

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

---

N° Série : ...../2024

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 Académique**

Présenté Par :

**CHAIBI Maroua, TOBOK Hind**

-THEME-

---

**EVALUATION DE LA TECHNIQUE DE TRAITEMENT D'EAU  
D'INJECTION PAR OSMOSE INVERSE DANS LE CHAMP HMD**

---

Soutenu le : 08 / 06 / 2024 devant la commission d'examen

Président :	KHEBBAZ Mohamed El Ghali	MAA	Univ. Ouargla
Examinatrice :	BELMILOUD Fatima Zohra	MAA	Univ. Ouargla
Rapporteur :	ARBAOUI Mohamed Ali	MCA	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2023/2024

## *Remerciements*

*Tout d'abord, nous tenons à remercier Dieu, De nous avoir donné la santé, la volonté et la patience pour mener à terme notre mémoire de fin d'étude et pouvoir réaliser ce travail de recherche.*

*Nous tenons à remercier notre encadrant **Mr ARBAOUI MOHAMED ALI** pour son soutien tout au long de mon travail, Sans oublier **MR HENNI CHERIF** qui nous a soutenu durant notre stage pratique*

*Nous tenons à remercier fortement l'équipe de service hydraulique de traitement des eaux de base IRARA à Hassi Messaoud, qui a accepté généreusement de nous orienter, et qui nous a permis d'avoir toutes les références et les renseignements possibles, et tous nos chers formateurs et formatrices au sein du département EP, qui n'ont jamais hésité à nous encadrer ou à nous octroyer la main de soutien et d'assistance.*

*Nous tenons à remercier le président de jury **KHEBBAZ Mohammed El Ghali**, et l'examinatrice **BELMILOUD Fatima Zohra** qui ont accepté de lire, d'évaluer, et de juger, ce modeste travail Ainsi que toute l'équipe pédagogique de notre Faculté et surtout de Département de production des hydrocarbures.*

# DEDICACE

À ma chère mère, **Nawel** qui a été ma source de soutien et d'inspiration tout au long de ce parcours académique. Ton amour inconditionnel et tes encouragements m'ont porté jusqu'à la fin de ce mémoire. Merci pour ta présence constante et ton inestimable soutien. Ce travail est dédié à toi, en reconnaissance de tout ce que tu as sacrifié pour moi. Je t'aime infiniment.

A mes chers frères, **Mohammed** et **Amine** compagnons de jeu, de rires et de souvenirs inoubliables. Votre soutien indéfectible et votre confiance en moi ont été mes piliers tout au long de cette aventure académique. Chaque moment partagé ensemble a contribué à ma croissance personnelle et intellectuelle. Merci pour votre amour inconditionnel et votre encouragement constant. Cette réussite est également la vôtre. Ensemble, nous sommes plus forts. Je vous aime.

À mes chers amis, spécialement mon binôme **TOBOK Hind** qui ont été ma bouée de sauvetage dans les moments de doute, mes complices dans les heures de détente, et mes partenaires dans les défis de la vie étudiante. Votre présence joyeuse et votre soutien inébranlable ont illuminé ce chemin parfois ardu. Ce mémoire est le fruit de nos échanges, de nos débats enflammés, et de nos fous rires partagés. Merci pour votre amitié sincère et votre précieux soutien. Ce succès est aussi le vôtre, car chacun de vous a contribué à ma réussite. A nos souvenirs partagés et à ceux à venir. Vous êtes mes étoiles dans le ciel de cette aventure. Je vous adore.

À ma meilleure personne, **Nader** celle qui a été ma boussole dans les tempêtes, mon rocher dans les moments d'incertitude, et ma lumière dans les ténèbres. Merci pour ta patience infinie, tes conseils avisés et ton soutien sans faille. Ce travail est dédié à toi, en reconnaissance de tout ce que tu représentes pour moi. Tu es ma source d'inspiration et de force.

**Maroua CHAIBI**



**DEDICACE**

*Je désire remercier les professeurs et le cadre administratif de l'université de **KASDI MERBAH OURLA** qui m'ont fourni les outils nécessaires à la réussite de mes études universitaires. Je remercie plus spécialement, mon encadrant académique monsieur **ARBAOUI MED ALI** qui a guidé mon mémoire, et je le remercie aussi pour son soutien constant, sa disponibilité, et sa confiance.*

*Sans oublier d'exprimer ma profonde gratitude à **mes très chers parents**, qui me réservent toujours compréhension, tendresse et amour. Je remercie **mes sœurs**, et **mon frère**, pour leurs encouragements.*

*Je remercie aussi **mes amis et mes collègues** qui m'ont apporté leur soutien intellectuel et moral tout au long de ma démarche.*

*Je ne veux pas oublier ma partenaire **Chaïbi Maroua** dans les moments difficiles, mon amie, que je remercie pour sa flexibilité, son travail acharné et sa compréhension.*

*Enfin, je remercie tous ceux qui ont participé de loin ou de près à la réalisation de ce modeste travail.*

*Tobok Hind*

## **Résumé**

Les industriels du pétrole utilisent l'injection d'eau pour le dessalage, mais cette pratique peut entraîner des dépôts de sulfate de baryum. Ces dépôts peuvent obstruer les équipements et réduire l'efficacité du processus.

Pour résoudre ce problème, la méthode de traitement par osmose inverse a été étudiée et mise en œuvre. Cette technique consiste à déminéraliser l'eau d'injection en éliminant les ions problématiques, tels que les sulfates, avant l'injection. Le processus inclut un prétraitement rigoureux de l'eau pour éliminer les particules en suspension et les impuretés colloïdales, suivi de l'application d'osmose inverse pour assurer une déminéralisation efficace.

Les résultats obtenus à partir des tests effectués sur le puits MD525 dans le champ HMD ont démontré l'efficacité de l'osmose inverse pour prévenir la formation de dépôts minéraux, où les ions de sulfate sont diminués de 1100 mg/l à 67 mg/l. Les simulations réalisées via le logiciel Wave ont validé la fiabilité de cette approche. Les résultats confirment que la déminéralisation des eaux d'injection par osmose inverse est une solution viable pour améliorer la compatibilité des eaux et prévenir les dépôts, augmentant ainsi l'efficacité et la durabilité du processus d'injection.

**Mots clé :** dessalage, dépôts, osmose inverse, injection, prétraitement, déminéralisation, Wave.

## **Abstract**

Oil industry operators use water injection for desalination, but this practice can lead to barium sulfate. These deposits can clog equipment and reduce process efficiency.

To address this issue, the reverse osmosis treatment method was studied and implemented. This technique involves demineralizing the injection water by removing problematic ions, such as sulfates, before injection. The process includes rigorous pre-treatment of the water to remove suspended particles and colloidal impurities, followed by the application of reverse osmosis to ensure effective demineralization.

The results obtained from tests conducted on well MD525 in the HMD field demonstrated the effectiveness of reverse osmosis in preventing the formation of mineral deposits, where the sulfate ions are reduced from 1100 mg/l to 67 mg/l. Simulations carried out using the Wave software validated the reliability of this approach. The results confirm that

demineralizing injection water through reverse osmosis is a viable solution to improve water compatibility and prevent deposits, thereby increasing the efficiency and durability of the injection process.

**Keywords:** Desalination, deposits, reverses osmosis, injection, pre-treatment, demineralization, Wave.

## الملخص

يستخدم عمال صناعة النفط حقن المياه لإزالة الأملاح، لكن هاته التقنية يمكن أن تؤدي إلى ترسب كبريتات الباريوم. هاته الاخيرة تقود الى انسداد المعدات والتقليل من كفاءة العملية.

لمعالجة هذه المشكلة، تمت دراسة وتنفيذ طريقة معالجة التناضح العكسي وتتعمد هذه التقنية على إزالة المعادن من مياه الحقن عن طريق إزالة الأيونات المشكلة لهاته الترسبات، مثل الكبريتات. تسبق العملية معالجة أولية دقيقة للمياه لإزالة الجسيمات العالقة والشوائب الغروية، يليها تطبيق التناضح العكسي لضمان إزالة فعالة للمعادن.

أظهرت النتائج المستخلصة من الاختبارات التي أجريت على البئر MD525 في حقل حاسي مسعود فعالية التناضح العكسي في منع تكوّن الرواسب المعدنية، حيث تم تقليل أيونات الكبريتات من 1100 ملغ/ل إلى 67 ملغ/ل. وأكدت المحاكاة التي تم إجراؤها باستخدام برنامج وايف فعالية هاته التقنية. تؤكد النتائج أن إزالة المعادن من مياه الحقن عن طريق التناضح العكسي هي حل قابل للتطبيق لتحسين توافق المياه ومنع الترسبات، مما يزيد من كفاءة وديمومة عملية الحقن.

**الكلمات المفتاحية:** إزالة الأملاح، الترسب، التناضح العكسي، حقن، معالجة أولية، إزالة المعادن . وايف،

## Table des matières

Remerciements .....	I
Dedicace .....	II
Dedicace .....	III
Résumé .....	IV
Liste des figures.....	XI
Liste des tableaux .....	XII
Symboles et abréviations .....	XIII
Introduction générale.....	1
Chapitre I Traitement des eaux d'injection .....	4
Introduction .....	5
I.1. Généralités sur les prétraitements de l'eau.....	5
I.1.1. Dégrillage et tamisage .....	6
I.1.2. Chloration .....	6
I.1.3. Clarification.....	6
I.1.3.1. La coagulation.....	6
I.1.3.2. La floculation.....	7
I.1.3.3. La décantation.....	8
I.1.3.4. Filtration.....	9
I.1.4. Prévention de l'entartrage.....	11
I.1.5. Dé-chloration.....	11
I.2. la désulfatation : .....	12
I.2.1. Les techniques de désulfatation : .....	12
I.2.1.1. Traitements chimiques par chlorure de baryum BaCl <sub>2</sub> .....	12
I.2.1.2. Un réacteur biologique pour traiter le sulfate .....	12
I.3. Les procédés à séparations membranes : .....	13
I.3.1. Définitions de la membrane.....	13

I.3.2. Schéma de fonctionnement de la membrane .....	13
I.3.3. Classification des membranes .....	14
I.3.3.1. Membranes Minérales.....	14
I.3.3.2. Membranes Organiques .....	15
I.3.3.3. Membranes Composites.....	15
I.3.3.4. Membranes échangeuses d'ions.....	15
I.3.4. Grandeurs caractéristiques de la filtration membranaire .....	15
I.3.5. Différents procédés de séparation membranaire .....	17
I.3.5.1. Microfiltration (MF) .....	17
I.3.5.2. Ultrafiltration (UF) .....	17
I.3.5.3. Nanofiltration (NF) .....	18
I.3.5.4. Osmose inverse (OI) .....	18
I.3.6. Les modules .....	19
I.3.6.1. Module plan .....	20
I.3.6.2. Module tubulaire.....	20
I.3.6.3. Module spiralé .....	21
I.3.6.4. Modules fibre creuse.....	21
I.3.7. Mise en œuvre des membranes.....	22
I.3.7.1. Filtration frontale .....	22
I.3.7.2. Filtration tangentielle .....	22
I.3.8. Configuration du système membranaire.....	23
I.3.8.1. Système mono-étage .....	23
I.3.8.2. Système di- étages en série rejet .....	24
I.3.8.3. Système di-étage en série production .....	24
I.3.8.4. Système di- étages hybrides rejet- production.....	24
Conclusion.....	24
CHAPITRE II Les Problèmes de l'injection d'eau .....	26



Introduction .....	26
II.1. Production de pétrole avec injection d'eau .....	27
II.2. Risques liés à l'injection de l'eau .....	27
II.2.1. Corrosion.....	27
II.2.2. Les dépôts divers.....	29
II.2.2.1. Les sels solubles .....	29
II.2.2.2. Les sels peu solubles .....	29
II.2.3. Mécanisme de formation des dépôts minéraux :.....	33
II.2.3.1. Les paramètres influençant sur leur formation (l'effet de la température- l'effet des de la salinité - l'effet de la pression- l'effet de pH) .....	35
II.2.4. Comparaison entre les trois dépôts.....	35
II.2.6. Traitement curatif .....	36
Conclusion.....	37
Chapitre III Système De Dessalage dans le champ de HMD.....	39
Introduction .....	40
III.1. Les moyens de lutte contre les dépôts à HMD .....	40
III.1.1. Travail au câble (Wire Line).....	40
III.1.2. Lavage à l'eau .....	41
III.1.2.1. Pompe BSB [Lavage par l'injection eau en continue au fond du puits] .....	41
III.1.2.2. Bouchons d'eau.....	41
III.1.2.3. Injection continue.....	42
III.1.2.4. Squeeze d'eau dans la couche .....	43
III.1.3. Snubbing .....	43
III.1.4. Coiled tubing.....	43
III.1.5. Les inhibiteurs.....	44
III.1.5.1. Définition des inhibiteurs.....	44
III.1.5.2. Type des inhibiteurs .....	44

III.2. Le Dessalage.....	44
III.2.1. Définition de Dessalage .....	44
III.2.2. Généralité sur les eaux .....	44
III.2.2.1. Les eaux dans les champs pétroliers .....	44
III.2.3. Choix de l'eau de dessalage.....	45
III.2.4. Les complétions .....	46
III.2.5. Les modes de dessalage .....	46
III.2.5.1. Dessalage classique à basse pression .....	46
III.2.5.2. Dessalage par réseau pressurisé .....	47
III.2.5.2.2. Installations de surface.....	48
III.2.6. Réseau d'eau du Dessalage champ HMD.....	52
Conclusion.....	53
Chapitre IV Evaluation de traitement d'eau d'injection par osmose inverse dans le champ de HMD .....	54
Introduction .....	55
IV.1. Présentation de la zone d'étude (Hassi Messaoud) .....	55
IV.1.1. Historique du champ de Hassi-Messaoud .....	55
IV.1.2. Situation Géographique .....	56
IV.1.3. Caractéristique du réservoir.....	56
IV.1.4. Stratigraphie du champ.....	58
VI.2. Situation du puits MD525 (Zone 15) .....	59
VI.2.1. Diagramme de pression et de gisement de puits MD525 .....	60
VI.2.2. Les critères de choix .....	61
VI.3. L'osmoseur.....	61
VI.3.1. Généralités .....	62
VI.3.2. Caractéristiques de l'eau d'alimentation.....	63
VI.4.3. Description des composants.....	64

VI.3.4. Fonctionnement .....	65
VI.3.5. Membranes utilisées .....	67
VI.3.6. Eau d'injection.....	67
VI.3.7. Objectif du traitement .....	69
IV.4. Présentation du logiciel Wave DOW .....	71
IV.4.1. Simulation avec le logiciel .....	71
IV.4.2. Rapport de simulation d'osmose inverse.....	73
VI.5. Évaluation de l'injection de l'eau osmosée dans le puits MD525.....	76
Conclusion.....	77
Conclusion.....	80
Recommandations .....	81
Références .....	83
Bibliographie .....	84
Annexe.....	87

## LISTE DES FIGURES

Figure I. 1 Schéma de coagulation .....	7
Figure I. 2: Bac à décantation.....	8
Figure I. 3: Structure interne d'une membrane à spirale .....	14
Figure I. 4: Phénomène d'osmose inverse .....	19
Figure I. 5: Module plan .....	20
Figure I. 6: Membrane tubulaire.....	21
Figure I. 7: Module spiralé .....	21
Figure I. 8: Module à fibres creuses .....	22
Figure I. 9: Modes de filtration d'une membrane .....	23
Figure II. 1: Cristal du chlorure de sodium .....	29
Figure II. 2: Dépôts de $CaSO_4$ dans une pipe de pétrole.....	31
Figure II. 3: La Célestine.....	32
Figure II. 4: La précipitation de $CaSO_4$ dans les installations de fond et de surface.....	33
Figure II. 6: Outil de milling .....	37
Figure II. 7: Outil de jetting.....	37
Figure III. 1 Une pompe BSB alimenté par Scrubber .....	49
Figure III. 2: Les bacs d'eau.....	49
Figure VI. 1: La situation géographique.....	56
Figure VI. 3: la coupe stratigraphique .....	58
Figure VI. 4: Le puits MD525 (zone 15).....	60
Figure VI. 5: Diagramme de pression et de gisement de puits MD525 .....	60
Figure VI. 7: L'osmoseur .....	61
Figure VI. 8: Les membranes utilisées .....	67
Figure VI. 9: La plateforme du logiciel.....	72
Figure VI. 10: Schéma d'écoulement du système RO .....	73
Figure VI. 11: La salinité du puits MD525 .....	76
Figure VI. 12: Concentration des dépôts.....	76
Figure VI. 13: La formation des dépôts de sulfate de baryum dans le puits MD525...	77
Figure VI. 14: Le MAP due à la rupture de stock des produits chimiques .....	78

## **LISTE DES TABLEAUX**

Tableau I. 1: Temps des décantations des différentes particules .....	9
Tableau II. 1: Facteurs de la corrosion .....	28
Tableau II. 2: Analyses moyennes des eaux Albien et Cambrien .....	30
Tableau II. 3: comparaison des solubilités .....	36
Tableau III. 1: Stations BP et leur nombre de puits salée (en Avril 2022).....	50
Tableau III. 2: Les stations HP et leur nombre de puits salée (en Avril 2022). .....	50
Tableau VI. 2: Caractéristiques des membranes utilisées .....	67
Tableau VI. 3: L'analyse chimique de l'eau .....	69
Tableau VI. 4: Résultats des analyses physico-chimiques effectuées sur l'échantillon d'eau prélevé de l'eau osmosée .....	70
Tableau VI. 5: Description du système RO.....	73
Tableau VI. 6: Concentrations de solutés RO - Passe 1 .....	74
Tableau VI. 7: Concentrations de solutés RO - Passe 2.....	75

## Symboles et abréviations

Symbole	Signification
HMD	Hassi Messaoud
MES	Matières en suspensions
COT	Carbone organique total
RIE	Les résines échangeuse d'ions
Q	Débit
PTM	Pression transmembranaire
J	Flux
S	Surface géométrique de la membrane
Jp	Perméabilité hydraulique de la membrane
R	Le taux de rétention
MF	La microfiltration
UF	L'ultrafiltration
NF	La nanofiltration
OI	L'osmose inverse
BAM	Les bioréacteurs à membranes
DCO	Demande Chimique en Oxygène
TDS	Total des solides dissous

---

# Introduction générale

---

## Introduction générale

---

L'industrie pétrolière vise à maximiser les performances de production et à exploiter au maximum les réserves d'huile disponibles. Afin d'atteindre cet objectif, elle combat tous les défis qui entravent la productivité.

Cependant, pendant la durée de vie d'un gisement, la productivité des puits diminue après une période de production en raison de la déplétion naturelle ou d'un éventuel dommage à la couche productrice à proximité du puits.

Dans la région de HASSI Messaoud, la production du pétrole est soutenue par l'injection d'eau de dessalage dans les puits producteurs afin de dissoudre les sels qui se déposent sur les parois au fond du puits. Ces sels sont principalement issus de l'eau de gisement qui présente une salinité d'environ 350 g/l.

Cette précipitation des sels entraîne une élévation du facteur d'endommagement et par conséquent une réduction significative de la porosité ainsi que la perméabilité de la matrice.

Le dessalage dans le champ de HMD est assisté par l'injection d'eau pour dissoudre les sels provoquant des dépôts sur les parois au fond du puits.

L'eau utilisée pour cette opération est soustraite de la nappe Albienne à une certaine profondeur à travers des puits producteurs d'eau, cette eau injectée riche en anions sulfate  $\text{SO}_4^{2-}$  et l'eau de gisements riches en cations alcalino-terreux (baryum  $\text{Ba}^{2+}$ , strontium  $\text{Sr}^{2+}$ ) donc l'incompatibilité entre ces eaux provoque des dépôts de sulfate de baryum  $\text{BaSO}_4$  au niveau de la roche réservoir, des alentours des puits, la colonne de production et les installations de surface.

Lors de dessalage, l'ingénieur fait face à plusieurs problèmes, les plus fréquents sont les risques de colmatage, de bouchage des puits d'injection, de corrosion des conduites et d'incompatibilité des eaux. Donc il est appelé à trouver des solutions pour palier et diminuer les risques cités ci-dessus.

Plusieurs techniques de traitement d'eau existent : traitement chimique, traitement biologique, traitement physique. Il s'agit de choisir celle qui assure un débit et une qualité d'eau cibles requis pour les puits d'injection.



## Introduction générale

---

Notre travail porte sur traitement membranaire par Osmose inverse d'une eau souterraine pour le dessalage, ainsi que l'impact d'eau osmosé sur les puits salés et la formation des dépôts.

Dans le cadre de ce projet de fin d'étude, nous sommes appelées à choisir la meilleure technique de traitement des eaux de L'albien, situé dans la zone de Hassi Messoud à Ouargla, entre le traitement chimique et l'osmose inverse. En effet depuis un certain temps, la filtration sélective présente un réel avancement dans les technologies de traitement

Différents programmes ont été créés, y compris le Wave DOW, qui se concentre sur le traitement des membranes (Osmose Inverse, Ultrafiltration et Résines à Échange d'Ions). Il est donc essentiel que les décisions prises soient basées sur les résultats des simulations et qu'elles soient en accord ou proches des résultats obtenus à l'échelle du laboratoire.

Ce mémoire s'organise en quatre chapitres dont, le premier présente le traitement des eaux d'injection, suivi d'un second chapitre dédié aux conséquences liées à l'injection d'eau. Le troisième chapitre porte des généralités sur le système de dessalage dans le champ de HMD, un quatrième chapitre consacré à l'évaluation de traitement d'eau d'injection par osmose inverse dans le champ étudié et on finit par une conclusion et recommandations .



---

# Chapitre I

## Traitement des eaux d'injection

---



### Introduction

On remarque que la majorité des gisements à grand usage sont exploités par injection d'eau. La présence de l'eau en quantité adéquate et le faible coût peuvent expliquer cette utilisation courante. Néanmoins, cette méthode comporte des désavantages importants (corrosion, dépôt,...) en raison de l'incompatibilité entre les eaux d'injection et les eaux de gisement, ce qui entraîne des dommages irréversibles aux installations de production. C'est la raison pour laquelle de nombreux chercheurs et scientifiques étudient les diverses technologies de traitement de l'eau.

### I.1. Généralités sur les prétraitements de l'eau

Il y a diverses méthodes de traitement de l'eau qui varient en fonction de la nature de l'eau brute à traiter et qui peuvent être classées en quatre catégories : Un processus de traitement physique (dégrillage, décantation, filtration, tamisage), un processus de traitement physico-chimique (coagulation-floculation), un processus chimique (oxydation, neutralisation, acidification), ainsi qu'un processus biologique.

Les traitements mentionnés précédemment dans le cadre d'un traitement membranaire sont perçus comme un prétraitement visant à extraire de l'eau brute les graviers, les sables et les particules minérales plus ou moins fines. Cela vise à prévenir les dépôts dans les canaux et conduites, ainsi qu'à protéger les pompes et les membranes de l'abrasion. De plus, ils évitent le colmatage des modules par des matières en suspension, que ce soit par des micro-organismes ou des dépôts de sel.

Les caractéristiques qui interviennent dans la définition et le type du prétraitement sont :

- Les caractéristiques physico-chimiques de l'eau à traiter : MES, turbidité, COT (Carbone organique total), hydrocarbures, algues, composition chimique, pH ;
- Les conditions de fonctionnement des membranes : taux de conversion, pression ;
- Le type de membrane utilisée.

