

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITÉ de BLIDA 1

Faculté de Technologie

Département de Génie des Procédés



Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER EN GENIE DES PROCEDES

Spécialité : Génie chimique

Intitulé du mémoire

**Effet de l'eau d'injection (LIAS) traitée
par différentes filiales sur l'efficacité d'une
formulation EOR chimique : Etude
Comparative**

Présenté par :
BENSLIMANE Sihem

Encadré par :
Dr.M.M. HADJI

Co Encadreur :

Mr. Z. SIHADJMOHAND

Année universitaire 2020/2021

ملخص

يركز هذا العمل على معالجة المياه بتقنية الغشاء ، بالإضافة إلى تأثير الماء على عملية ASP لتحسين استخلاص الزيت.

تم إجراء دراسة على أفضل تقنية لمعالجة المياه بين التناضح العكسي والترشيح النانوي. للقيام بذلك ، تم اختبار فعالية غشاءين (NF270 4040 و BW30-4040) فيما يتعلق بالاحتفاظ بهذه الجسيمات بواسطة برنامج Wave ومقارنتها بالنتائج التجريبية.

بالإضافة إلى ذلك ، تم تحديد تأثير الماء على العوامل الكيميائية (ASP) من خلال دراسات الانتقال الحراري للعكارة ، ودراسة تفاعل الزيت ، وسلوك الطور للسوائل مع الزيت ، وأخيراً عن طريق ريولوجيا البوليمر.

ABSTRAT

This work focuses on the treatment of water by membrane technique, as well as the impact of water on the ASP process for enhanced oil recovery.

A study was carried out on the best technique for treating water between reverse osmosis and nanofiltration. To do this, the effectiveness of two membranes (NF270 4040 and BW30-4040) with respect to the retention of these particles was tested by the Wave software and compared with the experimental results.

In addition, the influence of water on chemical agents (ASP) was defined by studies of thermal turbidity transition, study of oil reactivity, phase behavior of fluids with oil and finally by polymer rheology.

Résumé

Ce travail porte sur le traitement d'eau par technique membranaire, ainsi que l'impact de l'eau sur le procédé ASP pour la récupération assistée du pétrole.

Une étude a été menée sur la meilleure technique de traitement d'eau entre l'osmose inverse et la nanofiltration. Pour ce faire, l'efficacité de deux membranes (NF270 4040

et BW30-4040) vis-à-vis la rétention de ces particules a été testée par le logiciel Wave et comparée aux résultats expérimentaux.

Par ailleurs, l'influence de l'eau sur les agents chimiques (ASP) a été définie par des études de transition thermique de turbidité, de la réactivité de l'huile, de comportement de phase des fluides avec l'huile et enfin par la rhéologie de polymère.

Remerciement

En premier lieu je remercie DIEU le tout puissant, qui m'a facilité le chemin, et m'a donné la persévérance pour réaliser ce modeste travail.

J'exprime mes profonds remerciements à mon promoteur Monsieur Mohamed Moundher Hadji pour m'avoir encadré, orienté et aidé à la rédaction de ce mémoire.

Je tiens également à exprimer toute ma reconnaissance et ma gratitude à Monsieur Abdelhafid Touil et Monsieur Zakaria SiHadjMohand pour tout ce qu'ils m'ont apporté pendant ces trois mois de stage.

Mes remerciements vont également aux membres de jurys d'avoir bien voulu juger ce modeste travail.

Je remercie spécialement toute personne qui a contribué de loin ou de près à la contribution de ce mémoire.

Enfin, je tiens à remercier toute ma famille, merci d'avoir cru en moi et de m'avoir soutenu, d'avoir été à mes côtés et de continuer à l'être.

Table des matières

ملخص

ABSTRAT

RESUME

Remerciement

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations et symboles

Introduction	1
CHAPITRE I : CONTEXTE ET ETAT DE L'ART	4
I.1 Méthodes de Récupération assistée du pétrole.....	4
I.1.1 La méthode thermique.....	6
I.1.2 La méthode d'Injection de gaz.....	6
I.1.3 La méthode chimique.....	6
I.2 Critères de sélection de la récupération assistée par voie chimique.....	7
I.2.1 Salinité et dureté de l'eau d'injection et de formulation (saumure).....	7
I.2.2 Température du réservoir.....	7
I.2.3 La minéralogie de la roche réservoir (présence d'argile).....	7
I.2.4 La perméabilité de la roche réservoir.....	8
I.2.5 Type et composition de l'Huile.....	9
I.3 Mécanismes physiques de déplacement de l'huile résiduelle par l'EOR chimique.....	9
I.3.1 Mécanisme macroscopique (Les forces visqueuses).....	11
I.3.1.1 La loi de Darcy.....	11
I.3.1.2 Mobilité des fluides et digitation visqueuse.....	12
I.3.2 Mécanisme microscopique (Forces capillaires).....	13
I.3.2.1 Tension inter-faciale.....	13
I.3.2.2 La mouillabilité.....	14
I.3.2.3 Pression capillaire.....	16
I.4 Les Agents chimiques dans le processus EOR.....	16
I.4.1 Agents alcalins.....	16

I.4.2	Surfactants	17
I.4.2.1	Propriétés et caractéristiques des tensioactifs	19
I.4.2.2	Le mélange ternaire surfactant/huile/eau	21
I.4.3	Polymère	25
I.4.3.1	Types des polymères	26
I.4.3.2	L'injection de polymères (polymère flooding) dans la récupération assistée	27
I.4.3.3	Comportement rhéologique des solutions polymères	27
I.5	Effet de synergisme dans le procédé EOR chimique	28
I.6	L'eau d'injection	29
I.6.1	Les risques liés à l'injection de l'eau non traitée sur le réservoir	29
I.6.2	L'impact de l'eau sur les tensioactifs	30
I.6.3	L'impact de l'eau sur les polymères	31
I.6.4	L'impact de l'eau sur les agents alcalins	32
	CHAPITRE II : MATERIELS ET METHODES	33
II.1.	Détermination de la composition de l'eau	33
II.2.	Description de l'unité de traitement d'eau modulable	33
II.3.	L'eau d'injection	35
II.3.1.	Simulation	36
II.3.1.1.	Description du logiciel WAVE	36
II.3.2.	Analyse de l'eau	38
II.3.2.1.	Méthodes d'analyse	38
II.3.2.2.	Appareillages d'analyse	39
II.4.	Etude de la transition de turbidité de la formulation en Surfactants	39
II.5.	Solubilité du Na ₂ CO ₃	40
II.6.	Réactivité de l'huile à l'agent alcalin	41
II.7.	Comportement de phase	41
II.8.	Etude rhéologique	42
	CHAPITRE III : RESULTATS ET DISCUSSION	45
III.1.	Simulation et comparaison des résultats	45
III.1.1.	Influence de la température sur la qualité de l'eau et le taux de conversion ...	46
III.2.	Validation des résultats de simulation	48
III.2.1.	Présentation des résultats d'analyse des échantillons	48
III.2.2.	Comparaison des résultats de simulation et les résultats expérimentaux ...	48

III.3. Test de transition thermique de Turbidité : Effet de la composition de l'eau....	50
III.4. Etude de la réactivité de l'huile.....	55
III.5. Test de comportement de phase : détermination de la salinité optimale	58
III.6. Effet de la qualité de l'eau sur la rhéologie des polymères	61

Conclusion

Liste des figures

Figure I.1. Diagramme des différentes méthodes et sous méthodes d'EOR.....	5
Figure I.2. Projets EOR par lithologie (Sandstone, carbonate et autres).....	8
Figure I.3. Applications des différentes méthodes EOR en fonction de la viscosité et la profondeur des réservoirs	9
Figure I.4. Courbe de désaturation capillaire.....	10
Figure I.5. Représentation schématique du milieu poreux	11
Figure I.6. Schéma de balayage avec des conditions de mobilité différentes des deux fluides avec $M > 1$ donnant lieu au phénomène de digitation visqueuse	13
Figure I.7. Angle de contact θ entre les fluides immiscibles et le solide.	14
Figure I.8. Mouillabilité des systèmes huile/eau/roche.	15
Figure I.9. Courbe de désaturation de l'huile résiduelle sur une roche de grès en fonction de l'index de mouillabilité Amott. $I < 0$; une roche qui mouille à l'huile. $I = 0$; Roche de mouillabilité mixte. $I > 0$; Roche qui mouille à l'eau. Courbes générées par [25].....	15
Figure I.10. Représentation schématique d'une émulsion H/E E/H	19
Figure I.11. Variation des propriétés physico-chimiques des solutions aqueuses en fonction de la concentration du tensioactif [38].	21
Figure I.12. Les types de diagrammes ternaires pour les systèmes tensioactif / eau / huile [42].....	23
Figure I.13. Tension interfaciale et paramètre de solubilisation en fonction de la salinité [46].....	24
Figure I.14. structure du polyacrylamide partiellement hydrolysé.....	26
Figure I.15. La saturation résiduelle d'eau en fonction du volume du fluide déplaçant injecté pour l'eau et une formulation eau-polymère [48].....	27
Figure I.16. Concentration de polymère requise pour atteindre la viscosité souhaitée à différentes salinités [54]	31
Figure II.1. Unité pilote de traitement d'eau	33
Figure II.2. Plateforme du logiciel Wave Dow	37
Figure II.3. Mélangeur à palette (Heidolph, model RZR2041)	43
Figure II.4. Rhéomètre de Malvern Bohlin (Kinexus ultra plus) utilisé pour les mesures de viscosités	43
Figure II.5. Structure moléculaire générale du polymère HPAM.	44

Figure III.1. Variation de la concentration de Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} en fonction de la température	47
Figure III.2. Taux de récupération en fonction de la température à une pression de 6bars pour NF et 10bars pour RO	47
Figure III.3. comparaison de la rétention de Ca^{2+} et Mg^{2+} et SO_4^{2-} entre simulation et analyse	49
Figure III.4. Variation de transition de turbidité de solution en surfactants ASP-5100 préparées avec une eau de lias non traitée en fonction de la température.....	51
Figure III.5. Variation de transition de turbidité de solution en surfactants ASP-5100 préparées avec une eau de lias traitée par OR en fonction de la température.....	52
Figure III.6. Variation de transition de turbidité de solution en surfactants ASP-5100 préparée avec une eau de lias traitée par NF en fonction de la température.....	52
Figure III.7. Transition d'une solution micellaire claire du tensioactif Blend-5100 en présence de KCl en fonction de la température.	53
Figure III.8. Une transition d'une solution aqueuse de 0,3% du tensioactif (C17EO13) en fonction de la température	54
Figure III.9. Variation de la turbidité en fonction de la concentration de KCl à une température de 35°C sur une eau de Lias traitée par osmose inverse.....	55
Figure III.10. Variation de la tension inter-faciale en fonction du temps pour trois différents systèmes : Huile/Eau-1.5% NaCl, Huile/Eau-1.5% KCl et enfin Huile/Eau-1.5% Na_2CO_3	56
Figure III.11. Variation de l'IFT en fonction du temps en présence de Na_2CO_3 à différentes concentrations.	57
Figure III.12. Variation de l'IFT à l'équilibre en fonction de la concentration de Na_2CO_3	58
Figure III.13. Effet de la concentration de KCl sur le comportement de phase du système ASP-5100/Eau/Huile.....	59
Figure III.14. Répartition des surfactants dans les différentes phases de Winsor	60
Figure III.15. Diagramme de paramètre de solubilisation en fonction de la concentration de KCl.....	61
Figure III.16. Diagramme de la tension interfaciale en fonction de la concentration de KCl.....	61

Figure III.17. Courbes d'écoulements (viscosité vs. Taux de cisaillement) pour des formulations de 0,05 à 0,4% masse de HPAM avec l'eau de lias non traitée.	63
Figure III.18. Courbes d'écoulements (viscosité vs. Taux de cisaillement) pour des formulations de 0,05 à 0,4% masse de HPAM avec l'eau de lias traitée par RO.	64
Figure III.19. Courbes d'écoulements (viscosité vs. Taux de cisaillement) pour des formulations de 0,05 à 0,4% masse de HPAM avec l'eau de lias traitée par NF.....	65
Figure III.20. Courbes d'écoulements (viscosité vs. Taux de cisaillement) du polymère HPAM à une concentration de 2000ppm avec lias non traitée / traitée par RO / traitée par NF.....	66
Figure III.21. Variation de la viscosité en fonction de la concentration du polymère avec lias non traitée/ traitée par RO/ traitée par NF.	67

Liste des tableaux

Tableau I.1. Classification des tensio-actifs	18
Tableau I.2. Les types de polymères	26
Tableau II.1. Les caractéristiques principales des membranes NF et OI	35
Tableau II.2. Composition chimique de l'eau de Lias	35
Tableau II.3. Les appareillages et les paramètres mesurés	39
Tableau II.4. Caractéristiques de l'huile.....	41
Tableau III.1. Résultats de simulation du traitement par NF et RO.....	45
Tableau III.2. Résultats des analyses et des simulations du taux de rétention des ions par NF et RO	49

Liste des abréviations et symboles

NF : Nanofiltration

RO : osmose inverse

ASP : Alcalin-Surfactant-Polymère

cEOR : Chemical Enhanced Oil Recovery

CMC : Concentration Micellaire Critique

PT : Point de Trouble

HPAM : Polymère polyacrylamide partiellement hydrolysé

RAP : Récupération Assistée du Pétrole

WOR : water to oil ratio

EO : oxyde d'éthylène

TDS : taux de solides dissous

rpm : révolution par minute

TIF : Tension Interfaciale

K : perméabilité en milli Darcy (md)

K_{ro} : perméabilité relative de l'huile en milli Darcy (md)

K_{rw} : perméabilité relative de l'huile en milli Darcy (md)

M : mobilité de deux phases non miscibles

N_{ca} : nombre capillaire

P_c : pression capillaire (Pa)

P_o : pression capillaire en phase huileuse (Pa)

P_w : pression capillaire en phase aqueuse (Pa)

Q : débit (cm³/min)

r : rayon de courbure de la tension interfaciale (m)

S_o : saturation de la phase huileuse

S_w : saturation de la phase aqueuse

V_o : vitesse moyenne de l'huile (m/s)

V_w : vitesse moyenne de l'eau (m/s)

V_P : volume poreux (cm³)

γ : tension interfaciale (mN/m)

Θ : angle de contact (radians)

ω : vitesse de cisaillement (s⁻¹)

ρ : masse volumique (g/cm³)

μ : viscosité apparente (Pa.s)

TFT : Tin Fouyé Tabenkourt

Introduction

Le volume de production des hydrocarbures représente un enjeu socio-économique majeur dans le monde, que ce soit d'un point de vue sécurité énergétique ou bien dans le cadre des fabrications et transformation des plastiques. Malgré une forte volonté nationale d'une transition vers les énergies renouvelables, les hydrocarbures demeurant un appoint non négligeable dans l'économie et la sécurité énergétique nationale. De ce fait, la pérennité d'une production stable et continue des hydrocarbures est l'une des principales préoccupations des opérateurs pétroliers.

Dans un contexte où la plupart des bassins sédimentaires susceptibles de contenir des hydrocarbures exploitables étant déjà découverts ou bien se trouvent dans des régions environnementales sensibles. Le principal objectif des compagnies et opérateurs pétroliers, est le maintien d'une production linéaire et optimisée des réservoirs pétrolière déjà existant et en cours de production, communément appelées réservoir ou champs matures.

Au cours de son activité, un réservoir est sujet à différentes phases de production. Une production primaire ou l'extraction de l'huile est assuré par un simple gradient de pression (force motrice). Dans cette première phase, la production de l'huile est rapide mais aussi éphémères du fait de l'épuisement du gradient de pression. Au cours de cette étape et selon la pression initiale et la compressibilité du fluide, le rendement du réservoir est de l'ordre de 5 à 20%.

Après la déplétion de la pression, la deuxième phase consiste à maintenir le gradient de pression par des techniques de récupération dites conventionnelles. Généralement il s'agit d'injecter du gaz ou bien de l'eau selon la nature et les caractéristiques de chaque réservoir. La récupération secondaire permet dans les meilleurs cas un rendement de 35%. Dès qu'un gisement atteint ses limites technico-économiques lors des deux premières phases de production (primaire et secondaire), il est considéré comme étant un gisement "mature".

Après les opérations de récupération conventionnelle qui contribuent à récupérer l'huile "mobilisable" dans le réservoir, une quantité d'huile résiduelle reste piégée dans la roche à cause des forces capillaires ainsi que d'un balayage insuffisant du réservoir. Pour pouvoir déplacer ces hydrocarbures restants, il est nécessaire d'utiliser des procédés de récupération assistée du pétrole (RAP) pour vaincre ces effets ou les diminuer.

La RAP ou *Enhanced oil Recovery* en Anglais, consiste à injecter une substance qui n'est pas présente dans le réservoir. Il existe trois principales catégories ; thermique par injection de source de chaleur, injection de gaz miscible/non miscible et enfin chimique, chacune de ces catégories comprend des procédés individuels [1, 2].

La récupération assistée par la méthode chimique dont fait l'objet ce présent travail, représente 12% de la part des méthodes EOR les plus utilisées et ce chiffre est en constante augmentation [3]. Ce procédé, consiste à injecter des substances chimiques à une certaine concentration dans le réservoir : soit des polymères, des tensioactifs, des agents alcalins ou bien des différentes combinaisons de ces trois substances.

La qualité de l'eau injectée qui représente le vecteur de transport des agents chimiques joue un rôle clé dans le procédé de récupération assistée du pétrole par voie chimique. L'optimisation de la qualité de l'eau en ce qui concerne la chimie et la composition ionique de l'eau est d'une importance primordiale.

Le traitement de l'eau d'injection par des techniques membranaires tel que la Nanofiltration et l'osmose inverse, peut avoir des retombées bénéfiques sur l'efficacité des agents chimiques (Surfactants, polymères, Alkali...etc.). Une bonne élaboration de la qualité de l'eau peut conduire à un dosage modéré en agent chimique, réduction des risques d'endommagement de la perméabilité et débloquent la possibilité d'utiliser une nouvelle catégorie d'agents chimiques moins coûteux et plus efficaces.

D'un point de vue pratique, l'amélioration de la qualité de l'eau pour les procédés d'EOR chimique, doit être basée sur une technologie concrète et réalisable d'un point de vue technique et mais aussi économique selon un bon compromis entre ces deux derniers.

L'objet de notre étude ; est de mener une étude comparative entre les deux techniques membranaires de traitements de l'eau d'injection (NF, RO) et de définir la filière de traitement d'eau qui est à même de mieux servir les objectifs de l'EOR chimique.

Dans notre étude, nous prendrons comme cas le champ de TFT (TinfoyéTabenKourt). Le champ de TFT dont le mode de récupération secondaire est l'injection de l'eau de Lias est désormais classée comme étant un champ mature.

Le Manuscrit est organisé en deux parties principales parties

- **Une partie théorique** qui aborde des notions générales ainsi que les mécanismes de l'EOR. Dans cette même partie, nous essayerons de définir l'influence de la composition ionique de l'eau sur l'efficacité des agents chimiques

- **La deuxième partie sera dédiée à la partie expérimentale**
 - 1- Détermination de la composition de l'eau traitée par NF et RO par simulation sur Logiciel WAVE. L'étude sera menée sur la base d'une unité fournie par le centre de recherche CRTSE. Une étude de sensibilité de quelques paramètres tels que la température et le taux de conversion seront aussi abordés dans notre étude.

 - 2- Comparaison des résultats de simulation avec les résultats de l'unité de traitement d'eau.

 - 3- Etude comparative de l'influence de la qualité de l'eau sur le comportement de phase et la transition thermique de turbidité d'une formulation de surfactants et enfin le comportement rhéologique des polymères HPAM

A la fin de ce manuscrit nous proposerons des recommandations pour une continuité des travaux ainsi qu'une conclusion sur nos principaux résultats.

CHAPITRE I :
CONTEXTE ET ETAT DE
L'ART

CHAPITRE I : CONTEXTE ET ETAT DE L'ART

I.1 Méthodes de Récupération assistée du pétrole

La récupération assistée du pétrole (EOR) fait référence à tout processus visant à modifier de manière favorable les interactions Roches/Huile/Saumure existantes dans le réservoir. Cette dernière phase intervient afin de récupérer l'huile résiduelle irréductible aux deux premières phases de production.

Il existe trois principales catégories d'EOR ; thermique par injection de source de chaleur, injection de gaz miscible/non miscible et enfin chimique, chacune de ces catégories comprend des procédés individuels [1, 2]. Les critères de sélection d'une catégorie par rapport à une autre a été largement abordée par de nombreux chercheurs [4-5] incluant la caractérisation du réservoir en question, les limitations techniques et la viabilité économique.

La figure ci-dessous représente les différentes catégories et sous-catégories des méthodes EOR

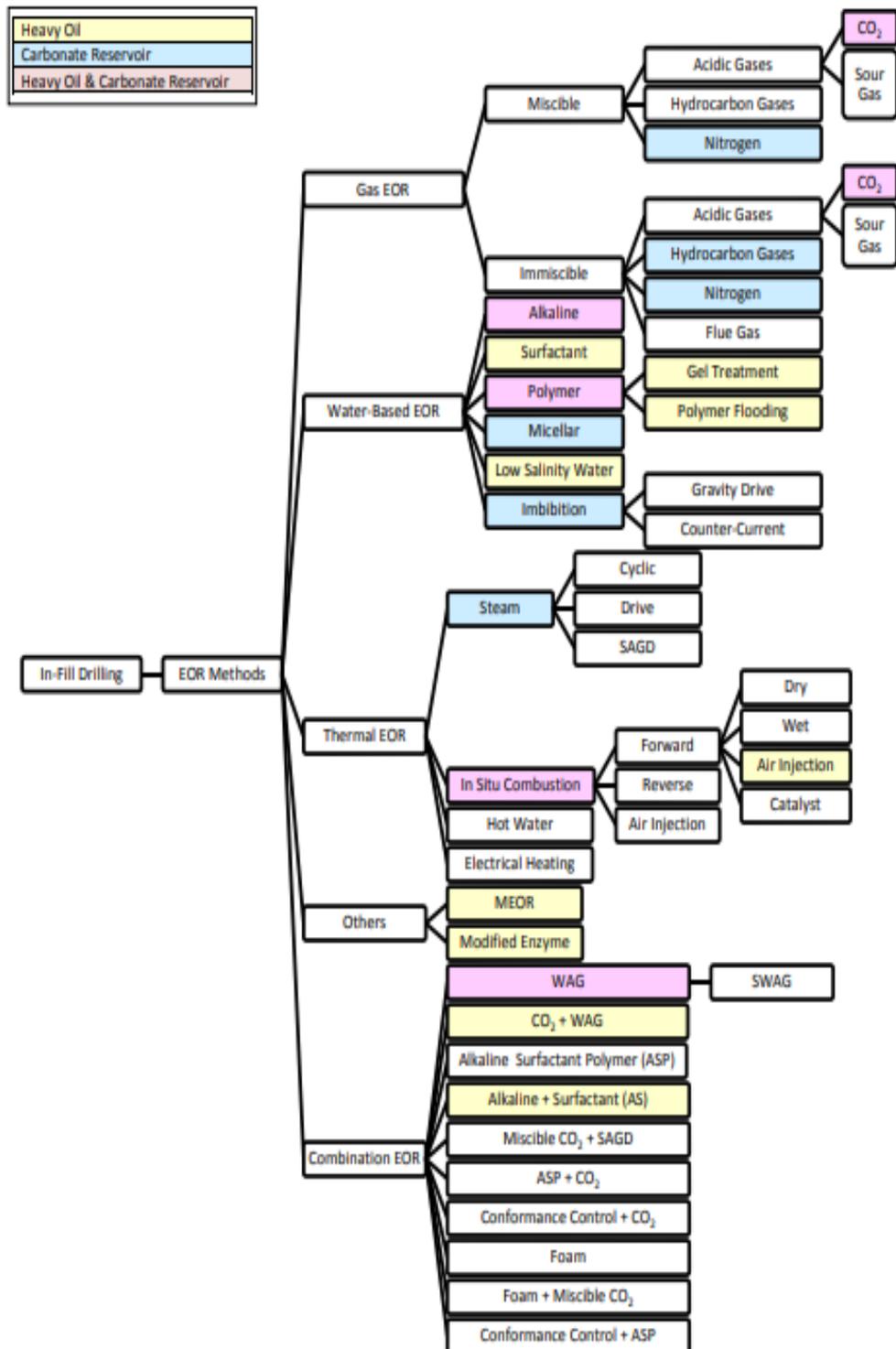


Figure I.1.Diagramme des différentes méthodes et sous méthodes d'EOR

I.1.1 La méthode thermique

Cette technique consiste à injecter du gaz oxygéné afin de générer une combustion In-situ dans le réservoir, elle permet une transmission d'énergie au réservoir. Le principal mécanisme de récupération par la méthode thermique est principalement lié à la réduction de la viscosité de l'huile en augmentant la température afin de faciliter son écoulement à travers le système poreux de la roche. Cette méthode vise surtout à maximiser le rendement de production des huiles très visqueuses et lourdes [6].

