

جمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
المدرسة الوطنية العليا لعلوم البحر وتهيئة الساحل
Ecole Nationale Supérieure des Sciences de la Mer et de l'Aménagement du Littoral



Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état

Domaine : Génie des Procédés

Filière : Sciences et Technologie

Spécialité : Traitement et Réutilisation des Eaux Usées

Thème :

OPTIMISATION ET ANALYSE COMPARATIVE DES PROCÉDES PHYSICO-CHIMIQUES POUR LE TRAITEMENT DES EAUX HUILEUSES: MODELISATION, COUTS CAPEX/OPEX ET RECOMMANDATIONS OPERATIONNELLES

Présenté par :

CHEMAOUNI IKRAM

CHEIKH FATMA ZOHRA

Soutenu le 27/06/2026, devant le jury composé de :

M, Mme GHEZALI Katia	MCB	ENSSMAL	Président
M, MAZIGHI Hichem	Docteur	GCB	Promoteur
Mme CHARIFI Salima	MCB	ENSSMAL	Co-Promotrice
M, Mme SEDDIKI Sarra	MCB	ENSSMAL	Examineur

Année universitaire 2025/2026

REMERCIEMENTS

Au terme de ce travail, il nous est particulièrement agréable d'exprimer notre profonde gratitude et nos sincères remerciements à toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à l'élaboration de ce mémoire professionnel.

Nous remercions tout d'abord **Allah** le Tout-Puissant de nous avoir accordé la santé, la volonté, la patience et le courage nécessaires pour mener à bien ce travail.

Nous tenons à exprimer notre profonde reconnaissance et nos vifs remerciements à notre encadreur **Monsieur MAZIGHI Hichem**, pour la confiance qu'il nous a accordée en acceptant de diriger ce travail, pour sa disponibilité permanente, ses orientations précieuses, ses conseils avisés et le soutien constant qu'il nous a apporté tout au long de la réalisation de ce mémoire. Sa rigueur scientifique, son expérience professionnelle et sa pédagogie ont été pour nous une source d'inspiration et un guide indispensable à chaque étape de ce travail.

Nous adressons également nos sincères remerciements et notre profonde gratitude à **Madame CHARIFI Salima**, pour son encadrement bienveillant, son soutien moral et technique, ses remarques constructives et le temps qu'elle a bien voulu nous consacrer. Sa disponibilité et ses conseils pertinents ont largement contribué à l'amélioration de la qualité de ce mémoire.

Nos vifs remerciements vont également aux membres du **jury**, qui ont bien voulu accepter d'évaluer ce travail et de lui consacrer leur temps et leur expertise. Leur lecture attentive et leurs remarques constituent pour nous un honneur et un enrichissement.

Nous tenons par ailleurs à adresser nos sincères remerciements à l'ensemble du **personnel de l'UTBS**, notamment aux ingénieurs et techniciens du site de Hassi-Messaoud, pour leur accueil chaleureux, leur disponibilité et les informations techniques précieuses qu'ils ont bien voulu mettre à notre disposition. Leur expérience du terrain et leur connaissance approfondie de l'installation ont été d'une aide considérable pour la réalisation de ce travail.

Nous remercions également l'ensemble du **corps enseignant** de notre établissement pour la qualité de la formation dispensée tout au long de notre cursus, ainsi que pour les valeurs scientifiques et professionnelles qu'ils nous ont transmises.

Enfin, nos remerciements les plus chaleureux et les plus sincères vont à nos **familles**, pour leur soutien indéfectible, leur patience et leurs encouragements constants tout au long de notre parcours académique et professionnel. Leur confiance et leur amour ont été notre plus grande source de motivation.

À tous, nous exprimons notre profonde et sincère gratitude.

DÉDICACE

Ma première gratitude va au tout puissant ALLAH, le créateur de tout, pour m'avoir donné la vie et la force pour accomplir mon travail.

A mon cher père

Lahsane, la lumière de ma vie, merci pour tout ce que vous avez fait pour moi.

A ma mère

BOUAZZA Fatma, pour sa patience, sa compréhension, sa disponibilité, son écoute permanent et son soutien sans égal dans les moments les plus difficiles de ma vie.

A mes chères sœurs

ASMA et Bouchra, le secret de mon sourire à vous tout mon amour.

A mon cher unique frère

Oussama, je te souhaite tout le meilleur.

A mon binôme CHEMAOUNI IKRAM et sa famille.

A toute ma promotion de Master 2 traitement et réutilisation des eaux usées 2025/2026

CHEIKH FATMA ZOHRA

DÉDICACE

Je dédie ce travail à:

Mes chers parents qui ont été les premiers à m'encourager pour aller si loin dans mes études. Ils m'ont appris le goût du travail et de l'ambition. Je vous dédie ce travail car je sais que vous êtes fiers de moi. Je vous remercie du fond du cœur.

Ma grand-mère.

Mon seul frère ABDELLAH

Mes chères sœurs DOUAA, AICHA, GHOFRANE, TAKWA

A tous les membres de ma famille.

Mon binôme et mon amie FATMA ZOHRA

A tous mes amis (es) qui ont rendu ma vie agréable et pleine de bons souvenirs

CHEMAOUNI IKRAM

المخلص

يتناول هذا المذكرة تحليل الأداء التقني والاقتصادي لمحطة معالجة المياه الزيتية التابعة لوحدّة معالجة النفط الخام الجنوبية (UTBS)، الواقعة في منطقة حاسي مسعود بالجنوب الجزائري. تعالج هذه المحطة مياه الصرف الناتجة عن عمليات فصل وتنشيط النفط الخام عبر خطين متميزين : خط رئيسي يعالج المياه المنتجة بشكل مستمر بتدفق 90 م³/س، وخط ثانوي متقطع بتدفق 30 م³/س لمياه الصرف، ويلتقي الخطان في خط مشترك للترشيح ومراقبة الجودة قبل إعادة الحقن نحو OMN77. أتاح التحليل التقني والاقتصادي تقدير تكلفة الاستثمار الإجمالية للمحطة بين 900 و1900 مليون دينار جزائري، بقيمة متوسطة تتراوح بين 1300 و1400 مليون دينار جزائري، فيما قُدرت تكاليف التشغيل السنوية بين 60 و93 مليون دينار جزائري في السنة، بتكلفة نوعية تتراوح بين 60 و120 دينار جزائري لكل متر مكعب. كما تمت دراسة بديل تكنولوجي يقضي باستبدال وحدة التعويم بالغاز المستحث بدوامة مائية فاصلة للزيت، بتكلفة استثمار متوسطة تُقدّر بحوالي 1200 مليون دينار جزائري، مما يوفر إمكانية تخفيض الاستثمار الأولي وتحسين الإيجاز في الحجم. وأخيراً، تمت صياغة توصيات تشغيلية وبروتوكول تجارب من نوع jar-test بهدف تحسين جرعات المواد الكيميائية وتخفيض تكاليف التشغيل والارتقاء بالأداء العام للمحطة.

الكلمات المفتاحية:

المياه الزيتية، UTBS، حاسي مسعود، فصل الزيت عن الماء، التعويم بالغاز المستحث، الدوامة المائية، التخثر والتندف، مزيل الإيمولسيون العكسي، مرشحات Nutshell، تكاليف الاستثمار، تكاليف التشغيل، jar-test، إعادة الحقن.

RÉSUMÉ

Le présent mémoire porte sur l'analyse du fonctionnement technique et économique de la station de traitement des eaux huileuses de l'Unité de Traitement Brut Sud (UTBS), implantée dans la région de Hassi-Messaoud. Cette station traite les effluents générés par les opérations de séparation et de stabilisation du pétrole brut, issus de deux lignes distinctes : une ligne principale traitant les eaux produites en continu à 90 m³/h et une ligne secondaire intermittente à 30 m³/h pour les eaux de drainage, les deux flux rejoignant une ligne commune de filtration et de contrôle qualité avant réinjection vers OMN77.

L'analyse technico-économique a permis d'estimer le CAPEX équivalent de la station entre 900 et 1 900 MDA, avec une valeur moyenne de 1 300 à 1 400 MDA, et l'OPEX annuel entre 60 et 93 MDA/an, pour un coût spécifique compris entre 60 et 120 DA/m³. Une variante technologique consistant à remplacer l'unité de flottation à gaz induit par un hydrocyclone déshuileur a également été étudiée, avec un CAPEX estimé à environ 1 200 MDA en moyenne, offrant un potentiel de réduction de l'investissement et une meilleure compacité.

Enfin, des recommandations opérationnelles et un protocole d'essais jar-test ont été proposés afin d'optimiser les dosages chimiques, de réduire les coûts d'exploitation et d'améliorer les performances globales de la station.

Mots-clés : Eaux huileuses, UTBS, Hassi-Messaoud, séparation huile-eau, flottation à gaz induit, hydrocyclone, coagulation-floculation, filtres Nutshell, CAPEX, OPEX.

ABSTRACT

This thesis focuses on the technical and economic analysis of the oily water treatment plant at the Southern Crude Treatment Unit (UTBS), located in the Hassi-Messaoud region. The plant treats effluents generated by crude oil separation and stabilization operations through two lines: a main line continuously treating produced water at 90 m³/h and an intermittent secondary line at 30 m³/h for drainage waters, both joining a common filtration and quality control line before reinjection.

The techno-economic analysis estimated the equivalent CAPEX between 900 and 1,900 MDA, with an average value of 1,300 to 1,400 MDA, and the annual OPEX between 60 and 93 MDA/year. A technological variant replacing the induced gas flotation unit with a deoiling hydrocyclone was also studied, with an estimated average CAPEX of approximately 1,200 MDA. Operational recommendations and a jar-test protocol were proposed to optimize chemical dosing and reduce operating costs.

Keywords: Oily water, UTBS, Hassi-Messaoud, oil-water separation, induced gas flotation, hydrocyclone, coagulation-flocculation, Nutshell filters, CAPEX, OPEX.

SOMMAIRE

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

INTRODUCTION GENERALE 1

Chapitre I : État de l'art sur les eaux huileuses et les procédés physico-chimiques

1.Définition des eaux huileuses :	2
2.Nature et origine des eaux huileuses industrielles :	2
3.Forme des hydrocarbures dans l'eau	2
4.Caractéristiques et paramètres influençant le traitement.....	3
5.Mécanismes de séparation huile-eau	4
6.Définition de l'oxygène dissous :	6
7. Procédés de traitement des eaux huileuses	8
Conclusion :	16

Chapitre II : Présentation de l'UTBS et analyse technique de la station existante

1 Introduction	18
2 Présentation générale de l'UTBS	18
2.1 Origine des eaux huileuses.....	19
2.2 Nature des eaux à traiter	20
3 Description générale de la station existante.....	21
3.1 Description de la ligne principale	22
3.1.1 Eaux produites.....	22
3.1.2 Ballon de collecte d'eau produite.....	23
3.1.3 Pompes d'alimentation	23
3.1.4 Hydrocyclones dessableurs.....	23
3.2.1 Eaux API / drains ouverts	23
3.2.2 Séparateur API.....	23
3.2.3 Séparateur CPI.....	24
3.2.4 Conditionnement chimique au niveau du CPI	24
3.2.5 Raccordement vers l'IGF	24
3.3.1 Regroupement des flux vers l'IGF.....	25
3.3.2 Unité IGF : flottation à gaz induit	25
3.3.3 Bac tampon	25

3.3.4 Filtres Nutshell.....	25
3.3.5 Filtres d'eau traitée	25
3.3.6 Analyseur en ligne et comptage.....	25
3.3.7 Orientation du flux selon la conformité	26
4 Analyse fonctionnelle des équipements	26
5 Produits chimiques utilisés	26
5.1 Ligne principale / IGF.....	27
5.2 Ligne secondaire API / CPI	27
5.3 Ligne commune	28
5.4 Objectifs de qualité de l'eau traitée	28
Conclusion.....	28
Chapitre III : Analyse CAPEX/OPEX et estimation des consommations	
Introduction	31
1 Données de base de calcul.....	31
2 Définitions	32
3 Estimation CAPEX	33
3.1 Répartition indicative du CAPEX	33
4 Estimation OPEX.....	35
4.1 Dosage chimique.....	35
4.2 Calcul des consommations chimiques	36
4.2.1 Analyse de sensibilité selon l'intermittence de la ligne secondaire	37
5 Scénarios économiques	43
6. Estimation CAPEX de la variante hydrocyclone	44
7 Comparaison technico-économique station actuelle / variante.....	46
Conclusion.....	48
Chapitre IV : Recommandations, optimisation et variantes proposées	
Introduction	50
1 Recommandations sur la station existante.....	50
1.1 Recommandations par équipement	50
1.2 Synthèse des actions sur l'existant	52
1.3 Suivi d'exploitation recommandé	52
2 Proposition d'optimisation n°1 : variante compacte par hydrocyclones	53
2.1 Avantages et limites de la variante hydrocyclone deoiler.....	53

2.2 Bilan Technologique de l'Hydrocyclone.....	54
3 Proposition d'optimisation n°2 : jar-test et optimisation chimique	55
3.1 Essais complémentaires pour caractériser les huiles	56
3.2 Comparaison station actuelle / variante proposée	57
Conclusion.....	59
REFERENCES :.....	64

LISTE DES ABRÉVIATIONS

API: American Petroleum Institute

ATEX: Atmosphères Explosibles.

BSR: Bactéries Sulfato-Réductrices

CAPEX: Capital Expenditure (Dépenses d'Investissement)

CIS: Centre Industriel Sud

CMC: Concentration Micellaire Critique

CPI: Corrugated Plate Interceptor (Séparateur à Plaques Inclinaées) |

DA: Dinar Algérien

DAF: Dissolved Air Flotation (Flottation à Air Dissous)

DBO: Demande Biologique en Oxygène

DCO: Demande Chimique en Oxygène

DGF: Dissolved Gas Flotation (Flottation à Gaz Dissous)

ΔP : Pression Différentielle

HC: Hydrocarbures

IGF: Induced Gas Flotation (Flottation à Gaz Induit)

KPI: Key Performance Indicator (Indicateurs Clés de Performance)

MDA: Million de Dinars Algériens

MDS: Mesdar Sud (Messaoud Sud)

MDN: Messaoud Nord

MDW: Messaoud Ouest (West)

MES: Matières en Suspension

NTU: Nephelometric Turbidity Unit (Unité Néphélobmétrique de Turbidité)

OML: Ourhoud Ouest Lias

OMN: Ourhoud Nord

OPEX: Operational Expenditure (Dépenses d'Exploitation)

Ph : Potentiel Hydrogène

Ppm: Parties Par Million

Psu : Practical Salinity Unit (Unité de Salinité Pratique)

ROM: Rhourde Oulad Djemaa

Rpm :Rotations Par Minute

UTBS :Unité de Traitement Brut Sud

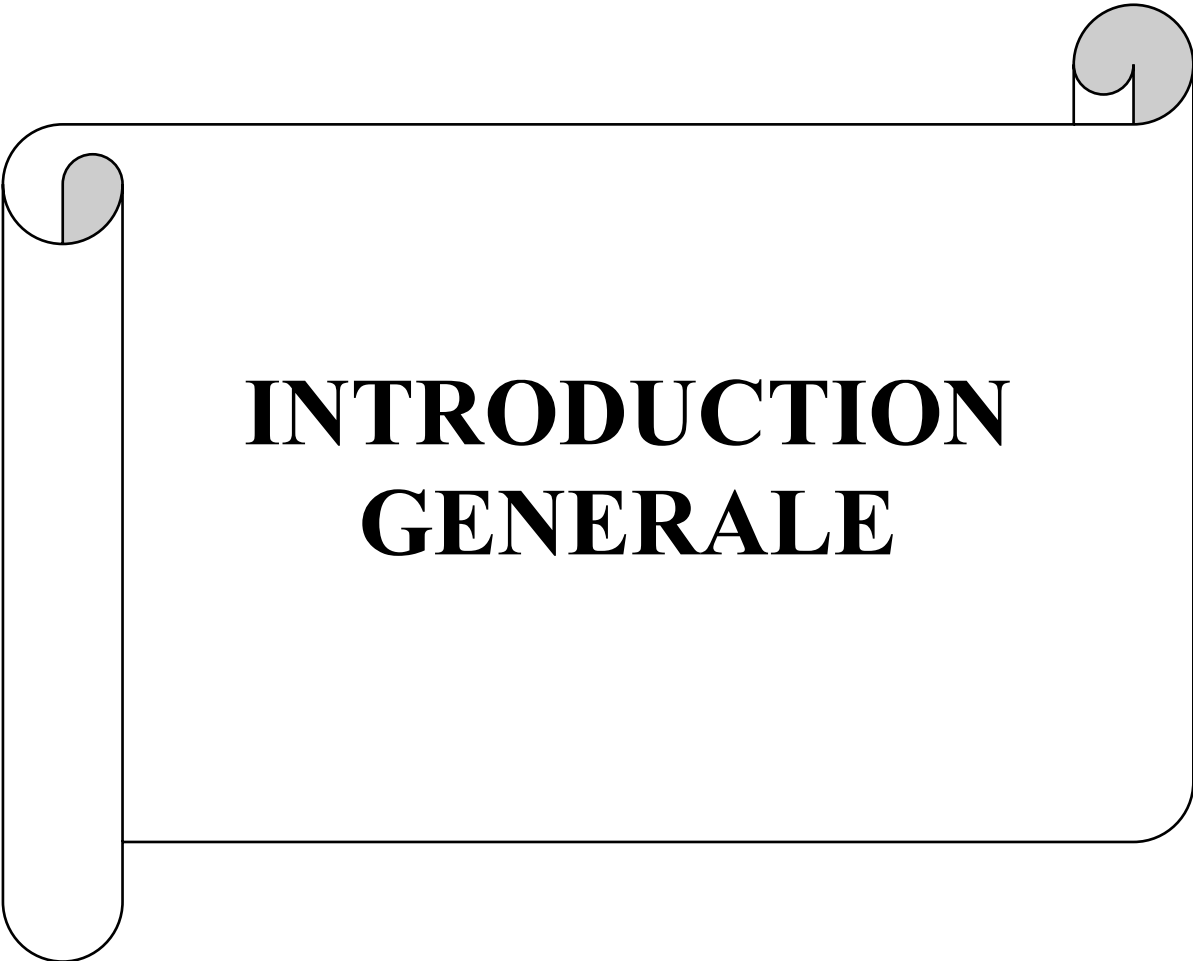
GCB : La Société Nationale de Génie Civil et Bâtiment

LISTE DES FIGURES

Figure II-1: Situation géographique de l'Unité	19
Figure II- 2: Schéma 3D simplifié de la station de traitement des eaux huileuses de l'UTBS	22
Figure III-3: Comparaison des consommations chimiques selon les scénarios.	36
Figure III-4: Répartition indicative de l'OPEX annuel	43
Figure IV-5: Principe des essais jar-test.....	56

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I-1: Taille des gouttelettes dans le mélange	3
Tableau II-2: Impacts des paramètres physico-chimiques et justifications techniques des procédés associés	21
Tableau II- 3: Matrice de l'analyse fonctionnelle des principaux équipements de la station	26
Tableau II-4: Récapitulatif du programme de dosage chimique par ligne de traitement	27
Tableau III-5: Paramètres hydrauliques nominaux et objectifs de performance de la station	32
Tableau III-6: Estimation ventilée du CAPEX indicatif pour la station existante	33
Tableau III-7: Répartition structurelle des coûts du CAPEX total par grand poste	34
Tableau III- 8: Scénarios et hypothèses de dosage pour les différents réactifs chimiques	35
Tableau III-9: Estimation des consommations massiques journalières (Scénario moyen).	37
Tableau III-10: Sensibilité des consommations de la ligne secondaire selon le taux de marche	37
Tableau III- 11: Bilan des puissances électriques installées et appelées par équipement	39
Tableau III-12: Indicateurs de consommation et d'efficacité énergétique de la station	41
Tableau III-13: Évaluation du coût financier journalier des produits chimiques (Scénario moyen)	42
Tableau III-14: Synthèse de l'OPEX global annuel estimé pour la station	43
Tableau III-15: Estimation indicative du CAPEX de la variante hydrocyclone	45
Tableau III-16: Matrice comparative technico-économique entre la filière actuelle et la variante	46
Tableau IV-17: Plan de recommandations opérationnelles spécifiques par équipement	52
Tableau IV-18 : Analyse comparative globale entre la station existante et la variante compacte	54
Tableau IV-19: Programme d'essais complémentaires pour la caractérisation avancée des effluents	57
Tableau IV-20: Comparaison entre la situation actuelle et la variante jar-test / optimisation chimique	58



INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

La pollution de l'environnement qui accompagne le développement industriel et urbain constitue l'un des défis majeurs de notre siècle. Ce phénomène est le plus souvent dû à une gestion inadéquate des rejets et à un manque de maîtrise des procédés industriels, qui engendrent des substances secondaires nocives. Ces polluants se retrouvent invariablement dans le milieu naturel sous forme d'émissions gazeuses, de déchets solides ou, dans de très nombreux cas, sous forme de composés dissous ou dispersés dans les eaux.

Grande consommatrice de ressources hydriques, l'industrie pétrolière et gazière génère des volumes considérables d'effluents, principalement constitués d'eaux produites issues de l'extraction du pétrole et du gaz. Le rejet direct de ces eaux fortement polluées (eaux huileuses) dans l'environnement (rivières, nappes phréatiques, mer) présente des risques écologiques sévères. C'est pourquoi le traitement rigoureux de ces effluents avant leur rejet ou leur réutilisation est devenu une obligation environnementale et réglementaire stricte.

Dans ce contexte, la station de traitement des eaux huileuses de l'Unité de Traitement du Brut Sud (UTBS) à Hassi Messaoud joue un rôle essentiel dans la gestion des effluents générés par les opérations de traitement du brut. Ces eaux, issues principalement des eaux produites, des séparateurs, des dessaleurs, des drains ouverts et du système API, se caractérisent par une charge polluante complexe. Elles contiennent des hydrocarbures sous différentes formes (huiles libres, huiles dispersées et huiles émulsionnées) ainsi que des matières en suspension (MES).

Pour faire face à cette problématique, la station existante de l'UTBS repose sur une combinaison de procédés physiques et physico-chimiques, à savoir la séparation gravitaire, la centrifugation, la flottation et la filtration. Elle est structurée autour d'une ligne principale de traitement des eaux produites, dotée d'un débit nominal de 90 m³/h, et d'une ligne secondaire API/CPI fonctionnant à un débit intermittent de 30 m³/h.

