

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
جامعة أمجد بوقرة بومرداس
Université M'hamed Bougara de Boumerdès



Faculté des Sciences - Département de Chimie

Domaine : Science de la matière

Filière : Chimie

Spécialité : Chimie Analytique

Mémoire de projet de fin d'études en vue de l'obtention du Diplôme de Master
Présenté et soutenu par

TOUAT Sarah et SAIDI Imene

12 Septembre 2021

Thème

***Étude comparative des filières d'adoucissement d'eau de
Lias dans le cadre du projet EOR chimique à TFT***

Mme BELOUNES Warda	Maitre de conférences A-FS-UMBB	Présidente
Mme SAADI Souad	Maitre de conférences B- FS-UMBB	Examinatrice
Mr Touil Abdelhafid	Docteur chercheur DC-RD	Co-Promoteur
Mme Hammadou Souad	Maitre de conférences A-FS-UMBB	Promotrice

Année Universitaire : 2020/2021

Dédicace

À mes très chers parents,

Aucun de mes mots ne saurait exprimer l'ampleur de ma reconnaissance. Merci pour votre amour, votre patience et vos encouragements. Merci de m'avoir appris à ne jamais baisser les bras !

Vous êtes, comme vous le savez, un grand modèle d'inspiration. Ce travail vous est dédié.

À ma chère grand-mère,

Merci pour tes Douaas ! Puisse Allah te prêter une longue vie !

À mes adorables frères Fares et Racim,

Merci pour votre douceur, vos sages paroles et surtout votre bonne humeur qui m'ont tant de fois réconforté !

À ma chère binôme et copine Imène,

Pour son soutien moral, sa patience, et sa compréhension tout au long de ce projet.

À tous mes amis(es),

Merci pour votre amour, vos encouragements et votre bienveillance. Vous qui vous vous êtes souciés à maintes reprises de l'état d'avancement de mon mémoire...Merci infiniment !

A tous ceux que j'aime et ceux qui m'aiment.

Sarah

Dédicace

Avec l'expression de ma reconnaissance, je dédie ce modeste travail

À mes très chers parents,

Papa, tu es une école de la vie, je ne cesse d'apprendre tous les jours avec toi tu es mon pilier dans cette vie, je te suis profondément reconnaissante pour tous ce que tu as fait pour moi.

Maman, ma raison d'exister tu as toujours été là pour moi et à aucun moment tu n'as cessé de me couvrir de ta tendresse, tu es ma meilleure.

C'est grâce à vous que je suis arrivée à ce que je suis maintenant. Je ne pourrais vous remercier assez que Allah vous garde pour moi.

À mes chères tantes et ma très chère grand-mère,

Merci, Makika, salala, Fatiha, Ama, Naci, Iaa, pour vos encouragements votre soutien depuis mes premiers pas, merci mama oula pour tes douaas qu'Allah te garde pour nous.

À ma chère binôme et copine Sarah,

Pour ton sérieux, ton soutien durant ces trois années passées ensemble, pour notre complicité, pour ton amitié.

À tous mes amis(es),

Merci, Hind (je te demande pardon pour tes crises de colon), Ichouma et son petit bout de choux M, Asma, Fatiha, Maroua, Amel (cousine), Biza, Imène mej3ita, Fetta, pour votre amour votre bienveillance et votre présence à mes côtés.

À tous ceux que j'aime et ceux qui m'aiment

Imène

Remerciement

On tient tout d'abord à remercier ALLAH le tout puissant,

C'est grâce à lui que ce travail a été réalisé.

*On remercie nos enseignants et toute l'équipe de formation de
Master 2.*

*On remercie particulièrement Mme HAMMADOU Souad,
Maitre de Conférences au Département de Chimie, pour avoir
accepté d'encadrer ce travail et pour ses compétences qui
nous ont permis de mener à bien cette étude.*

*Nos vifs remerciements vont à Mr TOUIL Abdelhafid et Mr
SIHADJ MOHAND Zakaria,*

*Nous tenons à vous exprimer toute notre reconnaissance et
gratitude de nous avoir encadrées, orientées, aidées et
conseillées, et surtout pour le précieux temps que vous nous
avez accordé et d'être là, toujours, quand on a eu besoin de
vous.*

*À vous les membres du jury
Merci à vous, d'être présent, ici et aujourd'hui, pour évaluer
notre humble travail, c'est un honneur pour nous.*

Table des matières

Table des matières

Liste des tableaux

Liste des figures

Liste des abréviations

Introduction générale

Chapitre I : Synthèse bibliographique

Introduction générale.....	1
I.1 Introduction	3
I.2 Généralités sur la récupération assistée du pétrole	3
I.2.1 Phases de production d'un réservoir pétrolier.....	3
I.2.1.1 Phase primaire de récupération.....	3
I.2.1.2 Phase secondaire de récupération	3
I.2.1.3 Phase tertiaire de récupération.....	4
I.2.2 Mécanismes physiques liés à la récupération assistée du pétrole	4
I.2.3 Classification des méthodes de récupération assistée du pétrole	4
I.2.3.1 Les processus thermiques	5
I.2.3.2 Les processus non-thermiques.....	5
I.3 Les sources d'eau.....	6
I.3.1 Les eaux souterraines	6
I.3.2 Les eaux de surface	6
I.3.3 Les eaux des mers et des océans	7
I.4 Les eaux dans les champs pétroliers.....	7
I.4.1 L'eau de gisement	7
I.4.1.1 Les types d'eaux de gisement.....	8
I.4.2 L'eau d'injection	8
I.4.2.1 Aspect technique et économique	8
I.4.2.2 But de l'évaluation d'une eau d'injection.....	10
I.5 Les dépôts	10

I.5.1	Les différents dépôts minéraux	10
I.5.1.1	Les sels solubles	11
I.5.1.2	Les sels insolubles	11
I.5.2	Source et conditions de formation des dépôts :	13
I.5.3	Conséquences de la formation des dépôts dans les champs pétroliers :	14
I.6	Incompatibilité.....	14
I.6.1	Eau d'injection avec l'eau de formation	14
I.6.2	Eau sur la roche réservoir.....	16
Chapitre II : Techniques de traitement des eaux		
II.1	Introduction	17
II.2	Définition d'une membrane	17
II.3	Présentation des procédés membranaires	18
II.4	Caractéristiques des membranes.....	18
II.4.1	Le taux de conversion	18
II.4.2	La sélectivité d'une membrane	19
II.4.3	La perméabilité d'une membrane.....	19
II.4.4	La résistance d'une membrane	19
II.4.5	Durée de vie	19
II.5	Porosité des membranes	19
II.5.1	Membranes denses	19
II.5.2	Membranes poreuses	20
II.6	Les différentes techniques membranaires.....	21
II.6.1	La nanofiltration	21
II.6.2	Osmose inverse	21
II.6.2.1	Avantage et inconvénient :	22
II.6.3	Membrane échangeuse d'ions	23
Chapitre III : Matériels et méthodes		
III.1	Introduction	24
III.2	Description de la zone d'échantillonnage.....	24
III.3	Description de l'unité pilote	25
III.4	Échantillonnage	26
III.5	Caractérisation des paramètres physico-chimiques	29

III.5.1	Méthodes d'analyses	29
III.5.1.1	pH-mètre	29
III.5.1.2	MES	30
III.5.1.3	Turbidité	31
III.5.1.5	Résidus sec par gravimétrie	31
III.6	Principe de fonctionnement des techniques d'analyses utilisées.....	33
III.6.1	Spectrométrie d'absorption atomique (SAA).....	33
III.6.2	Spectrométrie d'émission atomique avec atomisation par plasma à couplage inductif (ICP-EOS)	34
III.6.3	Spectrométrie de masse par plasma à couplage inductif (ICP-MS).....	35
III.6.4	Spectrophotomètre portable DR1900	36
III.7	Présentation du logiciel utilisé Wave DOW	36
Chapitre IV : Résultats et discussions		
IV.1	Introduction	40
IV.2	Caractérisation physico-chimique des échantillons.....	41
IV.2.1	Caractérisation de l'eau d'injection (Lias)	41
IV.2.2	Résultats du traitement à l'aide d'Osmose inverse et Nanofiltration	42
IV.2.3	Résultats du traitement à l'aide des techniques hybrides	48
IV.2.3.1	Dilution de l'eau de Lias brut avec celle traitée à l'aide de RO	48
IV.2.3.2	Combiner entre les deux filières RO et NF	50
IV.2.3.3	Traitement à l'aide de la NF suivie d'une résine échangeuse d'ion	52
IV.3	Effet de la qualité de l'eau sur la formulation chimique	54
IV.3.1	Viscosité des polymères	54
IV.3.2	Stabilité des agents alcalins.....	57
	Conclusion générale	60
Références		
Annexes		
Résumé		

Liste des tableaux

CHAPITRE III

<i>Tableau III- 1: Caractéristiques des membranes utilisées.....</i>	<i>26</i>
--	-----------

CHAPITRE IV

<i>Tableau IV- 1: Composition chimique de l'eau de Lias de TFT (en mg/L).</i>	<i>41</i>
<i>Tableau IV- 2: La concentration (en mg/L) de quelques éléments chimiques dans l'eau de Lias, l'eau traitée (perméat) et le concentrât issues d'un traitement à l'aide de deux membranes RO en série.....</i>	<i>45</i>
<i>Tableau IV- 3: La concentration (en mg/L) de quelques éléments chimiques dans l'eau de Lias, les eaux traitées (perméat) issues des traitements par RO et par NF.</i>	<i>46</i>
<i>Tableau IV- 4 : Comparaison entre l'osmose inverse et la nanofiltration.</i>	<i>47</i>
<i>Tableau IV- 5 : Différentes configurations des techniques hybrides basées sur RO et NF.</i>	<i>51</i>
<i>Tableau IV- 6: Résultats d'analyse l'eau de Lias, le perméat de NF et le perméat issu d'un traitement avec la NF + IE</i>	<i>53</i>
<i>Tableau IV- 7: Résultats de l'eau de Lias après traitement avec la NF+IE.....</i>	<i>54</i>

Liste des figures

CHAPITRE I

<i>Figure I- 1: Piégeage de l'huile par les forces capillaires à l'échelle des pores de la roche-réservoir. À gauche, l'huile résiduelle après une récupération secondaire par injection d'eau. À droite. Récupération assistée par injection de fluide.</i>	<i>4</i>
<i>Figure I- 2 : Dépôt des chlorures de sodium (NaCl)</i>	<i>11</i>
<i>Figure I- 3 : Dépôt des sulfates de baryum (BaSO₄)</i>	<i>12</i>
<i>Figure I- 4 : Dépôt des sulfates de strontium (SrSO₄)</i>	<i>13</i>
<i>Figure I- 5 : Dépôt des sulfates de calcium (CaSO₄).....</i>	<i>13</i>
<i>Figure I- 6 : Photographie d'une pipe bouchée par le dépôt BaSO₄.....</i>	<i>15</i>

CHAPITRE II

<i>Figure II- 1: Représentation schématique d'un procédé de séparation membranaire.</i>	<i>17</i>
<i>Figure II- 2 : Phénomène d'osmose inverse.</i>	<i>22</i>

CHAPITRE III

<i>Figure III- 1 : Situation géographique du site TFT.</i>	<i>24</i>
<i>Figure III- 2 : Unité pilote de traitement d'eau.....</i>	<i>25</i>
<i>Figure III- 3: Image représentant : 1/ eau de source (LIAS), 2/ eau de source préfiltrée avec le sable et le charbon actif, 3/ eau concentrée issue de 2RO, 4/ eau de perméat issue de 2RO, 21/ eau de perméat issue de la NF.</i>	<i>27</i>
<i>Figure III- 4: Image représentant : 15/ une eau de source, 11/ perméat 2RO-1NF, 16/ concentrât 1NF, 17/ perméat 1NF, 18/ perméat 1NF-1RO.</i>	<i>27</i>
<i>Figure III- 5: Image représentant : 22/ perméat 2NF-RO, 25/ perméat 1NF, 26/ perméat 1NF-2RO, 30/ perméat 2NF-IE.</i>	<i>28</i>
<i>Figure III- 6: Image représentant : 29/ perméat 2NF ; 30, 31, 32, 34 et 36/ perméat 2NF-IE</i>	<i>28</i>
<i>Figure III- 7: pH-mètre</i>	<i>29</i>
<i>Figure III- 8: Turbidimètre</i>	<i>31</i>
<i>Figure III- 10: Dessiccateur</i>	<i>32</i>
<i>Figure III- 11: Balance</i>	<i>32</i>
<i>Figure III- 12: Dispositif expérimental de spectrométrie d'absorption atomique.</i>	<i>33</i>
<i>Figure III- 13: Appareillage de l'ICP-OES.</i>	<i>34</i>
<i>Figure III- 14: Représentation du couplage Torche à Plasma - Spectrométrie de masse.....</i>	<i>35</i>
<i>Figure III- 15: Spectrophotomètre DR1900.....</i>	<i>36</i>

CHAPITRE IV

<i>Figure IV- 1: Configuration membranaire 2RO</i>	<i>44</i>
<i>Figure IV- 2: Configuration membranaire 2NF</i>	<i>45</i>
<i>Figure IV- 3: La réduction de la concentration (en pourcentage) des éléments chimiques dans l'eau traitée avec les deux techniques (la nanofiltration à gauche et l'osmose inverse à droite).</i>	<i>47</i>
<i>Figure IV- 4: Les résultats du mélange de 6% de volume de l'eau de Lias avec 94% de perméat RO.</i>	<i>49</i>
<i>Figure IV- 5: Schéma représentatif du remplacement de cations Ca^{2+} par des cations Na^+ dans une résine en poly(styrène sulfonate) de sodium réticulée</i>	<i>52</i>
<i>Figure IV- 6: Configuration membranaire 2NF-IE</i>	<i>53</i>
<i>Figure IV- 7: Structure chimique du HPAM.</i>	<i>55</i>
<i>Figure IV- 8: Effet Weissenberg sur une solution 4000 mg/L de HPAM.</i>	<i>55</i>
<i>Figure IV- 9: À gauche le rhéomètre de Malvern Bohlin (Kinexus ultra plus) utilisé pour les mesures de viscosité, À droite l'agitateur à palette ou à hélice (Heidolph, model RZR2041)</i>	<i>56</i>
<i>Figure IV- 10: Variation de la viscosité en fonction de la concentration du polymère pour un taux de cisaillement de 10 s^{-1}</i>	<i>57</i>
<i>Figure IV- 11: Solutions de Na_2CO_3 à 3 concentrations (1, 2.5 et 4 w%) dans les quatre eaux (Lias, RO, NF et NF+IE).</i>	<i>59</i>

Liste des abréviations

- ◆ EOR : Enhanced oil recovery
- ◆ TFT : Tin Fouyé Tabankort
- ◆ RAP : Récupération assistée du pétrole
- ◆ DCO : Demande Chimique en Oxygène
- ◆ TDS : Taux de solides dissous
- ◆ MES : Matières en suspension
- ◆ SAA : Spectrométrie d'absorption
- ◆ ICP-EOS : Spectrométrie d'émission atomique avec atomisation par plasma à couplage inductif
- ◆ ICP-MS : Spectrométrie de masse par plasma à couplage inductif
- ◆ ASP : Alcalin, surfactant, polymère
- ◆ SP : Surfactant, polymère
- ◆ NTU : Unité de Turbidité Néphélométrique
- ◆ TNT : Trinitrotoluène
- ◆ UF : Ultrafiltration
- ◆ OI : Osmose inverse
- ◆ IX : Échange d'ions
- ◆ PPM : Partie par million
- ◆ PPB : Partie par billion
- ◆ pH : Potentiel hydrogène
- ◆ J : jour
- ◆ RO : membrane d'Osmose inverse
- ◆ 2RO : deux membranes RO en série
- ◆ NF : membrane de Nano Filtration
- ◆ 2NF : deux membranes NF en série
- ◆ 1NF1RO : une membrane NF et une membrane RO en série
- ◆ 2RO1NF : deux membranes RO et une membrane NF en série
- ◆ 2NF1RO : deux membranes NF et une membrane RO en série
- ◆ 1NF2RO : une membrane NF et deux membrane RO en série
- ◆ IE : Résine à échange d'ion
- ◆ Ca^{2+} : Ion calcium
- ◆ CaCO_3 : Carbonate de calcium
- ◆ Cl^- : Ion chlorure
- ◆ CO_3^{2-} : Ion carbonate
- ◆ K^+ : Ion potassium
- ◆ Mg^{2+} : Ion magnésium
- ◆ NH_4^+ : Ammonium
- ◆ SO_4^{2-} : Ion sulfate
- ◆ Sr^{2+} : Ion strontium

Liste des abréviations

- ◆ Ba^{2+} : Baryum
- ◆ BaCl_2 : Chlorure de baryum
- ◆ SrCl_2 : Chlorure de strontium
- ◆ CaCl_2 : Chlorure de calcium
- ◆ NaCl : Chlorure de sodium
- ◆ BaSO_4 : Sulfate de baryum
- ◆ SrSO_4 : Sulfate de strontium
- ◆ CaSO_4 : Sulfate de calcium
- ◆ cP : Centipoise
- ◆ W% : Pourcentage massique

Introduction générale

Le pétrole est une ressource naturelle non renouvelable. Cette huile minérale qui fournit la grande majorité des carburants liquides actuels constitue l'un des piliers de l'économie mondiale et une ressource majeure de l'industrie. Quand un puits de pétrole entre en production, l'huile remonte spontanément à la surface sous l'action de la pression de fond qui peut atteindre plusieurs bars. Cette étape appelée «récupération primaire» permet d'obtenir selon les cas 5 à 30% de pétrole en place. Un puits de pétrole en cours de récupération primaire ne nécessite pas d'équipement particulier de surface [1].

Dès que le puits ne produit plus suffisamment, l'installation d'équipements complémentaires est nécessaire pour augmenter la pression de fond qui a baissé. La récupération dans ce cas est dite assistée. Elle comprend deux modes de récupération (secondaire et tertiaire) ou (Enhanced Oil Recovery). La récupération secondaire peut être réalisée à l'aide d'injection d'eau. Cette technique qui est la plus utilisée permet de maintenir la pression durant l'exploitation. Elle nécessite la disponibilité de grandes quantités d'eau et engendre la formation d'un dépôt généralement dû à l'incompatibilité des eaux de gisement avec les eaux d'injection, de la température et de la pression de fluide.

Dans le cadre de l'EOR un traitement de l'eau est requis, principalement l'adoucissement de l'eau par une élimination sélective des ions divalents (dureté inférieure à 20 ppm) tout en maintenant le pH neutre et la salinité de l'eau. Cette eau adoucie va être utilisée comme phase porteuse pour une formulation chimique (polymère-surfactant-alcalin) ou (polymère-surfactant) qui sera injectée dans le réservoir pétrolier afin de récupérer l'huile résiduelle restante. La solution (eau adoucie + formulation) doit être performante en terme de viscosité, tension interfaciale, moins d'adsorptions sur la roche réservoir...etc

Les constituants chimiques de la formulation doivent être compatibles entre eux mais aussi avec l'eau adoucie car l'incompatibilité engendre non seulement la précipitation (qui conduit à un dépôt des solides non soluble et colmatage des réservoirs autour des puits d'injection) mais aussi la baisse des performances des agents chimiques, ce qui conduit à une utilisation de quantités plus importantes donc un coût plus élevé.

