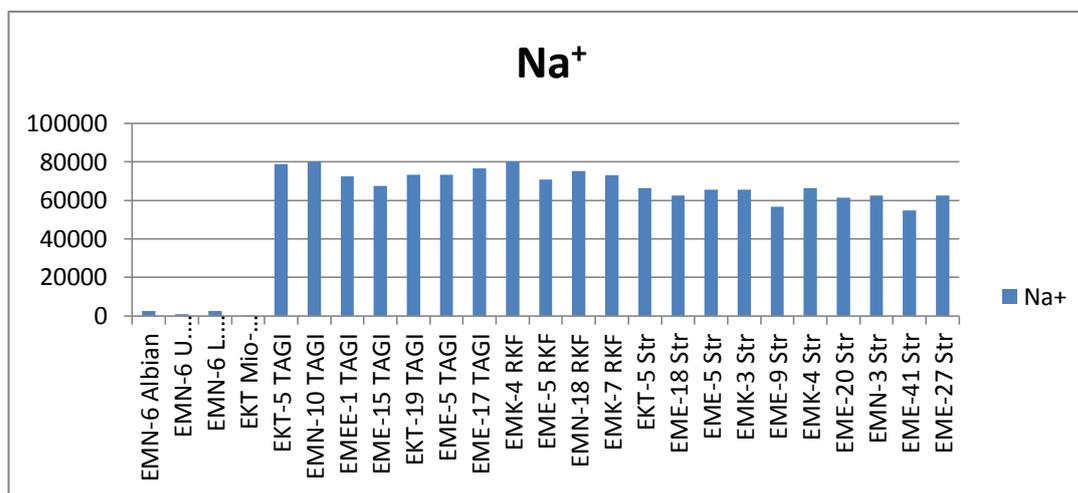


Figure.V.5 :L'histogramme qui montre les variations de Na⁺.

Les variations de Le sodium Na⁺ montrent des valeurs variant entre 350à80250 (mg/l), dont la valeur maximale est observée au niveau du forage EMK-4 RKF. La valeur minimale est enregistrée au forage EKT Mio-Pliocène.

➤ **Le potassium K⁺ :**

Le potassium provient de l'altération des formations silicatées (gneiss, schiste), des évaporites, en l'occurrence la Sylvite (KCl), ou par suite D'altération des argiles potassiques.

KCl =K⁺+ Clavec **Log Ks = 0,846**. [12]

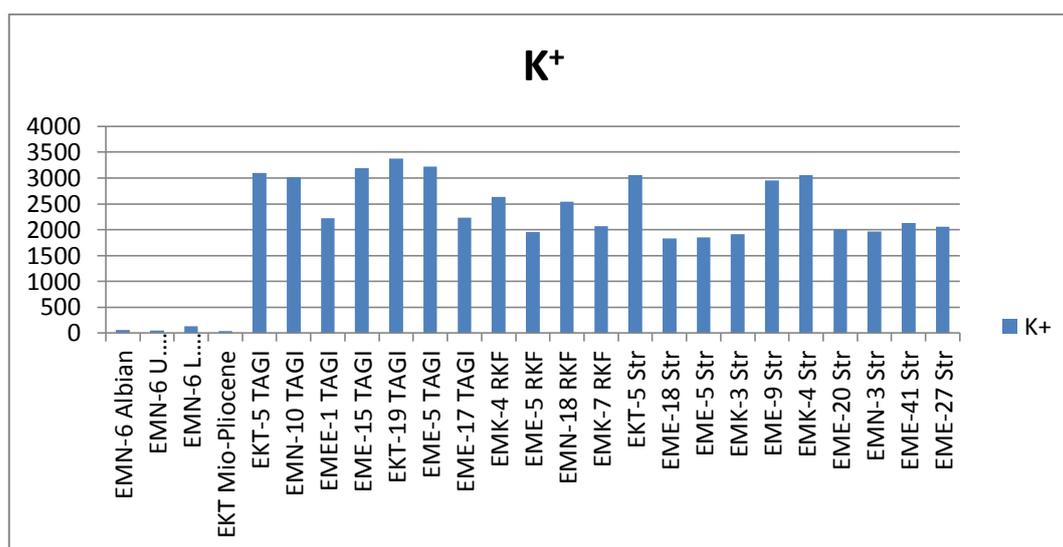


Figure.V.6 :L'histogramme qui montre les variations de k⁺

Les variations de Le potassium k⁺ montrent des valeurs variant entre 39à3376 (mg/l), dont la valeur maximale est observée au niveau du forage EMN-18 TAGI. La valeur minimale est enregistrée au forage EKT Mio-Pliocène.

➤ **Le baryum :**

Le baryum est entré principalement à la composition de la barytine qui est une espèce minérale composée de sulfate de baryum de formule BaSO₄ avec des traces

de Sr, Ca et Pb. Ce minéral, d'origine hydrothermale, présente de nombreuses variétés. La Célestine, minéral où la baryte est associée au sulfate naturel de strontium (SrSO_4) avec des traces de Calcium. La Célestine (pôle strontium) donne un isomorphisme complet avec la baryte (pôle baryum).[27]

La barytine est utilisée principalement dans l'industrie pétrolière (80 %) comme additif dans les boues de forage. Ce qui explique les teneurs élevées en strontium et baryum dans cette zone.

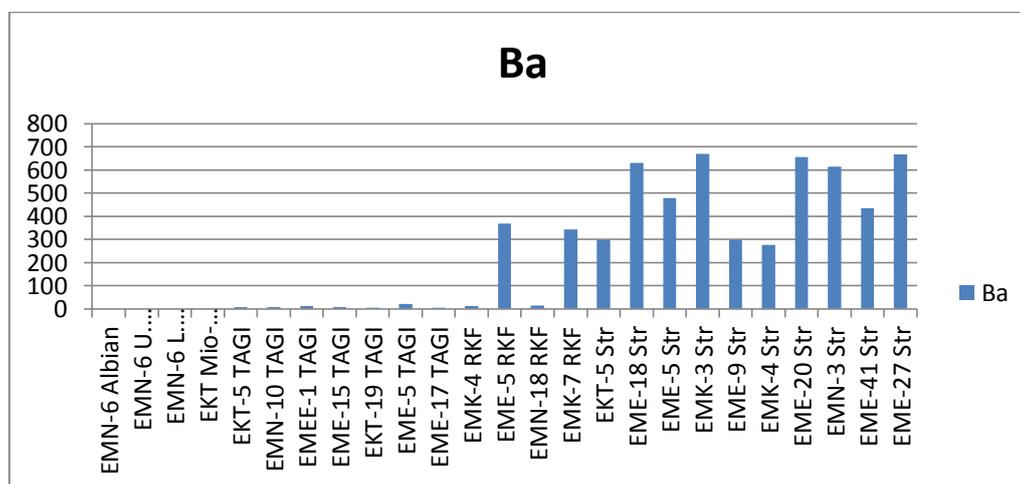


Figure.V.10 :L'histogramme qui montre les variations de Ba.

Les variations de Ba montrent des valeurs variant entre 0 à 669 (mg/l), dont la valeur maximale est observée au niveau de l'EME-18Str. La valeur minimale est enregistrée au forage EMN-6 Albian EMN-6 U. Barremien EMN-6 L. Barrémien.

➤ Le strontium Sr^{2+} :

Le strontium est un métal alcalino-terreux, on le trouve dans la nature sous forme de strontiane SrCO_3 et de célestite SrSO_4 qui accompagne généralement les formations évaporitiques, il est considéré comme un indicateur très utile pour la détermination de l'origine de la minéralisation (Edmunds, W.M, 1980, 1995). En raison de leurs rayons ioniques comparables ($\text{Sr}^{2+} = 0,116 \text{ nm}$, $\text{Ca}^{2+} = 0,103 \text{ nm}$) et leur situation dans le tableau périodique, le strontium et le calcium présentent un comportement géochimique identique. [25]

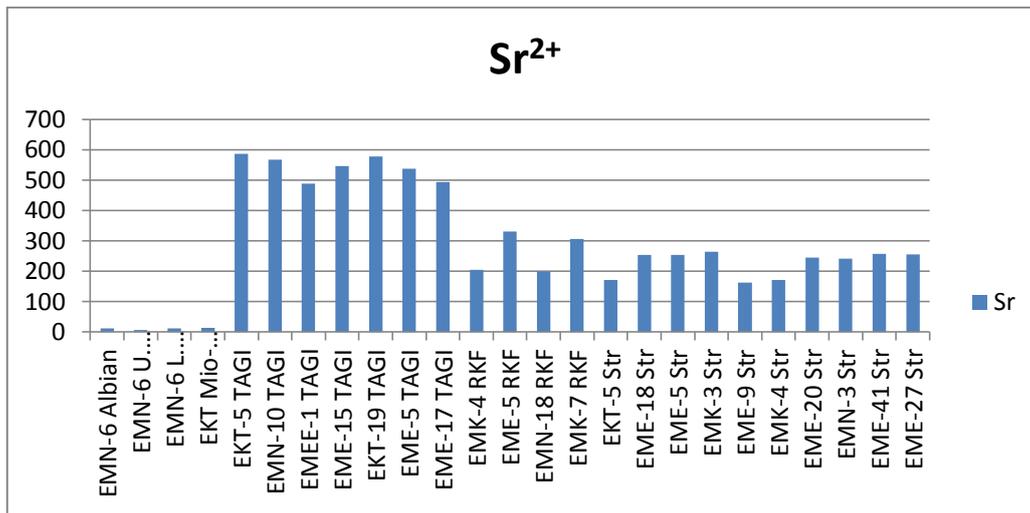


Figure.V.7 :Variations de strontium Sr²⁺

Les variations de strontium Sr montre des valeurs variant entre 7 à 586 (mg/l), dont la valeur maximale est observée au niveau du forage EKT-5 TAGI. La valeur minimale est enregistrée au forage EMN-6 U. Barrémien.

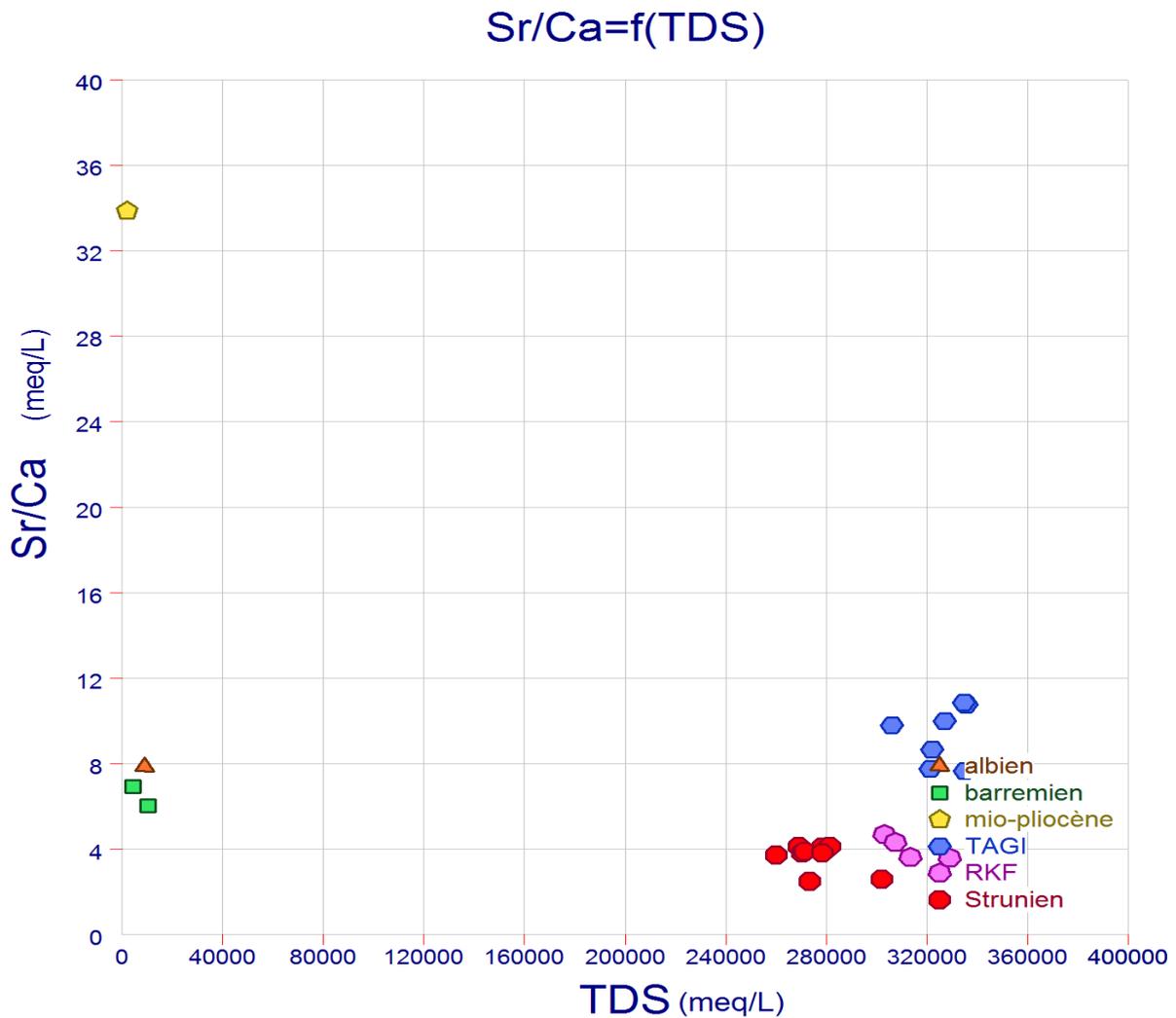


Figure.V.8 :Variation du rapport Sr²⁺/Ca²⁺

Le rapporte Sr^{2+}/Ca^{2+} est utiliser pour indiquer l'influence des formations évaporitiques sur le chimisme des eaux de la région. D'après le graphe en note que ce rapporte dépasse les 3még/l dans la plupart des cas, et peut atteindre à 10-11 még/l

➤ **Le fer total Fe (mg/l) :**

La présence du fer dans l'eau peut avoir une origine naturelle, par lessivage des terrains argileux, ou une origine industrielle, par corrosion des tubages.[12]

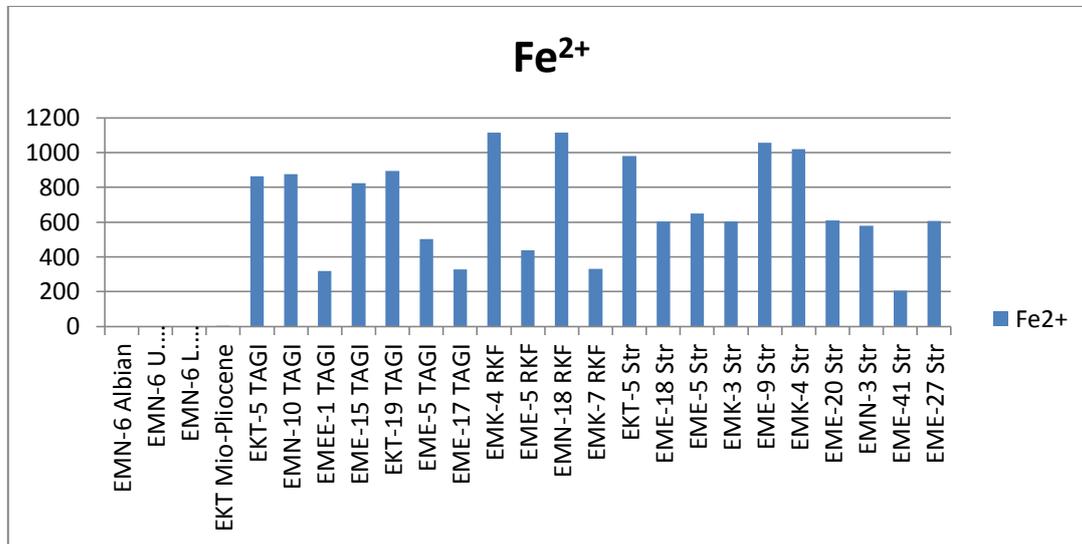


Figure.V.9 :L'histogramme qui montre les variations de Le fer total Fe.

Les variations de Le fer total Fe montre des valeurs variant entre 0 à 1115 (mg/l), dont la valeur maximale est observée au niveau du forage EMK-22 RKF. Et on observe dans plusieurs forages d'eau comme EMN-6 Albian EMN-6 U. Barrémien EMN-6 L. Barrémien à des valeurs nulles.

V.2.2.1.2. Les anions :

➤ **Les chlorures :**

L'origine de cet élément est liée principalement à la dissolution de la Halite (NaCl), qui se fait selon la relation suivante :



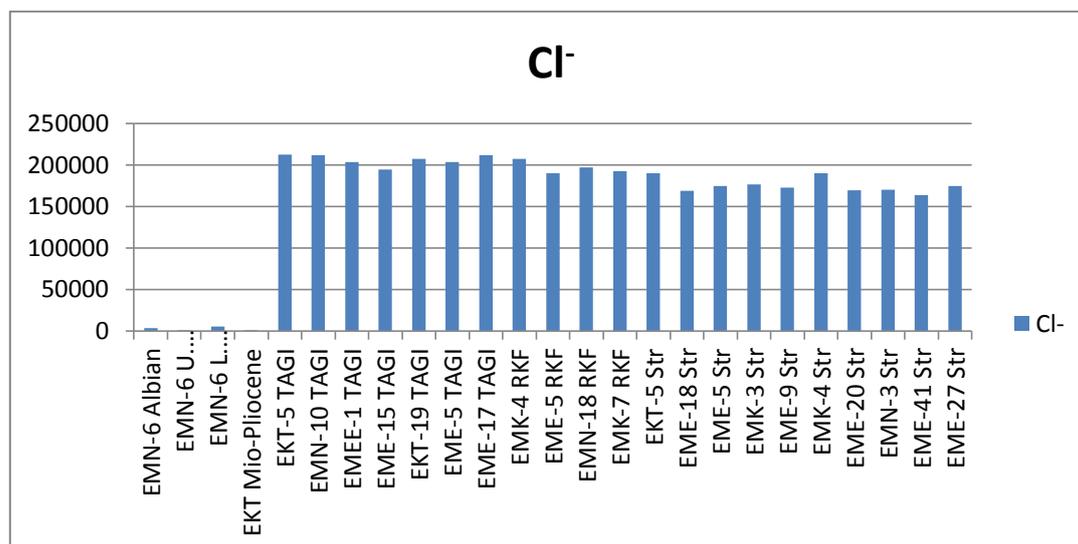


Figure.V.11 :L'histogramme qui montre les variations de Les chlorure Cl⁻.

Les variations de Les chlorure Cl⁻ montre des valeurs variant entre 456 à 212350 (mg/l), dont la valeur maximale est observée au niveau du forage EKT-5 TAGI. La valeur minimale est enregistrée au forage EMN-6 Albanian.

➤ **Les bicarbonates HCO₃⁻ :**

La présence des bicarbonates dans l'eau est due à la dissolution des formations Carbonatées (calcaire, dolomite..etc.) Par des eaux chargées en gaz carbonique. L'équation de dissolution est donnée comme suit :

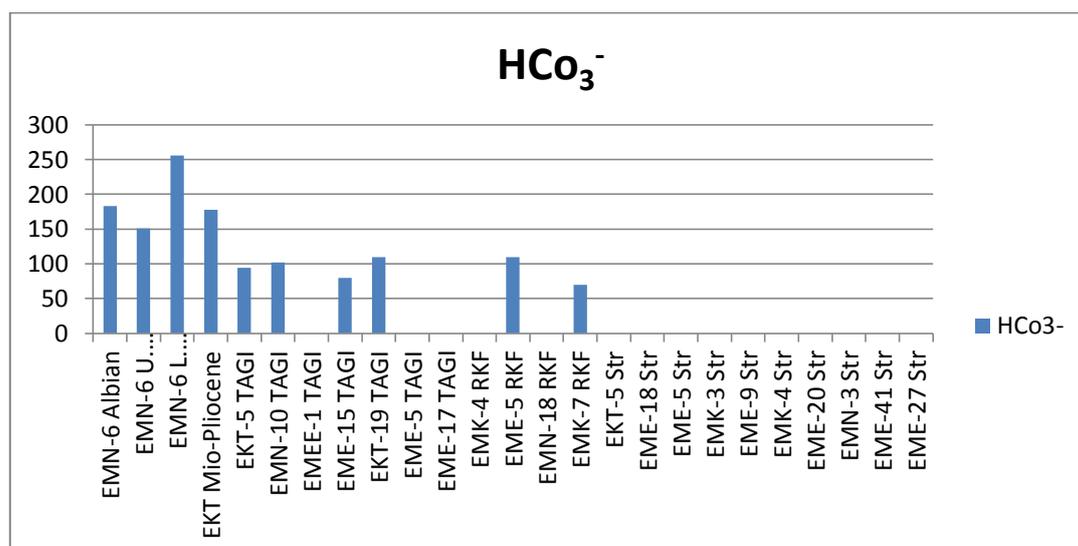
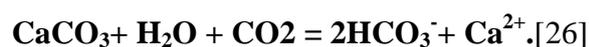


Figure.V.12 :L'histogramme qui montre les variations des bicarbonates HCO₃⁻.

Les variations des bicarbonates HCO₃⁻ montre des valeurs variant entre 0 à 256 (mg/l), dont la valeur maximale est observée au niveau de l'EMN-6L.Barremian. Et on observe dans plusieurs forages des différents gisements TAGI, RKF et Saturnien des valeurs nul.

➤ **Les sulfates SO_4^{2-} (mg/l) :**

La présence des ions sulfatés dans l'eau est liée principalement à la dissolution des formations gypseuses, selon la relation :

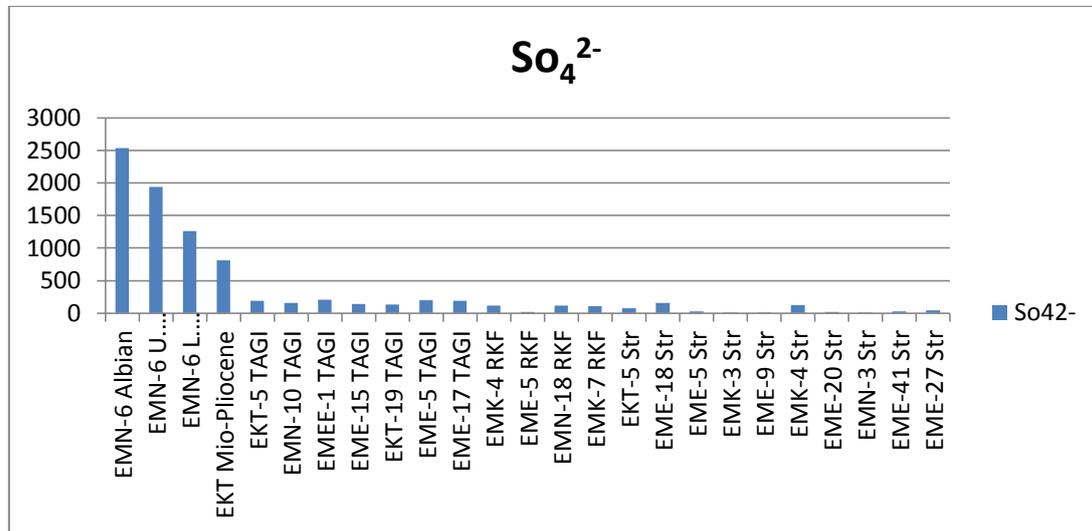
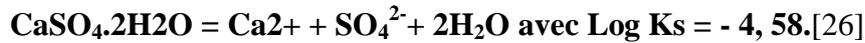


Figure.V.13 : L'histogramme qui montre les variations de SO_4^{2-}

Les variations de Les sulfates SO_4^{2-} montre des valeurs variant entre 1 à 2536 (mg/l), dont la valeur maximale est observée au niveau du forage EMN-6 Albian ; La valeur minimale est enregistrée au forage EMK-27 RKF.