Cependant, l'exploitation de cette station fait face à des contraintes opérationnelles significatives : variabilité de la qualité des eaux en entrée, persistance des huiles émulsionnées, risque de colmatage des filtres, consommation élevée de réactifs chimiques et besoin d'ajustement du pH. Ces facteurs impactent directement la stabilité du fonctionnement, les performances épuratoires et la maîtrise des coûts d'exploitation. Face à ces limites, la problématique centrale de ce mémoire s'articule autour de la question suivante : comment analyser le fonctionnement technique et économique de la station de l'UTBS pour optimiser ses performances de traitement et réduire ses coûts opératoires (OPEX) et d'investissement (CAPEX) ?

Afin de répondre aux exigences de performance et d'optimisation de cette installation, le présent mémoire est structuré en trois chapitres principaux :

Le premier chapitre est dédié à une description générale et technique de l'Unité de Traitement du Brut Sud (L'UTBS), afin de contextualiser la provenance des effluents.

Le deuxième chapitre présente une synthèse bibliographique des principales techniques et technologies globales utilisées pour le traitement des eaux huileuses dans l'industrie pétrolière.

Le troisième chapitre est consacré à la partie pratique et analytique. Il présente en détail les caractéristiques de l'effluent à traiter ainsi que l'évaluation des paramètres idéaux de la procédure de traitement des eaux huileuses au niveau de l'UTBS (Hassi Messaoud).

Le quatrième chapitre propose des optimisations opérationnelles et chimiques via le *jar-test* pour réduire les coûts et améliorer les performances de traitement. Il évalue également la pertinence technique et économique de l'intégration d'un hydrocyclone pour moderniser la station. Une analyse comparative finale fournit une base décisionnelle pour optimiser le fonctionnement global de l'unité.

A stylized graphic of a scroll, with a vertical strip on the left and a horizontal strip on the right, both with rounded ends. The scroll is outlined in black and has a light gray fill. The title is centered on the horizontal strip.

Chapitre I :

**État de l'art sur les eaux huileuses et les procédés
physico-chimiques**

1. Définition des eaux huileuses :

Les eaux huileuses constituent une catégorie d'effluents industriels caractérisés par la présence d'huiles ou d'hydrocarbures en proportions variables. Elles sont principalement générées par les activités liées aux secteurs pétrolier et gazier, incluant l'extraction, la production, le traitement, le raffinage, le transport ainsi que les opérations de nettoyage industriel. Ces effluents représentent un sous-produit inévitable des processus pétroliers, où l'eau employée à divers stades de transformation s'imbrique avec les huiles et leurs dérivés, donnant lieu à un mélange complexe d'eau et de composés organiques (Benras & Djerioui, 2020).

2. Nature et origine des eaux huileuses industrielles :

Les eaux huileuses, particulièrement nocives, proviennent essentiellement de l'extraction, du transport et du raffinage du pétrole et du gaz, et présentent des concentrations élevées en hydrocarbures (Benras & Djerioui, 2020).

Le réseau d'eaux hydrocarburées recueille l'ensemble des effluents non radioactifs susceptibles de contenir des hydrocarbures insolubles, provenant notamment :

- Des salles des machines.
- De l'atelier et du magasin général.
- Du poste électrique de chaque tranche.
- De la zone de stockage des wagons d'huile.
- De l'huilerie.

Toutes les eaux issues des zones d'unités doivent être considérées comme potentiellement huileuses (Mokhbi, 2018).

2.1. Caractéristiques principales :

Les eaux huileuses industrielles se caractérisent principalement par la présence d'huiles et de graisses sous différentes formes (libres ou émulsionnées), accompagnées d'une charge organique élevée se traduisant par des valeurs importantes de DCO et DBO. Elles contiennent également des matières en suspension et présentent souvent des émulsions stables difficiles à séparer. Leur composition est variable selon l'activité industrielle, avec un pH pouvant être acide, neutre ou basique. Ces eaux ont généralement un aspect huileux, une odeur marquée d'hydrocarbures et peuvent être toxiques pour l'environnement (Metcalf & Eddy, 2014).

3. Forme des hydrocarbures dans l'eau

3.1. Huiles libres :

L'huile, qui ne se dissout pas dans l'eau et n'interagit pas chimiquement avec elle, forme une couche flottant à la surface en raison de la différence de densité entre les deux liquides. Cette eau chargée

d'huile représente l'un des cas les plus simples à traiter, car l'huile peut être éliminée par des procédés mécaniques élémentaires, tels que des séparateurs ou des barrages flottants (Benras & Djerioui, 2020).

3.2. Huiles dispersées :

Dans cette configuration, l'huile se disperse en fines gouttelettes au sein de l'eau sous l'effet d'une agitation mécanique ou de turbulences dans les canalisations ou réservoirs. Ces gouttelettes demeurent en suspension dans l'eau pendant une durée significative et sont difficiles à isoler par les techniques classiques, rendant nécessaire le recours à des procédés plus élaborés tels que l'utilisation de matériaux collecteurs ou la séparation par centrifugation (Benras & Djerioui, 2020).

3.3. Huiles émulsifiées :

Cette émulsion se constitue lorsque l'huile interagit avec des substances chimiques ou est dispersée dans l'eau sous l'effet de facteurs physiques, formant ainsi un mélange stable difficile à dissocier. Sa cohésion résulte de la présence d'agents émulsifiants ou d'impuretés modifiant la tension superficielle. La séparation de cette émulsion requiert des méthodes spécifiques, comme un traitement chimique ou l'emploi de techniques de microfiltration (Ultrafiltration) (Benras & Djerioui, 2020).

Tableau I-1: Taille des gouttelettes dans le mélange (Benras & Djerioui, 2020).

Type d'huile	Diamètre des gouttelettes D_g (μm)
Huile libre (flottante)	≥ 150
Huile dispersée	20-150
Huile émulsifiée	≤ 20
Huile dissoute	≤ 5

4. Caractéristiques et paramètres influençant le traitement

4.1. Matières en suspension (MES) :

Les matières en suspension désignent des particules solides de très petite taille présentes dans l'eau. Elles englobent l'ensemble des particules minérales et organiques non dissoutes, dont le diamètre excède $1 \mu\text{m}$, contenues dans les eaux usées. Leur quantification fournit une première estimation de la concentration en matière colloïdale, d'origine minérale ou organique, et permet d'évaluer le degré de turbidité de l'eau (Mokhbi, 2018).

4.2. PH :

Mesuré *in situ*, le pH évalue les ions H^+ et dépend de l'origine de l'eau, stabilisée par un système tampon (carbonate/bicarbonate). Une valeur comprise entre 5,5 et 8,5 permet un développement biologique normal. Les eaux alcalines abritent ainsi une faune et une flore plus riches et diversifiées que les eaux acides, qui restent faiblement minéralisées et moins productives (Latreche & Zerrouki, 2019).

4.3. Température :

La température de l'eau, mesurée *in situ*, est cruciale pour étalonner la conductivité et le pH. Biologiquement, son refroidissement bloque les réactions chimiques vitales, alors que son élévation perturbe l'écosystème en favorisant certaines espèces au détriment d'autres. Chaque organisme étant limité à une plage thermique stricte, toute variation extrême menace directement sa survie (Latreche & Zerrouki, 2019).

4.4. Salinité :

La salinité désigne la concentration en sels minéraux dissous dans l’eau. Elle s’exprime en parties pour mille, notée ‰ ou en unités de salinité pratique (psu). Une valeur de 1 psu équivaut à un gramme de sel sec par kilogramme d’eau. À la surface des océans et des mers ouvertes, la salinité oscille généralement entre 31 et 37,9 psu. Elle peut toutefois chuter jusqu’à 10 psu dans certaines régions de la mer Baltique, tandis qu’elle atteint environ 40 psu en mer Rouge (Bouchar, 2010).

4.5. Tensioactifs :

Les tensioactifs sont des agents amphiphiles qui stabilisent les mélanges eau-huile en abaissant leur tension interfaciale. Sous la Concentration Micellaire Critique (CMC), ils se dispersent individuellement aux interfaces pour bloquer la coalescence des phases. Dès que la CMC est franchie, ils s'auto-assemblent en micelles (structures sphériques au cœur hydrophobe et à la couronne hydrophile) capables d'encapsuler les graisses. Divisés en quatre classes selon leur charge (anioniques, cationiques, non ioniques et zwitterioniques), ils sont omniprésents en cosmétique et détergence pour leurs propriétés moussantes et émulsifiantes, bien que leur nature synthétique soulève des questions de tolérance cutanée (Béven, 2025).

4.6. Densité :

La densité correspond au quotient de la masse par le volume de la substance à 15 °C, rapporté à celle de l’eau pure mesurée à 4 °C, température à laquelle la masse volumique de l’eau est égale à 1, soit 1 kilogramme par litre (Djelal & Benzaoui, 2017).

4.7. Taille des gouttelettes :

La stabilité de l’émulsion est directement proportionnelle à la réduction de la taille des gouttelettes d’eau (Djelal & Benzaoui, 2017).

5. Mécanismes de séparation huile-eau

5.1. Séparation gravitaire :

Cette technique constitue la méthode la plus économique et la plus répandue pour éliminer les huiles libres présentes dans les eaux usées huileuses. Elle repose sur la différence de densité entre les deux phases, à savoir l'huile et l'eau. L'huile remonte à la surface d'un bassin de décantation où elle est ensuite récupérée par écumage. L'efficacité d'un séparateur gravitaire dépend d'une conception hydraulique adaptée et du temps de rétention des effluents. Plusieurs types d'équipements permettent de mettre en œuvre cette séparation. Les principaux systèmes

disponibles commercialement sont : les séparateurs API, les coalesceurs à plaques et les unités de flottation (Saoud & Bouziane, 2019).

5.2. Coalescence :

Le procédé de coalescence repose sur le principe de l'agrégation des gouttelettes d'huile. Il nécessite un rapport surface-volume élevé, c'est-à-dire une faible profondeur par rapport à la surface. Une grande surface est en effet requise pour permettre la réunion de l'huile dispersée unifier référence bibliographique . Cette technique est employée pour traiter les mélanges eau-huile en émulsion résultant d'un traitement primaire, tel que la décantation . Pour induire la coalescence, le mélange est acheminé à travers des cellules générant un écoulement sinueux du liquide . Les parois de ces cellules sont constituées de matériaux adsorbants, sélectifs selon la concentration du mélange : hydrophiles pour les mélanges fortement concentrés en huile, ou oléophiles pour les mélanges faiblement concentrés. Dans le premier cas, des fibres de verre traitées au phénol formaldéhyde permettent d'atteindre une efficacité de 100% pour le traitement par coalescence . La concentration en huile des effluents issus de ce traitement se situe généralement entre 1 et 50 mg/L . Les défaillances de ces unités sont principalement dues à la contamination et au colmatage du média filtrant par les substances chimiques polluantes contenues dans les huiles usées (Cullen, 1990).

5.3. Flottation : (à mettre après section de traitement chimique)

La flottation sépare les constituants des eaux usées grâce à leurs écarts de densité : l'huile libre, plus légère que l'eau, remonte spontanément en surface tandis que les matières en suspension décantent. Cependant, ce processus naturel est freiné par les solides qui piègent l'huile et par les fractions dispersées ou émulsionnées qui requièrent une coalescence ou une rupture chimique préalable. Afin d'accélérer la séparation, la flottation injecte de très fines bulles d'air qui s'associent aux gouttelettes d'huile pour maximiser leur vitesse d'ascension. Le succès de cette technique repose sur l'injection sous pression (totale, partielle ou recyclée) permettant d'obtenir des bulles au diamètre minimal et à la répartition homogène, tout en évitant leur coalescence (Cullen, 1990).

5.4. Traitement chimique :

Le traitement chimique des eaux usées huileuses vise à rompre les émulsions et à éliminer l'huile dispersée en optimisant les équipements de séparation physique. En raison de leur charge de surface, les gouttelettes d'huile se repoussent naturellement, ce qui empêche leur agrégation ; l'ajout d'additifs chimiques neutralise cette répulsion électrostatique, déstabilisant ainsi la phase dispersée pour favoriser la coalescence. La séparation et la récupération de l'huile s'opèrent ensuite efficacement à travers deux mécanismes complémentaires : la coagulation et la floculation (Saoud & Bouziane, 2019).

5.4.1. Coagulation :

Repose sur l'introduction d'un réactif dans l'eau, visant à déstabiliser les particules en suspension. Ce processus neutralise leurs charges négatives, responsables de leur maintien dans un état de suspension stable (Saoud & Bouziane, 2019).

5.4.2. Flocculation :

Constitue le processus d'agrandissement et d'homogénéisation des micro-flocons générés par l'ajout du coagulant. Son objectif est d'accroître la fréquence des collisions entre les particules colloïdales déstabilisées, favorisant ainsi leur agrégation (Saoud & Bouziane, 2019).

5.4.3. Démulsification :

Également désignée sous le terme de rupture d'émulsion, la démulsification correspond au processus de séparation d'une émulsion en deux phases distinctes et homogènes, ou en une phase unique homogène. La majeure partie du pétrole brut produit à l'échelle mondiale contient une proportion variable d'eau sous forme d'émulsion, cette eau étant généralement salée, parfois jusqu'à saturation. Il est nécessaire, ou du moins souhaitable, de procéder au dessalage et à la désémulsion de ces bruts directement sur le site de production pour plusieurs raisons essentielles :

- Une teneur en eau excessive dans le brut entraîne l'application de pénalités financières.
- L'élimination de l'eau après désémulsion permet de réaliser des économies d'énergie liées au transport.
- Le dessalage et la désémulsion contribuent significativement à réduire la corrosion des équipements de production (Selka & Kelaiaia, 2018).

5.5. Mécanismes biologiques de dégradation

□ La biodégradation aérobie :

La biodégradation par les micro-organismes (bactéries, champignons) transforme lentement les hydrocarbures en CO₂ et en eau. Elle prend le relais dès que l'élimination physique et chimique des fractions légères s'arrête. Sa rapidité dépend de la structure moléculaire : les structures linéaires se dégradent facilement, les formes ramifiées ou cycliques sont plus résistantes, et les hydrocarbures lourds peuvent persister plusieurs années (Selka & Kelaiaia, 2018).

□ La dégradation anaérobie :

La dégradation anaérobie des alcanes et des hydrocarbures aromatiques conduit à la formation d'acides gras par un mécanisme radicalaire où une molécule activée réagit avec le fumarate pour former du succinate substitué. Si ce processus général reste à élucider, la voie du toluène est mieux connue : elle débute par la production de benzylsuccinate qui, en réagissant avec la coenzyme A, génère de l'acétyl-CoA et du benzoyl-CoA, ce dernier étant ensuite éliminé par β -oxydation (Labad et al., 2021).

6. Définition de l'oxygène dissous :

6.1. Problématique de l'oxygène dissous dans les eaux traitées :

La corrosion induite par l'oxygène constitue la difficulté la plus critique lors de la mise sous surveillance d'une chaudière. Un contrôle inadéquat de l'oxygène provoque une corrosion par piqûration susceptible de perforer rapidement les parois métalliques. Ces zones fragilisées peuvent

entraîner des ruptures au niveau des réchauffeurs et des économiseurs. De manière générale, l'oxygène dissous joue un rôle particulièrement délétère dans le processus de corrosion du fer par l'eau.

L'oxygène exerce une influence déterminante sur les phénomènes de corrosion, lesquels sont principalement activés selon deux mécanismes distincts :

Mécanisme électrochimique

Réaction anodique : $\text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{2+} + 2\text{e}^-$

Les réactions cathodiques correspondantes sont :

$2\text{H}^+ + 1/2\text{O}_2 + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O}$ et $\text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightarrow 4\text{OH}^-$ (Boufelfel, 2022).

6.2. Risques liés à la présence d'oxygène :

La présence d'oxygène dissous dans les eaux huileuses présente des risques majeurs : elle accélère la corrosion des infrastructures par oxydation, stimule la prolifération bactérienne aérobie menant à la formation de biofilms, et peut dégrader les hydrocarbures en composés plus toxiques. Enfin, ces variations d'oxygène déstabilisent l'équilibre physico-chimique global, ce qui altère l'efficacité des procédés de traitement (Metcalf & Eddy, 2014).

6.3. Principes d'élimination de l'oxygène dissous :

- **Le sulfite de sodium (Na_2SO_3)**

En solution, le sulfite de sodium réagit avec l'oxygène dissous pour former du sulfate, suivant la réaction : $\text{Na}_2\text{SO}_3 + \frac{1}{2} \text{O}_2 \rightarrow \text{Na}_2\text{SO}_4$.

Cette réduction de l'oxygène par le sulfite entraîne une augmentation de la salinité totale de l'eau de chaudière ainsi que de la concentration en sulfates. De plus, dans des conditions de haute pression et température, le sulfite a tendance à se décomposer, produisant du SO_2 et du H_2S , ce qui participe à la corrosion des circuits de retour.

- **L'hydrazine (N_2H_4)**

L'hydrazine constitue un agent réducteur puissant. Elle permet de réduire significativement la teneur en oxygène selon la réaction :

$\text{N}_2\text{H}_4 + \text{O}_2 \rightarrow \text{N}_2 + 2 \text{H}_2\text{O}$ (Boufelfel, 2022).

6.4. Procédés et moyennes utilisés pour désoxygénation

Pour éliminer l'oxygène dissous et prévenir la corrosion, la désoxygénation de l'eau utilise trois types de procédés : physiques (dégazage thermique, sous vide ou stripping à l'azote), chimiques (neutralisation par ajout de sulfite de sodium ou d'hydrazine), et physico-chimiques (tours de

dégazage ou membranes), ces derniers combinant les deux approches pour une efficacité optimale (Metcalf & Eddy, 2014).

7. Procédés de traitement des eaux huileuses

7.1.1. Bassin API (American Petroleum Institute)

a. Principe :

L'efficacité des séparateurs API dépend du temps de rétention, de la configuration du bassin et des adjuvants chimiques. Le système sature toutefois face aux huiles émulsifiées et aux gouttelettes fines : leur traitement exige un temps de rétention prolongé, ce qui fait grimper drastiquement les coûts d'investissement, de maintenance et de nettoyage (Arthur et al., 2005).

b. Avantages :

- Conception et exploitation simplifiées
- Aucune technologie complexe n'est requise Investissement et coûts d'exploitation réduits Solution économique pour le prétraitement
- Faible consommation énergétique Fonctionnement par écoulement gravitaire
- Capacité à traiter de grands volumes
- Utilise dans les raffineries (Metcalf & Eddy, 2014).

c. Limites :

- Il est sensible à la taille des gouttelettes : les petites gouttelettes ne sont pas éliminées.
- Il nécessite une grande surface, ce qui rend l'installation volumineuse.
- Il est influencé par les conditions opératoires telles que la température, la turbulence et le débit.
- Il requiert un traitement complémentaire (par exemple, DAF, coagulation ou traitement biologique) (Metcalf & Eddy, 2014).

d. Domaines d'application :

- Raffineries pétrolières
- Industries pétrochimiques
- Stations de traitement des eaux industrielles
- Plateforme offshore
- Industries mécaniques (eaux chargées en huiles) (Metcalf & Eddy, 2014).

7.1.2. Séparateurs CPI (Corrugated Plate Interceptor)

a. Principe :

L'utilisation de plaques ondulées permet d'optimiser l'efficacité des séparateurs gravitaires. Ces plaques favorisent la coalescence des gouttelettes d'huile en leur offrant un trajet ascensionnel plus

long, conduisant ainsi à la formation de gouttes de plus grande taille. Cette solution technique, à la fois simple et compacte, est couramment intégrée dans la conception des séparateurs API. Toutefois, son efficacité est limitée à la rétention des gouttelettes d'huile d'un diamètre égal ou supérieur à 40 microns. La séparation des particules plus fines demeure difficile avec ce type d'équipement (Arthur et al., 2005).

b. Avantages :

- Cette technologie ne nécessite aucune énergie.
- Présente un coût réduit et permet une élimination efficace des huiles libres et des matières en suspension.
- Sans composants mobiles, elle se caractérise par sa robustesse et sa grande résistance (Arthur et al., 2005).

c. Limites :

Peu efficace pour la filtration des particules fines d'huile, nécessitant un temps de rétention prolongé et une maintenance régulière (Arthur et al., 2005).

d. Domaines d’application :

- **Pétrole** : Séparation eau/hydrocarbures (raffinage, transformation, plateformes en mer) avant rejet ou traitement.
- **Chimie & Mécanique** : Élimination des solvants, substances organiques, et huiles de coupe (usinage, automobile).
- **Stations d'épuration** : Prétraitement de la charge en huiles et graisses en amont de l'étape biologique.
- **Agroalimentaire** : Traitement des effluents chargés en graisses animales ou végétales (Metcalf & Eddy, 2014).

7.1.3. DAF (Flottation à air dissous)

a. Principe :

Le procédé de flottation à air dissous (DAF) repose sur la séparation des matières en suspension et huiles/ graisses / hydrocarbures présentes dans un liquide en favorisant leur ascension vers la surface. Généralement, cette technique constitue une solution de remplacement à la décantation et présente plusieurs avantages (Palaniandy et al., 2017).

b. Avantages :

En particulier, une qualité d'eau traitée supérieure, une mise en service accélérée, des débits de traitement plus importants et des boues plus concentrées. Par ailleurs, les systèmes DAF requièrent un encombrement réduit comparé aux clarificateurs conventionnels et, du fait de leur conception modulaire, leur installation et leur démarrage sont facilités (Palaniandy et al., 2017).

c. Limites :

- **Coûts** : Énergie (compression/recirculation) et produits chimiques élevés.
- **Sensibilité** : Moins performant face aux variations de débit et de charge.
- **Prétraitement** : Inadapté aux solides grossiers et émulsions fortes sans traitement préalable.
- **Boues** : Gestion lourde (traitement, déshydratation, élimination) des boues générées.
- **Maintenance** : Risques récurrents d'obstruction des injecteurs et saturateurs (Metcalf & Eddy, 2014).

d. Domaines d’application :

- **Pétrole & Chimie** : Traitement des hydrocarbures, particules fines et dispersées, composés organiques et tensioactifs.
- **Agroalimentaire** : Élimination des graisses (abattoirs, laiteries, huileries).
- **Papeterie** : Retrait des fibres et des matières organiques fines.
- **Eaux industrielles** : Clarification (secondaire/tertiaire) pour recyclage ou rejet (Metcalf & Eddy, 2014).