Il est évident que le traitement d'une eau brute après son captage est influencé par sa qualité et ses composants, qui peuvent varier au fil du temps et d'une région à l'autre. Ainsi, il est nécessaire d'analyser régulièrement l'eau avant de la traiter. [1]

Le prétraitement se divise en plusieurs étapes principales :

- Dégrillage et tamisage
- Chloration
- Clarification
- Prévention de l'entartrage
- Dé-chloration

### **I.1.1. Dégrillage et tamisage**

Cette étape a pour but d'éliminer les plus gros débris, et cela par le passage de l'eau captée à travers des grilles et tamis. Cette étape n'est nécessaire que dans le cas où notre eau contient beaucoup de MES,

### **I.1.2. Chloration**

L'objectif de cette étape est d'inactiver les micro-organismes (bactéries), les microalgues, champignons. La prolifération des organismes vivants est bloquée par un procédé de désinfection. Sinon cela peut conduire à l'obstruction de l'installation ou au colmatage des membranes. Le procédé de chloration le plus répandu est l'injection du chlore, dissous dans l'eau, il libère l'ion hypochloreux ( $\text{HClO}^{\cdot}$ ) qui est l'agent actif de la stérilisation

### **I.1.3. Clarification**

La clarification représente une étape très importante dans le traitement de l'eau, comme c'est cité dans l'introduction, son but est d'éliminer l'ensemble des MES (minérales ou organiques) d'une eau. [2]

La clarification se décompose généralement en quatre étapes : la coagulation, la floculation, la décantation et puis la filtration. [2]

#### **I.1.3.1. La coagulation**

Le processus de coagulation implique d'ajouter du fer ou de l'aluminium à l'eau. Ces produits chimiques s'appellent des coagulants et ont une charge positive. La charge positive du coagulant neutralise la charge négative des particules dissoutes et suspendues dans l'eau. Quand cette réaction se produit, les particules se lient ensemble ou se coagulent (ce processus peut également s'appeler floculation). Les particules plus grosses ou plus lourdes se retrouvent rapidement au fond de l'approvisionnement en eau. Ce processus s'appelle la sédimentation.

## Chapitre I Traitement des eaux d'injection

Les principaux coagulants utilisés pour déstabiliser les particules et produire des floccs sont :

- Le sulfate d'aluminium  $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3, 18 \text{H}_2\text{O}$  ;
- Le chlorure ferrique  $\text{FeCl}_3, 6 \text{H}_2\text{O}$  ;
- L'aluminate de sodium  $\text{NaAlO}_2$
- Le sulfate ferrique  $\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3, 9 \text{H}_2\text{O}$  ;
- Le sulfate ferreux  $\text{FeSO}_4, 7 \text{H}_2\text{O}$  ;
- Les polymères d'Aluminium  $\text{Al}_n (\text{OH})_{m-3n}$

Les coagulants doivent répondre à plusieurs impératifs. Ils doivent être :

- Peu couteux ;
- Inoffensifs (eux-mêmes et tous leurs sous-produits de décomposition) ;

Le diagramme suivant illustre les réactions et les processus de bases qui se produisent durant la coagulation.

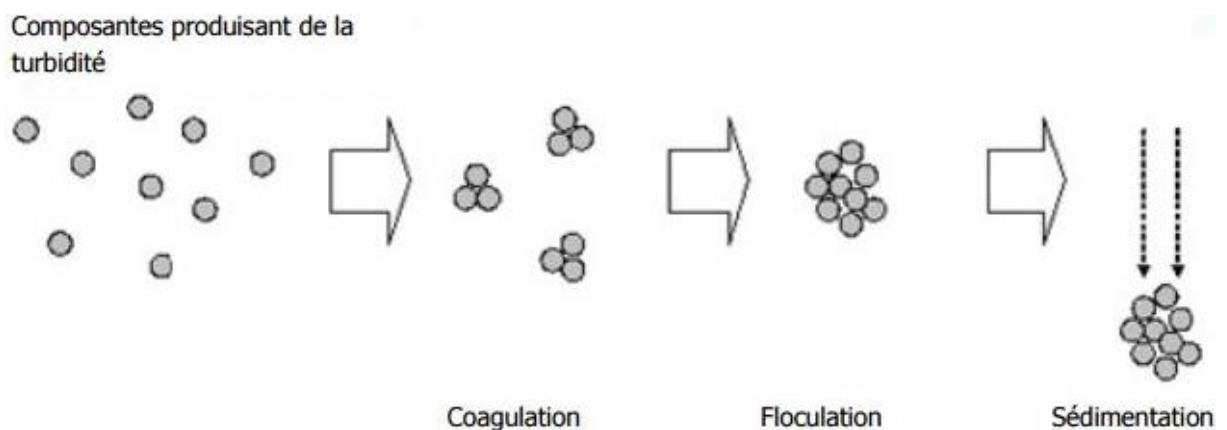


Figure I. 1 :Schéma de coagulation

### I.1.3.2. La floculation

Après être déstabilisées, les particules colloïdales rentrent en contact les unes avec les autres et ont tendance à s'agglomérer. La floculation a donc pour but d'augmenter la probabilité de contact entre ces particules. Pour cela, on ajoute des produits chimiques, appelés adjuvants de floculation, ils modifient ainsi le comportement des coagulants pour former des floccs, plus la température est élevée plus le flocc est grand, sa densité varie selon la nature de l'eau, les impuretés à éliminer et le coagulant utilisé.

Parmi les flocculants utilisés, on cite :

- Les flocculants minéraux, comme la silice activée associée au sulfate d'aluminium, et elle donne de très bons résultats ;
- Polymères non ioniques ;
- Poly électrolytes anioniques ;
- Poly électrolytes cationiques.

### I.1.3.3. La décantation

L'étape de la décantation intervient après la coagulation-floculation, l'eau entre dans un décanteur à vitesse réduite de façon à éviter les turbulences, ainsi les floccs se déposent par effet gravitaire au fond du décanteur appelés donc « dépôt » et l'eau clarifiée est extraite en surface.

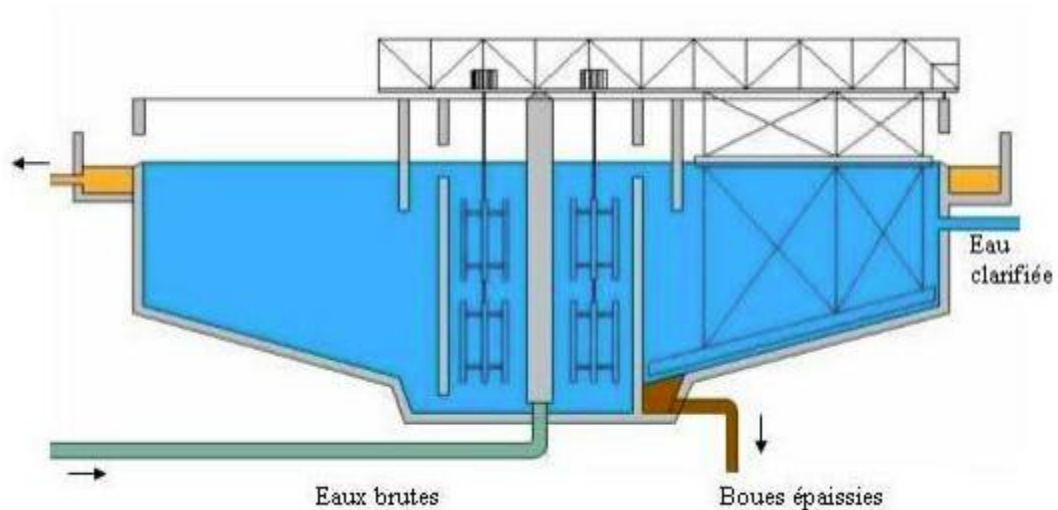


Figure I. 2: Bac à décantation

Plusieurs facteurs influencent la décantation notamment dont le type des particules, leurs diamètres et leur densité.

Tableau I. 1: Temps des décantations des différentes particules

Diamètres des particules	Type de particules	Temps de liaison pour 1m.d'eau
10mm	gravel	1 seconde
1mm	Sable	10 secondes
0.1mm	Sable fin	2 minutes
10 micron	Protozoaires, algues et argile	2 heures
1 micron	Bactéries, algues	8 jours
0.1 micron	Virus, colloïdes	2 ans
10 nm	Virus, colloïdes	20 ans
1 nm	Virus, colloïdes	200 ans

### I.1.3.4. Filtration

Il existe plusieurs procédés de filtration

#### I.1.3.4.1. Filtration à sable

C'est l'un des procédés les plus répandus dans le traitement de l'eau, elle sert à éliminer les MES en fixant les particules les plus fines jusqu'à un diamètre de 10  $\mu\text{m}$ . Comparée à la décantation, le seuil de coupure est plus fin, ce qui fait qu'elle filtre mieux l'eau.

Cette opération nécessite un nettoyage périodique pour éliminer les MES retenues entre les grains de sable pour ne pas ralentir le passage de l'eau.

Il existe deux types de filtre à sable :

- Le filtre à sable de prétraitement : il fait un traitement sommaire de l'eau.
- Le filtre à sable biologique : il fait un traitement complet et efficace.

Le filtre à sable est caractérisé par son efficacité, une utilisation facile, sa capacité de filtrer de grosses quantités d'eau et il est peu coûteux.

#### I.1.3.4.2. Adsorption sur charbon

Le charbon est un matériau à base de carbone obtenu par calcination et activation de bois, houille, tourbe ou noix de coco.

La filtration de l'eau au charbon est utilisée depuis des siècles pour filtrer l'eau, la majorité des fontaines à eau sont équipées d'un système de filtration à charbon pour garantir une eau propre et agréable. Le filtre à charbon a le même principe de fonctionnement que le filtre à sable, donc les MES s'adsorbent sur la surface des particules de charbon. Comme il agit sur la qualité organoleptique de l'eau en lui retirant le chlore, les contaminants et les autres facteurs de goûts et de l'odeur.

Son rôle principal est de retenir les MES, comme il permet le développement des bactéries qui éliminent certains composés ( $\text{NH}_4^+$ , Fr, Mn) et diminue la concentration en chlore, ce filtre est recommandé pour l'élimination des odeurs et les polluants gazeux.

### I.1.3.4.3. Résine à échange d'ion

L'échange d'ions est un procédé permettant de récupérer une famille ionique d'une solution contaminée par échange contre un autre type d'ion de même nature à l'aide d'un échangeur d'ions.

L'échangeur d'ion est une substance solide qu'on place dans le liquide à traité, il a la capacité de libérer des ions ou de fixer des ions contenus dans ce liquide. Ils sont utilisés pour adoucir l'eau, il existe aussi des échangeurs d'ions sélectifs qui fixent une espèce d'ion particulière.

Une résine échangeuse d'ions fonctionne par cycle décomposé en 4 phases :

- **La saturation**

Dans cette étape, on percole la solution polluée dans la résine jusqu'à sa saturation.

- **Le dé-tassement de lit**

La phase du dé-tassement consiste à éliminer les particules qui sont coincées en amont de la résine en procédant par contre-lavage.

- **La régénération**

C'est dans cette étape qu'on fait intégrer dans la colonne une solution d'ions spécifique pour capturer les molécules désirées, cette réaction est générée par inversion de l'équilibre chimique. Pour cette phase on utilise généralement des solutions à base d'acide



chlorhydrique, acide sulfurique, de soude, ou une solution salée cela varie selon le PH de la résine et ses caractéristiques.

- **Le rinçage**

Le rinçage est une étape essentielle, afin d'éliminer la solution de régénération

### **I.1.4. Prévention de l'entartrage**

L'entartrage est le fait que les équipements sont chargés de tartre ( $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{CaCO}_4$ ,  $2\text{H}_2\text{O}$ ...), c'est une formation sur les parois contenant de dépôts cristallins adhérents, appelés tartres. Il est constitué essentiellement de carbonates de calcium dans des circuits alimentés par des eaux naturelles. Les tartres formés par le sulfate de calcium sont impérativement rencontrés dans les procédés de dessalement des eaux.

Pour éviter l'entartrage de notre installation, il existe plusieurs méthodes, et cela en injectant dans l'eau des inhibiteurs d'entartrage ou antitartres, les produits généralement utilisés sont :

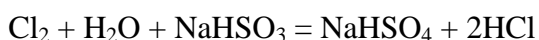
- Les polyphosphates : efficaces et bon marché, mais ils peuvent former des dépôts d'ortho-phosphates par suite de phénomènes d'hydrolyse.

- Les polymères carboxyliques : efficaces sur la majorité des tartres, mais ils sont chers.

- L'acidification de l'eau, en provoquant la décomposition des bicarbonates est aussi un moyen efficace pour empêcher les dépôts de  $\text{CaCO}_3$  ;  $\text{H}^+ + \text{HCO}_3^- = \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$

### **I.1.5. Dé-chloration**

La dé-chloration est indispensable lors d'un excès de chlore et vu les teneurs élevées en chlore au sud, un procédé de dé-chloration est nécessaire. La solution la plus utilisée pour réduire le chlore est l'ajout du bisulfite, le résultat obtenu est efficace avec un cout relativement faible



Le charbon actif granulaire peut être également utilisé, pour réduire la teneur en chlore toute fois ce type de procédé de dé-chloration est couteux étant donné que la réaction d'adsorption est de nature chimique irréversible conduisant à la formation de  $\text{CO}_2$

### I.2. la désulfatation :

La désulfatation fait de désulfiter, de débarrasser les vins et les alcools de l'anhydrique sulfureux dont ont été aspergées les vignes [3]. Dans l'industrie pétrolière la désulfatation est faite par l'élimination des ions sulfates afin d'éviter la formation de dépôts en cas de présence de baryum en particulier dans les gisements [4].

#### I.2.1. Les techniques de désulfatation :

Pour l'élimination de sulfate on utilise [5]:

- Les résines échangeuses d'ions (RIE)
- Procédés biologiques
- Techniques membranaires (osmose inverse, nano filtration...)
- La précipitation physico-chimique

Le traitement le plus efficace est :

##### I.2.1.1. Traitements chimiques par chlorure de baryum BaCl<sub>2</sub>

En éliminant les ions formateurs de dépôts, dans notre cas peut agir que par élimination des ions sulfates contenus dans l'eau d'injection, en précipitant ceux-ci par BaCl<sub>2</sub> suivant la réaction suivante :  $\text{SO}_4^{2-} + \text{BaCl}_2 \rightarrow \text{BaSO}_4 + 2\text{Cl}^-$

##### I.2.1.2. Un réacteur biologique pour traiter le sulfate

Arnaldo Sarti, a développé un réacteur biologique pour le traitement des effluents industriels contenant du sulfate. Un dispositif capable de réduire jusqu'à 92 % la concentration en sulfate des effluents industriels [6]

Selon Sarti, les résultats, en termes de réduction de sulfate, ont été très significatifs et ont permis de conclure que ce traitement en réacteur biologique, appliqué aux effluents industriels contenant du sulfate, pouvait être utilisé à grande échelle dans le futur. Le procédé utilisé par Sarti repose sur le déplacement de l'ion sulfate par l'action de micro-organismes anaérobies disposés dans un réacteur rempli de charbon, le charbon étant un support inerte qui garantit le maintien des microorganismes par simple adhérence physique. « Le déplacement biologique du sulfate est la solution qui présente le meilleur rapport coût-bénéfice », en comparaison avec d'autres processus chimiques ou physiques.

Privilégier le déplacement biologique du sulfate, Le réacteur anaérobie fonctionne en batch, et chaque traitement biologique est réalisé dans une séquence opérationnelle de 48 heures qui comprend quatre étapes successives:

- alimentation (le liquide est introduit dans le réacteur)
- agitation (le liquide est agité avec les microorganismes)
- réaction (le liquide décante et la biomasse sédimente)
- évacuation (le liquide est évacué)

### **I.3. Les procédés à séparations membranes :**

#### **I.3.1. Définitions de la 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. [7]

#### **I.3.2. Schéma de fonctionnement de la membrane**

- 1- Entrée d'eau
- 2- Sortie de concentrat
- 3- Sortie de perméat
- 4- Sens d'écoulement de l'eau brute
- 5- Sens d'écoulement du perméat
- 6- Matériau de protection
- 7- Joint d'étanchéité entre module et enveloppe
- 8- Perforations collectant le perméat
- 9- Espaceur

10- Membrane

11- Collecteur de perméat

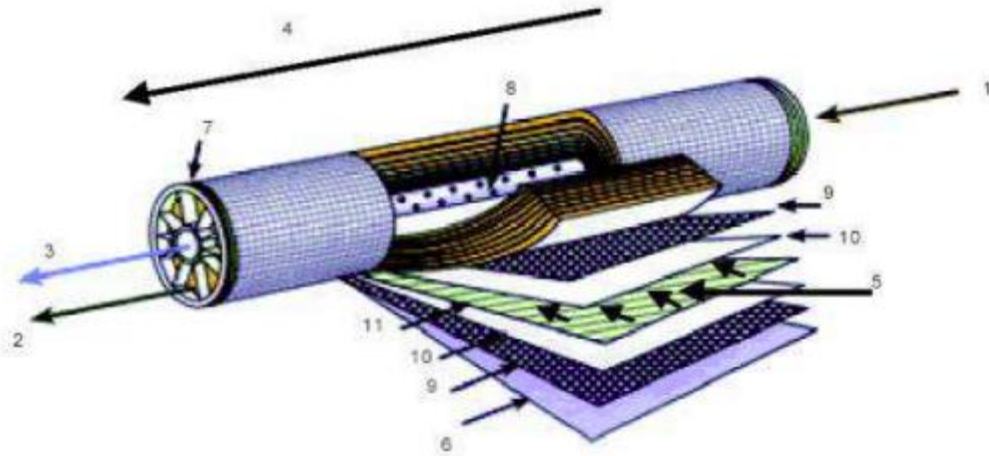


Figure I. 3: Structure interne d'une membrane à spirale

L'écoulement s'effectue en continu tangentiellement à la membrane. Une partie de la solution à traiter (débit  $Q_0$ ) se divise au niveau de la membrane en deux parties de concentrations différentes :

- Une partie (débit  $Q_p$ ) passe à travers la membrane (perméat).
- Une partie qui ne passe pas à travers la membrane (concentrat ou rétentat) et qui contient les molécules ou particules retenues par la membrane. [8]

### I.3.3. Classification des membranes

Les membranes peuvent être classées, selon le matériau de leurs fabrications, en quatre types

#### I.3.3.1. Membranes Minérales

Ce sont des membranes composées de corps entièrement minéraux, de couches filtrantes d'oxydes minéraux (aluminium,  $ZrO_2$ ,  $TiO_2$ ...) avec une faible épaisseur déposée sur un support macroporeux afin d'assurer la séparation des solutés grâce à un rayon de pore adapté provoquant la résistance mécanique assurée par le support. Ces membranes présentent l'avantage de pouvoir être utilisées dans des conditions extrêmes de températures (jusqu'à  $120^\circ C$ ) et d'agression chimique et thermique (Pression allant jusqu'à 40 bars et un pH de 1 à 14)

### I.3.3.2. Membranes Organiques

Ce sont des membranes de polymères organiques (acétate de cellulose). Généralement un premier polymère d'une structure macroporeuse présente le support, suivi de couches actives composées d'un second type de polymère choisi selon la nature du problème à résoudre. Pour des raisons de coût, et bien que la résistance à la chaleur et la résistance chimique des membranes organiques soient relativement limitées, ce sont toujours les membranes les plus utilisées.

### I.3.3.3. Membranes Composites

Ces membranes sont relativement récentes (1990). Elles ont des structures asymétriques de peau beaucoup plus fines que celle des autres types, et, se distinguent par une différence de leur nature chimique ou de leur état physique. Ce sont une superposition de plusieurs couches pouvant être organiques, organominérales ou minérales.

Généralement, les fabricants ne dévoilent pas la nature chimique de leurs membranes. Ils expriment leurs principales propriétés en termes de résistance mécanique (déterminant la durée de vie et l'intégrité des membranes), d'hydrophilicité (déterminant la résistance au colmatage) et de stabilité chimique (résistance aux agents lavant).

### I.3.3.4. Membranes échangeuses d'ions

Principalement utilisées dans le domaine de dessalement de l'eau et du traitement des effluents des installations de protection, elles sont basées sur le principe du rejet d'ions grâce à leur charge ce qui a fait appel à d'autres techniques notamment d'électrodialyse, la dialyse... [9]

## I.3.4. Grandeurs caractéristiques de la filtration membranaire

Il existe différents paramètres caractérisant le fonctionnement du procédé :

- **Pression transmembranaire : PTM**

La PTM est définie par la moyenne des pressions d'alimentation, PA, et de rétentat, PR, à laquelle on soustrait la pression du perméat. C'est la force motrice qui permet le transfert à travers une membrane

$$PTM = \frac{PA+PR}{2} - PP \quad I.1$$

## Chapitre I Traitement des eaux d'injection

---

PTM: pression transmembranaire (Pa)

- **Flux de perméation**

Le flux de solvant  $J_v$  traversant la membrane exprime la productivité du procédé, c'est le débit de perméation,  $Q_p$ , rapporté par la surface membranaire.

$$J_v = \frac{Q_p}{S} \quad I.2$$

J: flux (m s<sup>-1</sup> unité usuelle L h<sup>-1</sup> m<sup>2</sup>)

Q<sub>p</sub>: débit (m<sup>3</sup> s<sup>-1</sup>)

S: surface géométrique de la membrane (m<sup>2</sup>)

- **Perméabilité hydraulique**

Selon la loi de Darcy, le flux du solvant J, traversant la membrane est proportionnel à la pression transmembranaire tel que :

$$J_v = J_p * PTM \quad I.3$$

J<sub>p</sub>: perméabilité hydraulique de la membrane (m s<sup>-1</sup> Pa<sup>-1</sup> ou L h<sup>-1</sup> m<sup>2</sup> bar<sup>-1</sup>)

PTM: pression transmembranaire (Pa)

Tel que  $J_p$  est valable pour toutes les membranes et permet de décrire la résistance de la membrane,  $R_m$ , vis-à-vis du solvant:

$$J_p = \frac{1}{R_m} \quad I.4$$

- **Taux de rétention**

Le taux de rétention, ou taux de rejet, est donné par la relation suivante :

$$R = 1 - \frac{C_p}{C_R} \quad I.5$$

C<sub>o</sub>: Concentration d'une particule dans la solution d'alimentation.

C<sub>p</sub>: Concentration d'une particule dans le perméat.

- **Seuil de coupure**

Le seuil de coupure est défini comme étant la masse molaire du plus petit composé dont la rétention observée est 90% s'exprimant par (g mol<sup>-1</sup>).

### **I.3.5. 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.

#### **I.3.5.1. Microfiltration (MF)**

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 µm 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) [10]

#### **I.3.5.2. Ultrafiltration (UF)**

Sous l'effet de la pression, généralement entre 2 et 5 bars, le solvant ainsi que les solutés de faible masse molaire traversent la membrane où les plus petites particules non retenues en MF seront retenues. Ses principales applications sont :

- Le traitement des bains de dégraissage (élimination des matières en suspensions (MES) et d'huile émulsifiée)
- La récupération de cations métalliques par ultrafiltration assistée par complexation.

- Les bioréacteurs à membranes.
- La clarification des jus de fruit.

### **I.3.5.3. Nanofiltration (NF)**

La nanofiltration est une technique relativement récente, située entre l'ultrafiltration et l'osmose inverse, conçue pour obtenir une séparation très spécifique des composés à faible poids moléculaire (adoucissement de l'eau) sous l'effet d'une pression transmembranaire de 5 à 25 bars. Les membranes de nanofiltration possèdent également une sélectivité spécifique vis à vis des espèces ioniques. Elles présentent une forte sélectivité entre les ions mono- et multivalents ; une rétention plus faible des ions monovalents que des ions divalents et une forte rétention globale pour les sels minéraux à faible concentration.

