

N° Série : ...../2023

**Université Kasdi Merbah Ouargla**



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers

**Département de Production des Hydrocarbures**

**MÉMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Professionnelle**

Présenté Par :

**BEKAKRA Zineb, NESSAIB Sihem, MAALEM Tarek**

-THEME-

---

**Evaluation Des Méthodes Du Traitement De L'eau D'injection Dans Le  
Champ De Hassi Messaoud**

---

Soutenue le : 08/ 06/ 2023 devant la commission d'examen

**Jury :**

<b>Président :</b>	Mr. DADA Saada	MAA	<b>UKM. Ouargla</b>
<b>Rapporteur :</b>	Mr. ARBAOUI Med Ali	MCB	<b>UKM. Ouargla</b>
<b>Examineur :</b>	Mr. KHEBBAZ Mohammed EL-Ghali	MAA	<b>UKM. Ouargla</b>

**Année Universitaire: 2022/2023**

# Remerciement

*Avant tout, nous remercions Allah, le tout puissant, de nous avoir donné, la santé, la volonté et la patience pour mener à terme ce travail.*

*Nous adressons nos vifs remerciements à Monsieur **ARBAOUI Mohamed Ali** notre Professeur à l'université de **KASDI MERBAH, OUARGLA** pour avoir accepté d'évaluer et d'examiner ce travail. Votre présence va valoriser, de manière certaine, le travail qu'on a effectué.*

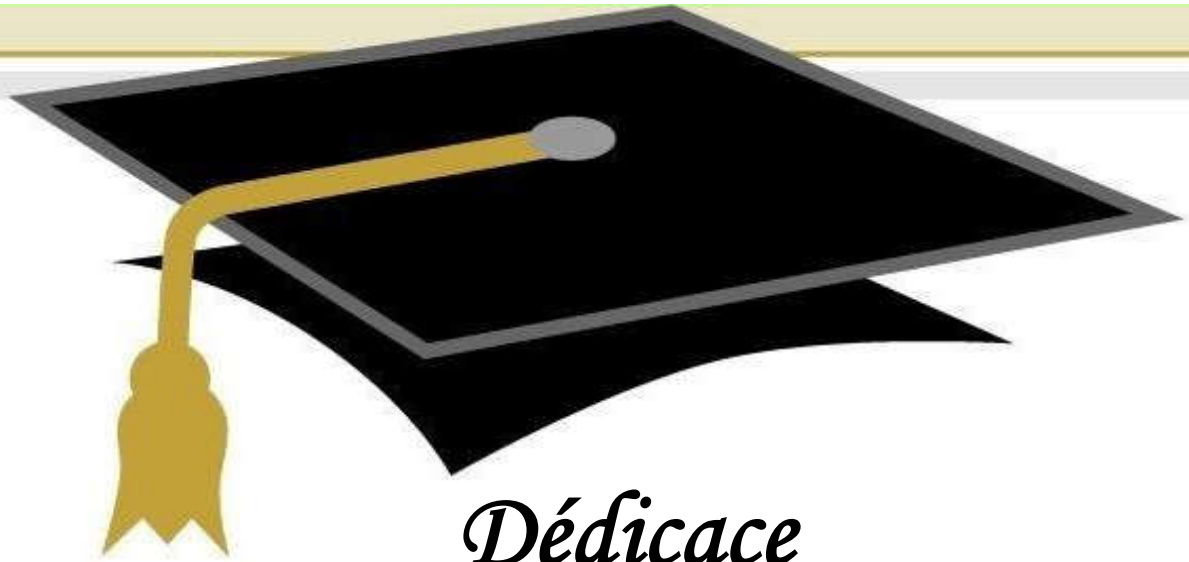
*Nous remercions les membres du jury D'examen, Mr. **DADA Saada** et Mr. **KHEBBAZ Mohammed EL-Ghali** d'avoir accepté d'examiner ce travail, pour leurs soutiens et leurs observations constructives.*

*Nous tenons aussi à dire un grand merci pour tous les enseignants, sans oublier l'équipe administrative du département de production des hydrocarbures de l'université d'Ouargla qui ont participé de près ou de loin à notre formation durant notre cursus universitaire.*

*Aussi, nous remercions tous le personnel de la direction **Engineering & Production EP**, le plus particulier l'équipe de laboratoire du service techniques production, spécialement Mr. **LECHLAH Salah El dine** et Mr. **AYAD Ali**.*

*Enfin, nous tenons à remercier nos parents, nos sœurs et nos frères, les conseils et les encouragements qu'ils nous ont toujours prodigués ainsi que pour leurs soutiens tant moraux que financiers.*

*Merci encore à tous....*



## *Dédicace*

Au Nom D'Allah Le Tout Miséricordieux Le Très Tout Miséricordieux  
C'est avec un très grand honneur que je dédie ce modeste travail :

### **A Mon Très Chère Père**

De Tous Les Pères, Tu Es Le Meilleur. Tu As Eté Et Tu Serais Toujours Un Exemple  
Pour Moi Par Tes Qualifies Humaines,  
Ta Persévérance Et Perfectionnisme. En Témoignage De Brut D'années De Sacrifices,  
De Sollicitudes, D'encouragement Et De Prières. Pourriez-Vous Trouver Dans Ce  
Travail Le Fruit De Toutes Vos Peines Et De Tous Vos Efforts.

### **A MA Très Chère Mère**

Source Inépuisable De Tendance, De Patience Et De Sacrifice. Ta Prière Et La  
**BénédictioN M'ont Eté D'un Grand Secours Tout Au Long De Ma Vie.**  
A Celle qui m'a enseigné la patience, la fierté et la réussite. A la lumière qui éclaire  
mon chemin : **ma chère grande mère.**

### **A ma belle-sœur « MERIEME »**

L'étoile sur terre qui illumine ma vie. Pour son soutien moral constant au long de ces  
mois de travail, même pendant les moments difficiles.

Ce travail est dédié aussi à **mes chers frères**, que dieu les protège.,

**A toute ma famille : oncles, tantes, cousins et cousines.**

**A mes ami (e) s et camarades (Sahar Yahya, Sihem Nessaib, Karima Nahel)**

**A tous les professeurs qui m'ont enseigné tout au long de mon parcours scolaire  
et universitaire.**



**Zineb**

# تبريكات التخرج



ما أجمل أن استدعي حروف لغة أدمنتها فألفتها.. لتنتثر  
المحبة في أرجاء قلوب يسرني أن أقدم لهم نجاحي هذا  
كهمسة حب..

إلى من أحمل اسمه بكل افتخار.. إلى رجل بدونه أنا  
صفر.. و كم بذل ليضيف لصفري واحدا.. رجل سعى  
طوال حياته لكي نكون أفضل منه.. -أبي-  
إلى من رافقت كل خطواتي منذ أول صرخة لي إلى  
الآن.. اليد الخفية التي طالما أزلت عن طريقي  
الأشواك بدعائها.. من علمتني معنى البساطة و الصبر  
-أمي-

إلى من شاركاني رحما واحدا.. إلى سندي.. أحدهما  
حينما أتكى يمينا أجد كتفه يسندي.. و الأخرى حينما  
أتكى يسارا أجد كتفها أيضا يستندي..

-أخوتي.. محمد.. إكرام-  
إلى كل من علمني حرفا طيلة حياتي و مسيرتي هذه..  
لكم أنا جد ممتنة..  
إلى من كان لهم من الأثر الجميل و الذكريات الطيبة  
طيلة سنوات مرت..  
-إيمان.. زينب.. ملاك-

إلى طبيبتي الشيماء.. و كيف لي أن أتناسى الألف و  
اللام..


إلى كل من ضاقت سطورني من ذكرهم فوسعهم قلبي.. إلى كل من  
زرع السعادة في دربي.. من كان لي عوناً و سنداً يوماً..  
لكم مني جميعاً كل الشكر و الامتنان..

\*\*\* سهام نصايب \*\*\*






# Dédicace




*Je dédie ce travail en hommage :*

*À la plus chère sur terre, à qui je dois mon éducation, ma réussite, et mon épanouissement dans la vie, à la bougie qui est tracée ma voie vers le succès, ma mère, je l'aime.*



*À la mémoire de mon défunt et regretté père, qui a semé et entretenu la plante que je suis et qui n'a pas eu le temps de voir les fruits de celle-ci. Que Dieu, le miséricordieux, lui accueille dans son éternel paradis.*



*À ma petite famille ; mon épouse et mes enfants. Que Dieu le Tout Puissant vous garde et vous procure santé et bonheur.*

*À tous mes frères et ma sœur, que Dieu vous protège.*

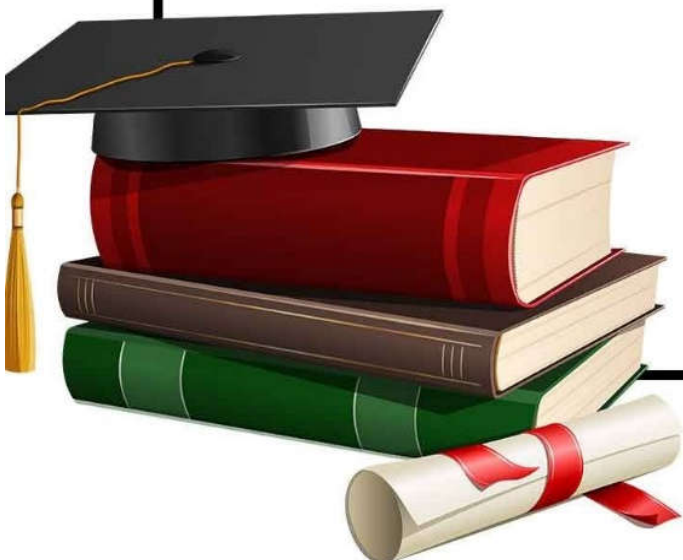
*À tous mes oncles et toutes mes tantes.*

*À toute ma grande famille MAALEM.*

*À tous(tes) mes profs & collègues de l'université.*

*À tous ceux qui me sont chers.*

*Tarek, M*



**Résumé :**

La déposition des dépôts de sulfate de baryum est l'un des problèmes les plus dangereux dans le champ de HMD, par leur influence négative sur la production.

Pour résoudre ce problème Une étude a été menée sur la détermination de la meilleure technique de traitement d'eau entre les Résines échangeuses d'ions, l'osmose inverse, la Nanofiltration et la distillation, afin de réduire le sulfate qui engendre le problème de dépôts, et l'efficacité de ces méthodes a été testée par le logiciel Wave.

Les résultats obtenus nous ont montré l'efficacité des résines échangeuses d'ions (cation + anion) ou la combinaison entre la nanofiltration (NF) et les Résines échangeuses d'ions (cation + anion), considéré comme des bonnes techniques de traitement d'eau, ceci a été confirmé par l'élimination de toutes les sels par conséquent, aucune possibilité de formation de  $BaSO_4$ .

**Les mots clés :** déposition, sulfate, osmose, Résines, Wave.

**Abstract:**

The deposition of barium sulphate deposits is one of the most dangerous problems in the HMD field, due to their negative influence on production.

To solve this problem A study has been carried out on the determination of the best water treatment technique between ion exchange resins, reverse osmosis, nanofiltration and distillation, in order to reduce the sulphate which generates the problem of deposits.

The effectiveness of these methods was tested by Wave software, and the results obtained showed us the effectiveness of ion exchange resins (cation + anion) or the combination between Nanofiltration (NF) and ion exchange resins (cation + anion), considered as good techniques for the treatment of water, this was confirmed by removal of all salts therefore no possibility of  $BaSO_4$  formation.

**Key words:** deposition, sulphate, osmosis, Resins, Wave.

**ملخص:**

يعتبر ترسب رواسب كبريتات الباريوم من أخطر المشاكل في حقول حاسي مسعود، لما لها من تأثير سلبي على الإنتاج. لحل هذه المشكلة تم إجراء دراسة لتحديد أفضل تقنية لمعالجة المياه بين راتنجات التبادل الأيوني ، التناضح العكسي ، الترشيح النانوي و التقطير، من أجل تقليل الكبريتات التي تولد مشكلة الترسبات. و قد تم اختبار فعالية هذه الطرق بواسطة برنامج Wave . أظهرت النتائج التي تم الحصول عليها فعالية راتنجات التبادل الأيوني (كاتيون + أنيون) أو الجمع بين الترشيح النانوي (NF) و راتنجات التبادل الأيوني (كاتيون + أنيون) تعتبر كتنقيات جيدة لمعالجة المياه ، وقد تم تأكيد ذلك بإزالة كل الأملاح. و بالتالي لا توجد إمكانية لتكوين  $BaSO_4$ .

**الكلمات المفتاحية:** الترسيب ، الكبريتات ، التناضح ، الراتنجات ، الموج.

## Table des matières

Remerciement	
Dédicaces	
Résumé	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des abréviations	
Liste des éléments chimiques	
Introduction générale .....	1

### Chapitre I : Généralités sur les dépôts dans le champ de HMD

I.1. Introduction .....	2
I.2. Généralités sur les eaux dans les champs pétroliers.....	2
I.2.1. Définition de l'eau .....	2
I.2.2. Composition de l'eau .....	2
I.2.3. Les eaux dans les champs pétroliers .....	2
I.2.3.1. Eau d'injection .....	2
I.2.3.2. Eau de gisement .....	2
I.3. Incompatibilité des eaux.....	3
I.4. Mécanisme de formation des dépôts .....	3
I.4.1. Etapes de formation de dépôts .....	4
I.5. Les paramètres influençant sur la formation des dépôts .....	5
I.6. Généralité sur les dépôts dans le champ de HMD.....	6
I.6.1. Les différents dépôts rencontrés dans les champs pétroliers .....	6
I.6.1.1. Les dépôts organiques (PARC).....	6
I.6.1.2. Les dépôts minéraux (inorganiques).....	6
I.6.1.3. Les types des dépôts minéraux.....	6
I.7. La solubilité des dépôts.....	9
I.8. Conclusion.....	10

### Chapitre II : Les méthodes du traitement des dépôts

II.1. Introduction.....	11
II.2. Traitement préventif.....	11
II.2.1. Injection Continue d'un inhibiteur .....	11
II.2.2. Squeeze de la solution d'inhibiteur dans la formation .....	11
II.2.3. Dissolution chimique.....	11
II.2.4. Les inhibiteurs .....	12
II.2.4.1. Définition des inhibiteurs .....	12
II.2.4.2. Type des inhibiteurs.....	12

II.2.4.3. Les mécanismes d'action des inhibiteurs .....	12
II.3. Traitement curatif.....	13
II.3.1. Milling.....	13
II.3.2. Jetting (jet hydraulique).....	13
II.3.3. Scale Blaster .....	14
II.4. Différents procédés de dessalement .....	14
II.4.1. Procédés par distillation .....	14
II.4.2. Traitement par les résines.....	15
II.4.3. Les procédés membranaires .....	17
II.4.3.1. Définition d'une membrane.....	17
II.4.4.2. Différents procédés de séparation membranaire .....	18
II.5. Conclusion .....	21

### **Chapitre III : Analyse et traitement des eaux d'injection**

III.1. Introduction.....	22
III.2. Evaluation de l'efficacité de traitement par AD32.....	22
III.2.1. Mode d'emploi d'inhibiteur AD32 .....	23
III.2.2. Les propriétés physico-chimiques d'inhibiteur AD32 .....	23
Etude de cas .....	23
III.2.3. Le puits MDZ576.....	23
III.2.3.1. Problème du puits MDZ576 .....	23
III.2.3.2. Type d'endommagement.....	24
III.2.4. Test de jaugeage.....	26
III.2.5. Interprétation des résultats .....	26
III.3. Système de dessalage pressurisé.....	27
III.3.1. Définition de dessalage .....	27
III.3.2. Les modes de dessalage .....	28
III.3.3. Installations de surface.....	28
III.4. Les analyses d'eau.....	29
III.4.1. Les résultats des analyses des échantillons d'eau .....	29
III.4.2. La discussion des résultats .....	30
III.5. Description de logiciel WAVE DOW .....	30
III.6. Techniques proposées pour la déminéralisation de l'eau dans le champs HMD .....	31
III.6.1. Résines échangeuses d'ions pour l'adoucissement de l'eau .....	31
III.6.1.1. Résines échangeuses d'ions pour l'élimination des sulfates .....	31
III.6.1.2. Résines échangeuses d'ions pour la déminéralisation de l'eau .....	31
III.6.1.3. Circuit de traitement d'eau par échange d'ions .....	31



III.6.1.4. Paramètres de base pour la conception de la station de traitement de l'eau par échange d'ions .....	32
III.6.1.5 Exemple de calcul de production d'eau sur un cycle.....	33
III.6.1.6. Calcul de l'usine d'échange d'ions pour produire 3100 m <sup>3</sup> d'eau/jour pour le champ pétrolifère HMD.....	34
III.6.1.7. Avantages et inconvénients des résines échangeuses d'ions .....	35
III.6.2. Osmose inverse .....	35
II.6.2.1. La description de l'unité d'osmose inverse :( <i>Caractéristiques du matériel</i> ).....	35
III.6.2.2. Comment fonctionne l'osmoseur inversé ? .....	43
III.6.2.3. Étapes des systèmes OI .....	44
III.6.2.4. Avantages et inconvénients de l'OI .....	45
III.6.3. Nanofiltration.....	46
III.6.3.1. Circuit de traitement d'eau par Nanofiltration.....	46
III.6.3.2. Avantages et inconvénients de la Nanofiltration.....	47
III.6.4. Distillation.....	47
III.6.4.1. Avantages et inconvénients de la distillation .....	47
III.7. Conclusion .....	48
Conclusion générale.....	49
Bibliographies	
Annexes	

## Liste des Figures

Figure I.1: Incompatibilité d'eau de gisement et Eau d'injection.....	3
Figure I.2: Le dépôt d'asphaltènes.....	6
Figure I.3: Chlorures de sodium .....	7
Figure I.4: Sulfate de baryum .....	8
Figure I.5: Sulfate de calcium.....	8
Figure I.6: Sulfate de strontium.....	9
Figure II.1: (a) dispersion des nucléus formés et (b) stabilisation des dépôts en croissance .....	12
Figure II.2: Sterling beads .....	14
Figure II.3: Unité de distillation .....	15
Figure II.4: Principe d'adoucissement de l'eau .....	15
Figure II.5: Schéma du processus de déminéralisation de l'eau .....	17
Figure II.6: Schéma du mécanisme de filtration sur membrane.....	18
Figure II.7: Classification des procédés barométriques membranaires.....	19
Figure II.8: Processus d'osmose.....	20
Figure II.9: Phénomène d'osmose inverse.....	20
Figure II.10: Composants du système de traitement OI .....	21
Figure III.1: L'inhibiteur de dépôts AD32 .....	22
Figure III.2: Cahier de courbes de puits MDZ576 en 2020.....	24
Figure III.3: Cahier de courbes de puits MDZ576 en 2021.....	25
Figure III.4: Cahier des courbes du puits MDZ576 en 2022.....	25
Figure III.5: Cahier des courbes du puits MDZ576 en janvier 2023.....	27
Figure III.6: Skid MD141 de dessalage pressurisé HP (BONATTI) HMD .....	29
Figure III.7:Un schéma de l'installation d'échange d'ions .....	32
Figure III.8:Dégazeur .....	32
Figure III.9:Bac de stockage qui alimente l'unité d'osmose inverse.....	35
Figure III.10: Pompe centrifuge verticale.....	36
Figure III.11: Filtre à sable .....	36
Figure III.12:Ensemble des vannes hydrauliques.....	37
Figure III.13:Filtre à cartouches multiples .....	37
Figure III.14:Osmoseur inversé.....	39
Figure III.15:Les membranes de l'Osмосe Inverse .....	40
Figure III.16:Conteneurs pour solutions chimiques .....	41
Figure III.17:Les 4 produits chimiques utilisés dans l'opération .....	41
Figure III.18:Panneau de régulation et de contrôle du PH. ....	42

Figure III.19:Panneaux de régulation et de contrôle du CHLORE .....	42
Figure III.20:Compteur de conductivité d'eau osmosée .....	42
Figure III.21:Unité d'osmose inverse .....	44
Figure III.22:OI en une étage.....	44
Figure III.23:OI en deux étage.....	45
Figure III.24: Systèmes d'osmose inverse à simple et double passage.....	45
Figure III.25:Circuit de traitement de l'eau par Nanofiltration.....	46

## Liste des Tableaux

Tableau I.1: Produits de solubilité quelques fréquent dépôts à HMD .....	10
Tableau III.1: Les propriétés physico-chimique d'inhibiteur AD32.....	23
Tableau III.2: Quelque résultat des tests d'années passées sur MDZ576 .....	23
Tableau III.3: Résultats des tests de jaugeage avant le traitement par l'inhibiteur AD32.....	24
Tableau III.4: Résultats des tests de jaugeage après l'opération de traitement par AD32 .....	25
Tableau III.5: Suivi des tests de jaugeage après l'opération de traitement .....	26
Tableau III.6: Les résultats des analyses de PH, densité, salinité des différents types d'eau.....	29
Tableau III.7: Les résultats des analyses des différents types d'eau. ....	30
Tableau III.8: Qualité de l'eau en utilisant le processus d'adoucissement (résultats de la simulation WAVE). .....	31
Tableau III.9: La concentration des différents éléments de l'eau albienne (MDHA3).....	33
Tableau III.10: Qualité de l'eau par déminéralisation de l'eau (résultats de la simulation WAVE).....	35
Tableau III.11: Qualité de l'eau en utilisant une étape OI (résultats de la simulation WAVE).....	44
Tableau III.12: Qualité de l'eau en utilisant deux étapes de l'OI (résultats de la simulation WAVE).....	45

## Liste des abréviations

<b>HMD:</b>	Hassi Messaoud.
<b>PARC:</b>	Asphaltènes, résines, paraffines, cires.
<b>STP :</b>	Standard Temperature and pressure
<b>BAM :</b>	Les bioréacteurs à membranes.
<b>EDTA :</b>	Acide Ethylène Diamine Tétra Acétique.
<b>DTPA :</b>	Acide Diéthylène Triamine Penta Acétique.
<b>BOP :</b>	Blow Out Preventer.
<b>OI :</b>	Osmose Inverse
<b>CCE :</b>	Concentrique.
<b>CTH :</b>	Centre de traitement.
<b>RO:</b>	Reverse osmosis
<b>TDS :</b>	Total Dissolved Solids

## Liste des éléments chimiques

<b>BaSO<sub>4</sub></b>	Sulfates de baryum.
<b>CaSO<sub>4</sub></b>	Sulfate de calcium.
<b>CaCl<sub>2</sub></b>	Chlorure de calcium.
<b>CaCO<sub>3</sub></b>	Carbonate de calcium.
<b>Cl<sup>-</sup></b>	Ion chlorure.
<b>SrSO<sub>4</sub></b>	Sulfate de strontium.
<b>MgCl<sub>2</sub></b>	Chlorure de magnésium.
<b>NaCl</b>	Chlorures de sodium.
<b>Na<sup>+</sup></b>	Ion de sodium (cation).
<b>Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub></b>	Sulfate de sodium.
<b>NH<sub>4</sub><sup>+</sup></b>	Ammonium.
<b>SO<sub>4</sub><sup>2-</sup></b>	Ion sulfate.
<b>H<sup>2</sup>O</b>	Molécule d'eau.
<b>K<sup>+</sup></b>	Ion potassium.