7.1.4. IGF (Flottation à gaz induit)

a. Principe :

La flottation à gaz induit, ou IGF, est un procédé de séparation utilisé pour éliminer les huiles dispersées et une partie des matières en suspension présentes dans les eaux huileuses. Son principe repose sur l’introduction de fines bulles de gaz dans l’eau à traiter. Ces bulles s’attachent aux gouttelettes d’huile et aux particules fines, ce qui favorise leur remontée à la surface sous forme de flottants.

Les flottants sont ensuite évacués par un système d’écémage, tandis que l’eau clarifiée est dirigée vers les étapes de traitement en aval. L’efficacité de l’IGF peut être améliorée par l’injection de produits chimiques, notamment un démulsiifiant inversé et/ou un floculant, afin de favoriser la coalescence des gouttelettes d’huile et l’agglomération des particules fines (Rahmani, 2018).

b. Avantages :

- **Performance** : Efficace sur les huiles dispersées, les particules fines et les gros débits.
- **Rapidité** : Temps de rétention court (plus rapide que la décantation).
- **Compacité** : Empreinte au sol réduite, idéale pour l'offshore (mieux que l'API/CPI) (Metcalf & Eddy, 2014).

c. Limites :

- **Coûts** : Énergie et exploitation élevées.

- **Maintenance** : Colmatage et usure des diffuseurs.
- **Limites** : Inefficace sur les émulsions (coagulation requise).
- **Sensibilité** : Complexe et sensible aux variations de débit/pression (Metcalf & Eddy, 2014).

d. Domaines d'application :

- **Applications** : Traitement des eaux dans les industries pétrolière, pétrochimique, gazière et lourde (huiles fines).
- **Atout majeur** : Parfait pour les espaces restreints grâce à sa compacité (Metcalf & Eddy, 2014)

7.1.5. DGF (Flottation à gaz dissous)

a. Principe :

La flottation à gaz dissous est un procédé de séparation utilisé pour éliminer les huiles dispersées et les matières en suspension des eaux huileuses. Le principe consiste à dissoudre un gaz dans une partie de l'eau recyclée sous pression, puis à détendre ce mélange dans la cellule de flottation. Cette détente génère de fines bulles qui s'attachent aux gouttelettes d'huile et aux particules, favorisant leur remontée à la surface sous forme de flottants. Les flottants sont ensuite évacués par écrémage, tandis que l'eau clarifiée est dirigée vers les étapes de traitement aval, comme la filtration. Le DGF est particulièrement intéressant en milieu pétrolier lorsque l'utilisation d'air n'est pas souhaitable, car il utilise un gaz au lieu de l'air (Rahmani, 2018).

b. Avantages :

- **Simple** : Technologie moins complexe que l'IGF ou le DAF, facile à installer.
- **Économique** : Faible coût d'investissement initial.
- **Efficace** : Idéal pour séparer les huiles libres et dispersées.
- **Pratique** : Exploitation et maintenance simplifiées pour l'industrie classique

(Metcalf & Eddy, 2014).

c. Limites :

- **Limites** : Inefficace sur les émulsions stables et les huiles/particules très fines.
- **Moins performant** : Bulles plus grosses que le DAF, réduisant le rendement.
- **Contrainte** : Nécessite souvent l'ajout de coagulants ou flocculants (Metcalf & Eddy, 2014).

d. Domaines d'application :

- **Pétrole & Gaz / Raffineries** : Séparation des hydrocarbures et eaux de procédé.

- **Mécanique** : Traitement des eaux de coupe et lubrifiants.
- **Agroalimentaire** : Élimination des graisses et huiles.
- **Stations industrielles** : Étape de clarification primaire (Metcalf & Eddy, 2014).

7.1.6. Hydrocyclones

a. Principe :

L'hydrocyclone est un équipement de séparation utilisant la force centrifuge générée par l'entrée tangentielle de l'eau sous pression. Cette rotation crée un vortex permettant de séparer les phases selon leur densité.

Dans le traitement des eaux huileuses, on distingue principalement deux types d'hydrocyclones :

- L'hydrocyclone dessableur, utilisé pour éliminer les sables et les particules solides lourdes. Les solides, plus denses que l'eau, sont projetés vers la paroi et évacués par la partie inférieure.
- L'hydrocyclone déshuileur, ou deoiler, utilisé pour séparer les gouttelettes d'huile dispersées. L'huile, plus légère que l'eau, migre vers le centre du vortex et est récupérée par la sortie supérieure.

Les hydrocyclones sont des équipements compacts, sans pièces mobiles, adaptés aux installations pétrolières. Leur efficacité dépend principalement du débit, de la pression d'entrée, de la taille des particules ou des gouttelettes d'huile, ainsi que de la stabilité des émulsions (Metcalf & Eddy, 2014).

b. Les Avantages :

- **Fiables** : Conception simple sans pièces mobiles, réduisant la maintenance.
- **Compacts** : Encombrement minimal, parfaits pour l'offshore.
- **Efficaces** : Séparation rapide et en continu.
- **Économiques** : Faible coût d'exploitation (Metcalf & Eddy, 2014).

c. Limites :

- **Limites** : Inefficaces sur les émulsions stables et les gouttes très fines.
- **Instabilité** : Sensibles aux variations de débit et de pression.
- **Configuration** : Nécessitent souvent plusieurs unités en série (Metcalf & Eddy, 2014).

d. Domaines d'application :

- **Pétrole (Offshore)** : Traitement des eaux de production.
- **Mines** : Séparation et classification des solides
- **Chimie & Mécanique** : Clarification des effluents industriels.

- **Stations de traitement** : Utilisation comme étape de prétraitement (Metcalf & Eddy, 2014).

7.2. Procédés physico-chimiques

a. Principe :

Le traitement physico-chimique des eaux huileuses vise à améliorer la séparation des hydrocarbures, des matières en suspension et des particules colloïdales par l'ajout de réactifs chimiques. Ces produits permettent de déstabiliser les particules fines, de casser les émulsions et de favoriser la formation d'agrégats plus facilement séparables par flottation, décantation ou filtration.

Dans le cas des eaux huileuses, les principaux réactifs utilisés sont le démulsifiant inversé, le coagulant et le floculant. Le démulsifiant inversé agit sur les émulsions huile-dans-eau en favorisant la coalescence des fines gouttelettes d'huile. Le coagulant neutralise les charges des particules colloïdales, tandis que le floculant favorise l'agglomération des particules en floccs de plus grande taille.

Ces traitements sont généralement associés à des procédés physiques tels que l'IGF, le DAF, le CPI, les hydrocyclones ou les filtres, afin d'améliorer l'efficacité globale de séparation (Bassa et al., 2017).

b. Les Avantages :

- **Efficaces** : Éliminent rapidement les huiles et les particules fines.
- **Rapides** : Temps de traitement bien plus courts que le biologique.
- **Stables** : Insensibles aux variations de charges polluantes.
- **Flexibles** : Adaptables à divers effluents et faciles à intégrer (Metcalf & Eddy, 2014).

c. Limites :

- **Coût** : Réactifs chimiques (coagulants/floculants) onéreux.
- **Résidus** : Volume important de boues à éliminer.
- **Limites** : Inefficace sur les polluants dissous ou très fins.
- **Sécurité** : Gestion et manipulation rigoureuse des produits (Metcalf & Eddy, 2014).

d. Domaines d'application :

- **Pétrole/Pétrochimie** : Traitement des eaux huileuses.
- **Chimie** : Élimination des composés toxiques.

- **Agroalimentaire** : Élimination des graisses.
- **Textile/Papeterie** : Épuration des effluents sectoriels.
- **Stations industrielles** : Prétraitement ou traitement principal (Metcalf & Eddy, 2014).

7.3. Procédés de filtration

a. Principe :

La filtration est un procédé physique de finition qui consiste à faire passer l'eau à travers un milieu poreux afin de retenir les matières en suspension, les particules fines et une partie des hydrocarbures résiduels. Dans le traitement des eaux huileuses, elle est généralement placée après les étapes de séparation primaire et de flottation, afin d'améliorer la qualité finale de l'eau traitée.

La rétention peut se faire en surface, lorsque les particules sont arrêtées à l'entrée du média filtrant, ou en profondeur, lorsque les particules pénètrent dans le lit filtrant avant d'être retenues. L'accumulation progressive des particules et des hydrocarbures entraîne une augmentation de la perte de charge, ce qui nécessite des lavages périodiques du filtre.

Les filtres Nutshell sont particulièrement utilisés dans le traitement des eaux huileuses, car leur média permet de retenir les hydrocarbures résiduels et les particules fines. Leur efficacité dépend fortement de la qualité de l'eau en entrée, notamment de la performance des étapes amont telles que l'IGF, le CPI ou les hydrocyclones (Segueni, 2020).

b. Les Avantages :

- Procédé simple et facile à exploiter
- Bonne efficacité pour l'élimination des matières en suspension
- Améliore la qualité de l'eau en traitement tertiaire
- Peut être utilisé comme étape de finition
- Faible consommation de produits chimiques (Metcalf & Eddy, 2014).

c. Limites :

- Risque de colmatage du média filtrant
- Nécessite un entretien et des lavages réguliers (back Wash)
- Inefficace pour les polluants dissous et les émulsions stables
- Perte de charge progressive dans le filtre
- Besoin d'un prétraitement pour les eaux très chargées (Metcalf & Eddy, 2014).

d. Domaines d'application :

- Stations de traitement des eaux usées (traitement tertiaire)
- Industrie agroalimentaire
- Industrie chimique et pétrochimique
- Traitement des eaux industrielles huileuses après séparation primaire

- Réutilisation des eaux de process (Metcalf & Eddy, 2014).

7.4. Traitement biologique

a. Principe :

La méthode biologique s'appuie sur l'emploi de micro-organismes aptes à dégrader les composés organiques huileux pour les transformer en substances non toxiques, comme le dioxyde de carbone et l'eau. Elle est principalement mise en œuvre pour le traitement d'eaux présentant une faible teneur en hydrocarbures, et intervient généralement après des étapes de traitement physique et chimique. Son efficacité requiert des conditions environnementales spécifiques afin d'optimiser l'activité des micro-organismes (Palaniandy et al., 2017).

b. Avantages :

- **Économique** : Procédé naturel par micro-organismes à faible coût d'exploitation.
- **Performant** : Forte réduction de la charge organique (DBO5/DCO) convertie en CO₂ et eau.
- **Fiable** : Technologie mature, classique et parfaitement maîtrisée (Metcalf & Eddy, 2014).

c. Limites :

- **Sensibilité** : Fortement dépendant du milieu (température, pH, oxygène).
- **Lenteur** : Processus plus long que le physico-chimique.
- **Vulnérabilité** : Efficacité réduite par les polluants toxiques ou non biodégradables.
- **Résidus** : Production de boues biologiques à gérer (Metcalf & Eddy, 2014).

d. Domaines d'application :

- **Eaux domestiques** : Application principale dans les stations d'épuration urbaines.
- **Industries variées** : Utilisation clé dans les secteurs de l'agroalimentaire, de la chimie et de la pétrochimie.
- **Eaux industrielles huileuses** : Étape finale (en aval d'un prétraitement) dédiée à l'élimination des polluants biodégradables (Metcalf & Eddy, 2014).

7.5. Systèmes de désoxygénation

a. Principe :

Les systèmes de désoxygénation ont pour objectif de réduire la teneur en oxygène dissous dans l'eau afin de limiter les phénomènes de corrosion dans les équipements et les conduites. Cette élimination peut être réalisée par des procédés physiques, chimiques ou physicochimiques (Metcalf & Eddy, 2014).

Parmi les procédés physiques, le désoxygénateur sous vide consiste à abaisser la pression au-dessus de l'eau afin de réduire la solubilité de l'oxygène et favoriser son dégazage. L'oxygène extrait est ensuite évacué par le système de vide. Cette méthode permet de diminuer l'oxygène dissous sans ajout de réactifs chimiques (Metcalf & Eddy, 2014).

Les procédés chimiques reposent sur l'injection d'agents réducteurs, tels que le sulfite ou d'autres désoxygénants, qui réagissent avec l'oxygène dissous. Enfin, certains systèmes utilisent un gaz inerte, comme l'azote, pour entraîner l'oxygène résiduel hors de l'eau (Metcalf & Eddy, 2014).

b. Avantages :

- **Longévité** : Réduction de la corrosion et prolongation de la durée de vie des installations.
- **Protection** : Préservation des chaudières, réseaux de distribution et équipements sous pression.
- **Adaptabilité** : Intégration facile dans les procédés continus et divers contextes industriels (Metcalf & Eddy, 2014).

c. Limites :

- **Coûts** : Dépenses d'exploitation élevées (réactifs).
- **Sécurité** : Gestion stricte de produits parfois dangereux.
- **Variabilité** : Efficacité dépendante de la température et de la pression (Metcalf & Eddy, 2014).

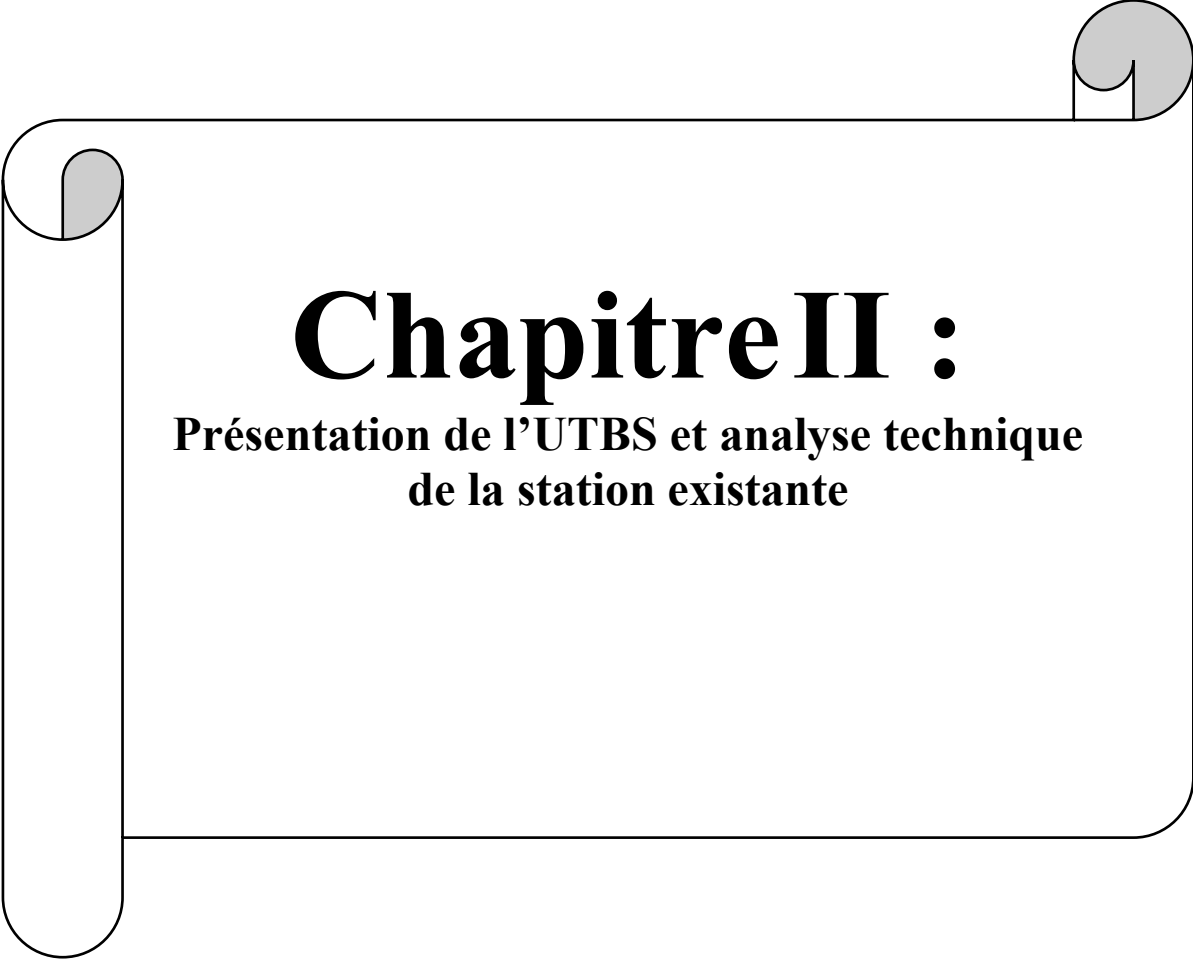
d. Domaines d'application :

- **Énergie & Thermique** : Chaudières et réseaux de chaleur.
- **Pétrole & Chimie** : Pipelines, eau d'injection et circuits de refroidissement.
- **Agroalimentaire & Pharma** : Eau de process (anti-oxydation des produits) (Metcalf & Eddy, 2014).

Conclusion :

Ce chapitre a permis de présenter les principales caractéristiques des eaux huileuses ainsi que les formes sous lesquelles les hydrocarbures peuvent être présents dans l'eau : libres, dispersés, émulsionnés ou dissous. La nature de ces hydrocarbures, la taille des gouttelettes, la concentration en matières en suspension, le pH, la salinité et la présence de tensioactifs influencent fortement le choix et l'efficacité des procédés de traitement. Les procédés gravitaires tels que l'API et le CPI sont adaptés à la séparation des huiles libres, tandis que les procédés de flottation comme l'IGF, le DGF ou le DAF permettent de traiter les huiles dispersées et les particules fines. Les hydrocyclones et les filtres Nutshell constituent également des solutions compactes et efficaces lorsqu'ils sont correctement intégrés dans une filière de traitement. Enfin, l'utilisation de produits chimiques tels que le reverse demulsifier, le coagulant et le floculant doit être optimisée par des essais de laboratoire, notamment le jar test, afin d'améliorer les performances tout en limitant les coûts

d'exploitation. Ces éléments serviront de base à l'analyse de la station UTBS dans le chapitre suivant.

A decorative graphic of a scroll with a black outline and grey shading on the rolled-up ends, framing the chapter title.

Chapitre II :

**Présentation de l'UTBS et analyse technique
de la station existante**

1 Introduction

Dans l'industrie pétrolière, l'extraction du pétrole brut s'accompagne inévitablement de la production de volumes massifs d'eaux de gisement chargées en sels, en sédiments et en hydrocarbures, représentant un défi technique et environnemental majeur face à des réglementations de plus en plus strictes. C'est dans ce contexte que ce chapitre s'attache à présenter l'Unité de Traitement Brut Sud (**UTBS**), en commençant par une **description globale du site** et de son rôle stratégique, suivie de l'identification précise de l'**origine des eaux huileuses** et de leur charge polluante. De plus, il détaille le cheminement fluide à travers les différentes **lignes de traitement** ainsi que le rôle technologique des **équipements clés** (séparateurs, flottateurs, filtres) mis en œuvre, pour enfin définir les **objectifs de qualité** et les normes de conformité environnementale que l'eau traitée doit impérativement atteindre avant son rejet ou sa réinjection.

2 Présentation générale de l'UTBS

L'UTBS est une installation de traitement de brut située au Sud, conçue pour accueillir et traiter l'huile non stabilisée issue de **six champs satellites (MDS, MDW, MDN, OML, OMN et ROM)**:

- **MDS** : Mesdar Sud (ou Messaoud Sud)
- **MDW** : Messaoud Ouest (*West*)
- **MDN** : Messaoud Nord
- **OML** : Ourhoud Ouest Lias (ou extension spécifique du bloc Ourhoud / Messaoud Peripheral)
- **OMN** : Ourhoud Nord (ou Ouargla Messaoud Nord selon la sectorisation historique)
- **ROM** : Rhourde Oulad Djemaa (ou Rhourde El Baguel / Ouest Messaoud selon les raccordements spécifiques de la zone Sud)

Présents dans la zone de Hassi-Messaoud Sud, puis d'expédier l'huile stabilisée vers le site de stockage à Haoud El Hamra. Le site se trouve à 7 km au sud-ouest du Centre Industriel Sud (CIS) [coordonnées : 31°37'42"N, 6°01'02"E, altitude : 142m] (Segueni, 2020).

Le rôle de l'UTBS consiste à purifier et stabiliser le pétrole brut issu des puits pour le rendre commercialisable, une mission qu'elle accomplit via un procédé de séparation multi-étage combinant dégazage, décantation et dessalage. Cependant, cette extraction des impuretés génère inévitablement de massifs volumes d'eaux huileuses provenant des eaux de gisement, du lavage au dessaleur et des purges de bacs. Ces effluents, fortement chargés en hydrocarbures, sels et sédiments, constituent la pollution majeure du site et imposent un traitement rigoureux pour atteindre les normes requises avant leur rejet ou réinjection (Sonatrach, 2021).

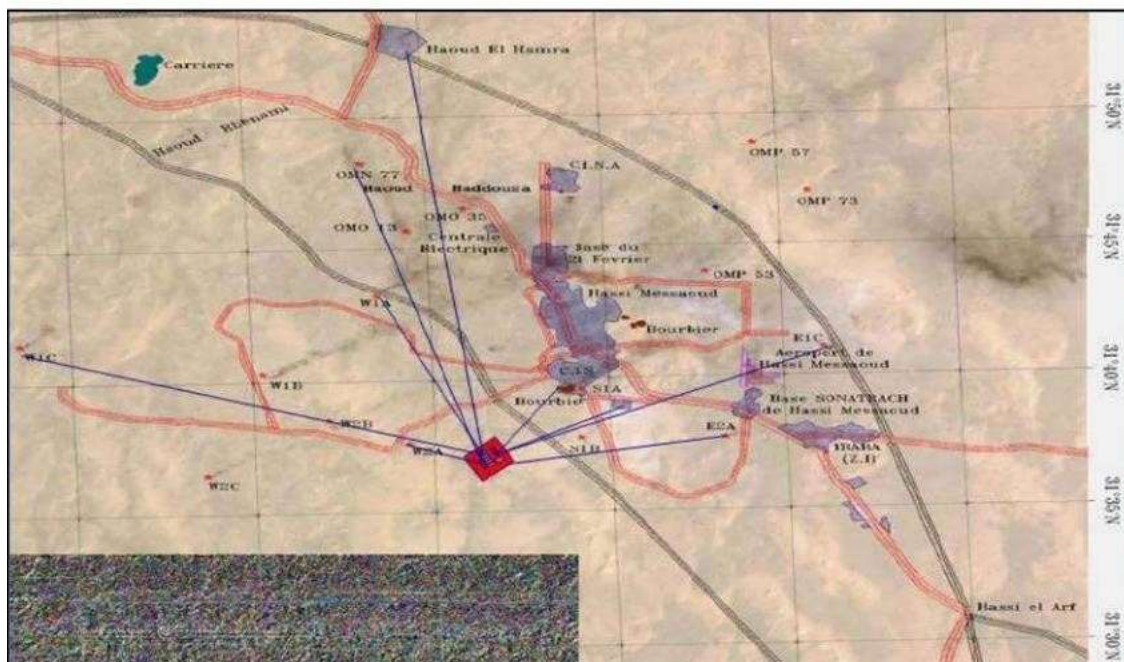


Figure II-1: Situation géographique de l'Unité UTBS (Segueni, 2020).