I.1.2 La méthode d'Injection de gaz

L'injection de gaz est très souvent utilisée comme récupération secondaire dans la mesure où il s'agit d'un maintien de pression (*Boosting*) au niveau du réservoir. Dans ce cas, le mécanisme de récupération est lié à la régénération du gradient de pression.

Dans le cas de la récupération assistée, il s'agit principalement de l'injection de gaz miscible tel que le CO₂ ou N₂. Le mécanisme de récupération de l'huile résiduelle par injection de gaz miscible est surtout lié à la réduction de la tension interfaciale entre l'huile et le fluide pousseur (le gaz miscible), autrement dit un déplacement microscopique.

I.1.3 La méthode chimique

La méthode chimique a été considérablement développée comme moyen de récupération assistée à partir des années 1960s [7]. Les premiers projets d'études se sont focalisés sur l'injection de solutions de polymère afin de réduire le rapport de mobilité et d'augmenter le balayage des réservoirs et ont été rapidement suivi par l'ajout de surfactants [8] dans le but de réduire la tension interfaciale entre l'huile et l'eau. Un peu plus tard, l'addition des agents alcalins ont été considérés afin de réduire l'adsorption des tensioactifs sur la roche réservoir et aussi une production substantielle de tensioactifs in-situ avec les huiles acides [9]. L'agent alcalin permet aussi de contrôler la salinité pour assurer une tension interfaciale minimale. L'injection simultanée Alcalin-Surfactant-Polymère (ASP) permet de combiner les avantages des trois agents et par conséquent d'augmenter le rendement de production de manière effective [10-11] avec un coût de production par baril estimé à 2,42 USD. La clé du succès de la

récupération assistée par la méthode chimique est la sélection, la formulation ainsi que l'évaluation des performances des fluides ASP à l'échelle laboratoire.

I.2 Critères de sélection de la récupération assistée par voie chimique

Plusieurs paramètres intrinsèques au réservoir peuvent influencer le choix des agents chimiques ainsi que la formulation des fluides complexes pour l'EOR chimique,

I.2.1 Salinité et dureté de l'eau d'injection et de formulation (saumure)

La majorité des formulations des fluides complexes, ont été réalisées avec une eau d'injection ayant une salinité égale ou inférieure à 10 000 ppm (10g/l).Cependant il été reporté par Al-Baharet et al. [5] que La concentration limite en sels et en dureté peuvent êtres respectivement de 50 000 et 1000 ppm. La forte présence des cations divalents (Ca^{2+} et Mg^{2+}), autrement dit la dureté de l'eau, peut toutefois être contournée par l'ajout d'un agent de chélation ou bien par adoucissement de l'eau.La salinité est l'un des principaux facteurs qui déterminent le succès du procédé EOR chimique, c'est sur cette optique que s'articule notre travail.

I.2.2 Température du réservoir

La stabilité des agents chimiques utilisés pour la récupération assistée et plus spécialement des surfactants et des polymères dépend fortement de la température de formation du réservoir. Selon Taber et al. [12] la température du réservoir pour une éventuelle application du procédé EOR chimique ne doit pas dépasser 93 °C, mais la température moyenne des réservoirs sujets à un procédé alcalin-surfactant et de polymère varie généralement entre 27 et 60 °C [12].

Dans notre cas d'étude (cas du champ TFT) la température fixée est de 70°C, ce qui représente plus au moins un challenge.

I.2.3 La minéralogie de la roche réservoir (présence d'argile)

Dû à la perte des surfactants de type anioniques (les plus utilisés en RAP) par adsorption excessive sur les roches carbonatées, La récupération assistée par la méthode chimique est plus adaptée aux réservoirs avec des roches de type Sandstone (grés

consolidés). Les tensioactifs ayant une faible adsorption tels que les cationiques sont souvent excessivement chers. D'autre part, les roches carbonatées contiennent souvent des anhydrites qui forment des précipités en contact d'agent alcalin menant à un endommagement de la perméabilité. Par conséquent, la présence d'argile sur la roche réservoir doit être faible pour une application optimale de la récupération assistée. (La figure I.2), représente la part des projets EOR chimique dans le monde par lithologie des réservoirs.

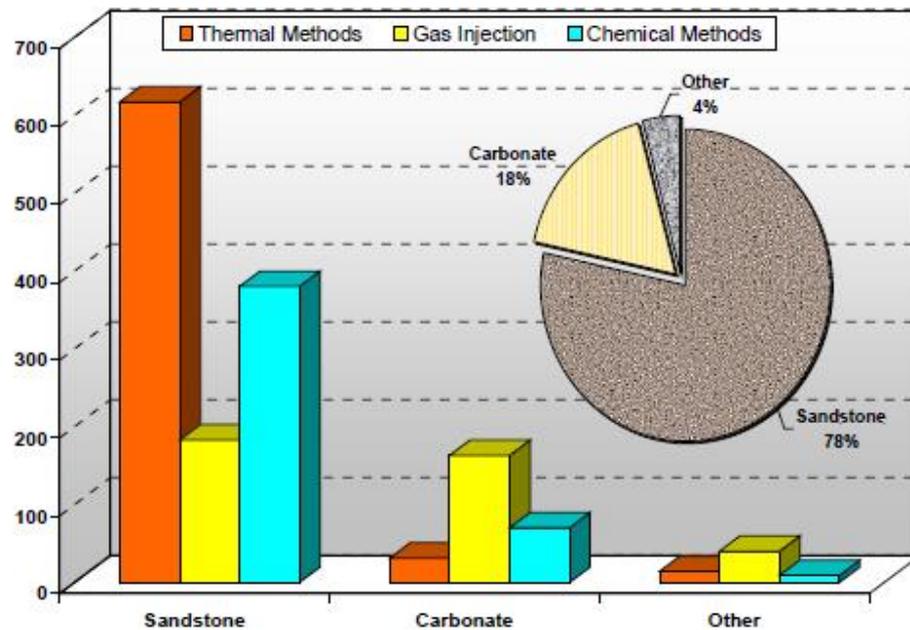


Figure I.2.Projets EOR par lithologie (Sandstone, carbonate et autres)

I.2.4 La perméabilité de la roche réservoir

Le Processus d'EOR chimique répond mieux aux perméabilités élevées, surtout dans le cas des injections de solutions polymériques.

Les roches de formation de faible perméabilité présentent une efficacité d'injectivité faible mais aussi des problèmes de rétention. Ceci, est simplement dû à la taille moléculaire des polymères qui ralentissent l'écoulement du fluide. Malgré que Taber et al [13] ont démontrés qu'une efficacité optimale du procédé ASP est obtenue sur des roches ayant une perméabilité supérieure à 10 mD, la perméabilité moyenne des projets alcalin-surfactant (AS) et alcalin-surfactant-polymère (ASP) à l'échelle du gisement est respectivement de 450 mD et 800 mD.

I.2.5 Type et composition de l'Huile

Généralement le procédé de récupération par voie chimique, vise des huiles ayant une viscosité inférieure à 35 cp [14, 15]. La plupart des projets ASP en Chine ont été réalisés sur des huiles avec une viscosité aux alentours de 10 cp et pouvant atteindre des viscosités maximales de 70 cP. Cependant, il existe un intérêt croissant de l'injection des solutions de polymère pour les huiles lourdes d'une viscosité allant jusqu'à 2000 cp [16, 17]. Des recherches ont aussi évalué la contribution de l'ajout des agents alcalins pour la récupération des huiles visqueuses (lourdes) du fait de l'effet de réaction de saponification en présence des naphténiques acide et l'agent alcalin [18]. Ces récentes recherches ouvrent en effet de nouvelles perspectives sur l'application de la récupération assistée par voie chimique à un grand nombre de types d'huiles. (La figure I.3) donne une allure générale des différentes méthodes EOR appliquées en fonction de la viscosité et la profondeur des réservoirs.

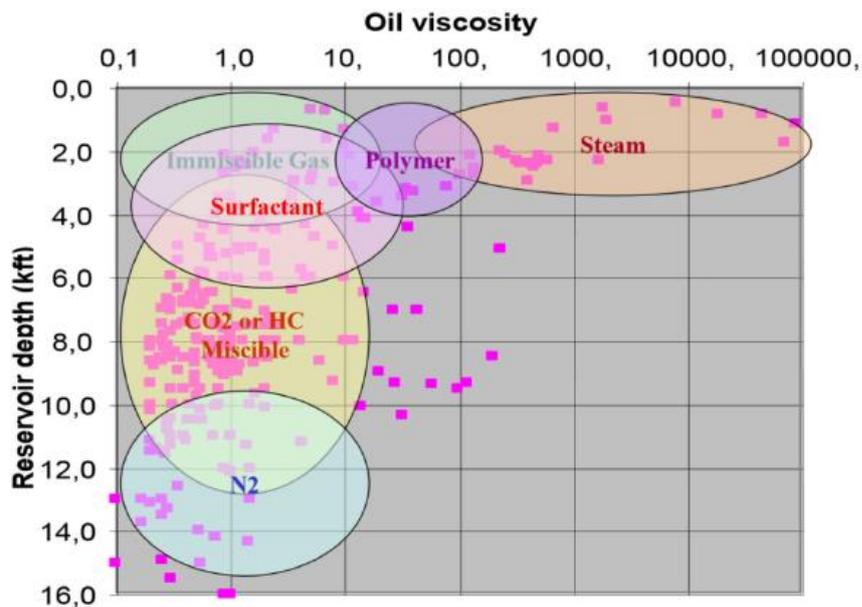


Figure I.3. Applications des différentes méthodes EOR en fonction de la viscosité et la profondeur des réservoirs

I.3 Mécanismes physiques de déplacement de l'huile résiduelle par l'EOR chimique

La récupération améliorée du pétrole (RAP) s'articule autour de plusieurs paramètres. Le déplacement d'un point de vue microscopique est régi par la pression capillaire qui

elle-même dépend de la tension interfaciale et la mouillabilité. D'un autre côté, le déplacement macroscopique est surtout contrôlé par la vitesse moyenne du déplacement du fluide et le rapport de mobilité. Prendre en compte chaque phénomène de manière indépendante est une tâche complexe.

Le nombre capillaire (N_{ca}) est une grandeur adimensionnelle qui unifie les différentes descriptions du système eau-huile-roche, qui représente le rapport entre les forces capillaires et les forces visqueuses :

$$N_{ca} = V\mu/\gamma \quad (I.1)$$

Avec V étant la vitesse moyenne du fluide, μ la viscosité du fluide, et γ la tension interfaciale. La relation entre le nombre capillaire et la désaturation de l'huile résiduelle est représentée dans la figure 4 dans laquelle on remarque que pour un nombre capillaire de 10^{-5} - 10^{-4} , la saturation de l'huile résiduelle est quasiment constante et qu'à partir d'une certaine valeur de N_{ca} , la saturation en huile résiduelle commence à diminuer indiquant par ailleurs une récupération de l'huile.

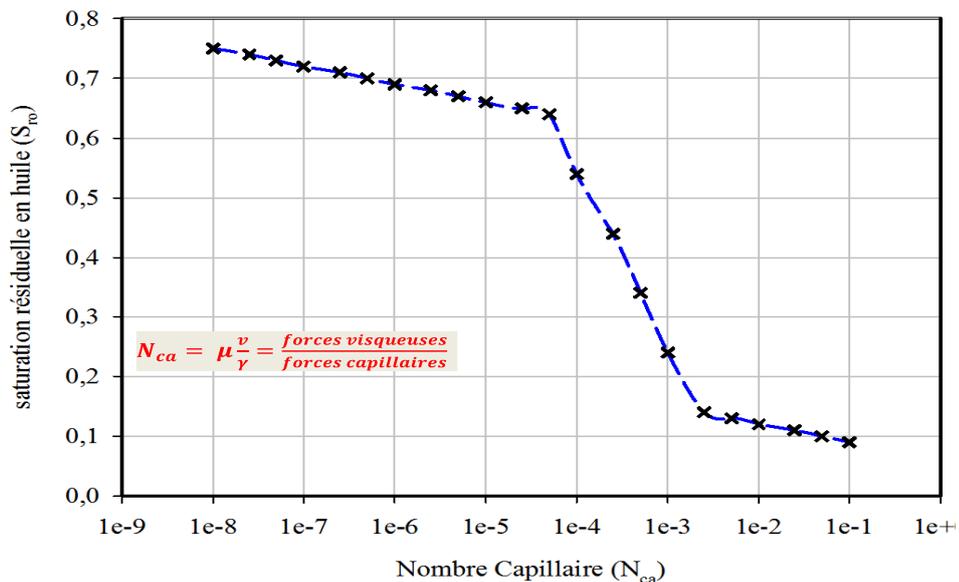


Figure I.4. Courbe de désaturation capillaire

Le moyen le plus logique d'augmenter le nombre capillaire au-delà de 10^{-3} est la réduction de la tension interfaciale à des valeurs de l'ordre de 10^{-2} mN/m. Dans les conditions de gisements, la tension interfaciale entre l'huile et l'eau est généralement de l'ordre 5 à 30 mN/m.

I.3.1 Mécanisme macroscopique (Les forces visqueuses)

La roche réservoir est un milieu poreux constitué de solides (matrices) de formes complexes, y compris des vides appelés "pores". Le rapport du volume de ces vides au volume total du milieu poreux forme la porosité.

$$Q = \frac{V_0}{V_T} \quad (I.2)$$

Les pores peuvent être saturés avec un ou plusieurs fluides (Saumure, gaz, hydrocarbure). La force motrice permettant un déplacement de fluide est généralement une différence de pressions (ΔP) imposée au fluide. D'un autre côté, la perte d'énergie par friction entre le fluide et les parois poreuses de la roche, tend à retarder l'écoulement du fluide. La description d'un écoulement macroscopique d'un fluide à travers un milieu poreux est donnée par la relation de Darcy développé par Henry Darcy en 1856.

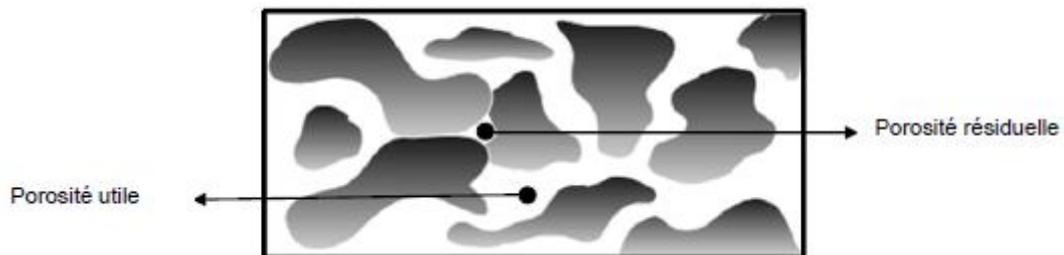


Figure I.5. Représentation schématique du milieu poreux

I.3.1.1 La loi de Darcy

En 1856, Darcy a réalisé l'étude des écoulements des fluides dans les milieux poreux, tout en établissant une relation linéaire entre le débit et le gradient de pression appliqué de part et d'autre d'un massif de sable.

➤ Cas d'écoulement monophasique

L'équation de Darcy dans un cas d'écoulement monophasique à travers un milieu poreux caractérisé par une perméabilité absolue (K) et soumis à une gravité homogène (g) s'écrit comme suit [19] :

$$V = \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dL} \quad (I.3)$$

Où V : la vitesse moyenne d'un écoulement d'un fluide, μ viscosité dynamique, et la perméabilité absolue (K) qui est définie par la capacité de la roche à laisser passer un fluide. La valeur de la perméabilité absolue est déterminée par la structure de la roche poreuse. L'unité de mesure de la perméabilité la plus utilisée est le Darcy (D) ; $1 D = 0,9869 \mu m^2$ [13].

➤ *Cas d'écoulement diphasique*

Dans le cas où deux fluides immiscibles traversent la roche, les conditions d'écoulement seront modifiées en fonction des affinités entre chaque fluide et le milieu poreux qui sera traversé, par conséquent la perméabilité de la roche-réservoir devient relative à chaque type de liquide. Ainsi, quand on impose un même gradient de pression à deux fluides immiscibles comme par exemple l'huile et l'eau, leur vitesse moyenne ne peut être la même et dépendra de la perméabilité relative de chaque fluide (équation I.4 et I.5). Par conséquent, pour décrire un écoulement multiphasique, il est important d'incorporer ces effets à la relation de Darcy.

$$V_w = k \frac{k_{rw}(s_w)}{\mu_w} \cdot \frac{dP}{dL} \quad (I.4)$$

$$V_o = k \frac{k_{ro}(s_o)}{\mu_o} \cdot \frac{dP}{dL} \quad (I.5)$$

Où K_{rw} et K_{ro} sont respectivement les perméabilités relatives à l'eau et à l'huile, q_w et q_o sont respectivement le débit superficiel de l'eau et de l'huile [13].

I.3.1.2 Mobilité des fluides et digitation visqueuse

Le processus de récupération assistée du pétrole par voie chimique est caractérisé en fonction du rapport de mobilité M qui correspond au rapport de mobilité entre le fluide qui déplace (eau) et celle du fluide déplacé (pétrole) tel que illustré dans l'équation (I.6):

$$M = \frac{\frac{k_{rw}}{\mu_w}}{\frac{k_{ro}}{\mu_o}} \quad (I.6)$$

D'un point de vue pratique, le rapport de mobilité décrit l'efficacité du processus de balayage et de déplacement de l'huile résiduelle par une phase aqueuse. Une valeur du rapport de mobilité égale ou inférieure à l'unité ($M \leq 1$) est plus favorable à un meilleur rendement de récupération de pétrole. Si, par contre le rapport de mobilité est supérieur

à l'unité ($M > 1$), le phénomène de digitation visqueuse apparaît et rend le balayage inefficace, menant à un faible taux de récupération

La digitation visqueuse est une instabilité qui se produit spécifiquement au niveau de l'interface de deux fluides immiscibles quand généralement la viscosité du fluide déplaçant (eau) est inférieure à celle du fluide déplacé (huile). Elle se manifeste par la formation de doigts de fluide moins visqueux qui pénètrent à l'intérieur du fluide le plus visqueux (figure I.6). Afin d'avoir un déplacement plus uniforme de l'interface le long de la roche-réservoir, il est souvent nécessaire d'augmenter la viscosité de l'eau par l'ajout de polymère soluble en phase aqueuse.

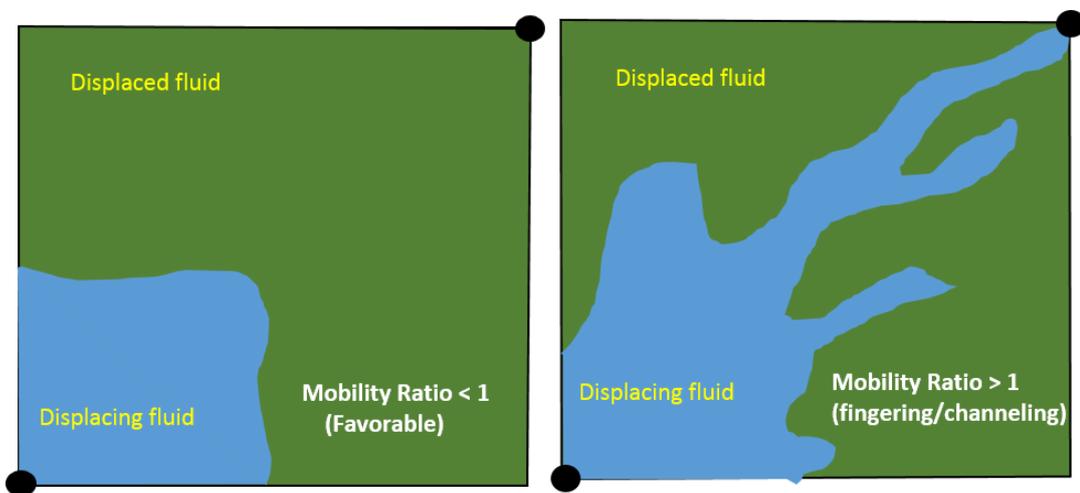


Figure I.6. Schéma de balayage avec des conditions de mobilité différentes des deux fluides avec $M > 1$ donnant lieu au phénomène de digitation visqueuse

I.3.2 Mécanisme microscopique (Forces capillaires)

Les principales grandeurs physiques liées aux forces capillaires sont la tension inter-faciale et la mouillabilité :

I.3.2.1 Tension inter-faciale

Lorsqu'un système est constitué de deux phases immiscibles la tension inter-faciale mesure l'énergie minimum nécessaire pour créer une unité de surface à l'interface de ces deux fluides. Si les fluides sont fortement immiscibles la tension inter-faciale est grande et faible si les fluides sont faiblement miscibles. Dans le système eau/huile la tension inter-faciale dans le gisement a une valeur comprise entre 15 et 35 dynes/cm [20].

La tension superficielle est l'énergie des molécules situées à la surface du fluide, Peut se mesurer donc comme étant la force résistant à l'étirement du liquide et peut s'exprimer en N/m.

De nombreuses techniques de mesure de la tension inter-faciale ont été mises au point, basées toutes sur l'équation générale (I.7) de Young-Laplace [9].

$$P_o - P_w = 2\gamma/r \quad (I.7)$$

Où P_o et P_w , représentent respectivement les pressions dans les deux phases immiscibles (eau-huile), r est le rayon de courbure de l'interface en assumant une géométrie sphérique de la goutte d'huile, et γ la tension inter-faciale [21].

I.3.2.2 La mouillabilité

La mouillabilité est l'une des propriétés pétro-physique les plus importantes car elle influence grandement la désaturation de l'huile résiduelle.

Dans le cas d'une goutte de liquide déposée sur une surface solide et entourée d'un fluide immiscible le mouillage du liquide est caractérisé par l'angle de contact θ . Ce paramètre géométrique permet de mesurer l'affinité entre la phase solide et une des phases liquides. Cet angle dépend des tensions de surface impliquées dans l'équilibre de la goutte et il peut être déterminé par l'équation de Young (I.8) :

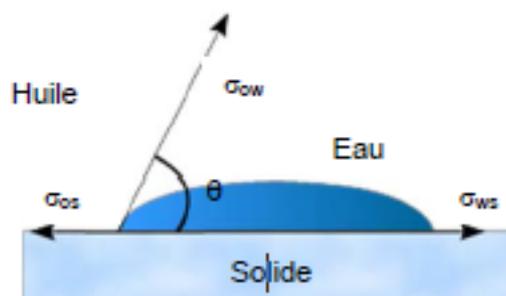


Figure I.7. Angle de contact θ entre les fluides immiscibles et le solide.

$$\cos\theta = \frac{\sigma_{os} - \sigma_{ws}}{\sigma_{ow}} \quad (I.8)$$

Où σ_{os} est la tension interfaciale entre la phase huile et le solide, σ_{ws} est la tension interfaciale entre l'eau et le solide et σ_{ow} est la tension interfaciale entre les phases fluides immiscibles.

La valeur de l'angle de contact permet d'identifier quelle phase mouille une surface.

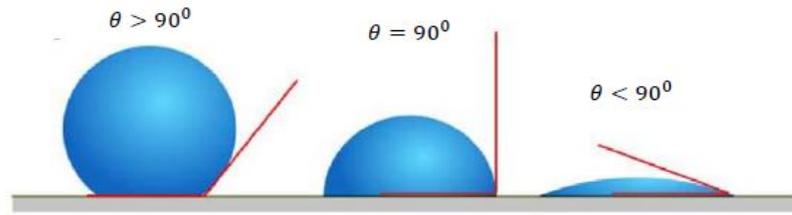


Figure I.8. Mouillabilité des systèmes huile/eau/roche.

Il est important de rappeler que si l'angle de contact entre la goutte d'huile et la surface solide est inférieur à 90° , on dit que la roche mouille à l'eau, dans le cas contraire (supérieur à 90°) la roche mouille à l'huile [22].

Plusieurs études ont démontré l'impact évident de la mouillabilité sur le rendement de la récupération de l'huile résiduelle [23-24]. Ces études ont prouvé que la saturation résiduelle en huile diminue puis augmente en faisant varier la mouillabilité d'une roche qui mouille à l'huile à une roche qui mouille à l'eau. Cet effet de la mouillabilité sur la désaturation de l'huile résiduelle est illustré dans la figure I.9.

