

الجمهورية 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

École 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 : Sciences et Technologie

Filière : Génie des procédés

Spécialité : Traitement et réutilisation des eaux usées

Thème :

**Optimisation de Fonctionnement de L'Unité de
Traitement des Eaux Huileuses PWTP
(Au niveau du complexe de gaz, SONATRACH-DP-
OHANET)**

Présenté par :

- SAHBI Oumnia Sakina
- BENCHOHRA Asmaa

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

Mme. **KERAGHEL Mahdia Asma** Grade **MCA** Affiliation **ENSSMAL** Présidente
Mme. **GHEZALI Katia** Grade **MCB** Affiliation **ENSSMAL** Promotrice
Mr. **HAFIANE Abdelkrim** Grade **Ingénieur** Affiliation **Sonatrach** Co-Promoteur
Mme. **KHELASSI Amina** Grade **MCB** Affiliation **ENSSMAL** Examinatrice

Année universitaire: 2025- 2026

Remerciement

Avant tout, nous rendons grâce à Allah Tout-Puissant qui nous a accordé la volonté, la patience et le courage nécessaires pour mener à bien ce travail de fin d'études.

*Nous dédions ce mémoire à notre chère encadrante **Mme. GHEZALI Katia**, qui a accepté de nous encadrer et nous a accompagnées tout au long de ce parcours avec sérieux et dévouement. Elle a été pour nous bien plus qu'une encadrante ; elle a été comme une sœur, toujours présente pour nous encourager, nous guider et nous soutenir sans compter. Nous lui exprimons notre profonde et sincère gratitude.*

*Nous adressons également nos remerciements les plus chaleureux à **Ms. Abderrahmane SEBAI**, Chef de Division, ainsi qu'à **Ms. NACER Farid**, Chef de Service Exploitation, pour nous avoir offert cette précieuse opportunité et pour leur soutien constant tout au long de notre stage.*

*Nous remercions sincèrement **Ms. Abdelkrim HAFIANE** et **Ms. DJELTIOI Fouad**, pour leur encadrement, leur disponibilité et leurs conseils avisés qui nous ont été d'une grande aide. Notre reconnaissance va également à l'ensemble de l'équipe de la division Exploitation, qui nous a accueillies comme faisant partie intégrante de leur équipe et n'a ménagé aucun effort pour nous aider : **Ms. HANNOU Rachid**, **Ms. MOKHTARI Merzog**, **Ms. BOURAYOU Farouk**, **Ms. ZERKANE Tahar**, **Ms. GOUDJIL Achour**, ainsi que **Ms. BOUNAR Antar**, **Ms. KAZOULA Aissa**, **Mme. MENAD Hanane**, **Mme. BOUAROUA Chayma**, **Ms. GUERZIZ Nouredine** et **Ms.***

***MOUSSELMAL Saleh** Leur générosité, leur esprit d'équipe et leur professionnalisme ont rendu cette expérience profondément enrichissante. Un grand merci aussi à l'équipe Environnement. **Ms. KACI MOUSSA Hammou**, **Mme. KHEDIRI Amel** et **Ms. HAFSI Houssem** pour leur orientation précieuse et leur soutien tout au long de notre stage. Nous exprimons enfin notre gratitude à l'ensemble du personnel du Complexe Gazier CPF, qui, durant ces 45 jours de stage, ont contribué de près ou de loin à la réussite de notre travail, dans cette région.*

*Enfin, nous tenons à remercier notre École Nationale Supérieure des Sciences de la Mer et de l'Aménagement du Littoral (**ENSSMAL**) pour les efforts fournis et les opportunités offertes. Ces cinq années, riches et bien remplies, nous ont permis de bénéficier d'une formation solide qui a fait de nous des ingénieures capables et prêtes pour le monde professionnel.*

اهداء

ما بلغنا النهايات إلا بتوفيق الله، والحمد لله على البدء والختام

إلى من كانا السبب بعد الله في كل نجاح أصل إليه، والديّ الحبيبين
أمي الغالية جنة قلبي، من سهرت لأنام، ودعوت لأنجح، وتعبت لأرتاح
أبي العزيز يا من كنت ظلي الذي أستند إليه، ونوري الذي يضيء الطريق
أهدي لكما هذا النجاح بكل حب، وأسأل الله أن يبارك في عمركما، ويجعلني دائماً سبب سعادة وفخر لكما
إلى أخواتي العزيزات (هاجر ونصيرة)، سندي وعزوتي، إلى اللواتي يعرفن أسراري قبل أن أنطق بها، ويشعرن بحزني
قبل أن تسقط دمعتي
إلى من شدّ الله بهم عضدي، إخوتي الأعزاء (طيب، عادل، صدام)، عزّي وسندي، جعلكم الله خير معين أنتم القوة والدفع
الذي يحيط بي في كل خطوة
وإلى زوجاتكم الكريمات (أحلام وزولا)، اللواتي أضفن للعائلة دفئاً وحباً، بوجودكن يكتمل الفرح
أهديكم نجاحي بكل حبٍ وافتخار، وأسأل الله أن يحفظكم ويجمعنا دائماً على الفرح والنجاح.
إلى بهجة العائلة وسرّ ابتسامتها، إلى الأرواح الصغيرة التي تملأ البيت نوراً وضحكاً (أمان
الله، هبة، محمد، شهد، نمارق، قمر، يوسف، مسك، ألاء، فرح، لينة، سند)
مدّلتكم الصغيرة قد كبرت، واليوم أمسكت بشهادتها بيدين تحملان أحلامها. وأتمنى أن يأتي يومكم فتقفون كما وقفت اليوم
وتحملون شهادتكم وأنا أكون أفخر من يصفق لكم
إلى توأم روحي أمنية، يا من وجدت بك ما لم يوجد في غيرك، صديقة المواقف ورفيقة المشوار، حفظك الله
إلى رفيقات الدرب (منال، شيشي، وفاء، بلقيس، ابتهاج، أسمهان، رويدة، فاتن، هجيرة، حنان، شيماء، زينب)، من
تقاسمنّ معي اللحظات الجميلة والصعبة، بوجودكن أصبح المشوار أخفّ وأجمل، حفظكن الله
إلى كل من ساهم في نجاحي بكلمة، أو ابتسامة، أو دعوة، جزاكم الله عني خير الجزاء، وجعل الله كل خيرٍ أعطيتموه لي
میزاناً في حسناتكم
اليوم
أقف وبيدي شهادتي، وبقلي وجوهكم جميعاً، أنتم كنتم دافعي الأول، وستظلون فخري الأبدى واعدكم ان يكون هذا التخرج
مجرد بداية لنجاحات تليق بحبكم
فاللهم دروب تليق بعطائنا ووصول يليق بجهدنا
(وَأَخِرُ دَعْوَاهُمْ أَنِ الْحَمْدُ لِلَّهِ رَبِّ الْعَالَمِينَ)

Dédicace

À tous ceux qui ont illuminé mon chemin et contribué à la réalisation de ce rêve, je dédie ce modeste travail.

Aujourd'hui, au terme de ces années d'efforts et de patience, je me tiens prête à recevoir mon diplôme. Dans mon cœur, les êtres les plus chers, à qui je dédie cette réussite, fruit de leur amour et de leurs prières.

*À mes très chers parents, **Maman et Papa**, les deux êtres les plus précieux de ma vie. À ceux qui ont sacrifié leur temps et leur énergie pour me voir réussir. Vous avez été ma lumière dans les moments d'obscurité, mon refuge dans les moments de doute et ma plus grande source de motivation. Grâce à votre amour et vos prières, j'ai pu atteindre ce stade de ma vie. Que Dieu vous protège et vous accorde santé et bonheur. Ce travail est avant tout le vôtre.*

*À ma petite sœur adorée **Maram**, ma douceur et mon sourire dans les jours difficiles, ta présence est une bénédiction et un rayon de lumière pour notre famille.*

*À mes chers frères **Ihab, Akram et Amir**, mes premiers mes protecteurs et mes plus grands soutiens. Merci pour votre affection constante.*

*À ma belle-sœur **Zineb**, pour sa gentillesse et sa présence chaleureuse au sein de notre famille.*

*Et à ma petite nièce **Alaa Errahmane**, petit ange qui a rempli notre maison de joie et de bonheur.*

*À ma meilleure amie, ma moitié **Asmaa**, qui a partagé avec moi les moments de doute, de fatigue mais aussi de joie et de réussite. Ton amitié est précieuse.*

*À mes chères amies de parcours universitaire : **Ibtihal, Menal, Faten, Wafaa, Balkis, Sara, Rouida et Abir**, merci pour ces années de solidarité et de souvenirs.*

*À celles que j'ai connues récemment mais qui ont apporté une nouvelle valeur à l'amitié : **Hanan, Chaimaa et Zineb**, merci pour votre gentillesse et pour tous les moments partagés.*

*Et enfin, à **mon cher Mari**, celui qui m'a toujours redonné la force de continuer quand je pensais abandonner. Ton soutien, ta confiance et tes encouragements ont été une source inépuisable de motivation. Merci d'avoir toujours cru en moi.*

*Une pensée pleine d'amour pour **ma chère grand-mère**, que Dieu lui fasse miséricorde, qui rêvait de me voir diplômée et attendait ce jour avec impatience. Même absente, elle restera à jamais dans mon cœur. Je dédie cette réussite à son âme précieuse.*

SOMMAIRE

Liste des figures	I
Liste des tableaux.....	II
Listes des Abréviation.....	III
Introduction générale	1
Chapitre I	4
PARTIE THÉORIQUE	4
I.1. Les Eaux Huileuses Industrielles	5
I.1.1. Origines des Eaux Huileuses.....	5
I.1.1.1. Eaux de Production	5
I.1.1.2. Eaux de Purge	5
I.1.1.3. Eaux de Pluie et de Lavage.....	5
I.1.1.4. Eaux Contenant des Produits Chimiques	6
I.1.2. Caractéristiques des Eaux Huileuses	6
I.1.2.1. Teneur en Hydrocarbures	6
I.1.2.2. Matières Solides en Suspension (MES)	6
I.1.2.3. Salinité.....	7
I.1.2.4. Température.....	7
I.1.2.5. Potentiel Hydrogène (pH)	7
I.1.2.6. Conductivité Électrique (CE).....	7
I.1.2.7. Oxygène Dissous.....	7
I.1.2.8. Demande Chimique en Oxygène (DCO).....	7
I.1.2.9. Demande Biochimique en Oxygène (DBO ₅)	8
I.1.2.10. Biodégradabilité	8
I.1.2.11. Azote.....	8
I.1.2.12. Phosphore	9
I.1.2.13. Métaux Lourds	9
I.1.2.14. Couleur et Odeur	9
I.2. Impact Environnemental et Réglementation	10
I.2.1. Impacts Environnementaux et Sanitaires	10
I.2.1.1. Impacts sur les Eaux Souterraines	10
I.2.1.2. Impacts sur le Sol	10
I.2.1.3. Impacts sur les Eaux de Surface	11
I.2.1.4. Impacts sur la Qualité de l'Air	11
I.2.1.5. Impacts sur la Faune et la Flore	11
I.2.1.6. Impacts Sanitaires et Cumulatifs	11
I.2.2. Réglementation Algérienne	12
I.2.3. Normes de Rejet Applicables aux Eaux Industrielles	12
I.3. Procédés de Déshuilage des Eaux Industrielles.....	14
I.3.1. Séparateur API (American Petroleum Institute)	14
I.3.1.1. Définition	14
I.3.1.2. Fonctionnement Général	15
I.3.1.3. Évacuation des Phases Séparées	15
I.3.2. Séparateur CPI (Corrugated Plate Interceptor).....	16
I.3.2.1. Définition	16
I.3.2.2. Composition du Séparateur CPI	17
I.3.2.3. Fonctionnement Général	18

I.3.3. Unité de Flottation au Gaz Dissous (DGF)	19
I.3.3.1. Composants du Système DGF	20
I.4.1. Principe de l'Adsorption	21
I.4.1.1. Chimisorption	21
I.4.1.2. Physisorption	21
I.4.2. Le Charbon Actif comme Adsorbant	22
I.4.3. Isothermes et Cinétiques d'Adsorption	23
I.4.4. Facteurs Influençant l'Adsorption sur Charbon Actif	24
I.4.4.1. Surface Spécifique et Structure Poreuse	24
I.4.4.2. Nature de l'Adsorbat	24
I.4.4.3. Influence de la Température et de la Concentration	25
I.4.4.4. Facteurs Hydrodynamiques	25
I.4.4.5. Régénération du Charbon Actif	25
I.5. Présentation de l'entreprise	26
I.5.1. Introduction	26
I.5.2. L'entreprise SONATRACH	26
I.5.3. Présentation de la Direction Régionale d'Ohanet	27
I.5.3.1. Historique	27
I.5.3.2. Création de la Région d'Ohanet	27
I.5.3.3. Situation Géographique	28
I.5.3.4. Climat	29
I.5.3.5. Organigramme de la Direction Régionale :	29
I.6. Processus de Production du Complexe Gazier d'Ohanet	31
I.6.1. Introduction	31
I.6.2. Description du Complexe Gazier d'Ohanet	31
I.6.2.1. Le CPF Existant (Central Processing Facility)	32
I.6.2.2. Capacités de Traitement du Complexe Gazier d'Ohanet	33
I.6.2.3. La Nouvelle Extension : SBF (Separation Boosting Facility)	33
CHAPITRE II	35
MATÉRIELS ET MÉTHODES	35
II.1. Système de Traitement des Eaux Produites (PWTP)	36
II.1.1. Description Générale	36
II.1.2. Spécifications de l'Installation	36
II.1.2.1. Capacité du Système	36
II.1.2.2. Paramètres de Qualité des Flux Entrants :	37
II.1.2.3. Objectifs et Critères de Rejet	37
II.2. Description du Procédé de Traitement des Eaux Produites	38
II.2.1. Vue d'Ensemble du Procédé	38
II.2.2. Dégazage et Réception (Flash Vessel)	38
II.2.3. Surge Vessel (Stockage et Régulation du Débit)	39
II.2.3.1. Skimming (Écrémage)	40
II.2.4. Prétraitement par Séparation Gravitaire (CPI)	40
II.2.4.1. Dessablage du Séparateur CPI (Sand Jetting)	41
II.2.5. Flottation par Gaz Dissous (DGF)	42
II.2.5.1. Dessablage du DGF – Comparaison avec le CPI	44
II.2.6. Filtration Tertiaire (NSF et ACF)	44
II.2.7. Rejet vers les Bassins d'Évaporation	46
II.2.7.1. Unités d'Injection de Produits Chimiques	46

II.3. Protocoles d'Échantillonnage.....	48
II.3.1. Équipements de Protection Individuelle (EPI)	48
II.3.2. Nettoyage et Préparation des Bouteilles de Prélèvement	48
II.3.3. Technique d'Échantillonnage	48
II.4. Caractérisation Physico-Chimique des Eaux de Process.....	50
II.4.1. Mesure des Hydrocarbures Totaux	50
II.4.2. Potentiel Hydrogène (pH) et Température	55
II.4.3. Conductivité Électrique et TDS Matières Dissoutes Totales	56
II.4.4. La Demande Chimique En Oxygène (DCO)	57
II.4.5. La Demande Biochimique en Oxygène (DBO).....	59
II.4.6. Matières en Suspension par Filtration sur Filtre (MES)	61
II.4.7. L'adsorption sur charbon actif :	65
II.4.7.1. Effet de temps de contact :	66
II.4.7.2. Effet de la vitesse d'agitation	67
II.4.7.3. Effet de quantité de charbon actif	67
II.4.7.4. Effet du pH.....	68
CHAPITRE III.....	71
RESULTATS ET DISCUSSIONS	71
III.1. Identification et Interprétation des dysfonctionnements :	72
III.1.1. Séparateur CPI :	72
III.1.1.1. pH et température :	72
III.1.1.2. Conductivité et TDS :	72
III.1.1.3 Matières en suspension (MES) :	73
III.1.1.4 DBO5 et DCO :	73
III.1.1.5 Hydrocarbures totaux :	73
III.1.2 Séparateur DGF	73
III.1.2.1. pH et température	74
III.1.2.2. Conductivité et TDS	74
III.1.2.3. Matières en suspension (MES).....	74
III.1.2.4. DBO5 et DCO	75
III.1.2.5. Hydrocarbures totaux :	75
III.1.3 Traitement tertiaire :	75
III.1.3.1. Filtre NSF (Nutshell Filtre)	75
III.1.3.2. Filtre à charbon actif	76
III.2. Essais de traitement :	76
III.2.1. L'adsorption sur charbon actif :	76
III.2.1.1. Effet de temps de contact :	76
III.2.1.2. Effet de la vitesse d'agitation	77
III.2.1.3. Effet de quantité de charbon actif	78
III.2.1.4. Effet du pH	79
III.2.1.5. Synthèse comparative des rendements maximaux.....	81
III.2.2. Essais de Sand Jetting :	82
III.2.2.1 Séparateur CPI :	82
III.2.2.2 Séparateur DGF :	84
Interprétation des résultats :	84
Interprétation du Diagramme de Variation de MES :	86
III.2.3. Essais de Skimming (écrémage) :	86
III.3. Discussion et Recommandations :	87

III.3.1. Séparateur CPI :	87
III.3.2. Séparateur DGF :	88
III.3.3. Filtre NSF (Nutshell Filtre) :	88
III.3.4. Filtres à charbon actif (ACF) :	88
III.3.5. Les Bassin d'évaporation :	89
III.3.6. Installation de projet de réinjection des eaux traitées :	89
CONCLUSION	86
Annexes	92
Références Bibliographiques	98
Résume :	100
Abstract :	101
ملخص :	102

Liste des figures

Figure I.1 :	Séparateur API	16
Figure I.2 :	Séparateur CPI	19
Figure I.3 :	Unité de flottation au gaz dissous (DGF)	20
Figure I.4 :	Charbon actif en grains	22
Figure I.5 :	Charbon actif en poudre	22
Figure I.6 :	Charbon actif extrudé	22
Figure I.7 :	Schéma représentatif du mécanisme d'adsorption en phase aqueuse	24
Figure I.8 :	Situation géographique de la région d'Ohanet	28
Figure I.9 :	Organigramme de la Direction Régionale d'Ohanet	30
Figure I.10 :	Vue du complexe gazier CPF d'Ohanet	33
Figure I.11 :	Vue schématique de la nouvelle extension SBF	34
Figure II.1 :	Schéma descriptive de procédé de traitement des eaux produits(huileuse)	38
Figure II.2 :	Vue réelle du Flash Vessel	39
Figure II.3 :	Schéma de l'opération de skimming	40
Figure II.4 :	Schéma de séparation gravitaire (CPI)	41
Figure II.5 :	Schéma de l'opération de Sand JETTING du CPI	42
Figure II.6 :	Schéma de la flottation par gaz dissous (DGF)	43
Figure II.7 :	Vue réelle du module de traitement CPI & DGF	44
Figure II.8 :	Vue des filtres : Charbon actif et Nutshell	46
Figure II.9 :	Vue Schématique des filtres : Charbon actif et Nutshell	46
Figure II.10 :	Vue réelle des bassins d'évaporation	47
Figure II.11 :	Schéma synoptique des points d'injection des produits chimiques (CPI et DGF)	48

Figure II.12 :	Les 4 bouteilles de prélèvement	50
Figure II.13 :	Les Quatre Points de Prélèvement	51
Figure II.14 :	Appareil Eracheck Pro	52
Figure II.15 :	Le flacon d'échantillon	53
Figure II.16 :	Ajouter le solvant	53
Figure II.17 :	Agitateur magnétique	53
Figure II.18 :	Démarrage de l'appareille	54
Figure II.19 :	Extraction de la couche huile	54
Figure II.20 :	Le rinçage par le solvant Cyclohexane	55
Figure II.21 :	Mesure l'extrait de l'échantillon	55
Figure II.22 :	Le rinçage final	56
Figure II.23 :	pH-mètre	57
Figure II.24 :	Un conductimètre	58
Figure II.25 :	Délutions de l'échantillon	58
Figure II.26 :	Flacon de réactif	59
Figure II.27 :	Le réacteur COD préchauffé	60
Figure II.28 :	Le spectrophotomètre	60
Figure II.29 :	Échantillon mesuré	61
Figure II.30 :	Préparation des bouteilles BODTrak	61
Figure II.31 :	Le châssis BODTrak	62
Figure II.32 :	Une balance	63
Figure II.33 :	Le dispositif de filtration	63
Figure II.34 :	La filtration	64
Figure II.35 :	Etuve	64
Figure II.36 :	Un dessiccateur	64
Figure II.37 :	Pesé le filtre après filtration	65
Figure II.38 :	Dispositif expérimentale	67
Figure II.39 :	Vitesse d'agitation 100	68
Figure II.40 :	Vitesse d'agitation 300	68
Figure II.41 :	Vitesse d'agitation 500	68
Figure II.42 :	Le pesage du charbon actif	69
Figure II.43 :	Ajustement du pH par NaOH	70
Figure II.44 :	Ajustement du pH par HCl	70

Figure III 1 :	Évolution des hydrocarbures totaux résiduels et du rendement d'élimination en fonction du temps de contact	77
Figure III 2 :	Évolution Des hydrocarbure totaux résiduel et du rendement d'élimination en fonction de la vitesse d'agitation	78
Figure III 3 :	Évolution des hydrocarbures totaux résiduel et du rendement d'élimination en fonction de la quantité de charbon actif	79
Figure III 4 :	Effet du pH sur les hydrocarbures totaux résiduel et le rendement d'élimination (pH valides)	80
Figure III 5 :	Comparaison des rendements d'élimination maximaux obtenus pour chaque paramètre étudié	81
Figure III 6 :	Schéma synoptique de l'opération de Sand JETTING CPI	83
Figure III 7 :	Schéma synoptique de l'opération de Sand JETTING DGF	85
Figure III 8 :	Histogramme de la variation de l'effet de l'opération Sand JETTING sur les MES	85
Figure III 9 :	Histogramme de la variation de l'effet de l'opération Skimming sur les hydrocarbures taux	86

Liste des tableaux

Tableau I.1 :	Valeurs limites des rejets d'effluents liquides industriels (Décret exécutif n° 06-141 du 19/04/2006)	13
Tableau I.2:	Principales caractéristiques physiques des types de charbon actif	23
Tableau I.3 :	Caractéristiques climatiques de la région d'Ohanet	29
Tableau I.4 :	Capacités de production du complexe industriel gazier d'Ohanet	33
Tableau II.1 :	Capacités nominales du système de traitement des eaux produites	36
Tableau II.2 :	Paramètres de qualité des flux entrants (BTX : Benzène, Toluène, Éthylbenzène, Xylènes ; MES : Matières En Suspension ; TDS : Total Dissolved Solids ; DCO : demande chimique en oxygène)	37
Tableau II.3 :	Comparaison des paramètres de dessablage CPI et DGF	44
Tableau II.4 :	Produits chimiques utilisés et leurs points d'injections	48
Tableau II.5 :	Volumes d'échantillon selon la plage de DBO	60
Tableaux III.1	Résultats d'analyses physico-chimiques du CPI	72
Tableaux III.2 :	Résultats d'analyse DGF	74
Tableaux III.3 :	Résultats des analyses mesurées en fonction du temps de contact	76
Tableaux III.4 :	Résultats des analyses mesurées en fonction de la vitesse d'agitation	78
Tableaux III.5 :	Résultats des analyses mesurées en fonction de la quantité de charbon actif	79

Tableaux III.6 :	Résultats des analyses mesurées en fonction de la variation de pH	80
Tableaux III.7 :	Résultats des analyses de l'opération SAND JETTING dans le CPI	82
Tableaux III.8 :	Résultats des analyses de l'opération SAND JETTING dans DGF	84
Tableaux III.9 :	Résultats des analyses de l'opération Skimming	86

Listes des Abréviation

- PWTP: Produced Water Treatment Plant
- API: American Petroleum Institute
- CPI: Corrugated Plate Interceptor
- DGF: Dissolved Gas Flottation
- NSF: Nutshell filter
- ACF: Activated Carbon Filter
- NaCl: sodium chloride
- CaCl₂: calcium chloride
- MgCl₂ : magnesium chloride
- MES : matières en suspension
- PH : potentielle d'hydrogène
- CO₂ : carbone dioxide
- H₂S : hydrogène sulfide
- CE : conductivité électrique
- DCO : demande chimique en oxygène
- DBO : demande biochimique en oxygène
- HT : hydrocarbures totaux
- Hg : le mercure
- Cu : cuivre
- Zn : le zinc
- Cd : cadmium
- Cr : chrome
- Pb : plomb
- COV : composés organiques volatils
- CAP : Charbon actif en poudre
- CAG : Charbon actif en grains
- GNL : gaz naturel liquéfié
- PNB : Produit National Brut
- EP : Exploration et Production
- GPL : Gaz de Pétrole Liquéfiés
- TRC : Transport par Canalisations
- CEP : la Compagnie d'Exploitation Pétrolière

- CREPS : la Compagnie de Recherche et d'Exploitation de Pétrole du Sahara
- BHP : Broken Hill Proprietary
- CPF : Central Processing Facility
- SBF : Separation Boosting Facility
- HP : high pressure
- MP: medium pressure
- LP: low pressure
- N₂: azote
- BTEX : Benzène, Toluène, Éthylbenzène, Xylènes
- TDS : Total Dissolved Solids
- OIW : Oil in Water
- COT: Carbone organique total
- KOD: knock out drum
- HMI : human machine interface
- SFC : Sand Fluidising Cyclone
- EPI : Équipements de Protection Individuelle
- LEI : limite explosion inférieur
- ASTM: American society for testing and materials
- PTFE: poly tétra fluoro éthylène
- WTW: Wash injection well
- NaOH : soude caustique
- Re : Le rendement
- CA : charbon actif
- HCL : acide chlorhydrique
- Ppm : partie par million
- MS : million standard

Introduction générale

Introduction générale

L'eau constitue une ressource naturelle essentielle à la vie et au développement des sociétés humaines. Elle ne saurait être considérée comme un simple produit commercial, mais doit plutôt être appréhendée comme un patrimoine universel, dont la protection et les préservations s'imposent comme une nécessité absolue. Indispensable à la survie de l'être humain à sa santé et à son alimentation, elle joue également un rôle fondamental dans les activités agricoles, industrielles et économiques. Cependant, l'eau demeure aussi le principal réceptacle des rejets polluants issus des activités industrielles, notamment celles liées au secteur des hydrocarbures.

L'industrie pétrolière et gazière génère d'importantes quantités d'eaux usées contaminées par des hydrocarbures, des matières en suspension et divers polluants. Ces effluents, s'ils ne sont pas correctement traités, peuvent avoir des impacts significatifs sur l'environnement, en particulier sur les sols, les eaux de surface et les nappes phréatiques. La maîtrise de ces rejets est ainsi devenue une préoccupation majeure pour les pays producteurs d'hydrocarbures, s'inscrivant aujourd'hui comme un enjeu central des politiques de développement durable.

Dans ce contexte, le groupe Sonatrach accorde une attention particulière à la protection de l'environnement et à la réduction des impacts environnementaux liés à ses activités, conformément à la réglementation nationale en vigueur, notamment la loi n° 83-03 du 05 février 1983 relative à la protection de l'environnement. Cette démarche se traduit par la mise en place de plusieurs unités dédiées au traitement des eaux huileuses au sein de ses installations industrielles.

La région d'Ohanet constitue l'un des sites importants de production et de traitement du gaz naturel en Algérie. Les différentes unités industrielles qui y sont implantées génèrent des effluents aqueux nécessitant une prise en charge adaptée. Parmi les unités de traitement des eaux présentes dans cette région, la station de traitement des eaux de production huileuse (PWTP) joue un rôle clé, notamment à travers l'unité de déshuilage, qui repose sur des procédés physiques tels que le séparateur à plaques inclinées (CPI) et le séparateur de flottation à gaz dissous (DGF).