Le but de ce travail est d'améliorer la compatibilité de l'eau injectée, non seulement avec les agents chimiques qui constituent la formulation, mais aussi avec l'eau de formation et la roche

réservoir et donc éviter les problèmes de colmatage, de préserver à long terme les performances d'exploitation et économiser les produits chimiques.

Une unité de traitement d'eau modulable comprenant l'osmose inverse, la nanofiltration, la résine échangeuse d'ions et les techniques d'hybridation, a été conçue pour tester sur site ces différentes filières. Cela va permettre de définir la filière capable d'adoucir l'eau de Lias (gisement d'eau situé à TFT) et qui est technico-économique et environnemental acceptable. Les filières l'osmose inverse, la nanofiltration, la résine à échange d'ion et récemment les méthodes hybrides (combinaison des trois filières) ont été testées sur site à TFT (Tin Fouyé Tabankort). Une évaluation de la qualité d'eau issue de ces différentes filières sera effectuée au niveau du laboratoire.

Pour cela, ce mémoire comporte 4 chapitres :

- 1^{er} chapitre : Synthèse bibliographique ;
- 2^{ème} chapitre : Techniques de traitement des eaux ;
- 3^{ème} chapitre : Matériels et méthodes ;
- 4^{ème} chapitre : Résultats et discussions.



Chapitre I

Synthèse bibliographique



I.1 Introduction

Dans ce chapitre nous présentons les bases théoriques nécessaires pour la récupération assistée du pétrole. Ensuite nous décrivons les différentes eaux dans les champs pétroliers et en dernier les dépôts qui peuvent être engendrés lors de l'incompatibilité de l'eau avec la roche, eau de formation et formulation chimique.

I.2 Généralités sur la récupération assistée du pétrole

Les puits de forage utilisés pour la détection du pétrole servent également à son extraction. Au début de l'extraction, le pétrole jaillit naturellement (extraction primaire). Lorsque la pression naturelle est épuisée ou insuffisante, des techniques artificielles peuvent être utilisées pour activer l'extraction. On injecte de l'eau ou du gaz pour déplacer le pétrole prisonnier de la roche poreuse (extraction secondaire). L'extraction tertiaire va encore plus loin et fait appel à des méthodes thermiques (injection de vapeur pour réchauffer le pétrole brut et réduire sa viscosité, ce qui le rend plus facile à pomper), des méthodes chimiques (recours à des détergents qui lavent littéralement l'huile de la roche) ou s'appuyant sur un mélange d'huiles plus légères dans les réservoirs profond [2].

I.2.1 Phases de production d'un réservoir pétrolier

Durant la vie d'un réservoir pétrolier 2 à 3 phases de production d'huile se succèdent :

I.2.1.1 Phase primaire de récupération

Il s'agit de la phase de production initiale où l'écoulement du pétrole se fait naturellement, lié à une différence de pression entre le réservoir et le puits de production.

Ainsi, le pétrole est drainé vers le puits de production puis vers la surface. Des pompes peuvent être utilisées par la suite pour maintenir la production de pétrole. Cette première phase s'arrête lorsque la pression du réservoir devient trop faible. Au cours de cette phase, 5 à 25 % de pétrole (initial, en place avant la production) peuvent être récupérés, en fonction, des caractéristiques géologiques et de la pression initiale du réservoir [3].

I.2.1.2 Phase secondaire de récupération

Cette phase débute quand la production primaire devient trop faible. Des fluides (principalement de l'eau) sont injectés dans le réservoir, au niveau d'un puits d'injection, pour augmenter la pression et créer un écoulement artificiel du pétrole vers le puits de production. Au cours de cette phase 6 à 30 % de pétrole peuvent être récupérés [4].

I.2.1.3 Phase tertiaire de récupération

Cette technique correspond à des processus de récupération assistée de pétrole ou EOR (Enhanced Oil Recovery). Elle est utilisée lorsque les réservoirs arrivent en fin de vie. 5 à 15% de pétrole peuvent être récupérés pour les huiles légères à intermédiaires, et beaucoup moins pour les huiles lourdes. Ce processus permet d'améliorer l'écoulement de l'huile dans le réservoir en modifiant ses propriétés physiques et chimiques et ses interactions avec la roche réservoir [5].

I.2.2 Mécanismes physiques liés à la récupération assistée du pétrole

La récupération tertiaire peut intervenir au niveau des pores en agissant sur les équilibres entre la mouillabilité de la roche, les forces capillaires (dépendant des tensions interfaciales entre les phases) qui tendent à piéger l'huile, et les forces visqueuses qui contribuent à la mobiliser afin de diminuer cette saturation résiduelle (Figure I-1). La compréhension des phénomènes de piégeage et d'écoulement diphasiques dans un milieu poreux est nécessaire pour optimiser les processus de récupération assistée du pétrole [6].

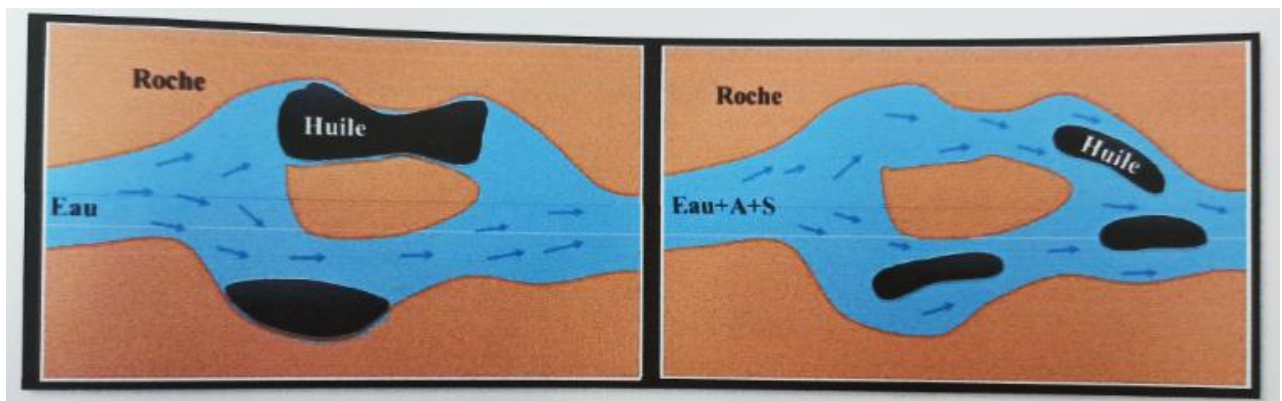


Figure I- 1: Piégeage de l'huile par les forces capillaires à l'échelle des pores de la roche-réservoir. À gauche, l'huile résiduelle après une récupération secondaire par injection d'eau. À droite. Récupération assistée par injection de fluide.

I.2.3 Classification des méthodes de récupération assistée du pétrole

Les techniques de récupération assistée du pétrole visent à pousser efficacement le brut vers les puits de production et de changer les propriétés de mobilité de l'huile dans le réservoir par des procédés thermiques ou chimiques :

- **Méthodes thermiques** : utilisées dans la récupération des bruts lourds.
- **Méthodes non- thermiques** : utilisées dans la récupération des bruts légers. Ces dernières sont-elles mêmes classées en miscibles, immiscibles et chimiques [3].

La mise en œuvre de l'une ou l'autre méthode dépend des caractéristiques du gisement, mais également des ressources disponibles localement.

I.2.3.1 Les processus thermiques

Les méthodes thermiques de récupération de pétrole consistent à chauffer le pétrole, réduisant ainsi sa viscosité et le rendant plus facile à extraire.

➤ Injection de vapeur

Cette technique est surtout utilisée lorsque le pétrole lourd se trouve dans le réservoir. Il s'agit de réchauffer une partie du réservoir en y injectant de la vapeur. C'est une technique qui se révèle efficace lorsque les gisements sont peu profonds. Au-delà de 1000 mètres de profondeur, on perd trop d'énergie, le fluide qui arrive en bas n'est plus de la vapeur mais de l'eau chaude.

➤ Oxydation et combustion in-situ

Cette technique consiste à réchauffer la roche en faisant brûler une partie du pétrole pour chauffer le pétrole environnant. La combustion doit être alimentée par une injection d'air ou d'oxygène.

I.2.3.2 Les processus non-thermiques

➤ Les processus miscibles

Consistent à injecter des fluides qui sont miscibles avec l'huile comme l'injection du CO_2 et du N_2 . Ces gaz en se mélangeant avec le liquide, diminuent sa viscosité, et améliorent son écoulement vers le puits de production.

➤ Les processus chimiques

Ceux sont des procédés qui mettent en jeu des mécanismes agissant selon le produit chimique employé (surfactants, polymères et alcalins).

- Injection des tensioactifs

Les tensio-actifs agissent à l'échelle microscopique. Ceux sont des molécules à tête hydrophile et à queue lipophile. Cette affinité conjointe pour l'eau et l'huile permet de libérer la fraction d'huile résistant aux techniques classiques de récupération [7].

- Injection des alcalins

Les alcalins limitent l'adsorption des tensioactifs par la roche-réservoir, donc la perte des produits au fil de leur avancée dans le gisement. Ils agissent donc comme les tensioactifs à l'échelle microscopique.

- Injection des polymères

Les opérations de balayage destinées à pousser le pétrole vers les puits de production rencontrent des limites dans le cadre de la récupération secondaire. "L'eau est un à cent fois moins visqueuse qu'un pétrole conventionnel". Pour y parvenir, on utilise des polymères dosés sur mesure en fonction des caractéristiques du gisement. L'opération nécessite d'installer sur le site une unité de fabrication si les quantités à injecter sont importantes.

La récupération assistée du pétrole par injection de polymères commence par la sélection du polymère. En réduisant l'écart entre la viscosité de l'eau de l'eau d'injection et celle de l'huile, ils agissent à l'échelle macroscopique en améliorant l'effet piston de l'injection d'eau.

Le choix du polymère se fait sur la base de son pouvoir viscosifiant, son coût et sa capacité à résister à différentes conditions physico-chimiques et à l'attaque de différents agents chimiques externes [8].

I.3 Les sources d'eau

I.3.1 Les eaux souterraines

L'eau souterraine est l'eau qui existe dans les pores, les fissures des roches et dans les sédiments sous la terre. Elle est issue des précipitations ou de la neige et puis, infiltre les sols dans les systèmes d'eaux souterraines. Par la suite, elle peut éventuellement remonter à la surface, ou rejoindre des lacs ou des océans. Elle est naturellement alimentée par la surface, grâce aux précipitations, aux cours d'eau et aux infiltrations d'eaux provenant des rivières [9].

I.3.2 Les eaux de surface

Ce type des eaux englobe toutes les eaux circulantes ou stockées à la surface des continents (rivières, lacs, étangs, barrages,...). La composition chimique des eaux de surface dépend de la

nature des terrains traversés par ces eaux durant leurs parcours dans l'ensemble des bassins versants. Ces eaux sont le siège, dans la plupart des cas, d'un développement d'une vie microbienne à cause des déchets rejetés dedans et de l'importante surface de contact avec le milieu extérieur. C'est à cause de ça que ces eaux sont rarement potables sans aucun traitement [10].

I.3.3 Les eaux des mers et des océans

Les mers et les océans constituent des énormes réservoirs d'eau, elles représentent près de 97.4% du volume d'eau existant actuellement sur notre planète, le reste est la part des eaux continentales (eaux souterraines et superficielles). Les eaux de mers sont caractérisées par une grande salinité, elles sont dénommées aussi «eaux saumâtres», ce qui rend leur utilisation difficile, notamment leur coût très élevé pour leur traitement [10].

En effet quel que soit l'origine d'eau injectée, cette dernière est chargée en ions organiques, inorganiques [11], des gaz dissous tel que le CO_2 dissous, O_2 et H_2S , des cations (Ca^{+2} , Ba^{+2} , Fe^{+2}), des anions (SO_4^{-2} , CO_3^{-2}), et des bactéries. La présence de ces divers ions dissous dans l'eau rend cette dernière incompatible avec les eaux de gisement ce qui cause des problèmes de corrosion et de formation des dépôts.

I.4 Les eaux dans les champs pétroliers

L'eau est un élément essentiel pour l'exploration et la production de pétrole et de gaz. Que ce soit pour la récupération assistée du pétrole (RAP) ou pour la récupération assistée chimique, en vue d'une réutilisation ou d'un rejet, la qualité de l'eau est déterminante. Les lignes de processus pour le traitement de l'eau doivent satisfaire aux exigences liées aux gisements mais aussi à celles liées aux réglementations locales et aux contraintes environnementales.

I.4.1 L'eau de gisement

L'eau de gisement accompagne le pétrole dans le gisement producteur, cette eau de gisement 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 : calcium, potassium, magnésium, carbonates, chlorures.

En effet l'eau de gisement contient une quantité importante de baryum sous forme de BaCl_2 .

I.4.1.1 Les types d'eaux de gisement

➤ Eaux de condensation

Elles correspondent à la fraction d'eau en phases vapeurs accompagnant les fluides de gisement et théoriquement moins chargées en éléments chimiques. Elles sont produites à la tête des puits par condensation en qualité relativement faible.

➤ Eaux de formation

Elles sont communément attribuées à l'aquifère du gisement et accompagnant la mise en place des hydrocarbures. Elles sont variées et classées suivant les éléments chimiques dominants qu'elles renferment.

➤ Eaux interstitielles

Ce sont les eaux qu'on retrouve dans les petits espaces entre les minuscules grains d'une roche. Elles sont deux types :

- Syngénétique : formée au moment que la roche mère.
- Epigénétique : générée par des infiltrations dans la roche.

➤ Eaux connées

Le mot "connée" veut dire née, produite ou générée ensemble. Une eau connée peut être considérée comme une eau industrielle d'origine syngénétique. Cette dernière est donc une eau fossile qui est restée sans contact avec l'atmosphère durant une grande partie d'une période géologique. Le fait de dire qu'une eau est née avec la formation de la roche mère reste à vérifier.

I.4.2 L'eau d'injection

C'est le procédé le plus ancien (XIX^e siècle), et encore le plus employé. Son but est d'augmenter la récupération, mais aussi d'accélérer la production, ou plus précisément de diminuer son déclin. Le moyen utilisé est souvent un maintien de pression.

I.4.2.1 Aspect technique et économique

Avec une injection d'eau, le rapport de mobilité M est souvent favorable pour une huile légère (viscosité de l'huile faible) et pas trop défavorable pour une huile plus lourde, l'efficacité c'est-à-dire, sera donc élevée ou moyenne.

Quant aux sources en eau, il s'agit le plus souvent de couches aquifères situées à faible profondeur de l'eau de mer ou de l'eau de surface à terre (lacs, rivières).

L'injection d'eau est favorable pour le gisement hétérogène dont la roche est mouillable à l'eau, ce qui est souvent le lac, sauf pour certains réservoirs carbonatés.

Par ailleurs, il faut que l'eau soit injectable : perméabilité suffisante et compatibilité avec l'eau de gisement. En effet, le mélange d'eau injectée avec l'eau en place peut provoquer des précipités incrustables (BaSO_4) qui bouchent les puits. Quant à l'aspect économique, les industries sont en générale plus élevées pour les injections d'eau que pour l'injection de gaz, en effet, le nombre de puits injecteurs d'eau est plus grand que pour du gaz, la mobilité de l'eau donc l'injectivité étant plus faible. Mais le débit est aussi en fonction de la pression d'injection [12].

On distingue deux catégories d'eau :

➤ **L'eau de lavage**

Elle est en générale injectée à la base du tubing en vue de nettoyer de temps à autre les puits et dissoudre les dépôts de sel "chlorure de sodium" qui s'y trouvent. Certains eaux de formation peuvent contenir 350g/l de chlorure de sodium et être ainsi si proche de la saturation qu'une très faible variation de température ou une faible évaporation d'eau due à la chute provoquant une précipitation importante de NaCl sur les parois du tube jusqu'au bouchage et réduction de la section du tubing qui conduit à la chute de production. Afin de remettre les puits en production, on intervient sur le NaCl en envoyant tout simplement une quantité d'eau douce. Parfois l'injection d'eau pose de sérieux problèmes d'incompatibilité avec les eaux de gisement. En effet, les eaux de gisement peuvent contenir des ions de baryum, calcium, et de strontium, et lorsqu'elles sont mise en contact avec des eaux, soit de lavage, soit de maintien de pression qui contiennent des ions sulfatés. Il en résulte la formation des dépôts dans les installations [13].

➤ **L'eau de maintien de pression**

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

pas recours à un procédé artificiel, permettant de suppléer à l'insuffisance de drainage naturel [13].

I.4.2.2 But de l'évaluation d'une eau d'injection

Il importe de préciser d'abord ce qu'on cherche en analysant une eau d'injection. Il s'agit :

- D'améliorer la compatibilité de l'eau injectée, non seulement avec les agents chimiques qui constituent la formulation, mais avec l'eau de formation (connate water) et la roche réservoir et donc éviter les problèmes de colmatage ;
- De préserver à long terme la performance de la formulation chimique proposée ;
- D'utiliser moins de quantité de produits chimiques

I.5 Les dépôts

Dans la production du pétrole, plusieurs dépôts (organiques et minéraux) de différentes compositions sont encore rencontrés, en particulier sur les parois des installations de fond, et aux abords du puits causant ainsi des perturbations dans la production. La formation de ces dépôts est due à la déplétion naturelle ou l'incompatibilité entre l'eau d'injection et l'eau de gisement.

Dans notre étude on va s'intéresser aux dépôts minéraux.

I.5.1 Les différents dépôts minéraux

Les eaux des gisements pétrolifères sont en générale très chargées en sels et même saturées. Ce phénomène de déposition des sels provient de deux éléments essentiels, l'eau d'injection et l'eau de gisement.

Quel que soit son utilisation, l'injection d'eau pose de sérieux problèmes d'incompatibilité avec les eaux de gisement. En effet les eaux de gisements contiennent une quantité importante de baryum (Ba^{2+}), Strontium (Sr^{2+}), calcium (Ca^{2+}), sous forme de: chlorure de baryum ($BaCl_2$), chlorure de strontium ($SrCl_2$), chlorure de calcium ($CaCl_2$). Par contre les eaux d'injection, soit de maintien de pression, soit de lavage contiennent une quantité importante de sulfates sous forme de sulfates de sodium Na_2SO_4 . Tous ces éléments en présence commune et dans des conditions particulières réagissent entre eux et il en résulte de cette réaction la formation de dépôts [14].

I.5.1.1 Les sels solubles

➤ Dépôts de chlorure de sodium (NaCl)

Le NaCl, c'est le sel le plus répandu, une très faible évaporation d'eau suite à la chute de pression, provoque une précipitation importante de chlorure de sodium. C'est toute fois le dépôt de sel le moins gênant car la solubilité de NaCl est suffisamment importante pour qu'une simple injection d'eau douce empêche ces dépôts de se former.



Figure I- 2 : Dépôt des chlorures de sodium (NaCl)

I.5.1.2 Les sels insolubles

➤ Sulfate de baryum (BaSO₄)

C'est le dépôt le plus fréquent dans les champs Algériens, il est incrustant et relativement le plus à risques car ces limites de solubilité sont très basses et ces dépôts sont durs et compactes.

Le sulfate de baryum (BaSO₄) a pour produit de solubilité ($1,1 \cdot 10^{-10}$ mol/l).

