

## **Évaluation de la présence des huiles et des gaz dans les eaux de production pétrolière et gazière sur le site de Petrochad (Mangara) Limited à Badila-Tchad**

**Brahim BAKIMBIL<sup>1\*</sup>, Prosper SAMBA KOUKOUARE<sup>2</sup> et Roger DJOULDE DARMAN<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> *Institut Nationale Supérieur de Pétrole de Mao, Département d'Exploitation des Hydrocarbures, Mao, Tchad*

<sup>2</sup> *Université de Maroua, École Nationale Supérieure Polytechnique de Maroua, Département d'Agriculture, BP 46 Maroua, Cameroun*

<sup>3</sup> *Université de Maroua, École Nationale Supérieure Polytechnique de Maroua, Département d'Agriculture, Laboratoire de Biosciences, Garoua, Cameroun*

(Reçu le 30 Novembre 2023 ; Accepté le 31 Janvier 2024)

---

\* Correspondance, courriel : [brahimbakimbil300@gmail.com](mailto:brahimbakimbil300@gmail.com)

### **Résumé**

L'objectif de ce travail est d'évaluer les quantités résiduelles d'huiles et de gaz des eaux de production pétrolière (EPP) générées par le projet de Petrochad (mangara) limited à badila avant leur acheminement dans l'usine de traitement et déversement dans la nature. Il a été estimé que sur les 58.898.940 de bbl des eaux de production pétrolière et gazière produites en dix années, seulement une quantité de 8.901.213 bbl des huiles a été récupérés par divers systèmes mis sur pied sur les sites. On estimait 13.229.760 bbl donc 4.328.547 bbl restent encore à récupérer. Pour ce qui concerne les gaz, ils sont en solution ou dispersés dont la taille de gouttelette la plus élevée est de 10,66 $\mu$ m. Tandis que 8.678.803 scf/stb de gaz ont été récupéré sur 8.901.213 scf/STB estimé soit une différence de 222.410 scf/STB qui reste à récupérer avant relargage dans les torchères. Ces gouttelettes d'huile ou de gaz sont retenues par des tensions superficielles très élevés.

**Mots-clés :** *pétrole, gaz-eau de production, tension superficielle, badila, mangara, Tchad.*

### **Abstract**

**Assessment of the presence of oils and gases in Water production on the Petrochad (Mangara) Limited site in Badila-Chad**

The objective of this work is to evaluate the residual quantities of oils and gases from petroleum production water (EPP) generated by the Petrochad (mangara) limited project at Badila, before it's convection to the treatment plant in nature. It was estimated that of the 58,898,940 bbl of oil and gas production water produced in ten years, only a quantity of 8,901,213 bbl of oils was recovered by various systems set up on the site. We estimated 13,229,760 bbl so 4,328,547 bbl still remain to be recovered. As for gases, they are in solution or dispersed with the largest droplet size of 10.66 $\mu$ m. While 8,678,803 scf/stb of gas was recovered out of an estimated 8,901,213 scf/STB, a difference of 222,410 scf/STB which remains to be recovered before release into the flares. These oil or gas droplets are held by very high surface tensions.

**Keywords :** *oil, gas-produced water, surface tension, badila, mangara, chad.*

## 1. Introduction

L'extraction du pétrole (ou du gaz) est effectuée par l'intermédiaire de puits forés dans la roche-réservoir, qui canalisent le pétrole vers les installations de traitement situées en surface : le pétrole jaillit naturellement lorsque la pression du gisement est élevée, mais une pompe doit être installée par la suite afin de refouler le mélange vers le centre de traitement [1]. Dans le cas de Badila, sur le champ de Petrochad (Mangara) limited cette exploitation est faite par une injection d'eau dans un réservoir à partir d'un puit injecteur pour déplacer le pétrole vers le puit producteur. Par suite le fluide est relevé par des pompes installées dans le puits et actionné à la tête des puits producteurs dont le rythme de production évolue très rapidement [1, 2]. Ce rythme de la production est responsable de l'entraînement massif des huiles dans les eaux de production pétrolières et gazières [3]. Le pétrole brut (eau-huile-gaz) est traité à l'usine centrale de traitement de Badila par un dispositif de séparation [3 - 5]. Les mesures effectuées régulièrement sur ces champs montrent une élévation des tensions superficielles de nature à abaisser le potentiel de récupération de pétrole à Badila [5, 6]. Ces tensions superficielles retiennent les huiles dans l'eau sous forme des émulsions à des diamètres variés. Ces derniers entraînent la rétention par les eaux de production pétrolières et gazières d'une quantité considérable des gouttelettes d'huiles [7, 8]. Les types d'équipements utilisés sur de nombreuses plates-formes à l'instar de ceux de Badila pour récupérer l'huile en solution sont des unités de flottation mécanique et hydraulique, des écrémeurs, des coalesceurs, des hydrocyclones et des filtres [9, 10, 11]. Les produits chimiques sont régulièrement ajoutés au flux de traitement pour améliorer l'efficacité de la séparation huile/eau [10, 11, 12]. Des hydrocarbures aromatiques polycycliques, des alkyl phénols et des acides naphthéniques de poids moléculaires plus élevés et plus toxiques, sont associés presque exclusivement aux gouttelettes d'huile dispersées dans les eaux de production pétrolière [13 - 15]. L'efficacité de la récupération de ces produits chimiques toxiques peut être améliorée en éliminant les gouttelettes à l'aide de centrifugeuses à haute vitesse et des filtres à membrane, capables d'éliminer les particules de 0,01 à 2  $\mu\text{m}$  [3, 8, 14, 16]. Mais les gouttelettes des diamètres inférieurs à 2  $\mu\text{m}$  sont toujours retenus dans les eaux de production pétrolières et gazières sous formes des infimes émulsions huile/eau [16 - 18] ceci reste problématique et leur séparation est difficile. Ces eaux de production pétrolières et gazières, malgré un premier traitement est un danger pour la nature. Il convient donc de les éliminer substantiellement par un traitement spécifique afin d'améliorer la qualité de l'eau résiduelle qui devra être rejetée dans la nature. Notre travail consiste à évaluer la présence des huiles et de gaz dans les eaux de production sur le site de Badila pour la modélisation d'un système d'épuration adaptés et efficace.

## 2. Matériel et méthodes

### 2-1. Localisation du site d'étude

Cette étude a été réalisée sur le champ de Badila dans le canton Donia, commune de Donia, situé au Sud à environ 500 km de la ville de N'Djamena (Tchad). Donia est dans le département de la Nya-Pendé, province du Logone oriental qui couvre une superficie de 23.802 km<sup>2</sup> subdivisé en 06 départements et 23 communes. Le Logone Oriental est frontalier avec la RCA et la République du Cameroun. La particularité du champ de Badila est caractérisée par un nombre réduit de puits producteurs avec un important débit [5]. La figure 1 présente la cartographie de la zone d'étude. Le profil pédologique et géologique de la zone d'étude, il est important de mentionner que Badila est une structure complexe avec des éléments de failles et de plissement par compression oriente NE [20, 21]. La faille nord-ouest-sud-est qui définit le réservoir est une faille de socle réactivée avec une orientation similaire à celle des autres failles de socle du Crétacé inférieur. La structure du socle est typique du bassin de Doba, constituée d'une série de demi-grabens séparés par des horsts [22]. La structure du socle de Badila est cohérente avec l'extension NE-SW [6, 23].