V.2.2.2. Les éléments mineurs :

➤ **Le lithium Li^+ :**

Le lithium Li^+ provient de la dissolution des évaporites, Les concentrations anormales sont toujours liées à une élévation de la température (eaux thermales). Une faible augmentation de la température est suffisante pour provoquer une augmentation de la teneur en Li^+ des eaux souterraines de 100 à 10 000 fois.[28]

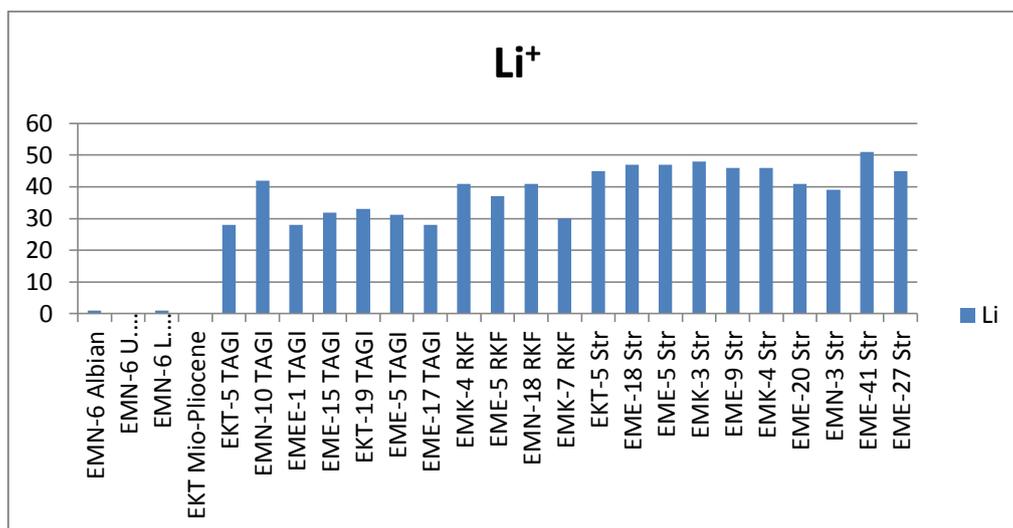


Figure.V.14 :L’histogramme qui montre les variations de lithium Li⁺.

Les variations de lithium Li montre des valeurs variant entre 0 à 51 (mg/l), dont la valeur maximale est observée au niveau du forage EME-41 Str. La valeur minimale est enregistrée au forage EMN-6 U. Barrémien.

➤ **La Silicium (Si) :**

La silice dans la nature se trouve sous forme SiO₂, d’origine essentiellement naturelle, liée aux formations silicatées (sables et grès qui représentent 27 % de l’écorce terrestre) ainsi que les silicates en provenance de roches métamorphiques et magmatiques.[26]

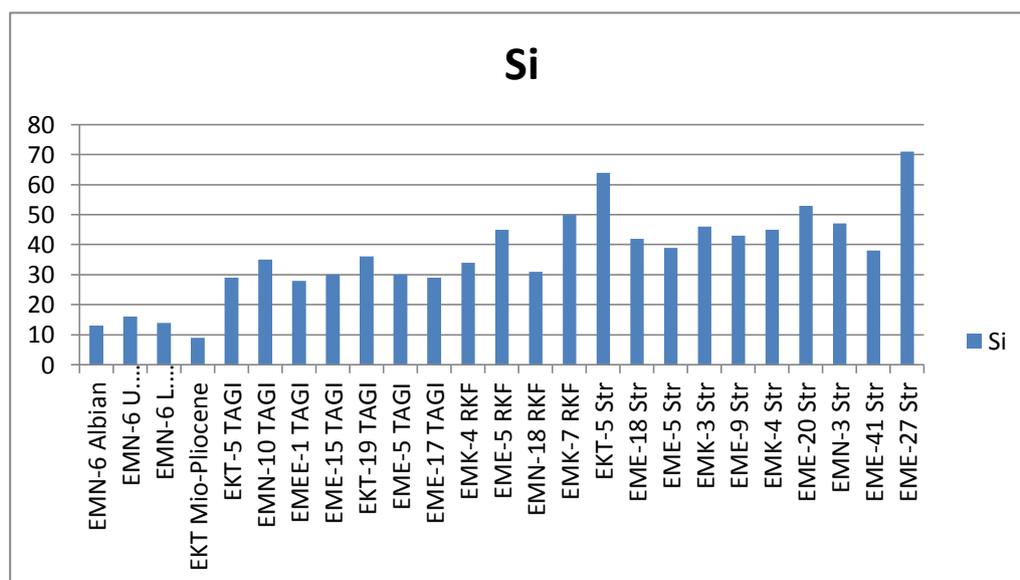


Figure.V.15 :L’histogramme qui montre les variations de Si.

Les variations de La silice Si Li montre des valeurs variant entre 8,9à71 ($\mu\text{S}/\text{cm}$), dont la valeur maximale est observée au niveau du EME-6 Str. La valeur minimale est enregistrée au forage EKT Mio-Pliocene.

➤ **Le manganèse (Mn^{2+}) :**

Le manganèse ce trouve ensemble avec le fer dans la nature. La présence de fer dans l'eau peut avoir diverses origines : naturelle ou industrielle. Par contre, la présence du manganèse, du point de vue industriel, est liée à la métallurgie, l'industrie électrique et l'industrie chimique. La concentration de manganèse dans les eaux peu aérées (nappe captive) et fort que dans les eaux bien aérées.[16]

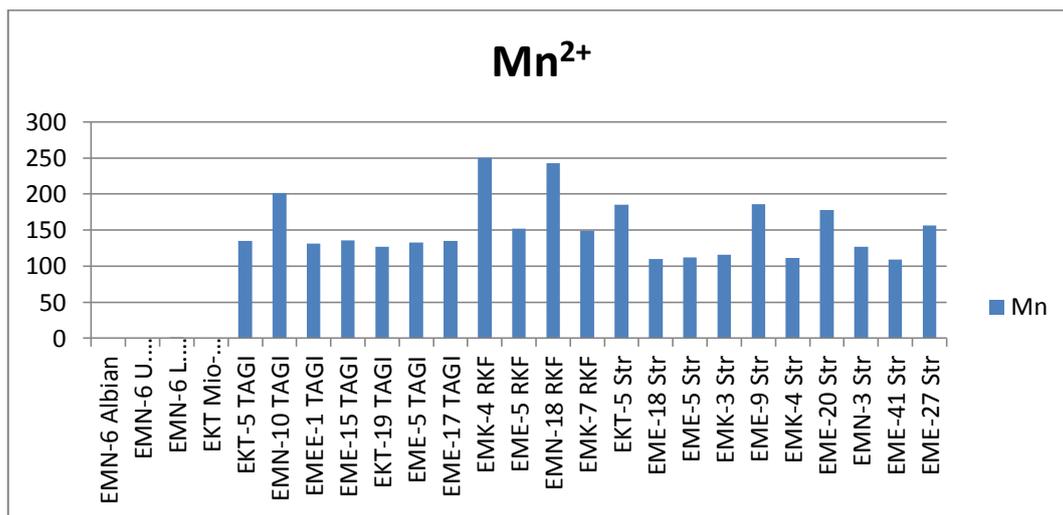


Figure.V.16 :L'histogramme qui montre les variations de Mn.

Les variations de Mn montrent des valeurs variant entre 0à 250(mg/l), dont la valeur maximale est observée au niveau du forage EMK-4 RKF. La valeur minimale est enregistrée au forageEMN-6 Albanien EMN-6 U. Barrémien.

➤ **Phosphore P :**

Le phosphore peut se trouver sous différentes formes oxydées, méta HPO_3 , pyro $\text{H}_4\text{P}_2\text{O}_7$ et ortho H_3PO_4 , en milieu aqueux, les formes méta et prétendant vers la forme ortho pour des pH de 5 à 8.

Les réactions chimiques entre les différentes formes de phosphore sont données par :



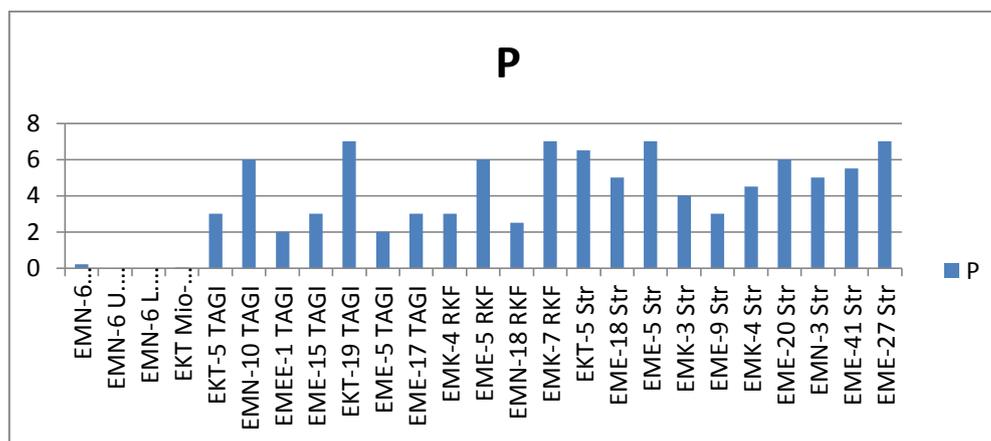


Figure.V.17 :L'histogramme qui montre les variations de P.

Les variations de P montrent des valeurs variant entre 0 à 7(mg/l), dont la valeur maximale est observée dans plusieurs forages des différentes zones stratigraphie TAGI, RKF Strunian, La valeur minimale est observée dans la nappe Barrémien.

➤ **Bore (B) :**

Il existe sous différentes formes dans les eaux naturelles (borate de calcium, acide borique ou iodure de bore), contrairement aux autres oligo-éléments, le bore dans les plantes agit comme une hormone ou servirait du moins à la synthèse des phytohormones.[26]

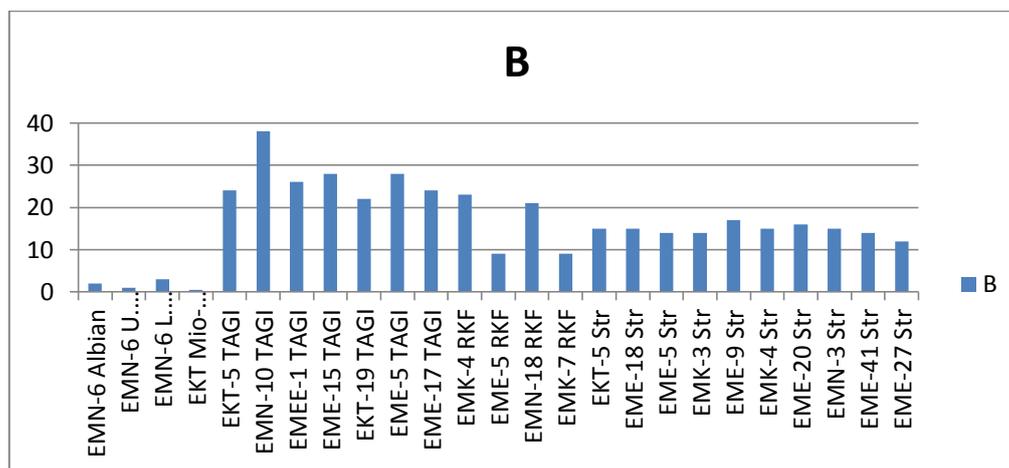


Figure.V.18 :L'histogramme qui montre les variations de B.

Les variations de B montre des valeurs variant entre 0,52à 38(mg/l), dont la valeur maximale est observée au niveau du forage EMN-10 TAGI. La valeur minimale est enregistrée au forage EKT Mio-Pliocène.

➤ **L'Aluminium (Al^{3+}) :**

On trouve couramment l'aluminium sous la forme de silicate d'aluminium ou combiné avec d'autres éléments, tels que le sodium, le potassium, le fer, le calcium et le magnésium. [16]

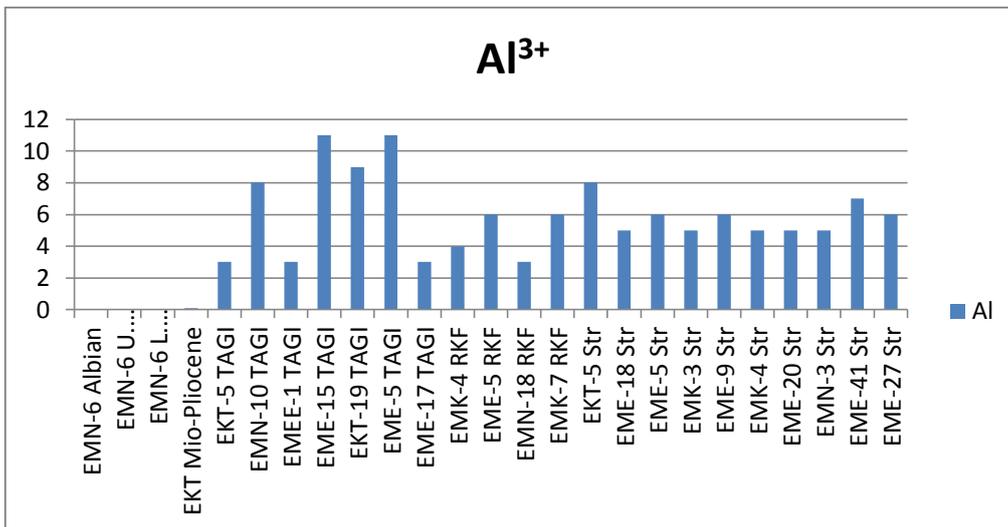


Figure.V.19 :L’histogramme qui montre les variations de Al³⁺.

Les variations de Al montre des valeurs variant entre 0à 11(µS/cm), dont la valeur maximale est observée au niveau du EKT-11 TAGI EMK-12 TAGI. La valeur minimale est enregistrée au forage EMN-6 AlbanEMN-6 U. Barrémien EMN-6 L. Barrémien.

➤ **Le zinc (Zn²⁺) :**

Le zinc est un métal très répandu sur le globe. Il entre dans les alliages, la galvanisation des pièces métalliques et dans la fabrication des pigments pour la teinture.[16]

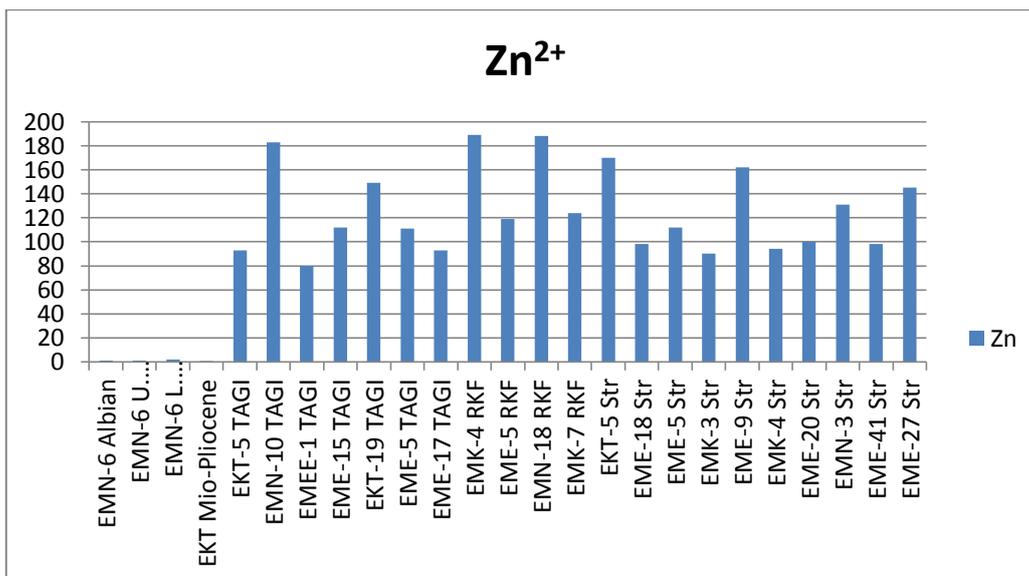


Figure.V.20 :L’histogramme qui montre les variations de Zn.

Les variations de Zn montrent des valeurs variant entre 0,78à 189(µS/cm), dont la valeur maximale est observée au niveau de l’EMK-4 RKF. La valeur minimale est enregistrée au forage EKT Mio-Pliocene.

➤ **Le bromide :**

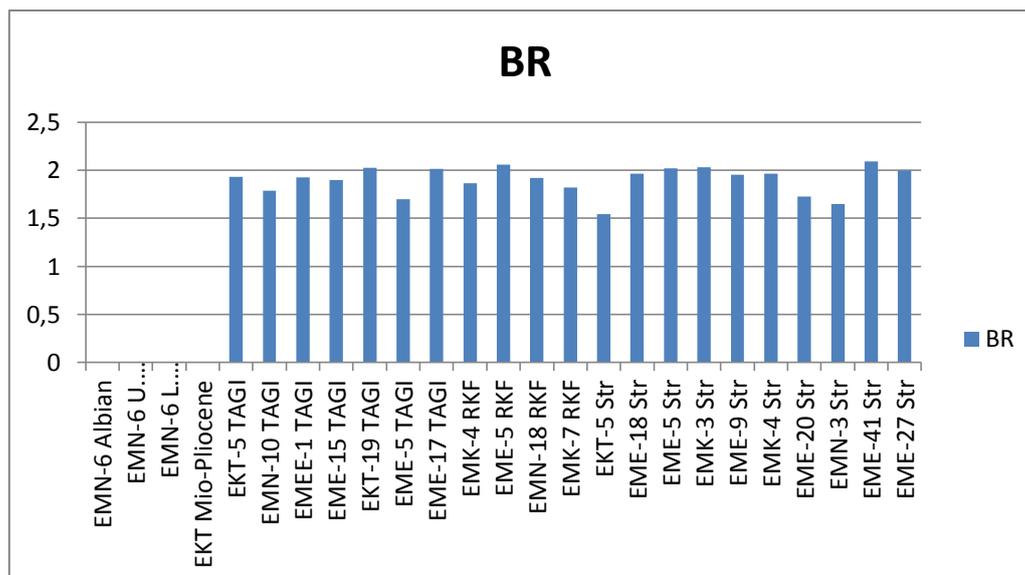


Figure .V.21 : L'histogramme qui montre les variations de Br.

L'histogramme qui montre les variations de Br montre des valeurs variant entre 0 à 2,09(µS/cm), dont la valeur maximale est observée au niveau de l'EME-41 Str. La valeur minimale est enregistrée au forage EMN-6 Albien EMN-6 U. Barrémien EMN-6 L. Barrémien EKT Mio- Pliocene.

V.3.Faciès chimiques des eaux :

Le diagramme de Piper permet une représentation des anions et des cations sur deux triangles spécifiques dont les côtés témoignent des teneurs relatives en chacun des ions majeurs par rapport au total de ces ions (cations pour le triangle de gauche, anions pour le triangle de droite). La position relative d'un résultat analytique sur chacun de ces deux triangles permet de préciser en premier lieu la dominance anionique et cationique.

A ces deux triangles, est associé un losange sur lequel est reportée l'intersection des deux lignes issues des points identifiés sur chaque triangle. Ce point intersection représente l'analyse globale de l'échantillon, sa position relative permet de préciser le faciès de l'eau minérale concernée.[12]

L'examen des résultats montre une différence nette entre la minéralisation des eaux du **barrémien**, de l'**albien** et du **mio-pliocène** et celle des eaux récoltés dans les puits de productions captant les réservoirs **strunien**, **TAGI** et **RKF**.

Selon le diagramme de Piper (Figure.V.22), le faciès chimique des eaux de notre région d'étude montre la présence de deux familles :

La première est celle caractérisée par le faciès sulfaté sodique ou calcique ou magnésien, pour les eaux du **barrémien**, de l'**albien** et du **mio-pliocène**.

La deuxième est celle caractérisée par le faciès chloruré sodique ou calcique ou magnésien, pour les eaux produite du **strunien**, **TAGI** et **RKF**.

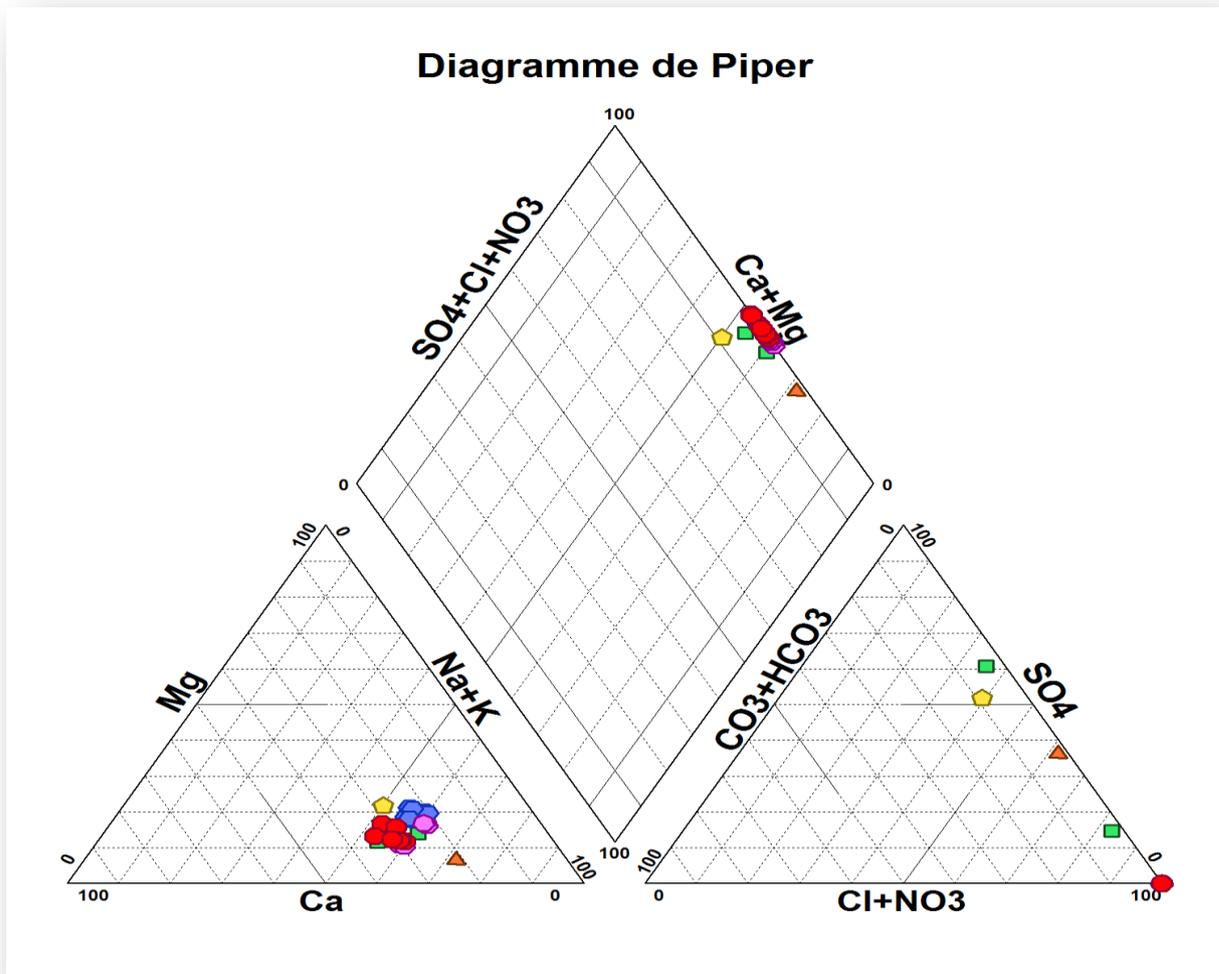


Figure.V.22 :Le diagramme de représente Faciès chimiques des eaux.