En règle générale, les problèmes posés par les dépôts de BaSO₄. Proviennent de l'incompatibilité de deux eaux d'injection et eaux de gisement. Les eaux du gisement peuvent contenir des ions baryum (Ba²⁺) et être mises en contact avec des eaux de formation, qui contiennent des ions de sulfates (SO₄²⁻). Et il représente le problème le plus rencontré dans le champ de TFT [15].

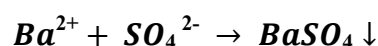




Figure I- 3 : Dépôt des sulfates de baryum (BaSO_4)

➤ **Sulfate de strontium (SrSO_4)**

Il est beaucoup moins soluble que le sulfate de calcium et présente comme lui une diminution de la solubilité en fonction de la température.

L'évaporation de l'eau, l'élévation de température ou le mélange d'eaux non compatibles sont les trois méthodes par les quelle on peut obtenir la précipitation de SrSO_4 . Les dépôts de SrSO_4 sont pratiquement inattaquables mêmes par les acides [16].

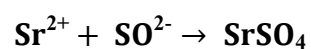




Figure I- 4 : Dépôt des sulfates de strontium (SrSO_4)

➤ **Sulfate de calcium (CaSO_4) :**

C'est un sel relativement soluble (environ 2 g/l) mais il suffit qu'il se trouve à une concentration voisine de sa limite de solubilité pour provoquer des dépôts durs et incrustants [17].

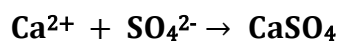


Figure I- 5 : Dépôt des sulfates de calcium (CaSO_4)

I.5.2 Source et conditions de formation des dépôts :

La formation des dépôts est due à :

- ✓ Les dépôts se forment à cause de l'incompatibilité entre les eaux de formation et celles d'injection lorsque la sursaturation est générée.

- ✓ Changement des conditions thermodynamiques : la pression et la température diminuent le long du tube de production (du réservoir jusqu'à la surface).
- ✓ Chute de pression : l'eau de formation du fond des puits de forage au fur et à mesure du processus de production est soumise à la réduction continue de la pression.
- ✓ Changement de température : certains équipements de surfaces s'échauffent, tels que les moteurs ou les échangeurs de chaleur des pompes ce qui provoque la formation de dépôts [18].

I.5.3 Conséquences de la formation des dépôts dans les champs pétroliers :

En général les dépôts de sels provoquent, au niveau des équipements des unités de traitement du brut, les inconvénients suivants :

- ✓ Diminution d'échange thermique ce qui implique une augmentation de la température ;
- ✓ Diminution de section de passage donc une diminution de la production et accroissement des pertes de charge ;
- ✓ Possibilité de la corrosion sous dépôts des installations de surface (tête des puits, les vannes, conduites ...) et du fond (casing, tubing ...) ;
- ✓ Diminution de l'écoulement des hydrocarbures dû à la réduction de la perméabilité ;
- ✓ Formation des dépôts conduit à des grands investissements de réparation et WorkOver des équipements du fond de puits producteurs et injecteurs ;
- ✓ Colmatage de la roche réservoir qui entoure les puits producteurs.

I.6 Incompatibilité

I.6.1 Eau d'injection avec l'eau de formation

L'eau est un élément essentiel pour l'exploration et la production de pétrole et de gaz, que ce soit pour la récupération assistée du pétrole (RAP) , en vue d'une réutilisation ou d'un rejet, la qualité de l'eau est déterminante. Les lignes de processus pour le traitement de l'eau doivent satisfaire aux exigences liées aux gisements mais aussi à celles liées aux réglementations locales et aux contraintes environnementales. Dans les champs pétroliers, on utilise fréquemment en récupération assistée l'injection d'eau, il se pose alors le problème de compatibilité chimique entre l'eau d'injection et d'eau de gisement: on peut avoir une précipitation d'un ou de plusieurs sels inorganiques lorsque on mélange deux eaux

incompatibles ,c'est le cas d'une eau de réservoir qui contient le baryum mélangé avec une eau d'injection qui contient les sulfates, on assiste bien dans des cas après leur mélange à la formation de dépôts dans les puits producteurs et/ou dans les installations de surface. Ils sont constitués dans la plupart des cas de sulfate de baryum. Les dépôts et les corrosions causés par les diverses réactions physico-chimiques de cette incompatibilité provoquent des bouchages et des dégradations irréversibles particulièrement dangereuses pour les installations de fond comme de surface, les précipités bloquent les pipes, les manifolds, les séparateurs et les pompes et peuvent conduire à la fermeture du puits.



Figure I- 6 : Photographie d'une pipe bouchée par le dépôt $BaSO_4$.

L'eau d'injection est une eau utilisée pour les besoins de la production. Elle est injectée dans les réservoirs par des puits spécifiques (puits injecteurs) au cours de la récupération dite secondaire afin de compenser la diminution de pression du réservoir consécutive à sa mise en production. Elle sert également pour améliorer l'efficacité de déplacement et d'extraction de l'huile. Les eaux de gisement ont séjourné pendant des périodes plus au moins longues dans le réservoir où elles étaient en contact avec l'huile le gaz et la roche. Comme leurs quantités, leur qualité dépend de leur origine. Elle varie considérablement en fonction de la région, de la géologie de la formation des types de fluides, du procédé de récupération, des conditions d'exploitation et du management des puits et du réservoir [19].

I.6.2 Eau sur la roche réservoir

Avant de procéder à l'injection de l'eau dans un réservoir pétrolier, particulièrement argileux-gréseux, des précautions doivent être prises en compte pour éviter l'endommagement de l'espace poreux, et par conséquent assurer la prestance de la performance de la production pour une durée la plus longue possible.

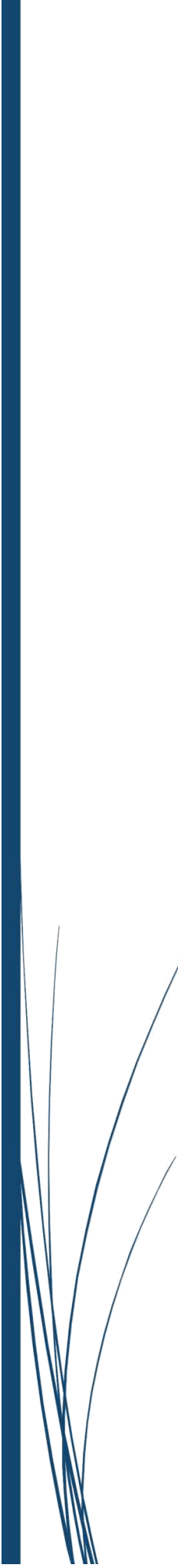
Evidemment, si l'eau injectée est incompatible soit avec l'eau de formation ou avec la roche réservoir, le problème de colmatage aura lieu, non seulement aux alentours des puits mais dramatiquement au niveau du réservoir entier, ce qui engendrera par la suite une chute graduelle de sa performance. Une fois le réservoir est endommagé, et comme cette action est irréversible, il sera difficile et même impossible de le restaurer, même par les techniques les plus avancées de récupération assistée.

Des travaux de recherche très poussés, affirment que l'injection d'eau dans un réservoir argileux-gréseux peut poser le phénomène de gonflement des argiles, dispersions ou délitement de ses feuillets par le courant fluide puis obturation des pores, et par conséquent une réduction de la perméabilité de la roche réservoir.

Succinctement, l'argile est une roche sédimentaire constituée par des minéraux phylliteux aluminosilicates hydratés, minéralogiquement parlant, on distingue plusieurs groupes de minéraux phylliteux principalement : Montmorillonite, kaolinite, illite, chlorite, etc. dont le degré d'endommagement de chaque type se résume comme suit :

- Montmorillonite : est très sensible à l'eau, et totalement gonflable, sa présence provoque une perte notable de la perméabilité.
- Kaolinite : est très fragile, elle se brise, et ses fines migrent et se concentrent au niveau des interstices provoquant ainsi un colmatage sévère et une perte de perméabilité.
- Illite : la lixiviation de ses ions de potassium (K^+) le transforme en argile gonflante qui peut provoquer un endommagement sérieux, en présence d'autres fines.

La technique d'analyse consiste à évaluer la sensibilité de l'eau d'injection avec la roche réservoir en mesurant la perméabilité absolue de la roche réservoir inondée d'une manière continue par l'eau d'injection en fonction des volumes des pores injectés. Le profil généré sera un outil de prise de décision pour prononcer si cette eau d'injection est recommandée ou non.



Chapitre II

Techniques de traitement des eaux

II.1 Introduction

La majeure partie de ce chapitre porte sur les différents aspects des membranes, à savoir leurs classifications, leurs caractéristiques, et les différentes configurations des modules membranaires. La détermination des caractéristiques d'une membrane a pour objectif d'aider au choix de celle-ci pour une application donnée, mais aussi d'acquérir une meilleure compréhension de l'évolution de ses performances en cours d'utilisation. De nos jours, il existe une grande variété de membrane adapté aux diverses procédés de séparation. Un nombre important de membranes sont actuellement utilisées et classées suivant leur mode de fonctionnement [20].

II.2 Définition d'une membrane

Une membrane est une couche mince de la matière condensée ayant des propriétés physique et mécanique. Elle permet l'arrêt ou le passage sélectif de certaines substances de mélanges ou non dans un mélange, entre les deux milieux qu'elle sépare. La partie du mélange retenue par la membrane est appelée retentât alors que celle qui traverse cette dernière est appelée perméat.

La séparation se fait sous l'action d'une force motrice de transfert selon un mécanisme de séparation défini par les caractéristiques des membranes : taille de pores, membranes denses, hydrophile. Les performances des membranes sont déterminées par deux paramètres, la perméabilité et la sélectivité.

Le mot membrane signifie un film par contre les membranes industrielles sont composées de plusieurs couches : un support macroscopique, un support microscopique et une couche dense [21].

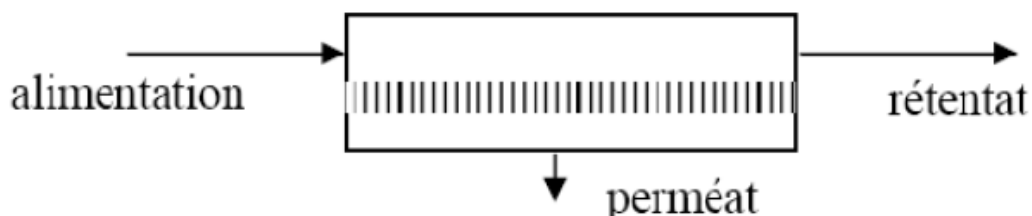


Figure II- 1: Représentation schématique d'un procédé de séparation membranaire.

II.3 Présentation des procédés membranaires

La technologie membranaire est devenue une véritable technologie de séparation lors de la dernière décennie. La force principale de la technologie membranaire est le fait que cela fonctionne sans ajout de produits chimiques, avec une conduction de procès facile et bien arrangée. Le procédé de séparation membranaire est basé sur la présence de membranes semi-perméables. Le principe est assez simple: la membrane agit comme un filtre très spécifique qui laisse passer l'eau, tandis qu'elle retient les solides en suspension et d'autres substances. Dans la filtration sur membrane on peut distinguer d'une part la micro et l'ultra filtration, la nano filtration et l'osmose inverse [22].

Quand on utilise la filtration sur membrane pour éliminer des particules de taille relativement importante on utilise la micro filtration ou l'ultra filtration. Dans ce cas la productivité est importante alors que les différences de pressions sont faibles. Lorsqu'on doit éliminer des sels de l'eau, on utilise la nano filtration et l'osmose inverse. Les membranes de nanofiltration et d'osmose inverse ne fonctionnent pas selon le principe des pores, la séparation s'effectue par diffusion à travers la membrane. La pression requise pour réaliser la nanofiltration ou l'osmose inverse est beaucoup plus élevée que la pression requise pour la micro et l'ultrafiltration, tandis que la productivité est beaucoup plus faible [22].

Les différentes techniques membranaires peuvent être classées selon la nature de la force motrice mise en jeu.

II.4 Caractéristiques des membranes

Les caractéristiques des membranes découlent de leur utilisation. Elles doivent répondre à trois catégories d'exigences : l'efficacité de séparation, un flux élevé et une bonne résistance. Les membranes peuvent être caractérisées par leur porosité, l'épaisseur de la couche filtrante et le diamètre moyen de leurs pores. Le diamètre moyen des pores et leur répartition sont des paramètres essentiels au bon fonctionnement de la membrane [23].

II.4.1 Le taux de conversion

Le taux de conversion est par définition la fraction du débit de liquide qui traverse la membrane.

$$Y = Q_p/Q_0$$

Q_p : débit du perméat (m^3/h) ;

Q_0 : débit de la solution à traiter (m^3/h).

II.4.2 La sélectivité d'une membrane

La sélectivité d'une membrane pour une substance donnée dépend de sa nature et de sa structure, de l'environnement chimique à proximité de la membrane et des propriétés des substances à séparer. La sélectivité d'une membrane est, en général, définie par le taux de rejet de l'espèce (sel, macromolécule, particule) que la membrane est censée retenir.

$$R = 1 - \frac{C_p}{C_0}$$

C_0 : concentration de l'espèce à retenir dans la solution ;

C_p : concentration de la même espèce dans le perméat.

II.4.3 La perméabilité d'une membrane

Elle représente le flux volumique ou massique traversant la membrane par unité de surface membranaire [24].

II.4.4 La résistance d'une membrane

La résistance d'une membrane peut être définie comme étant sa résistance à l'écoulement du fluide à filtrer à travers cette membrane. La résistance d'une membrane est l'inverse de sa perméabilité [25].

II.4.5 Durée de vie

Chaque membrane a une durée de vie, au-delà de laquelle, la membrane ne sera pas performante (chute de rendement et de performances, dégradation de l'état, usures...).

II.5 Porosité des membranes

II.5.1 Membranes denses

Le passage des molécules à travers les membranes denses, ne s'effectue pas à partir de chemins continus (comme dans les membranes poreuses), mais par sauts transitoires des molécules dans la membrane sous l'effet de l'agitation thermique du réseau qui crée en un endroit et en un moment donné, un site de passage possible.

Le passage à travers une membrane dense, se fait par solution-diffusion, l'effet tamis est négligeable. L'application d'un gradient de concentration (pression partielle), de pression ou de potentiel électrique, provoque les trois étapes successives :

- Une solution à la surface de la membrane.
- Une diffusion dans la matrice membranaire.
- Une dissolution à l'autre surface de la membrane.

La diffusion des solutés dépendra donc de leur diffusivité et de leur solubilité à travers la membrane (on pourra donc séparer des solutés de même taille si ce paramètre diffère entre eux).

II.5.2 Membranes poreuses

Les membranes poreuses s'apparentent aux filtres courants, les pores étant cependant plus petits. La séparation des molécules en solution se fait donc en fonction de leur taille et de distribution de taille des pores si la membrane est asymétrique. Le mécanisme de transfert de masse est donc le tamisage [26].

Les particules plus grosses que les pores sont toutes retenues, celles de taille comprise entre les plus gros pores et les plus petits sont partiellement retenus, et les particules de plus petites tailles passent en totalité [27].

La séparation de soluté est principalement une fonction de taille moléculaire et de distribution de taille des pores [28].

Généralement, les membranes poreuses sont confectionnées de façon à comporter une distribution des diamètres des pores centrés autour d'une seule valeur :

- < 2 nm pour micropores.
- 2 à 50 nm pour mésopores.
- > 50 nm pour macropores.

II.6 Les différentes techniques membranaires

II.6.1 La nanofiltration

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 couteux 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 perméabilité 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 [29].

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 ;

II.6.2 Osmose inverse

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 [29].

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.

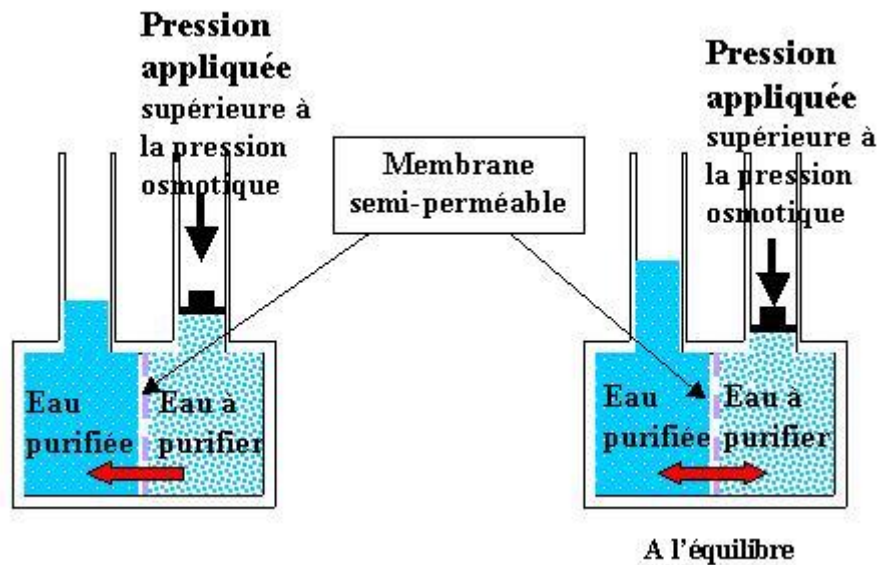


Figure II- 2 : Phénomène d'osmose inverse.

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...).

II.6.2.1 Avantage et inconvénient :

- Très bon taux de conversion
- Débit élevé
- Non sélective (réduction de TDS)
- Energivore (pression élevée)
- Gonflement des argiles
- L'effet écran
- Fort potentiel de Colmatage
- Prix des membranes

II.6.3 Membrane échangeuse d'ions

Ces types de membranes considérées comme un type spécial de membranes non poreuses, consistant dans des gels denses ayant une charge positive (échangeuses des anions) ou négative (échangeuses des cations).

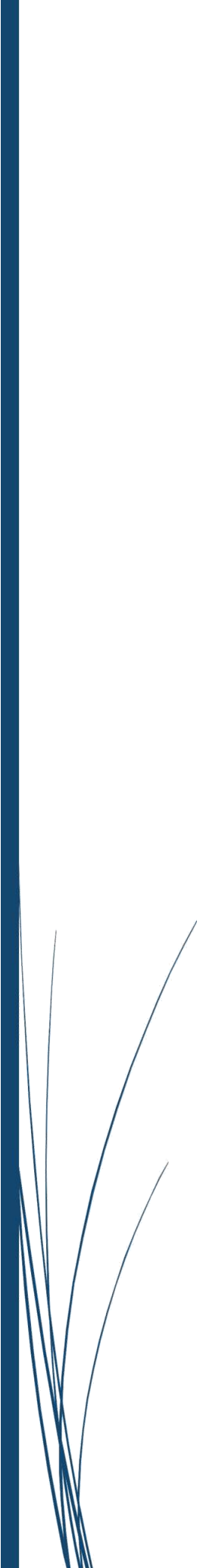
Introduites en 1950, elles fonctionnent sur le principe du rejet d'ions grâce à leur charge. Les techniques d'électrodialyse, la dialyse et l'électro-désionisation font appel à cette technologie. Leur principal domaine d'application actuel est le dessalement de l'eau et le traitement des effluents des installations de protection et de décoration des métaux.

De nouvelles générations de membranes, notamment anioniques et bipolaires, présentant une résistance chimique améliorée sont apparues sur le marché.

