



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique



Mémoire de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'État

Spécialité : Génie des Procédés et Environnement

Optimisation des paramètres physico-chimiques de traitement des eaux huileuses par désémulsification chimique de l'unité PWT-TAGI du champ El-Merk

Réalisé par :

M. Mohamed El Amine RACHEDI

M. Mohammed Mehdi BEKHECHI

Encadrés par :

Dr. Naima DJELLOULI (ENP)

M. Hamza BENALLAL (GB)

Soutenu le 25 Juin 2023, Devant le jury composé de :

Président Pr. Abdelkader NAMANE

Examinatrice Dr. Chahinez TCHEKIKEN

Examineur Dr. Elias BENAMIRA

Promotrice Dr. Naima DJELLOULI

ENP - Professeur

ENP - MCB

ENP - MCB

ENP - MCB



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique



Mémoire de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'État

Spécialité : Génie des Procédés et Environnement

Optimisation des paramètres physico-chimiques de traitement des eaux huileuses par désémulsification chimique de l'unité PWT-TAGI du champ El-Merk

Réalisé par :

M. Mohamed El Amine RACHEDI

M. Mohammed Mehdi BEKHECHI

Encadrés par :

Dr. Naima DJELLOULI (ENP)

M. Hamza BENALLAL (GB)

Soutenu le 25 Juin 2023, Devant le jury composé de :

Président : Pr. Abdelkader NAMANE

Examinatrice : Dr. Chahinez TCHEKIKEN

Examineur : Dr. Elias BENAMIRA

Promotrice : Dr. Naima DJELLOULI

ENP - Professeur

ENP - MCB

ENP - MCB

ENP - MCB

Dédicace

À ma mère, qui a enduré sans me laisser souffrir, Tu as sacrifié tant de choses pour moi, mettant constamment mes besoins et mon bonheur avant les tiens. Grâce à toi, je suis devenu la personne que je suis aujourd'hui. Je te promets de mettre tout en œuvre pour te rendre fière.

À mon père, tu as toujours été là pour moi, avec ton amour inconditionnel, tes prières et ton soutien. Je veux que tu sois fier de la personne que je suis devenue.

À mes chers frères Mehdi et Sohaib, mes sœurs Khadidja et Zeineb et ma nièce Layan, vous êtes les piliers de ma vie et mes plus grands alliés. Chacun de vous est unique et précieux à sa manière. Que notre amour et notre lien familial perdurent pour toujours.

À mon très cher cousin et ami Karim, qui nous a quitté cette année. Je te remercie pour tous les précieux moments que nous avons partagé ensemble. Tu resteras à jamais dans nos cœurs et dans nos pensées. Espérons que nous nous retrouverons au paradis, InchaAllah.

À mon binôme, Mehdi nous avons parcouru un long chemin ensemble. Je te remercie d'avoir partagé cette expérience unique avec moi. Ce mémoire est le fruit de notre partenariat solide et de notre travail acharné.

À mes chers amis, que nos chemins continuent à se croiser et que notre amitié s'épanouisse. Vous avez été là pour moi, partageant les rires et les larmes. Je suis honoré de vous avoir à mes côtés.

À tous ceux qui me sont chers, à vous tous

Merci.

- *Amine*

Dédicace

Je dédie ce travail à ma mère, pour son amour inconditionnel, sa patience et son soutien indéfectible. Tu as été ma plus grande source d'inspiration et je te suis reconnaissant pour tous les sacrifices que tu as faits pour moi,

À mon père, qui a été mon modèle de détermination et de persévérance.

Tes sacrifices, ton amour inconditionnel et ton soutien constant ont été les piliers de ma réussite. je suis reconnaissant pour tous les sacrifices que tu as faits pour moi,

À mes grands-parents, je dédie ce travail en reconnaissance de votre amour et de votre soutien constants. Vos histoires, votre sagesse et vos encouragements ont enrichi ma vie et m'ont inspiré à persévérer,

À ma sœur Hiba et mon frère Yacine, mes précieux compagnons de vie. Vous avez été mes partenaires d'aventures, mes confidents et mes plus grands soutiens. Votre présence a apporté de la joie, de l'amour et de l'inspiration à chaque étape de mon parcours,

À mon binôme et ami Amine, qui a été un véritable compagnon de route tout au long de ce projet. Ta collaboration, ton expertise et ton dévouement ont grandement contribué à sa réussite.

À mes amis Moncef, Rayane, Zaki, Wahib, Janette, Wanis, Khalil, Nassim, et tous ceux qui m'ont accompagné sans être mentionnés, votre amitié et votre soutien inconditionnel ont été une source d'inspiration constante. Merci d'avoir partagé avec moi des moments précieux et d'avoir rendu ce parcours encore plus spécial.

À tous ceux qui me sont chers, à vous tous

Merci.

- *Mehdi*

Remerciements

Tout d'abord, nous remercions Allah le tout puissant de nous avoir donné le courage et la patience nécessaires à mener ce travail à son terme.

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à notre promotrice, Dr. Naima DJELLOULI, pour son précieux encadrement et son soutien tout au long de notre parcours. Votre expertise et votre dévouement ont été essentiels à notre réussite. Nous vous sommes profondément reconnaissants pour votre contribution.

Nous souhaitons exprimer notre profonde gratitude au Pr. Abdelkader NAMANE d'avoir accepté avec honneur la présidence du jury de notre soutenance. Nous sommes également reconnaissants envers Dr. Elias BENAMIRA et Dr. Chahinez TCHEKIKEN d'avoir fait honneur en acceptant d'examiner et de juger notre travail.

Nous souhaitons exprimer notre profonde gratitude envers tous les ingénieurs et techniciens du GROUPEMENT BERKINE champ El-Merk qui ont généreusement offert leur aide et leur expertise tout au long de notre séjour, en particulier Hamza, Omar, Achour, Walid et Kamel. Leur soutien inestimable et leur dévouement ont été essentiels dans la réalisation de notre projet.

Un merci particulier est adressé au personnel du laboratoire pour leur accueil chaleureux et leur collaboration dans tout travail effectué.

Nous tenons également à exprimer notre profonde gratitude envers tous nos enseignants de notre cursus. Leur dévouement et leur expertise ont eu un impact vital dans notre formation.

Nous souhaitons également exprimer notre reconnaissance envers Almafrique et Himaya Plus. Leur soutien logistique et leur accueil chaleureux ont rendu notre séjour confortable et agréable.

Enfin, nous tenons à remercier tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire. Votre soutien, vos conseils et vos encouragements ont été d'une valeur inestimable tout au long du séjour.

ملخص

في هذه المذكرة ، كان هدفنا الرئيسي هو تحسين معالجة المياه الزيتية من وحدة معالجة المياه المنتجة في حقل المرك من خلال تحسين المعايير الفيزيائية والكيميائية للمعالجة من خلال إضافة المواد الكيميائية. لقد سعينا إلى زعزعة استقرار مستحلب النفط الخام والماء وتحقيق فصل فعال لتلبية مواصفات محتوى النفط الموجود في الماء المقطرة ب 20 جزء في المليون لإعادة الحقن في الآبار النفطية . لتحقيق هذا الهدف ، حددنا العوامل الرئيسية مثل درجة الحرارة ، والجرعة ، ودرجة الحموضة والوقت الكافي للتفاعل ، وكذلك الاختيار بين المواد الكيميائية المزيلة للاستحلاب . باستخدام تصميم عاملي ، تم اختيار مزيج مختر/مندف CLAR16036A/CLAR16029A باعتباره الأكثر كفاءة. وجدنا أيضًا أن ارتفاع درجة الحرارة كان مهمًا للفصل الفعال. بعد إجراء تجارب مع 81 تركيبة جرعة ، تم استخدام طرق مختلفة للنمذجة والتحسين على MATLAB لتحديد النقطة المثلى (61 جزء في المليون من مادة التبختر و 41 جزء في المليون من مادة الندف) والتي أظهرت كفاءة عالية بنسبة 91% دون مواجهة مشاكل ترسب الكتل. تفتح هذه النتائج آفاقًا جديدة واعدة لمعالجة المياه الزيتية في الصناعة ، مما يساهم في تحسين إدارة المياه المنتجة والوقاية من مشاكل انسداد مكامن النفط. مع ذلك ، وحدة المعالجة تعرض العديد من العوائق والمشاكل التي تمنع إضافة المادة الكيميائية بأقصى قدر من الكفاءة. من أجل نقل هذه النتائج إلى بيئة صناعية ، تم تقديم توصيات لتعديل العملية والتعامل مع التعقيدات في الموقع.

كلمات مفتاحية :

الهيدروكربونات ، المياه المنتجة ، الاستحلاب ، تصميم تجريبي ، التحسين

Abstract

In this thesis, our main objective was to improve the treatment of oily water from the produced water treatment unit TAGI in El-Merk field by optimizing the physico-chemical parameters of the treatment through the addition of chemicals. We sought to destabilize the existing emulsion and achieve efficient separation of oil and water to meet the 20 ppm oil content specification for re-injection into the oil wells. To achieve this goal, we identified key factors such as temperature, dose, pH and time needed for the reaction, as well as the choice between reverse demulsifier chemicals. Using a factorial design, a coagulant/flocculant combination (CLAR16036A/CLAR16029A) was selected as the most efficient. We also found that high temperature was important for effective separation. After conducting experiments with 81 dose combinations, various modeling and optimization methods on MATLAB were used to determine an optimum point (61 ppm coagulant and 41 ppm flocculant) which demonstrated a high efficiency of 91% without encountering floc deposition problems. These results open up promising new prospects for the treatment of oily water in industry, contributing to better management of produced water and the prevention of oil reservoir blockage problems. However, the treatment unit presents several obstructions and problems that prevent the chemical from being added at maximum efficiency. In order to transfer these findings to an industrial setting, recommendations were made for adjusting the process and dealing with on-site complications.

Keywords : Hydrocarbons, Produced water, Demulsification, experimental design, Optimization.

Résumé

Dans ce mémoire, notre objectif principal était d'améliorer le traitement des eaux huileuses de l'unité de traitement des eaux produites TAGI du champ El-Merk en optimisant les paramètres physico-chimiques du traitement par l'ajout de produits chimiques. Nous avons cherché à déstabiliser l'émulsion présente et à réaliser une séparation efficace de l'huile et de l'eau pour atteindre la spécification de la teneur en huile de 20 ppm pour la ré-injection dans les puits de pétrole. Pour atteindre cet objectif, nous avons identifié les facteurs clés tels que la température, la dose, le pH et le temps requis pour la réaction, ainsi que le choix entre les produits chimiques désémulsifiants inverses. À l'aide d'un plan factoriel, une combinaison coagulant/floculant (CLAR16036A/CLAR16029A) a été sélectionnée comme la plus performante. De plus, nous avons constaté l'importance de la température élevée dans la séparation efficace. Après avoir réalisé des expériences avec 81 combinaisons de doses, différentes méthodes de modélisation et d'optimisation sur MATLAB ont été utilisées pour déterminer un point optimal (61 ppm de coagulant et 41 ppm de floculant) qui a démontré une efficacité élevée de 91% sans rencontrer de problèmes de dépôt de floes. Ces résultats ouvrent de nouvelles perspectives prometteuses pour le traitement des eaux huileuses dans l'industrie, contribuant ainsi à une meilleure gestion des eaux produites et à la prévention des problèmes de bouchage du réservoir pétrolier. Cependant, l'unité de traitement présente plusieurs obstructions et problèmes qui entravent l'ajout du produit chimique avec une efficacité maximale. Afin de transférer ces découvertes dans un cadre industriel, des recommandations ont été formulées pour ajuster le processus et faire face aux complications sur site.

Mots clés : Hydrocarbures, Eaux produites, Désémulsion, Plan d'expérience, Optimisation.

Table des matières

Liste des tableaux	
Table des figures	
Liste des sigles et acronymes	
Introduction générale	18
1 LES REJETS DE L'INDUSTRIE PETROLIERE ET GAZIERE	20
1.1 Introduction	21
1.2 Les hydrocarbures liquides	21
1.2.1 Caractéristiques	21
1.2.2 Impact environnemental	23
1.2.3 Réglementation algérienne	23
1.3 Les émissions gazeuses	24
1.3.1 Types et sources	24
1.3.2 Impact environnemental	25
1.3.3 Réglementation algérienne	25
1.4 Les eaux produites	26
1.4.1 Caractéristiques des mélanges huile/eau	26
1.4.2 Impact environnemental	26
1.4.3 Réglementation algérienne	28
1.5 Les déchets solides	28
1.5.1 Types et réglementation	28
1.5.2 Impact environnemental	29
1.6 Les nuisances sonores	29
1.6.1 Sources	29
1.6.2 Impact sur la santé publique	29
1.6.3 Réglementation algérienne	30
1.7 Les autres types de polluants	30
1.7.1 Les substances radioactives	30
1.7.2 Les produits chimiques	31
2 LES EMULSIONS	32
2.1 Introduction	33
2.2 Généralités sur les émulsions	33
2.2.1 Définition	33
2.2.2 Les types d'émulsions	33
2.2.3 Le rôle du tensioactif dans la formation et la stabilité d'émulsions	34
2.2.4 Les émulsions O/W et leur stabilité	39

2.3	Méthodes et techniques de désémulsification	41
2.3.1	Séparation gravitaire	42
2.3.2	Les procédés de flottation	43
2.3.3	Traitement chimique	44
2.3.4	Les procédés par adsorption	45
2.3.5	Séparations centrifuges	46
2.3.6	Filtration membranaire	47
2.3.7	Traitement Biologique	47
2.3.8	Les procédés d'oxydation catalytique	48
3	PRESENTATION DU CHAMP EL-MERK	49
3.1	Introduction	50
3.2	Présentation de Groupement Berkine	50
3.3	Le Champ d'El Merk	51
3.4	Description du CPF El Merk	51
3.4.1	Les différentes divisions du CPF	52
3.4.2	Puits producteurs	53
3.4.3	Réception de la production au CPF	54
3.4.4	Stockage et export des hydrocarbures	56
3.5	Processus de l'unité PWT	57
3.5.1	Système de traitement des eaux produites TAGI Train-1	59
3.5.2	Système de traitement des eaux produites TAGI Train-2	62
4	MATERIELS ET METHODES	63
4.1	Introduction	64
4.2	Appareillage expérimental	64
4.2.1	Equipements et Verrerie de laboratoire	64
4.2.2	Appareils	64
4.2.3	Produits et réactifs	65
4.3	Protocole expérimental	67
4.3.1	Analyse oil in water	67
4.3.2	Les tests d'efficacités	67
4.4	Les plans d'expériences	69
4.5	Les plans factoriels complets à deux niveaux	69
4.5.1	Effets globaux	70
4.5.2	Signification des effets et validation du modèle	71
4.6	Choix des facteurs à étudier	74
4.6.1	Paramètres du Plan factoriel	74
4.6.2	Niveaux haut et bas des facteurs	74
4.7	Technique d'optimisation	75
4.7.1	Saisie des résultats et interpolation	75
4.7.2	Méthode graphique/visuelle	75
4.7.3	Méthode d'ajustement de courbe	75
5	RESULTATS ET DISCUSSION	78
5.1	Introduction	79
5.2	Propriétés de l'eau produite	79
5.3	Application du plan factoriel	79

5.3.1	Plan factoriel du FLOCTREAT 5273	81
5.3.2	Plan factoriel du NALMET 1689	84
5.3.3	Plan factoriel du Coagulant/Floculant	87
5.3.4	Conclusion sur les plans factoriels	90
5.4	Optimisation du dosage Coagulant/Floculant	91
5.4.1	Réalisation des expériences	91
5.4.2	Résultats des expériences	92
5.4.3	Choix des contraintes et déclaration des données	102
5.4.4	Optimisation par la méthode graphique/visuelle	103
5.4.5	Optimisation par modélisation	104
5.4.6	Validation des résultats	109
5.4.7	conclusion	109
Conclusion et recommandations		110
Annexes		119
A Fiches techniques et SDS des produits utilisés		120
B Spécifications et normes		125

Liste des tableaux

1.1	Composition chimique des principaux hydrocarbures pétroliers (FINGAS 2012; WANG et al. 2007)	22
1.2	Propriétés des principaux hydrocarbures pétroliers (FINGAS 2012)	23
1.3	Valeurs limites des rejets d'effluents liquides d'une raffinerie de pétrole (décret exécutif n° 06-141)	24
1.4	Valeurs limites des rejets atmosphériques pour le raffinage et la transformation des produits dérivés du pétrole (décret exécutif n° 06-138)	25
1.5	Niveaux sonores autorisés en Algérie (Décret exécutif n°93-184)	30
2.1	Noms et abréviations des classes les plus courantes de tensioactifs (IVANKOVIĆ et al. 2010)	37
4.1	Equipements et verrerie de laboratoire	64
4.2	Appareils utilisés	64
4.3	Propriétés physiques du CLAR16029A	66
4.4	Propriétés physiques du CLAR16036A	66
4.5	Matrice d'expériences avec réponses et effets pour un plan factoriel complet 2^2	71
4.6	Tableau d'analyse de la variance	72
4.7	Niveaux haut et bas de chaque facteur	74
5.1	Les propriétés de l'eau produite	79
5.2	Test significatif et validation du modèle pour FLOCTREAT 5273	81
5.3	Effets moyens des facteurs D1 et T	82
5.4	Effets de l'interaction D1-T	83
5.5	Test significatif et validation du modèle pour NALMET 1689	84
5.6	Effets moyens des facteurs D2 et T	85
5.7	Effets de l'interaction D2-T	86
5.8	Test significatif et validation du modèle pour la combinaison Coagulant/ Floculant	87
5.9	Effets moyens des facteurs D3 et T	88
5.10	Effets de l'interaction D3-T	89
5.11	Les combinaisons d'expériences pour les dosages du Coagulant/Floculant	91
5.12	Résultats des expériences pour DC = 5 ppm	92
5.13	Résultats des expériences pour DC = 16,875 ppm	93
5.14	Résultats des expériences pour DC = 28,1875 ppm	94
5.15	Résultats des expériences pour DC = 40,625 ppm	95
5.16	Résultats des expériences pour DC = 52,5 ppm	96
5.17	Résultats des expériences pour DC = 64,375 ppm	97
5.18	Résultats des expériences pour DC = 76,25 ppm	98
5.19	Résultats des expériences pour DC = 88,125 ppm	99

5.20	Résultats des expériences pour $DC = 100$ ppm	100
5.21	Vérification des résultats théoriques	109

Table des figures

1.1	Structure moléculaire de base des principaux hydrocarbures pétroliers (COLOMBANO et al. 2008)	21
1.2	Les différentes terminologies utilisées dans les cadres des hydrocarbures « légers » (ÉNERGIES 2022)	22
1.3	Classification et taille des gouttelettes d’huile dans l’eau (KUNDU et al. 2018)	27
1.4	Pyramide des effets extra-auditifs du bruit (BABISCH et al. 2002)	29
2.1	Représentation schématique des émulsions simples et doubles (GUÉRY 2006)	34
2.2	Représentation schématique d’une molécule tensioactive (MONIÉ 2021) . .	34
2.3	Représentation schématique des quatres classes de tensioactifs (DRUYDES 2022)	35
2.4	Structure moléculaire d’un tensioactif et son orientation à l’interface (COCA et al. 2010)	35
2.5	Représentation schématique tridimensionnelle d’une micelle et d’un liposome (KHANACADEMY 2022)	36
2.6	La tension superficielle en fonction de la concentration du tensioactif (DATAPHYSICS 2022)	36
2.7	Orientation des tensioactifs en fonction du type d’émulsion (COCA et al. 2010)	36
2.8	Structures chimiques de quelques tensioactifs courants (IVANKOVIĆ et al. 2010)	38
2.9	La méthode de la plaque de Wilhelmy pour la mesure de la tension de surface/tension interfaciale (COCA et al. 2010)	39
2.10	Angles de contact et mouillabilité d’une surface (BOUZID 2019)	40
2.11	Schéma de la double couche et du potentiel Zêta (SDTECH 2022)	41
2.12	Schéma simplifié d’un séparateur gravitaire (BACKI et al. 2017)	42
2.13	Schéma d’un réservoir IGF (PANNEER SELVAM 2018)	43
2.14	Illustration de la génération de bulles pendant la DGF (DAS et al. 2018) .	44
2.15	Mécanisme de fonctionnement de la coagulation/floculation (OMAR 2018) .	45
2.16	Schéma représentatif d’un hydrocyclone (HOSSEINI et al. 2015)	46
2.17	Schéma représentatif d’une filtration membranaire par UF (DHAWAN 1978)	47
3.1	localisation du bassin de Berkine	50
3.2	Situation géographique du projet El Merk	51
3.3	Schéma bloc simplifié	54
3.4	Stockage et export de brut	57
3.5	Stockage et export de condensat	57
3.6	Stockage et export de GPL	57
3.7	Vue d’ensemble de la collecte et de l’élimination des eaux produites	59
3.8	Schéma tridimensionnel de l’intérieur d’un dégazeur (NOV 2021)	60

3.9	Les points d'injection du désémulsifiant inverse	60
3.10	Vue d'ensemble du système de traitement des eaux produites Train-1 TAGI, du stockage et de l'injection.	62
4.1	Appareil de mesure TD-500D oil in water meter	65
4.2	Plan factoriel complet à deux niveaux	69
5.1	Photo représentant l'effet du NaOH sur la séparation de l'huile	80
5.2	Echantillons d'eau produite après ajout du FLOCTREAT 5273	81
5.3	Représentation graphique de l'effet principal D1	82
5.4	Représentation graphique de l'effet principal T	82
5.5	Représentation graphique de l'effet de l'interaction D1-T	83
5.6	Echantillons d'eau produite après ajout du NALMET 1689	84
5.7	Représentation graphique de l'effet principal D2	85
5.8	Représentation graphique de l'effet principal T	85
5.9	Représentation graphique de l'effet de l'interaction D2-T	86
5.10	Un échantillon d'eau produite traitée avec l'ajout du Coagulant/Floculant	87
5.11	Représentation graphique de l'effet principal D3	88
5.12	Représentation graphique de l'effet principal T	89
5.13	Représentation graphique de l'effet de l'interaction D3-T	89
5.14	Représentation graphique du nuage de points avec lignes droites pour DC = 5 ppm	92
5.15	Représentation graphique du nuage de points avec lignes droites pour DC = 16,875 ppm	93
5.16	Représentation graphique du nuage de points avec lignes droites pour DC = 28,1875 ppm	94
5.17	Représentation graphique du nuage de points avec lignes droites pour DC = 40,625 ppm	95
5.18	Représentation graphique du nuage de points avec lignes droites pour DC = 52,5 ppm	96
5.19	Représentation graphique du nuage de points avec lignes droites pour DC = 64,375 ppm	97
5.20	Représentation graphique du nuage de points avec lignes droites pour DC = 76,25 ppm	98
5.21	Représentation graphique du nuage de points avec lignes droites pour DC = 88,125 ppm	99
5.22	Représentation graphique du nuage de points avec lignes droites pour DC = 100 ppm	100
5.23	Des échantillons d'eau huileuse traitée avec l'ajout de différents dosages du Coagulant/Floculant	101
5.24	Vues 2D de l'évolution de r en fonction de DC et DF	103
5.25	Représentation graphique tridimensionnelle du nuage de points lissé	103
5.26	Représentation graphique de contour avec présence des points optimaux . .	104
5.27	Modèle mathématique et sa représentation graphique par la méthode Curve Fit	105
5.28	Configuration du modèle et Design de l'expérience (One-Stage)	107
5.29	Type et représentation graphique du modèle par MBC	107
5.30	Choix des contraintes d'optimisation	108

5.31	Le point optimal par la méthode MBC	108
5.32	Schéma représentatif de l'unité PWT-TAGI après modifications	113

Liste des sigles et acronymes

AGC	<i>Associated Gas Compressor</i>
ANOVA	<i>Analysis Of Variance</i>
BWPD	<i>Barrels of Water Per Day</i>
CCR	<i>Control Center Room</i>
CPF	<i>Central Processing Facility</i>
DGF	<i>Dissolved Gas Flotation</i>
DSD	<i>Drporet Size Distribution</i>
EKT	<i>El Kheit eh Tessekha</i>
EME	<i>El Merk East</i>
EMK	<i>El Merk</i>
EMN	<i>El Merk North</i>
FGS	<i>Field Gathering station</i>
GPL	<i>Gaz de Pétrole Liquéfié</i>
HBNS	<i>Hassi Berkine North South</i>
HLB	<i>Hydrophilic Lipophilic Balance</i>
HP	<i>High Pressure</i>
IGF	<i>Induced Gas Flotation</i>
LP	<i>Low Pressure</i>
MBC	<i>Model Based Calibration</i>

MLSE	<i>Menzel Ledjmat South East</i>
MMSCFD	<i>Million standard cubic feet per day</i>
NGL	<i>Natural Gas Liquids</i>
O/W	<i>Oil in Water</i>
OIS	<i>Operator Interface System</i>
pH	<i>potential Hydrogen</i>
ppm	<i>Partie par million</i>
PWT	<i>Produced Water Treatment</i>
RKF	<i>Rhoud El Khrouf</i>
SDS	<i>Safety Data Sheet</i>
TAGI	<i>Trias Argilo-Gréseux Inférieur</i>
TDS	<i>Total Dissolved Solids</i>

Introduction générale

L'industrie pétrolière joue un rôle essentiel dans l'économie mondiale en fournissant l'énergie nécessaire à de nombreux secteurs et à la vie quotidienne de millions de personnes. Cependant, cette industrie est confrontée à d'importants défis environnementaux dus aux rejets résultant de ses activités d'exploration, de production, de raffinage et de distribution du pétrole. Parmi ces rejets, les eaux produites constituent l'un des principaux types de déchets générés. L'extraction du pétrole brut s'accompagne d'une quantité significative d'eau naturellement présente dans les réservoirs souterrains, qui peut contenir divers contaminants tels que des hydrocarbures, des métaux lourds, des substances chimiques et des agents de traitement utilisés dans les opérations pétrolières.

Face à ce défi, une solution prometteuse a été trouvée pour gérer ces eaux produites : la réinjection dans les puits de pétrole. Cette pratique permet de valoriser ces eaux en améliorant la récupération du pétrole tout en limitant les impacts environnementaux. La réinjection des eaux produites dans les puits évite leur rejet direct dans l'environnement, préservant ainsi les ressources en eau et réduisant l'impact sur les écosystèmes. De plus, cette approche présente des avantages économiques en optimisant les opérations de production et en maximisant la récupération du pétrole.

Cependant, il est essentiel de souligner que la réinjection des eaux produites doit respecter des spécifications et des normes de qualité. Avant d'être réinjectée, cette eau doit subir un traitement approprié pour éliminer les contaminants et les substances indésirables. Des processus de purification et de déshuilage sont mis en place afin de garantir que l'eau réinjectée réponde aux critères spécifiques définis par les réglementations en vigueur. Ce traitement permet de préserver la compatibilité de l'eau avec les formations géologiques des puits de pétrole et de réduire les risques de colmatage ou de diminution de la productivité des puits.

Pour atteindre ces objectifs, il est crucial de développer des méthodes de traitement efficaces permettant de séparer l'huile de l'eau de manière économique et respectueuse de l'environnement. Ainsi, il est nécessaire de comprendre en profondeur les propriétés physico-chimiques des émulsions présentes dans les eaux produites, y compris les interactions entre les phases huile et eau ainsi que les mécanismes responsables de la formation et de la stabilité de ces émulsions. De nombreuses études ont été réalisées par des chercheurs sur la stabilité et la des émulsions de pétrole brut (LI et al. 2007 ; QIAO et al. 2008). Ces études ont mis en évidence plusieurs facteurs influençant la stabilité de l'émulsion, tels que le pH, la température et la présence d'asphaltènes (X. YANG et al. 2007).

Différentes méthodes ont été développées pour la séparation des émulsions huile/eau, telles que la flottation à gaz induit, la filtration par membrane et la centrifugation. La désémulsification chimique, en utilisant des additifs chimiques spécifiques, est un traitement complémentaire visant à améliorer l'efficacité des traitements physiques (C.-L. YANG 2007). En utilisant des techniques de désémulsification chimique adaptées, il est possible de relever les défis posés par les émulsions huile/eau présentes dans les eaux produites.

Problématique

Dans l'industrie pétrolière, les procédés de récupération assistée, tels que l'injection d'eau, revêtent une importance capitale pour maximiser les quantités extraites et les débits de production. Cependant, il est essentiel de garantir la qualité de l'eau utilisée dans le processus d'injection afin d'assurer une bonne circulation des fluides dans la formation pétrolière, maintenir la pression du gisement et favoriser l'efficacité du balayage de l'huile.

Dans le champ El Merk, les analyses de la teneur en huile dans l'eau de production à la sortie de l'unité de traitement des eaux produites ont révélé des niveaux élevés de teneur en huile (supérieur à 100 ppm) qui est largement supérieur à la spécification requise (<20 ppm) (Voir l'annexe B). Cette non-conformité engendre des conséquences préoccupantes, notamment des bouchages des pores du réservoir, ce qui compromet sérieusement l'efficacité des puits de production et peut même achever le réservoir. De plus, le temps de séjour des eaux dans l'unité est insuffisant pour permettre une réaction adéquate des produits chimiques visant à déstabiliser les émulsions huile-dans-eau, ce qui aggrave davantage la situation. Par ailleurs, les débits d'entrée à l'unité sont caractérisés par une instabilité importante et des variations significatives (allant de 30 à 200 m^3/h), ce qui rend le problème encore plus complexe.

Ainsi, la problématique centrale de cette étude consiste à identifier les causes spécifiques de la non-conformité de la teneur en huile dans l'eau à la sortie de l'unité de traitement des eaux produites dans le champ El Merk, et à proposer des solutions efficaces pour améliorer la qualité de l'eau, garantir la conformité aux normes environnementales et optimiser les performances globales du processus de récupération d'huile.

Chapitre 1

LES REJETS DE L'INDUSTRIE PETROLIERE ET GAZIERE

1.1 Introduction

Ce premier chapitre vise à présenter d'une manière exhaustive les différents types de rejets générés par les activités de l'industrie pétrolière et gazière. Nous allons nous focaliser sur les rejets liquides, gazeux, solides, radioactifs ainsi que les autres types de rejets associés à cette industrie. Pour chaque rejet, une analyse approfondie sera menée afin de déterminer leurs caractéristiques, leurs sources, leur impact sur l'environnement, ainsi que les réglementations en vigueur qui régissent leur gestion.

1.2 Les hydrocarbures liquides

L'industrie pétrolière et gazière est responsable de la production de grandes quantités de rejets polluants dans l'environnement, parmi lesquels figurent les hydrocarbures liquides. Ces rejets peuvent comprendre le gaz naturel liquifié, le pétrole brut, le condensat ainsi que leurs dérivés, et sont souvent libérés dans les eaux de surface, les nappes phréatiques et les sols. Les hydrocarbures liquides sont produits à différentes étapes de l'exploration, de la production, du raffinage et du transport des hydrocarbures, et sont considérés comme l'un des polluants les plus graves associés à l'industrie pétrolière et gazière en raison de leur impact sur l'environnement et les écosystèmes.

1.2.1 Caractéristiques

Composition chimique

Les hydrocarbures sont des molécules composés de carbone et d'hydrogène. Ces molécules se présentent sous la forme d'alcane non cycliques, également appelées paraffines, de cycloalcanes connus sous le nom de naphthènes, d'alcènes appelées oléfines et d'hydrocarbures aromatiques, comme le montre la Figure 1.1. En plus de ces constituants principaux, on trouve également dans les hydrocarbures pétroliers d'autres éléments mineurs tels que des métaux et des composés polaires contenant de l'azote, du soufre ou de l'oxygène. Les molécules polaires de faible masse moléculaire sont appelées résines, tandis que les plus lourdes sont regroupées sous l'appellation d'asphaltènes.

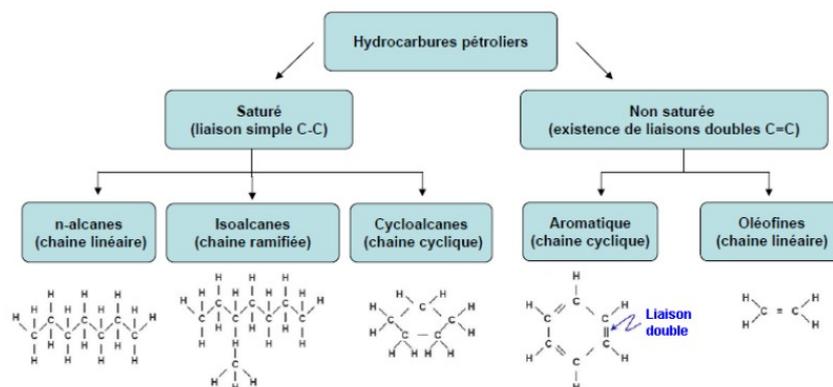


FIG. 1.1 : Structure moléculaire de base des principaux hydrocarbures pétroliers (COLOMBANO et al. 2008)

Le tableau 1.1 ci-dessous présente les compositions chimiques des principaux hydrocarbures pétroliers.

TAB. 1.1 : Composition chimique des principaux hydrocarbures pétroliers (FINGAS 2012 ; WANG et al. 2007)

Groupe	Composés	Unité	Essence	Diesel	Pétrole brut		Mazout intermédiaire	Mazout lourd n°6
					Léger	Lourd		
Alcanes	Totaux	%	50 - 60	65 - 95	55 - 90	25 - 80	25 - 35	20 - 30
	Alcanes non cycliques		45 - 55	35 - 45	40 - 85	20 - 60	10 - 25	10 - 20
	Cycloalcanes		5	25 - 50	5 - 35	0 - 10	0 - 5	0 - 5
Alcènes	5 - 10		0 - 10	-	-	-	-	
Aromatiques	Totaux		25 - 40	5 - 25	10 - 35	15 - 40	40 - 60	30 - 50
	BTEX		15 - 25	0,5 - 2,0	0,1 - 2,5	0,01 - 2,0	0,05 - 1,0	0,00 - 1,0
	HAP		-	0-5	10 - 35	15 - 40	30 - 50	30 - 50
Composés polaires	Totaux		-	0-2	1 - 15	5 - 40	15 - 25	10 - 30
	Résines		-	0-2	0 - 10	2 - 25	10 - 15	10 - 20
	Asphaltènes		-	-	0 - 10	0 - 20	5 - 10	5 - 20
Métaux		ppm	-	-	30 - 250	100 - 500	100 - 1 000	100 - 2 000
Soufre		%	0,02	0,1 - 0,5	0 - 2	0 - 5	0,5 - 2	2 - 4

Si l'on se référait à la simple composition chimique du fluide, on parlerait de liquide pour tous les molécules contenant une chaîne carbonée C_5+ (5 atomes de carbone et plus). La figure 1.2 montre les différentes terminologies des hydrocarbures y compris les liquides.

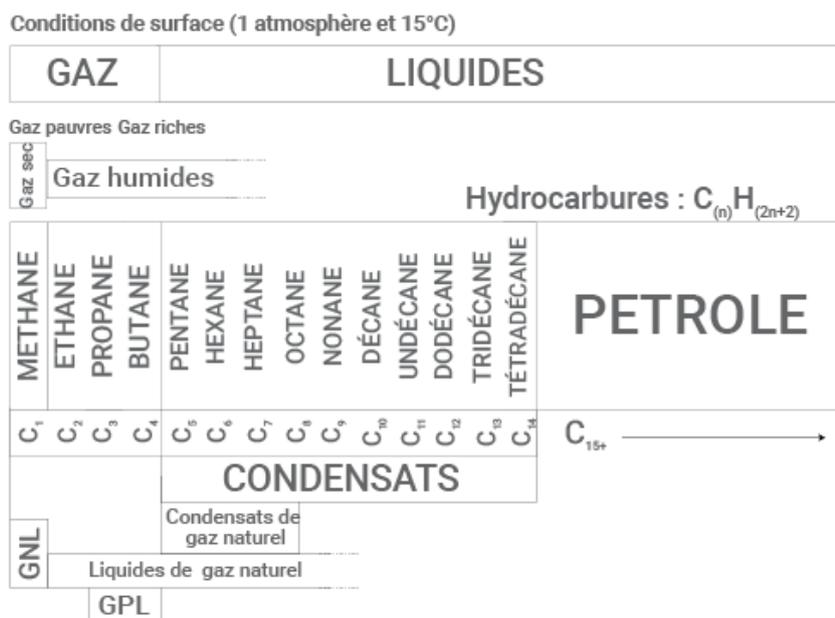


FIG. 1.2 : Les différentes terminologies utilisées dans les cadres des hydrocarbures « légers » (ÉNERGIES 2022)

Propriétés physiques

Les hydrocarbures pétroliers sont caractérisés et différenciés en fonction de plusieurs propriétés physiques qui permettent de prédire leur comportement dans l'environnement. Le tableau 1.2 présente les propriétés physiques les plus couramment utilisées dans l'industrie pour la caractérisation des principaux hydrocarbures pétroliers.

