



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE
POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA



Faculté des Sciences Appliquées
Département de Génie des
Procédés

Mémoire

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies.

Filière : Génie des Procédés.

Spécialité : Génie pétrochimique

Présenté par :

Bensaci Mohamed Faresse

Saada Anis

Thème :

**Précipitation des Asphaltènes dans les
Bacs de Stockage : Étude Solution par Désorption
Thermique**

Soutenu publiquement le : 03/06/2025

Devant le jury composé de :

Mell Zbidi Nawel

MCA (UKM Ouargla)

Président

Mr Ouaaer Adel

Professeur MCB (UKM Ouargla)

Examineur

Mr Benarima Zine el Abidine

MCA (UKM Ouargla)

Encadreur

Année Universitaire : 2024/2025

Remerciements

Alḥamdulillāh — Louange à Allah, le Très-Haut, le Clément et le Miséricordieux, qui m'a accordé la santé, la patience et la force d'accomplir ce travail humblement.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à mes chers parents et ma famille, pour leur amour, leurs sacrifices, leurs prières et leur soutien constant, sans lesquels rien de tout cela n'aurait été possible.

Mes remerciements les plus sincères vont également à mon encadreur Benarima zine elabidine, pour sa disponibilité, ses conseils éclairés et son accompagnement tout au long de ce travail.

Je remercie aussi du fond du cœur l'ensemble des enseignants qui ont contribué à ma formation depuis le début de mon parcours, en particulier ceux de l'Université Kasdi Merbah - Ouargla, pour la qualité de leur enseignement et leur dévouement.

Enfin, je témoigne ma reconnaissance aux entreprises ENSP (Entreprise Nationale des Services aux Puits) et SONATRACH, pour m'avoir offert l'opportunité d'effectuer mon stage dans des conditions professionnelles enrichissantes, et pour l'accueil et la confiance qui m'ont été accordés tout au long de cette expérience.

Qu'Allah accorde à chacun le meilleur en retour.

Ce mémoire de fin d'étude de Master en Génie Pétrochimique à l'Université Kasdi Merbah de Ouargla a été réalisé par :

 => BENSACI MOHAMED FARESSSE

 => SAADA ANIS



Je dédie ce travail à :

À mes parents bien-aimés,

Pour leur amour inconditionnel, leur patience, leurs prières, et leurs sacrifices quotidiens. Leur soutien a été le pilier de mon parcours académique. Que ce travail soit un humble témoignage de ma reconnaissance et de mon respect.

À ma famille,

Pour leur présence constante, leur tendresse et leurs encouragements dans les moments d'incertitude comme dans ceux de réussite.

À mes enseignants,

Pour leur rigueur, leur dévouement et la passion du savoir qu'ils ont su transmettre tout au long de ma formation.

À mes amis et camarades,

Pour les moments partagés, l'entraide et la fraternité vécues au cours de ces années universitaires.

 → BENSACI MOHAMED FARESSSE



Je dédie ce travail à :

*Ma chère famille, pilier de mon existence, pour leur amour
inconditionnel, leur soutien moral et leurs prières constantes tout au long
de mon parcours.*

*À mes amis fidèles, pour leur présence, leurs encouragements et les
moments partagés qui ont allégé les difficultés.*

*À l'Entreprise Nationale de Services aux Puits (ENSP), pour les moyens
mis à notre disposition et l'encadrement offert durant l'élaboration de ce
mémoire.*

*À toute personne, jeune ou âgée, qui nous a tendu la main, apporté un
conseil, ou offert un mot d'encouragement à un moment donné de cette
aventure. Votre aide, aussi modeste soit-elle, a eu une valeur
inestimable pour moi.*

Merci à tous, du fond du cœur.

 → SAADA ANIS

Remerciements.....	i
Dédicace «Ben Saci Mohammed Faresse »	ii
Dédicace «Saada Anis».....	iii
Table des matières	iv
Liste des figures.....	v
Liste des tableaux.....	vi
LISTE DES SYMBOLES, SIGLES ET ABRÉVIATIONS.....	vii
Résumé	viii

Table des matières

Introduction générale.....	1
CHAPITRE I : SYNTHÈSE BIBLIOGRAPHIQUE SUR LES ASPHALTÈNES.....	3
Introduction	4
1. ASPHALTÈNES : Définition, Formation et Caractérisation	4
1.1 Définition.....	4
1.2 Formation d'asphaltène	5
1.3 Caractérisation des asphaltènes	6
1.3.1 Molécules d'asphaltènes.....	6
1.3.2 Asphaltènes dans le pétrole.....	7
1.3.3 Paramètre de solubilité des asphaltènes.....	9
2 LES PROPRIÉTÉS PHYSICO-CHIMIQUES	9
2.1 composition élémentaire.....	9
2.2 Masse moléculaire.....	10
2.3 La solubilité.....	10

3 FACTEURS INFLUENÇANT LA DEPOSITION DES ASPHALTENES.....	11
3.1 Influence de la température et de la pression sur la floculation.....	11
3.2 Influence du solvant sur la floculation et la précipitation des asphaltènes.....	12
3.3 Influence des résines sur la stabilité des asphaltènes.....	13
3.4 Action des Ions métalliques.....	13
4 PRECIPITATION D'ASPHALTENE	14
4.1 Description générale.....	14
4.2 Taille des particules et floculation.....	15
4.3 Modèles de précipitations d'asphaltènes.....	16
CONCLUSION	17
CHAPITRE II : METHODES TRAITEMENT DES ASPHALTENES.....	18
Introduction	19
1. RESERVOIRS INDUSTRIELS POUR LE STOCKAGE DU PETROLE	19
2. NETTOYAGE DES RESERVOIRS DE PETROLE	21
3. COMPOSITION DES RESIDUS D'HUILE AU FOND DE RESERVOIR	21
4. BOUES ET RESIDU PETROLIERES.....	22
4.1 Pétrole brut	23
5. BOUES PETROLIERES.....	24
6. METHODES DE NETTOYAGE DES RESERVOIRS DE PETROLE	27
6.1 Nettoyage manuel.....	28
6.2 Nettoyage automatisé (mécanique sans interention humaine).....	30
6.2.1 <i>Jereh Integrated Sludge Treatment System</i>	30
6.2.2 <i>Système BLABO d'ORECO</i>	31
6.2.3 <i>Système COW de Zaopin Technologies</i>	33
6.2.4 <i>système MEGAMACS de KMT</i>	35

6.3 Nettoyage robotisé.....	36
6.4 méthodes chimique.....	39
6.4.1 Toluène	39
6.4.2 Xylène	39
6.4.3 Mélanges Aromatiques-Aliphatiques.....	40
6.4.4 Systèmes à liquides ioniques et tensioactifs.....	40
6.4.5 D-Limonène	40
6.4.6 AsphClean™ Dual-Action (Schlumberger).....	40
6.4.7 AsphX®-9 (Baker Hughes).....	40
6.4.8 FlowSpar™ (Halliburton).....	40
Conclusion.....	41

CHAPITRE III : Vérification des Unités et Traitement Thermique On-line des Dépôts

d'Asphaltènes –Technologie de Jereh/ENSP	42
Introduction	43
1. CLASSIFICATION DES BOUES TRAITÉES A L'ENSP	43
2. TYPES D'ASPHALTENES PRIS EN CHARGE.....	43
3. NETTOYAGE MECANISE ET TRAITEMENT ON-LINE.....	44
3.1 La salle de contrôle.....	46
3.1.1 Système de simulation.....	47
3.1.2 Détecteurs de gaz.....	48
3.2 Module de Nettoyage Mécanisé « ATC ».....	48
3.2.1 Nettoyage par huile chaude	49
3.2.2 Nettoyage par l'eau chaude.....	49
3.2.3 Injection d'Azote	50
3.2.4 Chaudière	51
3.2.5 Pomp de circulation.....	52

3.2.6	<i>Équipement de séparation par sédimentation</i>	54
3.3	Module de Récupération des Huiles « SOR ».....	55
3.3.1	<i>Unité de cyclone</i>	56
3.3.2	<i>Colonne de conditionnement</i>	58
3.3.3	<i>Système de dosage</i>	59
3.3.4	<i>Centrifuges Horizontale</i>	61
3.3.5	<i>Système de sédimentation</i>	63
3.3.6	<i>Skid de Centrifugeuse à Disques</i>	65
3.4	Module de Traitement des Eaux « WWT ».....	67
Introduction	67
3.4.1	<i>Réservoir de Séparation d’Huile (Oil Removal Tank)</i>	68
3.4.2	<i>Système de Flottation à Air Dissous (DAF) – Explication Complète</i>	69
3.4.3	<i>Unité de Filtration (Filtre Skid)</i>	71
3.4.3.1	<i>Équipement de filtration</i>	72
4	MODULE DE DESORPTION THERMIQUE « TDU ».....	74
INTRODUCTION	74
4.1	Principe et Condition du travail.....	76
5.	Traitement chimique par solvants complémentaire – Application expérimentale	79
Introduction	79
5.1	Sélection des solvants.....	80
5.2	Protocole Expérimentale	80
5.2.1	Méthodologie.....	81
5.3	Évaluation quantitative de la capacité de dissolution des solvants par mesure de la perte de masse après filtration sur papier Whatman 42... ..	83
5.4	Visualisation et interprétation de l’efficacité des solvants	84
5.5	Résultats obtenus.....	85
Conclusion	86