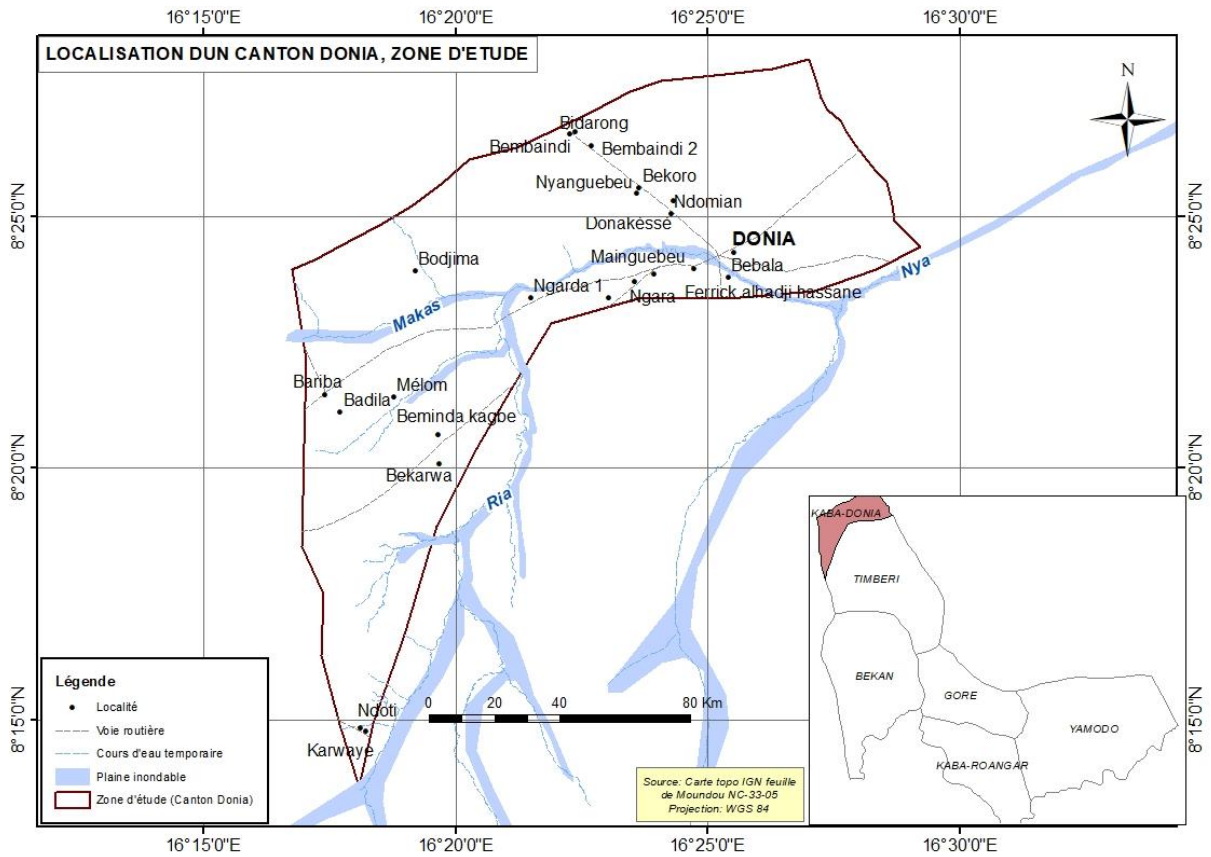


Figure 1 : Carte du site d'étude (Bakimbil, 2021)

## 2-2. Collecte d'échantillons

Pour la mesure de la taille des gouttelettes, nous avons utilisé la méthode décrite par Carlson, et de Castro, [24] en utilisant un Compteur Coulter de marque EPA 413.2. Pour la mesure des concentrations des huiles à l'entrée et à la sortie de l'usine centrale de traitement, la méthode d'absorption des infrarouges (IR) a été utilisée [25]. L'échantillon d'eau est extrait avec du fréon 113. L'absorbance IR de l'extrait est mesurée à une ou plusieurs longueurs d'onde pour donner la concentration en pétrole. Dans cette méthode, l'échantillon d'eau est généralement acidifié pour éviter la précipitation de sels (par exemple, le sulfure de fer). L'absorption infrarouge à plusieurs longueurs d'onde peut fournir des mesures de concentration d'huile plus élevées que l'utilisation d'une seule longueur d'onde. Un tensiomètre manuel de marque Sigma 703D est utilisé pour mesurer la tension superficielle et interfaciale. Un hydromètre nous permet de mesurer la pression de l'eau de production de pétrole et de gaz, et un thermomètre standard est utilisé pour mesurer la température.

## 3. Résultats et discussion

### 3-1. Évaluation de la quantité des huiles et de gaz dans les eaux de production pétrolières et gazières à la sortie de l'Usine Centrale de Traitement.

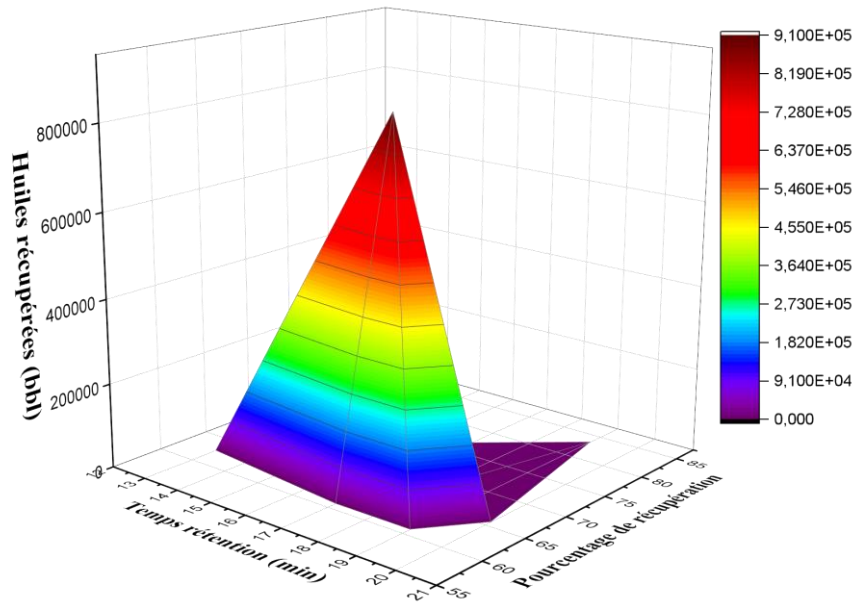
Le **Tableau 1** reproduit la quantité d'huile et de gaz dans les eaux mesurées en surface. La quantité d'huile et de gaz ont été estimées pour chaque année sur les dix années. La quantité de l'huile et du gaz estimé est fonction de la quantité d'eau produite. Elle est aussi fonction du facteur volumétrique de formation d'huile et du gaz (méthane éthane propane, butane). L'huile et le gaz estimées est récupérée en partie et une partie

reste dans les eaux de production pétrolières et gazières. De 2014 à 2023 une inefficacité de récupération a été constaté dans les années 2016, 2018, 2022 avec de temps de rétention assez élevés. Cette insuffisance de récupération est liée à l'inefficacité des produits chimiques utilisés et la contreperformance du procédé physique mis en place. Aussi pendant l'élimination des huiles dispersées et le gaz, le volume d'eau a diminué considérablement à chaque année une fois sorti de l'unité terminale de traitement des eaux de production sur champ. L'un des constats est que le pourcentage de récupération des huiles et du gaz est fonction de temps de rétention. En général le temps de séjour ou de rétention des huiles ou de gaz dans les eaux de production pétrolière pour une récupération maximale ne dépasse pas 22 minutes [3, 7, 8]. Globalement, on constate (**Figure 2**) qu'il a continué de croître jusqu'à atteindre 45,50 % en 2018, avant de décliner. Le même pourcentage a été observé en 2022. Ces deux valeurs se justifient non seulement par la présence de grandes quantités d'eau produite en surface, mais également par le temps de rétention considérable. De plus, dans certains cas, cela dépend des propriétés de l'huile [26]. Le pourcentage de récupération est faible comparativement aux travaux de [27]. Pris globalement, la présence des huiles dans les eaux de production pétrolières du champ de Badila, est estimée à plus d'un million de barils chaque année de 2014 à 2023. On peut donc déduire que des centaines de milliers de barils de pétrole auraient été ainsi récupérées. Il demeure aussi qu'il reste aussi une quantité importante d'huile en émulsion qui ne peut être récupérée à cause des limites ou de la performance des produits chimiques utilisés au cours des opérations unitaires. La **Figure 2** illustre le pourcentage de récupération des huiles volatiles et dispersées récupérés après un temps de rétention dans les eaux de production pétrolière et gazière.