TAB. 1.2 : Propriétés des principaux hydrocarbures pétroliers (FINGAS 2012)

Propriété	Unité	Essence	Diesel	Pétrole brut		Mazout intermédiaire	Mazout lourd n°6
				Léger	Lourd		
Viscosité	mPa.s * (15 °C)	0,5	2,0	5 à 50	50 à 50 000	1 000 à 15 000	10 000 à 50 000
Point d'écoulement	°C	-	-35 à -10	-40 à 30	-40 à 30	-10 à 10	5 à 20
Densité	g/ml (15 °C)	0,72	0,84	0,78 à 0,88	0,88 à 1,00	0,94 à 0,99	0,96 à 1,04
Densité API	degré API	65	35	30 à 50	10 à 30	10 à 20	5 à 15
Solubilité dans l'eau	mg/l	200	40	10 à 50	5 à 30	10 à 30	1 à 5
Point d'éclair	°C	-35	45	-30 à 30	-30 à 60	80 à 100	> 100
Tension interfaciale	mN/m † (15 °C)	27	27	10 à 30	15 à 30	25 à 30	25 à 35

1.2.2 Impact environnemental

Les hydrocarbures peuvent avoir des impacts environnementaux significatifs lorsqu'ils sont déversés affectant les sols, les nappes phréatiques et les écosystèmes marins. Les hydrocarbures lourds ont tendance à s'accumuler sur le fond marin et à contaminer les organismes vivants qui y habitent (MICHEL 1983). Ces déversements peuvent également endommager les habitats côtiers et les zones humides, affectant ainsi la faune et la flore. Les hydrocarbures légers se propagent rapidement et sur de grandes distances, ce qui peut entraîner des dommages écologiques à grande échelle. Les oiseaux de mer, les mammifères marins et les poissons sont particulièrement vulnérables aux effets des hydrocarbures en raison de leur exposition directe aux polluants. En cas d'évaporation des hydrocarbures, les composés organiques volatils émis peuvent réagir avec les oxydes d'azote présents dans l'atmosphère pour former de l'ozone troposphérique, qui est un polluant atmosphérique nocif (WANTA et al. 1961). De plus, les hydrocarbures peuvent contribuer aux émissions de gaz à effet de serre lorsqu'ils sont brûlés ou lorsqu'ils s'échappent dans l'atmosphère.

1.2.3 Réglementation algérienne

D'après le décret exécutif n° 06-141 du 20 Rabie El Aouel 1427 correspondant au 19 avril 2006 définissant les valeurs limites des rejets d'effluents liquides industriels, pour une industrie de l'énergie (Raffinage de pétrole) les valeurs limites des rejets d'effluents liquides sont présentés dans le tableau 1.3.

TAB. 1.3 : Valeurs limites des rejets d'effluents liquides d'une raffinerie de pétrole (décret exécutif n° 06-141)

PARAMETRES	UNITE	VALEURS LIMITES	TOLERANCE AUX VALEURS LIMITES ANCIENNES INSTALLATIONS
Débit d'eau	m ³ /t	1	1,2
Température	°C	30	35
PH	-	5,5 - 8,5	5,5 - 8,5
DBO ₅	g/t	25	30
DCO	"	100	120
MES	"	25	30
Azote total	"	20	25
Huiles et graisses	mg/l	15	20
Phénol	g/t	0,25	0,5
Hydrocarbures	g/t	5	10
Plomb	mg/l	0,5	1
Chrome 3+	"	0,05	0,3
Chrome 6+	"	0,1	0,5

1.3 Les émissions gazeuses

L'industrie pétrolière et gazière est l'une des principales sources de rejets gazeux dans l'atmosphère. Ces rejets résultent de différentes activités telles que la production, le transport et la transformation des hydrocarbures. Les rejets gazeux de cette industrie ont des impacts destructifs sur l'environnement et la santé humaine. Les gaz rejetés sont souvent constitués de composés organiques volatils, de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques comme le dioxyde de soufre et les particules fines. La réduction de ces émissions est donc devenue une priorité pour l'industrie et les régulateurs afin de minimiser les impacts environnementaux et sanitaires.

1.3.1 Types et sources

Les principaux rejets atmosphériques de cette industrie sont les émissions de gaz à effet de serre (GES), de composés organiques volatils (COV), de particules fines ainsi que les émissions d'oxydes d'azote (NO_x) et de dioxyde de soufre (SO_2). L'émission des gaz à effet de serre (GES), notamment du dioxyde de carbone (CO_2) et du méthane (CH_4), proviennent de la combustion de combustibles fossiles pour la production d'énergie. Les composés organiques volatils (COV) sont également émis lors de la production, du transport et du stockage de pétrole et de gaz. En outre, la combustion incomplète de combustibles fossiles et la manipulation de matériaux comme le charbon et le coke de pétrole émettent des particules fines en plus des NO_x et SO_2 (KERCHICH 2021). Ces polluants atmosphériques sont émis tout au long du processus de développement des hydrocarbures, et sont libérés à partir de plusieurs sources (EARTHWORKS 2022), y compris :

- Les réservoirs de pétrole, de condensat et de gaz
- Les activités de construction
- Les déshydrateurs

- Les moteurs à combustion
- les émissions fugitives (fuites dans les pipelines, les vannes et les joints)
- Les véhicules et engins
- Les torches et la ventilation

De plus, des accidents peuvent également se produire, tels que des fuites de gaz, des explosions ou des incendies, qui peuvent libérer des polluants atmosphériques dans l'environnement.

1.3.2 Impact environnemental

Les impacts environnementaux des émissions atmosphériques de l'industrie pétrolière et gazière ne sont pas négligeables. Les émissions de GES contribuent au changement climatique mondial, tandis que les émissions de COV peuvent causer des problèmes de santé publique graves tels que la formation de smog et de gaz provoquant l'irritation des voies respiratoires. Les particules fines peuvent causer des problèmes respiratoires et cardio-vasculaires, tandis que les NO_x et SO_2 contribuent à la formation d'acide pluvial (KERCHICH 2021) et de l'ozone troposphérique déjà cité auparavant.

1.3.3 Réglementation algérienne

D'après le décret exécutif n° 06-138 réglementant l'émission dans l'atmosphère de gaz, fumées, vapeurs particules liquides ou solides, ainsi que les conditions dans lesquelles s'exerce leur contrôle, le tableau 1.4 montre la tolérance à certaines valeurs limites des paramètres de rejets atmosphériques pour le raffinage et la transformation des produits dérivés du pétrole.

TAB. 1.4 : Valeurs limites des rejets atmosphériques pour le raffinage et la transformation des produits dérivés du pétrole (décret exécutif n° 06-138)

PARAMETRES	UNITE	VALEURS LIMITES	TOLERANCE DES VALEURS LIMITES ANCIENNES INSTALLATIONS
Oxyde de soufre	mg/Nm ³	800	1000
Oxyde d'azote	"	200	300
Oxyde de carbone	"	150	200
Composés organiques volatils	"	150	200
Acides sulfureux	"	5	10
Particules	"	30	50

1.4 Les eaux produites

L'industrie pétrolière et gazière produit non seulement du pétrole et du gaz, mais également des eaux usées contenant des quantités considérables de contaminants. Ces eaux, appelées eaux produites ou eaux huileuses, sont principalement composées d'eau de formation naturelle, qui est extraite en même temps que le pétrole et le gaz. Les eaux produites contiennent souvent des hydrocarbures, des métaux lourds, des sels et d'autres produits chimiques qui peuvent être très toxiques pour les êtres vivants et l'environnement. Ces eaux sont une préoccupation majeure pour l'industrie pétrolière et gazière, car leur élimination peut être coûteuse et leur impact environnemental peut être important si elles ne sont pas traitées correctement.

1.4.1 Caractéristiques des mélanges huile/eau

Sources des mélanges huile/eau

L'une des principales sources industrielles d'eaux huileuses est l'industrie pétrolière. Elle est générée par le traitement chimique des huiles de lubrification, des cires, des huiles de combustion, des processus de séparation et de dessalage, etc. Les déchets huileux sont générés par les opérations de production, de raffinage, de stockage ou de transport. L'eau de processus comprend l'eau produite et l'eau de lavage (wash water), qui entrent en contact avec les produits pétroliers à un certain stade du traitement. Les eaux produites contiennent ainsi de l'huile libre et émulsifiée, des impuretés de produits pétroliers, des solutions d'acide usagées, des produits chimiques ajoutés, des sels, etc.

Classification des mélanges huile/eau

Les mélanges huile/eau peuvent être classés comme suit :

- Huile libre
- Huile dispersée
- Huile émulsifiée
- Huile soluble

La figure 1.3 ci-dessous montre la classification et la taille des gouttelettes d'huile dans l'eau :

1.4.2 Impact environnemental

Lorsque les eaux huileuses sont rejetées dans les corps d'eau ou sur les sols, cela a un impact négatif sur les écosystèmes et peut également affecter les processus de traitement de l'eau. Les effets des effluents contenant de l'huile sont nombreux, comme indiqué dans la liste qui suit. Il est donc important de traiter les eaux huileuses avant leur rejet afin

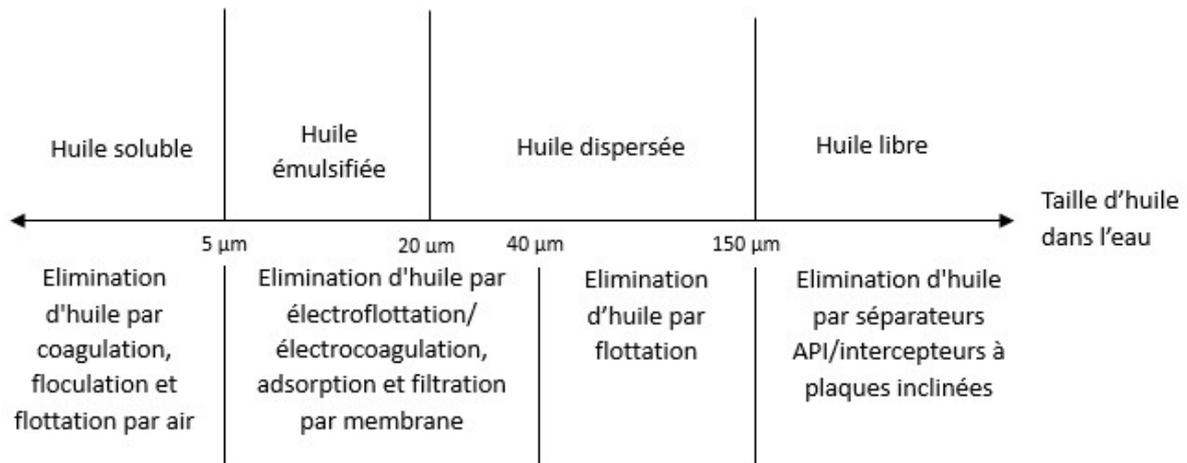


FIG. 1.3 : Classification et taille des gouttelettes d'huile dans l'eau (KUNDU et al. 2018)

d'améliorer la qualité de l'eau, de favoriser la réutilisation de l'eau, de protéger les installations en aval et de préserver l'environnement. De plus, cela permet de se conformer aux réglementations environnementales imposées par les agences réglementaires.

Impacts sur l'environnement

- La présence d'huile libre dans l'eau des rivières ou des lacs nuit à la pénétration de l'oxygène et de la lumière solaire.
- Les déchets huileux non traités forment une couche sur les rives des rivières, causant la détérioration de la végétation présente sur les rives, et l'environnement esthétique est affecté de manière négative.
- Les eaux huileuses peuvent affecter la qualité des aquifères lorsqu'ils sont réinjectés. (RSK 2011)
- Les déchets huileux dégagent une odeur désagréable. (KUNDU et al. 2018)

Impacts sur la santé publique

- La consommation d'huile chimiquement émulsifiée non traitée jetée dans cours d'eau peut causer plusieurs problèmes de santé.
- La baignade dans de l'eau contaminée par des huiles peut causer le cancer de la peau.
- Les poissons affectés par des huiles toxiques, s'ils sont consommés, peuvent causer des nausées et des vomissements. (KUNDU et al. 2018)

Impacts sur la vie marine et terrestre

- Dangereux pour la flore et la faune marine. Peut induire à la mort de plusieurs poissons, récifs coralliens, etc.
- Destruction d'habitats. (BAHADORI et al. 2013)

1.4.3 Réglementation algérienne

Le décret exécutif 06-141 établit une limite pour la qualité des effluents industriels des installations nouvelles. La législation algérienne stipule que tout les déversements, écoulements, rejets ou dépôts de liquide en provenance directe ou indirecte d'une activité industrielle sont des effluents industriels. L'annexe I du décret 06-141 spécifie les normes de qualité pour les effluents industriels qui doivent être respectées par tous les secteurs industriels. L'annexe II indique les normes qui s'appliquent au secteur du raffinage de pétrole et fixe des limites plus rigoureuses pour certains paramètres. La figure 1.3 présente une combinaison de normes déjà cités auparavant.

1.5 Les déchets solides

L'industrie pétrolière et gazière génère de grandes quantités de déchets solides. Ces déchets peuvent provenir de différentes activités telles que l'exploration, l'extraction, le transport, le stockage, le raffinage et la production de pétrole et de gaz. Les déchets solides de l'industrie pétrolière et gazière peuvent inclure des matériaux tels que des boues de forage, des débris de construction, des sables de production, des résidus de raffinage, des matériaux d'emballage et des déchets dangereux. Ces déchets peuvent avoir des impacts environnementaux négatifs importants s'ils ne sont pas traités et éliminés correctement.

1.5.1 Types et réglementation

La loi 01-19 définit les déchets en termes de résidus de production ou de l'utilisation d'articles, ou aussi de matériaux dont les propriétaires envisagent de se défaire ou d'éliminer. Elle distingue six classes de déchets :

- Déchets ménagers et assimilés – déchets ménagers et déchets similaires provenant des activités industrielles, commerciales ou artisanales qui sont assimilables aux déchets ménagers
- Déchets encombrants – déchets ménagers et assimilés qui, en raison de leur caractère volumineux, doivent être collectés séparément
- Déchets spéciaux - tous déchets industriels, agricoles et autres qui, en vertu de la nature de leur composition, ne peuvent pas être collectés, transportés et traités avec les déchets ménagers et assimilés
- Déchets dangereux spéciaux – tous déchets spéciaux contenant des substance nocives qui sont susceptibles de nuire à la santé publique ou à l'environnement
- Déchets d'activités de soins – déchets issus des traitements médicaux et vétérinaires préventifs et curatifs
- Déchets inertes - déchets provenant notamment de l'exploitation de carrières, de mines, de travaux de démolition ou de construction qui ne subissent aucune modification physique, chimique ou biologique lors de leur mise en décharge et qui ne sont pas contaminés par des substances dangereuses ou susceptibles de nuire à la santé publique ou à l'environnement

1.5.2 Impact environnemental

Les impacts environnementaux du pétrole sont souvent négatifs car il est toxique pour presque toutes les formes de vie (PRASAD et al. 1987). Les déchets solides de l'industrie pétrolière et gazière ont un impact environnemental important en raison de leur quantité, de leur composition et de leur toxicité. Ces déchets incluent des matériaux tels que des boues de forage, des débris de plate-forme, des déchets de production, des emballages et des conteneurs de produits chimiques, ainsi que des équipements et des structures désaffectés. La plupart de ces déchets contiennent des produits chimiques toxiques, tels que des métaux lourds, des hydrocarbures et des produits chimiques de traitement, qui peuvent contaminer les sols, les eaux souterraines et les eaux de surface, mettant ainsi en danger la santé humaine et la vie sauvage (JAFARINEJAD 2017).

1.6 Les nuisances sonores

L'industrie pétrolière et gazière est connue pour ses impacts négatifs sur l'environnement, mais elle peut également avoir des effets néfastes sur la santé humaine en raison des nuisances sonores qu'elle génère. Les activités de forage, de production, de transport et de traitement du pétrole et du gaz peuvent entraîner la production de bruits excessifs qui dépassent souvent les niveaux de décibels recommandés pour la santé humaine.

1.6.1 Sources

Les équipements et processus courants qui génèrent du bruit dans ce secteur sont les compresseurs (centrifuges, alternatifs, à vis), les pompes de puits (centrifuges, à vis, alternatives, à engrenages), les échangeurs de chaleur (tubes en coque, à plaques), la chaudière et le ventilateur de chaudière ainsi que la turbine à gaz (KARTIKEY et al. 2020). Le bruit est également généré pendant la phase de construction.

1.6.2 Impact sur la santé publique

La figure 1.4 présente les effets nocifs extra-auditifs du bruit.

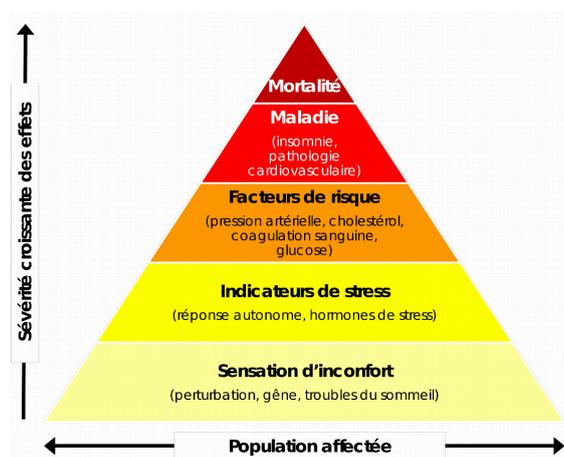


FIG. 1.4 : Pyramide des effets extra-auditifs du bruit (BABISCH et al. 2002)

1.6.3 Réglementation algérienne

Le décret algérien n°93-184 établit des normes de bruit maximal exprimé en décibels dB. Cependant, pour des raisons de standardisation au niveau international, les réglementations mondiales ont l'habitude de mesurer le bruit sur une échelle pondérée A, qui est également utilisée en Algérie. Ainsi, les limites sonores énoncées dans le décret algérien doivent être interprétées comme étant des niveaux sonores en décibels dB (A). Le contrôle du niveau sonore est donc pris en compte lors de la conception du projet. Ces règles s'appliquent également à la phase de construction du projet pour limiter les nuisances sonores. Selon le décret cité en haut, le tableau 1.5 présente les niveaux de bruit maximum autorisés en Algérie.

TAB. 1.5 : Niveaux sonores autorisés en Algérie (Décret exécutif n°93-184)

Catégorie	Diurne dB(A) 06:00-22:00	Nocturne dB(A) 22:00-06:00
Zone I	70	45
Zone II (hôpitaux, établissements d'enseignement et aires de repos)	45	40

1.7 Les autres types de polluants

1.7.1 Les substances radioactives

Selon WNA 2016, les matières radioactives d'origine naturelle (NORM) sont présentes à l'état naturel dans l'environnement et peuvent être trouvées dans les matériaux industriels. Les champs et les installations pétroliers peuvent également en produire lorsque le rayonnement naturel de l'eau produite est concentré par le dépôt de certains types de tartre, tels que le sulfate de baryum ($BaSO_4$). Les équipements tels que les unités de traitement thermique, les séparateurs, les tuyaux, les vannes et les bassins d'évaporation peuvent contenir des NORM, qui se trouvent souvent dans les tartres et les boues qui s'y accumulent. Le gaz naturel contient également de petites quantités de NORM sous forme de radon.

Il existe trois types fondamentaux de rayonnements ionisants qui peuvent être émis par les matières radioactives naturelles NORM :

- Le rayonnement **alpha** est constitué de particules lourdes et chargées qui ont un pouvoir de pénétration très faible, même dans l'air. Elles peuvent être arrêtées par une feuille de papier.
- Le rayonnement **Bêta** est constitué de particules chargées plus légères que les particules alpha, qui se déplacent plus rapidement et sont plus pénétrantes que le rayonnement alpha. Le rayonnement bêta peut être arrêté par quelques centimètres de contre plaqué.

- Le rayonnement **Gamma** est constitué de rayons à haute énergie et est très pénétrant. Plus la barrière est épaisse et dense, plus l'intensité du rayonnement est réduite. Un mètre de béton ou plusieurs centimètres d'acier produisent une réduction significative.

1.7.2 Les produits chimiques

Pour atteindre l'objectif de productivité, les industries pétrolières et gazières ont recours à des approches innovantes et des solutions chimiques avancées pour la production de pétrole et de gaz (SOLENIS 2022). Cependant, ces produits chimiques peuvent être néfastes pour l'environnement et la santé humaine. Les impacts environnementaux de ces produits chimiques peuvent inclure la pollution de l'eau et de l'air, la contamination des sols et des eaux souterraines, ainsi que la destruction de la faune et de la flore locales.

Certains des produits chimiques couramment utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière comprennent des acides, des solvants, des tensioactifs, des biocides, des inhibiteurs de corrosion et des fluides de fracturation (SOLENIS 2022). Malgré les avantages qu'ils peuvent offrir en termes de productivité, les produits chimiques utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière ont un impact environnemental important et peuvent être néfastes pour la santé humaine. Les entreprises doivent donc prendre des mesures pour minimiser leur utilisation et leur impact, et développer des solutions plus durables pour l'extraction et la production de pétrole et de gaz.

Chapitre 2

LES EMULSIONS

2.1 Introduction

Les émulsions sont omniprésentes dans notre vie quotidienne et sont couramment utilisées dans les domaines de l'industrie alimentaire, cosmétique, chimique et paramédical pour conférer des propriétés particulières à un produit. Elles sont constituées de gouttelettes de deux liquides non miscibles, qui peuvent interagir avec d'autres composés pour créer de nouvelles structures et faciliter le transport de molécules hydrophobes. Les émulsions jouent donc un rôle crucial dans de nombreux domaines industriels en permettant de modifier les propriétés physiques et fonctionnelles des produits. En revanche, dans certains cas, les émulsions peuvent également poser des problèmes et devenir une nuisance, notamment dans l'industrie pétrolière où elles peuvent entraîner des problèmes de production, ainsi que des impacts environnementaux négatifs lorsqu'elles sont rejetées. Dans ce chapitre, nous allons explorer en détail les différents aspects des émulsions, y compris leurs types, leurs composition et formation, leur caractérisation, leur effet sur la production pétrolière et leur impact sur l'environnement. Nous allons également aborder diverses méthodes et techniques de traitement des émulsions.

2.2 Généralités sur les émulsions

2.2.1 Définition

Une émulsion est un système hétérogène et opaque composé de deux phases non miscibles entre elles, à savoir l'eau et l'huile, où l'une des deux phases est dispersée sous forme de gouttelettes microscopiques ou colloïdales dans l'autre phase. L'huile peut même être partiellement ou complètement cristallisée sans que cela empêche l'émulsion de rester telle quelle. Malgré certaines variations, cette définition de l'émulsion est largement acceptée dans les manuels de référence tels que VOLD 1965; LISSANT 1974 et CLAYTON 1923.

2.2.2 Les types d'émulsions

Émulsions simples

Nous en distinguons deux sous catégories représentées dans la figure 2.1, à savoir :

- **Émulsion directe**, où la phase huileuse est dispersée dans la phase aqueuse, et elle est notée H/E (dite huile-dans-eau) ou bien O/W en anglais (dite oil-in-water)
- **Émulsion inverse**, où la phase aqueuse est dispersée dans la phase huileuse, et elle est notée E/H (dite eau-dans-huile) ou bien W/O (dite water-in-oil)

Émulsions doubles et multiples

Il existe des systèmes complexes d'émulsions appelé émulsions multiples. Dans ce type d'émulsions, le plus fréquent est l'émulsion double. Il existe deux sous catégories représentées dans la figure 2.1 :

- **Émulsion double directe**, où une phase aqueuse est dispersée dans une phase huileuse, appelée globule (MONIÉ 2021), qui est aussi dispersée dans une autre phase aqueuse, et elle est notée E/H/E ou bien W/O/W, parfois notée (W/O)/W
- **Émulsion double inverse**, où une phase huileuse est dispersée dans une phase aqueuse qui est aussi dispersée dans une autre phase huileuse, et elle est notée H/E/H ou bien O/W/O

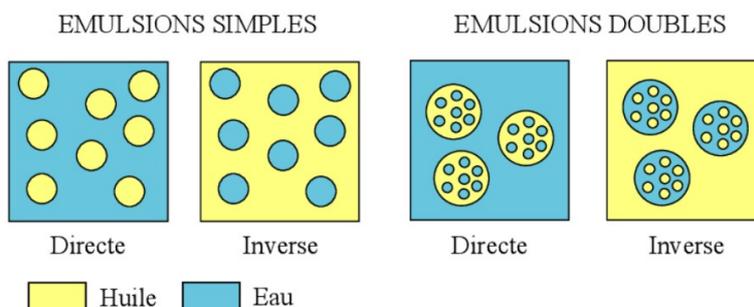


FIG. 2.1 : Représentation schématique des émulsions simples et doubles (GUÉRY 2006)

2.2.3 Le rôle du tensioactif dans la formation et la stabilité d'émulsions

Un tensioactif (Figure 2.2), un surfactant ou même un agent de surface est une molécule chimique amphiphile (HASENHUETTL et al. 2008), c'est à dire qu'elle possède une partie hydrophobe et une partie hydrophile. Lorsqu'elle est présente en faible concentration dans un système, elle a la propriété de s'adsorber sur les surfaces ou interfaces du système et d'altérer de manière significative les énergies libres de ces surfaces ou interfaces (ROSEN et al. 2012). En général, la partie hydrophobe est orientée vers la phase non polaire tandis que la partie hydrophile est orientée vers la phase polaire. Ceci favorise l'émulsion et la stabilité du système.

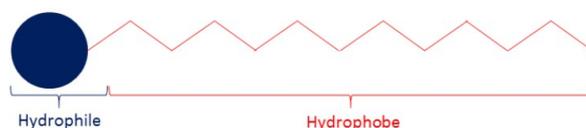


FIG. 2.2 : Représentation schématique d'une molécule tensioactive (MONIÉ 2021)

Les différentes classes de tensioactifs

Les tensioactifs peuvent être classés en fonction de la tête polaire (partie hydrophile). Nous en distinguons quatre sous catégories représentées dans la figure 2.3 :

- Les cationiques (tête polaire chargée positivement)

- Les anioniques (tête polaire chargée négativement)
- Les amphotères (ou tensioactifs zwitterioniques, tête polaire chargée à la fois positivement et négativement)
- Les non ioniques (tête polaire non chargée)

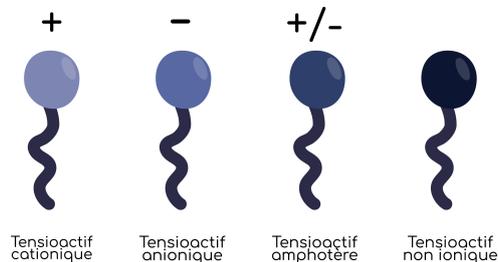


FIG. 2.3 : Représentation schématique des quatre classes de tensioactifs (DRUYDES 2022)

les micelles

Les tensioactifs ont la particularité de s'accumuler préférentiellement à l'interface de deux phases immiscibles. A très faibles concentrations, les molécules tensioactives se positionnent à plat sur l'interface la solution (Figure 2.4) et sont sous forme de monomères (YING 2006).

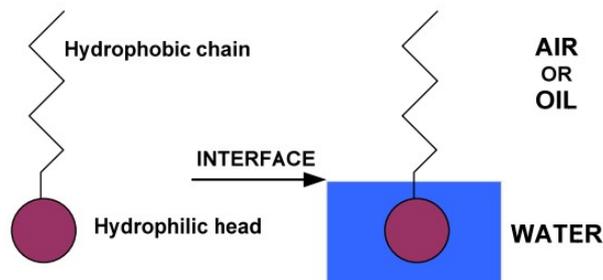


FIG. 2.4 : Structure moléculaire d'un tensioactif et son orientation à l'interface (COCA et al. 2010)

En solution aqueuse, plus la concentration s'élève plus les tensioactifs ont tendance à s'orienter en formant une structure particulière : leurs parties hydrophobes se regroupent en se faisant face, tandis que leurs parties hydrophiles restent à l'extérieur pour interagir avec l'eau. Selon la taille de ces parties hydrophobes, les tensioactifs peuvent s'organiser en micelles, qui sont des petites sphères contenant une seule couche de tensioactifs, ou en liposomes, qui sont des gouttelettes creuses entourées d'une membrane bicouche de tensioactifs (KHANACADEMY 2022). La concentration seuil à laquelle cela se produit est appelée la concentration micellaire critique (CMC) (Figure 2.6).

La figure 2.5 représente un schéma tridimensionnel d'une micelle et d'un liposome :

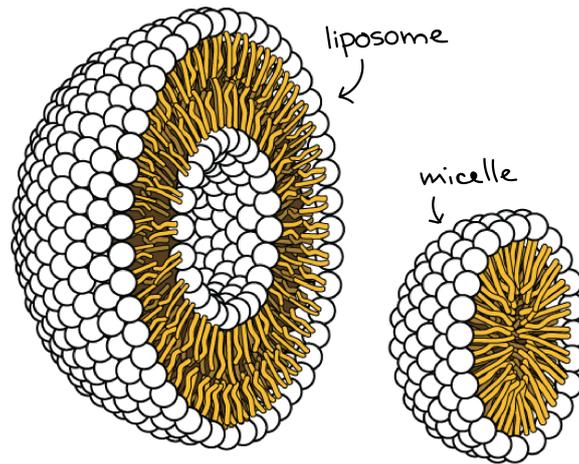


FIG. 2.5 : Représentation schématique tridimensionnelle d'une micelle et d'un liposome (KHANACADEMY 2022)

La figure 2.6 ci-dessous schématise la formation des micelles en fonction de la concentration du tensioactif :

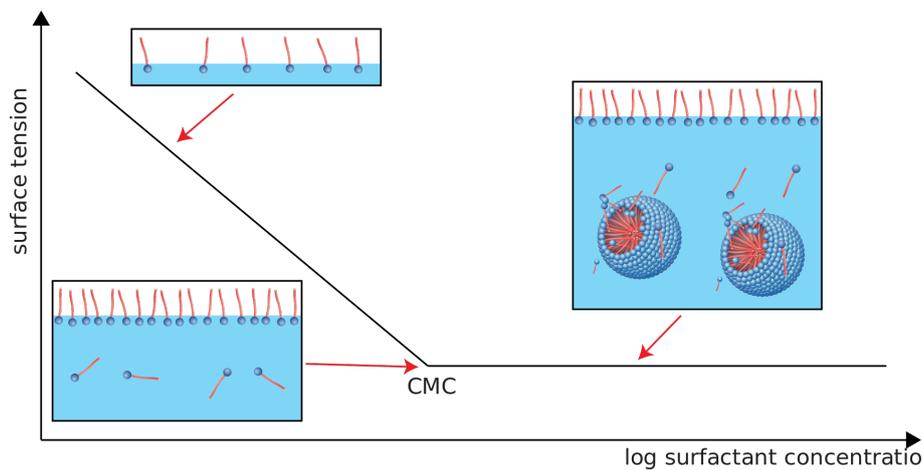


FIG. 2.6 : La tension superficielle en fonction de la concentration du tensioactif (DATAPHYSICS 2022)

L'orientation des tensioactifs sur une micelle dépend du type d'émulsion (Figure 2.7).

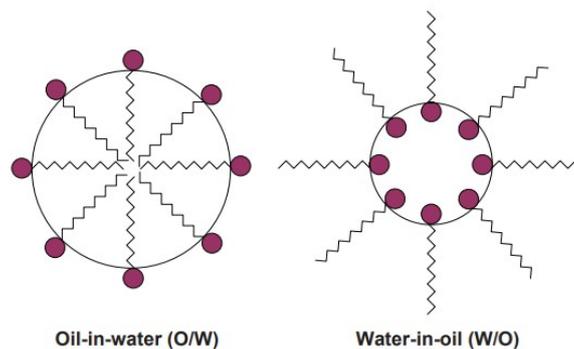


FIG. 2.7 : Orientation des tensioactifs en fonction du type d'émulsion (COCA et al. 2010)

Le HLB

Le HLB (Hydrophilic-Lipophilic Balance) est un système de notation qui permet de caractériser la polarité d'un tensioactif. GRIFFIN 1949, a défini la première échelle de HLB (0 à 20) permettant de classer les tensioactifs. L'une des formules les plus utilisées est celle décrite par l'équation 2.1 (ABÉCÉDAIRE 2022)

$$HLB = 20 \times \frac{\text{Masse molaire fraction hydrophile}}{\text{Masse molaire de la molécule}} \quad (2.1)$$

mais, dans le cas de structures plus complexes, le calcul peut s'avérer plus compliqué à déterminer.

Selon BANCROFT 2002, un tensioactif peut être qualifié de lipophile ou d'hydrophile en fonction du HLB, ce qui aura un impact sur le type d'émulsion qu'il pourra stabiliser. Ainsi, un tensioactif avec une HLB faible sera plutôt lipophile, favorisant la formation d'émulsions inverses, tandis qu'un tensioactif avec une HLB élevée sera plutôt hydrophile, stabilisant préférentiellement des émulsions directes. Il est plus compliqué de prévoir le type d'émulsion qui sera obtenu pour les valeurs de HLB moyennes, car le sens de l'émulsion peut basculer de manière aléatoire.

La composition chimique d'un tensioactif

Les tensioactifs sont un groupe diversifié de molécules chimiques, composés d'une tête polaire soluble dans l'eau et d'une queue hydrocarbonée non polaire, moins soluble dans l'eau (YING 2006). Les tensioactifs sont généralement classifiés comme anioniques, cationiques, amphotères et non ioniques, en fonction de la charge de leur tête. Dans le tableau 2.1, on retrouve une liste de quelques tensioactifs couramment utilisés, tandis que la figure 2.8 présente leurs structures chimiques.

TAB. 2.1 : Noms et abréviations des classes les plus courantes de tensioactifs (IVANKOVIĆ et al. 2010)

Nom courant	Abbréviation	Classe
Acide sulfonique d'alkylbenzène linéaire	LAS	Anionique
Dodécylsulfate de sodium	SDS	
Éthoxysulfate d'alkyle	AES	
Chlorure de benzalkonium	BAC	Cationique
Bromure d'hexadécyltriméthylammonium	HDTMA	
Oxyde d'amine	AO	Amphotère
Éthoxylate d'alcool	AE	Non ionique
Éthoxylate d'alkylphénol	APE	

Tensioactifs anioniques : La partie hydrophobe de la molécule est généralement une chaîne alkyle de différentes longueurs, un éther d'alkylphényle ou un alkylbenzène, tandis que la partie hydrophile peut être un groupement carboxyle, sulfate, sulfonate ou phosphate (CSERHÁTI et al. 2002).

Tensioactifs cationiques : Ces molécules comportent au moins une chaîne hydrocarbonée hydrophobe reliée à un atome d'azote chargé positivement, tandis que d'autres groupes alkyle tels que les groupes méthyle ou benzyle agissent comme substituants (IVANKOVIĆ et al. 2010).

Tensioactifs amphotères : Le comportement des tensioactifs amphotères dépend du pH. Leurs molécules sont capables de changer de charge, passant d'une charge cationique (pH basique) à une charge anionique (pH acide), avec un comportement zwitterionique à pH intermédiaire (SINGH et al. 2006). Les tensioactifs amphotères les plus connus et étudiés sont les oxydes d'amines (AO, dont la structure chimique est représentée dans la figure 2.8).

Tensioactifs non ioniques : La partie hydrophobe des tensioactifs non ioniques est généralement un dérivé d'alkylphénol, d'acide gras ou d'alcool linéaire à longue chaîne. La partie hydrophile est généralement une chaîne d'oxyde d'éthylène de différentes longueurs. En raison de leur absence de charge, les tensioactifs non ioniques sont compatibles à la fois avec les tensioactifs cationiques et anioniques (IVANKOVIĆ et al. 2010).