Conclusion générale 88

Références

Les annexes

Liste des figures

Figure I.1 : Variation de la texture et du caractère des asphaltènes avec la méthode et/ou les conditions de déstabilisation. (2).....	5
Figure I.2 : Molécules modèles d'asphaltènes : A, structure continentale (6) ; B, structure archipel (7).....	7
Figure I.3 : Spectres des paramètres de solubilité d'un asphalte et de ses asphaltènes apparentés (Δ) (14).....	9
Figure I.4 : Graphique représentant la limite de solubilité des asphaltènes dans une solution Heptane/Toluène	10
Figure I.5 : Effet de la pression et de la température sur la déposition (huile iranienne).....	12
Figure I.6 : Solubilité des asphaltène dans l'huile après ajout de différents solvants aliphatiques	13
Figure I.7 : Schéma de la sédimentation des particules.(40)	15
Figure II.1 : réservoir a toit flottant [63].....	20
Figure II.2 : réservoir a toit flottant [63].....	22
Figure II.3 : Inspection des réservoirs [78].....	28
Figure II.4 : Nettoyage manuel du réservoir de pétrole brut [81]	28
Figure II.5 : schéma de procède chez jereh	31
Figure II.6 : procédés de Balbo [86].....	32
Figure II.7 : system de Zaopin COW [91].....	34
Figure II.8 : Schéma du la procédés MEGAMACS de KMT [93]	36
Figure II.9 : robot model 1 et 2	37
Figure II.10 : système MARTin [97].....	38
Figure II.11 : schéma du procédés système MARTin [98].....	38
Figure III.1 : Traitement ON-LINE (Bac de stockage OD7 Houde El Hamra SH)	44
Figure III.2 : matricule de bac OD7	44
Figure III.3 : schéma de la procédés de jereh	45
Figure III.4 : la salle de contrôle	46
Figure III.5: schéma de la procédés de nettoyage chez jareh.....	48
Figure III.6 : Disposition du laveur à jet.....	55
Figure III.7 : unité de nitrogène	51
Figure III.8 : Unité de chauffage [99]	52
Figure III.9 : pompe de circulation [99]	52
Figure III.10 : schéma de pompe circulation [99]	53
Figure III.11 : Jet wacher [99].....	53
Figure III.12 : Jet wacher installation [99]	54
Figure III.13: Équipement de séparation par sédimentation [63]	54
Figure III.14 : unité de séparation cyclone	56
Figure III.15 : séparation de cyclone.....	57

Figure III.16 : colonne de conditionnement	58
Figure III.17 : système de dosage	60
Figure III.18 : rejet de solide de centrifuge	62
Figure III.19 : centrifuge horizontale	62
Figure III.20 : système de sédimentation	64
Figure III.21 : Réservoir de Séparation d’Huile.....	68
Figure III.22 : séparation de flottement d’air.....	70
Figure III.23 : unité de filtration.....	71
Figure III.24 : La graph des analyse effectue	73
Figure III.25 : échantillon avant Et après de traitement.....	74
Figure III.26 : schéma du la procèdes TDU	75
Figure III.27 : simulation du la procèdes TDU.....	75
Figure III.28 : au cour de mélange avec sable.....	76
Figure III.29 : Le principe de la désorption thermique indirecte	77
Figure III.30: Unité de désorption thermique.....	77
Figure III.31 : Unité désorption thermique (TDU)	77
Figure III.32 : étape finale de traitement	78
Figure III.33 : les étapes de traitement par toluène	82
Figure III.34 : les étapes de traitement par kérosène.....	82
Figure III.35 : la filtration après traitement avec whatman 42.....	84

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Évolution de la conception des asphaltènes dans le pétrole (9)	8
Tableau I.2 : Asphaltènes dans le pétrole brut : dispersion colloïdale ou solution ?.....	8
Tableau II.1 : Composition moyenne du pétrole brut [63].....	23
Tableau II.2 : Concentrations en métaux lourds dans les boues pétrolières en Oman et en Tehran ...	25
Tableau II.3 : Concentrations en métaux lourds dans les boues pétrolières en Algérie et en Arabie Saoudite.....	25
Tableau II.4 : Composition du fond de bac brut de pétrole (COTBS) pure.....	26
Tableau II.5 : Composition du fond de bac brut de pétrole (COTBS) pure.....	27
Tableau II.6: Études de cas du système BLABO d’ORECO pour le nettoyage de réservoirs de pétrole brut [90]	33
Tableau II.7 : Zaopin technologies COW system [91]	35
Tableau II.8 : Performance du système de nettoyage de réservoir MEGAMACS	36
Tableau III.1 : Spécifications de l’équipement.....	47

Tableau III.2 : Liste de la puissance installée	47
Tableau III.3 : Spécifications techniques d'unité de nitrogène	51
Tableau III.4 : les paramètre de l'unité de circulation [99]	53
Tableau III.5 : Dimensions général d'unité de cyclone.....	57
Tableau III.6 : Paramètres techniques Colonne de conditionnement.....	58
Tableau III.7 : paramètres techniques de système de dosage	61
Tableau III.8 :Paramètres Techniques centrifuge horizontale	63
Tableau III.9 : Paramètres techniques du système de sédimentation.....	65
Tableau III.10 : Paramètre technique de Centrifugeuse à Disques	66
Tableau III.11 : Spécifications Techniques du Réservoir de Séparation d'Huile	69
Tableau III.12 : Spécifications Techniques de séparation de flottement d'air.....	70
Tableau III.13 : Spécifications Techniques d'Unité de Filtration (Filter Skid)	72
Tableau III.14 : Paramètres Techniques Principaux du Filtre à Coquilles de Noix.....	73
Tableau III.15 : Résultats Finaux des Eaux Traitées (Échantillons analysés).....	73
Tableau III.16 : les résultats détaillés du module TDU (Thermal Desorption Unit) [66]	79
Tableau III.17 : Matériel nécessaire de L'expérimentale	81
Tableau III.18 : Les résultats obtenus.....	85

LISTE DES SYMBOLES, SIGLES ET ABRÉVIATIONS

Symbole / Abréviation	Définition
API	<i>American Petroleum Institute</i> – Indice de densité du pétrole
ATC	<i>Automated Tank Cleaning</i> – Nettoyage mécanisé des réservoirs
Bbl	Baril (unité de volume équivalente à 158,987 litres)
°C	Degré Celsius – Unité de température
COW	<i>Crude Oil Washing</i> – Système de lavage au pétrole brut
DAF	<i>Dissolved Air Flotation</i> – Flottation à air dissous
ENSP	Entreprise Nationale de Services aux Puits
g/mol	Gramme par mole – Unité de masse molaire
IL	<i>Ionic Liquid</i> – Liquide ionique
KMT	KMT Group – Fournisseur du système MEGAMACS
mg/L	Milligramme par litre – Unité de concentration
Ppm	Partie par million – Unité de concentration
R	Résine – Composant stabilisateur des asphaltènes
SARA	<i>Saturates, Aromatics, Resins, Asphaltenes</i> – Méthode de fractionnement du brut
Skid	Module pré-assemblé monté sur châssis
SOR	<i>Sludge Oil Recovery</i> – Module de récupération des huiles
TDU	<i>Thermal Desorption Unit</i> – Unité de désorption thermique
WWT	<i>Waste Water Treatment</i> – Module de traitement des eaux usées
ρ (rho)	Densité (kg/m ³)
μ (mu)	Viscosité dynamique (Pa·s)
σ (sigma)	Tension interfaciale (N/m)
P	Pression / MPa
Q	Débit volumique / m ³ /h
Ca	Concentration en asphaltènes / % ou mg/L
ER	Efficacité de récupération des hydrocarbures
HT	Hauteur totale d'un équipement / mm
L	Longueur d'un équipement / mm
Pinst	Puissance installée / kW

Résumé

Ce mémoire traite de la problématique de la précipitation des asphaltènes et de la formation des sédiments dans les réservoirs de stockage de pétrole brut en Algérie. Il propose une approche innovante basée sur la désorption thermique via l'unité Thermal Desorption Unit (TDU) développée par Jereh, permettant une récupération efficace des hydrocarbures et une réduction substantielle des dépôts. L'étude intègre une revue bibliographique exhaustive, une analyse comparative des techniques de nettoyage existantes, ainsi qu'une validation expérimentale d'un dispositif mécanisé de traitement au sein de l'ENSP (Entreprise Nationale de Services aux Puits). Les résultats attestent de la faisabilité technique et économique de cette technologie comme solution pérenne pour la gestion des boues asphalténiques dans les infrastructures pétrolières.

Mots-clés : Asphaltene, précipitation des asphaltènes, désorption thermique, bacs de stockage, modélisation numérique,

الخلاصة

يتناول هذا البحث مشكلة ترسيب الأسفلتين وتكون الرواسب في خزانات تخزين النفط الخام في الجزائر. يقترح الدراسة استخدام تقنية الإزالة الحرارية باستخدام وحدة الإزالة الحرارية (TDU) من شركة جيري، لإعادة استرداد الهيدروكربونات وتقليل الرواسب بكفاءة. يشمل البحث مراجعة أدبية، وتقييم لطرق التنظيف، وتجربة تطبيقية لنظام تنظيف ميكانيكي (شركة الخدمات الوطنية للآبار) (ENSP) أظهرت النتائج جدوى التقنية من الناحيتين الفنية والاقتصادية كحل مستدام لإدارة الرواسب في منشآت التخزين النفطية. **الكلمات المفتاحية:** الأسفلتان، ترسيب الأسفلتينات، الامتزاز الحراري، خزانات التخزين، النمذجة العددية، معالجة الحمأة.