Ce procédé présente l'avantage d'être moins coûteux du fait qu'il est moins consommateur d'énergie comparé à l'osmose inverse avec une structure moins dense permettant d'obtenir des flux de perméation supérieurs pour des pressions inférieures. Le perméat obtenu également par la nanofiltration est connu pour être moins polluant avec une Demande Chimique en Oxygène (DCO) plus faible. Ses principales applications sont :

- La production d'eau potable ;
- L'élimination de pesticides et d'herbicides ;
- La déminéralisation des produits laitiers ;
- La purification des colorants solubles et des pigments ;
- La concentration d'antibiotiques.

### **I.3.5.4. Osmose inverse (OI)**

L'osmose est un phénomène naturel rencontré lorsque deux liquides de concentration différente sont séparés par une membrane semi-perméable où la solution la moins concentrée passe vers la solution la plus concentrée afin de créer un équilibre [11]

L'osmose inverse, mouvement inverse de celui de l'osmose, se fait par application d'une pression supérieure à la pression osmotique exercée en amont de la membrane par la solution filtrée et qui varient généralement de 20 à 100 bars



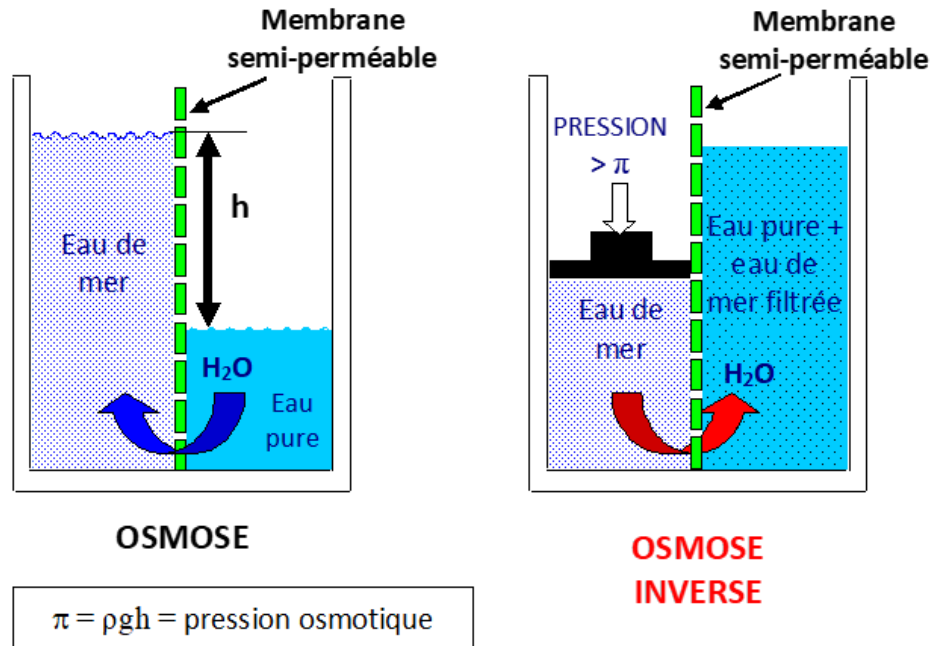


Figure I. 4: Phénomène d'osmose inverse

C'est un procédé haute pression, énergétiquement performant, mettant en œuvre des membranes denses pouvant retenir les ions monovalents par un mécanisme de solubilisation diffusion : le solvant s'adsorbe dans la phase membranaire ensuite diffuse à travers le matériau. Ses principales applications sont :

- Dessalement d'eau de mer et d'eaux saumâtres.
- La purification des eaux de process.
- Le traitement des condensats des évaporateurs.
- Production d'eau ultra pure (industrie électronique, pharmaceutique...).

### I.3.6. Les modules

Il existe différents modèles de configuration des membranes permettant d'améliorer la performance globale du processus grâce à des supports sur lesquels sont montées, appelés modules.

Les modules membranaires couramment utilisés sont : le module plan, le module tubulaire, le module spiralé et le module à fibres creuses [12].

### I.3.6.1. Module plan

Les modules plans sont les plus anciens et qui ont été développés pour des applications commerciales à grande échelle et qui ne sont plus utilisés en raison de leurs prix élevés.

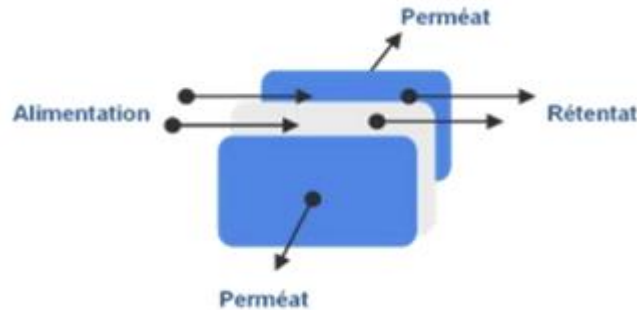


Figure I. 5 : Module plan

Ils sont composés de deux plaques d'extrémité, d'une membrane en feuille plate et des entretoises. La couche de membrane sélective est prise en sandwich entre deux plaques de support, qui fournissent des canaux d'écoulement au fluide des deux côtés de la membrane. L'écoulement du fluide aura lieu donc parallèlement à travers le module. Cette disposition offre une grande flexibilité et facilite le nettoyage et le remplacement de la membrane. Cependant, ces systèmes ne conviennent pas aux débits élevés, ils occupent trop de surface, ils sont facilement colmatés et nécessitent souvent une préfiltration.

### I.3.6.2. Module tubulaire

Dans les modules tubulaires, les membranes se trouvent à l'intérieur d'un tube support. Les tubes sont déposés ensuite, en série ou en parallèle dans une enveloppe cylindrique où l'eau à traiter circule. Le perméat est recueilli l'extérieur donnant naissance à un écoulement turbulent à l'intérieur, les tubes donc constituent des canaux d'écoulement tangentiel.

Cette configuration nécessite un grand espace au sol pour fonctionner et des coûts d'investissement élevés à cause de l'énergie importante dépensée mais elle ne nécessite pas de préfiltration.

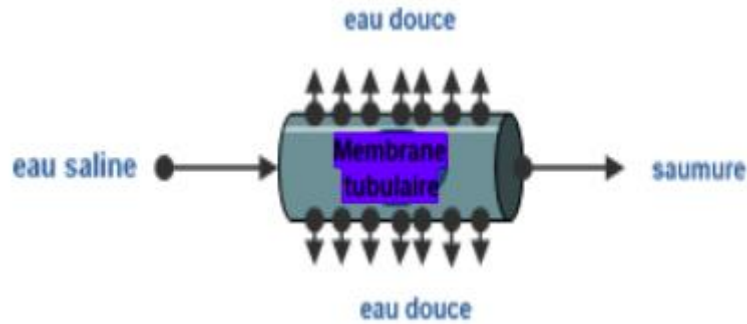


Figure I. 6 : Membrane tubulaire

### I.3.6.3. Module spiralé

Le module le plus populaire dans l'industrie pour les membranes de nanofiltration ou d'osmose inverse est le module spiralé. Au sein de ces modules, une membrane plane est enroulée sur elle-même autour d'un tube collecteur, constituant l'axe central de la membrane, qui recueille le perméat.

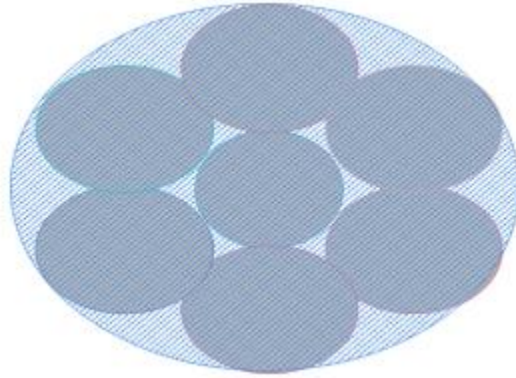


Figure I. 7 : Module spiralé

### I.3.6.4. Modules fibre creuse

Ils contiennent plusieurs milliers de fibres assemblées en parallèle suivant deux configurations inverses :

- Configuration Extérieure – Intérieure : l'eau s'écoule à l'extérieur des fibres et le perméat est recueilli à l'intérieur des fibres. L'écoulement entre les fibres est libre.
- Configuration Intérieure – Extérieure : similaire à la configuration tubulaire de telle façon que l'eau à traiter s'écoule à l'intérieur des fibres tandis que le perméat est récupéré à l'extérieur. L'écoulement à l'intérieur des fibres est tangential.



**Figure I. 8 : Module à fibres creuses**

Le module membranaire est composé donc d'une entrée (alimentation) et de deux sorties, une du perméat qui a traversé la membrane, et l'autre du rétentat qui a été retenue. Le choix doit être basé sur les contraintes les plus importantes par rapport à l'application industrielle envisagée. Par conséquent, plusieurs critères (compacité, coût, ...) peuvent être pris en compte pour choisir le meilleur type de module. [1]

### **I.3.7. Mise en œuvre des membranes**

Il existe deux types de filtration membranaire selon le sens de l'écoulement du fluide à traiter :

#### **I.3.7.1. Filtration frontale**

Sous l'effet d'un gradient de pression, le fluide traverse perpendiculairement la membrane, les molécules retenues se concentrent au niveau de la surface membranaire ce qui provoque une diminution du flux au cours du temps [12]

#### **I.3.7.2. Filtration tangentielle**

Le fluide circule parallèlement à la surface de la membrane et se partage en deux débits : un traversant la membrane et appelé perméat, et un deuxième ne la traversant pas nommé rétentât.

Elle est caractérisée par le mouvement de cisaillement limitant la formation de dépôt sur la membrane. Ce mode de filtration est le plus utilisé actuellement en industrie bien qu'il soit plus coûteux en énergie.

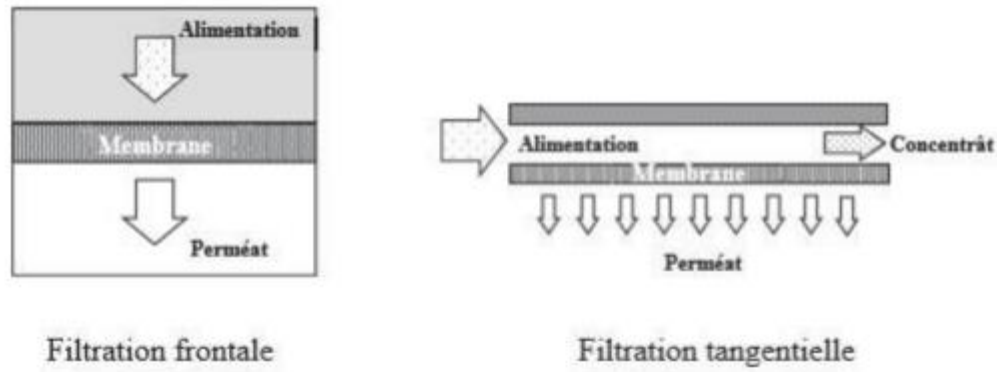


Figure I. 9 : Modes de filtration d'une membrane

### I.3.8. Configuration du système membranaire

Un système membranaire est un système composé d'une amenée de solution à traiter (solvant contenant des solutés) qui passe par un système de pompage pour la mise en pression, refoulant le flux sous une pression élevée vers les modules à membranes. Des combinaisons de modules sont souvent réalisées afin de répondre aux exigences imposées en termes de qualité et de quantité.

Cependant, le flux d'alimentation peut soit passer une seule fois par le module sans recirculation, dit simple passage, dont les surfaces des membranes sont de plus en plus petites suivant les étages car le volume de solution à traiter diminue d'une fraction correspondante au volume du concentrât ou du perméat éliminé comme c'est expliqué par la suite. Le flux d'alimentation peut aussi passer plus d'une fois par l'intermédiaire d'une pompe lorsqu'il y'a un grand risque de polarisation de concentration ou de colmatage, ce système est un système à recirculation [13]

Les principales configurations à disposition sont les suivantes :

#### I.3.8.1. Système mono-étage

Dans ce système, tous les modules sont montés en parallèle d'une telle façon que chaque module comporte deux sorties : une sortie de solution moins concentrée (perméat) sous une pression très réduite, et une sortie de solution plus concentrée (retentât) sous une pression élevée, un système de récupération d'énergie est alors nécessaire à la sortie du concentrât.

### **I.3.8.2. Système di- étages en série rejet**

C'est un système où le concentrât de chaque étage alimente l'étage suivant (c'est-à-dire que l'alimentation de chaque étage a des caractéristiques identiques à celles du concentrât de l'étage précédent) pour donner au dernier étage le concentrât de tout le système, le perméat total est alors l'ensemble des perméats de tous les étages.

Il est à noter que chaque étage est composé d'un ensemble de modules montés en parallèle avec un nombre de paramètres le caractérisant des autres étages.

Ce système est caractérisé par un taux de conversion élevé grâce au traitement des débits des concentrâts par étage.

### **I.3.8.3. Système di-étage en série production**

C'est un système où le perméat de chaque étage alimente l'étage suivant (c'est-à-dire que l'alimentation de chaque étage a des caractéristiques identiques aux celles du perméat de l'étage précédent) pour donner au dernier étage le perméat de tout le système, le concentrât total est alors l'ensemble des concentrât de tous les étages.

Ce système est caractérisé par une haute qualité du perméat final obtenu du fait qu'à chaque augmentation du nombre d'étages, la qualité s'améliore, la concentration diminue et le taux d'élimination augmente considérablement. C'est la raison pour laquelle ce système est utilisé dans le domaine du dessalement d'eau de mer lorsqu'une qualité d'eau élevée est exigée.

### **I.3.8.4. Système di- étages hybrides rejet- production**

C'est une installation où les deux types de systèmes, en série rejet et en série production, sont présents afin d'améliorer le rendement quantitatif (conversion) et le rendement qualitatif (taux de rejet).

## **Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons décrit les différentes étapes de prétraitements nécessaires pour notre cas d'étude afin d'éliminer les MES et certains ions de l'eau d'injection, comme nous avons cité les généralités sur les membranes ainsi leur propriétés et les caractéristiques

## **Chapitre I Traitement des eaux d'injection**

---

de chaque type, afin de pouvoir bien choisir la technique de traitement la mieux placée pour diminuer tous les risque liés à la qualité d'eau et au processus d'injection.



---

# CHAPITRE II Les Problèmes de l'injection d'eau

---





### Introduction

Le réseau de dessalage dans la région Hassi Messaoud a pour but principale de lavage des puits salés, sachant que la majorité des puits nécessite l'injection d'eau douce vu leur salinité élevée. Cette injection d'eau douce dans les puits provoque un d'autres problèmes ; la corrosion et la formation des dépôts sulfatés qui résulte de l'incompatibilité entre l'eau d'Albien injectée qui contient les ions de sulfates et l'eau de formation (Cambrien) qui contient les cations alcalinoterreux ( Mg, Ca, Sr, Ba)

### II.1. Production de pétrole avec injection d'eau

Dans le secteur pétrolier, l'injection d'eau dans la roche réservoir est une technique utilisée pour accroître la pression dans le champ pétrolifère, favorisant ainsi la remontée du pétrole par un autre puits, le puits injecteur. Cette méthode permet d'augmenter la production d'hydrocarbures. Le dispositif d'injection d'eau se compose de trois parties essentielles pour assurer le bon fonctionnement du processus d'injection.

1. **Les puits sources** : sont des puits qui produisent de l'eau à partir d'une source souterraine, comme c'est le cas ici. Cependant, la source peut également être une eau de surface ou une eau de mer.
2. **Une station de pompage** qui est alimentée par notre source d'eau (puits source).
3. **Une station de traitement** a été élaborée pour purifier l'eau de source en vue de son injection dans le puits.

### II.2. Risques liés à l'injection de l'eau

Il est évident que le processus d'injection d'eau (dans un puits pour la récupération des hydrocarbures) peut présenter certains risques, auxquels il faut faire face. La plupart de ces risques sont liés à la qualité de l'eau, ce qui rend un traitement essentiel avant toute utilisation pour réduire ces risques. Les risques les plus courants sont la corrosion, l'obstruction, le colmatage des puits, le tartre et les problèmes d'incompatibilité des eaux.

#### II.2.1. Corrosion

La corrosion est une interaction d'un matériau avec et un agent corrosif avec lequel il est en contact, il conduit à la consommation du métal ou du matériau tout en formant une forme réduite de l'agent corrosif. [14]

## CHAPITRE II Les Problèmes de l'injection d'eau

Les facteurs de corrosion sont nombreux, ils peuvent être attribués à la présence du sulfate, à l'acidité...

Tableau II. 1 : Facteurs de la corrosion

Facteurs du milieu corrosif	<ul style="list-style-type: none"><li>- La concentration des éléments chimiques</li><li>- Teneur en O<sub>2</sub></li><li>- Ph du milieu et sa température</li><li>- La pression</li></ul>
Facteurs métallurgiques	<ul style="list-style-type: none"><li>- Composition de la roche</li><li>- Le procédé d'élaboration du puit injecteur</li><li>- Les impuretés du milieu</li><li>- Le traitement thermique et mécanique</li></ul>
Facteurs liés aux conditions d'emploi	<ul style="list-style-type: none"><li>- État de la surface</li><li>- La forme des installations</li><li>- Les inhibiteurs employés</li><li>- Procédé d'assemblage</li></ul>
Facteurs dépendant du temps	<ul style="list-style-type: none"><li>- Vieillessement du matériel</li><li>- Tensions mécaniques</li></ul>

- Le phénomène de corrosion peut être amplifié ou amoindri selon plusieurs facteurs dont la température, le pH, ... [14]
  - La corrosion est accélérée par une température élevée en raison de la diminution de la stabilité des métaux et de l'augmentation de la cinétique des réactions.
  - De même, une concentration élevée de protons due à un pH bas augmente l'agressivité du milieu, favorisant ainsi la corrosion.
  - Les chlorures, en tant qu'ions agressifs, sont responsables de corrosions locales.
- [1]

### II.2.2. Les dépôts divers

#### II.2.2.1. Les sels solubles

##### a. Chlorure de Sodium (Na Cl)

Le NaCl est le sel présent en quantité plus élevée que les autres. Il est possible que certaines eaux de formation contiennent jusqu'à 350 mg/l, ce qui correspond à une sursaturation. Une évaporation d'eau très faible due à la baisse de pression peut entraîner une importante précipitation de chlorure de sodium. Cependant, le dépôt de sel est le moins préjudiciable pour le producteur en raison de sa dissolution facile.

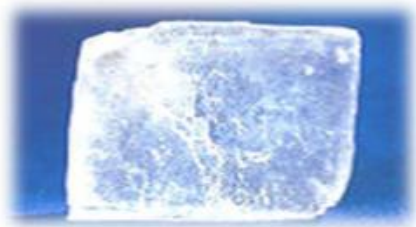
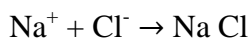
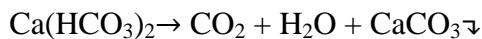


Figure II. 1 : Cristal du chlorure de sodium

#### II.2.2.2. Les sels peu solubles

##### 1. Les Carbonates

Les carbonates sont dus à une précipitation par départ de **CO<sub>2</sub>**, par augmentation de la température ou par une baisse de la pression, ou par la sursaturation de longtemps, sa formation a lieu suivant la réaction



En effet, la relation inverse entre la pression et la température rend la prédiction de la formation de certaines substances difficile. Pour contrer ce phénomène, il est souvent préférable d'adopter une approche préventive. Dans ce contexte, l'utilisation d'inhibiteurs ou de traitements acides peut être envisagée. Les carbonates, par exemple, sont très solubles dans les acides. Cependant, cette solution est rarement privilégiée en raison du dégagement de dioxyde de carbone (**CO<sub>2</sub>**) qui accompagne la solubilisation des carbonates. Ce dégagement de **CO<sub>2</sub>** peut représenter une contrainte significative en termes de corrosion et peut donc limiter l'utilisation de cette méthode.

**2. Les dépôts de sulfates**

Il semble que les sulfates posent un problème majeur dans le champ pétrolier de Hassi Messaoud. Ces dépôts sont réputés difficiles à éliminer chimiquement. Leur formation est principalement attribuée à l'incompatibilité entre les eaux d'injection et les eaux de formation, que ce soit pour l'adoucissement des puits salés ou pour le maintien de la pression. Ces dépôts peuvent se retrouver dans le tubing, les perforations et même dans la formation elle-même.

L'analyse des eaux provenant des formations d'Albien et de Cambrien fournit des informations cruciales sur la nature et l'étendue de ce problème.

**Tableau II. 2 : Analyses moyennes des eaux Albien et Cambrien**

	Albien (mg/l)	Combrien (mg/l)
(HCO <sub>3</sub> ) <sup>-</sup>	170	0
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0	0
Cl <sup>-</sup>	420	210 000
(SO <sub>4</sub> ) <sup>2-</sup>	<b>600</b>	0
Ca <sup>2+</sup>	210	36000
Mg <sup>2+</sup>	70	6500
Ba <sup>2+</sup>	0	<b>800</b>
Sr <sup>2+</sup>	0	970
Na+	250	80000
K+	40	6000
Fer total	0	5500
Ph	7.0	3.5
Densité à 25°C	1.00	1.23
Profondeur (m)	1050-1350	3300-3400

**a. Sulfate de calcium (CaSO<sub>4</sub>)**

Est un sel relativement soluble, avec une solubilité d'environ 2 g/l. Cependant, même à cette solubilité relativement élevée, des dépôts durs et incrustants peuvent se former si sa concentration approche de sa limite de solubilité. Une des principales causes de la formation de CaSO<sub>4</sub> est la baisse de pression des effluents lors de leur remontée en surface. Cette baisse de pression entraîne une évaporation partielle de l'eau, ce qui conduit à une sursaturation en

sulfate de calcium, favorisant ainsi une précipitation rapide par la suite. De plus, le précipité de sulfate de calcium peut se former par incompatibilité entre deux eaux, selon la réaction suivante :

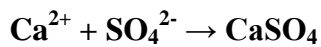
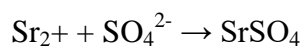


Figure II. 2 : Dépôts de caso4 dans une pipe de pétrole

### b. Sulfate de strontium (SrSO<sub>4</sub>)

Effectivement, le strontium sulfate (SrSO<sub>4</sub>) est nettement moins soluble que le sulfate de calcium, et sa solubilité diminue également avec l'élévation de la température. La précipitation de SrSO<sub>4</sub> peut se produire de plusieurs manières similaires à celles du sulfate de calcium, notamment par évaporation de l'eau, augmentation de la température ou mélange d'eaux non compatibles.