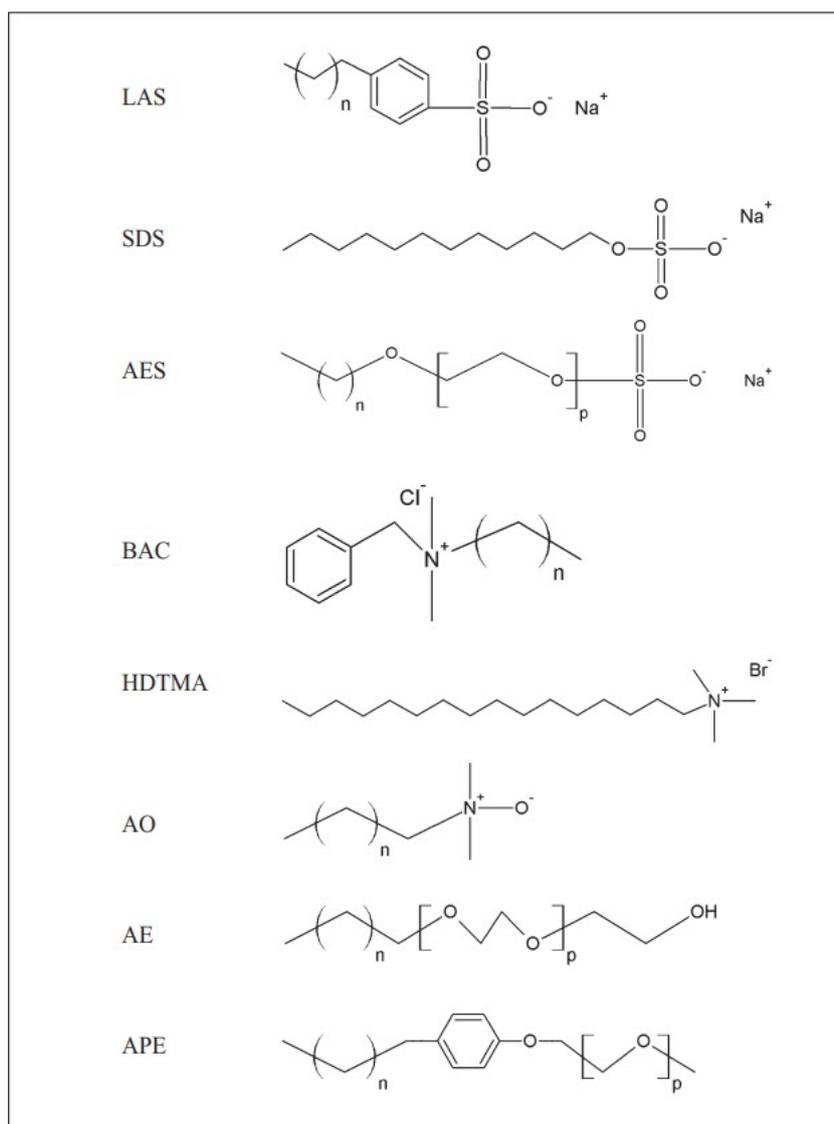


FIG. 2.8 : Structures chimiques de quelques tensioactifs courants (IVANKOVIĆ et al. 2010)

2.2.4 Les émulsions O/W et leur stabilité

Dans une émulsion huile dans eau (O/W), de petites gouttelettes d'huile sont dispersées dans une phase aqueuse continue contenant plus de 30% d'eau. Cependant, ces émulsions ne sont pas stables sur le plan thermodynamique et leur formation est limitée à des plages spécifiques de température, de pression et de composition. Le type d'émulsion formée dépend de plusieurs facteurs tels que la viscosité, la constante diélectrique, la concentration relative et la densité des deux phases. De plus, la présence d'un émulsifiant (ou tensioactif) et le pH de la phase aqueuse ont également un impact sur le type d'émulsion qui se forme.

Pour déterminer les processus de séparation potentiels dans une émulsion huile-dans-eau (O/W), plusieurs propriétés sont mesurées pour déterminer la stabilité de l'émulsion. Parmi ces propriétés, on peut citer la tension superficielle et la tension interfaciale, l'angle de contact (mouillage), le potentiel zêta et la distribution de taille des gouttelettes (HRUDEY et al. 1987).

Tension de surface et tension interfaciale

La tension de surface ou interfaciale (γ) d'un liquide est communément définie comme la force exercée perpendiculairement à une ligne de longueur unitaire sur la surface du liquide. Selon la définition donnée par SHAW 1992, elle représente le travail requis pour augmenter la surface du liquide de manière isotherme et réversible d'une quantité unitaire. Les deux termes font référence à la frontière entre deux phases : si l'une d'entre elles est une phase gazeuse, le terme "tension de surface" est utilisé, tandis que le terme "tension interfaciale" est utilisé pour les frontières entre deux phases non gazeuses.

Dans une émulsion o/w, la présence d'un tensioactif permet de réduire considérablement la tension à l'interface des deux phases. Cette diminution de la tension interfaciale favorise la formation et la stabilité des émulsions.

L'une des méthodes de mesure de cette tension de surface est la méthode de la plaque de Wilhelmy qui utilise l'interaction d'une plaque de platine avec l'interface liquide testée. Les calculs de cette technique sont basés sur la géométrie d'une plaque entièrement mouillée en contact avec, mais non immergée dans, le liquide (figure 2.9).

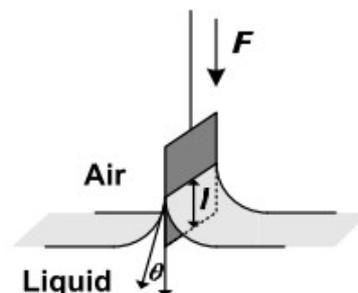


FIG. 2.9 : La méthode de la plaque de Wilhelmy pour la mesure de la tension de surface/tension interfaciale (COCA et al. 2010)

La force agissant sur la plaque due au mouillage (F) est mesurée et utilisée pour calculer la tension de surface/tension interfaciale à l'aide de l'équation 2.2 de Wilhelmy :

$$\gamma = \frac{F}{2l \cos \theta} \quad (2.2)$$

où l est la longueur mouillée de la plaque et θ est l'angle de contact entre la phase liquide et la plaque.

Comme le montre la Figure 2.6, les mesures de tension de surface peuvent être utilisées pour déterminer la CMC des solutions de tensioactifs.

Angle de contact (mouillabilité)

L'angle de contact (θ) est une mesure de l'adhérence d'un liquide à une surface solide (figure 2.10). Un faible angle de contact indique une bonne mouillabilité, tandis qu'un angle élevé correspond à une mouillabilité plus faible. Dans les émulsions O/W, une mauvaise adhérence du liquide à la surface métallique est souhaitable, ceci indique une déstabilisation de l'émulsion qui facilitera après le procédé de séparation. Une augmentation de l'adhérence peut indiquer une stabilisation de l'émulsion due à la présence de tensioactifs ou à une viscosité élevée qui est influencée par le changement de température (généralement diminution). (MIÑANA-PEREZ et al. 1986).

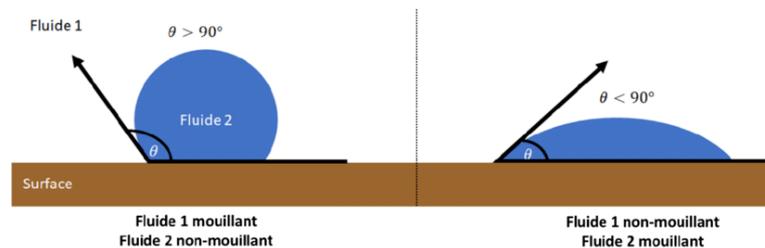


FIG. 2.10 : Angles de contact et mouillabilité d'une surface (BOUZID 2019)

Potentiel zêta

Le potentiel zêta (ζ) est une mesure importante de la stabilité des émulsions O/W. Il est déterminé en mesurant la vitesse de déplacement des gouttelettes ou colloïdes chargés dans un champ électrique de force connue. Des valeurs élevées de ζ (positives ou négatives) indiquent une stabilité accrue de l'émulsion, rendant la coalescence des gouttelettes plus difficile. Toutefois, il est important de noter que le potentiel zêta peut varier en fonction du pH et d'autres facteurs pertinents doivent être pris en compte pour prédire la coalescence des gouttelettes de manière précise.

Les gouttelettes d'huile dans une émulsion O/W présentent une charge nette à la surface des gouttelettes. Cette charge est généralement négative, et selon la théorie de la double couche électrique de HELMHOLTZ et al. 1879, les charges négatives sont alignées ou étroitement liées à l'interface. Ces charges attirent des contre-ions de la solution environnante, créant une zone de signe opposé et formant une double couche électrique qui provoque la répulsion des gouttelettes d'huile entre elles. En s'éloignant de la surface de l'huile vers la phase aqueuse, le potentiel électrostatique diminue, comme illustré dans la Figure 2.11.

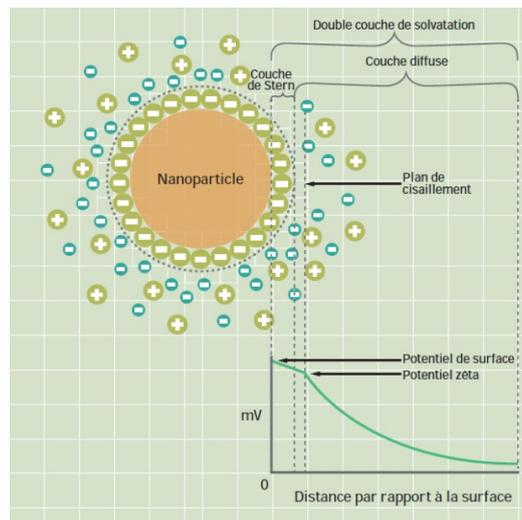


FIG. 2.11 : Schéma de la double couche et du potentiel Zêta (SDTECH 2022)

Distribution de taille des gouttelettes

Parfois, les eaux huileuse sont classées en fonction de leur taille moyenne de gouttelettes, telles que :

- Dispersions primaires ($D_p > 50 \mu\text{m}$)
- Dispersions secondaires ($D_p = 3\text{--}50 \mu\text{m}$)
- Émulsions mécaniques ($D_p < 3 \mu\text{m}$)
- Émulsions chimiques ($D_p < 2 \mu\text{m}$)
- Hydrocarbures dissous

La distribution de la taille des gouttelettes (DSD) en fonction du temps est un indicateur de la stabilité de l'émulsion et constitue un facteur important dans l'efficacité des processus de séparation de l'huile. Les techniques les plus courantes pour évaluer la DSD sont l'observation microscopique et la mesure de la transmission/scattering de la lumière (WIĄCEK et al. 1999 ; RIOS et al. 1998).

2.3 Méthodes et techniques de désémulsification

Lorsque des émulsions se forment, il peut être nécessaire de les séparer pour récupérer les phases liquides d'origine ou pour éliminer les huiles contaminantes. La désémulsification est le processus de séparation des émulsions en phases distinctes. Il existe plusieurs méthodes et techniques de désémulsification qui sont utilisées en fonction des caractéristiques spécifiques de l'émulsion et des objectifs de séparation. Certaines méthodes couramment utilisées comprennent la décantation, la centrifugation, la filtration, la coalescence, l'utilisation de produits chimiques désémulsifiants et les techniques électrostatiques. Chacune de ces méthodes offre des avantages et des limitations, et le choix de la méthode appropriée dépendra des propriétés de l'émulsion, du volume de production, de la pureté requise et d'autres considérations techniques et économiques. La désémulsification est une étape

essentielle dans de nombreux secteurs tels que l'industrie pétrolière, la chimie, l'alimentation et les procédés de traitement des eaux usées, où la séparation efficace des émulsions est cruciale pour assurer la qualité des produits et la conformité environnementale.

2.3.1 Séparation gravitaire

Différentes catégories d'huiles peuvent être présentes dans l'eau, notamment les huiles libres, les huiles dispersées, les huiles émulsifiées et les huiles solubles. Les huiles libres se manifestent sous forme de masses flottantes ou de gouttelettes d'huile dont la taille dépasse généralement 150 μm . Pour éliminer les huiles libres, plusieurs méthodes peuvent être utilisées, telles que les déversoirs, les séparateurs API et les écumeurs (QUEVEDO et al. 2009).

Lorsqu'il s'agit d'un régime laminaire, la loi de Stokes permet de comprendre que la vitesse de montée des gouttelettes d'huile peut être modifiée en jouant sur des facteurs tels que la densité de l'huile, la viscosité de l'eau, la densité de l'eau et la taille des gouttelettes d'huile. La séparation gravitaire est principalement employée pour séparer les huiles libres en accord avec les principes énoncés dans la loi de Stokes décrite par l'équation 2.3 :

$$V = \frac{g(d_w - d_o)D^2}{18\mu} \quad (2.3)$$

où V est la vitesse de montée des gouttelettes d'huile, g est l'accélération due à la gravité, d_w est la densité de l'eau, d_o est la densité de l'huile, D est le diamètre de la gouttelette d'huile et μ est la viscosité de l'eau.

Le dispositif de séparation gravitaire est constitué d'un réservoir vide qui permet une rétention prolongée des liquides. Cela favorise la décantation et la formation de deux couches distinctes par l'action de la gravité (HAFIZ et al. 2005). La figure 2.12 montre le fonctionnement d'un séparateur gravitaire à trois phases :

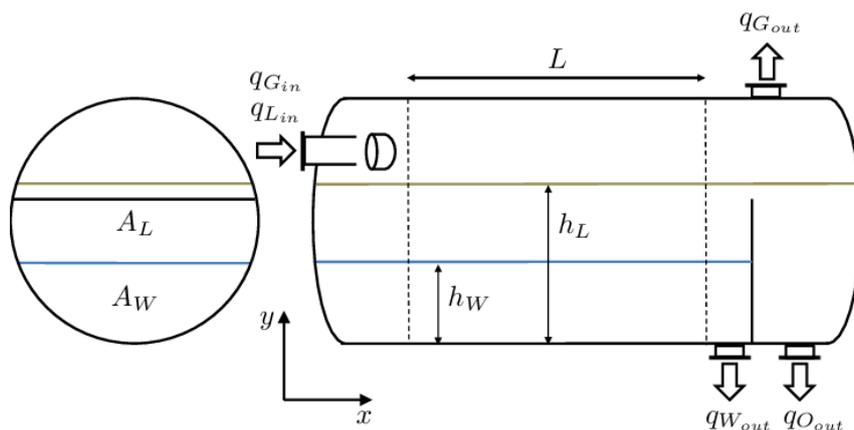


FIG. 2.12 : Schéma simplifié d'un séparateur gravitaire (BACKI et al. 2017)

La variation du volume de liquide dans le séparateur peut être exprimé comme suit :

$$\frac{dV_L}{dt} = q_{L,in} - q_{L,out} = q_{L,in} - q_{W,out} - q_{O,out} \quad (2.4)$$

où V_L est le volume du liquide, $q_{L,in}$ et $q_{L,out}$ sont les débits d'entrée et de sortie du liquide respectivement, $q_{W,out}$ et $q_{O,out}$ sont les débits de sortie de l'eau et de l'huile respectivement.

2.3.2 Les procédés de flottation

L'objectif de la flottation est de favoriser l'attachement des huiles (hydrocarbures) à des bulles d'air ou à d'autres particules, ce qui facilite leur séparation de l'eau. Les bulles d'air ou les floes chargés d'hydrocarbures remontent à la surface sous forme de mousse, où ils sont collectés et éliminés du système de flottation (RAMASWAMY et al. 2007). L'eau clarifiée est ensuite évacuée pour un traitement ultérieur.

Le mécanisme du procédé implique plusieurs étapes. Selon Roshni MOOSAI et al. 2003, tout d'abord, la bulle d'air se rapproche de la gouttelette d'huile. Ensuite, l'huile hydrophobe s'attache alors à la bulle d'air. Enfin, l'huile se propage à la surface de la bulle résultant une remontée plus rapide du conglomérat (huile + bulle d'air) par rapport à une gouttelette non attachée.

Différentes techniques de flottation sont utilisées dans le domaine pétrolier, notamment la flottation à gaz induit, la flottation à gaz dissous et l'électroflottation.

Flottation à gaz induit (IGF)

Dans la flottation à gaz induit (ou à air dispersé), le gaz récupéré par la séparation gravitaire est réinjecté vers la cellule de flottation après avoir traversé un dispositif de dispersion. Ou des bulles d'air sont générées mécaniquement par une combinaison d'un agitateur mécanique à grande vitesse et d'un système d'injection d'air (VAN HAM et al. 1983). Le gaz introduit forme des bulles d'un diamètre compris entre 100 et 1000 μm (MOOSAI et al. 2002).

La figure 2.13 ci-dessous présente le schéma d'un réservoir de flottation à gaz induit :

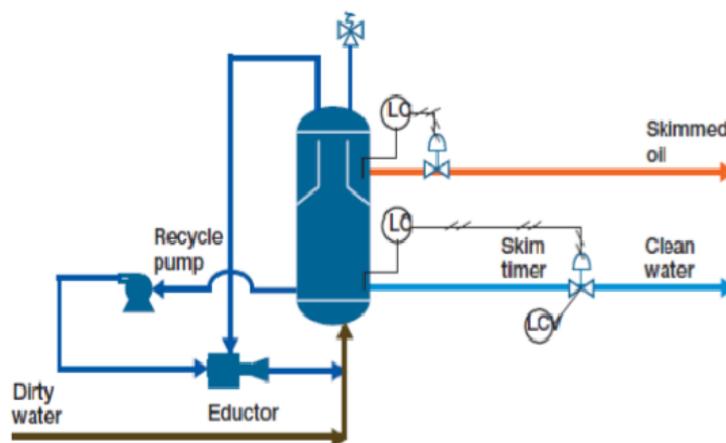


FIG. 2.13 : Schéma d'un réservoir IGF (PANNEER SELVAM 2018)

Flottation à gaz dissous (DGF)

Dans le processus de flottation à gaz dissous, le gaz ou l'air est dissous dans les eaux sous haute pression, ce qui augmente la solubilité des gaz dans le liquide. Lorsque la pression des eaux est réduite, le gaz dissous se libère sous forme de bulles. Cela se produit lorsque l'eau sursaturée passe à travers des valves à aiguille ou des orifices spéciaux, créant ainsi des nuages de bulles de 10 à 100 μm (MOOSAI et al. 2002).

La figure 2.14 présente une illustration de la génération de bulles pendant le procédé de DGF :

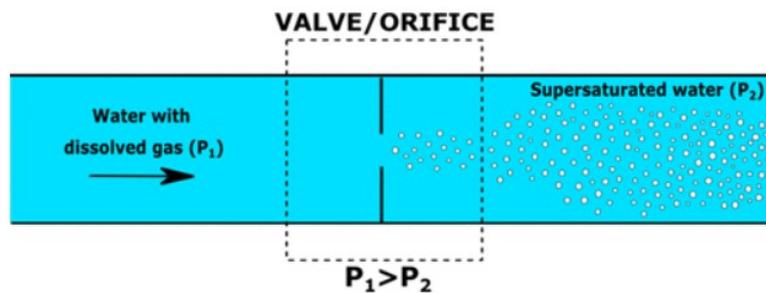


FIG. 2.14 : Illustration de la génération de bulles pendant la DGF (DAS et al. 2018)

Electroflottation (EF)

Dans la technique d'électroflottation (EF) ou plus correctement, de flottation électrolytique, des microbulles sont générées sous l'influence d'un champ électrique entre deux électrodes. La génération de microbulles est basée sur l'électrolyse de solutions aqueuses diluées ou de dispersions, ce qui produit des bulles de gaz aux deux électrodes (KYZAS et al. 2016).

Dans une étude réalisée par ANDRE et al. 2000, un système de coagulation/flottation électrolytique utilisant des électrodes en aluminium à polarité réversible a été rapporté. Les chercheurs ont observé que les ions d'aluminium étaient libérés des anodes, ce qui favorisait la coagulation des particules. Parallèlement, des bulles d'hydrogène étaient générées à partir de la cathode en aluminium, permettant ainsi la flottation des floes formés.

2.3.3 Traitement chimique

Le traitement chimique des émulsions peut être réalisé à l'aide de différentes méthodes, notamment le traitement par des agents désémulsifiants inverses, ainsi que par coagulation et floculation. Le dosage chimique dans les systèmes huile-eau ne permet pas une séparation directe, mais peut améliorer les performances de l'équipement de séparation physique en générant des gouttelettes d'huile plus grandes.

Désémulsifiant inverse

Ce type de traitement vise à rompre l'émulsion en ajoutant un produit chimique spécifique, appelé désémulsifiant inverse, qui interfère avec l'interface entre l'huile et l'eau. Ces désémulsifiants inverses ont la capacité de réduire la tension superficielle entre les phases et de favoriser la coalescence des gouttelettes d'huile facilitant ainsi la séparation de l'huile et de l'eau (DANIEL-DAVID et al. 2005). Ils agissent en se liant aux molécules tensioactives présentes dans l'émulsion, ce qui perturbe leur capacité à maintenir la stabilité de l'émulsion. Par conséquent, l'huile se sépare sous forme de phase distincte pour être extraite.

D'après les études effectuées par SUN et al. 2020, un nouveau désémulsifiant à base de polyéther-polyquaternium (PPA) a été proposé spécifiquement pour les émulsions O/W.

Lors du traitement d'une émulsion O/W contenant 500 mg/L d'huile, ce désémulsifiant PPA a montré une efficacité de désémulsification de 80,6% à une dose de 110 mg/L. Des résultats des tests de distribution de taille des gouttelettes d'huile ont indiqué que le PPA pouvait mieux coalescer les petites gouttelettes d'huile, ce qui favorise significativement l'efficacité de séparation huile-eau.

Coagulation/Floculation

Les mécanismes de coagulation et de floculation sont des procédés complémentaires utilisés dans le traitement chimique des eaux huileuses. La coagulation implique l'utilisation de sels inorganiques, également connus sous le nom de coagulants, qui agissent en réduisant l'épaisseur de la double couche électrique entourant les gouttelettes d'huile et en neutralisant leur charge électrique. Cela favorise la formation d'agrégats de gouttelettes plus importantes. D'autre part, la floculation fait appel à des polymères organiques, appelés floculants, qui modifient la charge électrique des gouttelettes d'huile ou forment des ponts entre les particules, favorisant ainsi l'agglomération des gouttelettes en floccs plus volumineux (ZHAO et al. 2021).

En combinant les deux procédés, le coagulant et le floculant agissent de manière synergique pour favoriser la séparation de l'huile des eaux. La coagulation réduit la stabilité des émulsions en favorisant l'agrégation des gouttelettes d'huile, tandis que la floculation favorise la formation de floccs plus grands à partir des particules d'huile agrégées (figure 2.15) et facilite leur élimination ultérieure.

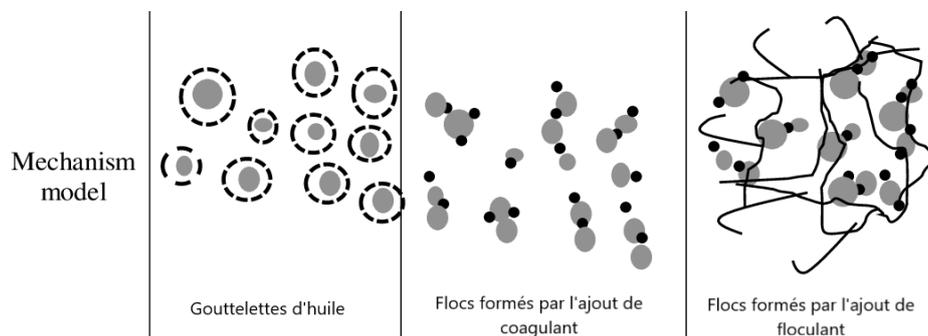


FIG. 2.15 : Mécanisme de fonctionnement de la coagulation/floculation (OMAR 2018)

D'après les études effectuées par MOUSA et al. 2016 sur l'efficacité de la coagulation/floculation, les résultats ont montré que le coagulant KlarAid CDP1326 à une dose de 70 mg/l et le floculant Zetag8140 à une dose de 2,5 mg/l ont réussi à réduire la teneur en huile de 550 mg/l à 54,6 mg/l. Les résultats des analyses statistiques ont donné une équation décrivant le procédé.

2.3.4 Les procédés par adsorption

L'adsorption est une technique couramment utilisée dans le traitement des eaux usées contenant des contaminants tels que les composés organiques, les métaux lourds et les substances indésirables. L'adsorption est le procédé par lequel les particules ou les molécules d'une substance sont piégées ou retenues à la surface d'un matériau solide, appelé adsorbant.

Dans le contexte du traitement des eaux huileuses, l'adsorption est utilisée pour éliminer les hydrocarbures et les substances organiques présentes dans l'eau. L'adsorbant utilisé est généralement un matériau poreux à grande surface spécifique, tel que le charbon actif, la zéolite ou les résines échangeuses d'ions (MARETTO et al. 2014).

Selon PINTOR et al. 2016, l'adsorption en tant que traitement secondaire suscite un intérêt croissant dans la littérature, en particulier en utilisant des sorbants organiques naturels. Ces chercheurs ont comparé entre plusieurs sorbants naturels, notamment le sisal (*Agave sisalana*), la fibre textile de coco (*Cocos Nucifera*), la soie (*Chorisia speciosa*), etc. Ces sorbants présentent les avantages d'un coût inférieur, de la biodégradabilité et peuvent permettre la récupération ou le recyclage des huiles.

2.3.5 Séparations centrifuges

Ces techniques reposent également sur la différence de densité entre les deux phases (huile et eau), mais le procédé de séparation est amélioré en appliquant une force centrifuge à l'aide de centrifugeuses ou d'hydrocyclones. où elles sont employées en conjonction avec l'ajout de coagulants pour rompre les émulsions huile dans eau (CAMBIELLA et al. 2006 ; CURTIS 1996).

Les hydrocyclones utilisent l'injection tangentielle de l'alimentation liquide pour créer un mouvement circulaire à l'intérieur de l'hydrocyclone (figure 2.16). La phase d'eau plus dense se déplace vers les parois et est collectée au bas de l'unité, tandis que la phase d'huile plus légère est récupérée en surface. Certains hydrocyclones fonctionnent sous pression, ce qui permet d'attirer les gouttelettes d'huile vers le vortex central à basse pression. En appliquant une contre-pression à la sortie d'eau, un flux ascendant est créé pour éliminer l'huile par l'orifice de sortie amont (SCHUBERT et al. 1992).

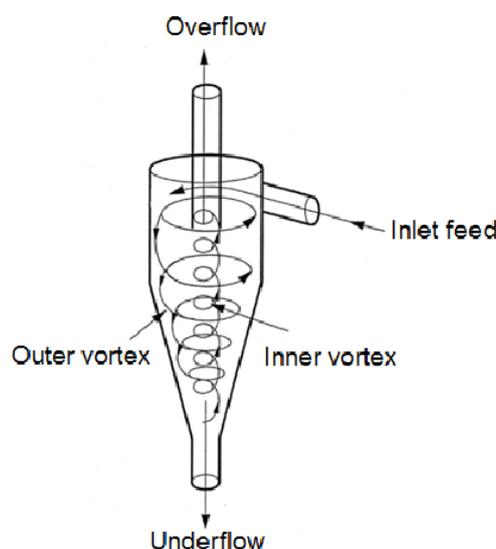


FIG. 2.16 : Schéma représentatif d'un hydrocyclone (HOSSEINI et al. 2015)

2.3.6 Filtration membranaire

La technologie de filtration par membrane est l'un des procédés de séparation avancés pour le traitement des eaux usées contenant de l'huile et des émulsions huile-dans-eau. Comparé aux méthodes conventionnelles, ce processus se distingue par son efficacité économique et la qualité de l'eau rejetée. Cependant, le choix des membranes et des conditions de fonctionnement repose essentiellement sur des critères empiriques afin de garantir un rejet satisfaisant de l'huile et des substances émulsionnées (XU et al. 2010).

Ces dernières années, les membranes sont devenues de plus en plus courantes dans le traitement des eaux huileuses. Les membranes sont particulièrement utiles pour les émulsions stables, en particulier les déchets huileux solubles dans l'eau (CHERYAN et al. 1998). Cette technologie de filtration permet une séparation efficace des composants indésirables, contribuant ainsi à l'amélioration de la qualité de l'eau traitée. D'après les études menées par BANSAL 1975 ; HLAVACEK 1995 ; SANTOS et al. 1997, Il a été constaté que la filtration par membrane à ultrafiltration (UF) est extrêmement efficace pour la séparation de l'huile dans l'eau (figure 2.17). Les résultats de ces études ont révélé des taux élevés d'élimination de l'huile, allant de 99,64% à 99,99%. Les chercheurs ont découvert que la membrane pouvait également agir comme un coalesceur.

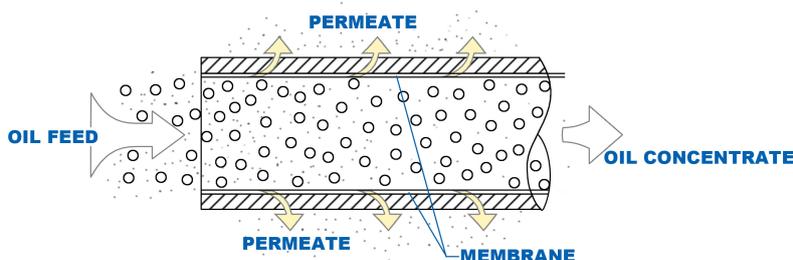


FIG. 2.17 : Schéma représentatif d'une filtration membranaire par UF (DHAWAN 1978)

2.3.7 Traitement Biologique

Au cours des dernières années, de nombreux chercheurs se sont intéressés aux traitements biologiques pour le traitement des eaux usées contaminées par des composés organiques ou des hydrocarbures. Ces méthodes présentent plusieurs avantages, tels que leur rentabilité, leur respect de l'environnement et leurs performances élevées en termes d'élimination. Cependant, il est essentiel d'utiliser des bactéries appropriées étant donné que les eaux produites par les champs pétroliers contiennent des substances toxiques qui peuvent inhiber l'activité bactérienne. Plusieurs souches bactériennes, notamment *Pseudomonas*, *Marinobacter*, *Halomonas*, *Aeromonas*, *Bacillus*, *Ochrobactrum*, *Achromobacter* et *Rhodococcus*, ont démontré de bonnes performances dans l'élimination des composés organiques présents dans les eaux usées contaminées par les hydrocarbures (PENDASHTEH et al. 2010 ; SHARGHI et al. 2013). Il a été observé que les performances de ces bactéries dépendent de facteurs tels que la concentration d'hydrocarbures pétroliers (TELLEZ et al. 2002), la salinité/la concentration en matières solides dissoutes (TDS) (PENDASHTEH et al. 2010), et d'autres conditions environnementales.

Le système de traitement biologique utilisant la boue active aérobie permet une dégradation efficace des hydrocarbures pétroliers et est considéré comme une méthode efficiente

pour traiter les eaux contenant des hydrocarbures. ZHANG et al. 2009 ont étudié l'utilisation des rhamnolipides dans un système de boue active aérée pour le traitement biologique des eaux huileuses. Ils ont utilisé un bouillon de culture exempt de cellules contenant des rhamnolipides, ce qui a favorisé la biodégradation du pétrole brut et de l'huile lubrifiante dans un système de boue active aérobie conventionnel. Leur étude a révélé que les eaux contenant de l'huile lubrifiante étaient plus facilement biodégradables que le pétrole brut.

2.3.8 Les procédés d'oxydation catalytique

Les procédés d'oxydation photocatalytique (POPs) permettent la minéralisation des composés organiques et inorganiques par dégradation sous l'effet de la photocatalyse. Cette méthode présente une grande efficacité et une rentabilité avantageuse dans le traitement des eaux usées issues des raffineries. Elle offre une capacité significative pour la dégradation des polluants présents, tout en étant une solution économiquement viable (KUNDU et al. 2018).

Les études de ZIOLLI et al. 2002 sur la destruction photocatalytique de la fraction d'huile brute soluble dans l'eau en utilisant TiO₂/ultraviolet (UV)-Vis, a montré une destruction totale des composés hydrosolubles d'origine huileuse. Ceci indique que le POP est un procédé extrêmement efficace dans le traitement des eaux huileuses.

Chapitre 3

PRESENTATION DU CHAMP EL-MERK

3.1 Introduction

Le présent chapitre a pour but de donner une vue d'ensemble détaillée du Groupement Berkine, de décrire les caractéristiques et les activités menées sur le champ El Merk, ainsi que de présenter le processus de traitement de divers produits pétroliers, tels que le pétrole brut, le condensat, le GPL et le gaz. En outre, l'accent sera mis sur l'unité de traitement de l'eau produite, qui constitue l'unité d'intérêt pour notre problématique.

3.2 Présentation de Groupement Berkine

Le GROUPEMENT BERKINE a été créé en 1998 en tant qu'organisme d'exploitation par SONATRACH, entreprise pétrolière et gazière nationale algérienne, et ANADARKO, société pétrolière indépendante d'exploration et de production de pétrole et de gaz parmi les premières dans le monde. Le Groupement BERKINE est chargé de gérer les activités de l'association SONATRACH/ANADARKO. À la date de mai 2002, le groupement BERKINE a produit, pour le compte de l'association, un total de 100 millions de barils d'huile. Cette mise en situation professionnelle touche de près les processus de pré-traitement du pétrole brut, qui englobent les étapes suivantes : séparation, stabilisation, stockage et expédition.

Le bassin de Berkine est situé dans la partie nord de la plate-forme saharienne, à 1100 KM d'Alger, à 300 KM de HASSI MESSAOUD. il est limité par :

- Les frontières tunisiennes (114KM) et libyennes (160 KM) à l'est.
- Bassin d'Illizi au sud.
- Dôme de dahar au nord.
- Hassi Messaoud à l'ouest.

L'entreprise et ses partenaires produisent actuellement du pétrole à partir de trois mégaprojets (Ourhoud, HBNS et El Merk). La production du champ El Merk, le plus récent de ces projets, a commencé en mars 2013.

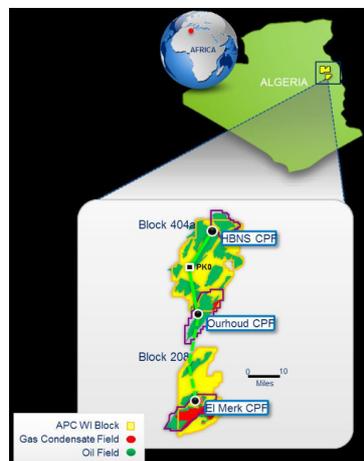


FIG. 3.1 : localisation du bassin de Berkine

3.3 Le Champ d'El Merk

Le champ d'El Merk comprend un certain nombre de gisements d'hydrocarbures distincts situés à environ 350 km au sud-est de Hassi Messaoud. Les champs seront exploités par l'Association et ses partenaires Sonatrach / Anadarko. La zone de production a été découpée en 4 secteurs :

- Le Bloc 208 (El Merk) est constitué de quatre champs (EKT, REM, EME et EMK/MLSE unitisée) et de trois formations de réservoir distinctes (TAGI, RKF et Strunien). La formation TAGI contient du pétrole, tandis que les formations RKF et Strunien contiennent du gaz à condensat.
- Le Bloc 405A (Menzel Ledjmet) a déjà été partiellement exploité, avec des installations de production et d'exportation à Menzel Ledjmet Nord (MLN). Le gisement TAGI situé au sud-est de Menzel Ledjmat (MLSE) sera acheminé vers le CPF d'El Merk et traité en même temps que la production du site.
- Les blocks 404 et 403a sont déjà opérés par le Groupement Berkine à l'aide du CPF d'Hassi Berkine qui traite la production des champs HBNS et de ses satellites, ainsi que les champs HBN. Ce CPF ne possédant pas d'unité de récupération de GPL, les gaz riches récupérés pourraient, dans le futur, être envoyés vers le CPF d'El Merk pour y être traités.

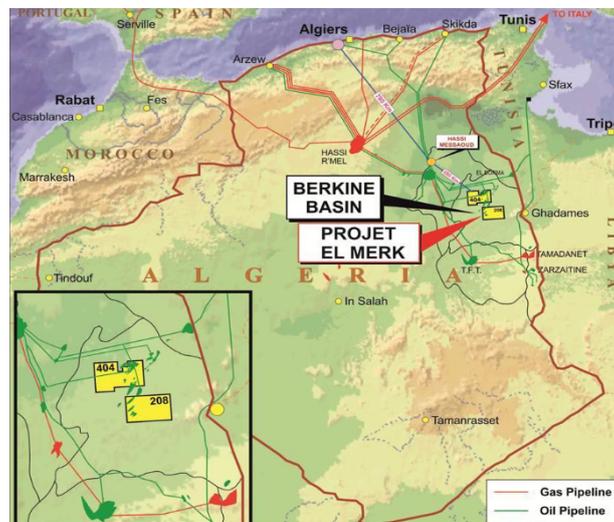


FIG. 3.2 : Situation géographique du projet El Merk

3.4 Description du CPF El Merk

CPF El Merk (Central Processing Facility) est une installation de traitement de pétrole brut située dans le désert algérien, à environ 1 200 km au sud-est d'Alger. Il est exploité par une coentreprise entre la compagnie pétrolière algérienne Sonatrach et la société américaine d'exploration et de production pétrolière Occidental Petroleum Corporation (Oxy).