Abstract

This thesis addresses the problem of asphaltene precipitation and sludge formation in crude oil storage tanks in Algeria. It proposes a thermal desorption treatment using the Jereh Thermal Desorption Unit (TDU) to efficiently recover hydrocarbons and reduce sludge deposits. The study includes a literature review, evaluation of cleaning methods, and experimental validation of a mechanized cleaning system at ENSP (National Well Services Company). Results demonstrate the technical and economic viability of the thermal desorption process as a sustainable solution for sludge management in oil storage facilities.

Keywords: Asphaltene, asphaltene precipitation, thermal desorption, storage tanks, numerical modeling, sludge treatment.

INTRODUCTION

GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

L'Algérie occupe une position stratégique sur la scène énergétique africaine et mondiale grâce à ses vastes réserves en hydrocarbures, qui constituent une source majeure de revenus pour le pays. Le champ pétrolier de Hassi Messaoud, découvert en 1956 dans la wilaya d'Ouargla, en est le pilier central. Doté d'un réseau dense de puits, d'oléoducs et d'installations de traitement, ce site assure l'essentiel de la production nationale de pétrole. Une fois extrait, le brut est stabilisé par séparation des gaz, de l'eau et des impuretés, avant d'être transporté via des pipelines vers des stations intermédiaires.

Parmi celles-ci, Haoud El Hamra (HEH) joue un rôle crucial. Située à un point névralgique du réseau de transport, cette station assure des opérations de collecte, de stabilisation finale, de mesure et de stockage, garantissant la qualité du brut destiné aux raffineries de Skikda, Arzew et Alger. HEH constitue ainsi un maillon fondamental dans la chaîne logistique pétrolière, permettant à SONATRACH de maîtriser la qualité du brut tout au long du processus jusqu'à l'exportation [1].

Cependant, cette chaîne bien structurée est confrontée à un problème majeur : l'accumulation de dépôts d'asphaltènes au fond des réservoirs de stockage. Sous l'effet de variations de température, pression ou composition, cette fraction lourde et instable du brut précipite et forme des boues. Ces dépôts réduisent la capacité de stockage, dégradent les équipements, perturbent le fonctionnement des systèmes de drainage et de pompage, et altèrent la qualité du brut destiné au raffinage. Leur composition complexe — mélange de solides, d'eau, de matières organiques et d'hydrocarbures lourds — en fait un déchet difficile à traiter et potentiellement dangereux pour l'environnement.

Les méthodes traditionnelles de nettoyage, qu'elles soient manuelles ou mécaniques, présentent de nombreuses limites : efficacité partielle, danger pour les opérateurs, inaccessibilité de certaines zones et production de déchets toxiques. Ces contraintes exigent une révision profonde des stratégies de gestion des boues, en faveur de technologies plus propres, autonomes et économiquement viables [2].

C'est dans cette optique que ce travail de recherche s'intéresse à une solution innovante : la désorption thermique en système fermé. Plus précisément, l'étude porte sur l'unité de désorption thermique (TDU) développée par la société Jerah. Ce procédé consiste à chauffer les boues à des températures contrôlées afin de volatiliser et récupérer les hydrocarbures, tout en isolant les fractions solides et aqueuses. Il s'agit d'une approche à haut rendement énergétique, avec une faible empreinte écologique, réduisant significativement le volume de déchets finaux. Adaptée aux contraintes des stations comme HEH, cette technologie représente une alternative prometteuse aux pratiques conventionnelles, conciliant efficacité opérationnelle, rentabilité et durabilité environnementale [3].

La structure de ce mémoire se déploie en quatre chapitres complémentaires, chacun visant à construire une compréhension progressive et approfondie de la problématique et de la solution proposée.

Le premier chapitre constitue une synthèse bibliographique détaillée sur les asphaltènes et les boues de fond de réservoir. Il explore la nature physico-chimique des asphaltènes, leur formation, leur comportement en milieu pétrolier, ainsi que les facteurs influençant leur précipitation. Ce chapitre introduit également la problématique de la stabilité colloïdale et les mécanismes de floculation, éléments clés pour comprendre l'apparition des boues [2].

Le deuxième chapitre est consacré aux techniques de traitement des réservoirs pétroliers et des boues asphalténiques. Il dresse un état de l'art des méthodes de nettoyage, manuelles, mécaniques, robotisées et chimiques, en mettant en lumière leurs limites, leurs coûts, et leurs impacts sanitaires et environnementaux. Ce chapitre présente également une analyse comparative de plusieurs technologies industrielles, avec un accent particulier sur le système Jereh [3].

Le troisième chapitre présente une étude de cas appliquée à Entreprise Nationale de Services aux Puits (ENSP), où une unité pilote de traitement mécanisé a été mise en œuvre. Il détaille les différents modules du système (nettoyage, récupération d'huile, traitement de l'eau, et désorption thermique), leur fonctionnement, les paramètres de contrôle, ainsi que les résultats obtenus en termes de performance de séparation, de récupération énergétique et d'efficacité environnementale [4].

Enfin, le quatrième chapitre expose les résultats expérimentaux, les simulations numériques, les discussions critiques et les perspectives d'optimisation. Il évalue l'efficacité globale du procédé de désorption thermique à travers des indicateurs techniques et économiques, en proposant des améliorations possibles sur le plan du dimensionnement, de l'agitation thermique, et de l'intégration énergétique.

Ainsi, cette recherche vise non seulement à documenter une solution technologique viable pour la gestion des boues asphalténiques, mais aussi à proposer un cadre méthodologique applicable aux sites pétroliers nationaux confrontés à des problématiques similaires. Elle ambitionne, par sa rigueur et sa portée appliquée, de contribuer à l'évolution vers une industrie pétrolière plus propre, plus efficiente et plus résiliente.

Chapitre I : Synthèse bibliographique sur les asphaltènes

Introduction

L'accumulation de boues dans les fonds de réservoirs de stockage pétrolier constitue un enjeu opérationnel et environnemental majeur dans l'industrie des hydrocarbures. Ces boues sont en grande partie composées d'asphaltènes, une fraction lourde, polaire et instable du pétrole brut, dont la précipitation sous forme de dépôts solides peut altérer le fonctionnement des installations et compromettre la qualité des hydrocarbures stockés [2].

Ce premier chapitre vise à établir une synthèse bibliographique détaillée sur les asphaltènes, en abordant leur définition, leur mode de formation, leurs propriétés physico-chimiques ainsi que les principaux facteurs influençant leur stabilité. Une attention particulière sera portée à la caractérisation moléculaire des asphaltènes, à leur comportement en solution, et aux mécanismes de précipitation qui conduisent à la formation des boues de fond de bac.

L'objectif est de fournir une base scientifique solide pour comprendre les phénomènes complexes à l'origine de la formation des boues et d'évaluer, par la suite, les méthodes les plus pertinentes pour leur traitement. Ce travail de synthèse permettra ainsi d'identifier les leviers technologiques et Chimiques susceptibles d'être mobilisés pour prévenir ou réduire les effets néfastes associés aux dépôts d'asphaltènes.

1 Asphaltènes : définition, formation et caractérisation

1.1 Définition

On définit les asphaltènes de manière conventionnelle comme une catégorie de solubilité du pétrole, qui n'est pas soluble dans les alcanes légers mais l'est dans le toluène ou le dichlorométhane. Vous avez été formé sur des données jusqu'à octobre 2023. Ils comprennent des groupes aromatiques polycycliques substitués de façon diverse par un groupe alkyle et renferment des hétéroatomes (N, S, O), ainsi que des résidus de métaux tels que le Ni, le V, et le Fe. Il est ardu de déterminer la structure chimique des asphaltènes avec les outils d'analyse actuels, et ce sujet reste encore au cœur de recherches et de discussions controversées. Creek8 a dernièrement argumenté que la structure est essentielle si elle est associée à la fonction et à la réactivité. Il propose de considérer une stratégie globale, au lieu d'une « molécule » stylisée pour les asphaltènes.

Il est communément admis que les asphaltènes ne se dissolvent pas dans le pétrole, mais qu'ils sont plutôt dispersés ou suspendus dans le liquide sous forme de colloïdes (les preuves à ce sujet sont toutefois contradictoires). Le type de précipitant, la pression et la température influencent la variation de la quantité, de la composition chimique et de la structure physique des asphaltènes précipités Les asphaltènes purs sont des poudres noires sèches et non volatiles ; leur tendance est de se fissurer avant d'atteindre le point d'ébullition. [5]



Induit par le pentane

CO₂ Présence

Pression induite

et très

Psat et Tres

Figure I.1 : Variation de la texture et du caractère des asphaltènes avec la méthode et/ou les conditions de déstabilisation. [5]

1.2 Formation d'asphaltène

La transformation structurale du kérogène est attribuée à son enfouissement, qui entraîne une hausse de la température et de la pression. Cette hausse favorise le processus de formation du bitume et plus précisément, des hydrocarbures. Une des structures suggérées pour le kérogène est la suivante : des noyaux cycliques portant des chaînes et des fonctions alkyles, unis par des liaisons à hétéroatomes et des chaînes aliphatiques.