Les dépôts de SrSO<sub>4</sub> sont connus pour être extrêmement résistants et pratiquement insolubles, même en présence d'acides. La réaction de précipitation du strontium sulfate peut être représentée comme suit :



La Célestine est une espèce minérale composée de par SrSO<sub>4</sub>



Figure II. 3 : La Célestine

### c. Sulfate de baryum ( $\text{BaSO}_4$ )

- **Origine**

Suite à l'interaction de l'eau contenue dans le réservoir (eau de gisement **cambro-ordovicien**- qui est chargée en baryum  $\text{Ba}^{2+}$ ), et l'eau injectée (eau d'injection-lias- qui est chargée en élément sulfate  $\text{SO}_4^{2-}$ ), il se forme le dépôt de sulfate de baryum et donne des résultats néfastes sur les équipements utilisés lors le dessalage : bouchage des puits et corrosion des installations. Ces deux phénomènes influent beaucoup sur le procédé d'extraction de pétrole et par conséquent une diminution de la production pétrolière. La précipitation de  $\text{BaSO}_4$  se manifeste sur toute la chaîne de production, au fonds des puits et dans les installations de surface

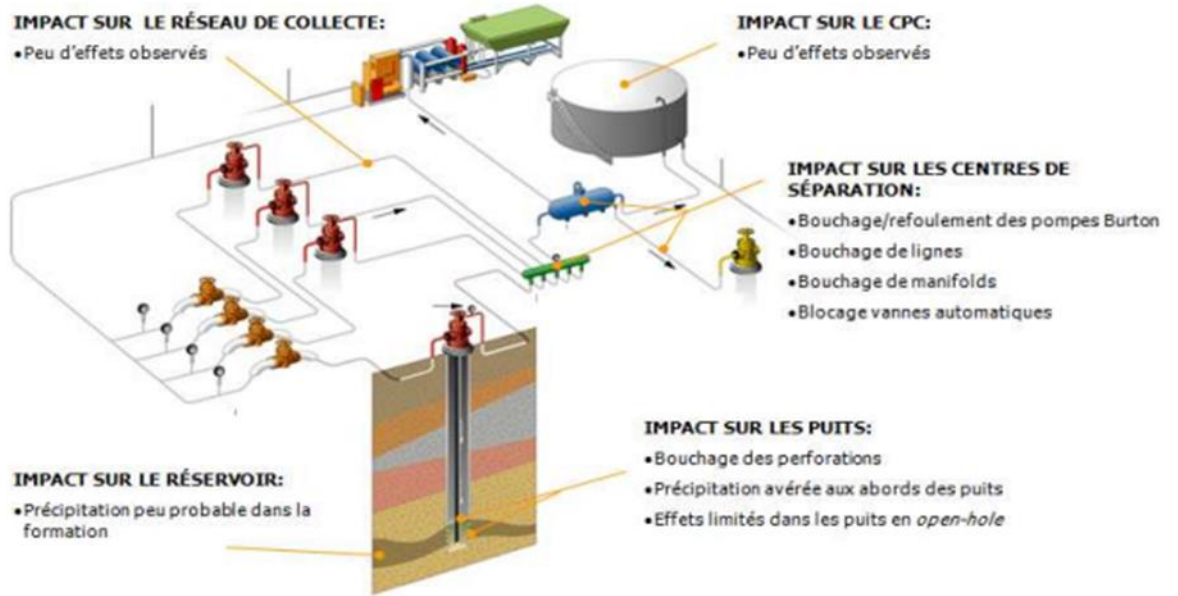


Figure II. 4 : La précipitation de baso4 dans les installations de fond et de surface

**II.2.3. Mécanisme de formation des dépôts minéraux :**

- **Sursaturations des sels économiquement solubles :**

Le produit de solubilité (Ksp) est une constante thermodynamique qui explique la solubilité d'un sel dans une solution à une température. Il est déterminé par les concentrations des ions constitutifs et est un outil crucial pour comprendre et prédire les processus de dissolution et précipitation des sels dans les solutions .Les changements des conditions thermodynamiques ou de la concentration des ions affectent le Ksp, indiquant si la solubilité du sel augmente ou diminue.

**Equation de degré de saturation (VI) :**

$$\varnothing = \frac{C_{Sel}}{C_{P Sel}} \quad II.1$$

$\varnothing$  : Degré de saturation

C Sel : Concentration du sel à t=0

C P Sel : Concentration du sel à l'équilibre thermodynamique.

- **Formation du germe :**

La germination est la phase initiale du processus de précipitation dans laquelle des germes ou des noyaux de cristallisation commencent à se former à partir d'agrégats d'ions ou de molécules dans un espace supposé sphérique caractérisé par un rayon. Ces germes sont constitués par l'association de quelques ions, comme le  $\text{Ba}^{2+}$  et le  $\text{SO}_4^{2-}$ , pour former des structures initiales.

Ensuite, la précipitation proprement dite commence par la formation de ces germes ou de ponts sous une forme déterminée, qui évoluent progressivement. Ces germes croissent par fixation (ou adsorption) de nouveaux ions de  $\text{Ba}^{2+}$  et  $\text{SO}_4^{2-}$  provenant de la solution, ce qui permet au cristal de grossir progressivement.

En somme, la germination marque le début du processus de précipitation en formant les germes de cristallisation, et la croissance du cristal se poursuit par l'ajout continu d'ions à ces germes, permettant ainsi au cristal de se développer. Ce processus est fondamental pour comprendre la formation des précipités dans divers contextes chimiques et géologiques.

- **Croissance du cristal :**

- Fréquence d'arrivée des nouveaux ions à la surface du cristal : Cette fréquence dépend de la concentration des ions dans la solution. Plus la concentration en ions est élevée, plus la fréquence d'arrivée des nouveaux ions à la surface du cristal est grande. En conséquence, les grains de cristal ont tendance à croître plus rapidement lorsque la concentration en ions dans la solution est élevée.
- Vitesse d'organisation des ions dans le réseau cristallin : Ce facteur concerne la vitesse à laquelle les ions s'ordonnent dans la structure cristalline en croissance. Si cette vitesse est prépondérante par rapport à la fréquence d'arrivée des nouveaux ions, les grains de précipité grossiront de manière ordonnée. Cela conduit à la formation de cristaux réguliers et uniformes. En revanche, si la fréquence d'arrivée des nouveaux ions est plus importante que la vitesse d'organisation dans le réseau cristallin, les grains de précipité grossiront de manière désordonnée, créant ainsi des cristaux très irréguliers avec des cavités et une surface plus grande, ce qu'on appelle des cristaux poreux.



### II.2.3.1. Les paramètres influençant sur leur formation (l'effet de la température- l'effet de la salinité - l'effet de la pression- l'effet de pH)

- **Influence de la température :** En général, une élévation de la température augmente la solubilité des sels, car elle favorise une plus grande dissolution. Cependant, pour certains sels tels que le  $\text{SrSO}_4$  et le  $\text{CaSO}_4$ , une augmentation de la température peut conduire à une diminution de leur solubilité.
- **Influence de la pression :** En règle générale, la pression a peu d'impact sur la solubilité des sels. Cependant, les variations de pression peuvent entraîner des variations de concentration en gaz dissous dans la solution, ce qui peut affecter les conditions de précipitation dans certains cas.
- **Influence du pH :** Le pH de la solution peut avoir un impact significatif sur la solubilité des sels. En présence d'un pH acide, l'activité des ions  $\text{H}^+$  est élevée, ce qui peut favoriser la dissolution du dépôt. En revanche, un pH basique peut favoriser la formation d'oxydes, augmentant ainsi la masse du dépôt et diminuant sa solubilité.
- **Influence de la salinité :** Une augmentation de la concentration en électrolytes peut accélérer la vitesse de formation des dépôts. L'effet de la salinité est caractérisé par la force ionique de la solution, qui dépend de la concentration et de la charge des ions présents. Une forte force ionique peut augmenter la solubilité d'un sel en raison des interactions électrostatiques entre les ions, surtout si les sels présents dans la solution ne sont pas mutuellement exclusifs.

En résumé, la solubilité des sels est influencée par plusieurs facteurs, notamment la température, la pression, le pH et la salinité de la solution. Une compréhension approfondie de ces influences est essentielle pour prédire et contrôler la formation des dépôts dans diverses applications industrielles et environnementales.

### II.2.4. Comparaison entre les trois dépôts

En comparant les trois dépôts, on constate que la solubilité du sulfate de baryum ( $\text{BaSO}_4$ ) dans l'eau douce est de seulement 2 mg/l. Cela signifie qu'elle est 10 fois inférieure à celle du carbonate de calcium ( $\text{CaCO}_3$ ), 100 fois inférieure à celle du sulfate de strontium ( $\text{SrSO}_4$ ) et 1000 fois inférieure à celle du sulfate de calcium ( $\text{CaSO}_4$ ). Cependant, il est important de noter que la solubilité du  $\text{BaSO}_4$  augmente avec la force ionique de l'eau. Dans

## CHAPITRE II Les Problèmes de l'injection d'eau

certaines eaux de gisement, on peut trouver jusqu'à 50 mg/l de sulfates dissous, ce qui peut augmenter la concentration de BaSO<sub>4</sub> dissous dans l'eau.

Par ailleurs, la taille des cristaux de BaSO<sub>4</sub> est d'autant plus grande que la sursaturation de la solution est faible. En d'autres termes, lorsque la concentration de BaSO<sub>4</sub> dans l'eau dépasse sa solubilité, le sulfate de baryum a tendance à précipiter sous forme de cristaux plus gros. Cela peut aggraver les problèmes d'obstruction dans les équipements et les conduites, car les cristaux plus gros ont tendance à se déposer plus facilement et à former des dépôts plus compacts et plus difficiles à éliminer. [15]

Le tableau ci-dessus donne une comparaison des solubilités du sulfate de baryum et de sulfate de calcium, donc ce tableau montre que le premier qui se forme c'est le BaSO<sub>4</sub>

Tableau II. 3: comparaison des solubilités

Elément	BaSO <sub>4</sub>	SrSO <sub>4</sub>	CaSO <sub>4</sub>
Produit de solubilité <b>K<sub>ps</sub></b>	$1,1 \cdot 10^{-10}$	$2,8 \cdot 10^{-7}$	$6,1 \cdot 10^{-5}$
La solubilité <b>S (mol/l)</b>	$1,05 \cdot 10^{-5}$	$5,3 \cdot 10^{-4}$	$7,8 \cdot 10^{-3}$

### II.2.6. Traitement curatif

#### ➤ Milling :

Le fraisage est une technique utilisée pour éliminer les dépôts de sulfate des tuyaux, des tubes et d'autres équipements. Il est effectué mécaniquement à l'aide de coulevres ou d'outils abrasifs, mais le fraisage peut causer des fissures si la pression ou la force est excessive. Pour minimiser les risques, contrôler les paramètres de fraisage, inspecter l'équipement avant l'opération et surveiller de près le processus pour détecter les problèmes potentiels et prendre les mesures nécessaires.



Figure II. 5: Outil de milling

➤ **Jetting (jet hydraulique) :**

Le jet est une méthode de nettoyage utilisant un jet d'eau à haute pression pour éliminer les dépôts de sulfate de baryum des tuyaux intérieurs des tubes. Cette méthode nettoie efficacement les tuyaux sans endommager le tube lui-même, car l'outil peut s'adapter aux courbes et aux obstacles des tuyaux. Cependant, un contrôle attentif de la pression du jet est essentiel pour éviter d'endommager les tuyaux ou d'autres équipements. [16]



Figure II. 6: Outil de jetting


### Conclusion

Dans les champs pétrolifères, bien que l'injection d'eau soit une technique précieuse pour améliorer la récupération des hydrocarbures, il est impératif de comprendre et de gérer les risques associés à cette pratique pour assurer des opérations sûres, efficaces et durables dans l'industrie pétrolière.

## **CHAPITRE II Les Problèmes de l'injection d'eau**

---

Les divers types de dépôts miniers peuvent se former, causant des problèmes comme des bouchons et le rétrécissement du diamètre des tubes. Chaque type a ses propres conditions de formation et nécessite des méthodes spécifiques pour lutter contre l'accumulation. Les exploitants de champs de pétrole doivent comprendre ces types et adopter des stratégies de prévention et de combat appropriées, comme des techniques de nettoyage mécanique, des ajustements des paramètres opérationnels et des programmes de surveillance réguliers.

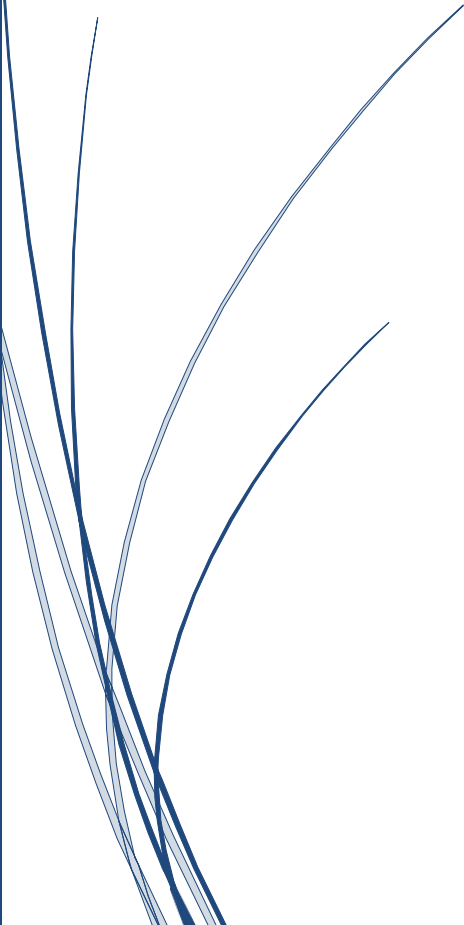


---

# Chapitre III

## Systeme De Dessalage dans le champ de HMD

---



### Introduction

Afin d'améliorer la récupération et résoudre les problèmes de dépôts, divers traitements sont employés, dont les deux principaux sont mécaniques et chimiques, tels que la mécanique et la chimie.

L'eau injectée dans les puits pour le dessalage est préalablement traitée avec des inhibiteurs de dépôts afin d'empêcher et/ou de retarder la croissance des dépôts. La concentration d'utilisation optimale de l'inhibiteur de dépôts est établie à l'aide de mesures appropriées en laboratoire, puis ajustée sur place à l'aide de tests industriels.

### III.1. Les moyens de lutte contre les dépôts à HMD

#### III.1.1. Travail au câble (Wire Line)

Le travail au câble est l'ensemble des travaux effectués à l'intérieur du tubing par l'intermédiaire d'une ligne en fil d'acier, introduite et descendue dans le puits pour placer ou repêcher les outils et les instrumentations de mesure nécessaire à une exploitation optimale. [17]

➤ **Procédé de destruction :**

La méthode consiste à descendre un train d'outils de travail au câble composé de différents outils et termine à son extrémité inférieure soit par :

- Le gauge- coupeur (couteau calibreur), qui est employé pour rompre les ponts de sel par battage.
- Les gratteurs « Scratcher » sont destinés à ramoner le tubing, à condition d'éliminer les débris ramones, en faisant débiter le puits pendant le grattage pour limiter les risques de coincement.
- Le piston libre, destiné à la destruction des ponts de sel sans l'interruption de la production.

Ces opérations s'effectuent :

- **Périodiquement** : avec une fréquence de (8 jours à 2 mois) pour des puits à faible salinité.

- **En continu** : avec une fréquence de (1 à 5 jours) pour des puits à forte salinité.

### III.1.2. Lavage à l'eau

Depuis la mise en exploitation du réservoir il s'est avéré nécessaire de laver à l'eau le tubing et le découvert de certain puits pour dissoudre les ponts de sel que le wire line n'aurait pas pu atteindre ou détruire : [18]

#### III.1.2.1. Pompe BSB [Lavage par l'injection eau en continue au fond du puits]

Cela consiste à injecte de l'eau douce traite avec un inhibiteur de corrosion et bactéricides en permanence dans le puits. Pour réaliser cette opération il faut avoir des complétions adéquates. Ses complétions sont choisies de la façon suivante en tenant compte :

- De la pression du fond du puits
- Du diamètre du tubage de production
- De la salinité du brut
- Du retenu de dépôt de sel dans le tubage. [17]

#### III.1.2.2. Bouchons d'eau

Un volume de 2 à 5 m<sup>3</sup> d'eau traitée, quelquefois plus important, est pompé en tête de puits (puits fermés), il descend par gravité dans le tubing, en dissolvant sur son passage les ponts de sel rencontrés et arrive dans le découvert au bout de 8 heures. Le puits est ensuite remis en production, le bouchon d'eau étant dégorgé sur torche ou envoyé au centre de production suivant les puits.

En alternance ou non avec la wire line, les bouchons d'eau sont déclenchés périodiquement en traitement préventif ou à la demande pour venir en aide au wire line (outil coincés, dépôts difficile à détruire) ils éliminent totalement les cristaux de sel qui adhèrent sur les parois des tubings, du train de fond ou dans la crépine, ce qui ne peut faire un outil wire-line qui laisse toujours une amorce de pont de sel suivant le diamètre de l'outil descendu pour casser ces ponts. De plus dans les tubes perforés ou crépines, le bouchon d'eau est un moyen efficace de destruction de dépôts de sel alors qu'il est particulièrement délicat d'intervenir avec des outils.

La fréquence des bouchons d'eau est très variable, sur certains puits, elle est régulière de 8 à 15 j. [18]

### III.1.2.2.1. Mode de Bouchon d'eau

- a. **BE ferme** : bouchon d'eau en tête puits ferme (08 à 9 h).
- b. **BDP (balayage ligne)** : bouchon d'eau injectée par le CCE, le puits sera ferme pendant 04 h.
- c. **BE en Q (en circulation)** : il s'agit d'une circulation à l'eau traitée, l'eau est injectée par le CCE, et sortira avec la production du puits.

### III.1.2.2.2. Avantage et inconvénients

#### a. Avantage

- Venir en aide au travail au câble dans les cas de coincements d'outils.
- Détruire les dépôts dans les tubes perforés ou crépine, ou il est particulièrement délicat d'intervenir avec des outils sans risquer une rupture d'attache.

#### b. Inconvénient

- En raison des huit heures de fermetures, les bouchons d'eau occasionnent des pertes importantes de production, sauf dans le cas d'une complétion sans packer.
- Risque de tuer le puits dans le cas où la pression de fond est très faible ou faible indice de productivité. [17]

### III.1.2.3. Injection continue

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

Sur les puits à faible débit, on injecte l'eau par un tube de faible section descendu dans le tubing de production. [19]



### III.1.2.4. Squeeze d'eau dans la couche

Des injections d'eau, se sont montrées efficaces sur quelque puits. L'eau agit dans les abords immédiats du trou. Elle dissout les cristaux de sel et après la réouverture du puits une bonne partie de cette eau peut rester absorbée dans la roche et diluer l'eau de gisement produite par 3 à 5 m<sup>3</sup> d'eau sont chassées dans la couche par un volume égal d'eau pompée en tête de puits et dégorgée aussitôt. Il s'agit en fait d'un trempage du découvert sur quelques centimètres de formation seulement. [18]

### III.1.3. Snubbing

L'unité de Snubbing permet bien entendu d'effectuer, mais avec une mise en œuvre plus longue. Il permet en outre :

- Des nettoyages de dépôts durs nécessitant du poids sur l'outil et de la rotation ;
- De mettre en place un tubing concentrique (Descente ou changement CCE) «Permanent» pour l'injection d'inhibiteur, pour gaz lift,.....)
- Certaines instrumentations (repêchage de poisson wireline ou coiled tubing laissé dans le puits)

Cette opération permet de réaliser rapidement l'intervention sur le puits, peut être utilisé pour enlever les dépôts collés aux parois des tubings à l'intérieur des puits, comme le Wire-line. Cette intervention consiste à faire circuler

- Traitement des abords du puits.
- Lavage des parois du réservoir à l'eau ou à l'acide. [18]

### III.1.4. Coiled tubing

Dans le puits de l'eau douce (ou traitée) à travers le tube de l'unité coiled tubing (l'opération consiste à introduire un tube de diamètre 2 pouces (5 cm) dans le tubing et à injecter un fluide sous pression), ce qui permet de dissoudre les dépôts par une tête du tube possède des orifices et elle peut tourner et éjecter le fluide (eau douce,..), sous pression en même temps et les bouchons de sel dans le tubing. Sous l'effet de la pression le dépôt se décolle de la paroi. L'opération peut durer quelques minutes, et même des heures, selon la taille du bouchon et la quantité des dépôts dans le puits. [18]

### III.1.5. Les inhibiteurs

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. [18]

#### III.1.5.1. 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. [20]

#### III.1.5.2. Type des inhibiteurs

- a. 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.
- b. 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. [18]

## III.2. Le Dessalage

### III.2.1. Définition de Dessalage

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

**NOTE** : puisque le dessalage se fait par l'eau alors il faut d'abord connaître les généralités sur les eaux dans le champ de Hassi Messaoud.

### III.2.2. Généralité sur les eaux

#### III.2.2.1. Les eaux dans les champs pétroliers

### 1. L'eau de gisement

L'eau de gisement accompagne le pétrole dans le gisement producteur. Cette eau de gisement ou de formation peut provenir soit de l'aquifère qui se trouve à la base des gisements pétrolifère soit de la roche magasin elle-même. Cette eau est généralement très chargée en sel jusqu'à saturation, le sel prédominant est le chlorure de sodium, mais il est toujours accompagné de quantités variables de sel de : calcium, potassium, magnésium, carbonates, chlorures ... En effet l'eau de gisement contient une quantité importante de baryum sous forme de « BaCl<sub>2</sub> ».

### 2. L'eau d'injection

L'injection de l'eau douce dans des réservoirs de gisement de pétrole a pour but maintenir la pression de réservoir et le lavage des puits salés. C'est le procédé le plus employé son but est d'augmenter la récupération, ainsi d'accélérer la production.

On distingue deux catégories d'eau :

- A. **Eau de maintien de pression** : L'injection de l'eau dans des réservoirs de gisement de pétrole a pour but maintenir la pression de réservoir et améliorer la production.
- B. **Eau de dessalage** : Elle 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. [21]

### III.2.3. Choix de l'eau de dessalage

Le choix de l'eau pour le lavages des puits salés et pour le maintien de pression s'explique par :

- son faible coût, sa faible dureté
- sa disponibilité en volumes suffisants ;
- son efficacité de déplacement de l'huile : de 20 à 80% selon son degré de capillarité, de mouillabilité à l'eau et l'hétérogénéité de la roche réservoir.

Le choix de la nappe albien est basé sur ces critères, et vu la richesse du champ HMD de cette dernière .Malgré que la nappe albien répond aux critères physiques pour son choix à l'utilisation pour le lavage des puits salés et le maintien de pression, mais elle présente une

incompatibilité chimique avec l'eau de réservoir (cambrien), et elle provoque la formation des différents dépôts. [21]

### III.2.4. Les complétions

- **Complétion simple** : Dans ce cas le puits est équipé d'une seule colonne de production. Cela ne permet en général que d'exploiter et dessaler avec bouchon d'eau fermer à la fois.
- **Complétion parallèle** : Il constitue d'un tubing (4''1/2) et CCE en parallèle, on utilise cette complétion pour minimiser les fermetures d'un puits ; l'injection d'eau se fait à travers le CCE et le tubing de production est toujours actif.
- **Complétion Concentrique** : Il constitué d'un tube macaroni de diamètre 1''315, 1''660, 1''900 descendu dans le tubing de production (4''1/2) est suspendu en tête de puits. Pour les puits sales l'injection d'eau est continue à travers le CCE. Dans le cas d'un puits horizontal ou Short radius ou Side track on aura besoin d'un lavage du drain pour cela on procède a un bain de pied.  $\infty$  **Complétion Télescopique** : Le puits est complété avec un tubing (4''1/2) + tubing (2''7/8) suspendu. Descendre un deuxième concentrique (1''315) au fond pour dessalage et laisser l'annulaire que forme le premier concentrique (2''7/8) avec le tubing (4''1/2) pour le liftage, l'huile sera produite que forme les deux concentriques. Ou bien, descendre le concentrique (1''315) pour le liftage, le dessalage sera assuré par l'annulaire (4''1/2×2''7/8) et la production d'huile se fera par l'annulaire (2''7/8×1''315). Cette méthode a été choisie pour séparer l'eau de dessalage du gas et de production, Ce mode a été évité pour ses inconvénients :

- Poids lourd du chemisage (2''7/8) CCE (1''315)
- Affaissement tête de puits.