2.1 Origine des eaux huileuses

L'activité principale de l'UTBS réside dans la séparation et la stabilisation du brut afin d'isoler l'huile, le gaz et l'eau de gisement. Ce processus génère des eaux usées industrielles (effluents) provenant de deux sources distinctes (Les eaux de procédé et Les eaux de drainage), pour un débit global de dimensionnement de 120 m³/h :

- **La ligne principale – Les eaux de procédé (Flux continu – Max 90 m³/h) :**

Cette ligne prend en charge le flux majeur et permanent de la station. Ces effluents proviennent directement des unités de traitement du brut, plus précisément des opérations de séparation triphasique (eaux produites de gisement) et du dessalage électrostatique (eaux de lavage enrichies en sels) (Segueni, 2020).

- **La ligne secondaire – Les eaux de drainage (Flux intermittent – Max 30 m³/h)**

Cette ligne gère les apports discontinus et variables collectés par le réseau des drains ouverts du site. Elle englobe les eaux pluviales contaminées par les hydrocarbures de surface, les eaux de lavage des plateformes industrielles, ainsi que les purges séquentielles de certains équipements de l'unité (eaux orientées vers le séparateur API amont) (Segueni, 2020).

2.2 Nature des eaux à traiter

L'objectif de cette caractérisation est de comprendre la composition de l'effluent pétrolier afin de justifier techniquement le choix de chaque étape du traitement au sein de la station (UTBS)

1.1. Les Hydrocarbures (Huiles)

Les hydrocarbures se présentent sous trois formes distinctes, ce qui détermine le type de séparation physique ou chimique à appliquer :

- **Huiles libres** : Grandes gouttes qui flottent naturellement en surface (Segueni, 2020).
- **Huiles dispersées** : Fines gouttelettes maintenues en suspension par l'agitation mécanique. Nécessitent une **flottation gazeuse induite (IGF)** où des microbulles de gaz forcent leur remontée (Segueni, 2020).
- **Huiles émulsionnées** : Gouttes microscopiques stabilisées chimiquement (colloïdes) qui ne s'auto-séparent jamais. Imposent un **traitement chimique de coagulation-floculation** pour casser l'émulsion et agglomérer les particules en floes (Segueni, 2020).

1.2. Les Matières En Suspension (MES)

- **Nature** : Particules solides (sable, sédiments) très abondantes à l'entrée, atteignant des concentrations supérieures à **1300 mg/L**.
- **Justification du procédé** : Les propriétés abrasives des MES risquent d'endommager gravement les pompes. Cela justifie l'installation immédiate d'un **hydrocyclone (dessableur)** en tête de traitement pour éliminer le sable par force centrifuge avant toute autre étape (Segueni, 2020).

1.3. Les Paramètres Physico-Chimiques

Tableau II-2: Impacts des paramètres physico-chimiques et justifications techniques des procédés associés (Segueni, 2020).

Paramètre	Impact sur l'effluent	Justification technique du procédé
Salinité	L'eau de gisement est très chargée en sels, ce qui augmente sa densité.	Si l'écart de densité avec l'huile favorise la séparation gravitaire, la forte force ionique exige un ajustement précis des doses de polymères/coagulants pour maintenir l'efficacité du traitement chimique.
PH	Il influence directement la charge électrique de surface des particules.	Un contrôle strict est requis, car l'étape de coagulation-floculation ne fonctionne efficacement que sur une plage de pH optimale et précise .
Température (50 à 70 °C)	La chaleur réduit la viscosité de l'eau, ce qui accélère la vitesse de remontée des gouttes d'huile selon la loi de Stokes .	Les installations (dégazeur, flotteur) sont dimensionnées pour résister à ces températures, tout en exploitant cet avantage thermique pour maximiser le déshuilage mécanique.

3 Description générale de la station existante

La station de traitement des eaux huileuses de l'UTBS est conçue pour traiter deux types d'effluents : les eaux produites issues du procédé de traitement du brut et les eaux provenant de l'API / drains ouverts. Le système est dimensionné pour un débit maximal global de 120 m³/h, réparti entre une ligne principale de 90 m³/h fonctionnant en continu et une ligne secondaire de 30 m³/h fonctionnant de manière intermittente.

La ligne principale reçoit les eaux produites et assure leur traitement par collecte, pompage, dessablage par hydrocyclones et flottation à gaz induit. La ligne secondaire reçoit les eaux API / drains ouverts, qui sont prétraitées au niveau du CPI avant de rejoindre l'IGF. Après l'IGF, les deux flux rejoignent une ligne commune comprenant le bac tampon, les filtres Nutshell, les filtres d'eau traitée, l'analyseur / comptage et l'orientation vers OMN77 si l'eau est conforme.

La station peut donc être divisée en trois parties principales : la ligne principale, la ligne secondaire et la ligne commune après IGF.

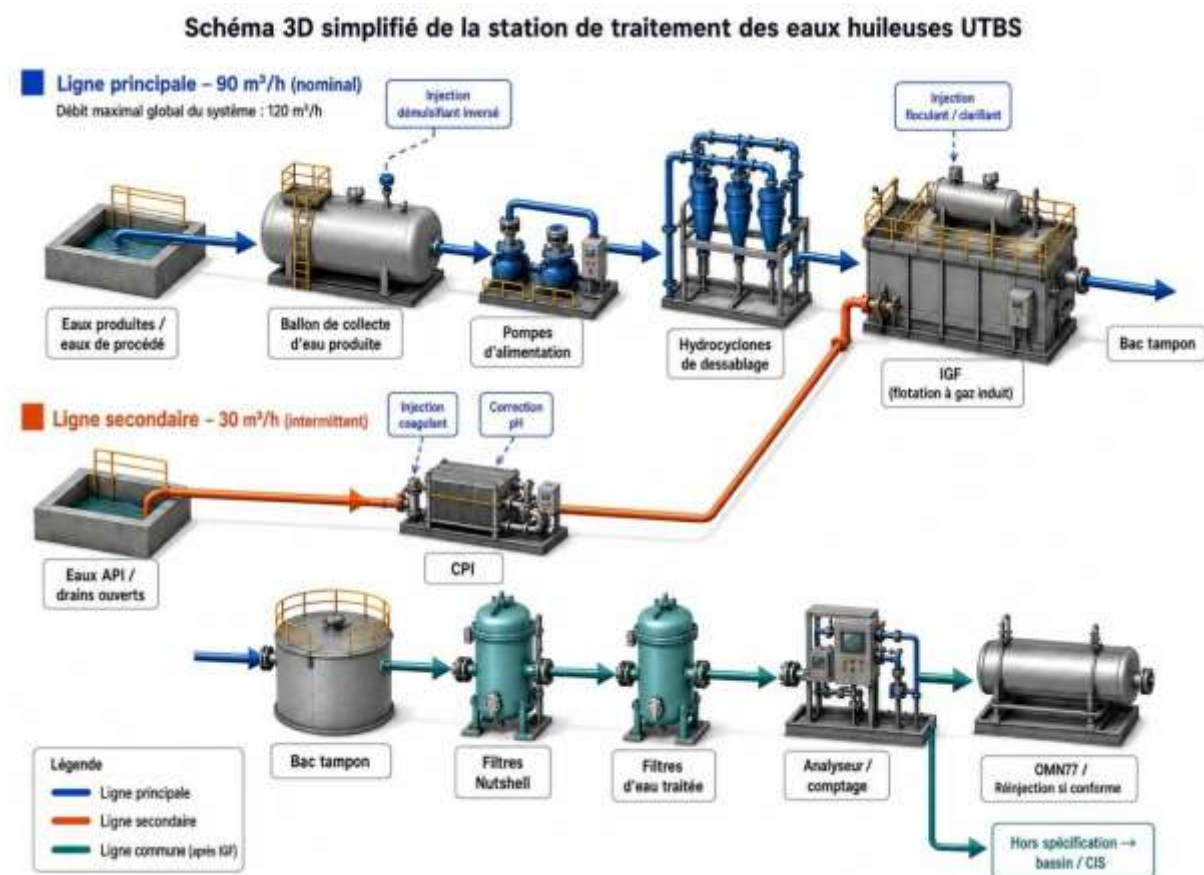


Figure II- 2: Schéma 3D simplifié de la station de traitement des eaux huileuses de l'UTBS

3.1 Description de la ligne principale

La ligne principale constitue le circuit continu de traitement des eaux produites, avec un débit nominal de 90 m³/h. Elle reçoit les eaux issues des installations de production pétrolière et assure leur traitement progressif à travers plusieurs étapes : collecte, pompage, dessablage, flottation, stockage tampon, filtration et contrôle final. Cette ligne vise principalement à réduire les sables, les matières en suspension et les hydrocarbures présents dans l'eau avant son orientation vers OMN77 si elle est conforme.

3.1.1 Eaux produites

Les eaux produites représentent le flux principal entrant dans la station. Elles proviennent des installations de traitement du brut et peuvent contenir des hydrocarbures libres, dispersés ou émulsionnés, ainsi que des sables, des matières en suspension et des sels dissous. Le débit nominal retenu pour cette ligne est de 90 m³/h.

3.1.2 Ballon de collecte d'eau produite

Le ballon de collecte reçoit les eaux produites en amont de la ligne principale. Il permet d'assurer une première stabilisation hydraulique du flux et peut favoriser la séparation de gaz résiduels éventuellement présents dans l'eau. Il constitue également un point favorable pour l'injection du reverse demulsifier, dont le rôle est de favoriser la coalescence des gouttelettes d'huile dispersées.

3.1.3 Pompes d'alimentation

Les pompes d'alimentation assurent le transfert des eaux collectées vers les équipements de séparation situés en aval. Elles fournissent le débit et la pression nécessaires au bon fonctionnement des hydrocyclones dessableurs.

3.1.4 Hydrocyclones dessableurs

Les hydrocyclones dessableurs utilisent la force centrifuge pour séparer les sables et les particules solides lourdes contenues dans l'eau. Les particules les plus denses sont dirigées vers la sortie inférieure, tandis que l'eau clarifiée poursuit son chemin vers l'IGF. Cette étape permet de protéger les équipements en aval contre l'abrasion, l'encrassement et le colmatage.

3.2 Description de la ligne secondaire API / CPI

La ligne secondaire de la station traite les eaux issues de l'API et des drains ouverts. Contrairement à la ligne principale, qui fonctionne en continu, cette ligne fonctionne de manière intermittente, avec un débit maximal de 30 m³/h. Elle reçoit principalement les eaux de drainage, les eaux de lavage, les eaux de ruissellement contaminées et les purges de certains équipements.

Cette ligne a pour objectif de réduire la charge en huiles libres, en matières en suspension et en hydrocarbures résiduels avant que l'eau ne rejoigne l'unité IGF commune avec la ligne principale.

3.2.1 Eaux API / drains ouverts

Les eaux API / drains ouverts constituent le point d'entrée de la ligne secondaire. Elles proviennent du réseau de drainage du site et peuvent être chargées en huiles libres, en boues, en sables et en particules solides. Leur débit est variable, car il dépend des opérations de nettoyage, des purges et des eaux collectées au niveau des zones industrielles.

3.2.2 Séparateur API

Le séparateur API assure une première séparation gravitaire des huiles libres et des matières décantables. Grâce à la différence de densité entre l'eau, l'huile et les solides, les huiles libres remontent naturellement à la surface, où elles peuvent être récupérées par écrémage, tandis que les boues et sédiments lourds se déposent au fond.

Cette étape permet de réduire la charge polluante avant le passage vers le CPI.

3.2.3 Séparateur CPI

Après le séparateur API, l'eau prétraitée est dirigée vers le CPI. Ce séparateur à plaques inclinées améliore la séparation gravitaire en réduisant la distance de remontée des gouttelettes d'huile. Les plaques favorisent la coalescence des gouttelettes, qui deviennent plus grosses et remontent plus facilement vers la surface.

Le CPI permet donc d'améliorer l'élimination des huiles libres et d'une partie des matières en suspension avant l'envoi de l'eau vers l'IGF.

3.2.4 Conditionnement chimique au niveau du CPI

Un conditionnement chimique peut être appliqué au niveau du CPI afin d'améliorer la séparation des particules fines et des gouttelettes d'huile. Il comprend principalement deux actions :

- Correction de pH : elle permet d'ajuster le pH de l'eau dans une plage favorable à l'action du coagulant.
- Injection de coagulant : elle permet de neutraliser les charges électriques des particules et des gouttelettes fines, ce qui favorise leur déstabilisation et leur regroupement.

Ce conditionnement chimique facilite la séparation des polluants dans le CPI et améliore la qualité de l'eau envoyée vers l'IGF.

3.2.5 Raccordement vers l'IGF

En sortie du CPI, l'eau est dirigée vers l'unité IGF commune. L'IGF permet de compléter le traitement en séparant les huiles dispersées et les particules fines restantes par flottation à gaz induit. Les microbulles de gaz s'attachent aux gouttelettes d'huile et aux particules, favorisant leur remontée à la surface sous forme de flottants, qui sont ensuite évacués par écrémage.

Ainsi, la ligne secondaire assure un prétraitement des eaux API / drains ouverts avant leur intégration dans la ligne commune de traitement.

3.3 Description de la ligne commune après IGF

La ligne commune correspond à la partie du procédé où les eaux issues de la ligne principale et de la ligne secondaire rejoignent le même circuit de traitement. Cette ligne débute au niveau de l'unité IGF, puis se poursuit vers le bac tampon, les filtres Nutshell, les filtres d'eau traitée, l'analyseur / comptage et enfin l'orientation vers OMN77 ou vers la ligne hors spécification.

Son objectif est d'assurer la séparation finale des hydrocarbures dispersés, le polissage de l'eau traitée et le contrôle de sa conformité avant réinjection.

3.3.1 Regroupement des flux vers l'IGF

Les eaux issues de la ligne principale, après passage par les hydrocyclones dessableurs, et les eaux issues de la ligne secondaire, après passage par le CPI, rejoignent l'unité IGF. Cette unité constitue donc un point commun important entre les deux lignes de traitement.

3.3.2 Unité IGF : flottation à gaz induit

L'IGF permet de réduire la teneur en huiles dispersées et en matières fines présentes dans l'eau. Le principe repose sur l'introduction de fines bulles de gaz qui s'attachent aux gouttelettes d'huile et aux particules. L'ensemble remonte ensuite vers la surface sous forme de flottants, qui sont évacués par un système d'écumage.

L'efficacité de l'IGF peut être améliorée par l'injection de produits chimiques, notamment un démulsiifiant inversé et/ou un floculant / clarifier, afin de favoriser la coalescence des gouttelettes d'huile et l'agglomération des particules fines.

3.3.3 Bac tampon

Après l'IGF, l'eau clarifiée est dirigée vers le bac tampon. Ce réservoir permet de stabiliser le débit et d'amortir les variations hydrauliques avant l'alimentation des filtres. Il assure ainsi une alimentation plus régulière des unités de filtration situées en aval.

3.3.4 Filtres Nutshell

Depuis le bac tampon, l'eau est envoyée vers les filtres Nutshell. Ces filtres utilisent un média à base de coquilles de noix, adapté au traitement des eaux huileuses. Ils permettent de retenir les hydrocarbures résiduels et les particules fines qui peuvent subsister après l'IGF.

Cette étape joue un rôle important dans le polissage final de l'eau traitée.

3.3.5 Filtres d'eau traitée

Après les filtres Nutshell, l'eau traverse les filtres d'eau traitée. Ces filtres constituent une étape finale de protection avant le contrôle qualité. Ils permettent de retenir les particules résiduelles et de sécuriser la qualité de l'eau avant son orientation finale.

3.3.6 Analyseur en ligne et comptage

L'eau filtrée passe ensuite par un analyseur en ligne et un système de comptage. L'analyseur permet de contrôler les paramètres essentiels de l'eau traitée, notamment la teneur en hydrocarbures et les matières en suspension. Le comptage permet de suivre le volume d'eau conforme envoyé vers la destination finale.

Orientation du flux selon la conformité

Après analyse, l'eau est orientée selon sa qualité :

- **3.3.7** Si l'eau est conforme aux spécifications, elle est dirigée vers OMN77 pour réinjection.
- Si l'eau est hors spécification, elle est orientée vers le bassin / CIS afin d'être stockée ou retraitée.

4 Analyse fonctionnelle des équipements

La station de traitement des eaux huileuses de l'UTBS est composée de plusieurs équipements assurant des fonctions complémentaires. Chaque unité joue un rôle spécifique dans la réduction des huiles libres, des huiles dispersées, des matières en suspension et des particules fines. L'analyse fonctionnelle permet de résumer le rôle principal de chaque équipement et de montrer sa position dans la filière de traitement.

Tableau II- 3: Matrice de l'analyse fonctionnelle des principaux équipements de la station (Sonatrach, 2021)

Équipement	Ligne concernée	Rôle principal
API	Ligne secondaire	Séparation gravitaire des huiles libres et des matières décantables.
CPI	Ligne secondaire	Séparation améliorée des huiles libres et des MES par plaques inclinées.
Ballon de collecte	Ligne principale	Réception et stabilisation des eaux produites.
Pompes d'alimentation	Ligne principale	Transfert vers les hydrocyclones et fourniture de pression.
Hydrocyclones dessableurs	Ligne principale	Séparation des sables et solides lourds.
IGF	Ligne commune	Séparation des hydrocarbures dispersés par flottation.
Bac tampon	Ligne commune	Stabilisation avant filtration.
Filtres Nutshell	Ligne commune	Polissage des hydrocarbures résiduels.
Filtres d'eau traitée	Ligne commune	Filtration finale avant analyse.
Analyseur/comptage	Ligne commune	Contrôle qualité et orientation conforme / hors spécification.

5 Produits chimiques utilisés

Le traitement des eaux huileuses peut être amélioré par l'injection de produits chimiques adaptés à chaque étape du procédé. Ces produits permettent de favoriser la séparation des hydrocarbures, des

matières en suspension et des particules fines. Ils agissent en complément des équipements physiques tels que le CPI, l'IGF, le bac tampon et les filtres.

Les dosages indiqués dans le tableau ci-dessous sont des valeurs indicatives retenues pour l'étude. Ils doivent être confirmés par les données réelles d'exploitation ou par des essais de laboratoire de type jar-test

Tableau II-4:Récapitulatif du programme de dosage chimique par ligne de traitement (Sonatrach, 2021).

Produit	Ligne concernée	Point d'injection	Dosage Indicatif
Reverse demulsifier	Ligne principale / IGF	Ballon de collecte ou amont IGF	20 mg/L
Floculant / clarifier	Ligne principale / IGF	Amont IGF	3 mg/L
Coagulant	Ligne secondaire	Amont CPI	25 mg/L
Correcteur pH	Ligne secondaire	Amont CPI	15 mg/L
Biocide	Ligne commune	Bac tampon	10 mg/L

5.1 Ligne principale / IGF

La ligne principale est concernée principalement par le traitement des huiles dispersées et des particules fines avant et au niveau de l'IGF.

Le reverse demulsifier est injecté au niveau du ballon de collecte ou en amont de l'IGF. Son rôle est de déstabiliser les émulsions huile-dans-eau et de favoriser la coalescence des fines gouttelettes d'huile. Ces gouttelettes deviennent alors plus facilement séparables par flottation au niveau de l'IGF.

Le floculant / clarifier est injecté en amont de l'IGF. Il favorise l'agglomération des particules fines et des gouttelettes d'huile déstabilisées, ce qui facilite leur accrochage aux bulles de gaz et leur remontée à la surface sous forme de flottants.

5.2 Ligne secondaire API / CPI

La ligne secondaire reçoit des eaux intermittentes issues de l'API et des drains ouverts. Ces eaux peuvent contenir des huiles libres, des particules fines et des matières en suspension. Un conditionnement chimique peut être appliqué en amont du CPI afin d'améliorer la séparation.

Le coagulant est injecté en amont du CPI afin de neutraliser les charges électriques des particules et des gouttelettes fines. Cette action favorise leur déstabilisation et leur regroupement.

Le correcteur de pH est injecté afin d'ajuster le pH dans une plage favorable à l'action du coagulant. En effet, l'efficacité de la coagulation dépend fortement du pH de l'eau à traiter.

5.3 Ligne commune

La ligne commune correspond à la partie située après l'IGF, comprenant le bac tampon, les filtres Nutshell, les filtres d'eau traitée et l'analyseur.

Le biocide peut être injecté au niveau du bac tampon, si son utilisation est confirmée par l'exploitation. Son rôle est de limiter le développement bactérien dans la ligne aval, notamment avant la filtration et la réinjection. Cette injection permet de réduire les risques de biofilm, de corrosion biologique et de colmatage.

5.4 Objectifs de qualité de l'eau traitée

Les équipements de traitement et les produits chimiques utilisés doivent permettre d'atteindre les critères de qualité exigés avant l'envoi de l'eau vers OMN77. Les principaux paramètres de contrôle sont les hydrocarbures totaux et les matières en suspension.

Les objectifs retenus sont les suivants :

- Hydrocarbures totaux : ≤ 10 mg/L.
- MES : ≤ 30 mg/L.