CPF El Merk traite le pétrole brut produit dans le champ pétrolier du même nom, ainsi

que celui produit dans les champs pétroliers voisins. Le CPF a une capacité de traitement de 130 000 barils de pétrole brut par jour. Il traite le pétrole brut en utilisant divers processus tels que la séparation, la désulfuration, la désalinisation et la déshydratation pour produire des produits pétroliers tels que le gaz de pétrole liquéfié, le gaz naturel, le condensat et le pétrole brut. Le CPF El Merk est également équipé d'un système de traitement des eaux produites.

Il est considéré comme l'un des projets les plus importants de Sonatrach et d'Oxy en Algérie, et il contribue grandement à la production pétrolière et gazière du pays.

3.4.1 Les différentes divisions du CPF

Le CPF est un complexe de traitement de pétrole, composé de plusieurs divisions :

Division HSE

Le département HSE est composé des services suivants :

- Service prévention : son rôle est de prévenir les risques et de les réduire au maximum.
- Service intervention : son rôle est d'intervenir en cas d'accident. Son personnel travaille en continu pour intervenir rapidement en cas d'incident. Pour garantir une sécurité optimale, le service dispose d'un équipement comprenant notamment des systèmes anti-incendie à eau et à mousse, des ambulances bien équipées, ainsi qu'un réseau d'incendie installé tout autour de l'usine.

Division IT

elle est divisée en deux services : Service informatique et service télécommunication.

Division Logistique

Cette division fournit le matériel nécessaire à tous les services et prestataires du Groupe Berkine. Elle est composée de trois services

- Service Matériel
- Service Transport
- Service Intendance

Division EP (engineering production)

Le rôle principal de cette division est de contrôler les paramètres opératoires de l'off-site, cette division se divise en deux services :

- Service production
- Service puits

Division Maintenance

C'est un organe principal du CPF. Cette division est composée de cinq services :

- Service Planning
- Service Instrumentation
- Service Électrique
- Service Mécanique
- Service Off-site

Division Exploitation

Le rôle principal de cette division est d'assurer le bon fonctionnement des installations tout en garantissant une qualité d'exploitation optimale du processus de production de brut, condensat et gaz, afin d'obtenir des produits conformes aux normes de transport et de commercialisation.

Pour simplifier cette tâche et réduire la complexité du suivi et de la surveillance, le CPF est divisé en plusieurs unités qui sont gérées par un système de contrôle DCS depuis la salle de contrôle CCR. Cette salle est gérée et surveillée par des opérateurs tableautistes qui utilisent le système de contrôle YOKOGAWA. Cette division est également responsable de l'autorisation de tout travail dans le CPF. Elle est subdivisée en :

- Service NGL
- Service de traitement de brut
- service des utilités et injection d'eau

3.4.2 Puits producteurs

Un puits est une excavation créée par un processus de forage permettant l'extraction de produits stockés en profondeur dans le sous-sol.

Le puits producteur sert à extraire les effluents sortant du réservoir vers les manifolds des unités de traitement. Chaque puits est équipé d'une installation de surface qui lui permet d'assurer sa fonction spécifique. Cette installation se compose d'un ensemble d'instruments et d'équipements de contrôle assurant les fonctionnalités de production, d'intercommunication et de sécurité.

L'huile et les condensats de gaz provenant des différents champs sont collectés dans les stations de collecte de champ FGS. À partir de ces stations, la production est exportée en utilisant des collecteurs vers le CPF où l'huile, les condensats et les GPL sont séparés, traités et stockés avant d'être exportés par pipeline vers Gassi Touil.

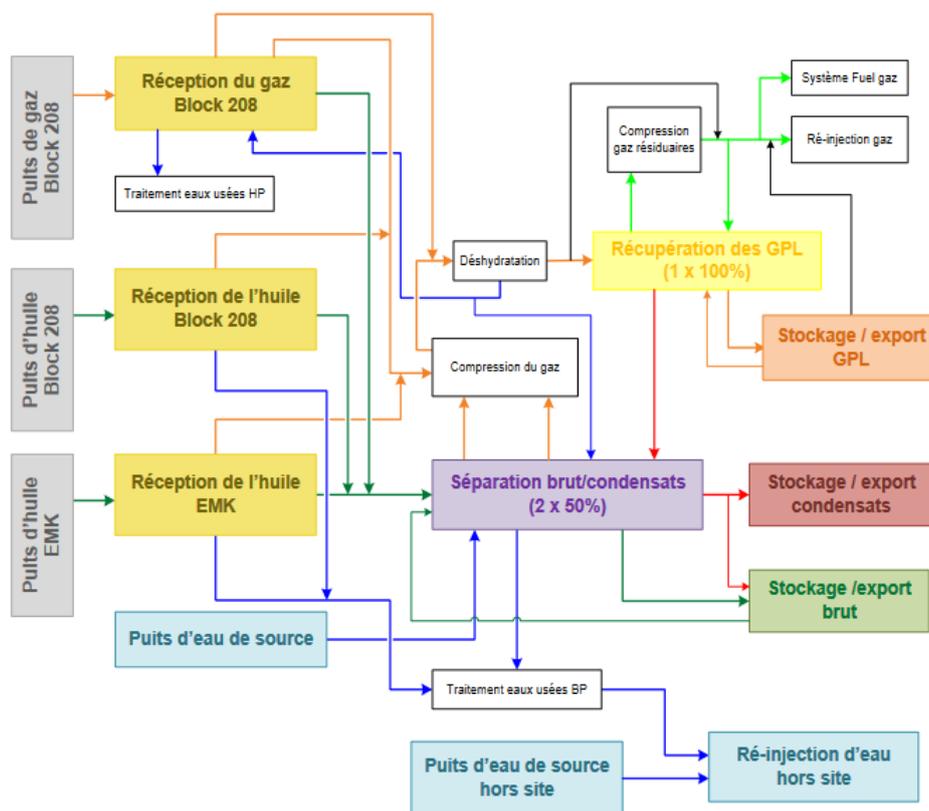


FIG. 3.3 : Schéma bloc simplifié

3.4.3 Réception de la production au CPF

D'une manière générale, la production est séparée en trois phases distinctes. En premier lieu, le gaz est envoyé vers l'unité de récupération des GPL, où il est éventuellement comprimé s'il ne possède pas une pression suffisante. Ensuite, les hydrocarbures liquides sont envoyés vers les deux trains de séparation huile/condensats. Enfin, l'eau produite est séparée par décantation, puis traitée avant d'être réinjectée dans les réservoirs.

Le CPF reçoit la production des différents puits dans trois unités de traitement, chargées d'effectuer une première séparation de la production en deux phases (gaz/liquide) ou trois phases (gaz/hydrocarbures/liquides)

Traitement de brut

Le CPF dispose de deux trains de traitement, d'une capacité de 65000 barils/jour pour chacun. Les hydrocarbures liquides sont admis sur chaque train de traitement où ils subissent plusieurs étapes. Tout d'abord, ils sont soumis à une nouvelle séparation tri-phasique. Le gaz récupéré dans le séparateur haute pression est envoyé à l'aspiration du second étage des compresseurs jumelés (AGC), tandis que l'eau produite est envoyée vers l'installation de traitement des eaux. Les hydrocarbures liquides sont ensuite envoyés vers la partie dessalage.

- **Dessalage** : Les hydrocarbures liquides subissent un traitement de dessalage pour éliminer les sels en suspension. Ce traitement consiste en un lavage à l'eau de source suivi d'une décantation. Les gaz issus de la décantation sont envoyés à l'aspiration du premier étage des compresseurs jumelés (AGC), tandis que les hydrocarbures

sont envoyés vers la partie de stabilisation du brut. L'eau de lavage, qui est chargée en sels, est dirigée vers l'installation de traitement des eaux avant d'être réinjectée dans les réservoirs.

- **Stabilisation du brut** : Le brut subit une opération de stabilisation afin d'ajuster ses caractéristiques, notamment sa tension de vapeur. Cette opération consiste en une distillation et une élimination des fractions les plus volatiles, telles que les condensats. Le brut stabilisé est alors acheminé vers un stockage dédié tandis que les condensats sont envoyés vers l'unité de récupération des condensats.
- **Récupération et stabilisation des condensats** : où les caractéristiques des condensats (tension de vapeur et densité) sont ajustées par mélange, puis envoyés vers leur stockage dédié.

traitement des gaz

Le CPF dispose d'un train de récupération des GPL d'une capacité de 600 MMSCFD (17.106 Sm³/j).

- **Compression des gaz** :

L'unité de récupération des GPL fonctionne à 70 bar pour traiter les dégazages du CPF, nécessitant une re-compression. Deux types de compresseurs sont utilisés : les compresseurs jumelés (AGC) compriment les dégazages du traitement du brut, avec une capacité de 50% chacun et un troisième en secours. Ils sont centrifuges avec deux étages de compression. Les compresseurs booster élèvent la pression à 70 bar, avec une capacité de 33% chacun, alimentés par les dégazages des puits gaz et huile et le refoulement des compresseurs jumelés.

Après refroidissement, le refoulement des compresseurs booster est mélangé au dégazage de la partie "haute pression" de la réception de la production des puits "gaz" du bloc 208, puis est envoyé dans la section de déshydratation.

- **Déshydratation** : Le procédé de récupération des GPL exige des températures très basses pour liquéfier le propane et le butane, mais il est nécessaire d'éliminer toute trace d'humidité dans le gaz pour éviter le gel et le risque de bouchage des équipements. Le gaz subit une première étape d'élimination grossière de l'humidité à l'aide d'un séparateur vertical et d'un filtre coalescer, puis une élimination plus fine à travers des sécheurs garnis de tamis moléculaires. Les condensats récupérés sont réinjectés dans le procédé. Après un filtre de sécurité, le gaz sec est admis sur le train de récupération des GPL. En cas d'indisponibilité de celui-ci, un by-pass permet d'injecter le gaz directement au refoulement des compresseurs de gaz résiduaux pour éviter l'arrêt de l'installation.

Les sécheurs sont régénérés par la circulation de gaz sec réchauffés dans un four au Fuel Gaz. Le gaz de régénération est ensuite refroidi puis renvoyé à l'entrée du séparateur initial après élimination des condensats, recyclés dans le procédé.

- **Récupération des GPL** : Le train de récupération des GPL est dimensionné pour récupérer 90% du propane et du butane dans le gaz.

- **Séparation des GPL** : Le procédé de séparation des GPL se fait en deux étapes de refroidissement du gaz sous pression. Dans un premier temps, le gaz riche en GPL est refroidi par les gaz résiduaux froids, issus des absorbeurs, dans une série d'échangeurs, ce qui permet d'optimiser la récupération d'énergie sur le procédé. Ensuite, le GPL liquide récupéré dans un séparateur est détendu avant d'être envoyé vers le dé-éthaniseur. Cette détente contribue à abaisser la température du mélange bi-phasique, qui est utilisé pour refroidir le gaz riche et condenser le GPL.

Dans la deuxième étape, le gaz subit un refroidissement par détente adiabatique dans les turbo-expandeurs (deux machines disposées en parallèle). Si l'un des turbo-expandeurs n'est pas disponible, le gaz peut être refroidi par détente à l'aide d'une vanne spéciale, appelée vanne "Joule-Thomson", mais cela entraîne une légère perte d'efficacité.

- **Fractionnement des GPL** : Le liquide et le gaz pauvre sont acheminés vers la section de fractionnement, qui comprend trois colonnes. Le premier est l'absorbeur, dont la fonction est d'optimiser la récupération des GPL dans le gaz. Ensuite, le dé-éthaniseur élimine les fractions volatiles présentes dans le liquide, tandis que le dé-butaniseur élimine les fractions lourdes présentes dans le GPL. En sortie de dé-butaniseur, le GPL est dirigé vers un réservoir de stockage dédié, tandis que le fond du dé-butaniseur, constitué de condensats légers, est retourné vers la partie récupération et stabilisation des condensats. Les gaz résiduaux sortant en tête de l'absorbeur sont compressés avant d'être envoyés vers les compresseurs de gaz résiduaux. Les gaz résiduaux froids issus de l'absorbeur sont utilisés pour refroidir les gaz riches et amorcer la liquéfaction des GPL.
- **Compression des gaz résiduaux** : Le gaz sortant en tête de l'absorbeur contient essentiellement du méthane et de l'éthane. Il est utilisé :
 - Comme source d'énergie dans les fours du site et les turbines à gaz.
 - Comme fluide utilité (réseaux de drain).
 - Comme gaz d'injection.

3.4.4 Stockage et export des hydrocarbures

Le CPF dispose de trois stockages dédiés :

- Le pétrole brut, provenant du fond de la colonne de stabilisation de chaque train d'huile, est dirigé vers un système de stockage composé de deux bacs à toit flottant. Ensuite, il est exporté par pipeline vers Gassi Touil. La production journalière de chaque train est de 45000 barils.

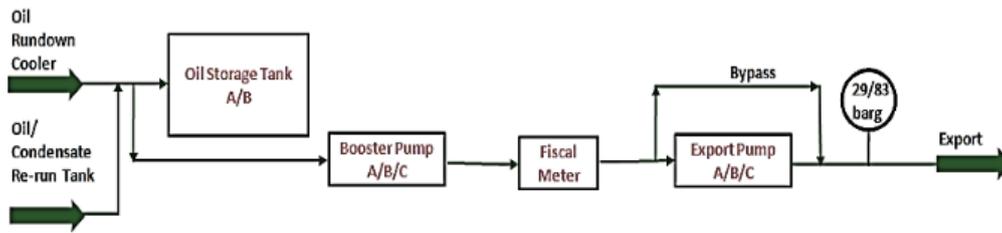


FIG. 3.4 : Stockage et export de brut

- Les installations permettront de produire 42000 barils/jour de condensats. ils sont stockés dans deux bacs à toit flottant avant d’être acheminés vers Gassi Touil via un pipeline dédié à leur exportation.

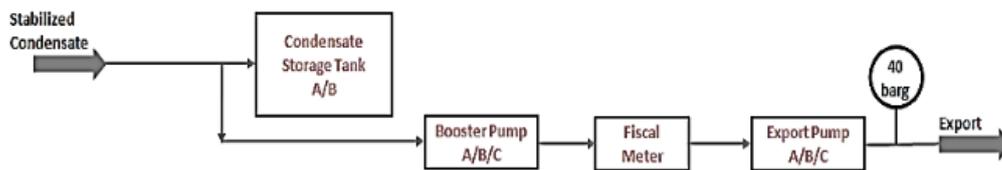


FIG. 3.5 : Stockage et export de condensat

- Les installations permettront de produire 70000 barils/jour de GPL. ils sont stockés dans trois sphères.

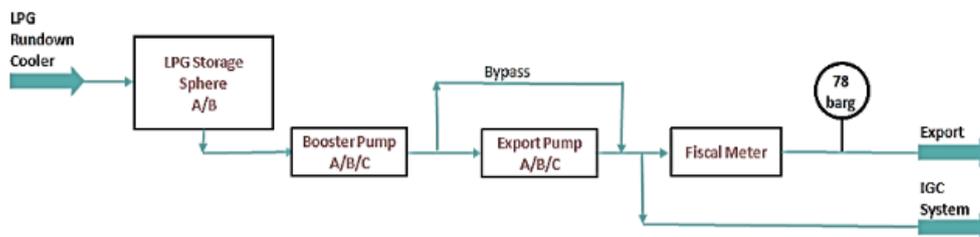


FIG. 3.6 : Stockage et export de GPL

3.5 Processus de l’unité PWT

Le système de traitement des eaux produites a pour objectif de stabiliser l’eau issue de la production et de réduire sa teneur en huile dispersée avant sa mise au rebut, de manière à la rendre apte à la réinjection pour le maintien de la pression du réservoir (TAGI) ou à l’injection dans un puits de décharge (RKF/STR). Le traitement comprend :

- Dégazer le flux d’eau (en éliminant les gaz dissous)
- Réduire la teneur en huile à moins de 20 ppm par la méthode de flottation à gaz induit

- Contrôle de la teneur en oxygène à un maximum de 10 ppb (poids) par injection d' O_2 scavenger (piégeage de molécules d'oxygène)
- Filtration visant à éliminer 98% des particules d'une taille supérieure à 10 microns

Il y a deux systèmes de traitement des eaux produites différents dans CPF.

Système de traitement des eaux produites RKF/STR

L'eau produite provenant des puits de production Block 208 RKF/Strunian contient une teneur élevée en baryum. Cette eau représente un risque potentiel de formation de dépôts dans CPF lorsqu'elle est mélangée avec les flux d'eau produite à base de pétrole TAGI provenant d'autres puits. Par conséquent, l'eau produite du puits de production de gaz et de condensat du Block 208 est traitée séparément dans un système et envoyée pour injection. L'eau produite séparée du séparateur de condensat et du collecteur de condensat Block 208 est dirigée vers le système de traitement des eaux produites RKF/STR. La capacité de cette section est de 6355 BWPD.

Le système se compose d'un réservoir de dégazage et d'un réservoir de flottation à gaz induit pour éliminer les gaz dissous et récupérer la teneur en huile de l'eau produite. L'huile séparée du réservoir de dégazage et de l'unité de flottation à gaz induit est pompée vers le tambour de récupération d'huile/condensat (V08-2102). Après élimination de l'huile, l'eau produite traitée est pompée vers le réservoir de stockage d'eau produite RKF/STR (T08-5202)

L'eau traitée est acheminée vers un puits de réinjection à l'aide des pompes dédiées du système RKF/STR, après avoir transité par des filtres grossiers d'injection d'eau.

Système de traitement des eaux produites TAGI

L'eau produite reçue des puits producteurs d'huile EME, EKT et EMN est séparée dans le collecteur de pétrole Block 208. L'eau produite provenant de ces collecteurs de pétrole ainsi que des unités de traitement ultérieures du train de traitement du pétrole est acheminée vers le système de traitement des eaux produites TAGI.

L'eau de lavage séparée de la section du HP séparateur, du dessableur et de la section de stabilisation du Train-1 et du Train-2 du traitement du pétrole est également dirigée vers le système de traitement des eaux produites TAGI.

Le système de traitement des eaux produites TAGI se compose de deux trains indépendants (Train-1/Train-2) qui atteindront une capacité totale combinée de traitement de l'eau de 87 152 BWPD. La teneur maximale en huile admise en entrée est de 20 000 mg/l. Chaque train est composé d'un réservoir de dégazage et d'un réservoir de flottation à gaz induit pour éliminer les gaz dissous et récupérer la teneur en huile de l'eau produite. L'huile séparée de l'unité de dégazage et de l'unité de flottation à gaz induit est pompée vers le tambour de récupération d'huile/condensat (V08-2102). Après élimination de l'huile, l'eau produite traitée est pompée vers le réservoir de stockage d'eau produite traitée TAGI (T08-5201)

L'eau produite traitée provenant du réservoir de stockage est pompée par les pompes de surpression TAGI PW vers la station de collecte de champ, un réseau de distribution, où elle est mélangée avec de l'eau provenant de l'aquifère barrémien, puis injectée dans les sites EME et EMN à l'aide de pompes d'injection.

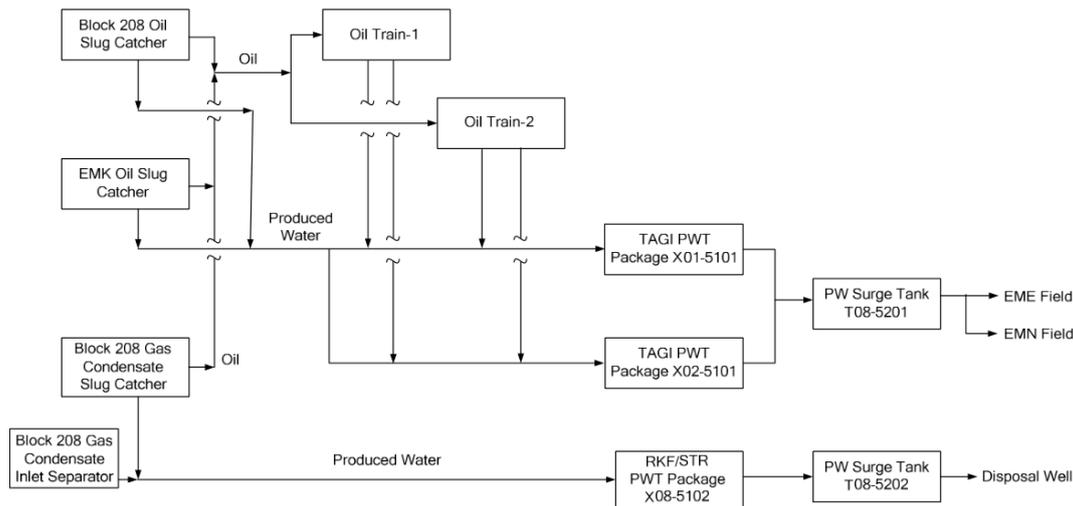


FIG. 3.7 : Vue d'ensemble de la collecte et de l'élimination des eaux produites

3.5.1 Système de traitement des eaux produites TAGI Train-1

Le système de traitement des eaux produites du TAGI Train-1 se compose des équipements suivants :

Réservoir de dégazage/Clarificateur CPI

L'eau produite provenant de la conduite d'entrée s'écoule vers le Vaisseau de Dégazage/Vaisseau CPI dans lequel le gaz dissous est éliminé. La conduite d'entrée est équipée d'un dispositif permettant l'injection d'un agent de désémulsification inverse. Le produit chimique est injecté en fonction des besoins.

L'eau d'entrée pénètre dans le Dégazeur (figure 3.8) par le bas et se répartit vers la tête bombée d'entrée avec un dispositif de rupture/protège-jupe d'entrée. Le gaz dissous se sépare et quitte le Vaisseau par l'intermédiaire d'un éliminateur de brouillard vers la conduite de détente basse pression.

L'eau huileuse passe à travers un coalesceur et des plaques ondulées, où les gouttelettes d'huile sont coalescées puis séparées de la phase aqueuse. L'huile remonte à la surface liquide et s'écoule sur une déversoir dans un compartiment interne appelé 'seau'. L'huile provenant du seau s'écoule vers le compartiment d'écémage du Vaisseau de Flottation à Gaz Induit, à travers la vanne de régulation de niveau, en raison de la différence de pression. Le débit d'écémage de l'huile peut être ajusté en variant la position de la plaque de déversoir réglable ou en variant le niveau liquide normal à l'intérieur du vaisseau.

L'eau partiellement traitée s'écoule sous le seau, déborde dans le compartiment d'eau, puis s'écoule vers le Vaisseau de Flottation à Gaz Induit à travers la vanne de régulation de niveau, en raison de la différence de pression.

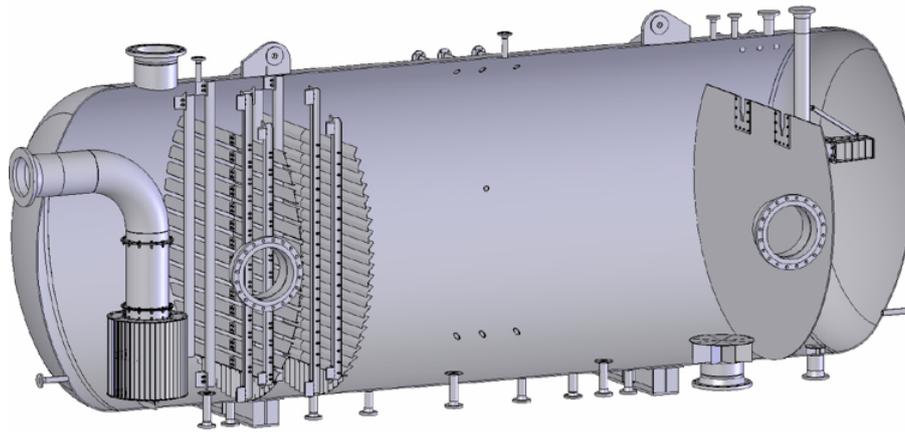


FIG. 3.8 : Schéma tridimensionnel de l'intérieur d'un dégazeur (NOV 2021)

Les solides, le cas échéant, transportés avec le courant d'entrée tombent au fond de l'ensemble de séparation où ils s'accumulent pour une évacuation intermittente. Le décapage du sable est effectué manuellement de manière intermittente si nécessaire. Le gaz de sortie est dirigé vers la conduite de détente basse pression. La conduite de sortie d'eau est également équipée d'un dispositif permettant l'injection du produit chimique de désémulsification inverse (figure 3.9).

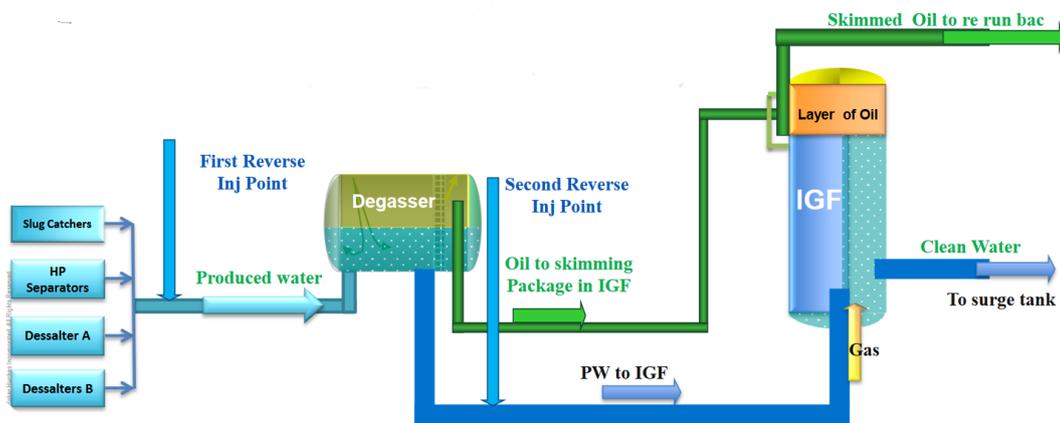


FIG. 3.9 : Les points d'injection du désémulsifiant inverse

Réservoir de flottation à gaz induit IGF

Le processus de flottation à gaz induit (IGF) fonctionne selon le principe de la loi de Stokes en utilisant un gaz finement dispersé pour réduire la densité apparente de l'huile et des solides, augmenter la taille des gouttelettes d'huile et leur flottabilité par coalescence. L'eau partiellement traitée provenant du réservoir de dégazage (V01-5101) est mélangée à l'eau de recirculation provenant de la pompe de recirculation (P01-5102 A/B) et s'écoule vers l'IGF. Ce débit de recirculation est constant et ne varie pas en fonction du débit d'eau produite entrant. L'eau de recirculation s'écoule à travers un éducteur (EDUC01-001) dans lequel un vide est créé pour induire l'entrée de gaz combustible basse pression dans le courant d'eau. Le mélange d'eau de recirculation et d'eau traitée provenant du dégazeur s'écoule à travers un dispersant (DISP01-001), où de très petites bulles de taille

micronique sont formées et uniformément réparties. Cela garantit que le gaz est entraîné dans tout le courant d'alimentation et que les bulles se fixent aux particules d'huile et de solides présentes dans l'alimentation entrante. Après être entrée dans l'IGF, l'eau d'entrée s'écoule à travers une section de coalescence dans le tube central à une vitesse réduite. Cela permet au gaz et aux particules d'huile/solides de se flocculer ensemble avant d'être libérés à la surface du réservoir.

Les floccs d'huile/solides sont dispersés radialement vers la périphérie du réservoir. L'huile flottante est périodiquement récupérée dans le canal de récupération par réglage automatique du niveau d'eau du contrôleur et par régulation de la vanne dans la ligne de sortie d'eau. L'augmentation de la valeur de réglage du contrôleur de niveau augmente le niveau dans le réservoir au-dessus du canal de récupération et l'huile flottante déborde dans le canal de récupération.

L'huile débordante est pompée par la pompe de rejet d'eau huileuse vers le tambour flash de retraitement de l'huile/condensat.

L'IGF est protégé par une atmosphère de gaz combustible basse pression, équipé de vannes de régulation de pression auto-régulantes, 01-PCV-51018 et 01-PCV-51017 réglées respectivement à 1 barg et 2 barg. Le gaz de sortie est dirigé vers la conduite basse pression (LP flare header).

Pompes de rejet d'eau huileuse

Deux pompes de rejet d'hydrocarbures liquides sont présentes, l'une en fonctionnement et l'autre en réserve. Elles ont pour rôle de transférer la mousse vers le ballon de détente chargé de la récupération de l'huile et du condensat.

Pompes de recirculation d'eau d'IGF

Chaque groupe du TAGI dispose de deux pompes de recirculation de l'eau de production, dont une est en fonctionnement et l'autre en réserve. Ces pompes sont utilisées pour réinjecter une partie de l'eau en vrac dans l'IGF, assurant ainsi son recyclage.

Réservoir de surpression d'IGF

Le surge tank est un ballon tampon qui sert d'une capacité de stockage nette de 7775 m³ et un temps de rétention de 8 heures. Pour maintenir la pression, le surge tank d'eau de l'unité IGF est recouvert d'un gaz carburant LP fixé à 30 mbarg.

Ce réservoir est équipé d'un système skim d'huile, qui permet d'éliminer l'huile si le traitement de l'eau de production ne respecte pas les normes. Cette opération est effectuée manuellement. L'eau est évacuée vers l'aspiration des pompes de suralimentation, tandis que l'huile est purgée manuellement vers des drains ouverts.

Les filtres

L'eau produite traitée passe à travers un filtre grossier afin d'éliminer les particules solides dont la taille dépasse 10 microns. La conduite de refoulement de la pompe Booster est équipée de trois filtres grossiers (3 x 50%) de type cartouche. Un système de surveillance

de la pression différentielle à travers le filtre est en place, signalant toute alarme de pression différentielle. Cette filtration est réalisée dans le but de protéger contre :

- L'accumulation de sédiments dans les conduites principales et les lignes de flux.
- Les dommages causés par l'érosion de la tuyauterie, des sièges de soupapes et des éléments internes de la pompe d'injection.
- Les dommages ou l'obstruction du puits d'injection d'eau.

La Pompe d'eau produite traitée TAGI

Il y a deux (2 x 100%) pompes d'eau produite traitée TAGI, dont une en fonctionnement et une en réserve. Les pompes sont équipées d'une fonction de "démarrage automatique" de sorte que la pompe en réserve démarre en cas de panne de la pompe en fonctionnement. Les pompes peuvent être démarrées et arrêtées depuis l'interface opérateur (OIS).

La conduite d'aspiration est prévue pour le dosage de biocide et de produit éliminateur d'oxygène (O2 Scavenger). L'injection d'O2 Scavenger est effectuée pour contrôler la teneur en oxygène de l'eau traitée à un maximum de 10 ppb (poids). L'injection est continue à un débit de 2,7 litres/heure. L'injection de biocide est intermittente et avec une dose prévue de 43 litres/jour. L'eau traitée provenant de la sortie de P01-5101A/B s'écoule vers le réservoir de surpression des eaux produites à travers la vanne de régulation de niveau pour maintenir le niveau dans l'IGF.

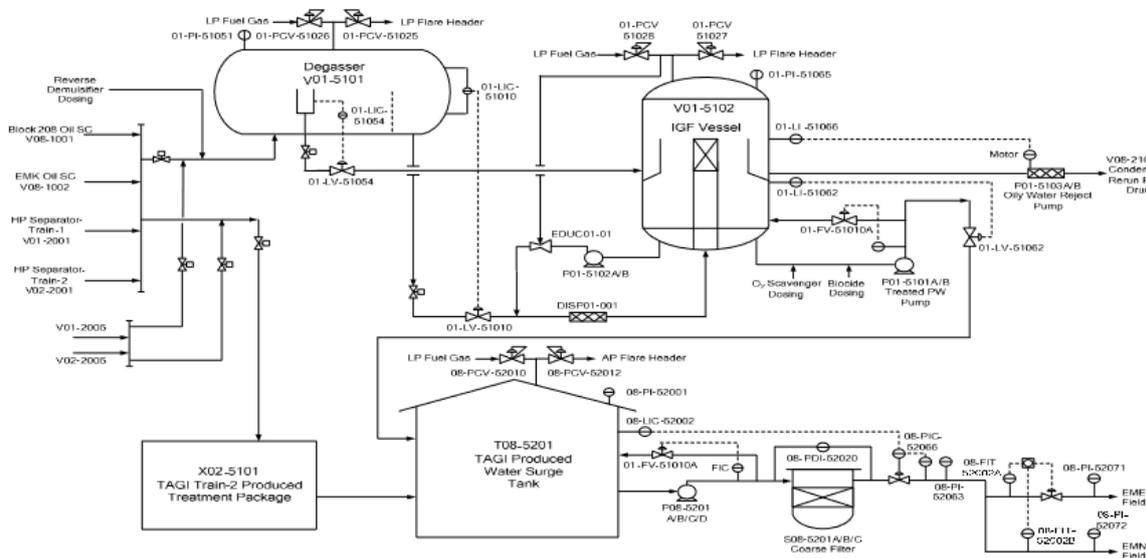


FIG. 3.10 : Vue d'ensemble du système de traitement des eaux produites Train-1 TAGI, du stockage et de l'injection.

3.5.2 Système de traitement des eaux produites TAGI Train-2

La description du traitement de l'eau produite TAGI Train-2 est similaire à celle du Train-1.

Chapitre 4

MATERIELS ET METHODES

4.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous fournirons une description complète de l'appareillage expérimental utilisé, des produits et réactifs employés, ainsi que du protocole expérimental suivi pour mener à bien les différentes expériences nécessaires dans le cadre de cette étude. Nous aborderons également le plan factoriel utilisé dans notre étude. Différentes techniques d'optimisation utilisées seront expliquées pour trouver les conditions expérimentales optimales.

4.2 Appareillage expérimental

4.2.1 Equipements et Verrerie de laboratoire

Les équipements et verrerie de laboratoire utilisés sont présentés dans le tableau 4.1 suivant :

TAB. 4.1 : Equipements et verrerie de laboratoire

Equipement	Volume (ml)	Equipement	Volume (ml)
Béchers	(50, 100, 250)	Burette	25
Fiole jaugée	250	Compte-gouttes	3
Ampoule à décanter	500	Bouteilles	(200, 1000)
Entoinnoir	/	Micropipettes	(10, 100, 1000) μ l
Eprouvette graduée	10	Pissette	/

4.2.2 Appareils

Les appareils utilisés sont présentés dans le tableau 4.2 ainsi que leurs marques :

TAB. 4.2 : Appareils utilisés

Appareil	Marque
Agitateur magnétique	IKA RCT basic
pH-mètre	WTW inoLab pH 730
Analyseur O/W	TD-500D
Chronomètre	/

Appareil TD-500D

Le TD-500D est un fluoromètre portatif à double canal spécialement conçu pour effectuer rapidement, facilement et de manière fiable des mesures de pétrole brut, de fioul, d'huile de lubrification, de diesel, de condensats de gaz et d'hydrocarbures raffinés présents dans l'eau ou le sol. Grâce à un étalonnage approprié avec une méthode de corrélation ou

un étalon connu, le TD-500D permet de mesurer les concentrations d'hydrocarbures dans les échantillons d'eau en moins de 4 minutes.

Des minicuvettes (Réf. P/N 50952) doivent être utilisées pour mesurer le pétrole brut lourd et les autres huiles hautement fluorescentes dans l'eau.

L'unité de mesure utilisée pour le TD-500D est le PPM (parties par million), qui est une mesure de concentration indiquant la quantité d'hydrocarbures présents dans l'eau. Ce fluoromètre présente une plage de détection considérablement élargie, allant de 1 ppm à 5000 ppm.



FIG. 4.1 : Appareil de mesure TD-500D oil in water meter

4.2.3 Produits et réactifs

Quatre produits ont été rassemblés : deux désémulsifiants inverses, un coagulant et un floculant. Chaque produit sera présenté individuellement avec ses caractéristiques spécifiques.

Du chloroforme à 99,4% de pureté, du laboratoire **Honeywell**, a été utilisé pour mesurer la teneur O/W de nos échantillons.

FLOCTREAT 5273

FLOCTREAT 5273, de la marque CLARIANT, est un mélange synergique de polyélectrolytes, il est efficace en tant que désémulsifiant inverse/dégraissant pour la clarification des eaux huileuses, il est utilisé dans les systèmes de flottation à air dissous et induit, ainsi que dans les séparateurs API/gravitaire.

FLOCTREAT 5273 est un liquide clair, incolore à légèrement trouble, de couleur brun pâle. Sa densité se situe entre 1,09 et 1,11. À une température de 25°C, sa viscosité varie de 300 à 600 cP. Le pH du produit pur est compris entre 2,8 et 3,8. Le point d'éclair est supérieur à 61°C.