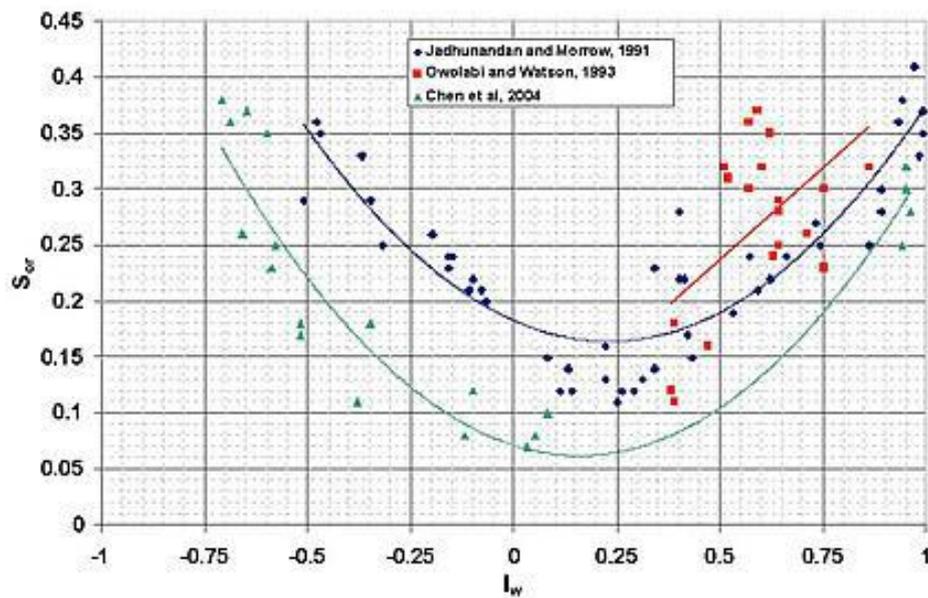


Figure I.9. Courbe de désaturation de l'huile résiduelle sur une roche de grés en fonction de l'index de mouillabilité Amott. $I < 0$; une roche qui mouille à l'huile. $I = 0$; Roche de mouillabilité mixte. $I > 0$; Roche qui mouille à l'eau. Courbes générées par [25].

La saturation du pétrole S_o dans la roche réservoir représente la fraction volumique du pétrole occupant les pores par rapport à la fraction volumique de l'eau. La saturation est

un paramètre important pour évaluer l'efficacité du processus de récupération assistée. Après injection de fluides complexes, on parle de saturation résiduelle (S_{ro}) La très faible valeur (S_{or}) indique seulement que le procédé de récupération assistée d'huile a une bonne efficacité.

$$S_o = \frac{o}{o+w} \quad (I.9)$$

I.3.2.3 Pression capillaire

Elle est définie comme étant la différence de pression entre deux phases immiscibles tels que démontré par l'équation(I.10). La pression capillaire est proportionnelle à la tension inter-faciale et à l'angle de contact θ c.à.d. la mouillabilité. En assumant une géométrie sphérique de la goutte d'huile, la pression capillaire est calculée selon l'équation I.10 de Young-Laplace.

$$P_c = P_o - P_w = \frac{2\gamma \cos\theta}{r} \quad (I.10)$$

P_o et P_w : sont respectivement les pressions de l'huile et de l'eau à travers l'interface

θ :L'angle de contact, γ :la tension inter-faciale, r : la courbure de la tension inter-faciale.

Lorsque la tension inter-faciale tend vers zéro, les deux fluides deviennent miscibles et la pression capillaire devient nulle. D'un autre côté, l'effet de la pression capillaire sur la désaturation de l'huile résiduelle est fonction de la nature et la structure de la roche-réservoir ainsi que de la saturation initiale [26].

I.4 Les Agents chimiques dans le processus EOR

Dans l'EOR chimique et selon les caractéristiques du gisement (nature de la formation, salinité, température,...), une combinaison de surfactant-polymère (SP) et alcalin-surfactant-polymère (ASP) sont utilisés.

I.4.1 Agents alcalins

Les agents alcalins sont des sels de métaux alcalins, qui produisent des ions hydroxyde (OH^-) lorsqu'ils sont dissous dans la phase aqueuse. Dans le cadre de l'amélioration de la récupération d'huile, l'injection de solutions alcalines peut être considérée comme un

processus appart entière. Cependant, les bases sont généralement associées à des tensioactifs synthétiques ou polymères et à des mélanges tensioactifs / polymères.

Parmi les différents types d'Alcalins pouvant être utilisés pour l'EOR chimique, le Na_2CO_3 reste l'agent chimique le plus fréquemment utilisé. Ce dernier peut réagir avec les composés acides du pétrole (acides carboxyliques ou naphténiques) formant ainsi des savons (tensioactifs) à l'intérieur du réservoir pétrolier. Ces tensioactifs vont permettre de réduire la tension inter-faciale entre l'eau et le pétrole.

Les performances d'une solution alcaline en terme de récupération additionnelle d'huile résiduelle sont sensiblement liées au caractère chimique du pétrole, la nature de la roche-réservoir ainsi que le pH initial et la composition de l'eau de formation du réservoir (l'eau saumâtre). Cependant la majorité des chercheurs confirment que l'acidité du pétrole brut est le principal facteur influençant le processus de récupération de l'huile résiduelle par injection de solutions alcalines.

➤ *Interaction alcalin-roche*

Les interactions alcalin-roche sont liées à un changement favorable de la mouillabilité de la roche-réservoir pour un meilleur rendement de production de pétrole.

Les interactions alcalin-roche joue aussi un rôle primordial dans le mécanisme de récupération de l'huile [27]. Un changement de la mouillabilité de la roche réservoir permet une redistribution des fluides dans les espaces poreux. Dans les cas des roches carbonatées qui mouillent à l'huile, une imbibition à l'eau ne peut être possible que si un changement de mouillabilité en eau se produit. D'autre part, le Na_2CO_3 permet de réduire significativement les pertes de surfactants par adsorption sur les calcites et les dolomites alors qu'aucun effet comparable n'est observé avec NaOH.

I.4.2 Surfactants

Les surfactants sont des composés chimiques utilisés pour réduire la TIF entre deux phases non miscible par diffusion et adsorption sur une surface ou une interface fluide-fluide. Les surfactants sont utilisés en EOR chimique, en raison de leur importance dans la réduction des TIF et leur capacité à modifier les propriétés de mouillage [28].Les

Surfactants sont appelées molécules amphiphiles ou amphipathiques qui contiennent une partie polaire (hydrophile) et un non polaire (hydrophobe ou aimant les hydrocarbures). L'origine du terme amphiphile vient du mot grec «amphi», signifiant «les deux», et cela décrit le fait que tous les molécules de surfactants ont au moins deux parties, celle hydrophile qui est soluble dans un fluide spécifique, par exemple l'eau, et l'hydrophobe partie insoluble dans l'eau [29].

Le principal but recherché par l'injection de solutions à faible concentration en tensioactifs est de mobiliser l'huile résiduelle piégée par les forces capillaires dans la structure poreuse de la roche réservoir. Généralement ce procédé est précédé par une injection d'eau (récupération secondaire) [30]. Les mécanismes de déplacement de l'huile sont principalement la réduction de la tension inter-faciale entre le pétrole et la solution micellaire, et/ou la conversion de l'affinité de la roche réservoir en une affinité à l'eau [31].

➤ Classe des tensioactifs

La classification des surfactants est basée sur la nature de la partie hydrophile (partie polaire), représentée sur le tableau ci-dessous :

Tableau I.1. Classification des tensio-actifs

Surfactants	Caractéristiques
Anioniques	Partie hydrophile chargée négativement. Cout de fabrication relativement faible. Adsorption faible sur le grés roches . Efficace pour réduire les TIF. Stable à haute température.
Non ioniques	Partie hydrophile n'a pas de charge. Utilisé comme co surfactant. Salinité élevé. Réduction de TIF moins importante par rapport au surfactant anioniques.
Cationiques	La partie hydrophile du tensioactif est chargée positivement. Adsorbés fortement dans un réservoir de grés. Peu mouillant.
Zwitterioniques	Appelés amphotères surfactants. Bon mouillant. Bon dispersant. Pas utilisés dans les EOR.

I.4.2.1 Propriétés et caractéristiques des tensioactifs

Les caractéristiques techniques que présentent les tensioactifs telles que la formation de micelles, l'adsorption aux interfaces, la réduction de la tension inter-faciale, la formation de mousses et d'émulsion ainsi que l'altération de la mouillabilité des surfaces solides sont des caractéristiques nécessaires mais non suffisantes. En effet, le tensioactif doit garantir aussi la viabilité économique du processus de récupération assistée du pétrole, ceci par sa disponibilité sur le marché et avec un coût de production et de transport raisonnables.

➤ *Les émulsions*

Les émulsions sont des dispersions de gouttes d'une phase liquide dans une autre phase liquide non miscible. Ces systèmes sont instables du point de vue thermodynamique. Les émulsions sont stabilisées par la présence de molécules amphiphiles nommés émulsifiants, dont le rôle va être d'abaisser la tension à l'interface. Les émulsions ayant une phase continue aqueuse et une phase dispersée huileuse sont dites émulsions directes, notées H/E (huile-dans-eau, voir la figure (I.10) [32].

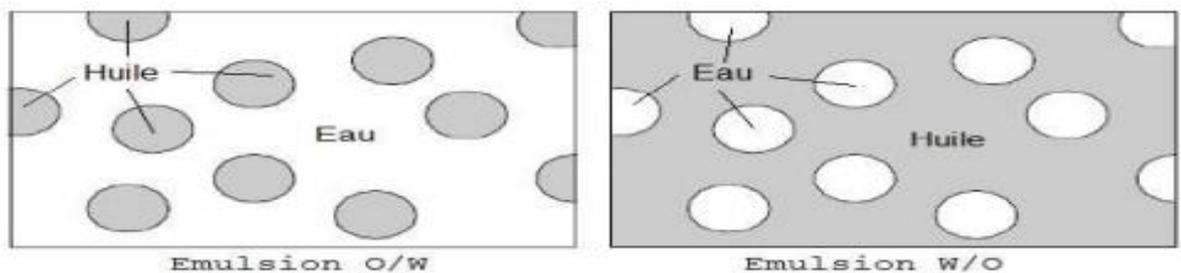


Figure I.10. Représentation schématique d'une émulsion H/E E/H

Les émulsions de phase continue huileuse et phase dispersée aqueuse sont appelées émulsions inverses et notées E/H (eau -dans- huile, figure I.10) [32].

➤ *La solubilisation*

Lorsque la température d'une solution aqueuse de surfactant ionique peu soluble dans l'eau augmente, on constate que sa solubilité a tendance à augmenter. Cette augmentation est relativement lente. Cependant, à partir d'une certaine température, appelée température de Krafft, on observe une augmentation brusque de la solubilité, indiquant un changement de mode de solubilisation du type mono-moléculaire à une

solubilisation micellaire [33]. La température de Krafft correspond donc à la température à laquelle les micelles commencent à se former.

Le point de Krafft d'un tensioactif varie selon plusieurs facteurs. Pour les tensioactifs anionique, il augmente d'environ 5,5 °C pour chaque unité de méthylène (-CH₂-) dans la chaîne hydrophobe [34]. L'addition d'un électrolyte peut influencer significativement la solubilité des tensioactifs en phase aqueuse [35].

En chauffant progressivement une solution de surfactant non-ionique, on peut observer une transition du comportement de phase à une température appelée point de trouble (cloud point). Si on continue de chauffer au-dessus du point de trouble, on peut remarquer une séparation de la phase aqueuse en deux phases bien distinctes ; une phase supérieure riche en tensioactifs et une phase aqueuse inférieure qui contient une très faible concentration de tensioactifs proche de la concentration micellaire critique [36-37]. Cette transition de phase est généralement réversible en baissant la température.

➤ **La concentration micellaire critique CMC**

C'est la concentration au-dessus de laquelle les micelles se forment dans la solution. En ajoutant du tensioactif dans une solution, des molécules d'ions s'adsorbent à la surface de la solution. Une fois le tensioactif saturé, la CMC est atteinte et c'est à partir de là que les micelles se forment. A partir de cette concentration, la tension superficielle ne change plus. La figure ci-dessous représente les différentes variations des propriétés physiques des solutions de surfactants en fonction de leurs concentrations

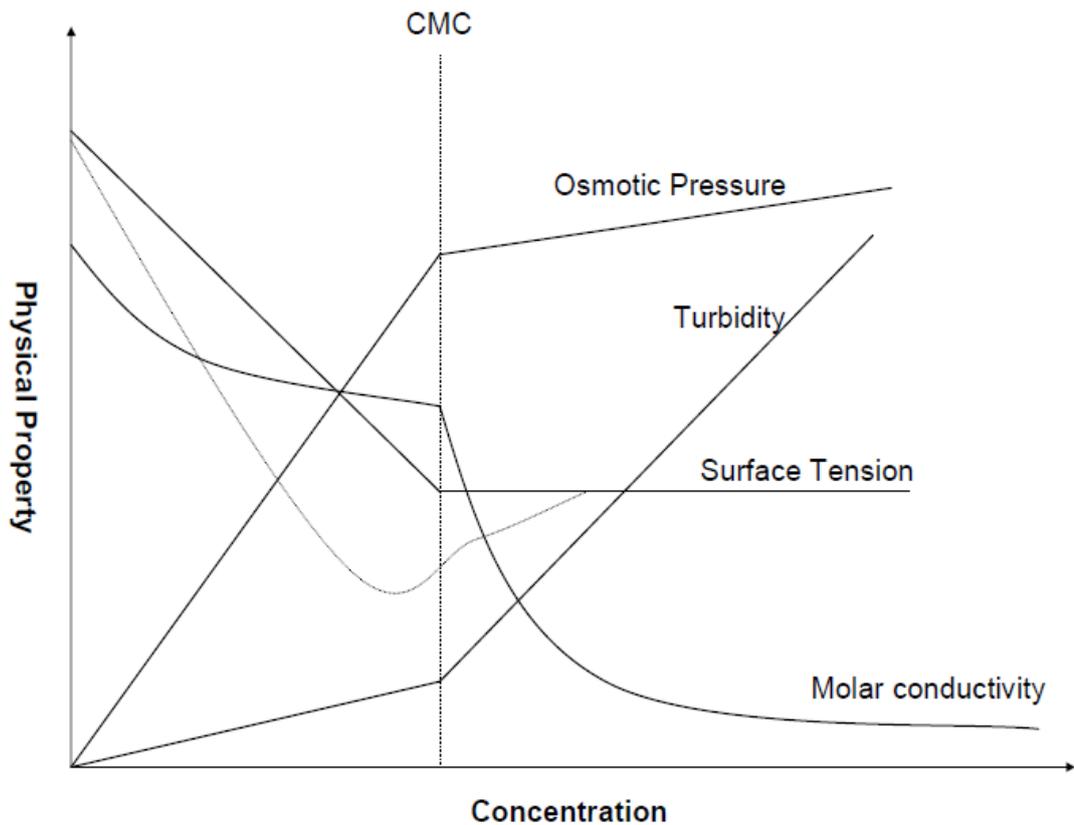


Figure I.11. Variation des propriétés physico-chimiques des solutions aqueuses en fonction de la concentration du tensioactif [38].

I.4.2.2 Le mélange ternaire surfactant/huile/eau

➤ *Les Microémulsions*

Au-delà de la concentration micellaire critique (CMC), les solutions de surfactants permettent de solubiliser une certaine quantité de composé organique à l'intérieur des micelles [39]. De la même manière, des micelles inverses dans un solvant organique permettent de solubiliser une grande quantité d'eau [40]. Lorsqu'une solution aqueuse contenant des surfactants est mélangée avec de l'huile sous certaines conditions, les interactions entre les deux phases peuvent générer des émulsions ou des microémulsions.

Les microémulsions sont des mélanges isotropes d'huile, d'eau et de surfactant et selon les cas un Co-surfactant. Lorsqu'une solution aqueuse contenant des surfactants est mélangée avec de l'huile sous certaines conditions, les interactions entre les deux phases peuvent générer des émulsions ou des microémulsions. Contrairement aux

émulsions, les microémulsions sont thermodynamiquement stable et translucides, la taille des gouttelettes de la phase dispersée est généralement entre 10-100 nm. [41]. La formation d'une émulsion requière généralement un apport d'énergie à travers une forte agitation. La dispersion homogène des gouttelettes dans le cas d'une émulsion est éphémère, après un certain temps une agglomération et/ou une coalescence des gouttelettes dispersées se produit menant à une séparation de phase.

➤ *Comportement de phases (Diagramme de Winsor)*

Le comportement de phases des mélanges ternaires surfactant-eau-huile est un facteur déterminant dans l'optimisation des formulations de fluides complexes pour la récupération améliorée du pétrole par injections de solutions micellaires (*micellarflooding*) car elle représente une indication sur la quantité d'huile solubilisée par les micelles et sur la valeur de la tension inter-faciale entre l'huile et la phase aqueuse.

Les deux principaux types d'émulsions, H/E et E/H, impliquent la présence de deux phases non miscibles et sont donc associés au comportement diphasique à l'équilibre. [42] Winsor a défini les relations entre le comportement de phase d'un mélange eau/huile/tensioactif et la nature des différents composés (variables de formulation) dans un diagramme ternaire. Il a ainsi classé les comportements en 3 différents diagrammes de phase selon la valeur de R. R est le rapport entre les interactions des molécules de tensioactif localisées à l'interface avec les molécules voisines d'huile et d'eau respectivement :

$$R = \frac{A_{SH}}{A_{SE}} \quad (I.11)$$

Avec A_{SH} : interactions moléculaires Tensioactif/Huile par unité d'aire inter-faciale, A_{SE} : interactions moléculaires Tensioactif/Eau par unité d'aire inter-faciale. Suivant que le rapport R est supérieur, inférieur ou égal à 1, on obtient des diagrammes de phases caractéristiques appelés diagrammes de Winsor I, II ou III (figure I.12). A forte concentration en tensioactif, on observe une zone monophasique. Au voisinage du côté EH, on observe la présence d'une zone polyphasique (en général diphasique) s'étendant sur toute la largeur du diagramme, sauf lorsque les phases aqueuses et huileuses sont partiellement miscibles entre elles. Si on se déplace vers le haut du diagramme en ajoutant du tensioactif, la largeur de la zone diphasique diminue, ce qui

signifie que le tensioactif rend l'eau et l'huile de plus en plus compatibles. A partir d'une certaine concentration en tensioactif (10% à 50%), la zone polyphasique disparaît et le tensioactif « cosolubilise » l'eau et l'huile sous forme de structures plus ou moins bien organisées (zone monophasique). Les lignes tracées dans la zone diphasique sont appelées lignes de conjugaison ou de partage : leur inclinaison indique si le tensioactif se trouve dans l'eau (Winsor I) ou dans l'huile (Winsor II). Dans le cas du diagramme Winsor III, il existe une zone triphasique. Dans ce dernier cas, la formulation du système est qualifiée « d'optimale » lorsque la microémulsion médiane contient des quantités égales d'eau et d'huile.

Thermodynamiquement bien définie, la solubilisation simultanée de l'eau et de l'huile est maximale pour une quantité donnée de tensioactif et les tensions interfaciales microémulsion/eau et microémulsion/huile sont toutes deux ultrabasses [42].

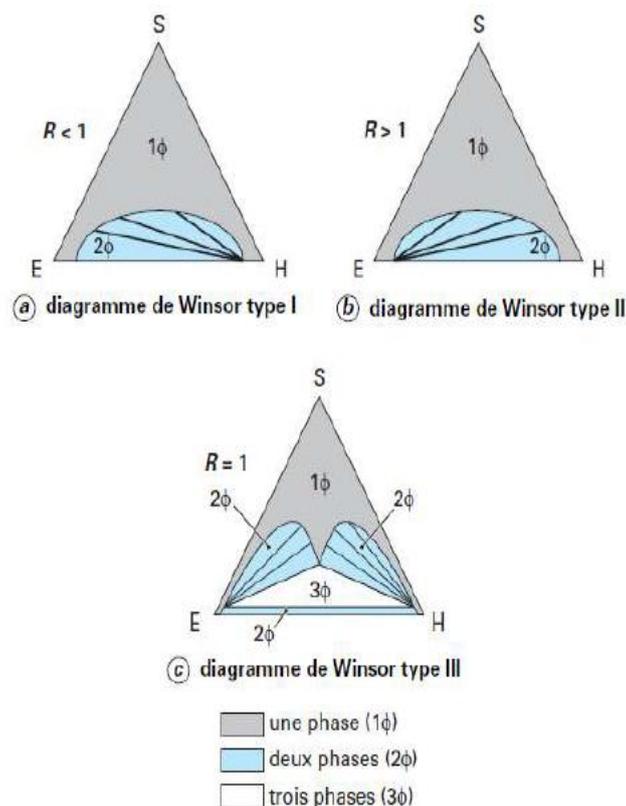


Figure I.12. Les types de diagrammes ternaires pour les systèmes tensioactif / eau / huile [42].

➤ *Comportement de phase et tension inter-faciale*

La Figure I.13 représente la variation des paramètres de solubilisation V_o/V_s et V_w/V_s et de la tension interfaciale en fonction de salinité. La relation empirique entre le comportement de phase des microémulsions et la tension interfaciale (TIF) a été développée par les études menées par Healy et Reed [43, 44-45]. Dans la partie supérieure de cette figure, γ_{mo} est la TIF entre la microémulsion et l'huile en excès, et γ_{mw} est la TIF entre la microémulsion et la phase aqueuse. Dans la région Type I, γ_{mo} est relativement élevée et γ_{mw} n'existe pas, alors que dans la région type II γ_{mo} n'existe pas et γ_{mw} est élevé. Dans la région type III, γ_{mo} et γ_{mw} ont des valeurs quasiment similaires, Ces deux derniers se distinguent par ailleurs par de très faibles valeurs.

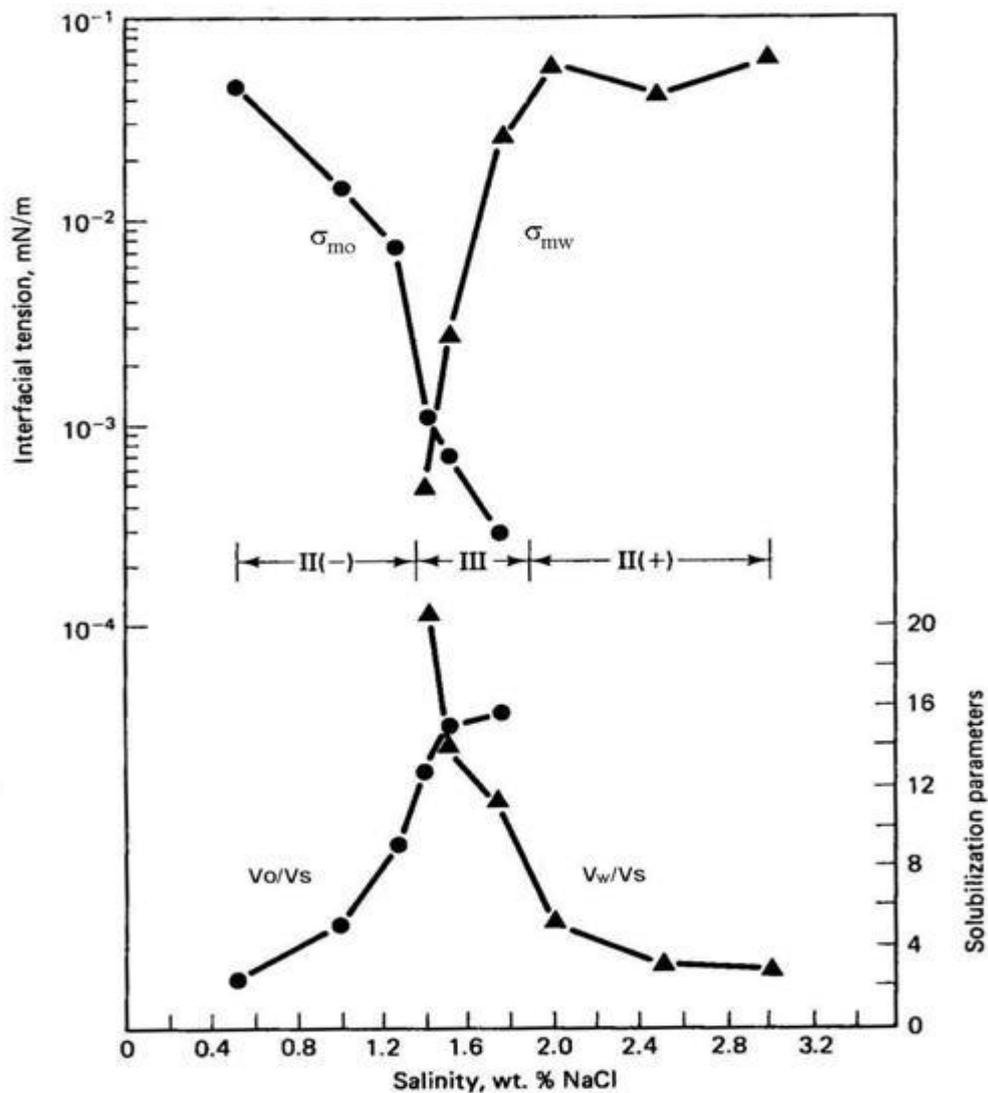


Figure I.13. Tension interfaciale et paramètre de solubilisation en fonction de la salinité [46].