Pour classer chimiquement les eaux, on fait recours à plusieurs formules, la plus simple est celle de STABLER.

Dans cette classification les concentrations exprimées en méq/l (r) sont ramenées à une concentration ionique de 100%. Ces concentrations sont exprimées pour une formule caractéristique qui se base sur la prédominance du tel anion ou cation. Cette formule permet de faire une comparaison entre plusieurs eaux d'origine différente.[12]

r : le poids de l'élément considéré en mg/l : équivalent chimique (e) et désigne la quantité en réaction (meq/l), avec : $e = M/V$ où e : désigne l'équivalent chimique.

M : désigne la masse atomique de l'élément.

V : désigne la valence ionique de l'élément.

$r \% = r \times 100 / CT$: désigne la quantité en réaction en pourcentage.

CT : désigne la concentration totale.

Les résultats détaillée de cette classification par forage sont présentés dans (Tableau.V.1) Les faciès Chloruré sodique sont largement réponsus sur l'ensemble des échantillons la région.

Tableau.V.1 :Faciès des eaux d'après STABLER par forage.

Nom de forage	Les anions	Les cations	Faciès chimique
EMN-6 Albian	r% Cl > r% So4	r % K+Na> r% Ca>	Chloruré- sodique
EMN-6 U.Barremian	r% So4 > r%	r % K+Na> r% Ca>	Sulfaté-sodique
EMN-6	r% Cl > r% So4	r % K+Na> r% Ca>	Chloruré- sodique
EKT Mio-Pliocene	r% So4 > r%	r % K+Na> r% Ca>	Sulfaté-calcique
EKT-5 TAGI	r% Cl > r% So4	r % K+Na> r% Ca>	Chloruré- sodique
EMN-10 TAGI	r% Cl > r% So4	r % K+Na> r% Ca>	Chloruré- sodique
EMEE-1 TAGI	r% Cl > r% So4	r % K+Na> r% Ca>	Chloruré- sodique
EKT-11 TAGI	r% Cl > r% So4	r % K+Na> r% Ca>	Chloruré- sodique
EMN-18 TAGI	r% Cl > r% So4	r % K+Na> r% Ca>	Chloruré- sodique
EMK-12 TAGI	r% Cl > r% So4	r % K+Na> r% Ca>	Chloruré- sodique
EME-17 TAGI	r% Cl > r% So4	r % K+Na> r% Ca>	Chloruré- sodique
EMK-4 RKF	r% Cl > r% So4	r % K+Na> r% Ca>	Chloruré- sodique
EME-5 RKF	r% Cl > r% So4	r % K+Na> r% Ca>	Chloruré- sodique
EMK-22 RKF	r% Cl > r% So4	r % K+Na> r% Ca>	Chloruré- sodique
EMK-27 RKF	r% Cl > r% So4	r % K+Na> r% Ca>	Chloruré- sodique
EKT-6 Str	r% Cl > r% So4	r % K+Na> r% Ca>	Chloruré- sodique
EME-16 Str	r% Cl > r% So4	r % K+Na> r% Ca>	Chloruré- sodique
EME-27 Str	r% Cl > r% So4	r % K+Na> r% Ca>	Chloruré- sodique
EME-18 Str	r% Cl > r% So4	r % K+Na> r% Ca>	Chloruré- sodique
EKT-9 Str	r% Cl > r% So4	r % K+Na> r% Ca>	Chloruré- sodique
EKT-19 Str	r% Cl > r% So4	r % K+Na> r% Ca>	Chloruré- sodique
EME-15 Str	r% Cl > r% So4	r % K+Na> r% Ca>	Chloruré- sodique
EME-7 Str	r% Cl > r% So4	r % K+Na> r% Ca>	Chloruré- sodique
EME-41 Str	r% Cl > r% So4	r % K+Na> r% Ca>	Chloruré- sodique
EME-6 Str	r% Cl > r%	r % K+Na> r%	Chloruré- sodique

V.4.Analyse statistiques des données physico-chimiques :

Afin de décrire la variation des différents éléments chimiques, nous avons procédé à une analyse en composante principale (A.C.P). L'objet principal de l'analyse factorielle est de faire figurer des points dans un espace euclidien de faible dimension par rapport à la dimension d'origine. Le but de la représentation graphique est de suggérer, éclairer, ce que le calcul numérique ne permet pas de saisir. On fera donc des représentations graphiques unidimensionnelles ou bidimensionnelles selon les cas des figures, car on ne peut saisir des représentations de plus de trois dimensions (la dimension 3 pour la visualisation d'un nuage de points n'est pas aisée ; on se contentera des dimensions d'ordre inférieur).[26]

Une A.C.P a été pratiquée sur 25 individus (analyses) et 13 paramètres. Le tableau donne les valeurs propres et l'inertie, les deux premiers facteurs fournissent une inertie expliquée de plus de 80 % qui semble très bonne compte tenu de l'inertie moyenne. Toutefois le pourcentage cumulé tend lentement vers 100% ce qui traduit la complexité des influences qui s'exerce sur le chimisme des eaux.[26]

Tableau.V.2 : Inertie dans les 5 premières composantes principales.

Axes factoriels	Valeurs propres	Pourcentage Total de la variance	Cumule des valeurs Propres	Pourcentage Cumulé
1,00	9,24	71,08	9,24	71,08
2,00	1,72	13,21	10,96	84,29
3,00	0,70	5,41	11,66	89,71
4,00	0,54	4,12	12,20	93,82
5,00	0,37	2,82	12,56	96,65

Tableau.V.3 : Matrice de corrélation des variables chimique.

Variable	Na ²⁺	K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Ba	Sr	Fe ²⁺	Cl ⁻	So ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	TDS	PH	Condu
Na ²⁺	1,00	0,89	0,92	0,88	0,20	0,74	0,72	0,99	-0,70	-0,72	0,99	-0,71	0,92
K ⁺	0,89	1,00	0,81	0,93	0,03	0,73	0,83	0,92	-0,63	-0,62	0,90	-0,71	0,85
Ca ²⁺	0,92	0,81	1,00	0,71	0,48	0,57	0,61	0,94	-0,75	-0,83	0,94	-0,64	0,98
Mg ²⁺	0,88	0,93	0,71	1,00	-0,18	0,86	0,72	0,89	-0,55	-0,53	0,88	-0,63	0,75
Ba	0,20	0,03	0,48	-0,18	1,00	-0,17	0,08	0,22	-0,39	-0,51	0,24	-0,09	0,47
Sr	0,74	0,73	0,57	0,86	-0,17	1,00	0,36	0,75	-0,43	-0,28	0,74	-0,48	0,60
Fe ²⁺	0,72	0,83	0,61	0,72	0,08	0,36	1,00	0,73	-0,52	-0,56	0,71	-0,58	0,70
Cl ⁻	0,99	0,92	0,94	0,89	0,22	0,75	0,73	1,00	-0,71	-0,75	1,00	-0,70	0,94
So ₄ ²⁻	-0,70	-0,63	-0,75	-0,55	-0,39	-0,43	-0,52	-0,71	1,00	0,53	-0,72	0,43	-0,75
HCO ₃ ⁻	-0,72	-0,62	-0,83	-0,53	-0,51	-0,28	-0,56	-0,75	0,53	1,00	-0,75	0,61	-0,80
TDS	0,99	0,90	0,94	0,88	0,24	0,74	0,71	1,00	-0,72	-0,75	1,00	-0,70	0,95
PH	-0,71	-0,71	-0,64	-0,63	-0,09	-0,48	-0,58	-0,70	0,43	0,61	-0,70	1,00	-0,61
Condu	0,92	0,85	0,98	0,75	0,47	0,60	0,70	0,94	-0,75	-0,80	0,95	-0,61	1,00

l'examen de la matrice de corrélation des 25 échantillons (Tableau.V.3) montre que les coefficients de corrélations les plus significatifs sont ceux de la conductivité électrique avec le chlorures ($r = 0.99$), la conductivité et le sodium ($r = 0.92$), le magnésium ($r = 0.88$) et les calcium ($r = 0.92$) et à un degré moindre entre la conductivité des sulfates ($r = 0.70$); Les tables de Bravais Pearson donnent pour un nombre d'échantillon $n = 25$ et un nombre de

variable . Si r calculé est supérieur à r lu dans la table, on conclut qu'il existe une corrélation linéaire significative, avec un risque α fixé. r : se lit en fonction du degré de liberté ; $ddl = n - p - 1$ où n : nombre de couples ; p : nombre de variables explicatives (une seule dans le cas d'une corrélation simple), un coefficient de corrélation ($r_{\text{théorique}} = 0.506$) pour un seuil $\alpha = 0.01$. Les couples ayant un coefficient de corrélation supérieur ($r_{\text{théorique}} = 0.506$) sont significatifs.

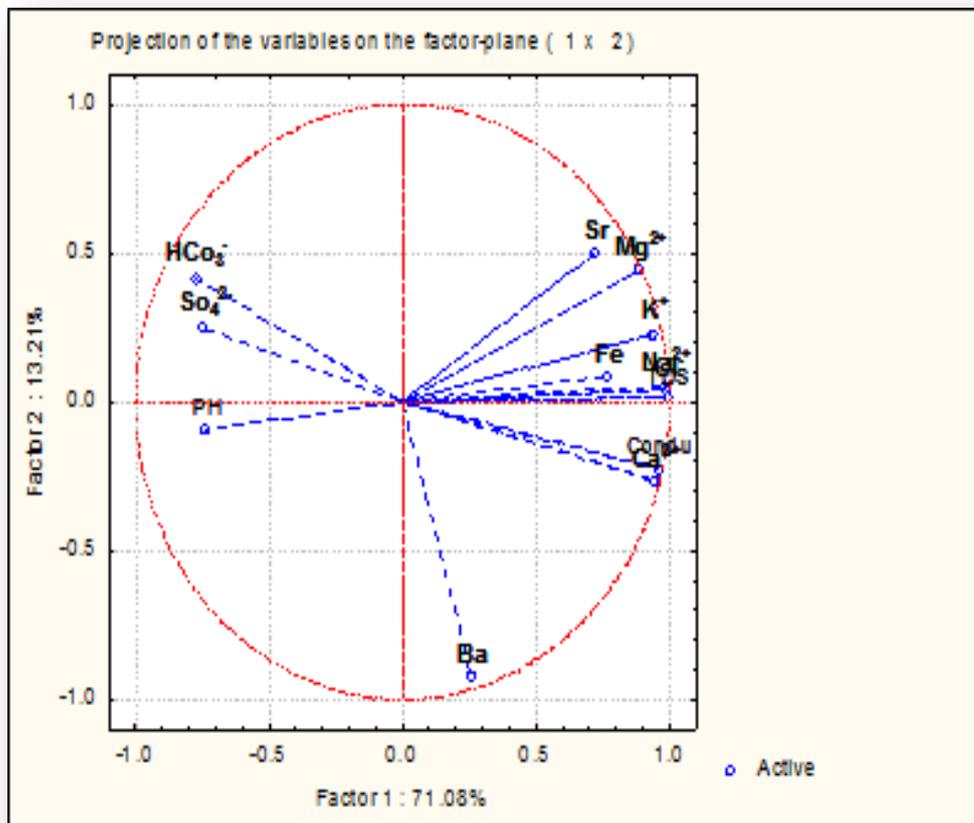


Figure.V.23 : Projection des variables sur le plan factoriel (1-2).

Tableau.V.4 : Corrélation entre variable et poids factoriels.

	F 1	F2	F3	F 4	F 5
Na ²⁺	0,979	0,052	- 0,057	0,036	0,029
K ⁺	0,937	0,231	0,102	- 0,108	0,027
Ca ²⁺	0,941	- 0,267	- 0,094	0,076	0,033
Mg ²⁺	0,883	0,443	- 0,026	- 0,032	0,085
Ba	0,257	- 0,921	- 0,116	0,047	0,035
Sr	0,714	0,497	- 0,411	0,188	0,032
Fe ²⁺	0,767	0,088	0,442	- 0,418	0,096
Cl ⁻	0,991	0,040	- 0,060	0,030	0,050
SO ₄ ²⁻	- 0,745	0,248	0,279	0,357	0,387
HCO ₃ ⁻	- 0,775	0,413	- 0,232	- 0,212	- 0,170
TDS	0,988	0,015	- 0,072	0,041	0,042
PH	- 0,739	- 0,093	- 0,394	- 0,356	0,392
Condu	0,956	- 0,222	- 0,081	- 0,036	0,094

La conductivité électrique qui traduit la minéralisation est bien corrélée avec le facteur 1 (Tableau.V.4) à l'exception du Baryum, les autres éléments majeurs présentent une bonne corrélation avec le facteur 1. Ce qui nous permet de considérer ce facteur comme facteur de minéralisation. Dans le plan factoriel (I-II) (Figure.V.23), on note une opposition entre l'ensemble des éléments chimiques constituant la minéralisation des eaux au pH et au baryum.

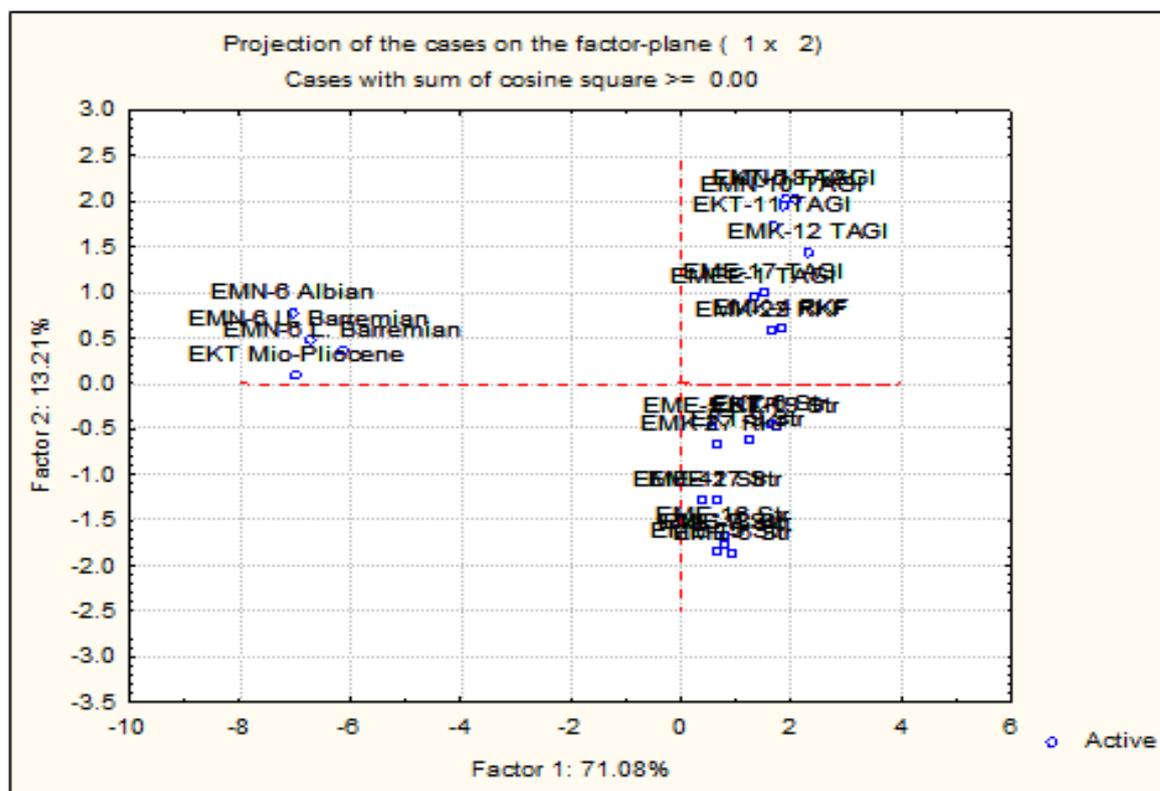


Figure.V.24 : Projection des individus dans le plan factoriel (1-2).

La projection des individus, dans le plan factoriel (1-2) (Figure.V. 24) montre une opposition entre les eaux faiblement minéralisées et les eaux fortement minéralisées comme ceux des puits du saturnien et du TAGI. La variable donnant la meilleure contribution sur l'axe factoriel 2 est le baryum (Tableau.V.4), donc le facteur 2 peut être considéré comme facteur caractérisant une action anthropique, la barytine est utilisée dans les opérations de forage pour maintenir les parois des forages (formations des Cakes). La barytine (ou baryte, voir les synonymes) est une espèce minérale composée de sulfate de baryum de formule $BaSO_4$ avec des traces de Sr, Ca et Pb. Ce minéral, d'origine hydrothermale, présente de nombreuses variétés. Sa densité et le baryum qu'il contient sont les causes principales de ses utilisations industrielles et particulièrement dans le domaine pétrolier.

V.5. Thermodynamique :

Dans cette partie, nous essayerons de prévoir théoriquement la nature des sels susceptibles de précipiter dans les eaux à partir de considérations thermodynamiques.

Le calcul thermodynamique des équilibres chimiques des eaux rend compte des interactions électrostatiques entre les différents ions « i » en présence. Ces dernières sont représentées par l'activité ionique (Fritz .1975). Pour une solution idéale, l'activité et la molarité sont égales. En pratique, la déviation par rapport au cas précédent est présentée par γ_i :

$$a_i = \gamma_i m_i \quad (1)$$

a_i et m_i sont respectivement l'activité et la molarité des ions considérés.

Le calcul du coefficient d'activité d'une espèce ionique s'effectue par deux formules qui dépendent de la force ionique I

$$I = 1/2 \left(\sum_i m_i Z_i^2 \right) \quad (2)$$

m_i et Z_i sont respectivement la molarité et la charge de l'ion i considéré.

Pour une solution concentrée ($I < 0,1$) le coefficient d'activité d'une espèce ionique peut être calculé à l'aide de la loi de DEBYE-HUCKEL :

$$\log \gamma_i = - \frac{AZ_i^2 I^{1/2}}{1 + a_i^0 B I^{1/2}} - C_i I \quad (3)$$

Avec :

Z_i : la charge de l'ion i

a_i^0 : paramètre de taille de l'ion i

A et B : constantes de Debye-Huckel, caractéristiques du solvant et dépendant de la température et de la pression.

I : force ionique de la solution.

C_i : paramètre caractéristique de l'ion i.

Pour des solutions non diluées ($I < 0,5$), le coefficient d'activité est défini par l'équation de DAVIES (Davies.1962) :

$$\log \gamma_i = -AZ_i^2 \left(\frac{I^{1/2}}{1 + I^{1/2}} - 0,3I \right) \quad (4)$$

V.5.1. Notion d'indice de saturation :

L'équilibre d'une solution avec la matrice encaissante est calculé à l'aide de l'indice de saturation IS :

$$IS = \log \left[\frac{PAI}{K_s} \right] \quad (5)$$

PAI : le produit d'activité ionique.

K_s : le produit de solubilité calculé du minéral considéré. Le K_s est déterminé de façon thermodynamique.

$$\ln K_s = - \frac{\Delta G_0}{RT} \quad (6)$$

ΔG_0 : enthalpie libre standard de réaction ($J.mol^{-1}$).

R : constante des gaz parfaits ($1,987 \cdot 10^{-3} \text{ kcal.mole}^{-1}$).

T : température à l'échelle Kelvin ($T = 273,15 + 25^\circ\text{C}$).

Une solution est en équilibre avec une phase minérale lorsque $IS = 0$ (flux de dissolution égal au flux de précipitation). La solution est dite sous-saturée lorsque $IS < 0$ et sursaturée lorsque $IS > 0$. Vu l'imprécision dans les mesures des paramètres physico-chimiques in situ et l'analyse des éléments chimiques, la saturation est obtenue dans un domaine plus large :

$$- 0,5 < IS < 0,5 \quad (7)$$

V.5.2. La constante d'équilibre $K_{\text{éq}}$:

Elle est relative à l'énergie fournie ou demandée lors d'une réaction chimique (mise en solution ou précipitation) et elle est calculée selon la relation suivante :

$$\ln (k_{\text{éq}}) = - \frac{\Delta G^0}{RT} \quad (8)$$

$$\log (k_{\text{éq}}) = - \frac{\Delta G^0}{1,364} \quad (9)$$

ΔG^0 : l'énergie libre exprimée en kcal.mol^{-1} à une température de 25°C et une pression de 1 atmosphère.

La variation d'énergie libre ΔG^0 est la différence entre la somme des énergies des éléments qui sont produits par la réaction moins la somme des énergies des éléments entrant dans la réaction.

La comparaison de la constante d'équilibre avec la constante standard permet de donner une idée sur l'état de saturation des éléments chimiques, plus les valeurs sont supérieures à la valeur standard est plus les éléments sont à l'état de sursaturation, par contre lorsqu'elles sont inférieures à la valeur standard elles sont à l'état de sous saturation.

Donc l'indice de saturation atteint une valeur zéro quand la saturation est en équilibre avec une phase solide. Un indice de saturation positif indique une sursaturation et un indice négatif une sous saturation vis-à-vis des minéraux (Awemesso.1990)

$$\Delta G^0 = \sum G(\text{produits}) - \sum G(\text{réactifs}) \quad (10)$$

La constante d'équilibre peut être calculée aussi à partir des activités ioniques des éléments chimiques dans une réaction :



a, b, c et d : nombre de moles.

A, B, C et D : les éléments chimiques.

$$K_{\text{éq}} = \exp - \frac{\Delta G^0}{RT} = \frac{aC^c . aD^d}{aA^a . aB^b} \quad (12)$$

a : l'activité ionique de chaque élément chimique.[26]

Les 7 minéraux suivants : calcite, dolomite, gypse, anhydrite, halite, aragonite et strontianite influencent la composition chimique des eaux des différents aquifères de la zone d'étude mais à des degrés variables (tableau.V.5).