Ces techniques électro-membranaires sont aujourd'hui au nombre de trois :

- L'électrodialyse dite conventionnelle ;
- L'électrodialyse à membranes bipolaires;
- L'électrodialyse à membranes.

Le point commun de ces techniques est la mise en œuvre de membranes échangeuses d'ions permettant de transférer des ions de façon sélective sous l'effet d'un champ électrique [30].



Chapitre III

Matériels et méthodes

III.1 Introduction

Ce chapitre présente le matériel et les méthodes d'analyse utilisées pour réaliser l'étude des procédés de traitements des eaux dans le but d'éliminer les cations divalents tels que le calcium et le magnésium et les sulfates, ce travail se focalise aussi sur l'étude de l'effet de certains paramètres. Dans ce chapitre, nous avons présenté la zone d'étude, la qualité de l'eau de production, l'installation utilisée, ainsi que la technique de séparation choisie en se basant sur les résultats d'analyses des différentes techniques de traitement, nanofiltration, osmose inverse, résine à échange d'ions et cela en posant les pous et les contres de chaque technique en fonction de la qualité d'eau ciblée à atteindre à la fin du traitement.

La méthodologie suivie et l'ensemble de matériels utilisé sont présentés ci-dessous.

III.2 Description de la zone d'échantillonnage

Le champ de TFT avec un rythme journalier de 11500 Tonnes (en l'an 2000) occupe la 2ème position après Hassi Messaoud en matière de production de pétrole brut. Le champ de TFT produit aussi du gaz, du condensât et du GPL.

La région de TFT se situe à 300 Km du Nord-ouest de Ain Amenas, à 500 Km au Sud-est de Hassi Messaoud et à 1300 km au Sud-est d'Alger. Elle recouvre une aire de 4000 Km².

La région se trouve à une altitude de 432 m avec des températures ambiantes entre 0°C et 45°C pendant l'année.

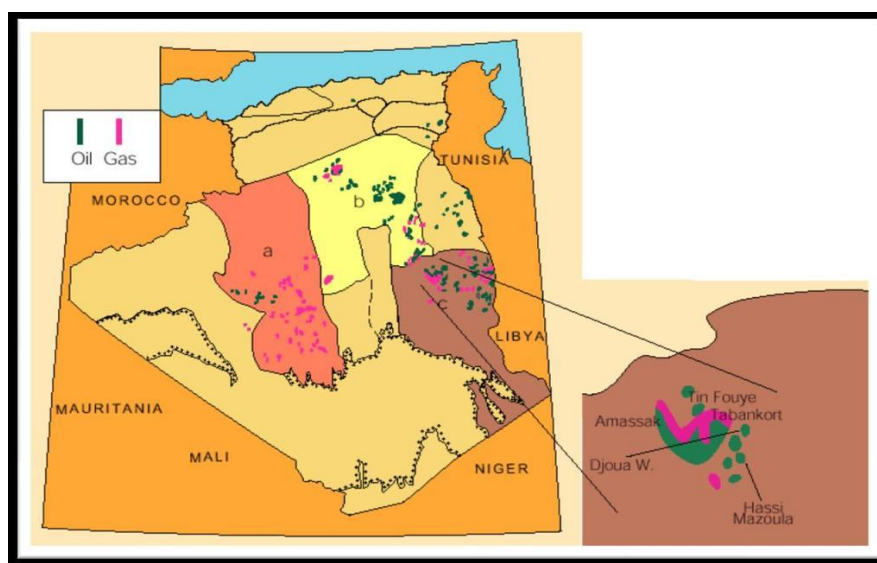


Figure III- 1 : Situation géographique du site TFT.

III.3 Description de l'unité pilote

Dans le cadre du traitement d'eau d'injection pour la récupération assistée des hydrocarbures dans le gisement de TFT, différents matériels et techniques ont été utilisés pour avoir une qualité d'eau cible et convenable pour le processus d'injection.

L'étude expérimentale a été menée par le moyen d'une unité pilote de traitement d'eau au niveau du champ de TFT. Afin de déterminer la meilleure configuration en termes de qualité et quantité d'eau produite. Suite à une étude comparative entre les différentes techniques.

L'unité pilote est composée des éléments suivants afin de réaliser l'installation schématisée sur la figure III-2.

- Une conduite d'alimentation à partir du réservoir de Lias;
- Deux bacs de stockage consécutifs lieu de décantation ;
- Un supprimeur ;
- Un bac à sable suivi d'un bac à charbon pour la préfiltration avec des vannes de manipulation ;
- Une pompe à eau précédée par un filtre à cartouche ;
- Deux modules membranaires sous-système di- étages en série rejet ;
- Deux débits mètres pour la mesure du débit du concentrât et du débit du perméat ;
- Trois capteurs de pression pour chaque membrane : un à l'entrée de la membrane pour la mesure de pression d'alimentation, deux autres à la sortie de la membrane pour la mesure de la pression du concentrât et du perméat ;



Figure III- 2 : Unité pilote de traitement d'eau

L'eau brute est donc pompée des puits de TFT afin de subir un prétraitement pour ensuite subir un traitement membranaire. L'eau brute est passée par une décantation au niveau de deux bacs de stockage consécutifs pour éliminer les matières en suspension, puis prétraitée par une filtration à sable et à charbon de manière à éliminer toute odeur, couleur ou goût dans l'eau d'injection. Par le biais d'une pompe protégée par un filtre à cartouche, l'eau est envoyée vers deux modules membranaires montés en série rejet.

Trois systèmes de filtration membranaire ont été mis en place dans le but de choisir la meilleure technique en termes de qualité et quantité. Les membranes utilisées sont deux membranes spirales composites Filmtec de Dow Chemical (BW 30-4040) pour l'osmose inverse et (NF 270-4040) pour la nanofiltration. Ces membranes industrielles sont livrées avec un extérieur à coque dure conçu pour résister à des chutes de pression élevées. Et une membrane échangeuse d'ions.

Les caractéristiques principales de ces membranes sont présentées dans (tableau III-1).

Tableau III- 1: Caractéristiques des membranes utilisées.

Membranes	Pression Maximale (bar)	Température maximale (bar)	Débit d'alimentation maximale (m3 /j)	Surface active (m²)
BW 30-4040	30	45	20	7.2
NF 270-4040	30	45	20	7.6
Dowex Marathon	-	45	10	-

Le choix de ces membranes a été imposé par le Centre de Recherche et de Développement CRD pour des raisons économiques.

III.4 Échantillonnage

Les échantillons utilisés ont été prélevés dans des récipients de 0.5 L, préalablement rincés avec l'eau à analyser,; à la région de TIN FOUYÉ TABANKORT (Hassi Messaoud) le 02/03/2021, puis transportés au laboratoire.



Figure III- 3: Image représentant : 1/ eau de source (LIAS), 2/ eau de source préfiltrée avec le sable et le charbon actif, 3/ eau concentrée issue de 2RO, 4/ eau de perméat issue de 2RO, 21/ eau de perméat issue de la NF.



Figure III- 4: Image représentant : 15/ une eau de source, 11/ perméat 2RO-1NF, 16/ concentrât 1NF, 17/ perméat 1NF, 18/ perméat 1NF-1RO.



Figure III- 5: Image représentant : 22/ perméat 2NF-RO, 25/ perméat 1NF, 26/ perméat 1NF-2RO, 30/ perméat 2NF-IE.



Figure III- 6: Image représentant : 29/ perméat 2NF ; 30, 31, 32, 34 et 36/ perméat 2NF-IE

Les analyses des paramètres effectués sont réalisées au niveau des laboratoires de CRD-Sonatrach. Au département de géochimie et le département de traitement des eaux.

III.5 Caractérisation des paramètres physico-chimiques

L'eau d'injection est généralement évaluée par la mesure des matières en suspension, calcium, magnésium, les chlorures, le sodium, la dureté et certains métaux lourds.

D'autres examens physico-chimiques ont été mesurés, il s'agit de la mesure du pH, de la température, la TDS et la turbidité.

III.5.1 Méthodes d'analyses

Le matériel et méthodes utilisés sont présentés ci-dessous :

III.5.1.1 pH-mètre

Réactifs et équipement utilisés

- Néant ;
- pH-mètre : HANNA ;
- Pipette de précision à 50 ml de volume ;
- Agitateur magnétique.



Figure III- 7: pH-mètre

Mode opératoire

- Prélever une prise d'essai de 20 ml à l'aide d'une pipette et l'introduire dans un bécher propre ;
- Rincer abondamment l'électrode avec de l'eau distillée ;
- Allumer le dispositif, et vérifier que le pH-mètre est étalonné, dans le cas inverse introduire des solutions d'étalon ;
- Placer le bécher sous agitation magnétique ;

- Introduire l'électrode dans la solution à analyser ;
- Appuyer sur le bouton pH et lire la valeur affichée par le potentiomètre après stabilisation.

III.5.1.2 MES

Principe

L'eau analysée est filtrée et le poids de matières retenues par le filtre est déterminé par pesée différentielle.

Réactifs et équipements utilisés

- Eau distillée ;
- Etuve réglée à 105°C ;
- Balance à haute précision ;
- Dessiccateur ;
- Dispositif de filtration sous vide ;
- Filtres millipores à 0.45 µm ;
- Eprouvette à 20ml préalablement lavée à l'eau distillée et séchée dans l'étuve à 105°C.

Mode opératoire

- Peser un filtre vide après l'avoir nettoyé à l'eau distillée, le faire sécher à 105°C pendant 20 mn, puis le refroidir dans un dessiccateur et noter son poids P1 ;
- Filtrer sous vide 20 ml de l'échantillon en faisant laver plusieurs fois l'éprouvette pour récupérer la totalité des matières solides et sécher le filtre à 105°C pendant 30 mn, le refroidir dans un dessiccateur pendant 20 mn puis le peser et noter son poids P2 ;
- La quantité de MES exprimé en mg/l est déduite de l'expression suivante :

$$\text{MES} = \frac{(P2 - P1) \cdot 10^3}{PE}$$

Avec :

→ P1 : Poids en mg du filtre vide,

→ P2 : Poids en mg du filtre plein,

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

III.5.1.3 Turbidité

Principe

La turbidité est un indice de la présence des particules en suspension dans l'eau. Elle a été mesurée à l'aide d'un turbidimètre qui fonctionne selon la technique néphélométrie, et les résultats sont donnés en NTU (Nephelometric Turbidity Unit). Cet appareil mesure la lumière dispersée par les particules en suspension avec un angle de 90° par rapport au faisceau de la lumière incidente.

Réactifs et équipements utilisés

- Néant ;
- Turbidimètre : HACH 2100N ;
- Cellules en verre à 25 ml de capacité.

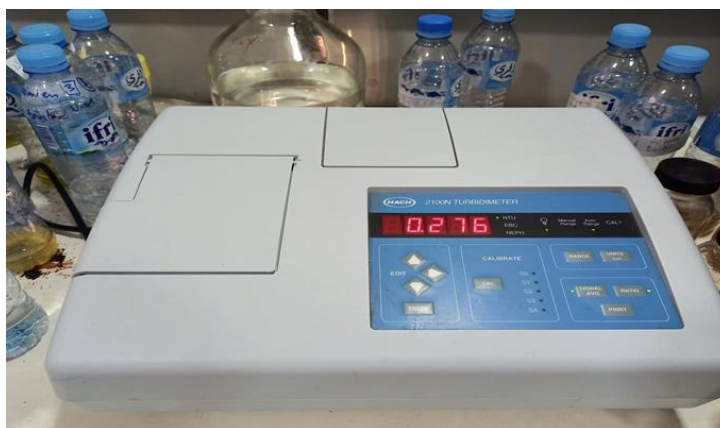


Figure III- 8: Turbidimètre

Mode opératoire

- Remplir la cuve par l'échantillon à analyser jusqu'au trait (environ 25ml) puis la refermer avec le bouchon ;
- Nettoyer la cuve avec du papier ;
- Placer la cuve dans le porte-cuve et refermer le couvercle ;
- Noter la valeur lorsqu'elle est stable.

III.5.1.4 Résidus sec par gravimétrie

Principe

La méthode consiste à transformer tous les ions dissous en fluorures non hygroscopiques.

✚ Réactifs et équipement utilisés

- Fluorure de sodium (NaF);
- Etuve réglable à 100-105°C (MEMMERT) ;
- Capsule anti-grimpantes;
- Balance (Sartorius)

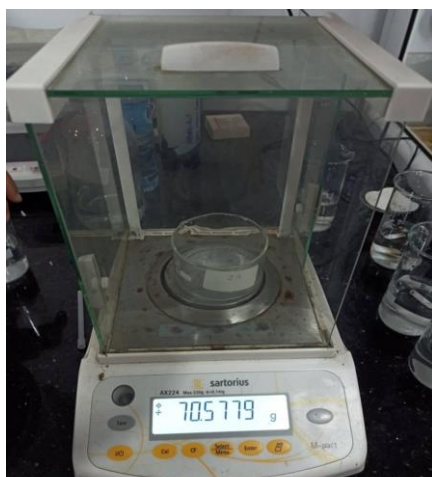


Figure III- 10: Balance



Figure III- 9: Dessiccateur

✚ Mode opératoire

- Introduire une pincée de NaF dans la capsule anti-grimpante ;
- Introduire la capsule dans l'étuve et sécher entre 100-105°C pendant une heure, dont le but est d'éliminer les traces d'humidité ;
- Refroidir la capsule au dessiccateur et peser, soit P1 le poids de la capsule + NaF ;
- Prélever une prise d'essai de 10 mL d'eau à analyser et l'introduire dans la capsule;
- Agiter avec précaution pour faire dissoudre le fluorure ;
- Faire sécher à l'étuve jusqu'à complète évaporation de l'eau. Maintenir à l'étuve, pendant 20 à 30 min, après constante d'évaporation totale ;
- Refroidir une deuxième fois au dessiccateur puis peser, soit P2 le poids de la capsule + résidu sec) ;
- L'extrait, ou le résidu sec, exprimé en mg/l est donné par la formule suivante:

$$\text{Ext.sec} = \frac{((V2 - P1) * D * 10^3)}{PE}$$

Avec :

- P1 : poids en mg de la capsule + NaF,
- P2 : poids en mg de la capsule + résidu sec,
- PE : prise d'essai de l'eau à analyser en ml,
- D : facteur de dilution.

III.6 Principe de fonctionnement des techniques d'analyses utilisées

III.6.1 Spectrométrie d'absorption atomique (SAA)

La spectrométrie d'absorption atomique est une méthode de dosage d'éléments chimiques fondée sur l'absorption des radiations atomiques en phase vapeur.



Figure III- 11: Dispositif expérimental de spectrométrie d'absorption atomique.

La solution contenant l'élément à doser est aspirée à travers un capillaire et guidée vers l'atomiseur. Il est ensuite pulvérisé à travers une chambre à très grande vitesse, où les grosses gouttelettes sont éliminées à l'aide d'une bille brise-jet. La solution ainsi vaporisée est entraînée par le combustible à travers le brûleur et brûlée à la sortie du brûleur. Après décomposition thermique dans la flamme, le rayonnement incident fourni par la lampe à cathode creuse est absorbé, ce qui émet le spectre de l'élément à déterminer. La mesure de cette absorption permet de déterminer la concentration de l'élément à analyser.

III.6.2 Spectrométrie d'émission atomique avec atomisation par plasma à couplage inductif (ICP-EOS)

La spectroscopie d'émission atomique à plasma à couplage inductif est une méthode d'analyse multi-éléments qui permet la mesure de plusieurs éléments tout en utilisant la mesure quantitative de l'émission optique provenant des atomes stimulés, pour déterminer la concentration de la substance à analyser. Elle permet d'analyser avec grande précision (ppb) un grand nombre d'éléments en milieu aqueux et aussi l'analyse des solutions organiques.

Elle est basée sur un échantillon liquide qui est aspiré vers la pompe péristaltique. Dans le nébuliseur, le liquide est converti en un jet fin d'aérosol. Dans la chambre de nébulisation, les plus grosses gouttes sont évacuées mais les plus fines gouttes sont dirigées vers le plasma chaud. Dans le plasma, l'échantillon en aérosol est vaporisé, ses atomes et ions sont excités afin d'émettre des longueurs d'ondes caractéristiques. La lumière est transférée vers le système optique haute résolution qui sépare la lumière en longueurs d'ondes spécifiques pour les éléments à mesurer. Les longueurs d'ondes sont captées par un détecteur, et les intensités pour chaque longueur d'onde sont alors quantifiées. Un logiciel sophistiqué permet alors de les convertir en unités de concentration.



Figure III- 12: Appareillage de l'ICP-OES.

III.6.3 Spectrométrie de masse par plasma à couplage inductif (ICP-MS)

L'ICP-MS (spectrométrie de masse à plasma à couplage inductif) est une technique permettant de déterminer les faibles concentrations (plage : ppb = parties par milliard = $\mu\text{g/l}$) et les ultra-faibles concentrations d'éléments (plage : ppt = parties par billion = ng/l). Les éléments atomiques sont conduits à travers une source de plasma où ils deviennent ionisés.

Le principe de base de l'ICP-MS peut être résumé très simplement: cette technique est basée sur le couplage de deux technologies éprouvées : une torche à plasma ICP (Inductively Coupled Plasma) et un spectromètre de masse. La solution échantillon est introduite dans l'appareil au moyen d'une pompe péristaltique. Là, il est nébulisé dans une chambre de nébulisation. L'aérosol résultant est injecté dans un plasma d'argon qui a une température de 6000 à 8 000 K. À l'intérieur de la torche à plasma, la solution est retirée de l'échantillon et l'atomisation et l'ionisation se produisent également. Seule une petite partie des ions produits dans le plasma pénètre davantage dans la partie du spectromètre de masse dont le rôle est de séparer les ions en fonction du rapport masse atomique / charge.



Figure III- 13: Représentation du couplage Torche à Plasma - Spectrométrie de masse.

III.6.4 Spectrophotomètre portable DR1900

L'appareil DR 1900 est un spectrophotomètre VIS portable qui permet d'effectuer des mesures dans la plage de longueur d'onde de 340 à 800 nm. L'instrument permet de mesurer divers paramètres dans les applications d'eau potables, d'eaux usées et industrielles. Pour l'utilisation sur le terrain, l'instrument fonctionne avec quatre piles AA. L'instrument est fourni avec un jeu complet de programmes d'application ou programmes enregistrés. Voir (figure III-15)



Figure III- 14: Spectrophotomètre DR1900

III.7 Présentation du logiciel utilisé 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.

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. Il suffit donc de connaître la qualité de l'eau à filtrer, donc les concentrations de produits chimiques présents dans l'eau, la nature de l'eau, sa température, son pH et sa turbidité, ainsi qu'un débit, soit le débit d'entrée à la membrane, ou le débit de sortie, ce qui fait que cet outil informatique soit performant et précis. On peut choisir soigneusement la nature de l'eau à traiter : une eau de puits, un perméat, une eau adoucie, des eaux municipales, des eaux de surface, des eaux de mer ou des rejets. Wave DOW a une base de données actualisée sur les membranes, ce qui permet de voir les résultats de traitement avec plusieurs membranes, selon les références, puis choisir la plus performante.