Le paramètre de solubilisation V_o/V_s est défini comme étant le rapport volumétrique de l'huile solubilisée et de surfactant, et V_w/V_s est le rapport eau/surfactant dans la microémulsion. Dans la partie inférieure de la figure I.13, ce paramètre V_o/V_s augmente en fonction de la salinité, alors que V_w/V_s diminue en fonction de celle-ci. A la salinité optimale, la quantité d'huile et de saumure solubilisées sont approximativement égales. Ceci correspond aussi à une autre définition de la salinité optimale.

Une relation théorique de proportionnalité entre le rapport de solubilisation et la tension interfaciale a été développée par Huh [46]. La corrélation de Huh (équation I.12), prédit que la TIF varie avec l'inverse du carré du rapport de solubilisation.

$$\gamma = C / (V_i/V_s)^2 \quad (\text{I.12})$$

Avec i correspondant à la phase huileuse ou aqueuse. Dans l'équation de Huh, $C=0,3 \text{ mJ/m}^2$ est considérée comme une bonne approximation pour la plupart des pétroles bruts et microémulsion.

I.4.3 Polymère

Les polymères sont des composés organiques à masse moléculaire très élevée. Ils sont issus de l'enchaînement covalent d'un grand nombre de motifs monomère généralement identiques ou bien différents dans certain cas. Les polyacrylamides et les polysaccharides sont les deux principaux types de polymères communément utilisés dans le processus de récupération assistée.

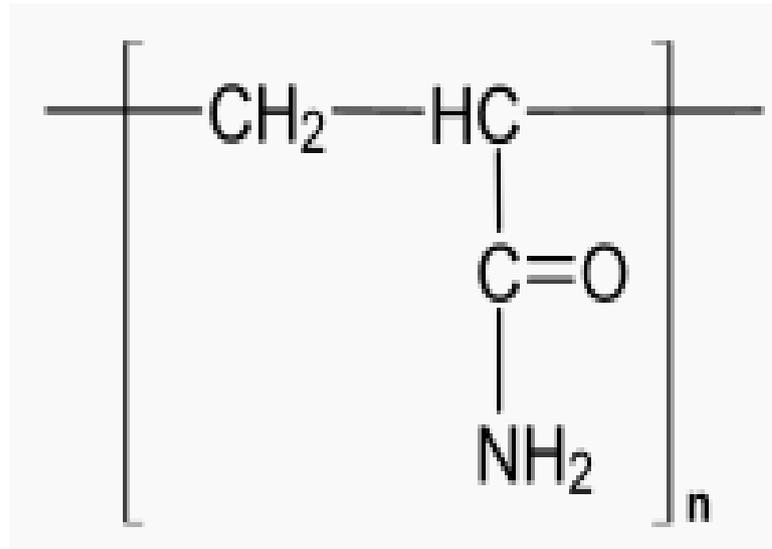


Figure I.14.structure du polyacrylamide partiellement hydrolysé.

I.4.3.1 Types des polymères

Tableau I.2.Les types de polymères

Polymères hydrosolubles	
Polyacrylamides	Polysaccharides
<ul style="list-style-type: none"> -copolymères synthétiques. -poids moléculaire élevé. -cisaillement modéré à élevé. -résistants aux températures modérées. -commercialisé sous plusieurs formes : poudre sèche, gel, émulsion, dispersion liquide. -plus sensible aux problèmes d'adsorption sur la paroi de gisement. 	<ul style="list-style-type: none"> - produits par des procédés de fermentation (biopolymères de xanthane). -commercialisés sous forme : poudre sèche, bouillons liquides (15% de polymères actifs) -mélange à cisaillement élevé. -très résistant à la dégradation mécanique.

I.4.3.2 L'injection de polymères (polymère flooding) dans la récupération assistée

L'injection de polymère consiste à mélanger des molécules de polymère à longue chaîne (comme le polyacrylamide ou le xanthane) avec l'eau injectée en vue d'accroître la viscosité de l'eau à injecter. Cette méthode permet d'améliorer le rapport de mobilité par une augmentation des forces visqueuses et aussi le rendement du balayage vertical et horizontal [47].

Avec l'injection d'eau, la quantité maximale d'huile à déplacer sera atteinte avec un certain volume injecté. La même quantité d'huile sera déplacée avec un volume inférieur d'une formulation eau-polymère dont la viscosité est comprise entre 10 et 100 fois plus grande par rapport à celle de l'eau, voir la figure I.15 :

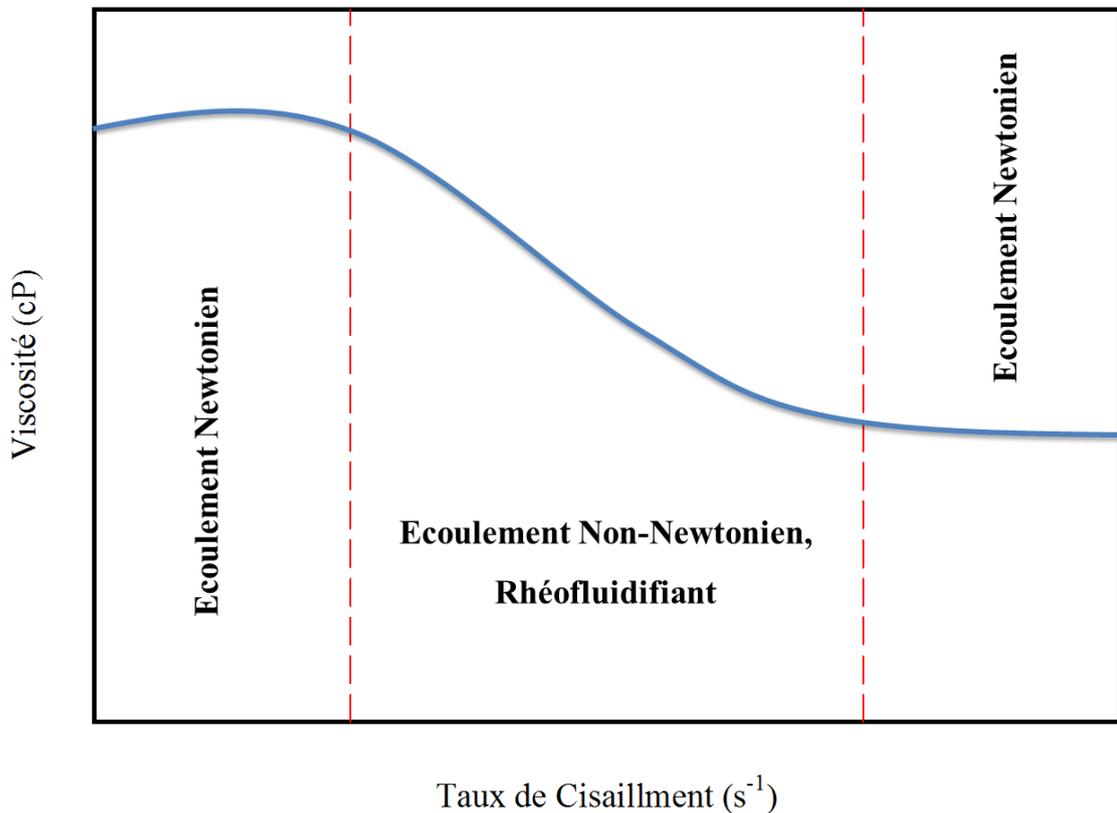


Figure I.15. La saturation résiduelle d'eau en fonction du volume du fluide déplaçant injecté pour l'eau et une formulation eau-polymère [48].

I.4.3.3 Comportement rhéologique des solutions polymères

La rhéologie des solutions de polymère en phase aqueuse est un aspect très important à prendre en considération lors de la conception d'un processus de RAP. Les courbes

d'écoulement et de cisaillement des solutions polymériques à base de polyacrylamide ou polysaccharides sont caractérisées par trois régions principales tel que démontré dans la figure II.8. Deux régions sont caractérisées par un écoulement Newtonien. Dans ces deux régions, le fluide polymérique présente une viscosité indépendante au taux de cisaillement. On retrouve ce comportement (Newtonien) à des valeurs de taux de cisaillement faibles et élevés (région inférieure et région supérieure). Entre ces deux régions, une transition d'un écoulement Newtonien à un écoulement non-Newtonien se produit. Cette région de transition est caractérisée par une rhéo-fluidification du fluide polymérique en fonction du taux de cisaillement [28].

Le comportement rhéo-fluidifiant des solutions de polymères est décrit par le modèle de Carreau [1, 49-50] représenté par la relation (I.13)

$$\frac{\mu - \mu_{\infty}}{\mu_0 - \mu_{\infty}} = \{1 + (\omega\tau)^2\}^{\frac{n-1}{2}} \quad (\text{I.13})$$

Où μ est la viscosité intrinsèque de la solution de polymère, μ_0 et μ_{∞} représentent respectivement la viscosité de la région inférieure et supérieure de l'écoulement Newtonien. τ est une constante temps inverse du taux de cisaillement critique où une transition de la région Newtonienne inférieure à la région non-Newtonienne se produit. ω est le taux de cisaillement, et n est l'indice de la loi de puissance (équation I.13).

I.5 Effet de synergisme dans le procédé EOR chimique

Le potentiel de récupération du pétrole par voie chimique peut être considérablement élargi par une combinaison de deux ou trois agents chimiques en un seul bouchon d'injection [51] car elle permet d'intégrer les propriétés ainsi que les avantages de chaque agent chimique.

Une faible salinité permet de maintenir une bonne viscosité de la solution de polymère injectée, cependant dans le cas de l'injection de solution de surfactant et dont le principal but est de réduire la tension interfaciale, une faible salinité risque d'entraîner un comportement de phase au-dessous de la salinité optimale.

L'agent alcalin est généralement utilisé en combinaison avec des surfactants synthétiques pour une diminution substantielle de la tension interfaciale.

L'injection de fluide complexe ASP nécessite de faibles concentrations de surfactant, par conséquent il est reconnu comme étant le principal processus de récupération améliorée du pétrole par voie chimique et le plus économique. D'un point de vue pratique, le principal objectif du processus ASP est de réduire au maximum la concentration des agents chimiques ainsi que du volume ASP injecté par unité d'huile produite. En effet, la rentabilité du processus ASP par rapport à l'huile additionnelle récupérée est sensiblement liée à la quantité des agents chimiques et au volume du fluide ASP injecté. Généralement les concentrations moyennes de l'agent alcalin, de surfactants et de polymère injectés dans le même bouchon est respectivement de 1,28 %, 0,28 % et 0,15% masse, ces valeurs correspondent au produit de la concentration des agents chimiques (% masse) et du volume du fluide ASP injecté en équivalent du L'eau

En effet quel que soit l'origine d'eau injectée, cette dernière est chargée en ions organiques, inorganiques, des gaz dissous tel que le CO₂, O₂, H₂S, des cations (Ca²⁺, Mg²⁺), des anions (SO₄²⁻), et des bactéries. La présence de ces divers ions dissous dans l'eau provoque des risques sur le réservoir comme sur les performances des agents chimiques de la formulation.

I.5.1 Les risques liés à l'injection de l'eau non traitée sur le réservoir

La qualité de l'eau d'injection joue le rôle clé du procédé cEOR. Il est clair qu'une eau non traitée peut engendrer plusieurs problèmes cités ci-dessous :

- **la corrosion :**

La corrosion est une interaction d'un matériau avec et un agent corrosif avec lequel il est en contact, il conduit à la consommation du métal ou du matériau tout en formant une forme réduite de l'agent corrosif [52].

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

- **la formation des dépôts :** Les dépôts les plus rencontrés sont les suivants :

- Le carbonate de Calcium CaCO₃, il est dû à l'augmentation du pH, donc le CO₃²⁻ complexe avec les Ca²⁺ puis se précipitent ;
- Les composés ferreux (FeS, FeCO₃...) ce type de dépôt est rencontré lorsque on utilise un produit acide pour le traitement de l'eau ;

- Les sulfates de Baryum, Strontium, Calcium (BaSO_4 , SrSO_4 , CaSO_4), ils se produisent lorsque l'eau d'injection est riche en SO_4^{2-} .

- **bouchage de puits :**

Ce phénomène est provoqué par la suite de la formation des dépôts. Les minéraux de l'eau sont dissous et en équilibre, mais lors de l'exploitation du puits ces minéraux risquent de précipiter dans le réservoir et former des dépôts, cela revient au changement des conditions thermodynamiques, donc la Température, la Pression et le pH.

- **l'incompatibilité des eaux :**

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

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

I.5.2 L'impact de l'eau sur les tensioactifs

Il est bien connu que le comportement des tensioactifs en phase aqueuse est assez sensible à la chimie de l'eau. Les auto-interactions des tensioactifs en phase aqueuse sont étroitement liées au type et à la nature des molécules amphiphiles et à la composition ionique de l'eau. Une eau dure, qui résulte d'une concentration élevée en ions divalents tels que Ca^{2+} et Mg^{2+} par rapport à la salinité totale, a un effet significatif sur les tensioactifs anioniques. Les cations divalents peuvent former un complexe non soluble lorsqu'ils sont combinés avec des tensioactifs anioniques et agir comme contre-ion avec la tête hydrophile du tensioactif. De plus, les ions divalents peuvent filtrer la charge négative du tensioactif en protégeant la tête hydrophile des tensioactifs anioniques. Plus généralement pour tout type de tensioactifs, une salinité élevée avec

des ions de salage diminue les liaisons hydrogène entre les molécules eau-tensioactifs conduisant à la déshydratation des tensioactifs en phase aqueuse. Par conséquent, le point de trouble diminue et entraîne une séparation de phase. Pour surmonter la salinité élevée et la dureté de l'eau, des tensioactifs plus coûteux et plus élaborés avec une concentration plus élevée sont nécessaires si un traitement de l'eau inadéquat est envisagé [53].

I.5.3 L'impact de l'eau sur les polymères

Un effet analogue aux tensioactifs peut se produire sur le polymère. Une concentration élevée en ions divalents criblera la charge négative du polymère et conduira à une conformation enroulée au lieu d'un comportement plus étiré du polymère en phase aqueuse. Cet effet conduira à une diminution drastique de la viscosité du polymère et à la perte des propriétés rhéologiques.

Des études récentes ont montré que dans les projets de polymères CEOR utilisant l'eau d'alimentation à faible salinité, la consommation de polymère requise pour atteindre une viscosité idéale peut être 5 à 10 fois inférieure à celle de l'eau dure[54]. La figure montre la concentration requise de polymère en fonction de la salinité de l'eau d'injection pour deux taux de viscosité.

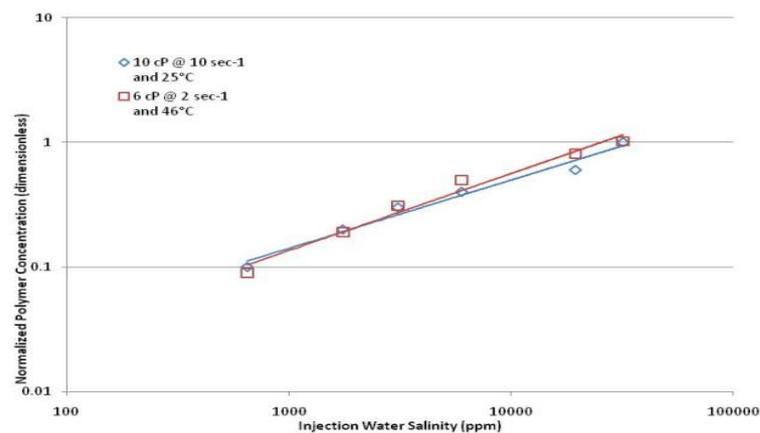


Figure I.16. Concentration de polymère requise pour atteindre la viscosité souhaitée à différentes salinités [54]

I.5.4 L'impact de l'eau sur les agents alcalins

Le rôle d'un agent alcalin est de maintenir une faible adsorption des tensioactifs sur la roche lors de l'inondation cEOR. Un agent alcalin réagit avec une huile acide dans une réaction de saponification pour génère un tensioactif naturel (acide naphénique) in-situ.

Cependant, la plupart des agents alcalins ne tolèrent pas une eau dure. L'alcaline précipitera rapidement avec la dureté dans l'eau et formera un complexe non soluble tel que le carbonate de calcium (CaCO_3) qui endommagera certainement la perméabilité de la roche. Quel que soit l'effet négatif de l'eau à haute salinité / dureté sur l'efficacité du produit chimique dédié au cEOR (Précipitation, rétention élevée, séparation de phase, turbidité), le risque encouru est l'endommagement irréversible et permanent du réservoir.

Par conséquent, au minimum l'eau de source d'une inondation CEOR utilisant l'alcalinité doit être adoucie avant l'injection [55].

**CHAPITRE II :
MATERIELS ET
METHODES**

CHAPITRE II : MATERIELS ET METHODES

II.1. Détermination de la composition de l'eau

Dans cette première partie il s'agit de définir la composition ionique de l'eau d'injection Lias selon deux différentes techniques à savoir ; l'osmose inverse et la nano-filtration. La composition ionique de l'eau traitée a été déterminée dans un premier lieu par simulation à travers le logiciel WAVE, en se basant sur une configuration d'unité de traitement d'eau modulable fourni par le centre de recherche CRTSE. Par la suite, les résultats obtenus seront comparés à la composition ionique réelle de l'eau traitée fourni par l'unité.

II.2. Description de l'unité de traitement d'eau modulable

L'unité (voir figure II.1) d'une capacité de 100 m³/j, a été fournie dans le but de servir les objectifs de l'opération *Chemical EOR* sur le champ de TFT, à travers un traitement ciblé de l'eau d'injection Lias. En effet, l'injection d'une formulation (A)SP requiert une certaine qualité d'eau (faible concentration en cations divalents) afin d'éviter toute incompatibilité des agents chimique avec l'eau de formulation (Lias). Il est important de rappeler que l'incompatibilité qui se traduit généralement par une précipitation, turbidité ou dans certains cas d'une séparation de phase, induit un endommagement parfois irréversible de la perméabilité de la roche réservoir.



Figure II.1. Unité pilote de traitement d'eau

L'installation de L'unité pilote est composée des éléments suivants :

- ✚ Une conduite d'alimentation à partir du réservoir de Lias;
- ✚ Deux bacs de stockage consécutifs lieu de décantation pour éliminer les matières en suspension (MES);
- ✚ Un supprimeur ;
- ✚ Un bac à sable suivit d'un bac à charbon pour la préfiltration avec des vannes de manipulation de manière à éliminer toute odeur, couleur ou gout dans l'eau d'injection ;
- ✚ Une pompe à eau précédée par un filtre à cartouche ;
- ✚ Deux bacs de résine échangeuse d'ions
- ✚ Deux modules membranaires sous-système di- étages en série rejet ;
- ✚ Deux débitmètres 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 ;

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 gout dans l'eau d'injection.

II.2.1. Les Membranes

L'installation est une établie sur la base d'une configuration a deux étages modulable. Chaque étage est constitué d'une membrane d'osmose inverse interchangeable avec des membranes de nano filtration. De plus, l'unité est constitué de deux bacs de résine échangeuse d'ion fonctionnant par intermittence (régénération/fonctionnement).

Deux 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 (Annexe1). Ces membranes industrielles sont livrées avec un extérieur à coque dure conçu pour résister à des chutes

de pression élevées. Les caractéristiques principales de ces membranes sont présentées dans le tableau II.1.

Tableau II.1. Les caractéristiques des membranes NF et OI

Membrane	Type	Pression maximale bar	Température maximale °C	Surface active en m ²	Débit en m ³ /Jr	Gamme de PH
NF270-4040	Nanofiltration	41	45	7.6	9.4	2-11
BW30-4040	Osmose inverse	41	45	7.2	9	2-11

II.3. L'eau d'injection

L'eau d'injection dans le cas du champ de TFT est l'eau de Lias. Cette eau appartient aux séries aquifères du Jurassique, appelées Malm ou Nappe du Lias, qui sont composées de grès argileux, elles produisent une eau abondante à des profondeurs allant de 600 à 1200m. L'épaisseur de cette formation varie entre 200 et 300m selon la région. Les calcaires de la formation sont fréquemment karstifiés et renferment des aquifères avec de grandes extensions, multicouches séparés par des formations perméables ou semi-perméables.

La composition de l'eau de Lias représente une certaine variabilité selon les puits et/ou la région dans laquelle elle est extraite. L'eau utilisée dans notre cas, provient d'un bac de stockage collectant l'eau de plusieurs puits de Lias. Cette eau est caractérisée par une turbidité de 5.5 NTU, un pH de 7.2 et une teneur en sel dissout de 3450. L'analyse chimique de l'eau est donnée dans le tableau II.2 pour une température 30° C.

Tableau II.2. Composition chimique de l'eau de Lias

K+ (mg/L)	Na+ (mg/L)	Mg2+ (mg/L)	Ca2+ (mg/L)	Sr2+ (mg/L)	CO32- (mg/L)	HCO3- (mg/L)	Cl- (mg/L)	F- (mg/L)	SO42- (mg/L)	CO2 (mg/L)	TDS (mg/L)
40,92	737,9	61.3	164.9	3,95	1.29	183.7	1075.65	102	892	4.45	3450

Il en ressort que l'eau obtenue à une forte teneur en ions Sulfates de 892mg/l comparé aux exigences de la SONATRACH (inférieur à 20PPM). En effet, l'excès de sulfate engendre un grand risque de colmatage, voir même le bouchage du puits d'injection, d'où la nécessité d'éliminer les sulfates de l'eau avant injection.

Il en ressort également une très forte minéralisation avec une concentration de TDS de 3450mg/L, qui peut générer des dépôts sur les installations et à l'intérieur des tuyauteries.

La dureté est élevée avec 164.9mg/L de calcium et 61.3mg/L de magnésium, soit une dureté totale de 22.62°f. En effet pour une dureté de 20°f l'eau entartre les installations, et quand elle est inférieure à 10°f l'eau 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.