Lorsque l'eau traitée respecte ces critères, elle est dirigée vers OMN77 pour réinjection. En cas de dépassement des seuils, elle est orientée vers le circuit hors spécification, notamment vers le bassin / CIS, afin d'être stockée ou retraitée.

Conclusion

Dans ce chapitre a permis de présenter l'Unité de Traitement Brut Sud (UTBS) ainsi que la station de traitement des eaux huileuses associée. L'analyse a montré que la station est organisée autour de deux lignes principales d'alimentation : une ligne continue destinée au traitement des eaux produites, et une ligne secondaire intermittente destinée aux eaux API / drains ouverts.

Les eaux produites passent par le ballon de collecte, les pompes d'alimentation, les hydrocyclones dessableurs et l'IGF, tandis que les eaux de la ligne secondaire passent par l'API et le CPI avant de rejoindre l'IGF commun. Après cette étape, les effluents sont dirigés vers une ligne commune comprenant le bac tampon, les filtres Nutshell, les filtres d'eau traitée, l'analyseur / comptage et l'orientation finale vers OMN77 si l'eau est conforme.

La succession des procédés de séparation gravitaire, de séparation centrifuge, de flottation et de filtration permet de réduire progressivement les huiles libres, les huiles dispersées, les matières en suspension et les particules fines. L'efficacité globale de la station dépend également du bon choix des produits chimiques, notamment le reverse demulsifier, le flocculant / clarifier, le coagulant, le correcteur de pH et le biocide, lorsque son utilisation est confirmée.

Ce chapitre constitue ainsi une base technique nécessaire pour le chapitre suivant, qui sera consacré à l'analyse CAPEX/OPEX, à l'estimation des consommations chimiques et énergétiques, ainsi qu'à l'évaluation des principaux coûts d'exploitation de la station.

A decorative graphic of a scroll with a black outline and grey shaded areas at the top and bottom corners.

Chapitre III :

Analyse CAPEX/OPEX et estimation des consommations

Introduction

L'évaluation technico-économique d'une station de traitement des eaux huileuses repose sur l'analyse des dépenses d'investissement initiales, appelées CAPEX, et des coûts récurrents d'exploitation, appelés OPEX. Cette analyse permet d'apprécier le poids économique des équipements, des produits chimiques, de l'énergie électrique, de la maintenance, des lavages et des opérations d'exploitation.

Dans ce chapitre, les principaux ordres de grandeur financiers et énergétiques de la station de traitement des eaux huileuses de l'UTBS sont estimés. L'analyse porte sur le CAPEX équivalent de la station existante, les consommations chimiques, les puissances électriques installées et appelées, la consommation énergétique, ainsi que l'OPEX annuel et le coût spécifique d'exploitation.

Une variante technologique est également examinée. Elle consiste à remplacer l'unité IGF de la ligne principale par un hydrocyclone deoiler, précédé d'une injection de reverse demulsifier et d'un mélangeur statique ou d'une conduite de contact. Cette variante est étudiée afin d'évaluer son intérêt potentiel en termes de coût, de compacité, de maintenance et de performance de séparation des hydrocarbures dispersés.

Les résultats présentés reposent sur des hypothèses d'ingénierie, des valeurs indicatives et des retours d'expérience. Ils constituent donc une première base d'analyse, qui devra être confirmée par des données réelles d'exploitation, des essais de traitabilité, notamment les jar-tests, une étude hydraulique, ainsi que par des offres techniques et commerciales de fournisseurs spécialisés.

1 Données de base de calcul

Les dimensionnements hydrauliques et les estimations de consommation s'appuient sur les paramètres nominaux de fonctionnement de l'installation, répartis entre la ligne principale et la ligne secondaire (intermittente). Les objectifs de performance visent le respect des seuils de rejet réglementaires ou de réinjection.

Tableau III-5: Paramètres hydrauliques nominaux et objectifs de performance de la station (Sonatrach, 2021).

Paramètre	Valeur
Débit ligne principale	90 m ³ /h
Débit ligne secondaire	30 m ³ /h intermittent
Débit global maximal	120 m ³ /h
Débit journalier ligne principale	2160 m ³ /j
Débit journalier ligne secondaire si continu	720 m ³ /j
Débit journalier global maximal	2880 m ³ /j
Objectif hydrocarbures	≤ 10 mg/L
Objectif MES	≤ 30 mg/L

2 Définitions

- **Le CAPEX :** correspond au coût d'investissement initial nécessaire à la réalisation, au remplacement ou à la modification d'une installation. Il inclut les équipements process, la tuyauterie, les vannes, l'instrumentation, l'électricité, le génie civil, le montage, les essais et la mise en service (Sonatrach, 2021).
- **L'OPEX :** correspond aux coûts d'exploitation récurrents. Il inclut les produits chimiques, l'énergie électrique, la maintenance, les consommables, les lavages, la gestion des flottants/boues/huiles et éventuellement la main-d'œuvre (Sonatrach, 2021).
- **La puissance installée :** représente la somme des puissances nominales de tous les équipements installés, y compris les équipements de secours. Elle sert au dimensionnement électrique général (Sonatrach, 2021).
- **La puissance appelée :** représente la puissance réellement consommée pendant le fonctionnement normal, en tenant compte uniquement des équipements effectivement en service. Elle est utilisée pour estimer l'énergie journalière et le coût d'exploitation (Sonatrach, 2021).

3 Estimation CAPEX

Le tableau suivant dresse une estimation indicative du coût d'investissement initial de la configuration actuelle de la station.

Tableau III-6: Estimation ventilée du CAPEX indicatif pour la station existante (Sonatrach, 2021).

Poste CAPEX	Éléments inclus	Estimation indicative
API / ouvrages gravitaires	Génie civil, racleur/skimmer, vannes, accès	35 à 70 MDA
CPI	Séparateur CPI, plaques inclinées, accessoires	55 à 100 MDA
Ballon de collecte	Réservoir, piquages, accessoires, instrumentation	40 à 80 MDA
Pompes d'alimentation	Pompes, moteurs, skid, vannes, accessoires	45 à 85 MDA
Hydrocyclones dessableurs	Skid hydrocyclones, vannes, instrumentation	55 à 100 MDA
IGF	Unité IGF, recycle, skimmer, instrumentation	150 à 280 MDA
Bac tampon	Réservoir, niveau, accessoires	40 à 80 MDA
Filtres Nutshell	Filtres, média, vannes automatiques, skid	120 à 230 MDA
Filtres d'eau traitée	Filtres finaux, accessoires, vannes	40 à 90 MDA
Analyseur / comptage	Analyseur HC/MES, débitmètre, armoire locale	30 à 70 MDA
Dosage chimique	Cuves, pompes doseuses, tuyauterie chimique	25 à 60 MDA
Tuyauterie et vannes	Pipes, vannes, raccords, supports	90 à 180 MDA
Électricité / instrumentation	Armoires, câbles, capteurs, automatisme	100 à 220 MDA
Génie civil / montage	Massifs, plateformes, montage, peinture	100 à 220 MDA
Essais / mise en service	Essais, réglages, formation, démarrage	20 à 40 MDA

En tenant compte du contexte pétrolier et des exigences ATEX, l'ordre de grandeur du CAPEX équivalent de la station existante devient plus élevé que celui d'une station industrielle classique. Le montant global peut être estimé entre environ **900 et 1900 MDA**. Une valeur moyenne arrondie de

1300 à 1400 MDA peut être retenue comme hypothèse de base, tout en conservant l'intervalle d'incertitude lié à ce type d'estimation.

3.1 Répartition indicative du CAPEX

La répartition des coûts pour la construction d'une station de traitement des eaux produites se divise structurellement ainsi :

Tableau III-7: Répartition structurelle des coûts du CAPEX total par grand poste (Sonatrach, 2021).

Poste	Part indicative du CAPEX total
Équipements process	40 à 50 %
Tuyauterie / vannes	15 à 20 %
Électricité / instrumentation	15 à 20 %
Génie civil / montage	15 à 20 %
Essais / mise en service	3 à 5 %

La répartition structurelle du CAPEX montre que le coût global d'une station de traitement des eaux huileuses ne dépend pas uniquement des équipements principaux. Il est également fortement influencé par les travaux d'intégration, la tuyauterie, l'électricité, l'instrumentation et les exigences spécifiques au milieu pétrolier.

- **Prédominance des équipements process** : les équipements de traitement proprement dits, tels que l'API, le CPI, l'IGF, les hydrocyclones, les filtres Nutshell et les systèmes de dosage chimique, représentent généralement la part la plus importante du CAPEX, avec environ 40 à 50 % du coût total. Cette part traduit le poids des skids de traitement, des réservoirs, des équipements mécaniques et des unités de séparation dans l'investissement global.
- **Importance de la tuyauterie et de l'intégration** : les postes liés à la tuyauterie, aux vannes, aux raccords, aux supports et au montage représentent une part significative du budget. Dans une station pétrolière, ces coûts peuvent être élevés en raison des contraintes de sécurité, de corrosion, d'accessibilité et de compatibilité avec les fluides huileux.
- **Impact des exigences électriques, instrumentation et ATEX** : le poste électricité / instrumentation occupe une part importante du CAPEX, notamment en raison de l'utilisation de moteurs, capteurs, armoires, câbles, presse-étoupes, boîtes de jonction et accessoires adaptés aux zones ATEX. Ces exigences augmentent sensiblement le coût par rapport à une station classique de traitement des eaux.
- **Rôle du génie civil et du montage** : les travaux de génie civil, les massifs, les plateformes, les accès, les supports et les opérations de montage représentent également une part importante de l'investissement. Ces coûts dépendent fortement de l'état du site, de la disponibilité des réseaux existants et des contraintes d'intervention en zone industrielle.
- **Essais et mise en service** : bien que ce poste représente une part plus faible du CAPEX, il reste essentiel. Les essais, les réglages, la formation et la mise en service permettent de vérifier le bon fonctionnement des équipements et la conformité de l'eau traitée avant l'exploitation régulière de la station.

4 Estimation OPEX

L'OPEX correspond aux coûts récurrents nécessaires au fonctionnement de la station de traitement des eaux huileuses. Dans le cas de l'UTBS, ces coûts concernent principalement les produits chimiques, l'énergie électrique, la maintenance des équipements, les lavages des filtres ainsi que la gestion des flottants, des boues et des huiles récupérées.

Le calcul de l'OPEX repose sur des hypothèses de débit traité, de dosage chimique, de puissance appelée et de coûts unitaires. Les résultats obtenus constituent des estimations indicatives permettant d'évaluer le poids économique de l'exploitation de la station existante.

4.1 Dosage chimique

Le conditionnement chimique de l'effluent est indispensable pour déstabiliser les émulsions et optimiser la séparation des phases. Les scénarios bas, moyen et haut permettent de simuler la variabilité de la qualité de l'eau brute.

Tableau III- 8: Scénarios et hypothèses de dosage pour les différents réactifs chimiques (Sonatrach, 2021).

Produit	Dosage bas	Dosage moyen retenu	Dosage haut	Remarque
Reverse d'émulsifier	10 mg/L	20 mg/L	30 mg/L	Déstabilisation des émulsions huile-dans eau et coalescence des gouttelettes d'huile.
Floculant / clarifier	1 mg/L	3 mg/L	5 mg/L	Dosage faible si polymère type polyacrylamide.
Coagulant	15 mg/L	25 mg/L	40 mg/L	Dépend de MES, de la turbidité et de la stabilité colloïdale.
Correcteur pH	5 mg/	15 mg/L	25 mg/L	Dépend du pH initial et du coagulant utilisé.
Biocide	5 mg/ L	10 mg/L	20 mg/L	À confirmer selon besoin réel d'exploitation.

Les scénarios de dosage montrent que la consommation de réactifs dépend fortement de la qualité de l'eau brute, notamment de la teneur en hydrocarbures, de MES, du pH et de la stabilité des émulsions.

- **Reverse demulsifier** : le dosage moyen retenu est de 20 mg/L. Ce produit permet de déstabiliser les émulsions huile-dans-eau et de favoriser la coalescence des fines gouttelettes d'huile. Ces gouttelettes deviennent ainsi plus facilement séparables par flottation au niveau de l'IGF.
- **Floculant / clarifier** : le dosage moyen retenu est de 3 mg/L. Ce produit permet d'agglomérer les particules fines et les gouttelettes d'huile déstabilisées afin de former des floes plus facilement séparables.
- **Coagulant et correcteur de pH** : le coagulant, retenu à 25 mg/L en scénario moyen, permet de neutraliser les charges de surface des particules colloïdales. Le correcteur de pH permet d'ajuster le pH dans une plage favorable à l'efficacité de la coagulation.
- **Biocide** : le dosage moyen retenu est de 10 mg/L. Son utilisation doit être confirmée selon les besoins d'exploitation, notamment en cas de risque de développement bactérien, de biofilm ou de colmatage biologique.

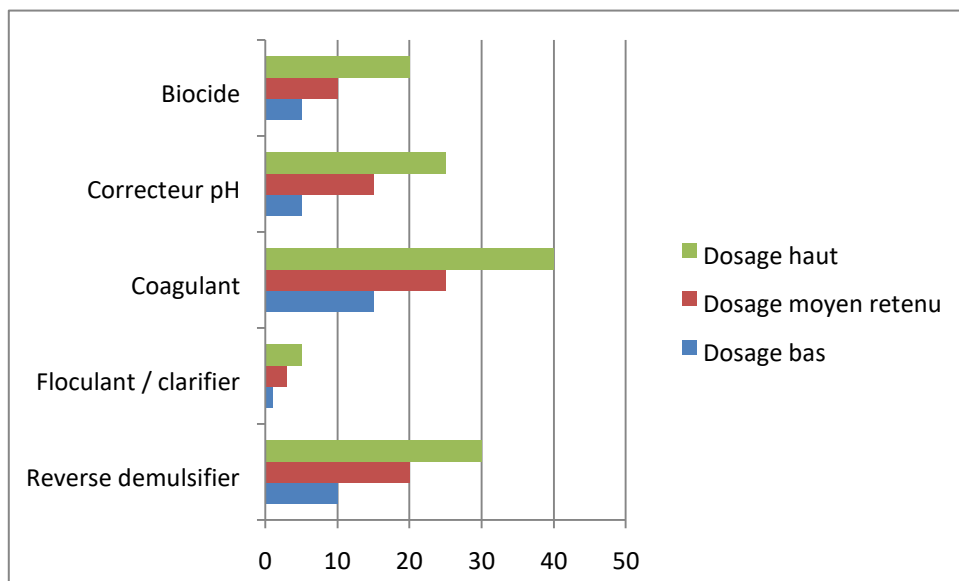


Figure III-3: Comparaison des consommations chimiques selon les scénarios.

4.2 Calcul des consommations chimiques

Le calcul des besoins massiques journaliers s'effectue en appliquant la formule de flux :

$$\text{Consommation(kg/j)} = \frac{\text{Débit}\left(\frac{\text{m}^3}{\text{j}}\right) * \text{Dosage}\left(\frac{\text{mg}}{\text{L}}\right)}{1000} \quad (1)$$

Tableau III-9: Estimation des consommations massiques journalières (Scénario moyen) (Sonatrach, 2021)

Ligne / produit	Dosage moyen	Débit de calcul	Consommation estimée
Ligne principale - Reverse demulsifier	20 mg/L	2160 m3/j	43,2 kg/j
Ligne principale - Flocculant / clarifier	3 mg/L	2160 m3/j	6,48 kg/j
Ligne principale - Biocide, si retenu	10 mg/L	2160 m3/j	21,6 kg/j
Ligne secondaire - Coagulant, 100 %	25 mg/L	720 m3/j	18 kg/j
Ligne secondaire - Correcteur pH, 100 %	15 mg/L	720 m3/j	10,8 kg/j
Ligne secondaire - Flocculant éventuel, 100 %	3 mg/L	720 m3/j	2,16 kg/j

4.2.1 Analyse de sensibilité selon l'intermittence de la ligne secondaire

Comme la ligne secondaire fonctionne de manière discontinue, les besoins en réactifs associés ont été modélisés selon trois taux de charge opérationnelle :

Tableau III-10: Sensibilité des consommations de la ligne secondaire selon le taux de marche (Sonatrach, 2021).

Taux de fonctionnement ligne secondaire	Coagulant 25 mg/L	Correcteur pH 15 mg/L	Flocculant éventuel 3 mg/L
100 %	18 kg/j	10,8 kg/j	2,16 kg/j
50 %	9 kg/j	5,4 kg/j	1,08 kg/j
30 %	5,4 kg/j	3,24 kg/j	0,65 kg/j

Le passage des taux de traitement aux flux massiques met en lumière l'empreinte logistique du site :

- **Prédominance des consommations de la ligne principale :** En raison de sa continuité opérationnelle, la ligne principale consomme à elle seule **43,2 kg/j** de

désémulsifiant et **21,6 kg/j** de biocide. Ces chiffres imposent la mise en place d'une chaîne d'approvisionnement et de stockage rigoureuse pour éviter toute rupture de stock qui paralyserait l'efficacité du traitement.

- **Impact du taux de marche de la ligne secondaire :** L'analyse de sensibilité (Tableau III.7) démontre que la flexibilité opérationnelle de la ligne secondaire est un levier majeur de maîtrise des flux de réactifs. En passant d'un fonctionnement continu (100 %) à un taux d'intermittence réel de 50 %, la consommation de coagulant chute de **18 à 9 kg/j**, réduisant proportionnellement l'impact logistique et le coût d'exploitation associé.

Pour calibrer précisément la course et les débits des pompes doseuses, les consommations massiques brutes doivent être converties en débits volumétriques horaires (L/h), sur la base des densités moyennes indicatives (ρ) des solutions commerciales :

$$\text{Débit d'injection (L/h)} = \frac{\text{Consommation journalière (kg/j)}}{24 \left(\frac{h}{j} \right) * \rho \text{ (kg/L)}} \quad (02)$$

- **Reverse demulsifier ($\rho=1,0$ (kg/L) injecté pur) :**

$$\text{Débit} = \frac{43.2 \text{ kg/j}}{\frac{24h}{j} * 1.0 \text{ kg/L}} = 1.80 \text{ L/h}$$

- **Biocide ($\rho=1,05$ (kg/L), injecté pur) :**

$$\text{Débit} = 0.86 \text{ L/h}$$

- **Coagulant ($\rho=1,30$ (kg/L), injecté pur en solution liquide commerciale, à 50% de taux de marche) :**

$$\text{Débit} = \frac{9 \text{ kg/j}}{\frac{24h}{j} * 1.30 \text{ kg/L}} = 0.29 \text{ L/h}$$

- **Floculant (Préparé par dissolution de poudre à 1(g/L) soit 0,1%) :**

La consommation totale (Ligne principale + Ligne secondaire à 50%) est de

6,48 + 1,08 = 7,56 (kg/j) de polymère actif. Le volume de solution hydratée correspondante à injecter est de 7560 (L/j), soit un débit de gavage cumulé des pompes de :

$$\text{Débit} = \frac{7560 \text{ L/j}}{\frac{24h}{j}} = 315 \text{ L/h}$$

5.3 Estimation des puissances électriques

Le bilan des puissances permet de dimensionner l'infrastructure électrique et d'anticiper la demande réelle en énergie.

Tableau III- 11: Bilan des puissances électriques installées et appelées par équipement (Sonatrach, 2021).

Équipement / poste	Configuration estimée	Puissance installée estimée	Puissance appelée estimée	Remarque
Pompes d'alimentation ligne principale vers hydrocyclones	1 service + 1 secours	2 x 30 kW = 60 kW	25 à 30 kW	Assurent débit et pression des hydrocyclones.
Hydrocyclones dessableurs	Sans moteur	0 kW	0 kW	Ne comprend au aucun moteur électrique.
IGF - pompes de recirculation / recycle	1 service + 1 secours	2 x 11 kW = 22 kW	8 à 11 kW	Auxiliaires de l'IGF.
IGF - skimmer / instrumentation / vannes	Auxiliaires	3 à 5 kW	2 à 3 kW	Petits moteurs et instrumentation.
Pompes de Transfert vers bac tampon / filtres	1 service + 1 secours	2 x 22 kW = 44 kW	18 à 22 kW	À confirmer selon pression avant filtration.
Filtres Nutshell	Sans moteur principal	0 à 2 kW	0 à 1 kW	Hors vannes automatiques et instrumentation.
Pompes de lavage / back Wash filtres	Intermittent	1 x 22 kW ou 2 x 22 kW	2 à 5 kW en moyenne	Ne fonctionne pas en continu.
Pompes doseuses chimiques	5 à 6 pompes	2,75 à 3,3 kW	1 à 2 kW	Fonctionnement partiel.
API	Gravitaire	0 à 2 kW	0 à 1 kW	Sauf racleur/skimmer motorisé.

Équipement / poste	Configuration estimée	Puissance installée estimée	Puissance appelée estimée	Remarque
CPI	Sans moteur principal	0 à 2 kW	0 à 1 kW	Hors pompes amont/aval.
Pompes ligne secondaire API/CPI vers IGF	1 service + 1 secours si existantes	2 x 7,5 kW = 15 kW	5 à 7,5 kW	À retenir si transfert pompé.
Analyseur/comptage	Instrumentation	1 à 2 kW	1 à 2 kW	Analyseur, débitmètre, panneau local.
Auxiliaires électriques/contrôle / vannes	Forfait	5 kW	3 à 5 kW	Automatisme, électrovannes, petits consommateurs.

Le profil électrique de la station montre que la consommation d'énergie est principalement liée aux opérations de pompage et aux auxiliaires de l'IGF. La puissance installée totale est supérieure à la puissance réellement appelée, en raison de la présence d'équipements de secours et du fonctionnement intermittent de certains postes, notamment les pompes de lavage des filtres.