Cette structure n'est pas applicable en raison des modifications apportées par l'enfouissement. Il se produit un équilibre et, par conséquent, des réaménagements : l'aromatisation s'intensifie et une structure carbonée structurée émerge. Dans ce contexte, le graphite serait la structure stable, mais cet état n'est jamais atteint dans les sédiments qui n'ont pas subi de métamorphose.

Cependant, les composantes du kérogène (chaque noyau étant constitué de deux ou plusieurs couches aromatiques) ont tendance à se disposer graduellement en parallèle.

Durant le processus de diagenèse, les liaisons avec des hétéroatomes sont brisées. Les hétéroatomes, en particulier l'oxygène, sont partiellement supprimés sous la forme de composés volatils tels que H₂O et CO₂. La libération de ces liaisons donne naissance à des unités structurales plus petites, formées d'un ou plusieurs noyaux liés et de chaînes aliphatiques. Les asphaltènes, qui sont structurellement semblables au kérogène, ont une masse moléculaire inférieure et par conséquent, ils sont solubles. Les extraits MAB signalés par Tissot et Welte, c'est-à-dire les bitumes lourds obtenus par des mélanges de méthanol, d'acétone et de benzène, sont considérés comme des asphaltènes, conformément à la note sur la page 175 (« (MAB) peut être considéré comme étant constitué

d'asphaltènes plus lourds ou plus polaires que ceux extraits par le chloroforme ou des solvants comparables »). Au cours de cette phase initiale (la diagenèse), les particules de plus grande taille qui contiennent des hétéroatomes (telles que les asphaltènes et résines) dominent. [6]

1.3 Caractérisation des asphaltènes.

Comment définir une molécule lorsque son extraction pose des problèmes et suscite des doutes quant à sa nature ? Combien de temps une telle analyse reste-t-elle valide ? Il se peut que le dilemme le plus compliqué lié aux asphaltènes soit que leur extraction du pétrole brut les transformera [7]. Au cours de l'atelier consacré à la standardisation des asphaltènes lors de la 5^{ème} Conférence internationale sur le comportement et l'encrassement des phases pétrolières [8], Stig Friberg, spécialiste émérite et récompensé en science colloïdale, a proposé que les asphaltènes demeurent « là où ils sont » et soient examinés in situ si l'on espère obtenir des résultats.

Néanmoins, cette idée est particulièrement alléchante. L'étude in situ des asphaltènes est complexe en raison de la présence de millions de composés dans le pétrole brut, ce qui rend l'obtention de données pertinentes plus difficile. Dans ce passage, divers éléments relatifs aux asphaltènes, comme leur masse moléculaire, leur composition chimique, leur structure ou leurs caractéristiques thermophysiques, seront succinctement exposés et discutés dans le but d'offrir un aperçu immédiat de leur essence [8].

1.3.1 Molécules d'asphaltènes

Deux approches sont en concurrence dans la littérature pour caractériser les molécules d'asphaltènes : le modèle « continental » (une vaste région aromatique centrale entourée de courtes chaînes alkyles) et le modèle « archipélagique » (des zones aromatiques plus petites connectées par des alcanes de liaison) (Figure I-2). La nature de l'auto-association des asphaltènes sera déterminée par le type de molécules.

Selon () :

- Si les asphaltènes ont des noyaux aromatiques de grande taille, ils pourraient créer des empilements colloïdaux tenus ensemble par des liaisons $\pi-\pi$.
- Si les agrégats d'asphaltènes sont de petite taille et dispersés, l'auto-association pourrait davantage correspondre à des structures polymères. Ce genre d'agrégat peut être conservé grâce à des liaisons $\pi-\pi$, acido-basiques et/ou hydrogène. Dans ce contexte, on peut envisager les agrégats comme des macromolécules. Ces macromolécules ont la capacité de se disperser librement dans une solution ou d'être dispersées par l'intermédiaire de résines. On pourrait également envisager que des résines contribuent à l'agrégation.

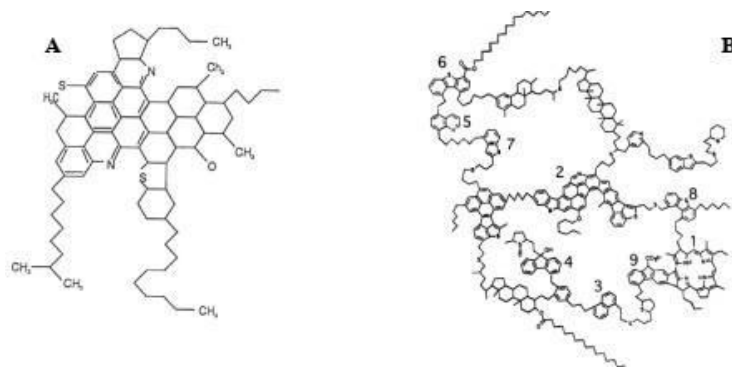


Figure I.2 : Molécules modèles d'asphaltènes : A, structure continentale [9]; B, structure archipel [10].

La construction des modèles moléculaires des asphaltènes implique de multiples approximations. Il est donc impératif de les employer avec une prudence maximale. On ne peut obtenir que des résultats semi-quantitatifs à partir de calculs de mécanique moléculaire [10].

1.3.2 Asphaltènes dans le pétrole

La condition des asphaltènes dans le pétrole brut et en solution a toujours été envisagée sous un angle colloïdal (tableau I-1). Cependant, il existe deux perspectives divergentes sur les asphaltènes : une école de pensée les voit comme des colloïdes dispersés dans le pétrole brut et stabilisés par des résines, tandis que l'autre les perçoit comme étant dissous dans le pétrole. Le tableau I-2 expose plusieurs arguments concernant chaque perspective.

Tableau I.1 : Évolution de la conception des asphaltènes dans le pétrole [10]

Qui/quand	Quoi
Nellensteyn (1923)	Introduction à la théorie colloïdale des asphaltènes pour expliquer la rhéologie des bitumes.
Sachanen (1925)	La théorie de Nellensteyn est étendue aux pétroles bruts.
Hillman et Barnett (1937)	Les asphaltènes ont une structure en chaîne formée de régions contenant un certain nombre de cycles saturés et aromatiques reliés par des chaînes alkyles.
Pfeiffer et Saal (1940)	Les asphaltènes sont les centres de micelles formés par adsorption, voire absorption, de résines sur les surfaces ou à l'intérieur des particules d'asphaltène.
Yen et al. (1961)	La présence d'atomes de carbone de type graphitique résulte de l'empilement de molécules d'asphaltènes. Le modèle colloïdal classique suppose l'existence de particules solides dont le cœur est formé d'empilements d'asphaltènes entourés de résines et de molécules aromatiques.

Une recherche récente précise que les modèles colloïdaux, malgré leur grande utilité lors des premières phases d'analyse du comportement des asphaltènes, sont parfois employés de manière excessive en effet, les informations sur la diffusion des asphaltènes en solution pourraient aussi être interprétées par les variations temporaires de concentration typiques d'une solution monophasique multicomposants proche d'un processus de séparation de phases.

Tableau I.2 : Asphaltènes dans le pétrole brut : dispersion colloïdale ou solution ?

Colloïde	Solution
Les résines ont un pouvoir de co-solubilisation [12]	Les précipitations sont réversibles dans la plupart des cas [12]
Amas d'asphaltènes dans des micelles (empilements obtenus par diffraction des rayons X)	Pas de CMC (paragraphe 2.1.4)
Agrégats de tailles colloïdales variées (1 nanomètre à 1 micromètre)	Les données de diffusion peuvent également être expliquées par une solution multi-composantes [11]

1.3.3 Paramètre de solubilité des asphaltènes

L'asphalte est défini comme une classe de solubilité, et le paramètre de solubilité constitue une solution intéressante et naturelle. Mais on peut également le résumer ainsi : « Semblable se dissout » : deux composantes des paramètres de solubilité suivants sont immiscibles. Par conséquent, la distribution de l'asphalte peut être calculée en fonction de son coefficient de solubilité dans différents solvants (figure 1-3).

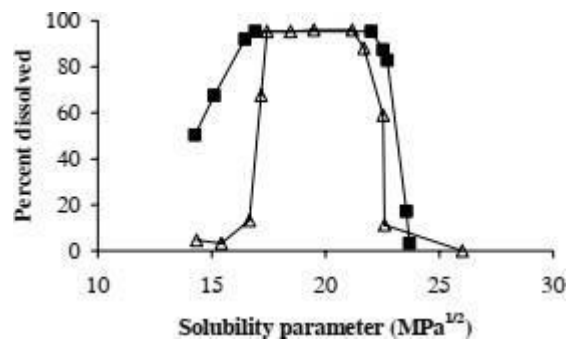


Figure I.3 : Spectres des paramètres de solubilité d'un asphalte et de ses asphaltènes apparentés (Δ)[13],

Naturellement, pour quantifier ce paramètre, il est nécessaire d'extraire les asphaltènes et les problématiques soulevées dans le paragraphe précédent sont pertinentes. Un examen rapide de la littérature met en évidence l'importance de la détermination de ce paramètre. Parmi les diverses familles de modèles,

La théorie de la solution régulière est largement représentée dans les tentatives de description du comportement de la phase d'asphalte.