II.3.1. Simulation

La simulation de la composition de l'eau est effectuée par le logiciel WAVE en prenant en compte deux différents scénarios de configuration de l'unité

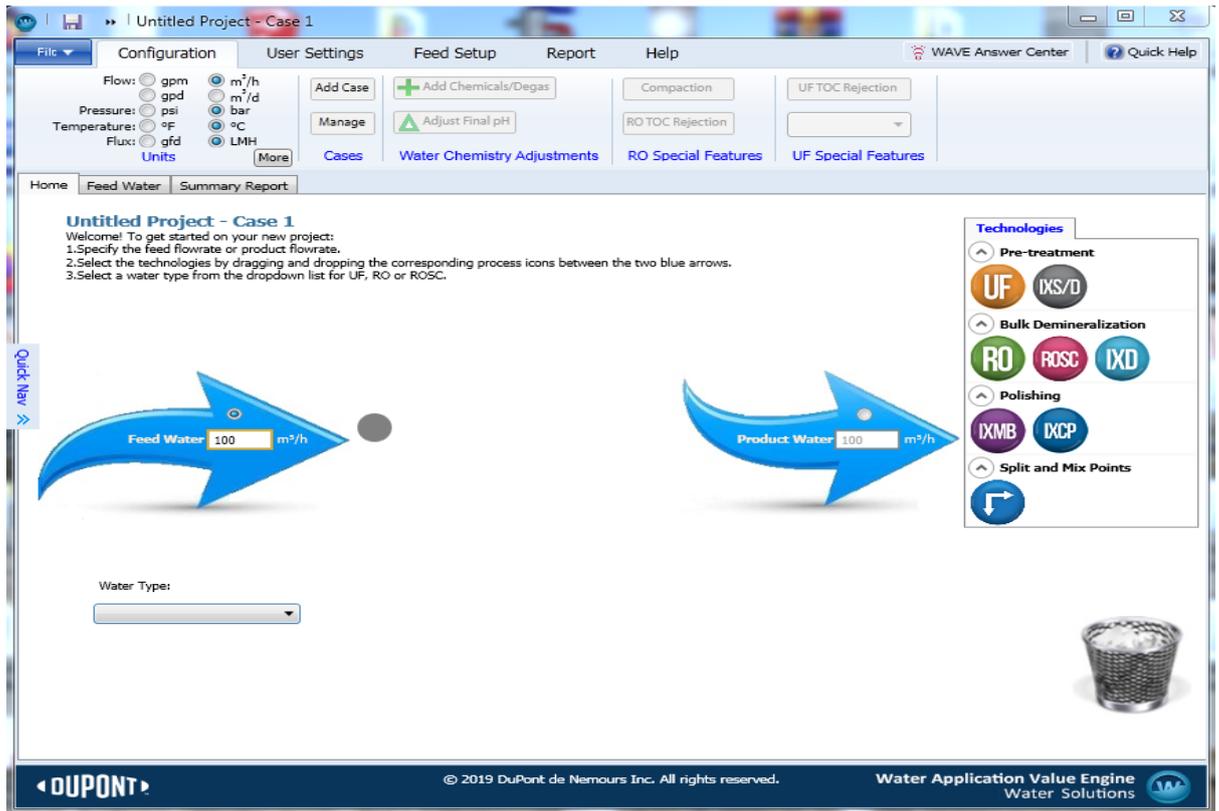
- ✚ Scenario 1 : simulation de traitement par osmose inverse
- ✚ Scenario 2 : Simulation de traitement par Nanofiltration

II.3.1.1. Description du logiciel WAVE

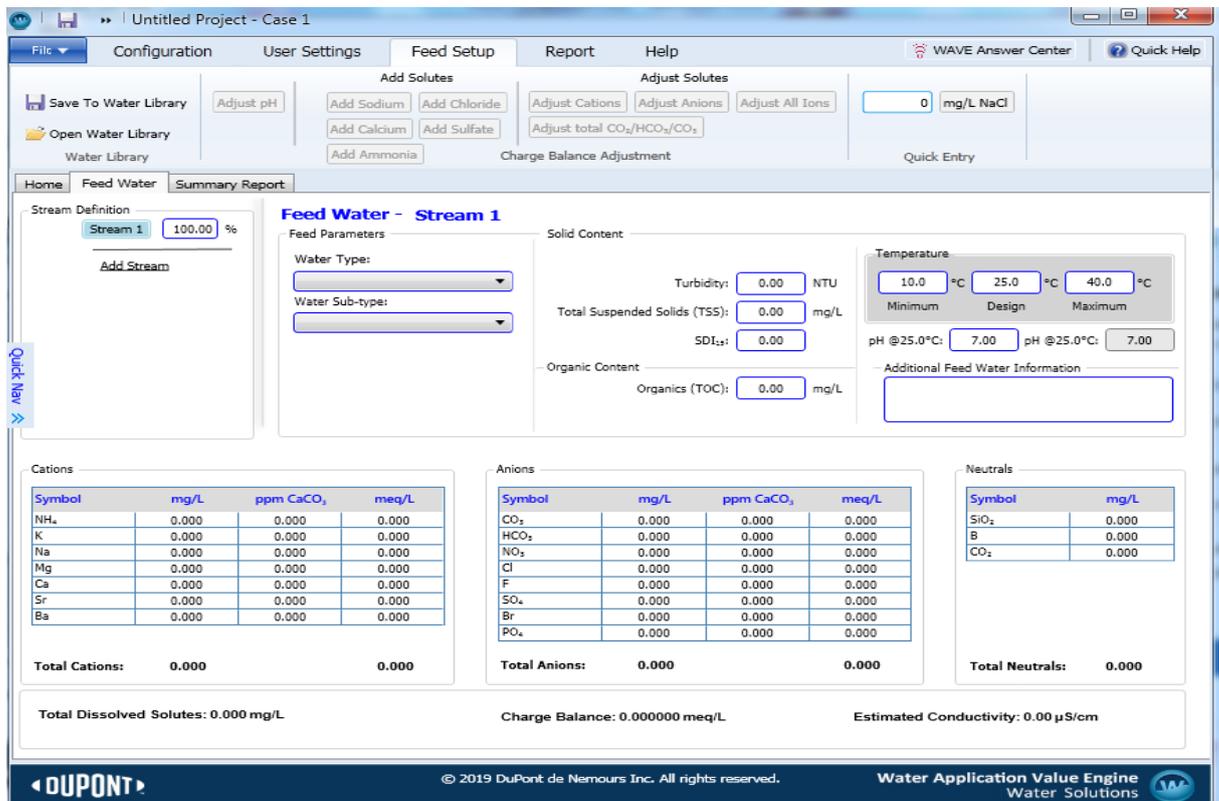
WAVE DOW un logiciel de modélisation qui intègre trois des technologies (ultrafiltration, osmose inverse et résine échangeuse d'ions) dans une plate-forme complète (figure II.2), pour concevoir et simuler le fonctionnement des systèmes de traitement de l'eau tout en optimisant les performances et augmentant la productivité du système. Le logiciel Wave permet de donner une estimation des coûts d'élimination des produits chimiques présents dans l'eau.

De plus, il a comme avantage :

- l'utilisation de trois technologies en combinaison ;
- la simplification des processus de traitement ;
- présence de données pour tous les produits et processus



(a)



(b)

Figure II.2. Plateforme du logiciel Wave DOW

la légende :

1- débit d'entrée	7- Température
2- unités de paramètres	8- PH de la solution
3- Zone d'insertion du type de traitement	9- concentrations des cations, anions, ions neutres.
4- Débit de sortie	10- paramètres d'ajustements
5- caractéristiques de l'eau	11- caractéristiques physico- chimiques
6-panneau des technologies de traitement	

II.3.2. Analyse de l'eau

L'analyse de l'eau assure la détermination des concentrations des éléments dans des échantillons. Différents méthodes et appareils ont été choisis pour la réalisation des expériences.

II.3.2.1. Méthodes d'analyse

Pour identifier la composition de l'eau, cette dernière doit subir aux différentes analyses suivantes :

- Analyse volumétrique dont le but est de déterminer les chlorures qui s'y trouve.
- Analyse gravimétrique pour les résidus secs.
- Analyse spectrophotométrique pour déterminer les concentrations des minéraux dissous dans la solution.
- Analyse pour sa caractérisation en quantifiant les grandeurs suivantes : taux de sels dissous, fer.

II.3.2.2. Appareillages d'analyse

Tableau II.3. Les appareillages et les paramètres mesurés

Paramètres mesurés	Types d'appareils
les échantillons principalement dissous dans l'eau comme le Potassium, sodium, calcium,	ICP – EOS(plasma à couplage inductif - spectrométrie d'émission optique)
Les ions ayant une faible et ultra-faible concentration (Lithium, Baryum, Strontium)	ICP-MS(spectrométrie de masse à plasma à couplage inductif)
Différents éléments dissous dans la solution.	Titreur volumétrique
PH	PH-mètre HANNA
Magnésium	Spectrophotomètre modèle DR1900 (HACH)
Turbidité	Turbidimètre HACH 2100N
MES	Balance, étuve, dessiccateur, filtre millipores

II.4. Etude de la transition de turbidité de la formulation en Surfactants

Cette partie d'étude permet de déterminer la température à laquelle une transition d'une solution claire à une solution turbide se produit et ce pour une solution de 1wt% de matière active de la formulation ASP5100. Dans cette étude nous portons un intérêt particulier à l'influence de la concentration du sel KCl ainsi qu'à la qualité de l'eau sur la transition de turbidité.

Une série de tubes à essai avec une concentration fixe de 1wt% de la formulation ASP5100 ont été préparés avec des concentrations en KCl variant de 0 à 4wt% avec un pas incrémentale de 0.5wt%. Ces tubes sont ensuite placés dans une étuve, puis chauffés graduellement à des températures variant de 30°C à 80°C. Les tubes sont soigneusement observés à des intervalles de températures de 30°C, 40°, 50°C, 60°C, 70°C et 80°C. Les tests de transition de turbidité ont été effectués sur trois différentes qualités d'eau à savoir ; l'eau de Lias non traitée, traitée par Osmose inverse et enfin par nano-filtration, ceci afin de déterminer une éventuelle influence de la qualité de l'eau sur température de transition de turbidité. Nous justifierons en détails les gammes de la concentration en KCL choisi dans la partie comportement de phase.

Il est important de préciser que pour chaque intervalle de températures, les solutions sont mises au repos pour une durée minimale d'une heure (1h).

La transition de turbidité est basée sur une observation qualitative de l'aspect de la solution en fonction de la température.

La Formulation ASP5100 est un mélange de deux surfactants anioniques manufacturés par la compagnie Solvay ; un Alkyle benzène sulfonates (ABS) et d'un Alkyl Glyceryl Ether Sulfonates (AGES) avec un ratio aux alentours de 50%/50%. La formulation est aussi constituée d'un co-solvant afin d'apporter une meilleur fluidité a la microémulsion.

La formulation ASP5100, est un fluide relativement visqueux de couleur jaunâtre, la concentration de la matière active est de 16%. Dans toutes les expérimentations effectuées, les solutions sont préparées sur la base d'une concentration de 1wt% correspondant à 6.25wt% de la formulation brute.

Le KCl utilisé est de poudre blanche soluble en phase aqueuse de grade laboratoire avec une pureté de 99% et fourni par la compagnie ALDRICH. Le principale rôle du KCl est d'ajusté la salinité de la formulation afin d'atteindre la plus faible tension inter-faciale.

II.5. Solubilité du Na_2CO_3

Lors d'une formulation EOR chimique, il est courant d'utilisé du carbonate de sodium comme alternative au KCl ou bien le NaCl. Le but étant de réduire l'adsorption des surfactants sur la roche réservoir mais aussi de produire des surfactants indigène par réaction de saponification entre l'agent alcalin est le naphthénique acide. Cependant, cette dernière n'est possible que dans le cas d'huile avec un indice d'acidité relativement élevé.

Il est à rappeler que d'un point de vu pratique le Na_2CO_3 n'est pas compatible avec eau dure ou bien chargé en cation divalent. Dans notre approche de cette étape, il s'agit d'évaluer la solubilité du Na_2CO_3 dans différentes qualité d'eau ; Lias non traitée, Lias traitée par osmose inverse et enfin par nano-filtration. Pour cela, trois différentes concentrations (1.0, 1.5 et 2.0wt%) en Na_2CO_3 sont préparées dans les trois types d'eau. Les tubes sont soigneusement examinés par observation qualitative. Les tubes considérés comme compatibles sont ceux dont la phase aqueuse est totalement translucide sans aucune précipitation apparente au fond des tubes.

II.6. Réactivité de l'huile à l'agent alcalin

L'évaluation de la réactivité de l'huile est effectuée par des mesures de la dynamique de tension inter faciale conduites par la méthode de la goutte tournante en utilisant un équipement permettant de suivre l'évolution de TIF facilement dans un laps de temps très court (une seconde). Les mesures de la TIF par la goutte tournante ont été introduites pour la première fois par Vonnegut en 1942 [55] et modernisé par la suite par Cayias et al [56]. Pour toutes les mesures, un tube capillaire d'un volume de 1 mL est rempli de la solution aqueuse. Une goutte d'huile d'un volume de 1-2 μL est ensuite délicatement injectée dans la phase aqueuse. Le tube capillaire est par la suite placé dans une cellule préchauffée à 70 °C puis mis en rotation par un moteur pouvant aller de 1000 à 10000 révolutions par minute. Cependant une vitesse de 2000-3000 rpm est généralement utilisée dans toutes nos mesures.

Les caractéristiques de l'huile utilisée sont représentées dans le tableau ci-dessous ;

Tableau II.4.Caractéristiques de l'huile

Régions	Puits	Densité à 20°C en (g/cm ³)	Densité à 15°C en (g/cm ³)	TAN (mg KOH/g)	Viscosité cinématique à 100°F (cSt)	Salinité exprimé en Na Cl (ppm)	Teneur en eau Karl Fischer (ppm)
TFT	TFT 456	0.8207	0.8243	0.05	3.931	-	108
	TFT 459	0.8181	0.8218	0.03	3.846	468	85

II.7. Comportement de phase

Le but de l'étude de comportement de phase est de cribler la concentration optimale de la salinité par scannage de concentration du KCl (chlorure de potassium) donnant lieu à de faibles tensions inter-faciales entre le fluide complexe et l'huile.

La préparation des solutions pour le comportement de phase est sensiblement similaire à la partie transition de turbidité.

Le *Water to Oil ratio (WOR)* est égale à un (1), 5mL de chaque solution est mélangée à 5mL d'huile dans des tubes à essais. Ces tubes sont hermétiquement fermés et sujettes à une forte agitation puis placés dans une étuve à 70 °C (température du réservoir de TFT) . Les tubes sont ensuite agités deux fois par jour pendant trois jours de suite puis laisser au repos dans l'étuve. La lecture finale des différents types de phase se fait après que les systèmes aient atteint l'équilibre (environ une semaine). Après stabilisation des tubes, les transitions de phase Type I, Type III puis type II en fonction de la concentration en KCL sont observé, par la suite le volume d'huile solubilisé dans la phase aqueuse et/ou le volume d'eau solubilisé dans la phase huileuse est déterminé. Ceci va permettre de déterminer le paramètre de solubilisation (V_i/V_s) sachant que V_i est le volume de phase solubilisée et V_s le volume de surfactant (dans notre cas toujours égale à 0.1 ml). Par la suite, pour chaque paramètre de solubilisation, la tension inter-faciale est déterminée par la relation de Chun Huh.

II.8. Etude rhéologique

Le but de cette étude, est de mettre en évidence l'influence des différentes qualités d'eau traitées (NF, RO) sur le comportement rhéologique d'un polymère HPAM. Nous prendrons comme référence une eau non-traitée pour une étude comparative.

L'étude a été effectuée pour des concentrations de [4000, 3000, 2000, 1000 et 500 ppm] à des taux de cisaillement variant de [0.1 à 1000 s⁻¹]. Les mesures ont été effectuées à une température constante de 70°C.

Les solutions de polymère sont préparées dans un mélangeur à palettes (Heidolph, model RZR2041)(figure II.3) à température ambiante. Le polymère sous forme de poudre est tout d'abord ajouté graduellement dans la saumure tout en ciblant les côtés du vortex crée par le mélangeur. Après l'ajout du polymère, la vitesse du mélangeur est réduite à environs 100 rpm afin d'éviter toute dégradation mécanique du polymère, la solution est gardée sous agitation pendant quelques heures (6 à 7 heures). Généralement une solution mère d'une concentration de 0,5% masse est préparée puis diluée à des concentrations désirées. Les mêmes mesures sont reproduites avec une eau de LIAS non traitée, traitée par osmose inverse et enfin par nanofiltration.

Les mesures ont été conduites en utilisant un Rhéomètre Malvern Bohlin, Gemini 150 (figure II.4) avec une géométrie à couette.



Figure II.3.Mélangeur à palette (Heidolph, model RZR2041)



Figure II.4.Rhéomètre de Malvern Bohlin (Kinexus ultra plus) utilisé pour les mesures de viscosité

➤ Le Polymère

L'agent viscosifiant de la phase aqueuse sélectionné dans notre étude est un polymère de type polyacrylamide partiellement hydrolysé (KemSweep A-590). Le degré

d'hydrolyse et la masse moléculaire du polymère sont respectivement de 30% et 71.0779g/mol du motif de répétition. L'hydrolyse du polymère permet de générer une charge anionique dans le polymère (figure II.5). Le produit est présenté sous forme de poudre granulé sèche hautement soluble en phase aqueuse, la masse active du produit est de 87% et utilisé tel que fourni sans traitement préalable. Le choix de ce type de polymère est motivé d'une part, par son aptitude à générer des solutions très visqueuses à des concentrations relativement faibles en plus d'une solubilité rapide en eau. D'autre part, ce même polymère a fait l'objet d'une récupération améliorée du pétrole au niveau du réservoir que nous avons ciblé dans notre recherche et de même hautement recommandé par la compagnie pétrolière.

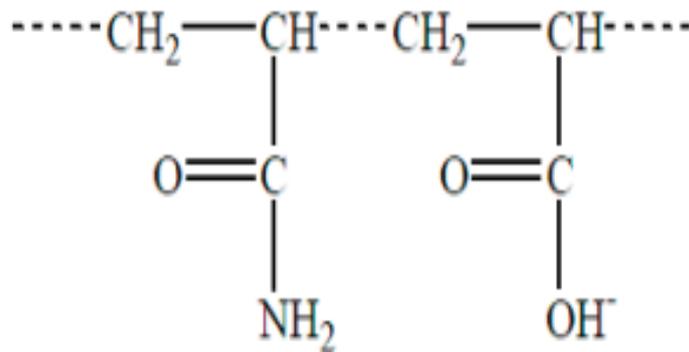


Figure II.5. Structure moléculaire générale du polymère HPAM.

**CHAPITRE III :
RESULTATS ET
DISCUSSION**

CHAPITRE III : RESULTATS ET DISCUSSION

III.1. Simulation et comparaison des résultats

Les simulations des performances des deux techniques (nanofiltration, osmose inverse) ont été faites sur le Wave afin de déterminer la meilleure technique en termes de qualité et de débit d'eau. Ces simulations ont été réalisées avec un débit d'alimentation de 10m³/jr, une température de 30°C et une pression de 6 bars pour la nanofiltration, une température de 30°C et une pression de 10bars pour l'osmose inverse.

Le tableau ci-dessous présente les résultats des simulations réalisées.

Tableau III.1. Résultats de simulation du traitement par NF et RO

Alimentation (mg/l)		Perméat 2NF à P=6bars				Perméat 2RO à P=10bars			
		10°C	20°C	30°C	40°C	10°C	20°C	30°C	40°C
K^+	39.52	25.10	30.33	34.95	37.98	0.50	0.85	1.53	2.82
Na^+	739.5	478.8	577	659.7	709.9	8.31	14.46	26.52	49.28
Mg^{2+}	61.1	15.31	24.34	34.58	42.50	0.24	0.44	0.83	1.61
Ca^{2+}	200.62	61.32	90.76	120.5	142.9	0.77	1.38	2.62	5.03
Sr^{2+}	3.932	1.12	1.69	2.30	2.76	0.02	0.03	0.05	0.10
co_3^{2-}	1.29	0.22	0.55	1.13	1.71	0	0	0	0
Hco_3^-	183.7	77.41	118.1	162.3	188.1	2.06	3.60	6.65	12.43
Cl^-	1111.15	741.2	912.6	1043	1080	10.31	17.86	32.63	60.53
F^-	106	62.63	76.43	86.59	89.42	0.97	1.70	3.14	5.83
so_4^{2-}	1086	16.13	34.85	87.08	203.8	2.78	5.02	9.56	18.40
Co_2	4.45	3.34	3.56	3.73	3.80	3.87	4.04	4.25	4.48
TDS	4179	1480	1876	2233	2499	25.97	45.33	83.53	156
PH	7.65	7.5	7.6	7.6	7.7	6	6.2	6.3	6.5
Recovery (%)		68.9	86.3	97.6	99	37.3	50.3	62.1	70.7

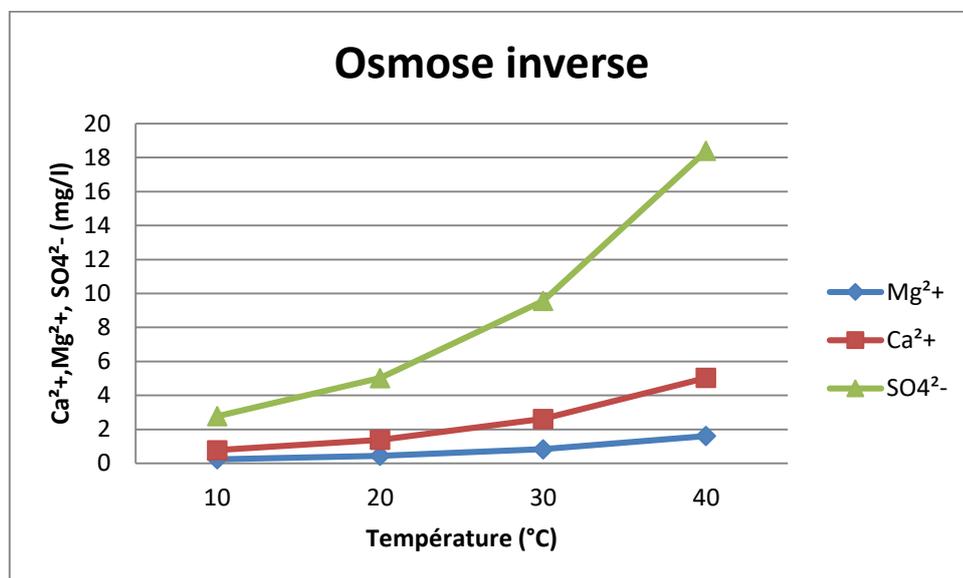
Les résultats obtenus dans cette étude de traitement d'eau de lias ont montrés une rétention des particules solides dissoutes élevée par l'osmose inverse que par la nanofiltration.

La nanofiltration atteint un taux de récupération élevé et plus important que l'osmose inverse pour une faible pression appliquée (6 bar) inférieure à celle appliquée pour l'osmose inverse (10 bar). Par contre la RO a une meilleure habilité à réduire la TDS comparée à la NF.

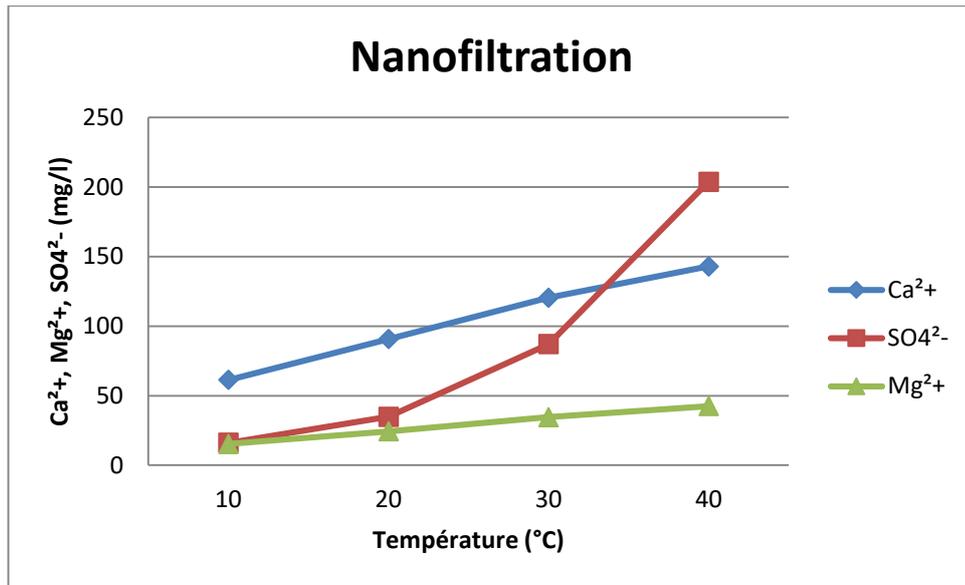
III.1.1. Influence de la température sur la qualité de l'eau et le taux de conversion

Les variations de température faites lors des simulations ont montrés son influence sur la qualité de l'eau et sur le taux de conversion.

Il a été noté que la qualité de l'eau diminue avec l'augmentation de la température comme le montre la figure III.1.



(a)



(b)

Figure III.1. Variation de la concentration de Ca²⁺, Mg²⁺, SO₄²⁻ en fonction de la température

Contrairement à la qualité de l'eau, le taux de récupération augmente avec l'augmentation de la température comme présenté dans la figure III.2, ceci est dû à l'augmentation du coefficient de diffusion des solutés du fait de la diminution de la viscosité de la solution.

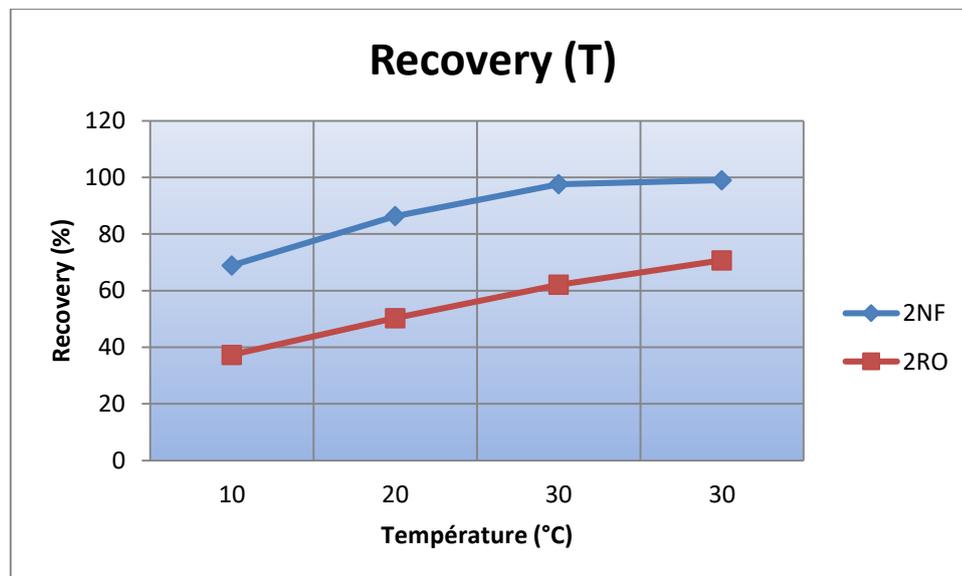


Figure III.2. Taux de récupération en fonction de la température à une pression de 6bars pour NF et 10bars pour RO

A partir de ces résultats, on peut constater que la nanofiltration était encourageante grâce à son pouvoir sélectif, contrairement à l'osmose inverse qui a éliminée même les ions nécessaire pour l'eau d'injection, ainsi que son cout de fonctionnement est moins important de celui concernant l'osmose inverse puisque sa consommation énergétique est plus faible.