Tableau.V.5 : Statistiques des indices de saturations.

Paramètre	Indice	IsCalcite	IsDolomite	IsGypse	IsAnhydrite	IsAragonite	Is halite	Is strontianite
Moyenne		-0.31	-0.48	-0.54	-0.58	-0.455	-0.62	-1.91
Ecart-type		0.50	0.15	0.51	0.50	0.11	1.7	-2.6
Val.minimale		-1.45	-1.88	-1.44	-1.45	-0.91	-5.46	-0.04
Val. maximale		0.03	-1.28	0.2	0.03	0.49	0.39	0.48

Le groupe des carbonates présente des degrés de saturation différents : la dolomite est souvent à l'état de sursaturation avec un indice qui varie entre -1.88 et -1.28 (tableau.V.5). Cette dernière est suivie par la calcite et de l'aragonite (tableau.V.5) avec un indice de saturation qui varie entre -0.91 et 0.49 indiquant la variation entre un état de sous saturation et un état de sursaturation. Les formations carbonatées fournissent les ions Ca^{2+} et Mg^{2+} , ces derniers vont se combiner avec le CO_2 de l'atmosphère et donner des minéraux carbonatés.

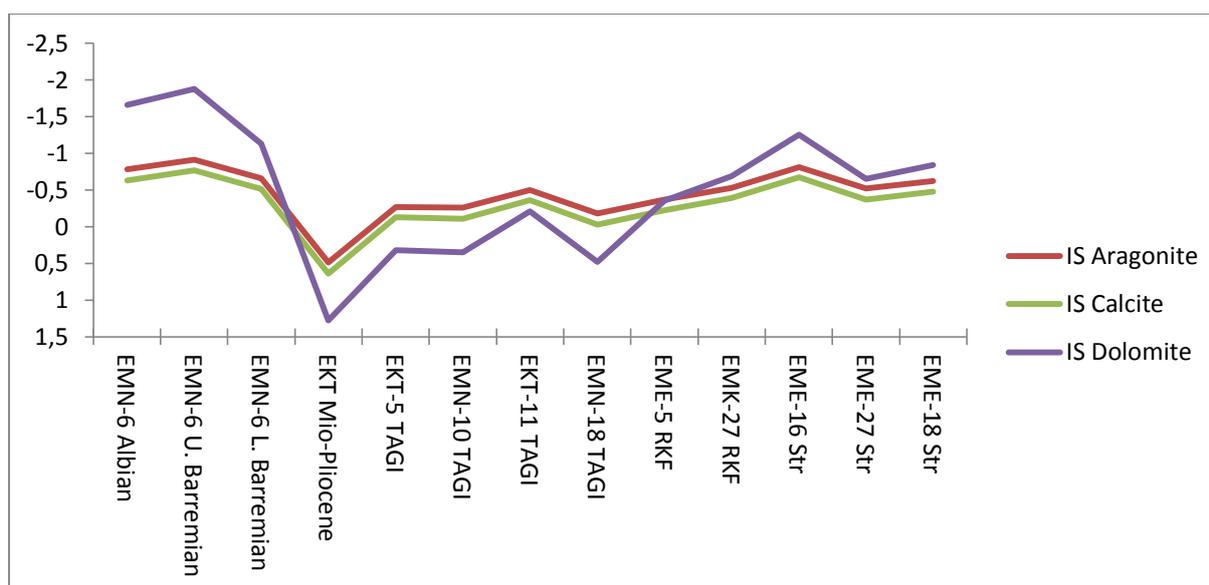


Figure.V.25 : Variation de l'indice de saturation de la dolomite et de la calcite et aragonite.

Les valeurs des indices de saturations du groupe des évaporites varient entre la sous-saturation avec une prédominance de la sous-saturation qui peut atteindre -5.6 pour l'halite et -1.45 pour le gypse (Figure.V.25).

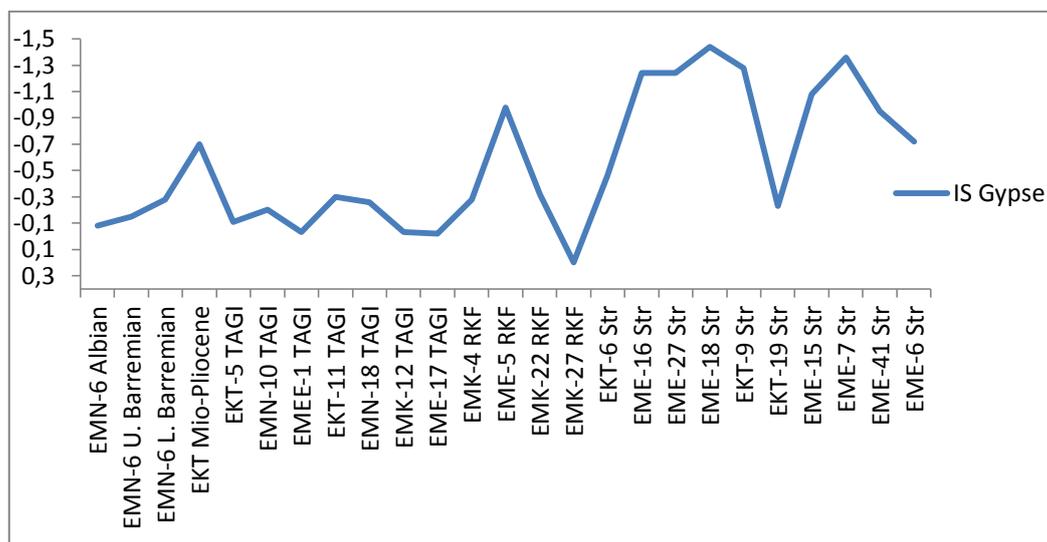


Figure.V.26 : Variation de l'indice de saturation du gypse.

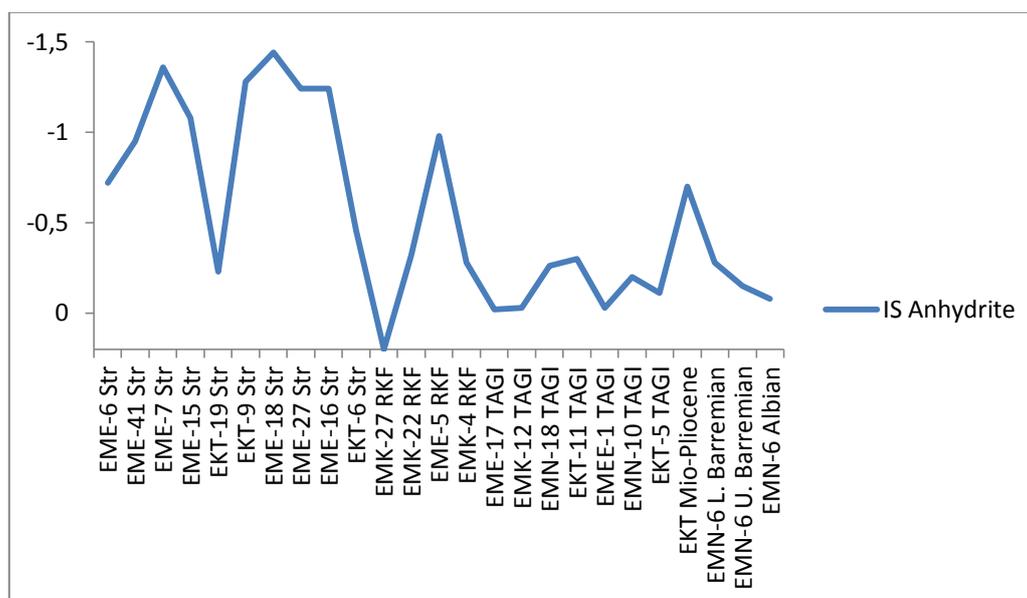


Figure.V.27 :Variation de l'indice de saturation de l'anhydrite.

L'augmentation des valeurs de l'indice de saturation des minéraux évaporitiques s'observe au niveau les fortes teneurs en strontium confirme l'influence des formations évaporitiques sur le chimisme des eaux de la zone, la figure montre une sous saturation vis-à-vis a la strontianite d'étude près des lentilles évaporitiques. Les minéraux évaporitiques sont toujours à l'état de sous-saturation, même avec des ions Na^+ , Cl^- et SO_4^{2-} à forte concentration dans l'eau. La constante d'équilibre des minéraux évaporitiques (NaCl (1,58) ; CaSO_4 (- 4,85)), d'où une tendance à la dissolution de ces minéraux. Ce qui permet aux éléments évaporitiques de se présenter dans l'eau à des concentrations élevées. Par contre pour les minéraux carbonatés, la constante d'équilibre est plus faible (Dolomite (-17,09), Calcite (-8,48)), ce qui produit une précipitation rapide des éléments chimiques.

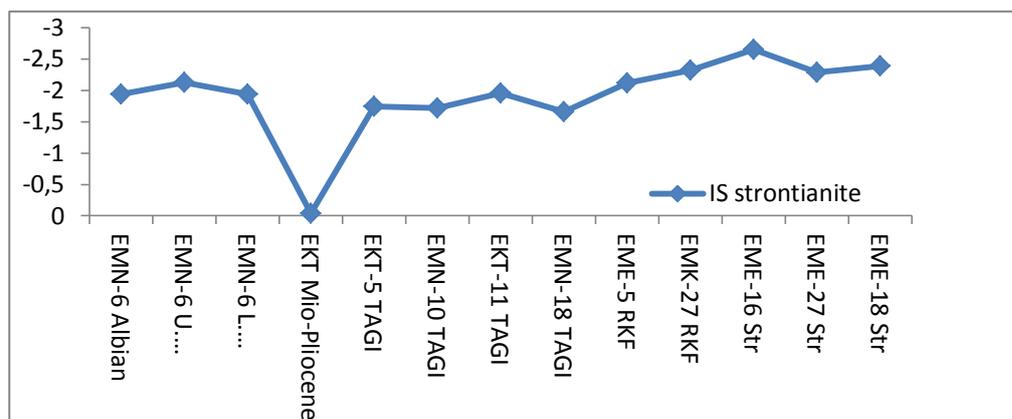


Figure.V.28 : Variation de l'indice de saturation de la strontionite.

Le calcul de l'indice de saturation des minéraux dans l'eau indique, que seuls les minéraux carbonatés tendent à précipiter, surtout sous la forme de dolomite, de calcite et aragonite. Alors que les minéraux évaporitiques, en l'occurrence, l'halite le gypse et l'anhydrite, tendent à la dissolution.

V.6.Conclusion :

L'étude hydro chimique des eaux produites et les eaux des aquifères du champ d'Elmerk (block 208) donne les conclusions suivantes :

- les eaux de cette zone possèdent une forte salinité.
- l'élément dominant des anions est le Cl^- et l'élément dominant des cations est Na^+ .
- la faciès chloruré sodique est observé dans la majorité des eaux sauf 2 cas on observe sulfaté calcique et l'autre sulfaté sodique dans les eaux continental.
- la richesse des eaux en éléments Na^+ , Cl^- , SO_4^{2-} et Sr^{2+} est liée à la dissolution des formations évaporitiques.
- les éléments Ca^{2+} et Mg^{2+} proviennent à la fois des formations carbonatés et évaporitiques.
- la teneur élevée en baryum liée principalement à l'utilisation dans l'industrie pétrolière comme additif dans les boues de forage.
- les teneurs en métaux lourds Mn^{2+} , Al^{3+} , Zi^{2+} enregistrées sont très importantes liée au contact avec les huiles et les produits chimiques utilisés dans les opérations de forages.
- l'analyse en composantes principales a montré que les eaux de cette zone sont influencées par la dissolution des formations salifères, évaporites, carbonatés et elle est également affectée par une pollution d'origine anthropique (baryum).
- le calcul thermodynamique (l'indice de saturation des minéraux dans l'eau) indique, que seuls les minéraux carbonatés tendent à précipiter, surtout sous la forme de dolomite, de calcite et aragonite. Alors que les minéraux évaporitiques, en l'occurrence, l'halite le gypse et l'anhydrite, tendent à la dissolution.

VI.1.Introduction :

La qualité de l'eau produite est devenue un domaine de plus en plus grande source de préoccupation pour l'industrie de la production de pétrole. Les installations de production ont été ré-évaluées leurs approches classiques d'élimination de l'huile dans l'eau en raison de l'augmentation des coupures d'eau causées par la maturation de leurs puits de pétrole, ainsi que la nécessité d'une eau plus propre pour la réinjection dans la formation ou le déversement dans la mer. En tant que tel, les principales préoccupations pour les producteurs sont que non seulement de nombreux équipements nécessitent une mise à niveau de leur équipement existant pour gérer de plus grandes capacités, mais aussi que leurs installations ont besoin, un système plus ou moins rigoureuse pour maintenir leur qualité de l'eau de réinjection ou les caractéristiques de déversement.

VI.1.1.Impacts de rejet des eaux produit sur l'environnement :

L'eau produite peut avoir différents impacts potentiels selon l'endroit où elle est déchargée. Par exemple, les rejets trop petits cours d'eau sont susceptibles d'avoir un impact environnemental plus grand que les rejets effectués à l'océan ouvert en vertu de la dilution qui a lieu après la sortie.

De nombreuses variables déterminent les impacts réels de rejet d'eau produite. Ceux-ci comprennent les propriétés physiques et chimiques des constituants, la température, la teneur en matière organique dissoute, acides humiques, la présence d'autres contaminants organiques et des facteurs internes tels que le métabolisme, teneur en matières grasses, de l'état de la reproduction et le comportement alimentaire.

La principale préoccupation est le risque d'effets toxiques (Tab .VI.1) résultant du rejet d'organismes aquatiques d'eau produite à des environnements marins et des estuaires. De nombreuses études de toxicité ont été menées et continuent à l'Agence de protection de l'environnement exige une série de tests de toxicité avec chaque version de l'eau produite dans le plateau continental extérieur. Un électeur peut être toxique, mais moins absorbée ou ingérée par un organisme à une hausse des effets de seuil des niveaux de sensibilité est peu probable.

[1]

Tableau.VI .1 : Montrant l'effet des composants des eaux produites rejets sur l'environnement.

Compos	La toxicité	Biodégradabilité	Bioaccumulation
Aliphatique	Faible	Fort	No
Aromatique& phénol	Moyen- fort	Variable	Variable
Produit chimique	Variable	Variable	Variable

Acides carboxylique	Faible	Fort	No
Métaux lourds	Variable	-	Variable

VI.1.2. Un aperçu sur les législations internationales :

Une législation générale pour évacuer l'eau produite dans la mer a été de 40 ppm OIW, mais une augmentation des préoccupations environnementales a fait de nombreux pays à mettre en œuvre des normes réglementaires plus strictes. La Convention Oslo-Paris (OSPAR) a accepté que le débit maximal est ramené à 30 ppm OIW et la teneur de pétrole globale dans l'eau produite sont réduits de 15% de ce qu'ils étaient en 1999. L'Agence des États-Unis sur la protection de l'environnement (USEPA) fixe un maximum quotidien pour huile et la graisse à 42 ppm.

En Australie, permise rejet en mer d'huile et de graisse dans l'eau produite est de 30 ppm et de la République populaire de Chine fixe désormais les limites moyennes mensuelles de «l'huile et la graisse» et «la demande chimique en oxygène» à 10 et 100 ppm, respectivement. La Convention pour la protection du milieu marin environnement de l'Atlantique du Nord-Est définit la limite moyenne annuelle de rejet à la mer à 40 ppm.

La directive européenne cadre sur l'eau (DCE) adoptée en 2000 est engagée à «zéro rejet» en réponse à la nécessité d'un système plus protecteur pour lutter contre la pollution aquatique. Depuis 2005, les opérateurs pétroliers en Norvège sont convenus de mettre en place un environnement rejets nocifs zéro. Pour atteindre cet objectif, les associations de l'industrie pétrolière norvégienne ont développé le facteur d'impact environnemental (FEI), qui tient compte de tous les contaminants dans l'eau produite. De même, la Commission OSPAR a convenu de zéro rejet de polluants dans la mer.

La plupart des compagnies pétrolières et de gaz à travers le monde travaillent maintenant vers la mise en œuvre de «zéro rejet» de contaminants dans l'eau produite. En plus de la législation, de nombreux pays souffrant de stress hydrique avec champs pétrolifères sont à la recherche de moyens pour compléter leurs ressources fraîches limitées d'eau en mettant l'accent sur les méthodes efficaces et économiques pour traiter l'eau produite, de sorte qu'il peut être canalisé à des usages agricoles et industriels.[18]

VI.2. Technique de traitement des eaux produites :

Les objectifs généraux pour les opérateurs d'industries pétrochimie qui utilise différentes techniques de traitement de l'eau produite sont:

- Déshuilage (enlèvement de l'huile dispersée et graisse).
- Le dessalement.
- L'élimination des particules en suspension et de sable.

- L'élimination des matières organiques solubles.
- L'élimination des gaz dissous.
- L'élimination des matières radioactives naturelles.
- Désinfection et ramollissement (pour enlever l'excès de dureté de l'eau).

VI.2.1.Un aperçu sur Les différentes technologies de traitement des eaux produites :

Pour rencontrer ces objectifs, les opérateurs ont appliqué beaucoup autonome et combiné procédés de traitements physiques, chimiques et biologiques pour la gestion de l'eau produite. Certaines de ces technologies sont examinées dans cette section.

- Technologie de filtration à membrane.
- Les technologies thermiques.
- filtres biologiques aérés
- Adsorption.
- Filtration des médias.
- La technologie d'échange d'ions.
- L'oxydation chimique.
- électrodialyse / électrodialyse inverse.
- Congélation-décongélation évaporation.
- Hydrocyclones.
- flottation au gaz induit. [2]

VI.2.2.La technique utilisée dans le site d'El Merk :

VI.2.2.1.Traitement physique :

Le traitement physique consiste à la séparation des phases hétérogènes. Cette séparation se fait par voie mécanique et englobe les opérations éventuelles suivantes :

VI.2.2.1.1.Le dégazage :

La séparation de gaz au liquide ; Les vapeurs sont enlevées du liquide en vrac dans la section d'admission (diffuseur) du dégazeur.[19]

VI.2.2.1.2.La coalescence :

La coalescence est un phénomène par lequel deux substances identiques, mais dispersées, ont tendance à se réunir. Le phénomène principal qui entre en jeu est que le matériau optimise sa surface sous l'action de la tension superficielle, de manière à atteindre un minimum d'énergie. La coalescence se produit généralement dans des fluides mais peut également unir des particules solides.

VI.2.2.1.3.Le déshuilage :

Le déshuilage est une opération de séparation liquide-liquide. Son but est d'éliminer les huiles et les hydrocarbures en vue de restituer une eau suffisamment déshuilée pour assurer en suite de façon économique les étapes de traitement.[20]

VI.2.2.1.4.La décantation :

La décantation est une opération de séparation mécanique, sous l'action de la gravitation, de plusieurs phases non-miscibles dont l'une au moins est liquide. On peut ainsi séparer soit plusieurs liquides non-miscibles de densités différentes, soit des solides insolubles en suspension dans un liquide.[20]

VI.2.2.1.5.La flottation :

La flottation est un procédé utilise de fines bulles de gaz pour séparer les particules en suspension qui ne sont pas facilement séparées par sédimentation. Lorsque le gaz est injecté dans l'eau de production, les particules en suspension et des gouttelettes d'huile sont fixés aux bulles d'air à mesure qu'il monte. Il en résulte dans la formation de mousse sur la surface de l'eau qui est écumée comme mousse.[1]

VI.2.2.1.6.La filtration :

La filtration est un procédé de séparation permettant de séparer les constituants d'un mélange qui possède une phase liquide et une phase solide au travers d'un milieu poreux. L'utilisation d'un filtre permet de retenir les particules du mélange hétérogène qui sont plus grosses que les trous du filtre (porosité).

VI.2.2.2.Traitements physico-chimiques :

VI.2.2.2.1.Généralités :

Lorsque la décantation naturelle des matières en suspension dans l'eau est trop lente pour obtenir une décantation efficace, on utilise les processus de coagulation et de floculation. Le but de ces techniques complémentaires est de faciliter l'élimination des matières non dissoutes (suspensions, colloïdes). L'élimination de ces particules se fera au cours d'une étape ultérieure (filtration, décantation, flottation,...). Une partie importante de ces solides non décantables peut être colloïdale. La surface des particules est chargée négativement, ce qui leur permet de se repousser les unes les autres et les empêche de former des masses plus larges, appelées des floccs. Elles ne peuvent donc pas décanter.

VI.2.2.2.2.Coagulation :

La coagulation est la déstabilisation de ces colloïdes par la neutralisation des forces qui les tiennent séparées par addition d'un réactif chimique (minéraux ou de poly-électrolytes). Elle est une opération qui annule les charges électriques des particules en suspension.

La coagulation s'accomplit en général par l'adjonction de coagulants chimiques et par une contribution d'énergie nécessaire. [21]

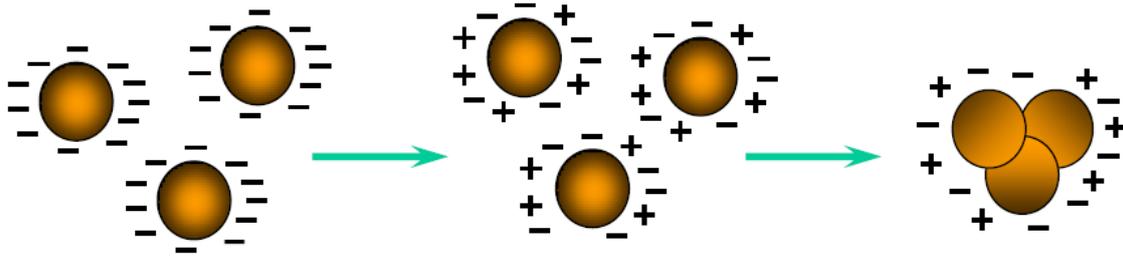
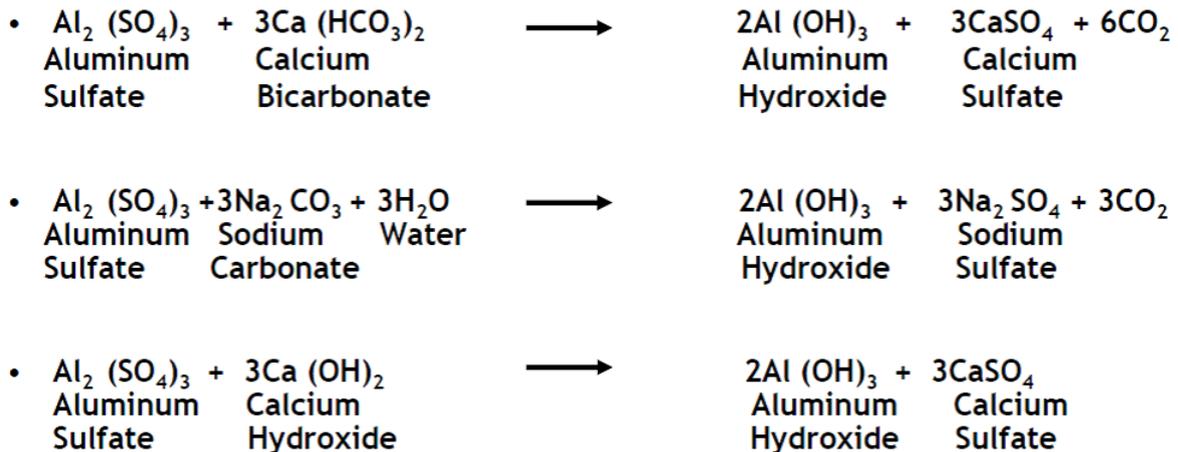


Figure.VI.1 : Phénomène de coagulation.