L'asphaltène a un paramètre de solubilité qui est évalué entre 19 et 22 MPa^{1/2}, cependant, des calculs théoriques basés sur une méthode de contribution de groupe [13], ont déterminé que les valeurs moyennes se situent entre 23,1 et 26,4 MPa^{1/2}, en fonction du poids molaire.

2 Les propriétés physico-chimiques

2.1 composition élémentaire

L'étude de base des asphaltènes révèle qu'ils sont majoritairement constitués de carbone (80 %) et d'hydrogène (8 %), avec un rapport atomique H/C qui avoisine 1,1. Selon les situations, les asphaltènes renferment de 0,5 à 4 % d'azote, de 0,3 à 7 % d'oxygène et leur concentration en soufre varie entre 0,3 et 12 %. Ils renferment également habituellement plusieurs dizaines, voire des centaines de ppm de vanadium, nickel, fer et sodium. [14], font référence à une multitude d'analyses basiques d'asphaltènes provenant de différentes sources.

2.2 Masse moléculaire

La question de la masse moléculaire des asphaltènes reste controversée en raison de l'ampleur de la variation des données expérimentales.

En se basant sur la composition élémentaire moyenne et en normalisant par rapport à l'élément le moins présent, nous suggérons d'affirmer qu'une molécule d'asphaltène renferme généralement 1 atome d'azote, entre 1 et 2 atomes d'oxygène et de soufre, environ 50-75 atomes de carbone et 60-90 atomes d'hydrogène. Donc, avec cette structure fondamentale d'une molécule d'asphaltène, sa masse molaire se situe entre 700 et 1 100 g/mol. Cependant, il est important de souligner que la littérature présente des valeurs très disparates pour la masse molaire des asphaltènes. Par exemple, l'ultracentrifugation révèle des masses molaires variant de 350 à 300000 g/mol [15]. D'abord, il faut noter qu'il existe réellement une répartition des molécules présentes dans le pétrole, qui varient en taille et structure, définissant ainsi les asphaltènes. Ensuite, cela est également dû à l'impact à la fois de la méthode de mesure et de l'état d'association dans lequel les molécules se trouvent, dépendant entre autres facteurs de leur concentration, du type de solvant utilisé et de la température.

Les techniques d'analyse adaptées aux environnements fortement dilués, évitant ainsi la création d'agrégats, indique que les molécules d'asphaltène ont des masses molaires situées entre 500 et 1000 g/mol.

2.3 La solubilité

Quand on est près du point de transition des asphaltènes, une légère modification de la qualité du solvant provoque des fluctuations considérables de la limite de solubilité. Par contre, la concentration en asphaltènes ne semble avoir aucun impact.

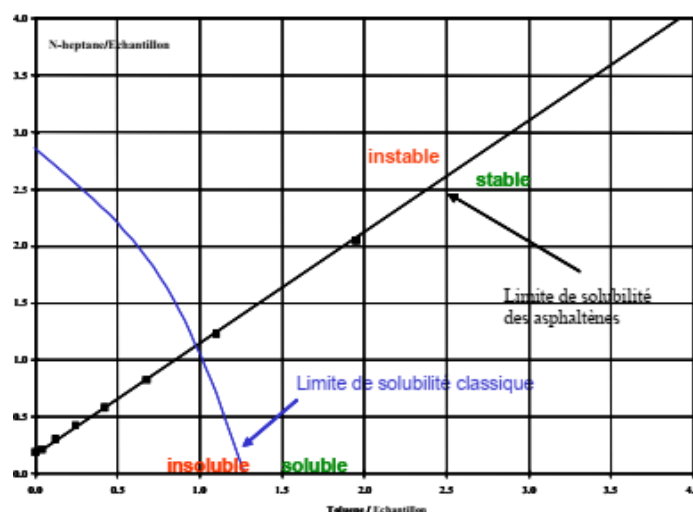


Figure I.4 : Graphique représentant la limite de solubilité des asphaltènes dans une solution Heptane/Toluène. [15],

Ce diagramme illustre que le seuil de solubilité des asphaltènes dans une combinaison de toluène et de n-heptane prend la forme d'une droite, signifiant que seul le rapport n-heptane/toluène a de l'importance, la teneur en asphaltènes ne joue aucun rôle.

3 Facteurs influençant la déposition des Asphaltènes.

3.1 Influence de la température et de la pression sur la floculation

Des asphaltènes Les figures suivantes illustrent les résultats des expériences menées pour comprendre le comportement des asphaltènes en fonction de la pression sur divers types de bruts. On a constaté qu'au-delà du point d'ébullition, une diminution de la pression entraîne une hausse du taux de dépôt. La réduction de la pression peut entraîner une instabilité de l'huile et causer la floculation des asphaltènes. Quand la pression baisse, la densité de l'huile se réduit en raison de son expansion volumique, ce qui provoque une diminution de la concentration en résine dans le milieu. Ultérieurement, une migration des molécules de résine de la surface des particules d'asphaltène vers la solution induit de puissantes forces d'interaction entre les particules chargées. Ce phénomène entraîne la floculation et l'agrégation des particules, ce qui mène à la formation du dépôt.

Quand la pression descend en dessous du point d'ébullition, les éléments légers du brut se détachent de l'huile pour créer la phase gazeuse. Au cours de cette étape, nous avons constaté une baisse du taux de dépôt qui justifie l'élimination du dépôt d'asphaltène dans l'huile. Les données indiquent que la quantité de dépôt atteint son apogée à une pression proche du point d'ébullition. Il se peut que certains bruts n'affichent pas ce comportement. Si les particules sont correctement stabilisées dans l'huile, que ce soit grâce à une quantité suffisante de résine ou d'aromatique, la réduction de la pression ne devrait avoir aucun impact sur le dépôt.

On a également observé dans ces expériences l'influence de la température sur la précipitation. Dans notre situation, la stabilité du brut s'accroît avec l'élévation thermique, étant donné que celle-ci entraîne la perturbation de la disposition des particules fondamentales, ce qui conduit à une réduction de la dimension des agrégats. Cela peut s'expliquer par la variation du volume molaire des éléments du brut qui conduit à une modification de la solubilité de l'huile [16].

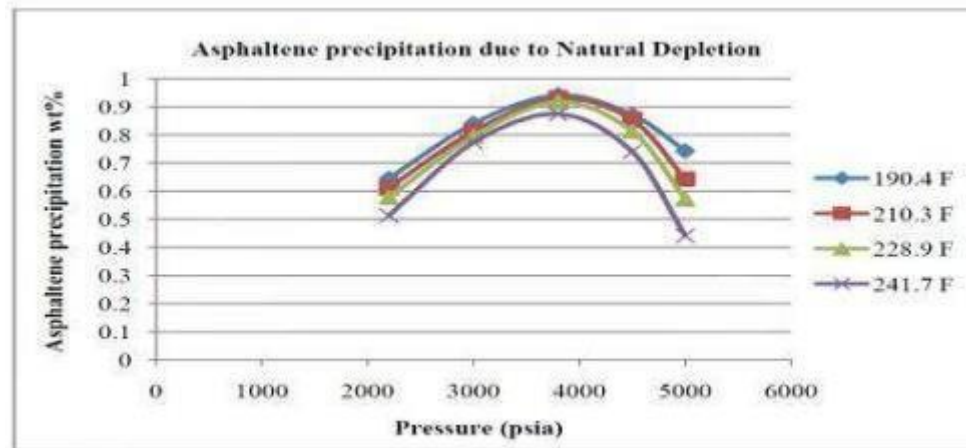


Figure I.5: Effet de la pression et de la température sur la déposition (huile iranienne). [16]

3.2 Influence du solvant sur la floculation et la précipitation des asphaltènes.

Les asphaltènes sont des fractions polaires qui ne se dissolvent pas dans les alcanes de faible poids moléculaire. Avant l'ajout d'agents de floculation, on observe fréquemment des agrégats d'asphaltènes dans les pétroles bruts. Un surplus de floculant paraffiniques peut entraîner la floculation des asphaltènes en les déstabilisant. Lorsque la quantité de floculant dépasse le seuil de Floculation, les agrégats d'asphaltènes voient leur volume s'accroître puis ils précipitent, formant ainsi un dépôt solide. On a démontré que la quantité d'asphaltènes qui se précipite décroît lorsque la taille de l'alcane passe de C5 à C15, et qu'elle s'accroît en présence d'un surplus de n-alcanes.

Généralement, plus le milieu est dépourvu d'arôme, plus les flocons sont grands. Dans les mélanges d'hydrocarbures aromatiques tels que le toluène et d'alcanes comme le n-heptane, la dimension moyenne du cristal d'asphaltène s'accroît au fur et à mesure que la proportion de n-alcane ou la concentration d'asphaltènes dans la solution se renforce. En général, cette tendance continue jusqu'à ce que toutes les micelles se rassemblent.