## **Introduction générale**

Dans le domaine de l'industrie pétrolière, l'eau est utilisée massivement dans les différentes étapes de la production des hydrocarbures. En effet, l'eau est déjà présente dans le réservoir. Ensuite, elle est utilisée pour les besoins de forage, de fracturation hydraulique, de complétion et du traitement des puits. Enfin, elle est l'un des fluides les plus souvent injectés dans les réservoirs, par des puits injecteurs, au cours de la récupération dite "secondaire".

Dans le champ HMD, la récupération secondaire est assistée par l'injection d'eau pour le maintien de pression de gisement et dissoudre les sels provoquant des dépôts sur les parois au fond du puits. L'eau utilisée pour cette opération est exposée à des nombreux problèmes au fil du temps à cause de la déplétion naturelle ou à la suite d'un éventuel endommagement de la couche productrice qui provoque la diminution de la productivité du puits ; parmi ces problèmes est la précipitation des dépôts minéraux (carbonates et sulfates).

Le problème majeur dans HMD est les dépôts de sulfate de baryum et jusqu'au nos jours le traitement des dépôts de  $BaSO_4$  reste insuffisant pour l'inhibition totale de ces dépôts et pour atteindre une productivité maximale.

D'après ce qui a été présenté ci-dessus, nous pouvons déduire des questions comme suit :

Quelle sont les différents dépôts connus dans le champ HMD ?

Quelles sont les différentes méthodes du traitement qu'on peut utiliser pour traiter l'eau d'injection afin d'éviter la formation de ces dépôts ?

A partir de ces questions, la problématique de la recherche peut être posée comme suit :  
Quelle est la meilleure technique de traitement recommandée pour le champ de HMD pour éliminer les sels qui se trouve dans l'eau d'injection et donc éviter la déposition des dépôts du Sulfate du Bryum ?

Ce mémoire est structuré en trois (03) chapitres distincts :

Le premier chapitre présente des généralités sur les dépôts dans le champ de HMD, dans le deuxième chapitre on explique les différentes méthodes du traitement des dépôts minéraux. Finalement le dernier chapitre représente la colonne vertébrale de notre projet de fin d'étude, ce qui est analyse et traitement d'eau d'injection dans le champ de HMD. On termine notre travail par une conclusion et des recommandations.

**Chapitre I**  
**Généralités sur les dépôts dans le**  
**champ de HMD**

## I.1. Introduction

Les dépôts rencontrés dans l'industrie pétrolière ont entraîné une variété des problèmes au cours de la production et l'exploitation. Ces dépôts sont un véritable problème, il existe deux types des dépôts dans l'industrie pétrolière : les dépôts minéraux, qui se trouvent dans les eaux de gisement ou l'eau utilisée dans le processus d'exploitation, et les dépôts organiques, qui sont composés d'éléments naturels trouvés dans le pétrole.

## I.2. Généralités sur les eaux dans les champs pétroliers

### I.2.1. Définition de l'eau :

C'est une substance naturelle, souvent liquide et inodore, incolore, et sans saveur à l'état pur, de formule chimique  $H_2O$ , et peut se trouver dans les trois états de la matière (solide, liquide, ou gazeux), l'eau est l'un des agents ionisants les plus connus, on l'appelle fréquemment le solvant universel. [1]

### I.2.2. Composition de l'eau :

La composition chimique des eaux naturelles varie considérablement d'une région à l'autre et même d'une saison à l'autre au sein d'une même région. Ces changements chimiques dépendent de plusieurs paramètres, tels que la solubilité des sels cristaux ( $CaCO_3$ ,  $CaSO_4$ ,  $MgCO_3$ ,  $NaCl$ ) et la composition physique des roches.

### I.2.3. Les eaux dans les champs pétroliers :

#### I.2.3.1. Eau d'injection :

L'eau d'injection utilisée dans la récupération du pétrole peut être tirée de diverses sources (rivière, lacs...). Mais, généralement on emploie des eaux de puits, et spécialement forées à cet effet.

On distingue deux catégories d'eau :

- L'eau de lavage, généralement injectée à la base du tubing en vue de nettoyer les puits.
- L'eau de maintien de pression, utilisée comme moyen de production lorsque la pression statique absolue en tête de puits diminue au cours de l'exploitation d'un gisement. [2]

Ces eaux, que ce soit de lavage ou de maintien de pression, contiennent une quantité importante de sulfate sous forme de  $Na_2SO_4$ . [3]

#### I.2.3.2. Eau de gisement :

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



Cette eau est généralement très chargée en sels (de calcium, potassium, magnésium, carbonates, bicarbonates, chlorures, ...) et une quantité considérable de Baryum sous forme de  $BaCl_2$ . [4]

### 1.3. Incompatibilité des eaux

Quel que soit l'origine de l'eau source elle reste chargée de certains composés chimiques, des ions organiques et inorganiques, des gaz dissous, des cations, des anions et des bactéries. Tous ces composés présents dans l'eau de source la rendent incompatible avec l'eau présente dans le gisement pétrolier, ce qui cause plusieurs problèmes dont la corrosion et la formation des dépôts.

Quand cette eau est injectée dans la roche réservoir, des réactions chimiques entre les composés chimiques en place et les eaux injectées peuvent avoir lieu, les plus importantes d'entre elles sont les suivantes :

- Le gonflement des argiles : dans le cas où l'eau est douce, par échange d'ions entre cette dernière et l'argile ça peut engendrer une réduction de la perméabilité de la roche réservoir.
- Les changements de salinité peuvent amorcer la libération de certains éléments, comme les argiles et certains minéraux.
- Si les sels dans l'eau d'injections sont différents des sels de l'eau de formation, des dépôts de précipités peuvent se former, ce qui endommage la formation. [5]

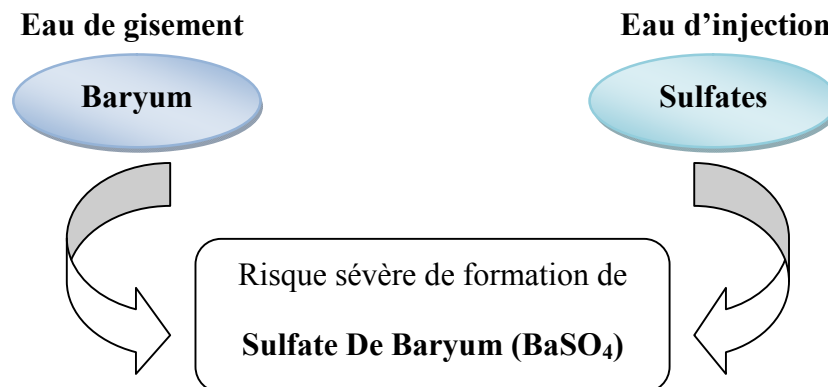


Figure I.1 : Incompatibilité d'eau de gisement et Eau d'injection.

### I.4. Mécanisme de formation des dépôts

Un échange d'ions dans la roche peut, entre autres, être la cause de l'état de saturation de l'eau. Quoi qu'il en soit, la chute de pression, entre le gisement et le fond du puits produit une évaporation partielle de cette eau, qui se sursature et précipite des cristaux. Certains ont proposé une explication basée sur les charges électriques. Les gouttelettes d'eau contenant les germes cristallins doivent porter une charge électrique positive, et ont un constant diélectrique plus grand que celle du brut dans lequel elles nagent. La roche est chargée négativement par suite de la présence des argiles ; de même, les courants d'écoulement dans les tuyaux portent celle-ci à un potentiel négatif.

D'où attraction et fixation sur les aspérités. Les cristaux qui possèdent leur propre polarité sont retenus électriquement et mécaniquement. Leur croissance est, par la suite, facile à concevoir. [6]

#### I.4.1. Etapes de formation de dépôts :

Se passe comme suit :

##### A. La sursaturation :

Il faut qu'un degré de saturation de la solution soit atteint pour qu'une précipitation d'une nouvelle phase solide à partir d'une phase liquide ait lieu. Ce degré de saturation est un paramètre important qui conditionne tout le processus de cristallisation. Cependant, dans beaucoup de cas, le simple dépassement du produit de solubilité  $K_S$  n'induit pas automatiquement l'apparition de dépôt. La valeur qui dépasse  $K_S$  n'est pas suffisante pour la formation d'une phase solide. Dans le cas du carbonate de calcium, même si le produit  $[Ca^{2+}] \cdot [CO_3^{2-}]$  se trouve supérieur à  $K_S$  mais l'écart de concentration entre ces deux valeurs n'est pas suffisant, l'évolution spontanée de l'eau vers l'équilibre calcocarbonique n'aura pas lieu : c'est le phénomène de sursaturation. Comme dans tout processus de cristallisation, le carbonate de calcium se forme en deux étapes : germination puis croissance cristalline. Les études relatives à l'étape de croissance sont très nombreuses, alors que peu de travaux sont effectués sur la germination. Ceci est probablement dû au fait de la complexité du système qui n'a pas permis à ce jour une modélisation mathématique satisfaisante de la germination. [7]

##### B. Formation du germe (germination) :

La germination est une étape déterminante qui définit les caractéristiques du produit final, c'est une période nécessaire pour regrouper des ions ou des molécules à l'intérieur d'un espace suppose sphérique caractériser par un rayon. La précipitation commence par la formation de germes ou ponts sous forme déterminée et qui cristallisent progressivement. Ils sont constitués par l'association de quelques ions par exemple  $Ba^{2+}$  et  $SO_4^{2-}$ , ces germes grossissent par fixation (adsorption) de nouveaux ions de  $Ba^{2+}$  et  $SO_4^{2-}$  le cristal grossit. [8]

##### C. Croissance du cristal :

Lorsque les grains de cristal apparaissent, deux facteurs interviennent :

- La fréquence avec laquelle de nouveaux ions arrivent à la surface du cristal déjà formé. Cette fréquence est d'autant plus grande que leur concentration dans la solution est grande. Les grains de cristaux auront tendance à grossir plus vite si les concentrations des ions sont plus importantes.[8]
- La vitesse avec laquelle les ions s'ordonnent dans le réseau cristallin. Si le premier facteur est prépondérant, les grains de précipite grossiront sous ordre, et l'on obtiendra des cristaux

très irréguliers présentant des cavités et donc une plus grande surface (cristaux poreux). Au contraire, si le deuxième est prépondérant, les cristaux seront réguliers. [9]

### I.5. Les paramètres influençant sur la formation des dépôts

#### ➤ L'effet de la température :

La variation de la solubilité en fonction de la température est due à l'effet thermique de la dissolution. Pour la majorité des sels, la dissolution s'accompagne de refroidissement de la solution, c'est-à-dire d'adsorption de chaleur. La solubilité de ces sels, conformément au principe de le Chatelier, doit augmenter avec l'accroissement de la température. Parfois cet accroissement de la solubilité n'est pas aussi fort. Ainsi, la solubilité du  $\text{BaSO}_4$  n'augmente que deux fois quand la température s'élève de 10 à 100°C.[10]

#### ➤ L'effet des de la salinité :

Une augmentation de la concentration des électrolytes, accélère la vitesse de formation de dépôt. Dans le cas des solutions dilués les activités des différents ions en présence peuvent être assimilées à leur concentration. Pour des eaux chargées en sels ces ions sont assez rapprochés pour exercer entre eux des interactions électrostatiques non négligeables. L'effet d'autant plus prononcé que le nombre et les charges des ions en présences sont importantes, il est caractérisé par la force ionique qui est la demi somme des concentrations de chacun des ions multipliés par les carrés de leurs charges. Des ions sont d'autant plus marqués que l'ionique de solution est importante, il résulte de ceci que la solubilité d'un sel est augmenté par addition d'un autre sel pour peu que les deux cohabitent ne comportent communs.[11]

#### ➤ L'effet de la pression :

L'eau de formation du fond des puits de forage au fur et à mesure du processus de production est soumise à la réduction continue de la pression. Lorsque la pression est suffisamment réduite, certains gaz dissous s'échappent. La diminution de la concentration d'un de ces gaz provoque un déséquilibre conduisant à la formation de dépôts. En effet, la diminution du dioxyde de carbone  $\text{CO}_2$  par exemple, perturbe l'équilibre bicarbonate-carbonate, ce qui augmente la probabilité de formation du dépôt de carbonate de calcium et la restriction de l'écoulement des fluides. [12]

#### ➤ L'effet de PH :

La solubilité d'un sel varie aussi avec la concentration en ions hydrogène  $\text{H}^+$ , c'est-à-dire la valeur du PH de la solution étudiée. En général, la solubilité des sels augmente avec la diminution du PH et cela est dû à la forte activité des ions  $\text{H}^+$ .

En effet, quand on est en présence d'un acide, l'activité du  $\text{H}^+$  sera forte qu'elle attaque facilement le dépôt. Par contre, un PH basique provoque la formation des oxydes qui augmentent la masse de dépôt et diminuent la solubilité. [13]

## I.6. Généralité sur les dépôts dans le champ de HMD :

### I.6.1. Les différents dépôts rencontrés dans les champs pétroliers :

Les principaux dépôts connus et communs aux champs pétroliers ont des origines minérales (inorganiques) ou organiques, leur formation est provoquée essentiellement par l'existence d'ions (calcium, baryum, carbonates. etc.), ce qui favorise dans certaines conditions la précipitation des sels insolubles due à l'incompatibilité des eaux (d'injection et de formation).[14]

#### I.6.1.1. Les dépôts organiques (PARC) :

Sont des composés naturels contenus dans la plupart des pétroles bruts, sous forme d'asphaltènes, résines, paraffines, cires ...etc.



**Figure I.2:** Les dépôts des asphaltènes.

Ces dépôts causent le colmatage des canalisations de transport et la perte de capacité du réservoir qui diminuent les débits et par conséquent une diminution de la production d'où une perte économique très importante. Le dépôt d'asphaltènes est un problème difficile et sévère, pas facile de l'enlever par une opération simple.[14]

#### I.6.1.2. Les dépôts minéraux (inorganiques) :

C'est le problème le plus rencontré dans les opérations visant à la récupération du pétrole. La précipitation de ce type de dépôt réside dans le mélange de fluides incompatibles contenant des ions distincts susceptibles de se combiner en précipitant pour former ce tartre, ce dernier, ne se produit que si la sursaturation (concentration en soluté supérieure à sa solubilité) est très importante et si les conditions thermodynamiques (T, P et PH) sont modifiées.[14]

#### I.6.1.3. Les types des dépôts minéraux :

Les dépôts minéraux ou inorganiques se composent essentiellement de :

##### 1) Les sels solubles :

##### a) Chlorures de sodium :

Dans certaines eaux la concentration en chlorure de sodium a voisine le taux de 350 g/l et être ainsi si proches de la saturation (à 0 °C la concentration est de l'ordre de 357g/l) qu'une très faible variation de température ou une faible évaporation d'eau due à la chute de pression, provoque

une précipitation importante de NaCl. Les dépôts de NaCl sont les moins gênants pour les producteurs car une simple injection d'eau douce empêche la formation de ses dépôts.[15]



Figure I.3: Chlorures de sodium.[16]

## 2) Les sels peu solubles :

### a) Carbonate de calcium ( $\text{CaCO}_3$ ) :

La chute de pression favorise le dégagement de  $\text{CO}_2$ , déplace l'équilibre dans le sens 1 et entraîne la précipitation du  $\text{CaCO}_3$  insoluble.[7]

L'acidification est le moyen le plus pratiqué, mais il faut se prévenir contre les problèmes de corrosion qui risquent de se présenter ; lorsque ces problèmes sont importants, on a souvent recours à l'utilisation de produits anti-dépôts (chimiques). [17]

## 3) Les sels insolubles :

### a) Dépôts de sulfates :

Les sulfates proviennent d'un mélange de deux eaux. L'une avec des ions alcalinoterreux (baryum, strontium, calcium) et l'autre avec des ions sulfates ( $\text{SO}_4^{2-}$ ). Le dépôt se constitue donc au moment du mélange et une de ses caractéristiques principales est une cinétique de formation immédiate. On les retrouve dans la formation (à cause de l'injection d'eau), et le risque principal est donc de colmater des zones de drainage ou de venir modifier les conditions de production aux environs du puits (perfos, liaison couche trou, etc.).[18]

On distingue trois principaux types de dépôts de sulfate qui peuvent être insolubles ou peu solubles et posent des multiples problèmes assez importants au niveau de l'exploitation du champ pétrolier, d'où on note :

#### 1. Sulfate de baryum $\text{BaSO}_4$ :

De toutes les écailles présentes dans l'industrie pétrolière, les écailles de sulfate de baryum sont les plus facilement précipitées en raison de la très faible solubilité (2,3 mg/L à STP). De la

barytine dans l'eau les écailles de barytine sont généralement de couleur grisâtre. Bien que la barytine pure soit blanche, les écailles peuvent contenir des impuretés ou des matières organiques qui leur donnent une teinte noirâtre. La gravité spécifique de la barytine est d'environ 4,5. Les écailles sont assez dures, leur dureté Mohr étant comprise entre 2,5 et 3,5. [1]



Figure I.4: Sulfate de baryum. [19]

### 2. Sulfate de calcium $\text{CaSO}_4$ :

Le dépôt de sel de sulfate de calcium est l'un des dépôts courants rencontrés lors de l'exploitation des gisements pétroliers dont l'origine principale est l'incompatibilité des eaux extraites des nappes phréatiques, une des causes majeures de la formation des dépôts de sulfate de calcium est la baisse de pression que l'effluent subit le long du puits. L'évaporation partielle de l'eau de gisement peut conduire aussi à la sursaturation donc une précipitation rapide. [11]



Figure I.5: Sulfate de calcium. [16]

### 3. Sulfate de strontium $\text{SrSO}_4$ :

Le dépôt de sulfate de strontium, est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium ; leur solubilité diminuée en fonction de la température. La précipitation de  $\text{SrSO}_4$  peut se produire par :

- Evaporation de l'eau.
- Elévation de la température.
- Mélange d'eaux incompatibles selon la réaction :  $Sr^{2+} + SO_4^{2-} \rightarrow SrSO_4 \downarrow$
- Les dépôts de  $SrSO_4$  sont pratiquement inattaquables, mêmes par les acides.[11]



**Figure I.6:** Sulfate de strontium ( $SrSO_4$ ).[20]

### I.7. La solubilité des dépôts

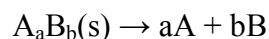
La solubilité est définie comme la quantité limite de soluté qui peut se dissoudre dans un solvant dans un ensemble donné de conditions physiques. Les propriétés chimiques qui nous intéressent sont présentes dans les solutions aqueuses sous forme d'ions. Certaines combinaisons de ces ions conduisent à des composés qui ont une faible solubilité. Une fois que la capacité de solubilité est dépassée, les composés précipitent de la solution sous forme de solides. Par conséquent, la précipitation de matériaux solides, qui peuvent former du tartre, se produira si : [21]

- ❖ L'eau contient des ions, qui sont capables de former des composés de solubilité limitée.
- ❖ Une modification des conditions physiques ou de la composition de l'eau entraîne une diminution de la solubilité. [21]

### Le produit de solubilité

Le produit de solubilité ( $K_{ps}$ ) est le produit des concentrations des ions présents à l'équilibre. [22]

Généralement, pour la réaction de dissolution :



La solubilité et le produit de solubilité sont attachés avec l'équation :

$$K_{ps} = [A^+]^a \times [B^-]^b$$

La valeur du produit de solubilité dépend de la température. Plus le  $K_{ps}$  est bas, moins le composé est soluble. [22]

### Le produit ionique

Produit ionique « Pi » produit des concentrations molaires des ions en solution d'un composé peu soluble. [23]

Conditions de précipitation :

- Si  $P_i < K_{ps} \Rightarrow$  pas de précipitation.
- Si  $P_i > K_{ps} \Rightarrow$  existante de précipitation.
- Si  $P_i = K_{ps} \Rightarrow$  limite de précipitation (apparition du précipité). [23]

**Tableau I.1:** Produits de solubilité de quelques fréquents dépôts à HMD [24] :

Nom du dépôt	Produit ionique	Produit de solubilité à 25°C
FeS	$[Fe^{2+}] \cdot [S^{2-}]$	$3,2 \cdot 10^{-18}$
BaSO <sub>4</sub>	$[Ba^{2+}] \cdot [SO_4^{2-}]$	$1,1 \cdot 10^{-10}$
Ca SO <sub>4</sub>	$[Ca^{2+}] \cdot [SO_4^{2-}]$	$6,1 \cdot 10^{-5}$
SrCO <sub>4</sub>	$[Sr^{2+}] \cdot [CO_4^{2-}]$	$2,8 \cdot 10^{-7}$
Ba CO <sub>3</sub>	$[Ba^{2+}] \cdot [CO_3^{2-}]$	$8 \cdot 10^{-9}$
Ca CO <sub>3</sub>	$[Ca^{2+}] \cdot [CO_3^{2-}]$	$4,8 \cdot 10^{-9}$
Mg CO <sub>3</sub>	$[Mg^{2+}] \cdot [CO_3^{2-}]$	$1,0 \cdot 10^{-5}$

### I.8. Conclusion

Il existe deux utilisations principales de l'eau dans l'industrie pétrolière et gazière : le maintien de pression et le lavage, mais, ces deux opérations entraînent parfois de nombreux problèmes, tels que la création des dépôts minéraux sous l'influence de plusieurs facteurs différents physico-chimiques. La solubilité des sels varie selon le produit de solubilité.