➤ **Les principaux coagulant :**

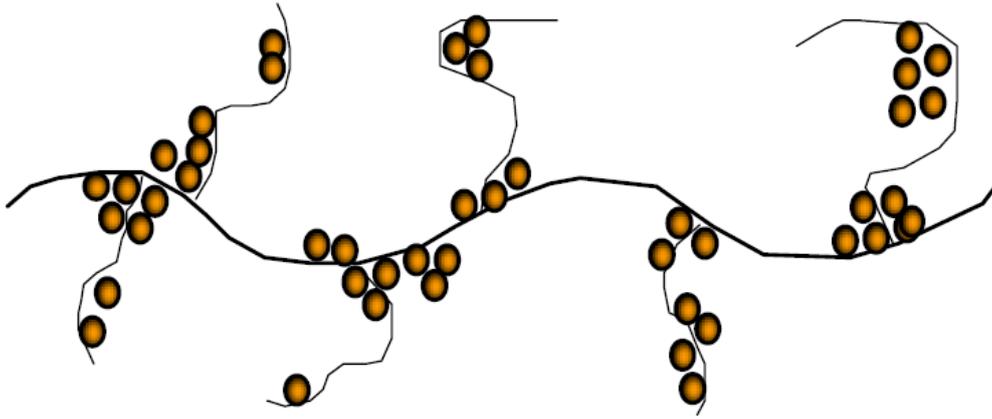
- Sulfate d'Aluminium.
- Sulfate ferrique.
- Chlorure de poly aluminium.
- Polymères organique.
- les mélanges de polymères organiques / inorganiques.
- Organo-sulfures.

➤ **Les reaction alum-alcali:**



VI.2.2.2.3.Floculation :

La floculation est l'agglomération des particules " déchargées " en micro flocons, puis en flocons volumineux et décantables en appel le floc. Cette floculation peut être améliorée par l'ajout d'un autre réactif en appel le floculant ou adjuvant de floculation.[21]



Flocculants: Large MW ~ 5-10 MM

Figure.VI.2: phénomène de floculation

➤ Les principaux flocculant :

- Polymère Solution.
- Polymère sec.
- Un polymère en émulsion.
- Un polymère de dispersion.

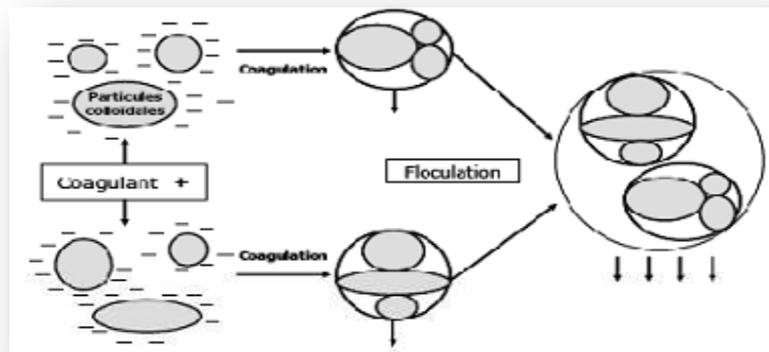


Figure.VI.3 : Phénomène de coagulation et floculation.

➤ La sélection du coagulant et flocculant:

Le choix de coagulant et flocculant est fait par le jar test :

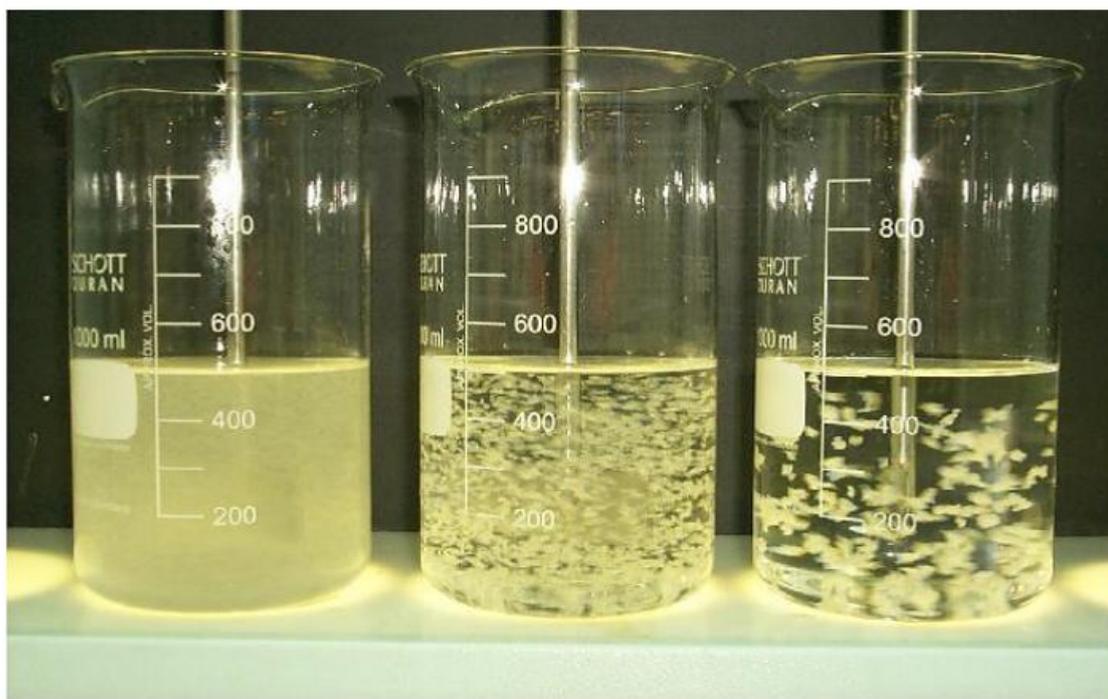


Figure.VI.4 : Jar test

VI.2.2.2.4.La dés-émulsion inverse :

Les émulsions sont des mélanges de deux liquides immiscibles (généralement de l'eau et de l'huile) dispersés l'un dans l'autre et stabilisés par un tensioactif. Une émulsion est considérée comme directe si le liquide dispersé est de l'huile (émulsions huile-dans-eau) et inverse si le liquide dispersé est de l'eau (émulsion eau-dans-huile). Les propriétés de l'émulsion dépendent fortement de la fraction volumique du liquide dispersé. Dans notre cas on a une émulsion directe donc il faut utiliser un produit chimique inverse dés-émulsifiant. [22]

➤ Les dés-émulsifiants inverses:

Les inverses dés-émulsifiants sont des produits solubles dans l'eau, peuvent être utilisés pour traiter les huiles de coupe contaminées, mais aussi pour d'autres émulsions industrielles d'huile dans l'eau, comme on peut le rencontrer dans diverses industries. Clarification de la phase de l'eau est le principal objectif. Des agents de coalescence sont utilisés pour déstabiliser ce type d'émulsions, en augmentant la taille des gouttelettes de pétrole présentes. Ils peuvent être utilisés conjointement avec des agents de floculation pour accélérer le processus de séparation et / ou pour améliorer la clarification globale.

VI.2.4. Les produits chimiques de contrôle des processus :

Les produits chimiques de contrôle des processus sont développés pour réduire les coûts d'entretien d'installations de procédés industriels. Avec des inhibiteurs de tartre et des inhibiteurs de corrosion et correctement choisis la durée de vie des installations peut grandement être élargi, et les travaux d'entretien réduit. Surtout dans les installations de production de pétrole et de gaz un Désoxygénant peut être nécessaire pour éviter la précipitation de Fe-tartre.

Des agents antimousses peuvent être nécessaires afin de contrôler l'efficacité des installations de séparation. Des nettoyeurs robustes peuvent être d'une grande aide lors de l'entretien d'une installation.

Les produits les plus utilisés dans l'industrie de pétrole et de gaz sont :

VI.2.4.1. Les inhibiteurs de corrosion :

Les inhibiteurs de corrosion sont des agents neutralisant ou filmogènes protégeant la tuyauterie d'installations contre les attaques de métal. Les inhibiteurs de corrosion sont développés spécialement pour les industries de pétrole et de gaz.

Afin de sélectionner l'inhibiteur le plus efficace il faut connaître des informations détaillées concernant le processus comme : le rapport pétrole, du gaz et de l'eau en phase, la température, la pression, le débit, la présence d'H₂S et/ou de la présence de CO₂, etc...

Résumé de l'équation de réaction de corrosion d'acier :



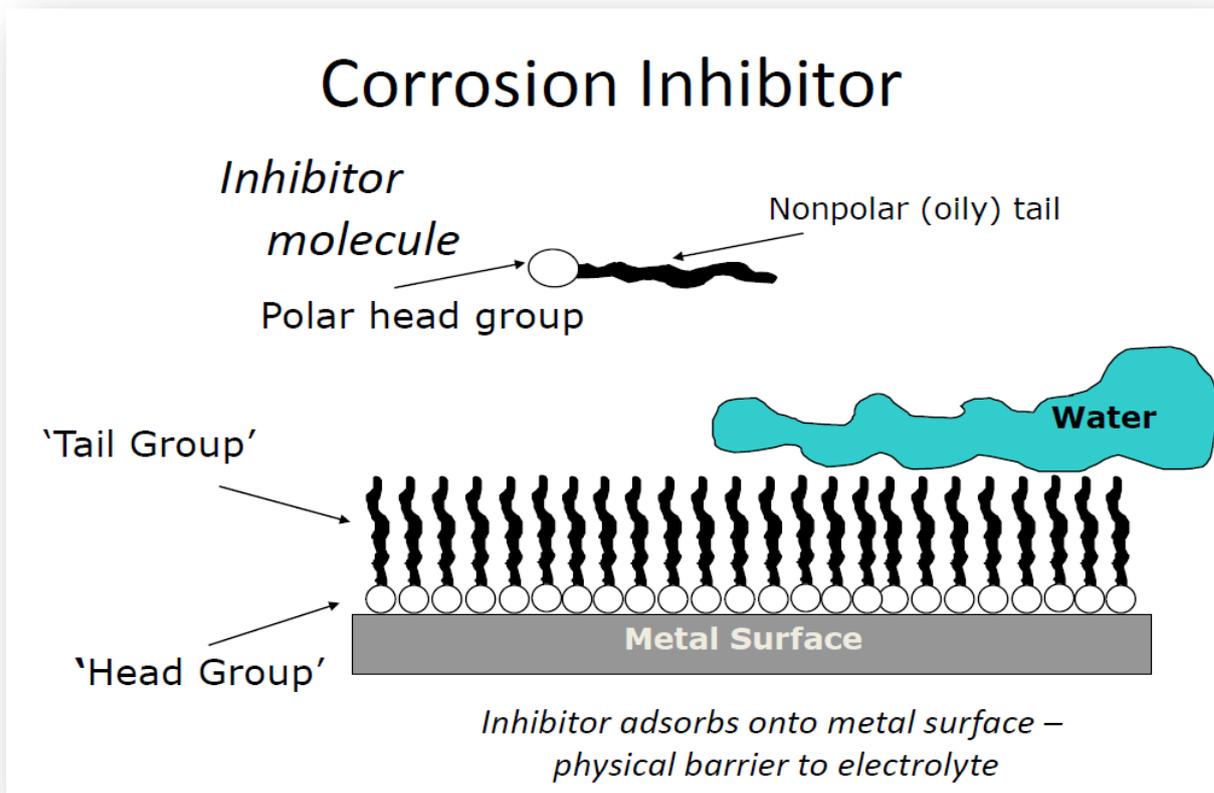


Figure.VI.5 : principe d'inhibiteur de corrosion.

VI.2.4.2. Les Inhibiteurs de tartre :

Toutes les formations des eaux produites contiennent des sels dissous, ils sont divisés en cations et anions. Comme l'eau a une capacité limitée pour le maintien de ces ions en solution, la solubilité de certains de ces combinaisons peut être dépassée s'il y a un changement des conditions physiques ou des compositions de l'eau se produit.

Le sel précipite sous forme de solides hors de l'eau, qui peuvent former le tartre. La formation de tartre peut se traduire par un grand nombre de différents problèmes de fonctionnement du procédé. Parmi les paramètres de contrôler la formation de tartre c'est d'utiliser un inhibiteur de tartre efficace basé sur une analyse approfondie de l'eau ainsi qu'une bonne compréhension des conditions du procédé.

Parmi ces conditions :

- Changement de pression au cours de production.
- Changement de température.
- Mélange des eaux différentes.

$\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2 \rightleftharpoons \text{CaCO}_3 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$



$\text{Ba}^{2+} + \text{SO}_4^{2-} \longrightarrow \text{BaSO}_4$



Common types of oilfield scale

- CaCO₃ (calcite)
- BaSO₄ (barite)
- CaSO₄·2H₂O (gypsum)
- FeCO₃ (siderite)
- FeS (several forms)
- NaCl (salt)
- CaSO₄ (anhydrite)

Figure.VI.6 : Mécanisme de formation de tartre.

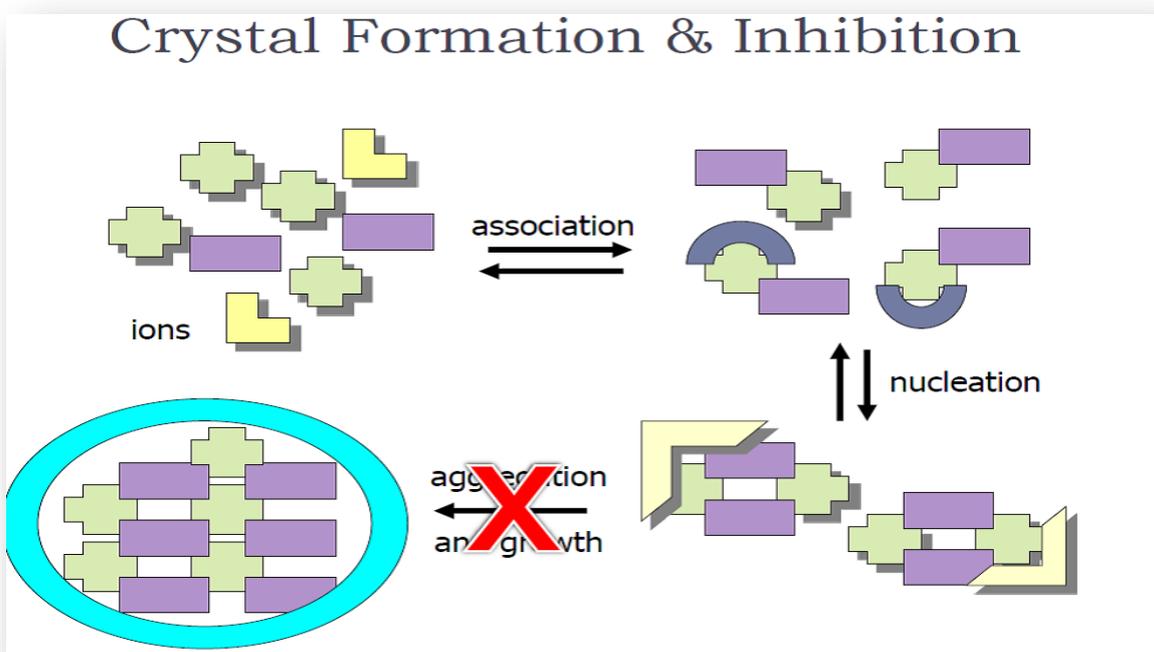


Figure.VI.7 : Le principe d'inhibiteur de Tartre.

VI.2.4.3. Les Désoxygénant :

Les Désoxygénant sont le plus souvent utilisés dans des puits producteur ou injecteur d'eau. L'eau injectée dans la formation ne doit pas contenir d'oxygène dissous, car cela va réagir et accélérer la réaction avec le fer de process. Qui peut provoquer une dégradation sévère des canalisations et des équipements de procès, de bouchage des filtres installé dans le système de traitement et les puits injecteurs. Le désoxygénant neutralise l'oxygène, ce qui empêche ce type de précipitation.

VI.2.5. Le Système de traitement des eaux produites dans le CPF d'El Merk :

Le but du système de traitement de l'eau produite est de stabiliser l'eau produite et réduire la teneur en hydrocarbures dispersés avant l'élimination et le rendre apte aux normes de la réinjection dans les gisements (TAGI) pour maintenir la pression du réservoir ou dans les puits d'éliminations d'eau produite des gisements (RKF / STR). Le traitement comprend:

- Dégazage le courant d'eau (évacuation du gaz dissous)
- La réduction de la teneur en huile à moins de 20 ppm par le procédé de flottation à gaz induit.
- Contrôle de la teneur en oxygène à 10 ppb (poids) maximale par l'injection de désoxygénant.
- Filtration pour éliminer 98% des particules supérieures à 10 microns en taille.

Le CPF se compose de deux groupes de traitement d'eau produite :

- a- Le groupe TAGI de traitement d'eau produite se compose de deux unités (X01/02-5101). Il traite l'eau produite venant des puits de production du TAGI. L'eau produite par RKF/Strunian est traitée séparément, car elle a une forte teneur de baryum.
- b- Un appareil (X08-5102) du second groupe traite l'eau produite venant des puits de production de gaz de RKF/Strunian du bloc 208.[19]

➤ Principe du Système de traitement des eaux produites dans le CPF d'El Merk :

Les principes des procédés du dégazeur et d'IGF s'appliquent aux deux groupes.

• L'eau produite, ainsi que les hydrocarbures liquides et la vapeur de vaporisation sont reçus dans le dégazeur.

- Les vapeurs sont enlevées du liquide en vrac dans la section d'admission du dégazeur.
- Le liquide en vrac contient des gouttelettes d'hydrocarbures en suspension.

• Quand le liquide en vrac passe dans la section de coalescence, les gouttelettes d'hydrocarbure sont coalescées et séparées de la phase d'eau en vrac. Des plaques ondulées dans la section de coalescence améliorent ce procédé de séparation.

- En quittant la section de coalescence, le liquide a deux phases distinctes. À cause de la différence de densité, les hydrocarbures liquides flottent au-dessus de la phase d'eau en vrac. Quand le niveau des hydrocarbures liquides atteint au-dessus du déversoir d'admission du bac d'eau huileuse, les hydrocarbures liquides flottants passent dans le bac d'eau huileuse.

- Les hydrocarbures collectés dans le bac sont envoyés, par l'intermédiaire de vannes de commande, à la goulotte d'huile d'IGF.

- Seule l'eau en vrac passe sous le bac d'eau huileuse vers l'autre côté du bac. Dans cette section, les particules sableuses, s'il y en a, se déposent au fond du bac et l'eau en vrac claire passe par-dessus le déversoir vers le compartiment d'eau.

- L'eau quittant le dégazeur doit avoir moins de 300 mg/l d'huile. Cette eau partiellement traitée est mélangée à l'eau traitée d'IGF et au gaz carburant dans le bâti de pompe et de vanne de commande qui coalesce l'huile et les solides.

- L'eau en vrac est reçue dans l'IGF où l'huile résiduelle et le TSS sont enlevés par la flottation à induction de gaz.

- Une portion de l'eau en vrac dans l'IGF est recyclée à travers l'éjecteur où le gaz combustible est ajouté et mélangé à l'eau en vrac venant du dégazeur.

- Ce fluide à deux phases est envoyé à travers l'émulsifiant où les bulles de gaz sont brisées en bulles plus petites. Ce procédé augmente la surface de contact entre le gaz et le liquide.

- L'eau en vrac ainsi que le gaz dispersé entre au bas de la section de flottation dans l'appareil d'IGF. Puisque le gaz a tendance à se déplacer vers le haut, le gaz dispersé transporte les huiles ou solides collés ou emprisonnés vers la section du coalesceur (haut)

- Ainsi, les huiles et solides sont coalescés, écrémés et l'huile et les solides flottants se déversent dans la goulotte d'huile de l'IGF. Les hydrocarbures liquides enlevés du dégazeur sont aussi reçus dans cette section. Le liquide combiné est transporté vers le ballon de détente de reprise d'huile et condensat.

- Le compartiment d'eau claire ne contient pas de bulles de gaz induit. Par conséquent, l'eau descend au fond du compartiment d'eau claire à cause de la différence de densité.

- La recirculation de l'eau dans l'éjecteur et le disperseur est maintenue jusqu'à l'obtention de la qualité d'eau désirée.

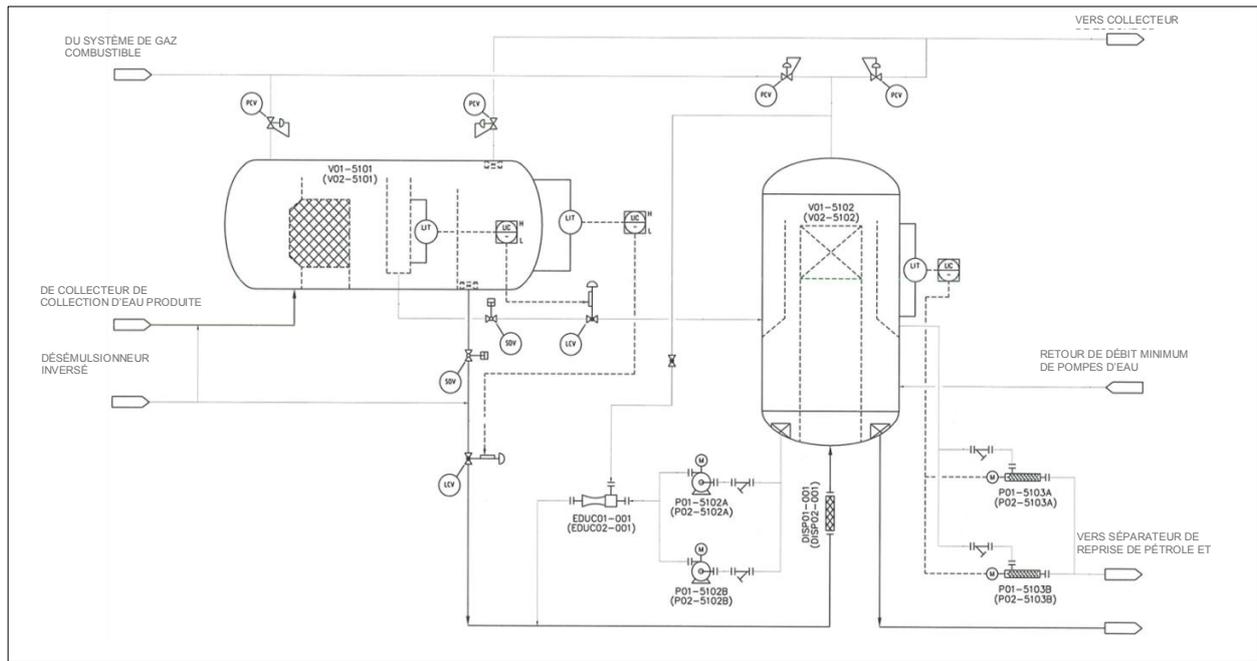


Figure.VI.7.A : Principe du Système de traitement des eaux produites.