De nombreuses recherches ont été réalisées sur l'impact du solvant sur la floculation des asphaltènes. Ces recherches démontrent que la stabilité des asphaltènes dans une combinaison brut – solvant – floculant varie selon le type de solvant utilisé. D'autres recherches ont démontré que la combinaison des asphaltènes est fortement liée au milieu dans lequel ils sont présents. Par conséquent, un solvant

Approprié doit satisfaire aux critères suivants :

- Amphiphile, dotée d'une chaîne approximativement de 6 atomes de carbone, qui présente une structure plane propice aux liaisons de type $\pi - \pi$;
- Un groupe très acide polaire est présent sur le noyau aromatique ;
- Elle possède de nombreux sites donneurs et accepteurs d'électrons, ce qui favorise les transferts de charges entre les particules solides et liquides (asphaltènes-solvants), en

comparaison avec les échanges existant entre les particules liquides [17],

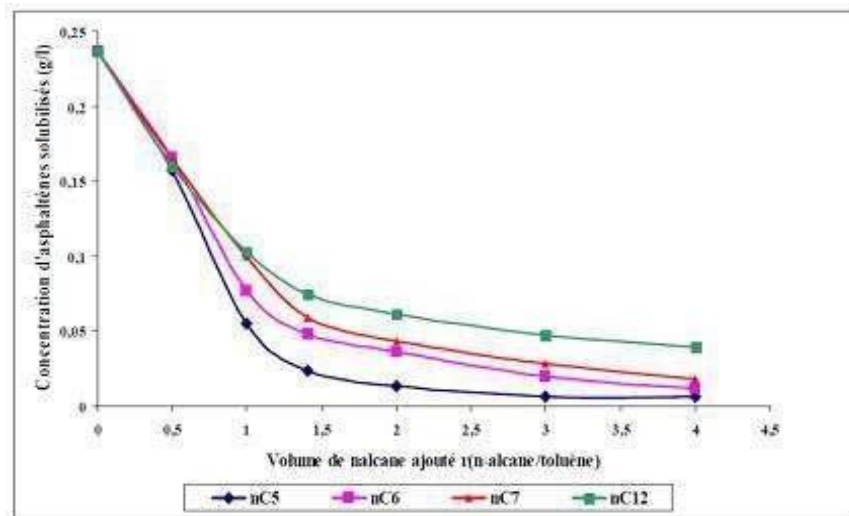


Figure I.6 : Solubilité des asphaltènes dans l'huile après ajout de différents solvants aliphatiques. [17],

3.3 Influence des résines sur la stabilité des asphaltènes :

Habituellement, les résines fonctionnent comme des agents peptisant et leur séparation de l'huile brute entraîne la précipitation des asphaltènes. Ainsi, les résines paraissent servir de lien entre les composés hautement polaires (les asphaltènes) et les fractions plutôt non polaires (huiles) présentes dans le pétrole, ce qui a favorisé la conservation des asphaltènes en solution. Hammani et ses collaborateurs ont déterminé le point de commencement de précipitation des asphaltènes à température ambiante et à une pression de 690 KPa. Ils ont observé que l'incorporation de résines riches dans le pétrole a considérablement relevé ce point de début de précipitation d'asphaltènes par n-C5 [18],

3.4 Action des Ions métalliques :

L'effet des sels, notamment des chlorures métalliques, sur les asphaltènes est bien établi depuis longtemps. Plus précisément, le chlorure ferrique, qui présente une solubilité notable dans un environnement d'hydrocarbures, induit une floculation rapide des asphaltènes. Bien que le processus exact de cette précipitation ne soit pas entièrement établi, il est crucial de noter que des entités capables d'ions peuvent induire la floculation des asphaltènes [19],

4 Précipitation d'asphaltène :

4.1 Description générale :

Les asphaltènes précipitent en réponse à des fluctuations dans la composition, la pression et la température du pétrole brut.

La précipitation induite par la composition a lieu quand le pétrole devient moins aromatique à cause

de l'introduction de gaz ou de solvants paraffiniques. Par exemple, pour les opérations pétrolières traditionnelles, les gaz d'injection couramment utilisés dans les procédures de récupération améliorée du pétrole, les opérations de soulèvement par gaz et/ou d'acidification incluent le dioxyde de carbone, l'azote et les gaz paraffinés légers hydrocarbures tels que le méthane, le propane et le butane. Ces gaz peuvent provoquer une précipitation lorsque la concentration en gaz dissous excède un seuil spécifique sous une pression et une température déterminées [20]. Considérons un autre cas : les pétroles lourds ou le bitume, étant très visqueux, sont généralement dilués avec des condensats, des fractions de distillation (naphta) ou du pétrole léger pour diminuer leur viscosité, facilitant ainsi leur traitement et leur transport. Ces solvants sont habituellement chargés en composés paraffinés et peuvent provoquer une précipitation.

Pour certains pétroles bruts conventionnels, une précipitation peut survenir sous l'effet de la pression. Ces huiles sont souvent considérablement sous-saturées et renferment une concentration élevée de gaz légers, comme le méthane, l'éthane et le propane. Elles présentent également une proportion plus importante de composés liquides légers (paraffinés), qui servent d'agents peu efficaces pour la dissolution des asphaltènes. Au cours du processus de production, lorsque le pétrole est dépressurisé, il est courant que les volumes relatifs du gaz dissous et des fractions légères se voient considérablement augmentés en comparaison aux composants pétroliers plus lourds.

Ainsi, les asphaltènes commencent à se déposer à une pression spécifique, qu'on nomme pression supérieure de début de précipitation des asphaltènes.

À l'état de bulle, le pétrole contient la plus haute concentration de gaz dissous en volume, provoquant une précipitation maximale des asphaltènes [21]. Sous le point de bulle, le gaz dissous et d'autres éléments volatils s'échappent du pétrole sous forme gazeuse, ce qui rend la phase liquide un solvant plus efficace pour le pétrole.

Par conséquent, les asphaltènes qui ont été précipités vont commencer à se redissoudre dans le pétrole. On nomme pression inférieure de début de précipitation des asphaltènes la pression à laquelle les derniers asphaltènes précipités se redissolvent. Les fluctuations de température influencent marginalement le commencement et l'intensité des précipitations comparativement aux variations de pression.

On emploie fréquemment l'expression « stabilité » pour caractériser la tendance d'un pétrole brut à faire précipiter les asphaltènes, c'est-à-dire la faculté de dissolution des asphaltènes dans le pétrole brut.

On qualifie de pétrole instable celui dans lequel les asphaltènes précipitent sous les conditions définies. Pour illustration, un mélange de pétrole et de solvant devient instable lorsque la

concentration en solvant dépasse au début le seuil de précipitation, tandis qu'il demeure stable en dessous de cette limite. Quand les pétroles sont dépressurisés, ils oscillent entre les pressions maximale et minimale au début de la précipitation des asphaltènes.

Il convient de souligner que les conditions de précipitation ne semblent pas avoir de lien avec la concentration en asphaltènes d'un pétrole. Par exemple, un pétrole brut vénézuélien avec une teneur de 17,2 % en poids d'asphaltènes a été produit sans rencontrer de soucis de production associés aux asphaltènes, alors que le gisement de Hassi-Messaoud en Algérie a connu de multiples problèmes malgré une présence d'à peine 0,15 % en poids d'asphaltènes [22],

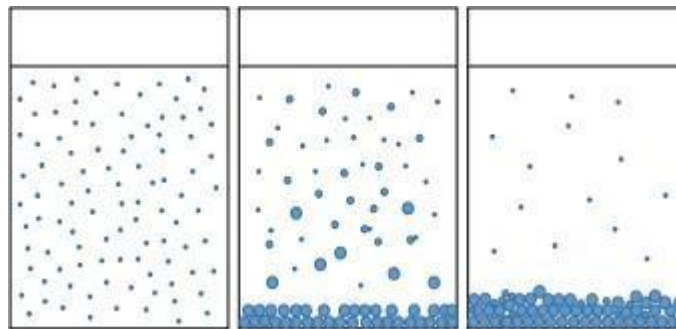


Figure I.7 : Schéma de la sédimentation des particules. [23]

4.2 Taille des particules et floculation

Lorsque précipitées, les particules d'asphaltènes ont une propension à flocculer. La dimension des floccs est sans doute un élément crucial dans le processus de dépôt, car les particules qui excèdent une taille donnée se déposent. On a observé des tailles de floccs allant de 300 nm à plusieurs centaines de microns. Il semble que la dimension moyenne des particules d'asphaltènes extraites d'un mélange d'asphaltènes et de solvants divers, ainsi que d'huiles légères, soit inférieure d'au moins une magnitude comparée à celle des floccs d'asphaltènes dérivés des huiles lourdes/bitume.

La taille des particules d'asphaltènes lors de la floculation est influencée par le type de précipitant, la température et l'hydrodynamique (cisaillement) plus la quantité d'atomes de carbone dans la série de solvants qui précipitent les n-alcanes augmente, plus la dimension moyenne des particules se réduit. Dans le cas d'un mélange d'asphaltènes dans un solvant mixte (souvent une combinaison de n-heptane et de toluène), l'augmentation de la taille des particules est observée lorsque le rapport volumique n-heptane/toluène se réduit ou si des résines sont intégrées au mélange

Ont constaté que, alors que la pression n'a pas d'impact notable, la taille moyenne des particules a tendance à se réduire avec l'accroissement de la température, la dimension moyenne des particules

d'asphaltènes devrait se réduire en cas de cisaillement. On a aussi constaté que les asphaltènes Les floes sont habituellement instables et un simple mouvement suffit à les fragmenter en particules d'asphaltène stables d'à peu près un micron [24].

4.3 Modèles de précipitations d'asphaltènes

Les approches de modélisation existantes peuvent être classées en modèles colloïdaux et thermodynamiques.