## **Chapitre II**

# **Les méthodes du traitement des dépôts minéraux**

**II.1. Introduction**

Dans l'industrie pétrolière, les différents problèmes de dépôts survenus au cours de l'exploitation ont engendré beaucoup de problèmes, avec toutes les conséquences économiques et les contraintes de production qui en résultent. [14]

Plusieurs traitements sont utilisés, on pourra les déviser en deux : préventif et curatif, qu'on va les discuter dans ce chapitre.

**II.2. Traitement préventif**

L'eau de lavage est traitée par des produits chimiques de traitement appelés inhibiteurs des dépôts, ils sont additionnés à l'eau de lavage dans le but d'inhiber la formation de sulfate de baryum, cet inhibiteur n'est pas efficace seulement pour la formation des sulfates de baryum mais aussi pour les carbonates et les oxydes. [25]

Actuellement l'inhibiteur utilisé dans les stations de traitement est L'AD32.

**II.2.1. Injection Continue d'un inhibiteur :**

La méthode d'injection continue d'un inhibiteur est effectuée dans des puits injecteurs et des puits producteurs. Cette technique permet de pomper sans interruption d'un inhibiteur en bas de la concentrique à une certaine profondeur. L'inhibiteur est dilué pour réaliser une bonne distribution et pour éviter la précipitation aux abords de puits provoquée par l'inhibiteur concentré. [14]

**II.2.2. Squeeze de la solution d'inhibiteur dans la formation :**

La technique du "squeeze" d'inhibiteur en l'arrêt de la production du puits, c'est l'injection d'un certain volume de solution aqueuse inhibitrice dans le réservoir et fermeture de celui-ci pour laisser l'inhibiteur s'adsorber sur la roche. Le placement de l'inhibiteur de dépôt par la méthode de traitement de compression implique de pomper l'inhibiteur de dépôt en bas de concentrique et de le forcer dans la formation. Cette opération peut durer de quelques jours à quelques semaines avant de remettre le puits en production. Le succès du traitement dépend d'une dissolution lente continue de l'inhibiteur de dépôt du réservoir dans le fluide produit.[26]

**II.2.3. Dissolution chimique :**

Le but d'employer les agents de chélation tels que l'EDTA et les DTPA est de transformer le sulfate de baryum insoluble en carbonate de baryum ou d'autres composés qu'il est plus facile à dissoudre qu'en utilisant un acide. On peut commander la stabilité de complexe du métal par la concentration en ion d'hydrogène (c.-à-d PH). Ceci le plus généralement est fait par dissoudre l'hydroxyde de sodium en solution pour augmenter le PH de milieu. [14]

## II.2.4. Les inhibiteurs :

### II.2.4.1. Définition des inhibiteurs :

Un inhibiteur est une substance qui est ajoutée en faible quantité dans un produit pétrolier afin de ralentir ou empêcher l'évolution de certains phénomènes de dépôts. [14]

D'une manière générale, les sulfates alcalino-terreux ne sont pas solubles par les acides. Par conséquent on utilisera un inhibiteur de formation que l'on injectera en premier de manière à créer une interface entre l'eau d'injection et l'eau de gisement.

Les inhibiteurs utilisables pratiquement sont des "retardateurs de cristallisation" et fonctionnent par effet de seuil (concentration maximale). La durée de la protection dépend des concentrations, des propriétés de la roche ainsi que des hétérogénéités de la formation.[16]

### II.2.4.2. Type des inhibiteurs :

#### 1. *Inhibiteurs anti-dépôt :*

Ce sont des composés chimiques utilisés à des concentrations nettement supérieures à la stœchiométrie, dont le but d'inhiber la formation d'un dépôt cristallin par mode d'adsorption sur les sites de croissance des germes de cristallisation.

#### 2. *Inhibiteur de corrosion :*

C'est un composé chimique qui s'ajoute à faible concentration au milieu corrosif, pour ralentir ou stopper le processus de corrosion d'un métal placé au contact de milieu.[16]

#### 3. *Inhibiteur de population bactérienne.*

### II.2.4.3. Les mécanismes d'action des inhibiteurs :

Les inhibiteurs sont des espèces chimiques dont les mécanismes d'action sont divisés en trois catégories, décrites ci-dessous:

- ***Inhibition de la nucléation*** : c'est la perturbation de la stabilité thermodynamique des nucléons de croissance.

- ***Dispersion des cristaux déjà formés*** : maintien en suspension des agrégats formés par une stabilisation électrostatique ou stérique due à l'adsorption de macromolécules, type poly électrolytes, sur leur surface.

- ***Ralentissement /Blocage de la croissance des cristaux*** : c'est l'interférence ou blocage des processus de croissance des cristaux (pour la croissance cristalline homogène).[27]



**Figure II.1:** (a) Dispersion des nucléus formés et (b) Stabilisation des dépôts en croissance.

[27]

### II.3. Traitement curatif :

#### II.3.1. Milling :

Il s'effectue par grattage mécanique à l'aide d'un racleur, Il est utilisé pour gratter les parois sur lesquels déposé le sulfate de baryum mais il peut causer des fissures au niveau de tubing au cours de l'opération.[27]

Cette opération est réalisée par les unités slick line, Work Over et snubbing.

##### II.3.1.1 Slick line :

Le travail au câble ou "SLICK LINE " c'est une technique qui permet l'intervention dans le puits en exploitation, on utilise une ligne en fil d'acier pour introduire, descendre, et repêcher dans le tubing les outils et les instruments de mesures à une exploitation rationnelle. [14]

##### II.3.1.2. Work Over :

Work Over est un terme anglais désigne reconditionnement d'un puits, toute opération pratique sur un puits soit de réparation ou d'équipement ou d'entretien pour améliorer ou rectifier leur production, ces opérations nécessitent la mise en œuvre d'appareil et des équipements divers tel que (appareil de forage...).[14]

##### II.3.1.3. Snubbing :

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

L'unité peut effectuer les opérations suivantes:

- Circulation et nettoyage des dépôts et sédiments à l'intérieur du puits.
- Acidification et nettoyage des perforations.
- Opérations de fraisage.[14]

#### II.3.2. Jetting (jet hydraulique) :

Il est utilisé pour l'élimination de tartre inerte  $BaSO_4$ , c'est un outil de nettoyage souple au jet à haute pression descendu par le Coiled Tubing.[27]

##### II.3.2.1. Coiled Tubing :

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

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

- Pour le nettoyage de bouchon de sable ou de paraffine.
- Pour stimuler la formation (acidification).
- Pour des opérations de forage ou de fraisage.[14]

### II.3.3. Scale Blaster :

Scale Blaster est un traitement mécanique par l'unité Coiled tubing employé principalement pour le nettoyage des dépôts de sulfate de baryum au niveau des perforations et des obstructions à l'intérieur de tubing, il consiste à utiliser un fluide visqueux avec un sable et à haute pression.[27]

Scale Blaster = Jet Blaster + gel + sable artificiel (Sterling Beads)



Figure II.2: Sterling beads.[27]

## II.4. Différents procédés de dessalement

Les procédés les plus commercialisés dans le monde se répartissent en procédés thermiques et procédés membranaires.

### II.4.1. Procédés par distillation :

C'est une méthode de traitement de l'eau basée sur l'ébullition de l'eau et sa condensation dans un condenseur. La distillation élimine environ 100 % des sels dissous.

Ce procédé est la première technique historiquement utilisée dans le dessalement de l'eau de mer du fait, probablement, de sa simplicité. Cette méthode consiste à faire évaporer l'eau salée grâce à la chaleur produite par une chaudière ou plus simplement par le soleil. Par ce processus, les sels ainsi que les autres composés dissous se déposent tandis que de la vapeur d'eau s'élève. Cette dernière est ensuite recondensée afin de recueillir l'eau douce. [29]

Il a l'équipement suivant : installation d'adoucissement/déminéralisation, chaudière, condenseur, tour de refroidissement d'eau et autres équipements auxiliaires.

Les chaudières sont de différents types et de différentes capacités de production de vapeur jusqu'à 120-150 T/heure. Si de l'eau adoucie est utilisée, il existe un risque élevé de dépôt de sel dans la chaudière.

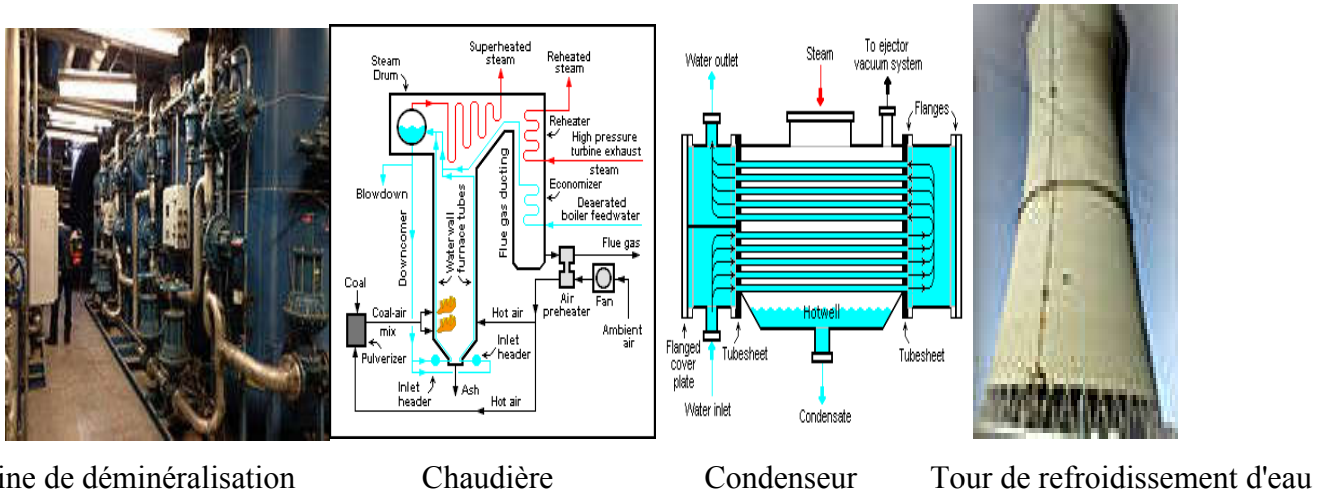


Figure II.3: Unité de distillation.

II.4.2. Traitement par les résines :

L'échange d'ions est utilisé dans le traitement de l'eau, la synthèse chimique, la recherche médicale, la transformation des aliments, l'exploitation minière, etc. Cette technique repose sur la capacité d'utiliser et de réutiliser le matériau d'échange d'ions. Les résines échangeuses d'ions utilisaient une matrice polymère réticulée avec une distribution uniforme de sites ioniques actifs dans la structure.

Dans le traitement de l'eau, les résines échangeuses d'ions sont utilisées dans les techniques suivantes :

▪ Adoucissants (résine Na<sup>+</sup> cationique) :

les adoucissants remplacent uniquement les cations calcium et magnésium par des cations sodium (Na<sup>+</sup>), ils enlèvent donc la dureté, mais la teneur en sel de l'eau ne change pas dans cette technique.

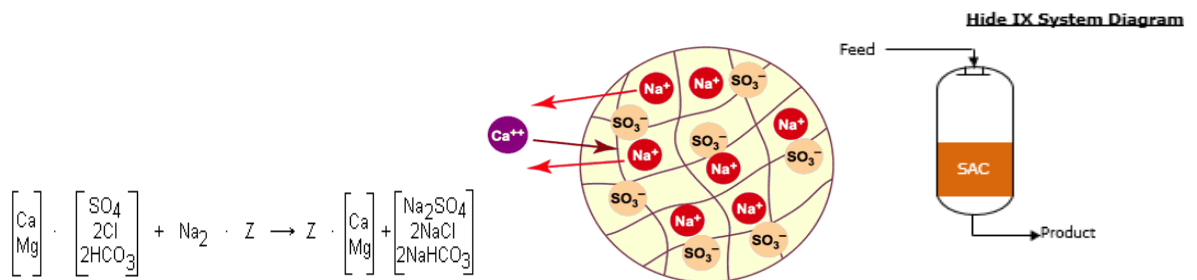
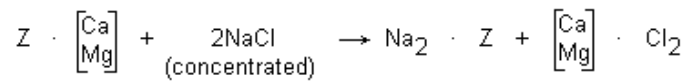


Figure II.4: Principe d'adoucissement de l'eau.

Le processus d'adoucissement est l'échange de dureté pour le sodium sur la résine, et il a deux cycles de base :

- ✓ Cycle de service - produit de l'eau douce.
- ✓ Cycle de régénération - restaure la capacité de résine après épuisement et redémarre le cycle de service.

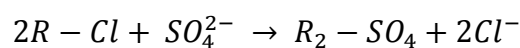
La régénération de l'adoucisseur se fait par une solution aqueuse de chlorure de sodium (NaCl) à 10 %.



▪ **Élimination des sulfates (Cl<sup>-</sup>Résine anionique) :**

Généralement, dans cette méthode, nous remplaçons l'anion sulfate SO<sub>4</sub> par l'anion chlorure Cl, la teneur en sel de l'eau ne change pas non plus dans cette méthode.

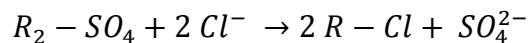
Les résines d'élimination des sulfates sont des résines échangeuses d'anions à base forte (SBA) fonctionnant sous forme de chlorure.



Le processus d'élimination des sulfates est basé sur l'échange d'anions sulfate contre des anions chlorure de la résine et comporte deux cycles de base :

- Cycle de service - produit de l'eau douce.
- Cycle de régénération - restaure la capacité de résine après épuisement et redémarre le cycle de service.

La régénération de la résine d'élimination des sulfates a utilisé une solution aqueuse de chlorure de sodium (NaCl) à 10 %.



▪ **Déminéralisateurs (résine H<sup>+</sup> cationique et résine OH<sup>-</sup> anionique) :**

La déminéralisation de l'eau est basée sur l'élimination de toute la teneur en sel de l'eau (cations et anions) et son remplacement par le cation H<sup>+</sup> et l'anion OH<sup>-</sup> (échangeurs d'ions), la teneur en sel est supprimée (~0).

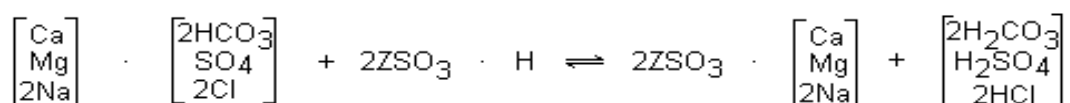
Le processus de déminéralisation de l'eau comporte deux étapes :

1. Avec une résine échangeuse de cations - éliminer les cations de sel.
2. Avec une résine échangeuse d'anions - éliminer les anions de sel.

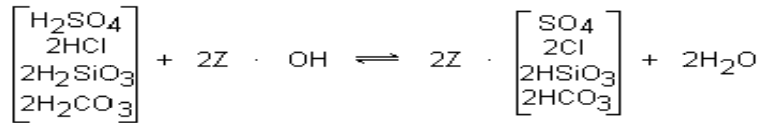
Les échangeurs d'ions typiques sont les résines échangeuses d'ions (gel polymères fonctionnalisés), les zéolithes.

Les échangeurs d'ions sont :

- Échangeurs de cations qui échangent des ions chargés positivement (cations) qui éliminent tous les cations de l'eau.



- Échangeurs d'anions qui échangent des ions chargés négativement (anions) qui éliminent tous les anions de l'eau.



Les réactions d'échange sont réversibles et permettent le retour de la résine épuisée vers la forme régénérée et la relance du processus de déminéralisation.

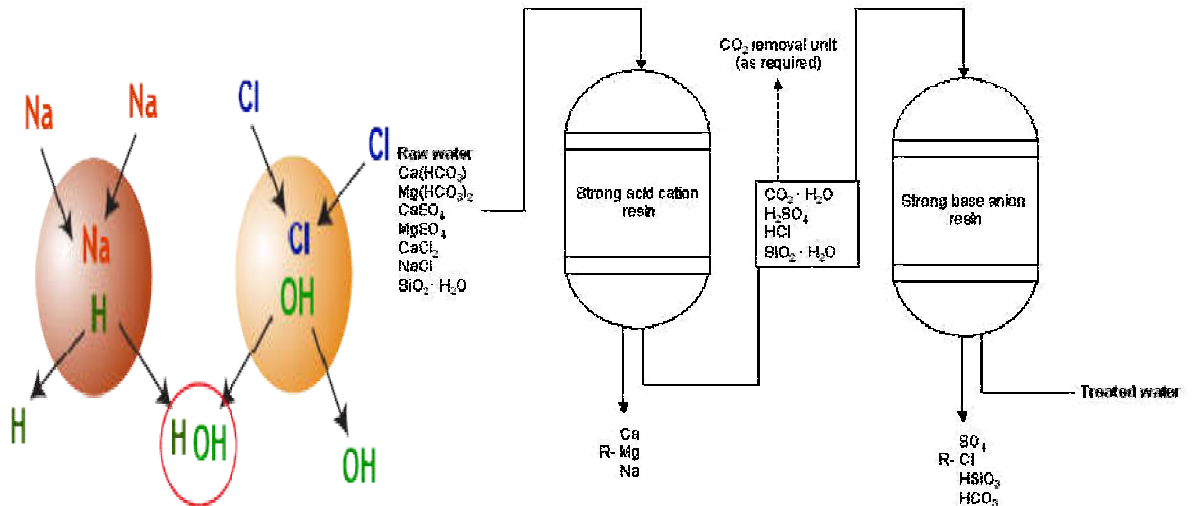


Figure II.5: Schéma du processus de déminéralisation de l'eau.

La déminéralisation de l'eau comporte trois cycles de base :

- ✓ Cycle de service - produit de l'eau décationisée et désionisée.
- ✓ Cycle de dégazage - réduit le  $\text{CO}_2$  à  $< 5\text{mg/l}$  et réduit la charge anionique  $\text{HCO}_3^-$  sur l'unité anionique.
- ✓ Cycle de régénération - restaure la capacité de résine après épuisement et redémarre le cycle de service. Ils ont utilisé  $\text{HCl}$  7% et  $\text{NaOH}$  4%.

### II.4.3. Les procédés membranaires :

La filtration membranaire est la technique la plus efficace pour optimiser la valeur des produits et la réutilisation de l'eau. Ce procédé sert à regrouper un nombre important de techniques permettant la rétention de solutés ou de particules contenus dans un solvant.

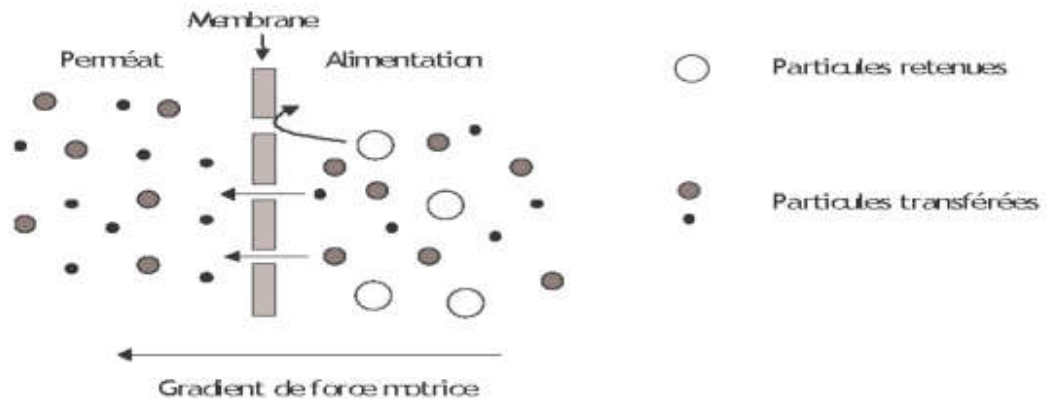
La technique membranaire repose sur le principe de perméation à travers une membrane permsélective. Cette membrane permsélective constitue une barrière physique absolue pour des molécules ou particules de taille supérieure à un certain seuil.[14]

#### II.4.3.1. Définition d'une membrane :

Une membrane, qui peut être poreuse ou dense, est définie comme étant une mince paroi d'une substance poreuse séparant deux compartiments qui permet le passage préférentiel de certains constituants sous l'action d'une force de transfert chimique (concentration ...) ou physique



(pression). Les espèces de tailles inférieures à celle des pores de la membrane qui sont capable de passer du fait de la différence de pression entre l'amont et l'aval de la membrane, donnant deux fractions de différentes concentrations : la solution en amont de la membrane contenant les éléments retenus par la membrane qui constitue le rétentat et la solution en aval, contenant les éléments qui ont traversé la membrane (le perméat). Par conséquent, la séparation membranaire permet de fractionner, concentrer ou purifier des solutions en contrôlant et en dirigeant l'échange de substances à travers des barrières sélectives.[31]



**Figure II.6 :** Schéma du mécanisme de filtration sur membrane.[31]

#### II.4.4.2. Différents procédés de séparation membranaire :

Il existe quatre principales techniques de séparation membranaire à gradient de pression : la microfiltration (MF), l'ultrafiltration (UF), la nanofiltration (NF) et l'osmose inverse (OI) suivant la taille des éléments qu'elles retiennent. En effet, la pression est décroissante de l'osmose inverse à la microfiltration ; elle varie inversement avec la taille des pores.[11]

##### A. Nano filtration (NF) :

La nanofiltration est un procédé baromembranaire qui couvre un domaine de séparation intermédiaire entre l'ultrafiltration et l'osmose inverse. Les matériaux membranaires utilisés, qui comportent pour la plupart des charges électriques, et la structure même des membranes, avec des pores de diamètres de l'ordre du nanomètre, confèrent à la nanofiltration des propriétés très particulières ; le transfert des espèces au travers de la membrane est la résultante de plusieurs phénomènes, où taille, charge électrique, nature et concentration des espèces jouent un grand rôle.[32]

La membrane NF est une variante de la membrane RO principalement utilisée pour éliminer les ions bivalents et les ions monovalents plus grands tels que les métaux lourds.