Introduction générale

Toutefois, malgré leur efficacité reconnue, ces procédés présentent certaines limites, notamment en ce qui concerne l'élimination des hydrocarbures résiduels et la réduction de leur entraînement vers les bassins d'évaporation. Ces contraintes peuvent affecter les performances globales du traitement, entraîner des pertes d'hydrocarbures et engendrer un risque de non-conformité des eaux rejetées par rapport aux normes environnementales en vigueur, C'est dans ce cadre que s'inscrit le présent travail, dont l'objectif principal est l'optimisation du fonctionnement de l'unité de déshuilage de la PWTP dans la région d'Ohanet. L'ensemble de cette démarche s'inscrit dans une perspective de performance technique, de rentabilité et de respect des normes environnementales.

Le travail est organisé dans trois chapitres plus une introduction et une conclusion générales ainsi que des annexes. Le premier chapitre est consacré à la recherche bibliographique qui nous a permis de cerner la problématique des eaux huileuses générées par les activités industrielles et de mettre en lumière leur composition complexe ainsi que les risques qu'elles constituent pour les écosystèmes et la sante publique. Nous avons aussi examiné les technologies de traitement les plus courantes, depuis la séparation gravitaire jusqu'à l'adsorption sur charbon actif en passant par la flottation, Le deuxième chapitre constitue le cœur expérimental de notre travail, effectué pendant un stage de 45 jours au sein du complexe gazier de SONATRACH à Ohanet. Nous avons détaillé le fonctionnement du système de traitement des eaux produites existant, les conditions de prélèvement des échantillons et toutes les analyses physico-chimiques menées pour caractériser la qualité de ces eaux aux différentes étapes du procédé, on effectue divers essais de traitement, tels que l'adsorption sur charbon actif, les essais de SAND JETTING et de skimming. Le troisième chapitre expose les résultats obtenus et leur discussion. Il commence par l'étude des dysfonctionnements des équipements de traitement existants, à savoir le séparateur CPI et le séparateur DGF, en mesurant des paramètres physico-chimiques clés comme le pH, les MES, la DCO et les hydrocarbures totaux, et les résultats des essais de traitement, Le chapitre se termine par des propositions d'amélioration du système de traitement avant une conclusion générale.

Chapitre I

PARTIE THÉORIQUE

I.1. Les Eaux Huileuses Industrielles

I.1.1. Origines des Eaux Huileuses

Les installations de production de pétrole génèrent des eaux huileuses provenant de différentes sources liées aux activités de production, de séparation, de stockage et d'entretien. Ces eaux constituent une part importante des rejets industriels et doivent être correctement traitées avant leur libération dans l'environnement. Leurs principales origines sont les suivantes [\[1\]](#) :

I.1.1.1. Eaux de Production

Les eaux de production sont récupérées simultanément avec le pétrole brut et le gaz naturel depuis les réservoirs souterrains. Elles constituent la source majeure des eaux huileuses dans le secteur pétrolier. Leur composition est déterminée par la nature du gisement, son ancienneté et les méthodes d'extraction mises en œuvre. Ces eaux renferment des hydrocarbures à l'état libre et dissous, des sels minéraux, des gaz en solution (CO_2 , H_2S) ainsi que des métaux lourds. Au fil du temps, la quantité d'eau produite augmente de manière significative, ce qui intensifie les défis liés au traitement [\[1\]](#).

I.1.1.2. Eaux de Purge

Les eaux de purge sont issues des opérations de vidange régulières effectuées sur des équipements tels que les séparateurs, les réservoirs de stockage et les lignes de procédé. Elles sont généralement fortement polluées par des hydrocarbures, des boues, des sables et des résidus de corrosion. Leur charge polluante est souvent plus importante que celle des eaux issues de la production [\[1\]](#).

I.1.1.3. Eaux de Pluie et de Lavage

Les surfaces industrielles — zones de stockage, unités de traitement, zones d'embarquement — peuvent contaminer les eaux de pluie qui s'écoulent sur elles en hydrocarbures à la suite de fuites ou de déversements fortuits. Les eaux issues du nettoyage des machines et des sols industriels transportent également des huiles, des graisses et des substances solides, contribuant ainsi à la génération d'eaux huileuses [\[1\]](#).

I.1.1.4. Eaux Contenant des Produits Chimiques

Ces eaux résultent de l'utilisation de produits chimiques nécessaires au bon fonctionnement des installations, tels que les inhibiteurs de corrosion, les émulsifiants, les biocides et les agents antitartres. Elles peuvent contenir des composés toxiques ou persistants, ce qui impose des traitements spécifiques et rigoureux [1].

I.1.2. Caractéristiques des Eaux Huileuses

Les caractéristiques des eaux huileuses sont variables en fonction de leur source, des conditions d'extraction et du genre de pétrole produit. Toutefois, certaines propriétés communes permettent de caractériser leur comportement lors du traitement [1].

I.1.2.1. Teneur en Hydrocarbures

Les hydrocarbures peuvent exister sous diverses formes dans les eaux huileuses :

- Huile libre : aisément séparable par décantation gravitaire ;
- Huile dispersée : présente en fines gouttelettes stabilisées par le mouvement ;
- Huile émulsionnée : complexe à séparer sans intervention chimique ;
- Hydrocarbures en solution : requérant des méthodes sophistiquées pour leur élimination.

Généralement, la teneur en hydrocarbures totaux fluctue entre 50 et 5 000 mg/L, et peut même dépasser cette limite pour certaines eaux de purge [1].

I.1.2.2. Matières Solides en Suspension (MES)

Les eaux huileuses renferment des particules solides telles que le sable, les boues, les produits de corrosion et les argiles. La concentration en matières en suspension peut varier de 100 à 1 000 mg/L, ce qui accroît la turbidité et favorise l'établissement d'émulsions stables. L'évaluation de la teneur en MES est cruciale pour dimensionner correctement les systèmes de traitement, tels que les bassins de décantation et les filtres [1].

I.1.2.3. Salinité

La haute salinité des eaux de production est due à la présence de sels dissous tels que le NaCl, le CaCl₂ et le MgCl₂. Certaines techniques de traitement biologique sont restreintes lorsque la salinité excède 100 g/L [\[1\]](#).

I.1.2.4. Température

La température de l'eau est un paramètre essentiel car elle influence la solubilité des sels et des gaz ainsi que les processus biologiques. Elle conditionne notamment la viscosité de l'eau et, par conséquent, l'efficacité des procédés de séparation [\[2\]](#).

I.1.2.5. Potentiel Hydrogène (pH)

Le pH est un paramètre fondamental pour évaluer la qualité et l'état de l'eau. Il affecte la solubilité des nutriments et des métaux dans l'eau, influençant ainsi la biodiversité aquatique. C'est un indicateur clé pour comprendre l'origine et la nature de l'eau [\[2\]](#).

I.1.2.6. Conductivité Électrique (CE)

La conductivité électrique de l'eau reflète sa capacité à conduire le courant électrique, directement liée à la concentration totale d'ions dissous (sels minéraux). Elle est exprimée en microsiemens par centimètre (µS/cm). La mesure de la conductivité électrique permet d'évaluer la minéralisation totale de l'eau [\[2\]](#).

I.1.2.7. Oxygène Dissous

L'oxygène dissous représente la quantité d'oxygène moléculaire (O₂) dissous dans l'eau, exprimée en milligrammes par litre (mg/L). Dans les stations de traitement, sa mesure est cruciale pour garantir l'efficacité des traitements biologiques [\[2\]](#).

I.1.2.8. Demande Chimique en Oxygène (DCO)

La demande chimique en oxygène représente la quantité d'oxygène nécessaire pour oxyder chimiquement la matière organique et certains composés inorganiques présents dans l'eau. Elle est exprimée en mg/L d'oxygène et constitue un paramètre clé dans l'évaluation de la qualité des eaux usées [\[2\]](#).

I.1.2.9. Demande Biochimique en Oxygène (DBO₅)

La demande biochimique en oxygène correspond à la quantité d'oxygène dissous nécessaire aux micro-organismes pour décomposer biologiquement la matière organique présente dans l'eau sur une période de cinq jours à 20 °C. Elle est exprimée en mg/L et représente la charge de matière organique biodégradable dans un échantillon. Ce paramètre est utile pour dimensionner et optimiser les stations de traitement biologiques [2].

I.1.2.10. Biodégradabilité

La biodégradabilité représente la capacité d'un effluent à être dégradé par des micro-organismes impliqués dans les processus d'épuration biologique. Elle est quantifiée par un coefficient K, calculé selon la relation :

K = DCO / DBO₅ [2]. Les interprétations de ce coefficient sont les suivantes :

- $K < 1,5$: les matières oxydables sont majoritairement très biodégradables ;
- $1,5 < K < 2,5$: les matières oxydables présentent une biodégradabilité moyenne
- $2,5 < K < 3$: les matières oxydables sont faiblement biodégradables ;
- $K > 3$: les matières oxydables sont considérées comme non biodégradables.

La valeur de K permet de guider le choix de la filière de traitement [2].

I.1.2.11. Azote

L'azote présent dans l'eau existe principalement sous deux formes : organique et minérale. L'azote organique comprend des composés tels que des protéines, des polypeptides, des acides aminés et de l'urée, et est généralement présent en faibles concentrations. En revanche, l'azote inorganique, composé principalement d'azote ammoniacal (NH₄⁺), de nitrite (NO₂⁻) et de nitrate (NO₃⁻), constitue la majorité de l'azote total dans l'eau [3].

I.1.2.12. Phosphore

Le phosphore est présent dans les eaux usées sous forme de sels inorganiques et de composés organiques dérivés de matières biologiques. Ce nutriment joue un rôle important dans la croissance microbienne. Il provient principalement des détergents ménagers et des engrais agricoles. Le rejet d'eaux usées contaminées par de l'azote et du phosphore peut entraîner l'eutrophisation de plans d'eau tels que les lacs et les rivières [\[3\]](#).

I.1.2.13. Métaux Lourds

Les métaux lourds existent dans l'eau sous différentes formes : colloïdales, solubles ou en suspension. Les métaux lourds les plus fréquemment retrouvés dans les eaux huileuses industrielles sont le cadmium (Cd), le chrome (Cr), le plomb (Pb), le mercure (Hg), le cuivre (Cu) et le zinc (Zn) [\[2\]](#).

I.1.2.14. Couleur et Odeur

La couleur de l'eau est un paramètre important pour évaluer sa qualité et détecter les sources de contamination. Sa présence peut être causée par des polluants industriels (teintures, métaux lourds) ou des matières en suspension. L'odeur, quant à elle, peut être considérée comme un signe de pollution due à la présence de matières organiques en décomposition, notamment des hydrocarbures volatils [\[2\]](#).

I.2. Impact Environnemental et Réglementation

I.2.1. Impacts Environnementaux et Sanitaires

I.2.1.1. Impacts sur les Eaux Souterraines

Les émissions industrielles, notamment les eaux huileuses générées lors des procédés de production, constituent une source potentielle de pollution des eaux souterraines. En cas de fuites, d'infiltrations ou de défaillance des systèmes de confinement, ces eaux usées peuvent pénétrer dans le sol et contaminer les nappes phréatiques [4]. Elles peuvent contenir des hydrocarbures libres et dissous, des huiles et des graisses, des additifs chimiques, des métaux à l'état de traces, ainsi que des concentrations élevées de sels dissous. L'infiltration progressive de ces substances peut entraîner une détérioration des propriétés physico-chimiques des eaux souterraines, une augmentation de la teneur en hydrocarbures totaux, une pollution chronique irréversible et une altération des usages potentiels de la ressource. La vulnérabilité des eaux souterraines dépend de la perméabilité du sol, de la profondeur de l'aquifère et de la durée d'exposition [4].

I.2.1.2. Impacts sur le Sol

Le sol est le principal facteur environnemental affecté par les déversements accidentels d'hydrocarbures. La présence d'hydrocarbures dans les sols peut entraîner une altération des propriétés physiques (réduction de la perméabilité), une altération des propriétés chimiques et une perturbation de l'activité microbienne. Les hydrocarbures peuvent s'adsorber sur les particules fines et y persister longtemps, engendrant une pollution durable [4].

Par ailleurs, certaines émissions industrielles contiennent de fortes concentrations de sels et de produits chimiques dont l'accumulation conduit à la dégradation de la structure du sol, à la diminution de sa capacité d'infiltration et à la réduction de sa fertilité. À long terme, ces effets compromettent la capacité de régénération naturelle de l'environnement [4].

I.2.1.3. Impacts sur les Eaux de Surface

Les émissions industrielles peuvent atteindre les cours d'eau par ruissellement ou déversements accidentels. Les impacts potentiels comprennent la formation d'un film d'hydrocarbures à la surface de l'eau, la réduction des échanges gazeux, des effets toxiques sur les organismes aquatiques et la perturbation des chaînes alimentaires. Même de faibles quantités d'hydrocarbures peuvent avoir des effets

Eco toxicologiques importants [4].

I.2.1.4. Impacts sur la Qualité de l'Air

Les eaux huileuses peuvent libérer des composés volatils, notamment en conditions de stockage non couvert ou lors d'une agitation. Les impacts atmosphériques comprennent l'émission de composés organiques volatils (COV), le dégagement possible de gaz irritants et des nuisances olfactives. Ces émissions peuvent affecter les conditions de travail et présenter un risque pour la santé en cas d'exposition prolongée [4].

I.2.1.5. Impacts sur la Faune et la Flore

Les rejets d'eaux huileuses peuvent entraîner l'intoxication de la faune en cas d'ingestion d'eaux contaminées, l'enrobage des organismes par des films huileux et la dégradation de la végétation en cas de contamination du sol. Les hydrocarbures peuvent limiter les échanges hydriques au niveau des racines et provoquer un stress physiologique chez les plantes [4].

I.2.1.6. Impacts Sanitaires et Cumulatifs

Les rejets industriels présentent des risques pour les travailleurs exposés, notamment par contact cutané avec des eaux contaminées, inhalation de vapeurs d'hydrocarbures et exposition chronique à faibles doses de substances toxiques. Une gestion inadéquate peut augmenter les risques d'irritations cutanées, de troubles respiratoires et d'effets toxiques à long terme [4]. En cas d'incidents techniques — rupture de canalisation, débordement de séparateurs, fuite de réservoirs — les impacts environnementaux sont considérablement amplifiés, pouvant provoquer une pollution localisée ou étendue du sol et une contamination rapide des eaux souterraines. Par ailleurs, même des rejets conformes aux normes peuvent engendrer des effets cumulatifs, conduisant à une saturation progressive des sols en polluants et à une dégradation lente mais persistante des écosystèmes [4].

I.2.2. Réglementation Algérienne

Dans le cadre de la réglementation environnementale nationale, toute installation industrielle générant des rejets liquides est soumise au principe de prévention et de protection des ressources naturelles. La législation impose que les effluents industriels ne doivent en aucun cas compromettre la qualité des eaux superficielles ou souterraines, ni porter atteinte à la santé publique ou aux écosystèmes. Il est ainsi strictement interdit de déverser des effluents non traités ou insuffisamment traités dans le milieu récepteur.

L'exploitant est tenu d'identifier la nature et la composition de ses rejets, de mettre en place des procédés de traitement adaptés afin de réduire la charge polluante à la source, et d'assurer le bon fonctionnement continu des installations de traitement. Il doit également réaliser un suivi analytique régulier, conserver les résultats de contrôle et prendre immédiatement des mesures correctives en cas de dépassement des exigences réglementaires.

En Algérie, plusieurs lois et décrets spécifiques encadrent strictement les activités industrielles liées au traitement des hydrocarbures et aux installations pétrolières. Ces textes réglementaires imposent aux entreprises de respecter des normes environnementales précises en matière de rejets, de gestion des déchets et de protection des ressources hydriques [\[5\]](#).

I.2.3. Normes de Rejet Applicables aux Eaux Industrielles

Le **Décret exécutif n° 06-141 du 19 avril 2006**, publié au Journal Officiel de la République Algérienne (N° 26), fixe les valeurs limites admissibles des rejets d'effluents liquides industriels dans le milieu récepteur [\[5\]](#).

Il impose aux exploitants industriels de traiter leurs rejets avant déversement afin de garantir le respect des seuils réglementaires relatifs aux paramètres physico-chimiques, aux hydrocarbures, aux matières en suspension et aux métaux lourds. Le (Tableau I.1) présente les valeurs limites de rejet fixées par ce décret.

Tableau I. 1 : Valeurs limites des rejets d'effluents liquides industriels (Décret exécutif n° 06-141 du 19/04/2006) [\[5\]](#)

N°	Paramètres	Unités	Valeurs limites	Tolérances . installations)
1	Température	°C	30	30
2	pH	-	6,5 – 8,5	6,5 – 8,5
3	MES	mg/L	35	40
4	Azote Kjeldahl	mg/L	30	40
5	Phosphates total	mg/L	10	15
6	DCO	mg/L	120	130
7	DBO5	mg/L	35	40
8	Aluminium	mg/L	3	5
9	Substances toxiques bioaccumulables	mg/L	0,005	0,01
10	Cyanures	mg/L	0,1	0,15
11	Fluor et composés	mg/L	15	20
12	Indice de phénols	mg/L	0,3	0,5
13	Hydrocarbures totaux	mg/L	10	15
14	Huiles et graisses	mg/L	20	30
15	Cadmium	mg/L	0,2	0,25
16	Cuivre total	mg/L	0,5	1
17	Mercure total	mg/L	0,01	0,05
18	Plomb total	mg/L	0,5	0,75
19	Chrome total	mg/L	0,5	0,75
20	Étain total	mg/L	2	2,5
21	Manganèse	mg/L	1	1,5
22	Nickel total	mg/L	0,5	0,75
23	Zinc total	mg/L	3	5
24	Fer	mg/L	3	5

I.3. Procédés de Déshuilage des Eaux Industrielles

Dans les installations industrielles générant des eaux huileuses, la mise en œuvre de systèmes de séparation performants est essentielle. Ces systèmes réduisent la teneur en hydrocarbures et en matières solides des eaux usées avant leur rejet ou leur traitement ultérieur. Cette étape constitue un maillon clé de la chaîne de gestion des eaux usées, car elle améliore la qualité de l'eau traitée, protège les équipements en aval et garantit la conformité aux réglementations environnementales en vigueur.

I.3.1. Séparateur API (American Petroleum Institute)

I.3.1.1. Définition

Le séparateur API (American Petroleum Institute) est la première technologie standardisée de séparation huile/eau dans les industries pétrolières. Il a été développé et normalisé par l'American Petroleum Institute dès les années 1950 pour traiter les effluents des raffineries et des installations de production pétrolière. Il est largement utilisé dans les industries pétrolières, pétrochimiques et de raffinage pour traiter les effluents aqueux avant leur rejet ou leur réutilisation.

Son fonctionnement repose uniquement sur la différence de densité entre l'huile, l'eau et les solides, sans aucun élément interne actif et sans recours à des réactifs chimiques. Ce principe totalement passif — aucune pièce mobile, aucun élément de coalescence — rend le système très robuste, mais nécessite de grands volumes et de longs temps de séjour pour être efficace [\[6\]](#).

I.3.1.2. Fonctionnement Général

Les effluents industriels entrent dans une première section appelée piège à sable, qui retient les particules solides et les sédiments grossiers. Les fluides passent ensuite dans la section API principale, équipée d'un écrémeur de surface qui recueille l'huile flottante, naturellement moins dense que l'eau.

La séparation s'effectue par simple décantation gravitaire : l'huile remonte naturellement en surface où elle est récupérée par l'écrémeur, tandis que les solides sédimentent au fond du bassin. L'eau traitée s'écoule vers la sortie par débordement. Les effluents peuvent ensuite transiter dans un séparateur à plaques inclinées dont les plaques ondulées favorisent la coalescence des fines gouttelettes d'huile en gouttes de plus grande taille, ce qui accélère leur remontée vers la surface par gravité.

L'ensemble du système fonctionne par gravité et déversement, sans organes de commande actifs. Cette conception passive lui confère une grande fiabilité et lui permet de traiter une large plage de débits, des très faibles jusqu'au débit nominal de dimensionnement, voire au-delà grâce à des déversoirs de trop-plein [\[6\]](#).

I.3.1.3. Évacuation des Phases Séparées

La phase aqueuse — eau déshuilée — collectée en sortie du séparateur est pompée vers un bassin d'évaporation ou un système de traitement complémentaire selon les exigences environnementales. La phase huileuse récupérée est acheminée vers une fosse de brûlage ou un système de retraitement, selon la nature et la quantité des hydrocarbures collectés [\[6\]](#).

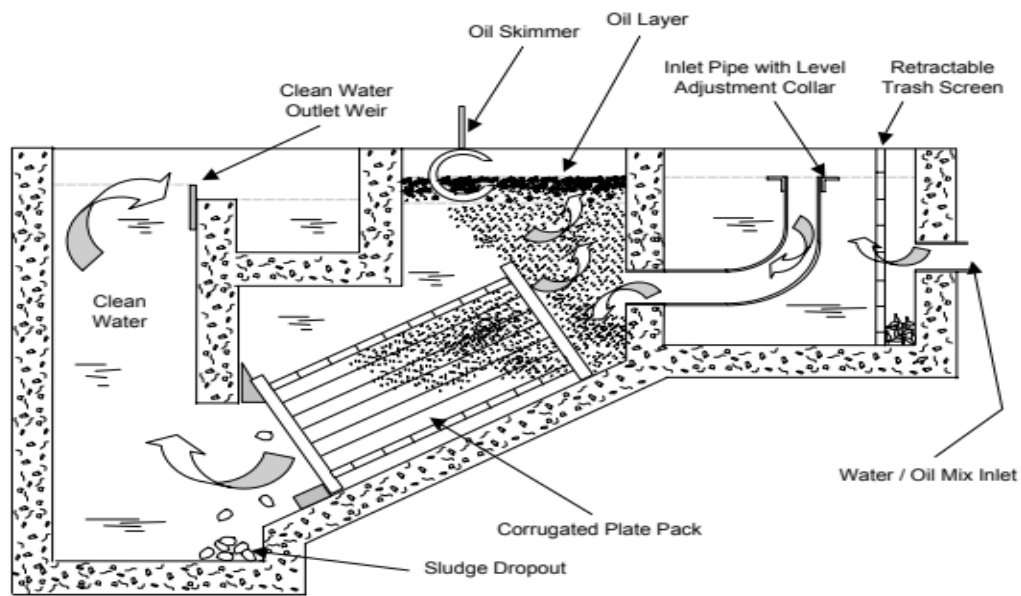


Figure I.1: séparateur API

I.3.2. Séparateur CPI (Corrugated Plate Interceptor)

I.3.2.1. Définition

Le séparateur CPI (Corrugated Plate Interceptor), également appelé séparateur à plaques ondulées, est un équipement de traitement des eaux industrielles et des eaux produites dans les installations pétrolières et gazières. Il est conçu pour séparer simultanément les huiles et les matières solides en suspension contenues dans les effluents aqueux, en s'appuyant sur le principe de la séparation gravitaire assistée par coalescence. Son efficacité repose sur l'augmentation de la surface de séparation effective grâce à un faisceau de plaques ondulées inclinées, permettant d'obtenir une séparation plus rapide et plus complète qu'un simple décanteur à gravité [7].

I.3.2.2. Composition du Séparateur CPI

Le séparateur CPI est constitué des éléments principaux suivants :

- Chicane de distribution (distribution baffle) : placée à l'entrée de l'équipement, elle assure une répartition uniforme du flux d'effluents sur toute la section transversale du faisceau de plaques, évitant ainsi les zones mortes et les courts-circuits hydrauliques.
- Faisceau de plaques ondulées inclinées (plate pack coalescer) : élément central du séparateur, composé de plaques parallèles et ondulées disposées selon un angle d'inclinaison précis. Ces plaques constituent des surfaces de coalescence sur lesquelles les gouttelettes d'huile viennent s'adhérer, se regrouper et former des gouttes de plus grande taille avant de remonter vers la surface par gravité [7].
- Compartiment huile (oil compartments) : zone de collecte de l'huile récupérée après son passage par-dessus un déversoir interne. L'huile accumulée est ensuite évacuée vers un système de récupération.
Compartiment eau (water compartments) : zone de collecte de l'eau épurée avant son transfert vers les étapes de traitement ultérieures.
- Cyclones de fluidisation des solides (Sand Fluidizing Cyclones – SFCs) : dispositifs intégrés au fond de l'équipement permettant l'élimination périodique des solides sédimentés (sables, boues). Ils utilisent un fluide moteur pour fluidiser les dépôts solides et les évacuer sous forme de boue vers une fosse de stockage.
- Système d'inertage au gaz combustible : le séparateur est maintenu sous une légère surpression de gaz combustible afin de prévenir toute entrée d'air et de sécuriser l'atmosphère interne de l'équipement [7].

I.3.2.3. Fonctionnement Général

a) Séparation de l'huile

Les effluents entrent dans le séparateur et traversent d'abord la chicane de distribution, qui répartit uniformément le flux sur la largeur du faisceau de plaques. Les gouttelettes d'huile présentes dans l'eau, plus légères, remontent et s'adhèrent aux surfaces des plaques ondulées. Lors de leur migration le long des plaques, ces gouttelettes entrent en collision les unes avec les autres et coalescent en formant des gouttes de diamètre croissant. Lorsque ces gouttes atteignent une taille suffisante, elles se détachent des plaques et remontent vers la surface par gravité. L'huile ainsi séparée déborde par-dessus un déversoir interne et s'écoule dans le compartiment huile, d'où elle est évacuée vers un système de récupération. L'eau épurée sort par le compartiment eau et est dirigée vers l'étape de traitement suivante [7].

b) Élimination des Solides

Les effluents industriels contiennent généralement une concentration élevée en matières solides en suspension (sables, particules). Ces solides, plus lourds que l'eau, sédimentent au fond du séparateur au cours du temps de séjour. Ils sont périodiquement éliminés par les cyclones de fluidisation intégrés au fond de la cuve. Un fluide moteur est injecté pour fluidiser les dépôts solides en une boue homogène, qui est ensuite transportée sous l'effet de la pression interne ou d'un éjecteur vers une fosse de stockage de boues huileuses [7].

c) Principe Général de la Séparation Gravitaire Assistée

Le séparateur CPI exploite et améliore la loi de Stokes qui régit la vitesse de séparation gravitaire des gouttelettes dans un fluide. En multipliant les surfaces inclinées à l'intérieur d'un même volume, le faisceau de plaques réduit considérablement la distance que les gouttelettes d'huile doivent parcourir avant de se séparer de la phase aqueuse. Cela permet d'obtenir une efficacité de séparation nettement supérieure à celle d'un décanteur conventionnel de même encombrement, tout en maintenant un fonctionnement simple et sans pièces mobiles pour la partie séparation [7].

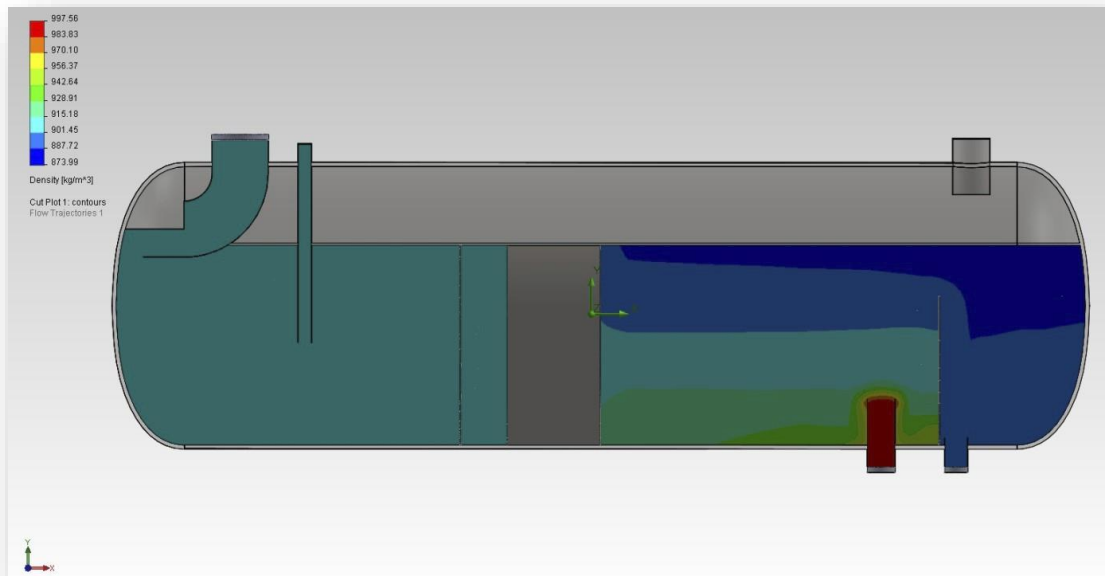


Figure.I.2 : Séparateur CPI

I.3.3. Unité de Flottation au Gaz Dissous (DGF)

Le système de flottation au gaz dissous, connu sous l'acronyme DGF (Dissolved Gas Flotation), est un équipement de séparation améliorée qui utilise la flottation avec du gaz pour éliminer les gouttelettes d'huile de l'eau. Selon la loi de Stokes, la vitesse de montée des gouttelettes dépend de leur diamètre, de la différence de densité entre le pétrole et l'eau, et de la viscosité de l'eau. Le DGF améliore cette séparation en injectant des bulles de gaz dans l'eau, ce qui augmente le diamètre effectif des gouttelettes d'huile et diminue leur densité apparente, facilitant ainsi leur remontée à la surface [\[8\]](#).