Selon les modèles colloïdaux, les asphaltènes sont présents dans le pétrole sous la forme de particules colloïdales solides dispersées. Chaque particule représente un tas d'asphaltènes, stabilisé par des résines qui s'adsorbent sur sa surface ou qui se concentrent autour des asphaltènes, On suppose que les résines jouent le rôle d'agents de poétisations et garantissent la dispersion colloïdale (au lieu d'une solution) des asphaltènes dans le pétrole brut. On présume que les résines sont distribuées entre les particules d'asphaltènes et la fraction dépourvue d'asphaltènes du pétrole brut ou du solvant. On estime que la précipitation se produit quand les résines sont extraites du colloïde, favorisant ainsi l'agrégation et la séparation physique. Dans le cadre de la modélisation de la précipitation, la stabilité de phase du système est associée au potentiel chimique des résines en phase asphalte et en phase huileuse (solvant) [25]. Au commencement de la précipitation, quand la concentration en résines liquides est simplement assez pour peptiser les asphaltènes, on parle de potentiel chimique critique des résines. Le calcul du potentiel chimique critique des résines se fait en utilisant la théorie de Flory- Huggins relative aux solutions polymériques et les données de précipitation initiale observées. On a également besoin du volume molaire et du paramètre de solubilité pour effectuer les calculs. Étant donné la présence significative de résines dans le pétrole brut, on prévoit une précipitation d'asphaltènes sous d'autres conditions. ont aussi proposé une version modifiée du modèle colloïdal afin de prendre en compte les interactions entre l'asphaltène et la résine. Dans l'ensemble, le modèle colloïdal anticipe que la précipitation est un processus irréversible.

Selon les modèles thermodynamiques, les asphaltènes constituent un élément d'un mélange non idéal dont le comportement est déterminé par la thermodynamique traditionnelle. On suppose que les asphaltènes agissent en tant que macromolécules susceptibles de s'auto-associer, et la précipitation est perçue comme une transition entre les phases liquide-liquide ou liquide-solide. Selon les prédictions des modèles thermodynamiques, le phénomène de précipitation est réversible. On distingue principalement deux types de modèles thermodynamiques dédiés à la précipitation des asphaltènes : les modèles basés sur des solutions régulières et ceux fondés sur des équations d'état. Les modèles basés sur la théorie des solutions régulières sont typiquement semi-empiriques et ils prédisent avec une précision notable l'impact de l'introduction d'un solvant sur la précipitation des

asphaltènes. Il est aisé d'appliquer les modèles basés sur les équations d'état à la simulation prenant en compte les effets de la pression et de la température [26].

Conclusion

Les asphaltènes constituent une portion complexe et dense du pétrole brut, dont leurs propriétés chimiques et physiques distinctes en font à la fois un élément crucial et source de problèmes. Leur propension à former des flocons et à se sédimenter sous certaines conditions thermodynamiques et compositionnelles peut causer des complications opérationnelles pendant toutes les étapes de production et de stockage. Des éléments comme la température, la pression, le genre de solvant, le contenu en résine et l'existence d'ions métalliques affectent la stabilité et le fonctionnement des asphaltènes. Bien que leur présence dans les réservoirs et les pipelines soit particulièrement scrutée, l'accumulation de ceux-ci dans les silos de surface soulève également des questions majeures. Il est crucial de saisir les processus à la base de cette accumulation afin d'optimiser la gestion du brut et de réduire les frais d'entretien ainsi que les périodes d'immobilisation.

Chapitre II : Méthodes Traitement des Asphaltes

Introduction

Dans le secteur pétrolier, l'accumulation de résidus dans les réservoirs de stockage et de traitement du pétrole brut constitue un enjeu opérationnel et environnemental majeur. Ces boues pétrolières, résultant de la décantation et de la dégradation des hydrocarbures, sont généralement composées d'hydrocarbures, d'eau et de matières solides, avec des proportions moyennes observées de 42,8 %, 2,9 % et 55,2 % respectivement. Cette accumulation affecte la qualité des produits stockés, réduit le volume utile des réservoirs, et entraîne des coûts supplémentaires liés à l'entretien, au nettoyage et à la gestion des déchets.

Ce processus est important en raison de l'accumulation de résidus résultant de la précipitation d'éléments lourds dans le pétrole, qui affecte la qualité des produits et la taille des capacités de stockage dans les réservoirs. C'est pourquoi les entreprises s'efforcent de mettre au point des méthodes de nettoyage efficaces qui répondent aux objectifs susmentionnés et qui sont sûres, économiques et respectueuses de l'environnement. Les méthodes utilisées pour nettoyer les réservoirs industriels comprennent des processus manuels, automatisés et robotisés.

La solution à ce problème, ainsi que les besoins d'inspection et de maintenance, nécessite l'élimination de ces boues et le nettoyage interne des réservoirs. Ce rapport vise à examiner les méthodes de nettoyage appliquées sur le marché mondial et à identifier le procédé de nettoyage le plus efficace, le plus sûr, le plus économique et le plus respectueux de l'environnement. Il convient de noter qu'à ce jour, aucune publication ne présente les techniques appliquées. Pour atteindre cet objectif, cinq systèmes de nettoyage manuels, automatiques et robotisés ont été analysés et évalués en fonction de leurs avantages et inconvénients. Les résultats montrent que le système de nettoyage automatique MEGAMACS avec extracteur de boues, d'un débit de 14,8 m³/h, est le plus rapide, tandis que le système MARTin, qui ne nécessite aucune présence humaine à l'intérieur du réservoir, est le plus sûr. En termes de coûts de nettoyage et d'impact environnemental, les systèmes automatisés BLABO, COW et MEGAMACS, ainsi que le système robotisé MARTin, sont les plus économiques et les plus respectueux de l'environnement grâce à leur circuit de nettoyage fermé et à leur capacité à récupérer jusqu'à 95 % de l'huile des boues, qui est ensuite restituée au client et dont les bénéfices couvrent les coûts de nettoyage. Il en résulte que le besoin actuel de l'industrie pétrolière, en matière de nettoyage des réservoirs, réside dans l'utilisation de méthodes de nettoyage automatiques ou robotisées à haute efficacité, visant à réduire les temps d'arrêt des réservoirs, sans nécessiter l'intervention du personnel dans un espace confiné nécessitant une autorisation et avec la possibilité de récupérer

1 Réservoirs industriels pour le stockage du pétrole

Dans l'industrie pétrolière, il existe différents types de réservoirs, cuves et fosses destinés au stockage ou au traitement de fluides contenant du pétrole. Le réservoir de pétrole brut, illustré à la [Figure II.1](#)

[27], est l'un d'entre eux. Il peut s'agir d'un réservoir en acier boulonné (API 12B), d'un réservoir en acier soudé (API 12F-BS 2654), d'un réservoir à parois plates (API 620) ou d'un réservoir soudé sur site (API 12D-API 650). Il est généralement fabriqué en acier au carbone, pouvant être peint extérieurement et/ou intérieurement, galvanisé ou polymérisé pour une protection contre la corrosion. Le type, les dimensions et le matériau du réservoir varient en fonction des conditions de stockage du pétrole (pression, température), des propriétés du pétrole brut (composition, toxicité) et de la capacité de stockage requise (en m³). Ses principaux éléments sont la coque, le fond, le toit (fixe ou flottant), les buses, les canalisations et les instruments, le système de protection cathodique et les structures en acier pour le service du personnel.

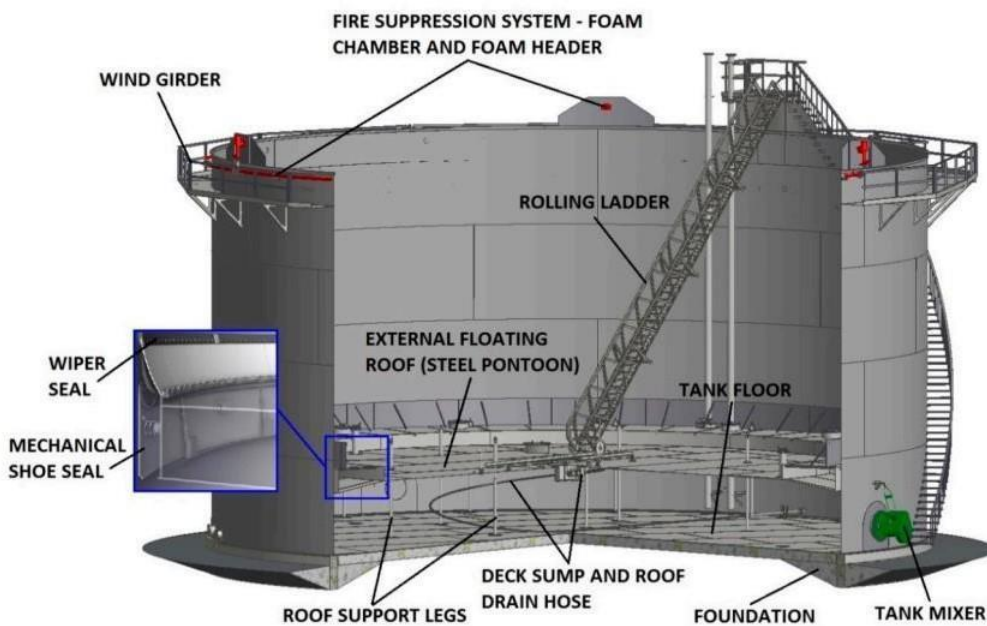


Figure II.1 : réservoir a toit flottant [27]

Le toit peut être fixe ou flottant. Le toit flottant peut-être interne, associé à un toit fixe (en cas de fortes chutes de neige ou de pluie prolongées, qui sollicitent le toit flottant exposé à l'environnement), ou externe. Le toit flottant flotte sur le pétrole à l'intérieur du réservoir grâce à des pontons situés à l'extérieur du périmètre. L'isolation du pétrole avec l'environnement est assurée par l'étanchéité du périmètre entre le toit et la coque grâce à un double système d'étanchéité, qui empêche le pétrole de sortir du réservoir et l'entrée de tout fluide ou solide, tout en permettant au toit de se déplacer librement vers le haut et vers le bas [28]. Le principal avantage d'un toit flottant est son contact direct avec le pétrole à l'intérieur du réservoir, ce qui réduit la formation de vapeur et les risques d'incendie et de corrosion liés à la présence d'air. Les autres éléments du toit flottant sont les supports, les événements, les drains, les regards et les jauges. Fixées à la coque, plusieurs buses répondent à divers besoins, tels que le remplissage et la vidange, le nettoyage, l'installation d'équipements (agitateurs, vannes et jauges),

les regards d'accès pour le personnel, etc. Un réseau de sécurité incendie est également installé sur le toit du réservoir.