La Nanofiltration a moins de membranes fines, une pression d'alimentation inférieure à celle de l'osmose inverse. Généralement, la taille des pores de la membrane est égale à 10 nanomètres

(plus grande que les membranes OI et plus petite que les membranes MF et UF), et le taux d'encrassement est inférieur aux systèmes OI.

Il existe deux applications de NF, qui sont l'adoucissement et l'élimination des métaux lourds où deux types de membranes sont utilisées, telles que les membranes en spirale (les moins chères - sensibles à la pollution) et les membranes tubulaires/de paille (coûteuses - peu polluées).

### B. L'ultrafiltration

L'ultrafiltration utilise des membranes microporeuses dont les diamètres de pores sont compris entre 1 et 100 nm. De telles membranes laissent passer les petites molécules (eau, sels) et arrêtent les molécules de masse molaire élevée (polymères, protéines, colloïdes).

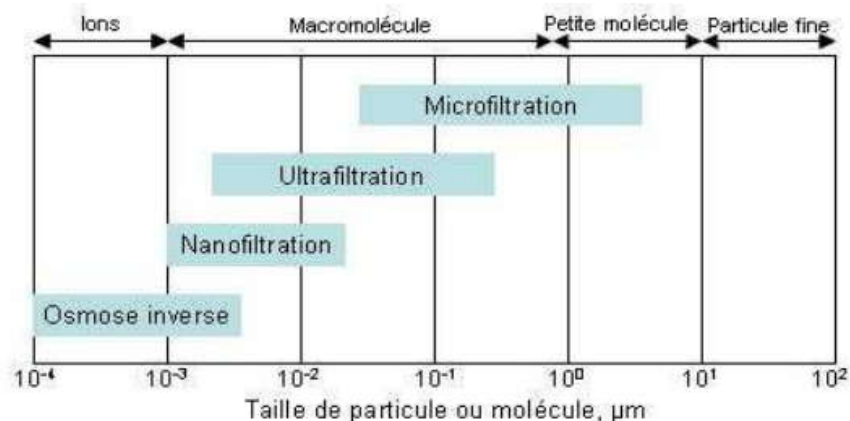
Pour cette raison, cette technique est utilisée pour l'élimination de macrosolutés présents dans les effluents ou dans l'eau à usage domestique, industriel (électronique) ou médical.[33]

### C. La microfiltration

Est un procédé de séparation, à basse pression, des particules en suspension ou de bactéries dont la taille se situe entre 0.1 et 10  $\mu\text{m}$  telles que les émulsions d'huile, les bactéries, les levures, les plus gros colloïdes, les gros pigments et les gros virus... Ses principales applications sont :

- La clarification des eaux.
- La séparation d'émulsion eau / huile.
- La débactérisation des solutions.
- La production d'eau potable (la microfiltration intervient ici comme une étape de prétraitement).
- Les bioréacteurs à membranes (BAM). [34]

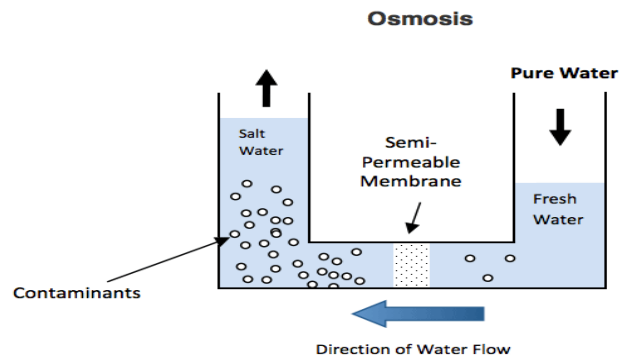
**Classification des procédés barométriques membranaires selon la taille de séparation :**



**Figure II.7:** Classification des procédés barométriques membranaires. [31]

### D. L'osmose inverse (OI) :

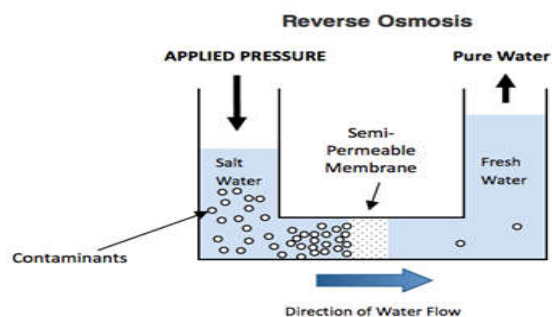
L'osmose est le phénomène naturel le plus important et les processus dans la nature où une solution moins concentrée a une tendance naturelle à migrer vers une concentration plus élevée.



**Figure II.8:**Processus d'osmose.

Le procédé de filtration par osmose inverse est de loin le plus efficace en ce qui concerne la potabilisation des eaux. L'osmose inverse est une des nombreuses techniques dites membranaires, c'est à dire utilisant un film de faible épaisseur semi-perméable. [35]

L'osmose inverse fonctionne par pression sur le côté sel de la membrane RO et force l'eau à traverser la membrane RO semi-perméable. La concentration en sel d'eau plus élevée et la pression plus élevée sont nécessaires pour surmonter la pression osmotique.



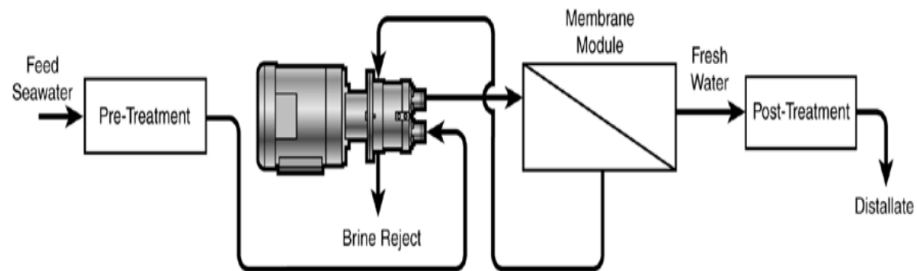
**Figure II.9:** Phénomène d'osmose inverse.

### Composants du système de processus OI

Les composants de base du système de processus OI sont :

- ✓ Prétraitement : l'installation d'osmose inverse doit être précédée d'un prétraitement approprié pour réduire l'encrassement de la membrane ; sédiments, dureté, matière organique, bactéries, silice, oxydes métalliques et chlore. Le circuit de prétraitement contient des filtres et des systèmes utilisés pour ; élimine les solides, ajuste le PH et ajoute un inhibiteur pour contrôler l'entartrage ( $\text{CaSO}_4$ ).
- ✓ Pressurisation : Le rôle de la pressurisation est d'élever la pression de l'eau d'alimentation prétraitée jusqu'à la pression de fonctionnement.

- ✓ Séparation : Elle sépare les sels dissous et laisse passer l'eau dessalée produite.
- ✓ Stabilisation : L'eau produite est passée par la stabilisation pour ajuster le PH (à 7) et pour le dégazage ( $\text{CO}_2$ ) à travers la colonne d'aération.



**Figure II.10:** Composants du système de traitement OI.

## II.5. Conclusion :

Alors, afin d'éviter la formation des dépôts, il faut faire une étude détaillée sur les différentes méthodes de traitements des dépôts qui varient selon leur type.

## **Chapitre III**

# **Analyse et traitement d'eau d'injection dans le champ de HMD**

### III.1. Introduction

Le champ pétrolier de HMD connaît plusieurs types des dépôts de sel qui diffèrent d'un puits à l'autre, d'autre part, un seul puits peut comporter plusieurs types des dépôts d'origines différentes.

Dans cette partie, nous allons voir l'effet du traitement préventif de ces dépôts par l'AD32, et on a effectué les analyses les plus importantes réalisées sur l'eau (l'eau d'albien, cambrien, sénonien avant le traitement, sénonien après le traitement et l'eau osmosée), à partir de la détermination des caractéristiques des eaux et la concentration des éléments chimiques trouvés dans chaque type d'eau.

Au cours de notre étude que nous avons menée dans le laboratoire de EP Irara Sonatrach HMD, nous nous sommes beaucoup concentrés sur les analyses **de soufre et de baryum** sur l'eau, et sur la connaissance des techniques de filtration les plus efficaces.

Notre évaluation se base sur trois critères importants :

1. Les résultats des analyses des échantillons d'eau par dosage dans laboratoire.
2. Les calculs faits par logiciel **WAVE DOW** utilisant les données pour prédire les résultats de traitement d'eau par : les Résines échangeuses d'ions, l'Osmose inverse (OI), la Nanofiltration.
3. La détermination de la meilleure technique de traitement d'eau recommandée pour le champ de HMD.

### III.2. Evaluation de l'efficacité de traitement par AD32 :

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

L'inhibiteur AD32 est particulièrement recommandé pour les lignes de pétrole brut et pour les circuits d'injection d'eau afin de contrôler l'entartage du tubing, des pompes, des conduites.[14]



**Figure III.1:** L'inhibiteur de dépôts AD32.

**III.2.1. Mode d'emploi d'inhibiteur AD32 :**

Injecté directement dans le système à inhiber, pur ou dilué dans l'eau, de préférence en injection continue à l'aide d'une pompe doseuse.[14]

**III.2.2. Les propriétés physico-chimiques d'inhibiteur AD32 :**

Le tableau ci-dessous présente les différentes propriétés physico-chimique d'inhibiteur AD32 :

**Tableau III.1:** Les propriétés physico-chimique d'inhibiteur AD32.[14]

<b>Nature</b>	Phosphonate
<b>Aspect.</b>	Liquide.
<b>Température de solidification.</b>	-5°C
<b>PH.</b>	6-8
<b>Matière active.</b>	25%
<b>Point d'éclair.</b>	100° (NFT 60-103)
<b>Masse volumique.</b>	1230-1280 kg/m <sup>3</sup>
<b>Viscosité.</b>	10 m Pa /S
<b>Solubilité.</b>	Soluble dans l'eau, solvant organique (insoluble dans l'hydrocarbure)

**Etude de cas :****III.2.3. Le puits MDZ576 :**

Le puits MDZ576 est un puits producteur d'huile horizontal foré en **19/10/2005** (date fin de forage) à une profondeur de **4244m** dans la zone **centrale (zone 20B)** du champ de Hassi Messaoud. Le puits est complété par tubing **4<sup>n</sup>1/2**.

**Tableau III.2 :** Quelque résultat des tests des années passées sur MDZ576. [40]

<b>Date de mesure</b>	<b>Test</b>	<b>Débit (m<sup>3</sup> /h)</b>
<b>08/10/ 2005</b>	DST	<b>7,12</b>
<b>15/ 09/ 2009</b>	SBU	<b>6,91</b>
<b>20 /04/2021</b>	PFD	<b>4,66</b>
<b>31 /01/2023</b>	Dernier jaugeage	<b>4,88</b>

**III.2.3.1. Problème du puits MDZ576 :**

A l'origine, le puits a été parmi les meilleurs dans le champ sud de HMD. En mars 2019, l'apparition des premières traces de sel et Sulfate de Baryum. Au début, on traite le puits par des

bouchons d'eau fermé, et ensuite par l'injection d'eau de dessalage par la pompe BSB (généralement insuffisant).

Lorsque le problème devient grave avec un manque à produire important, la décision était prise pour fermer le puits presque pendant deux ans.

Le puits MDZ576 est connu maintenant par les problèmes des dépôts de sulfates de baryum, les sels, qui sont les causes des bouchages fréquents du tubing qui a engendré une chute de la production du puits. Ce puits a été fermé toutes les années de 2020 et 2021 à cause de ces raisons (manque des anti-dépôts et manque de dessalage pressurisé).

**III.2.3.2. Type d'endommagement :**

L'endommagement est peut-être dû donc : Dépôts sulfate de baryum, les sels.

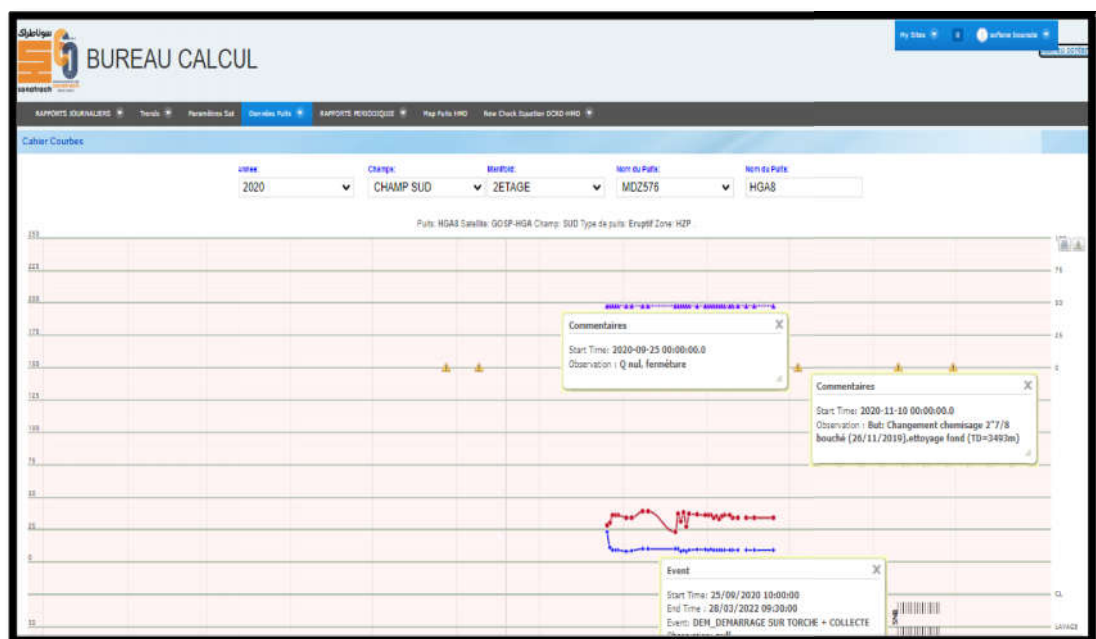
**1. Avant le traitement par l'inhibiteur AD32 :**

En 2021, le puits MDZ576 a été fermé, à cause de manque de l'injection des anti-dépôts et le dessalage pressurisé.

**Tableau III.3 :** Résultats des tests de jaugeage avant le traitement par l'inhibiteur AD32

[18] :

Date de mesure	Q Huile (m3/h)
05 /09/2020	0
02/01/2021	0
05/01/2021	0



**Figure III.2 :** Cahier de courbes de puits MDZ576 en 2020.[40]



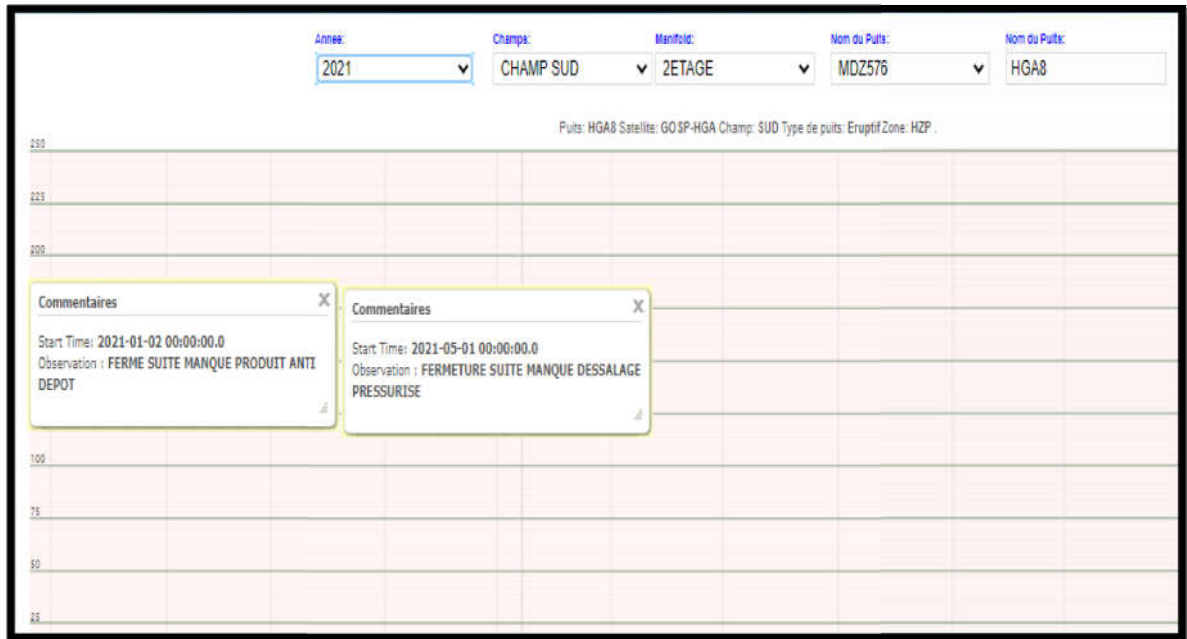


Figure III.3 : Cahier de courbes de puits MDZ576 en 2021.[40]

2. Après le traitement par l'inhibiteur AD32 :

Avant le traitement de ce puits par l'AD32, on fait un nettoyage par Scale Blaster pour éliminer toute les précipitations du dépôt du Sulfate du Baryum.

Tableau III.4 : Résultats des tests de jaugeage après l'opération de traitement par AD32: [40]

Date de mesure	Duse (mm)	Q d'huile (m <sup>3</sup> /h)	GOR (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )		Eau (L)
				Tête	Pipe	
07/04/2022	10	5.39	116.8	43.67	9.64	2604

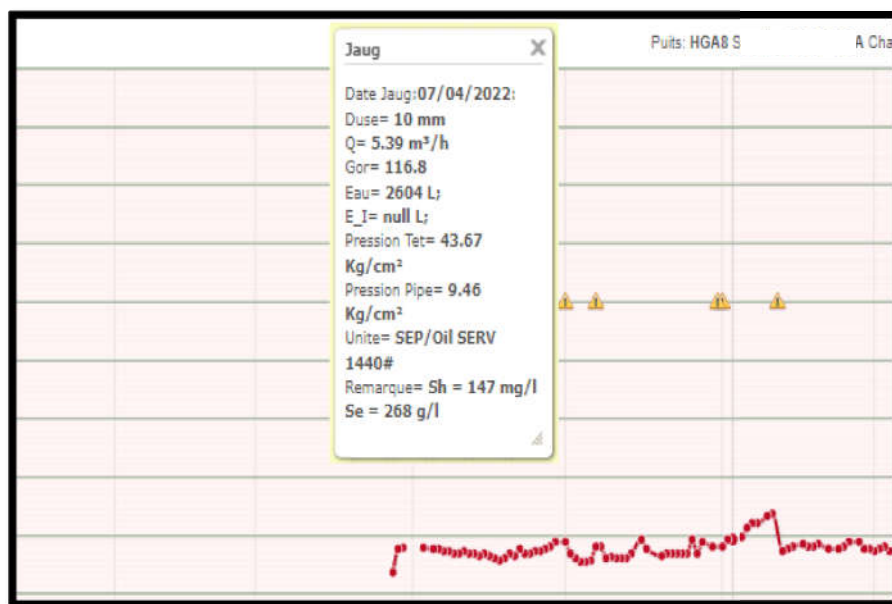


Figure III.4: Cahier des courbes du puits MDZ576 en 2022.[40]

### III.2.4. Test de jaugeage :

Le but principal de test est de mesurer le débit de production, la pression en tête, en pipe et en séparateur tout de même ce test nous a permis d'obtenir d'autres paramètres tels que le GOR, la température d'huile. Les résultats sont montrés dans le Tableau suivant.

**Tableau III.5:** Suivi des tests de jaugeage après l'opération de traitement. [40]

Date de mesure	Duse (mm)	Q d'huile (m <sup>3</sup> /h)	GOR (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )		Eau (L)
				Tête	Pipe	
01/08/2022	10	3.4	163.68	35.7	8.7	2501
24/10/2022	10	2.53	127.09	61.6	15	2610
23/01/2023	10	4.39	89.29	45.98	13.03	2230

### III.2.5. Interprétation des résultats :

D'après les résultats du test de jaugeage, On peut conclure que :

- ✓ Le débit de production est nul durant la période 2020-2021 à cause de la précipitation du BaSO<sub>4</sub>.
- ✓ Après le nettoyage du puits par scale blaster et l'injection de l'AD32, le puits donne un bon débit (5.93 m<sup>3</sup>/h).
- ✓ La diminution du débit de 5.93 m<sup>3</sup>/h jusqu'au 3.4 m<sup>3</sup>/h correspond à une chute de 2.53 m<sup>3</sup>/h durant (07/04/2022 au 24/10/2022) à cause de la précipitation de dépôt de sulfates de baryum.
- ✓ Une diminution dans le dosage de l'AD32 provoque une diminution de débit, ceci explique la formation des dépôts.
- ✓ La variation des valeurs du GOR est inversement proportionnelle aux valeurs du débit de production.
- ✓ L'augmentation de débit de production à partir de 23/01/2023 et cette augmentation est justifiée par l'élimination de l'endommagement causé par les sulfates de baryum après avoir ajusté le dosage de l'AD32, donc notre puits est stimulé.
- Notre puits maintenant (01/03/2023) est fermé à cause de bouchage de la duse par Sulfate de Baryum (à partir de 23/02/2023) (Manque des anti-dépôts).