I.3.3.1. Composants du Système DGF

Le système DGF comprend les composants suivants :

- Chambres de floculation : trois compartiments équipés d'agitateurs permettant de mélanger l'eau produite avec des coagulants et des floculant, favorisant l'agglomération des particules ;
- Chambre de flottation : zone où l'eau et le gaz dissous se mélangent, permettant aux impuretés de s'attacher aux bulles et de flotter en surface
- Compartiment de dégazage et d'écumage : les impuretés sont collectées vers une chambre d'accumulation d'huile, tandis que l'eau traitée s'écoule vers les pompes de refoulement ;
- Réservoir de saturation : une partie de l'eau traitée est recyclée dans ce réservoir, où du gaz est dissous sous pression (environ 4,0 bar). La dépressurisation génère des bulles fines (30 à 50 microns) qui adhèrent aux impuretés et les entraînent vers la surface [8].

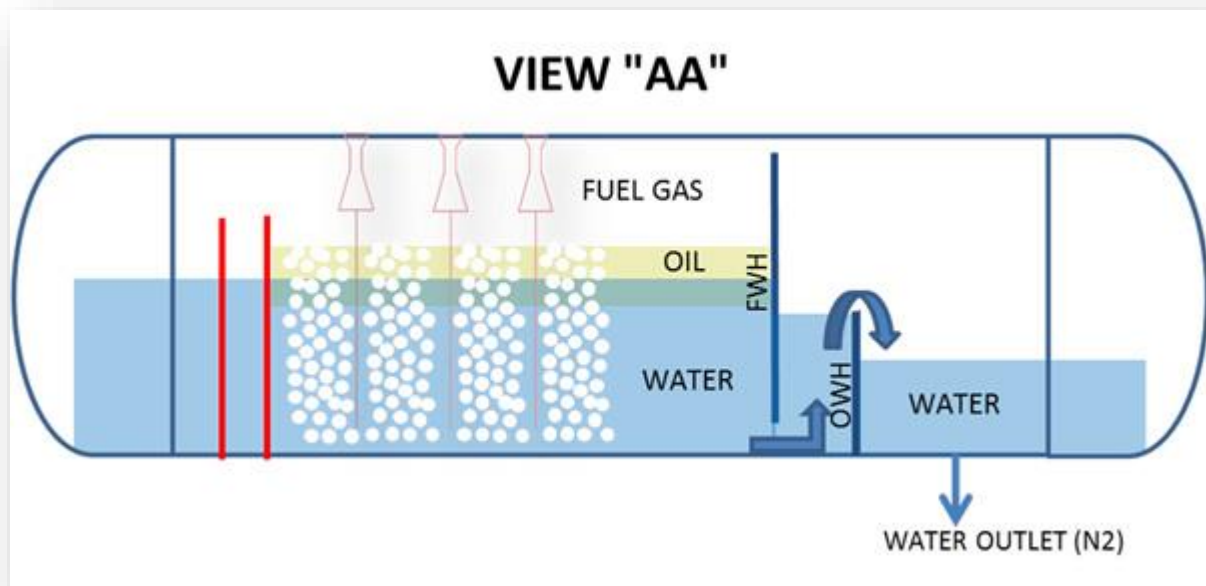


Figure I.3: Unité de flottation au gaz dissous (DGF)

I.4. Processus d'Adsorption

I.4.1. Principe de l'Adsorption

L'adsorption est un processus d'interface physique ou chimique qui se produit grâce à des interactions entre les solides et les molécules en phase liquide ou gazeuse. C'est un processus de fixation de l'adsorbat sur la surface de l'adsorbant via des forces d'attraction. Ce processus se produit naturellement et entraîne une réduction de l'énergie libre du système. Il est toujours exothermique et un équilibre est rapidement atteint entre la matière adsorbée et celle qui reste en solution. L'équilibre est influencé par la concentration du soluté et la superficie de l'adsorbant [9].

En fonction des interactions entre l'adsorbat et l'adsorbant, on identifie deux formes d'adsorption : la physisorption et la chimisorption [9].

I.4.1.1. Chimisorption

La chimisorption découle d'une interaction entre les molécules adsorbées et la surface de l'adsorbant, se manifestant par le déplacement ou le partage d'électrons. L'énergie impliquée est une énergie de liaison variant entre 100 et 400 kJ·mol⁻¹. Le processus est généralement irréversible et hautement sélectif. Lors de la chimisorption, l'établissement de liaisons de valence entre l'adsorbat et l'adsorbant rend impossible la formation de couches multicouches [9].

I.4.1.2. Physisorption

La physisorption s'opère sans altération de la structure moléculaire et peut avoir lieu en une ou plusieurs couches. Elle découle d'interactions physiques non spécifiques (forces de Van der Waals) et d'interactions électrostatiques pour les matériaux adsorbants contenant des ions (comme la zéolithe) ou possédant des groupements de surface (comme le charbon actif). Elle implique des forces intermoléculaires de basse énergie (moins de 40 kJ·mol⁻¹), est réversible et souvent non spécifique [9].

I.4.2. Le Charbon Actif comme Adsorbant

Le charbon actif est un adsorbant très utilisé dans de nombreux domaines. Il permet l'élimination des substances humiques responsables de la couleur, des goûts, des odeurs, des phénols et des crésols, ainsi que plusieurs substances toxiques non biodégradables. Il se caractérise par sa structure poreuse, sa thermo stabilité et sa grande surface spécifique allant de 100 à 2 000 m²/g [6]. Il peut être préparé à partir de toute matière carbonée amorphe, comme les noix de coco, les coquilles d'œufs, les tiges de coton, le bois, les déchets de thé et les noyaux de dattes.

Le charbon actif est disponible sous trois formes principales :

- Charbon actif en poudre (CAP) : granulométrie inférieure à 0,075 mm, avec un diamètre moyen compris entre 10 et 50 µm. Il possède une vaste surface extérieure et une faible profondeur de diffusion, ce qui entraîne un taux d'adsorption extrêmement rapide ;
- Charbon actif en grains (CAG) : taille de particules comprise entre 0,5 et 3 mm, avec une grande surface interne. Les processus de diffusion au sein des pores jouent un rôle crucial dans le mécanisme d'adsorption ;
- Charbon actif extrudé : forme cylindrique avec un diamètre moyen compris entre 0,8 et 5 mm Il présente une faible perte de charge et une grande résistance mécanique, et est utilisé principalement pour des applications en phase gazeuse [9].



Figure I.4 : Charbon actif en grains



Figure I.5 : Charbon actif en poudre



Figure I.6: Charbon actif extrudé

Tableau I.2 : Principales caractéristiques physiques des types de charbon actif [6]

Type	Granulométrie	Surface spécifique	Application principale
Charbon actif en poudre (CAP)	< 0,1 mm (10 – 50 µm)	400 – 2 000 m ² /g	Traitement d'eau, usage unique
Charbon actif en grains (CAG)	0,5 – 4 mm	400 – 1 500 m ² /g	Colonnes fixes, régénérable
Charbon actif extrudé	0,8 – 5 mm (cylindrique)	400 – 1 200 m ² /g	Phase gazeuse principalement

I.4.3. Isothermes et Cinétiques d'Adsorption

L'étude des équilibres d'adsorption permet de déterminer le niveau maximal de séparation qui peut être atteint sous des conditions thermodynamiques spécifiques. La cinétique d'adsorption, qui est l'étude de la rapidité avec laquelle on atteint l'état d'équilibre, dépend de la vitesse à laquelle les éléments du mélange à séparer se diffusent dans l'adsorbant et le fluide [9].

Le processus de transfert d'un adsorbat présent dans une phase aqueuse vers une phase solide se déroule en trois phases majeures :

- Phase 1 : déplacement de l'adsorbat vers la surface extérieure de l'adsorbant (diffusion externe) ;
- Phase 2 : transfert de l'adsorbat vers les pores de l'adsorbant par diffusion interne sous l'effet du gradient de concentration ;
- Phase 3 : pour certains adsorbants, une diffusion de surface peut être observée le long des parois des pores [9].

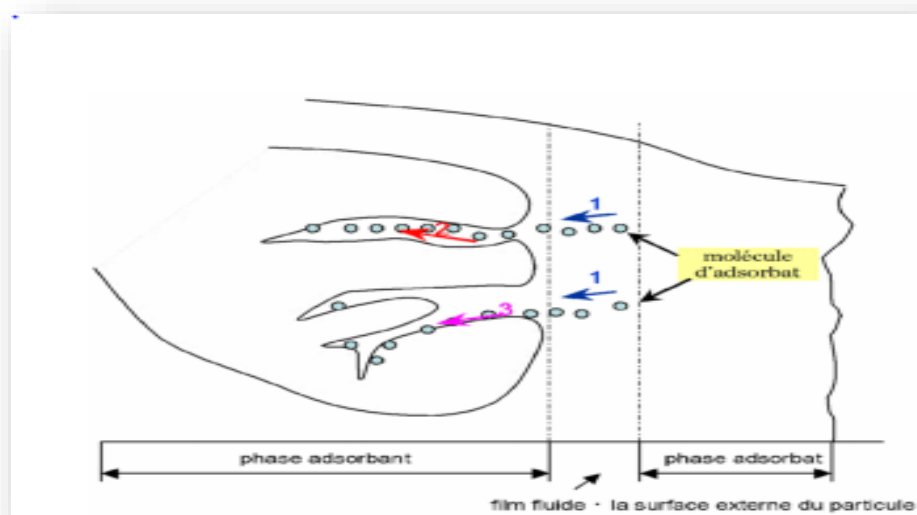


Figure I.7 : Schéma représentatif du mécanisme d'adsorption en phase aqueuse

I.4.4. Facteurs Influençant l'Adsorption sur Charbon Actif

L'efficacité du charbon actif comme adsorbant est conditionnée par plusieurs facteurs interdépendants [10].

I.4.4.1. Surface Spécifique et Structure Poreuse

Le charbon actif possède la surface spécifique la plus élevée parmi tous les adsorbants industriels, comprise entre 400 et 2 000 m²/g. Cette caractéristique fondamentale explique sa capacité d'adsorption exceptionnelle. La structure poreuse présente une distribution large des tailles de pores : les micropores (< 2 nm) constituent le siège principal de l'adsorption, les mésopores (2 à 50 nm) servent de voies de transport vers les micropores, et les macropores (> 50 nm) constituent les canaux d'accès des molécules vers l'intérieur du grain [10].

I.4.4.2. Nature de l'Adsorbate

En raison de sa surface essentiellement non polaire, le charbon actif adsorbe préférentiellement les composés organiques non polaires ou faiblement polaires, ce qui le rend particulièrement adapté à l'élimination des hydrocarbures en phase aqueuse. La taille des molécules conditionne également leur accessibilité aux micropores [10].

I.4.4.3. Influence de la Température et de la Concentration

L'adsorption physique sur charbon actif est un processus exothermique. Par conséquent, une augmentation de la température diminue les quantités adsorbées, tandis qu'une diminution de la température favorise l'adsorption. Pour les applications en phase liquide, c'est la concentration de l'adsorbat qui joue le rôle principal : son augmentation accroît les quantités adsorbées jusqu'à saturation, décrite par les isothermes d'adsorption [10].

I.4.4.4. Facteurs Hydrodynamiques

Pour les lits de charbon actif, plusieurs facteurs hydrodynamiques affectent les performances : la vitesse d'écoulement influence le transfert externe et les pertes de charge, lesquelles sont décrites par la relation d'Ergun. Un compromis est nécessaire entre l'utilisation de grains fins, qui offrent une meilleure cinétique mais engendrent des pertes de charge élevées, et l'utilisation de grains grossiers, qui présentent des pertes de charge faibles mais une cinétique ralentie. La distribution uniforme du fluide est également essentielle pour garantir les performances, notamment dans les grands adsorbours [10].

I.4.4.5. Régénération du Charbon Actif

Après saturation, le charbon actif peut être régénéré, ce qui constitue un aspect économique important. Les principales méthodes de régénération sont : la régénération thermique par chauffage à haute température, la régénération chimique par lavage avec des solvants, des acides ou des bases, et la régénération par vapeur pour les composés volatils. Le nombre de cycles de régénération possibles influence la rentabilité du procédé [10]

I.5. Présentation de l'entreprise

I.5.1. Introduction

L'Algérie figure parmi les principales sources mondiales d'approvisionnement en gaz naturel, notamment à destination de l'Europe, que ce soit sous forme de gaz naturel ou de gaz naturel liquéfié (GNL). Cette position stratégique repose sur des infrastructures d'exportation robustes et d'importantes capacités de production, faisant de l'Algérie un fournisseur fiable et reconnu à l'échelle internationale.

Parmi les infrastructures contribuant à cette renommée, l'usine de traitement de gaz de la région d'Ohanet, exploitée par SONATRACH, occupe une place stratégique. Cette région, riche en ressources naturelles, abrite des installations modernes permettant l'extraction, le traitement et l'exportation du gaz naturel, jouant ainsi un rôle clé dans le développement économique et énergétique du pays [\[14\]](#).

I.5.2. L'entreprise SONATRACH

SONATRACH est la compagnie nationale algérienne des hydrocarbures, créée par décret en 1963. Sa mission principale est d'assurer la recherche, l'exploitation, le transport par canalisation, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés. Elle intervient également dans d'autres secteurs, notamment le dessalement d'eau de mer, et exerce ses activités aussi bien en Algérie qu'à l'international.

SONATRACH est la première entreprise du continent africain. Elle est classée 12^e parmi les compagnies pétrolières mondiales, 9^e exportateur mondial de GNL et 7^e exportateur de gaz naturel. Ses activités représentent environ 30 % du Produit National Brut (PNB) de l'Algérie. Le groupe emploie plus de 140 000 personnes [\[14\]](#).

La gestion des activités du Groupe SONATRACH est assurée par des branches opérationnelles qui élaborent et veillent à l'application de la politique et de la stratégie du Groupe :

- **a) Exploration & Production (EP) :** Elle couvre les opérations de prospection, de recherche, d'exploration, de développement et d'exploitation des gisements pétroliers et gaziers, ainsi que la gestion des activités en association et le développement de nouveaux projets en Algérie et à l'international.

- **b) Liquéfaction & Séparation (L&S) :** Elle a pour mission la transformation des hydrocarbures par la liquéfaction du gaz naturel et la séparation des GPL (Gaz de Pétrole Liquéfiés).
- **c) Transport par Canalisations (TRC) :** Elle assure le développement, la gestion et l'exploitation des réseaux de transport et des installations portuaires, en transportant les hydrocarbures liquides et gazeux vers les clients nationaux et internationaux dans des conditions optimales de coûts, de qualité et de sécurité.
- **d) Commercialisation :** Elle englobe la commercialisation extérieure, la commercialisation sur le marché intérieur et le transport maritime des hydrocarbures.
- **e) Raffinage & Pétrochimie :** Elle a pour mission la transformation des hydrocarbures pour mettre à la disposition du marché national et international des produits pétroliers et pétrochimiques de qualité [\[14\]](#).

I.5.3. Présentation de la Direction Régionale d'Ohanet

I.5.3.1. Historique

Le puits OHANET est le puits de découverte ayant confirmé la présence d'hydrocarbures dans la région. Il fut implanté et foré par la Compagnie d'Exploitation Pétrolière (CEP), actuelle PETROPAR, en avril 1960. Le champ d'Ohanet est divisé en deux parties (Ohanet Nord et Ohanet Sud) développées par la Compagnie de Recherche et d'Exploitation de Pétrole du Sahara (CREPS). Les études géologiques et géophysiques ont mis en évidence une culmination dissymétrique sur un axe anticlinal Nord-Nord-Ouest / Sud-Sud-Est. La structure s'étend sur 18 km de long et 4 km de large, avec une hauteur moyenne imprégnée d'hydrocarbures de 80 m [\[17\]](#).

I.5.3.2. Création de la Région d'Ohanet

La région d'Ohanet est l'une des dix zones composant actuellement la Division Production de la branche Amont de SONATRACH. Créée en 1977 à la suite de la décentralisation de l'ancien district d'IN-AMENAS, elle joue un rôle stratégique dans la gestion des ressources énergétiques nationales.

I.5.3.3. Situation Géographique

La région d'Ohanet se situe dans le Grand Sahara algérien, à environ 1 500 km au sud-est d'Alger, 700 km au sud-est de Ouargla et 360 km au nord-est d'Ilizi (chef-lieu de wilaya dont elle dépend administrativement). Localisée sur le plateau de Tihert, elle est également à 120 km au nord-ouest d'In-Amenas. Sur le plan géologique, la région d'Ohanet fait partie du Bassin d'Ilizi, délimité au sud par le massif du Hoggar et à l'ouest par le haut-fond Amguid-El Biod et Hassi Messaoud.

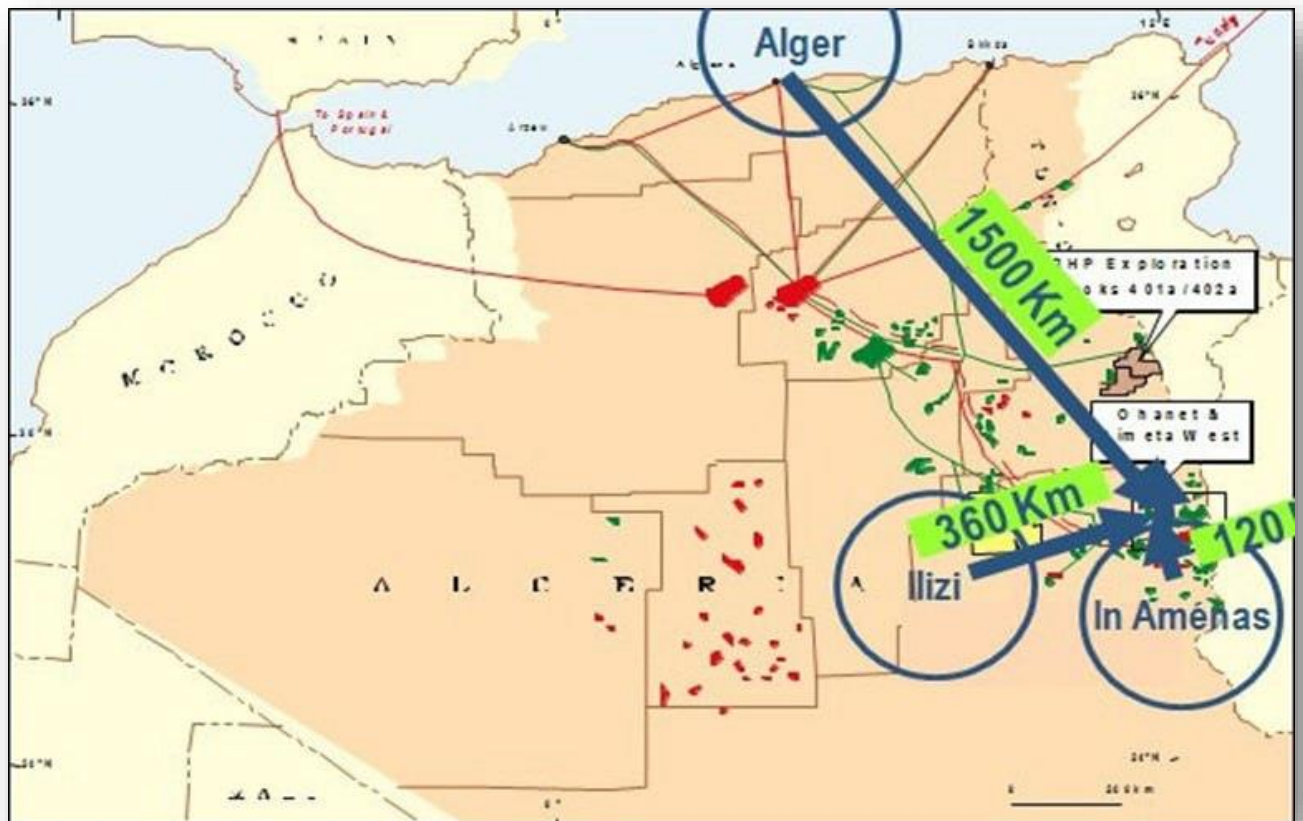


Figure I.8 : Situation géographique de la région d'Ohanet [11]

I.5.3.4. Climat

La région se caractérise par de très fortes variations de températures, avec trois périodes climatiques distinctes :

Tableau I.3– Caractéristiques climatiques de la région d'Ohanet

Période	Mois	Températures
Chaude	Mi-mai à mi-septembre	35 °C à 50 °C
Froide	Décembre – Janvier	Jusqu'à -2 °C
Intermédiaire	Novembre à Avril	15 °C à 25 °C

La pluviométrie est rare (quelques pluies de novembre à février, des orages en avril-mai). Les vents dominants soufflent du nord-nord-est et du sud-sud-est de février à juin, engendrant fréquemment des tempêtes de sable [\[14\]](#).

I.5.3.5. Organigramme de la Direction Régionale :

La Direction Régionale d'Ohanet fait partie de la Division Production de SONATRACH. Elle est chargée de la gestion de la production du champ d'Ohanet et de l'ensemble des divisions qui lui sont rattachées [\[17\]](#).

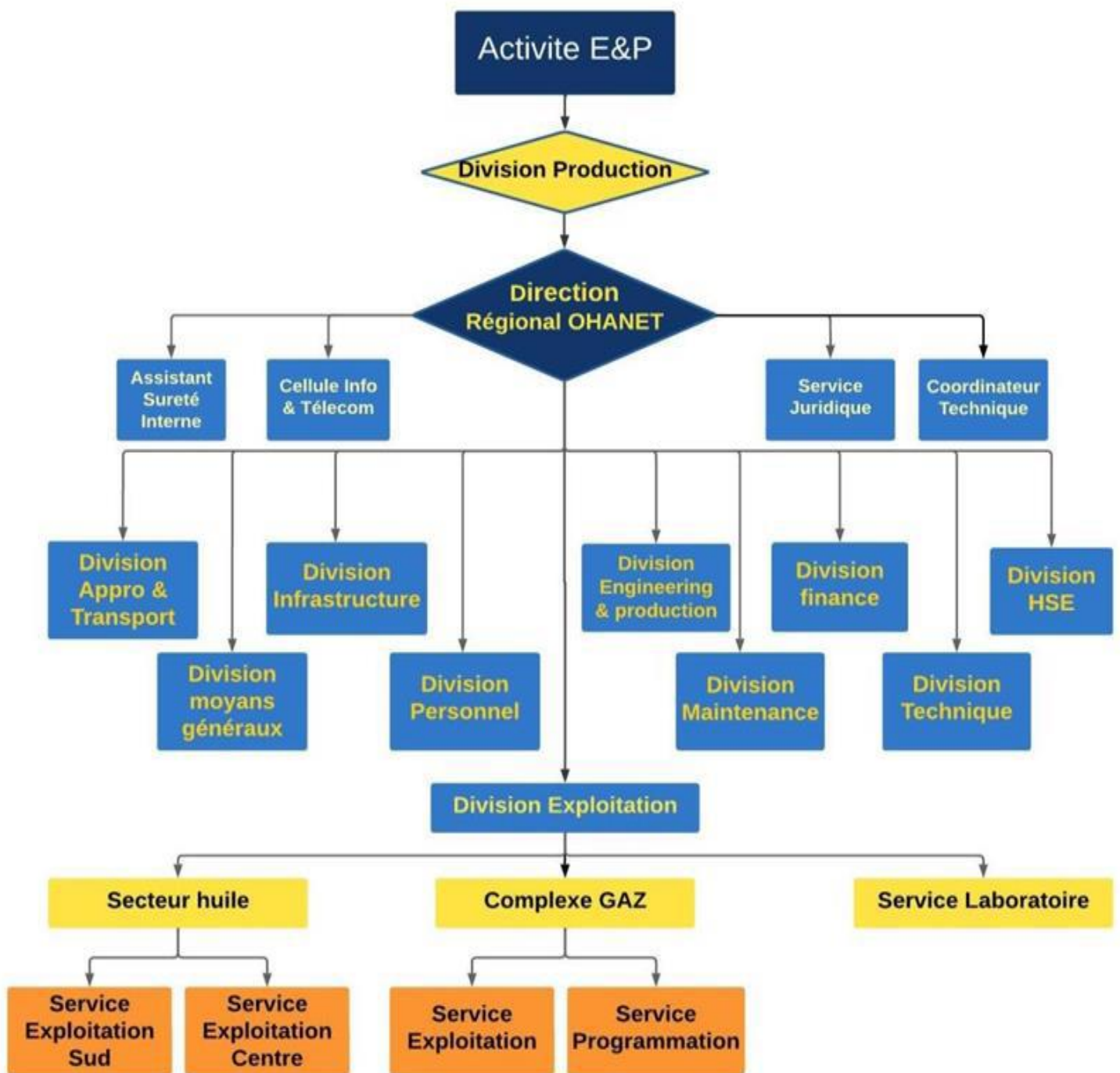


Figure I.9: Organigramme de la Direction Régionale d'Ohanet [14]

I.6. Processus de Production du Complexe Gazier d'Ohanet

I.6.1. Introduction

Dans le cadre du développement et de la valorisation des ressources énergétiques de la région, SONATRACH a conclu en juillet 2000 un contrat stratégique avec un consortium international regroupant le groupe australien Broken Hill Proprietary (BHP), la compagnie japonaise JOOG et la société américaine PETROFAC, portant sur l'exploitation et le développement des gisements d'Ohanet. Ce partenariat a donné lieu à la mise en œuvre d'un programme ambitieux d'infrastructures de surface, comprenant :

- La construction d'une usine de traitement de gaz d'une capacité de 20 MSm³/jour.
- L'installation d'une unité de décarbonatation du gaz produit.
- Le déploiement d'un réseau de canalisations de collecte et d'évacuation des produits finis (gaz sec, GPL et condensat) d'une longueur d'environ 236 km.
- La réalisation de 47 forages de développement.
- Une campagne d'acquisition sismique 3D couvrant l'ensemble du périmètre contractuel [\[17\]](#).

I.6.2. Description du Complexe Gazier d'Ohanet

Le complexe de traitement de gaz d'Ohanet est constitué de deux grandes installations principales : le CPF Existant (Central Processing Facility) et la nouvelle extension SBF (Separation Boosting Facility).

I.6.2.1. Le CPF Existant (Central Processing Facility)

Le CPF existant se compose des équipements suivants :

- Une unité de décarbonatation d'une capacité de 10 MSm³/J ;
- Une boucle d'huile diathermique pour le chauffage des fonds des colonnes ;
- Deux trains de traitement de gaz d'une capacité de 10 MSm³/J chacun ;
- Des compresseurs boosters d'une capacité moyenne de 10 MSm³/J chacun ;
- Des compresseurs d'expédition de gaz de vente d'une capacité de 10 MSm³/J ;
- Bacs de stockage de GPL [$2 \times 6\,000\text{ m}^3$ « on spec » et $1 \times 2\,000\text{ m}^3$ « offspec »];
- Sphères de stockage de GPL [$3 \times 500\text{ m}^3$ « on spec » et $1 \times 500\text{ m}^3$ « offspec »]
- Un turbogénérateur d'une puissance de 7,2 à 10 MW ;
- Des unités de traitement des eaux brutes et huileuses ;
- Des systèmes d'air service, air instrument, gaz inerte, fuel gaz (HP, MP, BP) ;
- Un système de détection feu/gaz et un réseau d'eau incendie [17].