- **Complétion SPM.**

### III.2.5. Les modes de dessalage

#### III.2.5.1. 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. [22]

### III.2.5.2. Dessalage par réseau pressurisé

Depuis l'apparition des sels a Hassi Messaoud les puits sont injectés par l'eau traitée soit par bouchon d'eau périodiques ou par l'injection d'eau continue. Des difficultés sont rencontrées lorsque 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. [23]

#### III.2.5.2.1. Stations de lavage des puits huiles salés du champ HMD

##### a. Station Z14 :

Située en zone centrale du champ de HMD (l'intérieur de la base IRARA), et traite les puits huiles salés de la zone Est. Elle Comprend 6 cuves de 1000litres.

##### b. Station CINA :

Située en zone centrale du champ de HMD (l'intérieur du centre industriel Nord) et traite les puits huiles salés de la zone Nord. Elle Comprend 5 cuves de 1000 lites et une de 2000litres.

##### c. Station W1C :

Située en zone Ouest du champ de HMD (l'intérieur de la Station satellite W1C) et traite les puits huiles salés de la zone 1. Elle Comprend 6 cuves de 1000 lites et une de 3000 litres.

##### d. Station CIS :

Située en zone centrale du champ de HMD (l'intérieur du centre industriel Sud) et traite les puits huiles salés de la zone Sud-Ouest. Elle Comprend 5 cuves de 1000 lites et une de 2000 litres

##### e. Station HGA :

Située en zone Complexe du champ de HMD et traite les puits huiles salés du champ HGA. Les stations de traitements sont contrôlées à distance ce qui permet d'avoir des informations et la possibilité d'intervenir rapidement sur :

- Concentration des produits de traitements

- Programmation injection des bactéricides en continue ou par choc
- Taux de corrosion
- Niveau bacs
- Marche et arrêt pompes etc...
- Débits d'eau injectée

Toutes ces informations vont permettre d'optimiser le traitement chimique. [24]

### III.2.5.2.2. Installations de surface

- ❖ **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 reliée 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 sorti





Figure III. 1 Une pompe BSB alimenté par Scrubber



Figure III. 2: Les bacs d'eau

♣ 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. [17]

## Chapitre III Système De Dessalage dans le champ de HMD

On a deux types de stations :

- les stations BP et leur nombre de puits salée :

Tableau III. 1: Stations BP et leur nombre de puits salée (en Avril 2022).

Station BP			
CINA	CIS	WIC	Z14
18	27	13	14

- les stations HP et leur nombre de puits salée :

Tableau III. 2: Les stations HP et leur nombre de puits salée (en Avril 2022).

SKID HP													
NORD					SUD					Perefririque			
OMP53		OMN77		CINA	E2A			MDH6					
ONI	ONM	OMN 25	OMJ	UPSIDE	MD 141	HGA W	MD 36	MD 226	W1C HP	BONATI HDZ	BONATI HGA	BONATI RAMA	BONATI ZAM
18	20	18	14	6	21	10	6	5	24	2	3	1	2



- Installation de la Station de dessalage pressurisé HP (BONATTI) HMD :



Figure III.3 : Les lignes d'injections d'eau Figure III.4 : Filtres



Figure III.5: Skid de dessalage



Figure III.6: Pompe d'injection Figure III.7: Injection des inhibiteurs

III.2.6. Réseau d'eau du Dessalage champ HMD

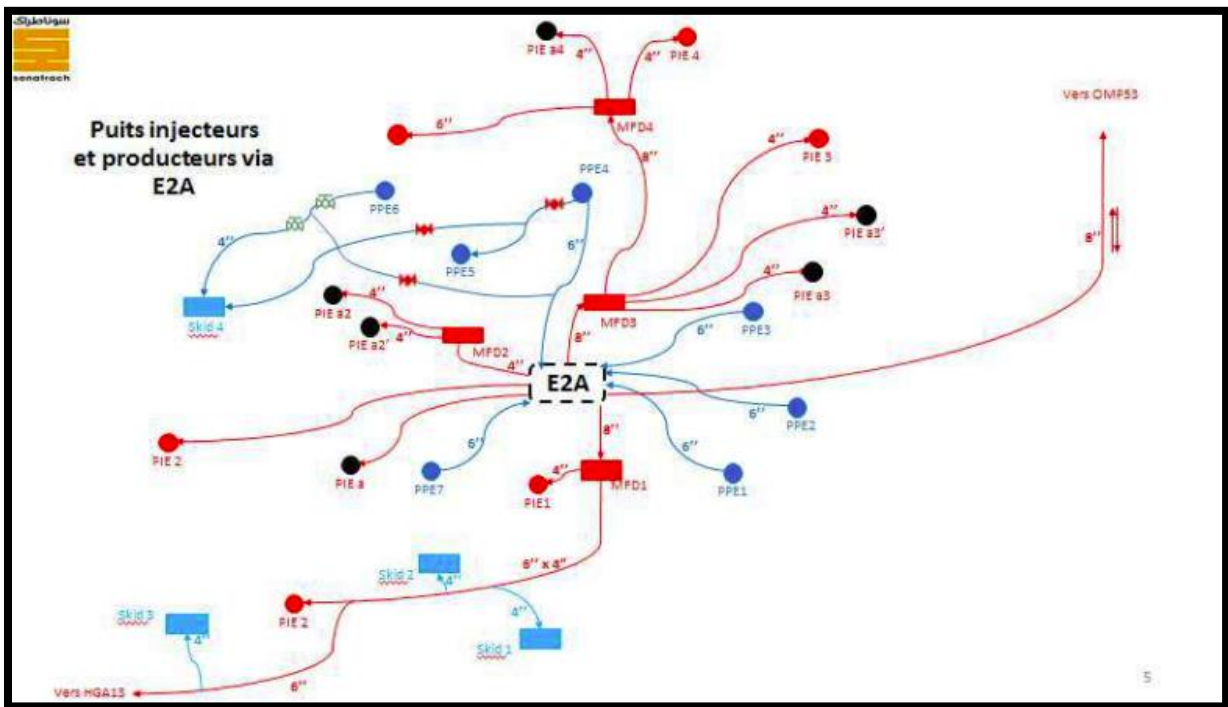


Figure III.8: Réseau eau de dessalage station E2A.

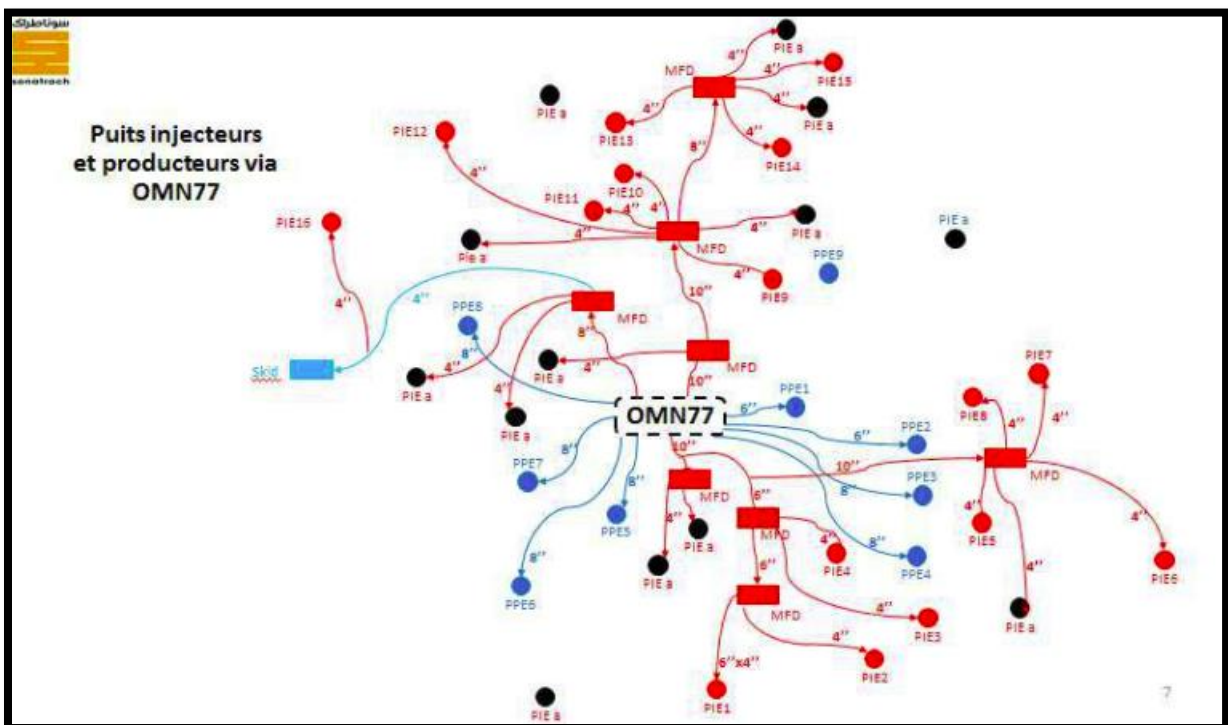


Figure III.9: réseau d'eau du dessalage station OMN77.

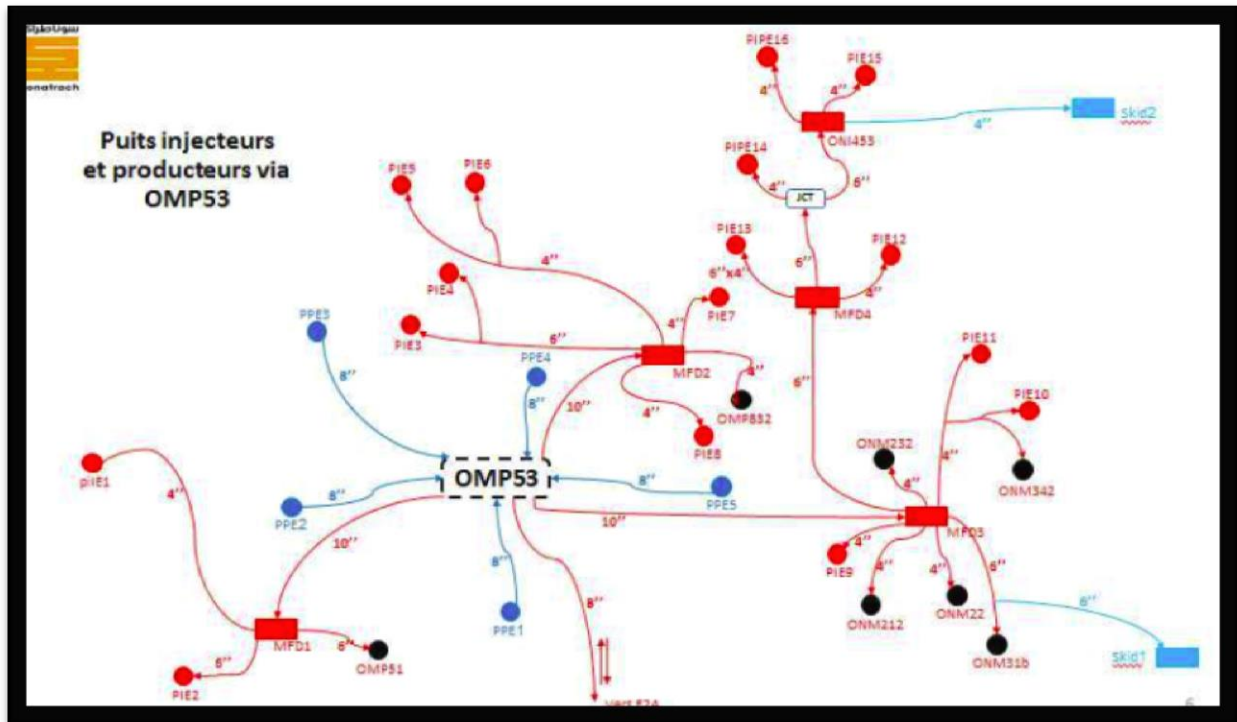




Figure III.10: réseau eau de dessalage station OMP53.

### Conclusion

La réduction d'apparence des dépôts et des interventions ultérieures pour les luttes est grandement facilitée par le dessalement, y compris la traitement chimique et les additifs des inhibiteurs de corrosion.

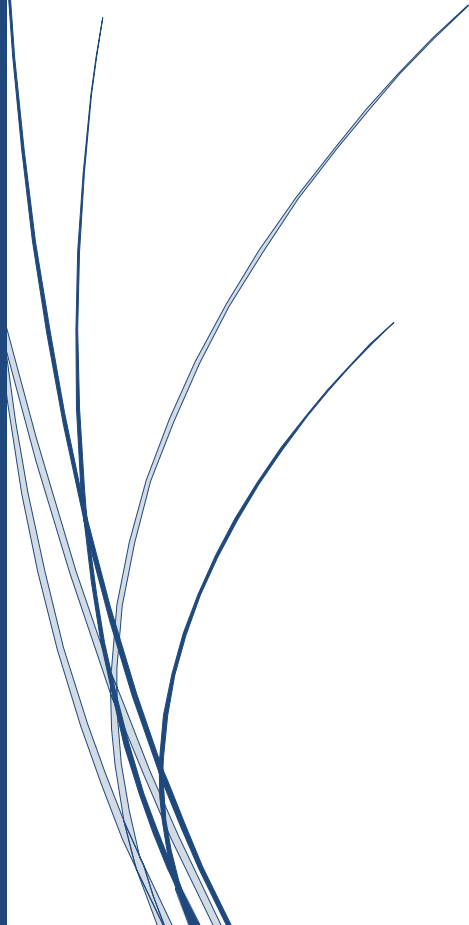
En résumé, le dessalage préalable des eaux produites avant leur injection dans les puits salés est essentiel pour maintenir la productivité et la durabilité des opérations de production pétrolière, en minimisant les risques d'encrassement, de corrosion et de réduction de l'efficacité de l'injection d'eau.



---

# Chapitre IV Evaluation de traitement d'eau d'injection par osmose inverse dans le champ de HMD

---





## **Introduction**

Ce chapitre est consacré à l'évaluation de l'injection de l'eau osmosée, en se concentrant sur les tests réalisés avec cette technique sur le puits MD525. L'objectif de cette étude est de déterminer l'efficacité de l'osmose inverse pour traiter l'eau d'injection et prévenir la formation de dépôts minéraux, tels que les sulfates de baryum, qui peuvent obstruer les équipements et réduire l'efficacité des opérations de production.

Dans le cadre de notre étude, nous avons réalisé une série de tests sur le puits MD525 pour évaluer la performance de l'osmose inverse en conditions réelles. Ces tests ont inclus l'analyse des paramètres chimiques de l'eau avant et après traitement.

### **IV.1. Présentation de la zone d'étude (Hassi Messaoud)**

Le champ de Hassi-Messaoud représente l'un des champs les plus complexes au monde. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives distinctives. D'autre part, par la transformation diagénétique dans le réservoir, lors de son enfouissement au cours des temps géologiques, jusqu'à ce que le gisement a pris la forme ou la configuration actuelle. Ces événements peuvent quelques fois améliorer les paramètres pétro-physiques (fracturation hydraulique naturelle, la dissolution etc.....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité la cimentation due aux phénomènes de pression solution, la création de matrices de petits.

#### **IV.1.1. Historique du champ de Hassi-Messaoud**

Après la mise en évidence par la sismique réflexion de la structure de Hassi Messaoud comme étant un vaste dôme structural, la société "SN REPAL" implante le 16 Janvier 1956, le premier puits Md1, pas loin du puits chamelier de Hassi Messaoud. Le 15 juin de la même année, ce forage a recoupé des grès cambriens à 3338m comme étant producteurs d'huile.

En mai 1957, la société "CFPA" réalise un puits Om1 à environ 7Km au Nord Nord-ouest du puits Md1, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien.

La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation. Dès lors découverte, les forages se sont développés et multipliés sans cesse, jusqu'à arriver à plus de 1300 puits. [25]

## Chapitre IV Evaluation de traitement d'eau d'injection par osmose inverse dans le champ de HMD

### IV.1.2. Situation Géographique

Le champ de Hassi Messaoud est un important gisement d'hydrocarbure. Il contribue pour plus de 50 % de la production algérienne.

Il se situe à 650 km Sud – Sud-Est d'Alger, à 350 km de la frontière tunisienne, et à 80 Km à l'Est de Ouargla (Figure. 1). Ses coordonnées Lambert sont :

- X : 790.000 @ 840.000 EST • Y : 110.000 @ 150.000 Nord

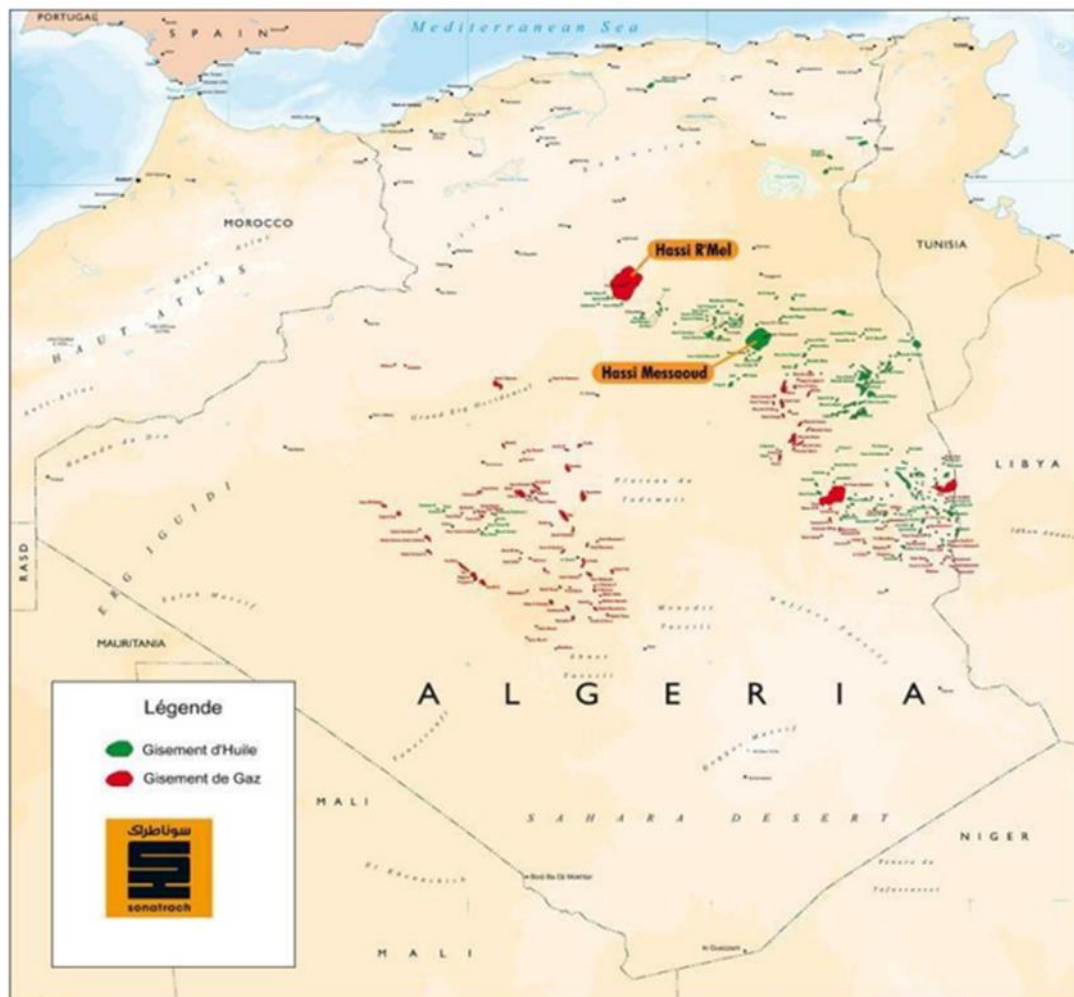


Figure VI. 1: La situation géographique

### IV.1.3. Caractéristique du réservoir

Le réservoir est localisé entre 3150 m. et 3350 m. Il consiste en 3 majeures formations, nominativement du sommet au bas R1, R2, et R3. R1 a été divisé en 2 formations, Ri (top) et Ra (fond).

L'épaisseur de réservoir Moyenne est de 140 m.

## **Chapitre IV Evaluation de traitement d'eau d'injection par osmose inverse dans le champ de HMD**

---

La porosité varie entre 2% et 11%, et la perméabilité de 0 à 200 mD, quelques fois supérieure à 500 mD. L'huile est légère, sous saturé.

Sa composition et ces caractéristiques sont légèrement variables de zone à une autre. Sa valorisation dans les marchés spécialisés ("mélange algérien") est excellente, légèrement au-dessus du Brent.

- La densité de API varie entre 43.7 à 45 °.
- La pression de point de la bulle varie entre 155 kg/cm<sup>2</sup> (Ouest) à 200 kg/cm<sup>2</sup> (Est).
- Le GOR: 160 à 230 m<sup>3</sup> /m<sup>3</sup>
- Température de réservoir: 240 °F.
- Initial Oil Water Contact: 3380 m. [26]

# Chapitre IV Evaluation de traitement d'eau d'injection par osmose inverse dans le champ de HMD

## IV.1.4. Stratigraphie du champ

Du point de vu stratigraphie, la zone de Hassi Messaoud est constituée de haut et bas par la figure suivante :

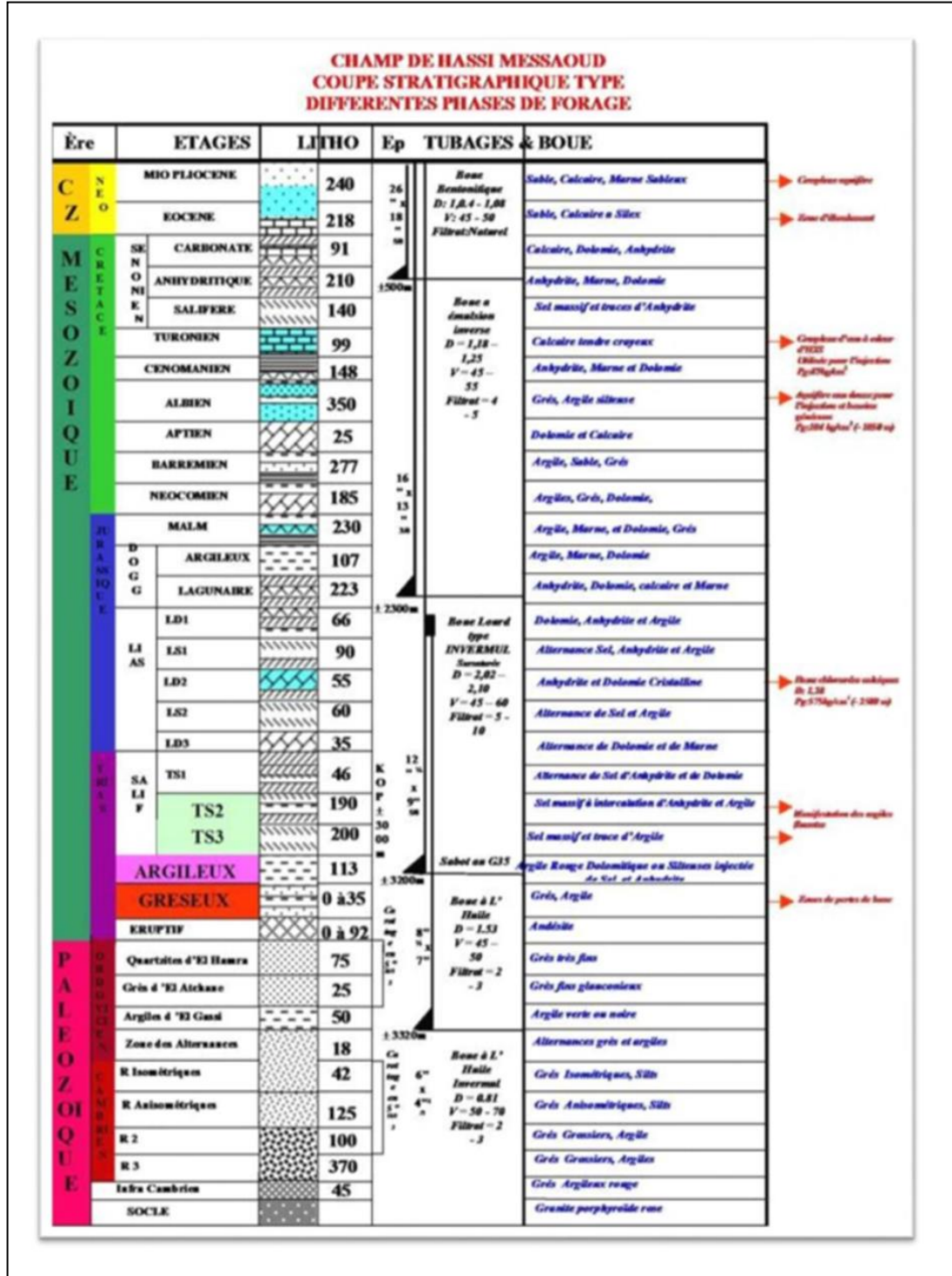


Figure VI. 2: la coupe stratigraphique



## **Chapitre IV Evaluation de traitement d'eau d'injection par osmose inverse dans le champ de HMD**

---

Du point de vue caractérisation du réservoir, le gisement de Hassi-Messaoud est défini dans une trilogie parfaite :

- Hétérogène sur une le plan verticale et horizontal
- Anisotrope par la présence de silts
- Discontinu par l'écoulement des fluides.