**Tableau 1** : Résultats de la quantité des huiles et de gaz récupéré dans les eaux de production pétrolières et gazières à la sortie de l'usine centrale de traitement de Badila

Années	Quantité des eaux Produites (bbl)	Quantité des huiles estimées (bbl)	Quantité des huiles récupérées (bbl)	Quantité des gaz estimés (scf/STB)	Quantité de gaz Récupérés (scf/STB)
2014	4989632	1449232 ± 1223	951684 ± 1232	949832 ± 1233	751645 ± 1034
2015	7784623	1284453 ± 2113	803932 ± 2213	984753 ± 1222	773936 ± 1120
2016	4837432	1337112 ± 1556	904236 ± 5223	937672 ± 1322	674556 ± 1877
2017	6302435	1302210 ± 1332	921478 ± 1332	982289 ± 1112	761888 ± 1533
2018	7304043	1104203 ± 1774	922206 ± 1534	974873 ± 1133	782266 ± 1600
2019	5736403	1536342 ± 1699	905123 ± 1777	936782 ± 1432	875673 ± 1055
2020	5654876	1354786 ± 1557	824435 ± 1556	954786 ± 1564	824435 ± 1320
2021	5678889	1354786 ± 1288	824435 ± 1887	954786 ± 1872	824435 ± 1352
2022	5655832	1104234 ± 2556	922206 ± 1334	984834 ± 1276	782276 ± 1911
2023	4954775	1402402 ± 1866	921478 ± 1332	972982 ± 1945	854378 ± 1311
Totaux	58898940	13229760 ± 12443	8901213 ± 1778	8678803 ± 1177	7905488 ± 10231

Sur cette figure ci-dessus, les huiles récupérées est fonction de temps de séjour. Plus le temps de rétention est long plus le pourcentage de récupération augmente. L'augmentation de cette récupération est liée à la vaporisation différentielle [28].



**Figure 2 :** *Quantité d'huiles volatiles et dispersées récupérés en fonction du temps de rétention dans les eaux de production pétrolière et gazière du champ de Badila*

Les huiles récupérées sont fonction des temps de rétention. En effet plus le temps impartit est long plus le pourcentage de récupération est élevé. Ce pourcentage ne sera véritablement élevé que si les démulsifiants injectés sont efficaces.

### **3-2. Évaluation des mécanismes de rétention des huiles et de gaz dans les eaux de production pétrolière et gazière sur le site de Petrochad (Mangara) Limited.**

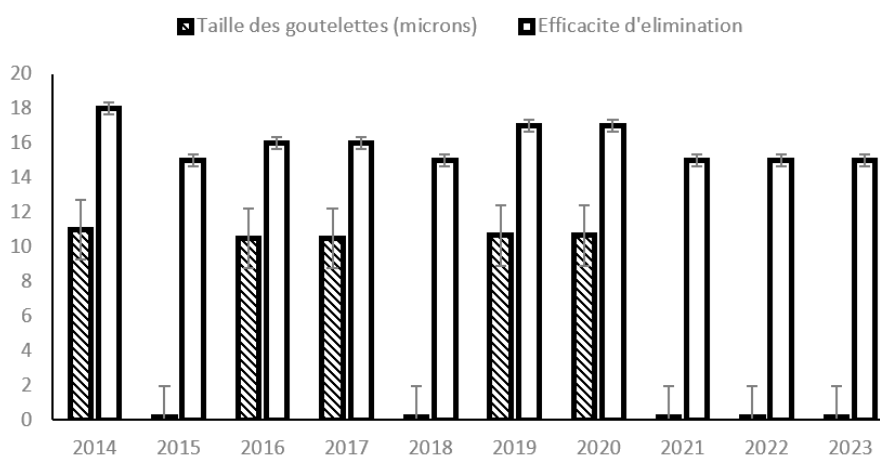
#### **3-2-1. Évaluation de la solubilisation et la dispersion des huiles et de gaz dans les eaux de production pétrolière et gazière sur le terminal de traitement**

Le terminal de traitement en aval, reçoit une particularité onéreuse des produits chimiques, notamment en plus des émulsifiants, on citera les anticorrosion, les anti-oxygènes et autre. Cette plateforme est destinée à l'élimination des gouttelettes d'huiles fines contenues dans les eaux de production pétrolière et gazière. Les eaux de production pétrolières et gazières arrivent au terminal de traitement décanteur d'eau en provenance du terminal de traitement épurateur d'eau qui est le deuxième étage, la taille des gouttelettes est plus petite à cause de l'augmentation de la masse volumique spécifique de l'huile relative à l'eau de production. Les plus grosses gouttelettes sont retenues par le système d'extractions des gouttelettes. Le **Tableau 2** présente les résultats de la présence des huiles dispersées et en solution dans les eaux de production pétrolières et gazières à la sortie du bac de stockage du terminal de traitement sud de Badila. Les concentrations des huiles en solution à l'entrée comme à la sortie sont très élevées de 2014 à 2023 et donc une faible efficacité d'élimination. Ces concentrations élevées des huiles sont liées à l'inefficacité des technologies et des produits chimiques injectés. Dans cette phase de récupération, la taille de gouttelette a beaucoup diminué de 2014 à 2023. Cette diminution s'accompagne avec la diminution de l'efficacité d'élimination [3, 6, 9]. Dans le bac de stockage la pression est constante mais la vitesse auquel les eaux de production pétrolières et gazières sont arrivées au déflecteur, crée un mouvement circulaire et la séparation continue par différence de densité. Les gouttelettes les plus légères s'échappent vers le haut et les plus lourds tombent et ruisselle vers le bas [26].

**Tableau 2 : Tailles des gouttelettes des huiles dispersées et les concentrations des huiles en solution**

Années	Taille des gouttelettes d'huile (micron)	Teneur en huile à l'entrée du séparateur $C_i$ (mg/l)	Teneur en huile à la sortie du séparateur $C_o$ (mg/l)	Rapport $C_o/C_i$	Efficacité d'élimination des huiles (%)
2014	$11,00 \pm 2,00$	$26 \pm 1$	$21,32 \pm 2,00$	$0,82 \pm 0,00$	$18 \pm 3$
2015	$00,19 \pm 0,10$	$24 \pm 3$	$20,40 \pm 4,10$	$0,85 \pm 0,10$	$15 \pm 2$
2016	$10,50 \pm 1,20$	$23 \pm 4$	$19,32 \pm 3,02$	$0,84 \pm 0,00$	$16 \pm 1$
2017	$10,50 \pm 1,00$	$22 \pm 2$	$18,48 \pm 1,03$	$0,84 \pm 0,30$	$16 \pm 2$
2018	$00,19 \pm 0,05$	$25 \pm 1$	$21,25 \pm 2,04$	$0,85 \pm 0,70$	$15 \pm 1$
2019	$10,66 \pm 1,00$	$28 \pm 5$	$23,24 \pm 1,05$	$0,83 \pm 0,50$	$17 \pm 3$
2020	$10,66 \pm 1,04$	$26 \pm 2$	$21,58 \pm 1,30$	$0,83 \pm 0,10$	$17 \pm 3$
2021	$00,19 \pm 0,01$	$23 \pm 7$	$19,32 \pm 3,07$	$0,85 \pm 0,60$	$15 \pm 1$
2022	$00,19 \pm 0,00$	$24 \pm 1$	$20,40 \pm 4,03$	$0,85 \pm 0,50$	$15 \pm 2$
2023	$00,19 \pm 0,03$	$24 \pm 2$	$20,40 \pm 1,05$	$0,85 \pm 0,32$	$15 \pm 1$