Figure I.10 : Vue du complexe gazier CPF d'Ohanet [13]

I.6.2.2. Capacités de Traitement du Complexe Gazier d'Ohanet

Tableau I.4– Capacités de production du complexe industriel gazier d'Ohanet

Produit	Capacité de design	Capacité actuelle
Gaz sec	20 MSm ³ /J	17.5 MSm ³ /J
Condensat	3 500 T/J	2 100 T/J
GPL	2500 T/J	1 450 T/J

I.6.2.3. La Nouvelle Extension : SBF (Separation Boosting Facility)

Dans le cadre du projet EPC-1, une extension du complexe gazier a été réalisée. La SBF comprend les unités suivantes :

- Une unité de séparation ;
- Deux trains de compression (15/45) à 2×50 %, d'une capacité de 5 MSm³/J chacun ;
- Une unité de décarbonatation d'une capacité de 14,7 MSm³/J.
- Une unité de démercurisation gaz d'une capacité de 20 MSm³/J.
- Une unité de démercurisation condensat d'une capacité de 2 400 T/J.
- Les utilités associées : production d'eau déminéralisée, traitement d'eau, fuel gaz, huile diathermique, réseaux de torche HP/BP, air comprimé, air instrument, azote (N₂) et système d'injection méthanol.

Objectifs de la SBF :

- Assurer la séparation efficace du gaz et des condensats en amont du CPF ;
- Traiter le gaz et les condensats selon les normes de qualité, de sécurité et de protection de l'environnement ;
- Acheminer les produits traités vers le CPF dans les conditions optimales de pression et de composition [\[17\]](#).

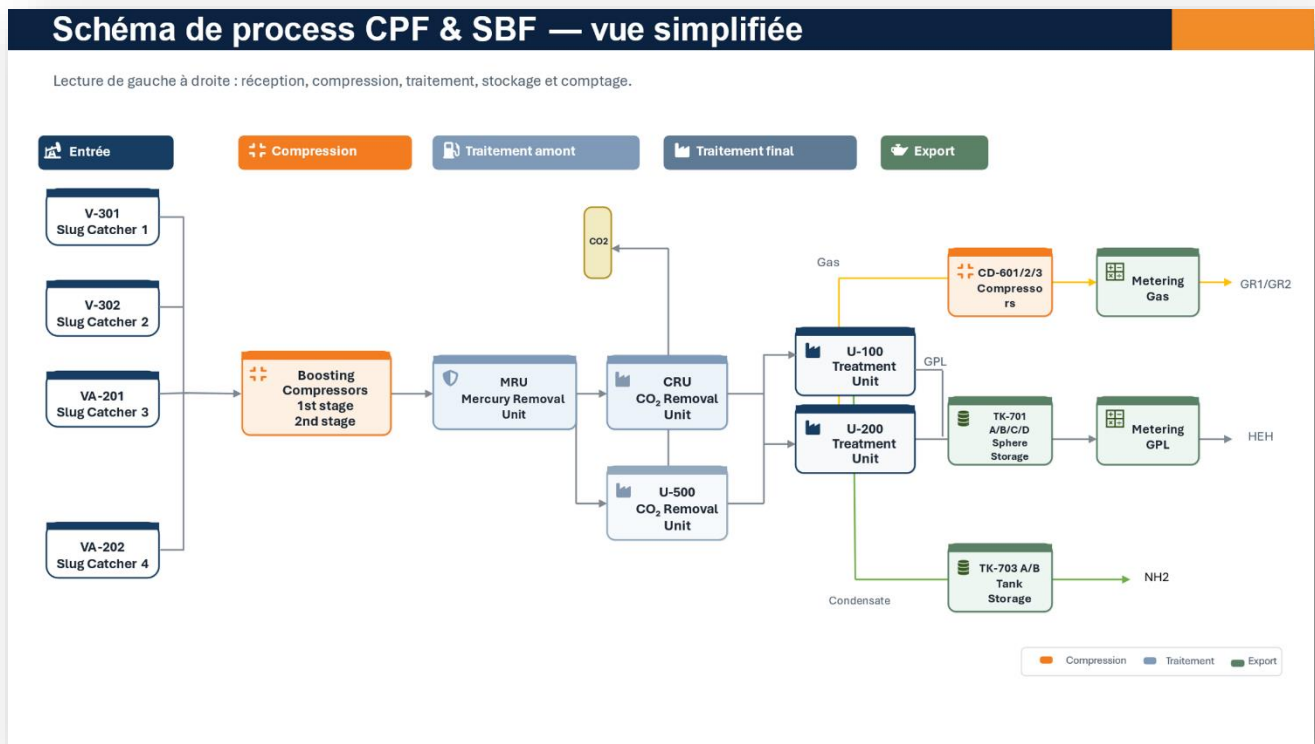


Figure I.11: Vue schématique simplifiée de process CPI et SBF

CHAPITRE II

MATÉRIELS ET MÉTHODES

II.1. Système de Traitement des Eaux Produites (PWTP)

II.1.1. Description Générale

L'unité de traitement des eaux produites (PWTP – Produced Water Treatment Plant) constitue un composant essentiel du complexe gazier d'Ohanet. Conçue pour assurer la gestion et le traitement des eaux produites générées par l'ensemble des opérations pétrolières, elle collecte les effluents issus aussi bien des nouvelles installations SBF que du CPF existant.

Ce système joue un rôle stratégique à trois niveaux : le maintien de la performance opérationnelle, la continuité de la production et la conformité aux exigences environnementales réglementaires. Le traitement centralisé des eaux produites permet d'optimiser les ressources, de réduire les coûts d'exploitation et d'assurer un rejet aqueux conforme aux normes en vigueur.

II.1.2. Spécifications de l'Installation

II.1.2.1. Capacité du Système

Le système est dimensionné pour traiter deux types de flux entrants : les eaux produites (huileuses) provenant des séparateurs de production et les eaux usées industrielles. Le tableau ci-dessous présente les capacités nominales de conception [\[13\]](#).

Tableau II.1 – Capacités nominales du système de traitement des eaux produites

Paramètre	Eaux Produites (Huileuses)	Eaux Usées
Débit nominal (m ³ /jour)	800	30
Marge de conception	+10 %	+20 %
Débit total nominal PWTP (m ³ /jour)	916	—

II.1.2.2. Paramètres de Qualité des Flux Entrants :

Tableau II.2 – Paramètres de qualité des flux entrants (BTEX : Benzène, Toluène, Éthylbenzène, Xylènes ; MES : Matières En Suspension ; TDS : Total Dissolved Solids ; DCO : demande chimique en oxygène) [13]

Paramètre	Eaux Produites	Eaux Usées
Huile libre (ppmv)	20 000	1 000
BTEX (ppm massique)	315	–
MES (mg/L)	500	1 000
TDS (mg/L)	127 000	–
Densité de l'huile (kg/m ³)	657 – 748	700 – 920
DCO (mg/L)	200	–

II.1.2.3. Objectifs et Critères de Rejet

Le traitement des eaux produites poursuit trois objectifs principaux :

- Récupération des hydrocarbures contenus dans les eaux, afin de valoriser la production et limiter les pertes économiques ;
- Réduction des matières en suspension et des composants organiques à des niveaux compatibles avec les normes environnementales applicables ;
- Garantie de la continuité et de la sécurité du traitement, même en cas de flux ponctuellement élevés.

Les eaux traitées en sortie de l'installation doivent satisfaire les critères de rejet suivants, avant envoi vers les bassins d'évaporation : concentration en hydrocarbures (OIW – Oil in Water) inférieure à 10 mg/L et matières en suspension totales (MES) inférieures à 35 mg/L. Ces spécifications sont surveillées en continu par des analyseurs en ligne (analyseur OIW 44-AI-00504 avec alarme haute à 20 ppm, et analyseur COT 44-AI-00505 avec alarme haute à 10 ppm).

II.2. Description du Procédé de Traitement des Eaux Produites

II.2.1. Vue d'Ensemble du Procédé

Le procédé de traitement des eaux produites du projet EPC-1 s'articule en six étapes séquentielles, depuis la réception des effluents bruts jusqu'au rejet de l'eau traitée vers les bassins d'évaporation. Les eaux produites et les eaux usées issues de la SBF et des installations existantes sont successivement orientées vers le Flash Vessel, les réservoirs tampon, le séparateur CPI, l'unité DGF, les filtres Nutshell et enfin les filtres à charbon actif [2].

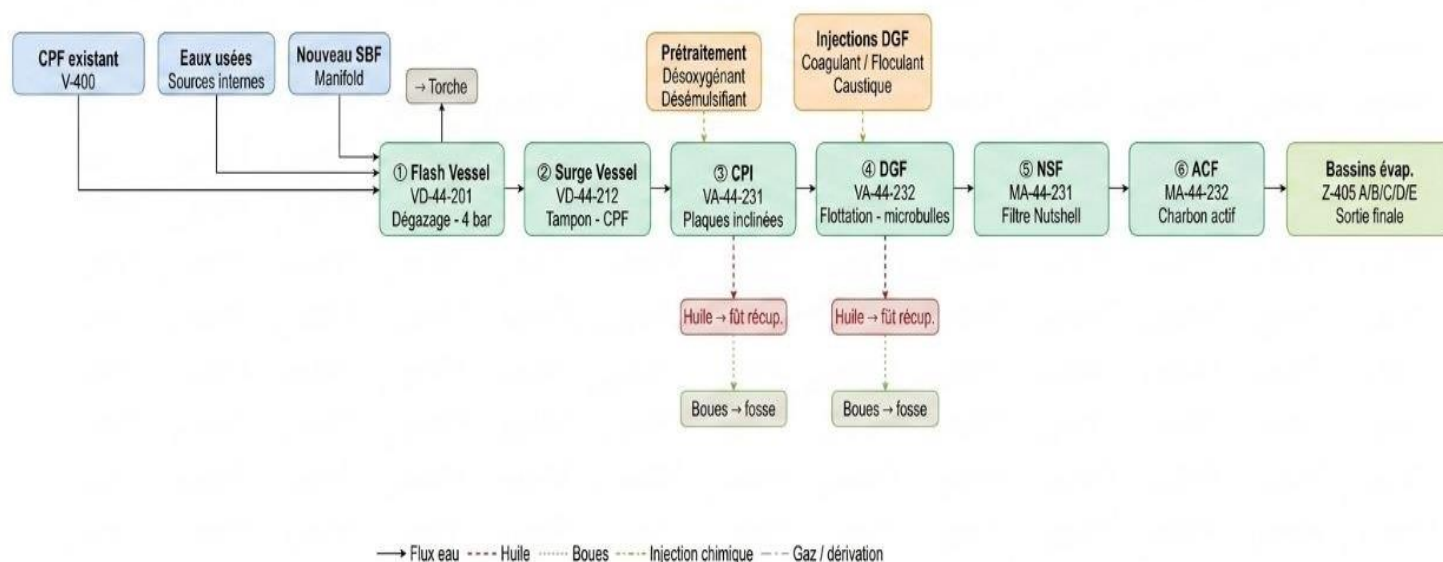


Figure II.1: Schéma descriptive de procédé de traitement des eaux produits(huileuse)

II.2.2. Dégazage et Réception (Flash Vessel)

Les eaux produites entrantes transitent en premier lieu par le Flash Vessel (VD-44-201), qui constitue l'équipement de tête du procédé. Cet équipement reçoit les apports continus en provenance des séparateurs d'entrée dévonien et ordovicien, du séparateur de condensats de la SBF et du séparateur huile/eaux usées V-408 du CPF existant. Il

reçoit également, de manière intermittente, des eaux issues de certains équipements du SBF (filtres coalescents, pompes d'élimination du CO₂, aspiration du compresseur KOD). Le principe repose sur une détente à basse pression (≈ 4 bar), provoquant la vaporisation des hydrocarbures légers dissous. Ces derniers sont évacués vers le réseau de gaz combustible GPL ou vers la torche via un système de régulation automatique de pression. La phase liquide est évacuée vers le réservoir tampon par régulation de niveau [15].



Figure II.2 : Vue réelle du Flash Vessel

II.2.3. Surge Vessel (Stockage et Régulation du Débit)

En aval du Flash Vessel, le Surge Vessel (VD-44-212) joue le rôle de réservoir tampon de surpression, absorbant les variations de débit en amont et assurant une alimentation continue et stable de l'unité de traitement. La pression interne est réglée sous atmosphère GPL. Le réservoir tampon de stockage (RA-44-201) constitue un tampon supplémentaire, activé automatiquement en cas de débit excédentaire ou d'arrêt de la PWTP [12].

II.2.3.1. Skimming (Écrémage)

Dans le ballon Surge Vessel 212, une couche d'hydrocarbures se forme à la surface de l'eau au cours du fonctionnement. L'opération de skimming est réalisée de manière périodique, uniquement lorsque cette couche devient importante. Elle consiste à augmenter le niveau dans le compartiment huileux afin de permettre le déversement contrôlé des hydrocarbures vers la zone de récupération. Cette opération permet de réduire la quantité d'hydrocarbures présents, et par conséquent de diminuer la charge appliquée à l'unité PWTP, tout en assurant une bonne séparation des phases et en limitant leur accumulation.

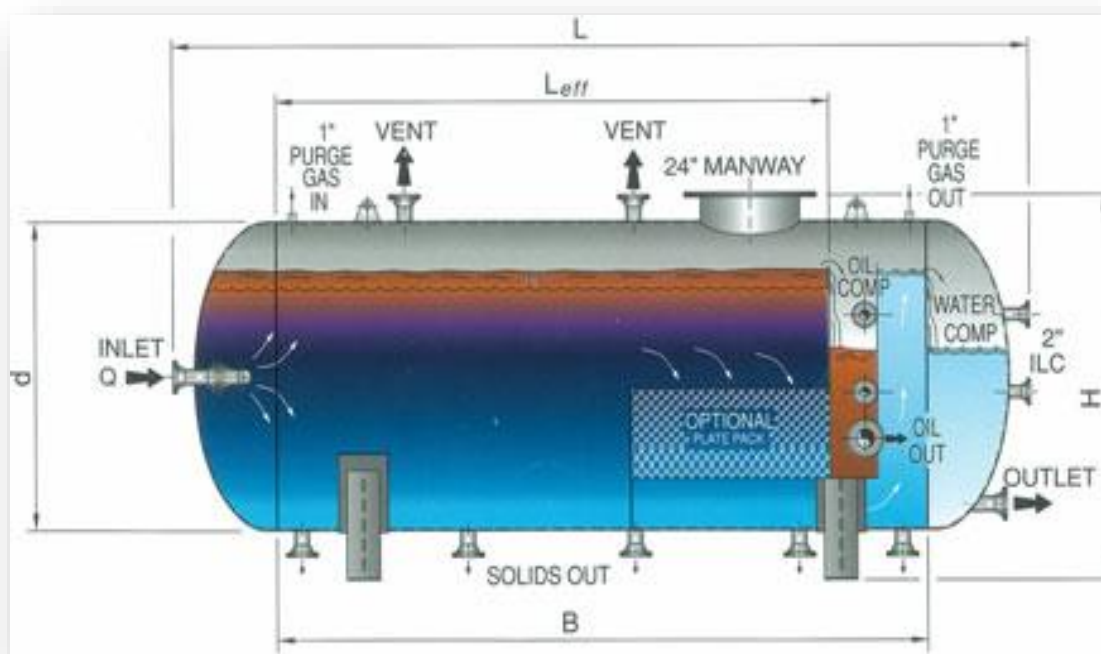


Figure II.3: Schéma de l'opération de skimming

II.2.4. Prétraitement par Séparation Gravitaire (CPI)

Les eaux produites et les eaux usées sont combinées dans une conduite commune alimentant le séparateur CPI (VA-44-251). Préalablement, un désoxygénant est injecté dans les eaux usées et un désémulsifiant inverse est ajouté dans la conduite commune afin de faciliter la séparation huile/eau. Le séparateur CPI assure la séparation gravitaire et coalescente de l'huile libre à travers ses plaques inclinées, ainsi que la décantation

(sortie slurry) s'ouvre à son tour. À l'expiration de la Minuterie 1, les deux vannes se ferment automatiquement et les minuteries sont réinitialisées [15].

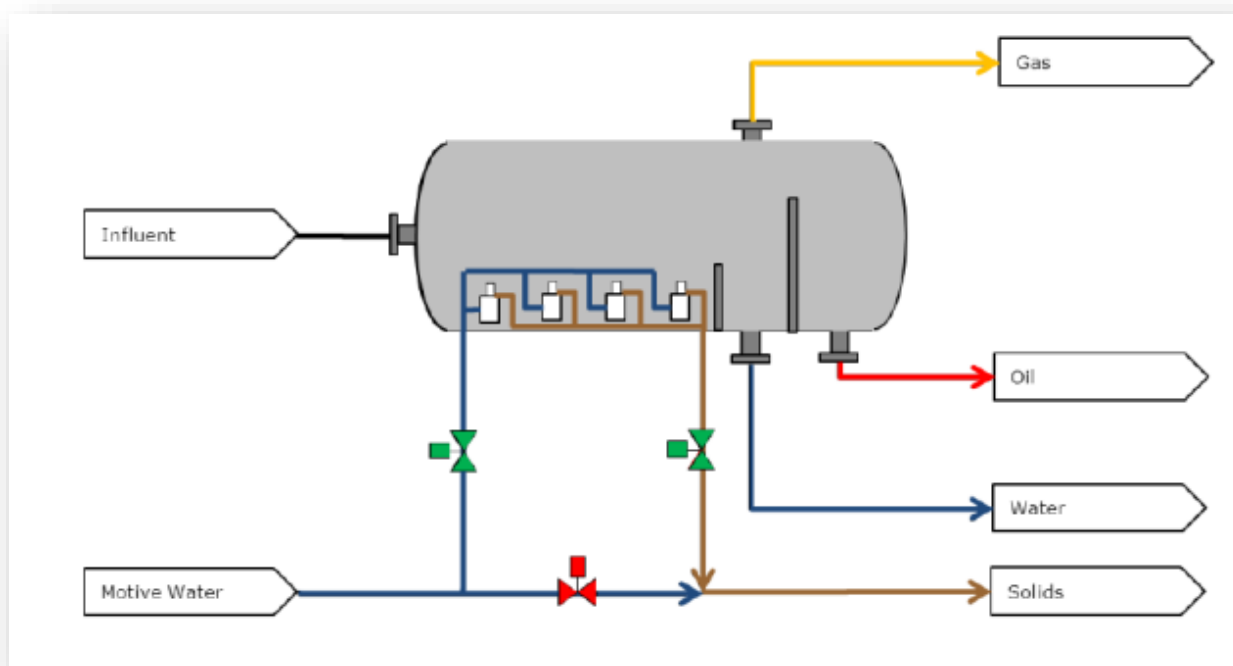


Figure II.5: Schéma de l'opération de Sand Jetting du CPI

II.2.5. Flottation par Gaz Dissous (DGF)

L'unité DGF (VA-44-252) constitue le cœur du procédé de traitement. Elle améliore la séparation des résidus d'huile fine et des particules solides qui n'ont pas été éliminés lors de l'étape CPI. Le principe repose sur l'injection de microbulles de gaz générées par détente de l'eau recyclée saturée en gaz combustible (pression de saturation ≈ 4 bar). Ces microbulles s'attachent aux gouttelettes d'huile et aux particules, réduisant leur densité apparente et accélérant leur remontée en surface.

L'unité est organisée en plusieurs compartiments successifs : chambres de floculation (avec agitateurs MJ-44-262 A/B/C), chambre de flottation, zone de dégazage et section de collecte d'huile par raclage. Les gaz évacués sont dirigés vers la torche, et l'huile collectée est envoyée vers le fût de récupération. Les sédiments résiduels sont évacués vers la fosse à boues par l'éjecteur DGF [15]

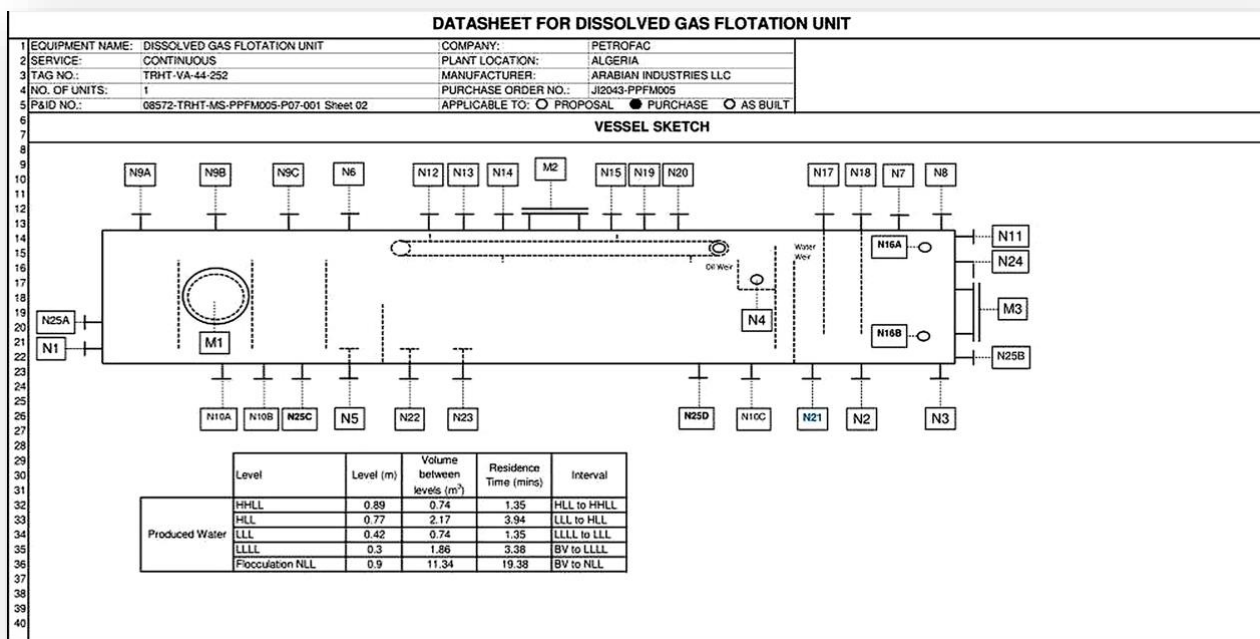


Figure II.6 : Schéma de la flottation par gaz dissous (DGF)

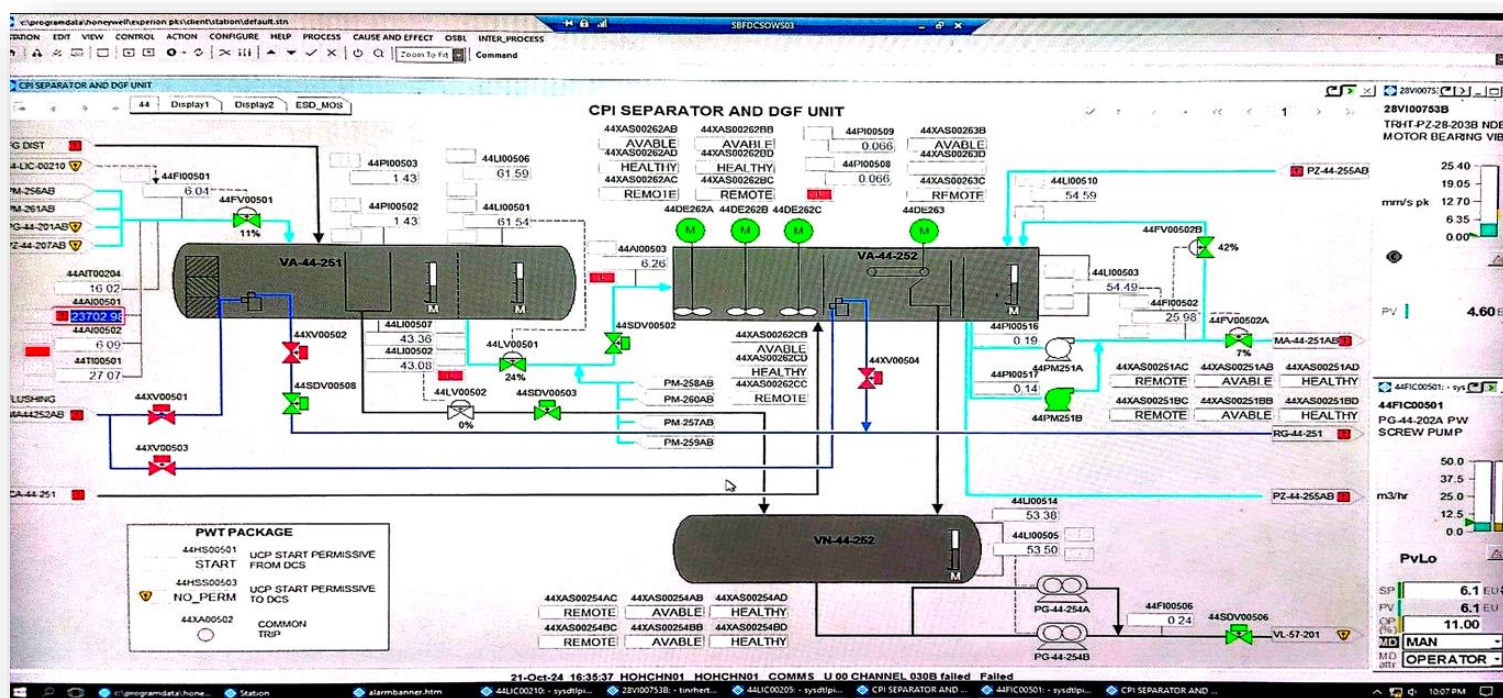


Figure II.7 : Schéma synoptique du module de traitement CPI & DGF

II.2.5.1. Dessablage du DGF – Comparaison avec le CPI

De même que le séparateur CPI, l'unité DGF est soumise à une procédure de dessablage périodique. La séquence est similaire à celle du CPI, mais présente quelques différences notables [\[15\]](#) :

Tableau II.3 – Comparaison des paramètres de dessablage CPI et DGF

Paramètre	CPI	DGF
Débit eau motrice	16 m³/h (44-FI-00507)	4 m³/h (44-FI-00508)
Équipement concerné	Manifold SFC uniquement	Manifold + Educateur
Réglage pression/débit	Pendant l'opération	Lors de la mise en service uniquement
Vanne entrée eau motrice	44-XV-00501	44-XV-00503
Vanne sortie slurry	44-XV-00502	44-XV-00504

Il est à noter que le dessablage du DGF ne doit jamais être effectué simultanément avec le dessablage du séparateur CPI.

II.2.6. Filtration Tertiaire (NSF et ACF)

L'eau traitée en sortie du DGF est pompée vers les filtres Nutshell (MA-44-251 A/B) par les pompes d'alimentation NSF (PZ-44-251 A/B). Ces filtres retiennent l'huile résiduelle et les matières en suspension sur un lit de coquilles de noix. En fonctionnement normal, un filtre est en service et l'autre en stand-by ou en régénération par L'eau traité aux finale, ce filtre conçu par une durée de vie de 3 ans.

L'eau filtrée est ensuite dirigée vers les filtres à charbon actif (MA-44-252 A/B), qui assurent le polissage final par adsorption des hydrocarbures dissous résiduels et réduction du carbone organique total (COT). Ces filtres fonctionnent en alternance, avec un lavage déclenché sur seuil de perte de charge à 1,0 bar. L'eau traitée en sortie de l'ACF est réutilisée comme eau de lavage pour l'ensemble des filtres, assurant ainsi l'autonomie en eau de service du système [\[12\]](#).