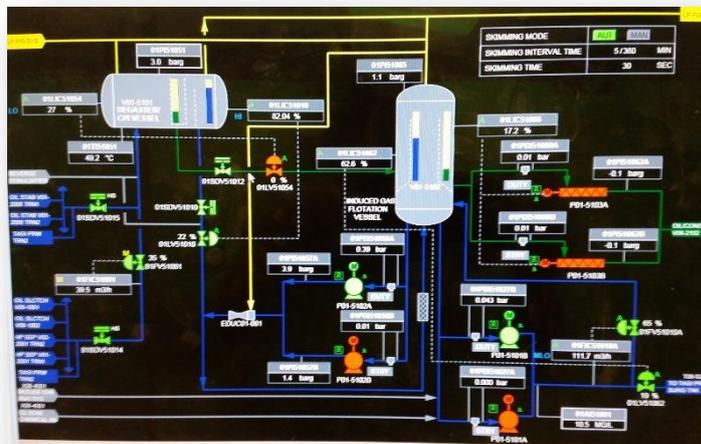


Figure.VI.7.B : Principe du Système de traitement des eaux produites.

VI.3.Description de système de gestion et de traitement des eaux produites :

VI.3.1.Le système de traitement d’eau produite TAGI :

L'eau produite reçu des puits producteurs d'huile du bloc 208 TAGI (EME, EKT, EMN)est séparé dans le Slug Catcher de bloc 208 huile et l'eau produite à partir de EMK est séparé dans Slug Catcher EMK huile. L'eau produite à partir de ce qui précède Slug Catcher et des unités en aval de train huile sont acheminés au Système de traitement d'eau Produit TAGI.

L'eau de lavage séparé de Séparateur HP, dessalage et la section Stabilisateur de train-1 Huile et train-2 huile coule aussi au système de traitement d'eau Produit TAGI.

Le Système de traitement d'eau Produit TAGI est constitué de deux trains indépendants (train-1 / Train-2) qui permettra d'atteindre une capacité de traitement de l'eau combiné total de 87.152 baril par jour. La teneur maximale en huile d'entrée admissible est de 20.000 mg /l.

Chaque train est composé d'un dégazeur et d'une unité de flottation à gaz induit IGF pour éliminer le gaz dissous et pour récupérer la teneur en huile de l'eau de production. L'huile séparée du dégazeur et de l'unité IGF est pompée vers le ballon de détente de reprise (re-run) d'huile et condensat (V08-2102). Après le retrait de l'huile, l'eau produite traitée est pompée vers le bac de stockage d'eau produite traitée TAGI (T08-5201).

L'eau produite traitée à partir du réservoir de surpression est pompé par les Pompes Booster d'eau produite du TAGI à la station de collecte sur le terrain, un réseau de distribution, où il est mélangé avec de l'eau de l'aquifère Barrémien et injecté aux champs EME et EMN par des pompes d'injection.[23]



Figure.VI.8 : Unité traitement d'eau produite du TAGI.

VI.3.2.Le système de traitement d'eau produite RKF/STR :

L'eau produite reçu des puits producteurs du bloc 208 RKF/Strunien contient une teneur élevée en baryum. Cette eau crée un risque de formation de tartre dans le CPF si amalgamés avec des flux d'eau produite à partir les autres puits de production d'huile TAGI. Par conséquent, l'eau produite à partir des puits de Bloc 208 gaz/condensat est traitée séparément dans un système et envoyé pour injection.

L'eau produite séparé dans le Slug Catcher du bloc 208 Gaz/Condensat et de Séparateur d'admission de condensat est acheminé vers le système de traitement d'eau Produite RKF / STR.

La capacité de la section est 6355 barils par jour. Le système se compose d'un dégazeur et d'une unité de flottation à gaz induit IGF pour éliminer le gaz dissous et pour récupérer la teneur en huile de l'eau de production. L'huile séparée du dégazeur et de l'unité IGF est pompée vers le ballon de détente de reprise (re-run) d'huile et condensat (V08-2102). Après le retrait de l'huile, l'eau produite traitée est pompée vers le bac de stockage d'eau produite traitée RKF / STR (T08-5202).

L'eau traitée est injectée dans des puits spécial pour l'élimination par des pompes d'injection d'eau produites RKF / STR.[23]



Figure.VI.9 : Unité de traitement d'eau produite de RKF/STR.

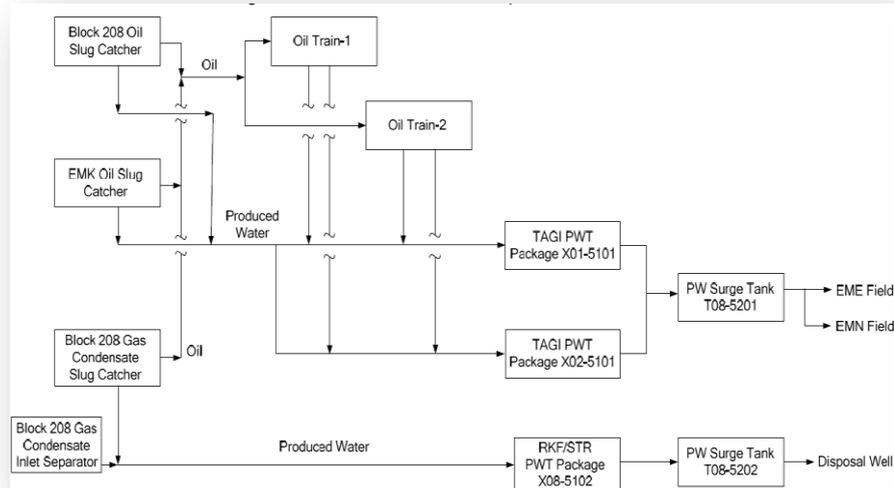


Figure.VI.10 : Représentation générale sur la collecte et la réinjection des eaux produites.

VI.3.3.Description de l'unité de traitement d'eau produite du TAGI :

VI.3.3.1.Dégazeur / capacité de CPI (V01/02-5101) :

L'eau produite est reçue des équipements suivants :

- ✓ Récupérateurs de séparateur de condensat de pétrole du bloc 208 (V08-1001-2/3)
- ✓ Séparateurs de condensat de pétrole intégré d'EMK (V08-1002-2/3)
- ✓ Train 1 et train 2 de séparateur HP (V01/02-2001)
- ✓ Dessaleurs 1^{er} et 2^{ème} étage du train 1 et du train 2 (V01/02-2002/2003)
- ✓ L'eau produite est reçue de façon intermittente des réservoirs d'aspiration du côté de stabilisateur de pétrole du train 1 et du train 2 (V01/02-2005).

Le dégazeur se compose à des équipements suivants :

- Un casse-mouvement d'admission est fourni.
- Cet équipement a un groupe de coalesceur pour améliorer la séparation de l'eau et du pétrole.
- Un bac dans la capacité collecte les hydrocarbures liquides.
- Un déversoir est également fourni pour séparer l'eau partiellement traitée.
- Un séparateur de brouillard est fourni pour améliorer l'élimination du liquide du gaz quittant le dégazeur.



Figure.VI.11.A : Dégazeur / capacité de CPI (V01/02-5101).

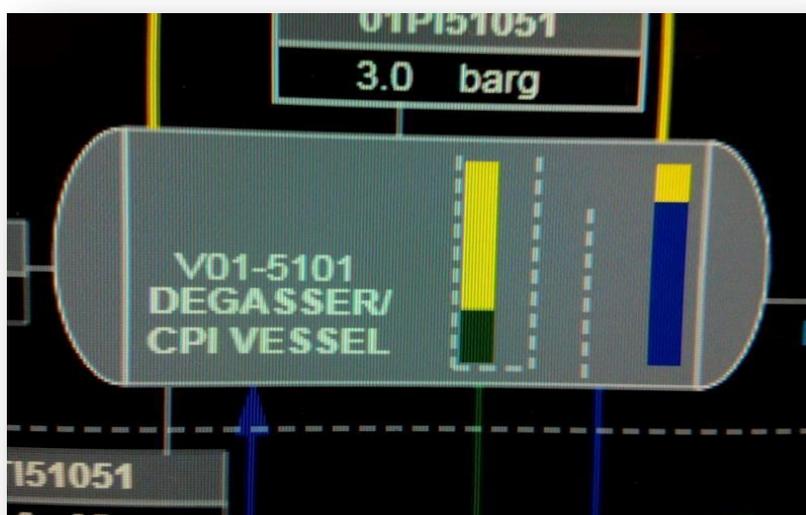


Figure.VI.11.B : Dégazeur / capacité de CPI (V01/02-5101).

VI.3.3.2.Appareil de flottation par injection de gaz (IGF) (V01/02-5102) :

Le pétrole et les solides restants sont enlevés de l'eau en vrac en utilisant la technique de flottation par injection de gaz.

L'Appareil de flottation par injection de gaz (IGF) fonctionne sur le principe de la loi de Stokes en utilisant un gaz finement dispersé pour réduire la densité apparente de l'huile et des solides, augmenter la taille des gouttelettes d'huile et de la flottabilité par coalescence.

Le flux passe, à une vitesse réduite, à travers une section de coalesceur dans le tuyau de montée central de la capacité unicellulaire. Ceci permet la floculation des particules de pétrole et des solides par le gaz avant d'être relâchés à la surface de la capacité. Les floes de pétrole et solides sont dispersés radialement vers le bord extérieur de la capacité. Le floe est

écrémé périodiquement de la capacité dans la goulotte d'écume par un ajustement automatique du niveau d'eau propre de la capacité unicellulaire. Le trop-plein de pétrole dans la goulotte d'écumage montée tout autour à l'intérieur de la capacité.[19]

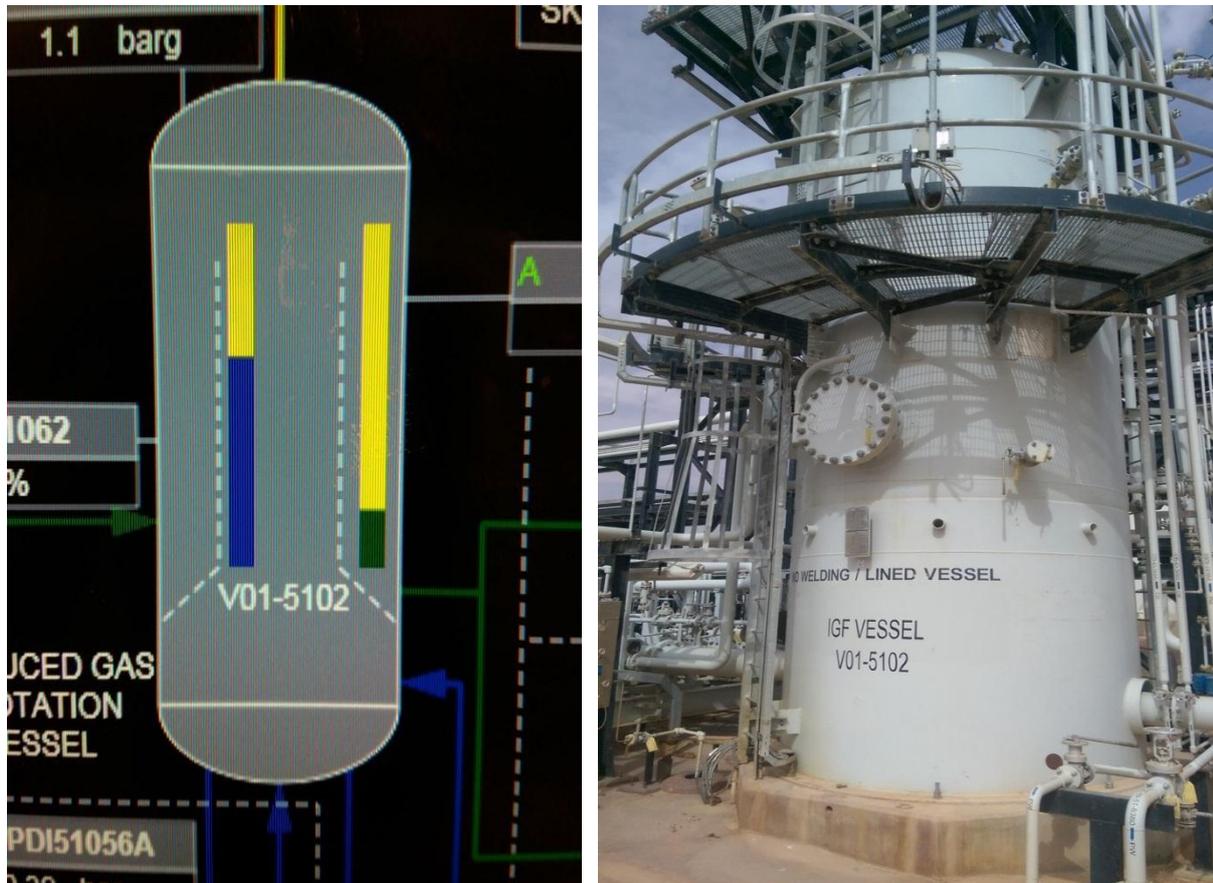


Figure.VI.12 :L'appareil de flottation par injection de gaz (IGF).

VI.3.3.3.Pompes de rejet d'eau huileuse (P01/02-5103A/B) :

L'eau huileuse de la goulotte d'écumage des appareils d'IGF est transférée au ballon de séparation de reprise d'huile et de condensat.



Figure.VI.13.A : Pompes de rejet d'eau huileuse (P01/02-5103A/B).



Figure.VI.13.B : Pompes de rejet d'eau huileuse (P01/02-5103A/B).

VI.3.3.4. Les pompes de recirculation d'eau d'IGF (P01/02-5102A/B) :

L'eau de la section d'eau claire des appareils de flottation par injection de gaz est recyclée par cette pompe. Le refoulement de cette pompe a un éjecteur où le gaz combustible est mélangé à l'eau.



Figure.VI.14 : Pompes de recirculation d'eau d'IGF (P01/02-5102A/B).

VI.3.3.5. Les Pompes d'eau produite traitée du TAGI (P01/-2-5101A/B) :

L'eau traitée venant de la section d'eau propre de l'appareil à IGF est envoyée au réservoir d'eau produite du TAGI.



Figure.VI.15 : Pompes d'eau produite traitée du TAGI.

VI.3.4. Description de l'unité de traitement d'eau produite du RKF/STR :

L'unité de traitement d'eau produite du RKF/STR a le même principe que l'unité de TAGI mais il y a quelque différence de débit et de volume.

L'eau produite de cette unité est reçue des équipements suivants :

- c- Séparateur de condensat de gaz du bloc 208 (V08-1003)
- d- Séparateur d'admission de condensat du bloc 208 (V08-1005)



Figure.VI.16 : L'unité de traitement d'eau produite du RKF/STR.

VI.3.5. Le système d'injection de produit chimique :

Il y a cinq packages d'injection de produits chimiques pour traiter sept différents produits chimiques dans le CPF. Quatre packages d'injection de produits chimiques sont des packages montés, comprenant des pompes doseuses (2 x 100% dans chaque cas) pour l'injection d'une capacité de couverture de 1/10 et un réservoir de stockage à plusieurs

compartiments (pour chaque produit chimique) avec une capacité de minimum de sept jours d'opération.

Le système d'injection du méthanol est muni d'un réservoir de stockage de 20 m³ et des pompes d'injection dédiées.

Un aperçu des différents package d'injection des produits chimique qui a une relation avec le système de traitement d'eau produit est donné ci-dessous :

VI.3.5.1.Package d'injection des produits chimique à la réception d'entrée de CPF :

Le package d'injection des produits chimique à la réception de CPF (Slug Catcher) (X08-4302) comprend le système de dosage chimique ci-dessous pour le traitement d'eau produit :

➤ Système antitartre :

La présence du sulfate et du carbonate dans les eaux produite est la cause principale de formation de tartre on injecte le produit chimique antitartre pour éviter cette formation.

L'antitartre (TECHNI-HIB 767INT) est injecté en contenu a une pression de 40.5 barg dans :

- la ligne de sortie d'eau produite du Slug Catcher Block 208 avec dosage de 5.8 litre/hr
- la ligne de sortie d'eau produite du Slug Catcher EMK avec dosage de 3.7 litre/hr

➤ Système Inhibiteur de corrosion :

L'inhibiteur de corrosion (TECHNI-HIB 3743INT) est injecté dans le système de traitement d'eau produit pour protéger les conduites de process contre les attaques de métal.

L'inhibiteur de corrosion est injecté en contenu a une pression de 40.5 barg dans :

- la ligne de sortie d'eau produite du Slug Catcher Block 208 avec dosage de 7.3 litre/hr.
- la ligne de sortie d'eau produite du Slug Catcher EMK avec dosage de 4.7 litre/hr.

VI.3.5.2.Package d'injection des produits chimique de train-1/train-2 d'huile :

Les packages d'injection des produits chimique de train-1/train-2 d'huile (X01/02-4303) comprend le système de dosage chimique ci-dessous pour le traitement d'eau produit :

❖ Système antitartre :

La présence du sulfate et du carbonate dans les eaux produite est la cause principale de formation de tartre on injecte le produit chimique antitartre pour éviter cette formation.

L'antitartre (TECHNI-HIB 767INT) est injecté en contenu a une pression de 18.7 barg dans :

- la ligne de sortie d'eau produite du séparateurs HP avec dosage de 0.8 litre/hr.
- la ligne de sortie d'eau de lavage des dessaleurs avec dosage de 3.9 litre/hr.

❖ Système Inhibiteur de corrosion :

L'inhibiteur de corrosion (TECHNI-HIB 3743INT) est injecté dans le système de traitement d'eau produit pour protéger les conduites de process contre les attaques de métal.

L'inhibiteur de corrosion est injecté en contenu a une pression de 40.5 barg dans :

- la ligne de sortie d'eau produite du séparateurs HP avec dosage de 0.7 litre/hr.
- la ligne de sortie de gaz du stabilisateur avec dosage de 0.8 litre/hr.

VI.3.5.3.Package d'injection des produits chimique des unités de traitement d'eau produit :

Le package d'injection des produits chimique des unités de traitement d'eau produit (X08-4301) comprend le système de dosage chimique suivante:

• système de Désoxygénant :

Le Désoxygénant (TECHNI-HIB 604) est injecté dans le système de traitement d'eau produit pour réduire le teneur en oxygène à 10 ppb au max, on utilise aussi Le Désoxygénant dans le système d'eau de lavage et le système d'eau huileuse pour réduire la teneur en oxygène.

Le Désoxygénant est injecté en contenu a une pression de 3.3 barg dans :

- collecteur d'aspiration des unités de traitement TAGI 01/02 avec dosage de 2.7 litre/hr.
- collecteur d'aspiration du l'unité de traitement RKF/STR avec dosage de 0.4 litre/hr.
- la ligne des eaux de source vers le bac de stockage d'eau de lavage avec dosage de 1 litre/hr.
- la ligne de refoulement de pompe d'eau huileuse vers le re-run avec dosage de 0.5 litre/hr.

• Système de Biocide :

Le biocide (ALPHA 452INT) est injecté dans le système de traitement d'eau produit pour contenir l'activité microbologique.

Le biocide est injecté par intermittence a une pression de 3.3 barg dans :

- collecteur d'aspiration des unités de traitement TAGI 01/02 avec dosage de 1.8 litre/hr.
- collecteur d'aspiration du l'unité de traitement RKF/STR avec dosage de 0.3 litre/hr.
- la ligne des eaux de source vers le bac de stockage d'eau de lavage avec dosage de 1 litre/hr.
- la ligne des eaux de source vers le bac de stockage d'eau d'incendie avec dosage de 0.5 litre/hr.

- **Système dés-émulsifiant inverse :**

Le dés-émulsifiants inverses (TECHNI-BREAK 6701INT) est injecté dans le système de traitement de l'eau produite pour briser l'émulsion d'huile dans l'eau et pour aider à la séparation de l'huile à partir de l'eau produit.

Le dés-émulsifiant inverse est injecté par intermittence à l'emplacement suivant:

- La ligne d'arrivée d'eau produit au dégazeur (V01/02-5101) et l'appareil IGF (V01-5102) des unités de traitement TAGI trains-1/2 avec dosage de 1,5 litres / h.
- La ligne d'arrivée d'eau produit au dégazeur (V08-5103) et l'appareil IGF (V08-5104) de l'unité de traitement RKF/STR avec dosage de 0,2 litres / h.

VI.3.5.4. La composition de package d'injection des produits chimique :

Chaque package d'injection des produits chimique est compose des équipements suivant :

- Un réservoir de stockage à plusieurs compartiments (pour chaque produit chimique) de type rectangulaire vertical en acier inoxydable.
- Des pompes doseuses d'injection.
- Des conduites de connexion en acier inoxydable.
- Une soupape de sécurité.



Figure.VI.17 : Package d'injection des produits chimique.

VI.3.6. Le stockage et l'injection d'eau produit de TAGI :

VI.3.6.1. Le réservoir d'eau produit TAGI (T08-5201) :

L'eau produite traitée du train-1/train-2 d'unité de traitement d'eau produite du TAGI (X01-5101/ X02-5101) est reçu dans le réservoir d'eau produit TAGI(T08 5201) de la capacité nette 7775 m3.



Figure.VI.18 : Le réservoir d'eau Produit TAGI (T08-5201).

VI.3.6.2. Les pompes booster d'eau produit du TAGI (P08 5201A / B / C / D) :

Les pompes booster d'eau produit du TAGI (P08 5201A / B / C / D) sont utilisées pour le pompage de l'eau de production traitée de réservoir d'eau Produit TAGI (T08-5201) jusqu'à la station de collecte sur le site FGS (Field Gathering Station) dans les champs EME et EMN. Il y a quatre pompes booster d'eau produit du TAGI (capacité de 4 x 33%) avec trois pompes en service et le quatrième en stand-by pendant le fonctionnement normal.



Figure.VI.19 : Les pompes booster d'eau produit du TAGI (P08 5201A / B / C / D).

VI.3.6.3. Les filtres d'eau produit du TAGI (S08-5201A / B / C) :

L'eau produite traitée est filtrée dans le filtre grossier pour éliminer les particules solides de taille supérieure à 10 microns. La filtration est effectuée pour la protection contre :

- l'accumulation de sédiments dans les lignes principales et les lignes de flux.

- Les dégâts de l'érosion à la tuyauterie, les sièges de soupapes et internes de la pompe d'injection.
- Dommages / colmatage des puits d'injection d'eau.

Il existe trois (3 x 50%) filtres grossiers de type cartouche (S08-5201A / B / C) dans la conduite de refoulement des pompes booster d'eau produit du TAGI (P08-5201A / B / C / D).



Figure.VI.20 : Les filtres d'eau produit du TAGI (S08-5201A / B / C).