Chapitre IV

Résultats et discussions

IV.1 Introduction

Toute eau naturelle doit être traitée avant utilisation. La qualité de l'eau attendue du processus de traitement variera selon la demande industrielle, domestique ou agricole. Dans notre cas, l'eau est utilisée comme phase aqueuse pour une solution ASP (alcalin + surfactant + polymère) ou SP (surfactant + polymère) dans le but de récupérer les hydrocarbures, sa composition chimique doit répondre à certaines exigences afin de ne pas endommager les installations de surface (conduites, puits d'injection, pompes, vannes, etc.) et le réservoir pétrolier (particulièrement autour des puits d'injection) et optimiser les quantités d'agents chimique utilisés tout en maintenant leurs performances (viscosité élevée et tension interfaciale solution-huile faible).

Dans ce chapitre, nous avons procédé à l'analyse de la composition chimique des échantillons d'eau de Lias bruts et ceux issus du traitement d'adoucissement basé sur les différentes techniques membranaires présentées dans le précédent chapitre, à savoir l'osmose inverse, la nanofiltration, la résine échangeuse d'ion et les techniques hybrides. Les résultats ont été obtenus à la fois par des analyses laboratoires et des simulations numériques en utilisant le logiciel Wave (open source) fourni par la société DUPONT Water Solution.

Nous rappelons que les objectifs de ce travail, ont été définis afin de répondre aux exigences de l'EOR chimique qui sera déployé au niveau du champ pétrolier de TFT. Des conditions connexes ont été rajoutées afin d'inhiber tout éventuel problème lié à l'interaction eau d'injection-roche réservoir (comme le gonflement des argiles) et eau d'injection-eau de formation (dépôt du sulfate de baryum).

Les objectifs sont résumés ci-dessous :

- Dureté de l'eau inférieure à 20 ppm ;
- Préservation maximum de la TDS ;
- Maintien d'un pH neutre ;
- Taux de conversion maximal (supérieur à 75%) ;
- Préservation à long terme de la performance de la formulation chimique proposée ;
- Minimisation des rejets d'eau car SONATRACH achète l'eau de Lias et paie les frais et des taxes sur les bourbiers ;
- Minimisation du nombre de membranes utilisées ;
- Fonctionnement à basses pressions ;
- Acquisition d'un retour d'expérience et d'une expertise dans le traitement des eaux ;

- Reminéralisation de l'eau après sa filtration évitée.

Durant notre stage, nous nous sommes intéressées à la dureté de l'eau, la TDS et le pH, les autres objectifs sont présentés à titre d'information.

IV.2 Caractérisation physico-chimique des échantillons

IV.2.1 Caractérisation de l'eau d'injection (Lias)

Afin de servir le projet EOR chimique, des quantités énormes d'eau sont nécessaires pour préparer les solutions alcalin-surfactant-polymère (ASP) ou surfactant-polymère (SP). L'eau qui sera utilisée est extraite du bassin de Lias. Nous rappelons que l'unité modulable, contenant les différentes techniques d'adoucissement, est alimentée par deux bacs de stockage, ces derniers regroupent l'eau provenant de plusieurs puits. Selon les débits d'eau produite et la durée de stockage dans les deux bacs, l'eau prélevée au niveau de l'unité pilote présente une turbidité très variable allant du 1 à 20 NTU. L'échantillon analysé dans notre stage présentait une turbidité de 14.5 NTU. Le potentiel hydrogène caractérisant l'eau de Lias est toujours neutre. La mesure de pH et la teneur en sel dissout de l'échantillon effectué à la température ambiante donne respectivement une valeur de 7.2 et de 3450 ppm. La composition en termes d'ion présent dans l'échantillon analysé est donnée dans le « tableau IV-1 ».

Tableau IV- 1: Composition chimique de l'eau de Lias de TFT (en mg/L).

Paramètres	Eau de Lias brut	Eau de Lias préfiltrée
Ca ²⁺	164,9	164,3
Mg ²⁺	61,3	61,1
Dureté	226,2	225,9
Na ⁺	691	690
Cl ⁻	1075,65	1075,15
K ⁺	39,36	39,12
SO ₄ ²⁻	892	855
Fe ²⁺	0,173	0,028
NO ³⁻	0,3	0,1
NO ²⁻	0,006	0,002
Sr ²⁺	3,953	3,932
Li ⁺	0,332	0,327
Ba ²⁺	0,111	0,106

Il en ressort que l'eau obtenue a une dureté élevée avec 164.9 mg/L de Ca^{2+} et 61.3 mg/L de Mg^{2+} , soit une dureté totale de 226.2 ppm. Additivement aux problèmes liés aux interactions des cations divalents avec la formulation chimique utilisée dans l'EOR, et comme présenté dans le premier chapitre, une eau d'une dureté de 20°f entartre les installations, et quand elle est inférieure à 10°f, elle devient agressive et provoque la corrosion des conduites. Donc il est impératif de diminuer la quantité de calcium et de magnésium dans notre eau d'injection.

A partir de ces résultats, nous remarquons que la concentration Ca^{2+} est presque le triple de celle des ions de Mg^{2+} . Cette proportionnalité sera toujours valable dans les eaux traitées avec les différentes techniques puisque le même degré de sélectivité de ces deux cations est le même. Il est important de noter aussi que les ions de chlorures sont nettement majoritaires.

Dans la suite de travail, la concentration de cet ion est considérée comme un indicateur de TDS. Si sa concentration est élevée cela indique que la TDS est élevée.

Nous remarquons une forte teneur en ions sulfate de 892 mg/L, comparée aux exigences de la SONATRACH (inférieur à 20 ppm). Le contact de l'eau de Lias (chargée en sulfate) avec l'eau de formation (déjà présente dans le réservoir pétrolier et chargée en baryum) entraîne le dépôt de sulfate de baryum. En effet, l'excès de sulfate engendre un grand risque de colmatage, voir même le bouchage des puits d'injection, d'où la nécessité d'éliminer les sulfates de l'eau avant injection.

L'unité modulable qui a été conçue et installée sur site de TFT contient une partie de prétraitement. L'eau de source, en entrée de l'unité, est filtrée d'abord avec du sable, du charbon et puis avec des cartouches membranes à 1 μm dans le tableau IV.1, nous avons reporté les résultats d'analyse de l'eau après pré-filtration. Nous ne remarquons aucune différence significative avec les résultats d'analyse de l'eau de Lias brut. Cependant, la turbidité de l'eau a baissé d'un ordre de grandeur 0,251. La petite différence est due soit aux méthodes ou le changement continu dans la composition de l'eau de source (1 jour d'écart entre les deux échantillonnages).

IV.2.2 Résultats du traitement à l'aide d'Osmose inverse et Nanofiltration

Dans le but de mettre en place une unité de production d'eau traitée à grande échelle qui servira le projet EOR chimique, une unité modulable offre la possibilité de tester plusieurs

techniques membranaires (osmose inverse, nanofiltration, et résine échangeuse d'ion) et des configurations hybrides basées sur ces différentes membranes.

La pression de service de l'unité modulable diffère d'une membrane à l'autre, les membranes nanofiltration supportent des pressions autour de 6 bars par contre les membranes à osmose inverse demandent des pressions supérieures à 20 bars. Toutefois, la pompe utilisée délivre une pression maximum de 13 bars et un débit de 20 m³/jour.

Avant de démarrer l'unité, il faut s'assurer que la pompe n'est pas bouchée par le dépôt du sel. Le filtre à charbon ainsi que le filtre à cartouche et les deux membranes NF doivent être remplacés avec deux membranes à osmose inverse (RO), et l'unité doit fonctionner avec de différentes configurations.

Remarque : le but de l'utilisation de nos différentes configurations est l'obtention d'une concentration des cations divalents, communément appelée la dureté totale, égale ou inférieure à 20ppm, une TDS supérieure à 500 ppm et un pH autour de 7.

Dans la suite du travail, nous avons présenté les deux filières RO et NF dans le but de comparer leur avantages et limites et pourvoir après imaginer des schémas de configurations hybride potentiellement prometteuses.

➤ Osmose inverse

La configuration suivante représente deux membranes d'osmose inverse en série, alimentées par l'eau de Lias non traitée. Cette eau passe par la première membrane (RO) pour obtenir un concentrât (trait continu) et un perméat (trait discontinu). Le concentrât est retraité par une deuxième membrane d'osmose inverse, donnant un second perméat qui va se mélanger avec le premier. A la sortie des deux membranes RO, nous obtenons une eau traitée (perméat) et une eau concentrée (concentrât).

Nous rappelons que le but de l'utilisation de deux membranes est d'augmenter le volume d'eau traitée et diminuer les rejets d'eau.

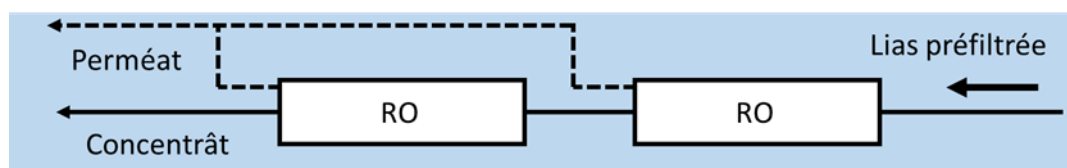


Figure IV- 1: Configuration membranaire 2RO

Le tableau ci-dessous illustre la composition des deux eaux (perméat et concentrât) issue du traitement par deux membranes RO en série comparée à l'eau de Lias en entrée de l'unité modulable. Comme nous l'avons signalé dans le chapitre précédent, l'osmose inverse filtre tous les ions présents dans l'eau de Lias. La filière osmose inverse réduit considérablement la dureté totale de l'eau (moins de 7 mg/L). Ce résultat répond aux exigences de l'EOR chimique.

Néanmoins, le pH présente une valeur de 6, ce qui signifie que cette eau est acide agressive. Le pH joue un rôle important dans la solubilisation des tensioactifs et la stabilité de la solution.

Quant à la TDS, nous remarquons clairement une baisse drastique de tous les éléments chimiques qui composent l'eau, le perméat de RO présente une TDS de 300 mg/L. la perte en sel provoque non seulement le gonflement des argiles mais aussi un impact néfaste sur la solution de surfactant (affinité plus favorable à l'eau en présence d'huile ce qui minimise la formation des émulsions).

Nous rappelons aussi que les membranes RO demandent plus de pression pour atteindre un rendement de 75 %, dans notre cas à 13 bars de pression de service, le rendement ne dépasse pas 50%. Une pression élevée implique une énergie plus importante, des pompes plus puissantes et une installation très résistante.

Dans le tableau ci-dessous, la composition de l'eau concentrée (concentrât) est indiquée à titre d'information.

Afin de récupérer l'eau concentrée et d'augmenter le rendement de l'installation, nous avons proposé de mélanger une partie de cette eau concentrée avec celle du perméat issue de la même membrane. Cette configuration est abordée dans la partie des techniques hybrides.

La filtration de tous les éléments chimiques dans l'eau de Lias est la conséquence du fait que les membranes RO sont peu perméables. Cette perméabilité provoque un colmatage rapide des membranes RO, ce qui implique une fréquence élevée de nettoyage.

Tableau IV- 2: La concentration (en mg/L) de quelques éléments chimiques dans l'eau de Lias, l'eau traitée (perméat) et le concentrât issues d'un traitement à l'aide de deux membranes RO en série.

Paramètres	Eau de Lias brut	Perméat	Concentrât
Ca ²⁺	164,9	5,4	500,36
Mg ²⁺	61,3	1,24	177,04
Dureté	226,2	6,64	677,4
Na ⁺	691	23,22	2034
Cl ⁻	1075,65	223,65	3347,65
K ⁺	39,36	1,42	125,64
SO ₄ ²⁻	892	16	2252
Fe ²⁺	0,173	2,74	0,015
Sr ²⁺	3,953	0,25	11,431
Li ⁺	0,332	0,015	0,787
Ba ²⁺	0,111	0,053	0,107

➤ Nanofiltration

La configuration suivante représente deux membranes de la nanofiltration en série, alimentées par l'eau de Lias. Comme dans le cas précédent (traitement à l'aide de l'osmose inverse), et afin d'augmenter le taux de conversion (le rendement), le concentrât est retraité par une deuxième membrane de nanofiltration, donnant un second perméat qui va se combiner avec le premier.

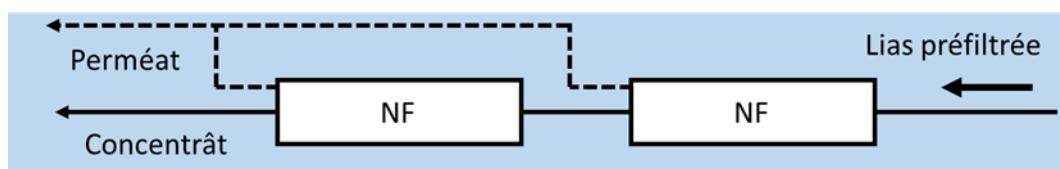


Figure IV- 2: Configuration membranaire 2NF

Le tableau ci-dessous représente les résultats du perméat obtenu après traitement par deux membranes NF en série comparés à l'eau de Lias et le perméat issu du traitement avec RO. Nous remarquons que la nanofiltration, contrairement à l'osmose inverse, ne filtre que les ions qui sont susceptibles d'entraîner des problèmes évoqués dans le début du présent manuscrit.

La nanofiltration présente une bonne réduction des cations divalents (Ca^{2+} et Mg^{2+}) mais qui reste insuffisante pour répondre aux exigences de l'EOR chimique. Quant à la TDS et le pH, les résultats sont très satisfaisants ; la TDS est supérieure 2200 mg/L et le pH de l'eau reste presque inchangé (valeur 7).

Tableau IV- 3: La concentration (en mg/L) de quelques éléments chimiques dans l'eau de Lias, les eaux traitées (perméat) issues des traitements par RO et par NF.

Paramètres	Eau de Lias brut	Perméat RO	Perméat NF
Ca^{2+}	164,90	5,40	55,37
Mg^{2+}	61,30	1,24	15,77
Dureté	226,20	6,64	71,14
Na^+	691,00	23,22	525,00
Cl^-	1075,65	223,65	1004,65
K^+	39,36	1,42	27,28
SO_4^{2-}	892,00	16,00	36,00
Fe^{2+}	0,17	2,74	0,02
Sr^{2+}	3,95	0,25	1,06
Li^+	0,33	0,02	0,20
Ba^{2+}	0,11	0,05	0,25

Un élément très important en faveur de l'utilisation des membranes NF ; la pression de 6 bars est très satisfaisante en termes de rendement (78% dans le test sur site) et de consommation énergétique.

Nous rappelons que les membranes RO demandent plus de pression pour atteindre un rendement de 75 %. Dans notre cas (13 bars de pression de service) le rendement ne dépasse pas 50%. Une pression élevée implique une énergie plus importante, des pompes plus puissantes et une installation très résistante.

Afin de s'assurer du bon fonctionnement des deux techniques et la répétabilité des résultats, plusieurs échantillonnages d'eau de perméat issue des deux techniques (RO et NF) ont été effectués à un intervalle d'une journée. Nous avons réalisé des analyses de quelques éléments chimiques afin de comparer ces deux techniques.

La figure ci-dessous représente la réduction de la concentration (en pourcentage) des éléments chimiques dans l'eau traitée avec les deux techniques.

La réduction de concentration a été calculée en utilisant l'équation suivante :

$$\text{concentration (\%)} = \left| \frac{\text{concentration Lias} - \text{concentration perméat}}{\text{concentration Lias}} \right| \times 100$$

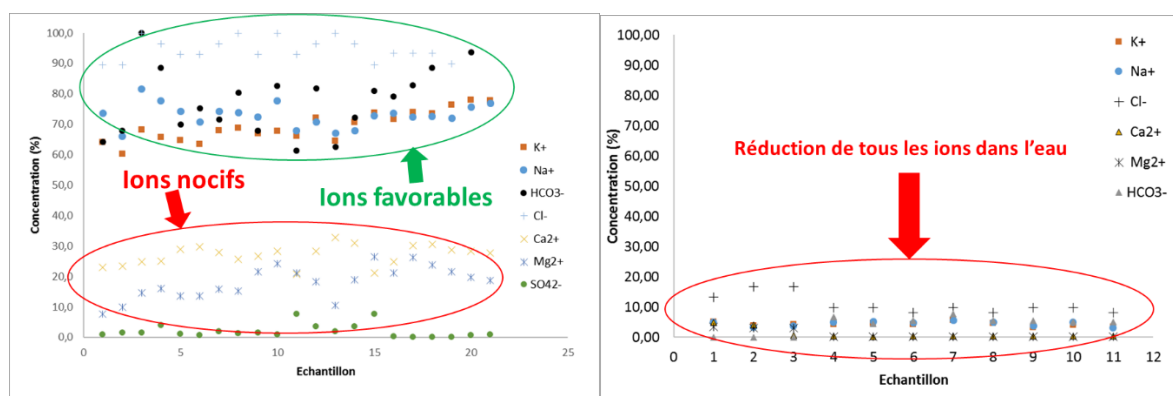


Figure IV- 3: La réduction de la concentration (en pourcentage) des éléments chimiques dans l'eau traitée avec les deux techniques (la nanofiltration à gauche et l'osmose inverse à droite).

Même si les échantillons ont été prélevés aux mêmes conditions de pression de service (6 bar pour la NF et 13 bar pour la RO) et de température (entre 30 et 35 °C), nous remarquons une légère variation de la composition de l'eau, cette variation est dû au fait que ..la composition de l'eau de source varie ; le bac de stockage alimentant l'unité de traitement modulable se remplit à partir de plusieurs puits d'eau de Lias avec des variations de débit d'eau.

Nous avons constaté que la nanofiltration est meilleure que l'osmose inverse dans nos conditions de travail comme montrer sur le tableau suivant.

Tableau IV- 4 : Comparaison entre l'osmose inverse et la nanofiltration.

Osmose Inverse	Nanofiltration
☒ Très bon taux de conversion ☒ Débit élevé ☒ Non sélective (réduction de TDS) ☒ Dureté très satisfaisante (< 10 mg/L) ☒ Réduction satisfaisante des sulfates ☒ Energivore (pression > 20 bar) ☒ Logistique complexe (Capex/Opex) ☒ Eau traitée est agressive ☒ Requièrè un prétraitement ☒ Fort potentiel de colmatage ☒ Nécessite une minéralisation	☒ Très bon taux de conversion ☒ Débit élevé ☒ Très sélective ☒ Réduction de la dureté insuffisante ☒ Réduction satisfaisante des sulfates ☒ Non Energivore (pression ≈ 6 bar) ☒ Logistique Modulable ☒ Eau traitée est douce ☒ Requièrè un prétraitement

IV.2.3 Résultats du traitement à l'aide des techniques hybrides

Trois méthodes ont été proposées afin de booster les capacités de ces techniques à répondre aux exigences que nous avons citées dans l'introduction de présent chapitre :

- Diluer l'eau de Lias brut avec celle traitée à l'aide de RO ;
- Combiner entre les deux filières RO et NF ;
- Retraiter en utilisant la technique résine échangeuse d'ion l'eau traitée à l'aide de NF.

IV.2.3.1 Dilution de l'eau de Lias brut avec celle traitée à l'aide de RO

La dilution de l'eau de Lias préfiltrée avec l'eau traitée (perméat) issue de l'osmose inverse réduit certainement la dureté de l'eau finale. Afin de calculer les proportions des volumes à mélanger nous avons utilisé deux méthodes : le logiciel Wave (Figure IV-4) et un calcul analytique basé sur les concentrations que nous présentons ci-dessous.