La **Figure 3** illustre la taille des gouttelettes d'huile éliminées dans la troisième plateforme épuratrice d'eau (SPT) sous l'action combinée des démulsifiants RBW-264X et VX CHAMPION. Le premier constat est celui de la réduction inexorable des tailles des gouttelettes à la sortie de l'usine. Cette réduction peut s'expliquer par plusieurs raisons, entre autres la puissance des pompes d'alimentation en démulsifiants qui impulse des hauts débits environ 100 litres par seconde dans la plateforme. Les hauts débits provoquent des turbulences d'écoulement qui conduisent régulièrement à l'effondrement des gouttelettes de diamètres élevées. Les petits diamètres se dispersent dans les eaux de production pétrolières et gazières, rendant l'efficacité de l'élimination trop faible. Il est assez difficile presque impossible de récupérer les gouttelettes de petite taille car ils sont au niveau moléculaire et en solution. En 2014, la taille des gouttelettes moyenne la plus élevée était de  $11,00 \pm 2,00 \mu$  pour une efficacité de  $18 \pm 3$  et en 2019 et 2020 une taille de gouttelette de  $10,66 \pm 1,00 \mu$  pour une efficacité de  $17 \pm 3$  %. Néanmoins la plus petite valeur de la taille de gouttelette a été observée en 2015 et 2018 avec  $0,19 \pm 0,10 \mu$  pour une efficacité d'élimination de 15 %. Ces résultats se rapprochent de ceux obtenus par [29] sur des travaux effectués sur la performance des écrémeurs triphasiques en traitement des eaux de production.

**Figure 3 : Taille des gouttelettes d'huile dans les eaux de production**

L'insistance de la présence des huiles et de gaz dans les eaux de production sont liés à un phénomène de rétention caractérisé par des tensions superficielles et interfaciales sous l'influence des grandeurs thermodynamiques qui nécessitera beaucoup plus une analyse.

**3-2-2. Influence des paramètres physiques liés à la rétention des huiles dans les eaux de production pétrolières et gazières à l'Usine Centrale de Traitement**

Les huiles et les gaz en solution sont l'émanation de la résistance des forces de surface et d'interfaces entre les effluents produits en surface. L'existence des huiles en solution est aussi liée aux conditions thermodynamique et conditions de traitement. Les tensions superficielles et interfaciales sont fonction de la température et de la pression. Le **Tableau 3** présente les valeurs des paramètres moyennes de rétention des huiles dans les eaux de production pétrolières et gazières avant et après traitement ainsi que leurs pourcentages de réduction. De 2014 à 2023, il y'a eu élévation des valeurs des tensions superficielles et interfaciale conformément à l'abaissement de la pression et de la température à la sortie de l'unité de traitement. Les valeurs plus élevés des tensions superficielles sont enregistrés en 2015, 2017, 2020 et 2021, tandis qu'en 2023 on constate que la TS avant est supérieur à la TS après. C'est une situation qui peut bien conduire à une mauvaise récupération. Ces résultats confirment aussi les tendances de la production de 2023 qui est bien moins inférieure que ceux des années précédentes. On note aussi des valeurs élevées des tensions interfaciales de 2014 à 2023 à la sortie de l'usine. Ces résultats seraient liés à la performance des produits chimiques injectés. Selon [30] l'inefficacité des surfactants conduisent à des tensions interraciales élevés et donc une mauvaise séparation. Toutes les pressions ont baissés de 2014 à 2023, cela est lié au ralentissement de la vitesse de l'écoulement des effluents pendant leurs passages successifs dans les séparateurs. La pression des séparateurs est constante et à la sortie il se produit généralement une réduction de la pression. La même situation est observée pour toute les températures, ou il y'a un refroidissement sur l'ensemble de la chaine de traitement à la sortie de l'usine centrale de traitement. La diminution de la température conduit à une mauvaise séparation et donc retient une quantité prépondérante des huiles dans les eaux de production gazière et pétrolières [31].

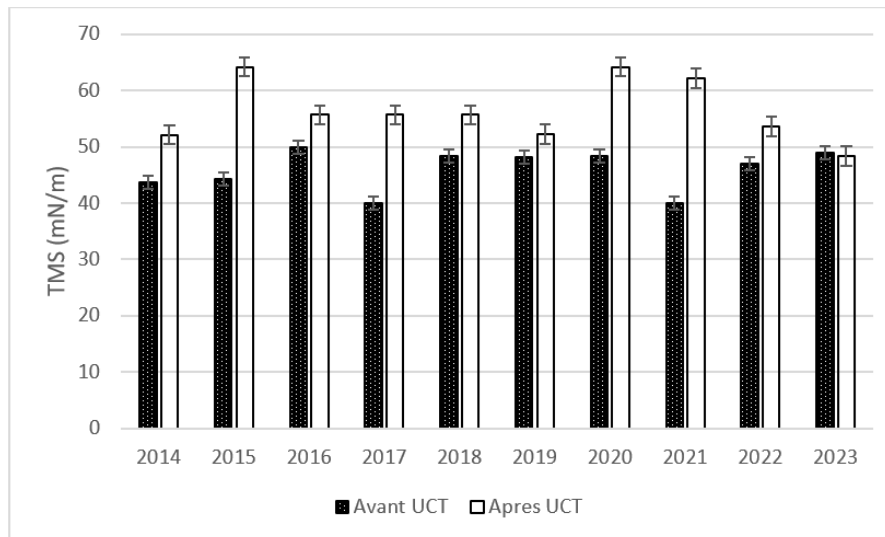
**Tableau 3 : Paramètres physiques influençant la récupération des huiles dans les eaux de production pétrolières et gazières à l'Usine Centrale de Traitement**

Années	Tensions superficielles moyenne (mN/m)			Tensions interfaciales moyenne (mN/m)			Pression moyenne de séparation (psig)			Température moyennes de séparation (°C)		
	Avant UCT	Après UCT	$\Delta TSM$	Avant UCT	Après UCT	$\Delta TIM$	Avant UCT	Après UCT	$\Delta PMS$	Avant UCT	Après UCT	$\Delta TMS$
2014	43,65±0,5	52,15±0,7	8,5 ± 0,0	36±1	66±3	30 ± 3	125±1	25±2	-100±4	55±2	45±3	-10 ± 1
2015	44,32±0,9	64,22±0,5	19,9 ± 0,5	24±2	64±1	40 ± 3	130±2	20±3	-110±5	52±3	32±2	-20 ± 3
2016	50,01±0,9	55,71±0,9	5,7 ± 0,3	37±7	57±1	20 ± 2	85±3	40±2	-45±3	60±1	40±1	-20 ± 2
2017	40,02±0,3	55,72±0,8	15,7 ± 0,9	25±1	45±7	20 ± 2	90,5±8	45±2	-45,5±2	46±2	40±4	-6 ± 1
2018	48,45±0,4	55,72±0,9	7,27 ± 0,6	29±1	69±3	40 ± 3	106±8	61±3	-45±3	49±3	40±3	-9 ± 1
2019	48,18±0,4	52,28±0,1	4,1 ± 0,7	32±2	52±4	20 ± 2	87±2	50±3	-37±2	58±2	48±2	-10 ± 1
2020	48,32±0,5	64,22±0,0	15,9 ± 0,3	37±3	47±2	10 ± 1	138±3	28±1	-110±2	55±4	32±2	-23 ± 3
2021	40,03±0,2	62,15±0,4	22,12±0,8	42±5	62±8	20 ± 5	133±5	33±1	-100±3	46±3	34±1	-12 ± 1
2022	47,00±0,3	53,60±0,7	6,6±0,8	40±6	70±7	30 ± 6	75±4	30±2	-45±1	54±2	39±2	-15 ± 1
2023	48,96±0,6	48,44±0,3	-0,52±0,0	36±1	66±5	30 ± 5	90±5	50±3	-40±1	59±3	49±3	-10 ± 2

**3-2-2-1. Effet de la tension superficielle moyenne sur les huiles en solution**

Les tensions superficielles moyennes présentées dans la figure ci-dessous expriment la rétention des huiles en solution et par conséquent l'ampleur de la charge polluante dans les eaux de production pétrolières et gazières. Dans cette figure toutes les tensions superficielles à la sortie sont largement élevées excepté celle de l'année 2023 ou la tension superficielle à la sortie est inférieure à l'entrée de l'usine. Cette situation peut s'expliquer par la hausse de température des effluents à la sortie de l'usine à cette période et par conséquent cette valeur annonce une bonne séparation. Selon [24], les molécules de chaque fluide développent une énergie de la tension de surface pour se maintenir en solution. On constate sur le **Figure 4**, que tous les tensions superficielles moyennes après l'usine centrale de traitement présentent des valeurs plus élevées

par rapport aux tensions superficielles moyenne a l'entrée de l'usines pendant toutes les années de traitement. Cette raison est liée à la variation périodique des technologies de traitement suivant la succession des plusieurs compagnies sur le projet. Les eaux de production pétrolières et gazières libérés à ces tensions superficielles durant ces périodes, ont été certainement compromettantes et dangereuses à cause de leurs contenances.