**Figure III.5:** Cahier des courbes du puits MDZ576 en janvier 2023. [40]

Le puits MDZ576 a conservé un bon débit pour un mois qui a suivi le traitement ; mais pas longtemps d'après le figure au-dessus ; la production a diminué dans le dernier test de jaugeage fait par la division de production, ce qui montre bien l'influence continue de la composition des sulfates de baryum et la création des sels sur la qualité de la production ; malgré le traitement fait par les produits chimiques.

Le traitement par l'AD32 qui fait sur MDZ576 a donné un bon résultat sur la production de l'huile au débuts de traitement, qui explique l'influence de la composition des sulfates de baryum surtout sur le taux de la production dans les champs pétroliers utilisent l'injection des eaux de l'albien.

Parmi les causes de la création des dépôts même avec la présence de l'injection des anti- dépôts :

- ✓ Lorsqu'il y a une carence dans la quantité de l'AD32, la création des dépôts du Sulfates du Baryum, et alors la diminution de la production (qui représente notre cas).
- ✓ L'augmentation de la concentration d'AD32 (supérieure à 200 ppm), (Overdose). Cette perturbation est la condition de la probabilité de réaction entre le phosphonate avec le calcium ou le magnésium, donc la formation d'un dépôt jaune à base de phosphate et magnésium au niveau de l'espace d'injection (l'intérieure de CCE ou bien l'espace entre chemisage 2"7/8 et tubing 4"1/2).[23]

### III.3. Système de dessalage pressurisé :

#### II.3.1. Définition de dessalage :

Le dessalage est une opération qui est conçu pour éliminer les sels contenus dans le puits car ce dernier présente plusieurs inconvénients au niveau des installations (encrassement, bouchage, corrosion ...etc.)

L'eau est en général injectée dans des concentriques en vue de nettoyer les puits salés et dissoudre les dépôts de sel « chlorure de sodium » qui s'y trouvent. [16]

### III.3.2. Les modes de dessalage :

#### 1. Dessalage classique à basse pression :

Le mode de dessalage à faible pression était le plus utilisable pendant les années passées : d'abord l'eau est traitée dans la station de dessalage avec des produits chimiques ensuite elle est acheminée vers les puits salés et finalement cette eau est évacuée par des pompes BSB réseau (6 -10 bar) placées près des puits de production. [28]

#### 2. Dessalage par réseau pressurisé :

Depuis l'apparition des sels à Hassi Messaoud les puits sont injectés par l'eau traitée soit par bouchons d'eau périodiques ou par l'injection d'eau continue. Des difficultés sont rencontrées lorsqu'un nombre important de puits est assisté par le gaz lift ce qui engendre un mauvais dessalage suite à la contre pression du gaz. Une décision après l'étude a été prise pour procéder au dessalage par réseau pressurisé l'eau est pompée à partir de la station de réinjection eau. [16]

### III.3.3. Installations de surface: [16]

- **Un bac d'eau :** De capacité uniforme généralement de 50m<sup>3</sup>. Il est généralement placé en dehors du périmètre de sécurité et est périodiquement rempli par citernage ou relié à un réseau d'eau.
- **Une (ou plusieurs) pompe (s) de refoulement :** Les pompes utilisées sont de type BSB, 1"1/2 ou 2" suivant le débit à injecter. Elles sont alimentées en continu en gaz par le scrubber.
- **Le scrubber (piège à gaz) :** L'effluent produit par le puits chemine du fond à la tête par le tubing et de la tête vers CTH (centre de traitement) par la ligne de production. Le scrubber est placé sur cette ligne, il sert à piéger une partie du gaz produit. Il se compose de : 02 chambres, vanne de purge, détendeur, bride pleine, vanne d'isolement : Pour éviter le contact de la chambre à gaz et de la chambre de mélange. Le gaz est piégé en premier lieu dans la chambre de mélange, comme des quantités d'eau et d'huile sont entraînées, un passage vers la chambre supérieure à travers un filtre permet une meilleure séparation, ensuite il passe pour alimenter la vanne automatique par une sortie et les pompes d'injections d'eau par la deuxième sortie.
- **Petite ligne de torche :** pour l'élimination du gaz en excès.

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

On a deux types de stations :

1. Les stations BP.
2. Les stations HP.



**Figure III.6** : Skid MD141 de dessalage pressurisé HP (BONATTI) HMD.

#### III.4. Les analyses d'eau

Une analyse de l'eau peut être un élément d'information extrêmement informatif. L'analyse de l'eau peut aider à identifier la zone de production, la contamination de la zone de production, la tendance à la corrosion et / ou au dépôt de tartre, joue un rôle essentiel dans la sélection des produits chimiques de production, et peut aider à la conception, et au développement de systèmes de récupération secondaire et tertiaire pour l'industrie du pétrole et du gaz. Cependant, l'analyse de l'eau doit être échantillonnée correctement, analysée correctement et interprétée correctement. De plus, il doit être représentatif du système testé.

##### III.4.1. Les résultats des analyses des échantillons d'eau :

Nous avons fait des analyses sur laboratoire chimie minérale.

**Tableau III.6** : Les résultats des analyses de PH, densité, salinité des différents types d'eau :

Le type d'eau	PH	Densité	Salinité (g/l)
Albien	7	1.001	1.000
Sénonien avant traitement	6.5	1.001	1.000
Sénonien après traitement	7.2	1.001	1.000
Eau osmosée	7.5	1.001	1.000
Combrien	4	1.223	1.226

Tableau III.7 : Les résultats des analyses des différents types d'eau :

Type d'eau	Date d'échantillonnage	Condition d'échantillon	Cl <sup>-</sup> mg/l	Ca <sup>2+</sup> mg/l	Mg <sup>2+</sup> mg/l	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> mg/l	K <sup>+</sup> mg/l	Fe <sup>2+</sup> mg/l	Ba <sup>2+</sup> mg/l
Albien	27/02/2023	Tête de puits	567.2	216.432	145.8	600	36.1	0	0
Sénonien avant traitement	27/02/2023	Surface	1474.72	83521.34	179.82	860	33	0	0
Sénonien après traitement	27/02/2023	Surface	198.52	40.08	14.58	58	10	0	0
Eau osmosée	27/02/2023	Surface	0	0	0	0	0	0	0
Combrien	27/02/2023	Kick off	1985.2	34400	7748	0	6000	2744	800

#### III.4.2. La discussion des résultats :

D'après les résultats des analyses qu'on a faits, on remarque que :

- L'eau de combrien est une eau acide (ph=4), par contre l'eau d'albien et sénonien est eau basique (ph≥7).
- L'eau d'injection (Albien) de Hassi Messaoud est une eau sulfatée, la teneur en sulfate = 600mg/l.
- L'eau de gisement de Hassi Messaoud est une eau barytée, la teneur en baryum est de l'ordre de 800 mg/l.
- Les eaux d'injection et de gisement sont incompatibles. Cela provoque de la formation des dépôts de sulfates de baryum.
- On remarque aussi que le traitement d'eau de sénonien par la méthode de l'osmose inverse diminue la concentration des éléments chimiques tel que le chlore, sulfate, etc.

#### III.5. Description de logiciel WAVE DOW :

Le logiciel Wave DOW est un logiciel lancé par Dow Water & Process solutions, c'est un logiciel de conception multi-technologique qui permet de concevoir des systèmes de traitement d'eau tout en optimisant les performances et augmentant la productivité du système. Wave estime les performances des technologies d'ultrafiltration (UF), Osmose inverse (OI) et d'échange d'ions (IX) dans les systèmes de traitement des eaux, individuelles soient-elles ou combinées.

Le logiciel Wave permet de donner une estimation des coûts d'élimination des produits chimiques présents dans l'eau. De plus il fournit des informations sur les volumes et les flux de bilan massique réels qui reflètent les changements de densité dus à la température, la compressibilité et la composition de l'eau. Parmi les avantages de ce logiciel :

- ✓ Utilisation de trois technologies en combinaison.
- ✓ Utilisation d'algorithmes améliorés et efficaces.
- ✓ Simplification des processus de traitement.
- ✓ Présence de données pour tous les produits et processus.

### III.6. Techniques proposées pour la déminéralisation de l'eau dans le champs HMD

#### III.6.1. Résines échangeuses d'ions pour l'adoucissement de l'eau :

**Tableau III.8:** Qualité de l'eau en utilisant le processus d'adoucissement (résultats de la simulation WAVE).

	Feed	Required Average	Required EndPoint	Estimated Average
pH @ 25.0 °C	7.00	-	-	7.03
Hardness (meq/L)	151.931	0.02	0.040	25.738

Les adoucisseurs d'eau ne sont pas recommandés pour le champ pétrolifère HMD car :

- Nous ne pouvons pas éliminer l'anion sulfate  $\text{SO}_4^{2-}$ , donc la possibilité de formation de  $\text{BaSO}_4$  n'est pas éliminée.
- La salinité totale de l'eau traitée n'est pas modifiée ; par conséquent, la possibilité de formation de tartre de NaCl n'est pas éliminée.

#### III.6.1.1. Résines échangeuses d'ions pour l'élimination des sulfates

Les résines d'élimination des sulfates ne sont pas recommandées pour les champs pétrolifères HMD car :

- La salinité totale de l'eau traitée n'est pas modifiée. En conséquence, la possibilité de formation de tartre de NaCl n'est pas éliminée.
- Les bicarbonates de calcium et de magnésium ( $\text{Ca/Mg}(\text{HCO}_3)_2$ ) ne sont pas éliminés, pour cela la possibilité de formation de tartre  $\text{Ca/MgCO}_3$  n'est pas éliminée.

#### III.6.1.2. Résines échangeuses d'ions pour la déminéralisation de l'eau

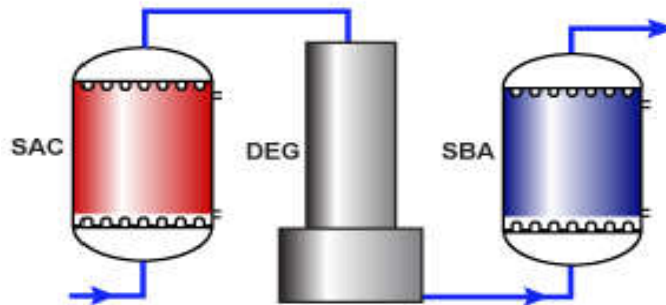
Ces résines sont recommandées pour les champs pétrolifères HMD, car tous les cations et anions (y compris  $\text{SO}_4^{2-}$ ) sont éliminés ; par conséquent, aucune possibilité de formation de  $\text{BaSO}_4$  et la salinité de l'eau est d'environ 0.

#### III.6.1.3. Circuit de traitement d'eau par échange d'ions

Il possède une unité (filtre) SAC (Strong Acid Cationic), un dégazeur et une unité (filtre) SBA (Strong Base Anionic). Le dégazeur est recommandé pour réduire le travail de l'unité SBA (filtre).

Le bicarbonate de calcium et de magnésium ( $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$  et  $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$ ) réagissent avec la résine cationique et forment de l'acide carbonique  $\text{H}_2\text{CO}_3$  (c'est-à-dire du  $\text{CO}_2$  dilué dans l'eau), qui

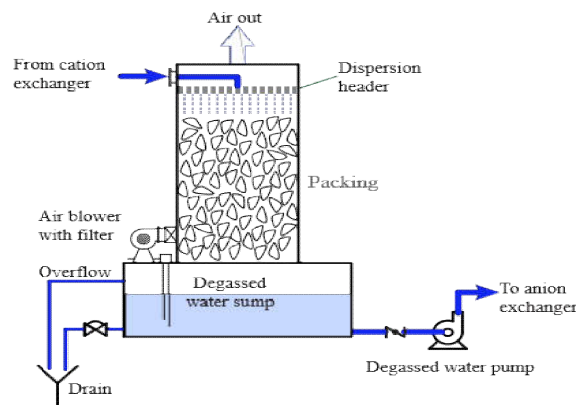
peut être séparé de l'eau en contournant l'eau dans le dégazeur et réduire la charge de l'unité SBA (filtre).



**Figure III.7:** Un schéma de l'installation d'échange d'ions.

Rôle de dégazeur :

- Maintient l'équilibre  $\text{CO}_2$ ,  $\text{HCO}_3^-$  et PH.
- Dégazeur envisagé lorsque le  $\text{HCO}_3^-$  est  $> 1\text{meq/l}$  pour réduire l'alcalinité de l'eau décationisée en éliminant le dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ) à l'aide de l'air.
- Le dégazeur réduit le  $\text{CO}_2$  à  $< 5\text{mg/l}$  et réduit la charge anionique  $\text{HCO}_3^-$  sur l'unité SBA.
- Prend la charge de la colonne d'anions et réduit le coût d'exploitation.
- Nécessite un nouveau pompage du dégazeur.



**Figure III.8:** Dégazeur.

#### III.6.1.4. Paramètres de base pour la conception de la station de traitement de l'eau par échange d'ions

Les paramètres de base à prendre en compte pour la conception d'une station d'épuration par échange d'ions sont :

- Analyse de l'eau d'alimentation,
- Débit de production [ $5-50$  Volume de résine ( $V_R$ )/heure ou max.  $60\text{m}^3$ /heure].
- Durée du cycle (dépend du volume de résine, du débit et de la salinité de l'eau d'alimentation).



- Qualité requise de l'eau traitée (conductivité = 1  $\mu\text{s}$  ;  $\text{SiO}_3^{2-} = 10^{-25}$   $\mu\text{g}$ ).
- Technologie de régénération et régénérants (HCl 7%, NaOH 4%).
- Sélection du type de résine.

### III.6.1.5 Exemple de calcul de production d'eau sur un cycle

Le calcul est effectué sur la base de la composition de l'eau albienne du champ HMD et de la capacité d'échange d'ions. Le tableau suivant représente la concentration des différents éléments de l'eau Albienne.

**Tableau III.9:** La concentration des différents éléments de l'eau albienne (MDHA3).

CATIONS	mg/l (mg-eqv/l)	ANIONS	mg/l (mg-eqv/l)
<b>Calcium Ca<sup>2+</sup></b>	200.88 mg/l (10.04 mg-eqv/l)	<b>Bicarbonates</b> <b>HCO<sub>3</sub><sup>-</sup></b>	173.24 mg/l (2.84 mg-eqv/l)
<b>Magnesium</b> <b>Mg<sup>2+</sup></b>	66.54 mg/l (5.47 mg-eqv/l)	<b>Chlorides Cl<sup>-</sup></b>	450 mg/l (12.69 mg-eqv/l)
<b>Barium</b> <b>Ba<sup>+2</sup></b>	0	<b>Sulphates SO<sub>4</sub><sup>2-</sup></b>	610 mg/l (12.70 mg-eqv/l)
<b>Sodium</b> <b>Na<sup>+</sup></b>	275.1 mg/l (11.96 mg-eqv/l)	<b>Hydrogen Sulphide</b> <b>H<sub>2</sub>S</b>	0
<b>Potassium K<sup>+</sup></b>	39.74 mg/l (1.0 mg-eqv/l)	<b>Carbon Dioxide</b> <b>CO<sub>2</sub></b>	0
<b>Fe</b>	1.50 mg/l (0.05 mg-eqv/l)	<b>Oxygen O<sub>2</sub></b>	0
<b>Total</b>	<b>583.76 mg/l</b> <b>(28.52 mg-eqv/l)</b>	<b>Total</b>	<b>1162.91mg/l</b> <b>(28.23mg-eqv/l–2.84mg-eqv/l</b> <b>HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>)</b>

Volume d'injection d'eau journalier de la zone est estimé à 696m<sup>3</sup> (~ 800m<sup>3</sup>/jour pour alimenter les opérations spéciales).

Charge cationique de l'eau albienne = 28,2 meqv/l, charge anionique = 25.39 meqv/l, V<sub>résine</sub> = 15 000 litres.

Le calcul de capacité de chaque type de résine est représenté ci-dessous :

$$\text{WAC Veau} = (15000 \times 2.25) / 28.52 = \sim 1184 \text{ m}^3 \text{ eau/1 Cycle}$$

$$\text{SAC V eau} = (15000 \times 2.0) / 28.52 = 1052 \text{ m}^3 \text{ Eau/1 Cycle}$$

$$\text{WBA Veau} = (15000 \times 1.3) / 25.39 = 769 \text{ m}^3 \text{ d'eau/1 Cycle}$$

$$\text{SBA Veau} = (15000 \times 1.2) / 25.39 = 709 \text{ m}^3 \text{ d'eau/1 Cycle}$$

Le circuit de déminéralisation de l'eau par échange d'ions aura 3 unités de filtres cationiques plus 3 unités de filtres anioniques (3 couples). Elles fonctionneront comme suit ; un couple en production, un couple en régénération et un couple en prêt.

Pour la zone HGA, le volume d'eau d'injection journalier est égal à  $240\text{m}^3$  ( $\sim 400\text{m}^3/\text{jour}$  pour alimenter les opérations spéciales).

Charge cationique de l'eau albien= $28.2\text{meqv/l}$ , charge anionique= $25.39\text{ meqv/l}$ ,  
 $V_{\text{résine}}=8000\text{litres}$ .

Le calcul de capacité de chaque type de résine est représenté ci-dessous :

$$\text{WAC } V_{\text{eau}}=(8000 \times 2.25) / 28.52 \approx 632 \text{ m}^3 \text{ d'eau/1 Cycle}$$

$$\text{SAC } V_{\text{eau}} = (8000 \times 2.00) / 28.52 = 562 \text{ m}^3 \text{ Eau/1 Cycle}$$

$$\text{WBA } V_{\text{eau}}=(8000 \times 1.30) / 25.39 = 410 \text{ m}^3 \text{ d'eau/1 Cycle}$$

$$\text{SBA } V_{\text{eau}}=(8000 \times 1.20) / 25.39 = 379 \text{ m}^3 \text{ d'eau/1 Cycle}$$

Le circuit de déminéralisation de l'eau par échange d'ions aura 3 unités de filtres cationiques plus 3 unités de filtres anioniques (3 couples). Ils fonctionneront comme suit ; un couple en production, un couple en régénération et un couple en prêt.

### III.6.1.6. Calcul de l'usine d'échange d'ions pour produire $3100 \text{ m}^3$ d'eau/jour pour le champ pétrolifère HMD

Le volume d'eau d'injection quotidien pour le champ pétrolifère HMD est estimé à  $3100 \text{ m}^3$  ( $2856 \text{ m}^3/\text{jour} + 250 \text{ m}^3$  d'opération spéciale). Les données suivantes utilisées pour le calcul :

Charge cationique de l'eau albienne =  $28,2 \text{ meqv/l}$  ; Charge anionique =  $24,33 \text{ meqv/l}$

Cation Op. Cap. =  $2,25$  ;

Anion Op. Cap. =  $1,3$  ; Diamètre du filtre =  $3,0 \text{ m}$  ;  $H_{\text{résine}}=4.5\text{m}$  ;  $V_{\text{résine}}=31.7\text{m}^3$

Filtre cationique  $V_{\text{eau}}=(31700 \times 2.25) / 28.52=2500\text{m}^3 \text{ eau/1 Cycle}$

Filtre anionique  $V_{\text{eau}}=(31700 \times 1.3) / 25.39=1624 \text{ m}^3 \text{ eau/1 Cycle}$

À partir des résultats ci-dessus, nous avons besoin de :

- ✓ 3 Cycles de filtres cationiques/jour ;
- ✓ 2 cycles de filtre anionique/jour.

L'usine d'échange d'ions contient : 6 unités de filtres cationiques + 6 unités de filtres anioniques (2 en fonctionnement ; 2 en régénération et 2 prêtes).

**Tableau III.10:** Qualité de l'eau par déminéralisation de l'eau (résultats de la simulation WAVE).

Species		IX Feed	IX Product (Effluent)	IX System Product (includes bypass)	IX System Waste
TDS	(mg/L)	1,919	1.753	1.753	13,732
pH @ 25.0 °C		7.01	9.62	9.62	12.76
Hardness	(meq/L)	16.49	0.00	0.00	34.20
Total Alkalinity	(meq/L)	4.61	0.00	0.00	0.94
Organics (TOC)	(mg/L TOC)	29.00	8.70	8.70	51.98
Total Suspended Solids (TSS)	(mg/L)	10.00	0.00	0.00	20.71
Conductivity @ 25 °C	(µS/cm)	3,032	10.5	10.5	36,862
Temperature	(°C)	25.0	25.0	25.0	25.0
CO2 from Degasifier	(kg/day)				420

### III.6.1.7. Avantages et inconvénients des résines échangeuses d'ions

#### Les avantages

- Échange d'ions - meilleure qualité de l'eau par rapport à l'osmose inverse.
- Très peu d'énergie et très faible coût.
- Les produits chimiques régénérants (HCl et NaOH) sont faciles à trouver.
- Petite quantité d'eau rejetée (1-5% du volume d'eau traitée).
- Si elle est bien entretenue, la résine peut durer de nombreuses années avant qu'un remplacement ne soit nécessaire.
- Aucun problème d'encrassement.
- Pas besoin de prétraitement de l'eau (à l'exception des solides) ou de post-traitement.

#### Les inconvénients

- Dimensions supérieures à celles de l'installation RO.
- Besoins en produits chimiques de régénération.

### III.6.2. Osmose inverse

#### II.6.2.1. La description de l'unité d'osmose inverse :(Caractéristiques du matériel)

- ✓ **Bac de stockage** : Le volume du bac de stockage qui alimente l'unité d'osmose inverse  $v= 400m^3$



**Figure III.9:**Bac de stockage qui alimente l'unité d'osmose inverse.

✓ *Pompe centrifuge verticale :*

Il y a trois pompes fonctionnent alternativement.



**Figure III.10:** Pompe centrifuge verticale.

✓ *Le filtre à sable :*

**Figure III.11:** Filtre à sable.

Les filtres automatiques sont contrôlés par des vannes à membrane hydrauliques qui s'ouvrent et se ferment individuellement pour diriger l'eau pendant les phases d'entretien et de nettoyage. Un automate temporisé actionne une vanne pilote qui commande l'ouverture et la fermeture d'une vanne à membrane. La vanne se ferme lorsque de l'eau ou de l'air passe sous pression. La vanne s'ouvre lorsque la pression est relâchée. Pendant la phase de fonctionnement, l'eau traverse le remplissage du filtre minéral de haut en bas, éliminant les composants indésirables.