Dans notre cas les solutions sont des eaux (Lias brut, perméat), dans les conditions ambiantes (température et pression) le volume du mélange sans doute est très proche ou égal à la somme $V_1 + V_2$. La nouvelle concentration C_f vaut :

$$C_f = \frac{C_1V_1 + C_2V_2}{V_1 + V_2}$$

Dans notre étude nous avons fixé des concentrations cibles de la dureté de 20 mg/L à ne pas dépasser. Cette concentration est notée C_c .

$$C_f < C_c \Rightarrow \frac{C_1V_1 + C_2V_2}{V_1 + V_2} < C_c \Leftrightarrow (C_1 - C_c)V_1 < (C_c - C_2)V_2$$

Dans notre cas, $C_1 > C_c$ et $C_2 < C_c$

Donc, le mélange doit satisfaire à la condition ci-dessous :

$$\frac{V_1}{V_2} < \frac{C_c - C_2}{C_1 - C_c}$$

Les concentrations des ions divalents Ca^{2+} dans l'eau de Lias et dans l'eau perméat issue de RO sont respectivement $C_1 = 164.9 \text{ mg/L}$ et $C_2 = 5.4 \text{ mg/L}$

Si nous considérons que la concentration de souhaitée est $C_c = 15 \text{ mg/L}$

Ce qui donne : $\frac{V_1}{V_2} < \frac{15-5.4}{164.9-15} = 0.064 \Rightarrow V_2 > 15.6V_1$

Ce résultat montre que, pour avoir une concentration des cations Ca^{2+} inférieure à 15 mg/L, il faudra mélanger un volume donné de l'eau de Lias avec plus de 15.6 fois le même volume en eau perméat RO, soit 6% de Lias avec au moins 94% du perméat de RO.

Le calcul ci-dessus a été refait avec le logiciel Wave, l'image ci-dessous montre une illustration qui correspond au calcul fait pour le mélange des deux eaux.

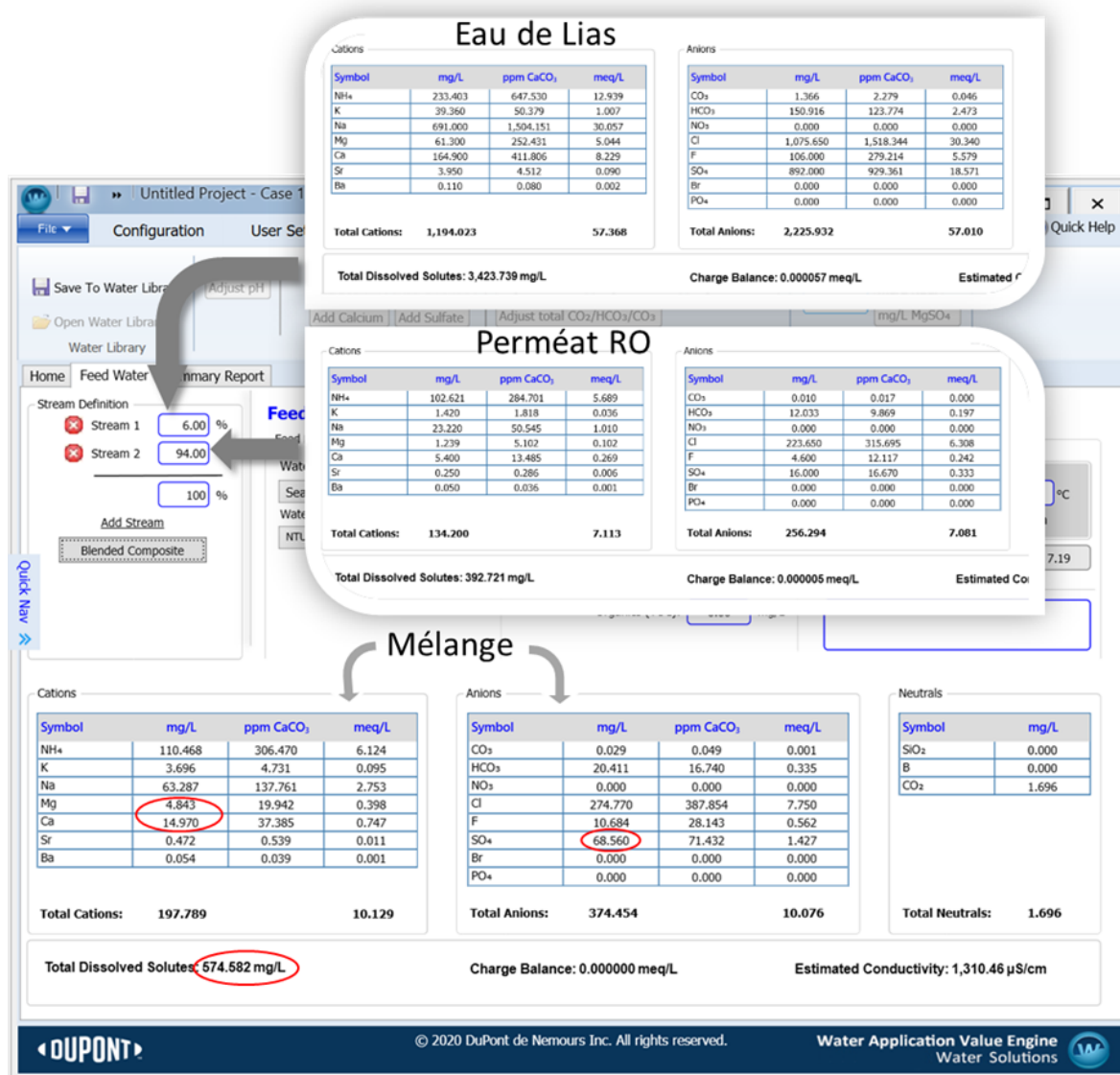


Figure IV- 4: Les résultats du mélange de 6% de volume de l'eau de Lias avec 94% de perméat RO.

Dans la figure ci-dessus, le logiciel permet de résoudre le calcul du mélange pour tous les éléments chimiques entrés comme données préalablement. Dans ce logiciel, après avoir

introduit la composition de chaque eau, nous devons choisir les proportions de volume de chaque eau jusqu'à l'obtention des résultats de la dureté souhaitée.

En observant la composition finale, nous relevons quatre résultats importants :

1. Concentration des sulfates (SO_4^-) élevée ;
2. TDS acceptable ;
3. Dureté totale de l'eau de 19.8 mg/L ;
4. Proportions des volumes 94% d'eau de perméat et 6% de l'eau de Lias économiquement non favorables pour une telle installation.

Pour pouvoir rendre le mélange économiquement attractif, il faut augmenter le volume d'eau de Lias à plus de 6%. D'autre part, cette action rend les deux points (1) et (3) non favorables.

Le recours au mélange du concentrât de RO avec le perméat de RO, à première vue, peut être une solution prometteuse. Le concentrât représente la partie de l'eau de Lias à jeter (saumure), donc le fait de la récupérer augmentera le rendement du système. Ce concentrât contient plus de cations divalents (voir le Tableau IV-2) que l'eau de Lias, donc, le mélange nécessite moins de 6% pour atteindre une dureté inférieure à 20 mg/L. Le logiciel donne 1.9% du concentrât avec 98.1% du perméat à mélanger pour avoir une dureté de 19.4 mg/L.

IV.2.3.2 Combiner entre les deux filières RO et NF

Afin de pouvoir combiner deux techniques membranaires, il faut tenir compte de quelques points importants :

- La pression de service ;
- Les débits d'eau ;
- La configuration des membranes (en série ou en parallèle) ;
- Le nombre des membranes
- L'apport de la dernière membrane.

La pression de services des membranes RO est nettement supérieure à celle de NF, ce qui exige d'avoir deux pompes de différente pression. Cette situation engendre des coûts supplémentaires en investissement et en exploitation.

Dans ce qui suit, nous présentons quelques configurations testées sur site de TFT et les résultats des analyses faites au laboratoire.

Tableau IV- 5 : Différentes configurations des techniques hybrides basées sur RO et NF.

Eau	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Dureté	Cl ⁻	pH
2RO (93%)	5,40	1,24	6,64	223,65	6,36
2RO1NF (7%)	151.42	32.78	184,2	2289.75	7.57
Mélange	15.62	3.45	19,07	368.28	-
Eau	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Dureté	Cl ⁻	pH
1NF (21%)	53.65	13.52	67,17	1082.75	7.56
1NF1RO (79%)	5,4	1.36	6.76	159.75	7.30
Mélange	15.53	3.91	19.44	353.58	-
Eau	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Dureté	Cl ⁻	pH
2NF (1%)	55.37	15.77	71.14	1004.65	6.96
2NF1RO (99%)	18.10	6.00	24.10	88.75	7.18
Mélange	18.66	6.15	24.81	102.41	-
Eau	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Dureté	Cl ⁻	pH
1NF (17%)	51.07	14.56	65.63	1011.75	7.27
1NF2RO (83%)	7.87	2.22	10.09	195.25	7.27
Mélange	15.21	4.32	19.53	334.06	-

La conclusion 'Acceptable' ou 'Non acceptable' est basée que sur le critère de dureté de l'eau de mélange et le pourcentage des eaux traitées issues des deux types de membrane. Par exemple, la configuration n°03 est affichée 'Non acceptable' car même avec 1% de l'eau traitée issue de la première membrane NF donne une dureté supérieure à 24 mg/L (ce qui est en dehors de l'exigence de l'EOR chimique).

La configuration n°02 est très prometteuse, non seulement les pourcentages d'eau dans le mélange, mais aussi le fait que nous utilisons moins de membrane que les deux autres configurations (n°01 et n°04).

IV.2.3.3 Traitement à l'aide de la NF suivie d'une résine échangeuse d'ion

Dans le paragraphe relatif aux résultats de la nanofiltration, nous avons remarqué le pouvoir sélectif des membranes NF. Le débit d'eau traitée produit élevé, la TDS élevée, le pH neutre, la réduction des sulfates (plus de 95%) et la pression de fonctionnement basse sont des résultats très attractifs. Néanmoins, la réduction des cations divalents, bien qu'elle soit importante (plus de 68%), reste insuffisante.

Pour pouvoir réduire d'avantage les cations divalents contenus dans le perméat de NF, la résine échangeuse de cations est une alternative qui nécessite le sel comme réactif de régénération. Nous rappelons que les cations de magnésium Mg^{2+} et de calcium Ca^{2+} remplacent les cations de sodium Na^+ . Ces derniers occupent initialement des sites actifs de la résine et sont déplacés par les cations Mg^{2+} et Ca^{2+} du perméat NF, qui se fixent sur la résine en libérant les cations Na^+ (voir la figure ci-dessous). Il est possible de régénérer la résine en la nettoyant avec une solution riche en cations Na^+ , qui déplace alors les cations Mg^{2+} et Ca^{2+} qu'elle a fixés ; soit une solution de chlorure de sodium concentré.

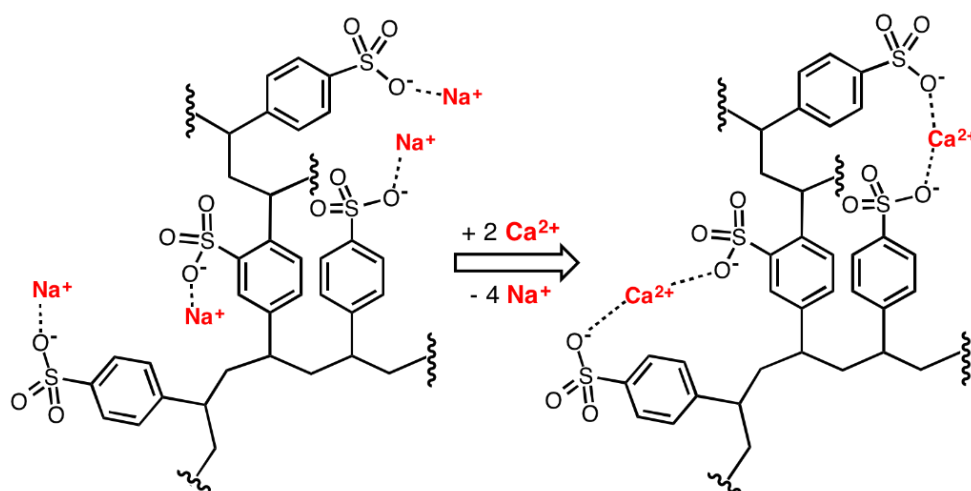


Figure IV- 5: Schéma représentatif du remplacement de cations Ca^{2+} par des cations Na^+ dans une résine en poly(styrène sulfonate) de sodium réticulée

Dans des tests sur site, l'utilisation de la résine échangeuse d'ion seule s'avère techniquement difficile à réaliser. L'eau de Lias est très chargée en cations divalents, ce qui nécessite une grande fréquence de régénération de la résine. Le perméat de NF contenant moins de cation divalent offre l'avantage d'utiliser une résine comme un second traitement d'adoucissement.

La configuration illustrée dans la figure suivante représente deux membranes NF en série suivie par la résine échangeuse d'ion IE en second étage. Cette dernière, en réalité, contient

des bacs de résine en fonctionnement alterné, un bac en service et l'autre en phase de régénération.

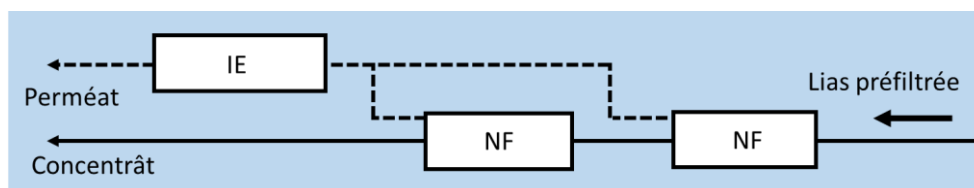


Figure IV- 6: Configuration membranaire 2NF-IE

La première membrane NF est alimentée par l'eau de source non traitée. Cette dernière donne un perméat qui est récupéré et un concentrât qui passe par la deuxième membrane NF. Les deux perméats issus des deux membranes NF sont assemblés dans une même conduite, puis traités une seconde fois à l'aide de la résine échangeuse d'ion (IE). Trois éléments chimiques Mg^{2+} , Ca^{2+} et Cl^{-} contenus dans le perméat sortant de la résine ont été analysés et reportés dans le tableau ci-dessous. Il est à noter que les ions de chlorure sont majoritaires (ils représentent presque un tiers de la TDS) dans l'eau de Lias, ils sont considérés alors comme indication sur la TDS.

Tableau IV- 6: Résultats d'analyse l'eau de Lias, le perméat de NF et le perméat issu d'un traitement avec la NF + IE

Eléments	Ca^{2+} (mg/L)	Mg^{2+} (mg/L)	Cl^{-} (mg/L)	Dureté (mg/L)	pH
Eau de Lias	164.90	61.3	1075.65	226.20	7.2
Perméat NF	55.37	15.77	1004.65	71.14	6.96
Perméat NF-IE	3.52	0.45	972	3.97	7.7

Les résultats figurant dans le tableau démontrent une capacité de la résine échangeuse (NF-IE) d'ion à adoucir l'eau beaucoup plus importante que la NF ; plus de 95% de réduction de la dureté comparée à 68% avec la NF.

Une dureté de moins de 5 mg/L avec une concentration de l'ion de chlorure élevée et un pH neutre est un résultat très encourageant et réconfortant.

Durant les tests réalisés sur site à TFT, la fréquence de régénération des résines est très faible (12 h pour un débit de 4 m³/jour) comparé aux premiers tests quand l'eau d'entrée était celle de Lias (3 h pour un débit de 1 m³/jour).

Durant la période de test sur site, des échantillons ont été prélevés à des intervalles de 5 h. l'eau prélevée est analysée afin de s'assurer de la reproductibilité des résultats ainsi que le bon fonctionnement du système NF+IE. Ces résultats sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV- 7: Résultats de l'eau de Lias après traitement avec la NF+IE

Échantillon	[Cl ⁻] (mg/L)	[Mg ²⁺] (mg/L)	[Ca ²⁺] (mg/L)
30	1005	0,489	3,325
31	1106	0,468	3,424
32	972	0,452	3,516
34	1039	0,115	2,512
36	637	0,125	1,949

Les résultats du tableau démontrent, encore une fois, la capacité du système NF+IE à adoucir l'eau de Lias même après plusieurs cycles de régénération avec du sel NaCl et ainsi répondre aux exigences de l'EOR citées dans l'introduction du présent chapitre. Cependant une étude technico-économique est nécessaire pour valider la solution.

IV.3 Effet de la qualité de l'eau sur la formulation chimique

Nous rappelons que l'EOR chimique est basé sur l'injection des agents chimiques tels que les polymères, les tensioactifs (surfactants), les agents alcalins, les co-solvants, etc. Ces agents peuvent être ajoutés en fonction de la qualité de l'eau utilisée comme phase aqueuse pour la solution. Pour cela, nous mettons en exergue deux exemples de l'effet de la composition chimique de l'eau sur les caractéristiques générées par les polymères et les agents alcalins. Par manque de temps, seulement quatre différentes eaux ont été testées : l'eau de Lias, les perméats issus de l'osmose inverse (RO), la nanofiltration (NF) et la nanofiltration suivie par un retraitement à l'aide d'une résine échangeuse d'ion (NF+IE).

IV.3.1 Viscosité des polymères

Le polymère étudié dans ce présent travail est le polyacrylamide partiellement hydrolysé (HPAM), schématisé dans la figure IV-7. Dans le cas du projet EOR à TFT, et pour les raisons d'une faible perméabilité et de sévères conditions (salinité, température, etc.).

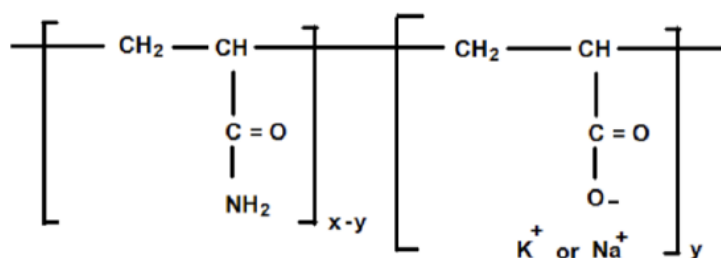


Figure IV- 7: Structure chimique du HPAM.

Plusieurs solutions de HPAM ont été préparées à la base des quatre eaux issues des différentes techniques de traitement d'eau (Lias, RO, NF et NF+IE).

En premier lieu, nous avons préparé 400 ml de solution mère d'une concentration en HPAM de 4000 mg/L. 1.6 g de HPAM en poudre a été versé progressivement dans l'eau sous agitation à l'aide d'un agitateur à hélice (à 300 tr/min, voir la figure IV-8). Après 2 heures d'agitation, la solution est agitée une deuxième fois à l'aide d'un agitateur magnétique pendant 24 heures.

Pendant l'agitation avec l'agitateur à hélice, nous avons observé le changement de la direction du vortex :

- ✓ Dans le cas des fluides newtoniens comme l'eau, l'huile et le miel, lors de l'agitation, le vortex est orienté vers le bas ; le liquide est expulsé latéralement par la force centrifuge (Appelé effet Weissenberg).

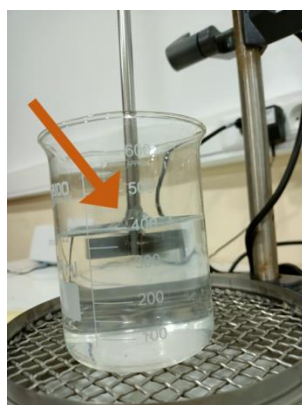


Figure IV- 8: Effet Weissenberg sur une solution 4000 mg/L de HPAM.