Ces facteurs (hétérogénéité, discontinuité, anisotropie) vont provoquer une diminution de la récupération par rapport à un milieu homogène idéal, et vont entrainer une difficulté d'interpolation des valeurs des paramètres au puits.

Les principaux problèmes d'exploitation du champ de Hassi Messaoud sont :

- 1- Les dépôts de sel, asphaltènes et sulfate de baryum
- 2- Percées de gaz et d'eau
- 3- Corrosion de la collecte

Le gisement de Hassi-Messaoud a atteint un degré d'exploitation élevé mais non encore définitive. Un vaste programme de développement est tracé pour soutirer encore plus de pétrole. [27]

### **VI.2. Situation du puits MD525 (Zone 15)**

Puits producteur huile foré en 09/07/2000, mise en production en 01/08/2000

Il était équipé d'un ANCRE, une liaison trou LINER\_CIMENTE, le dernier jaugeage effectué le 20 Février 2024, a donné un débit de 0.55 m<sup>3</sup>/h, pour un GOR de 6077 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

- **X** : 831513.551
- **Y** : 127353.895

## Chapitre IV Evaluation de traitement d'eau d'injection par osmose inverse dans le champ de HMD

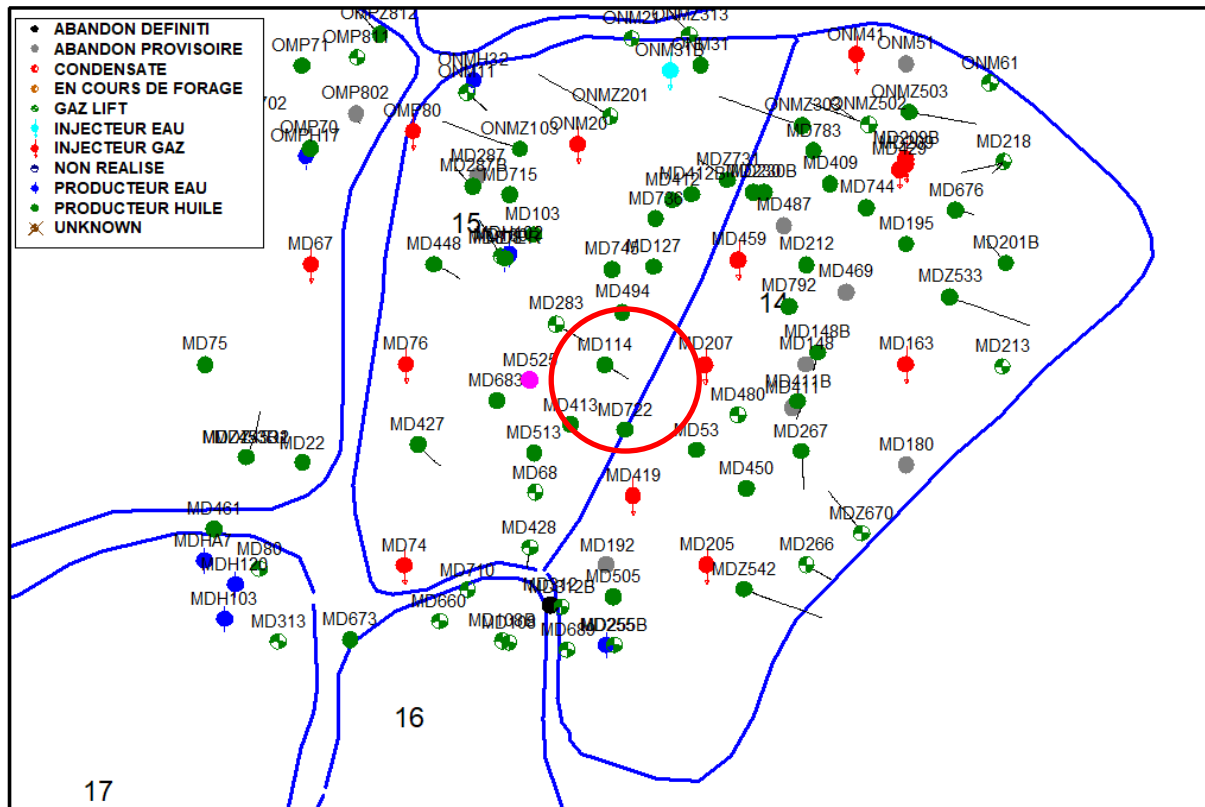


Figure VI. 3: Le puits MD525 (zone 15)

### VI.2.1. Diagramme de pression et de gisement de puits MD525

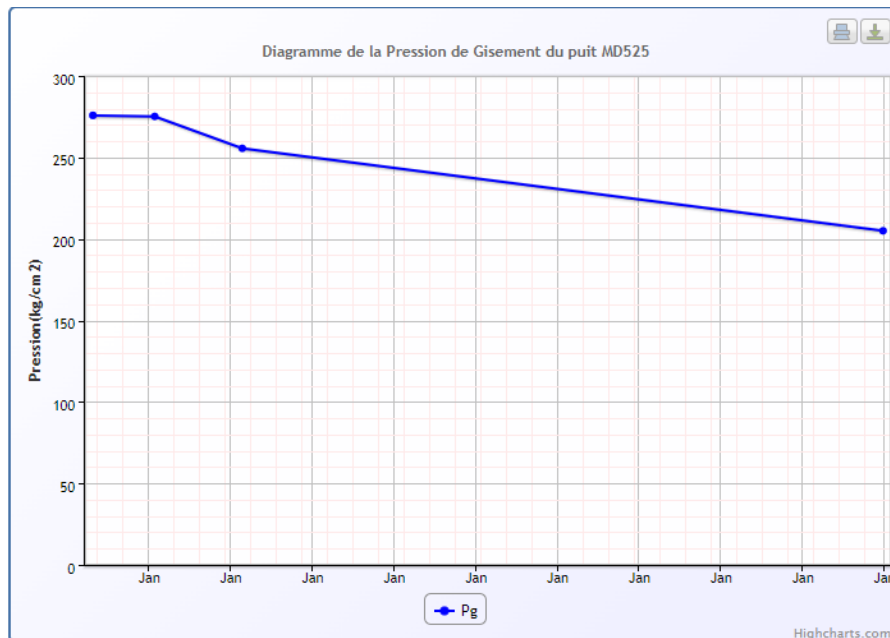


Figure VI. 4: Diagramme de pression et de gisement de puits MD525

### **VI.2.2. Les critères de choix**

- Un puits pilot.
- Le puits présente des dépôts minéraux significatifs, tels que des dépôts de sulfate de baryum.
- Le puits est sur système de dessalage pressurisé.
- Un puits destiné au test industriel.

### **VI.3. L'osmoseur**

L'étude expérimentale a été menée par le moyen d'une unité de traitement d'eau au niveau du champ de Hassi Messaoud afin de déterminer la meilleure configuration en termes de qualité et quantité d'eau produite.



**Figure VI. 5:L'osmoseur**

### **VI.3.1. Généralités**

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

Toute la gamme Aqua Cleer IW E est basée sur la constatation que plus de deux tiers des appareils d'Osmose Inverse sont appelées à traiter des eaux ayant une salinité inférieure à 1500 ppm.

La ligne IW E, grâce à l'étude spécialement visée des composants (Vessel, membranes, pompes, circuits, etc.) est plus économique et mieux adaptée pour les utilisations les plus répandues.

La qualité de l'eau produite satisfera pleinement les exigences de l'utilisateur, avec des coûts d'achat et d'entretien nettement moindres.

En appliquant une pression de 12/14 bars à l'eau à dessaler, on obtiendra en effet une élimination de 90-95% des sels (en fonction de leur nature).

Puisque la membrane est à même de rejeter les substances dissoutes en forme ionique, à plus forte raison elle peut empêcher le passage des substances indissoutes (bactéries, colloïdes, etc.), ou des molécules inorganiques qui ont des dimensions plus élevées que celles des ions.

Il faut toutefois tenir en considération que, à la surface de la membrane, on pourra déceler une forte concentration de ces éléments, ainsi que des sels dissous, telle à causer des phénomènes non souhaités.

Par exemple:

Les substances indissoutes peuvent se déposer à la surface de la membrane, en la colmatant et en réduisant son efficacité.

## **Chapitre IV Evaluation de traitement d'eau d'injection par osmose inverse dans le champ de HMD**

---

Certains sels (le bicarbonate de Calcium en particulier) ont une solubilité modérée et, à cause de l'augmentation de la concentration, ils peuvent précipiter et créer une incrustation sur la membrane, avec des effets semblables à ceux du point précédent.

Ces inconvénients peuvent être évités avec un prétraitement de l'eau, et avec une exploitation correcte de l'installation.

Il est donc important de préciser que la limite des 1500 ppm est indicative pour ce genre d'installations: une analyse complète de l'eau à traiter sera toujours utile pour un dimensionnement correct des osmoseurs Culligan et de leurs prétraitements.

### **VI.3.2. Caractéristiques de l'eau d'alimentation**

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

- Pression d'alimentation: 1 bar minimum
- Pression produit : 1 bar max.
- Température limite : 2-35 °C (nominale 20°C)
- Salinité maximum : 1500 mg/litre (comme TDS)
- SDI : <3
- Ph : +/-1
- Chlore actif: < 1 ppm
- Sulfate de Calcium (Ca SO<sub>4</sub>) : concentration inférieure à la limite de solubilité dans l'eau de rejet.
- Carbonate de Calcium (Ca CO<sub>3</sub>): Index de Langelier négatif dans l'eau de rejet
- Silice: concentration inférieure à la limite de solubilité dans l'eau de rejet.
- **N.B** : avec des températures inférieures ou supérieures aux limites établies on pourrait causer des dégâts irréversibles aux membranes, à cause du gel ou de la dégradation de la pellicule osmotique.

## **Chapitre IV Evaluation de traitement d'eau d'injection par osmose inverse dans le champ de HMD**

---

- La température nominale de 20°C est celle qui est prise en considération pour le calcul prévisionnel du rendement de l'installation.
- Les valeurs de turbidité exigées peuvent être atteintes, si nécessaire, avec une pré filtration adéquate.
- Normalement le Chlore actif est additionné à l'eau pour sa désinfection. L'excès est éliminé ensuite par un traitement à charbons activés, ou par d'autres procédés.
- Sulfate de Calcium, Carbonate de Calcium et Silice: les limites indiquées sont référées à la nécessité d'empêcher des précipitations incrustantes.

Sur la base d'une analyse chimique de l'eau, les limites précitées sont prises en considération au moment du projet, et par conséquent le prétraitement éventuellement nécessaire est suggéré. (Acidification, conditionnement avec produits spécifiques, adoucissement sur résines, etc.)

### **Vi.4.3. Description des composants**

Tous les composants hydrauliques utilisés dans les appareils Aqua-Cleer IW E sont constitués par des matériaux résistant à la corrosion et de qualité alimentaire, et sont aptes à travailler dans les conditions d'utilisation prévues, soit :

- les éléments précédants la pompe haute pression résistent à une pression nominale de 5 bars.
- les éléments du circuit haute pression résistent à une pression de service de plus de 14 bars.

L'ensemble est donc constitué par :

- un châssis modulaire fabriqué en acier verni
- un ou plusieurs vessels en acier AISI 316, complets des modules osmotiques à rendement élevé
- une ou plusieurs pompes centrifuges multitude à haute pression, en acier AISI 316

## **Chapitre IV Evaluation de traitement d'eau d'injection par osmose inverse dans le champ de HMD**

---

- un panneau de contrôle hydraulique comprenant les vannes de réglage, les débitmètres, les manomètres et tout ce qui est nécessaire pour le bon fonctionnement de l'installation.
- la vanne solénoïde d'alimentation de l'installation
- un pressostat de pression minimum
- un thermomètre de l'eau d'alimentation
- les vannes- test des différents modules osmotiques

En option:

- un ou deux pré- filtres de capacité différente, de 10 ou 5  $\mu$ , en fonction des exigences
- un kit de rinçage des membranes à débit élevé
- un panneau électrique général

### **VI.3.4. Fonctionnement**

- Normalement l'osmoseur démarre en actionnant l'interrupteur de niveau placé dans le bac de stockage de l'eau traitée.
- La procédure de démarrage est la suivante :
- L'opérateur ouvre l'électrovanne (1) placée à l'entrée de l'osmoseur, ce qui permet à l'eau d'alimentation de mettre en pression le système. Le pressostat de pression minimum (2) contrôle la pression, et, si celle-ci dépasse la valeur préfixée, le groupe motopompe démarre automatiquement.
- Ce dispositif permet d'éviter que la pompe puisse être endommagée par un manque d'eau, ou par une pression insuffisante.
- Une fois la pompe (7) activée, l'eau est mise en pression, et refoulée vers les modules osmotiques.
- En traversant les membranes, une partie de l'eau perd presque totalement ses sels (Product) alors que l'autre partie, à contenu salin plus élevé, est rejetée (reject).

## **Chapitre IV Evaluation de traitement d'eau d'injection par osmose inverse dans le champ de HMD**

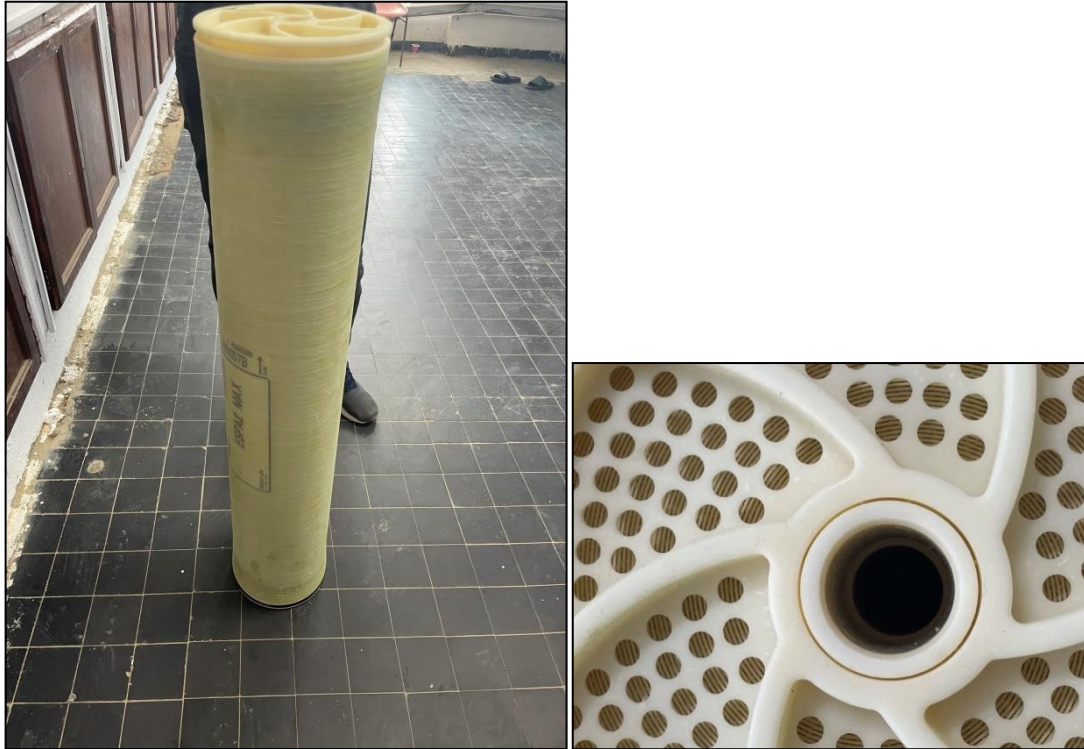
---

- Pour réduire la quantité d'eau rejetée, il est possible d'en recirculer une partie en agissant sur les vannes de réglage (14).
- Le manomètre basse pression en entrée (2) peut également être réglée. Lors que la pression de l'eau en entrée est inférieure à la valeur préfixée, l'installation s'arrête.
- Les pressions et les débits de service sont affichés sur les manomètres et les débitmètres qui équipent l'osmoseur. Leu réglage est effectué grâce aux vannes manuelles installées sur les lignes de recirculation et de rejet.
- Une fois atteint le niveau maximum dans le bac de stockage de l'eau traitée, l'osmoseur peut effectuer un rinçage (kit optionnel). La phase de rinçage consiste à échanger complètement l'eau présente à l'intérieur des membranes par de l'eau d'alimentation non additionnée avec les produits chimiques (tels qu'acide, anti-incrustant, etc.).
- Une fois la phase de rinçage terminée, l'osmoseur s'arrête.



### **VI.3.5. Membranes utilisées**

Les membranes utilisées sont : FilmTec™ BW30 PRO-400 ; trois en série et une quatrième en parallèle.



**Figure VI. 6: Les membranes utilisées**

Les caractéristiques principales de ces membranes sont présentées dans le tableau

**Tableau VI. 1: Caractéristiques des membranes utilisées**

Surface active ft <sup>2</sup> (m <sup>2</sup> )	Épaisseur de l'entretoise d'alimentation (mil)	Débit du perméat gpd (m <sup>3</sup> /j)	Rejet de sel stabilisé (%)	Rejet minimal de sel (%)
400 (37)	28	11,000 (42)	99.6	99.4

### **VI.3.6. Eau d'injection**

Il est essentiel de produire de l'eau en parallèle pour la production des hydrocarbures, afin d'être injectée dans les puits pour la récupération du pétrole et du gaz. Cependant, avant d'être injectée, il est nécessaire de traiter cette eau afin d'atteindre la qualité souhaitée.

## **Chapitre IV Evaluation de traitement d'eau d'injection par osmose inverse dans le champ de HMD**

---

L'eau naturelle a une composition chimique différente d'une région à l'autre, et cela s'explique par le fait qu'elle a été longtemps dans le réservoir en contact avec l'huile, le gaz et la roche. Ainsi, l'origine de l'eau influence la quantité et la qualité de l'eau, qui diffèrent d'une zone à l'autre en fonction de la géologie de la formation, des types de fluides qu'elle renferme, ainsi que des conditions et du processus de récupération.

Chaque eau provenant d'un milieu souterrain contient donc :

- Des MES, minérales ou organiques ;
- Des sels et des solides dissous ;
- Des métaux lourds ;
- Des matières organiques ;
- Des bactéries ;
- Des gaz dissous.

Certains de ces composés sont toxiques et nécessitent une élimination, ce qui nécessite un traitement de l'eau avant son utilisation, car elle peut être corrosive, huileuse et biologiquement active.

L'eau utilisée dans notre cas d'étude est extraite du bassin d'albien du puits H3. Elle présente une turbidité de 2.10 NTU, un pH de 7.57 et une conductivité de 5.49 ms/cm. L'analyse chimique de l'eau est donnée pour une température 30° C.

## Chapitre IV Evaluation de traitement d'eau d'injection par osmose inverse dans le champ de HMD

Tableau VI. 2: L'analyse chimique de l'eau

ANALYSES CHIMIQUES	
Eléments	Concentrations mg/l
Calcium (Ca <sup>++</sup> )	<b>196.79</b>
Magnésium (Mg <sup>++</sup> )	<b>58.12</b>
Fer total (Fe)	0.13
Chlorures (Cl)	1309.78
Sulfates (SO <sub>4</sub> )	<b>1100.00</b>
TDS	>2000
Carbonates (CO <sub>3</sub> )	0.00
Bicarbonates (HCO <sub>3</sub> )	135.30

Il est observé que l'eau obtenue présente une teneur élevée en ions Sulfates de 1100 mg/l, ce qui est supérieur à 20PPM, contrairement aux exigences de la SONATRACH. Effectivement, une surabondance de sulfate entraîne un risque considérable de colmatage, voire même de bouchage du puits d'injection, ce qui suggère l'importance de retirer les sulfates de l'eau avant l'injection. Il est également évident que la minéralisation est très importante, avec une concentration de TDS plus que 2000 mg/L, ce qui peut entraîner des dépôts sur les installations et à l'intérieur des tuyaux.

Il est donc essentiel de réduire la teneur en sel dans notre eau d'injection.

### VI.3.7. Objectif du traitement

Il est nécessaire de procéder à un traitement avant d'utiliser toute eau naturelle. En fonction des besoins, qu'ils soient industriels, domestiques ou agricoles, la qualité de l'eau requise lors du traitement varie. Dans notre situation, l'eau utilisée pour le dessalage doit respecter des normes et des exigences afin d'éviter toute incompatibilité entre l'eau injectée et

## Chapitre IV Evaluation de traitement d'eau d'injection par osmose inverse dans le champ de HMD

l'eau de gisement, ce qui entraîne la formation des dépôts.

Notre présente situation consiste à résoudre les problématiques suivantes :

- L'incompatibilité de l'eau de la nappe et l'eau du réservoir pétrolier ;
- Nécessité d'éliminer les sulfates de l'eau d'injection des puits pétrolier pour éviter la formation du sulfate de baryum provoquant l'encrassement des installations impactant négativement la productivité ;
- La présence de dépôt de sels, notamment le chlorure de sodium ;
- Diminution de la quantité des sels dissous ;
- Diminution de la quantité des solides dissous (TDS) ;
- Élimination des éléments nocifs ( $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{Sr}^{2+}$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ) ;
- Augmentation du taux de conversion des membranes ;
- Optimiser le processus de filtration ;

**Tableau VI. 3: Résultats des analyses physico-chimiques effectuées sur l'échantillon d'eau prélevé de l'eau osmosée**

ANALYSES CHIMIQUES	
Eléments	Concentrations mg/l
Calcium ( $\text{Ca}^{++}$ )	<b>50.95</b>
Magnésium ( $\text{Mg}^{++}$ )	<b>16.59</b>
Fer total (Fe)	0.01
Chlorures (Cl)	67.90
Sulfates ( $\text{SO}_4$ )	<b>67.00</b>
Carbonates ( $\text{CO}_3$ )	0.00
Bicarbonates ( $\text{HCO}_3$ )	22.20

## **Chapitre IV Evaluation de traitement d'eau d'injection par osmose inverse dans le champ de HMD**

---

Il est observé que la teneur en ions Sulfates est diminuer de 1100 mg/l à 67 mg /l, avec une turbidité de 0.27 NTU, un pH de 6.98 et une conductivité de 433 us/cm. Effectivement, cette diminution de selles minérales empêche le risque considérable de colmatage, de bouchage du puits d'injection et la formation des dépôts au niveau des installations.