Remarque : à cause de sa viscosité élevée, le FLOCTREAT 5273 a été diluée cinq (5) fois avant d'être injecté (dans ce cas le volume à injecter serait multiplié par 5).

NALMET 1689

NALMET 1689, de la marque NALCO, est aussi un mélange de polyélectrolytes qui agit comme désémulsifiant inverse/dégraisseur pour le traitement des eaux huileuse. Malheureusement, aucune information concernant les propriétés physiques ou chimiques spécifiques du produit n'a été trouvée.

CLAR16029A

CLAR16029A, de la marque ChampionX, est un clarifiant cationique spécialement développé pour être utilisé comme floculant afin d'aider à l'élimination de l'huile et des matières en suspension de l'eau de production. Il est généralement injecté en amont du système de traitement de l'eau de production pour augmenter l'efficacité de séparation de l'huile du système.

Le tableau 4.3 ci-dessous récapitule les propriétés physiques du CLAR16029A :

TAB. 4.3 : Propriétés physiques du CLAR16029A

Apparence	Liquide blanc
Densité (25°C)	1.135 - 1.165
pH	3.0 - 4.1
Viscosité (25°C)	<600 cP
Point d'écoulement	-5°C
Solubilité	Soluble dans l'eau

Remarque : à cause de sa viscosité élevée, le floculant a été diluée cent (100) fois avant d'être injecté (dans ce cas le volume à injecter serait multiplié par 100).

CLAR16036A

Le ChampionX CLAR16036A (EC6036A) est un déshuileur de tanin anionique à faible poids moléculaire. Il est utilisé pour coaguler l'huile en de plus grosses gouttelettes pour optimiser le procédé de séparation de l'huile de l'eau produite.

Ce produit est généralement injecté en continu et est très efficace lorsqu'il est utilisé en combinaison avec un déshuileur à haut poids moléculaire, tel que le CLAR16029A.

Le tableau 4.4 ci-dessous récapitule les propriétés physiques du CLAR16036A :

TAB. 4.4 : Propriétés physiques du CLAR16036A

Apparence	Liquide brun rouge foncé
Densité (25°C)	1.09
Point d'éclair	76°C
Viscosité (20°C)	<14 cP
Point d'écoulement	-1°C
Solubilité	Soluble dans l'eau

4.3 Protocole expérimental

4.3.1 Analyse oil in water

afin de déterminer la teneur d'huile présente dans l'eau, un protocole en plusieurs étapes doit être suivi, allant de la récupération de l'échantillon d'eau jusqu'à l'affichage de résultat à l'aide du TD500D O/W analyzer.

- Pour prélever l'échantillon d'eau huileuse, Il faut se rendre au point d'échantillonnage à l'entrée du dégaseur de l'unité TAGI-1.
- Remplir une bouteille de 200 ml avec 50 ml d'échantillon.
 - **Note :** Nettoyer tout le matériel en verre avec du Chloroforme avant de réaliser ce test.
- Ajouter 5 ml de Chloroforme à la bouteille.
- Agiter vigoureusement la bouteille bouchée pendant 1 minute.
 - **Note :** De temps en temps, inverser la bouteille et diriger le tube de sortie dans une direction sécurisée. Ouvrir progressivement le bouchon pour relâcher toute pression accumulée. Refermer le bouchon et poursuivez l'agitation.
- Laisser le mélange de chloroforme/huile se reposer pendant un certain temps afin de permettre la décantation.
- Utiliser une pipette compte-gouttes pour prélever un échantillon du chloroforme décanté et placez-le dans une mini-cuvette.
- placer la mini-cuvette dans l'adaptateur approprié.
 - **Note :** Assurer d'essuyer toute trace d'huile ou d'empreintes digitales à l'extérieur de la mini-cuvette.
- Allumer l'appareil TD-500D Oil in Water meter.
- Insérez la mini-cuvette dans la chambre d'échantillon du TD-500D et appuyez sur <LIRE>. L'appareil mesurera le signal sur une période de 10 secondes.
- Le résultat sera affiché sur l'écran.

4.3.2 Les tests d'efficacités

Les tests d'efficacités ont été réalisés sur des échantillons d'eau huileuse non traitée et fraîchement prélevée au niveau de l'entrée dégazeur TAGI-1 pour chaque essai.

Les désémulsifiants inverses et le coagulant/floculant ont fait l'objet de tests visant à évaluer leur efficacité en minimisant la teneur d'huile dans l'eau. Les protocoles expérimentaux utilisés pour ces tests étaient les suivants :

Le test sur les désémulsifiants inverses

Une fois les échantillons nécessaires d'eau produite prélevés, ces derniers sont séparés en deux parties distinctes. La première partie est soumise à un processus de chauffage jusqu'à atteindre une température spécifique, tandis que la deuxième partie est refroidie à une température déterminée.

- Verser un échantillon de 250ml (chauffé ou refroidi) dans une ampoule à décanter de 500ml.
- Prélever le dosage requis du désémulsifiant inverse avec la micro-pipette dédiée.
- Injecter la dose prélevée dans l'ampoule à décanter.
- Agiter vigoureusement l'ampoule à décanter 50 fois.
- Laisser reposer pendant 15 min.
- Prélever 50 ml d'eau clarifiée dans une bouteille de 200 ml.
- Effectuer l'analyse oil in water.

Le test sur le coagulant/floculant

- Verser un échantillon de 250ml (chauffé ou refroidi) dans une ampoule à décanter de 500ml.
- Prélever le dosage requis du coagulant avec la micro-pipette dédiée.
- Injecter la dose prélevée dans l'ampoule à décanter.
- Agiter vigoureusement l'ampoule à décanter 50 fois.
- Laisser reposer pendant 5 min.
- Prélever le dosage requis du floculant cette fois avec la micro-pipette dédiée.
- Injecter la dose prélevée dans l'ampoule à décanter.
- Laisser reposer pendant 15 min.
- Prélever 50 ml d'eau clarifiée dans une bouteille de 200 ml.
- Effectuer l'analyse oil in water.

4.4 Les plans d'expériences

Les plans d'expériences sont des outils statistiques puissants utilisés dans le domaine de la recherche et du développement pour étudier et optimiser les processus. Ils jouent un rôle essentiel dans la conception et l'analyse des expériences, en permettant d'explorer de manière systématique les effets de différentes variables sur les résultats observés. Les plans d'expériences offrent une approche rigoureuse pour identifier les facteurs les plus influents, comprendre leurs interactions et déterminer les conditions optimales pour atteindre les objectifs souhaités.

Un plan d'expériences est une méthode structurée permettant de planifier, organiser et exécuter efficacement des essais expérimentaux. Il est utilisé dans de nombreux domaines pour évaluer systématiquement les effets des facteurs étudiés, tout en contrôlant les sources de variation et en minimisant les erreurs expérimentales. Les plans d'expériences sont particulièrement utiles lorsque les variables à étudier sont nombreuses et les ressources limitées. Ils offrent une approche structurée pour étudier les relations entre les facteurs et les réponses, identifiant ainsi les interactions entre les variables et permettant d'optimiser les résultats.

4.5 Les plans factoriels complets à deux niveaux

Les plans factoriels sont utilisés pour étudier plusieurs facteurs simultanément lors d'une étude expérimentale. Ces facteurs peuvent être de nature qualitative ou quantitative. L'objectif de ces plans est de déterminer quels facteurs ont un impact significatif sur la réponse étudiée et d'analyser les interactions entre ces facteurs (selon le plan d'expériences utilisé). Ils permettent également de faire des prédictions lorsque des facteurs quantitatifs sont présents, bien que certaines précautions doivent être prises car certains plans ont des limitations dans le choix des modèles prédictifs (DAAS 2019).

Les plans factoriels à deux niveaux (-1 et +1) sont des plans qui restreignent le nombre de niveaux pour chaque facteur à deux valeurs. En utilisant cette approche, il est possible de réaliser une expérience factorielle complète en évaluant tous les facteurs et leurs interactions. Cette limitation à deux niveaux permet de réduire le nombre de traitements nécessaires tout en permettant une étude approfondie des effets et des interactions des facteurs.

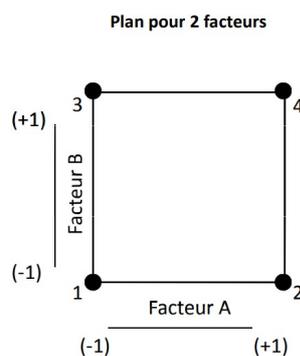


FIG. 4.2 : Plan factoriel complet à deux niveaux

La matrice d'expériences montre toutes les combinaisons possibles des niveaux haut et bas pour chaque facteur d'entrée, souvent codés comme +1 et -1. Dans le cas d'une expérience à 2 facteurs, cela nécessiterait 4 essais pour couvrir toutes les combinaisons possibles.

Le modèle mathématique avec interactions d'ordre 2 prend en considération les interactions entre chaque facteur et un autre. L'équation 4.1 représente le modèle postulé avec interactions :

$$y = a_0 + \sum_{i=1}^k a_i x_i + \sum_{i < j}^k \sum_{i < j} a_{ij} x_i x_j \quad (4.1)$$

Où a_0 représente l'effet théorique et les a_i et a_{ij} représentent les effets principaux des différents facteurs avec et sans interactions respectivement.

4.5.1 Effets globaux

Dans un plan factoriel équilibré à deux niveaux, l'effet global d'un facteur est défini comme la différence moyenne de la réponse (y_i) entre le niveau bas et le niveau haut de ce facteur. L'effet estimé d'un facteur correspond alors à la variation moyenne de la réponse observée entre ses deux niveaux, étant donné que la réponse à chaque niveau est représentée par son effet moyen.

$$a_1 = \frac{a_1^+ - a_1^-}{2} = \frac{-y_1 + y_2 - y_3 + y_4}{4} \quad (4.2)$$

$$a_2 = \frac{a_2^+ - a_2^-}{2} = \frac{-y_1 - y_2 + y_3 + y_4}{4} \quad (4.3)$$

$$a_0 = \frac{+y_1 + y_2 + y_3 + y_4}{4} \quad (4.4)$$

La réponse théorique a_0 est la moyenne de toutes les réponses observées.

$$a_{12} = \frac{a_{12}^+ - a_{12}^-}{2} = \frac{y_1 - y_2 - y_3 + y_4}{4} \quad (4.5)$$

Pour l'effet des interaction, le coefficient a_{12} mesure donc la variation de l'effet du facteur x_1 quand le niveau du facteur x_2 est modifié. Nous pouvons aussi montrer que le même coefficient a_{12} mesure également la variation de l'effet du facteur x_2 quand le niveau du facteur x_1 est, lui aussi, modifié.

Donc, le modèle mathématique linéaire de ce plan peut s'écrire par l'équation 4.6.

$$y = a_0 + a_1 x_1 + a_2 x_2 + a_{12} x_1 x_2 \quad (4.6)$$

La matrice d'expériences avec réponses et effets est résumée dans le tableau 4.5 suivant :

TAB. 4.5 : Matrice d'expériences avec réponses et effets pour un plan factoriel complet 2^2

Exp	moy	x_1	x_2	x_1x_2	Réponse (y_i)
1	+1	-1	-1	+1	y_1
2	+1	+1	-1	-1	y_2
3	+1	-1	+1	-1	y_3
4	+1	+1	+1	+1	y_4
Effets a_i	a_0	a_1	a_2	a_{12}	

4.5.2 Signification des effets et validation du modèle

Test significatif de Student

Le test de Student a pour but de fournir une règle de décision si l'effet d'un facteur ou d'une interaction est important ou non. La valeur à tester t_i sera le rapport de la valeur du coefficient a_i sur la valeur de son écart-type S_i .

$$t_i = \frac{a_i}{S_i} \tag{4.7}$$

La variance des coefficients S_i^2 en fonction de la variance des écarts S^2 est donnée par l'équation 4.8.

$$S_i^2 = \frac{1}{n} S^2 \tag{4.8}$$

S^2 est calculé par les différences entre les valeurs expérimentales y_i et les valeurs estimées (prédites) par le modèle \hat{y}_i^2 selon l'équation 4.9.

$$S^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2}{n - p} \tag{4.9}$$

Où n est le nombre d'expériences réalisées et p est le nombre de coefficients du modèle.

Afin de pouvoir tester la signification d'un effet avec un risque donné α , le test de Student est utilisé; le rapport t_i est comparé à une valeur critique t_{crit} pour un risque α et un degré de liberté $ddl = n - p$. Cette valeur critique peut directement être lue à partir de la table de Student (INGRAND 2018).

Après avoir calculé les rapports t_i , ces valeurs sont comparées avec la valeur critique t_{crit} pour déterminer la signification des effets ou leur non signification.

Si $|t_i| > t_{crit}$, a_i est significatif. Sinon a_i n'est pas significatif.

Test de validation du modèle

Dans la procédure de test, une analyse de variance (ANOVA) est utilisée, suivie du test F (Fisher-Snedecor), pour évaluer la significativité globale de la régression (c'est-à-dire

tester l'hypothèse de nullité de tous les coefficients simultanément). Cependant, le test F ne permet pas de déterminer la signification individuelle des coefficients pris séparément. C'est là qu'intervient le test de Student, qui permet de tester la signification de chaque coefficient de manière individuelle.

La variance totale de la variable à expliquer se décompose en deux composantes : la variance expliquée par le modèle et la variance résiduelle.

$$STCE = SCEL + SCER \tag{4.10}$$

STCE est la somme totale des carrés corrigés de y :

$$STCE = \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2 \tag{4.11}$$

SCEL est la somme des carrés expliqués par le modèle :

$$SCEL = \sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - \bar{y})^2 \tag{4.12}$$

SCER est la somme des carrés des résidus :

$$SCER = \sum_{i=1}^n \hat{\epsilon}_i^2 = \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2 \tag{4.13}$$

Il convient de noter que dans ce contexte, y_i représente les réponses observées lors de la réalisation des expériences, \bar{y} est la moyenne des réponses et \hat{y}_i^2 correspond aux réponses estimées à l'aide du modèle. De plus des "carrés moyens" sont définis qui sont le quotient d'une somme de carrés par son degré de liberté (CML, CMR et CMT).

L'analyse de la variance est présentée dans la tableau 4.6 sous la forme suivante :

TAB. 4.6 : Tableau d'analyse de la variance

Variation due à	Somme des carrés	ddl	Carré moyen	F
Liaison	$SCEL$	$p - 1$	$\frac{SCEL}{p-1} = CML$	$F_{cal} = \frac{CML}{CMR}$
Résidus	$SCER$	$n - p$	$\frac{SCER}{n-p} = CMR$	
Totale	$STCE$	$n - 1$	$\frac{STCE}{n-1} = CMT$	

Le test F permet alors de comparer le F_{cal} dans le tableau précédent avec le $F_{crit}(ddl_1, ddl_2, \alpha)$ lu à partir de la table de Fisher-Snedecor (VOGLER et al. 1957) avec un risque fixé à l'avance α et avec les degrés de liberté $ddl_1 = p - 1, ddl_2 = n - p$.

Si $F_{cal} > F_{crit}$ le modèle de la régression linéaire est considéré comme valide. Sinon, le modèle est considéré comme non valide.

En effectuant une analyse de la variance du modèle de régression, nous pouvons tirer le coefficient de détermination R^2 et celui qui est ajusté en fonction du nombre de prédicteurs du modèle R_{ajus}^2 .

$$R^2 = 1 - \frac{SCER}{STCE} = \frac{SCEL}{STCE} \tag{4.14}$$

$$R^2_{ajuste} = 1 - \frac{CMR}{CMT} = 1 - \frac{(n-1)(1-R^2)}{n-p} \quad (4.15)$$

Le coefficient de détermination R^2 est une mesure statistique qui indique la proportion de la variance totale de la variable dépendante (réponse) qui est expliquée par le modèle de régression. En d'autres termes, il quantifie la qualité d'ajustement du modèle aux données observées.

R^2 est compris entre 0 et 1, où 0 signifie que le modèle n'explique aucune variation des données et 1 signifie que le modèle explique parfaitement toute la variation des données. Ainsi, plus R^2 est proche de 1, plus le modèle est capable d'expliquer et de prédire les variations de la variable dépendante à partir des variables indépendantes incluses dans le modèle.

La p_value

L'hypothèse nulle, également appelée hypothèse de non-différence ou hypothèse de non-association, est une affirmation selon laquelle il n'y a pas de différence ou de relation entre les variables étudiées dans une analyse statistique. Elle est souvent notée H_0 .

L'hypothèse alternative est formulée pour représenter la présence d'une différence ou d'une relation entre les variables, contrairement à l'hypothèse nulle. Elle est souvent notée H_1 .

La p_value est une mesure statistique utilisée dans l'analyse des données pour évaluer la significativité d'un résultat. Elle est largement utilisée dans les études scientifiques, les tests d'hypothèses et les analyses de données.

La p_value représente la probabilité d'observer des données aussi extrêmes ou plus extrêmes que celles observées, si l'hypothèse nulle est vraie. La p_value est donc utilisée pour évaluer si les données fournissent suffisamment de preuves pour rejeter l'hypothèse nulle.

L'interprétation de la p_value dépend souvent d'un seuil de signification prédéfini, appelé niveau de signification. Le niveau de signification couramment utilisé est généralement de 0,05 (DI LEO et al. 2020).

Si la p_value est inférieure à 0.05, cela suggère que les données fournissent des preuves suffisantes pour rejeter l'hypothèse nulle. On considère alors que les résultats sont statistiquement significatifs.

D'un autre côté, si la valeur-p est supérieure à 0.05, cela indique qu'il n'y a pas suffisamment de preuves pour rejeter l'hypothèse nulle. On conclut alors qu'il n'y a pas de preuve statistiquement significative pour soutenir une différence ou une relation entre les variables étudiées.

4.6 Choix des facteurs à étudier

La présente étude vise à évaluer l'influence de différents dégraisseurs chimiques (FLOCTREAT 5273, NALMET 1689, CLAR16036A/CLAR16029A) sur la déstabilisation des émulsions et, par conséquent, sur la séparation de l'huile des eaux produites. Les effets de la dose injectée, du temps de réaction, de la température et du pH sur la désémulsification ont également été étudiés.

4.6.1 Paramètres du Plan factoriel

Les facteurs quantitatifs sélectionnés pour la réalisation du plan factoriel à deux niveaux pour chacun des dégraisseurs sont :

- **La dose du produit (D)**, car chaque dégraisseur a une plage de dosage recommandée. Celle-ci est mentionnée dans la fiche technique du produit.
- **La température (T)**, car le système opère dans une plage de température spécifique à l'unité de traitement.
- **le pH (P)**, car les normes algériennes exigent une plage de pH pour les rejets liquides

Les différents produits sont considérés comme facteurs qualitatifs.

Dans le cadre de cette étude, une seule réponse a été mesurée en tant que valeur expérimentale, qui est le **taux de récupération (r)**. Il représente le pourcentage d'huile récupérée à partir de l'eau produite. Il s'agit d'une mesure importante pour évaluer l'efficacité du procédé de traitement et la capacité de chaque produit à séparer l'huile de l'eau. Il est calculé suivant l'équation 4.16.

$$r = 1 - \frac{\text{teneur d'huile initiale (O/W i)}}{\text{teneur d'huile après traitement (O/W moy)}} \quad (4.16)$$

4.6.2 Niveaux haut et bas des facteurs

Les niveaux haut et bas de chaque facteurs sont mentionnés dans le tableau 4.7 suivant :

TAB. 4.7 : Niveaux haut et bas de chaque facteur

Facteur	Unité	Niveau bas (-1)	Niveau haut (+1)	Référence
Dose FLOCTREAT 5273 (D1)	ppm	10	30	Voir annexe A
Dose NALMET 1689 (D2)	ppm	10	50	Voir annexe A
Dose COAG-FLOC (D3)	ppm	5-2	100-100	Voir annexe A
Température (T)	°C	15	60	Voir annexe B
Potentiel Hydrogène (pH)	/	6,5	8,5	Décret exécutif n° 06-141

La combinaison Coag-Floc est dosée en utilisant des doses minimales et maximales qui sont injectées simultanément. Ceci permet de les considérer comme une seule dose afin de simplifier l'étude du plan factoriel.

4.7 Technique d'optimisation

Dans cette étude, la technique d'optimisation utilisée repose sur l'utilisation du logiciel MATLAB. MATLAB est un puissant outil de calcul et d'optimisation largement utilisé dans le domaine de la recherche et de l'ingénierie. Grâce à ses fonctionnalités avancées, MATLAB permet d'analyser et d'optimiser les données expérimentales afin de trouver les paramètres optimaux pour maximiser le taux de récupération d'huile de l'eau produite. En utilisant les différentes méthodes d'optimisation de MATLAB, nous sommes en mesure d'obtenir des résultats précis et fiables pour améliorer l'efficacité du procédé de traitement. Nous avons utilisé la technique d'optimisation sur le produit qui a montré la plus grande efficacité, basée sur les résultats du plan factoriel initial. En utilisant cette approche, nous avons cherché à déterminer les conditions optimales de dosage afin d'améliorer d'avantage l'efficacité du produit et d'optimiser la récupération de l'huile de l'eau produite.

4.7.1 Saisie des résultats et interpolation

Les facteurs et les résultats obtenus sont saisis dans MATLAB sous forme de matrice. La commande "meshgrid" est utilisé pour les facteurs. Par exemple, pour deux facteurs X et Y, $[Xq, Yq] = \text{meshgrid}(x, y)$ renvoie les coordonnées d'une grille 2D basée sur les coordonnées contenues dans les vecteurs x et y. Xq est une matrice où chaque ligne est une copie de x, et Yq est une matrice où chaque colonne est une copie de y. La grille représentée par les coordonnées Xq et Yq a une longueur de y lignes et une longueur de x colonnes.

La commande "griddata" interpole la surface aux points de requête spécifiés par (Xq, Yq) et elle renvoie les valeurs interpolées, Zq. $Zq = \text{griddata}(X, Y, Z, Xq, Yq)$ ajuste une surface de la forme $Z = f(X, Y)$ aux données dispersées contenues dans les vecteurs (X, Y, Z). La surface passe toujours par les points de données définis par X et Y.

4.7.2 Méthode graphique/visuelle

La commande surf permet de tracer une surface paramétrée d'équations. surf(Xq, Yq, Zq) crée un tracé de surface tridimensionnelle, qui est une surface ayant des couleurs de bordure et de face solides. La fonction trace les valeurs de la matrice Zq comme des hauteurs au-dessus d'une grille dans le plan x-y définie par Xq et Yq. La couleur de la surface varie en fonction des hauteurs spécifiées par Zq.

Les points optimaux sont déterminés visuellement sur le graphique.

4.7.3 Méthode d'ajustement de courbe

L'ajustement de courbe est une méthode d'analyse utilisée pour modéliser une courbe expérimentale en utilisant des fonctions mathématiques. Elle implique le réglage des paramètres de ces fonctions afin d'optimiser leur ajustement à la courbe mesurée.

Pour pouvoir ajuster les paramètres Xq, Yq et Zq, il faut les transformer en colonne en utilisant la commande "im2col". $Xcol = \text{im2col}(Xq, [m \ n])$ réorganise les blocs d'images discrets de taille m par n en colonnes et renvoie les colonnes concaténées dans la matrice

Xcol de taille m.n par 1.

Après l'interpolation, un modèle mathématique est obtenu pour représenter les données expérimentales. Ce modèle est généralement de forme polynomiale. Les coefficients du polynôme sont ajustés de manière à minimiser l'écart entre les valeurs interpolées et les données réelles. Le modèle mathématique peut ensuite être utilisé pour extrapoler les valeurs entre les points interpolés ou pour prédire les valeurs en dehors de la plage des données initiales. Le degré du polynôme peut varier en fonction de la complexité des données et de la précision souhaitée tout en maintenant une erreur minimale.

Interpolation et optimisation par Curve Fitting Toolbox™ et la fonction fmincon

Curve Fitting Toolbox™ est un outil de MATLAB polyvalent permettant d'ajuster des courbes et des surfaces aux données expérimentales. Il offre une large gamme de fonctionnalités, notamment l'exploration des données, le pré-traitement et le post-traitement, la comparaison de modèles et la détection des valeurs aberrantes. La toolbox propose une bibliothèque de modèles linéaires et non linéaires pré-définis, ainsi que la possibilité de spécifier des équations personnalisées. Elle fournit des conditions de départ et des paramètres de solveur optimisés pour des ajustements de haute qualité. De plus, elle prend en charge des techniques de modélisation non paramétriques telles que les splines, l'interpolation et le lissage.

La fonction fmincon est une fonction d'optimisation non linéaire disponible dans MATLAB. Elle est utilisée pour résoudre des problèmes d'optimisation avec des contraintes. La fonction fmincon permet de minimiser une fonction objective sous des contraintes de type égalité et inégalité.

La fonction fmincon trouve le minimum d'un problème défini par :

$$\min_x f(x) \text{ such that } \begin{cases} c(x) \leq 0 \\ ceq(x) = 0 \\ A \cdot x \leq b \\ Aeq \cdot x = beq \\ lb \leq x \leq ub, \end{cases} \quad (4.17)$$

Les vecteurs b et beq, ainsi que les matrices A et Aeq, sont utilisés dans la fonction fmincon. Les fonctions c(x) et ceq(x) renvoient des vecteurs, tandis que la fonction f(x) renvoie un scalaire. Ces fonctions peuvent être non linéaires. Les paramètres x, lb et ub peuvent être transmis sous forme de vecteurs ou de matrices.

Pour effectuer une maximisation avec la fonction fmincon, il est nécessaire de multiplier la fonction objective par -1. Cela permet de transformer le problème de maximisation en un problème de minimisation. La valeur optimale obtenue est ensuite considérée avec sa valeur absolue.

Interpolation et optimisation par MBC Toolbox™

Model-Based Calibration Toolbox™ offre des applications et des outils de conception pour modéliser et calibrer des systèmes non linéaires complexes. Il aide à définir des plans de test optimaux, ajuster automatiquement des modèles statistiques et générer des calibrations et des tables de recherche pour des systèmes à degrés de liberté élevés qui nécessiteraient des tests exhaustifs avec les méthodes traditionnelles.

- Tout d'abord, il faut ouvrir l'application **MBC Model Fitting**. Celle-ci crée des plans expérimentaux et des modèles statistiques pour la calibration basée sur le modèle.
- Importer les données expérimentales déclarées auparavant dans le Workspace de MATLAB.
- Définir les réponses et les entrées dans la fonction Fit Models et sélectionner l'ajustement à une seule étape (One-Stage).
- Ajouter le modèle d'ajustement approprié et voir le résultat.
- Ouvrir l'application **MBC Optimization**. Celle-ci génère des tables de recherche optimales pour le Model-Based Calibration.
- Importer le modèle trouvé dans la première application.
- Créer une optimisation du modèle importé.
- Choisir l'algorithme souhaité et les variables à optimiser.
- Choisir le type d'optimisation (Maximiser ou Minimiser).
- Ajouter les contraintes existantes.
- Régler les paramètres d'optimisations (Nombre d'itérations maximal, Algorithme contraint, le point de départ, etc).
- Exécuter l'optimisation et voir le résultat.

Chapitre 5

RESULTATS ET DISCUSSION

5.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous examinerons les données recueillies, les interpréterons et les comparerons aux objectifs fixés pour évaluer la pertinence de nos hypothèses de recherche. Nous aborderons également les discussions sur les implications des résultats obtenus, les limitations de l'étude et les perspectives futures. En utilisant les plans d'expériences, les techniques d'optimisation et les modèles mathématiques développés, nous sommes en mesure de fournir des analyses approfondies et des conclusions éclairées sur les différentes variables étudiées et leur impact sur les performances du système. Ainsi, ce chapitre joue un rôle clé dans la compréhension des résultats obtenus et leur contribution à la résolution du problème de recherche.

5.2 Propriétés de l'eau produite

Les caractéristiques les plus importantes de l'eau produite à l'entrée de l'unité de traitement ont été collectées avant le début des expériences. Voici un tableau présentant ces propriétés clés de notre eau (tableau 5.1) :

TAB. 5.1 : Les propriétés de l'eau produite

Unité d'échantillonnage	Point d'échantillonnage	Apparence	Teneur d'huile (ppm)	MES (ppm)
PWT-TAGI Train 1	Entrée du dégazeur (entrée PWT)	- Trouble d'une couleur grège - Contient des bulles de gaz - Mousseuse - Faible odeur de pétrole	[400 - 1000]	50 - 100
pH	Densité	T°C	Dureté (°f)	Conductivité (mS/cm)
5,5	1.21	Dépend de la saison	153	2,5

5.3 Application du plan factoriel

Les expériences ont toutes été effectuées avec des échantillons d'eau de 250 ml. Le volume du produit à injecter est calculé comme suit :

1 ppm pour 1 l ou 1 000 000 µl d'eau → 1 µl de volume

Donc 1 ppm pour 0,250 l d'eau → 0,25 µl de volume

Le volume à injecter serait alors :

$$V = 0,25 \times Dose \tag{5.1}$$

Le test significatif, l'analyse ANOVA ainsi que la validation du modèle ont tous été réalisés sur EXCEL.

Dans toute l'étude qui suit : r représente les réponses observées, r' correspond aux réponses estimées et r_m est la moyenne des réponses. n est le nombre d'expériences, p est le nombre des coefficients considérés. Tout le reste est déjà défini dans le chapitre "Matériel et Méthodes".

Effet du paramètre pH

Nous avons entrepris une étude sur l'influence du pH sur la teneur en huile dans l'eau, nous avons fait augmenter le pH de 5,5 à 6,5 puis à 8,5 (Les normes algériennes exigent un pH des effluents liquides entre 6,5 et 8,5). Nous avons réalisé des titrages de l'eau huileuse en utilisant une solution de NaOH 0,1 N, mais les résultats obtenus n'étaient pas conformes à nos attentes. En réalité, nous avons observé un effet inverse lorsque le pH augmentait, car l'huile réagissait avec la base et commençait à décanter (figure 5.1). Cette situation posait un problème car notre installation était conçue pour séparer l'eau en bas et l'huile en haut. Malgré des résultats globalement satisfaisants, ces problèmes liés à la décantation de l'huile et ainsi qu'au coût élevé (pour avoir un pH de 6,5 il nous a fallu 3ml de NaOH qui est l'équivalent de 450 barrils par jour pour un débit de $100m^3/h$) de l'ajustement du pH en utilisant le NaOH nous ont conduits à abandonner l'idée de manipuler ce paramètre.

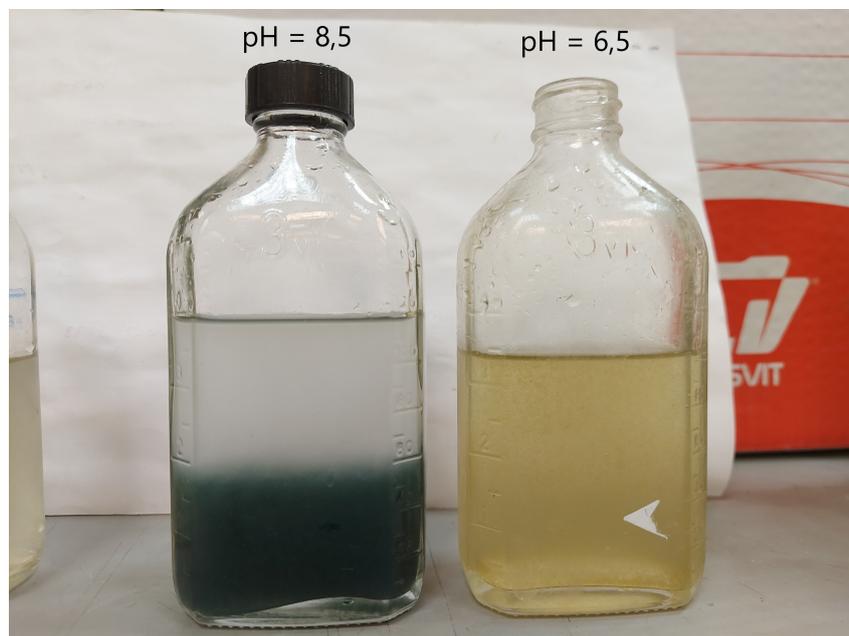


FIG. 5.1 : Photo représentant l'effet du NaOH sur la séparation de l'huile

Effet du paramètre temps

Suite à des expériences préliminaires sur le paramètre de temps, il a été observé que le taux de récupération d'huile est directement proportionnel au temps de réaction du produit chimique. Par conséquent, l'inclusion du facteur de temps en tant que variable principale s'est avérée peu pertinente et n'a pas apporté d'avantages significatifs à nos expérimentations.

Pour réaliser nos expériences, nous nous sommes référés au protocole expérimental retrouvé dans les documents internes de l'entreprise.

5.3.1 Plan factoriel du FLOCTREAT 5273

Les essais ont été réalisées en suivant rigoureusement le plan d'expériences (figure 5.2). les résultats obtenus après le plan factoriel sont présentés dans le tableau 5.2.

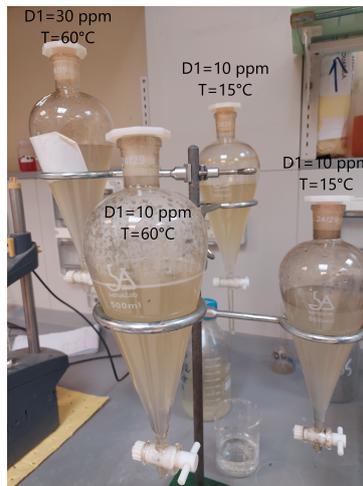


FIG. 5.2 : Echantillons d'eau produite après ajout du FLOCTREAT 5273

TAB. 5.2 : Test significatif et validation du modèle pour FLOCTREAT 5273

FLOCTREAT 5273	exp	moy	D1	T	D1T	r	r'	(r-r')^2	(r'-r_m)^2	(r-r_m)^2
	1	1	-1	-1	1	0,087	0,096	8,1E-05	0,010404	0,012321
	2	1	1	-1	-1	0,069	0,06	8,1E-05	0,019044	0,016641
	3	1	-1	1	-1	0,345	0,336	8,1E-05	0,019044	0,021609
	4	1	1	1	1	0,291	0,3	8,1E-05	0,010404	0,008649
coef a		0,198	-0,018	0,12	-0,009					
t_i		22,00	-2,00	13,33						
Test Sign		OUI	NON	OUI						
n		4								
p		3								
S ²		0,000324			R ²	0,995				
(S _i) ²		0,000081			R ² _{ajusté}	0,984				
t _{crit}		12,71								
α		5%								
SCER		0,000324		CMR	0,000324					
SCEL		0,058896		CML	0,029448					
STCE		0,05922	0,05922	CMT	0,01974					
F _{calc}		90,8889	F _{crit}	199,5	F _{cal} <F _{crit}	=>				Modèle non validé
ddl1		2	ddl2	1						
p _{value}		0,074								Résultats non concluants

Le modèle mathématique obtenu est présenté selon l'équation 5.2.

$$r = 0,198 - 0,018D1 + 0,12T - 0,009D1T \tag{5.2}$$

Remarque : Pour pouvoir conduire les calculs statistiques il est clair que (n – p) doit être différent de 0. Pour cela le coefficient du terme D1T a été négligé et on obtient p = 3 avec n = 4.

Commentaires

D'après la figure 5.2, la dose D1 a un effet négligeable (considéré comme égal à 0) c-à-d qu'il y a moins de 5% de risque que son effet ne soit pas nul. L'effet moyen et l'effet de la température sont significatifs, c-à-d qu'il y a moins de 5% de risque que leurs effets soient nuls (considérés comme différents de 0).

Validité du modèle

L'étude de la validité du modèle a permis la comparaison entre le F_{calc} et le F_{crit} . Selon la figure 5.2 le modèle est **non valide**.

Les valeurs de R^2 et R_{ajuste}^2 sont très proches de 1 ce qui prouve que la qualité du modèle est très bonne en ce qui concerne sa correspondance aux données observées.

la p_value est supérieure au niveau de signification (0.05), cela indique qu'on ne dispose pas de suffisamment de preuves pour rejeter l'hypothèse nulle. Dans ce cas, on ne peut pas conclure qu'il existe une différence ou une relation significative entre les variables.

Graphique des effets principaux

La représentation graphique (figures 5.3 et 5.4) des effets principaux peut être tracée à partir du tableau 5.3 des réponses moyennes des effets principaux.