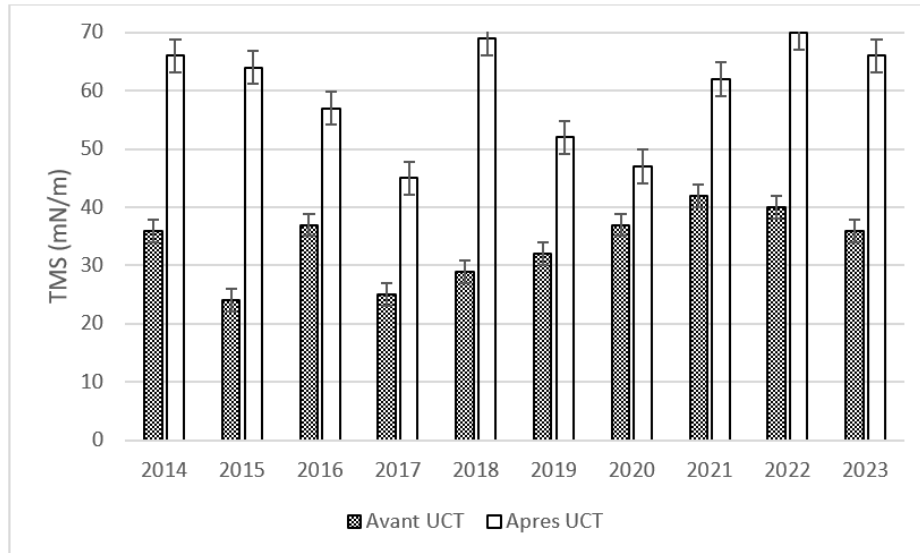


**Figure 4 :** Effet de la tension superficielle moyenne sur les huiles dans les eaux de production pétrolières et gazières

### 3-2-2-2. Effet de la tension interfaciale moyenne sur la séparation des huiles dispersées dans les eaux de production pétrolières et gazières

Lorsqu'un système est constitué de deux phases immiscibles la tension interfaciale 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 interfaciale est grande et faible si les fluides sont faiblement miscibles. Dans la **Figure 9** tous les valeurs des tensions interfaciales à la sortie sont variablement élevées par rapport à ceux mesurées à l'entrée. Cette situation est liée d'abords à la technologie des équipements de la séparation et surtout l'inefficacité du produit chimique utilisé pour la réduction de la tension superficielle. Les faibles valeurs de pression et de température sont liées à cette situation qui a défavorisé la récupération. Dans le système de séparations spécifique eau/huile la tension interraciale à la surface a une valeur compris entre 15 et 35 dynes/cm [28]. Dans le cas des eaux de production pétrolières et gazières de Mangara et Badila la tension interraciale la plus élevée est 70 mN/m à la sortie et la plus faible est 45 mN/m. Ces valeurs sont plus élevées que celle de [28]. Ceci n'est pas significatif en termes de récupération des huiles sur le champ de Petrochad (Mangara) Limited, où toutes les tensions interfaciales mesurées sont très élevées. La situation de 2017 et 2020 á été observés par l'équipe de [29] pendant laquelle plus 20 % des huile ont été récupéré dans les eaux de production pétrolier et gazière.

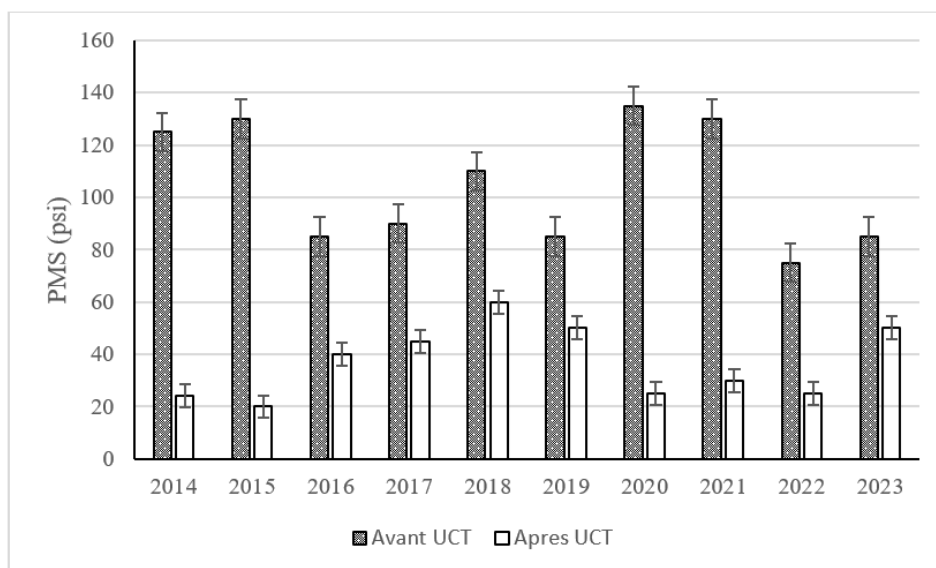




**Figure 5 :** Effet de la tension interfaciale moyenne sur la récupération des huiles

**3-2-2-3. Effet de la pression moyenne de surface sur la récupération des huiles dans les eaux de production pétrolières et gazières**

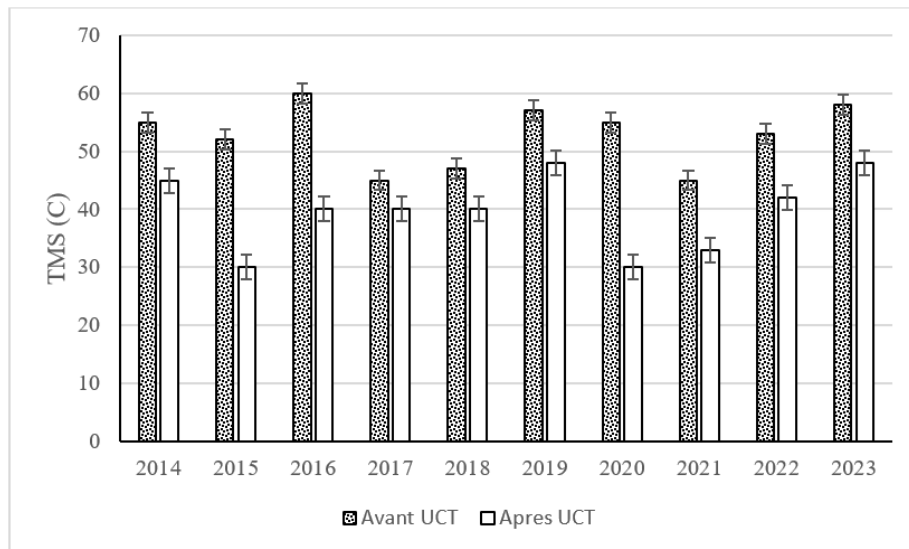
C'est le paramètre essentiel qui met en évidence le mouvement des effluents dans la gestion optimale de la production et de la séparation. Dans l'ensemble sur la **Figure 10**, les pressions à la sortie sont faibles et cela est lié au ralentissement de la vitesse de l'effluent, donc l'objectif était de tranquilliser le mélange à un temps de rétention assez longue afin de favoriser la libération des huiles par différence des densités. La Pression moyenne la plus élevée à la sortie a été remarqué en 2018 d'une valeur de 61 psi et la plus faible était de 20 psi en 2015. Il fallait l'accroître pour maintenir les émulsions et minimiser les tensions superficielles et interfaciales. L'une des possibilités est d'accroître le mouvement du fluide en minimisant le défaut d'énergie à la surface. Ceci peut être fait en installant des pompes susceptibles de mener le processus vers la séparation terminale. Néanmoins les pressions sont constantes dans les séparateurs, ce c'est qui établit l'équilibre diphasique et sépare les fluides par différence de densité [24].