Figure II.8 : Vue des filtres : Charbon actif et Nutshell

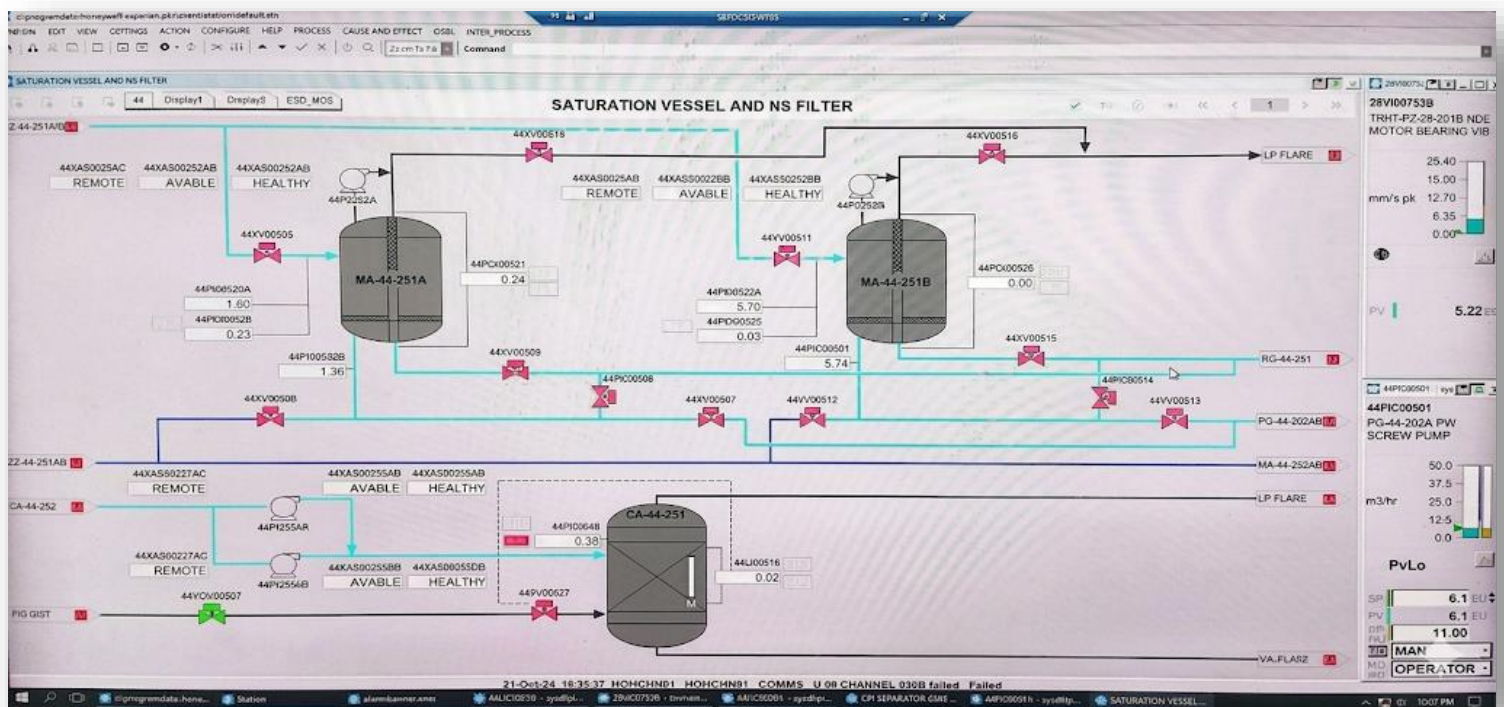


Figure II.19: Schéma synoptique des filtres : Charbon actif et Nutshell

II.2.7. Rejet vers les Bassins d'Évaporation

L'eau traitée conforme aux spécifications de rejet est répartie en cinq flux vers les bassins d'évaporation A, B, C, D et E. La répartition des débits est proportionnelle à la surface relative de chaque bassin : 14,6 m³/h pour le bassin A, 7,6 m³/h pour le bassin B, 5,0 m³/h pour le bassin C et 14,0 m³/h pour le bassin D. La qualité de l'eau est contrôlée en continu avant d'être envoyée vers les bassins. La répartition peut être modifiée par l'opérateur selon la disponibilité réelle des bassins [\[15\]](#).



Figure II.10 : Vue réelle des bassins d'évaporation

II.2.7.1. Unités d'Injection de Produits Chimiques

Six produits chimiques distincts sont utilisés dans l'installation, chacun disposant d'un système d'injection comprenant un réservoir de stockage dimensionné pour quinze jours de consommation, des pompes doseuses à double diaphragme (API 675) et une pompe de déchargement [\[11\]](#).

Tableau II.4 – Produits chimiques utilisés et leurs points d'injection

Produit chimique	Point d'injection	Objectif
Désémulsifiant inverse	Entrée CPI	Rompres les émulsions huile-eau et faciliter la séparation
Caustique (soude)	Entrée DGF	Réglage du pH à la valeur optimale pour la coagulation
Floculant	Entrée DGF	Formation de floccs de grande taille séparables par flottation
Coagulant	Entrée DGF	Neutralisation des charges de surface des particules colloïdales
Déshuileur	Entrée DGF et CPI	Rupture des émulsions huile-eau résiduelles
O ₂ -Scavenger	Entrée CPI	Élimination de l'oxygène dissous pour prévenir la corrosion

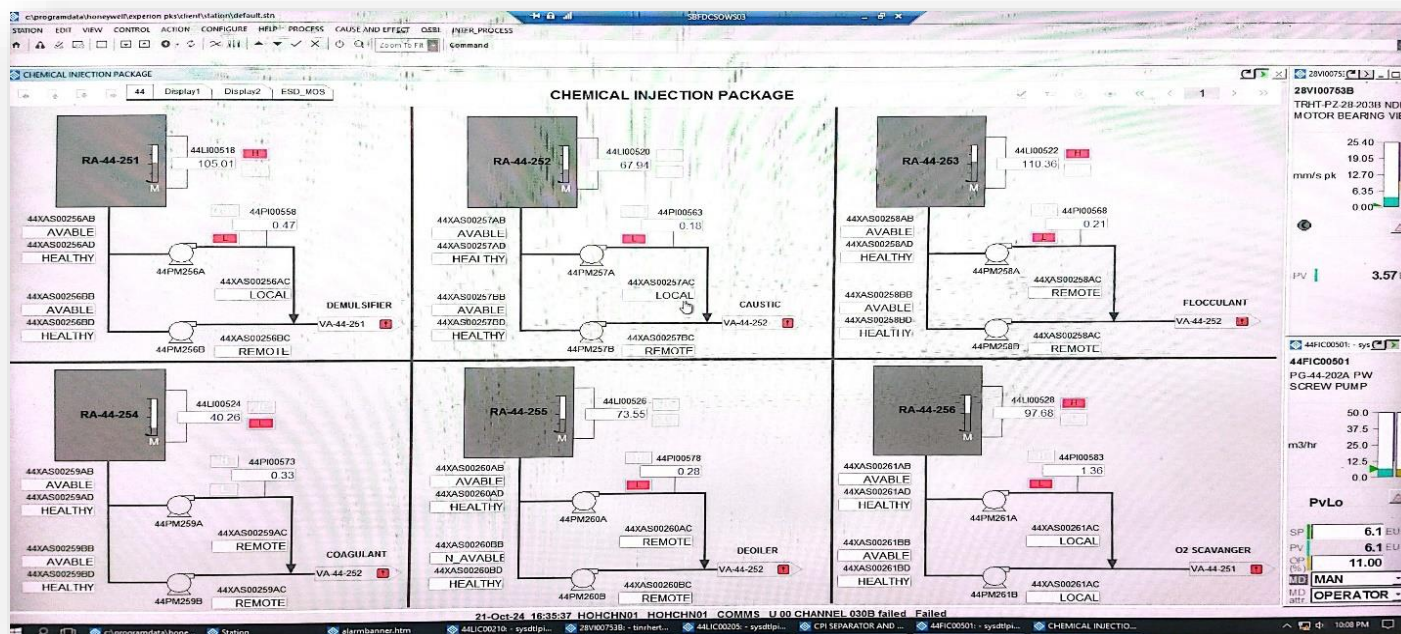


Figure II.11 : Schéma synoptique des points d'injection des produits chimiques (CPI et DGF)

II.3. Protocoles d'Échantillonnage

II.3.1. Équipements de Protection Individuelle (EPI)

Avant toute intervention sur le terrain, les opérateurs ont revêtu l'ensemble des équipements de protection individuelle réglementaires, conformément aux exigences de sécurité applicables dans les installations industrielles gazières. Le port des équipements de protection individuelle suivants est obligatoire lors de toute opération de prélèvement :

- Combinaison de travail
- Gants de protection résistants aux hydrocarbures
- Lunettes de sécurité
- Chaussures de sécurité
- Casque de protection et masque
- Détecteur de gaz portable multifonction (H_2S , LEI (limite explosion inférieur), O_2 , CO_2)

II.3.2. Nettoyage et Préparation des Bouteilles de Prélèvement

Avant chaque opération d'échantillonnage, une préparation du matériel a été faite au laboratoire. Les bouteilles spécifiques utilisées pour prélever les eaux huileuses ont été nettoyées à l'aide d'un détergent, puis rincées à l'eau distillée, afin d'éliminer toute trace de contamination susceptible d'altérer la qualité des échantillons.

II.3.3. Technique d'Échantillonnage

À chaque point de prélèvement, un opérateur qualifié procédait à l'ouverture des vannes. Une première purge a été réalisée afin d'évacuer le gaz et la première fraction du fluide, considérée comme non représentative. Les bouteilles de prélèvement ont ensuite été rincées trois fois avec l'eau à analyser (rincage in situ) afin de conditionner le contenant et d'assurer la représentativité de l'échantillon. Deux types de bouteilles ont été utilisés selon le paramètre à analyser : des **bouteilles en verre borosilicaté** pour les analyses des hydrocarbures et des paramètres organiques, et des **bouteilles en polyéthylène** pour les analyses physicochimiques générales. Les bouteilles ont alors été remplies directement au point de prélèvement, puis fermées sous l'eau afin d'éviter l'introduction d'air et de limiter les phénomènes d'oxydation ou de contamination externe. Pour chaque point de prélèvement, deux échantillons distincts ont été collectés dans les mêmes conditions opératoires, afin de garantir la fiabilité et la reproductibilité

des résultats. Les analyses ont été réalisées sur ces deux échantillons, et la valeur retenue pour chaque paramètre correspond à la moyenne arithmétique des deux mesures obtenues, selon la relation :

$$\bar{X} = \frac{x_1 + x_2}{2}$$

Où x_1 et x_2 représentent les valeurs mesurées sur chacun des deux échantillons, et $\bar{X}$ la valeur moyenne retenue. Cette approche permet de réduire l'incertitude de mesure et d'atténuer l'influence des erreurs aléatoires éventuelles. Enfin, les échantillons ont été acheminés vers au niveau du laboratoire d'analyse de complexe de sonatrach pour les analyses.



Figure II.12: Les 4 bouteilles de prélèvement

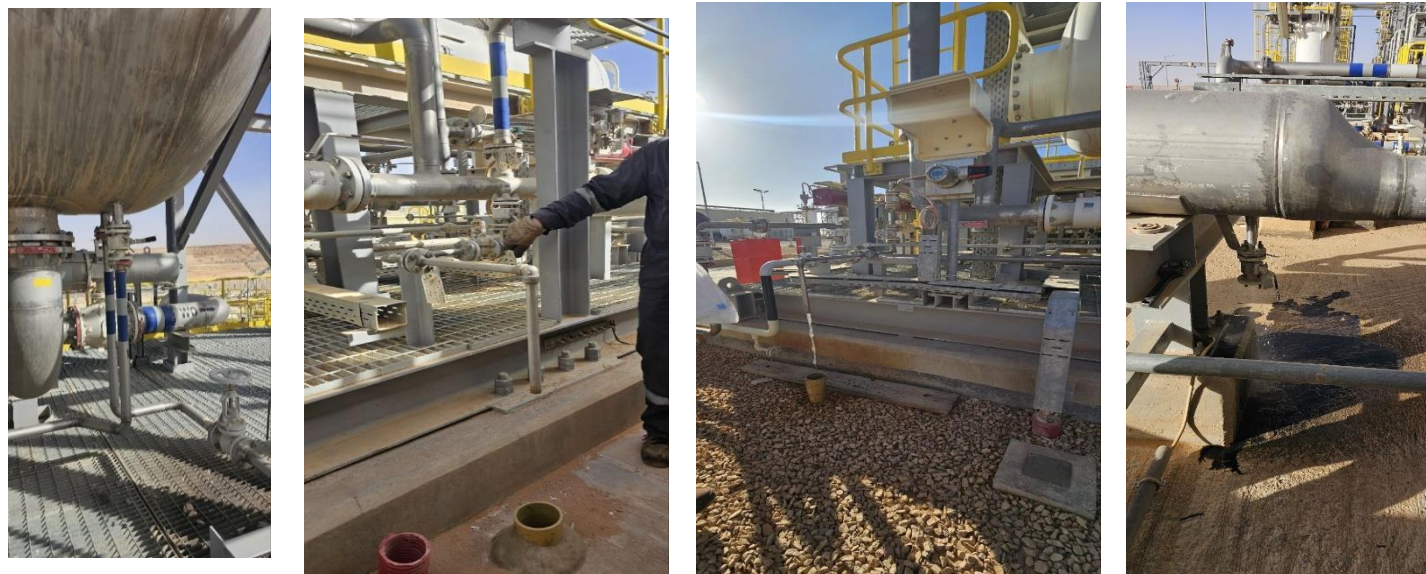
La campagne de prélèvement a été menée en quatre points stratégiques couvrant l'intégralité de la chaîne de traitement des eaux huileuses. La même technique décrite ci-dessus a été appliquée de manière rigoureuse et uniforme à chacun de ces points, garantissant ainsi la comparabilité des résultats obtenus.

Point 1 – Entrée 201 (Flash Vessel) : 2 Avril 2026

Point 2 – Sortie 212 (Surge Vessel) (entrée CPI) : 3 Avril 2026

Point 3 – Sortie CPI (Corrugated Plate Interceptor) : 4 Avril 2026

Point 4 – Sortie DGF (Dissolved Gas Flottation) : 5 Avril 2026



Entrée 201

Sortie DGF

Sortie CPI

Sortie 212

Figure II.13 : les Quatre Points de Prélèvement

II.4. Caractérisation Physico-Chimique des Eaux de Process

II.4.1. Mesure des Hydrocarbures Totaux

(Selon la norme ASTM 7678)

Pour la mesure des hydrocarbures totaux, nous avons utilisé l'appareil « Eracheck Pro ». Cet appareil fonctionne en trois étapes successives. D'abord, le solvant pur est versé dans un bécher et aspiré par l'appareil via un tuyau, ce qui permet d'établir le **blanc** (référence zéro), puisque le solvant seul ne contient aucun hydrocarbure. Ensuite, l'extrait (solvant ayant capté les hydrocarbures de l'eau produite) est placé à la place du blanc et aspiré dans la cellule de mesure ; le faisceau infrarouge traverse cet extrait, les hydrocarbures absorbent le rayonnement au niveau des liaisons C-H, et l'appareil calcule la concentration en comparant cette absorption avec le blanc enregistré. Enfin, un rinçage au solvant pur est effectué pour éliminer tout résidu dans le tuyau et la cellule, afin d'éviter toute contamination de la mesure suivante.

1. Préparer une bouteille en verre de 500 ml pour prélèvement en la nettoyant soigneusement avec un solvant d'extraction cyclohexane de pureté.

2. Prélever un échantillon d'eau de 450 ml dans la bouteille, et fermez-la avec un Bouchon en poly tétra fluoro éthylène (PTFE).
3. La gamme de mesure d'huile par l'appareil Eracheck Pro est de 0 – 2000 mg/l



Figure II.14 : appareil Eracheck Pro

4. Rincer soigneusement une fiole jaugée de 25 ml, un bécher de 50 ml, avec le solvant d'extraction.
5. Remplir la fiole jaugée jusqu'à la ligne des 25 ml avec le solvant d'extraction.
6. Transférer le solvant dans le flacon d'échantillon.

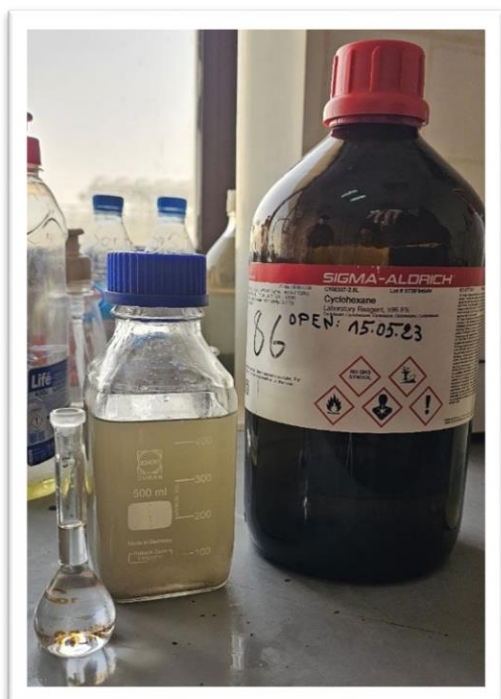


Figure II.15 : le flacon d'échantillon



Figure II.16 : Ajouter le solvant

7. Fermer le flacon d'échantillon et mélangez bien le contenu pendant 20 min avec un agitateur magnétique.



Figure II.17 : agitateur magnétique

8. Absorber la couche supérieure d'extraction à l'aide de la seringue de 20 ml et Transférez-la dans la fiole de 25 ml.
9. Allumer l'appareil Eracheck Pro, Insérez l'identification de l'échantillon dans la case « Sample ID », Insérez le nom du chimiste
10. Enregistrer les volumes de l'échantillon et du solvant utilisés dans le champ « ENRICHMENT »
11. Attende le changement du statut de l'appareil de « Warm Up » à « Ready », (Environ 15 min après le démarrage).
12. Insérer le tube capillaire d'aspiration dans un bécher contient du solvant Cyclohexane.



Figure II.18 : extraction de la couche huile

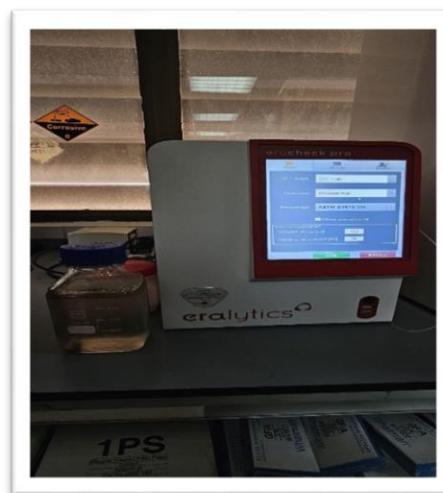


Figure II.19 : démarrage de l'appareille

13. Appuyer sur « RUN », puis injectez le solvant cyclohexane, ou cyclopentane et Appuyer sur « OK » pour commencer le rinçage.



Figure II.20 : le rinçage par le solvant Cyclohexane

14. Une fois le rinçage terminé, Insérer le tube capillaire d'aspiration dans la fiole Contenant l'extrait de l'échantillon préparé et appuyez sur « OK » pour commencer la Mesure.



Figure II.21 : mesure l'extrait de l'échantillon

15. Une fois l'analyse terminée, le résultat d'analyse s'affiche sur un carré blanc sur l'écran en mg/l

16. Avant d'éteindre l'appareil, procéder à un rinçage final par le solvant.

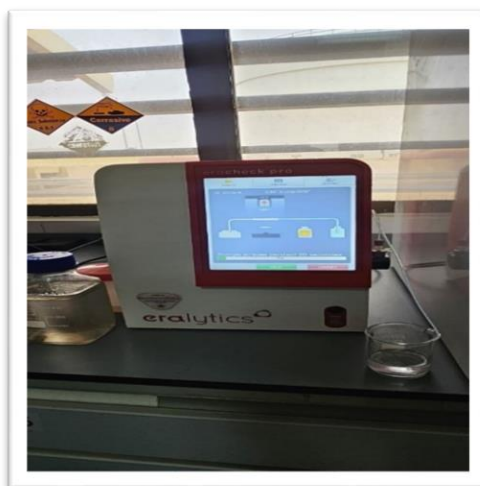


Figure II.22 : le rinçage final

II.4.2. Potentiel Hydrogène (pH) et Température

(Selon la norme ASTM D1293)

La mesure du pH et de la température est effectuée à l'aide d'un pH-mètre portable. Après allumage de l'appareil via la touche « On/Off », l'échantillon est placé sous agitation dans un bécher propre préalablement rincé à l'eau distillée. L'électrode de mesure est ensuite immergée dans le bécher et la touche « Read » est pressée pour lancer la mesure. La stabilisation est confirmée lorsque le point décimal cesse de clignoter sur l'afficheur. Les valeurs de pH et de température sont alors relevées et reportées sur le fichier approprié, puis l'électrode est soigneusement nettoyée après chaque mesure afin d'éviter toute contamination croisée entre les échantillons.



Figure II.23 : pH-mètre

II.4.3. Conductivité Électrique et TDS Matières Dissoutes Totales

(Manuel d'instruction WTW inolab Cond level 2p)

La mesure de la conductivité et du TDS est réalisée à l'aide d'un conductimètre portable. Après allumage de l'appareil via la touche « On/Off », l'échantillon est placé sous agitation dans un bécher propre préalablement rincé à l'eau distillée. L'électrode de mesure est ensuite immergée dans le bécher, puis la touche « M » est utilisée pour sélectionner le mode de mesure souhaité, notamment la conductivité. La stabilisation de la mesure est confirmée lorsque le point décimal cesse de clignoter sur l'afficheur. Les valeurs de conductivité et de TDS sont alors relevées, et l'électrode est nettoyée après chaque mesure afin d'éviter toute contamination croisée entre les échantillons.



Figure II.24 : un conductimètre

II.4.4. La Demande Chimique En Oxygène (DCO)

(Method 8000 du manuel des procédures Hach DR-2400 spectrophotomètre)

1. Prélever un échantillon d'eau à analyser dans une bouteille en verre.
2. Tenir une fiole de 25 ml, à l'aide d'une pipette propre prélevez 2 ml d'échantillon et injectez-le dans la fiole et complétez avec l'eau distillé jusqu'à 25ml.



Figure II.25 : déluitions de l'échantillon

3. Tenir un flacon de réactif, prélevez 2 ml d'eau déminéralisée en utilisant une pipette propre et injectez-le dans le flacon, ceci est le blanc.

4. Tenir un deuxième flacon de réactif, prélevez 2 ml d'échantillon dilué en utilisant une pipette propre et injectez-le dans le flacon, ceci est l'échantillon dilué.



Figure II.26 : flacon de réactif

5. Allumer le réacteur COD, et réglez-le sur la température 150°C.

6. Sélectionnez la gamme appropriée des flacons (0 à 1500 mg/l DCO).

7. Fermer les flacons et le mélanger plusieurs fois.

8. Placer les flacons dans le réacteur COD préchauffé à 150°C, et laissez-les chauffer pendant 2 heures.

9. Éteindre le réacteur COD.

10. Attendre environ 20 minutes pour que les flacons refroidissent à 120 °C ou moins.

11. La détermination de la DCO est ensuite réalisée par méthode colorimétrique à l'aide d'un spectrophotomètre. Après allumage de l'appareil et installation de l'adaptateur, le blanc est placé dans l'adaptateur et la touche « Zéro » est pressée, l'écran affiche alors une valeur de 0 mg/L DCO. Le blanc est ensuite retiré et remplacé par le flacon d'échantillon, puis la touche « Lire » est actionnée pour obtenir le résultat en mg/L DCO. Étant donné que les échantillons ont été préalablement dilués avant analyse, les valeurs affichées par l'appareil ont été multipliées par le facteur de dilution appliqué,

afin de retrouver la concentration réelle en DCO dans l'échantillon original, selon la relation :

$$\text{DCO réelle} = \text{DCO dilué} \times F_d$$

Où DCO dilué est la valeur affichée par le spectrophotomètre et F_d le facteur de dilution utilisé



Figure II.27 : le réacteur COD préchauffé **Figure II.28 : le spectrophotomètre**

II.4.5. La Demande Biochimique en Oxygène (DBO)

(Selon Method 10099 Manuel d'analyse de l'eau Hach)

1. Prélever un échantillon d'eau à analyser dans une bouteille en verre propre de 1 litre.
2. Sélectionner le volume d'échantillon correct pour la plage de DBO.

Tableau II.5– Volumes d'échantillon selon la plage de DBO

Plage DBO (mg/l)	Volume d'échantillon (ml)
0 à 70	355
0 à 350	160
0 à 700	95



Figure II.29 : échantillon mesuré

3. Remplir au volume final de la plage de test si nécessaire avec de l'eau déminéralisée.
4. Déplacer l'échantillon préparé de l'éprouvette gradué vers une bouteille BODTrak, Mettre une barre d'agitation dans la bouteille. Appliquer de la graisse d'étanchéité sur chaque bouchon en caoutchouc et mettre-le dans le cou de la bouteille. Utiliser une cuillère à spatule pour ajouter 2 pastilles d'hydroxyde de potassium dans le bouchon en caoutchouc.

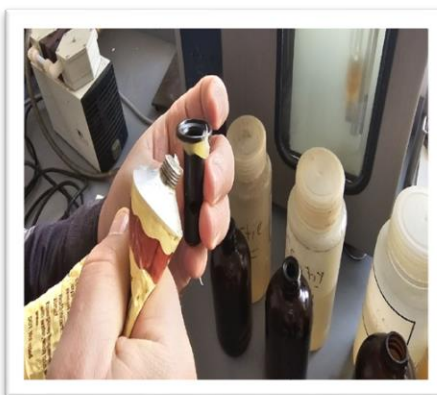
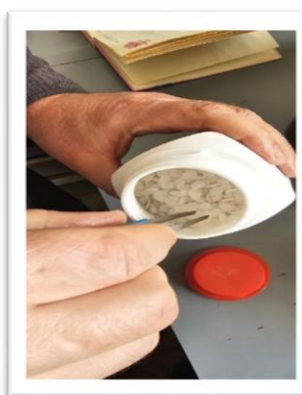


Figure II.30 : préparation des bouteilles BODTrak

5. Mettre les bouteilles sur le châssis BODTrak II dans son incubateur, Connecter le tube approprié à la bouteille d'échantillon et serrez le bouchon, La température de l'incubateur doit être de 20 °C, Réglez l'heure et la date si nécessaire, Brancher et allumer l'instrument.
6. Utiliser les touches fléchées pour sélectionner la durée d'incubation de 5 jours.



Figure II.31: le châssis BODTrak

7. Après la fin de la période de mesure (5 jours), l'écran passera de "RUN" à "END", l'appareil BODTrak arrête chaque canal. Appuyer sur chaque touche de canal pour lire les résultats DBO.

II.4.6. Matières en Suspension par Filtration sur Filtre (MES)

(Selon Method 8158 Manuel d'analyse de l'eau Hach)

1. Prélever un échantillon dans une bouteille de verre propre.
2. Mesuré le filtre en fibre dans une balance. Enregistrer cette valeur en mg
3. Préparer le dispositif de filtration qui est composé de l'entonnoir de l'échantillon, plaque filtrante en verre fritté pour supporter le filtre en fibres, qui sont montés sur l'erlenmeyer à vide par une pince métallique



Figure II.32: Le dispositif de filtration



Figure II.33: Une balance

4. Insérer le filtre en fibres dans le dispositif de filtration à vide sur la plaque filtrante en verre fritté.
5. Attacher étanchement, l'entrée de la pompe à vide à l'embout de l'erenmeyer à vide par un flexible.
6. Mesurer 100 ml de l'échantillon (V) et versez-le soigneusement dans l'entonnoir à l'échantillon.
7. Allumer la pompe à vide.
8. Laisser l'échantillon se filtrer complètement, puis laver l'entonnoir de l'échantillon et le filtre avec de l'eau distillée.



Figure II.34 : la filtration

9. Laisser le filtre sur le dispositif pendant 2 minutes pour devenir relativement sec puis détacher le dispositif, et enlever le filtre en utilisant le pince à épiler et placer-le soigneusement sur un verre de montre propre.
10. Mettre le verre de montre dans l'étuve à 105 °C pendant 1 heure pour sécher complètement le filtre.
11. Retire le verre de montre avec le filtre en fibre de l'étuve et placer-le dans un dessiccateur et laisser-le refroidir jusqu'à la température ambiante.