**Figure III.12:** Ensemble des vannes hydrauliques.

✓ **Filtre à cartouches Multiples :**

Constitué d'appareils de filtration des eaux de débit moyen pouvant être employés dans une multitude de cas différents.

Les filtres standards, sont disponibles en 3, 7 ou 9 cartouches et peuvent recevoir des cartouches filtrantes de différentes tailles - 20" - 30" - 40" (500 – 750-1000 mm) et de divers degrés de filtration (1,5 et 20 microns). [36]



**Figure III.13:** Filtre à cartouches multiples.

✓ **Pompe HP ou pompe d'alimentation de l'osmoseur :**

Avant que l'eau entre dans la membrane d'osmose inverse, elle est généralement pressurisée à 55-85 bars à l'aide d'une pompe à haute pression, en fonction de la température et de la salinité de l'eau. Une pompe est utilisée pour augmenter la pression transmembranaire. Une pompe ou un système d'agitation permet la circulation de l'eau traitée à l'intérieur ou entre les modules. La

séparation a lieu dans le module à membrane. On distingue deux types de systèmes selon la manière dont la pression membranaire est appliquée.

- Système de filtration sous pression.

Système de membrane immergée.

✓ **Osmoseur inversé :**

○ **Modèle de l'unité : Culligan série Aqua Cleer IW E**

Les appareils Culligan série aqua cleer IW E sont des appareils à osmose inverse, spécialement étudiés pour la potabilisation et le dessalement des eaux destinées à des utilisations technologiques.

○ **La différence entre Les appareils Culligan série Aqua Cleer IW E et les appareils traditionnels :**

La différence par rapport aux appareils traditionnels réside surtout dans l'emploi membranes à débit élevé et à faible consommation d'énergie.

L'équipement industriel est capable d'éliminer environ 95% du total des solides dissous, +99% de tous les restes organiques, +99% de toutes les bactéries, et réduit jusqu'à 99% le Chlorure, améliorant le goût et la qualité de l'eau. [37]

Cet équipement élimine également les matériaux nocifs tels que le plomb, le cuivre, le baryum, le chrome, le mercure, le sodium, le cadmium, le fluorure, le nitrite ou le sélénium, qui peuvent être présents dans votre eau, fournissant une eau plus saine et plus pure. [37]

○ **Caractéristiques de l'eau d'alimentation :**

L'équipement d'osmose inverse est conçu à partir de l'analyse physico-chimique de l'eau à traiter selon des paramètres détaillés ci-dessous.[37]

Toute modification des valeurs ou apparition de nouvelles, impliquera une nouvelle étude dans la conception de l'équipement, étant en dehors des concepts standards projetés par Osmofilter.[37]

D'une façon générale, avec ou sans prétraitement, l'eau à traiter doit présenter les caractéristiques suivantes pour tout autres paramètres non mentionné, (on considère que l'eau a des valeurs d'une eau potable).

Eau alimentation :

- |                                     |                                 |
|-------------------------------------|---------------------------------|
| ➤ TDS < 2 000 mg/l.                 | ➤ Pression d'alimentation : 1   |
| ➤ Salinité maximum : 1500 mg/litre. | bar min                         |
|                                     | ➤ Pression produit : 1 bar max. |

- Température limite 2-35°C (nominale 20°C).
  - PH : 7±1
  - Conductivité CE <600
  - Chlore actif (Cl<sup>-</sup>) < 1 ppm.
  - SDI < 3.
  - Pas d'acide sulfhydrique (H<sub>2</sub>S).
  - Sulfate de Calcium : concentration inférieur à la limite de solubilité dans l'eau de rejet.
  - Carbonate de Calcium (CaCO<sub>3</sub>) : index de Langelier négatif dans l'eau de rejet.
  - Silice : concentration inférieur à la limite de solubilité dans l'eau de rejet.
  - Chlore libre < 0,1 mg/l.
  - Turbidité < 1 NTU.
- ❖ Osmoseur inversé est constitué de :
- Membrane d'osmose inversée.
  - Module.
  - Pompe haute pression.
  - Poste de traitement



Figure III.14: osmoseur inversé.

- **Les membranes** : il y a deux types :

1. Membrane Polymère.
2. Membrane Active Area.

Les types de membranes commerciales, les matériaux de membrane MF/UF sont :

- CA – Acétate de cellulose.
- PE – Polyéthylène.
- PVDF–PolyvinylidèneFlouride.
- PAN – Polyacrylonitrile.
- PS – polysulfone.
- PVC – Polychlorure de vinyle.
- PP – Polypropylène.
- Polyamide (TFC -Thin Film Composite)
- PES– Polyéther sulfone.



**Figure III.15:** Les membranes de l'Osmose Inverse.

L'acétate de cellulose (CA) et le triacétate de cellulose (CTA) contiennent une membrane de sous-produit de papier liée à une couche synthétique. Ce type nécessite une petite quantité de chlore dans la source d'eau pour empêcher la formation de bactéries.

Le polyamide (TFC - Thin Film Composite) est un matériau synthétique qui nécessite l'élimination du chlore avant que l'eau ne pénètre dans la membrane, car le chlore cause des dommages irréversibles à un élément de membrane à film mince. Le TFC peut être utilisé à une température plus élevée (45°C) par rapport au CA (35°C) et se caractérise par une durabilité et des taux de rejet plus élevés. De plus, le TFC montre plus de résistance aux attaques microbiennes, au PH élevé et au TDS élevé.

✓ **Conteneurs pour solutions chimiques :**[38]

Sont réalisés en polyéthylène pour le stockage des produits chimiques à la pression atmosphérique.

Ont été étudiés pour permettre l'installation directe des pompes doseuses en fonctionnant à la fois horizontale et verticale. Sont gradués et équipés d'une sortie de fond.

Le cap de remplissage varie en fonction de la capacité, à partir d'un diamètre de 140 mm à une de 215 ou 315 mm.

Le matériau utilisé est le polyéthylène alimentaire se conformer aux règlements de la CEE et est résistante à presque tous les liquides corrosifs.

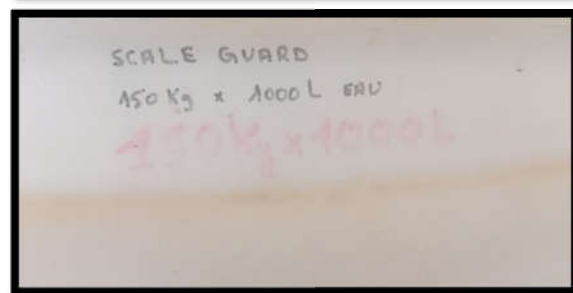
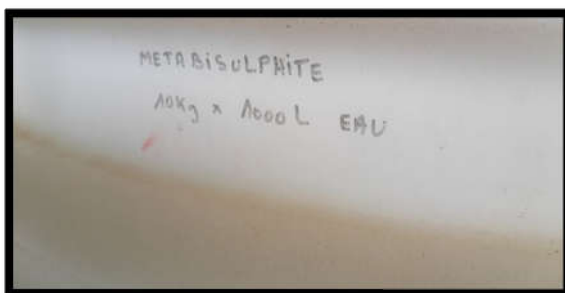
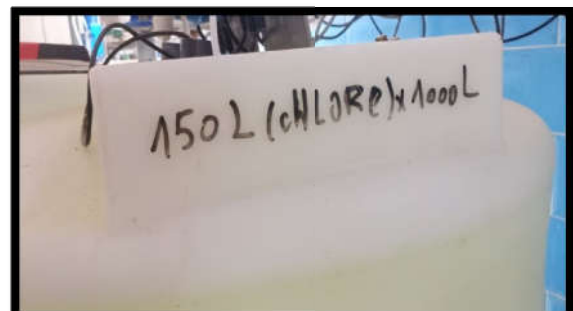
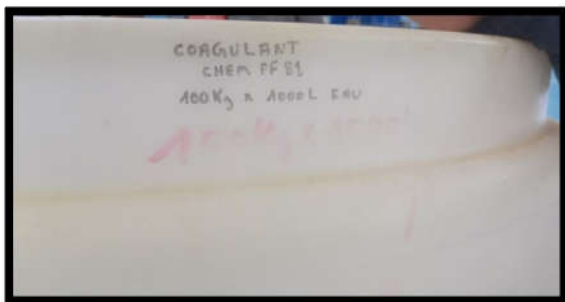




**Figure III.16:** Conteneurs pour solutions chimiques.

Il y a 4 produits chimiques utilisés dans l'opération :

1. **Coagulant** : Utilisé avant le traitement pour rassembler les impuretés.
2. **Chlore** : pour éviter la toxication.
3. **Metabisulphite** : il empêche le chlore de pénétrer dans la membrane.
4. **Scalegarde** : il élimine les sels de la membrane.



**Figure III.17:** Les 4 produits chimiques utilisés dans l'opération.

✓ **Panneau de régulation et de contrôle du PH :**

Ce panneau de régulation et de contrôle du pH comprend un régulateur-contrôleur électronique S507 avec une entrée pH, un porte-sonde à reflux, une électrode pH avec corps en verre et un câble de raccordement.[39]



**Figure III.18:** Panneau de régulation et de contrôle du PH.

✓ *Panneaux de régulation et de contrôle du CHLORE avec cellule ampérométrique fermée :*

Dédiés au contrôle et à la régulation de la concentration en chlore, ces systèmes sont composés d'un régulateur-contrôleur électronique S507, d'un filtre et d'un capteur de mesure ampérométrique à cellule fermée. [40]



**Figure III.19:** Panneaux de régulation et de contrôle du CHLORE.

✓ *Compteur de conductivité d'eau osmosée :*



**Figure III.20 :** Compteur de conductivité d'eau osmosée.

### III.6.2.2. Comment fonctionne l'osmoseur inversé ?

Un osmoseur d'eau fonctionne grâce à un système de triple filtration. Il s'agit de filtrer l'eau pour la débarrasser de toutes les impuretés qu'elle peut contenir.

#### Etape 1 : Pré Filtration (traitement primaire) :

L'unité commence premièrement par la pré-filtration par le filtre à sable qui contient 4 couches :

1. Gravier.
2. Sable.
3. Fin sable.
4. Charbon.

Deux types de pré-filtration sont disponibles avec ce système : la filtration des sédiments et la filtration au charbon.

- **Filtration des Sédiments** : les sédiments sont définis comme étant le sable, la saleté, le limon, le sable fin et ou le sable à gros grains qui peuvent être trouvés dans plusieurs alimentations en eau. [41]
- **Filtration au Charbon** : le charbon sert à réduire le goût et la couleur du chlore. Souvent les gens décrivent ce goût comme étant légèrement chimique ou ils comparent leur eau de consommation comme goûtant comme celle d'une piscine. [41]

#### Etape 2 : l'osmose inverse

Elle consiste à retenir les derniers éléments chimiques présents dans l'eau tels que les nitrates ou les résidus microscopiques. Il s'agit donc d'une membrane qui filtre des particules extrêmement fines pouvant passer à travers des deux premiers filtres.

L'eau est sous la pression d'alimentation.

L'eau entre dans l'osmoseur et pénètre dans la cartouche, il passe d'une solution à forte concentration à une solution à faible concentration ce qui nécessite une différence de pression et c'est ce que fait au niveau de la membrane d'osmose inverse, où une pompe à haute pression est installée et pompe l'eau dans la membrane, les molécules d'eau traversent la membrane( la "taille" de la molécule d'eau est de l'ordre de 0,3 nm) tandis que les autres molécules sont rejetées en permanence avec une partie de l'eau non filtrée.

L'eau provoque des dépôts sur les membranes et pour les protéger en ajoute des produits chimiques (**Coagulant** ; **Chlore** ; **Metabisulphite** ; **Scalegurade**) chacun de ces solutions chimiques à un rôle.

On obtient donc d'un côté de membrane séparatrice une solution très peu concentrée (eau pure) 80% et de l'autre côté, une solution sur-concentrée qui est progressivement évacuée 20%.

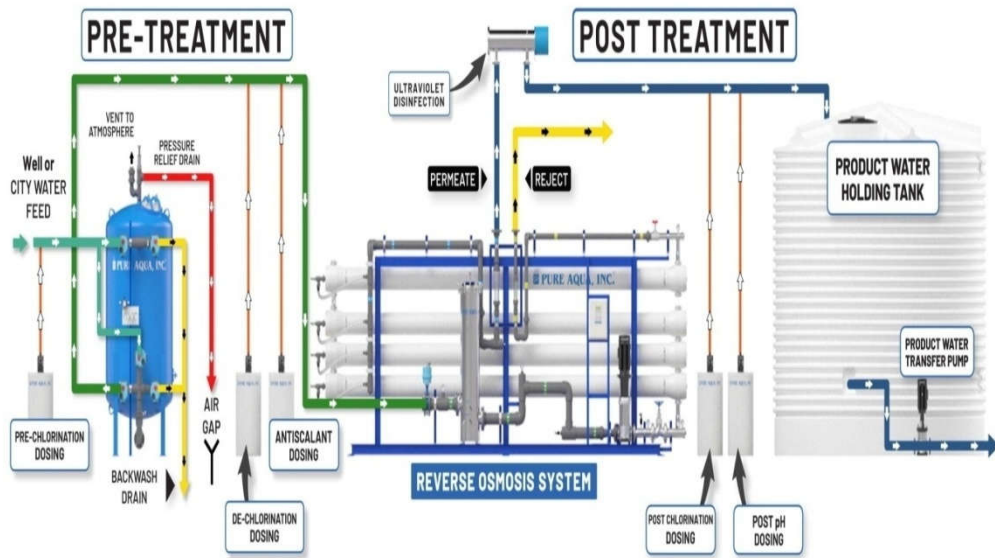


Figure III.21: Unité d'osmose inverse. [42]

### III.6.2.3. Étapes des systèmes OI

Les installations d'osmose inverse sont à un, deux ou plusieurs étages, mais le coût de l'eau traitée augmentera avec le nombre d'étages (stages).

- 1) **L'osmose inverse en one stage** : est la plus simple.

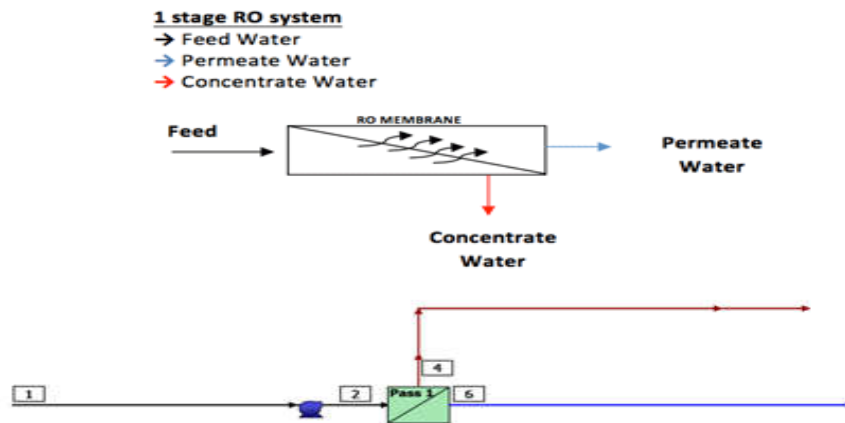


Figure III.22: OI en une étape..

Tableau III.11: Qualité de l'eau en utilisant une étape OI (résultats de la simulation WAVE).

#	Description	Flow (m³/h)	TDS (mg/L)	Pressure (bar)
1	Raw Feed to RO System	80.0	18,835	0.0
2	Net Feed to Pass 1	79.9	18,858	29.9
4	Total Concentrate from Pass 1	20.0	66,725	29.3
6	Net Product from RO System	60.0	2,371	0.0

2) OI en deux étapes:

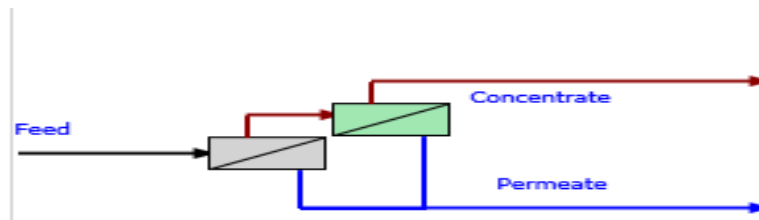


Figure III.23: OI en deux étapes.

Tableau III.12: Qualité de l'eau en utilisant deux étapes OI (résultats de la simulation WAVE).

#	Description	Flow (m <sup>3</sup> /h)	TDS (mg/L)	Pressure (bar)
1	Raw Feed to RO System	80.0	18,835	0.0
2	Net Feed to Pass 1	79.9	18,858	29.0
4	Total Concentrate from Pass 1	20.0	66,606	22.8
6	Net Product from RO System	60.0	2,409	0.0

- **OI à passage unique** : identique au système OI à un étage.
- **OI à double passage** :

L'eau pure du système à passage unique devient l'eau d'alimentation du deuxième passage RO, de sorte que l'eau passe par deux systèmes RO. La qualité de l'eau produite dans ce système est beaucoup plus élevée que dans le système RO à passage unique car double passage RO élimine le CO<sub>2</sub> et le taux de rejet sera plus élevé que dans l'osmose inverse à passage unique.

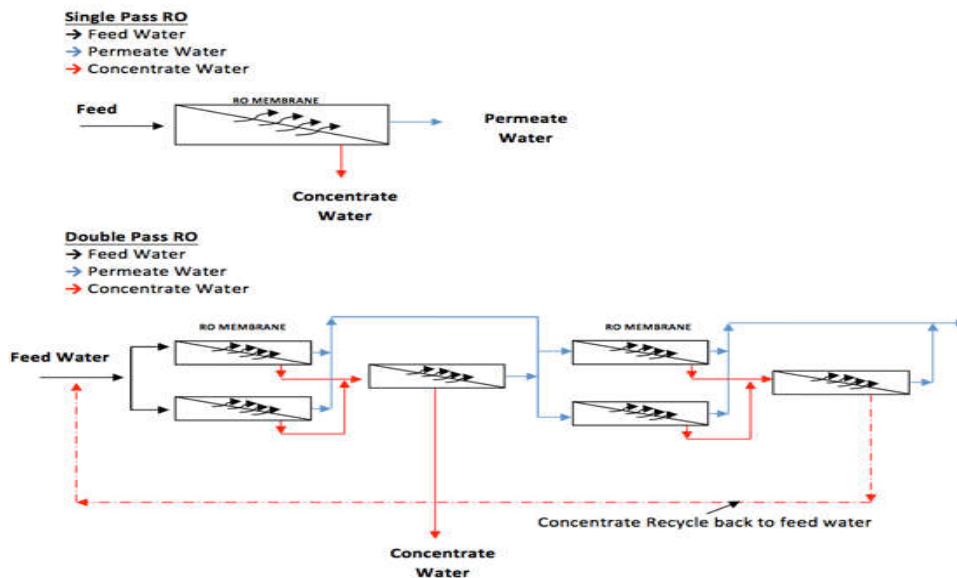


Figure III.24: Systèmes d'osmose inverse à simple et double passage.

III.6.2.4. Avantages et inconvénients de l'OI

Les avantages

- La qualité de l'eau produite par osmose inverse est bonne.

- La technologie est très bien connue.
- Le coût de l'eau produite par osmose inverse est raisonnable.

### Les inconvénients

- Le procédé RO nécessite un prétraitement de l'eau, ce qui est complexe et coûteux.
- Au cours du processus d'osmose inverse, généralement 30 à 60 % de l'eau est rejetée sous forme de saumure avec une concentration en sel 2 à 3 fois supérieure à celle de l'eau d'alimentation.
- L'encrassement de la surface de la membrane pendant le fonctionnement diminue la productivité de la membrane.
- Les membranes nécessitent un nettoyage fréquent (coûteux et réduit la durée de vie de la membrane), en particulier lorsque plusieurs conditions d'encrassement prévalent, la membrane peut être encrassée de manière irréversible et le remplacement des éléments de la membrane est la seule solution.
- L'encrassement entraîne une diminution progressive de la productivité et une augmentation de la teneur en sel du perméat.

Compte tenu des avantages et des inconvénients, l'osmose inverse n'est pas recommandée pour le champ pétrolifère HMD.

### III.6.3. Nanofiltration

#### III.6.3.1. Circuit de traitement d'eau par Nanofiltration

La station d'épuration par Nanofiltration dispose des équipements suivants : un filtre à cartouche, des équipements de prétraitement, des pompes d'alimentation, des membranes de Nanofiltration, un système de nettoyage et des équipements de post-traitement (dégazeur).

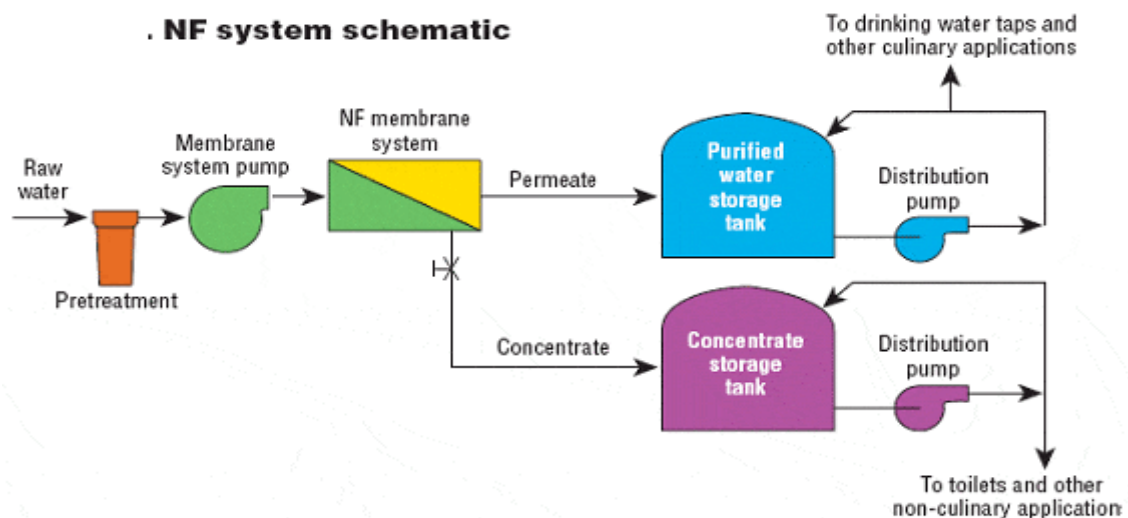


Figure III.25: Circuit de traitement de l'eau par Nanofiltration.