- **Concentration de l'énergie sur le pompage** : les pompes d'alimentation de la ligne principale, les pompes d'alimentation des filtres et les pompes éventuelles de la ligne secondaire représentent la part la plus importante de la puissance appelée. Cette consommation s'explique par la nécessité d'assurer le transfert hydraulique de l'eau, la pression d'alimentation des hydrocyclones et le passage à travers les filtres Nutshell.
- **Rôle des auxiliaires de l'IGF** : l'unité IGF nécessite une consommation électrique liée principalement aux pompes de recirculation / recycle, aux systèmes d'écumage, à l'instrumentation et aux vannes motorisées. Cette consommation reste inférieure à celle des principaux pompages, mais elle demeure nécessaire au bon fonctionnement de la flottation à gaz induit.
- **Fonctionnement intermittent du backwash** : les pompes de lavage des filtres présentent une puissance installée importante, mais elles ne fonctionnent pas en continu. Leur contribution à la puissance appelée moyenne journalière reste donc limitée, même si elles peuvent augmenter temporairement la demande électrique pendant les séquences de lavage.
- **Sobriété des hydrocyclones** : les hydrocyclones dessableurs ne possèdent pas de moteur propre. Ils ne consomment donc pas directement d'électricité. Leur fonctionnement dépend de l'énergie hydraulique fournie par les pompes d'alimentation, sous forme de

pression et de débit. Cette caractéristique simplifie leur maintenance électrique et limite les risques liés aux équipements tournants.

4.4 Estimation de la consommation énergétique

Le croisement des puissances appelées avec les facteurs de charge temporels permet de définir les indicateurs énergétiques clés :

Tableau III-12: Indicateurs de consommation et d'efficacité énergétique de la station (Sonatrach, 2021).

Paramètre	Valeur estimée
Puissance installée totale	Environ 170 à 200 kW
Puissance appelée normale	Environ 65 à 85 kW
Puissance appelée avec back Wash en marche	Environ 90 à 110 kW
Énergie journalière moyenne	1560 à 2040 kWh/j
Énergie spécifique	Environ 0,6 à 0,95 kWh/m ³ selon débit traité

Les indicateurs énergétiques montrent que la puissance réellement appelée est inférieure à la puissance installée totale. Cet écart s'explique principalement par la présence d'équipements de secours, généralement en configuration 1 service + 1 secours, ainsi que par le fonctionnement intermittent de certains équipements comme les pompes de lavage des filtres.

- **Puissance installée et puissance appelée :** la puissance installée totale est estimée entre 170 et 200 kW, alors que la puissance appelée en fonctionnement normal se situe entre 65 et 85 kW. Cette différence est normale pour une station industrielle, car tous les équipements installés ne fonctionnent pas simultanément.
- **Influence du backwash :** lors des séquences de lavage des filtres, la puissance appelée peut augmenter temporairement pour atteindre environ 90 à 110 kW. Cependant, ces phases restent ponctuelles et n'affectent que partiellement la consommation journalière moyenne.
- **Énergie journalière moyenne :** en considérant une puissance appelée normale de 65 à 85 kW sur 24 heures, l'énergie consommée est estimée entre 1560 et 2040 kWh/j. Cette valeur dépend du mode d'exploitation réel, du taux de fonctionnement de la ligne secondaire et de la fréquence des lavages.
- **Énergie spécifique :** l'énergie spécifique est estimée entre 0,6 et 0,95 kWh/m³ d'eau traitée. Cet indicateur permet d'évaluer la consommation énergétique par volume d'eau

traité. Il varie principalement selon le débit total traité, la fréquence des backwashes et la pression nécessaire au fonctionnement des hydrocyclones et des filtres.

5. Calcul coût OPEX

Le calcul de l'OPEX permet d'estimer les coûts récurrents nécessaires au fonctionnement de la station de traitement des eaux huileuses. Les principaux postes considérés sont les produits chimiques, l'énergie électrique, la maintenance, les lavages des filtres, les consommables ainsi que la gestion des flottants, boues et huiles récupérées.

Les coûts présentés dans cette section sont indicatifs. Ils dépendent des prix réels des produits chimiques, du taux de fonctionnement de la ligne secondaire, de la fréquence des lavages, du coût de l'énergie et des exigences de maintenance liées aux équipements en environnement pétrolier / ATEX.

Tableau III-13: Évaluation du coût financier journalier des produits chimiques (Scénario moyen) (Sonatrach, 2021).

Produit	Prix indicatif retenu	Consommation scénario moyen	Coût journalier estimé
Reverse demulsifier	900 DA/kg	43,2 kg/j	38 880 DA/j
Floculant / clarifier	1 200 DA/kg	6,48 kg/j	7 776 DA/j
Biocide	700 DA/kg	21,6 kg/j	15 120 DA/j
Coagulant ligne secondaire 50 %	250 DA/kg	9 kg/j	2 250 DA/j
Correcteur pH ligne secondaire 50 %	180 DA/kg	5,4 kg/j	972 DA/j
Floculant éventuel CPI 50 %	1 200 DA/kg	1,08 kg/j	1 296 DA/j

Le coût annuel des produits chimiques est donc estimé à environ **24 MDA/an** en scénario moyen. Cette valeur reste indicative et doit être confirmée par les prix réels d'achat, les doses validées par jar-test et le taux réel de fonctionnement de la ligne secondaire.

Tableau III-14:Synthèse de l'OPEX global annuel estimé pour la station (Sonatrach, 2021).

Poste OPEX	Hypothèse de calcul	Ordre de grandeur annuel
Produits chimiques	Scénario moyen avec ligne secondaire 50 %	Environ 24 MDA/an
Énergie électrique	80 kW moyen x 24 h/j x 365 j x 5 DA/kWh	Environ 3,5 MDA/an
Maintenance	Environnement pétrolier / ATEX, équipements mécaniques, instrumentation et pompes	Environ 25 à 50 MDA/an
Lavages filtres / consommables	Forfait exploitation	Environ 3 à 7 MDA/an
Gestion flottants / boues / huiles	Forfait provisoire	Environ 3 à 8 MDA/an

L'OPEX annuel indicatif en scénario moyen peut donc être estimé entre environ **60 et 93 MDA/an**.

Pour un volume traité de référence compris entre **2160 et 2880 m³/j**, le coût spécifique d'exploitation peut être estimé en première approche entre environ **60 et 120 DA/m³**. Cette valeur reste indicative et ne comprend pas la main-d'œuvre, les arrêts exceptionnels, les coûts de renouvellement importants ni les éventuels coûts externes de traitement des déchets dangereux.

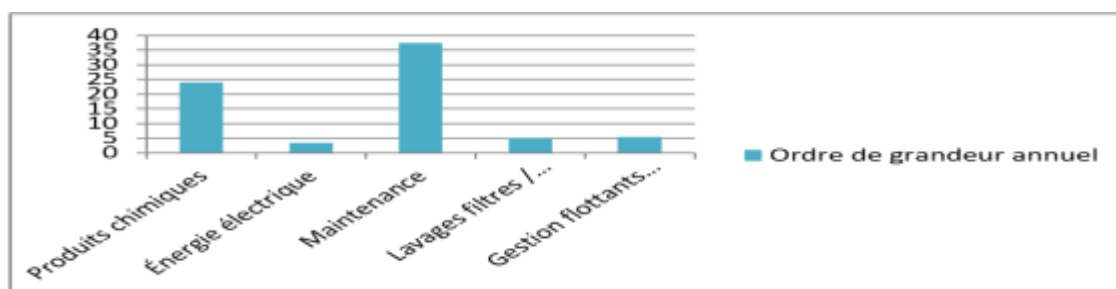


Figure III-4: Répartition indicative de l'OPEX annuel

6 Scénarios économiques

Afin de tenir compte de la variabilité de la qualité de l'eau brute, du taux de fonctionnement de la ligne secondaire et des besoins en réactifs chimiques, trois scénarios économiques sont retenus. Ces scénarios permettent d'encadrer l'OPEX de la station et d'estimer un coût spécifique d'exploitation en DA/m³.

- **Scénario bas** : ce scénario correspond à une situation favorable, avec une eau brute relativement stable, des dosages chimiques proches des valeurs basses, une fréquence limitée des lavages des filtres et une faible sollicitation de la ligne secondaire. Dans ce cas, l'OPEX annuel est plus faible et le coût spécifique peut être estimé autour de **60 DA/m³**.
- **Scénario moyen** : ce scénario représente une situation de référence, avec un fonctionnement continu de la ligne principale, une marche de la ligne secondaire autour de 50 %, des dosages chimiques moyens et une fréquence normale des opérations de lavage et de maintenance. Le coût spécifique moyen peut être estimé autour de **80 à 90 DA/m³**.
- **Scénario haut** : ce scénario correspond à une situation défavorable, avec une eau brute plus chargée en hydrocarbures, en MES ou en émulsions stables, des dosages chimiques élevés, des lavages plus fréquents et une marche importante de la ligne secondaire. Dans ce cas, l'OPEX augmente sensiblement et le coût spécifique peut atteindre environ **120 DA/m³**.

Ces scénarios restent indicatifs et doivent être ajustés à partir des données réelles d'exploitation, des prix d'achat des produits chimiques, du coût de l'énergie, de la fréquence réelle des backwashes et des opérations de maintenance.

7. Estimation CAPEX de la variante hydrocyclone

La variante proposée consiste à étudier une configuration alternative de la station dans laquelle l'unité IGF est remplacée par un hydrocyclone déshuileur, appelé également hydrocyclone deoiler. Cette variante est considérée comme une solution de conception, c'est-à-dire comme si le deoiler avait été retenu dès le départ à la place de l'IGF.

L'objectif de cette variante est d'évaluer l'intérêt technico-économique d'un procédé plus compact, utilisant la force centrifuge pour séparer les gouttelettes d'huile dispersées. Le reverse demulsifier est injecté en amont du deoiler afin de favoriser la coalescence des gouttelettes d'huile, tandis qu'un mélangeur statique ou une conduite de contact assure le mélange et le temps de contact nécessaire avant la séparation.

La séquence de traitement proposée pour la ligne principale est la suivante :

Eaux produites → ballon de collecte → pompes d'alimentation → hydrocyclones dessableurs → injection reverse demulsifier → mélangeur statique / conduite de contact → hydrocyclone deoiler → bac tampon → filtres Nutshell → filtres d'eau traitée → analyseur / comptage → OMN77 si conforme.

La ligne secondaire API / CPI est conservée dans sa configuration de principe. Elle continue d'assurer le traitement des eaux issues des drains ouverts avant leur intégration dans la filière globale.

Tableau III-15: Estimation indicative du CAPEX de la variante hydrocyclone (Sonatrach, 2021).

Poste CAPEX variante	Éléments inclus	Estimation indicative
API / ouvrages gravitaires	Équipements conservés : génie civil, racleur / skimmer, vannes, accès	35 à 70 MDA
CPI	Équipement conservé : séparateur CPI, plaques inclinées, accessoires	55 à 100 MDA
Ballon de collecte	Équipement conservé : réservoir, piquages, accessoires, instrumentation	40 à 80 MDA
Pompes d'alimentation	Pompes, moteurs ATEX, skid, vannes, accessoires	45 à 85 MDA
Hydrocyclones dessableurs	Équipements conservés : skid hydrocyclones, vannes, instrumentation	55 à 100 MDA
Dosage chimique	Cuves, pompes doseuses ATEX, tuyauterie chimique, adaptation du reverse demulsifier	15 à 35 MDA
Mélangeur statique / conduite de contact	Mélange en ligne après injection du reverse demulsifier et avant le deoiler	3 à 10 MDA
Hydrocyclone deoiler	Skid deoiler, vannes, instrumentation, accessoires ATEX	70 à 150 MDA
Bac tampon	Équipement conservé : réservoir, mesure de niveau, accessoires	40 à 80 MDA
Filtres Nutshell	Équipements conservés : filtres, média, vannes automatiques, skid	120 à 230 MDA
Filtres d'eau traitée	Équipements conservés : filtres finaux, accessoires, vannes	40 à 90 MDA
Analyseur / comptage	Équipement conservé : analyseur HC / MES, débitmètre, armoire locale	30 à 70 MDA
Tuyauterie et vannes	Conduites, vannes, raccords, supports, by-pass et raccordement du deoiler	90 à 180 MDA
Électricité / instrumentation	Armoires, câbles, capteurs, automatisme, signaux pression / débit du deoiler	110 à 240 MDA
Génie civil / montage	Massifs, plateformes, supports, montage, peinture	90 à 200 MDA
Essais / mise en service	Essais, réglages, validation des performances, formation, démarrage	20 à 40 MDA

Ce tableau présente le CAPEX équivalent d'une station selon la variante hydrocyclone deoiler, avec le même périmètre que la station existante. La différence principale réside dans le remplacement de l'unité IGF par un hydrocyclone deoiler, précédé d'une injection de reverse demulsifier et d'un mélangeur statique ou d'une conduite de contact.

Dans cette configuration, l'hydrocyclone deoiler est considéré comme l'équipement principal de séparation des huiles dispersées à la place de l'IGF. Le dosage chimique est également simplifié, car le reverse demulsifier joue un rôle central dans la coalescence des gouttelettes d'huile avant leur séparation par effet centrifuge.

L'enveloppe CAPEX de cette variante est estimée entre environ **800 et 1710 MDA**. Pour les besoins du mémoire, une valeur moyenne arrondie de **1200 MDA** peut être retenue comme hypothèse de base.

8 Comparaison technico-économique station actuelle / variante

La comparaison technico-économique permet de mettre en évidence les principales différences entre la configuration actuelle de la station, basée sur l'utilisation de l'IGF, et la variante proposée, dans laquelle l'IGF est remplacé par un hydrocyclone deoiler. Cette comparaison porte sur les aspects CAPEX, OPEX, compacité, maintenance, sensibilité aux conditions d'exploitation et risques opératoires.

Tableau III-16: Matrice comparative technico-économique entre la filière actuelle et la variante

Critère	Station actuelle avec IGF	Variante proposée avec hydrocyclone deoiler
CAPEX global	CAPEX équivalent estimé entre 900 et 1900 MDA, avec une valeur moyenne de 1300 à 1400 MDA. Le coût est influencé par l'unité IGF, ses auxiliaires, l'instrumentation, les équipements ATEX et les ouvrages associés.	CAPEX équivalent estimé entre 800 et 1710 MDA, avec une valeur moyenne d'environ 1200 MDA. La réduction provient principalement du remplacement de l'IGF par un skid deoiler plus compact et de la simplification partielle des auxiliaires.
OPEX énergétique	Consommation liée aux pompes Principales, aux pompes de recirculation / recycle de l'IGF, aux skimmers, aux vannes motorisées et aux auxiliaires de flottation.	Potentiel de réduction de certains auxiliaires liés à l'IGF. Toutefois, le fonctionnement du deoiler nécessite une pression suffisante en amont ; le gain énergétique dépend donc de la pression disponible et des pertes de charge.
Produits chimiques	Utilisation du reverse demulsifier et du floculant / clarifier pour améliorer la flottation au niveau de l'IGF.	Le reverse demulsifier devient un élément central pour favoriser la coalescence des gouttelettes d'huile avant le deoiler. Le recours au floculant / clarifier est réduit.

Critère	Station actuelle avec IGF	Variante proposée avec hydrocyclone deoiler
Compacité	L'IGF nécessite un volume de contact, des accessoires de flottation, des dispositifs d'écumage et des	Le deoiler est un équipement compact, généralement monté sur skid. Il permet de réduire l'encombrement de la section
	Équipements auxiliaires. L'emprise au sol est donc plus importante.	De séparation des huiles dispersées.
Performance de séparation	Procédé adapté aux huiles dispersées et aux particules fines, avec une certaine tolérance aux variations de charge grâce au volume de l'unité.	Procédé efficace pour les gouttelettes d'huile suffisamment coalescées. La performance dépend fortement de la taille des gouttelettes, de la stabilité des émulsions, du débit et de la pression différentielle.
Maintenance	Maintenance plus importante en raison des auxiliaires de l'IGF : pompes de recirculation, skimmers, instrumentation, vannes et risques d'encrassement.	Maintenance potentiellement réduite, car le deoiler ne comporte pas de pièces mobiles internes. La maintenance concerne surtout les buses, les liners, les vannes, l'instrumentation et le contrôle de la pression.
Sensibilité opératoire	L'IGF possède une certaine inertie hydraulique, mais reste sensible aux variations de débit, de charge huileuse et de dosage chimique.	Le deoiler est plus sensible aux variations de débit, de pression et à la qualité du conditionnement chimique. Une régulation stable de la pression et un bon contrôle du dosage sont nécessaires.
Risques techniques	Risques liés à l'encrassement, au dysfonctionnement des skimmers, à la qualité des bulles de gaz et à la dérive du dosage chimique.	Risques liés à une mauvaise coalescence des gouttelettes, à une pression insuffisante, à la présence de solides fins ou à une taille de gouttelettes trop faible pour être séparée efficacement.
Niveau de validation requis	Technologie déjà en place sur la station, donc mieux connue par l'exploitation.	Variante à valider par essais de Traitabilité, jar-test, étude hydraulique et garanties fournisseur avant toute recommandation de mise en œuvre.

Conclusion

Dans ce chapitre a permis d'établir une estimation technico-économique de la station de traitement des eaux huileuses de l'UTBS. L'analyse a porté sur les principaux postes CAPEX, les hypothèses de dosage chimique, les consommations journalières en réactifs, les puissances électriques installées et appelées, ainsi que l'estimation de l'OPEX annuel.

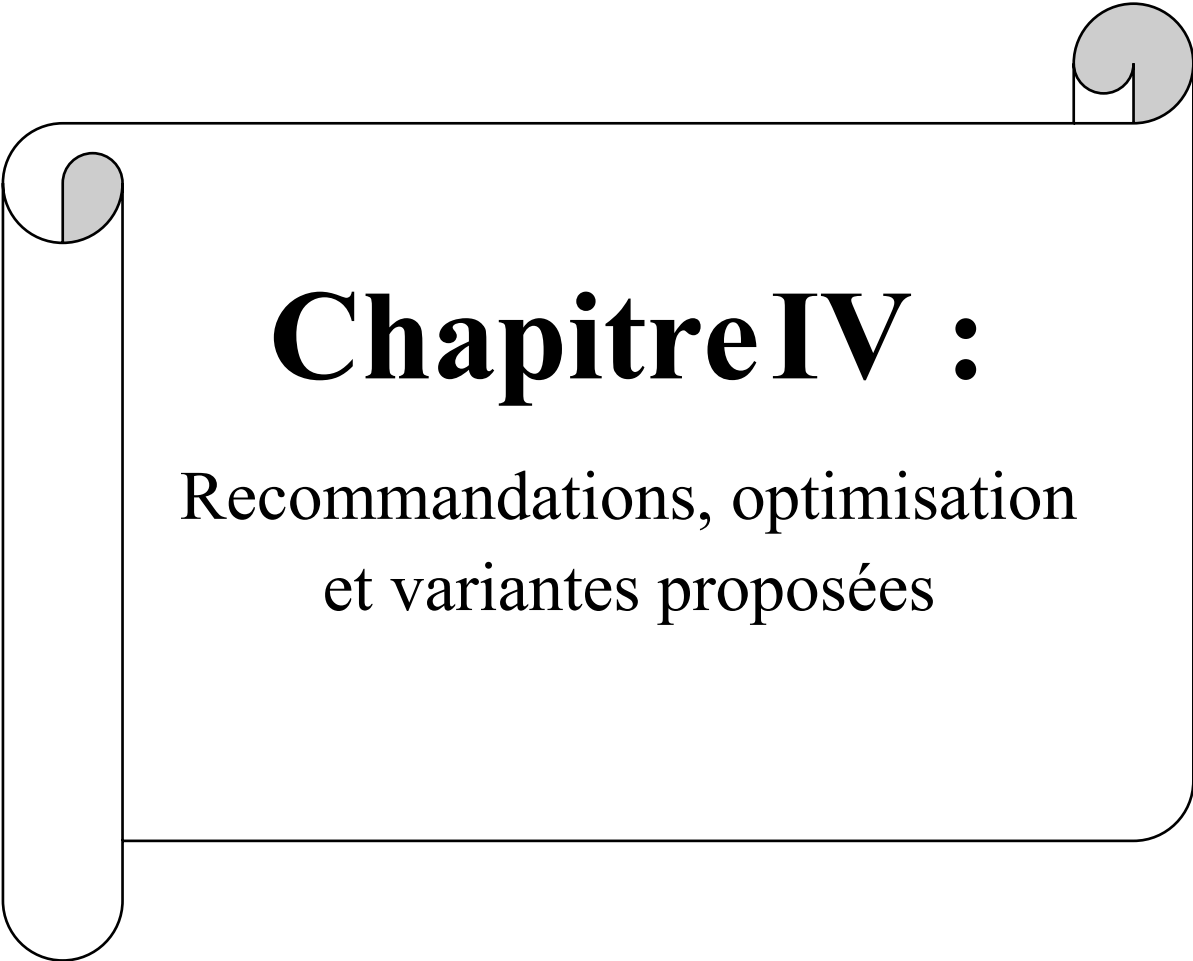
L'estimation du CAPEX équivalent de la station existante, en tenant compte du contexte pétrolier et des exigences ATEX, donne un ordre de grandeur compris entre environ **900 et 1900 MDA**, avec une valeur moyenne retenue entre **1300 et 1400 MDA**. Cette estimation montre que les postes les plus importants sont les équipements process, la tuyauterie, l'électricité / instrumentation, le génie civil et le montage.

L'analyse de l'OPEX montre que les coûts d'exploitation sont principalement influencés par les produits chimiques, la maintenance, les lavages des filtres, la gestion des flottants / boues / huiles et la consommation électrique. En scénario moyen, l'OPEX annuel est estimé entre environ **60 et 93 MDA/an**, avec un coût spécifique compris entre environ **60 et 120 DA/m³**, selon le débit traité, les dosages chimiques, la fréquence des lavages et le niveau de maintenance requis.

La variante technologique étudiée consiste à remplacer l'IGF par un hydrocyclone deoiler sur la ligne principale. Cette variante présente un CAPEX équivalent estimé entre environ **800 et 1710 MDA**, avec une valeur moyenne arrondie de **1200 MDA**. Elle peut donc offrir un potentiel de réduction modérée du CAPEX, principalement grâce à la suppression de l'IGF, à la compacité du deoiler et à la simplification partielle des auxiliaires de flottation.

Toutefois, l'intérêt de cette variante ne doit pas être évalué uniquement sur le CAPEX. Sa performance dépend fortement de la qualité de l'eau brute, de la stabilité des émulsions, de la taille des gouttelettes d'huile, de la pression disponible et de l'efficacité du reverse demulsifier. Par conséquent, cette solution doit être considérée comme une option à étudier et à valider par des essais de traitabilité, des jar-tests, une étude hydraulique et des garanties fournisseurs.