Figure II.35 : Etuve

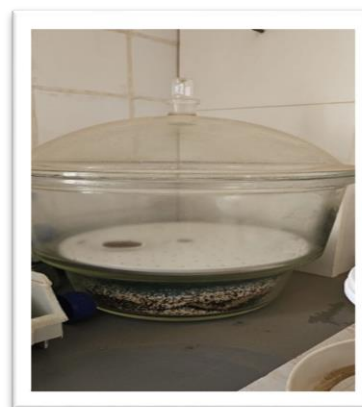


Figure II.36 : un dessiccateur

12. Utiliser une pince à épiler pour retirer le disque de filtre en fibre du verre de la montre, et pesez-le dans une balance de précision. Enregistrer cette valeur en mg comme (m₂).

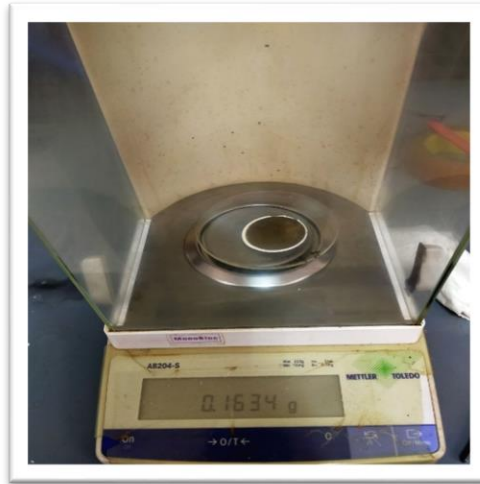


Figure II.37 : pesé le filtre après filtration

13. Calculer la matière en suspension comme suit :

$$MES (mg/l) = (m_2 - m_1) / V$$

Avec :

m₁ = Masse du filtre avant filtration (mg)

m₂ = Masse du filtre après filtration (mg)

V = Volume d'échantillon filtré (L)

II.4.7. L'adsorption sur charbon actif :

Le protocole expérimental présenté ci-après a été élaboré à partir d'une étude bibliographique portant sur les techniques de filtration sur charbon actif décrites dans la littérature scientifique [18].

Cette étude s'inscrit dans le cadre de l'évaluation des performances du charbon actif en tant qu'adsorbant pour l'élimination des Teneurs en hydrocarbures totaux contenues dans des solutions aqueuses. L'objectif principal est d'identifier les meilleures conditions opératoires pour obtenir les meilleurs rendements d'élimination (Re%), qui sont calculés par la relation suivante :

$$\text{Re}\% = \frac{HT_{ini} - HT_{fin}}{HT_{ini}}$$

Re (%) : Rendement d'élimination de la HT.

HTini (mg/l) : : Hydrocarbures Totaux initiale des eaux (avant adsorption).

HTfin (mg/l) : Hydrocarbures Totaux des eaux final après adsorption.

Mode opératoire :

Les essais d'absorption ont été réalisés sur un effluent huileux provenant de la DGF, pour lesquels 5 L d'échantillons ont été prélevés. Pour chaque essai, on extrait 500 ml de l'échantillon, on le filtre et on le verse dans un bécher de 500 ml. On ajoute alors la quantité correspondante de charbon actif dans le bécher et on place le tout sur un agitateur magnétique. On a étudié quatre paramètres clés :

- Le temps de contact entre le charbon actif et la solution traitée ;
- Le pH de la solution, facteur influençant l'état de surface de l'adsorbant ;
- La vitesse d'agitation, contrôlant le transfert de masse ;
- La quantité de charbon actif utilisée par unité de volume.

Pour chaque essai, un seul paramètre varie en trois valeurs successives (trois échantillons par paramètre), les autres paramètres restants constants. Après chaque essai, on ajuste la concentration en hydrocarbures totaux (HT) selon le mode opératoire de mesure des hydrocarbures totaux (page 46).

Il est à noter que la durée d'agitation varie selon les valeurs testées pour l'effet du temps et n'est pas fixée à 1h, contrairement aux autres essais où 1h est le temps de contact retenu comme valeur fixe.



Figure II.38 : Dispositif expérimentale

II.4.7.1. Effet de temps de contact :

La détermination du temps d'équilibre permettra de fixer le temps minimum à respecter pour que le charbon actif soit en contact avec les eaux usées afin d'avoir l'abattement maximum par adsorption des polluants présents dans cette eau.

Les conditions fixées à différents temps (5min ;10min et 30 min) pour l'étude de ce paramètre sont les suivantes :

Vitesse d'agitation	Volume d'eau usée	Masse de Charbon actif	pH des eaux	Température
300 tr/mn	500 ml	0,5 g	6.07	18 °C

II.4.7.2. Effet de la vitesse d'agitation

Il est utile de déterminer la vitesse optimale d'agitation. Pour cela, nous avons réalisé l'adsorption à différentes vitesses d'agitation (100 ;300 et 500 tr/min) dans les conditions opératoires suivantes :

Temps de contact	Volume d'eau usée	Masse de Charbon actif	pH des eaux	Température
60 min	500 ml	0,5 g	6.07	18 °C



Figure II.39: vitesse d'agitation 100



Figure II.40 : vitesse d'agitation 300



Figure II.41: vitesse d'agitation 500

II.4.7.3. Effet de quantité de charbon actif

Les conditions opératoires retenus pour étudier l'influence de la quantité de charbon actif sur l'adsorption des polluants présents dans les eaux usées sont les suivantes :

Temps de contact	Volume d'eau usée	Vitesse d'agitation	pH des eaux	Température
60 min	500 ml	300 tr/mn	6.07	18 °C

Les quantités de charbon actif à utiliser, exprimées en grammes, sont de 0,3 ; 0,5 et 1,0g.



Figure II.42 : le pesage du charbon actif

II.4.7.4. Effet du pH

Le pH est un paramètre essentiel à considérer dans les processus d'adsorption. Ce paramètre influence à la fois la solubilité et l'état d'ionisation de l'adsorbant. On utilise trois valeurs de pH : 3.70 ; 6.07 et 11.01. On obtient les pH acides et basiques, l'un par addition d'une solution d'acide chlorhydrique (HCL) et l'autre par ajout d'une solution de soude caustique (NaOH). On a conservé les paramètres suivants :

Temps de contact	Volume d'eau usée	Vitesse d'agitation	Masse de Charbon actif	Température
60 min	500 ml	300 tr/mn	0,5 g	18 °C



Figure II.43: ajustement du pH par NaOH



Figure II.44 : ajustement du pH par HCl

CHAPITRE III

RESULTATS ET DISCUSSIONS

III.1. Identification et Interprétation des dysfonctionnements :

III.1.1. Séparateur CPI :

Le tableau suivant indique les résultats des analyses physico-chimiques effectuées à l'entrée et à la sortie de séparateur CPI :

Tableaux III.1 : Résultats d'analyses physico-chimiques du CPI

Paramètre	Entrée CPI	Sortie CPI
PH	5.54	5.71
Température (°C)	18.9	18.4
Conductivités (µs/cm)	36700	26200
TDS (µs/cm)	18350	13100
MES (mg/l)	165	107
DCO (mg/l)	7500	5750
Hydrocarbures totaux (mg/l)	50.39	159.31
DBO5 (mg/l)	22	21

III.1.1.1. pH et température :

Le pH de l'eau passe de 5,54 à l'entrée à 5,71 à la sortie, soit une légère augmentation qui demeure néanmoins dans la plage acide. Cette variation mineure peut être attribuée à des échanges physicochimiques se produisant au sein du séparateur. La température diminue légèrement de 18,9 °C à 18,4 °C, ce qui reflète simplement les pertes thermiques naturelles entre l'entrée et la sortie de l'unité, sans incidence notable sur le processus de séparation

III.1.1.2. Conductivité et TDS :

Une réduction sensible est observée pour la conductivité électrique, qui passe de 36 700 µS/cm à l'entrée à 26 200 µS/cm à la sortie, ainsi que pour les solides dissous totaux (TDS), qui diminuent de 18 350 à 13 100 µS/cm. Toutefois, les valeurs absolues restent très élevées, ce qui traduit une charge ionique importante dans l'effluent traité, caractéristique des eaux de production pétrolière.

III.1.1.3 Matières en suspension (MES) :

Les matières en suspension (MES) enregistrent une réduction de 165 mg/L à 107 mg/L, soit une efficacité d'élimination d'environ 35 % mais reste inférieur à l'efficacité de design qui est 81%. Ce résultat indique que le séparateur CPI parvient partiellement à retenir les matières particulaires à la suite de saturation des plaques inclinée.

III.1.1.4 DBO5 et DCO :

La demande biochimique en oxygène sur cinq jours (DBO5) présente une légère diminution, passant de 22 mg/L à 21 mg/L à la sortie. Par contre, la demande chimique en oxygène (DCO) diminue de 7 500 mg/L à 5 750 mg/L, représentant une réduction d'environ 23 % car la valeur limitée de la DCO est de **120** mg/L. Ce résultat indique l'indisponibilité de l'injection de produit chimique O2 Scavenger dans le séparateur CPI.

III.1.1.5 Hydrocarbures totaux :

Le paramètre le plus préoccupant est celui des hydrocarbures totaux (HT), dont la concentration augmente de 50,39 mg/L à l'entrée à 159,31 mg/L à la sortie, soit une hausse de plus de 216 % au lieu de 94% de récupération de design, ce qui est contraire à l'objectif premier du séparateur CPI. Cette anomalie s'explique vraisemblablement par une saturation de l'unité due à l'accumulation excessive d'huile et de boues sur les plaques inclinées, provoquant un relargage des hydrocarbures par remise en suspension sous l'effet des turbulences hydrauliques.

Cette situation est aggravée par l'absence d'injection de réactif chimique le démulsiifiant. L'absence de démulsiifiant est particulièrement critique, car sans ce réactif, les émulsions huile-eau ne sont pas déstabilisées, ce qui empêche la coalescence des gouttelettes d'huile et réduit considérablement l'efficacité de la séparation. L'ensemble de ces éléments indique que le séparateur CPI fonctionne dans des conditions dégradées.

III.1.2 Séparateur DGF

Le tableau suivant indique les résultats des analyses physico-chimiques effectuées à l'entrée et à la sortie de séparateur DGF :

Tableaux III.2 : Résultats d'analyses physico-chimiques du DGF

Paramètre	Entrée DGF	Sortie DGF
pH	5.71	5.90
Température (°C)	18.4	18.6
Conductivités (μS /cm)	26200	27500
TDS (μS/cm)	13100	13750
MES (mg/l)	107	95
DCO (mg/l)	5750	7075
Hydrocarbures totaux (mg/l)	159.31	62.1
DBO5 (mg/l)	21	23

III.1.2.1. pH et température

Le pH augmente légèrement de 5,71 à l'entrée à 5,90 à la sortie du séparateur, restant dans la zone acide sans action corrective notable. C'est parce qu'on n'a pas injecté de soude caustique (NaOH), qui normalement neutralise l'acidité pour faciliter la séparation huile-eau et les traitements suivants. La température varie peu entre 18,4 °C et 18,6 °C, sans échange thermique important et sans effets sur l'estimation de l'efficacité du traitement.

III.1.2.2. Conductivité et TDS

Augmente de 26 200 μS/cm à l'entrée à 27 500 μS/cm en sortie, de même que les solides totaux dissous (TDS) qui progressent de 13 100 μS/cm à 13 750 μS/cm. Ces légères hausses en sortie traduiraient une concentration relative des espèces ioniques dissoutes, liée éventuellement à une évaporation partielle ou à une redistribution des phases au sein de l'unité. Ces conductivités et TDS élevés traduisent une forte minéralisation de l'effluent qui n'est pas corrigée par le traitement.

III.1.2.3. Matières en suspension (MES)

Les matières en suspension passent de 107 mg/L à 95 mg/L en sortie, soit une réduction de 11 % seulement, nettement inférieure aux performances normales d'un séparateur DGF 20%. Cette faible efficacité s'explique par l'absence d'injection de coagulant et de floculant qui sont nécessaires à la formation de floccs capturables par les microbulles de gaz.

III.1.2.4. DBO5 et DCO

La demande biologique en oxygène après cinq jours (DBO5) enregistre une légère augmentation de 21 mg/L à l'entrée à 23 mg/L en sortie. Au niveau de la DCO, on observe une augmentation inquiétante entre l'entrée et la sortie, passant de 5 750 à 7 075 mg/L, soit une hausse de 23 %. Ces résultats expliquent l'absence de l'injection de produit chimique O2 Scavenger.

III.1.2.5. Hydrocarbures totaux :

Le paramètre le plus représentatif de l'efficacité d'un séparateur DGF est celui des hydrocarbures totaux. Les résultats montrent une baisse de 159,31 mg/L à l'entrée à 62,1 mg/L en sortie, soit un taux d'élimination d'environ 61 % par contre le taux d'élimination dans le design est 90%. Cette réduction, bien que satisfaisante en valeur relative, doit être interprétée avec prudence du fait des conditions opératoires défaillantes. La valeur de 62,1 mg/L est donc nettement trop élevée pour les normes de rejet environnementales exigées dans ce type d'installation.

On explique ce résultat anormal par l'absence de démulsiifiant, qui empêche la rupture des émulsions huile-eau, ainsi que par l'absence de gaz de flottation qui prive l'unité de son principal mécanisme de séparation. Ces deux paramètres joints confirment un dysfonctionnement opératoire du séparateur DGF.

III.1.3 Traitement tertiaire :

III.1.3.1. Filtre NSF (Nutshell Filtre)

Le filtre était très saturé du fait des fortes charges polluantes reçues des équipements amont et cela était aggravé par l'absence de lavage à contre-courant (Backwash). Cette régénération n'a pas pu être mise en œuvre, car elle exige un volume d'eau très important, et les sites actifs adsorbants ont été totalement saturés. L'équipement, conçu pour assurer un taux d'élimination de 50 % en matières en suspension et 80% en hydrocarbures, s'est avéré non seulement inefficace sur le plan du traitement, mais aussi susceptible de relâcher les polluants précédemment immobilisés, dégradant ainsi la qualité physicochimique de l'effluent en sortie. Face à cette défaillance, on peut effectuer un by-pass qui va permettre à l'effluent de transiter avec sa charge polluante résiduelle sans aucun abattement.

III.1.3.2. Filtre à charbon actif

Le filtre à charbon actif constitue la seconde unité du traitement tertiaire. À l'instar du filtre NSF, il présentait lors de la campagne un état de saturation avancée, résultant des charges polluantes élevées reçues en provenance des équipements amont et aggravé par l'absence d'opération de régénération par lavage à contre-courant (Backwash), non réalisée en raison des contraintes techniques liées à la gestion et l'évacuation des résidus générés par le Backwash. L'épuisement total des sites actifs adsorbants a rendu l'équipement inopérant, conduisant à la mise en place d'un by-pass hydraulique et à la suppression de toute contribution de cet équipement au traitement de l'effluent.

Afin de confirmer l'efficacité intrinsèque du charbon actif pour ce type d'effluent, des essais expérimentaux ont été réalisés dans le cadre de cette étude, dont les résultats seront présentés dans la section suivante.

III.2. Essais de traitement :

III.2.1. L'adsorption sur charbon actif :

Les résultats obtenus lors des essais d'adsorption sur charbon actif sont les suivants :

III.2.1.1. Effet de temps de contact :

Le tableau ci-dessous présente les valeurs mesurées en fonction du temps de contact :

Tableaux III.3 : Résultats des analyses mesurées en fonction du temps de contact

Temps de contact (min)	Hydrocarbures totaux résiduel (mg/L)	Rendement Re (%)
5	61.10	1.60
15	51.20	17.50
30	17.80	71.30

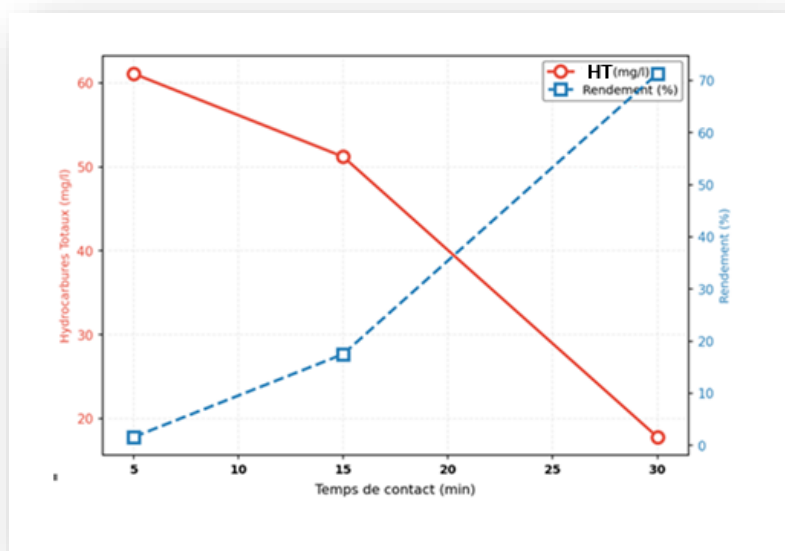


Figure III 1 : Évolution des hydrocarbures totaux résiduels et du rendement d'élimination en fonction du temps de contact

On observe une diminution importante de la concentration en hydrocarbures totaux avec l'augmentation du temps de contact, passant de 61,10 mg/L à 5 minutes à 17,80 mg/L à 30 minutes, soit une amélioration du rendement de 1,6 % à 71,3 %.

Le temps de contact dépend directement du débit d'entrée dans le filtre : L'optimisation du rendement d'adsorption est obtenue soit par la réduction du débit d'alimentation soit par augmentation du temps de séjour de l'effluent au contact du charbon actif, favorisant ainsi une adsorption plus complète et un meilleur rendement épuratoire. Il est donc essentiel de maîtriser ce paramètre opératoire afin d'optimiser l'unité de filtration sur charbon actif.

III.2.1.2. Effet de la vitesse d'agitation

L'influence de la vitesse d'agitation est résumée dans le tableau et la figure suivants :

Tableaux III.4 : Résultats des analyses mesurées en fonction de la vitesse d'agitation

Vitesse d'agitation (tr/min)	Hydrocarbures totaux résiduel (mg/L)	Rendement Re (%)
100	56.90	8.37
300	26.70	57.00
500	14.60	76.49

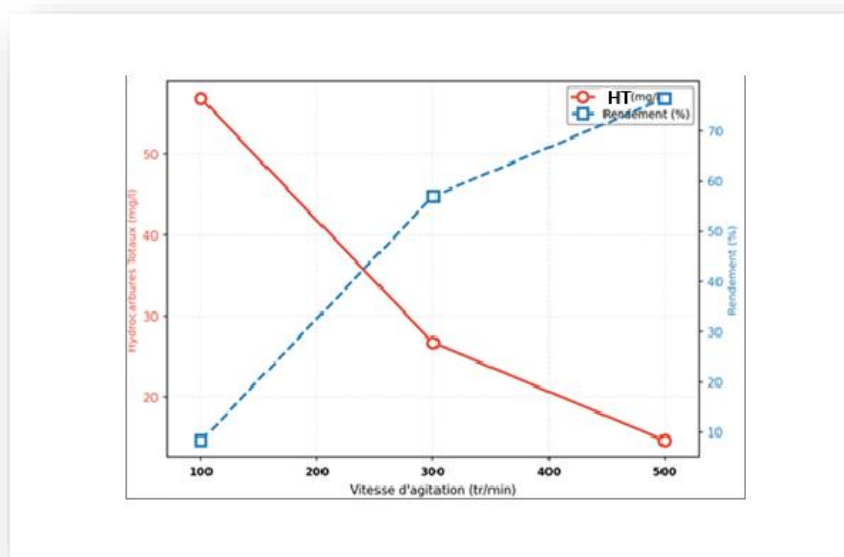


Figure III 2 : Évolution Des hydrocarbure totaux résiduel et du rendement d'élimination en fonction de la vitesse d'agitation

Une augmentation progressive de la vitesse d'agitation améliore nettement le rendement d'élimination : de 8,37% à 100 tr/min jusqu'à 76,49% à 500 tr/min. Ceci s'explique par l'amélioration du transfert de masse à l'interface liquide/solide, favorisant le contact entre les molécules de polluant et les sites d'adsorption du charbon actif au-delà de la vitesse 500 tr/min.

III.2.1.3. Effet de quantité de charbon actif

Les résultats obtenus pour différentes doses d'adsorbant sont présentés ci-dessous :

Tableaux III.5 : Résultats des analyses mesurées en fonction de la quantité de charbon actif

Quantité de charbon actif (g)	Hydrocarbures totaux résiduel (mg/L)	Rendement Re (%)
0.30	30.60	50.72
0.50	26.70	57.00
1.00	16.00	74.23

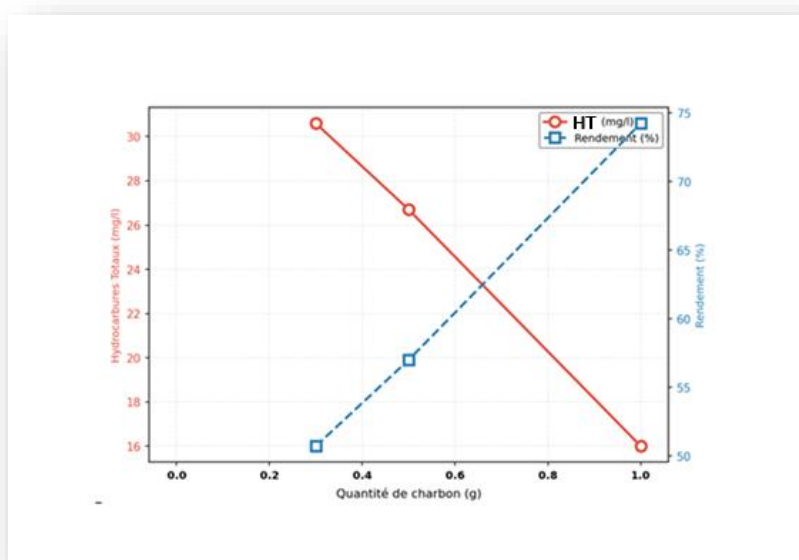


Figure III 3 : Évolution des hydrocarbures totaux résiduel et du rendement d'élimination en fonction de la quantité de charbon actif

L'augmentation de la masse de charbon actif améliore systématiquement le rendement d'adsorption, passant de 50,72% pour 0,30 g à 74,23% pour 1,00 g. Cela est attribuable à l'augmentation du nombre de sites d'adsorption disponibles avec l'accroissement de la dose d'adsorbant.

III.2.1.4. Effet du pH

Les résultats de l'influence du pH sur le procédé sont présentés ci-après :

Tableaux III.6 : Résultats des analyses mesurées en fonction de la variation de pH

pH	Hydrocarbures totaux résiduel (mg/L)	Rendement Re (%)
3.70	61.80	0.50
6.07	26.70	57.00
11.01	247.60	-298.7 (*)

(*) La valeur négative à pH 11,01 indique un phénomène de désorption/relargage des huiles en milieu fortement alcalin.

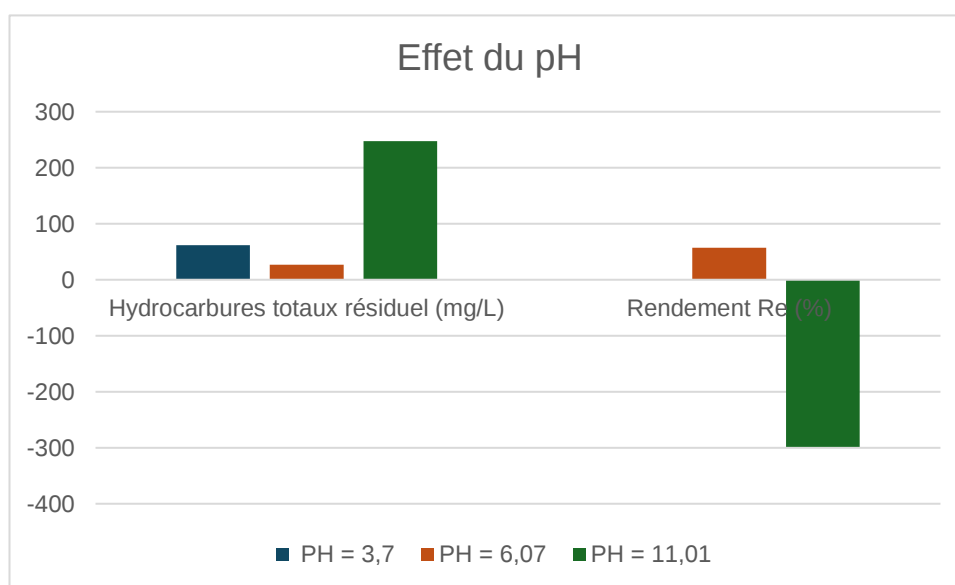


Figure III 4 : Effet du pH sur les hydrocarbures totaux résiduel et le rendement d'élimination (pH valides)

Le pH neutre (6.07) donne le meilleur rendement d'adsorption (57%), tandis qu'un pH acide (3.70) se révèle quasi-inefficace (Re % = 0.5%). En milieu fortement alcalin (pH = 11.01), on constate un phénomène de désorption, avec une augmentation paradoxale de l'hydrocarbure totaux mesuré, dépassant la concentration initiale.

Ces résultats expliquent l'importance de l'injection du produit chimique soude-caustique (NaOH) qui est responsable de neutralisation des eaux huileuses pour obtenir un meilleur rendement d'adsorption .

III.2.1.5. Synthèse comparative des rendements maximaux

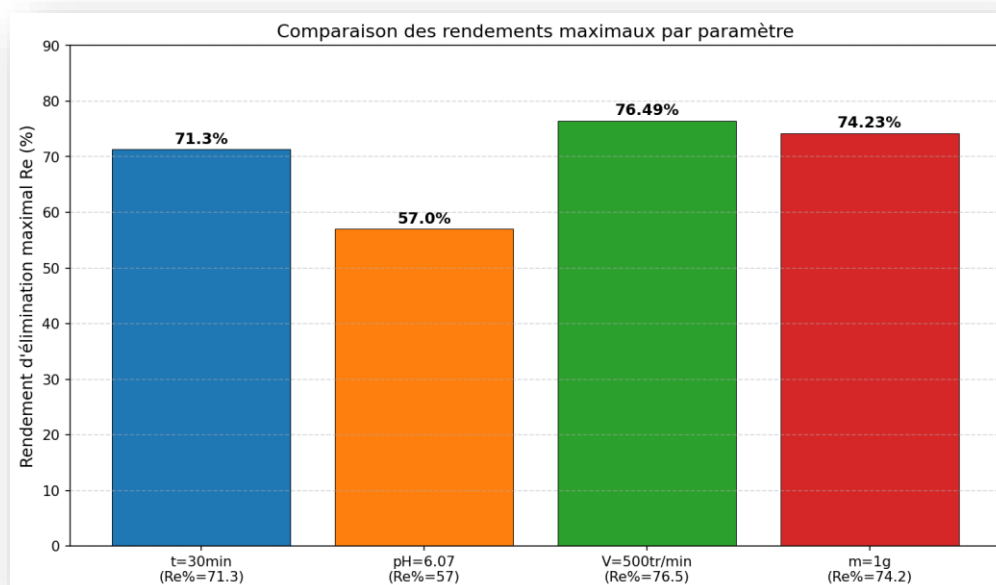


Figure III 5 : Comparaison des rendements d'élimination maximaux obtenus pour chaque paramètre étudié

Le graphique comparatif montre que la vitesse d'agitation à 500 tr/min procure le rendement le plus élevé (76,49%), suivie de près par la quantité de charbon actif à 1 g (74,23%), le temps de contact de 30 min (71,30%), et enfin le pH neutre (57,00%).

Les résultats obtenus confirment l'efficacité du charbon actif comme adsorbant pour l'élimination des huiles en solution aqueuse. L'ensemble des paramètres étudiés influencent de manière significative les performances du procédé.

Le temps de contact joue un rôle fondamental : plus le temps de résidence est long, plus l'adsorption est avancée, le pH optimal se situe autour de la neutralité.

Vitesse d'agitation : paramètre le plus influent dans la plage étudiée, avec un rendement atteignant 76,49% à 500 tr/min

L'augmentation de la dose d'adsorbant multiplie les sites actifs disponibles, favorisant une meilleure capture des polluants.