**Figure 6 :** Effet de la pression moyenne de surface sur la récupération des huiles

### 3-2-2-4. Effet de la température moyenne sur la récupération

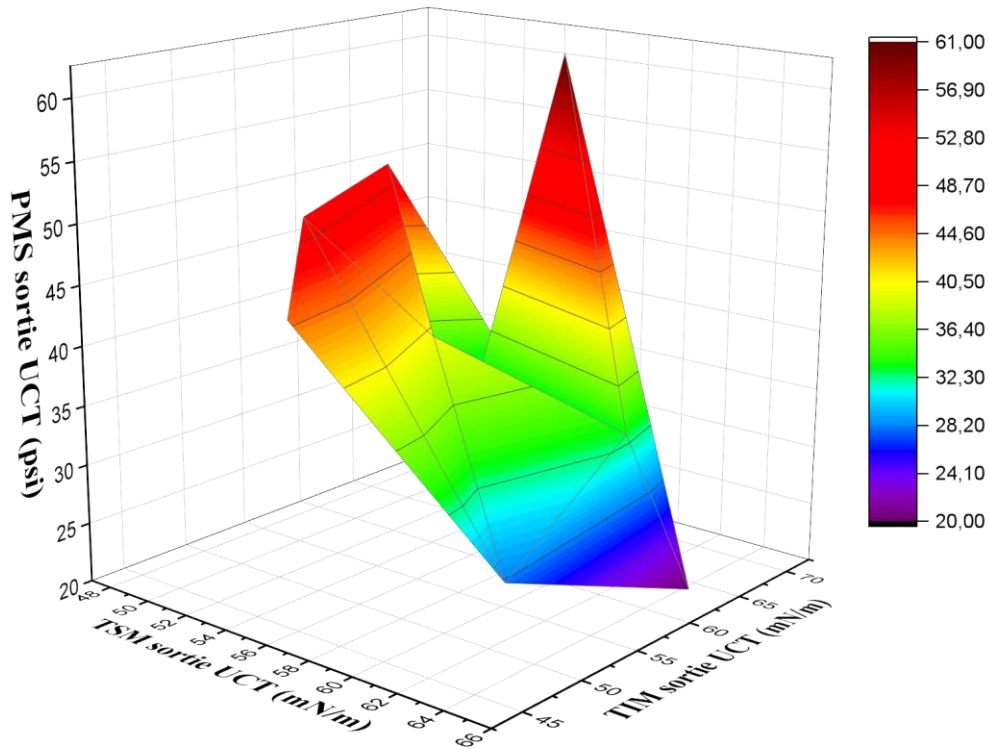
Sur la **Figure 7**, les températures à la sortie sont relativement faibles. Excepté celles de 2014 avec 45°C, 2019 avec 48°C et 2023 avec 49°C. Ces températures sont assez faibles pour pouvoir continuer à mener le processus de séparation gravitaire. Pourtant à l'entrée de l'UCT, ces températures sont très appréciables pour le processus de séparation. Ces chutes de température peuvent s'expliquer par le ralentissement de la vitesse de l'écoulement des effluents dans les séparateurs. Cette tranquillisation augmente le temps de rétention qui refroidit progressivement le mélange et provoque la chute de la séparation [32].



**Figure 7 :** Effet de la température moyenne sur dix années consécutives

### 3-2-2-5. Effet de la pression sur la tension interfaciale et superficielle

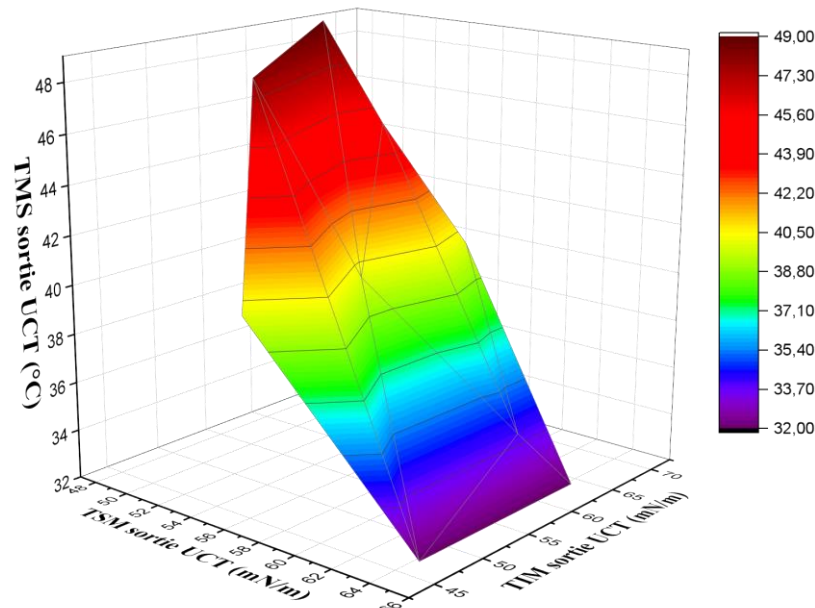
La meilleure récupération assistée des huiles sur la chaîne de production est basée essentiellement sur des réductions des paramètres physiques telles que la tension superficielle et la tension interfaciale. Cette réduction peut améliorer l'efficacité de la récupération. La figure 12 explique les tendances de l'abaissement de l'énergie entre les fluides non miscibles sous l'effet de la pression et donc une apparition de l'inefficacité de la récupération. Les pressions à la sortie sont basses et on remarque sur la figure l'accroissement progressif des tensions. Mais selon [33], les valeurs élevées de la tension superficielle expliquent la présence massive des huiles en solution qu'il fallait absolument séparer ou tout au moins réduire. L'augmentation de la tension interfaciale et superficielle est liée directement à l'augmentation de la pression. Quand la pression augmente l'interface entre deux fluides immiscibles augmente ainsi que l'interaction entre les molécules [34]. Cela peut augmenter l'énergie de liaison qui est la forme rigide de la tension superficielle [35]. De telles situations conduisent généralement à des mauvaises récupérations des huiles dans les eaux de production pétrolière et gazière [36]. D'autres travaux ont aussi montré que l'influence de la pression sur la tension superficielle et interfaciale est également liée à la viscosité du mélange [37].