TAB. 5.3 : Effets moyens des facteurs D1 et T

	D1	T
-1	0,216	0,078
1	0,180	0,318

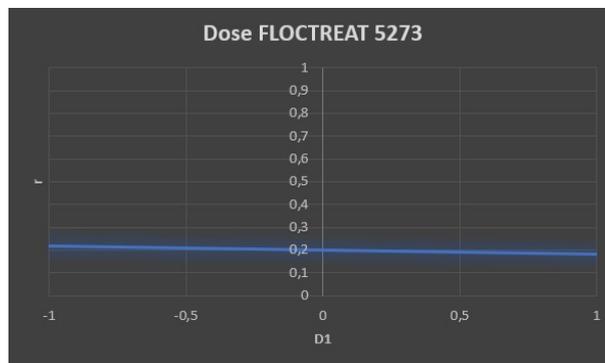


FIG. 5.3 : Représentation graphique de l'effet principal D1

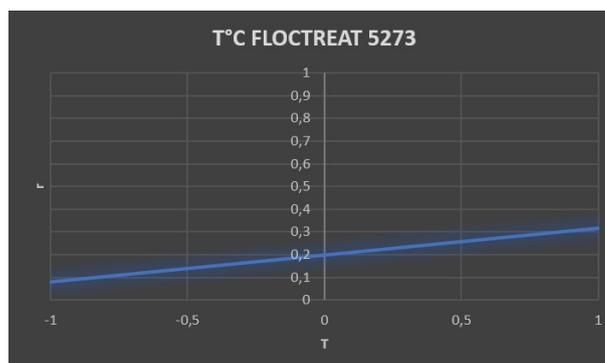


FIG. 5.4 : Représentation graphique de l'effet principal T

En examinant les deux graphiques des effets de la dose et de la température, nous pouvons constater que les deux facteurs ont des effets globaux significatifs sur le taux de récupération d'huile. La dose a un effet global négatif, ce qui signifie que plus la dose est élevée, plus le taux de récupération d'huile est faible. En revanche, la température présente un effet global positif, ce qui indique que l'augmentation de la température entraîne une augmentation du taux de récupération d'huile.

De plus, il est important de noter que l'effet global de la température est légèrement plus important que celui de la dose, ce qui est illustré par l'angle de la droite correspondant à la température (T) qui est plus prononcé que celui correspondant à la dose (D1).

Graphique de l'effet d'interaction

La figure 5.5 représente les données des réponses moyennes du facteur D1 pour les deux niveaux du facteur T, tracée à partir du tableau 5.4.

TAB. 5.4 : Effets de l'interaction D1-T

	D1-1	D1+1
T-1	0,087	0,069
T+1	0,345	0,291

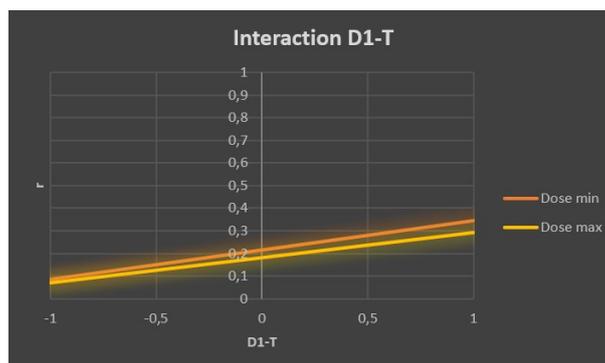


FIG. 5.5 : Représentation graphique de l'effet de l'interaction D1-T

Moins les lignes sont parallèles, plus une interaction significative est probable. Les deux lignes du graphique sont très rapprochées et montrent un effet médiocre de l'interaction entre D1 et T.

Conclusion

Le modèle mathématique peut ne pas tenir compte des interactions entre les variables et suppose une relation linéaire alors qu'il existe peut être des relations non linéaires. Les données utilisées peuvent ne pas représenter correctement le phénomène (Données biaisées ou incomplètes).

5.3.2 Plan factoriel du NALMET 1689

Les essais ont été réalisés en suivant rigoureusement le plan d'expériences (figure 5.6). les résultats obtenus après l'application du plan factoriel sont présentés dans le tableau 5.5.

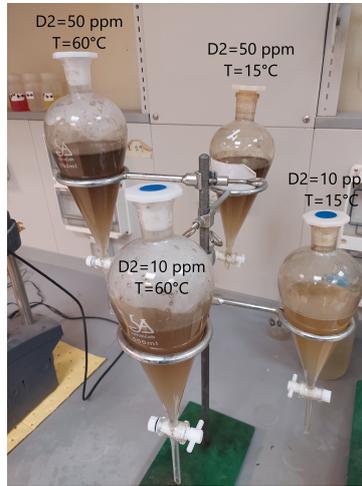


FIG. 5.6 : Echantillons d'eau produite après ajout du NALMET 1689

TAB. 5.5 : Test significatif et validation du modèle pour NALMET 1689

Nalmet 1689	exp	moy	D2	T	D2T	r	r'	(r-r')^2	(r'-r_m)^2	(r-r_m)^2
	1	1	-1	-1	1	0,297	0,27875	0,00033306	0,01177225	0,008145063
	2	1	1	-1	-1	0,384	0,40225	0,00033306	0,000225	1,05625E-05
	3	1	-1	1	-1	0,354	0,37225	0,00033306	0,000225	0,001105563
	4	1	1	1	1	0,514	0,49575	0,00033306	0,01177225	0,016065563
	coef a	0,38725	0,06175	0,04675	0,01825					
	t_i	21,22	3,38	2,56						
	Test Sign	OUI	NON	NON						
	n	4								
	p	3								
	S ²	0,00133225			R ²	0,947				
	(S_ij) ²	0,00033306			R ² _ajusté	0,842				
	t_crit	12,71								
	α	5%								
	SCER	0,00133225		CMR	0,00133225					
	SCEL	0,0239945		CML	0,01199725					
	STCE	0,02532675	0,02532675	CMT	0,00844					
	F_calc	9,0053	F_crit	199,5	F_calc << F_crit	=>	Modèle non validé			
	ddl1	2	ddl2	1						
	p_value	0,229	>0,05	Résultats non concluants						

Le modèle mathématique obtenu est présenté selon l'équation 5.3.

$$r = 0,387 + 0,062D2 + 0,047T + 0,018D2T \tag{5.3}$$

Commentaires

D'après la figure 5.3, la dose D2 ainsi que la température ont un effet négligeable (considérés comme égaux à 0) c-à-d qu'il y a moins de 5% de risque que leurs effets ne soient pas nuls. L'effet moyen est significatif, c-à-d qu'il y a moins de 5% de risque que son effet soit nul (considéré comme différent de 0).

Validité du modèle

L'étude de la validité du modèle a permis la comparaison entre le F_{calc} et le F_{crit} . Selon la figure 5.3 le modèle est **non valide**.

Les valeurs de R^2 et R_{ajuste}^2 sont proches de 1 ce qui prouve que la qualité du modèle est bonne en ce qui concerne sa correspondance aux données observées. R_{ajuste}^2 est moins proche de 1 que R^2 .

la p_value est supérieure au niveau de signification (0.05), cela indique qu'on ne dispose pas de suffisamment de preuves pour rejeter l'hypothèse nulle. Dans ce cas, on ne peut pas conclure qu'il existe une différence ou une relation significative entre les variables.

Graphique des effets principaux

La représentation graphique (figure 5.7 et 5.8) des effets principaux peut être tracée à partir du tableau 5.6 des réponses moyennes des effets principaux.

TAB. 5.6 : Effets moyens des facteurs D2 et T

	D2	T
-1	0,326	0,341
1	0,449	0,434

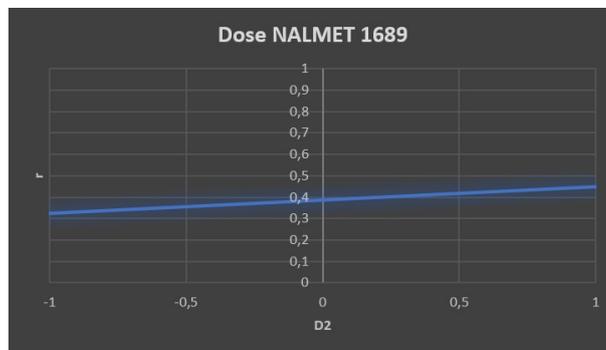


FIG. 5.7 : Représentation graphique de l'effet principal D2

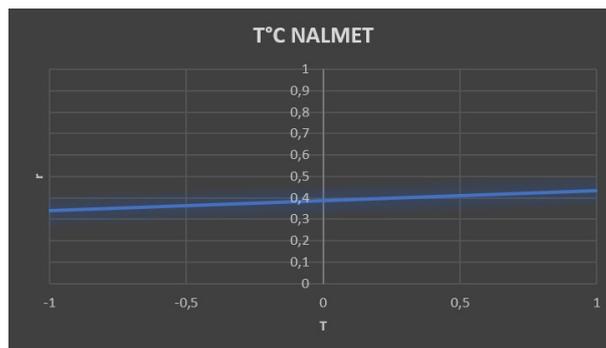


FIG. 5.8 : Représentation graphique de l'effet principal T

En examinant les deux graphiques des effets de la dose et de la température, nous pouvons observer que les effets globaux des deux facteurs sur le taux de récupération d'huile sont peu significatifs. Les deux facteurs ont un effet global positif, ce qui signifie que plus la dose est élevée ou plus la température est élevée, plus le taux de récupération d'huile est important. De plus, nous pouvons constater que l'effet global de la dose est légèrement plus important que celui de la température, comme en témoigne l'angle de la droite correspondant à la dose (D2) qui est plus prononcé que celui correspondant à la température (T).

Graphique de l'effet d'interaction

La figure 5.9 représente les données des réponses moyennes du facteur D2 pour les deux niveaux du facteur T, tracée à partir du tableau 5.7.

TAB. 5.7 : Effets de l'interaction D2-T

	D2 -1	D2 +1
T-1	0,297	0,384
T+1	0,354	0,514

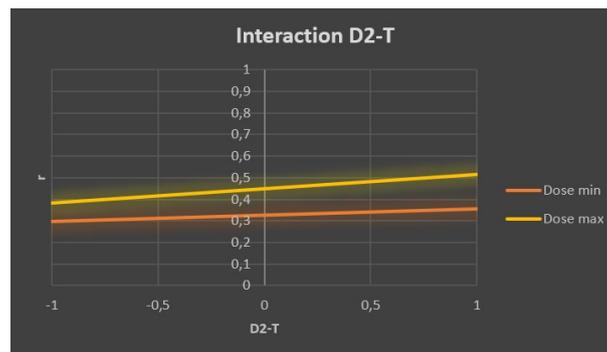


FIG. 5.9 : Représentation graphique de l'effet de l'interaction D2-T

Moins les lignes sont parallèles, plus une interaction significative est probable. Les deux lignes du graphique sont un peu moins rapprochées et montrent un effet moyen de l'interaction entre D2 et T.

Conclusion

Le modèle mathématique peut ne pas tenir compte des interactions entre les variables et suppose une relation linéaire alors qu'il existe peut être des relations non linéaires. Les données utilisées peuvent ne pas représenter correctement le phénomène (Données biaisées ou incomplètes)

5.3.3 Plan factoriel du Coagulant/Floculant

Les essais ont été réalisés en suivant rigoureusement le plan d'expériences. Les résultats obtenus après l'application du plan factoriel sont présentés dans la figure 5.8.



(a) Echantillon après ajout du coagulant à 100 ppm et 15°C



(b) Echantillon après ajout du floculant à 100 ppm et 15°C

FIG. 5.10 : Un échantillon d'eau produite traitée avec l'ajout du Coagulant/Floculant

TAB. 5.8 : Test significatif et validation du modèle pour la combinaison Coagulant/ Floculant

Coag-Floc	exp	moy	D3	T	D3T	r	r'	(r-r')^2	(r'-r_m)^2	(r-r_m)^2
	1	1	-1	-1	1	0,436	0,43925	1,05625E-05	0,070756	0,072495563
	2	1	1	-1	-1	0,891	0,88775	1,05625E-05	0,03330625	0,034503063
	3	1	-1	1	-1	0,526	0,52275	1,05625E-05	0,03330625	0,032130563
	4	1	1	1	1	0,968	0,97125	1,05625E-05	0,070756	0,069037563
	coef a	0,70525	0,22425	0,04175	-0,00325					
	t_i	217,00	69,00	12,85						
	Test Sign	OUI	OUI	OUI						
	n	4								
	p	3								
	S ²	4,225E-05			R ²	0,9998				
	(S_i) ²	1,05625E-05			R ² ajusté	0,9994				
	t_crit	12,71								
généralement :	α	5%								
	SCER	4,225E-05		CMR	4,225E-05					
	SCEL	0,2081245		CML	0,10406225					
	STCE	0,20816675	0,20816675	CMT	0,06939					
	F_cal	2463,0118	F_crit	199,5	F_cal > F_crit	=>	Modèle validé			
	ddl1	2	ddl2	1						
	p_value	0,014	<0,05		Résultats concluants					

Le modèle mathématique obtenu est présenté selon l'équation 5.4.

$$r = 0,705 + 0,224D3 + 0,041T - 0,003D3T \quad (5.4)$$

Commentaires

D'après la figure 5.8, tous les facteurs considérés sont significatifs. Leurs effets ne sont pas négligeables c-à-d qu'il y a moins de 5% de risque que leurs effets soient nuls (considérés comme différents de 0).

Validité du modèle

L'étude de la validité du modèle a permis la comparaison entre le F_{calc} et le F_{crit} . Selon la figure 5.8 le modèle est valide.

Les valeurs de R^2 et R_{ajuste}^2 sont pratiquement égal à 1, ce qui démontre que le modèle présente une correspondance très solide avec les données observées. De plus, les facteurs fixés sont significatifs, ce qui renforce la précision et la fiabilité des prédictions.

la p_value est inférieure à 0,05, on considère que les résultats sont statistiquement fiables ou significatifs. Cela veut dire qu'il y a des preuves suffisantes pour rejeter l'hypothèse nulle au profit de l'hypothèse alternative H_1 . On peut conclure qu'il existe une différence ou une relation significative entre les variables étudiées.

Graphique des effets principaux

La représentation graphique (figures 5.11 et 5.12) des effets principaux peut être tracée à partir du tableau 5.9 des réponses moyennes des effets principaux.

TAB. 5.9 : Effets moyens des facteurs D3 et T

	D3	T
-1	0,481	0,664
1	0,930	0,747

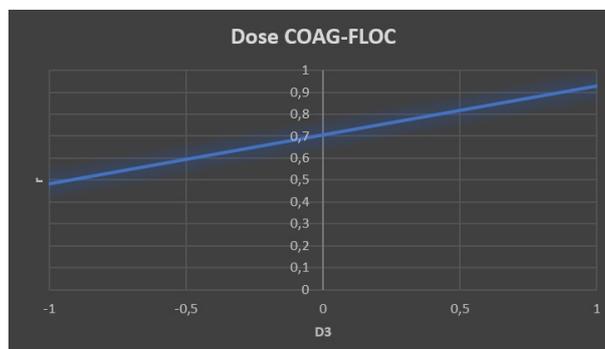


FIG. 5.11 : Représentation graphique de l'effet principal D3

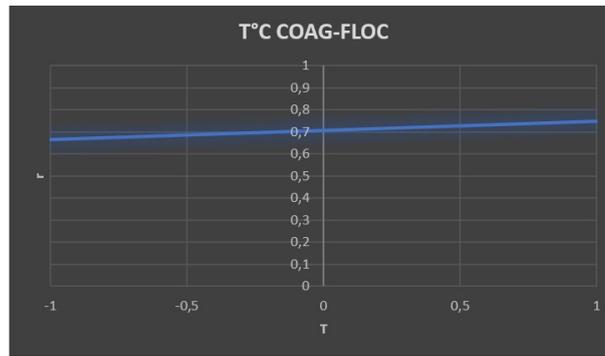


FIG. 5.12 : Représentation graphique de l'effet principal T

En examinant les deux graphiques des effets de la dose et de la température, nous constatons que les effets globaux des deux facteurs sur le taux de récupération d'huile sont très significatifs. Les deux facteurs ont un effet global positif, ce qui indique que des doses plus élevées et des températures plus élevées sont associées à des taux de récupération d'huile plus importants. De plus, nous pouvons remarquer que l'effet global de la dose est légèrement plus important que celui de la température, comme le montre l'angle plus prononcé de la droite correspondant à la dose (D3) par rapport à celle correspondant à la température (T).

Graphique de l'effet d'interaction

La figure 5.13 représente les données des réponses moyennes du facteur D2 pour les deux niveaux du facteur T, tracée à partir du tableau 5.10

TAB. 5.10 : Effets de l'interaction D3-T

	D3-1	D3+1
T-1	0,436	0,891
T+1	0,526	0,968

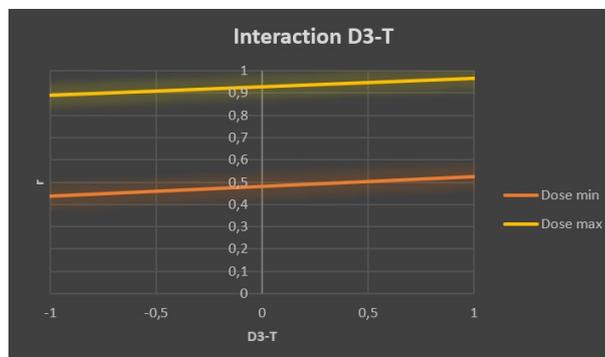


FIG. 5.13 : Représentation graphique de l'effet de l'interaction D3-T

Les deux droites sont pratiquement parallèles l'une à l'autre. Elles montrent un effet faible de l'interaction entre D3 et T.

Conclusion

Un modèle mathématique valide fait référence à un modèle qui est approprié pour représenter et décrire le phénomène étudié. Les hypothèses et les contraintes du système sont donc respectées. Les relations entre les variables et les mécanismes sous-jacents sont expliqués de manière logique et cohérente.

L'interaction D3-T présente un faible effet en raison du fait que l'efficacité des produits dépend principalement de la dose injectée, tandis que la température n'a pas d'effet direct sur les produits eux-mêmes. Cependant, la température a un impact direct sur le taux de production. En d'autres termes, la température peut influencer la vitesse ou l'efficacité du procédé de traitement, ce qui se traduit par une augmentation du taux de production, mais elle n'a pas d'influence sur les propriétés intrinsèques du produit.

5.3.4 Conclusion sur les plans factoriels

Le plan factoriel a été très utile dans le choix du meilleur dégraisseur. Les résultats de l'étude sur la combinaison coagulant/floculant, en variant les doses et les températures, ont montré que cette combinaison (CLAR16036A/CLAR16029A) offrait le meilleur taux de récupération par rapport aux autres produits testés. De plus, l'effet de la température sur le taux de récupération a été statistiquement significatif et positif. Cela signifie qu'une augmentation de la température conduit toujours à une amélioration de la récupération. La validité du modèle mathématique utilisé renforce notre confiance dans les résultats obtenus.

Par conséquent, la combinaison CLAR16036A/CLAR16029A est le produit étudié dans la partie d'optimisation, car elle présente de bonnes performances et offre des résultats prometteurs.

5.4 Optimisation du dosage Coagulant/Floculant

Grâce à l'influence significative et bénéfique de l'augmentation de la température, nous avons opté pour une température fixe de 60°C dans le cadre de notre étude.

Les paramètres étudiés dans cette partie sont le dosage du coagulant (**DC**) et le dosage du floculant (**DF**) ;

5.4.1 Réalisation des expériences

Pour la réalisation des expériences, nous avons partagé l'intervalle de dosage de chaque produit sur neuf points équidistants suivant la méthode du point milieu (qui est une suite à progression arithmético-géométrique dont la formule est $U_n = 2 \times 2^{(n-1)} - n$). Nous avons obtenu quatre-vingt-et-une (81) combinaisons (donc 81 expériences, tableau 5.11).

TAB. 5.11 : Les combinaisons d'expériences pour les dosages du Coagulant/Floculant

DC	DF	DC	DF	DC	DF	DC	DF	DC	DF
5	2	16,875	2	28,75	2	40,625	2	52,5	2
5	14,25	16,875	14,25	28,75	14,25	40,625	14,25	52,5	14,25
5	26,5	16,875	26,5	28,75	26,5	40,625	26,5	52,5	26,5
5	38,75	16,875	38,75	28,75	38,75	40,625	38,75	52,5	38,75
5	51	16,875	51	28,75	51	40,625	51	52,5	51
5	63,25	16,875	63,25	28,75	63,25	40,625	63,25	52,5	63,25
5	75,5	16,875	75,5	28,75	75,5	40,625	75,5	52,5	75,5
5	87,75	16,875	87,75	28,75	87,75	40,625	87,75	52,5	87,75
5	100	16,875	100	28,75	100	40,625	100	52,5	100
DC	DF	DC	DF	DC	DF	DC	DF		
64,375	2	76,25	2	88,125	2	100	2		
64,375	14,25	76,25	14,25	88,125	14,25	100	14,25		
64,375	26,5	76,25	26,5	88,125	26,5	100	26,5		
64,375	38,75	76,25	38,75	88,125	38,75	100	38,75		
64,375	51	76,25	51	88,125	51	100	51		
64,375	63,25	76,25	63,25	88,125	63,25	100	63,25		
64,375	75,5	76,25	75,5	88,125	75,5	100	75,5		
64,375	87,75	76,25	87,75	88,125	87,75	100	87,75		
64,375	100	76,25	100	88,125	100	100	100		

5.4.2 Résultats des expériences

Pour chaque expérience, trois mesures O/W sont réalisées pour minimiser les erreurs et donner plus de fiabilité à notre étude. La moyenne de ces mesures (O/W moy) est celle qui est prise en compte (**Note** : les cases colorées en rouge sont éliminées à cause de la différence importante comparé aux autres mesures).

Nous avons réalisé un tableau dédié pour chaque dose fixe de coagulant.

Avec DC et DF sont les doses du coagulant et du floculant. Vc et Vf sont les volumes de coagulant et de floculant à injecter. r est le taux de récupération d'huile.

Remarque : à cause de sa viscosité élevée, le floculant a été diluée cent (100) fois avant d'être injecté (dans ce cas le volume à injecter serait multiplié par 100).

Tableau 1 (Dose de coagulant fixé à 5 ppm)

TAB. 5.12 : Résultats des expériences pour DC = 5 ppm

DC = 5 ppm (Vc = 1.25 µL)							
DF (ppm)	Vf (µL)	O/W i (ppm)	O/W 1 (ppm)	O/W 2 (ppm)	O/W 3 (ppm)	O/W moy (ppm)	r
2	50	473.6	227.4	230.6	214.9	224.3	0.526
14.25	356.25	473.6	213.3	202.4	224.1	213.3	0.550
26.5	662.5	473.6	202.8	203.5	200.2	202.2	0.573
38.75	968.75	473.6	434.2	296.6	308.2	302.4	0.361
51	1275	473.6	299.1	345.9	313.3	319.4	0.326
63.25	1581.25	473.6	288.1	330.8	291.5	303.5	0.359
75.5	1887.5	473.6	316.5	329	306.7	317.4	0.330
87.75	2193.75	473.6	356.3	374.2	381.9	370.8	0.217
100	2500	473.6	364.8	372.8	333	356.9	0.246

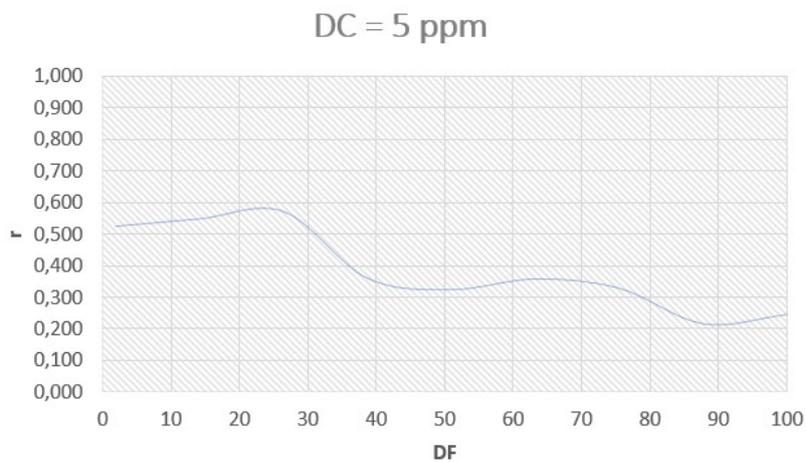


FIG. 5.14 : Représentation graphique du nuage de points avec lignes droites pour DC = 5 ppm

Nous remarquons sur le graphique 5.14 que le meilleur taux de récupération se trouve pour $20 < DF < 30$ ppm. Nous remarquons aussi que le nuage de points est réparti aléatoirement ; il n’y a pas de suite logique. Ceci est expliqué par le fait que les doses du floculant sont plus importantes que celle du coagulant (5 ppm). Nous avons remarqué qu’à mesure que le dosage du floculant augmente et surtout quand $DF > DC$, la formation de floes de plus grande taille se produit, ce qui favorise leur décantation (figure 5.23b) contrairement à un dosage restreint (figure 5.23a).

Tableau 2 (Dose de coagulant fixé à 16,875 ppm)

TAB. 5.13 : Résultats des expériences pour DC = 16,875 ppm

DC = 16.875 ppm (Vc = 4.218 µL)							
DF (ppm)	Vf (µL)	O/W i (ppm)	O/W 1 (ppm)	O/W 2 (ppm)	O/W 3 (ppm)	O/W moy (ppm)	r
2	50	500	247.8	255.7	254	252.5	0.495
14.25	356.25	500	168.4	177.6	181.3	175.8	0.648
26.5	662.5	500	192.3	158.2	149.8	166.8	0.666
38.75	968.75	500	124	123.9	121.6	123.2	0.754
51	1275	500	117.5	93.2	94.8	101.8	0.796
63.25	1581.25	500	115.1	114	111.6	113.6	0.773
75.5	1887.5	500	176.9	178.1	175.5	176.8	0.646
87.75	2193.75	500	226.7	151	226.7	226.7	0.547
100	2500	500	259.8	273	260.9	264.6	0.471

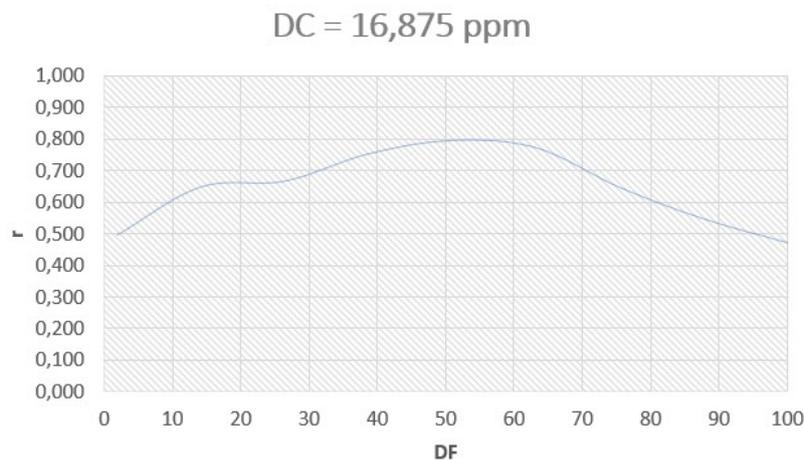


FIG. 5.15 : Représentation graphique du nuage de points avec lignes droites pour DC = 16,875 ppm

Nous remarquons sur le graphique 5.15 que le meilleur taux de récupération se trouve aux alentours de 50 ppm de DF. Il est remarquable que la courbe présente une croissance suivie d’un déclin à $DF = 50$ ppm ; c’est une répartition de points cohérente. Elle est expliquée par le fait que des DF importants font augmenter le r mais à un certain moment il commence à faire l’effet inverse favorisant la décantation.

Tableau 3 (Dose de coagulant fixé à 28,1875 ppm)

TAB. 5.14 : Résultats des expériences pour DC = 28,1875 ppm

DC = 28.1875 ppm (Vc = 7.1875 µL)							
DF (ppm)	Vf (µL)	O/W i (ppm)	O/W 1 (ppm)	O/W 2 (ppm)	O/W 3 (ppm)	O/W moy (ppm)	r
2	50	731.3	262.9	236.5	271.2	256.9	0.649
14.25	356.25	731.3	138.1	136.7	140.3	138.4	0.811
26.5	662.5	731.3	183.1	130.2	149.5	154.3	0.789
38.75	968.75	731.3	183.6	152.9	170	168.8	0.769
51	1275	731.3	115.9	107.3	114.8	112.7	0.846
63.25	1581.25	731.3	113	154.1	150.3	139.1	0.810
75.5	1887.5	731.3	305.4	284.9	295.1	295.1	0.596
87.75	2193.75	731.3	212.8	277.9	313.8	268.2	0.633
100	2500	731.3	294.4	333	321.3	316.2	0.568

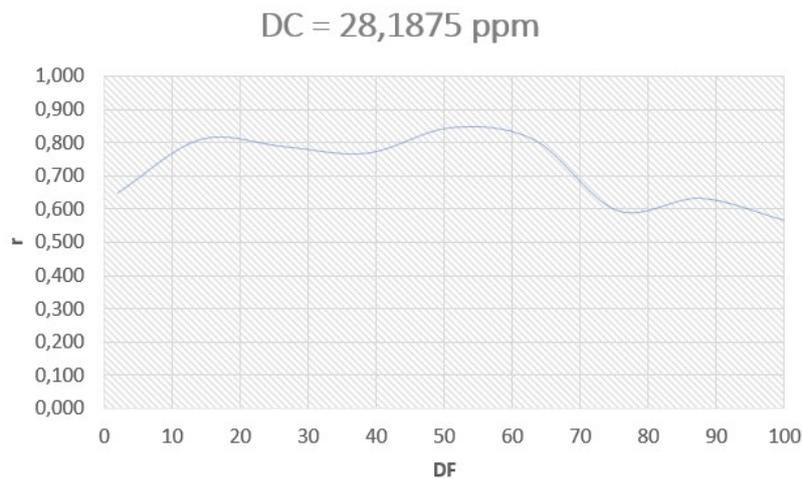


FIG. 5.16 : Représentation graphique du nuage de points avec lignes droites pour DC = 28,1875 ppm

Nous remarquons sur le graphique 5.16 que le meilleur taux de récupération se trouve aux alentours de 50 ppm de DF. Il est remarquable que la courbe présente une croissance suivie d'une chute à DF = 50 ppm comme la figure du tableau précédent ; c'est une répartition de points plus ou moins cohérente. Cette observation s'explique par le fait que des doses de floculant importantes contribuent à augmenter le taux de récupération r, mais des doses excessives entraînent un effet inverse en favorisant la décantation.

Tableau 4 (Dose de coagulant fixé à 40,625 ppm)

TAB. 5.15 : Résultats des expériences pour DC = 40,625 ppm

DC = 40.625 ppm (Vc = 10.156 µL)							
DF (ppm)	Vf (µL)	O/W i (ppm)	O/W 1 (ppm)	O/W 2 (ppm)	O/W 3 (ppm)	O/W moy (ppm)	r
2	50	638.5	215.3	251.8	234.2	233.8	0.634
14.25	356.25	638.5	115.4	96.7	123.2	111.8	0.825
26.5	662.5	638.5	105.7	109.9	107.5	107.7	0.831
38.75	968.75	638.5	133.9	136.8	134	134.9	0.789
51	1275	638.5	92.5	77.6	79.6	83.2	0.870
63.25	1581.25	638.5	170.4	191.7	172.3	178.1	0.721
75.5	1887.5	638.5	162.3	160.6	164	162.3	0.746
87.75	2193.75	638.5	256.6	315.4	281.7	284.6	0.554
100	2500	638.5	296.3	337.6	309.5	314.5	0.507

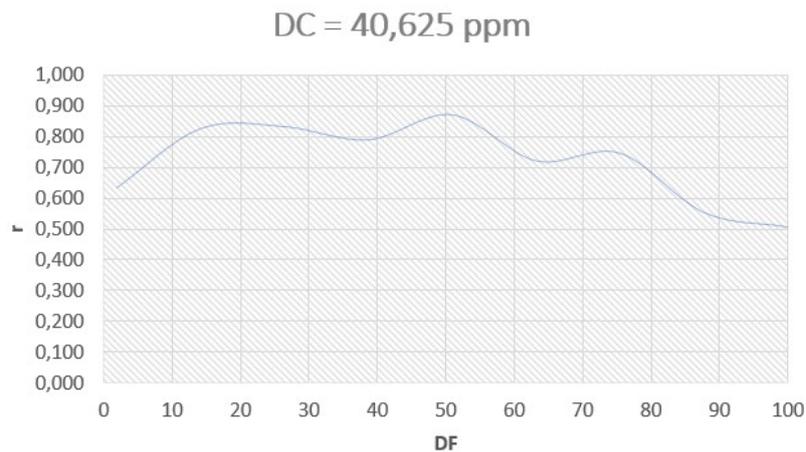


FIG. 5.17 : Représentation graphique du nuage de points avec lignes droites pour DC = 40,625 ppm

Nous remarquons sur le graphique 5.17 que le meilleur taux de récupération se trouve aux alentours de 50 ppm de DF. Il est remarquable que la courbe présente une croissance suivie d'une stabilité sur $DF \in [10;40]$. Un déclin est remarqué à partir de $DF = 50$ ppm ; c'est une répartition de points plus ou moins justifiable. Cette observation s'explique par le fait que des doses de floculant importantes contribuent à augmenter le taux de récupération r, mais des doses excessives entraînent un effet inverse en favorisant la décantation (exemple dans la figure 5.23b).

Tableau 5 (Dose de coagulant fixé à 52,5 ppm)

TAB. 5.16 : Résultats des expériences pour DC = 52,5 ppm

DC = 52.5 ppm (Vc = 13.125 µL)							
DF (ppm)	Vf (µL)	O/W i (ppm)	O/W 1 (ppm)	O/W 2 (ppm)	O/W 3 (ppm)	O/W moy (ppm)	r
2	50	949	287	275	283.7	281.9	0.703
14.25	356.25	949	123.4	102.3	91	105.6	0.889
26.5	662.5	949	119.8	103.4	98.4	107.2	0.887
38.75	968.75	949	121.1	111.5	116.3	116.3	0.877
51	1275	638.5	85.7	86.4	82.1	84.7	0.867
63.25	1581.25	638.5	105.5	83.4	85	91.3	0.857
75.5	1887.5	638.5	163.4	325.5	301.4	313.5	0.509
87.75	2193.75	638.5	159	306.2	320.8	313.5	0.509
100	2500	638.5	208.5	342.4	337.5	340.0	0.468

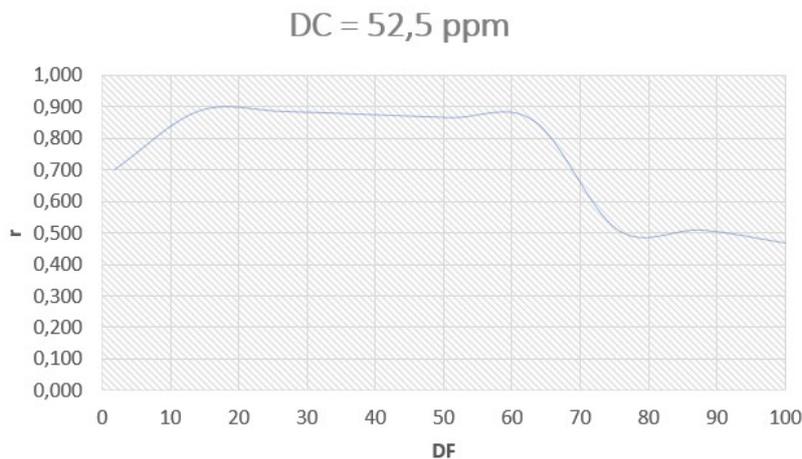


FIG. 5.18 : Représentation graphique du nuage de points avec lignes droites pour DC = 52,5 ppm

Nous remarquons que le graphique 5.18 présente une stabilité du taux de récupération sur $DF \in [10;60]$. Un déclin fort est remarqué à partir de $DF > 60$ ppm. Un DC moyen représente une stabilité générale quelque soit le dosage de DF à condition que $DF < DC$ mais des doses excessives entraînent une diminution de r en favorisant la décantation (figure 5.23b).