III.2.2. Essais de Sand Jetting :

Une opération de dessablage (SAND JETTING) a été réalisée au niveau des séparateurs CPI et DGF afin de démontrer et de confirmer l'efficacité de ce procédé dans l'élimination des sables et des matières solides accumulés. Cette opération est faite une fois par mois. Les résultats obtenus sont présentés dans les tableaux ci-dessous :

III.2.2.1 Séparateur CPI :

Le tableau suivant présente les résultats des analyses physico-chimiques de l'opération de Sand Jetting des eaux issues du séparateur CPI, obtenus lors de deux prélèvements effectués le 14/02/2026 et 10/04/2026.

Tableaux III.7 : Résultats des analyses de l'opération Sand Jetting dans le CPI

	14/02/2026		10/04/2026	
Paramètre	Sortie CPI Avant SAND JETTING	Sortie CPI après SAND JETTING	Sortie CPI Avant SAND JETTING	Sortie CPI après SAND JETTING
PH	5.113	5.134	6	6.7
Température (°C)	19	19.7	20	20
Conductivités us/cm	23400	22000	21000	21700
TDS us/cm	11700	11000	10500	10850
MES mg/l	67	57,8	48,6	39,4

Interprétation des résultats :

Lors du premier essai du 14 février 2026, les mesures à la sortie du séparateur CPI montrent une réduction claire de MES, passant de 67,0 mg/L avant l'opération à 57,8 mg/L après, soit une baisse de 13,7 %. Cela confirme que le dessablage a bien éliminé une partie des particules solides accumulées, rendant l'eau en sortie plus propre. Les autres paramètres n'ont connu que des variations mineures : le pH est resté quasi stable, la température a légèrement augmenté de 19,0 à 19,7 °C sous l'effet de l'agitation du jet, et la conductivité ainsi que les TDS ont légèrement baissé, probablement en raison d'une légère dilution due au fluide injecté. Ces changements restent secondaires et sans impact réel sur la qualité de l'effluent.

Le deuxième essai du 10 avril 2026 vient confirmer ces résultats. La concentration en MES est passée de 48,6 mg/L avant dessablages à 39,4 mg/L après, soit une réduction de 18,9 %, encore meilleure que lors du premier essai. Le pH a augmenté de 6,0 à 6,7, la température est restée stable à 20,0 °C, et la conductivité ainsi que les TDS ont légèrement augmenté, ce qui s'explique par la remise en suspension temporaire de minéraux piégés dans les sédiments, un phénomène tout à fait normal lors de ce type d'opération. Dans l'ensemble, les deux essais démontrent clairement l'efficacité constante du dessablage sur le séparateur CPI.

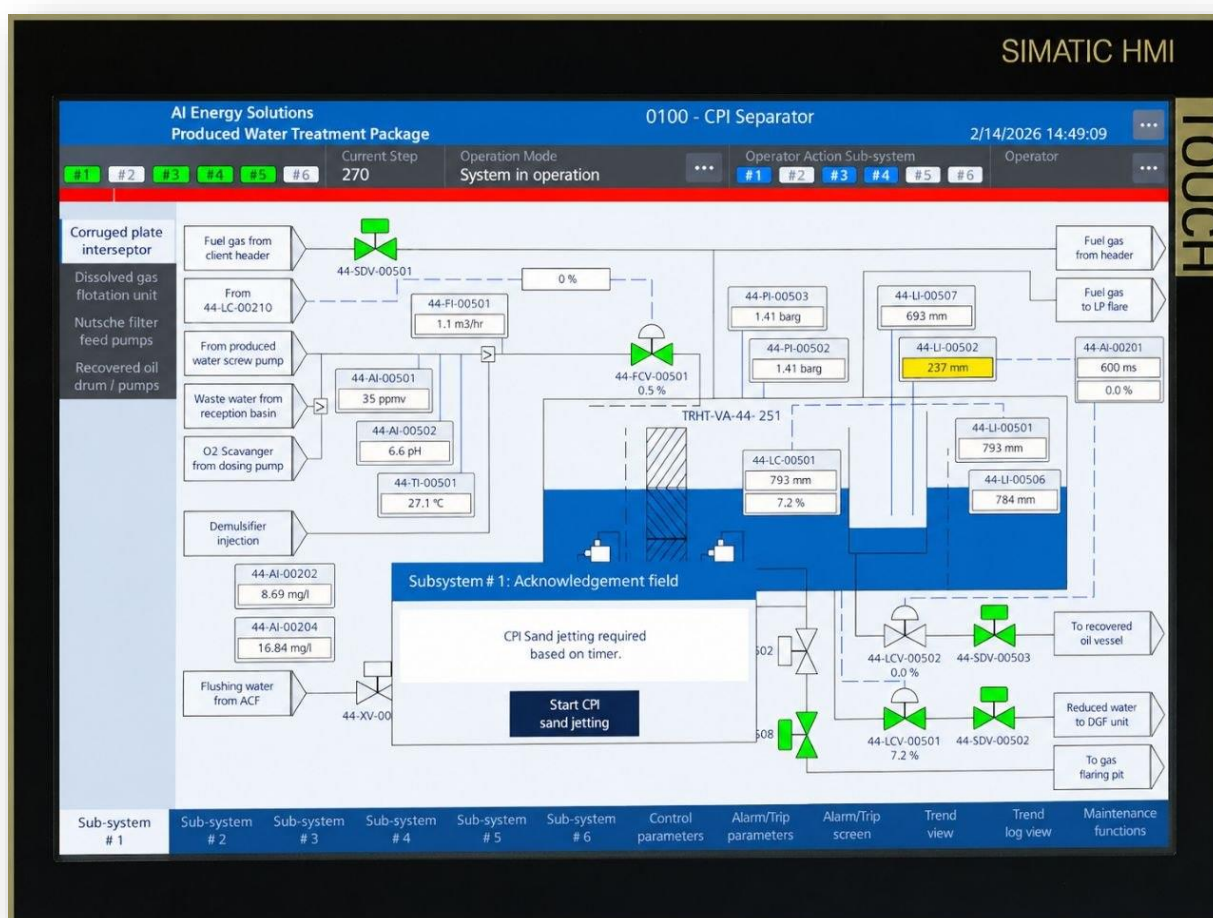


Figure III 6 : Schéma synoptique de l'opération de Sand JETTING CPI

III.2.2.2 Séparateur DGF :

Voici les résultats des analyses physico-chimiques de l'opération de Sand JETTING des eaux issues du séparateur DGF, obtenus lors de deux prélèvements effectués le 14/02/2026 et 10/04/2026.

Tableaux III.8 : Résultats des analyses de l'opération SAND JETTING dans DGF

	14/02/2026		10/04/2026	
Paramétré	Sortie DGF Avant SAND JETTING	Sortie DGF Après SAND JETTING	Sortie DGF Avant SAND G JETTING	Sortie DGF Après SAND JETTING
PH	5.90	5.8	6.6	6.2
Température (°C)	18.6	19.6	20.7	20.7
Conductivités us/cm	27500	26000	21400	22000
TDS us/cm	13750	13000	10700	11000
MES mg/l	95	84	61	59

Interprétation des résultats :

Les résultats obtenus au séparateur DGF lors du premier essai du 14 février 2026 montrent des tendances similaires à celles observées à l'unité CPI, mais avec des concentrations en MES bien plus élevées, en raison de la nature des effluents traités. Avant le dessablage, les MES atteignaient 95,0 mg/L, et sont descendues à 84,0 mg/L après l'opération, soit une réduction de 11,6 %. Malgré cela, la concentration reste élevée, La conductivité a baissé de 27 500 à 26 000 µS/cm, les TDS de 13 750 à 13 000 mg/L, et le pH a légèrement diminué de 5,90 à 5,80, sans incidence opérationnelle.

Lors du deuxième essai du 10 avril 2026, les MES avant dessablage s'établissaient à 61,0 mg/L, une valeur plus basse qu'en février, probablement grâce aux opérations de maintenance antérieures. Après le dessablage, elles n'ont diminué que de 2,0 mg/L (3,3 %), ce qui s'explique par la concentration initiale déjà faible, et par le fait que la majeure partie des dépôts avait vraisemblablement déjà été éliminée lors du premier essai. Les autres paramètres (pH, température, conductivité, TDS) sont restés globalement stables.

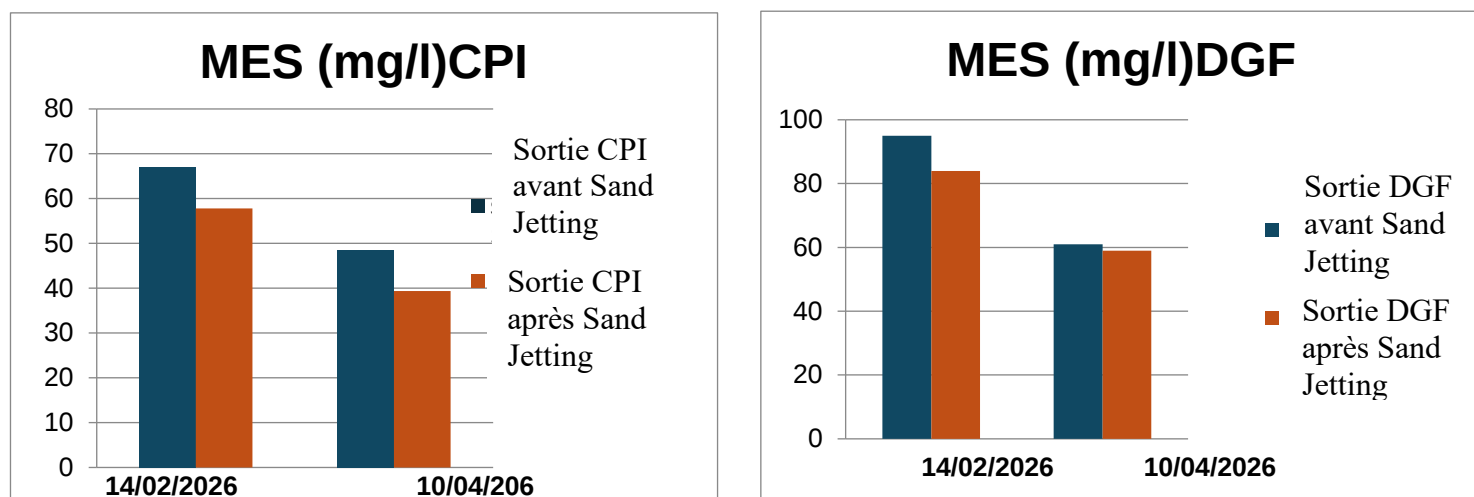


Figure III 7 : Schéma synoptique de l'opération de Sand Jetting DGF

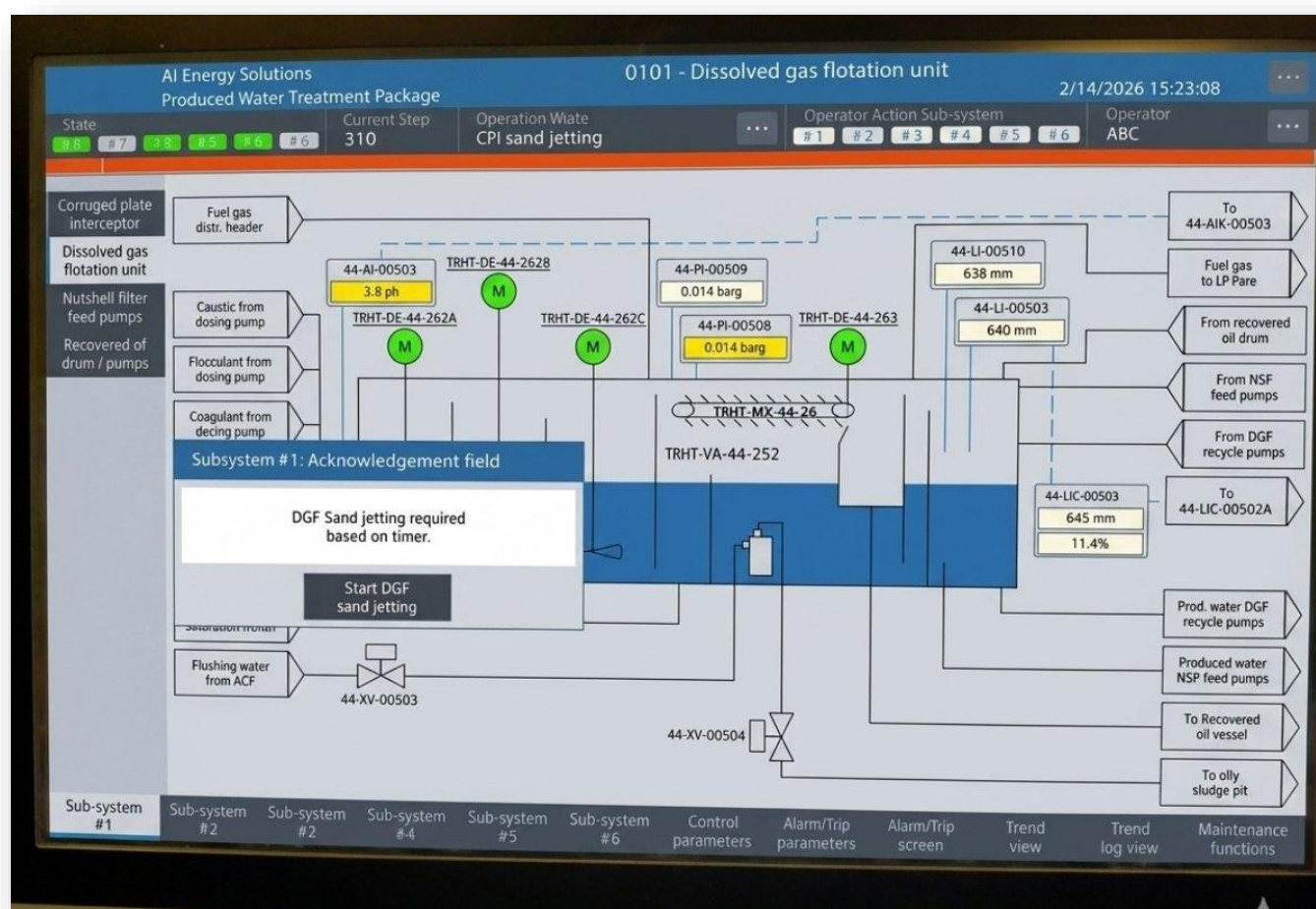


Figure III 8 : Histogramme de la variation de l'effet de l'opération Sand Jetting sur les MES

Interprétation du Diagramme de Variation de MES :

Le diagramme à barres montrant la variation de MES avant et après dessablages confirme visuellement ce que les données numériques ont déjà mis en évidence. Pour chaque essai et chaque unité, la barre « après dessablages » est systématiquement plus basse que la barre « avant », témoignant d'une réduction constante et cohérente des matières en suspension, quelle que soit la configuration considérée.

III.2.3. Essais de Skimming (écrémage) :

Comme l'unité PWTP présentait des problèmes techniques, notamment l'indisponibilité de l'injection des produits chimiques ainsi que le by-pass des filtres NSF et ACF, ce qui entravait son bon fonctionnement, nous avons proposé la mise en place d'une opération de Skimming (écrémage) en amont, au niveau du Surge Vessel, afin de réduire la charge en hydrocarbures et d'alléger la charge polluante à l'entrée de l'unité.

Tableaux III.9 : Résultats des analyses de l'opération Skimming

Paramètre	Avant Skimming	Après Skimming	Rendement %
Hydrocarbures totaux (mg/l)	55.8	17,1	69

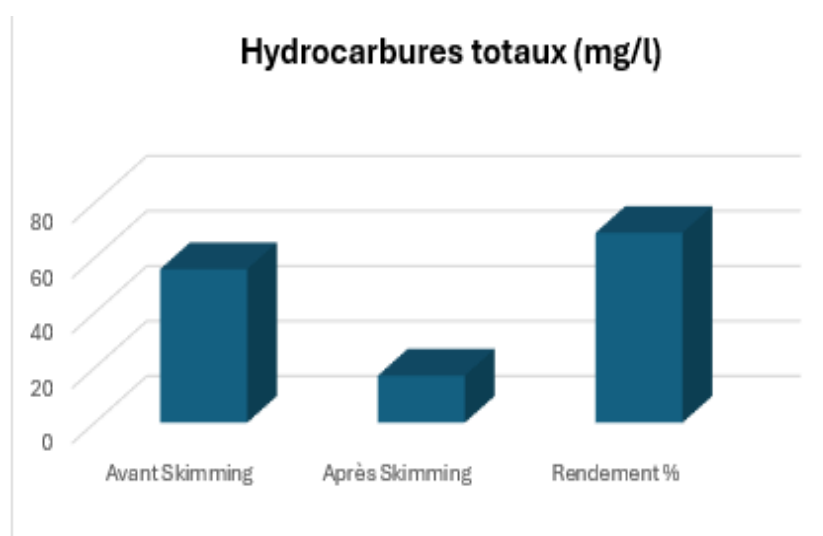


Figure III 9 : Histogramme de la variation de l'effet de l'opération Skimming sur les hydrocarbures totaux

Selon les résultats expérimentaux de l'étude de l'unité, il a été constaté que la concentration en hydrocarbures est élevée, ce qui peut empêcher l'obtention d'un rendement de traitement optimal.

L'analyse des hydrocarbures totaux avant et après l'opération de skimming montre une efficacité épuratoire significative de cette intervention. La concentration initiale en hydrocarbures totaux était de 55,8 mg/L, ce qui témoigne d'une forte contamination par les phases huileuses libres flottantes, source majeure de perturbation de la filière de traitement PWTP et des équipements en aval (séparateur CPI et DGF).

Après l'opération de skimming, la concentration d'hydrocarbures totaux a été réduite à 17,1 mg/L, soit une réduction de 69 %, ce qui témoigne de l'efficacité remarquable de l'écumage mécanique pour éliminer les phases huileuses à la surface. Ce résultat montre que le skimming est une étape de prétraitement indispensable en amont de l'installation de traitement, qui permet de libérer les unités de traitement en aval d'une fraction importante de la charge en hydrocarbures, et d'optimiser ainsi leurs performances épuratoires globales.

Toutefois, la concentration résiduelle de 17,1 mg/L reste au-dessus des seuils généralement admis pour un rejet conforme, soulignant la nécessité de maintenir un fonctionnement optimal des équipements de traitement complémentaires (CPI, DGF, filtration) afin d'assurer un abattement final suffisant de la pollution hydrocarbonée.

III.3. Discussion et Recommandations :

III.3.1. Séparateur CPI :

- D'après les résultats d'analyse des hydrocarbures obtenus (**Tableaux III.1**) on suspecte que les plaques inclinées de CPI son encrassées donc il faut assurer le nettoyage régulier des plaques inclinées afin de maintenir l'efficacité du processus de coalescence et garantir une séparation optimale des hydrocarbures.
- Cependant les produits chimiques ne peuvent pas être injectés, le rendement de récupération du séparateur est faible, il est nécessaire de fournir les produits chimiques (désémulsifiant et O2 Scavenger) et d'assurer leur injection de manière régulière et continue dans l'effluent entrant.

- D'après les résultats obtenus d'analyse de MES (**Tableaux III.8**) il faut augmenter la fréquence du dessablage (Sand JETTING) en passant d'un rythme mensuel à une fois par semaine, afin de maintenir le fond du séparateur CPI propre et préserver ses performances de traitement.

III.3.2. Séparateur DGF :

- Les résultats issus des analyses de MES (**Tableaux III.2**) révèlent qu'il faut Augmenter la fréquence de dessablage (Sand JETTING) du DGF d'un rythme mensuel à une fois par semaine, en coordination avec le soutirage du CPI.
- Assurer l'injection correcte et régulière du gaz saturé en recalibrant le système de pressurisation pour améliorer la séparation des huiles.
- À la lumière des données analytiques concernant (**Tableaux III.2**) Il est nécessaire de fournir les produits chimiques (soude caustique, coagulant, floculant, désémulsifiant) et assurer leur injection continue, ordonnée et bien dosée pour garantir l'efficacité de toute la chaîne de traitement.

III.3.3. Filtre NSF (Nutshell Filtre) :

- Procéder au remplacement du média filtrant dès que sa durée de vie est dépassée afin de garantir une filtration efficace des particules résiduelles et des gouttelettes d'huile.
- Assurer un backwash régulier des filtres pour éviter le colmatage et maintenir leurs performances de filtration.

III.3.4. Filtres à charbon actif (ACF) :

- Procéder au remplacement du média filtrant dès que sa durée de vie est dépassée.
- Réalisation d'un bassin approprié pour stockage des résidus qui sont générés par backwash.
- Effectuer une extraction périodique des hydrocarbures adsorbés sur le charbon actif par l'utilisation d'un solvant approprié ou envisager une régénération thermique pour le charbon actif saturé.

III.3.5. Les Bassin d'évaporation :

- Mettre en place une sous-station de traitement dédiée afin de traiter les eaux contaminées présentes dans les bassins d'évaporation en attendant le bon fonctionnement de la station principale. Il est important de préciser que cette sous-station existait déjà avant la signature du contrat avec SARL E.S, et qu'elle disposait d'un principe de fonctionnement basé sur le déshuilage et la clarification à l'aide de géotubes, permettant la séparation des hydrocarbures et la réduction de la charge polluante. Ainsi, la réhabilitation et la remise en service de cette sous-station constituent une solution pertinente afin d'assurer un prétraitement efficace des effluents en amont de la station principale les résultats des analyses de la station est montrer dans (*Annexe 5*). L'objectif principal est l'amélioration de la qualité des eaux et leur valorisation potentielle, tout en réduisant les concentrations en hydrocarbures et en matières en suspension, ce qui permet d'améliorer l'évaporation de cette.
- Installer un racleur de surface au niveau de chaque bassin afin d'éliminer en continu la couche d'huile accumulée en surface et réduire la contamination des eaux stockées.

III.3.6. Installation de projet de réinjection des eaux traitées :

Lorsque la station de traitement fonctionne correctement et que la qualité des eaux traitées est conforme aux normes requises, il est recommandé d'envisager la réinjection de ces eaux dans le gisement de gaz et de pétrole, constituant ainsi une valorisation économique et environnementale de l'eau traitée

La réinjection des eaux traitées dans le gisement est recommandée afin de compenser la chute de pression provoquée par l'extraction du gaz et du pétrole. En effet, lorsque le gaz est extrait du puits, la pression dans le gisement diminue progressivement, ce qui empêche les fluides de remonter naturellement vers la surface. La réinjection des eaux traitées permet donc de maintenir la pression du gisement à un niveau suffisant pour assurer une extraction continue et optimale des hydrocarbures.

CONCLUSION

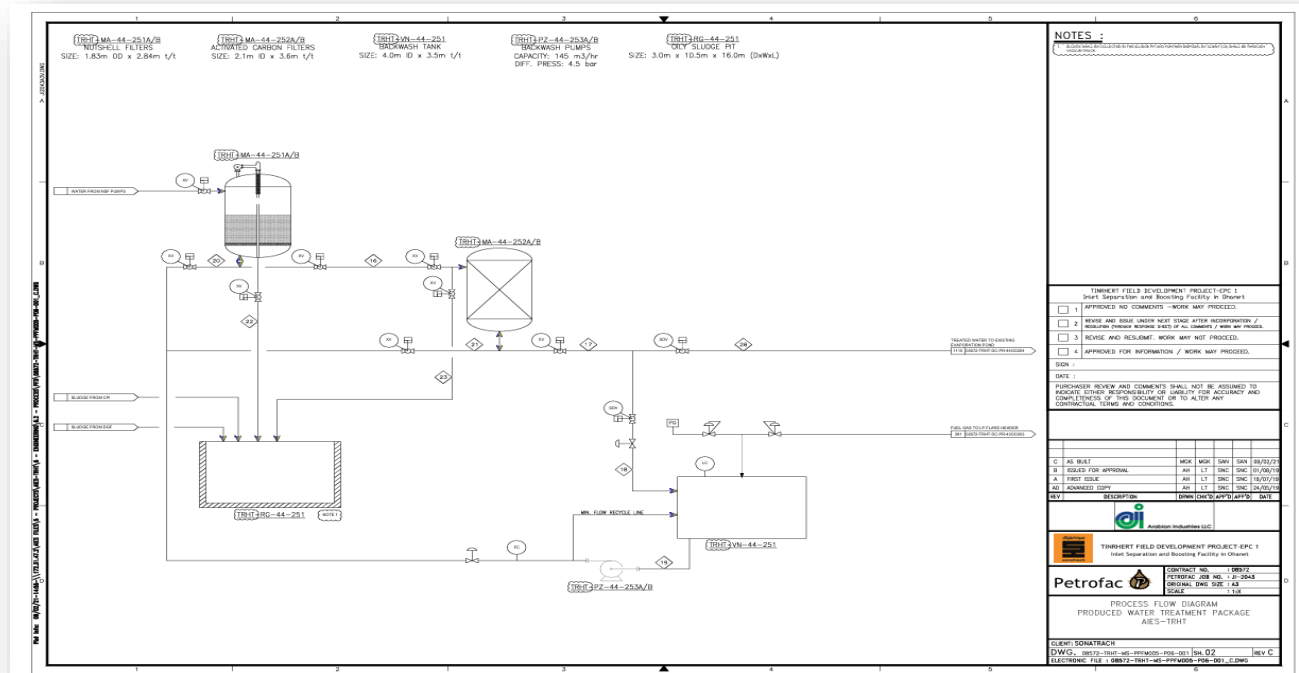
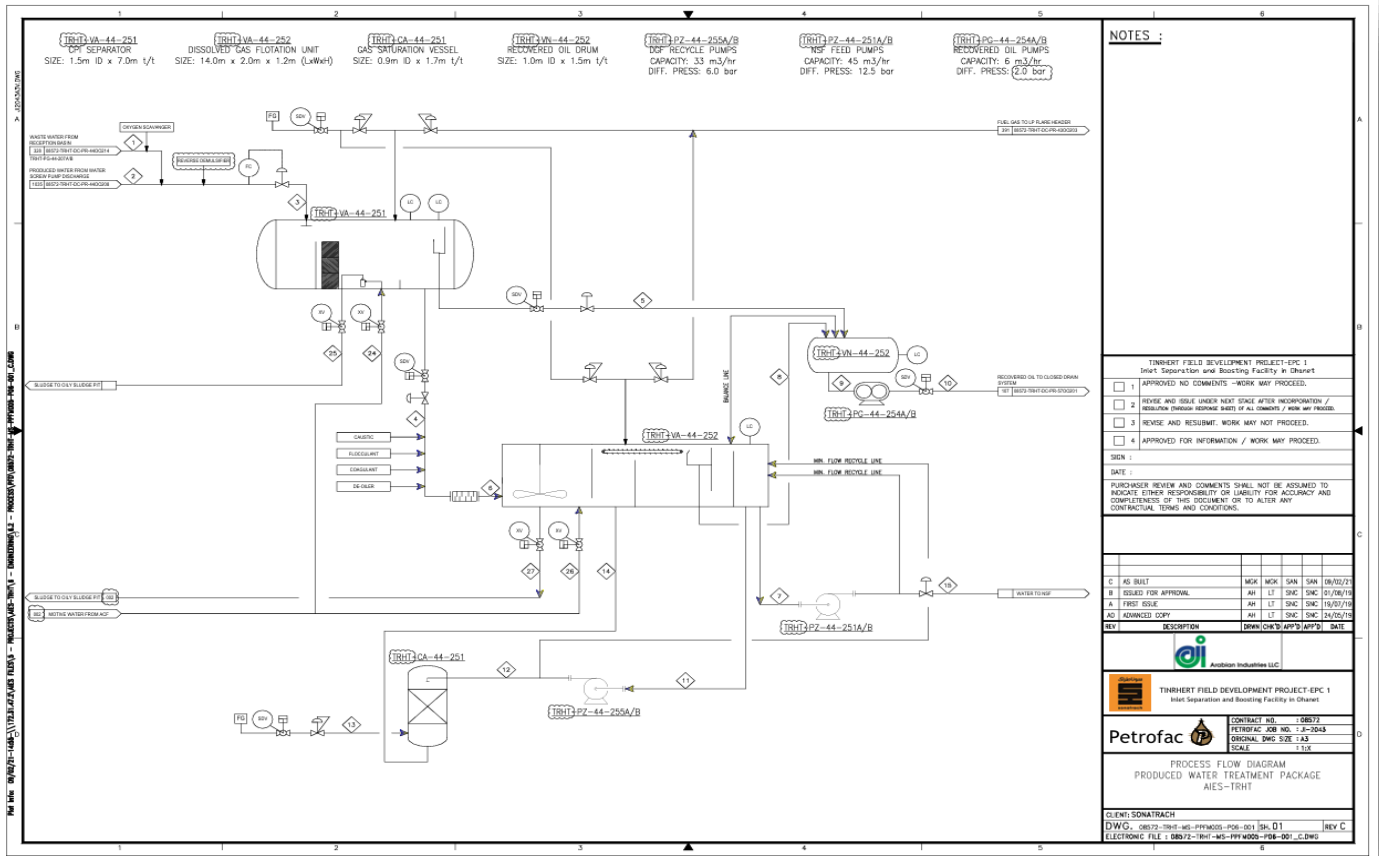
Conclusion générale :

La présente étude met en évidence le rôle central de l'unité de déshuilage de la PWTP dans la performance globale du traitement des effluents aqueux produits à Ohanet. L'analyse des équipements et des pratiques opérationnelles a révélé des lacunes significatives en particulier l'encrassement des colonnes et filtres, l'insuffisance des opérations de maintenance préventive et une gestion sous-optimale des produits chimiques qui compromettent l'efficacité de séparation des hydrocarbures et exposent l'installation à des risques de non-conformité réglementaire. Les recommandations avancées, portant sur le renforcement de la maintenance, l'optimisation du contrôle des paramètres opératoires, le renouvellement des médias filtrants et l'amélioration de la gestion des bassins d'évaporation, sont donc structurantes pour rétablir la performance et réduire les impacts environnementaux.