Une fois que les quatre solutions mères ont été bien agitées, nous avons préparé 40 ml (V_f) de solutions filles à plusieurs concentrations (C_f) en diluant un certain volume de la solution

mère (V_m), qui est à une concentration $C_m = 4000 \text{ mg/L}$, avec un volume de la même eau utilisée au départ (V_w) suivant la formule suivante :

$$\left\{ \begin{array}{l} V_m = \frac{C_f}{C_m} V_f = 0.01 C_f \\ V_w = V_m - V_f = 40 - 0.01 C_f \end{array} \right.$$

Nous avons préparé cinq concentrations pour chaque eau [4000, 3000, 2000, 1000 et 500 ppm], puis nous les avons agitées à l'aide de l'agitateur magnétique pendant une heure. Une fois la phase de la préparation finie, la viscosité de chaque échantillon a été mesurée à 70°C en utilisant le rhéomètre de marque Malvern représenté dans la figure ci-dessous.



Figure IV- 9: À gauche le rhéomètre de Malvern Bohlin (Kinexus ultra plus) utilisé pour les mesures de viscosité, À droite l'agitateur à palette ou à hélice (Heidolph, model RZR2041)

La figure ci-dessous démontre la variation de la viscosité en fonction de la concentration du polymère.

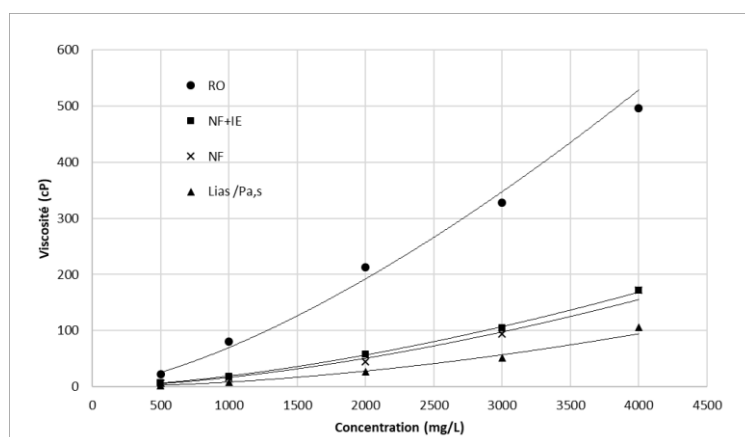


Figure IV- 10: Variation de la viscosité en fonction de la concentration du polymère pour un taux de cisaillement de 10 s^{-1}

Nous remarquons clairement que pour une même concentration en polymère, la viscosité des solutions polymérique préparées dans une eau de Lias traitée par osmose inverse (RO), la nanofiltration (NF) et la nanofiltration suivie par la résine échangeuse d'ion (NF+IE) sont nettement supérieures à celle de l'eau de Lias sans traitement.

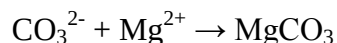
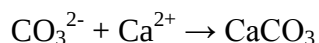
Cependant, cet écart de la viscosité entre Lias traitée et non traitée est beaucoup plus important dans le cas de l'osmose inverse. Les solutions préparées dans l'eau traitée à l'aide des deux techniques NF et NF+IE ont des viscosités très proches. Cette variation de la viscosité en fonction de la qualité d'eau peut être expliquée par la TDS. La viscosité est inversement proportionnelle à la TDS.

Nous pouvons conclure de cette étude que le recours à une eau traitée par osmose inverse permet d'obtenir des valeurs de viscosité égale à celle de Lias (exemple 40 cP) mais pour des concentrations 4 fois inférieures et le recours à une eau traitée par nanofiltration suivie par résine échangeuse d'ion permet d'obtenir la même viscosité égale à celle de Lias mais pour des concentrations 1.5 fois inférieure. Le traitement d'eau représente un gain économique très important en termes de masse de polymère à utiliser.

IV.3.2 Stabilité des agents alcalins

L'une des principales étapes lors du développement d'un fluide complexe pour la récupération assistée du pétrole par voie chimique est l'évaluation de la compatibilité des agents alcalins avec l'eau saumâtre dans les conditions du réservoir pétrolier (température et salinité). L'agent alcalin entre en interaction avec les cations divalents Ca^{2+} et Mg^{2+} pour former des sels (CaCO_3 , MgCO_3) peu solubles en phase aqueuse. La formation de ces sels est

due à la dissociation de Na_2CO_3 dans l'eau, suivie d'interactions avec les cations divalents comme illustré par les équations suivantes :



Une bonne compatibilité se traduit par l'obtention d'une solution transparente (claire, limpide), cette condition permet une meilleure injectivité du fluide et une faible altération de la perméabilité de la roche réservoir.

Dans cette partie, nous avons préparé des solutions aqueuses à 3 concentrations en agent alcalin Na_2CO_3 (1, 2.5 et 4 w%) dans les quatre eaux (Lias, RO, NF et NF+IE). Après agitation à l'aide de l'agitateur magnétique. Les échantillons ont été conservés dans une étuve à 70 °C pendant 24 heures.

La figure IV-11 représente les images des différentes solutions de Na_2CO_3 .

La solubilité limite du sel CaCO_3 dans l'eau à 25 °C est 14 mg/L. Selon le tableau IV-3, nous remarquons que la concentration de Ca^{2+} dans l'eau de Lias (164,9 mg/L) et dans l'eau traitée issue de la NF (55.37 mg/L) est nettement supérieure à la solubilité limite du CaCO_3 . Les cations Ca^{2+} engendrent des sels CaCO_3 , via les réactions chimiques précédentes, à des concentrations supérieures à la limite de solubilité. Cet excès de concentration se dépose sur le fond de tube à essai comme le montre la figure IV-11. L'absence de ce dépôt dans les solutions préparées dans l'eau traitée avec la RO et celle traitée avec la NF suivie de IE est due au fait que les concentrations de cations divalents dans ces deux eaux (voir le tableau IV-3 et IV-6) est bien inférieures à la solubilité limite.

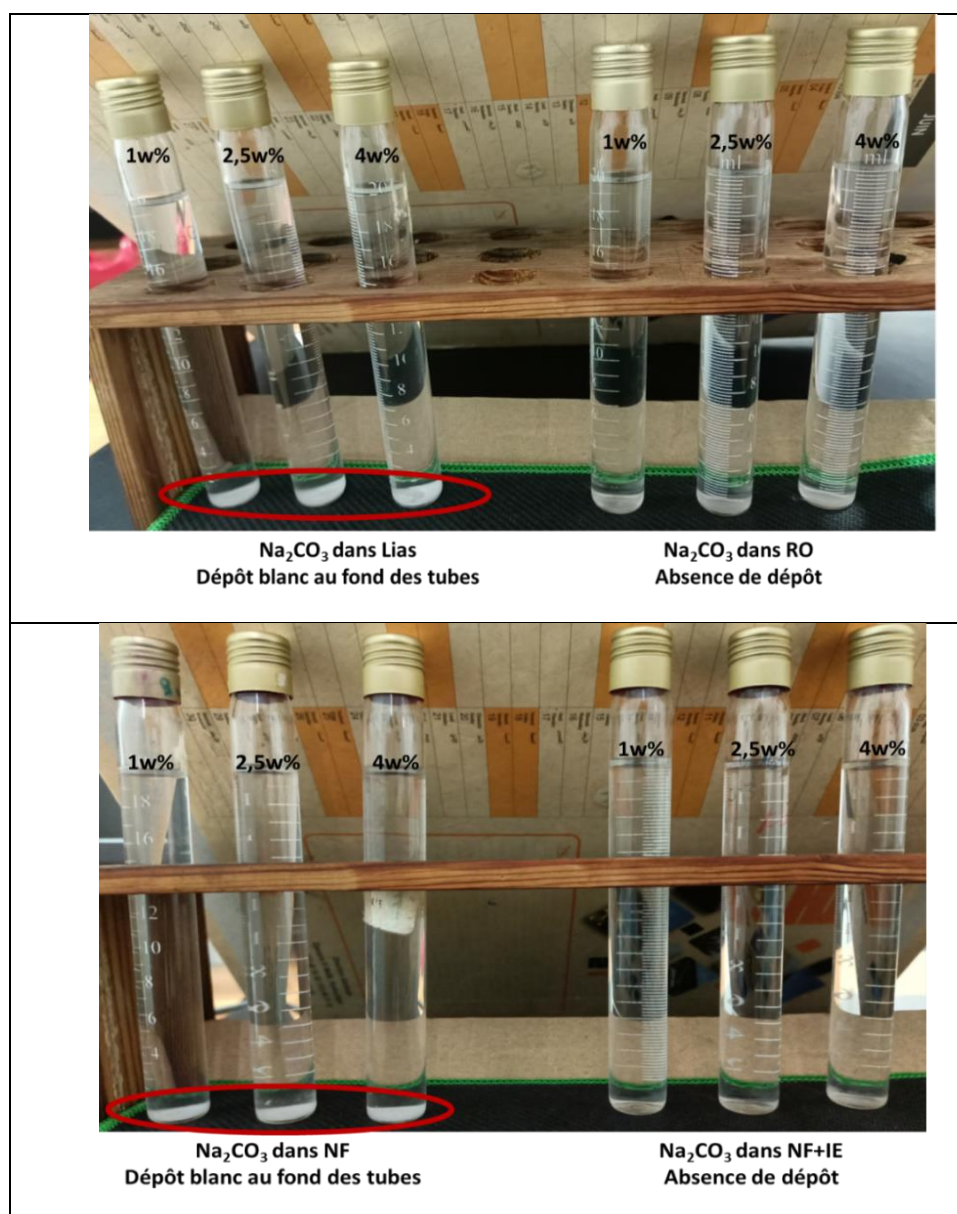


Figure IV- 11: Solutions de Na_2CO_3 à 3 concentrations (1, 2.5 et 4 w%) dans les quatre eaux (Lias, RO, NF et NF+IE).

Conclusion générale

Ce travail de mémoire a un double objectif dont le premier est de choisir tout d'abord une technique de séparation correspondante, pour l'obtention d'une concentration des cations divalents, communément appelée la dureté total, égale ou inférieure à 20ppm, une TDS supérieure à 500 ppm et un pH autour de 7, pour pouvoir faire la transition entre les méthodes de traitement disponibles et choisir la plus convenable et celle qui satisfait les conditions techniques et économiques de notre projet. Le traitement de l'eau de Lias se fait par plusieurs techniques à savoir : osmose inverse, nanofiltration, et résine échangeuse d'ion et des configurations hydrides. Le deuxième objectif est de tester la compatibilité de l'eau de Lias traitée par une technique adoptée considérée comme une phase aqueuse, avec la formulation chimique ASP proposée pour l'EOR.

Pour cela, nous avons procédé à des analyses physico-chimiques des échantillons d'eau de Lias bruts et ceux issus du traitement d'adoucissement basé sur les différentes techniques membranaires choisies, ainsi que la détermination de la composition chimique des mélanges mixtes par le logiciel Wave.

Les résultats obtenus montrent que l'eau d'injection (Lias) a une dureté totale élevée de 226.2ppm, ce qui nécessite un pré-traitement. Le traitement se fera par les méthodes : 2RO, 2NF. Nous remarquons que la technique Osmose inverse réduit considérablement la dureté totale de l'eau ; moins de 7 mg/L. Quant à la TDS, nous remarquons clairement une baisse drastique de tous les éléments chimiques qui compose l'eau. Alors que la nanofiltration présente une bonne réduction des cations divalents (Ca^{2+} et Mg^{2+}) mais qui reste insuffisante pour répondre aux exigences de l'EOR chimique, quant à la TDS et le pH, les résultats sont très satisfaisants ; la TDS est supérieure 2200 mg/L et le pH de l'eau reste presque inchangé.

À partir des résultats obtenus, on peut constater que la nanofiltration était encourageante grâce à son pouvoir sélectif. Il est à noter que les ions divalents ont un rayon hydraté plus grand que celui des ions monovalents, c'est la raison pour laquelle le procédé de nano filtration est connu comme un procédé sélectif qui retient plus les ions divalents, ainsi que l'effet de charge vu que les ions divalents ont une forte répulsion électrostatique. Il suffit de prendre pour exemple les ions de Ca^{2+} et Mg^{2+} qui sont mieux retenus que le Cl^- . Contrairement à l'osmose inverse qui a éliminée même les ions nécessaires pour l'eau d'injection.

Afin d'obtenir une meilleure efficacité technique qui répond aux exigences socio-économiques, trois configurations ont été proposées à savoir :

1. Diluer l'eau de Lias brut avec celle traitée à l'aide de RO, afin de calculer les volumes des mélanges par le logiciel Wave et par un calcul manuel. Les résultats obtenus avec ces deux méthodes sont similaires et montrent qu'il faudrait mélanger 6% de Lias avec au moins de 94% du perméat de RO, mais malheureusement les résultats sont économiquement non favorables donc il a fallu remplacer le premier mélange par un autre contenant une portion de concentrât RO et perméat RO pour avoir une dureté de 19.4mg/L.
2. Combiner entre les deux techniques RO et NF : on a eu recours à 4 configurations dont trois étaient acceptables et une configuration non acceptable. Notre constat est basé sur le critère de dureté qui doit être inférieur ou égale à 20ppm et le pourcentage des eaux mélangés.
3. Retraiter en utilisant la technique résine échangeuse d'ion l'eau traitée à l'aide de NF : malgré la capacité sélective de la NF et ses bonnes performances cette dernière reste insuffisante. Pour cela nous l'avons associé à une résine échangeuse d'ions dont sa capacité à adoucir l'eau est beaucoup plus importante que la NF ; plus de 95% de réduction de la dureté comparée à 68% avec la NF.

Après avoir testé l'effet de la composition chimique de l'eau sur les caractéristiques générées par les polymères et les agents alcalins :

Nous remarquons clairement que pour une même concentration en polymère, la viscosité des solutions polymérique préparées dans une eau de Lias traitée par osmose inverse (RO), la nanofiltration (NF) et la nanofiltration suivie par la résine échangeuse d'ion (NF+IE) sont nettement supérieures à celle de l'eau de Lias sans traitement. La solubilité limite du sel CaCO_3 dans l'eau à 25 °C est 14 mg/L.

Les concentrations de Ca^{2+} dans l'eau de Lias (164,9 mg/L) et dans l'eau traitée issue de la NF (55.37 mg/L) est nettement supérieure à la solubilité limite du CaCO_3 . Les cations Ca^{2+} engendrent des sels CaCO_3 due aux concentrations supérieures à la limite de solubilité, l'absence de ce dépôt dans les solutions préparées dans l'eau traitée avec la RO et celle traitée avec la NF suivie de IE est due au fait que les concentrations de cations divalents dans ces deux eaux est bien inférieures à la solubilité limite.

En dernier lieu, on tient à préciser que tous les travaux d'ingénieurs restent incomplets devant la recherche scientifique, en outre certains points que nous n'avons pas pu aborder sont en perspectives.

- Après sélection et validation technico-économique d'une des techniques de traitement d'eau testées, l'équipe projet procèdera à la réalisation d'une unité qui produira un débit de 100 m^3 d'eau traitée qui va servir au test de l'EOR chimique à TFT.
- Si le test EOR chimique donne des résultats satisfaisants, l'équipe projet procèdera à la réalisation d'une autre unité plus grande d'un débit qui répondra aux besoins de l'EOR chimique à TFT.
- L'équipe projet est entrain de réaliser une étude afin de remédier aux problèmes de rejet d'eau saumâtre issue de ce traitement.

Références bibliographiques

- [1] E. Tzimas, , « Enhanced Oil Recovery using Carbon Dioxide in the European Energy System », European Commission Joint Research Center, 2005.
- [2] BELAZZOUG, F. (2012). Etude des problèmes des venues d'eau dans les champs d'huile. Thèse de Magister, Université Kasd Merbah Ouargla.
- [3] S., Thomas. Enhanced Oil Recovery: An Overview. Oil & Gas Science and Technology -Rev.IFP 2008; 63: 9-19. 3.
- [4] Dake 1978, Lyons et al. 2004, Satter et al. 2008 Enhanced oil recovery. EnglewoodCliffs, NJ, Prentice Hall 4.
- [5] Lake 1989, Jacquard 1991. Improved oil recovery in the global energy perspective. 6th European Symposium On IOR. 5.
- [6] Moundher, h.,. CONTRIBUTION A L'ETUDE RHEOLOGIQUE ET HYDRODYNAMIQUE DU SYSTEME FLUIDE INJECTE/ROCHE RESERVOIR/PETROLE ET/OU GAZ POUR LA RECUPERATION OPTIMISEE DES RESSOURCES ENERGETIQUES. 2016.
- [7] M. MOIRE, Etude des propriétés interfaciales eau /huile/tensioactifs par microfluidique : application à l'EOR chimique, Thèse de Doctorat, Paris6(2015).
- [8] SHAKER, S. et B. BEHRUZ, S.ARNE, Enhanced Oil Recovery (EOR) by combined low salinity water/polymer flooding, Energy & Fuels, vol.27(2013) p. 1223-1235.
- [9] <https://www.lenntech.fr/eaux-souterraines/definitions.htm>.
- [10] Support-de-Chimie-des-Eaux-GPEE-3.pdf.
- [11] Crabtree et al.1999, The Compatibility of oilfield waters, Ch12, p367.
- [12] Traitement des eaux d'injection pour récupération secondaire revue de l'IFP, février 1965 N°7.
- [13] Division production chimique pétroliers industrie pétrolières, CATALOGUE CECA.
- [14] ALIA KHaoula & CHENGUEL Rym «Optimisation des paramètres d'inhibition des sels insolubles au niveau des installations industrielles et des puits pétroliers de la région Ourhoud» Mémoire master, Université d'El Oued 2014.
- [15] BENCHAA Abderrahmane et Oubira Anouar « étude de problème des asphaltènes caractérisant dans la zone 1(champ de Hassi Messaoud) », Mémoire 2eme master, 2017.

- [16] BELKADA Khadija « étude et évaluation de la fracturation hydraulique du puits RDC9, Mémoire de fin de formation, IAP ,2018.
- [17] BOUKELMOUNE Omar el Isslem, BOUAOUNE Sara, TAMMA Sabrina «Optimisation de dessalage et inhibition des dépôts de sulfate de baryum dans le champ HGA» mémoire 2ememaster production , Université de Ouargla,2017.
- [18] LARBAOUI Karima.Djallal « Étude de l'efficacité des inhibiteurs de dépôts de Sulfate de Baryum par les méthodes électrochimiques et gravimétrique», thèse de doctorat, Boumerdes ,2017.
- [19] MESSAOUDENE N. (1990). Etude de la formation et de l'inhibition des dépôts de sulfate de bryum dans les champs pétroliers. Thèse de Doctorat, Institut national Polytechnique de Toulouse.
- [20] CHRISTEL C. :« filtration membranaire (OI, NF, UF) caractéristiques des membranes ».Référence W4100, <http://www.techniques-ingenieur.fr>. Paris, Consulté le : 16/12/2012.
- [21] A.Rezvanpour, R.Roostaazad, M. Hesampour, M. Nystrom, C. Ghotbi, (2009) Effective factors in the treatment of kerosene-water emulsion by usin UF, membranes, J.Hazard.Matéri.161 (2-3), 1216-1224.
- [22] GEISMAR N. :« réduction du colmatage membranaire par ozonation et filtration surcharbon actif ». Thèse de magister, Montréal, 2011. <http://publications.polymtl.ca>. Consulté le : 19/03/2013.
- [23] DAUFIN G. : « les techniques membranaires à gradient de pression ». Documenttechniques, Paris, 2006.www.ademe.fr.Consulté le : 17/03/2013.
- [24] ARZATE A. : « procédés de séparation membranaire et leur application dans l'industrialimentaire ». Document technique, Québec, 2008. <http://www.centreacer.qc.ca>. Consulté le :26/02/2013.
- [25] AIMAR P. :« Filtration membranaire (OI, NF, UF) : Mise enœuvre et performances ».Référence W4110: <http://www.techniques-ingenieur.fr>. Consulté le : 16/12/2012.
- [26] Alain MAUREL, Techniques séparatives à membranes: Considérations théoriques, Technique.
- [27] Alain Maurel, Osmose Inverse: Technologie, Manuel du cours en tensif sur 'techniques à.
- [28] Mehdi Metaiche, Optimisation des Systèmes de Dessalement par Osmose Inverse : conception,paramètres de fonctionnement et simulation numérique et Thèse de Doctorat en Sciences Physiques, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, 2007.