Tableau 6 (Dose de coagulant fixé à 64,375 ppm)

TAB. 5.17 : Résultats des expériences pour DC = 64,375 ppm

DC = 64.375 ppm (Vc = 16.093 µL)							
DF (ppm)	Vf (µL)	O/W i (ppm)	O/W 1 (ppm)	O/W 2 (ppm)	O/W 3 (ppm)	O/W moy (ppm)	r
2	50	969.9	212.6	227.2	225.8	221.9	0.771
14.25	356.25	969.9	111.8	85.8	93.9	97.2	0.900
26.5	662.5	969.9	94.6	91.8	89.5	92.0	0.905
38.75	968.75	969.9	119.7	107.2	108	111.6	0.885
51	1275	1008	109.3	88.2	98.8	98.8	0.902
63.25	1581.25	1008	90.4	84.2	85.7	86.8	0.914
75.5	1887.5	1008	88.2	92.8	87.4	89.5	0.911
87.75	2193.75	1008	159.4	192.8	201	184.4	0.817
100	2500	1008	185.9	206.2	211.5	201.2	0.800

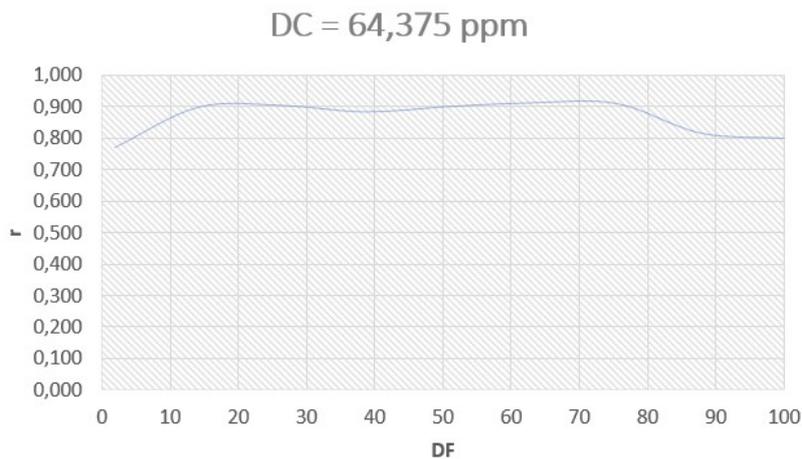


FIG. 5.19 : Représentation graphique du nuage de points avec lignes droites pour DC = 64,375 ppm

Nous remarquons que le graphique 5.19 présente une stabilité sur tout le DF. Le meilleur taux de récupération r est remarqué pour $DF \in [60;70]$ et est égal à 0.914. Un $DC \approx 65$ représente une stabilité générale quelque soit le dosage de DF mais des doses excessives ($DF > 70$ ppm) entraînent une diminution de r en favorisant la décantation (exemple dans la figure 5.23b).

Tableau 7 (Dose de coagulant fixé à 76,25 ppm)

TAB. 5.18 : Résultats des expériences pour DC = 76,25 ppm

DC = 76.25 ppm (Vc = 19.0625 µL)							
DF (ppm)	Vf (µL)	O/W i (ppm)	O/W 1 (ppm)	O/W 2 (ppm)	O/W 3 (ppm)	O/W moy (ppm)	r
2	50	890.5	296.2	316.3	313	308.5	0.654
14.25	356.25	890.5	140.5	134.1	141.9	138.8	0.844
26.5	662.5	890.5	169.8	159.4	158.2	162.5	0.818
38.75	968.75	890.5	147.2	137.3	131.1	138.5	0.844
51	1275	890.5	95.9	96.9	94.3	95.7	0.893
63.25	1581.25	969.9	125.8	182.1	119.3	122.6	0.874
75.5	1887.5	969.9	129.2	119.4	127.9	125.5	0.871
87.75	2193.75	969.9	205.6	179.5	190.3	191.8	0.802
100	2500	969.9	213	189.6	221.2	207.9	0.786

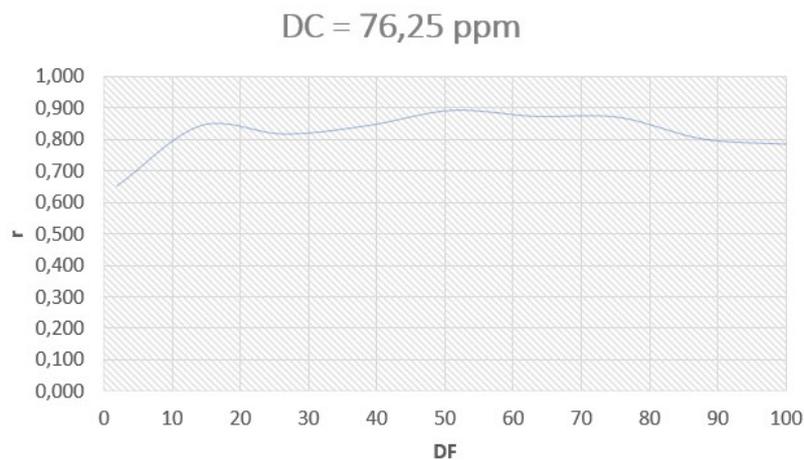


FIG. 5.20 : Représentation graphique du nuage de points avec lignes droites pour DC = 76,25 ppm

Nous remarquons sur le graphique 5.20 que le meilleur taux de récupération se trouve aux alentours de 50 ppm de DF. Il est remarquable que la courbe présente une croissance suivie d'une stabilité dès DC = 50 ppm ; c'est une répartition de points plus ou moins cohérente. Cette observation s'explique par le fait que des doses de floculant importantes contribuent à augmenter le taux de récupération r, mais des doses excessives (DF > 80 ppm) entraînent un effet inverse qui est moins grave que les doses des tableaux précédents. L'augmentation de DF entraîne la formation de floccs de plus grande taille, favorisant ainsi la décantation.

Tableau 8 (Dose de coagulant fixé à 88,125 ppm)

TAB. 5.19 : Résultats des expériences pour DC = 88,125 ppm

DC = 88.125 ppm (Vc = 22.031 µL)							
DF (ppm)	Vf (µL)	O/W i (ppm)	O/W 1 (ppm)	O/W 2 (ppm)	O/W 3 (ppm)	O/W moy (ppm)	r
2	50	845	279.7	294.2	292.1	288.7	0.658
14.25	356.25	845	196.6	230.8	227.7	218.4	0.742
26.5	662.5	845	154.9	222.9	168	161.5	0.809
38.75	968.75	845	172.1	133	132.9	133.0	0.843
51	1275	845	176	205.2	180.2	187.1	0.779
63.25	1581.25	845	152.8	131.7	111.8	132.1	0.844
75.5	1887.5	845	82	78.1	81.2	80.4	0.905
87.75	2193.75	845	120.5	115.9	115.2	117.2	0.861
100	2500	845	209.5	177.1	183.4	190.0	0.775

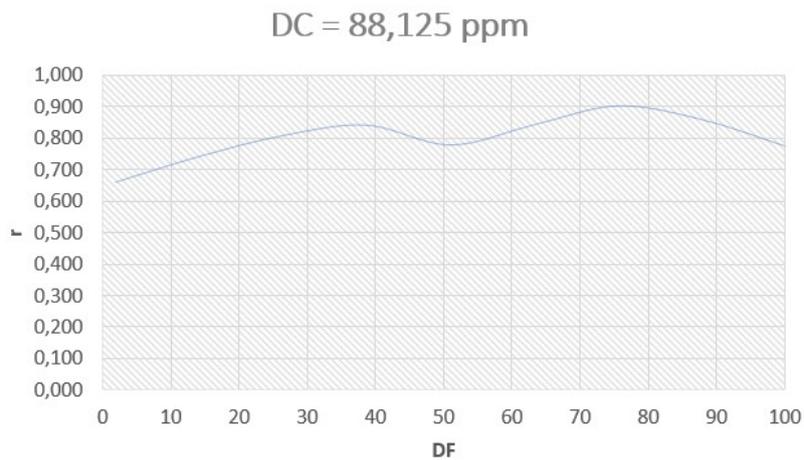


FIG. 5.21 : Représentation graphique du nuage de points avec lignes droites pour DC = 88,125 ppm

Nous remarquons sur le graphique 5.21 que le meilleur taux de récupération se trouve aux alentours de 75 ppm de DF et est égal à 0.905. Il est remarquable que la courbe présente une croissance suivie d'une chute à DF = 75 ppm ; c'est une répartition de points justifiable. Cette observation s'explique par le fait que des doses de floculant importantes contribuent à augmenter le taux de récupération r, mais des doses excessives entraînent un effet inverse en favorisant la décantation.

Tableau 9 (Dose de coagulant fixé à 100 ppm)

TAB. 5.20 : Résultats des expériences pour DC = 100 ppm

DC = 100 ppm (Vc = 25 µL)							
DF (ppm)	Vf (µL)	O/W i (ppm)	O/W 1 (ppm)	O/W 2 (ppm)	O/W 3 (ppm)	O/W moy (ppm)	r
2	50	526	210	193.5	207.3	203.6	0.613
14.25	356.25	526	169.6	173.2	88.6	171.4	0.674
26.5	662.5	526	488.2	159.1	155.6	157.4	0.701
38.75	968.75	526	106.8	92.6	90.9	96.8	0.816
51	1275	546.5	97.2	59.9	53.9	70.3	0.871
63.25	1581.25	546.5	42.4	38.6	35.9	39.0	0.929
75.5	1887.5	546.5	66.3	52.8	54.1	57.7	0.894
87.75	2193.75	546.5	39.1	79.3	45.8	42.5	0.922
100	2500	546.5	35.3	36.6	40.8	37.6	0.931

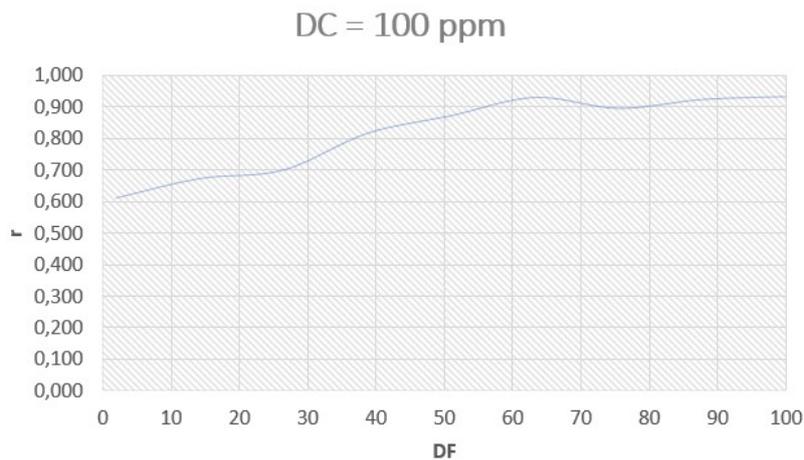
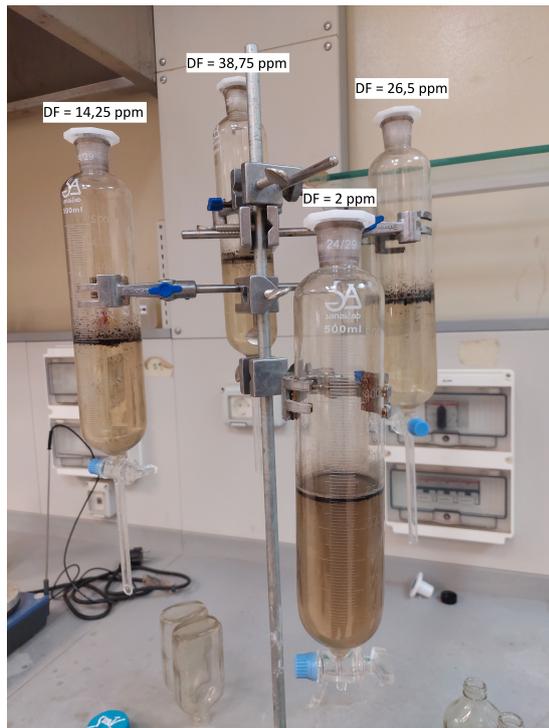


FIG. 5.22 : Représentation graphique du nuage de points avec lignes droites pour DC = 100 ppm

Nous remarquons sur le graphique 5.22 que le meilleur taux de récupération se trouve à 100 ppm de DF. Il est remarquable que la courbe présente une croissance continue ; c'est une répartition de points cohérente. Cela peut être expliquée par le fait que des doses importantes de floculant contribuent à augmenter le taux de récupération r ; mais nous avons remarqué aussi que même si il existe une très bonne efficacité pour la récupération d'huile, l'augmentation de DF entraîne à la formation de floes qui décantent (exemple dans la figure 5.23b).

Les images (figure 5.23) ci-dessous montre les échantillons d'eau huileuse traitée avec l'ajout de Coagulant/Floculant à différents dosages.



(a) Photo montrant 4 échantillons pour DC = 40,625 ppm



(b) Photo montrant un échantillon Pour DC = 52,5 ppm et DF = 87,75 ppm

FIG. 5.23 : Des échantillons d'eau huileuse traitée avec l'ajout de différents dosages du Coagulant/Floculant

Conclusion

En examinant les neuf graphiques, il est remarqué que celui correspondant à DC = 100 ppm présente le meilleur taux de récupération à des valeurs élevées de DF. Cependant, cela favorise la décantation des floes, ce qui n'est pas conforme au système de traitement existant sur site. Le système fonctionne selon le principe de la séparation gravitaire et la loi de Stokes, où l'eau est récupérée en bas et l'huile en haut. Ainsi, la décantation des floes entraîne des obstructions dans les conduites et colmate les filtres à la sortie du TAGI, augmentant ainsi la fréquence de leur remplacement.

L'ajout de doses élevées de floculant dans l'eau entraîne une augmentation de la viscosité du milieu, ce qui peut provoquer des problèmes de fonctionnement des pompes d'eau utilisées pour le réinjection. Cette viscosité accrue peut affecter le débit et la circulation de l'eau, ce qui compromet l'efficacité du processus de réinjection.

Par conséquent, la technique d'optimisation est appliquée avec des contraintes afin de trouver le dosage optimal tout en maintenant la flottation de la phase huileuse.

5.4.3 Choix des contraintes et déclaration des données

Afin de garantir l'efficacité du processus de traitement et de prévenir les problèmes opérationnels, il est nécessaire de définir des limites et des contraintes spécifiques. Ces contraintes visent à maintenir la conformité avec les systèmes de traitement existants, à prévenir les obstructions des conduites et des filtres, ainsi qu'à assurer la séparation adéquate de l'huile et de l'eau.

Pour pouvoir réaliser l'optimisation sur MATLAB, des limites ont été établies comme suit :

$$5 \text{ ppm} < DC < 100 \text{ ppm}$$

$$2 \text{ ppm} < DF < 100 \text{ ppm}$$

$$DF < DC < 100 \text{ ppm}$$

$$0 < r < 1$$

L'algorithme "interior-point" a été utilisé ; cette méthode repose sur l'utilisation d'un point intérieur, c'est-à-dire un point situé à l'intérieur de la région admissible définie par les contraintes du problème. L'approche "interior-point" vise à trouver le point intérieur optimal qui minimise ou maximise la fonction objective du problème tout en respectant les contraintes spécifiées.

Les données (facteurs et résultats) sont déclarées dans le workspace de MATLAB.

```
>> r=[r1 r2 r3 r4 r5 r6 r7 r8 r9]
r =
    0.5260    0.4950    0.6490    0.6340    0.7030    0.7710    0.6540    0.6580    0.6130
    0.5500    0.6480    0.8110    0.8250    0.8890    0.9000    0.8440    0.7420    0.6740
    0.5730    0.6660    0.7890    0.8310    0.8870    0.9050    0.8180    0.8090    0.7010
    0.3520    0.7540    0.7690    0.7890    0.8770    0.8850    0.8440    0.8430    0.8160
    0.3260    0.7960    0.8460    0.8700    0.8670    0.9020    0.8930    0.7790    0.8710
    0.3590    0.7730    0.8100    0.7210    0.8570    0.9140    0.8740    0.8440    0.9290
    0.3300    0.6460    0.5960    0.7460    0.5090    0.9110    0.8710    0.9050    0.8940
    0.2170    0.5470    0.6330    0.5540    0.5090    0.8170    0.8020    0.8610    0.9220
    0.2460    0.4710    0.5680    0.5070    0.4680    0.8000    0.7860    0.7750    0.9310

>> DC= [5,16.875,28.75,40.625,52.5,64.375,76.25,88.125,100]
DC =
    5.0000    16.8750    28.7500    40.6250    52.5000    64.3750    76.2500    88.1250    100.0000

>> DF=[2,14.25,26.5,38.75,51,63.25,75.5,87.75,100]
DF =
    2.0000    14.2500    26.5000    38.7500    51.0000    63.2500    75.5000    87.7500    100.0000

fx >>
```

Sachant que la numérotation des r correspond à la numérotation des tableaux.

5.4.4 Optimisation par la méthode graphique/visuelle

Le code à déclarer dans le workspace est le suivant :

```
>> [DCq,DFq]=meshgrid(0:0.5:100);
>> rq=griddata(DC,DF,r,DCq,DFq,'cubic');
>> surf(DCq,DFq,rq)
fx >>
```

l'utilisation d'un pas de 0.5 pour la commande meshgrid aide à mieux lisser le graphique tridimensionnel (figure 5.25) obtenu.

Les deux figures 5.24a et 5.24b représentent une vue 2D de l'évolution de r en fonction de chacune des doses.

L'option "cubic" dans la fonction "griddata" fait référence à la méthode d'interpolation cubique qui est utilisée pour estimer les valeurs des points de données non réguliers à l'intérieur d'une grille régulière.

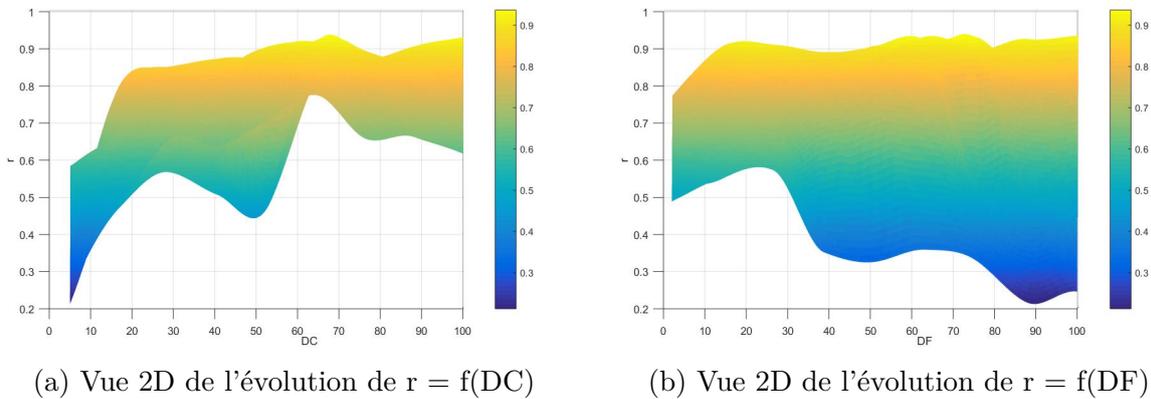


FIG. 5.24 : Vues 2D de l'évolution de r en fonction de DC et DF

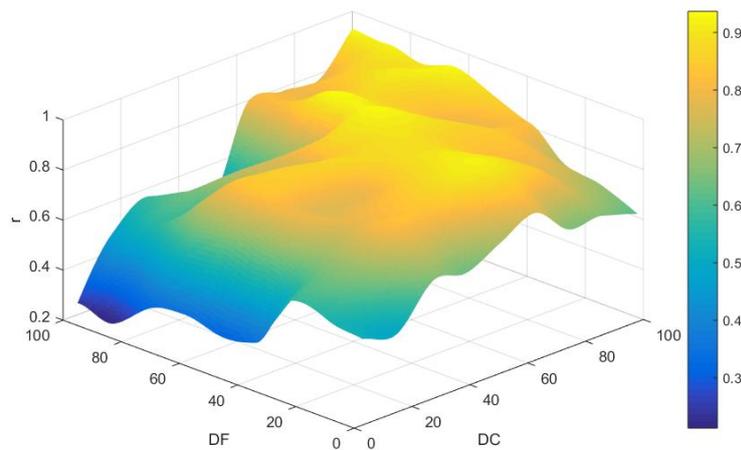


FIG. 5.25 : Représentation graphique tridimensionnelle du nuage de points lissé

Les meilleurs 3 points optimaux sont présentés dans le graphique 5.26.

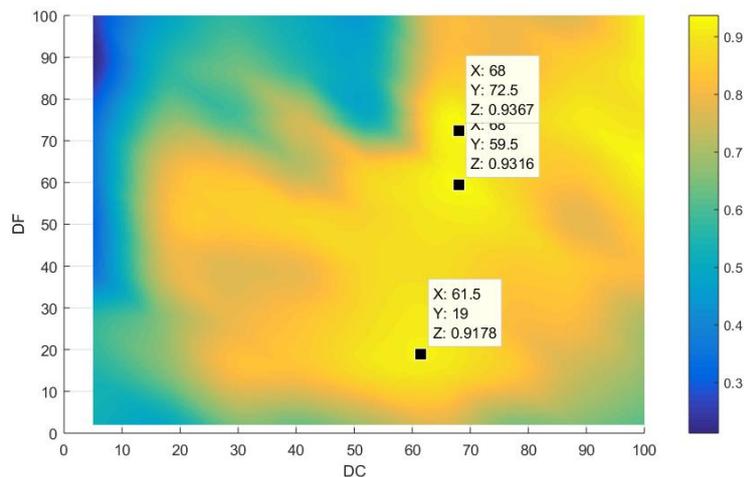


FIG. 5.26 : Représentation graphique de contour avec présence des points optimaux

En analysant les graphiques, nous avons identifié trois dosages optimaux : $[DC, DF] = [61.5, 19]$; $[68, 59.5]$; $[68, 72.5]$. Le meilleur taux de récupération est obtenu avec le dosage $[68, 72.5]$. Cependant, en tenant compte de notre contrainte $DF < DC$, ce point optimal est exclu, et nous considérons les deux autres dosages pour la validation.

5.4.5 Optimisation par modélisation

Nous avons abordé ce problème en utilisant deux méthodes MATLAB de modélisation mathématique et deux méthodes d'optimisation algorithmiques.

Modélisation par Curve Fitting Toolbox™ et optimisation par la fonction `fmincon`

Pour pouvoir utiliser la Curve Fitting Toolbox™, il faut transformer les matrices DCq , DFq et rq en colonne (ou matrice n-par-1). Le code utilisé est le suivant :

```
>> [DCq,DFq]=meshgrid(0:2:100);
>> rq=griddata(DC,DF,r,DCq,DFq,'cubic');
>> size(rq)

ans =

    51    51

>> DCcol=im2col(DCq,[51 51]);
>> DFcol=im2col(DFq,[51 51]);
>> rcol=im2col(rq,[51 51]);
fx >>
```

Nous aurons $51 \times 51 = 2601$ lignes pour chaque paramètre.

L'option "cubic" dans la fonction "griddata" fait référence à la méthode d'interpolation cubique qui est utilisée pour estimer les valeurs des points de données non réguliers à l'intérieur d'une grille régulière.

Un curve fitting polynomial est utilisé, c'est celui qui donne l'interpolation la plus cohérente. Le choix du modèle prédéfini explique le fait que nous n'avons aucune relation théorique entre r, DC et DF.

Le choix du degré du polynôme est basé sur la maximisation du R^2 et R_{ajuste}^2 et la minimisation du RMSE (Root Mean Square Error) ou l'erreur quadratique moyenne qui évalue la précision de l'ajustement du modèle.

Les résultats sont présentés dans la figure 5.27.

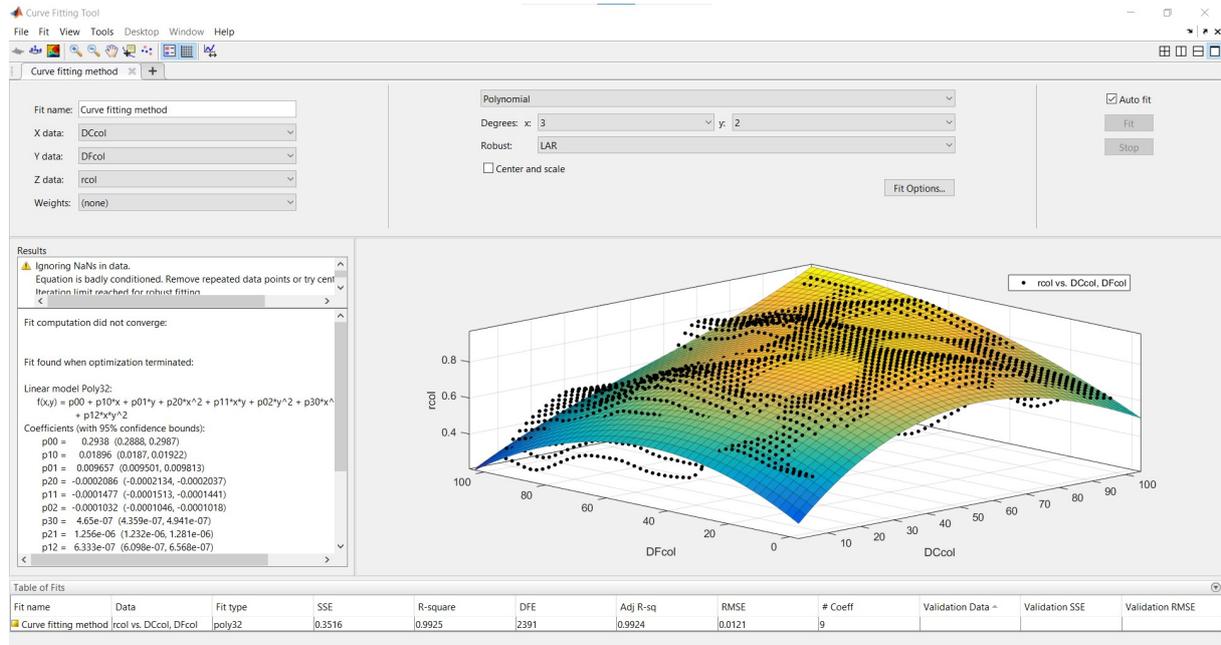


FIG. 5.27 : Modèle mathématique et sa représentation graphique par la méthode Curve Fit

Nous avons obtenu un polynôme de degré 3 (cubique) avec x (DC) à 3 degré et y (DF) à 2 degré. le R-square et Adj R-sq ainsi sont très proches de 1 ce qui prouve que la qualité du modèle est excellente en ce qui concerne sa correspondance aux données.

Le RMSE (Root Mean Squared Error) et le SSE (Sum of Squared Errors) présentent des valeurs proches de zéro, ce qui indique un ajustement précis du modèle aux données. Ces paramètres confirment que notre modèle parvient à réduire au maximum les erreurs entre les valeurs réelles et les valeurs prédites. Ces résultats renforcent la confiance dans la performance et la précision de notre interpolation.

La déclaration de la fonction fmincon se fait comme suit :

```
>> fu = @(x) -1*(p00 + p10*x(1) + p01*x(2) + p20*x(1).^2 + p11*x(1)*x(2) + p02*x(2).^2 + p30*x(1).^3 + p21*x(1).^2*x(2) + p12*x(1)*x(2).^2);
>> p00 = 0.2938;
>> p10 = 0.01896;
>> p01 = 0.009657;
>> p20 = -0.0002086;
>> p11 = -0.0001477;
>> p02 = -0.0001032;
>> p30 = 4.65e-07;
>> p21 = 1.256e-06;
>> p12 = 6.333e-07;
>> options = optimoptions('fmincon', 'Algorithm', 'interior-point', 'MaxIterations', 1000);
>> x0 = [50 50];
>> A = [-1 1];
>> b = [0];
>> lb = [5,2];
>> ub = [100,100];
>> [x_opt, fval, exitflag, iterations] = fmincon(fu, x0, A, b, [], [], lb, ub, [], options)
```

Nous déclarons la fonction objective "fu" (le polynôme) obtenu par la méthode Curve Fit, puis nous mettons en place les options de la fonction fmincon : 'interior-point', Itérations maximales, etc, ainsi que le point de départ $x_0 = [50 \ 50]$.

Après nous déclarons les contraintes A, b, lb et ub comme définis dans le chapitre précédent. En dernier, nous faisons appel à fmincon avec les outputs (x_opt, fval, exitflag et iterations).

```
x_opt =  
    61.0392    41.2203  
  
fval =  
   -0.8893  
  
exitflag =  
         1  
  
iterations =  
    iterations: 18  
    funcCount: 57  
 constrviolation: 0  
    stepsize: 0.0328  
  algorithm: 'interior-point'  
 firstorderopt: 1.4276e-07  
    cgiterations: 0  
    message: 'Local minimum found that satisfies the constraints....'  
  
fx >>
```

x_opt étant le dosage optimal ; $[DC,DF] = [61.04,41.22]$.

$|fval|$ étant le taux de récupération correspondant au dosage optimal ; $r = 0.8893$

Remarque : fmincom est une fonction de minimisation, ce qui explique pourquoi la fonction objectif est multipliée par -1 et pourquoi le résultat est considéré avec la valeur absolue.

exitflag est le code de sortie de l'algorithme ; exitflag = 1 correspond à une optimisation réussie.

L'opération a nécessité dix-huit (18) itérations pour être achevée.

Modélisation et optimisation par MBC Toolbox™

Pour pouvoir utiliser la MBC Toolbox™, il faut transformer les matrices DCq , DFq et rq en colonne (ou matrice n-par-1) comme la méthode précédente.

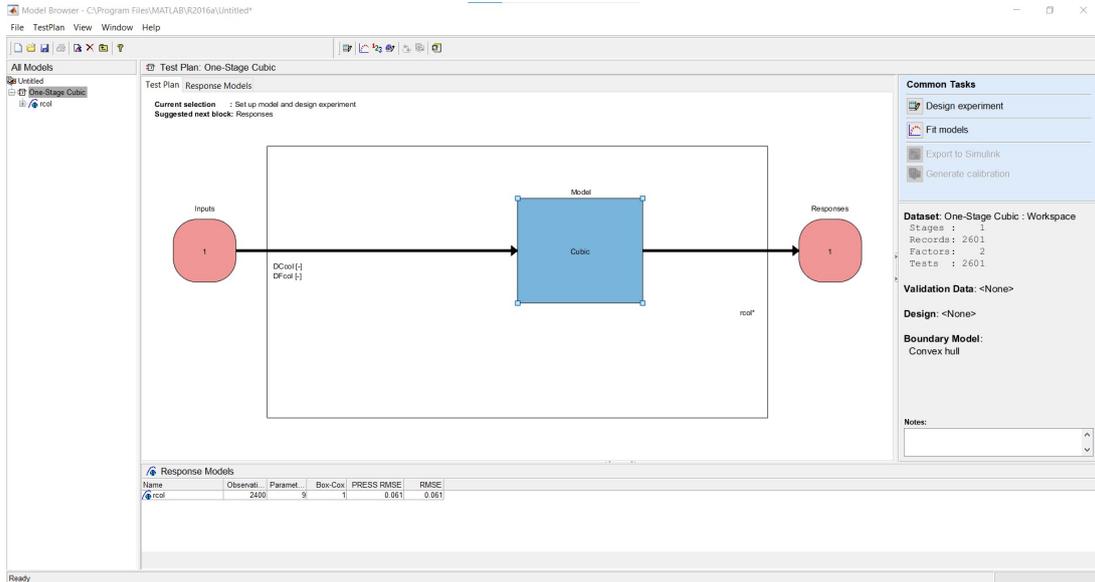


FIG. 5.28 : Configuration du modèle et Design de l'expérience (One-Stage)

En choisissant le même type de modèle que le Curve Fitting (Cubic) avec un ajustement One-Stage (figure 5.28) on obtient le modèle suivant :

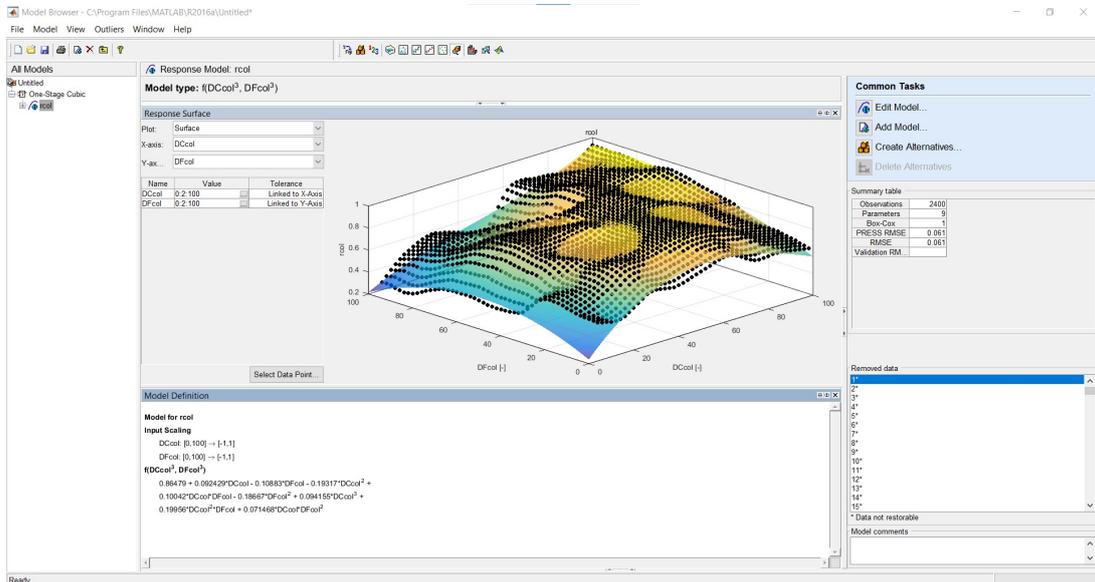


FIG. 5.29 : Type et représentation graphique du modèle par MBC

Nous avons obtenu des résultats de bonne qualité avec un RMSE proche de 0 ce qui signifie que notre modèle parvient à réduire au maximum les erreurs entre les valeurs réelles et les valeurs prédites.

Le choix des contraintes est le même que la méthode Curve Fitting.

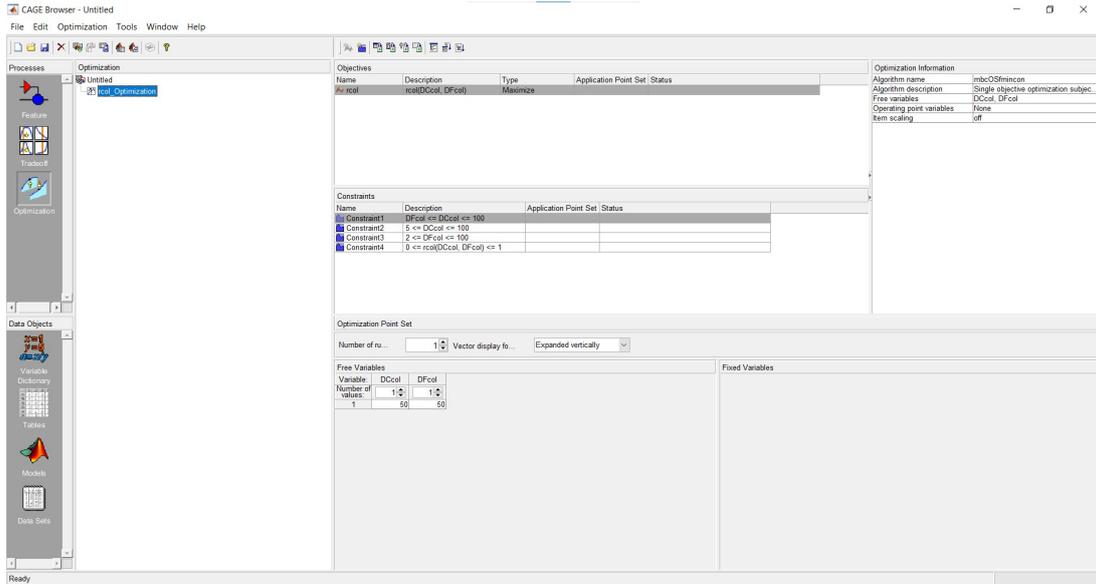


FIG. 5.30 : Choix des contraintes d'optimisation

Après le lancement de l'optimisation par l'algorithme "interior-point", nous obtenons les résultats suivants :

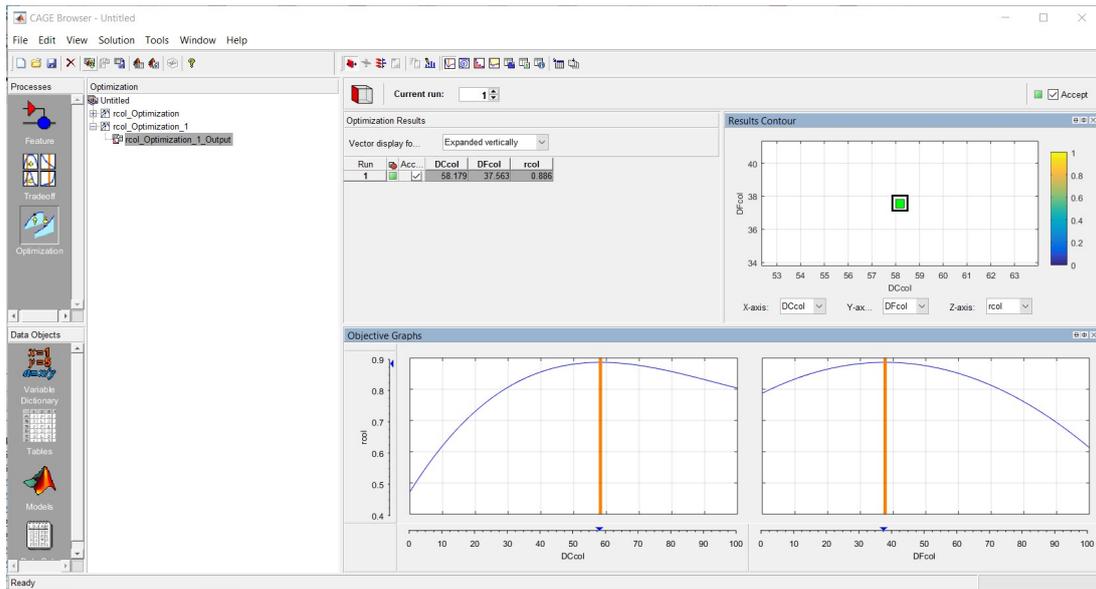


FIG. 5.31 : Le point optimal par la méthode MBC

Le dosage optimal obtenu par cette méthode est $[DC,DF] = [58.18,37.56]$; le taux de récupération correspondant est $r = 0.886$.