**Figure 8 :** Effet de la pression sur la tension interfaciale et la tension superficielle

**3-2-2-6. Effet de la température sur la tension superficielle et interfaciale**

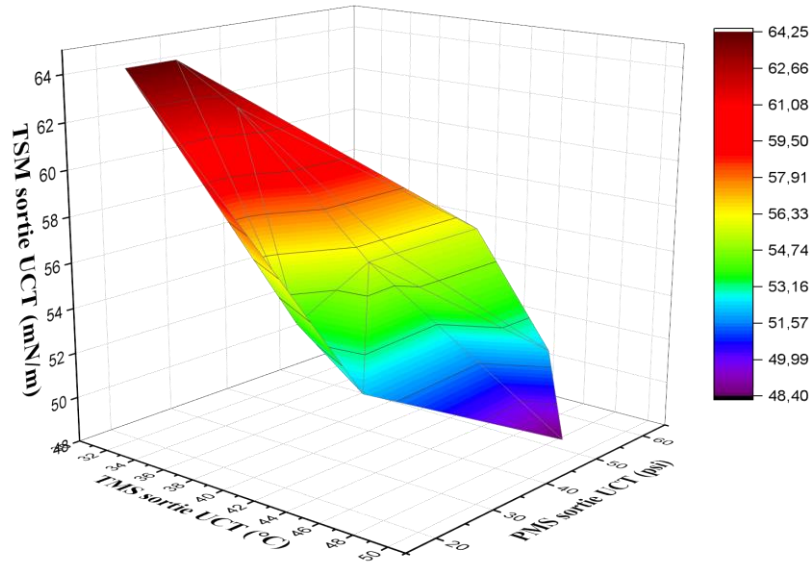
La figure 13 illustre les effets de la température sur les tensions superficielle et interfaciale. Les températures des eaux de production pétrolières et gazières à la sortie de l'UCT ne sont pas assez élevées pour avoir un impact sur la tension superficielle, ni la tension interfaciale et donc sur l'efficacité du taux de récupération. Selon [28] les tensions superficielles et interfaciales diminuent avec l'augmentation de la température. Comme ce n'est pas le cas sur le champ de Petrochad (Mangara) limited, la température ne pourra pas contribuer efficacement à la séparation des huiles en solution. La **Figure 6** indique clairement que les valeurs élevées des tensions superficielles expliquent la tendance en baisse de différentes valeurs de température. Les valeurs des températures à la sortie ne sont pas supérieures donc l'augmentation des valeurs des tensions superficielles, il y a un effet sur la séparation entre les phases. Par conséquent il y a une libération moins acceptable des huiles. C'est une libération proche de la séparation éclair [24]. Les principaux travaux ont confirmé que la température augmente avec la diminution de la tension superficielle et interfaciale [35, 37]. L'augmentation de la température crée une mobilité et une stabilité des émulsions qui favorise la libération des constituants par conséquent diminue la viscosité des eaux [37].



**Figure 9 :** Effet de la température sur la tension superficielle et interfaciale

### 3-2-2-7. Effet de la pression et de la température sur la tension superficielle

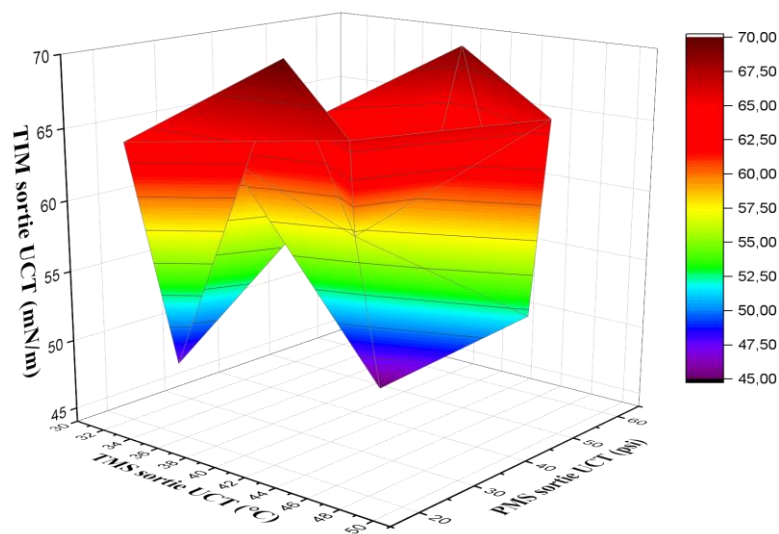
La **Figure 14** montre les limites des procédés physiques combinés aux procédés chimiques, notamment l'existence des huiles dans les eaux de production pétrolière et gazière ; cette existence se traduit par l'élévation de la tension superficielle qui accompagne les faibles valeurs de la température à la sortie de 2014 à 2023 qui sont bien lié à la baisse de la pression. Beaucoup des travaux antérieurs ont montrés que, la chute de la température et de la pression s'accompagne avec l'augmentation de la tension superficielle dans le séparateur. Cette situation conduit à la chute de la récupération des huiles dispersées et en solution. Elle est liée à l'augmentation de la tension superficielle [35, 37]. Puisque les tensions superficielles augmentent avec les viscosités des effluents, seuls les températures élevées sous l'effet de la pression peuvent améliorer la ségrégation gravitationnelle du mélange et rehausser la récupération des huiles dans les eaux de production pétrolière et gazière [33, 36].



**Figure 10 :** Effet de la pression et de la température sur la tension superficielle

**3-2-2-8. Effet de la pression et de la température sur la tension interfaciale**

Sur la **Figure 15**, les pressions et les températures à la sortie diminue avec la diminution de la tension interfaciale. Elle illustre les tendances d'élargissement et de l'augmentation de la surface entre deux phases non miscible sous l'effet de la pression et donc la température provoque un frottement des molécules et développe leurs mobilités [25, 34, 37]. L'interface entre deux fluides immiscibles est plane sous l'effet de la pression [38]. L'élargissement de l'interface ne favorise pas assez la séparation. Sinon elle provoque un étalement et augmente la tension de saturation et par la suite a un effet néfaste sur la récupération. Les travaux antérieurs ont montré que la pression et la température augmentent l'élargissement et l'adhérence de l'interface puis diminuent la séparation [39].



**Figure 11 :** Effet de la pression et de la température sur la tension interfaciale

#### 4. Conclusion

Ce travail avait pour objectif d'évaluer la présence des huiles et des gaz résiduels dans les eaux de production du champ pétrolier de Mangara et Badila au Tchad. Il a été constaté la présence des huiles et de gaz dans les eaux de production pétrolières et gazières en quantité assez importante. Cette quantité restante est liée aux tensions superficielles élevées qui persistent à retenir les huiles et les gaz en solution ou sous forme de gouttelettes de tailles réduites. Les limites des capacités de séparation, ainsi que les additifs chimiques sont loin d'épurer les eaux de production pétrolières et gazières de Badila. La plupart des produits chimiques utilisés perdent leur propriété physicochimique à la sortie de l'usine centrale de traitement. Cette dégradation des propriétés (viscosité, densité, masse volumique) sont liées notamment à la formulation de ces démulsiants. Certains démulsiants sont incompatibles avec les anti-corrosions et anti-oxygènes utilisés.