[29] BERLAND, Jean-Marc. JUERY, Catherine. Les procédés membranaires pour le traitement de l'eau. Office International de l'eau SNIDE. Doc N°14, 2002. 71 pages.

[30] BUISSON H., LEBEAU T., LELIEVRE C. HERREMANS L. – 1998.

Annexe 1

Mode opératoire de l'analyse des Ca^{2+} et Mg^{2+}

1. Les méthodes titrimétriques

La titrimétrie comprend l'ensemble des méthodes analytiques basées sur la détermination d'un réactif de concentration connu qui est nécessaire pour réagir complètement avec une solution de volume connu contenant la substance à analyser (l'analyte). Le réactif peut être une solution étalon (c'est-à-dire une solution de concentration connue avec précision) (titrage volumétrique), un produit chimique (titrage gravimétrique ou par précipitation) ou un courant électrique de grandeur connue (titrage coulométrique).

Le point d'équivalence est le point du titrage où la quantité (en moles) de réactif étalon est égale à la quantité d'analyte.

On distingue plusieurs sortes de titrages, suivant le type de réaction impliqué:

- i. précipitation
- ii. acide-base
- iii. formation de complexes
- iv. oxydo-réduction

1.1 Dosage du calcium par complexométrie

Principe

Il consiste à complexer les ions de Ca^{2+} avec l'EDTA ($\text{Na}_2\text{H}_2\text{Y}$, $2\text{H}_2\text{O}$ ou Y^{4-}) dans un milieu alcalin (pH comprise entre 12 et 13) en présence de murexide comme indicateur coloré selon la réaction suivante : $\text{Ca}^{2+} + \text{Y}^{4-} \rightarrow \text{CaY}^{2-}$

L'indicateur coloré est capable de complexer les ions de Ca^{2+} (mais moins fortement que l'EDTA) et a une couleur différente suivant qu'il est libre ou sous forme de complexe. A proximité du point d'équivalence, le complexe « Ca^{2+} -indicateur coloré» est détruit par l'addition de l'EDTA avec la libération de l'indicateur coloré selon la réaction suivante :



Donc, il se produit un changement de couleur de la solution.

Réactifs et équipements utilisés

- Solution de KOH ou NaOH à 20%, préparée par dissolution de 200 g de NaOH ou KOH dans 1000 ml d'eau distillée ;
- Solution d'EDTA ($C_{10}H_{16}N_2O_8$) à 0,01 N, préparée par dissolution de 37,22 g d'EDTA dans 1 litre d'eau distillée ;
- Le murexide ($C_3H_8N_6O_6$) comme indicateur coloré : mélanger et bien broyer dans un mortier en porcelaine 0,4 g de murexide et 100 g de KCl ;
- Solution de triéthanolamine (TEA, $C_6H_{15}NO_3$), préparée en diluant un volume de TEA dans deux volumes d'eau distillée (pour masquer l'effet de fer) ;
- Dosimètre (SI Analytics, unité complète de dosage (agitation + dosage)) ;
- Pipette à 20 ml ;
- Agitateur.



Mode opératoire

- Prélever 20 ml d'eau à analyser et les introduire dans un bécher,
- Ajouter dans le bécher 5 ml de la solution de KOH ou NaOH et quelques gouttes de TEA,
- Mettre sous agitation et titrer avec la solution d'EDTA jusqu'au virage de la coloration du rose au bleu (violet),
- Noter le volume V1 affiché sur le dosimètre,
- La concentration en ion de Ca^{2+} (mg/l) est exprimée par :

$$[Ca^{2+}] = \frac{V1 \cdot N \cdot 40.08 \cdot 10^3}{PE}$$

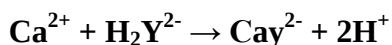
Avec :

- V1 : volume d'EDTA versé en ml,
- N: normalité de la solution d'EDTA,
- $40,08 \cdot 10^3$: masse atomique du calcium en mg,
- PE : prise d'essai en ml.

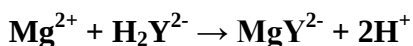
1.2 Dosage de la somme du calcium et du magnésium par complexométrie :

Principe

Il consiste à complexer les ions de Ca^{2+} et Mg^{2+} avec l'EDTA (Na_2H_2Y , $2H_2O$ ou Y^{4-}) à pH=10 en présence du noir d'eriochrome comme indicateur coloré. Le complexe calcique est plus stable que le complexe magnésien, lorsque l'on commence à verser le H_2Y^{2-} , il se produit d'abord le complexe calcique suivant :



Lorsque tous les ions Ca^{2+} ont réagi, il se forme le complexe magnésien suivant:



On présence du noir d'Eriochrome comme indicateur coloré, on dosera la somme de Mg^{2+} et Ca^{2+} , donc, la concentration de Mg^{2+} sera obtenue par différence.

Réactifs et équipements utilisés

- Solution Tampon à pH 10, préparée par dissolution de 67,50 g de NH_4Cl dans 750 ml de NH_3 , le mélange est bien agité jusqu'à homogénéisation puis ajusté à un litre avec de l'eau distillée. Lorsque la solution est prête, il est procédé à la vérification de son pH ;
- Solution d'EDTA ($C_{10}H_{16}N_2O_8$) à 0,01 N, préparée par dissolution de 37,22 g d'EDTA dans 1 litre d'eau distillée ;
- Solution de TEA, préparée en diluant un volume de TEA dans deux volumes d'eau distillée (pour masquer l'effet de fer) ;

- Le noir d'Eriochrome ($C_{20}H_{12}N_3O_7 Na$) comme indicateur coloré : peser une masse de 0,50 g de noir d'Eriochrome et la dissoudre dans une solution composée de 75 ml de TEA et 25 ml d'éthanol ;
- Dosimètre (SI Analytics, unité complète de dosage (agitation + dosage)) ;
- Pipette à 20 ml ;
- Agitateur.

Mode opératoire

- Prélever 20 ml de l'eau à analyser dans un bécher,
- Ajouter quelques gouttes de TEA pour masquer l'effet du fer,
- Verser dans le bécher 5 ml de la solution tampon,
- Ajouter 5 gouttes de l'indicateur coloré et mettre sous agitation,
- Titrer à l'aide de la solution d'EDTA jusqu'au virage de la couleur rouge brunâtre au bleu,
- Noter le volume V_2 d'EDTA affiché sur le dosimètre,
- La concentration en ion de Mg^{2+} (mg/l) est exprimée par :

$$[Mg^{2+}] = \frac{(V_2 - V_1) * 24.32 * 10^3}{PE}$$

Avec :

→ V_2 : volume en ml nécessaire au titrage de la somme de Ca^{2+} et Mg^{2+} ,

→ V_1 : volume en ml nécessaire au titrage de Ca^{2+} ,

→ N: normalité de la solution d'EDTA,

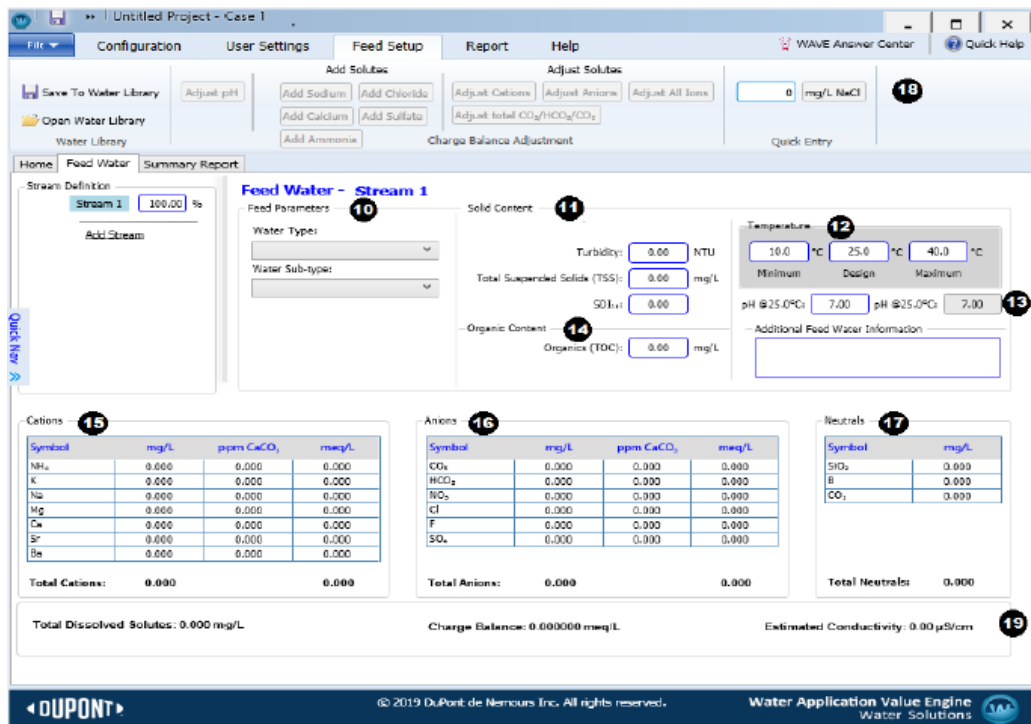
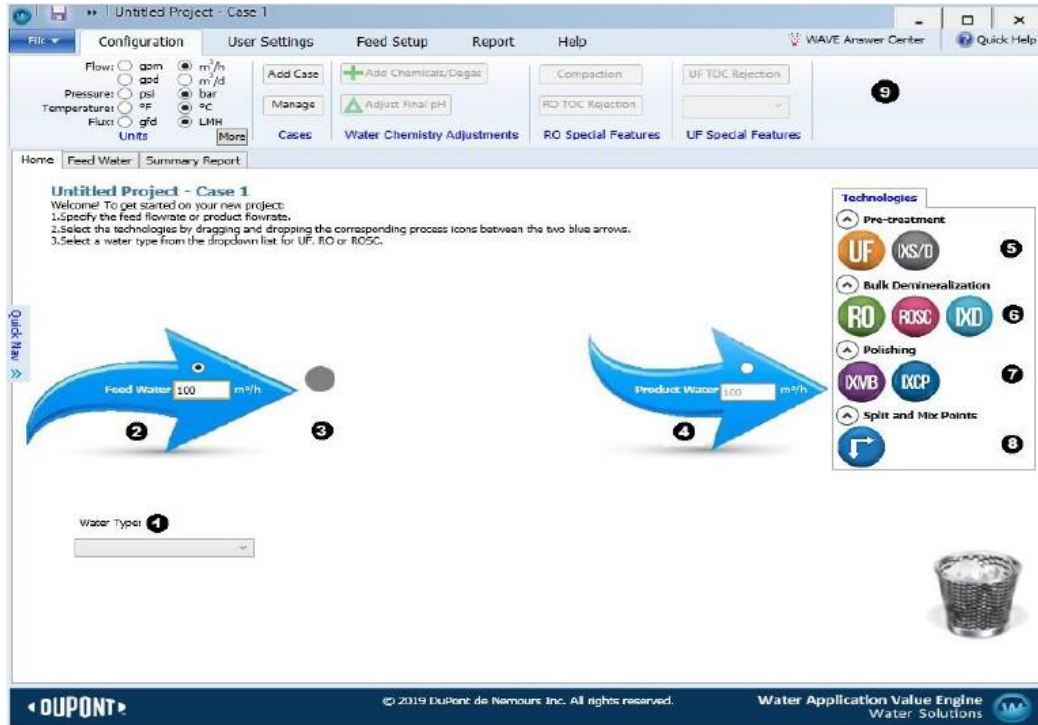
→ PE : prise d'essai en ml,

→ $24,32 * 10^3$: masse atomique du magnésium en mg.

Annexes

Annexe 2

La figure suivante représente la plateforme du logiciel.



La légende :

- | | |
|---|---|
| 1- Nature de l'eau | 11- Caractéristiques de l'eau |
| 2- Débit d'entrée | 12- Températures |
| 3- Zone d'insertion du type de traitement | 13- Ph de la solution |
| 4- Débit de sortie | 14- Taux de la matière organique |
| 5- Membranes d'ultrafiltration | 15- Concentrations des cations |
| 6- Membranes d'osmose inverse | 16- Concentrations des anions |
| 7- Membranes à échange d'ions | 17- Concentrations des ions neutres |
| 8- Points mixtes | 18- Paramètres d'ajustements |
| 9- Panneau de configuration | 19- Caractéristiques physico-chimiques de la solution |
| 10- Type de l'eau | |

Annexe 3

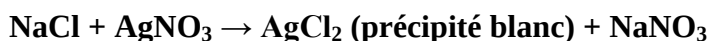
Détermination de la teneur en chlorures

Principe

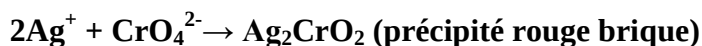
Il consiste à doser les ions de chlorure (Cl^-) sous forme de chlorure d'argent (AgCl) par le nitrate (AgNO_3) en présence de potassium (K_2CrO_4) comme indicateur coloré.

En absence d'ion d'argent (Ag^+), la solution est jaune, la coloration est due au K_2CrO_4 .

Dès qu'on commence à verser l' AgNO_3 au cours du dosage, tous les ions Ag^+ seront consommés par les ions Cl^- jusqu'à l'équivalence selon la réaction suivante:



Dès que l'équivalence est franchie, les ions Ag^+ seront en excès et réagissent avec l'ion chromate (CrO_4^{2-}) pour former un précipité rouge brique selon la réaction suivante:



Donc, la réaction globale sera la suivante :



Réactifs et équipements utilisés

- Solution titrée d' AgNO_3 à 0,1 N : Dissoudre 17 g d' AgNO_3 dans un litre d'eau distillée ;
- Indicateur coloré : Dissoudre 100 g de K_2CrO_4 dans un litre d'eau distillée ;
- Bicarbonate de sodium ;
- Acide nitrique à 0,1 N ;
- Agitateur ;
- Dosimètre classique (burette remplie par l' AgNO_3 à 0,1N) ;
- Pipette à 20 ml ou à 25 ml.

Mode opératoire

- Prélever une prise d'essai de 10 ml de l'eau à analyser et l'introduire dans un erlenmeyer,

Annexes

- Ajouter de l'eau distillée (40 ml) pour vérifier que le pH soit compris entre 6,0 et 8,5, dans le cas contraire, réajuster le pH avec le bicarbonate de sodium ou l'acide nitrique,
- Ajouter 5 gouttes de l'indicateur coloré,
- Titrer à l'aide de l'AgNO₃ jusqu'à apparition d'une coloration rouge brune,
- Noter le volume de l'AgNO₃ affiché par le dosimètre
- La concentration en ions de Cl⁻ exprimée en mg/l est donnée par l'expression suivante :

$$[\text{Cl}^-] = \frac{(V \cdot N \cdot 35.457 \cdot 10^3)}{PE}$$

Avec :

→ N: normalité de la solution d'AgNO₃ (0,1N),

→ V: volume versée à l'équivalence,

→ 35,457 : masse molaire du chlore en mg,

→ PE : volume de la prise d'essai en ml,



Dosimètre classique

Résumé

L'objectif de ce travail est de faire une étude comparative des techniques de filières de traitement d'eau utilisées dans l'industrie pétrolière pour la récupération assistée des hydrocarbures. Cette récupération peut être réalisée à l'aide d'injection d'eau douce qui répond à la fois aux exigences de l'EOR tout en réduisant les coûts économiques. Dans le cadre de l'EOR un traitement de l'eau est requis et consiste à éliminer sélectivement les ions divalents afin d'avoir une dureté inférieure à 20 ppm, un pH neutre et une bonne salinité. Les méthodes de traitement de l'eau étudiées sont: l'osmose inverse (RO), la nanofiltration (NF), résine échangeuse d'ions (IE) et les techniques hybrides. Les résultats obtenus montrent que la technique la plus efficace en termes d'élimination des ions type Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} est la NF-IE avec un rendement dépassant 85% pour tous les ions divalents étudiés.

Mots clés : EOR, cations divalents, osmose inverse, nanofiltration, résine échangeuse d'ions, Lias, TFT.

الملخص

الهدف من هذا العمل هو إجراء دراسة مقارنة لتقنيات أنظمة معالجة المياه المستخدمة في صناعة البترول لتحسين استخلاص الهيدروكربونات. يمكن تحقيق هذا الاسترداد باستخدام حقن المياه العذبة التي تلبي متطلبات الاستخلاص المعزز للنفط مع تقليل التكاليف الاقتصادية. كجزء من الاستخلاص المعزز للنفط، يلزم معالجة المياه وتتكون من إزالة الأيونات ثنائية التكافؤ بشكل انتقائي من أجل الحصول على صلابة أقل من 20 جزء في المليون ودرجة حموضة متعادلة وملوحة (IE)، راتينج التبادل الأيوني (NF)، الترشيح النانوي (RO) جيدة. طرق معالجة المياه المدروسة هي: التناضح العكسي، Ca^{2+} ، والتقنيات الهجينة. أظهرت النتائج التي تم الحصول عليها أن التقنية الأكثر فعالية من حيث التخلص من أيونات Mg^{2+} ، SO_4^{2-} هي NF-IE مع إنتاجية تتجاوز 85% لجميع الأيونات ثنائية التكافؤ المدروسة.

الكلمات الرئيسية: الاستخلاص المعزز للنفط، الكاتيونات ثنائية التكافؤ، التناضح العكسي، الترشيح النانوي، راتينج التبادل الأيوني.

Abstract

The objective of this work is to make a comparative study of the techniques of water treatment systems used in the petroleum industry for enhanced recovery of hydrocarbons. This recovery can be achieved using freshwater injection which both meets the requirements of the EOR while reducing economic costs. As part of the EOR, water treatment is required and consists of selectively removing divalent ions in order to have a hardness below 20 ppm, a neutral pH and good salinity. The water treatment methods studied are: reverse osmosis (RO), nanofiltration (NF), ion exchange resin (IE) and hybrid techniques. The results obtained show that the most efficient technique in terms of the elimination of Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} type ions is NF-IE with a yield exceeding 85% for all the divalent ions studied.

Keywords: EOR, divalent cations, reverse osmosis, nanofiltration, ion exchange resin, Lias, TFT.