Ainsi, ce chapitre constitue une base économique et énergétique pour le chapitre suivant, qui sera consacré aux recommandations d'optimisation, à la proposition d'un protocole d'essais, ainsi qu'aux conditions nécessaires pour évaluer la faisabilité technique et économique de la variante hydrocyclone deoiler.

A decorative graphic of a scroll with a light gray background and a black outline. The scroll is partially unrolled, with the top and bottom edges curled up. The text is centered on the unrolled portion.

Chapitre IV :

Recommandations, optimisation
et variantes proposées

Introduction

La gestion et le traitement des eaux produites et des effluents huileux nécessitent un équilibre entre la performance de traitement, la stabilité d'exploitation et la maîtrise des coûts. Dans le cas de la station de traitement des eaux huileuses de l'UTBS, l'amélioration des performances passe à la fois par une meilleure exploitation de la station existante, une optimisation des dosages chimiques et l'étude de solutions techniques alternatives.

Ce chapitre présente d'abord les recommandations opérationnelles applicables à la station actuelle, notamment le suivi des équipements, la maintenance préventive, le contrôle des pressions différentielles, l'optimisation des lavages des filtres et l'étalonnage des instruments de mesure. Ces actions visent à stabiliser le fonctionnement de la station et à limiter les dérives pouvant affecter la qualité de l'eau traitée.

Le chapitre aborde ensuite deux axes d'optimisation. Le premier concerne l'étude d'une variante technologique basée sur le remplacement de l'IGF par un hydrocyclone deoiler sur la ligne principale, tout en conservant la ligne secondaire API / CPI. Le second concerne la mise en place d'un protocole d'essais chimiques de type jar-test, destiné à optimiser les dosages du reverse demulsifier, du coagulant, du floculant / clarifier et du correcteur de pH.

L'objectif final est de proposer une démarche progressive permettant d'améliorer les performances de traitement, de réduire les surdosages chimiques, de maîtriser l'OPEX et d'évaluer la faisabilité technique et économique des variantes proposées.

1 Recommandations sur la station existante

L'analyse des performances actuelles de la station met en évidence plusieurs leviers d'amélioration par équipement. Une exploitation optimisée repose sur la régularité des interventions et la réactivité face aux variations de charge.

1.1 Recommandations par équipement

- **Séparateur API (American Petroleum Institute) :**

Le séparateur gravitaire constitue la première étape de séparation contre les arrivées massives d'hydrocarbures. Il est recommandé de procéder à un **écrémage régulier des huiles libres** afin d'éviter leur réentraînement vers l'aval, associé à un **curage périodique des boues** accumulées au fond. Un suivi strict des arrivées brusques (*slugs*) doit être consigné dans un **registre d'exploitation** dédié pour anticiper les dysfonctionnements des étapes suivantes.

-

- **Séparateur CPI (Corrugated Plate Interceptor) :**

L'efficacité du CPI dépend directement de l'état de surface de ses plaques. Un **nettoyage régulier des plaques inclinées** est indispensable pour éliminer les biofilms et les dépôts de sédiments. L'**ajustement du taux de traitement en coagulant** doit être affiné en amont, tandis que la **correction du pH** ne doit être activée que si les conditions d'exploitation l'imposent. Enfin, il convient de réguler le débit pour **éviter les à-coups hydrauliques** vers l'IGF.

- **Hydrocyclones dessableurs :**

Ces équipements de séparation centrifuge exigent un **suivi rigoureux de la pression différentielle (ΔP)** pour garantir que le vortex se forme de manière optimale. Il est nécessaire de contrôler régulièrement l'efficacité du dessablage en sous-verse et de planifier une **inspection périodique des pièces d'usure (liners)** soumises à l'érosion abrasive.

- **Flottateur à Gaz Induit (IGF) :**

La performance de l'IGF repose sur la qualité de la flottation à gaz induit. Il faut assurer un **contrôle visuel et instrumental de la taille et de la répartition des bulles de gaz**. L'**optimisation du couple flocculant / clarifier** permettra d'améliorer la cinétique de remontée des floes huileux. L'**évacuation continue des écumes** doit être maintenue, complétée par un suivi analytique strict des Hydrocarbures (HC) et des Matières en Suspension (MES) en sortie de l'appareil.

- **Bac tampon :**

Pour lisser les variations de débit et de charge, le bac tampon doit impérativement être maintenu à un **niveau hydraulique stable**. Un **contrôle des dépôts de fond** est requis. L'injection de **biocide** ne doit pas être systématique, mais déclenchée **uniquement si une prolifération de bactéries sulfato-réductrices (BSR) ou de biofilms est confirmée** par analyse.

- **Filtres à coquilles de noix (*Nutshell Filtres*) :**

La perte de charge est l'indicateur clé de l'encrassement du média filtrant. Un **suivi en continu de la ΔP** doit piloter la fréquence des cycles de lavage (*backwash*), en corrélation avec l'évolution de la qualité de l'eau en sortie. Une surveillance conjointe du ratio HC/MES en entrée et en sortie permet de prévenir le colmatage irréversible du média par des huiles lourdes.

- **Analyseur en ligne et système de comptage :**

La fiabilité de la boucle de régulation dépend de la précision de la mesure. Un **étalonnage régulier** des capteurs (turbidité, fluorescence, etc.) est recommandé. De plus, il convient de vérifier périodiquement la **logique d'automatisation** pour s'assurer que le basculement entre la ligne "conforme" et la ligne "hors spécification" (retour au bac tampon) s'effectue sans latence.

Tableau IV-17: Plan de recommandations opérationnelles spécifiques par équipement (Sonatrach, 2021).

Équipement	Recommandations principales
API	Écrémage régulier des huiles libres, curage des boues, suivi des arrivées brusques, registre d'exploitation.
CPI	Nettoyage des plaques inclinées, ajustement coagulant, correction pH seulement si nécessaire, éviter les à-coups vers IGF.
Hydrocyclones dessableurs	Suivi de la pression différentielle, contrôle de l'efficacité de dessablage, inspection des liners.
IGF	Contrôle des bulles, optimisation du floculant / clarifier, évacuation des écumes, suivi HC/MES en sortie.
Bac tampon	Niveau stable, contrôle des dépôts, biocide seulement si confirmé nécessaire.
Filtres Nutshell	Suivi ΔP , lavage selon ΔP et qualité de sortie, surveillance HC/MES entrée-sortie.
Analyseur / comptage	Étalonnage régulier, vérification de la logique conforme / hors spécification.

1.2 Synthèse des actions sur l'existant

L'ensemble de ces actions opérationnelles vise à stabiliser le procédé actuel. Néanmoins, l'optimisation de l'existant montre rapidement ses limites face à des variations brutales de la nature des émulsions. Il apparaît donc indispensable de **valider des variantes technologiques et chimiques par des campagnes d'essais sur site** afin de pérenniser les performances de la station.

1.3 Suivi d'exploitation recommandé

Pour passer d'une maintenance curative à un pilotage prédictif, un tableau de bord d'exploitation doit être mis en place. Les indicateurs clés de performance (KPI) à consigner quotidiennement incluent :

- **Paramètres hydrauliques :** Débit global (m³/h) et pression différentielle (ΔP) aux bornes des filtres et des hydrocyclones.

- **Paramètres physico-chimiques** : Concentration en hydrocarbures totaux (HC) en mg/L, Matières en Suspension (MES) en mg/L, température et pH.
- **Indicateurs d'efficacité chimique** : Taux de dosage des réactifs (coagulant, floculant, désémulsifiant) exprimé en ppm (g/m³).
- **Indicateurs technico-économiques** : Consommation d'énergie électrique (kWh/m³ traité) et **coût global des produits chimiques et consommables (DA/m³)**.

2 Proposition d'optimisation n°1 : variante compacte par hydrocyclones

Afin d'évaluer une solution plus compacte et potentiellement moins coûteuse, une variante technologique est proposée sur la ligne principale de traitement des eaux produites. Cette variante consiste à remplacer l'unité IGF par un hydrocyclone déshuileur, appelé également hydrocyclone deoiler.

La ligne secondaire API / CPI est conservée dans sa configuration actuelle. Elle continue d'assurer le traitement des eaux issues des drains ouverts et de l'API avant leur intégration dans la filière globale.

La variante proposée sur la ligne principale repose sur la séquence suivante :

Eaux produites → ballon de collecte → pompes d'alimentation → hydrocyclones dessableurs → injection reverse demulsifier → mélangeur statique / conduite de contact → hydrocyclone deoiler → bac tampon → filtres Nutshell → filtres d'eau traitée → analyseur en ligne / comptage → OMN77 si conforme.

Dans ce schéma, les hydrocyclones dessableurs assurent l'élimination des sables et des particules solides lourdes afin de protéger les équipements en aval. Le reverse demulsifier est ensuite injecté en ligne afin de déstabiliser les émulsions huile-dans-eau et de favoriser la coalescence des fines gouttelettes d'huile. Un mélangeur statique ou une conduite de contact permet d'assurer un bon mélange du réactif avec l'effluent avant l'entrée dans le deoiler.

L'hydrocyclone deoiler assure ensuite la séparation physique des gouttelettes d'huile coalescées par effet centrifuge. Cette solution peut permettre de réduire l'encombrement de l'étape de séparation des huiles dispersées et de simplifier certains auxiliaires associés à l'IGF. Toutefois, son efficacité dépend fortement de la qualité de l'eau brute, de la taille des gouttelettes d'huile, de la stabilité des émulsions, du dosage du reverse demulsifier et de la pression disponible.

2.1 Avantages et limites de la variante hydrocyclone deoiler

La variante hydrocyclone deoiler présente des avantages potentiels, notamment en matière de compacité et de simplification du procédé. Cependant, elle nécessite une validation technique rigoureuse avant toute recommandation de mise en œuvre.

Tableau IV-18 : Analyse comparative globale entre la station existante et la variante compacte

Critère	Station actuelle API + CPI + IGF	Variante dessableur + deoiler
Compacité	Moyenne	Élevée
Produits chimiques	Coagulant, pH, floculant, reverse demulsifier	Principalement reverse demulsifier
Robustesse	Bonne	Bonne mais on doit prendre en considération la pression et la taille des gouttelettes
Huiles libres	Bonne avec API/CPI	Bonne si les huiles libres sont limitées et si le dessablage / prétraitement reste efficace
Huiles disperses	Bonne avec l'IGF et l'optimisation du floculant / clarifier	Potentiellement bonne si le reverse demulsifier assure une bonne coalescence avant le deoiler
Émulsions stables	Meilleure avec combinaison chimie + IGF	À valider par jar-test avec reverse demulsifier et essai fournisseur deoiler
Maintenance	Maintenance liée à l'IGF, aux auxiliaires, aux skimmers et au nettoyage des équipements	Maintenance centrée sur la pression et les liners.
Objectif HC ≤ 10 mg/L	Atteinte	Atteinte avec essai

2.2 Bilan Technologique de l'Hydrocyclone

Le tableau comparatif ci-dessous synthétise les critères de choix entre la configuration conventionnelle existante et la variante technologique compacte.

Le choix entre la station actuelle et la variante hydrocyclone deoiler repose sur un compromis entre la robustesse de la filière existante et la compacité de la solution proposée.

La station actuelle, basée sur l'IGF pour la ligne principale et sur l'API / CPI pour la ligne secondaire, présente l'avantage d'être déjà en place et connue par l'exploitation. Elle offre une bonne capacité de traitement des huiles libres, des huiles dispersées et d'une partie des matières en suspension. Sa robustesse provient notamment de la présence d'équipements offrant un certain temps de séjour et une meilleure tolérance aux variations de charge. En revanche, cette configuration reste plus encombrante et peut nécessiter une maintenance régulière, notamment au niveau de l'IGF, des skimmers, des plaques CPI, des filtres et des systèmes de dosage chimique.

La variante proposée consiste à remplacer l'IGF de la ligne principale par un hydrocyclone deoiler, tout en conservant la ligne secondaire API / CPI. Cette solution présente un intérêt potentiel en matière de compacité et de simplification du procédé. Le deoiler ne comporte pas de pièces mobiles internes et peut donc réduire certaines opérations de maintenance mécanique. L'injection du reverse demulsifier en amont du deoiler permettrait de favoriser la coalescence des gouttelettes d'huile avant leur séparation par effet centrifuge.

Cependant, cette variante est plus sensible à la qualité de l'eau brute. Son efficacité dépend de la taille des gouttelettes d'huile, de la stabilité des émulsions et de l'efficacité du reverse demulsifier. Contrairement à l'IGF, le deoiler offre moins de temps de séjour et nécessite donc une alimentation plus stable et mieux maîtrisée.

Ainsi, la station actuelle présente une solution plus robuste et déjà maîtrisée, tandis que la variante deoiler représente une option plus compacte et potentiellement plus économique. Son adoption ne peut toutefois être envisagée qu'après validation par des essais sur eaux réelles, notamment les jar-tests, l'analyse granulométrique des gouttelettes d'huile, pour atteindre l'objectif $HC \leq 10 \text{ mg/L}$.

3 Proposition d'optimisation n°2 : jar-test et optimisation chimique

La réussite du traitement, qu'il soit sur la station actuelle ou sur la variante compacte, repose sur une formulation chimique adaptée à la matrice de l'eau. Il est proposé de lancer une campagne systématique d'essais de laboratoire de type **jar-test**.

Ces essais viseront à tester de manière croisée :

1. L'efficacité des **désémulsifiants inverses** (*reverse demulsifiers*) pour rompre les émulsions de tête.
2. Le choix et le dosage optimal des **coagulants** (sels de fer ou d'aluminium, polymères organiques).
3. Le choix des **floculants** (polyacrylamides anioniques ou cationiques) pour maximiser la taille et la vitesse de flottaison/décantation des floes.
4. L'impact réel de la **correction du pH** sur la neutralisation des charges de surface des gouttelettes d'huile.

L'objectif principal est de tracer des courbes de réponse (Dose vs. Turbidité / HC résiduels) afin de déterminer les **doses minimales efficaces**, permettant de réduire instantanément le coût en additifs chimiques (OPEX).

Cette illustration représente le protocole expérimental type en laboratoire pour déterminer le dosage optimal des additifs chimiques (désémulsifiant inverse, coagulant, flocculant).

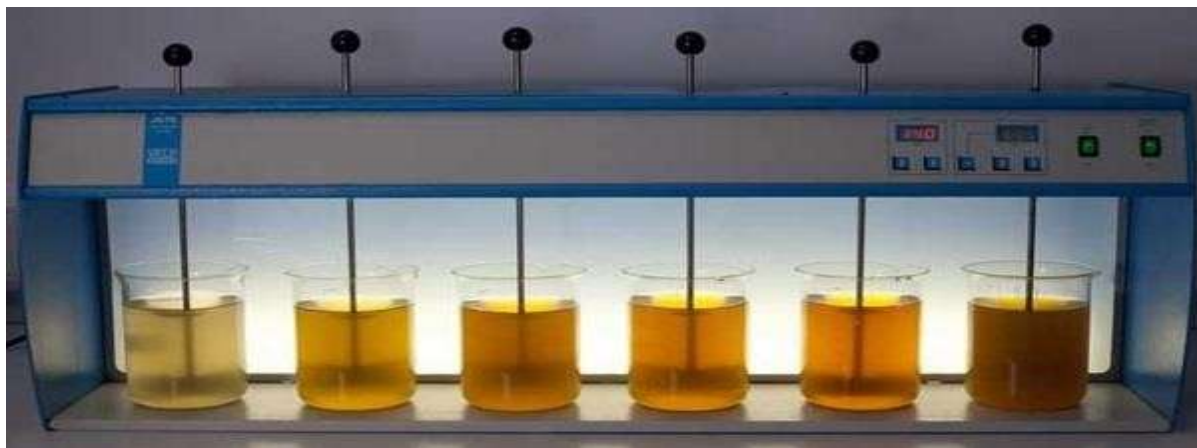


Figure IV-5: Principe des essais jar-test

- **Étape 1 : Dosages différenciés (Injection) :** Introduction de doses croissantes de réactifs (ppm) dans les bécjers contenant l'eau de production brute.
- **Étape 2 : Mélange rapide (Coagulation / Rupture) :** Agitation vigoureuse (150-200 rpm pendant 1 à 2 min) pour déstabiliser l'émulsion et neutraliser les charges.
- **Étape 3 : Mélange lent (Floculation) :** Agitation douce (30-40 rpm pendant 10 à 15 min) pour favoriser la coalescence et le regroupement des gouttes d'huile en floes.
- **Étape 4 : Mesure des paramètres clés :** Analyse après décantation de la turbidité résiduelle (NTU) et de la concentration en hydrocarbures (HC en mg/L) afin de tracer la courbe d'efficacité.

3.1 Essais complémentaires pour caractériser les huiles

Dans le cadre de la deuxième variante, basée sur les jar-tests et l'optimisation chimique, il est nécessaire de caractériser précisément la nature des huiles présentes dans les eaux à traiter. Cette caractérisation permet de mieux comprendre la forme des hydrocarbures dans l'eau, notamment la part d'huiles libres, dispersées ou émulsionnées, ainsi que la stabilité des émulsions.

Les essais complémentaires ont pour objectif d'orienter le choix des produits chimiques, de déterminer les doses minimales efficaces et de réduire les surdosages en réactifs. Ils permettent également d'évaluer l'efficacité du reverse demulsifier, du coagulant, du floculant / clarifier et de la correction du pH sur la séparation des hydrocarbures et des matières en suspension.

Ces essais constituent donc une étape essentielle pour optimiser le traitement existant, réduire l'OPEX chimique et améliorer la stabilité des performances de la station.

Tableau IV-19: Programme d'essais complémentaires pour la caractérisation avancée des effluents

Essai complémentaire	Objectif
Huiles et graisses / hydrocarbures totaux	Quantifier la pollution globale en hydrocarbures et vérifier l'écart par rapport à l'objectif de traitement.
MES	Mesurer la charge en matières en suspension afin d'évaluer le risque d'encrassement, d'abrasion et de colmatage des équipements.
Test de décantation	Estimer la fraction d'huile libre naturellement séparable par Gravité.
Centrifugation / filtration	Évaluer la fraction d'huile et de particules pouvant être séparée par des procédés physiques.
Microscopie / granulométrie des gouttelettes	Déterminer la taille des gouttelettes d'huile et vérifier la stabilité de l'émulsion.
Jar-test reverse demulsifier	Vérifier la capacité du reverse demulsifier à favoriser la coalescence des gouttelettes d'huile et déterminer la dose optimale.
Jar-test coagulant / floculant	Comparer l'efficacité des produits chimiques utilisés et identifier les possibilités de réduction des dosages.
Mesure du pH, de la salinité et de la température	Évaluer l'influence des conditions physico-chimiques sur la stabilité des émulsions et l'efficacité des réactifs.
Test fournisseur deoiler	Valider la performance de l'hydrocyclone deoiler sur un échantillon réel et vérifier l'atteinte de l'objectif $HC \leq 10 \text{ mg/L}$.

Ces essais analytiques et de traitabilité sont indispensables pour garantir que les caractéristiques de l'effluent (notamment la taille des gouttes d'huile et la stabilité de l'émulsion) sont compatibles avec les performances attendues de l'hydrocyclone.

3.2 Comparaison station actuelle / variante proposée

La comparaison entre la situation actuelle et la variante basée sur les jar-tests permet d'évaluer l'intérêt d'une optimisation du programme de dosage chimique. Cette variante ne modifie pas la configuration physique de la station ; elle vise plutôt à améliorer l'efficacité du traitement existant en ajustant les doses de reverse demulsifier, coagulant, floculant / clarifier et correcteur de pH selon la qualité réelle des eaux à traiter.

Tableau IV-20: Comparaison entre la situation actuelle et la variante jar-test / optimisation chimique

Critère	Situation actuelle	Variante jar-test / optimisation chimique
Configuration des équipements	Station conservée dans sa configuration actuelle	Aucun changement majeur des équipements
Principe d'optimisation	Dosages appliqués selon les pratiques d'exploitation ou les réglages existants	Dosages ajustés à partir d'essais de laboratoire sur eaux réelles
Produits chimiques	Reverse demulsifier, coagulant, floculant / clarifier, correcteur de pH et biocide si nécessaire	Même produits, mais avec optimisation des doses et réduction des surdosages
Coût chimique	Risque de consommation élevée en cas de surdosage ou de mauvais ajustement	Réduction potentielle de l'OPEX chimique par détermination des doses minimales efficaces
Performance de traitement	Dépend des réglages existants et de la stabilité de la qualité de l'eau	Amélioration possible de la séparation des hydrocarbures et des MES grâce à un dosage mieux adapté
Gestion des émulsions	Dépend fortement du dosage du reverse demulsifier	Meilleure identification de la dose optimale de reverse demulsifier pour favoriser la coalescence
Coagulation / floculation	Risque de dosage excessif ou insuffisant selon la charge polluante	Optimisation du couple coagulant / floculant et réduction des Consommations inutiles
Correction du pH	Peut être appliquée de manière systématique ou approximative	Correction du pH uniquement si elle améliore réellement l'efficacité du traitement
Mise en œuvre	Déjà appliquée sur site	Facile à mettre en place avec un protocole d'essais régulier
Coût D'investissement	Aucun CAPEX supplémentaire majeur	CAPEX faible : matériel de laboratoire, réactifs d'essai et suivi analytique
Limites	Risque de dérive des performances si la qualité de l'eau varie fortement	Nécessite un suivi régulier, des prélèvements représentatifs et une interprétation correcte des résultats

La variante jar-test présente l'avantage de ne pas nécessiter de modification importante de la station. Elle permet d'agir directement sur l'un des principaux postes de l'OPEX, à savoir les produits chimiques. En déterminant les doses minimales efficaces, cette approche peut réduire les surdosages, améliorer la stabilité du traitement et limiter la production de boues ou de flottants.

Au terme de cette étude, trois actions prioritaires peuvent être proposées afin d'améliorer les performances de la station et de maîtriser les coûts d'exploitation.

- **Action 1 (Immédiate) : optimisation de l'exploitation de la station existante**

Il est recommandé d'appliquer un plan de suivi opérationnel rigoureux sur les équipements existants. Cette action comprend notamment l'écémage régulier des huiles libres au niveau de l'API, le curage périodique des boues, le nettoyage planifié des plaques CPI, le suivi de la pression différentielle des hydrocyclones dessableurs et des filtres Nutshell, ainsi que l'étalonnage régulier de l'analyseur en ligne. L'objectif est de stabiliser le fonctionnement de la station et de réduire les dérives d'exploitation.