### III.6.3.2. Avantages et inconvénients de la Nanofiltration

#### Avantages

- Le coût de l'eau produite par Nanofiltration est raisonnable.
- Nécessite moins de pression que OI.

#### Les inconvénients

- La Nanofiltration n'éliminera pas 100 % du  $\text{SO}_4$ .
- Le processus de Nanofiltration nécessite un prétraitement de l'eau comme l'osmose inverse.
- L'encrassement de la surface de la membrane pendant le fonctionnement diminue la productivité de la membrane.
- Les membranes nécessitent un nettoyage fréquent, ce qui est coûteux et réduit la durée de vie des éléments membranaires comme l'osmose inverse.
- La température de l'eau doit être inférieure à 45° Celsius.

Compte tenu des avantages et des inconvénients, la Nanofiltration n'est pas recommandée pour le champ pétrolifère HMD.

### III.6.4. Distillation

L'eau totale estimée injectée dans le champ HMD est d'environ 3100m<sup>3</sup>/jour (130m<sup>3</sup>/heure). Pour produire cette quantité d'eau distillée, il faut une chaudière et un condenseur avec une capacité d'ébullition et de condensation de 120-150 Tonnes/heure.

#### III.6.4.1. Avantages et inconvénients de la distillation

##### Les avantages

- La distillation élimine ~ 100 % des sels dissous.

##### Les inconvénients :

- L'unité de distillation (chaudière) est très complexe.
- Nécessite même une usine de déminéralisation par échange d'ions et des produits chimiques régénérants.
- A besoin d'une grande quantité d'énergie pour faire bouillir l'eau.
- Nécessite plus d'équipement auxiliaire.
- Nécessite une grande quantité d'eau de refroidissement.
- Coût très élevé.

Compte tenu de tous les inconvénients, la distillation n'est pas recommandée pour le champ pétrolifère HMD.

**III.7. Conclusion**

Après l'étude et l'évaluation des techniques précédentes de traitement de l'eau, nous pouvons conclure que les deux méthodes appropriées et recommandées pour le champ HMD sont: Résines échangeuses d'ions (cation + anion) et Nanofiltration (NF) + résines échangeuses d'ions (cation +anion).



## **Conclusion générale**

Les problèmes de dépôts de sels dans le champ de Hassi Messaoud sont dus en grande partie au sel ( $\text{BaSO}_4$ ) qui constitue un grand obstacle à la production du puits. Les traitements préventifs et curatifs pour les dépôts du  $\text{BaSO}_4$  sont des solutions assez simples, respectivement la dissolution par l'eau douce et le grattage au Wire-line. Malgré leur efficacité, les traitements préventifs ou curatifs entraînaient de grandes pertes de production.

Pour répondre à cette problématique de déposition, notre étude a été basée sur l'analyse et traitement des eaux avant réinjection dans le puits d'huile salée, dans le but d'améliorer les performances d'une station de traitement, pour obtenir une eau traitée d'une haute qualité tout en maintenant un fort débit et en augmentant le rendement de la filtration.

D'après les résultats d'analyses et le traitement chimique effectués sur les différents échantillons prélevés au niveau du champ de HASSI MESSAOUD, nous sommes amenés à conclure ce qui suit :

- L'eau d'injection de HASSI MESSAOUD est une eau sulfatée, la teneur en sulfate = 600mg/l.
- L'eau de gisement de HASSIMESSAOUD est une eau barytée, la teneur en baryum est de l'ordre 800mg/l.
- Les eaux d'injection et de gisement sont incompatibles, à cause de l'existence des sulfates dans l'eau d'injection et la présence de baryum dans l'eau de gisement. Cela conduit à la formation de dépôt de sulfate de baryum.
- Le dessalage pressurisé présente la méthode la plus efficace d'injection d'eau, car il assure en stabilité incomparable par rapport à l'ancien mode par pompe BSB.
- Le produit de concentrations de deux ions  $\text{Ba}^{2+}$  et  $\text{SO}_4^{2-}$  dépasse largement le produit de solubilité de  $\text{BaSO}_4$ , ce qui explique la déposition de ce sel lors du mélange de ces deux eaux.
- Le traitement préventif par utilisation de l'inhibiteur AD32 reste insuffisante c'est-à-dire l'inhibiteur AD32 a une efficacité limitée.
- L'efficacité de l'inhibiteur varie en fonction de la concentration :
  - ✓ A faible concentration provoque la création de dépôt de sulfate de baryum.
  - ✓ Dans le cas de forte concentration peut entraîner la précipitation des dépôts jaunes.
- Les simulations faites avec le logiciel Wave, nous ont apporté les résultats suivants :
  1. L'osmose inverse et la distillation ne sont pas recommandées pour le champ de HMD.
  2. Deux solutions techniquement adaptées avec le champ HMD sont :
    - ✓ Le traitement par les résines échangeuses d'ions (cation + anion).

- ✓ La combinaison entre la nanofiltration (NF) et les Résines échangeuses d'ions (cation + anion).
- Le choix de ces méthodes est basé sur les résultats obtenus pour l'eau traitée. Les procédés satisfaites les conditions : débit élevé et élimination des particules nocives grâce à son sélectivité et aussi le fait que ces techniques consomment moins d'énergie que l'osmose inverse et la distillation.

Suite à l'analyse des résultats obtenus, Notre principale recommandation pour lutter ce problème définitivement est :

- ✓ Activation du projet de désulfatation pour éliminer le sulfate présente dans l'eau Albien pour éviter la formation de dépôt minéral associé au sulfate.
- ✓ Il faut traiter et contrôler les bouchons d'eau et les eaux injectées.
- ✓ Généraliser le dessalage pressurisé au champ HMD.
- ✓ L'application de la technologie des Résines échangeuses d'ions (cation + anion) ou la nanofiltration (NF) + les Résines échangeuses d'ions (cation + anion), résoudre le problème de colmatage par sulfate de baryum.

### ***Bibliographies:***

- [1] A. V. Shende, dissolution of barite scale using chelating agents, Master of science, Texas A&M University, (May 2012).
- [2] Peinado, M., 1965, "Traitement des eaux d'injection pour récupération secondaire ", revue de l'IFP, Volume 20, Numéro 2, Paris.
- [3] Kemmer, F. N ., 1984, "Nalco " manuel de l'eau " , édition technique et valorisation, Paris.
- [4] Messaoudène, N., 1990, "Etude de la formation et l'inhibition de dépôts de Sulfate de Baryum dans les champs pétroliers ", thèse de doctorat, institut national polytechnique, Toulouse.
- [5] MERABET Melissa et BELABED Meroua "Traitement par nanofiltration des eaux d'injection de Lias: application à la récupération assistée des hydrocarbures dans le gisement de TFT", Mémoire de projet fin d'études En vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en hydraulique, École Nationale Polytechnique, (2020).
- [6] M. BENSEDDIK et S.MADACI, «Optimisation des puits sales non éruptifs choix d'une complétion adéquate », Mémoire master, Université Kasdi Merbah Ouargla, (2013).
- [7] K.ALIA & R.CHENGUEL «Optimisation des paramètres d'inhibition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région Ourhoud » Mémoire master, Génie des Procédés, Université d'El Oued (2014).
- [8] A Maméche, K Bouayad, Etude de la formation de dépôt au niveau des filtres de l'unité de traitement des gaz associés (UTGA) à Tinfouye taban Kouri (TFT) 2013.
- [9] B Boukelmoume, Optimisation de dessalage et inhibition des dépôts de sulfates de baryum dans le champ HGA. 2016/2017.
- [10] MOUMENI Mabrouka, Etude de l'efficacité des inhibiteurs des dépôts pétroliers au sein du groupement Sonatrach-Agip, Projet de fin d'études En vue l'obtention du diplôme d'ingénieur d'Etats en environnement, Ecole Nationale Polytechnique, 2015
- [11] Mohammed Ben Moussa, Zegueb Laid, "Etude et analyses des dépôts minéraux dans le champ de Hassi Messaoud" mémoire de Master en production des hydrocarbures, Université Kasdi Merbah Ouargla, (2019/2020).
- [12] L.S.BOAK. « Factors that impact scale inhibitor mechanisms ». October 2012. Institute of petroleum engineering, Heriot-Watt university.
- [13] J.MOGHADASHI, M.JAMILAHMADI, H.MULLER-STEINHAGEN, A.SHARIF, A.GHALAMBOR, M.RIZADPANAHZ, E.MOTAIE. « Scale formation in Iranian oil reservoir and production equipment during water injection ». Aberdeen, UK. 29-30 January 2003. Presented at the 5th In SPE Publication : 80406.

[14]Djaout Cheima, Abadi Racha ‘‘Contribution au traitement des sulfates de baryum par déminéralisation de l’eau d’injection dans le champ Hassi Messaoud’’, Mémoire fin d’études En vue de l’obtention du diplôme de Master production des hydrocarbures, Université Kasdi Merbah Ouargla,(2020/2021).

[15]B.CHTIBI « Formation de dépôt au niveau du réseau de dessalage », Mémoire licence, Génie des Procédés, (2011.)

[16]Boulbina Ramdhane, Djebali Abdelkader, Belaachi Abdelhamid Haitem. 2018 . Les Impacts Des DépôtsMinéraux Sur La Production Du Champ De HMD Sud. Université Kasdi Merbah Ouargla.

[17]B. KORIBA, «Prévention et lutte contre le phénomène d'entartrage dans les conduites d'eau dans la région de Ouargla – Touggourt : étude sur site.», Mémoire magister, Université KasdiMerbah Ouargla, (2007).

[18]Matrix Traitement Guide Schlumbarger.

[19] T Almubarak . JH Ng .H Nasr-El-Din , H.'A Review of the Corrosivity and Degradability of Aminopolycarboxylic Acids', Proceedings of Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 1-4 May 2017.

[20] <http://arnexhistoire.blogspot.com> visité le27/03/2023.

[21] A.B.B. Merdhah, A.A.M. Yassin, Barium Sulfate Scale Formation in Oil Reservoir during Water Injection at High-Barium Formation Water. Journal of Applied Sciences, 7: 2393-2403, 2007.

[22][https://www.periodni.com/fr/constantes\\_du\\_produit\\_de\\_solubilite.html](https://www.periodni.com/fr/constantes_du_produit_de_solubilite.html)

[23]<https://facscm.univ-annaba.dz/wp-content/uploads/2020/05/01-%C3%A9quilibre-de-solubilit%C3%A9>.

[24] Mémoire de formation (BaSO<sub>4</sub>) Service contrôle gisement (laboratoire) département technique production IRARA HMD.

[25] Righi Radia et Dida Dounia, "Caractérisation des dépôts organiques et inorganiques dans les puits des champs pétroliers", Mémoire Master en Génie procédé, Université Kasdi Merbah Ouargla,(2022).

[26]Environmental Science and Technology 33(16). July 1999 with 655 Reads.

[27]CHEMAMI Mohamed, "Etude de l'évolution des dépôts des sulfates de baryum, de leur origine et l'identification des méthodes de traitement appropriées, Cas des puits pétroliers du champ de HASSI MESSAOUD".Mémoire En Vue De L'obtention Du Diplôme De Master En Géologie Des Bassins Sédimentaires, Université Larbi Ben M'hidi Oum El Bouaghi (2021/2022).

[28]Mémoire F.Ali de SONATRACH.

- [29] AMOURA Chaima et TOUMI Rihab, ‘‘Dessalement de l’eau de mer par osmose inverse’’, Mémoire de t Mémoire fin d’études En vue de l’obtention du diplôme de Master Génie des procédés de l’environnement, Université Badji Mokhtar- ANNABA, (2019/2020).
- [30] AHOULÉ, Dompé Ghislain Maxime. Performances comparatives des techniques de nanofiltration et d’osmose inverse pour le traitement d’eau de consommation contaminée à l’arsenic au Burkina Faso. Thèse de Doctorat : l’Energie et l’Environnement Spécialité : Eau. Institut international d’ingénierie de l’eau et de l’environnement (2ie), Ecole doctorale Sciences et Technologies de l’Eau, 2016.
- [31] TAKABAÏT Fatah ‘‘Traitement de l’Eau de Forage par Osmose Inverse au Niveau du Complexe Agroalimentaire Cevital’’, Mémoire fin d’études En vue de l’obtention du diplôme de Master en Chimie, Université A. MIRA - Béjaïa (2011/2012).
- [32] Copyright Techno membranes "La nanofiltration". Juillet 2004.
- [33] Les procédés membranaires pour le traitement de l’eau, DOCUMENT TECHNIQUE FNDAE N°14, Nouvelle version rédigée par Jean-Marc BERLAND et Catherine JUERY Décembre 2002
- [34] SAÏD, Ali. Synthèse de membranes minérales de nanofiltration par formation de films minces de zéolithes sur un support tubulaire en alumine : étude de l’évolution des propriétés de surface et des caractéristiques de filtration en milieu aqueux. Thèse de doctorat en cotutelle : Université de Haute Alsace et Université libanaise, 2015.
- [35] <http://www.hydranet.net>, visité le 04/04/2023.
- [36] Fiche Technique ‘Filtre A Cartouches Multiples ‘‘ M008-56 – Rev. 01 - 01/2018.
- [37] Manuel D’utilisateur D’appareil D’osmose Inverse Oe3000. FNDAE N°14, Nouvelle version rédigée par Jean-Marc BERLAND et Catherine JUERY Décembre 2002
- [38] Fiche Technique Conteneurs Polyéthylène Pour Solutions. Chimiques M007-58 - Rev. 00 – 03/2013.
- [39] Fiche Technique Panneau De Régulation Et De Contrôle Du Ph Avec S507 ,M012-36 – Rév. 00– 11/2017.
- [40] Fiche Technique Panneau De Régulation Et De Contrôle Du CHLOR Avec Cellule ampérométrique fermée M 012-35-Rév. 00– 11/2017.
- [41] Guide De L’utilisateur De Culligan® Aqua-Cleer® Système D’eau Potable Évolué.
- [42] <http://www.images.app.google/NwJkkcnUqLSjbt4y5>, visité le 06/05/2023.
- [43] Data Bank, SONATRACH 2023.

# **Annexes**

## I. Les analyses d'eau

### 1. Matériel et méthode :

#### Matériel

- Pipette de 50 ml.
- Bêcher.
- Agitateur.
- PH mètre.
- Plaque chauffante.
- Papier filtre plissé.
- Spectrophotomètre.
- Chronomètre électronique.
- Eprouvette graduée 100 ou 500ml.
- Membrane 0.45 m.
- Kit de mesure du fouling index.

#### Réactifs utilisés

- Eau distillée.
- Solution de nitrate d'argent (AgNO<sub>3</sub>).
- Solution d'EDTA 0.1M ou 0.01M.
- Solution d'hydroxyde de sodium 1mole /l (pH 13).
- Murexide.
- Solution pH tampon ammoniacale (pH 10).
- Noir euriochrome.
- Acide nitrique.
- Acide sulfosalicylique.
- Réactifs du fer.
- Réactif de potassium (K<sup>+</sup>).
- Réactif de sodium
- Réactif de Sulfate (SO<sub>4</sub><sup>-2-</sup>)



**Figure 1** : spectrophotomètre.



**Figure 2** : Réactifs utilisés.

## Les échantillons

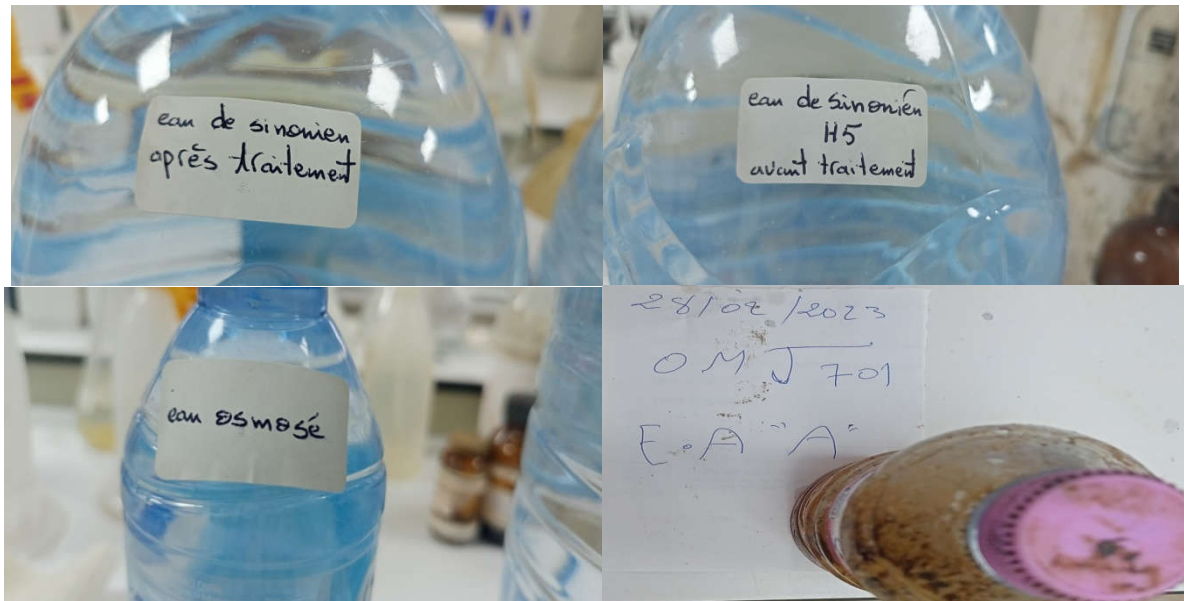


Figure 3 : échantillons des eaux différentes.

## Méthode

1. **Détermination de la densité** : la densité est mesurée à l'aide de densimètre dont les gammes de mesure différent en fonction du résultat recherché.

La méthode de mesure de la densité est la suivante :

- ✓ Prélever le volume nécessaire de l'eau à analyser dans une éprouvette adaptée.
- ✓ Plonger le densimètre dans l'éprouvette. Le centrer afin de limiter les effets de paroi pouvant avoir une incidence sur la valeur de la densité.
- ✓ Attendre que le densimètre se stabilise relever la valeur obtenue.



Figure 4 : le densimètre.



## 2. Détermination de PH :

Potentiel d'hydrogène C'est une mesure de l'activité des ions  $H^+$  contenus dans une eau. En chimie, par convention, on considère le pH de l'eau pure comme celui qui correspond à la neutralité d'une solution. Autrement dit, toute solution de pH inférieur à 7 (à 25°C) est considérée comme acide et inversement.

Des valeurs basses (pH acide) de pH, augmentent la solubilité des dépôts, mais augmente aussi la corrosivité de l'eau. Des valeurs élevées (pH basique) diminuent cette corrosivité, mais augmentent les risques de formation de dépôts.

**La méthode de mesure du PH est la suivante :**

- Rincer abondamment l'extrémité de l'électrode avec de l'eau distillée.
- Immerger l'électrode avec précaution dans la solution dont on veut mesurer le pH.
- Appuyer sur le bouton mesure et attendre quelques minutes, puis lire directement la valeur du pH lorsqu'elle s'est stabilisée.
- Retirer l'électrode, la rincer avec de l'eau distillée et l'essuyer.



**Figure 5** : le PH-mètre.

## 3. Détermination de la salinité d'eau :

La salinité totale d'une eau correspond à la somme des cations et des anions présents exprimée en mg/l.

Tableau :Tableau de conversion (densité /salinité).

DENSITE	SALINITE	DENSITE	SALINITE	DENSITE	SALINITE
<b>1,000</b>	<b>1</b>	1,062	96,00	1,134	210,00
1,001	1	1,064	100,00	1,136	212,00
1,002	2	1,066	104,00	1,138	216,00
1,003	4	1,068	106,00	<b>1,140</b>	<b>220,00</b>
1,004	4	<b>1,070</b>	<b>110,00</b>	1,142	224,00
<b>1,005</b>	<b>10,05</b>	1,072	114,00	1,144	226,00
1,006	10,05	1,074	116,00	1,146	228,00
1,007	11,00	1,076	120,00	1,148	230,00
1,008	12,00	1,078	122,00	<b>1,150</b>	<b>236,00</b>
1,009	13,00	<b>1,080</b>	<b>126,00</b>	1,152	242,00
<b>1,010</b>	<b>14,00</b>	1,082	130,00	1,154	244,00
1,012	20,25	1,084	132,00	1,156	246,00
1,014	21,00	1,086	134,00	1,158	248,00
1,016	24,00	1,088	138,00	<b>1,160</b>	<b>252,00</b>
1,018	28,00	<b>1,090</b>	<b>142,00</b>	1,162	254,00
<b>1,020</b>	<b>32,00</b>	1,092	146,00	1,164	256,00
1,022	36,00	1,094	148,00	1,166	260,00
1,024	38,00	1,096	150,00	1,168	264,00
1,026	41,07	1,098	152,00	<b>1,170</b>	<b>268,00</b>
1,028	44,00	<b>1,100</b>	<b>156,00</b>	1,172	270,00
<b>1,030</b>	<b>46,00</b>	1,102	160,00	1,174	272,00
1,032	51,00	1,104	162,00	1,176	275,00
1,034	54,00	1,106	166,00	1,178	280,00
1,036	56,00	1,108	170,00	<b>1,180</b>	<b>283,00</b>
1,038	58,00	<b>1,110</b>	<b>172,00</b>	1,182	286,00
<b>1,040</b>	<b>62,00</b>	1,112	174,00	1,184	288,00
1,042	63,00	1,114	178,00	1,186	290,00
1,044	66,00	1,116	182,00	1,188	294,00
1,046	72,00	1,118	184,00	<b>1,190</b>	<b>300,00</b>
1,048	74,00	<b>1,120</b>	<b>188,00</b>	1,192	302,00
<b>1,050</b>	<b>78,00</b>	1,122	192,00	1,194	304,00
1,052	83,00	1,124	196,00	1,196	306,00
1,054	84,00	1,126	198,00	1,198	310,00
1,056	86,00	1,128	202,00	<b>1,200</b>	<b>312,00</b>
1,058	90,00	<b>1,130</b>	<b>204,00</b>	1,203	313,00
<b>1,060</b>	<b>94,00</b>	1,132	206,00	1,206	314,00

### 1. Dosage des chlorures (Cl) :

**Principe :** La méthode est basée sur la détermination des ions de chlorure en les complexant avec l'argent (AgCl) par le nitrate d'argent (AgNO<sub>3</sub>) et en présence d'un indicateur coloré : le chromate de potassium.