### **IV.4. Présentation du 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

#### **IV.4.1. 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 3-5, 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

## Chapitre IV Evaluation de traitement d'eau d'injection par osmose inverse dans le champ de HMD

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. [28]

La figure au-dessus représente la plateforme du logiciel.

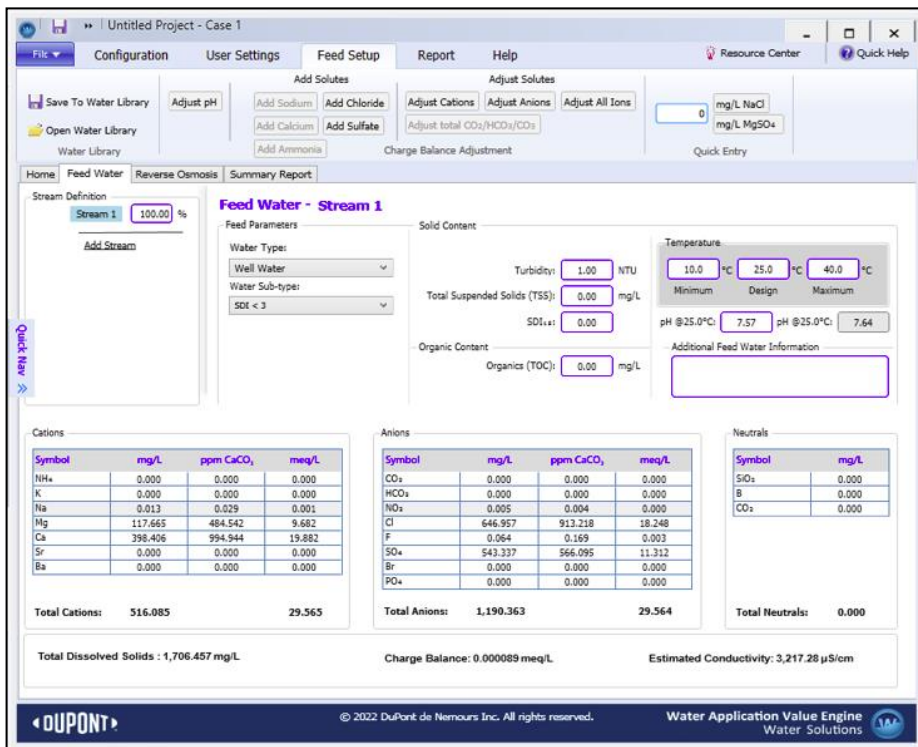
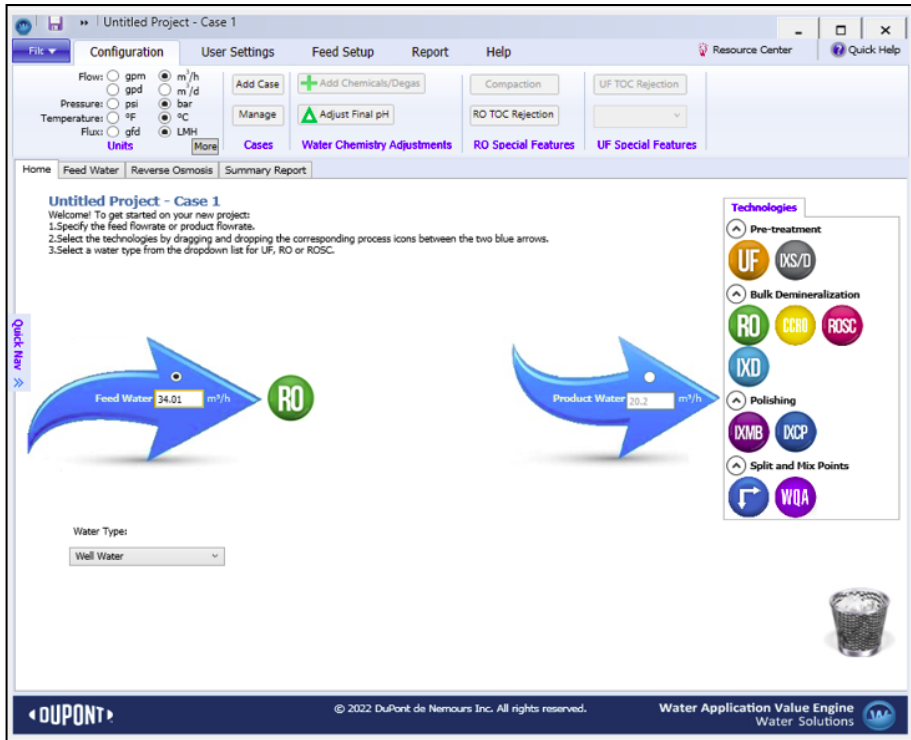


Figure VI. 7: La plateforme du logiciel

IV.4.2. Rapport de simulation d'osmose inverse

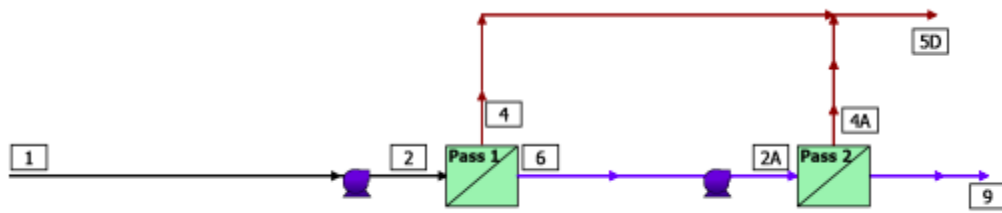


Figure VI. 8: Schéma d'écoulement du système RO

Tableau VI. 4: Description du système RO

#	Description	débit (m <sup>3</sup> /h)	TDS (mg/L)	Pression (bar)	#	Description	débit (m <sup>3</sup> /h)	TDS (mg/L)	Pression (bar)
1	Alimentation brute du système RO	34.0	3,632	0.00	2A	Alimentation nette à passer 2	27.1	54.69	54.7
2	Alimentation nette à passer 1	34.0	3,633	7.8	4A	Concentré total de Pass 2	2.87	514.8	50.4
4	Concentré total de Passe 1	6.80	17,933	5.5	5D		9.68	12,760	-
6	Perméat total de la passe 1	27.2	54.56	0.00					
9	Produit net du système RO	24.3	0.84	0.00					

**Chapitre IV Evaluation de traitement d'eau d'injection par osmose inverse dans le champ de HMD**

**Tableau VI. 5: Concentrations de solutés RO - Passe 1**

<b>Concentrations (mg/L en ions)</b>								
	Alimentation	Concentré			Perméa			
		Stage1	Stage2	Stage3	Stage1	Stage2	Stage3	Total à passe 2
<b>Mg<sup>+2</sup></b>	<b>247.2</b>	973.5	1,213	1,223	1.44	24.29	128.7	3.20
<b>Ca<sup>+2</sup></b>	<b>837.0</b>	3,292	4,096	4,130	6.15	104.3	538.4	13.69
<b>HCO<sub>3</sub><sup>-</sup></b>	<b>137.2</b>	529.7	652.5	657.5	1.71	23.67	116.5	3.30
<b>NO<sub>3</sub><sup>-</sup></b>	<b>0.01</b>	0.04	0.05	0.05	0.00	0.00	0.01	0.00
<b>F<sup>-</sup></b>	<b>0.13</b>	0.51	0.64	0.64	0.00	0.02	0.08	0.00
<b>Cl<sup>-</sup></b>	<b>1,310</b>	5,149	6,400	6,452	10.84	186.1	956.2	24.28
<b>SO<sub>4</sub><sup>-2</sup></b>	<b>1,100</b>	4,337	5,412	5,460	4.59	75.31	411.5	10.08
<b>TDS</b>	<b>3,632</b>	14,287	17,783	17,933	24.74	413.7	2,151	54.56
<b>Cond. µS/cm</b>	<b>6,198</b>	20,038	24,010	24,175	56	861	3,983	122
<b>pH</b>	<b>7.0</b>	7.2	7.2	7.2	5.4	6.2	6.7	5.7



**Chapitre IV Evaluation de traitement d'eau d'injection par osmose inverse dans le champ de HMD**

**Tableau VI. 6: Concentrations de solutés RO - Passe 2**

<b>Concentrations (mg/L en ions)</b>					
	Alimentation	Concentré		Filtré	
		Stage1		Stage1	Total
<b>Mg<sup>+2</sup></b>	3.20	30.33		0.01	<b>0.01</b>
<b>Ca<sup>+2</sup></b>	13.69	129.5		0.05	<b>0.05</b>
<b>HCO<sub>3</sub><sup>-</sup></b>	3.30	29.82		0.65	<b>0.65</b>
<b>NO<sub>3</sub><sup>-</sup></b>	0.00	0.00		0.00	<b>0.00</b>
<b>F<sup>-</sup></b>	0.00	0.02		0.00	<b>0.00</b>
<b>Cl<sup>-</sup></b>	1,310	5,149		0.09	<b>0.09</b>
<b>SO<sub>4</sub><sup>-2</sup></b>	10.08	95.42		0.03	<b>0.03</b>
<b>TDS</b>	54.56	514.8		0.84	<b>0.84</b>
<b>Cond. μS/cm</b>	122	1,057		5	<b>5</b>
<b>pH</b>	5.7	7.3		5.0	<b>5.0</b>

VI.5. Évaluation de l'injection de l'eau osmosée dans le puits MD525

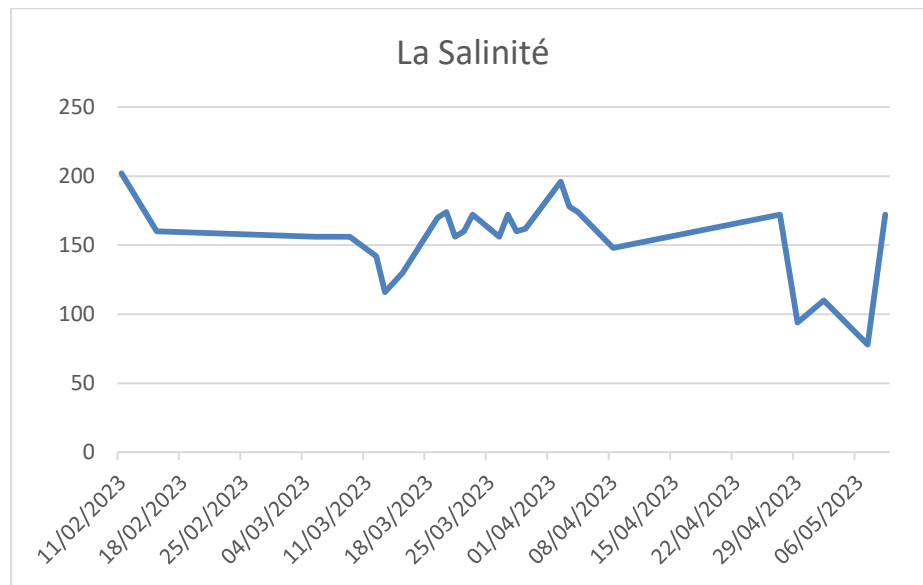


Figure VI. 9: La salinité du puits MD525

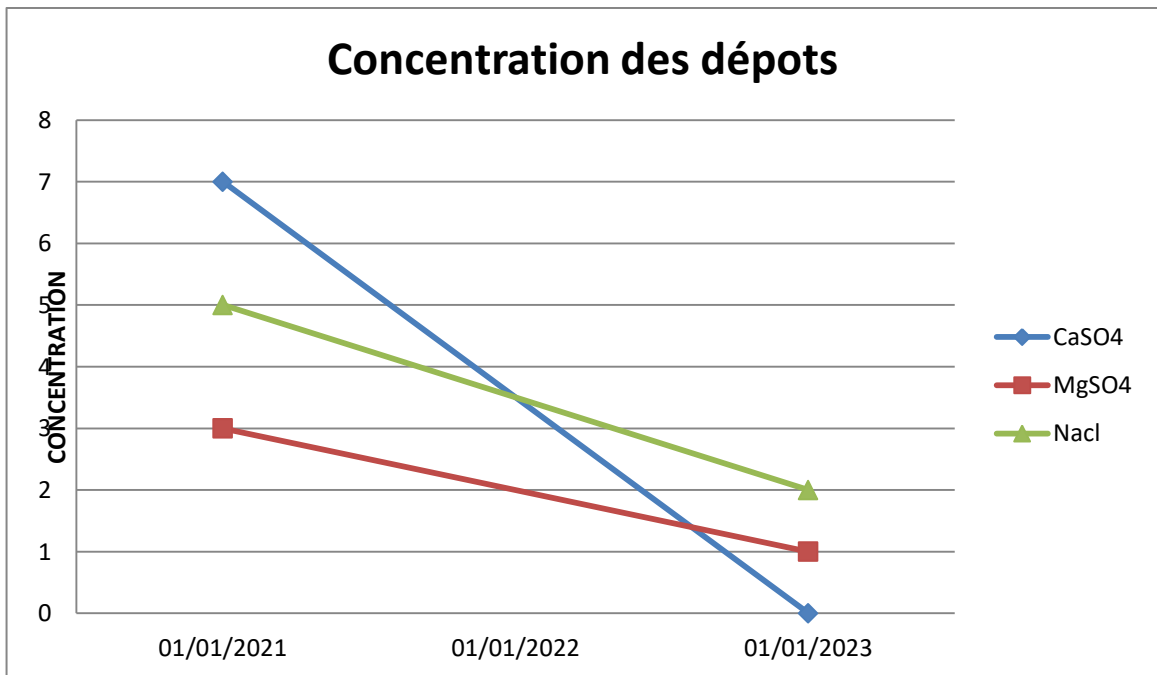
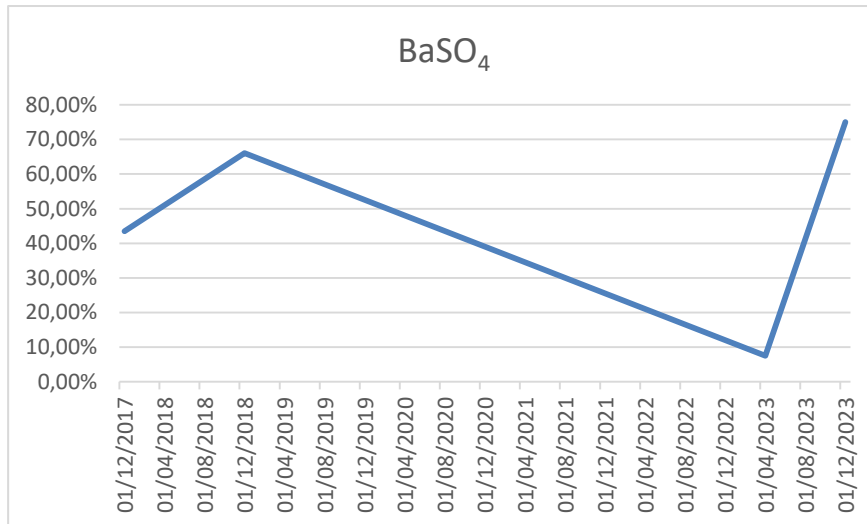


Figure VI. 10: Concentration des dépôts



**Figure VI. 11: La formation des dépôts de sulfate de baryum dans le puits MD525**

Les résultats de notre recherche montrent une diminution significative de la salinité de l'eau d'injection après traitement par osmose inverse en 29/04/2023. Nous avons observé une réduction notable de 60% à 7.74% des concentrations de sulfates de baryum ( $BaSO_4$ ) et les autres dépôts.

On remarque une augmentation des dépôts en décembre 2023, attribuable à la fin du cycle de lavage par osmose inverse (BE) et au passage du puits à système de lavage pressurisé.

Ces résultats confirment que l'utilisation de l'osmose inverse pour le traitement de l'eau d'injection non seulement diminue la salinité, mais aussi réduit les risques de formation de dépôts de sulfate de baryum, augmentant l'efficacité et la durabilité du processus de dessalage.

## **Conclusion**

L'évaluation de l'injection de l'eau osmosée dans le puits MD525 a permis de mettre en évidence l'efficacité du traitement par osmose inverse par rapport au traitement chimique traditionnel. Les courbes obtenues montrent clairement que l'osmose inverse offre une meilleure performance en termes de réduction des dépôts minéraux et de maintien de l'efficacité opérationnelle des équipements.

Le traitement chimique, bien qu'efficace, présente plusieurs inconvénients. Il nécessite une gestion rigoureuse des inhibiteurs pour éviter le surdosage ou le sous-dosage, ce qui peut entraîner des problèmes de performance et de sécurité. De plus, la dépendance aux produits

## Chapitre IV Evaluation de traitement d'eau d'injection par osmose inverse dans le champ de HMD

chimiques pose des risques de rupture de stock, comme cela a été observé en 2020, perturbant ainsi les opérations de production.

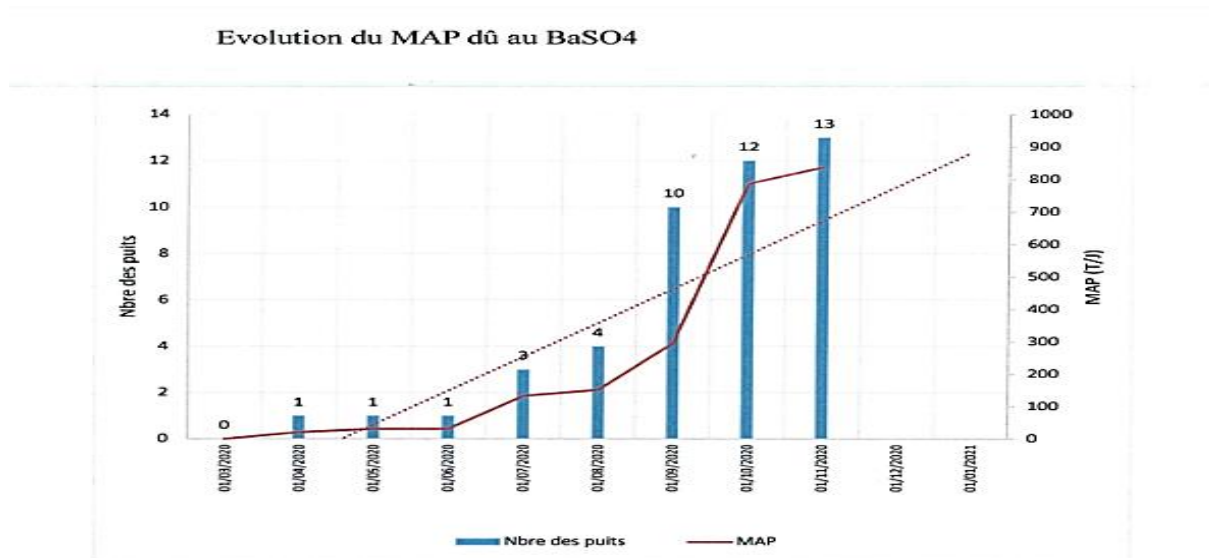


Figure VI. 12: Le MAP due à la rupture de stock des produits chimiques

En comparaison, l'osmose inverse simplifie le processus de traitement de l'eau en éliminant la nécessité de surveiller et de doser les inhibiteurs. Cette méthode permet de prévenir les problèmes liés au surdosage et au sous-dosage, d'éviter les interruptions dues aux ruptures de stock et de réduire le besoin d'interventions curatives comme le "scale blaster" et les traitements de nettoyage. De plus, l'osmose inverse élimine le besoin de stations d'injection et de suivi continu du dosage des inhibiteurs, ce qui simplifie considérablement la gestion opérationnelle.

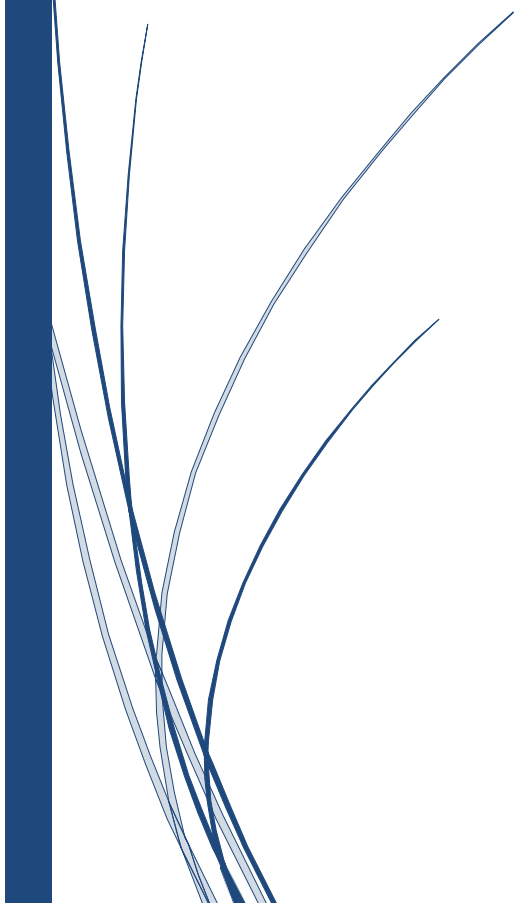
En généralisant l'osmose inverse pour le traitement de l'eau d'injection, les opérateurs peuvent non seulement éviter les complications associées aux traitements chimiques, mais aussi améliorer la durabilité et l'efficacité de leurs systèmes de production. Cette approche offre une solution robuste et fiable pour gérer les défis liés aux dépôts minéraux, tout en réduisant les coûts et la complexité des opérations de traitement de l'eau.



---

# Conclusion et recommandations

---



### Conclusion

Le dépôt de sulfate de baryum constitue un problème difficile à gérer pour les industriels du pétrole utilisant la récupération par injection d'eau. Ces dépôts minéraux résultent de l'incompatibilité entre l'eau d'albien, riche en sulfates ( $\text{SO}_4^{-2}$ ), et celle du cambrien, riche en baryum ( $\text{Ba}^{+2}$ ). Notre objectif est de déminéraliser les eaux d'injection pour éviter cette incompatibilité avec l'eau de gisement.

Le traitement des eaux d'injection est essentiel pour prévenir les dépôts minéraux et optimiser la récupération assistée par injection d'eau

Pour résoudre ce problème, nous avons validé notre approche par une analyse chimique, ainsi qu'une modélisation via le logiciel Wave. Les résultats obtenus lors des simulations avec le logiciel Wave présentent de légères différences par rapport aux résultats des analyses chimiques, probablement dues aux conditions réelles de l'installation et aux erreurs inévitables liées aux analyses. Cependant, ces résultats demeurent fiables.

Les tests réalisés sur le puits MD525 dans le champ HMD ont démontré l'efficacité du processus d'osmose inverse pour prévenir la formation de dépôts de sulfate de baryum. Les analyses ont révélé que la concentration de sulfates a diminué de 1100 mg/L à 67 mg/L. En conséquence, la formation de dépôts minéraux dans les équipements de production a été réduite de manière significative jusqu'à 7.47%, améliorant ainsi la compatibilité de l'eau d'injection avec l'eau de gisement.

La déminéralisation des eaux d'injection grâce à l'osmose inverse s'avère une solution viable pour prévenir les dépôts minéraux et assurer une meilleure compatibilité des eaux injectées avec les eaux de gisement.

En conclusion, en intégrant un prétraitement efficace, une technologie d'osmose inverse avancée, et un traitement chimique approprié, il est possible de résoudre les problèmes d'incompatibilité des eaux d'injection et d'améliorer considérablement la performance des systèmes de dessalages.