- **Action 2 (Court terme) : caractérisation des effluents et optimisation chimique par jar-tests**

Il est recommandé de lancer une campagne de caractérisation avancée des eaux huileuses, incluant l'analyse des hydrocarbures totaux, des MES, du pH, de la salinité, ainsi que la distribution de la taille des gouttelettes d'huile. En parallèle, des jar-tests doivent être réalisés afin d'optimiser les dosages du reverse demulsifier, du coagulant, du floculant / clarifier et du correcteur de pH. Cette action permet d'identifier les doses minimales efficaces, de réduire les surdosages et de maîtriser l'OPEX chimique.

- **Action 3 (Moyen terme) : évaluation technico-économique de la variante hydrocyclone deoiler**

Sur la base des résultats de caractérisation et des jar-tests, une consultation technique peut être engagée auprès de fournisseurs spécialisés en hydrocyclones deoiler. L'objectif est d'évaluer la faisabilité du remplacement de l'IGF par un hydrocyclone deoiler sur la ligne principale. Cette étape devra intégrer les garanties de performance, l'objectif HC ≤ 10 mg/L, la pression disponible, les pertes de charge, les contraintes d'exploitation et la comparaison CAPEX/OPEX avec la configuration actuelle.

Ces actions doivent être menées progressivement. L'optimisation de l'exploitation et des dosages chimiques constitue une priorité immédiate, tandis que la variante deoiler doit être considérée comme une option à valider avant toute décision d'investissement.

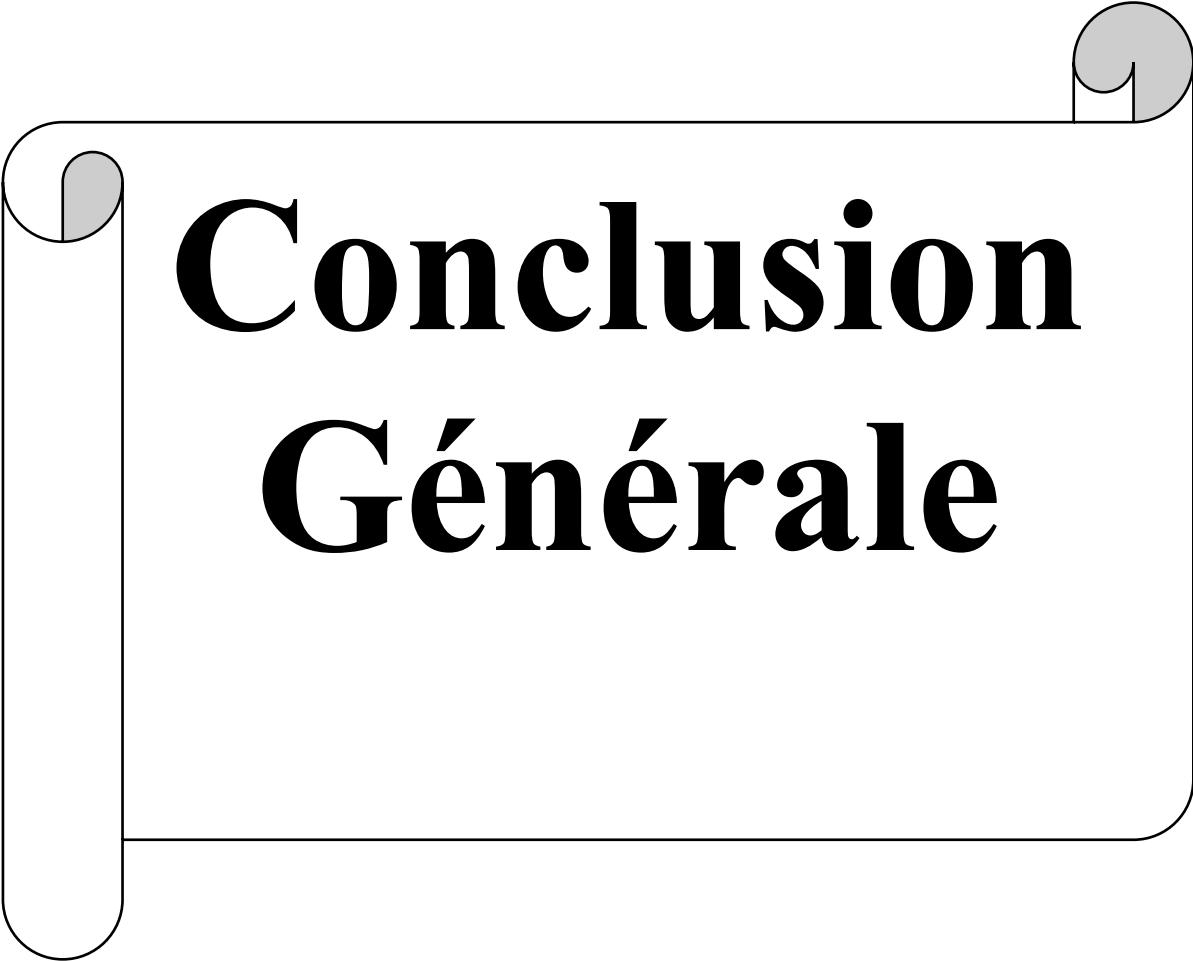
Conclusion

Dans ce chapitre, nous présentons et proposons plusieurs actions d'optimisation pour améliorer le fonctionnement de la station de traitement des eaux huileuses de l'UTBS et maîtriser ses coûts d'exploitation. Les recommandations formulées reposent d'abord sur l'amélioration de l'exploitation de la station existante, notamment à travers le suivi régulier des équipements, l'écémage des huiles libres, le nettoyage des plaques CPI, le contrôle des pressions différentielles, l'optimisation des cycles de lavage des filtres et l'étalonnage des instruments de mesure.

La deuxième orientation concerne l'optimisation chimique par jar-tests. Cette approche constitue une action prioritaire, car elle permet de déterminer les doses minimales efficaces des réactifs utilisés, notamment le reverse demulsifier, le coagulant, le floculant / clarifier et le correcteur de pH. Elle peut contribuer à réduire les surdosages, à améliorer la séparation des hydrocarbures et des matières en suspension, et à maîtriser l'OPEX chimique sans modifier la configuration physique de la station.

Le chapitre a également présenté une variante technologique basée sur le remplacement de l'IGF par un hydrocyclone deoiler sur la ligne principale. Cette solution peut présenter un intérêt en matière de compacité, de simplification du procédé et de réduction potentielle de certains coûts. Toutefois, son efficacité dépend fortement de la qualité de l'eau brute, de la taille des gouttelettes d'huile, de la stabilité des émulsions, de la pression disponible et de l'efficacité du reverse demulsifier.

Ainsi, l'amélioration de la station doit être menée selon une démarche progressive. À court terme, la priorité doit être donnée à la stabilisation de l'exploitation et à l'optimisation des dosages chimiques par essais sur eaux réelles. À moyen terme, la variante hydrocyclone deoiler pourra être étudiée plus en détail à travers des essais fournisseurs, une étude hydraulique et une comparaison CAPEX/OPEX complète. Cette démarche permet de sécuriser les performances de traitement, de limiter les risques d'exploitation et d'orienter les décisions futures sur une base technique et économique fiable.

A decorative graphic of a scroll with a dark purple border. The scroll is unrolled on the left side, and the text is centered within the main rectangular area. The top right corner of the scroll is rolled up, and the bottom left corner is also rolled up, creating a frame for the text.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Au terme de ce travail de recherche dédié à l'étude et à l'évaluation du système de traitement des eaux huileuses au niveau de l'Unité de Traitement du Brut Sud (UTBS) à Hassi Messaoud, plusieurs conclusions majeures peuvent être dégagées.

Ce mémoire nous a permis, dans un premier temps, de comprendre la complexité des effluents générés par l'industrie pétrolière. Ces eaux produites, chargées en hydrocarbures (sous formes libres, dispersées et émulsionnées) ainsi qu'en matières en suspension (MES), représentent un défi environnemental et technique de premier plan. La maîtrise des procédés de traitement est donc une nécessité absolue pour préserver les écosystèmes et se conformer aux réglementations en vigueur.

L'étude des lignes de traitement a mis en évidence la complexité opérationnelle requise pour répondre aux normes de réinjection, articulée autour de deux filières distinctes : une ligne principale dédiée aux eaux de production et une ligne secondaire pour les eaux de drainage. L'analyse des données de terrain, notamment via l'examen des coûts CAPEX et OPEX, souligne que la maîtrise des dépenses, particulièrement en ce qui concerne la maintenance et la consommation de produits chimiques, constitue un levier majeur pour optimiser la rentabilité de l'installation.

L'étude comparative menée avec la variante technologique basée sur les hydrocyclones déshuileurs démontre que, bien que la solution actuelle soit robuste, l'intégration de technologies compactes représente une alternative pertinente. Ces systèmes offrent des avantages notables en termes d'encombrement réduit, de simplification de la maintenance mécanique et, potentiellement, d'une rationalisation de l'investissement initial.

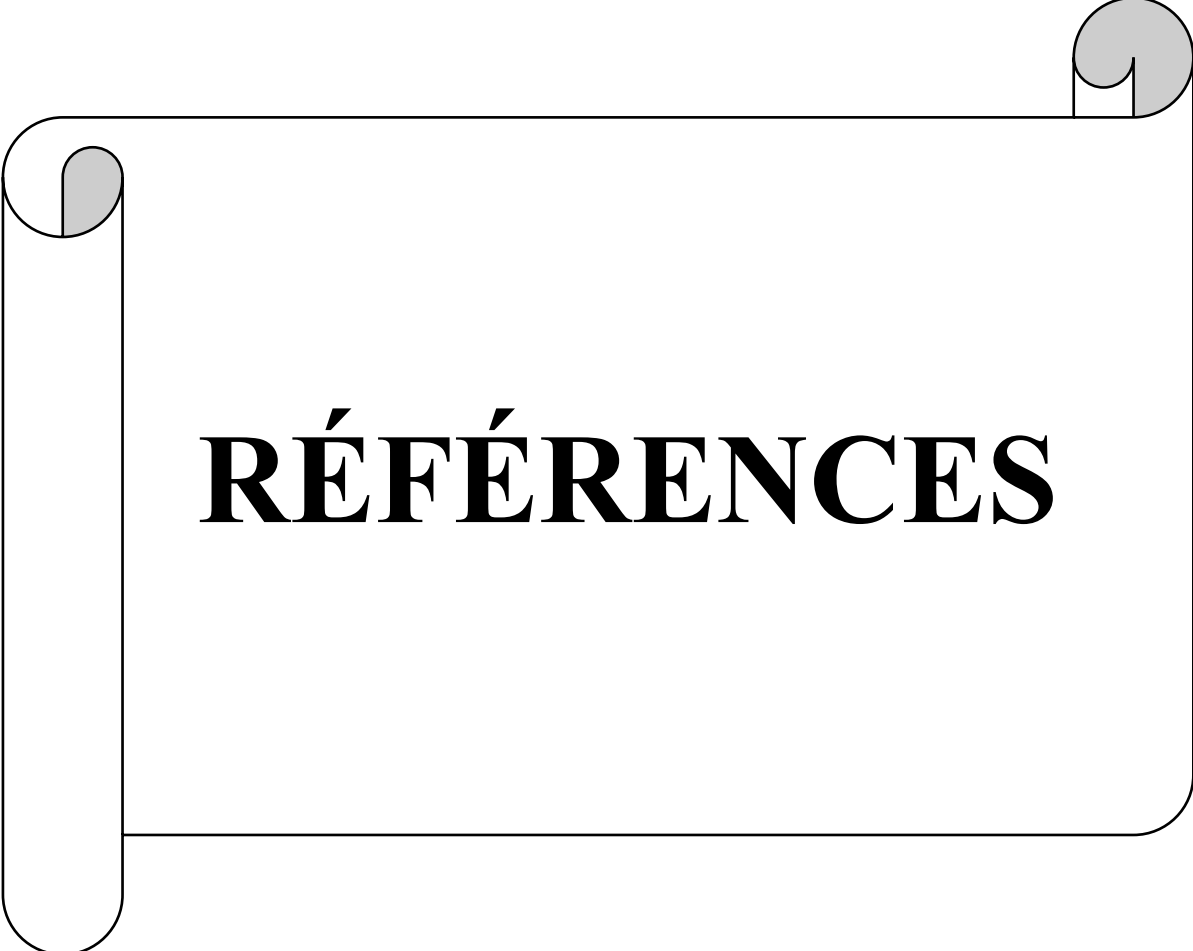
En guise de perspectives, il serait fort intéressant d'envisager les recommandations suivantes pour optimiser davantage les performances de la station :

L'introduction de nouveaux agents désémulsifiants ou de coagulants/floculants plus performants pour améliorer le traitement des huiles émulsionnées.

La mise en place d'un système de suivi automatisé et en temps réel des paramètres clés (pH, température, charge en hydrocarbures) afin de réagir instantanément aux anomalies.

L'exploration de solutions de recyclage ou de réinjection des eaux traitées dans les processus industriels ou pour le maintien de la pression des gisements, s'inscrivant ainsi dans une démarche de développement durable.

Enfin, ce travail confirme que l'optimisation continue des installations de traitement des eaux huileuses reste un levier incontournable pour concilier la productivité de l'industrie pétrolière avec les exigences impératives de la protection de l'environnement

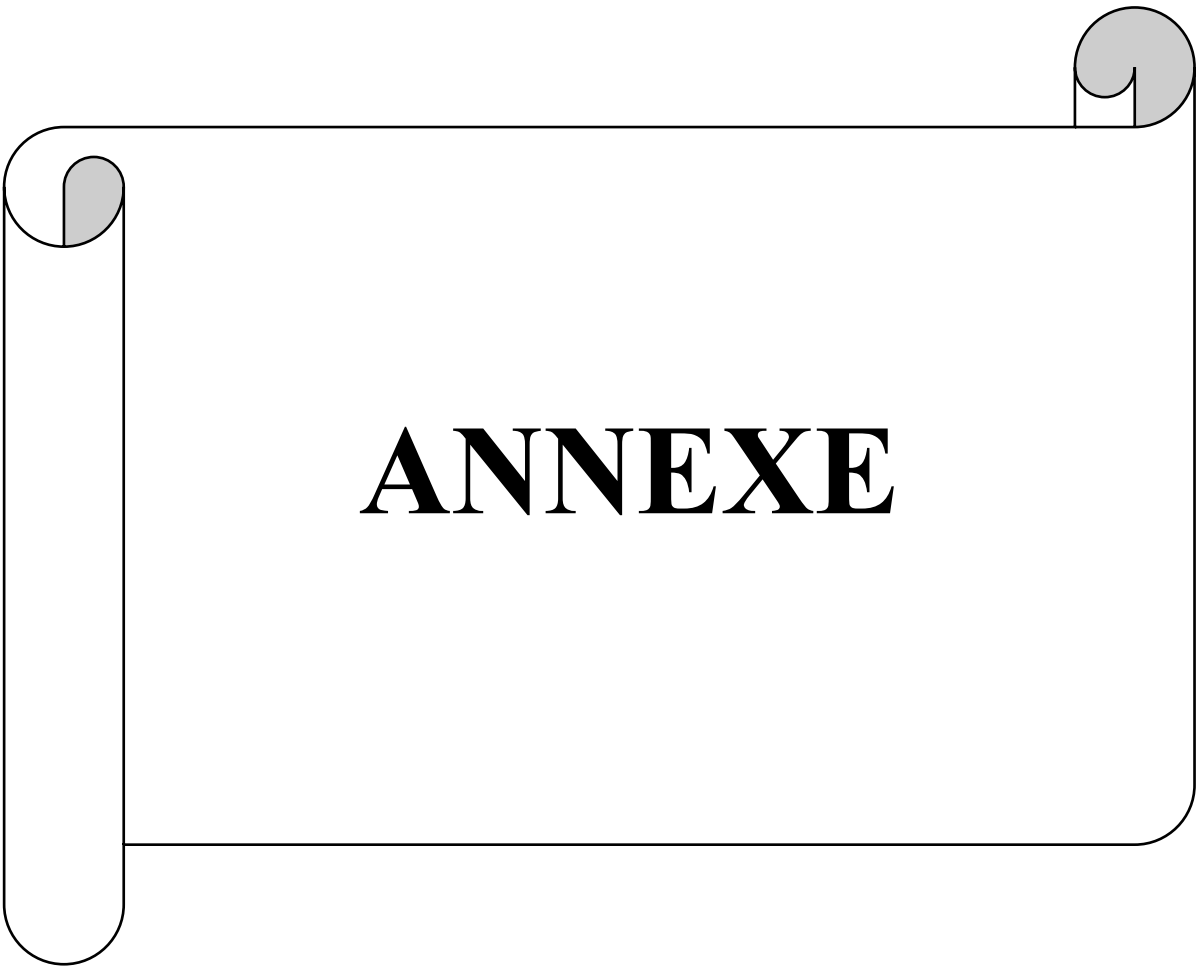


RÉFÉRENCES

REFERENCES :

- Arthur, J. D., Langhus, B. G., & Patel, C. (2005).** *Technical summary of oil & gas produced water treatment technologies*. ALL Consulting, LLC.
- BASSA, H., BOUARI, A., & BOUBEKRI, B. (2017).** *Traitement et réinjection des eaux huileuses au niveau de HMD* mémoire d'ingénierie. Génie de Raffinage. Ouargla. Université Kasdi Merbah .
- Belahmadi, M. S. O. (2021).** *Étude d'un écosystème aquatique pollué par les rejets industriels de la raffinerie pétrolière de la wilaya de Skikda et utilisation des microorganismes isolés pour l'élimination d'HAP* mémoire de doctorat, Tizi-Ouzou. Université Mouloud Mammeri.
- BELKHIRI, I., IZZA, M. D., & KENICHE, R. (2019).** *Traitement des eaux contaminées par les produits pétroliers : Cas de l'UTBS* mémoire d'ingénierie. Génie de Raffinage. Ouargla. Université Kasdi Merbah .
- BENRAS, S. E., & DJERIOUI, A. (2020).** *Mise en marche d'un système de traitement d'eau huileuse pétrolier* mémoire d'ingénierie. Génie de Raffinage. Ouargla. Université Kasdi Merbah .
- Béven, L. (2025).** Les tensioactifs : de quoi parle-t-on et où se cachent-ils ? *Revue Française d'Allergologie*, 65, P, P. 104-233.
- BOUFELFEL, M. (2022).** *Étude préventive sur la corrosion des chaudières au niveau du complexe RAIK* mémoire d'ingénierie. Génie de Raffinage. Ouargla. Université Kasdi Merbah.
- Bouchar, F. (2010).** *Mesure de la salinité : Réalisation d'un conductimètre* [Rapport technique]. Tenum Toulouse.
- Cullen, P. (1990).** *Traitement des eaux usées contenant des huiles*. École Polytechnique de Canada Montréal.
- DJELAL, A., & BENZAOUI, S. (2017).** *Comparaison entre deux méthodes différentes de dessalement de brut au niveau de HBK et UTBS/HMD* mémoire d'ingénierie. Génie de Raffinage .Ouargla. Université Kasdi Merbah .
- Labed, O., Labani, F., Lakehal, Z., & Bourzama, G. E. (2021).** *La dégradation des hydrocarbures pétroliers par des moisissures* mémoire d'ingénierie Jijel. Université Mohamed Seddik Benyahia.

- LATRECHE, M. S., & ZERROUKI, A. (2019).** *Traitement des eaux huileuses de l'unité de déshuilage de Hassi R'mel* mémoire d'ingénierie. Génie de Raffinage. Ouargla. Université Kasdi Merbah.
- Metcalf, E., & Eddy, H. P. (2014).** *Wastewater Engineering: Treatment and Resource Recovery* (5th ed.). McGraw-Hill Education.
- MOKHBI, Y. (2018).** *Étude de la photocatalyse hétérogène couplée à un procédé de dépollution pour le traitement des eaux huileuses* mémoire de doctorat Ouargla. Université Kasdi Merbah.
- Palaniandy, P., Adlan, M. N., Aziz, H. A., Murshed, M. F., & Hung, Y. T. (2017).** Dissolved air flotation (DAF) for wastewater treatment. In *Waste treatment in the service and utility industries* P, P. 145-182. CRC Press.
- RAHMANI, A. (2018).** *Traitement des eaux contaminées par les produits pétroliers de centre industriel nord CINA-Hassi Messaoud* mémoire d'ingénierie. Génie de Raffinage. Ouargla. Université Kasdi Merbah.
- SAOUD, D., & BOUZIANE, A. (2019).** *Analyse et contrôle des eaux usées huileuses traitées au niveau de l'UTBS* mémoire d'ingénierie Ouargla. Université Kasdi Merbah.
- Segueni, B. (2020).** *Étude du procédé de traitement des eaux huileuses au niveau de l'Unité de Traitement de Brut Sud (UTBS)* mémoire d'ingénierie Ouargla. Université Kasdi Merbah.
- Selka, C., & Kelaiaia, A. (2018).** *Traitement de l'émulsion par le dessalage et les produits chimiques* mémoire d'ingénierie. Génie de Raffinage. Ouargla. Université Kasdi Merbah.
- Sonatrach. (2021).** *Manuel opératoire de l'Unité de Traitement Brut Sud (UTBS) : Procédés de séparation et traitement des effluents*. Division Production, Direction Régionale de Hassi Messaoud.



ANNEXE



Certificate Of Participation

This certificate is awarded to

Cheikh Fatma Zohra, Chemaouni Ikram, Mazighi Hicham, Charifi Salima

In recognition of the participation in the 2nd edition of the conference entitled

**"Anthropogenic Interactions with the Sea and the Coastal Zone:
Observation And Ecosystem-Based Management"**

Held on June 8th 2026 with a poster entitled **"Optimisation et analyse comparative des procédés physico-chimiques pour le traitement des eaux huileuses : modélisation, coûts CAPEX/OPEX et recommandations opérationnelles"**

The Director of LCVRM

Laboratoire
CVRM
ENSSMAL

The Director of ENSSMAL



الاستاذ المساعد
مؤلف ومدير بحث علمي