Le choix de la température optimale de l'eau à traiter est donc un compromis entre, le débit nécessaire et la qualité d'eau demandée.

III.2. Validation des résultats de simulation

Différents tests d'analyse ont été menés sur des échantillons d'eau prélevés et traité afin de déterminer les conditions opératoires optimales de l'installation pilote et la configuration membranaire idéale tout en les comparant aux résultats de simulation. Les résultats d'analyse seront présentés par la suite ainsi permettant de juger la fiabilité des simulations.

III.2.1. Présentation des résultats d'analyse des échantillons

L'annexe (2) présente les résultats des analyses des concentrations des particules dans 5 échantillons à savoir l'eau de Lias, l'eau de Lias pré filtrée, perméat 2RO, perméat 2NF et le concentrat de 2RO.

Les résultats portant sur les échantillons du perméat 2NFet 2RO présentent le taux restant des particules dans l'eau après traitement par nanofiltration et par osmose inverse.

Ces essais ont été réalisés avec deux membranes NF270-4040 en série de rejet, sous une pression de 6 bars et une température de 30 °C avec un débit de 1 m³/h, et deux membranes BW30-4040 en série de rejet, sous une pression de 10bars et à une température de 30°C avec un débit de 10m³/jr.

III.2.2. Comparaison des résultats de simulation et les résultats expérimentaux

La validation de nos résultats de simulations se base sur la comparaison de ces résultats avec les résultats expérimentaux vis-à-vis le taux de rétention des particules.

En se basant sur les résultats de simulation et expérimentaux présentés dans l'annexe(2), portant sur la qualité du perméat après traitement pour les mêmes conditions

opératoires, on a pu comparer et étudier la fiabilité des résultats de simulation de nanofiltration et d'osmose inverse par le logiciel Wave.

Tableau III.2. Résultats des analyses et des simulations du taux de rétention des ions par NF et RO

Ions		K ⁺ (mg/L)	Na ⁺ (mg/L)	Mg ²⁺ (mg/L)	Ca ²⁺ (mg/L)	Cl ⁻ (mg/L)	SO ₄ ²⁻ (mg/L)	Ph
2NF	Simulation	22.18	523.9	16.57	57.93	768.6	24.04	7.6
	Analyse	27.37	620.8	15.77	55.37	1004.65	36	7
2RO	Simulation	1.56	32.44	0.95	2.94	39.89	16.58	6.4
	Analyse	1.35	29.69	1.24	5.4	223.65	16	6.36

D'après ces résultats, ressort que la simulation par nanofiltration tend à surestimer la rétention des ions divalents et à sous-estimer celle des ions monovalents, contrairement à la simulation par osmose inverse qui tend à surestimer les ions monovalents et sous-estimer les ions divalents.

La différence entre les résultats de la simulation et ceux de l'analyse est relativement acceptable, peut être expliquée par la composition d'eau d'alimentation qui varie selon les conditions de stockage, aux erreurs liées à l'analyse ou par la configuration du logiciel lui-même. La figure III.3 représente la rétention des cations divalents par simulation et analyse.

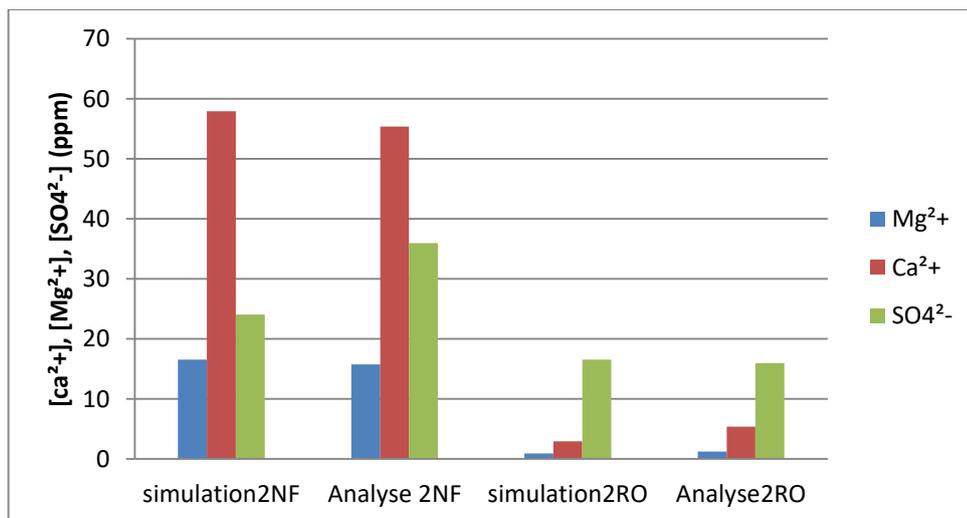


Figure III.3. Comparaison de la rétention de ca²⁺ et Mg²⁺ et so₄²⁻ entre simulation et analyse

Un comportement semblable des particules est observé entre la simulation et l'expérience. La rétention des particules par nos membrane est produite sous un paramètre qui gère la sélectivité des membranes est lié à la dimension des pores et des particules.

Une forte rétention de l'anion divalent SO_4^{2-} est remarquée lors du traitement par RO, ceci est attribué à la forte répulsion électrostatique entre la charge négative de la membrane et la charge négative de l'anion SO_4^{2-} .

III.3. Test de transition thermique de Turbidité : Effet de la composition de l'eau

Le test de transition de turbidité représente la première étape de screening des agents chimiques pour l'EOR chimique. C'est l'une des étapes les plus importantes, car elle permet une pré-sélection de la gamme des surfactants pour la suite des tests de comportement de phase et des interactions fluides-roches.

Un bon surfactant doit exhiber à la fois une bonne compatibilité avec la saumure (salinité et dureté) à la température du réservoir mais aussi une certaine synergie avec les agents chimiques qui constituent le fluide complexe (agent alcalin et polymère). Une bonne compatibilité des surfactants avec l'eau d'injection se traduit par une solution claire et stable, il s'agit des critères de la première étape de screening. Les surfactants ou bien autres agent chimique qui ne répondent pas à ce critère ne peuvent être pris en considération pour une formulation de fluides complexe.

L'effet de transition de turbidité en fonction de la température varie selon la nature des surfactants qui constituent la solution, elle peut se produire de manière spontanée, c'est généralement le cas des surfactants non-ionique ou bien de manière progressive pour le cas des surfactants anionique. Concernant ce dernier, le temps de vieillissement joue « *aging time* » peut accentuer l'effet de turbidité et dans ce cas on parle de stabilité thermique a long terme.

Les figures III.4, III.5 et III.6, représentent la variation de transition de turbidité de solution en surfactants ASP-5100 préparées respectivement avec une eau de lias non traitée, traitée par OR et enfin par NF et ce en fonction de la température.

Dans un premier lieu et d'un point de vue qualitative, les solutions semblent être plus sensible à une variation de température qu'à une variation de salinité en concentration de KCl. En effet, on remarque dans tous les cas un changement de l'aspect de la

solution d'un aspect claire à un aspect bleuâtre puis turbide par augmentation de la température. Cependant, cet effet semble plus au moins intense selon la qualité de l'eau utilisée. Dans le cas de l'eau de Lias non traitée, on remarque une variation de l'aspect d'une solution claire à bleuâtre dans une gamme de température de chauffage comprise de 35 à 60°C, puis une transition vers une solution turbide à très turbides au-delà des 60°C. Les phases de transitions de turbidités semblent être sensiblement similaires dans le cas de l'eau de Lias traitée par osmose inverse et nano-filtration, ou on remarque dans chacun des deux cas une transition d'une solution claire à une solution bleuâtre en passant par une transition légèrement bleuâtre à des températures comprises entre 35 à 75°C. Au-delà de 80°C les solutions deviennent légèrement turbide à turbide. La figure III.7, représente une illustration des transitions de phases thermiques pour différentes qualité d'eau.

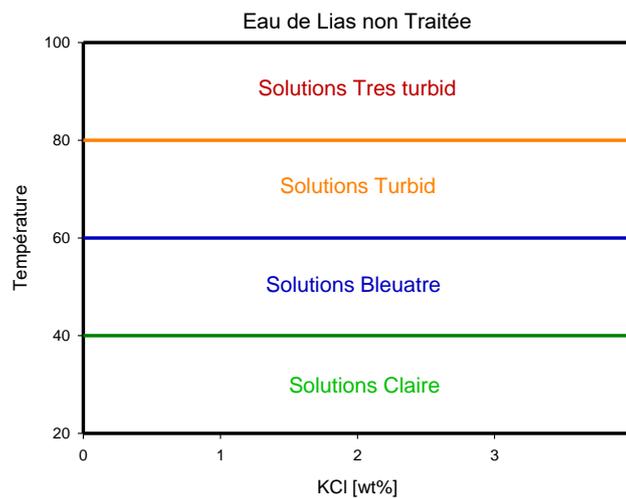


Figure III.4. Variation de transition de turbidité de solution en surfactants ASP-5100 préparées avec une eau de Lias non traitée en fonction de la température

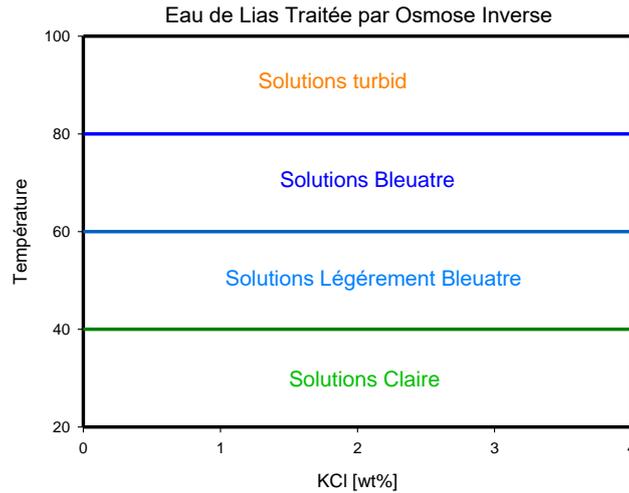


Figure III.5. Variation de transition de turbidité de solution en surfactants ASP-5100 préparées avec une eau de lias traitée par OR en fonction de la température

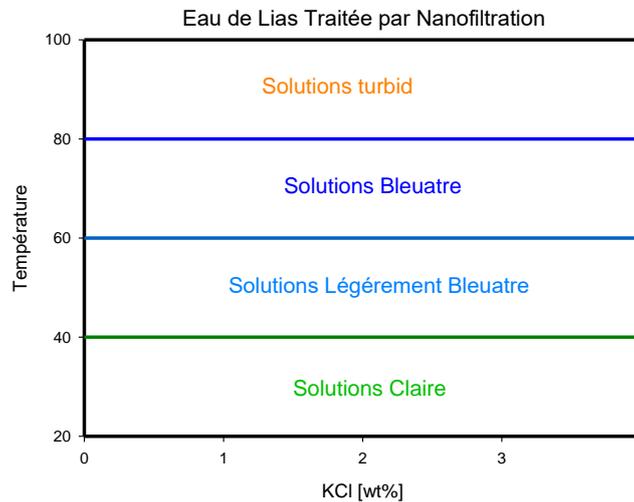


Figure III.6. Variation de transition de turbidité de solution en surfactants ASP-5100 préparée avec une eau de lias traitée par NF en fonction de la température

Afin de mieux illustrer cette transition de phase en fonction de la température avec une meilleure interprétation, nous prenons comme exemple les travaux de thèse de HADJI [22] où il démontre par La Figure III.8 une transition d'une solution aqueuse de 0,3% du tensioactif (C17EO13) lors d'un chauffage progressif jusqu'au point de trouble. A la température ambiante, le tensioactif C17EO13 est totalement soluble dans l'eau saumâtre, ce qui se traduit par une solution claire ayant un reflet transparent. Aux alentours de 40 °C, une réflexion de lumière de couleur bleue apparaît au sein de la solution micellaire, ce phénomène est appelé aussi l'effet Tyndall. Ceci est attribué à

une augmentation de la taille des micelles qui agissent sur la diffusion de la lumière résultant en une réflexion de lumière bleuâtre. A ce stade, la solution reste translucide et aucune séparation de phase ne semble survenir avec le temps et donc ne compromet pas la stabilité de la solution micellaire

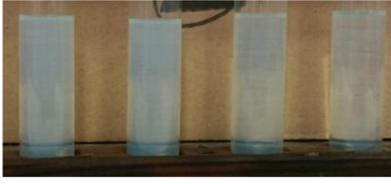
Température : 35-55°C	Température : 55-75°C	Température > 75°C
		
Serie de Solutions ASP-5100/KCl Scan/Eau de Lias non traitée		
		
Serie de Solutions ASP-5100/KCl Scan/Eau de Lias traitée par Osмосe Inverse		
		
Serie de Solutions ASP-5100/KCl Scan/Eau traitée par Nano-Filtration		

Figure III.7. Transition d'une solution micellaire claire du tensioactif Blend-5100 en présence de KCl en fonction de la température.

Au-delà des 60 °C, la solution devient trouble et se sépare en deux phases distinctes après un certain temps. Cette séparation de phases est attribuée à la déshydratation des groupements d'oxydes d'éthylène (EO) causée par l'énergie thermique. Cette déshydratation a pour conséquence un accroissement brusque du nombre d'agrégations des micelles résultant en une augmentation des interactions répulsives entre ces derniers suivis d'une augmentation de leurs tailles.

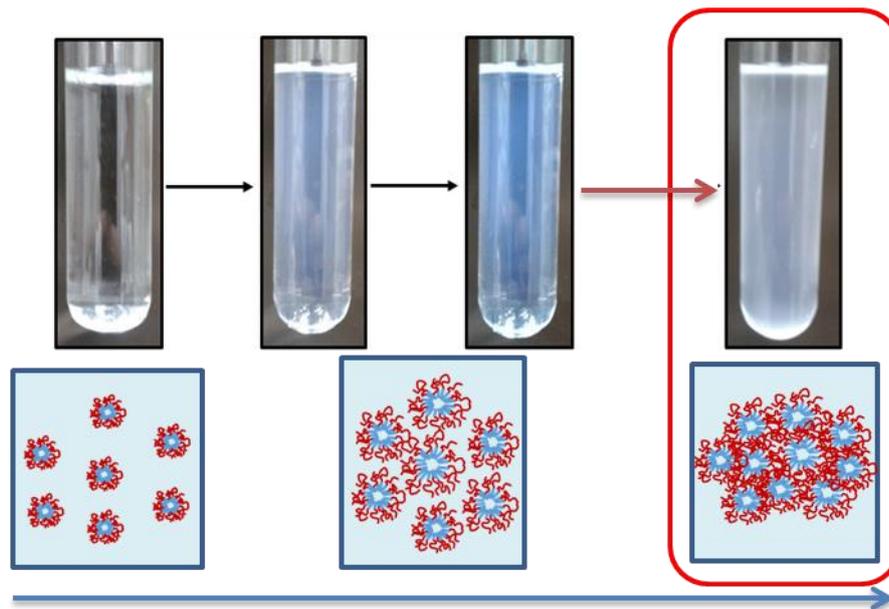


Figure III.8. Une transition d'une solution aqueuse de 0,3% du tensioactif (C17EO13) en fonction de la température

Il est important de mentionner que l'injection d'une solution turbide peut engendrer une colmatation de la roche réservoir et par conséquent une réduction et un endommagement de la perméabilité. Dans notre cas le recours à une eau d'injection de Lias sans traitement représente un certain risque quant à l'intégrité du processus EOR chimique dans le cas du champ de TFT.

Dans le cas de très faibles perméabilités et de porosité, il est conseillé d'éviter l'injection de solutions micellaires ayant des tailles supérieures à celle des tailles des pores de la roche réservoir.

Dans cette première étape nous concluons qu'un traitement de l'eau Lias est conseillé pour la suite des travaux.

Afin de mieux apprécier l'effet de la concentration en KCl à titre quantitative sur la turbidité, des mesures de turbidité par turbidimètre ont été réalisées à une température de 35°C sur une eau de Lias traitée par osmose inverse, les résultats sont représentés par la figure III.9.

On remarque que la variation de la turbidité en fonction de la concentration en KCl adopte une allure linéaire sur une gamme variant de 1,5 à 2,5wt% en KCl, avec un facteur de corrélation $R^2 = 0.985$. Il existe un effet concomitant entre la température et la concentration en sel sur la turbidité de la solution micellaire, autrement dit sur la taille

de cette dernière. En effet il a été bien établi [22], que l'ajout de sel contribue à la déshydratation de la partie hydrophile des surfactants par rupture des ponts d'hydrogène entre les molécules d'eau et celles des surfactants, ceci induit à un accroissement de la taille des micelles et de ce fait un accentuation de la turbidité de la solution micellaires.

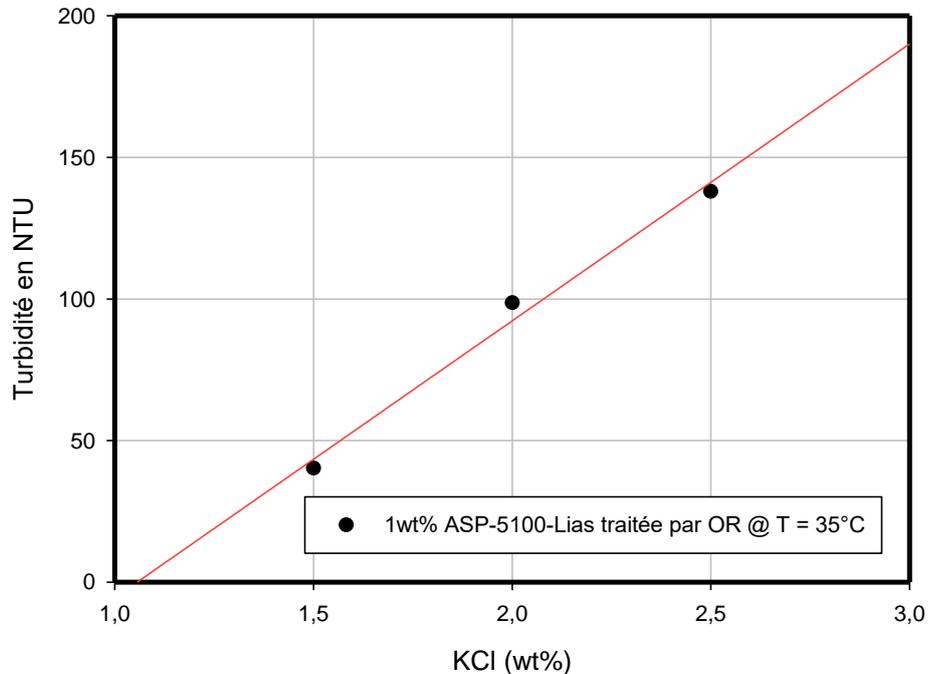


Figure III.9. Variation de la turbidité en fonction de la concentration de KCl à une température de 35°C sur une eau de Lias traitée par osmose inverse.

III.4. Etude de la réactivité de l'huile

L'étude de la réactivité de l'huile est menée par des mesures de la dynamique de la tension inter-faciale par tension mètre à goutte tournante. La réactivité de l'huile avec la phase aqueuse, se traduit par une réduction de la tension inter-faciale entre la phase huileuse et la phase aqueuse. Il est important de rappeler que la tension inter-faciale est l'un des paramètres déterminant dans le processus d'EOR chimique.

Dans un premier lieu, nous avons menés une étude sur l'effet de la nature du sel (dissous en phase aqueuse) tel que le NaCl, le KCl et le Na₂CO₃ à une concentration de 1.5wt% sur l'IFT. La figure III.10, représente la variation de la tension inter-faciale en fonction du temps pour trois différents systèmes : Huile/Eau-1.5% NaCl, Huile/Eau-1.5% KCl et enfin Huile/Eau-1.5% Na₂CO₃. On remarque quasiment la même allure

pour les trois systèmes, avec une chute significative de l'IFT dans les 200 premières secondes suivis d'un ralentissement de la diminution de l'IFT jusqu'à atteindre un certain équilibre.

La variation de l'IFT dans le cas des deux systèmes Huile/Eau-1.5% NaCl, Huile/Eau-1.5% KCl semble être sensiblement similaire, avec un équilibre aux alentours de 14mN/m, contrairement au système Huile/Eau-1.5% Na₂CO₃ où l'IFT atteint une valeur minimale de 9 mN/m. cette différences est principalement due au pH de la solution aqueuse, le Na₂CO₃ qui est une base contrairement aux sels KCl et NaCl, permet une augmentation du pH nettement plus significative, et de ce fait favorise une réaction de saponification entre l'huile et la phase aqueuse. La réaction de saponification se produit entre les molécules des naphthéniques acides présents naturel dans le pétrole brut et la solution aqueuse, permettant ainsi de convertir ces molécules entre surfactants naturel et indigènes (généralement des carboxyliques), et par conséquent une réduction substantielle de l'IFT.

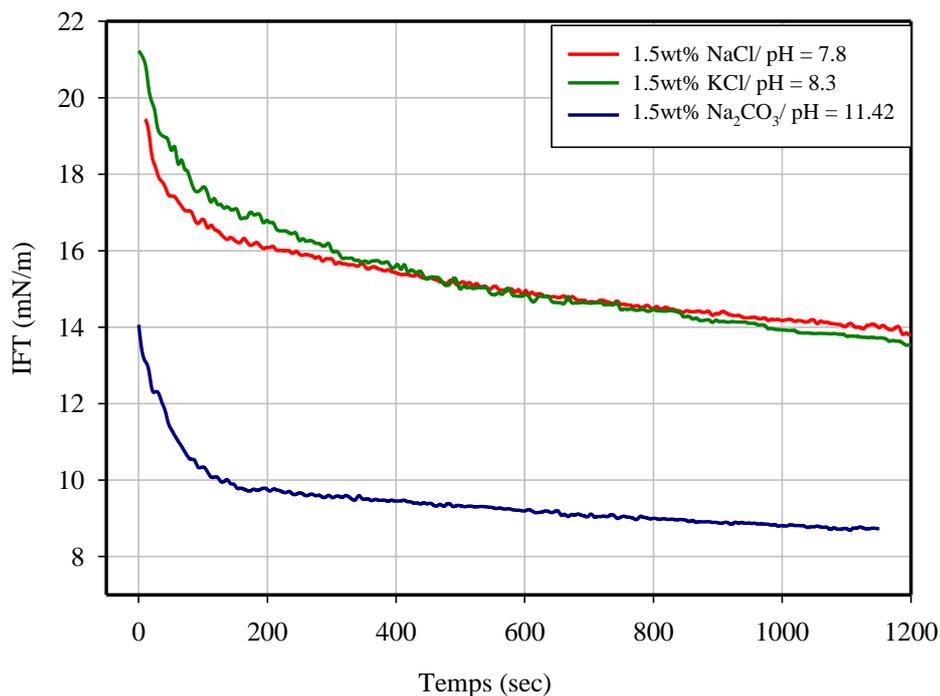


Figure III.10. Variation de la tension inter-faciale en fonction du temps pour trois différents systèmes : Huile/Eau-1.5% NaCl, Huile/Eau-1.5% KCl et enfin Huile/Eau-1.5% Na₂CO₃.

La figure III.11, représente de la variation de l'IFT en fonction du temps pour différentes concentration en agent alcalin (de 0,5 à 2,0wt%).

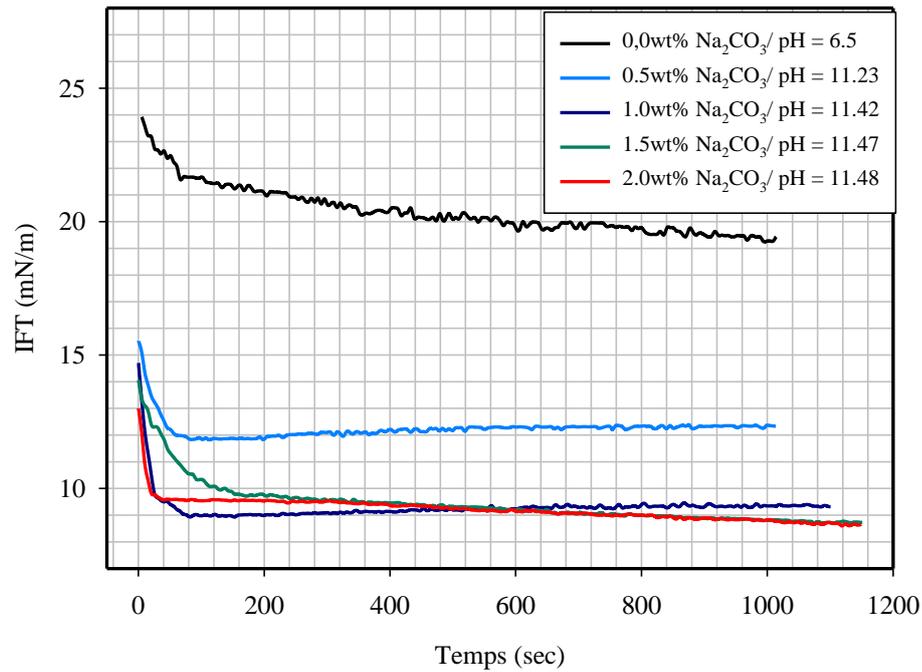


Figure III.11. Variation de l'IFT en fonction du temps en présence de Na₂CO₃ à différentes concentrations.