### Recommandations

Nous avons proposé les solutions suivantes :

- Filtration avancée on utilise des filtres à sable, des filtres à cartouche ou des filtres multimédia pour éliminer les particules en suspension.
- Intégrez une ultrafiltration (UF) avant l'osmose inverse pour une réduction efficace des colloïdes et des micro-organismes.
- Ajoutez des produits chimiques comme des coagulants et des floculants pour précipiter et éliminer les particules fines.
- Utilisez des inhibiteurs de tartre et des dispersants pour prévenir l'encrassement des membranes par les minéraux dissous.
- Traitement biologique on Applique un traitement par chloration pour contrôler la prolifération bactérienne.
- Installez des systèmes de désinfection comme les rayons UV pour réduire la charge biologique.
- Réalisez des tests pilotes sur différents puits pour déterminer les variations de qualité de l'eau brute et adapter le système en conséquence.
- Analysez les paramètres comme la concentration de sels dissous, la présence de métaux lourds, et les niveaux de contaminants organiques.
- Implémentez un système de monitoring en temps réel pour surveiller les performances des membranes et détecter les signes d'encrassement ou de détérioration.
- Effectuez des nettoyages chimiques réguliers des membranes pour maintenir leur efficacité et prolonger leur durée de vie.
- Injectez de l'eau osmosée de manière contrôlée pour éviter les pics de débit qui pourraient perturber le système.
- Utilisez des pompes doseuses pour maintenir une injection régulière et stable de l'eau osmosée.
- Évaluez les coûts d'installation, d'exploitation et de maintenance des systèmes de pré-traitement et d'osmose inverse.
- Comparez ces coûts avec les économies réalisées grâce à l'amélioration de la durée de vie des membranes et à la réduction des interruptions de service.
- Choisissez des inhibiteurs de corrosion adaptés aux compositions chimiques spécifiques de l'eau de chaque puits.

## **Conclusion et recommandation**

---

- Utilisez des biocides et des additifs antioxydants pour protéger les membranes contre les attaques biologiques et chimiques.
- Suivez les recommandations des fabricants pour le dosage des inhibiteurs et des additifs afin de maximiser leur efficacité.
- Intégrez des systèmes de dosage automatique pour assurer une application précise et constante.

En appliquant ces recommandations, il est possible de significativement améliorer la performance des systèmes de traitement d'eau par osmose inverse, prolonger la durée de vie des membranes, et optimiser les coûts opérationnels. La réalisation d'une étude économique approfondie permettra également de justifier les investissements et de garantir la rentabilité des améliorations apportées.

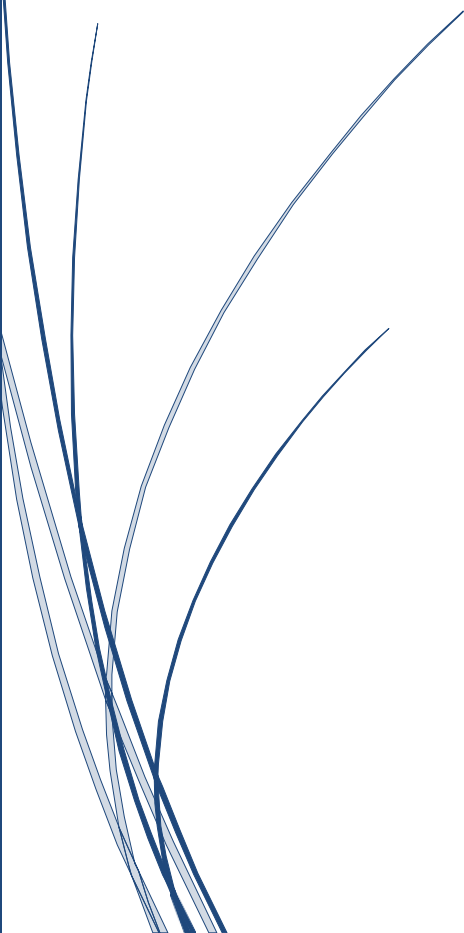




---

# Références

---



### Bibliographie

- [1]. M. Melissa et B. Meroua, Traitement par nanofiltration des eaux d'injection de Lias : application à la récupération assistée des hydrocarbures dans le gisement de TFT, École Nationale Polytechnique, 2020.
- [2]. A. D. H. HAREZ, Etude d'une station de traitement et de production d'eau potable à partir d'un forage, Université B.M. Annaba, 2014. 90 pages., 2014.
- [3]. [En ligne]. Available: <http://mobile-dictionary.reverso.net/francais.définition/désulfatation>.
- [4]. [En ligne]. Available: [www.pétrole-et-gaz.fr](http://www.pétrole-et-gaz.fr).
- [5]. [En ligne]. Available: [paravini\\_free.fr/trait EPspetif 4.htm](http://paravini_free.fr/traitEPspetif4.htm).
- [6]. [En ligne]. Available: <http://www.bulletins-electroniques.com/actualites/59113.htm> 18/05/2009.
- [7]. D. G. M. AHOULÉ, Performances comparatives des techniques de nanofiltration et d'osmose inverse pour le traitement d'eau de consommation contaminée à l'arsenic au Burkina Faso, 2016.
- [8]. D. Saida, Contribution à l'amélioration de la qualité des eaux Albiennes (cas du Forage d'Ain El Beida), 2019.
- [9]. A. ARZATE, Procédés de séparation membranaire et leur application dans l'industrie alimentaire. Revue de littérature : centre de recherche, de développement et de transfert technologique acéricole inc, Québec, Canada, 2008.
- [10]. A. SAÏD, 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, Université de Haute Alsace et Université libanaise, 2015.
- [11]. J.-M. J. C. BERLAND, Les procédés membranaires pour le traitement de l'eau, Office International de l'eau SNIDE. , 2002.

- [12]. A. BOUCHOUX, Étude de la nanofiltration pour son intégration dans les procédés de production d'acides organiques, Université Paul Sabatier, Toulouse, 2004.
- [13]. M. METAICHE, Technologie membranaire, Faculté des sciences et des sciences appliquées, Université de Bouira, 2014.
- [14]. L. IHADDADENE, Etude de la corrosion et la protection des pipelines de réseau de collecte d'huile de la région TFT-secteur nord-, Université A.M OULHADJ-Bouira, 2018.
- [15]. Optimisation de dessalage et inhibition des dépôts de sulfates de baryum dans le champ HGA.
- [16]. Z.LALMI, Inhibition de déposition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de région Ourhoud, 2008.
- [17]. M. H. BOUTELLI Asma, Optimisation du système de dessalage d'un puits en modélisant les conditions de dépôt de sel, en utilisant les données de jaugeages et les contrôles Wire Line, Université Kasdi Merbah Ouargla., 2017.
- [18]. D. A. B. A. H. BOULBINA RAMDHANE, LES IMPACTS DES DEPOTS MINERAUX SUR LA PRODUCTION DU CHAPMS DE HMD Sud, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2018.
- [19]. A. H. M. C. E. ALILAT FATIMA ZAHRA, Optimisation De La Double Injection (Eau & Gaz) Par L'espace Annulaire Pour Un Puits Salé Non Eruptif « HRM », Université Kasdi Merbah Ouargla., 2018.
- [20]. B. S. T. S. : Boukelmoune Omar el Isslem, Optimisation de dessalage et inhibition des dépôts de sulfates de baryum dans le champ HGA, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2017.
- [21]. CHETIBI, Mémoire corrigé de SONATRACH.
- [22]. F.Ali, Mémoire de SONATRACH.
- [23]. B. K. B. N. AMAMRA Nassima, Évaluation du dessalage pressurisé dans le champ HMD, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2022.
- [24]. T. S. E. BENGANA Atik, Analyse et Traitement des eaux avant réinjection dans les puits d'huile – Champ Hassi Messaoud, Université de

Ouargla, 2018.

[25]. Amata.A, Caractérisation du gisement de Hassi Messaoud, impact sur la qualité du réservoir, IAP Boumerdes, 2002.

[26]. Y. Koumine, L'espace Sahara Algérien : Dynamique démographiques et migratoires, Maitrise de Géographie, IAP Boumerdes, 2003.

[27]. M. M. -. S.Bralla, Géologie de champ Hassi Messaoud, SH/DG, Hassi Messaoud, 1993.

[28] . «Introduction to WAVE,» [En ligne]. Available: [http://media-library.dow.com/anwser-center/water/WAVE/Technical\\_Manual\\_HTML5/Default.htm](http://media-library.dow.com/anwser-center/water/WAVE/Technical_Manual_HTML5/Default.htm).

[29] . [En ligne]. Available: [hmf.enseeiht.fr](http://hmf.enseeiht.fr).

**Annexe**

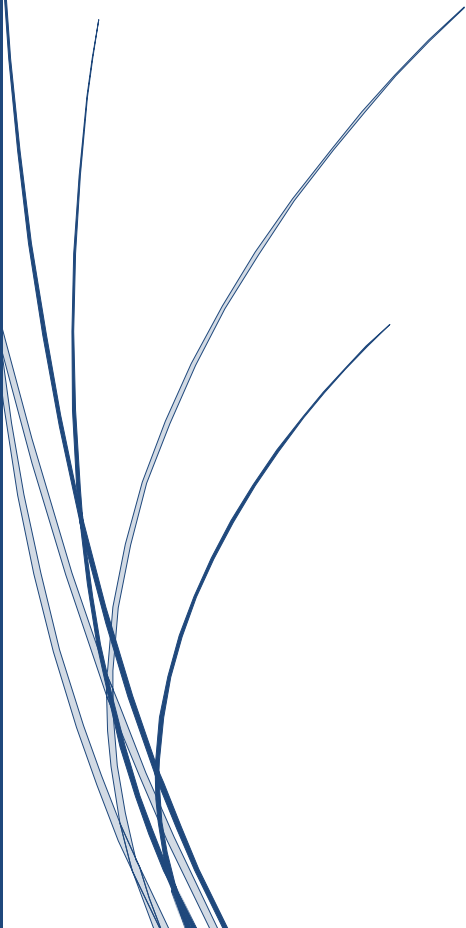
---

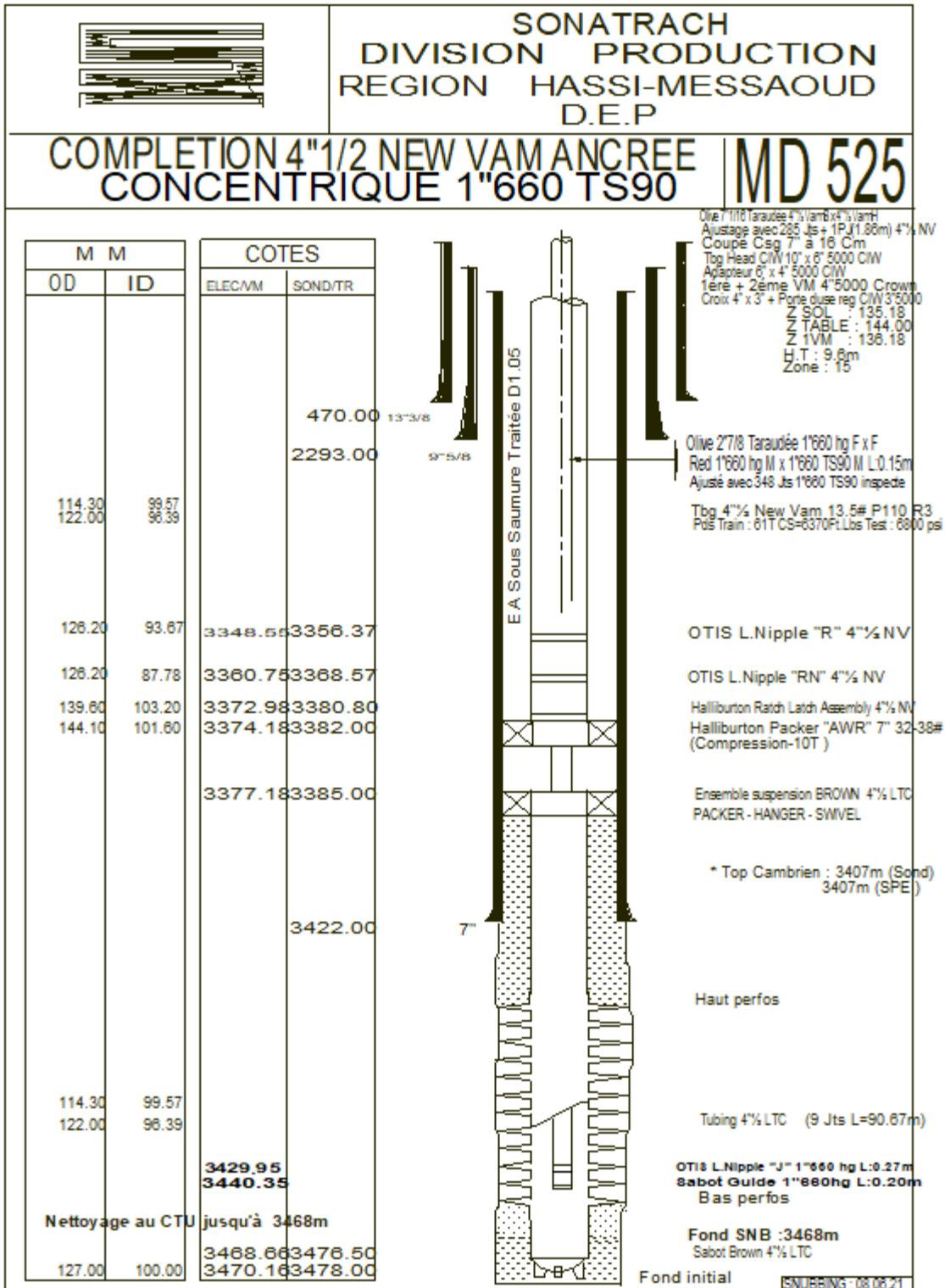


---

**Annexe**

---





La fiche technique de puits MD525

## La complétion de MD525

Composant	Top	Bottom	Diamètre
TUBING	.18	9.05	4"1/2
PUP_JOINT	9.05	10.91	4"1/2
TUBING	10.91	3348.55	4"1/2
TUBING	3348.23	3360.75	4"1/2
LANDING_NIPPLE	3348.55	3348.78	4"1/2
TUBING	3360.38	3372.98	4"1/2
LANDING_NIPPLE	3360.75	3360.38	4"1/2
ANCHOR_SEAL	3372.98	3373.95	5,135
PACKER	3374.18	3374.95	5,687
LINER_PACKER	3377.18	3379.62	5"500
LINER_HANGER	3379.62	3381.02	4"1/2
LINER_SWIVEL	3382.96	3381.02	4"1/2
TUBING	3446.9	3382.96	4"1/2
LANDING_COLLAR	3447.18	3446.9	4"1/2
SABOT_GUIDE	3468.66	3468.96	4"1/2
TUBING	3468.96	3447.18	4"1/2

## Dernière Opérations sur le puits MD525

Date de début	Date fin	Type
15/07/2000	27/07/2000	False
12/12/2002	-	DIAGRAPHIES GR/HRT
24/04/2024	05/05/2024	SNUBBING
06/05/2024	06/05/2024	OPERATION_SPECIALE
06/05/2024	06/05/2024	OPERATION_SPECIALE
09/05/2024	09/05/2024	WIRELINE

### Description d'unité de traitement

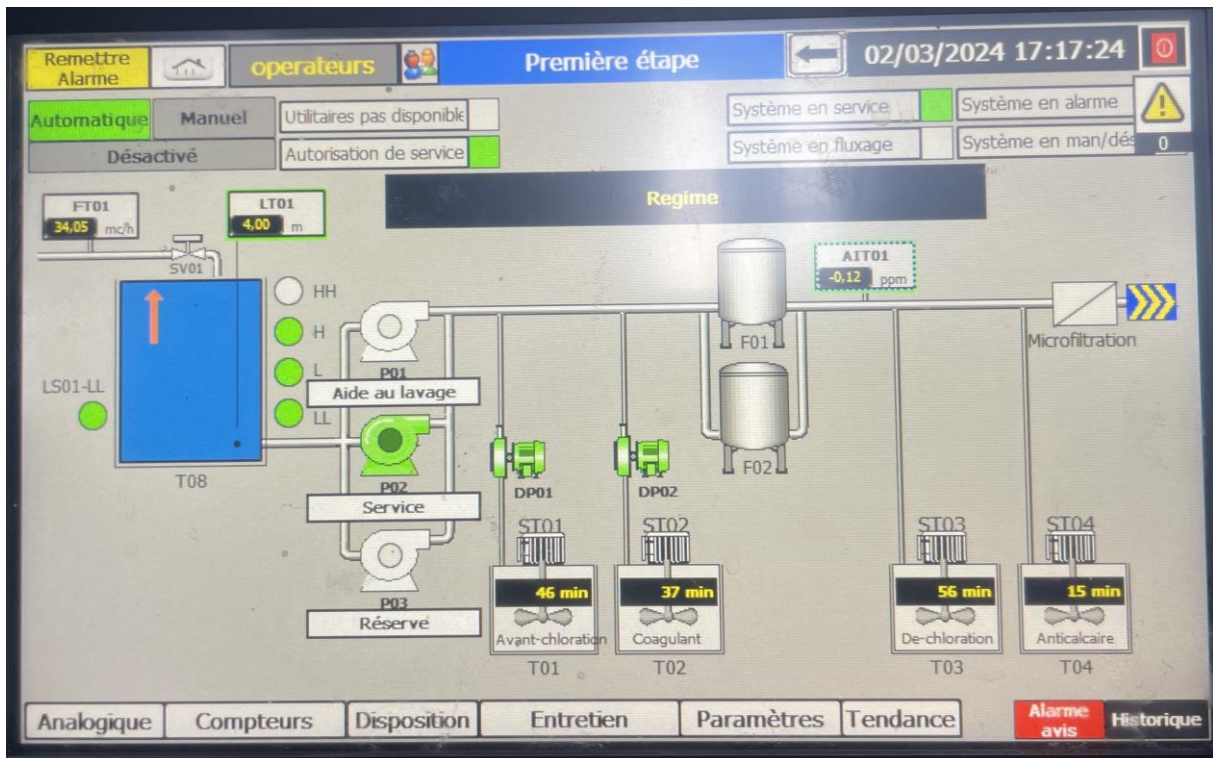
Suite à une étude d'efficacité de la technique d'Osmose Inverse, l'unité de traitement est composée des systèmes suivants afin de réaliser l'installation schématisée sur la figure ci-dessous.

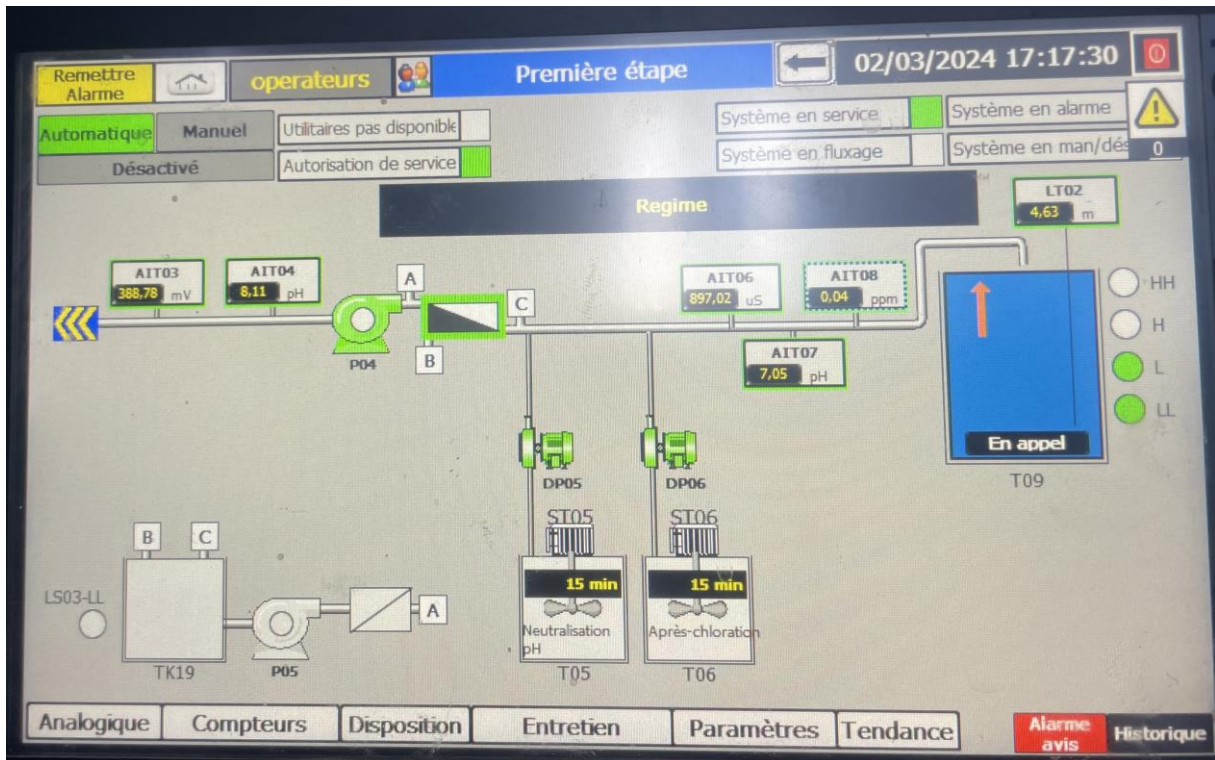
- Système de remplissage réservoir eau brute comprenant: 1 conter FIT01, 1 vanne automatique SV01
- Système de control niveau réservoir T01 avec LT01
- Système de pompage eau brute, comprenant: 3 X pompes en parallèle P01-P02-P03, une en service, une de première lavage une de réserve
- Système de pré-chloration eau brute:1 X pompes doseuses 10L/H DP01, réservoir de stockage TK01 1000L, EN P.E., mélangeur ST01
- Système de flocculation eau brute:1 X pompes doseuses 10L/H DP02, réservoir de stockage TK02 1000L, EN P.E., mélangeur ST02
- Système de filtration au lits sélective: 2 X filtres: HI FLO 9 UF72" F01-UFP72" F02
- Système de contrôle de chlore compose par: analyseur AIT 01-CL
- Système de dosage dé-chloration: 1 X pompes doseuses 10L/H-DP03 réservoir de stockage TK03 DE 1000 EN P.E., mélangeur ST03
- Système de dosage antiscalant: 1 X pompes doseuses 10L/H-DP04- réservoir de stockage T04 DE 1000 EN P.E., mélangeur ST04
- Système de contrôle présence de chlore compose par: analyseur RX METRE AIT 03-RX
- Système de contrôle de ph compose par: analyseur ph METRE AIT 04-PH
- Système a osmose inverse composé par: 5 micron cartouches filtrantes FC01,
- Vannes automatique SV02-SV03-SV04, control de pression minimum PT01-L-PT02-L, pompe haute pression P04, 3 X indicateurs de flux, 2 X conductimètre AIT03
- Entrée produits AIT06, unité de commande GBE, réservoir de fluxage T02



## Annexe

- Système de mélange comprenant : indicateur de flux, vanne de réglage, vanne automatique SV05
- Control de l'eau mélangé' avec le conductimètre AIT06
- Dosage post chloration eau traitée: 1 X pompe doseuses 10L/H DP05 RESERVOIR DE STOCKAGE TK05 DE 1000L, EN P.E., MELANGER ST05
- Dosage neutralizer eau traitée: 1 X pompe doseuses 10L/H DP06 réservoir de stockage TK06 DE 1000L, EN P.E., mélangeur ST06
- Système contrôle valeur de ph eau traité: pH-mètre AIT 07-PH
- Système de contrôle de chlore compose par: analyseur AIT 08-CL
- Système de control niveau réservoir T02 avec LT02
- Panneau d'alimentation électrique et gestion installation de traitement avec PLC





Description d'unité de traitement