➤ **Réactifs nécessaires :**

1. Solution de nitrate d'argent (AgNO<sub>3</sub>).

➤ **Matériels :**

- Pipette de 5 ml.
- Bêcher.

➤ **Mode opératoire**

- - Prélever une prise d'essai de l'échantillon (5 ml).
- - Ajouter des gouttes de chromate de potassium, la solution devient jaune.
- Titrer avec Le nitrate d'argent (AgNO<sub>3</sub>) 0.1M jusqu'au virage au rouge brique, soit V1 le volume versé.

➤ **Calcul :**

$$[\text{Cl}] \text{ mg /l} = \frac{V.N.D.35,45.10^3}{PE}$$

**V :** Volume d'AgNO<sub>3</sub> versé en ml.

**N :** Normalité de la solution d'AgNO<sub>3</sub>.

**D :** La dilution.

**PE :** Prise d'essai de l'eau à analyser en ml.

**35,45.10<sup>3</sup> :** Masse atomique du Chlore en milligramme.



**Figure 06 :** Dosage des chlorures (Cl').

## 2. Dosage Du Calcium :

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

➤ **Réactifs nécessaires :**

1. Solution d'EDTA 0.1M ou 0.01M.
2. Solution d'hydroxyde de sodium 1mole /l (pH 13).
3. Murexide.

➤ **Matériels :**

- Pipette de 5 ml.
- Bêcher.

➤ **Mode opératoire**

- Prélever une prise d'essai de l'échantillon (5 ml).
- Ajouter des gouttes de NaOH 1N (ph = 13) + murexide, la solution devient rose.
- Titrer avec L'EDTA 0.1M jusqu'au virage au violet, soit V1 le volume versé.



Figure 07: Dosage Du Calcium.

Calcul :

$$[Ca^{+2}] = \frac{40.08 * M * V1 * 10^3 * D}{Pe}$$

**40.08 g :** Masse molaire du calcium.

**M :** Molarité de l'EDTA.

**V1 :** le volume d'EDTA écoulé.

**Pe :** Prise d'essai.

**D :** facteur de dilution

[Ca<sup>++</sup>] = est exprimée en mg/l.

### 3. Dosage Du magnésium

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

➤ **Réactifs nécessaires** :

1. Solution d'EDTA 0.1M ou 0.01M.
2. Solution pH tampon ammoniacale (pH 10).
3. Noir euriochrome.

➤ **Matériels** :

- Pipette de 5 ml.
- Bêcher.

➤ **Mode opératoire**

- Prélever une prise d'essai de l'échantillon (5 ml).
- Ajouter des gouttes de tampon ammoniacal (ph=10) + noir Euriochrome T, la solution devient rouge-vin
- Titrer avec L'EDTA 0.1M jusqu'au virage au bleu, soit V2 le volume versé.



Figure 08 : Dosage Du magnésium.

Calcul :

$$[Mg^{+2}] = \frac{24.3 * M * (V2 - V1) * 10^3 * D}{Pe}$$

24.3 g : masse molaire de du Magnésium.

M : Molarité d'EDTA.

V : (V2-V1) Volume d'EDTA écoulé.

**Pe** : prise d'essai (20ml).

**D** : Facteur de dilution.

#### **4. Dosage du fer total**

##### **1ère méthode :**

➤ **Principe** : La méthode est basée sur la détermination du fer total dans l'eau en complexant. Les ions du fer avec l'acide diamine tétra acétique EDTA (complexométrie).

➤ **Réactifs nécessaires :**

1. Solution d'EDTA 0.1M ou 0.01M
2. Acide nitrique.
3. Acide sulfosalicylique.

➤ **Matériels :**

- Pipette de 5 ml.
- Bêcher.
- Photo spectromètre.

➤ **Mode opératoire**

##### **1ère méthode :**

- Avant de doser le fer il faut s'assurer de sa présence, pour cela on prélève 50ml de l'échantillon dans un bécher de 250ml,
- Oxyde le milieu avec HNO<sub>3</sub> à chaud,
- Laisser refroidir,
- Elève le ph avec NaOH entre 2.5-3
- Ajouter d'acide acétique dilué et d'acétate de sodium.
- Ajoute ensuite 5ml d'indicateur (Acide sulfosalicylique).
- Titrer par l'EDTA 0.1M ou 0.01M selon la concentration du fer jusqu'à virage pourpre au jaunâtre.

##### **2ème méthode :**(par spectro photo mètre).

1. Vérifier le PH de l'échantillon. Domaine nécessaire entre 3-8.
2. Pipeter 1 ml d'échantillon Dans un tube à essai.
3. Ajouter 1dose de Fe-1K avec le capuchon doseur bleu, fermé avec le bouchon fileté.
4. Agiter vigoureusement le tube pour la dissoudre la substance solide.
5. Temps de réaction 5 min.
6. Placer le tube dans le compartiment, faire coïncider le trait du tube sur celui du photomètre.



Figure 09 :Réactifs du fer.

Calcul :

$$[fer] = \frac{56 * M * V * 1000 * D}{Pe}$$

- **56g** : masse molaire du fer.
- **M** : molarité de l'EDTA.
- **V** : Volume d'EDTA versé.
- **Pe** : prise d'essai de l'échantillon.
- **D** : Facteur de dilution.

#### 5. Dosage de potassium (K<sup>+</sup>) :

1. Filtré les solutions à analyser trouble.
2. Vérifier le PH de l'échantillon. Domaine nécessaire entre 3-12.
3. Pipeter 2.0ml l'échantillon Dans un tube à essai fermé avec le bouchon fileté et mélanger.
4. Vérifier le PH de l'échantillon. Domaine nécessaire entre 10-11.5.
5. Ajouter 6gouttes de K-1K fermé avec le bouchon fileté et mélanger.
6. Ajouter 1microcuiller bleue arasée K-2K de fermé avec le bouchon fileté et mélanger
7. Agiter vigoureusement le tube pour la dissoudre la substance solide.
8. Temps de réaction 5 min.
9. Placer le tube dans le compartiment, faire coïncider le trait du tube sur celui du photomètre.



Figure 10 : Réactif de potassium ( $K^+$ ).

**6. Dosage Sulfate ( $SO_4^{2-}$ ) :**

1. Filtré les solutions à analyser trouble.
2. Vérifier le PH de l'échantillon. Domaine nécessaire entre 3-12.
3. Pipeter 5.0ml l'échantillon Dans un tube à essai fermé avec le bouchon fileté et mélanger.
4. Ajouter 1microcuiller bleue arasée  $SO_4^{-1}K$  de fermé avec le bouchon fileté.
5. Agiter vigoureusement le tube pour la dissoudre la substance solide.
6. Temps de réaction 5 min. puis mesurer immédiatement.
7. Placer le tube dans le compartiment, faire coïncider le trait du tube sur celui du photomètre.



Figure 11 : Réactif de Sulfate ( $SO_4^{2-}$ ).

**7. Dosage du baryum ( $Ba^{+2}$ ) :**

1. Filtré l'eau à analyser.
2. Pipeter 25 ml l'échantillon Dans un tube à essai.
3. Ajouter .... Ba-1K de fermé avec le bouchon fileté.
4. Agiter vigoureusement le tube pour la dissoudre la substance solide.
5. Temps de réaction 5 min. puis mesurer immédiatement.



6. Placer le tube dans le compartiment, faire coïncider le trait du tube sur celui du photomètre

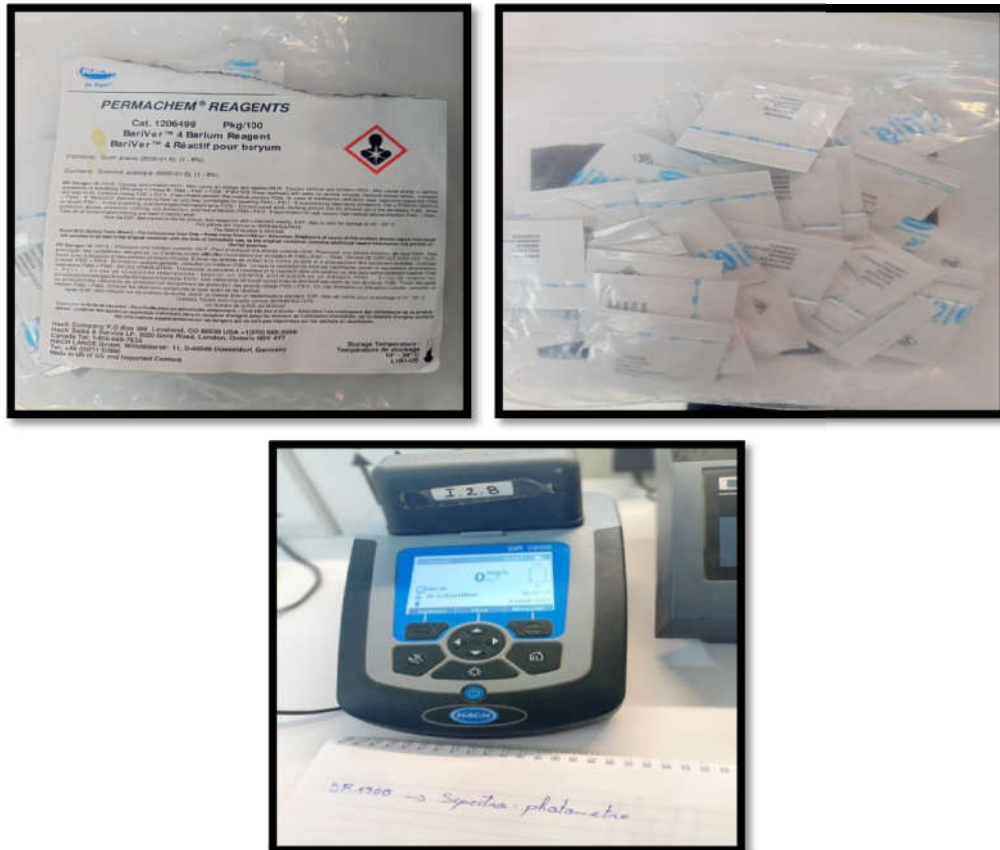


Figure 12 :Etapes du dosage du baryum ( $Ba^{+2}$ ).

➤ Calcul :

V : Volume versé en ml.

D : La dilution.

PE : Prise d'essai de l'eau à analyser en ml.

$137,327.10^3$  : Masse atomique du baryum en milligramme.

### 8. Dosage du sodium Na :

1. Pipeter 0.50 ml de Na-1K Dans un tube à essai et mélanger.
2. Ajouter 0.50 ml d'échantillon à la pipette fermé avec le bouchon fileté et mélanger.
3. Temps de réaction 1 minute.
4. Placer le tube dans le compartiment, faire coïncider le trait du tube sur celui du photomètre.

$$[Ba^{+2}] = \frac{137,327.10^3.D.M.V_1}{Pe}(\text{mg/l}).$$



Figure 13 :Réactif du Sodium

Calcul :

$$[Na^+] = \frac{22.98 * M * V1 * 10^3 * D}{Pe}$$

**22.98g** : Masse molaire du sodium.

**M** : Molarité de l'EDTA.

**V1** : le volume d'EDTA écoulé.

**Pe** : Prise d'essai.

**D** : facteur de dilution

**[Na<sup>+</sup>]** =est exprimée en mg/l.

**Mesure de la turbidité :**

**Principe :**

La turbidité des eaux usées est causée par des matières en suspension composées d'argile, de limon, de particules organiques, de plancton et de divers autres organismes microscopiques. La turbidité est un indice de la présence de particules en suspension dans l'eau. Elle est déterminée à

l'aide d'un néphélémètre. Cet appareil mesure la lumière dispersée par les particules en suspension avec un angle de 90° par rapport au faisceau de lumière incident.

**Mode Opérateur :**

- Pipeter 25 ml d'échantillon Dans une cuvette a essai.
- Allumer le turbidimètre par la touche ON/OFF.
- Placer la cuvette dans le logement de mesure et fermer le capot.
- Lire lorsque le signal est stable et noter le résultat.



**Figure 14 :** turbidimètre.

**Mesure de SDI :**

**L'intérêt de la surveillance du pouvoir colmatant**

Le pouvoir colmatant d'un liquide est généralement apprécié et surveillé par la mesure périodique du paramètre nommé « Fouling Index ». Celui-ci est de loin le plus utilisé dans tous les pays et spécialement pour les circuits de distillation d'eau. Il permet de suivre dans l'espace et dans le temps la charge en matière non dissoute, colloïdale, résidu divers. On peut ainsi mesurer l'efficacité des systèmes d'épuration mis en œuvre et en évaluer la nécessité et la nature. Son intérêt découle également de sa simplicité de son faible cout, il réclame quelques minutes et d'un appareil très simple.

**Procédure :**

1. S'assurer que la vanne ON/OFF est en position OFF, raccorder et fixer le flexible au point d'échantillonnage.
2. Dévisser les deux moitiés du support du filtre et mettre en place un tamis de 47 mm et de 0,45 µ (membrane blanche) sur la plaque de support. Revisser les deux moitiés pour solidariser l'unité.
3. Ouvrir l'alimentation et la vanne ON/OFF.
4. Régler le régulateur de pression sur 207 kPa (30 psi) /
5. Fermer la vanne ON/OFF et retirer le tamis.

6. Le remplacer par un tamis propre inutilisé.
7. Ouvrir la vanne ON/OFF pendant une seconde pour évacuer l'air.
8. Placer l'unité au-dessus du verre gradué de 100 ml et ouvrir la vanne une fois encore tout en démarrant le chronomètre.
9. Chronométrer le temps nécessaire pour remplir l'éprouvette graduée 500 ml d'eau (ti) et laisser s'écouler l'eau.
10. Au bout de 5 minutes (temps T), chronométrer et noter le temps (tf) nécessaire pour Recueillir un autre échantillon d'eau de 500 ml.
11. Répéter cette opération au bout de 10 et de 15 minutes pour obtenir les valeurs (tf) à l'instant.

T=10 et T = 15.

### **Calcul de l'indice de colmatage :**

Formule de calcul de l'indice de colmatage (SDI) :

Noter l'indice de colmatage et le temps d'écoulement total T en minutes.

$$\text{SDI}_T = \left(1 - \frac{t_i}{t_f}\right) 100 T$$

ti = temps initialement nécessaire pour recueillir un échantillon de 500 ml (secondes).

tf = temps nécessaire pour recueillir un échantillon de 500 ml après le temps T (secondes).

T = temps d'écoulement total (minutes).

Remarque :

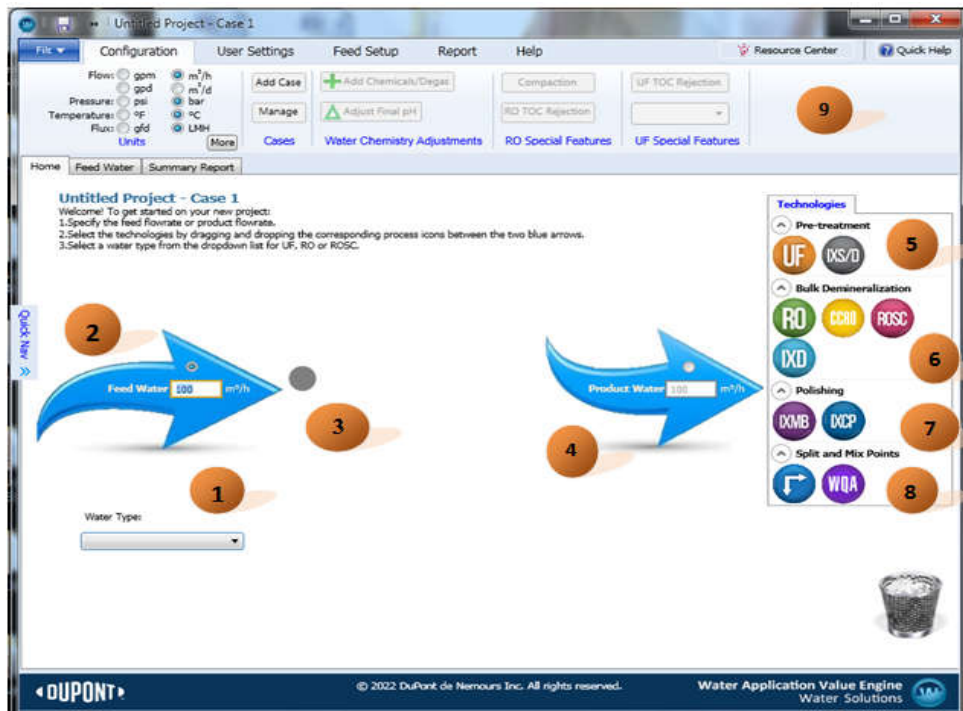
1. Maintenir une pression de 207 kPa (30 psi) pendant toute la durée du test. Régler le régulateur de pression si nécessaire
2. S'assurer que la température de l'eau reste constante pendant tout le processus (+/- 1°C), le débit variant d'environ 3 % par °C.

## **II. Simulation avec le logiciel**

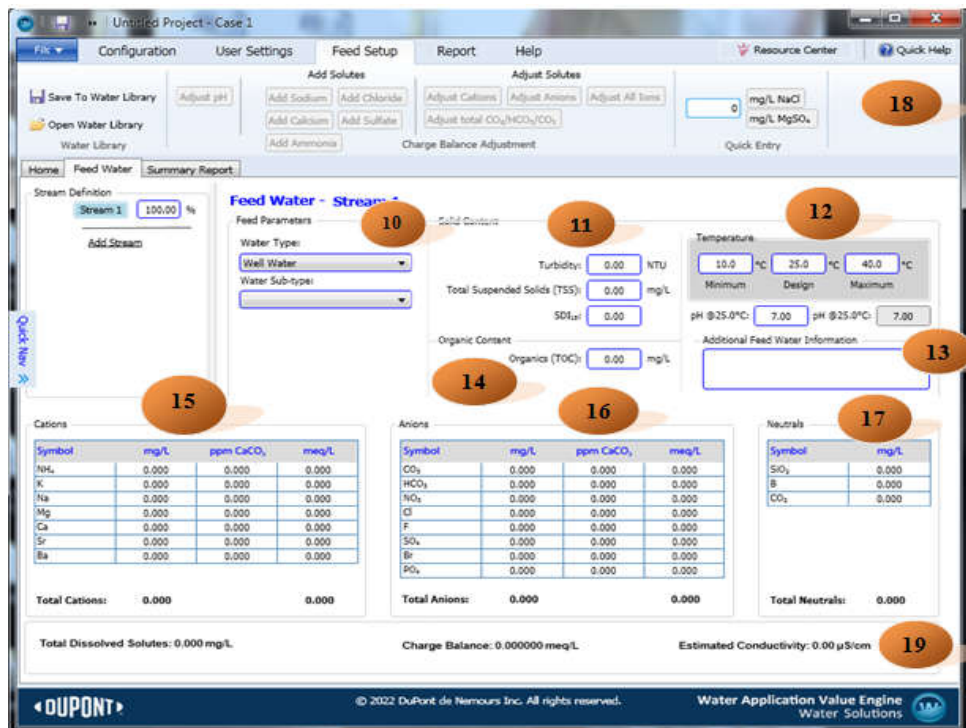
La manipulation du logiciel Wave DOW est très simple, ne nécessitant pas beaucoup de paramètres d'entrée, il peut nous donner des résultats très fiables. Sa plateforme est claire, comme le montre la figure, il suffit donc de connaître la qualité de l'eau à filtrer, donc les concentrations de produits chimiques présents dans l'eau, la nature de l'eau, sa température, son PH et sa turbidité, ainsi qu'un débit, soit le débit d'entrée à la membrane, ou le débit de sortie, ce qui fait que cet outil informatique soit performant et précis. On peut choisir soigneusement la nature de l'eau à traiter : une eau de puits, un perméat, une eau adoucie, des eaux municipales, des eaux de surface, des eaux de mer ou des rejets. Wave DOW a une base de données actualisée sur les membranes, ce qui

permet de voir les résultats de traitement avec plusieurs membranes, selon les références, puis choisir la plus performante.

La figure suivante représente la plateforme du logiciel.



a)



b)

Figure 15 : Plateforme du logiciel Wave DOW.

## *Annexes*

---

La légende :

a)

- 1- Nature de l'eau.
- 2- Débit d'entrée.
- 3- Caractéristiques de l'eau.
- 4- Températures.
- 5- Zone d'insertion du type de traitement.
- 6- Débit de sortie.
- 7- Membranes d'ultrafiltration.
- 8- Membranes d'osmose inverse.
- 9- Membranes à échange d'ions.

b)

- 10- Points mixtes.
- 11- Panneau de configuration.
- 12- Type de l'eau.
- 13- PH de la solution.
- 14- Taux de la matière organique.
- 15- Concentrations des cations.
- 16- Concentrations des anions.
- 17- Concentrations des ions neutres.
- 18- Paramètres d'ajustements.
- 19- Caractéristiques physico-chimiques de la solution.