La tendance de variation est quasiment similaire pour chacune des concentrations en agent alcalin. Cependant l'IFT est sensiblement inférieure à la valeur initiale c.à.d. en absence d'agent alcalin. D'un autre côté on remarque que pour des concentrations de 1,0, 1,5 et 2.0wt% l'IFT atteint relativement la même valeur à l'équilibre qui est aux alentours de 9mN/m, contrairement à la concentration de 0,5wt% où l'équilibre est atteint à 12mN/m. la figures III.12, représente une meilleure appréciation de la variation de l'IFT à l'équilibre en fonction de la concentration en Na₂CO₃.

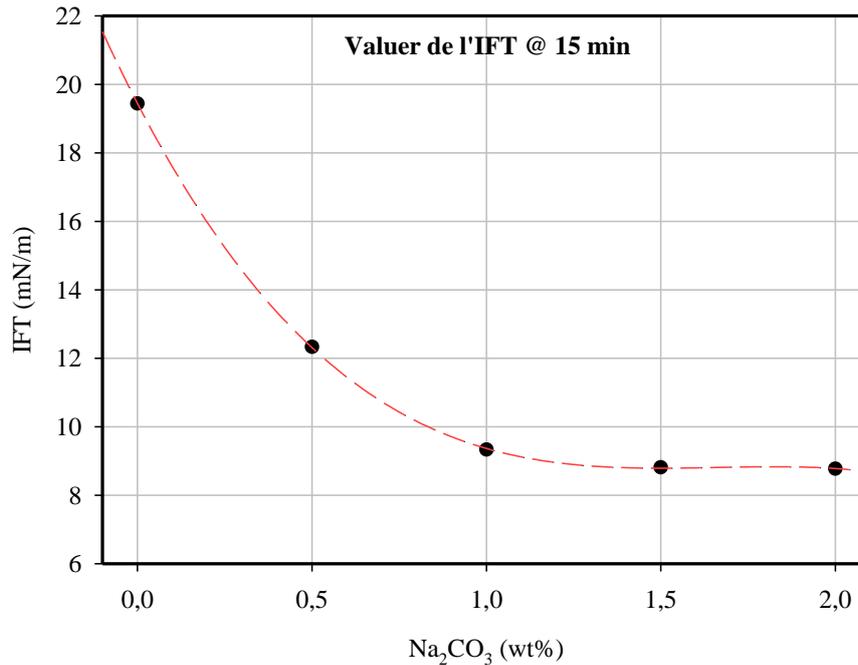


Figure III.12. Variation de l'IFT à l'équilibre en fonction de la concentration de Na_2CO_3

Vu la faible valeur de l'indice d'acidité de l'huile de TFT (TAN = 0.05 mg KOH/g d'huile) et par conséquent une teneur faible en naphthénique acide, l'agent alcalin ne permet une réduction drastique de la tension inter-faciale en comparaison avec des huiles acides (TAN = 0.5 à 2,0 mg KOH/g d'huile) ou la tension inter-faciale peut atteindre des valeurs de 10^{-2} mN/m. Dans notre cas le recours à un agent alcalin dans le processus d'EOR chimique, servira à mitigé l'adsorption des surfactants sur la roche réservoir et ne peut être considéré comme support a des surfactants synthétiques pour une réduction substantielle de l'IFT.

Enfin, il est important de mentionner que les mesures de l'IFT ont été réalisées avec une eau Lias traitée par la technique d'Osmose inverse ou la concentration des ions divalents est la plus faible. La présence de calcium et ce même en faible quantité (cas de Lias traitée par Nano-filtration) en présence de Na_2CO_3 , induit a la formation de complexe insoluble en phase aqueuse tel que le carbonate de calcium subtile d'endommagé la perméabilité du réservoir.

III.5. Test de comportement de phase : détermination de la salinité optimale

L'étude de comportement de phase du système ASP-5100/KCl [scan]/Huile avec une eau de Lias traitée par osmose inverse a été menée afin de déterminer la salinité

optimale en KCl. L'approche consiste à fixer la concentration du surfactant à 1wt% ainsi que de la salinité de l'eau de formation et d'effectuer un balayage de concentration en KCl.

La figure III.13, illustre le comportement de phase par un balayage de concentration en chlorure de potassium pour une concentration fixée à 1wt% de la formulation ASP-5100 à ratio d'eau/Huile de 5ml/5ml.



Figure III.13. Effet de la concentration de KCl sur le comportement de phase du système ASP-5100/Eau/Huile

On remarque clairement deux régions bien distinctes, la première région de 0,4 à 1,2wt% en KCl est caractérisée par un comportement de phase Winsor type I, alors que la deuxième région type III est définie dans l'intervalle de concentration en KCl de 1,6 à 2,4wt%. Au-delà de cette gamme de concentration le comportement semble aléatoire et non-défini. En tout état de cause, les principales régions dans le cadre du processus d'EOR chimique sont le type I et le Type III. Dans le cas idéal d'un comportement de phase, nous aurions remarqué des transitions de phases type I, III puis II en fonction de la concentration en sel.

La région type I est caractérisée par une microémulsion de type huile dans l'eau (O/W) en équilibre avec la phase huileuse en excès, à cette gamme de concentration en sel, les surfactants sont majoritairement présents en phase aqueuse sous forme d'agrégats (micelles). Dans le cas de région Type III on retrouve un comportement de phase se distinguant par la présence de trois phases, une phase moyenne (middle phase) en équilibre avec la phase organique et la phase aqueuse en excès. Cette phase moyenne, définie comme étant une microémulsion de type III par Winsor, contient la majorité des espèces de tensioactifs présents dans le système. Elle est constituée d'une phase bi-

continue d'eau et d'huile autrement dit, une solubilisation d'eau dans l'huile et d'huile dans l'eau sont présentes dans la microémulsion. Ce type de microémulsion est d'une importance primordiale dans la récupération améliorée du pétrole, car elle représente un état où la tension inter-faciale est la plus basse. La répartition des surfactants dans les différentes phases est illustrée par la figure III.14.

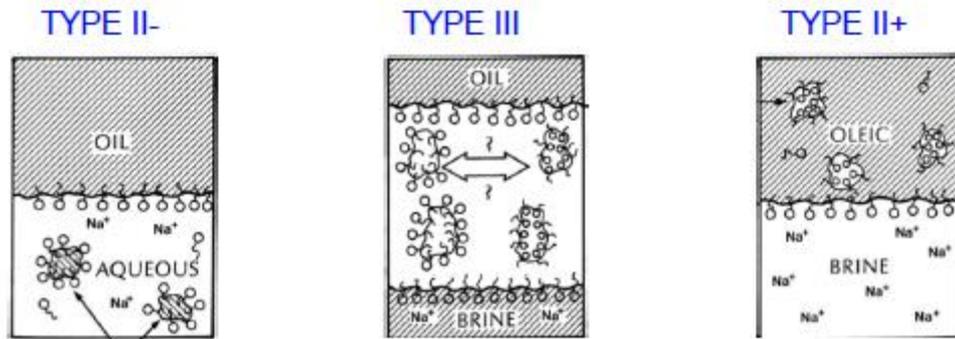


Figure III.14. Répartition des surfactants dans les différentes phases de Winsor

Dans le cas de notre système, la salinité optimale est définie dans une gamme de concentration de 1,6-2,4wt% en KCl.

Les diagrammes du paramètre de solubilité ainsi que de la tension inter-faciale estimée par la relation de Chun Huh sont présentés respectivement dans les figures III.15 et III.16.

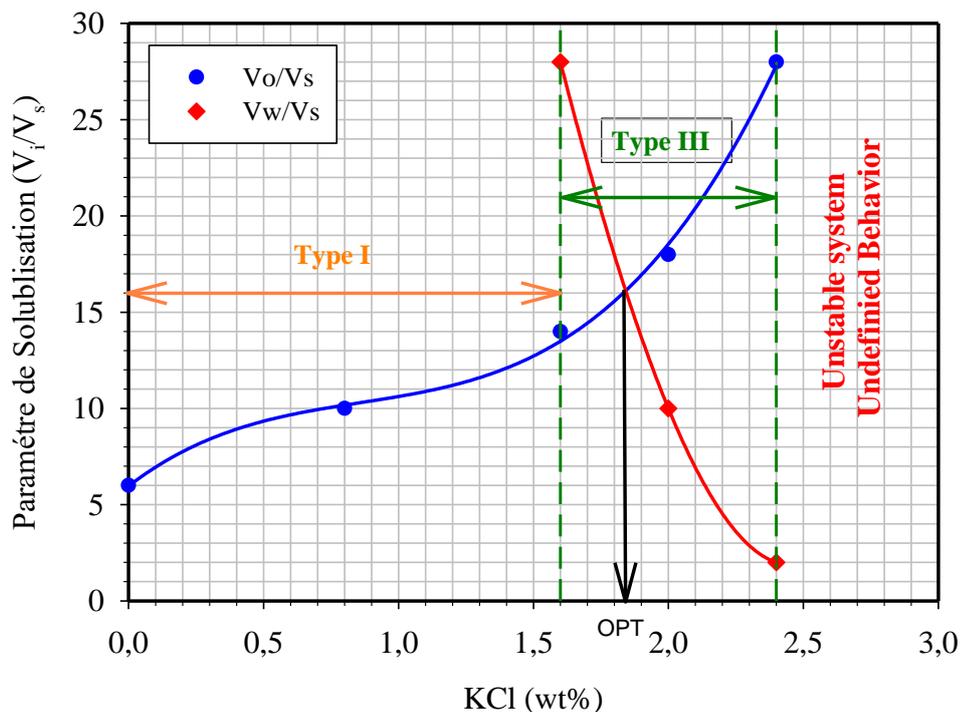


Figure III.15. Diagramme de paramètre de solubilisation en fonction de la concentration de KCl.

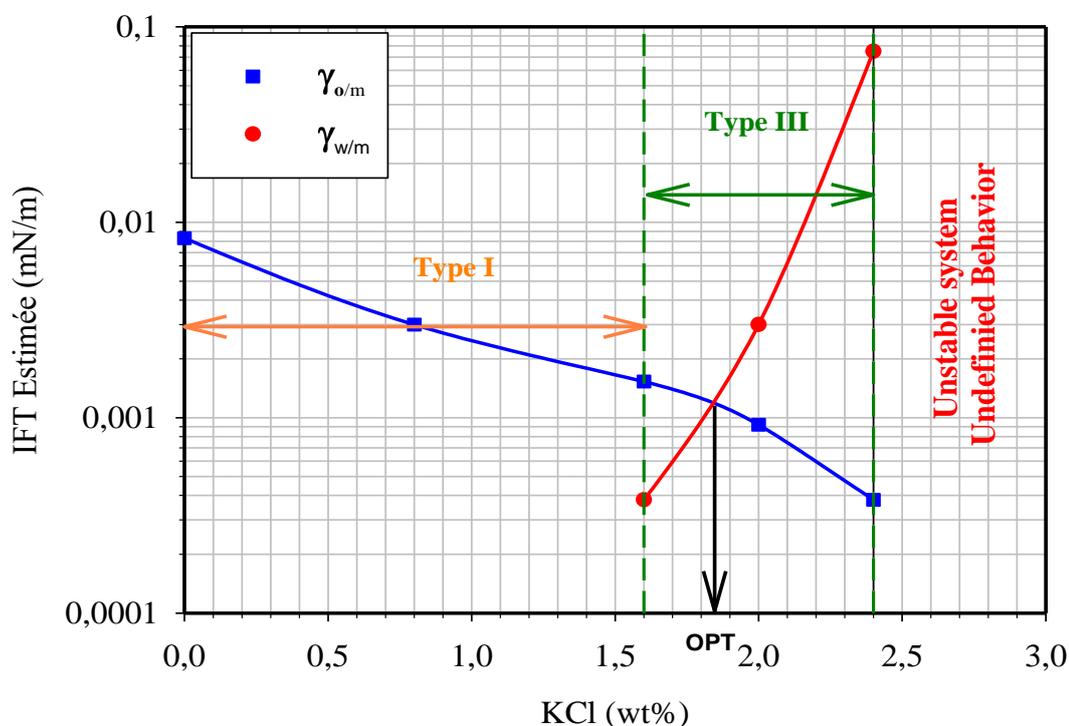


Figure III.16. Diagramme de la tension interfaciale en fonction de la concentration de KCl.

La principale information qui découle des deux figures III.15 et III.16, et que la salinité optimale qui correspond à l'intersection des courbes des paramètres de solubilisation eau dans huile et huile dans l'eau est de 1,6wt% en KCl qui est comprise dans l'intervalle de la région type III. Le paramètre de solubilisation à la salinité optimale est d'environ 16 avec une tension inter-faciale estimée de l'ordre de 10^{-3} mN/m.

Ces résultats de comportement de phases sont remarquables par une très faible valeur de l'IFT à la salinité optimale, par conséquent l'un des principaux critères du processus EOR chimique est atteint avec succès dans cette étape.

III.6. Effet de la qualité de l'eau sur la rhéologie des polymères

Il existe une viscosité de déplacement critique qui doit être prise en considération lors de la formulation des fluides complexe pour la récupération assistée du pétrole. En effet, une faible viscosité du fluide pousseur ne permet pas une bonne efficacité de

récupération de pétrole malgré une très faible tension inter-faciale entre la phase aqueuse et la phase organique et vice-versa. Par conséquent ce n'est que quand la viscosité atteint une certaine valeur pour assurer un bon balayage macroscopique de la roche réservoir qu'une faible valeur de la TIF permet un déplacement efficace à l'échelle poreux (déplacement microscopique) de l'huile résiduelle.

Partant de ce principe, il est donc nécessaire de s'assurer que la viscosité de la phase aqueuse est suffisamment élevée pour obtenir l'effet simultané d'une faible tension inter-faciale et un bon balayage volumique de la roche réservoir en vue d'une récupération optimale du pétrole.

Cependant, la viscosité d'une solution en présence de polymère fluctue selon les concentrations du polymère, la nature et la concentration des additifs chimique et plus spécialement de la composition ionique de l'eau d'injection. Le but n'étant pas une étude rhéologique détaillée des fluides (A)SP mais principalement de déterminer l'influence de la composition de l'eau d'injection sur la viscosité d'un polymère polyacrylamide partiellement hydrolysé.

Les figures III.17, III.18 et III.19 représentent respectivement les courbes d'écoulement à différentes concentrations (500 – 4000ppm) du polymère HPAM avec une eau de lias non traitée, traitée par osmose inverse et enfin traitée par nano-filtration.

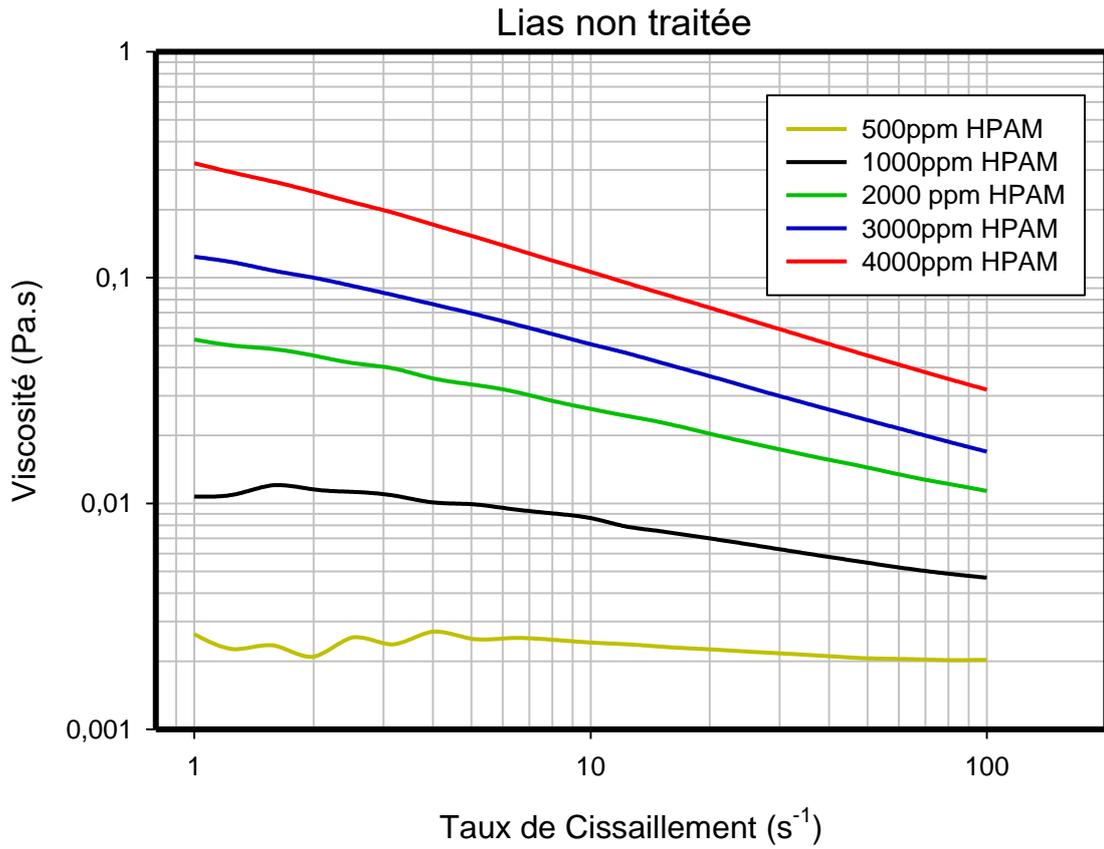


Figure III.17. Courbes d'écoulements (viscosité vs. Taux de cisaillement) pour des formulations de 0,05 à 0,4% masse de HPAM avec l'eau de lias non traitée.

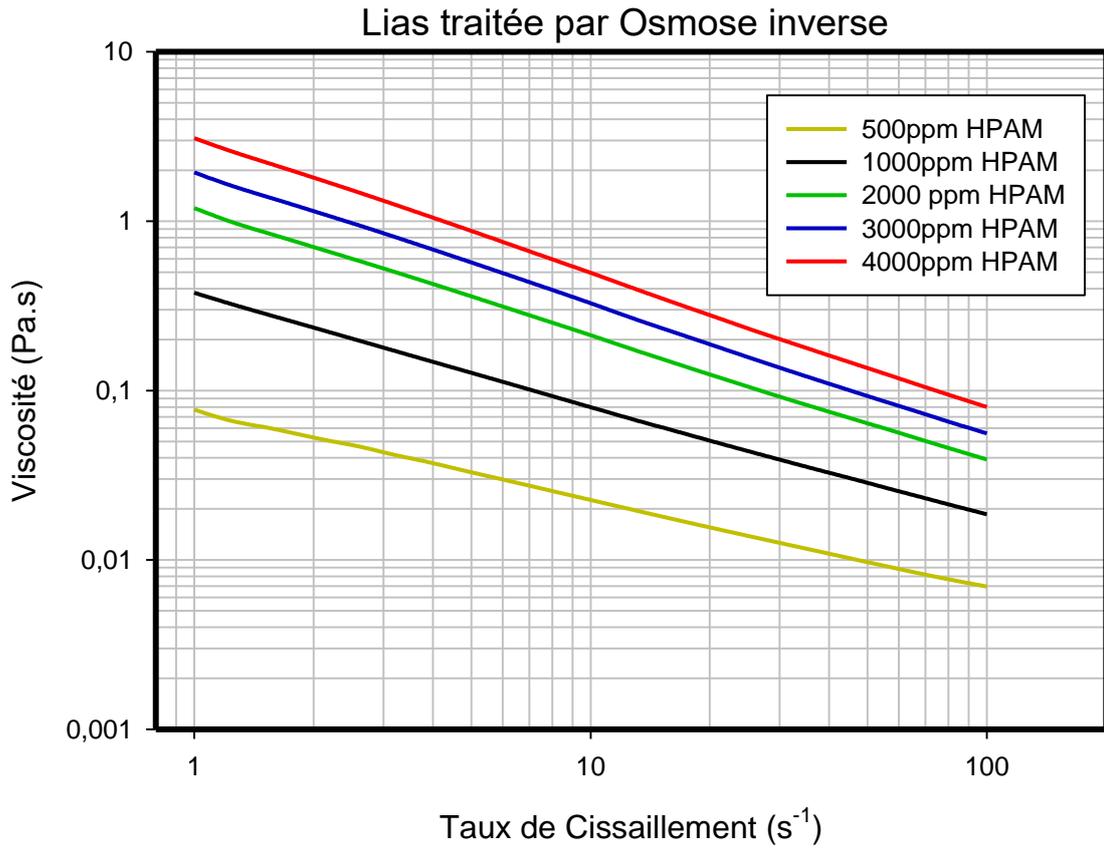


Figure III.18. Courbes d'écoulements (viscosité vs. Taux de cisaillement) pour des formulations de 0,05 à 0,4% masse de HPAM avec l'eau de lias traitée par RO.

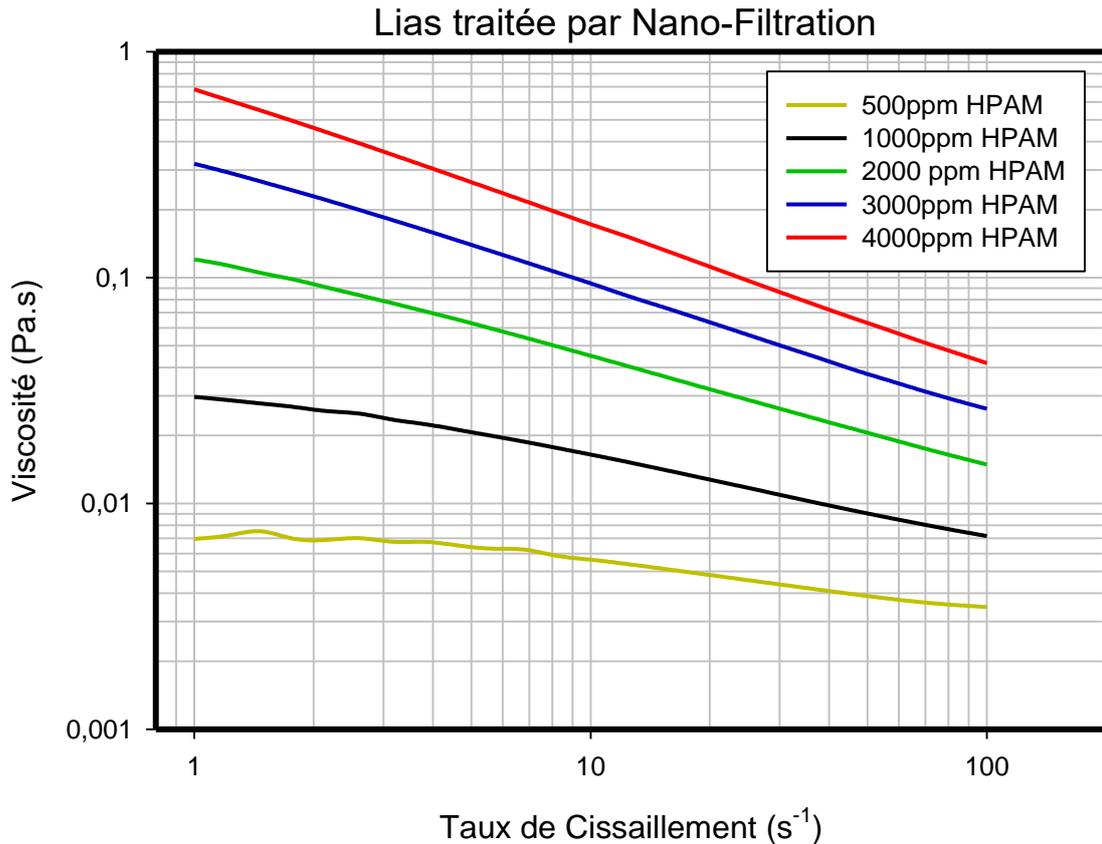


Figure III.19. Courbes d'écoulements (viscosité vs. Taux de cisaillement) pour des formulations de 0,05 à 0,4% masse de HPAM avec l'eau de lias traitée par NF.