VI.3.6.4.Le collecteur d'injection d'eau produit :

L'eau produite traitée de réservoir d'eau produit TAGI est distribué aux champs EMN et EME dans le bloc 208. L'eau produit traité de la sortie de filtres grossiers (S08-5201 A / B / C) circule à la station de collecte de site (FGS), où il est mélangé avec de l'eau de l'aquifère Barrémien et injecté aux champs EME et EMN par les pompes d'injection.

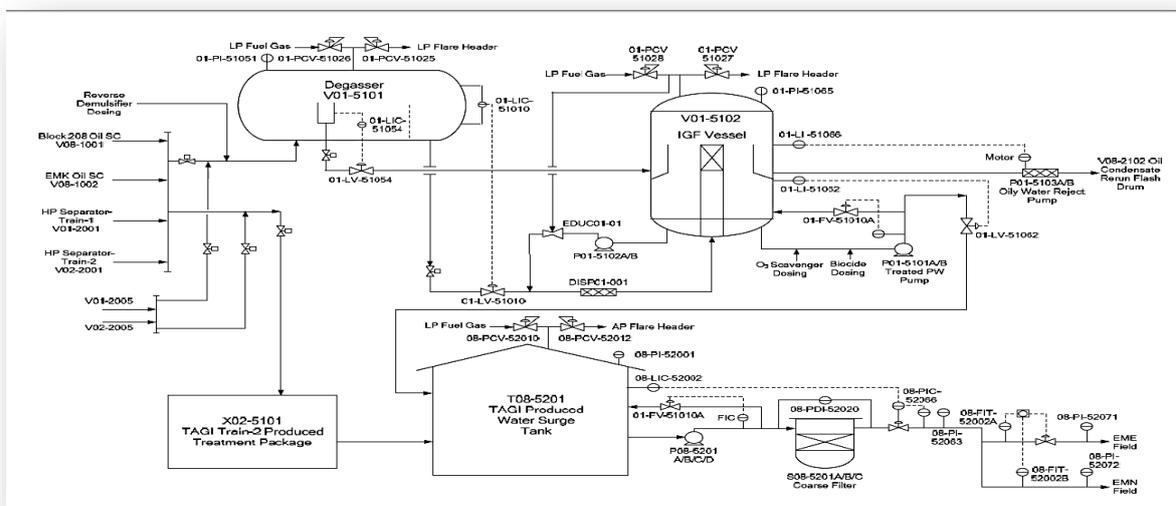


Figure.VI.21 : Présentation du système de traitement, stockage et injection d'eau produit du TAGI.

VI.3.7. Le stockage et l'injection d'eau produit du RKF/STR :**VI.3.7.1. Le réservoir d'eau produit RKF/STR (T08-5202) :**

L'eau produite traitée d'unité de traitement d'eau produite du RKF/STR est reçue dans le réservoir d'eau produit RKF/STR (T08 5202).

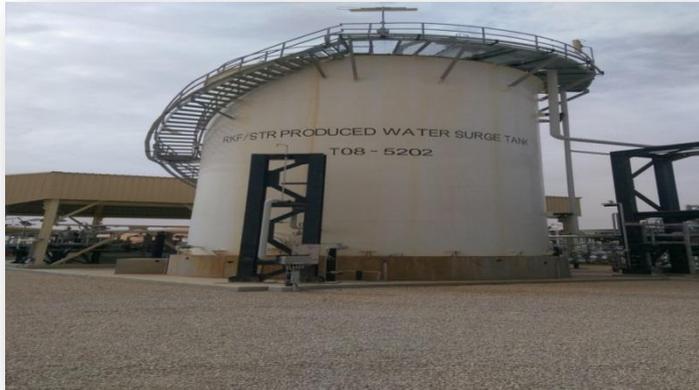


Figure.VI.22 : Le réservoir d'eau produit RKF/STR (T08-5202).

VI.3.7.2. Les pompes d'injection d'eau produite du RKF/STR P08-5202A/B :

Il y a deux pompes d'injection d'eau produit du RKF/STR (capacité de 2 x 100%) avec une pompe en service et l'autre pompe en stand-by pendant le fonctionnement normal. C'est des pompes centrifuges à haut pression.

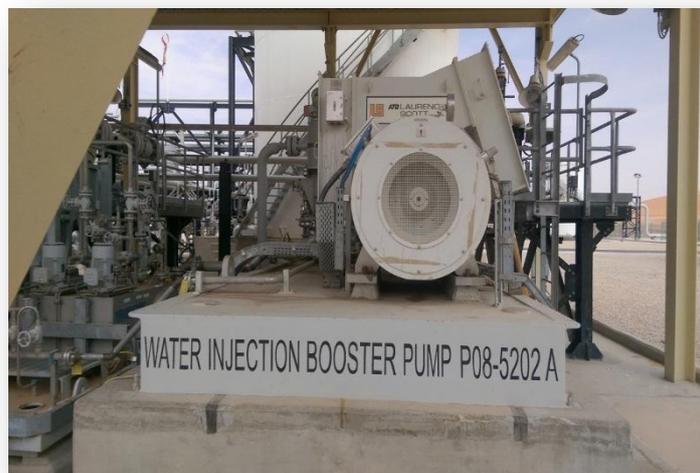


Figure.VI.23 : Pompe d'injection d'eau produite du RKF/STR P08-5202A.

VI.3.7.3. Les filtres d'eau produit du RKF/STR (S08-5202A / B) :

Il existe deux (2 x 100%) filtres grossiers de type cartouche (S08-520A/B) dans la conduite de refoulement des pompes d'injection d'eau produit du RKF/STR (P08-5202A/B).

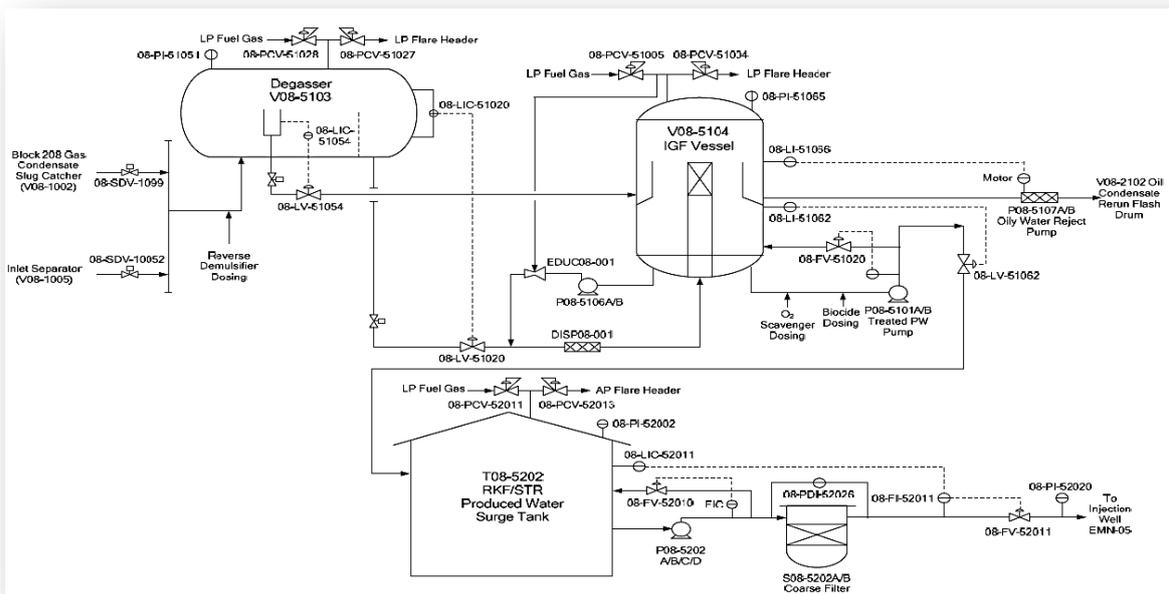


Figure.VI.24 : Présentation du système de traitement, stockage et injection d’eau produit du RKF/STR.

VI.4. Analyses et discussion :

Le suivi de l’efficacité de notre installation de traitement des eaux produites et l’efficacité des produits chimiques que nous injectons est fait par des analyses quotidiennes au niveau du laboratoire du CPF d’El Merk. Nous disposons en continu des paramètres suivants : la teneur d’huile dans l’eau (oily in water), les matières en suspension (TSS), la salinité, le résidu de l’inhibiteur de corrosion, l’oxygène dissout.

VI.4.1. La teneur d’huile dans l’eau (oily in water) :

En fait, cette analyse est faite à la sortie du dégazeur et à la sortie de l’unité de l’IGF et après le filtre à vers l’injection pour confirmer que l’eau injectée est soumise aux normes internationales d’injection (< 40 mg/l).

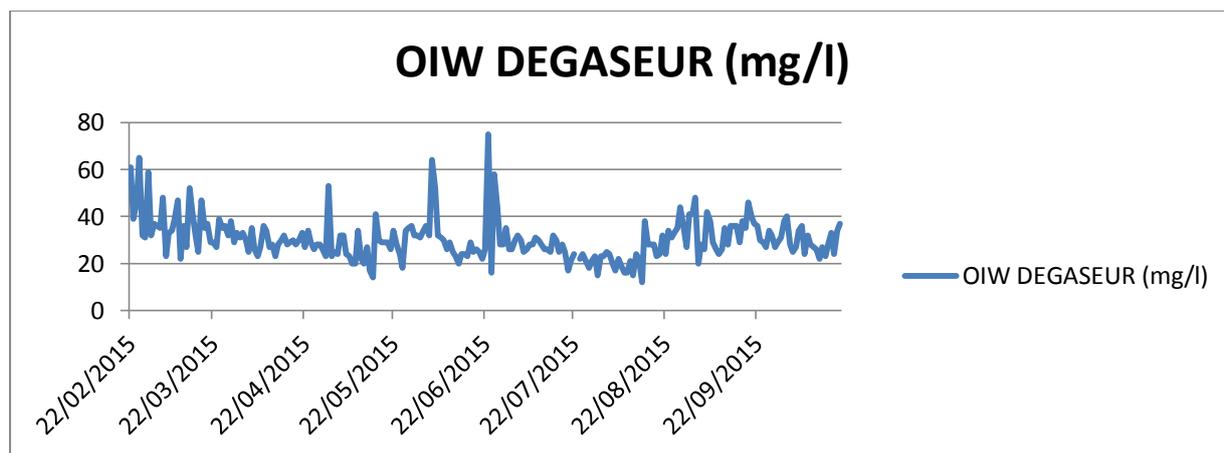


Figure.VI.25.A : Les valeurs de teneur d’huile dans l’eau à la sortie du dégazeur.

En remarque que la majorité des valeurs est entre 20 et 60 mg/l ce qui implique que notre dégazeur a un très bon rendement.

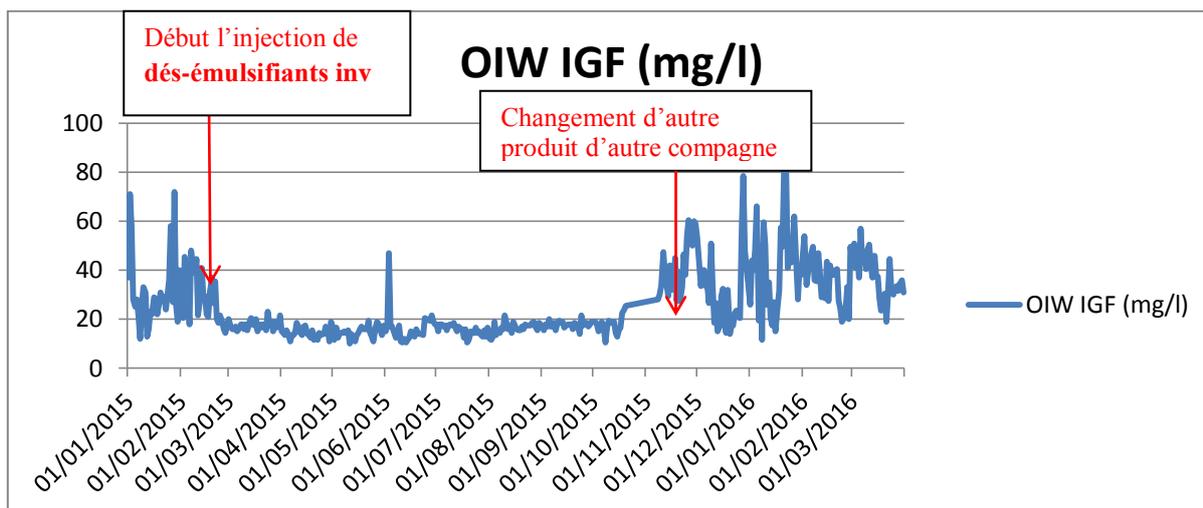


Figure.VI.25 B : Les valeurs de teneur d'huile dans l'eau a sortie d'unité d'IGF

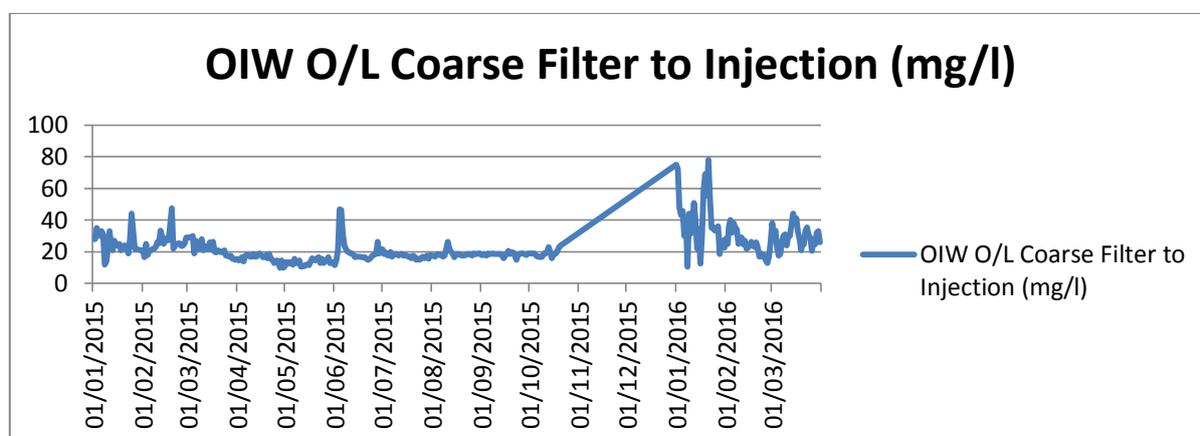


Figure.VI.26 : Les valeurs de teneur d'huile dans l'eau à la sortie filtre coaliscent.

- Avant le 21/02/2105 : En remarque que il y a une perturbation résultat.
- Du 21/02 au 21/10/2015 : entamer l'injection de produits chimie **dés-émulsifiants inverse** en remarque les valeurs sont stable (< 20 mg/l) satisfaire l'objectif.
- le 21/10/2015 : tester un autre produit chimie **dés-émulsifiants inverse** en remarque que il y a une grande perturbation.

Ce qui implique que le choix et les dose de produit chimique est très important pour attendre du bon résultat de traitement d'eau produit dans toute la chaine de traitement. Ce produits joue un rôle de coagulant et flocculant au même temps.

VI.4.2. Les matières en suspension (TSS) :

En fait cette analyse a la sortie de dégazeur et à la sortie d'unité de l'IGF et après filtre a vers l'injection pour confirmer que l'eau injecter est soumis a les normes international d'injection et pour éviter le bouchage de des conduites les puits d'injection.

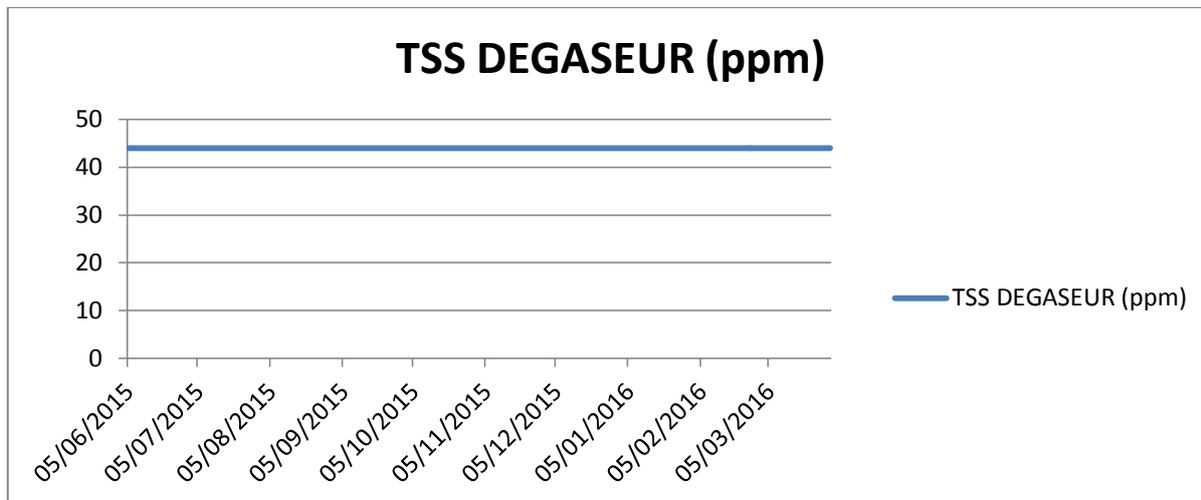


Figure.VI.27 : Les valeurs du TSS à la sortie du dégazeur.

En remarque que les valeurs du TSS à la sortie du dégazeur sont constante en rappelons que la plus grande partie du TSS est enlever dans dégazeur.

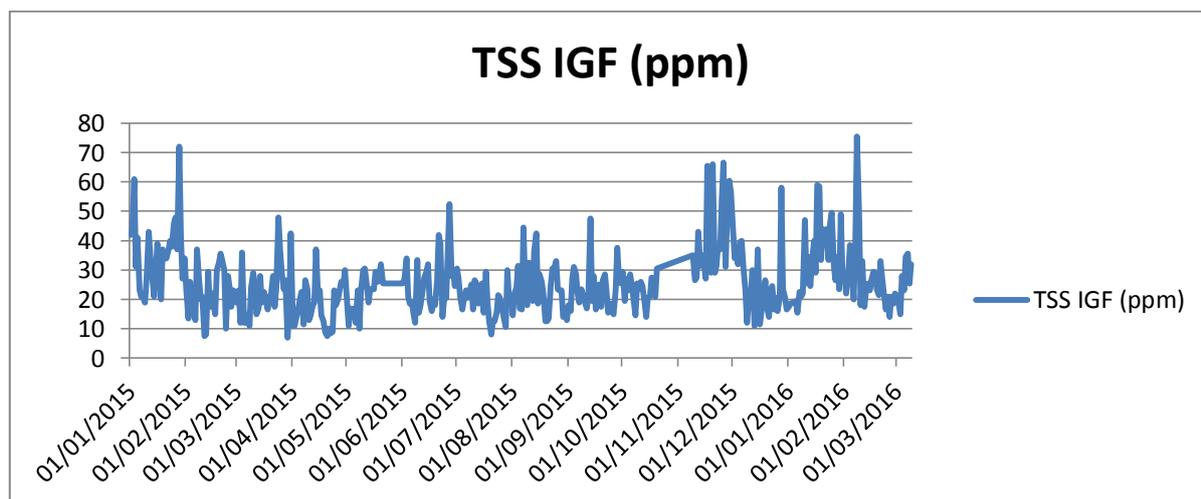


Figure.VI.28 : Les valeurs du TSS à la sortie d'unité d'IGF.

En remarque que la majorité des valeurs du TSS à la sortie d'unité d'IGF sont (<30 ppm), mais il y a quelque perturbation dans les résultats par ce que il y a des perturbations dans le débit d'arriver d'eau. Lorsque le débit est important il ne donne pas le temps nécessaire à l'équipement pour faire la bonne séparation.

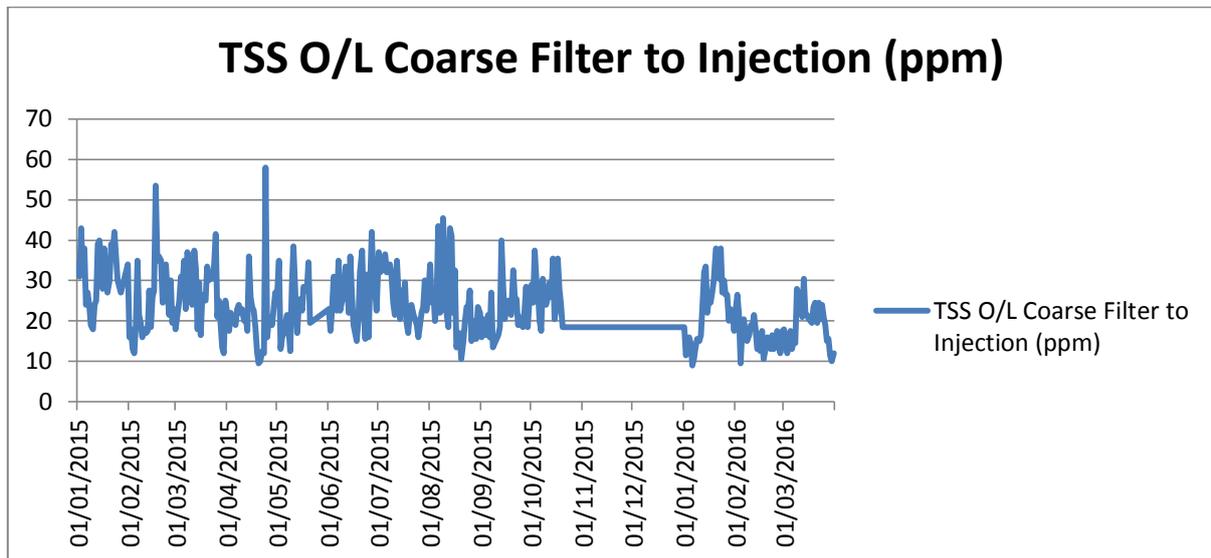


Figure.VI.29 : Les valeurs du TSS à la sortie filtre coalesceur.

En remarque que la majorité des valeurs sont (< 20 mg/l) ce qui implique le reste du TSS est empêcher par le filtre.

VI.4.3.Le résiduaire de l’inhibiteur de corrosion :

On fait cette analyse au niveau de la réception du CPF (slug catcher) et au niveau d’entrée et sortie des unités de traitement des eaux produites pour contrôler nos installation est ce que il y a une corrosion ou non. Lorsque le résultat d’analyse résiduaire de produit est moins que le résultat connu donc il y a une corrosion quelque part.