5.4.6 Validation des résultats

Les résultats obtenus par MATLAB ont tous été vérifiés au laboratoire. Le tableau ci-dessous présente les taux de récupération correspondant à chaque dosage optimal identifié par MATLAB :

TAB. 5.21 : Vérification des résultats théoriques

Méthode d'optimisation	Dose coagulant ppm	Dose Flocculant ppm	r	r_réel	Remarque
Graphique	61.5	19	0.9178	0.8214	Aucun dépôt de flocs remarqué
Graphique	68	59.5	0.9316	0.9170	Formation de plus gros flocs qui décantent
fmincon	61.04	41.22	0.8893	0.9058	Aucun dépôt de flocs remarqué
MBC	58.18	37.56	0.886	0.8947	Aucun dépôt de flocs remarqué

Nous remarquons que le meilleur taux de récupération est donné par la méthode graphique $[DC,DF] = [68,59.5]$; par contre ce dosage crée un dépôt de flocs dans notre échantillon (exemple dans la figure 5.23b). Les taux de récupérations obtenus par les dosages des méthodes fmincon et MBC sont pratiquement égaux avec fmincon qui donne un dosage plus performant. Le dosage $[61.5,19]$ donne le taux le plus faible $r = 0.8214$.

5.4.7 conclusion

La méthode MBC est plus précise car le $r_{réel}$ est plus proche au r théorique comparé à la méthode fmincon. Mais fmincon donne le dosage le plus performant dans la réalité. Le dosage qui donne le plus faible taux de récupération est d'un autre côté plus prudent et plus rentable économiquement car la dose du flocculant est moins importante.

Il est essentiel de procéder à des essais à l'échelle industrielle sur le site pour déterminer la fiabilité des dosages optimaux. Si des dépôts sont observés dans le surge Tank, des obstructions dans les pompes à eau ou des bouchages au niveau des filtres, il est recommandé de réduire la dose de flocculant.

Conclusion et recommandations

Conclusion générale

Ce projet de fin d'études visait à améliorer le traitement des eaux huileuses en optimisant les paramètres physico-chimiques, en mettant l'accent sur la séparation efficace de l'huile et de l'eau. Les étapes entreprises dans cette étude ont permis de sélectionner les facteurs clés tels que la température, la dose, le pH et le temps, ainsi que trois produits désémulsifiants inverses : FLOCTREAT 5273, NALMET 1689 et la combinaison coagulant floculant CLAR16036A/CLAR16029A.

À l'aide d'un plan d'expérience, nous avons évalué l'efficacité de ces produits pour l'élimination de l'huile présente dans l'eau. Après une analyse approfondie des résultats, la combinaison coagulant/floculant s'est avéré être la plus performante parmi eux, exposant une efficacité supérieure.

En outre, nos recherches ont révélé que la température élevée jouait un rôle significatif dans la séparation de l'huile et de l'eau. Par conséquent, nous avons fixé la température à 60°C pour les étapes ultérieures du projet.

La partie essentielle de ce projet a consisté à optimiser la dose du coagulant/floculant. En utilisant une approche expérimentale avec 81 essais, nous avons pu réaliser une optimisation en utilisant le logiciel MATLAB et en appliquant différentes méthodes : Graphiquement, la fonction `fmincon` et la MBC Toolbox. Nous avons pu identifier quatre points optimaux. Les expériences de validation menées au laboratoire ont confirmé l'efficacité et la fiabilité de ces points optimaux. Le point optimal identifié par la méthode `fmincon`, avec un dosage de 61 ppm de coagulant et 41 ppm de floculant, s'est avéré être le plus performant, présentant une efficacité élevée de 91% sans rencontrer de problèmes de dépôt de floes.

Ce projet a abouti à l'identification du dégraisseur optimal, la combinaison CLAR16036A/CLAR16029A, ainsi qu'à l'optimisation de son dosage pour une séparation efficace de l'huile et de l'eau. Les résultats obtenus ouvrent de nouvelles perspectives prometteuses pour le traitement des eaux huileuses dans l'industrie. Ces avancées contribuent à une meilleure gestion des eaux produites, à une protection accrue des réservoirs de pétrole et à la prévention des problèmes de colmatage et d'obstruction.

Bien que l'ajout de produits chimiques ne puisse pas abaisser indépendamment la teneur en huile à 20 ppm (la séparation physique représente la majorité, environ 80%, du processus de traitement), l'utilisation de la combinaison de coagulant et de floculant a tout de même donné des résultats très satisfaisants lors des essais en laboratoire. Afin de transférer ces découvertes dans un cadre industriel, un certain nombre d'ajustements doivent être apportés pour faire face aux complications qui surviennent sur site.

En mettant en œuvre les recommandations issues de cette étude, les opérations de traitement des eaux huileuses pourront bénéficier d'une amélioration significative, tant sur le plan environnemental que sur le plan opérationnel.

Recommandations

Dans la partie Recommandations, nous proposerons des mesures concrètes pour optimiser le traitement des eaux produites en se basant sur les résultats et les conclusions de notre étude. Ces recommandations sont axées sur l'amélioration des performances du système et la maximisation de l'efficacité de la séparation de l'huile. En analysant les différents paramètres et variables impliqués dans le processus, nous avons identifié des domaines spécifiques où des ajustements peuvent être apportés afin d'obtenir des résultats plus satisfaisants.

- Mise en place d'un échangeur de chaleur : Grâce à l'impact positif de la température sur l'élimination de l'huile, il est recommandé de mettre en place un échangeur de chaleur pour augmenter la température de l'eau à l'entrée de l'unité de traitement des eaux produites. Cela peut être réalisé en valorisant l'énergie consommée par les refroidisseurs du processus, permettant ainsi une meilleure séparation de l'huile.
- Utilisation de réservoirs primaires : Vu que les débits d'eau d'entrée du TAGI sont très instables et que le débit d'ajout du coagulant/floculant dépend du débit d'eau, il faudra prévoir deux réservoirs primaires (Tanks stabilisateurs de débit) en amont de l'unité, dont l'un est en mode stand-by. Cela permettra de contrôler le débit à la sortie du réservoir, tout en assurant une séparation primaire de l'huile.
- Positionnement du point d'injection du coagulant : Étant donné que l'ajout du coagulant nécessite un temps de séjour important pour réagir de manière plus efficace avec le floculant, il faudra revoir le point d'injection du coagulant à l'entrée du dégazeur. Il est préférable de le placer le plus loin possible de l'entrée du dégazeur afin d'optimiser la réaction entre le coagulant et le floculant, ce qui contribuera à une séparation plus efficace de l'huile.
- Mise en place d'un tank de dilution pour le floculant : Nous avons remarqué que le floculant est très visqueux et nécessite d'être dilué avant d'être injecté. Il est donc recommandé de prévoir un tank spécial de dilution avant l'injection du floculant. Ce tank permettra de diluer le floculant à la concentration appropriée avant son injection dans le système de traitement des eaux produites. Cela facilitera son mélange et sa répartition homogène, améliorant ainsi son efficacité dans la séparation de l'huile. Il est important de dimensionner et de concevoir ce tank en fonction des besoins spécifiques du processus de traitement.

En intégrant de manière proactive ces recommandations, nous pouvons améliorer les performances du système de traitement des eaux produites, en maximisant l'élimination de l'huile et en optimisant l'efficacité du processus. Ces mesures permettront de mieux contrôler les variables opérationnelles et d'obtenir des résultats plus satisfaisants. Il est essentiel de prendre en compte ces recommandations dans les étapes de conception et de mise en œuvre future du système.

Bibliographie

- ABÉCÉDAIRE (2022). *Tensioactifs*. <https://tice.ac-montpellier.fr/ABCDORGA/Famille/TENSIOACTIFS.html>. Académie de Montpellier.
- ANDRE, C et al. (2000). “Development and evaluation of a novel electrolytic coagulation/flotation system for water treatment”. In : *EPSRC, Web communication*.
- BABISCH, Wolfgang et al. (2002). “The noise/stress concept, risk assessment and research needs”. In : *Noise and health* 4.16, p. 1.
- BACKI, Christoph Josef et Sigurd SKOGESTAD (2017). “A simple dynamic gravity separator model for separation efficiency evaluation incorporating level and pressure control”. In : *2017 American Control Conference (ACC)*. IEEE, p. 2823-2828.
- BAHADORI, Alireza et al. (2013). “Water Pollution”. In : *Essentials of Water Systems Design in the Oil, Gas, and Chemical Processing Industries*, p. 53-72.
- BANCROFT, Wilder D (2002). “The theory of emulsification, V”. In : *The Journal of Physical Chemistry* 17.6, p. 501-519.
- BANSAL, IK. (1975). “Ultrafiltration of oily wastes from process industries.” In : *AIChE Symposium Series*, p. 102-110.
- BOUZID, Iheb (2019). “Développement et évaluation d’une méthode à base de mousse pour l’oxydation améliorée de sols insaturés contaminés par des hydrocarbures”. Thèse de doct. Université Bourgogne Franche-Comté.
- CAMBIELLA, A et al. (2006). “Centrifugal separation efficiency in the treatment of waste emulsified oils”. In : *Chemical Engineering Research and Design* 84.1, p. 69-76.
- CHERYAN, M et N RAJAGOPALAN (1998). “Membrane processing of oily streams. Wastewater treatment and waste reduction”. In : *Journal of membrane science* 151.1, p. 13-28.
- CLAYTON, William (1923). *The theory of emulsions and emulsification*. J. & A. Churchill.
- COCA, José, Gemma GUTIÉRREZ et Josém BENITO (2010). “Treatment of oily wastewater”. In : *Water purification and management*. Springer, p. 1-55.
- COLOMBANO, S et al. (2008). “Journée Technique d’information et de retour d’expérience de la gestion des sols pollués. Les Diagnostiques-Objectifs, enjeux & moyens”. In : *Gouvernement de France. Ministère de l’écologie, du développement durable et de l’énergie*.
- CSERHÁTI, Tibor, Esther FORGÁCS et Gyula OROS (2002). “Biological activity and environmental impact of anionic surfactants”. In : *Environment international* 28.5, p. 337-348.
- CURTIS, D (1996). “Hydrocyclone for oil-from-water separation”. In : *Filtration and Separation* 4.33, p. 291-292.
- DAAS, Mohamed Skander (2019). “Plans d’expériences”. In :

- DANIEL-DAVID, Delphine et al. (2005). “Elastic properties of crude oil/water interface in presence of polymeric emulsion breakers”. In : *Colloids and Surfaces A : Physicochemical and Engineering Aspects* 270, p. 257-262.
- DAS, Tamal et Johannes JÄSCHKE (2018). “Simplified first-principles model of a compact flotation unit for use in optimization and control”. In : *Industrial & Engineering Chemistry Research* 58.3, p. 1273-1285.
- DATAPHYSICS (2022). *Surfactants : Critical Micelle Concentration (CMC)*. <https://www.dataphysics-instruments.com/knowledge/understanding-interfaces/surfactants-cmc/#!>. DataPhysics Instruments.
- DHAWAN, Gil K. (1978). *Emulsified Oily Waste Water Treatment by Ultrafiltration*. Consulté en 2023. Disponible sur https://www.appliedmembranes.com/emulsified-oily-waste-water-treatment-by-ultrafiltration.html?fbclid=IwAR2tRz2fCXJzQIJ\TWHGeANS05q56zEFeemJMY2Vk7R_2NeJgywRh0ko60eY. Applied Membranes INC.
- DI LEO, Giovanni et Francesco SARDANELLI (2020). “Statistical significance : p value, 0.05 threshold, and applications to radiomics—reasons for a conservative approach”. In : *European radiology experimental* 4.1, p. 1-8.
- DRUYDES (2022). *Qu'est-ce qu'un tensioactif?* <https://druydes.com/content/109-quest-ce-quun-tensioactif>. Druydes.
- EARTHWORKS (2022). “Sources of Oil and Gas Air Pollution”. In : <https://earthworks.org/issues/sources-of-oil-and-gas-air-pollution>.
- ÉNERGIES, Connaissance des (2022). *Production de gaz et de pétrole : de quoi parle-t-on?* <https://www.connaissancedesenergies.org/tribune-actualite-energies/production-de-gaz-et-de-petrole-de-quoi-parle-t>. Fondation Énergies pour le Monde.
- FINGAS, Merv (2012). *The basics of oil spill cleanup*. CRC press.
- GRIFFIN, William C (1949). “Classification of surface-active agents by” HLB”. In : *J. Soc. Cosmet. Chem.* 1, p. 311-325.
- GUÉRY, Julie (2006). “Emulsions doubles cristallisables : stabilité, encapsulation et relargage”. Thèse de doct. Paris 6.
- HAFIZ, AA, HM EL-DIN et AM BADAWI (2005). “Chemical destabilization of oil-in-water emulsion by novel polymerized diethanolamines”. In : *Journal of colloid and interface science* 284.1, p. 167-175.
- HASENHUETTL, Gerard L, Richard W HARTEL et al. (2008). *Food emulsifiers and their applications*. T. 19. Springer.
- HELMHOLTZ, Hermann von et Hermann Ludwig Ferdinand von HELMHOLTZ (1879). *Die Thatsachen in der Wahrnehmung : Rede gehalten zur Stiftungfeier der Friedrich-Wilhelms-Universität zu Berlin am 3. August 1878*. A. Hirschwald.
- HLAVACEK, Marc (1995). “Break-up of oil-in-water emulsions induced by permeation through a microfiltration membrane”. In : *Journal of membrane science* 102, p. 1-7.
- HOSSEINI, Seyyed Mohsen, Khalil SHAHBAZI et Mohammad Reza KHOSRAVI NIKOU (2015). “A CFD simulation of the parameters affecting the performance of downhole de-oiling hydrocyclone”. In : *Iranian Journal of Oil and Gas Science and Technology* 4.3, p. 77-93.
- HRUDEY, SE et S KOK (1987). “Environmentally relevant characteristics of oil-in-water emulsions”. In : *Oil in Freshwater : Chemistry, Biology, Countermeasure Technology*, p. 58-70.
- INGRAND, P (2018). “Le test t de student”. In : *Journal d'imagerie diagnostique et interventionnelle* 1.2, p. 81-83.

- IVANKOVIĆ, Tomislav et Jasna HRENOVIĆ (2010). “Surfactants in the environment”. In : *Arhiv za higijenu rada i toksikologiju* 61.1, p. 95-109.
- JAFARINEJAD, S (2017). “Solid-Waste management in the petroleum industry”. In : *Petroleum Waste Treatment and Pollution Control*, p. 269-345.
- KARTIKEY, Aman Singh et Praveen SINGH (2020). “Air and Noise Pollution in Oil and Gas Industry”. In : *International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET)*, p. 1090-1098.
- KERCHICH (2021). “Cours pollution atmosphérique”. In : *Ecole Nationale Polytechnique*.
- KHANACADEMY (2022). *Structure de la membrane plasmique*. <https://fr.khanacademy.org/science/biologie-a-l-ecole/x5047ff3843d876a6:bio-4e-annee-sciences-generales/x5047ff3843d876a6:bio-4-2h-cycle-cellulaire-la-membrane-cellulaire/a/structure-of-the-plasma-membrane>. Khan Academy.
- KUNDU, Partha et Indra M MISHRA (2018). “Treatment and reclamation of hydrocarbon-bearing oily wastewater as a hazardous pollutant by different processes and technologies : A state-of-the-art review”. In : *Reviews in Chemical Engineering* 35.1, p. 73-108.
- KYZAS, George Z et Kostas A MATIS (2016). “Electroflotation process : A review”. In : *Journal of Molecular Liquids* 220, p. 657-664.
- LI, Xiao-bing et al. (2007). “Separation of oil from wastewater by column flotation”. In : *Journal of China University of Mining and Technology* 17.4, p. 546-577.
- LISSANT, Kenneth J (1974). *Emulsions and emulsion technology*. T. 6. M. Dekker.
- MARETTO, Moreno et al. (2014). “Microporous and mesoporous materials for the treatment of wastewater produced by petrochemical activities”. In : *Journal of cleaner production* 77, p. 22-34.
- MICHEL, Pierre (1983). “Synthèse des informations relatives à l’impact des hydrocarbures sur la flore et la faune marines”. In : *INSTITUT SCIENTIFIQUE ET TECHNIQUE DES PECHES MARITIMES*.
- MIÑANA-PEREZ, M et al. (1986). “Surfactant-oil-water systems near the affinity inversion. Part V : Properties of emulsions”. In : *J Dispers Sci Technol* 7.3, p. 331-343.
- MONIÉ, Aurélie (2021). “Lipolyse enzymatique de triglycérides pour la fabrication de matrices alimentaires dans le cadre d’une stratégie” clean-label”. Thèse de doct. Université Paul Sabatier-Toulouse III.
- MOOSAI, R et RA DAWE (2002). “Oily wastewater cleanup by gas flotation”. In : *West Indian J. Eng* 25.1, p. 25-41.
- MOOSAI, Roshni et Richard A DAWE (2003). “Gas attachment of oil droplets for gas flotation for oily wastewater cleanup”. In : *Separation and purification technology* 33.3, p. 303-314.
- MOUSA, Khalid M et Hind J HADI (2016). “Coagulation/flocculation process for produced water treatment”. In : *International journal of current engineering and technology* 6.2, p. 551-555.
- NOV (2021). *Advanced Produced Water Degasser*. Document retiré de <https://www.nov.com/-/media/nov/files/products/caps/process-and-flow-technologies/produced-water-treatment/advanced-produced-water-degasser-data-sheet.pdf>. National Oilwell Varco.
- OMAR, Bouaouine (2018). “Caractérisation et valorisation de bioressources végétales pour le prétraitement d’effluents par coagulation-floculation”. In :
- PANNEER SELVAM, Arun Kumar (2018). “Removal of dispersed oil drops by induced gas flotation”. Mém. de mast. NTNU.

- PENDASHTEH, AR et al. (2010). "Biological treatment of produced water in a sequencing batch reactor by a consortium of isolated halophilic microorganisms". In : *Environmental technology* 31.11, p. 1229-1239.
- PINTOR, Ariana MA et al. (2016). "Oil and grease removal from wastewaters : sorption treatment as an alternative to state-of-the-art technologies. A critical review". In : *Chemical Engineering Journal* 297, p. 229-255.
- PRASAD, MS et K KUMARI (1987). "Toxicity of crude Oil to the survival of the fresh water fish *puntius sophore* (HAM.)" In : *Acta hydrochimica et hydrobiologica* 15.1, p. 29-36.
- QIAO, Xiangli et al. (2008). "Performance characteristics of a hybrid membrane pilot-scale plant for oilfield-produced wastewater". In : *Desalination* 225.1-3, p. 113-122.
- QUEVEDO, Jose A, Gaurav PATEL et Robert PFEFFER (2009). "Removal of oil from water by inverse fluidization of aerogels". In : *Industrial & Engineering Chemistry Research* 48.1, p. 191-201.
- RAMASWAMY, B, DD KAR et S DE (2007). "A study on recovery of oil from sludge containing oil using froth flotation". In : *Journal of environmental management* 85.1, p. 150-154.
- RIOS, G, C PAZOS et J COCA (1998). "Destabilization of cutting oil emulsions using inorganic salts as coagulants". In : *Colloids and Surfaces A : Physicochemical and Engineering Aspects* 138.2-3, p. 383-389.
- ROSEN, Milton J et Joy T KUNJAPPU (2012). *Surfactants and interfacial phenomena*. John Wiley & Sons.
- RSK (2011). *Étude d'impact sur l'environnement du site d'El Merk Groupement Berkine*. Rapp. tech. Aberdeen, Scotland, United Kingdom : RSK Environnement Ltd.
- SANTOS, Susan M et Mark R WIESNER (1997). "Ultrafiltration of water generated in oil and gas production". In : *Water Environment Research* 69.6, p. 1120-1127.
- SCHUBERT, MF, F SKILBECK et HJ WALKER (1992). "Liquid Hydrocyclone Separation Systems". In : *Hydrocyclones : Analysis and Applications*, p. 275-293.
- SDTECH (2022). *Mesure et interprétation du potentiel Zêta*. Document PDF. Consulté en 2023. Disponible sur https://www.sd-tech.com/wp-content/uploads/2021/05/Publi_potentiel_Zeta.pdf. SDTech.
- SHARGHI, Elham Abdollahzadeh et al. (2013). "The biological treatment of high salinity synthetic oilfield produced water in a submerged membrane bioreactor using a halophilic bacterial consortium". In : *Journal of Chemical Technology & Biotechnology* 88.11, p. 2016-2026.
- SINGH, Sudhir Kumar, M BAJPAI et VK TYAGI (2006). "Amine oxides : a review". In : *Journal of Oleo Science* 55.3, p. 99-119.
- SOLENIS (2022). *Oil and Gas Industry Solutions*. <https://www.solenis.com/fr-fr/markets/industrial-solutions/oil-gas>. Solenis.
- SUN, Hao et al. (2020). "Novel polyether-polyquaternium copolymer as an effective reverse demulsifier for O/W emulsions : Demulsification performance and mechanism". In : *Fuel* 263, p. 116770.
- TELLEZ, Gilbert T, N NIRMALAKHANDAN et Jorge L GARDEA-TORRESDEY (2002). "Performance evaluation of an activated sludge system for removing petroleum hydrocarbons from oilfield produced water". In : *Advances in Environmental Research* 6.4, p. 455-470.

- VAN HAM, Niel JM, Leo A BEHIE et William Y SVRCEK (1983). "The effect of air distribution on the induced air flotation of fine oil in water emulsions". In : *The Canadian Journal of Chemical Engineering* 61.4, p. 541-547.
- VOGLER, Lewis E et Kenneth A NORTON (1957). *Graphs and Tables of the Significance Levels F (v1, V2, P) for the Fisher-Snedecor Variance Ratio*. T. 8300. 0-9083. US Department of Commerce, National Bureau of Standards.
- WANG, Zhendi et Scott A STOUT (2007). *Chemical fingerprinting of spilled or discharged petroleum—methods and factors affecting petroleum fingerprints in the environment*. Elsevier Publishing Company : Boston, MA, USA, p. 1-53.
- WANTA, RC, WB MORELAND et HE HEGGESTAD (1961). "Tropospheric ozone : an air pollution problem arising in the Washington, DC metropolitan area". In : *Monthly Weather Review* 89.8, p. 289-296.
- WIĄCEK, Agnieszka et Emil CHIBOWSKI (1999). "Zeta potential, effective diameter and multimodal size distribution in oil/water emulsion". In : *Colloids and Surfaces A : Physicochemical and Engineering Aspects* 159.2-3, p. 253-261.
- WNA (2016). *Naturally Occurring Radioactive Materials (NORM)*. <https://www.world-nuclear.org/information-library/safety-and-security/radiation-and-health/naturally-occurring-radioactive-materials-norm.aspx>. World Nuclear Association.
- XU, Yufu et al. (2010). "Characterization of the lubricity of bio-oil/diesel fuel blends by high frequency reciprocating test rig". In : *Energy* 35.1, p. 283-287.
- YANG, Chen-Lu (2007). "Electrochemical coagulation for oily water demulsification". In : *Separation and purification technology* 54.3, p. 388-395.
- YANG, Xiaoli, Vincent J VERRUTO et Peter K KILPATRICK (2007). "Dynamic asphaltene-resin exchange at the oil/water interface : Time-dependent W/O emulsion stability for asphaltene/resin model oils". In : *Energy & fuels* 21.3, p. 1343-1349.
- YING, Guang-Guo (2006). "Fate, behavior and effects of surfactants and their degradation products in the environment". In : *Environment international* 32.3, p. 417-431.
- ZHANG, Hongzi et al. (2009). "Enhanced treatment of waste frying oil in an activated sludge system by addition of crude rhamnolipid solution". In : *Journal of Hazardous Materials* 167.1-3, p. 217-223.
- ZHAO, Chuanliang et al. (2021). "Application of coagulation/flocculation in oily wastewater treatment : A review". In : *Science of The Total Environment* 765, p. 142795.
- ZIOLLI, Roberta L et Wilson F JARDIM (2002). "Photocatalytic decomposition of seawater-soluble crude-oil fractions using high surface area colloid nanoparticles of TiO₂". In : *Journal of Photochemistry and Photobiology A : Chemistry* 147.3, p. 205-212.

Annexes

Annexe A

Fiches techniques et SDS des produits utilisés

Product Bulletin

FLOCTREAT 5273

CLARIANT 



DESCRIPTION

FLOCTREAT 5273 is a synergistic blend of polyelectrolytes.

APPLICATION

FLOCTREAT 5273 is effective as a reverse demulsifier/deoiler for oily water clarification, for use in dissolved and induced air flotation systems and API/gravity separators.

FLOCTREAT 5273 is normally dosed at between 10 and 100 ppm depending on the characteristics of the processing equipment. In induced air flotation units, 10-30 ppm is typical.

TYPICAL PROPERTIES*

Appearance Clear colourless to slightly hazy pale brown liquid

Specific Gravity 1.09 - 1.11

Viscosity @ 25°C (QPI 4) 300 - 600 cP

pH Neat (QPI 3) 2.8 - 3.8

Flash Point (QPI 5) >61°C

*These do not constitute a specification.

HANDLING

FLOCTREAT 5273 is not considered a hazardous material, but should still be handled care. Avoid spilling, skin and eye contact. Keep in well ventilated area and closed containers. Wear appropriate protective clothes to minimize contact with skin. Consult MSDS for further details.

CLARIANT OIL SERVICES

innovation assured. value delivered.

2750 Technology Forest Blvd.
The Woodlands, Texas 77381
USA

Phone +1 800 456 5514
oilservices@clariant.com
www.oil.clariant.com

COPYRIGHT ©
CLARIANT INTERNATIONAL LTD 2023

NALCO
An Ecolab Company

SAFETY DATA SHEET according to Regulation (EC) No. 1907/2006

NALMET® 1689

Section: 1. IDENTIFICATION OF THE SUBSTANCE/MIXTURE AND OF THE COMPANY/UNDERTAKING

1.1 Product identifier: **NALMET® 1689**
Substance type: CLP Mixture

1.2 Relevant identified uses of the substance or mixture and uses advised against:

Use of the Substance/Mixture : WATER CLARIFICATION AID

Recommended restrictions on use : Reserved for industrial and professional use.

1.3 Details of the supplier of the safety data sheet:

COMPANY IDENTIFICATION
NALCO EUROPE B.V.
Postbus 627
2300 AP Leiden, The Netherlands
TEL: 0031 71 5241100

LOCAL COMPANY IDENTIFICATION
Nalco Ltd.
P.O. BOX 11, WINNINGTON AVENUE
NORTHWICH, CHESHIRE, U.K. CW8 4DX
TEL: +44 (0)1606 74488

For Product Safety information please contact: msdseame@nalco.com

1.4 Emergency telephone number: +32-(0)3-575-5555 Trans-European

Date of Compilation/Revision: 29.07.2015
Version Number: 2.0

Section: 2. HAZARDS IDENTIFICATION

2.1 Classification of the substance or mixture

Classification (REGULATION (EC) No 1272/2008)

Corrosive to metals, Category 1	H290
Skin irritation, Category 2	H315
Eye irritation, Category 2	H319
Acute aquatic toxicity, Category 1	H400
Chronic aquatic toxicity, Category 3	H412

Classification (67/548/EEC, 1999/45/EC)

Xi ; IRRITANT	R36/38
N ; DANGEROUS FOR THE ENVIRONMENT	R50/53

For the full text of the R-phrases mentioned in this Section, see Section 16.
For the full text of the H-Statements mentioned in this Section, see Section 16.

2.2 Label elements

Labelling (REGULATION (EC) No 1272/2008)

PRODUCT OVERVIEW

LAST UPDATED: 10 JUNE 2021

CHAMPIONX

CLAR16036A

Water Clarifier

General Description

The ChampionX CLAR16036A (EC6036A) is a low molecular weight anionic tannin deoiler that optimizes the process of separating oil from produced water.

This product is an alternative chemistry to high molecular weight polymers that may cause fouling. CLAR16036A (EC6036A) is typically applied upstream of hydrocyclones and is frequently followed in sequential treatment with a high molecular weight polymer such as CLAR16029A.

Features

- Excellent for continuous injection upstream of hydrocyclones
- Coagulates oil into larger oil droplets to optimize deoiling of produced water

Benefits

- Optimizes separation of oil from produced water
- Eliminates fouling in hydrocyclones that is often formed with the use of high molecular weight polymers
- Improves water clarity

Principal Applications

CLAR16036A (EC6036A) is designed to optimize separation of oil from produced water. This product is typically continuously injected and is highly effective when used in combination with a high molecular weight deoiler, such as CLAR16029A.

Safety and Environmental

Please refer to SDS for additional product details. In an emergency situation, please contact:

- Chemtrec USA at 1-800-424-9300
- Canutec Canada at 1-613-996-6666

Material Compatibility

For material compatibility, please refer to the ChampionX materials suitability guidelines or contact your local representative to obtain this information.

Physical Properties

Property	Value
Appearance	Clear Dark Brown liquid
SG, 20 °C	1.09
Viscosity, 20°C	<14 cps
Flash point	76°C
Pour point	-1°C
Solubility	Soluble in water

Feeding and Dosage

CLAR16036A (EC6036A) is typically applied in continuous. Typical dosage rate of this product is 5 ppm to 100 ppm. Please contact your local ChampionX representative to help determine the optimum dosage for system requirements.

Shipping, Handling, and Storage

Read the label and Material Safety Data Sheet (MSDS) for complete handling information before using or storing this product. This material can be shipped in a variety of containers including drums, returnable totes and/or in bulk. Contact your ChampionX representative for shipping options and net container weights.

Safety and Environmental

Please refer to SDS for additional product details.

In an emergency situation, please contact:

- Chemtrec USA at 1-800-424-9300
- Canutec Canada at 1-613-996-6666

Contact Information

If you need assistance or information, please call your ChampionX representative or visit

PRODUCT OVERVIEW

LAST UPDATED: 11 October 2022



CLAR16029A

Water Clarifiers

General Description

CLAR16029A is a cationic water clarifier especially developed for use as a flocculent to aid the removal of oil and suspended solids from produced water. It is typically injected upstream of the produced water treatment system to increase the oil separation efficiency of the system.

Features

- Cationic flocculent
- North Sea approved (CEFAS certified)

Principal Applications

CLAR16029A is designed to optimize the separation of oil from oilfield produced water. CLAR16029A is typically used in continuous injection in oilfield production treating systems and is highly effective when applied in a flotation device.

Material Compatibility

For material compatibility, please refer to the ChampionX materials suitability guidelines or contact your local representative to obtain this information.

Physical Properties

Appearance	White Liquid
Specific Gravity (25°C)	1.135 - 1.165
pH (Neat)	3.0 - 4.1
Viscosity (25°C)	<600 cPs
Pour Point	-5°C
Solubility	Soluble in Water

Feeding and Dosage

CLAR16029A can be applied in either batch or continuous applications offering versatile options for remedial or preventative treatment programs based on well production. Typical dosage rate of this product is 2 ppm to 100 ppm.

Shipping, Handling, and Storage

Read the label and Material Safety Data Sheet (MSDS) for complete handling information before using or storing this product. This material can be shipped in a variety of containers including drums, returnable totes and/or in bulk. Contact your ChampionX representative for shipping options and net container weights.

Safety and Environmental

After skin contact, remove contaminated clothing immediately and wash skin with soap and water. Get medical attention promptly if symptoms occur after washing.

After eye contact, make sure to remove any contact lenses from the eyes before rinsing. Promptly wash eyes with plenty of water while lifting the eye lids. Continue to rinse for at least 15 minutes and get medical attention.

Additional information concerning first aid is given in the Material Safety Data Sheet, which is available upon request.

Contact Information

If you need assistance or information, please call your ChampionX representative or visit www.championx.com. You may also refer to the central office locations below.

Annexe B

Spécifications et normes

SONATRACH/ANADARKO ASSOCIATION EL MERK PROJECT			
DOCUMENT TITLE	<u>Project No.:</u>	<u>Date:</u>	13-Jan-09
BASIS OF DESIGN	<u>Doc. No.:</u> ELM-BRC-GN-BOD-0001	<u>Rev.:</u>	B1
		<u>Page:</u>	Page 40 of 79

Table 2.22 - Block 208/405a Injection Water Specification

Parameter	Specification
Maximum Oxygen Content	10 ppb(wt)
Maximum Oil Content	20 mg/l
Solids Content	98% free of particulate matter > 2 microns
Water Injection Design Rate (Note 1)	1,600 m ³ /d per well (10,000 B/D per well)
Water Injection Wellhead Pressure	228 barg (3,300 psig) maximum with a minimum of 202 barg (Note 2)

Note:

1. Design rate for water injection to be used for flow line sizing and well site design only. Trunklines and CPF facilities to be designed based on field profile data given in Appendix II.
2. Maximum pressure based on injecting treated produced water only with a maximum specific gravity of 1.130. Minimum pressure based on injecting Barremian aquifer water only with a specific gravity of 1.009.
3. Injection well EME-6 (E_W6X) shall be used as the basis for setting required pump differential pressure . Lower wellhead injection pressures (due to elevation difference between FGS and wellhead) are accepted for wells EME-16, EME-26 and EMK-28.

OPERATION MANUAL		
PRODUCED WATER TREATMENT & INJECTION		
Document No.	Revision	
 ELM-PUL-OP-MAN-3002	C1	

3.1 TAGI PRODUCED WATER TREATMENT SYSTEM

ELM-PUL-PR-UFD-5101
ELM-1950048-MS-D02-001

P&ID ELM-PUL-PR-PID-5101-Sheet 1 of 1
ELM-PUL-PR-PID-5110 Sheet 1 of 2
ELM-PUL-PR-PID-5122 Sheet 1 of 2
ELM-PUL-PR-PID-5126 Sheet 1 of 2
ELM-1950048-MS-D03-0001 Sheet 1
ELM-1950048-MS-D03-0002 Sheet 1
ELM-1950048-MS-D03-0003 Sheet 1

3.1.1 Equipment Specification

Equipment Tag No.	V01-5101/V02-5101	
Equipment Description	Degasser Vessel	
Type	Cylindrical Pressurized Vessel/Horizontal	
Process Medium	Oily Water	
Description	Value	Unit
Design Capacity	Water – 43,576	BPD
	Oil – 708	BPD
	Gas – 0.25	MMSCFD
Design Temperature	Max. 90.0/Min. (-)10	°C
Design Pressure	Max. 6/Min. FV	barg
Operating Temperature	Max. 60/Min. 15	°C
Operating Pressure	3.3	barg
Material of Construction	Shell: Carbon Steel; Internals: SS316L	

Equipment Tag No.	V01-5102/V02-5102	
Equipment Description	Induced Gas Flotation Vessel	
Type	Vertical Pressurized Vessel	
Process Medium	Oily Water	
Description	Value	Unit
Design Capacity	Water – 43,576	BPD
	Oil – 11	BPD
Design Temperature	Max. 90/Min. (-)10	°C
Design Pressure	Max. 6/Min. FV	barg
Operating Temperature	Max. 60/Min. 15	°C
Operating Pressure	Max. 1.2/Min. 0.8	barg
Oil content at outlet	Max. 20	ppm
Material of Construction	Shell: Carbon Steel; Internals: SS316L	

Page 20 of 167