Ces types d'écoulement sont caractéristiques d'un fluide non-Newtonien dont la viscosité de la formulation est dépendante de la vitesse de cisaillement. Ceci est principalement due au fait que les longues chaînes des molécules de polymère présentent une conformation de repliement (pelote) avec enchevêtrement des chaînes entre les molécules au repos. Sous l'effet d'une contrainte, les chaînes des molécules du polymère se déploient et s'alignent entraînant une diminution de l'effet d'enchevêtrement et par conséquent un décroissement de la viscosité.

Afin de mieux illustrer l'effet de la qualité de l'eau sur la viscosité des solutions polymérique HPAM, les figures III.20 et III.21 représente respectivement les courbes d'écoulement du polymère HPAM à une concentration de 2000ppm et la variation de la viscosité en fonction de la concentration du polymère pour un taux de cisaillement de 10s⁻¹.

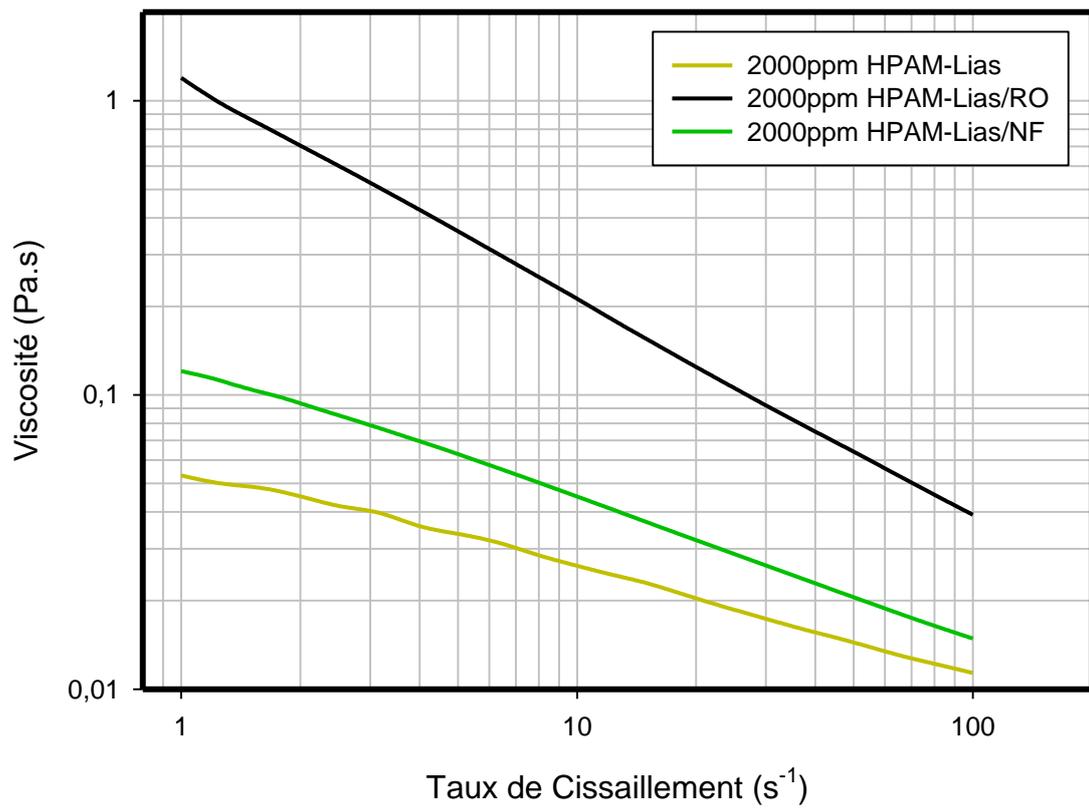


Figure III.20. Courbes d'écoulements (viscosité vs. Taux de cisaillement) du polymère HPAM à une concentration de 2000ppm avec lias non traitée / traitée par RO / traitée par NF.

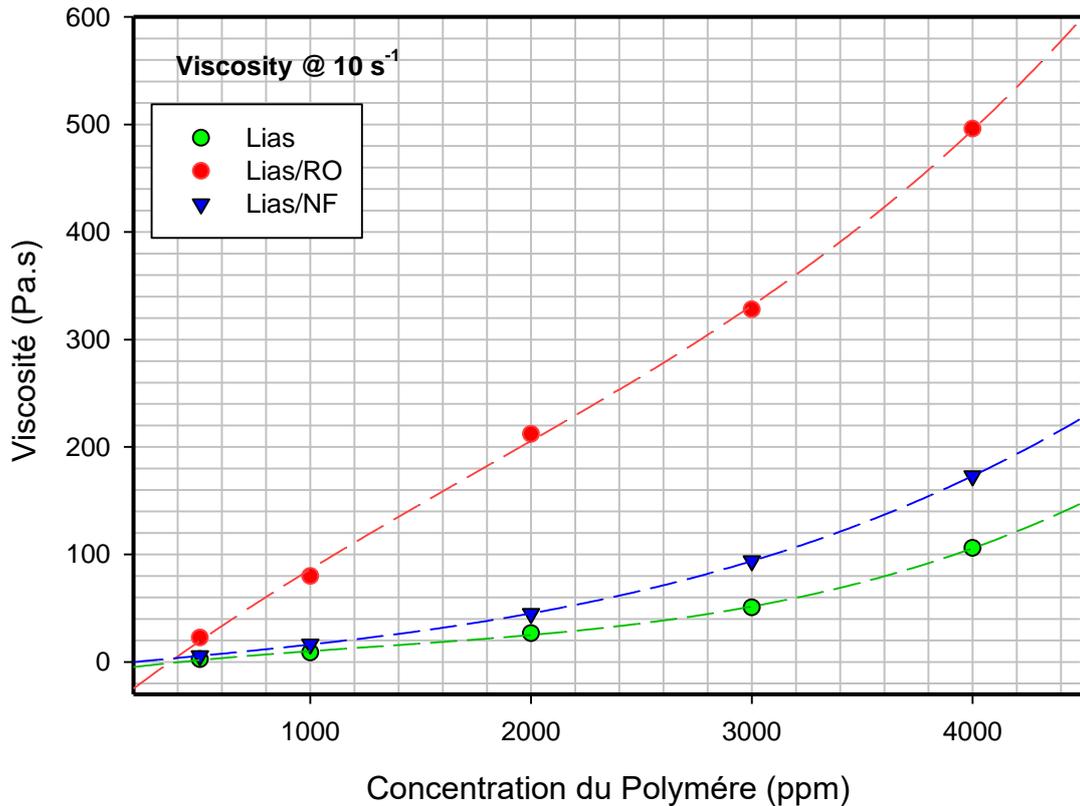


Figure III.21. Variation de la viscosité en fonction de la concentration du polymère avec lias non traitée/ traitée par RO/ traitée par NF.

On remarque clairement que pour une même concentration en polymère à un taux de cisaillement fixe, la viscosité des solutions polymérique préparées dans une eau Lias traitée par osmose inverse est nettement supérieure à celle de l'eau de Lias sans traitement. La même observation est valable pour le cas de Lias traitée par nanofiltration. Cependant, cet écart de la viscosité entre Lias traitée et non traitée est beaucoup plus important dans le cas de l'osmose inverse.

D'un autre côté, on remarque que la tendance de la variation de la viscosité en fonction de la concentration est similaire dans les trois courbes correspondant à une équation polynomiale cubique (III.1) avec un facteur de corrélation (R^2) supérieur à 0,99.

$$\eta_p (C_p) = \eta_0 + \beta_1 C_p + \beta_2 C_p^2 + \beta_3 C_p^3 \quad (\text{III.1})$$

η_p et η_0 étant respectivement la viscosité des solutions de polymère et la viscosité de la solution lorsque la concentration du polymère tend vers zéro, C_p : la concentration du

polymère en ppm, les paramètres de la courbe de tendance sont représentés par β_1 , β_2 et β_3 qui dépendent de la composition ionique de l'eau.

L'effet de la qualité de l'eau d'injection (électrolyte) et plus précisément la composition ionique de l'eau sur la viscosité des solutions de polymère PAPH a été abordé dans les travaux de recherche de Abhijit et al. [215]. En résumé, les auteurs concluent que la diminution de la viscosité en présence de cations est due à l'effet de ces derniers sur la conformation des molécules du polymère PAPH via des interactions électrostatiques au sein du milieu aqueux. Le principal effet des cations est l'effet écran sur la distribution des charges négatives de la molécule du polymère ayant comme conséquence un repliement de la molécule PAPH et une réduction du rayon hydraulique. Rappelons que le rayon hydraulique est le principal facteur qui définit la viscosité des solutions polymérique, plus le rayon hydrodynamique du polymère est élevé et plus la viscosité est grande.

Dans le cas de l'eau traitée par osmose inverse, la concentration des ions (valeurs) est nettement inférieure à celle de la nano-filtration et plus encore par rapport à l'eau non-traitée, par conséquent l'effet écran sur les charges négatives du polymère est nettement moins intense ce qui permet au polymère de maintenir un rayon hydrodynamique beaucoup plus important en phase aqueuse.

On peut 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 mais pour des concentrations 5-7 fois inférieure, ce qui représente un gain économique très important.

Conclusion

Le principal objectif de ce mémoire est de mener une étude comparative entre les deux techniques membranaires de traitements de l'eau d'injection (NF, RO) et de définir la filière de traitement d'eau qui est à même de mieux servir les objectifs de l'EOR chimique.

L'idée de notre travail repose sur le principe d'un changement de la qualité de l'eau pour une meilleure compatibilité et efficacité du procédé ASP. Dans un premier temps, on s'est intéressé à une comparaison via le logiciel Wave entre les deux techniques par rapport à la rétention des particules dissous dans l'eau et le taux de conversion.

Il ressort que la nano-filtration a un pouvoir sélectif et un rendement meilleur que l'osmose inverse autrement dit la nano-filtration est moins énergivore que la technique de l'osmose inverse.

Des tests d'analyses chimiques de l'eau de Lias traitée par osmose inverse et nanofiltration par unité de traitement ont été effectués et comparés avec les résultats de la simulation. Les résultats obtenus lors des simulations avec le logiciel Wave sont légèrement différents aux résultats expérimentaux, ceci est du probablement aux conditions réelles de l'installation, aux erreurs inhérentes aux analyses de l'eau, Toutefois et d'un point de vu pratique, ces résultats restent relativement satisfaisantes.

Dans le cadre ou l'eau servira aux objectifs de l'EOR chimique, des fluides complexes (A)SP ont été élaborés selon un protocole expérimentale.

La compatibilité d'un surfactant ASP-5100 en présence de KCl a été effectuée par un test de transition de turbidité en fonction de la température et ce avec l'eau de Lias non traitée puis traitée par NF et enfin par RO. Cette transition de turbidité a démontré l'importance d'un traitement d'eau de Lias par osmose inverse pour un surfactant compatible à une température inférieure à 75°C. D'autre part, des mesures de turbidité en fonction de la concentration de KCl ont été mesurées. En outre, l'ajout du sel KCl donne lieu à une augmentation de la turbidité. Dans cette étape, un traitement de l'eau de Lias par RO est recommandé.

Des mesures de la tension interfaciale en fonction du temps des trois différents systèmes : Huile/Eau-1.5% NaCl, Huile/Eau-1.5% KCl et enfin Huile/Eau-1.5%

Na_2CO_3 ont démontré une légère réactivité de l'huile de TFT en contact de solution alcaline, ceci est illustré par une réduction relative de l'IFT par Na_2CO_3 . Par ailleurs, une variation d'IFT en fonction de concentration de Na_2CO_3 a été établie. Il ressort qu'une augmentation de la concentration de Na_2CO_3 permet une réduction de l'IFT.

Selon les diagrammes du paramètre de solubilité ainsi que de la tension inter-faciale, une concentration optimale de 1,6wt% en KCl est observée. Par ailleurs, un paramètre de solubilisation à la salinité optimale de 16 avec une tension inter-faciale estimée de l'ordre de 10^{-3} mN/m est remarqué.

Les mesures de viscosité en fonction du taux de cisaillement avec l'eau de lias non traitée, traitée par NF et enfin par RO ont permis d'établir des courbes d'écoulements mettant en avant le caractère non-Newtonien des solutions de polymères. L'effet de la qualité de l'eau sur la viscosité du polymère HPAM a été étudié avec une concentration de 2000ppm, Puis en fonction de concentration. Par conséquent, une viscosité nettement supérieure dans le cas de l'osmose inverse est observée par rapport au cas de lias non traitée et traitée par NF.

Enfin, nous tenons à préciser que face à la recherche scientifique, tous les travaux d'ingénierie sont incomplets et que certains problèmes que nous ne pouvons pas résoudre sont en perspectives. Nous avons des idées pour résoudre certains problèmes, mais nous ne les concrétisons pas réellement, c'est le cas d'un mélange de deux types d'eau (méthodes hybrides). Il sera également très intéressant d'essayer d'autres types de membranes et d'autres techniques de prétraitement.

Ces idées représentent un nouveau challenge concernant la compatibilité de l'eau avec les agents chimiques.

Référence :

- [1]. Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). *Enhanced oil recovery*. Richardson, Tex.: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.
- [2]. Larry, W. (1989). Lake. Enhanced Oil Recovery. *Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 7632*, 195-197.
- [3]. Koottungal, L. (2010). Special Report 2010 worldwide EOR survey. *Oil & Gas Journal*, 108(14), 41-53.
- [4]. Lake, L. W., & Venuto, P. B. (1990). A niche for enhanced oil recovery in the 1990s. *Oil & Gas Journal*, 88(17), 62-67.
- [5]. Al-Bahar, M. A., Merrill, R., Peake, W., Jumaa, M., & Oskui, R. (2004, January). Evaluation of IOR potential within Kuwait. In *Abu Dhabi International Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- [6]. Greaser, G. R., & Ortiz, J. R. (2001, January). New Thermal Recovery Technology and Technology Transfer for Successful Heavy Oil Development. In *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
- [7]. Sandiford, B. B. (1964). Laboratory and field studies of water floods using polymer solutions to increase oil recoveries. *Journal of Petroleum Technology*, 16(08), 917-922.
- [8]. Gogarty, W. B., & Tosch, W. C. (1968). Miscible-type waterflooding: oil recovery with micellar solutions. *Journal of Petroleum Technology*, 20(12), 1-407.
- [9]. Hill, H. J., Reisberg, J., & Stegemeier, G. L. (1973). Aqueous surfactant systems for oil recovery. *Journal of petroleum technology*, 25(02), 186-194.
- [10]. Shutang, G., Huabin, L., Zhenyu, Y., Pitts, M. J., Surkalo, H., & Wyatt, K. (1996). Alkaline/surfactant/polymer pilot performance of the West Central Saertu, Daqing oil field. *SPE Reservoir Engineering*, 11(03), 181-188.

- [11]. Stoll, M., Al-Harthy, S. A. A., Van Wunnik, J., & Faber, M. J. (2011, April). Alkaline-surfactant-polymer Flood—From the Laboratory to the Field. In *IOR 2011-16th European Symposium on Improved Oil Recovery*.
- [12] Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997). EOR screening criteria revisited-Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects. *SPE Reservoir Engineering*, 12(03), 189-198.
- [13] P.Barreau, Modification des propriétés polyphasiques d'un milieu poreux en présence d'une couche de polymère adsorbé : Etudes expérimentale et numérique, Ecole Nationale des Arts et Métiers, (1996).
- [14]. Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997). EOR screening criteria revisited-Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects. *SPE Reservoir Engineering*, 12(03), 189-198.
- [15]. Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997). EOR screening criteria revisited—part 2: applications and impact of oil prices. *SPE Reservoir Engineering*, 12(03), 199-206.
- [16]. Wassmuth, F. R., Green, K., Arnold, W., & Cameron, N. (2009). Polymer flood application to improve heavy oil recovery at East Bodo. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 48(02), 55-61.
- [17]. Let, M. S., Priscilla, K., Manichand, R. N., & Seright, R. S. (2012, January). Polymer Flooding a~ 500-cp Oil. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers. SPE Improved Oil Recovery Symposium, 14-18 April, Tulsa, Oklahoma, USA, SPE-154567-MS
- [18]. Dong, M., Wu, Y., & Li, A. (2011, January). Sweep efficiency improvement by alkaline flooding for pelican lake heavy oil. In *Canadian Unconventional Resources Conference*. Society of Petroleum Engineers. Canadian Unconventional Resources Conference, 15-17 November, Calgary, Alberta, Canada. SPE-148971-MS
- [19] O. LOUISNARD, Cours de mécanique des fluides, San Francisco, California 94105, USA, 25 septembre 2012.
- [20] Cossé R., Le gisement : Techniques d'exploitation pétrolière - Les fondamentaux de l'exploration et production. 1988.

- [21] Guyon, E., Hulin, J. P., Petit, L., & de Gennes, P. G. (2001). *Hydrodynamique physique*. Les Ulis: EDP sciences.
- [22] Hadji, M. (2016). Thèse; Contribution a l'étude rheologique et hydrodynamique du système fluide injecte/roche reservoir/petrole et/ou gas pour la recuperation optimisee des ressources energetiques. Blida 2016.
- [23]. Anderson, W. G. (1987). Wettability literature survey-part 4: Effects of wettability on capillary pressure. *Journal of Petroleum Technology*, 39(10), 1-283.
- [24] Jadhunandan, P. P., & Morrow, N. R. (1995). Effect of wettability on waterflood recovery for crude-oil/brine/rock systems. *SPE reservoir engineering*, 10(01), 40-46.
- [25]. Anderson, G. A. (2006). *Simulation of chemical flood enhanced oil recovery processes including the effects of reservoir wettability* (Doctoral dissertation, University of Texas at Austin).
- [26] Anderson, W. G. (1987). Wettability literature survey-part 4: Effects of wettability on capillary pressure. *Journal of Petroleum Technology*, 39(10), 1-283.
- [27] Morrow, N. R. (1990). Wettability and its effect on oil recovery. *Journal of Petroleum Technology*, 42(12), 1-476.
- [28] Green D.W. and Willhite G.P., Enhanced oil recovery. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME Society of Petroleum Engineers, 1998
- [29] Tadros TF (2014) An Introduction to surfactants. Walter de Gruyter GmbH, Berlin/Boston.
- [30]. Zolotukhin, A. B., & Ursin, J. R. (2000). *Introduction to petroleum reservoir engineering*. Norwegian Academic Press (HóyskoleForlaget).
- [31]. Healy, R. N., & Reed, R. L. (1974). Physicochemical Aspects of Microemulsion Flooding. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 14(05), 491-501.
- [32] R. A. M. Ojeda, ALTERNATIVES DE RUPTURE D'UNE EMULSION CATIONIQUE PAR HETEROFLOCCULATION OU PAR CHANGEMENT DE pH,

UNIVERSITE DE LORRAINE Ecole Nationale Supérieure des Industries
Chimiques, le 3 Juillet 2012 .

[33]. Manojlović, J. Ž. (2012). The Krafft temperature of surfactant solutions. *Thermal Science*, 16(suppl. 2), 631-640.

[34]. Gu, T., & Sjöblom, T. J. (1991). Empirical Relationships between the Krafft Points and the. *Acta Chemica Scandinavica*, 45, 762-765.

[35]. Chen, L., Li, Y., & Xie, H. (2008). Effects of Spacer Chain Length and Additives on Solution Properties of Cationic Gemini Surfactant. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 29(8), 1098-1102.

[36]. Akita, S., & Takeuchi, H. (1996). Equilibrium distribution of aromatic compounds between aqueous solution and coacervate of nonionic surfactants. *Separation science and technology*, 31(3), 401-412.

[37]. Hinze, W. L., & Pramauro, E. (1993). A critical review of surfactant-mediated phase separations (cloud-point extractions): theory and applications. *Critical Reviews in Analytical Chemistry*, 24(2), 133-177.

[38] Rosen, M. J. (1988). *Surfactants and Interfacial Phenomena* 1978. Willey-Interscience, New

[39]. Kaoru, T. (1998). *Surface Activity: Principles, Phenomena and Application*. 21-22.

[40]. Aoudia, M., & Rodgers, M. A. J. (2003). Photoprocesses in AOT reverse micelles containing metalloporphyrins and oligopeptides. *The Journal of Physical Chemistry B*, 107(25), 6194-6207.

York, 5-6.

[41] Etat de la technologie EOR surfactant

[42] N. PIERAT, THESE : PREPARATIONS D'EMULSIONS PAR INVERSION DE PHASE INDUITE PAR AGITATION, UNIVERSITE HENRI POINCARÉ - NANCY 1, Le 13 Juillet 2010 .

- [43]. Healy, R. N., Reed, R. L., & Carpenter Jr, C. W. (1975). A Laboratory Study of Microemulsion Flooding (includes associated papers 6395 and 6396). *Society of Petroleum Engineers Journal*, 15(01), 87-103.
- [44]. Healy, R. N., Reed, R. L., & Stenmark, D. G. (1976). Multiphase microemulsion systems. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 16(03), 147-160.
- [45]. Healy, R. N., & Reed, R. L. (1977). Immiscible microemulsion flooding. *Society Of Petroleum Engineers Journal*, 17(02), 129-139.
- [46]. Huh, C. (1979). Interfacial tensions and solubilizing ability of a microemulsion phase that coexists with oil and brine. *Journal of Colloid and Interface Science*, 71(2), 408-426.
- [47] H. MECHERI, Test Pilote SWCTT Formation Procédé, SNF Project Engineer, 06/2014.
- [48] J. Avendano, Viscoélasticité et récupération améliorée du pétrole, Paris-Est, Français: Université Autre, 10 May 2012.
- [49]. Nasr-El-Din, H. A., Hawkins, B. F., & Green, K. A. (1991, January). Viscosity behavior of alkaline, surfactant, polyacrylamide solutions used for enhanced oil recovery. In *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. Society of Petroleum Engineers. SPE-21028-MS
- [50]. Lee, S., Kim, D. H., Huh, C., & Pope, G. A. (2009, January). Development of a comprehensive rheological property database for EOR polymers. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers. SPE-124798-MS
- [51] Needham, R. B., & Doe, P. H. (1987). Polymer flooding review. *Journal of Petroleum Technology*, 39(12), 1-503.
- [52] IHADDADENE, Lilia. Etude de la corrosion et la protection des pipelines de réseau de collecte d'huile de la région TFT-secteur nord-. Mémoire de Master 2 : science et génie des procédés, génie de l'environnement. Université A.M OULHADJ-Bouira, 2018. 104 pages.
- [53] Al-Murayri, M. T., Al-Qattan, A., Kamal, D. S., Winoto, W., Li, Z., Britton, C., & Delshad, M. (2019, October). A Practical and Economically Feasible Surfactant EOR

Strategy: Impact of Injection Water Ions on Surfactant Utilization. In *SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference*. Society of Petroleum Engineers.

[54] Ayirala, S., Ernesto, U., Matzakos, A., Chin, R., Doe, P., Van den Hoek., "A Designer Water Process For Offshore Low Salinity And Polymer Flooding Application". 2010 SPE Improved Oil Recovery Symposium, April 2010.

[55] Vonnegut, B. (1942). Rotating bubble method for the determination of surface and interfacial tensions. *Review of scientific instruments*, 13(1), 6-9

[56] Cayias, J. L., Schechter, R. S., & Wade, W. H. (1975). The measurement of low interfacial tension via the spinning drop technique. *Adsorption at interfaces*, 8, 214-247.

Annexe

<https://www.lenntech.com/Data-sheets/Dow-Filmtec-BW30-4040-L-fr.pdf>

Annexe 1 (a)

<https://www.lenntech.com/Data-sheets/Dow-Filmtec-NF270-4040.pdf>

Annexe 1 (b)

Annexe 1 : fiches techniques des membranestd'osmose inverse et de nanofiltration respectivement (a) BW30-4040, (b) NF270-4040.

Annexe 2 : Résultats des analyses des échantillons

Echantillons	Lias	Lias préfiltrée	Concentrat 2RO	Perméat 2RO	Perméat 2NF
K ⁺ mg/l %	40.92	40.53	125.64	1.4 3.5	27.3 66.7
Na ⁺ mg/l %	737.8	739.5	2172	24.93.4	504.6 68.4
Mg ²⁺ mg/l %	61.3	61.1	177	1.3 2	15.8 25.7
Ca ²⁺ mg/l%	164.9	200.62	500.4	5.43.3	55.4 33.6
SO ₄ ²⁻ mg/l %	892	855	2252	161.8	36 4
cl ⁻ mg/l %	1075.65	1111.15	3347.65	223.6 21	1004.6 93.4
PH mg/l %	7.72	7.65	7.59	6.4 83	6.9 89.4
Turbidité NTU %	5.5	0.25	0.89	0.20 3.6	0.27 4.9