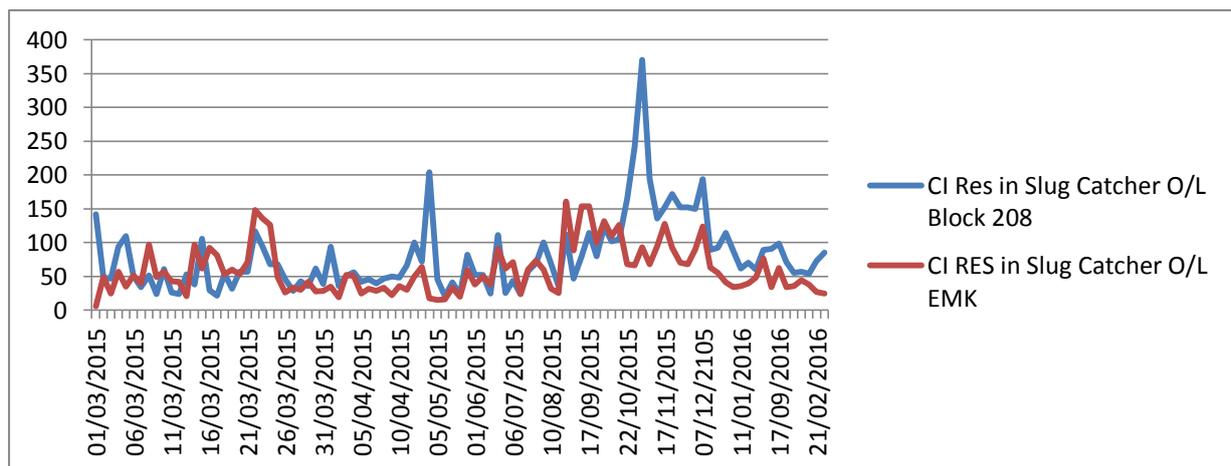


Figure.VI.30 : Le résiduaire des inhibiteur de corrosion à la réception du CPF.

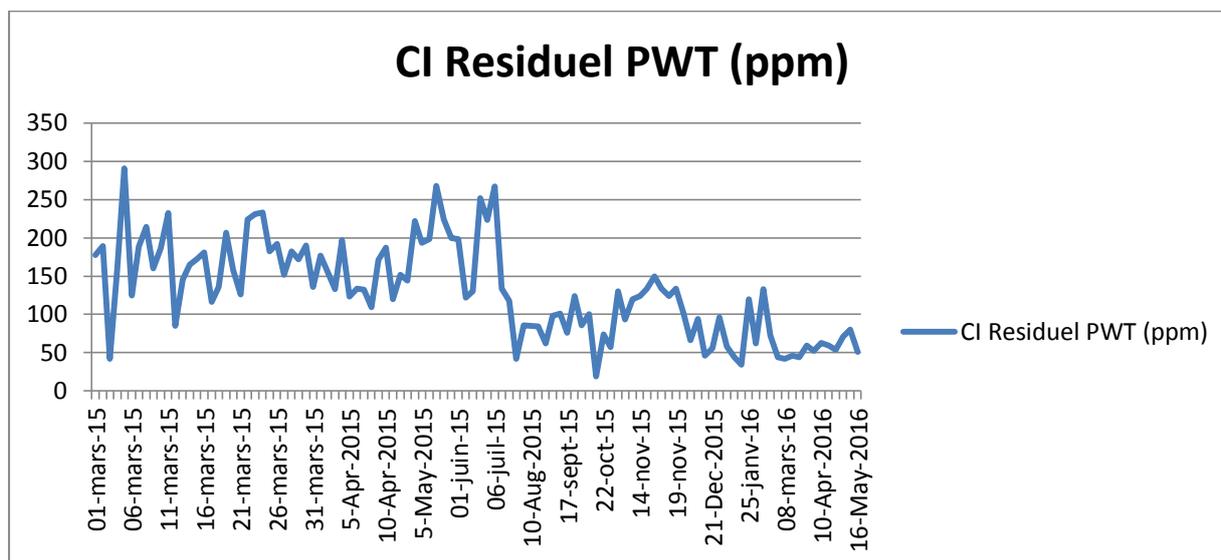


Figure.VI.31 : Le résiduaire des inhibiteur de corrosion niveau d'unités de traitement d'eau.

VI.4.4.L'oxygène dissout :

En fait cette analyse au niveau du bac de stockage d'eau traité et à l'aval du filtre coalisneur vers l'injection pour contrôler la quantité d'oxygène dissout dans l'eau injecter qui il faut répondre à la norme international ne dépasse pas les 10 ppm, donc vérifier l'efficacité de produits qu'on a injecté (désoxygénant).

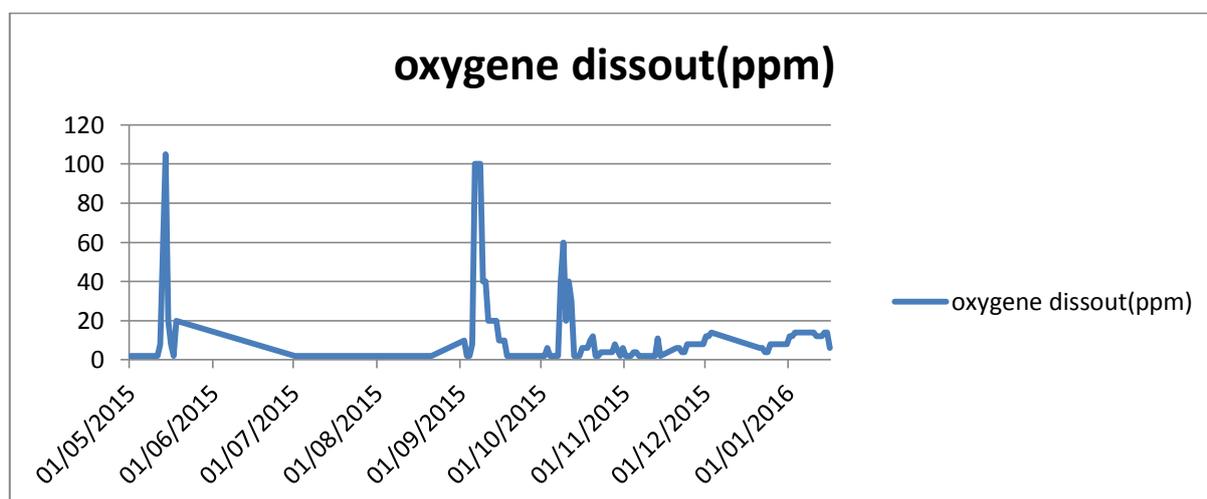


Figure.VI.32 : Les valeurs d'oxygène dissout filtre coalisneur vers l'injection.

En remarque que la majorité des valeurs d'oxygène dissout est (< 10 ppm), sauf quelque valeurs dépasse les 10 ppm par ce que on a coupé l'injection de produit à ce moment.

VI.4.5.Salinité :

On fait cette analyse a la sortie du train-1 et train-2 pour vérifier la quantité des sels dissoutes dans l'eau traiter est ce que arrive a les normes international (20mg/l) ou non, donc vérifier l'efficacité de notre dessaleurs.

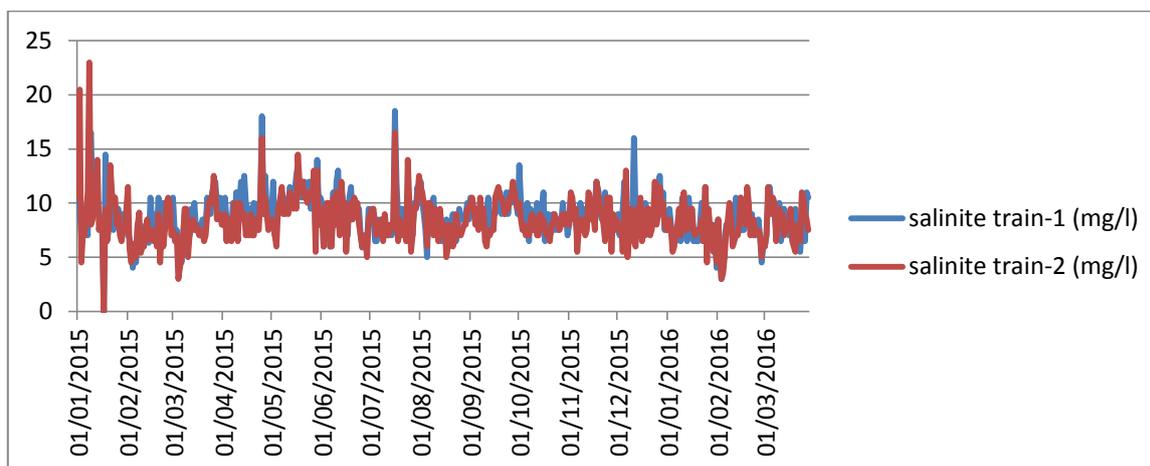


Figure.VI.33 : Les valeurs de salinité train-1 et train-2.

En remarque que les valeurs de train-1 et train-2 et presque similaire et (< 20 mg/l) donc notre dessaleur en bon états.

VI.5.Conclusion :

La gestion de l'eau produite dans le champ d'El Merk sert à la réinjection dans les formations, mais avant la réinjection il faut passer par un système de traitement et un autre système de transport de l'eau vers les puits d'injection.

Le système de traitement des eaux utilisé dans le CPF d'El Merk est basé à des traitements physiques et des traitements physico-chimiques dans une unité bien étudiée à l'aide d'injection des produits chimique aux différentes étapes de traitement.

La technologie de traitement des eaux utilisé dans le CPF d'El Merk « flottation à gaz induit » (IGF) est une technologie très sophistiqué et très efficace pour le traitement des eaux produites et arrive à une qualité des eaux répondre au norme international d'injection dans les formation, mais il y a un petite problème pour assurer une bonne rendement de l'unité, il faut assurer un débit constant des eaux et pour que l'eau produite arriver au CPF comme des bouchons nous pouvons pas contrôler le débit exact entrer à l'unité de traitement. Et pour le système d'injection de produit chimique il faut choisir les bons produits pour assurer des bons résultats, pour faciliter le traitement et protéger les installations du fond et de surface.

La chaine de transport des eaux est bien étudiée pour assurer l'arrivage des eaux au puits d'injection à une pression suffisante.

Conclusion générale

Conclusion générale :

Le champ d'El Merk est une partie du bassin de BERKINE se situant dans la partie Est de la plateforme saharienne, il s'étend à l'Est sur les territoires tunisien et libyen; sa superficie totale est de 300000Km², mais seulement le tiers se situe en Algérie.

Les champs d'El Merk comprennent 3 types différents de gisements : Les formations TAGI, qui renferment essentiellement de l'huile. Elle est caractérisée par des dépôts de type fluviatile, avec une profondeur de (2550 m-3200 m). Les formations RKF et du Strunien, qui contiennent principalement un mélange de gaz et de condensats. La formation RKF est représentée par une sédimentation détritique avec une profondeur de (3170 m-3290 m), et la formation Strunien qui est une série argilo-carbonatée avec une profondeur de (3290 m-3650 m).

La région de Hassi berkine renferme d'énormes quantités des eaux souterraines qui jouent un rôle important dans le développement industriel, principalement l'activité pétrolière. Ces ressources en eaux sont assurées par deux systèmes d'aquifère à savoir :

- La nappe du Complexe Terminal (C.T) : elle regroupe les aquifères du Mio- Pliocène, de l'Eocène et du Sénonien carbonate.
- La nappe du Continental Intercalaire (C.I) : elle se présente comme un aquifère multicouche de l'Albien, Barrémien et Néocomien.

L'examen des résultats des analyses hydrochimique montre une différence nette entre la minéralisation des eaux du barrémien, de l'albien et du mio-pliocène et celle des eaux produites à partir des réservoirs strunien, TAGI et RKF, avec une prédominance du faciès chloruré sodique. La richesse des eaux en éléments Na⁺, Cl⁻, SO₄⁻ et Sr²⁺ est liée à la dissolution des formations évaporitiques. La teneur élevée en baryum liée principalement à l'utilisation dans l'industrie pétrolière comme additif dans les boues de forage. Et aussi on a enregistré des teneurs très importantes en métaux lourds Mn²⁺, Al³⁺, Zi²⁺ qui sont liées au contact avec les huiles et les produits chimiques utilisés dans les opérations de forages.

L'analyse en composantes principales a montré que les eaux de cette zone sont influencées par la dissolution des formations salifères, évaporites, carbonatés et elle est également affectée par une pollution d'origine anthropique (baryum).

Le calcul thermodynamique (l'indice de saturation des minéraux dans l'eau) indique, que seuls les minéraux carbonatés tendent à précipiter, surtout sous la forme de dolomite, de calcite et aragonite. Alors que les minéraux évaporitiques, en l'occurrence, l'halite le gypse et l'anhydrite, tendent à la dissolution.

Conclusion générale

La technologie de traitement des eaux utilisée dans le CPF d'El Merk « flottation à gaz induit » (IGF) est une technologie très sophistiquée et très efficace pour le traitement des eaux produites et arrive à une qualité des eaux répondant à la norme internationale d'injection dans les formations, mais il y a un petit problème pour assurer un bon rendement de l'unité, il faut assurer un débit constant des eaux et pour que l'eau produite arrive au CPF comme des bouchons nous ne pouvons pas contrôler le débit exact entrant à l'unité de traitement. Et pour le système d'injection de produit chimique il faut choisir les bons produits pour assurer de bons résultats, pour faciliter le traitement et protéger les installations du fond et de surface.

Références bibliographiques :

Références bibliographiques :

- [1] : **EBENEZER T. IGUNNU** and **GEORGE Z. CHEN.**(2012): Produced water treatment technologies, *article universitaire*, University of Nottingham, Nottingham NG7 2RD, UK, International Journal of Low-Carbon Technologies Advance Access published July 4, 2012. p1
- [2] : **JOHN V.**(2015); Produced Water Volumes and Management Practices in 2012. *Prepared for the Ground Water Protection Council.* p12
- [3] : **MANUEL GEN 01.** (2011) : Introduction à L'industrie du pétrole, p12-25. Rapport inédit
- [4] : **MANUEL GEN 02.** (2011) : représentation du CPF central processing Facility, p12; p4-5; p11; p13-20. Rapport inédit
- [5] : **MANUEL GEN 07.** (2011) : le puits de production gaz lift / injection gaz et eau, p8-13. Rapport inédit
- [6] : **Bassins de la province orientale (site web <http://www.alnaft.gov.dz/>).**
- [7] : **HARMOUNI R.** (2013) : détermination des paramètres petrophysiques et caractérisation du facies du TAGI d'une zone du bassin de berkine. *Mém d'ing d'Etat*, USTBH. p2.
- [8] : **BOUDJEMA A.**(1987) : Evolution structural du bassin pétrolier "triasique" du Sahara Nord oriental (Algérie). *Thèse Doct d'Etat*, Univ. P et M. Curie – Paris (France).
- [9] : berkine tectonique.
- [10] : rapport d'implantation des puits
- [11] : **DJEGHOUBBI R.**(2013) : Apports de l'analyse statistique des données et la géostatistique non-paramétrique à l'étude hydro-chimique de la nappe du complexe terminal (CT) –Hassi Messaoud, Sud-Est algérien. *Mem master*, univ Ouargla. p25.
- [12] : **HOUARI I.M.**(2012) : contribution à l'étude de l'évolution géochimique des eaux de la nappe du complexe terminal du Sahara septentrional. *Mém magister*. Univ Ouargla. p21, 23.
- [13] : **RODIER J., BAZIN C., BROUTIN J. P., CHAMBON P., CHAMPSAUR H., et RODI L.**(2005) :
L'analyse de l'eau, eaux naturelles, eaux résiduaires, eau de mer, chimie, physico-chimie, microbiologie, biologie, interprétation des résultats. Ed. Dunod, Paris. p1384.
- [14] : **REJSEK F.**(2002) : Analyse des eaux, Aspects réglementaires et techniques. Série Sciences et technique de l'environnement. p360.

Références bibliographiques :

- [15] : **CRD.(1996)** : les mode opératoire d'analyse physico-chimie des eaux. Analyse d'eau.
- [16] : **DEBIECHE.T.H.(2002)** : Evolution de la qualité des eaux (salinité, azote et métaux lourds) sous l'effet de la pollution saline, agricole et industrielle. *Thèse Doct.* L'Université de Franche. Annexe1.p vi.
- [17] : site internet. [www.chemetrics.com].
- [18] : **JUSTINE.J.A.A.(2011)**: The use of Flotation Technology in Produced Water Treatment in the Oil & Gas Industry. *Master's thesis.* University of Stavanger: Norvège. p13
- [19] : **PETROFAC.(2012)** : Système de traitement d'eau produite. ELM-PUL-OP-PRC-0058/A1. Formation spécialisée du personnel du Maître de l'Ouvrage.p4
- [20] : **MOUCHET.P.(2004)** : Traitement des eaux avant utilisation. Matières particulaires, Techniques de l'ingénieur G1270.
- [21] : **BOEGLIN.J.C.(2000)** : Traitements physico-chimiques de la pollution insoluble, Technique de l'ingénieur G1270.
- [22] : **OSCAR.A.A.S.(2006)** : Emulsions inverses très concentrées influence du procédé et de la formulation sur leurs propriétés rhéologiques. *Thèse Doct.* Institut national polytechnique de lorraine.
- [23] : **PETROFAC.(2012)**: Operation manual produced water treatment & injection. ELM-PUL-OP-MAN-3002.
- [24] : **REGGAM.A.(2015)** : Contribution à l'étude de la qualité microbiologique et physico-chimique de l'eau de l'oued Seybouse. *Thèse Doct.* Univ Guelma. p36.
- [25] : **MAOUI.A.(2007)** : Evolution et origine du chimisme des eaux de l'aquifère superficiel de Zaâfrane : région de la steppe Sud Algéroise .Etude de la variation spatiale de la salinité et ses risques sur les sols et la végétation. *Thèse Doct.* Univ Annaba.
- [26] : **ATHAMENA.M.(2006)** : Etude des ressources thermales de l'ensemble allochtone sud sétifien. *Thèse Magis.* Univ Batna. p67,71.
- [27] : **BRGM.(1993)** : Mémento roches et minéraux industriels la barytine. Rapport inédit.
- [28] : **BARBIERI Mr., BARBIERI Mz., FIDELIBUS, M.D., MOROTTI .M., SAPPA.G. et TULIPANO L.(1998)**. First results of isotopic ratio $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ in the characterization of seawater intrusion in the coastal karstic aquifer of Murgia (Italy). *15th Salt Water intrusion Meeting.* Ghent (Belgium).

Annexe i

Tableau i.1 : résultat des analyses des éléments major :

NOM	Na ⁺	K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Ba	Sr	Fe ²⁺	Cl ⁻	So ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	TDS	PH	Condu
EMN-6 Albian	2428	56	640	116	0	11	0	3200	2536	183	9170	6.3	1197600
EMN-6 U. Barmien	810	48	460	95	0	7	0	840	1942	151	4353	6.3	513080
EMN-6 L. Barmien	2447	131	906	307	0	12	0	5300	1260	256	10619	6.1	1620700
EKT Mio-Pliocene	350	39	181	85	0.06	13.4	0.03	456	812	178	2114	7.9	287030
EKT-5 TAGI	78750	3100	24900	14550	7	586	863	212350	189	94	335389	5.6	26316000
EMN-10 TAGI	80050	3016	24000	14150	8	568	876	211500	160	102	334430	5.6	2.78E+07
EMEE-1 TAGI	72500	2227	28900	12950	12	489	318	203550	203	0	321149	5.6	2.70E+07
EME-15 TAGI	67500	3187	25450	13950	8	546	825	194200	137	80	305883	5.6	29412000
EKT-19 TAGI	73200	3376	26450	14650	6	578	896	207140	134	110	326540	5.4	3.03E+07
EME-5 TAGI	73400	3221	28400	12300	21	538	502	203350	200	0	321932	3.8	2.38E+07
EME-17 TAGI	76700	2230	29600	13150	6	494	328	211900	187	0	334595	5.6	2.70E+07
EMK-4 RKF	80250	2635	25800	11500	11	204	1114	207000	117	0	328631	5	2.63E+07
EME-5 RKF	70950	1958	32200	7015	369	330	439	189850	18	110	303239	5.6	2.78E+07
EMN-18 RKF	75350	2545	25050	11250	14	200	1115	197300	119	0	312943	4.9	2.63E+07
EMK-7 RKF	73000	2064	32150	6861	343	307	331	192450	105	70	307577	5.8	2.94E+07
EKT-5 Str	66350	3056	30500	10100	298	172	980	190300	72	0	303906	5.2	2.90E+07

Annexe i

EME-18 Str	62450	1828	27750	6906	630	253	605	168700	155	0	301911	5.3	2.78E+07
EME-5 Str	65550	1847	28250	6957	479	254	651	174550	26	0	267109	5.5	2.70E+07
EMK-3 Str	65500	1918	29050	7215	669	265	604	176750	14	0	269221	5.4	2.70E+07
EME-9 Str	56700	2958	29650	9776	298	163	1058	172883	13	0	278655	5.7	2.94E+07
EMK-4 Str	66350	3056	30500	10100	277	172	1019	190300	123	0	282081	5.2	3.13E+07
EME-20 Str	61500	2007	28950	6985	656	245	610	169780	19	0	273608	5.8	3.03E+07
EMN-3 Str	62650	1961	28500	6897	615	242	580	170400	10	0	301885	5.7	3.13E+07
EME-41 Str	54750	2133	31200	7394	435	257	206	164040	26	0	270784	5.7	2.94E+07
EME-27 Str	62600	2054	30350	7277	668	255	608	174850	41	0	271931	5.6	3.23E+07

Annexe i

Tableaux.i.2 : Résultat des analyses des éléments mineurs :

NOM	Li⁺	Mn²⁺	Si	P	B	Al³⁺	Zn²⁺	Br
EMN-6 Albien	1	0	13	0,2	2	0	1	0
EMN-6 U. Barrémien	0	0	16	0	1	0	1	0
EMN-6 L. Barrémien	1	1	14	0	3	0	2	0
EKT Mio-Pliocène	0,1	0,01	8,9	0,02	0,52	0,1	0,78	0
EKT-5 TAGI	28	135	29	3	24	3	93	1,929
EMN-10 TAGI	42	201	35	6	38	8	183	1,787
EMEE-1 TAGI	28	131	28	2	26	3	80	1,924
EME-15 TAGI	31,9	136	30	3	28	11	112	1,896
EKT-19 TAGI	33	127	36	7	22	9	149	2,025
EME-5 TAGI	31,2	133	30	2	28	11	111	1,699
EME-17 TAGI	28	135	29	3	24	3	93	2,012
EMK-4 RKF	41	250	34	3	23	4	189	1,867
EME-5 RKF	37	152	45	6	9	6	119	2,059
EMN-18 RKF	41	243	31	2,5	21	3	188	1,920
EMK-7 RKF	30	149	50	7	9	6	124	1,823
EKT-5 Str	45	185	64	6,5	15	8	170	1,542
EME-18 Str	47	110	42	5	15	5	98	1,967
EME-5 Str	47	112	39	7	14	6	112	2,022
EMK-3 Str	48	116	46	4	14	5	90	2,03
EME-9 Str	46	186	43	3	17	6	162	1,953
EMK-4 Str	46	111	45	4,5	15	5	94	1,962
EME-20 Str	41	178	53	6	16	5	100	1,724
EMN-3 Str	39	127	47	5	15	5	131	1,649
EME-41 Str	51	109	38	5,5	14	7	98	2,09
EME-27 Str	45	156	71	7	12	6	145	1,999