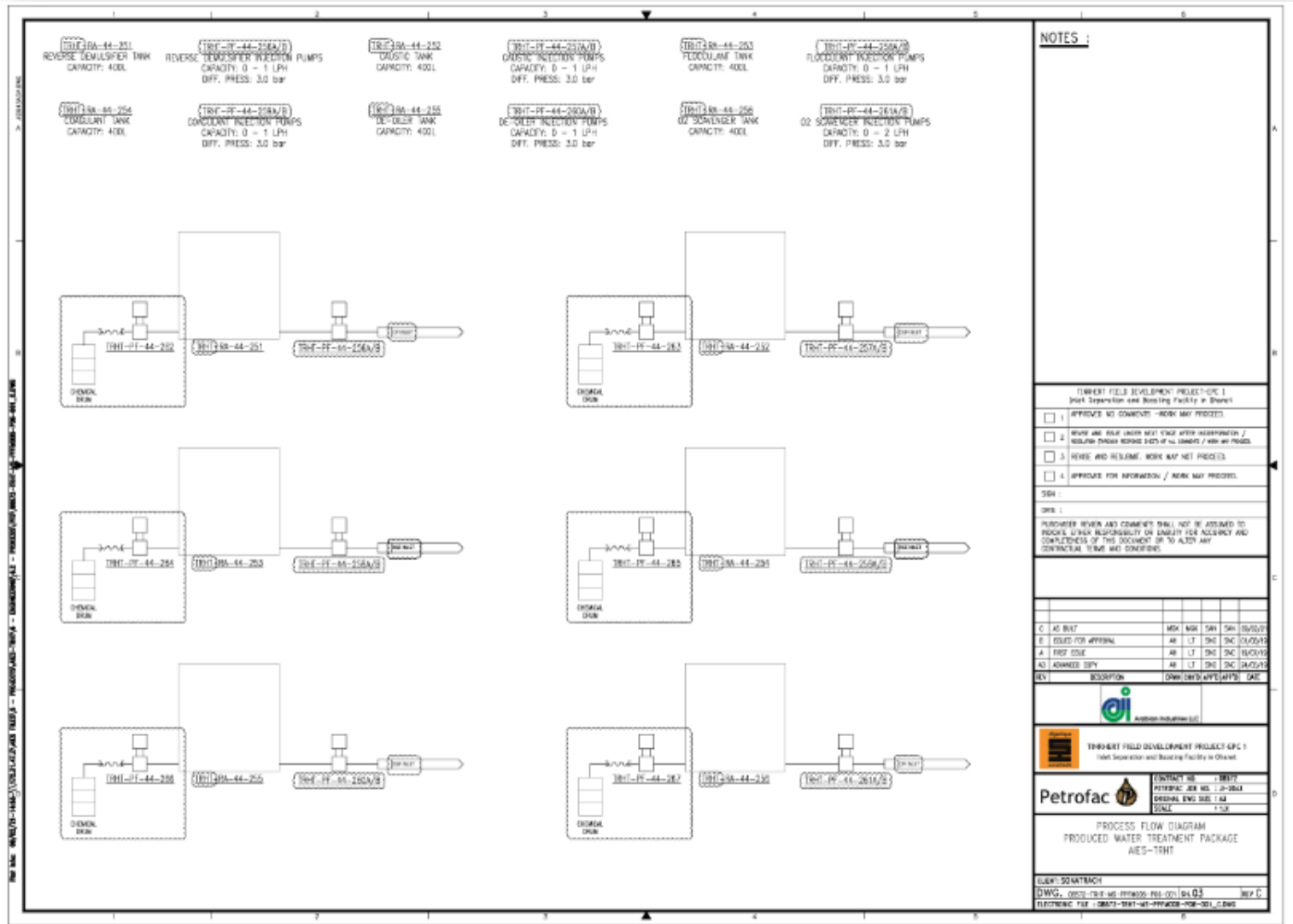
En outre, la réinjection des eaux traitées dans le gisement constitue une solution de valorisation doublement bénéfique : elle permet d'assurer une gestion économique des eaux produites tout en contribuant au maintien de la pression des réservoirs, facteur clé de la récupération secondaire. Toutefois, la mise en œuvre sûre et durable de cette option nécessite l'application rigoureuse de critères de qualité des effluents et une surveillance continue des paramètres de réinjection.

Enfin, la pérennité et l'amélioration continue de l'unité ne peuvent être dissociées d'un engagement institutionnel fort. À cet égard, les efforts engagés par SONATRACH notamment l'allocation de moyens financiers destinés à la modernisation des équipements, le financement de programmes de maintenance préventive et corrective, et le recrutement ou la formation d'ingénieurs spécialisés en traitement des eaux et en environnement constituent des leviers essentiels pour traduire les recommandations en actions concrètes. Le renforcement des ressources humaines qualifiées, combiné à un pilotage financier adapté, permettra d'instaurer des procédures opérationnelles robustes, des plans de contrôle qualité rigoureux et des indicateurs de performance pertinents. Ces mesures sont indispensables pour garantir une exploitation durable, conforme aux exigences environnementales et économiquement efficiente.

Annexes



Annexe 1 : PFD de séparateur CPI et DF
Annexe 2 : PFD de Nutshell filtre et charbon actif

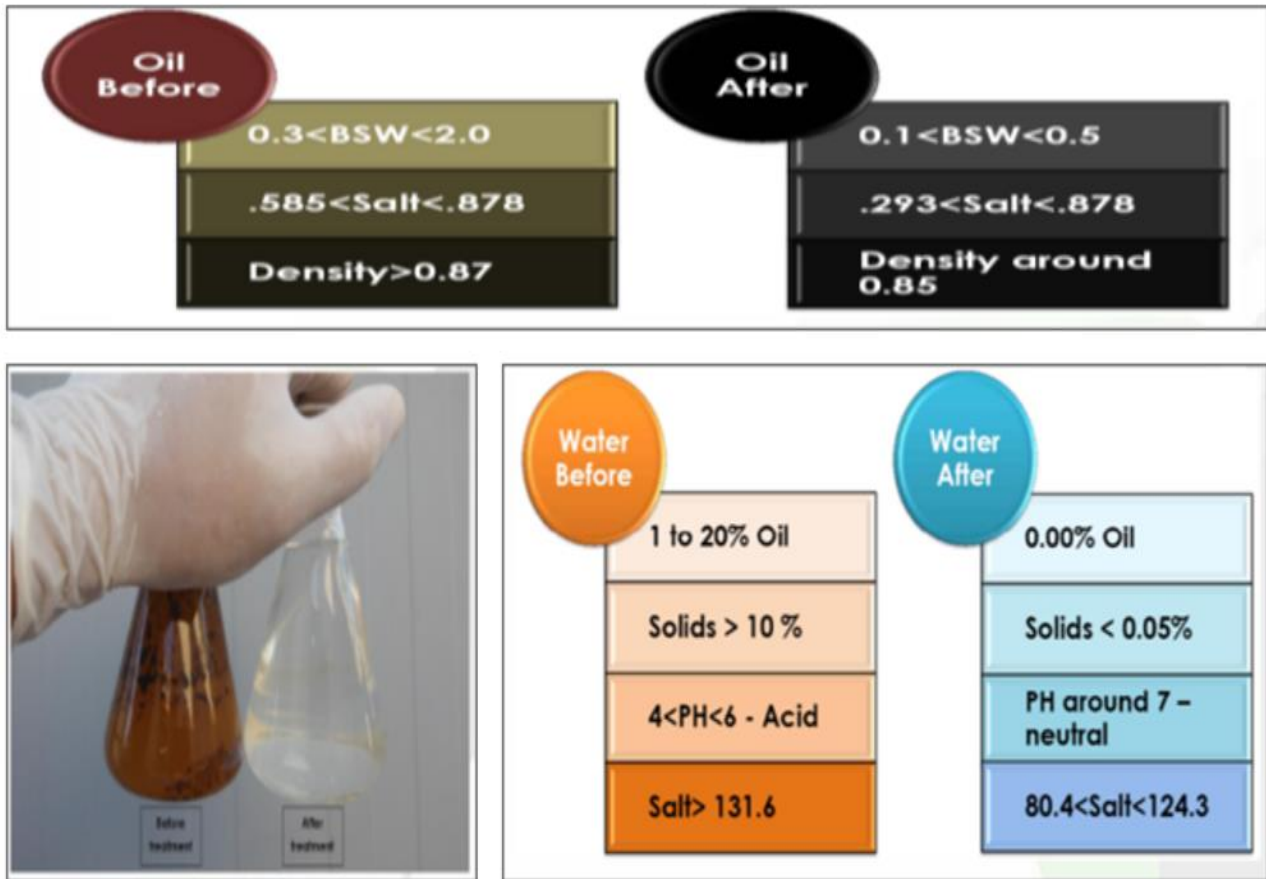


Annexe 3 : PFD des injections des produits chimiques

Stream	1		2		3		4		5		6		7		8		9		10		11		12		13		14		15		16		17		18		19		20		21		22		23		24		25		26		27		28		29		30		31		32		33		34		35		36		37		38		39		40		41		42		43		44		45		46		47		48		49		50		51		52		53		54		55		56		57		58		59		60		61		62		63		64		65		66		67		68		69		70		71		72		73		74		75		76		77		78		79		80		81		82		83		84		85		86		87		88		89		90		91		92		93		94		95		96		97		98		99		100		101		102		103		104		105		106		107		108		109		110		111		112		113		114		115		116		117		118		119		120		121		122		123		124		125		126		127		128		129		130		131		132		133		134		135		136		137		138		139		140		141		142		143		144		145		146		147		148		149		150		151		152		153		154		155		156		157		158		159		160		161		162		163		164		165		166		167		168		169		170		171		172		173		174		175		176		177		178		179		180		181		182		183		184		185		186		187		188		189		190		191		192		193		194		195		196		197		198		199		200		201		202		203		204		205		206		207		208		209		210		211		212		213		214		215		216		217		218		219		220		221		222		223		224		225		226		227		228		229		230		231		232		233		234		235		236		237		238		239		240		241		242		243		244		245		246		247		248		249		250		251		252		253		254		255		256		257		258		259		260		261		262		263		264		265		266		267		268		269		270		271		272		273		274		275		276		277		278		279		280		281		282		283		284		285		286		287		288		289		290		291		292		293		294		295		296		297		298		299		300		301		302		303		304		305		306		307		308		309		310		311		312		313		314		315		316		317		318		319		320		321		322		323		324		325		326		327		328		329		330		331		332		333		334		335		336		337		338		339		340		341		342		343		344		345		346		347		348		349		350		351		352		353		354		355		356		357		358		359		360		361		362		363		364		365		366		367		368		369		370		371		372		373		374		375		376		377		378		379		380		381	
--------	---	--	---	--	---	--	---	--	---	--	---	--	---	--	---	--	---	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--	-----	--

TINHVERT FIELD DEVELOPMENT PROJECT-EPC 1 Inlet Separation and Boosting Facility in Oman									
☐	1	APPROVED NO COMMENTS – WORK MAY PROCEED.							
☐	2	REVISE AND ISSUE UNDER NEXT DATE AFTER INCORPORATION / RESOLUTION THROUGH RESPONSE SHEET OF ALL COMMENTS / WORK MAY PROCEED.							
☐	3	REVISE AND RESUBMIT. WORK MAY NOT PROCEED.							
☐	4	APPROVED FOR INFORMATION / WORK MAY PROCEED.							
SIGN : _____									
DATE : _____									
PURCHASER REVIEW AND COMMENTS SHALL NOT BE ASSUMED TO INDICATE EITHER RESPONSIBILITY OR LIABILITY FOR ACCURACY AND COMPLETENESS OF THIS DOCUMENT OR TO ALTER ANY CONTRACTUAL TERMS AND CONDITIONS.									
C	AS BUILT	MKG	MKG	SAN	SAN	01/08/22			
B	ISSUED FOR APPROVAL	AH	LT	SNC	SNC	01/08/19			
A	FIRST ISSUE	AH	LT	SNC	SNC	16/07/19			
AD	ADVANCED COPY	AH	LT	SNC	SNC	24/05/19			
REV	DESCRIPTION	DNN	CMT	APP	APP	DATE			
 Aroclon Industries LLC									
									
TINHVERT FIELD DEVELOPMENT PROJECT-EPC 1 Inlet Separation and Boosting Facility in Oman									
 CONTRACT NO. : 08572 PETROFAC JOB NO. : J-2043 ORIGINAL DWG SIZE : A3 SCALE : 1:1X									
PROCESS FLOW DIAGRAM PRODUCED WATER TREATMENT PACKAGE AIES-TRHT									
CLIENT: SONATRACH									
DWG. 08572-TRHT-AIES-PFWM005-PO6-001 SH. 04									
ELECTRONIC FILE : 08572-TRHT-AIES-PFWM005-PO6-01.CWG									
									REV C

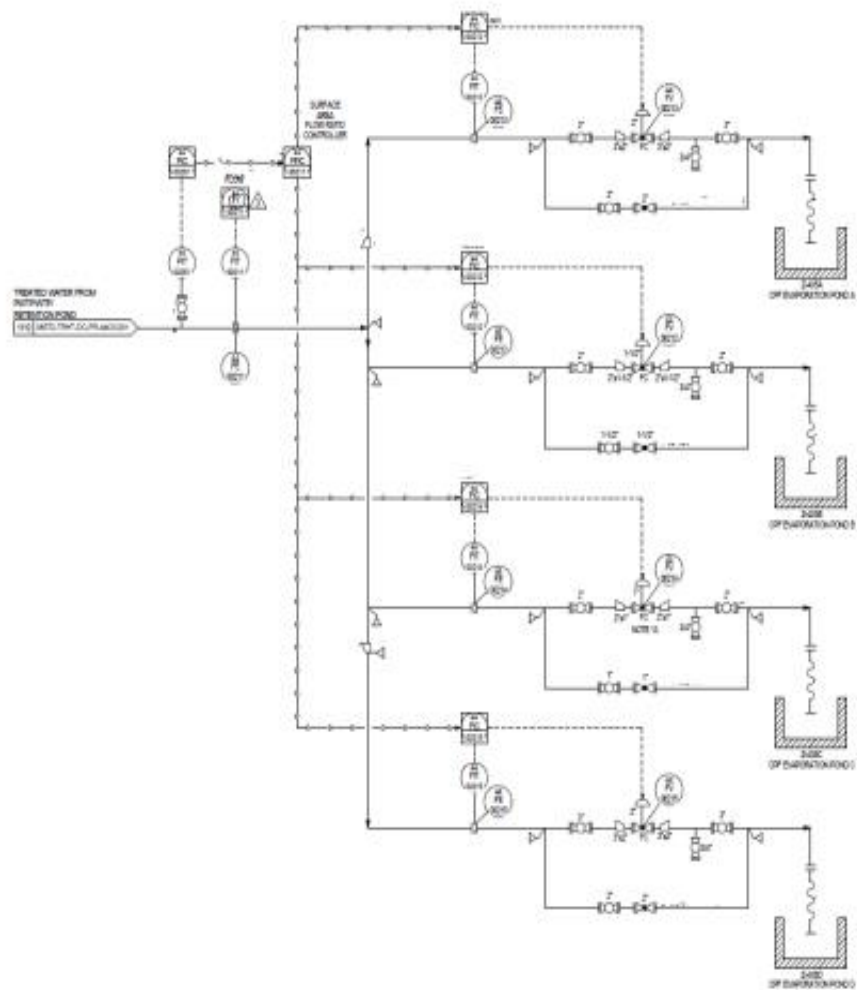
C. Traitement des borbiers des centres par le procédé de Déshuileage et Clarification



Annexe 5 : Résultats des analyses de sous-station

N°	Paramètres	Unités	Valeurs limites	Tolérances (installations)
1	Température	°C	30	30
2	pH	-	6,5 – 8,5	6,5 – 8,5
3	MES	mg/L	35	40
4	Azote Kjeldahl	mg/L	30	40
5	Phosphates total	mg/L	10	15
6	DCO	mg/L	120	130
7	DBO5	mg/L	35	40
8	Aluminium	mg/L	3	5
9	Substances toxiques bioaccumulables	mg/L	0,005	0,01
10	Cyanures	mg/L	0,1	0,15
11	Fluor et composés	mg/L	15	20
12	Indice de phénols	mg/L	0,3	0,5
13	Hydrocarbures totaux	mg/L	10	15
14	Huiles et graisses	mg/L	20	30
15	Cadmium	mg/L	0,2	0,25
16	Cuivre total	mg/L	0,5	1
17	Mercure total	mg/L	0,01	0,05
18	Plomb total	mg/L	0,5	0,75
19	Chrome total	mg/L	0,5	0,75
20	Etain total	mg/L	2	2,5

**Annexe 6 : Valeurs limites des rejets d'effluents liquides industriels (Décret
exécutif n° 06-141 du 19/04/2006)**



Annexe 7 : PFD des *bassins d'évaporation*

Références Bibliographiques

- [1] LATRECHE Mohammed Seghir et ZERROUKI Abdelkrim, « Traitement des eaux huileuses de l'unité de déshuilage de Hassi R'Mel », Mémoire de Master en chimie de l'environnement, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2019.
- [2] LAKHCHAKHACHE Brahim et ALLALI Abderrahmane, « Évolution de la qualité des eaux usées huileuses produites au niveau de la région Benkahla », Mémoire de Master, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2025.
- [3] Wafa GHEDEIR Ahmed et Khaoula SEHAILIA, « Étude des procédés de traitement des eaux huileuses dans la station de déshuilage », Mémoire de Master en génie des procédés, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2017.
- [4] Sonatrach, « Étude d'impact sur l'environnement de la Zone 01 de la Direction Régionale Ohanet », Division Laboratoires (DLAB), 2024.
- [5] République Algérienne Démocratique et Populaire, Décret exécutif n° 06-141 du 19 avril 2006 fixant les valeurs limites des rejets d'effluents liquides industriels, Journal Officiel de la République Algérienne, N° 26, 2006.
- [6] Organe d'Operating Conjoint — Ohanet Développement Algérie. Développement d'Ohanet — Volume 8 : STDM pour Ouvrages Annexes. Document technique ALG0003537, Révision 1.0. Sonatrach / BHP Billiton.
- [7] Plant Operating Manual — Produced Water Treatment System. Document n° 08572-TRHT-MU-CM-44-OO-209, Révision 0. Section 4.1.4.1: CPI Separator
- [8] I. Farourou et T. Gacme, « Traitement des eaux contaminées par les produits pétroliers de centre industriel nord CINA – Hassi Messaoud », Mémoire de Master, Génie de Raffinage, Université Kasdi Merbah Ouargla, Algérie, 2022
- [9] A. BENARIMA et KOUADRI, « Adsorption sur charbon actif », Document technique, CERIST, 2003/2017.
- [10] L.-M. SUN, F. MEUNIER, « Adsorption – Aspects théoriques », *Techniques de l'Ingénieur*, Réf. J2730 V1, Traité Génie des procédés, Paris, mars 2003
- [11] Sonatrach & Petrofac, Tinhert Field Development Project – EPC 1: Inlet Separation and Boosting Facility in Ohanet, Equipment List, Document No. 08572-TRHT-MS-PPFM005-P06-001, Rev. C, 20 March 2020.
- [12] Sonatrach & Petrofac, Tinhert Field Development Project – EPC 1: Plant Operating Manual – Produced Water Treatment System, Petrofac Project No. : JI-2043, Revision 0, 02 June 2021.
- [13] Sonatrach, Présentation sur l'unité de traitement des eaux huileuses – Direction Régionale Ohanet, Présentation PowerPoint, 2021.

- [14] Allaki, N. (2016). La gestion des déchets au niveau de SONATRACH DP OHANET Unité Gaz [Mémoire de Master 2]. Université M'hamed Bougara – Boumerdes.
- [15] Sonatrach & Petrofac (n.d). Process Calculation for Produced Water Treatment Package; Document No. 08572-TRHT-MS-PPFM005-P02-001, Rev. D. Tinhert Field Development Project – EPC 1.
- [16] Sonatrach & Petrofac (2021). Equipment List: Produced Water Treatment and Waste Water Treatment Package, Document No. 08572-TRHT-MS-PPFM005-P06-001, Rev. C. Tinhert Field Development Project – EPC 1.
- [17] (communication interne) Bouaroua, C. (2024). Description Générale du Complexe Industriel Gaz de la DR-OHANET [Rapport de fin de période d'essai]. Sonatrach, Division Production, Direction Régionale Ohanet.
- [18] DOUADI M., MEDAKENE A., Étude de l'adsorption d'une eau polluée par des hydrocarbures sur charbon actif, Mémoire de Master, Université Kasdi Merbah Ouargla, Faculté des Sciences Appliquées, Département de Génie des Procédés, 2017.

Résume :

Le présent travail porte sur l'optimisation du fonctionnement de l'unité de déshuilage de la Station de Traitement des Eaux de Production Huileuse (PWTP) d'Ohanet. Il s'appuie sur l'étude des performances des principaux équipements de traitement, à savoir le séparateur à plaques inclinées (CPI), le séparateur par flottation à gaz dissous (DGF), le filtre à coques de noix (Nutshell Filtre) et le filtre à charbon actif.

L'analyse, réalisée dans le cadre d'un stage de 45 jours au sein du complexe gazier de SONATRACH à Ohanet, a permis d'identifier plusieurs dysfonctionnements affectant l'efficacité du procédé. Les résultats physicochimiques obtenus révèlent des taux d'élimination insuffisants : le séparateur CPI affiche un rendement d'élimination des hydrocarbures de 34 %, bien en deçà de sa conception, tandis que le DGF présente un taux d'élimination de 61 % contre 90 % attendus, en raison notamment de l'absence d'injection de produits chimiques (désémulsifiant, coagulant, flocculant) et de l'indisponibilité du gaz de flottation. Les filtres NSF et à charbon actif se sont révélés totalement saturés, rendant nécessaire leur mise en by-pass. Les essais complémentaires menés ont démontré l'efficacité du skimming avec un rendement d'élimination des hydrocarbures de 69 %, et ont confirmé l'impact positif du Sand Jetting sur la réduction de MES (jusqu'à 18,9 % au niveau du CPI). Les essais d'adsorption sur charbon actif ont quant à eux mis en évidence l'importance du temps de contact, de la vitesse d'agitation, de la dose d'adsorbant et du pH, avec un rendement maximal de 76,49 % obtenu à 500 tr/min.

Ces résultats ont conduit à formuler des recommandations concrètes visant à améliorer les performances globales de l'unité, notamment par le renforcement de la maintenance, l'optimisation des paramètres opératoires, une meilleure gestion des réactifs chimiques et le renouvellement des médias filtrants. Enfin, la réinjection des eaux traitées dans le gisement est proposée comme solution durable permettant la valorisation des effluents et le maintien de la pression des réservoirs.

Abstract:

This work focuses on optimizing the operation of the oily water treatment unit (PWTP) at the Ohanet site. It is based on the analysis of the performance of the main treatment equipment, namely the Corrugated Plate Interceptor (CPI), the Dissolved Gas Flotation unit (DGF), the Nutshell Filter, and the activated carbon filter.

The study, carried out during a 45-day internship at the SONATRACH gas complex in Ohanet, revealed several operational issues affecting process efficiency. The physicochemical results obtained show insufficient removal rates: the CPI separator displays a hydrocarbon removal efficiency of 34%, well below its design capacity, while the DGF achieves only 61% compared to the expected 90%, mainly due to the absence of chemical injection (demulsifier, coagulant, flocculant) and the unavailability of flotation gas. The NSF and activated carbon filters were found to be completely saturated, requiring bypass. Complementary tests demonstrated the effectiveness of skimming with a hydrocarbon removal efficiency of 69%, and confirmed the positive impact of Sand Jetting on suspended solids reduction (up to 18.9% at the CPI level). Activated carbon adsorption tests highlighted the importance of contact time, agitation speed, adsorbent dose and pH, with a maximum efficiency of 76.49% achieved at 500 rpm.

These results led to the formulation of practical recommendations aimed at improving the overall performance of the unit, including strengthening maintenance practices, optimizing operating parameters, improving chemical management and renewing filtration media. Finally, the reinjection of treated water into the reservoir is proposed as a sustainable solution allowing both the valorization of produced water and the maintenance of reservoir pressure.

ملخص:

بحقل (PWTP) يتناول هذا العمل تحسين أداء وحدة نزع الزيوت ضمن محطة معالجة المياه المنتجة الزيتية (CPI) ، أو هانت، من خلال دراسة وتحليل كفاءة أهم تجهيزات المعالجة، والمتمثلة في فاصل الصفائح المائلة ، ومرشح الكربون النشط (Nutshell Filter) ، ومرشح قشور الجوز (DGF) ووحدة التعويم بالغاز المذاب .

أنجزت هذه الدراسة خلال تريض ميداني دام 45 يوماً على مستوى المركب الغازي التابع لشركة سوناطراك CPI بأوهانت، حيث كشفت النتائج الفيزيوكيميائية المحصل عليها عن مردوديات إزالة غير كافية : إذ سجل فاصل DGF نسبة إزالة للمحروقات لا تتجاوز 34 % مقارنةً بما هو مصمم له، في حين لم تتجاوز كفاءة وحدة 61 % عوضاً عن 90 % المتوقعة، وذلك بسبب غياب حقن المواد الكيميائية (مزيل المستحلب، المخثر، المندف) والكربون النشط في حالة إشباع تام مما استوجب تحويل مسار NSF وانعدام غاز التعويم. كما تبيّن أن مرشحي بمردودية إزالة (Skimming) التدفق عنهما. وقد أثبتت التجارب التكميلية المنجزة فعالية عملية الكشط السطحي في تخفيض المواد (Sand Jetting) للمحروقات بلغت 69 %، فضلاً عن التأثير الإيجابي لعملية إزالة الرمال كما كشفت تجارب الامتزاز على الكربون النشط عن CPI. العالقة بنسبة تصل إلى 18,9 % على مستوى فاصل الدور المحوري لكل من زمن التلامس وسرعة التحريك وكمية المادة الممتزة ودرجة الحموضة، مع تسجيل أعلى مردودية قدرها 76,49 % عند سرعة تحريك 500 دورة/دقيقة.

أفضت هذه النتائج إلى صياغة توصيات عملية تهدف إلى تحسين الأداء الشامل للوحدة، تشمل تعزيز برامج الصيانة الوقائية، وضبط المعايير التشغيلية، وتحسين إدارة المواد الكيميائية، وتجديد الأوساط الترشيحية. وفي الختام، تم اقتراح إعادة حقن المياه المعالجة داخل المكنن كحل استراتيجي مستدام يُسهم في تنمين هذه المياه والحفاظ على ضغط الخزانات