#### Références

- [1] - Y. SEIGN-GOURA, La responsabilité sociale des entreprises comme dés/enchevêtrement : L'industrie pétrolière au Tchad. In "*Oil-Age Africa*" Ed. Brill., (2022) 161 - 186
- [2] - D. O. U. LIRONG, X. KUNYE, D. YEBO, LI, W. A. N. G., ZHANG, X., D CHENG., & H. U. YING, Exploration discovery and hydrocarbon accumulation characteristics of the Doseo strike-slip and inverted basin, Chad. *Petroleum Exploration and Development*, 49 (2) (2022) 247 - 256
- [3] - T. PILENKO, La production des hydrocarbures en offshore profond. *Responsabilité et environnement*, (4) (2011) 17 - 23
- [4] - T. BANGUI, La mal gouvernance en Afrique centrale : malédiction des ressources naturelles ou déficit de leadership? *La mal gouvernance en Afrique centrale*, (2015) 1 - 242
- [5] - F. MUNDI et N. MEALVATIN, The National Hydrocarbons Corporation (NHC) (Societe National Des Hydrocarbures ("SNH")) : Necessity of Policy Changes. *International Journal Of Legal Developments And Allied Issues*, Vol. 9, N° 6 (2023) 30 - 55 p.
- [6] - EXXON MOBIL, Forage et diagraphies du champ de Petrochad (Mangara) limited in "*Revue annuelle de la compagnie*" Ed. Exxon, (2012) 09 - 14
- [7] - F. SCHNEIDER, Modeling multiphase flow of petroleum at the sedimentary basin scale. *Journal of Geochemical Exploration*, 78 (2003) 693 - 696
- [8] - S. ALI AHMED, Optimisation de quelques techniques de décontamination de sols pollués aux hydrocarbures. Réalisation de bio-essais, Thèse de doctorat. UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI TIZI-OUZOU, (2022)
- [9] - Y. SEIGN-GOURA, La responsabilité sociale des entreprises comme dés/enchevêtrement: L'industrie pétrolière au Tchad. In : *Oil-Age Africa*. Ed. Brill, (2022) 161 - 186 p.
- [10] - A. KHAZALI, SAPNKEN, E. FLAVIAN, A. JEUTSA, E. KINFACK, Forecasting Petroleum Products Consumption in the Chadian Road Transport Sector using Optimised Grey Models. *International Journal of Energy Economics and Policy*, Vol. 14, N° 1 (2024) 1-9 p.
- [11] - Y. SEIGN-GOURA, Toward a Petro-Developmental State? Merits and demerits of the Chadian rentier state. *Cosmopolitan Civil Societies : An Interdisciplinary Journal*, Vol. 15, N° 1 (2023) 78 - 90 p.
- [12] - M. SHIJUN, L. TIANYANG, J. MENG, Global oil refining's contribution to greenhouse gas emissions from 2000 to 2021. *The Innovation*, Vol. 4, N°1 (2023)
- [13] - I. MINAMI, Molecular science of lubricant additives. *Applied sciences*, 7 (5) (2017) 445
- [14] - J. NEFF, K. LEE & E DEBLOIS, E. Produced water : overview of composition, fates, and effects. *Produced water : Environmental risks and advances in mitigation technologies*, (2011) 3 - 54

- [15] - T. BAKKE, Torgeir, KLUNGSØYR, JARLE et SANNI, Steinar. Environmental impacts of produced water and drilling waste discharges from the Norwegian offshore petroleum industry. *Marine environmental research*, Vol. 92, (2013) 154 - 169 p.
- [16] - CAI, YAHUI, SHI, Q. SHELDON, FANG, ZHEN et al. Design, development, and outlook of superwettability membranes in oil/water emulsions separation
- [17] - NOVÁKOVÁ, LUCIE et VLČKOVÁ, Hana. A review of current trends and advances in modern bio-analytical methods : chromatography and sample preparation. *Analytica chimica acta*, Vol. 656, N° 1-2 (2009) 8 - 35 p.
- [18] - QIAN, HONGTAO, YANG, ZHENGYU, ZHANG, XIAOFEI et al., Dilute oil-in-water emulsion initiates multiple holes formation during bubble bursting. *International Journal of Multiphase Flow*, (2023) 104525 p.
- [19] - A. R. A. SCHARNBERG, H. A. OLIVEIRA, S. E. WESCHENFELDER et al., Flocculation of emulsified oil-in-water with dodecylbenzene sulfonate and polyacrylamide and floc separation by dissolved air flotation. *Colloids and Surfaces A : Physicochemical and Engineering Aspects*, Vol. 669, (2023) 131496 p.
- [20] - S. MORIN, Géomorphologie. Atlas de la Province Extrême-Nord Cameroun. Ministère de la Recherche Scientifique et Technique Institut National de Cartographie, Institut de Recherche pour le Développement, Cameroun, Paris, France, (2000)
- [21] - LAVACHERY, PHILLIPPE, MACEACHERN, SCOTT, BOUIMON, TCHAGO et al., Komé to Ebomé : archaeological research for the Chad Export Project, 1999-2003. *Journal of African Archaeology*, Vol. 3, N° 2 (2005) 175 - 193
- [22] - PLANK, SIMON, MAGER, ALEXANDER et SCHOEPPER, Elisabeth. Monitoring of oil exploitation infrastructure by combining unsupervised pixel-based classification of polarimetric SAR and object-based image analysis. *Remote Sensing*, Vol. 6, N° 12 (2014) 11977 - 12004 p.
- [23] - HOINATHY, REMADJI, Pétrole et changement social au Tchad : Rente pétrolière et monétisation des relations économiques et sociales dans la zone pétrolière de Doba. KARTHALA Editions, (2013)
- [24] - CARLSON, OSCAR, FJELDE, INGEBRET et DE CASTRO, MARCELO SOUZA, REUSE OF PRODUCED WATER TO CREATE STABLE OIL-IN-WATER DISPERSIONS FOR SUSTAINABLE ENVIRONMENTAL AND ECONOMIC EOR : DROPLET SIZE MEASUREMENTS USING COULTER COUNTER MULTISIZER. *Multiphase Science and Technology*, Vol. 33, N° 1 (2021)
- [25] - BORGES, R. GUSTAVO, FARIAS, B. GABRIELA, BRAZ, M. TALITA et al, Use of near infrared for evaluation of droplet size distribution and water content in water-in-crude oil emulsions in pressurized pipeline. *Fuel*, Vol. 147 (2015) 43 - 52 p.
- [26] - ECONOMIDES, J. MICHAEL, WATTERS, T. LARRY et DUNN-NORMAN, Shari. Petroleum well construction, (1998)
- [27] - JOSHI, D. SADA, Horizontal well technology, (1991)
- [28] - BRET-ROUZAUT, NADINE et FAVENNEC, Jean-Pierre. *Recherche et production du pétrole et du gaz : réserves, coûts, contrats*. Éditions Technip, (2011)
- [29] - T. EBENEZER and Z. G CHEN, produced water treatment technology, *International Journal of low carbon technology*, 9 (2014) 157 - 177
- [30] - ROSEN, J. MILTON et KUNJAPPU, Joy T. *Surfactants and interfacial phenomena*. John Wiley & Sons, (2012)
- [31] - FAKHRU'L-RAZI, AHMADUN, PENDASHEH, ALIREZA, ABDULLAH, LUQMAN CHUAH et al., Review of technologies for oil and gas produced water treatment. *Journal of hazardous materials*, Vol. 170, N° 2-3 (2009) 530 - 551
- [32] - WANG, CE, LÜ, YULING, SONG, CHAO et al., Separation of emulsified crude oil from produced water by gas flotation : A review. *Science of The Total Environment*, Vol. 845, (2022) 157304 p.
- [33] - NEFF, JERRY, LEE, KENNETH, DEBLOIS et M. ELISABETH, Produced water : overview of composition, fates, and effects. Produced water : Environmental risks and advances in mitigation technologies, (2011) 3 - 54 p.

- [34] - AVENDANO, Jorge. *Viscoélasticité et récupération améliorée du pétrole*. 2012. Thèse de doctorat. Université Paris-Est
- [35] - AOUNALLAH, MAROUA et DJENDOUCI, Nour El Houda. Récupération assistée du pétrole par L'injection de biosurfactant et de biopolymère. Application sur micro-modèle à base de déblais de forage. Thèse de doctorat
- [36] - ZIWEN, W. A. N. G., RAN, W. E. I., SHUAIFENG, W. U. et al., Strength effect and mechanism analysis of MICP-solidified coal ash. *Chinese Journal of Geotechnical Engineering*, Vol. 45, N°S1 (2023) 88 - 91 p.
- [37] - WANG, ZHOUIE, LI, SONGYAN, JIN, ZHIJUN et al., Oil and gas pathway to net-zero : Review and outlook. *Energy Strategy Reviews*, Vol. 45, (2023) 101048 p.
- [38] - L. U. ZIQING, G. A. O. YAOQUAN et G. U. O. YUAN, Optimization of surface directional wells for water control based on three-dimensional seismic dynamic geological modeling. *Coal Geology & Exploration*, Vol. 50, N° 1 (2022) 15 p.
- [39] - BEGGS, H. DALE, *Production Optimization Using Nodal (TM) Analysis*. OGCI, (2003)