2 Nettoyage des réservoirs de pétrole

Le nettoyage des réservoirs, cuves et fosses industriels contenant des résidus pétroliers est un processus inévitable pour les entreprises du secteur. La principale raison de ce nettoyage est la formation de résidus, résultant de la sédimentation des éléments lourds contenus dans le pétrole [29]. Ces résidus occupent un espace considérable dans les réservoirs, réduisant leur capacité et altérant la qualité des produits. Outre tout ce qui a été mentionné, des inspections programmées, imposées par la réglementation d'exploitation, sont également nécessaires. Ces activités ne peuvent être réalisées en présence de résidus. Les entreprises se sont concentrées sur la recherche de méthodes de nettoyage visant à assurer la sécurité du personnel, l'efficacité du nettoyage, les économies de temps et d'argent et la protection de l'environnement. Les méthodes de nettoyage d'un réservoir peuvent être manuelles, automatiques (mécaniques) et robotisées, et le nombre de personnes varie selon la procédure. L'un des objectifs d'un nettoyage efficace est de réduire le nombre de personnes pénétrant dans un espace confiné nécessitant un permis, car l'exposition à des environnements dangereux comporte de nombreux risques, des études ayant montré une augmentation du taux d'accidents ces dernières années [30]. Par ailleurs, la nécessité de réduire les coûts de nettoyage et d'améliorer la sécurité a conduit à privilégier des méthodes plus automatisées, moins exigeantes en main-d'œuvre et plus sûres. Un autre objectif majeur est de récupérer l'huile contenue en grande quantité dans les résidus de boues déposés au fond du réservoir. De nombreuses études de cas ont montré que les revenus générés par l'huile récupérée dans les boues compensent largement les coûts de l'opération de nettoyage. De plus, les réglementations environnementales devenant chaque année plus strictes, le transport et le stockage en toute sécurité des boues, en circuit fermé, et des autres déchets de nettoyage, du réservoir vers un site spécifique, puis vers les stations d'épuration, constituent également un facteur important pour une méthode de nettoyage efficace.

3 Composition des résidus d'huile au fond de réservoir

Avant de nettoyer un réservoir, il est important d'analyser les résidus afin d'en déterminer la composition chimique. Les boues à la base d'un réservoir, illustrées à la figure II.4 [31], sont principalement constituées de matières organiques parce que les hydrocarbures dont la qualité varie selon le pétrole brut stocké, d'eau et d'impuretés mécaniques à des concentrations variables selon le point de mesure dans le réservoir.



Figure II.2 : réservoir a toit flottant [31]

Le volume des boues au fond est divisé en trois couches principales. La couche supérieure contient de nombreux hydrocarbures plus légers que l'eau. La couche intermédiaire est principalement constituée d'eau, et la couche inférieure contient des résidus solides [32]. De plus, la composition des boues est importante à étudier, car elle constitue un facteur clé dans le choix des produits chimiques, solvants ou agents d'extraction appropriés, nécessaires au processus de nettoyage. De plus, les Procédés ultérieurs de récupération des hydrocarbures, de traitement des eaux usées et des résidus solides qu'elles contiennent nécessitent la connaissance de la composition des boues.

L'originalité de ce rapport réside dans la présentation de nombreuses méthodes et techniques de nettoyage dans un seul rapport de recherche, ce qui permet de mieux comprendre le nettoyage d'un réservoir. Les conclusions tirées de la comparaison des avantages et des inconvénients constituent un guide d'évaluation précieux pour quiconque cherche à déterminer la méthode de nettoyage la plus appropriée pour un réservoir. L'analyse détaillée

4 Boues et résidu pétrolières

4.1 Pétrole brut

Le pétrole brut stocké dans les réservoirs est liquide et présente certaines propriétés caractéristiques, telles que :

Une teinte noir foncé, une odeur intense (bisulfite), une viscosité élevée, une inflammabilité élevée et une densité inférieure à celle de l'eau. Le pétrole brut est constitué de chaînes complexes d'hydrocarbures lourds et peut également contenir des hydrocarbures légers et d'autres éléments en plus petites quantités. Les principaux types d'hydrocarbures qui forment le pétrole brut sont :

- Paraffines (hydrocarbures saturés-alcanes (par exemple, l'octane) de formule C_nH_{2n+2})
- Oléfines (hydrocarbures insaturés-alcènes (par exemple, le pentane) de formule C_nH_{2n})
- Naphtènes ou cyclo paraffines (hydrocarbures saturés-cyclo alcanes (par exemple, le

cyclohexane) de formule générale C_nH_{2n})

- Hydrocarbures aromatiques (arènes (par exemple, le benzène))

Les trois premiers types d'hydrocarbures (paraffines, oléfines et naphènes) sont parfois appelés composés aliphatiques [33]. On le caractérise comme doux ou acide selon sa teneur en soufre :

- Pétrole brut doux : Soufre < 0,5 %
- Pétrole brut acide : Soufre > 0,5 %

Le pétrole brut remonte à la surface par extraction du sol et subit différentes étapes de traitement selon ses propriétés avant d'être acheminé vers les réservoirs de stockage. Le procédé le plus critique et le plus courant après l'extraction est l'élimination de l'eau et des gaz par des séparateurs à trois faces et la désulfuration [34], car les raffineries doivent recevoir du pétrole brut à faible teneur en soufre. Il existe plusieurs méthodes de désulfuration, telles que :

- Désulfuration extractive
- Désulfuration oxydative
- Bio désulfuration
- Désulfuration par alkylation
- Chlorinolyse
- Utilisation d'eau supercritique

Il est ensuite transféré vers les raffineries par pétroliers et soumis à une distillation fractionnée pour séparer ses composants et obtenir les produits finis.

Tableau II.1 : Composition moyenne du pétrole brut [34]

Élément	Teneur (%)
Carbone	79,5 – 87,1
Hydrogène	11,5 – 14,8
Soufre	0,1 – 3,5
Azote	0,1 – 0,5
Oxygène	0,1 – 0,5

Le soufre, l'azote, l'oxygène, les porphyrines, les asphaltènes et les oligo-éléments sont appelés composants non hydrocarbonés du pétrole. Les composés contenant de l'azote, du soufre ou de l'oxygène dans leur composition sont également appelés composés NSO. Le pétrole contient un pourcentage très élevé (0 à 20 %) de matériaux de poids moléculaire élevé (1 000 à 10 000), constitués de composés d'hydrocarbures et de composés NSO, appelés asphaltènes. Ces molécules lourdes posent des problèmes non seulement au raffinage, mais aussi à la production et au transport. La quantité d'asphaltènes présente dans le pétrole n'est pas en corrélation avec l'importance des dépôts.

Selon [Leontaritis et Mansoori \[35\]](#), les huiles contenant 17 % d'asphaltènes dans leur composition indiquent un dépôt moindre ou nul dans les tubes que d'autres huiles contenant de 0,4 % à 9,8 % ou plus. La précipitation des asphaltènes est fonction de nombreuses situations. Certaines d'entre elles sont énumérées ci-dessous [\[35-36\]](#) :

- Faible rapport résines/asphaltènes
- Réduction de la température et de la pression
- Combinaison de certains bruts
- Gas lifting (récupération assistée du pétrole (EOR) avec du gaz naturel ou du CO₂)
- Effets de cisaillement et effets électroniques pendant l'écoulement

ainsi que [Speight \[30\]](#) et [Leontaritis et Mansoori \[36\]](#) ont résumé quelques-uns des problèmes causés par les asphaltènes : (i) endommagement de la formation, (ii) obturation des puits, (iii) réduction de la pression, (iv) blocage de la production, (v) obturation de la structure poreuse de la matrice du réservoir (réduction de la perméabilité), (vi) réduction de la capacité d'écoulement du milieu, (vii) interruption ou arrêt des opérations de récupération, (viii) obturation de la conduite d'écoulement (tubing) et de l'équipement de production, (ix) formation d'émulsions avec l'eau contaminante, (x) pendant le stockage du pétrole brut et des produits : sédimentation et colmatage induits par l'oxydation, (xi) sédimentation et formation de coke lors du chauffage, (xii) encrassement des équipements chauffés et (xiii) désactivation du catalyseur lors du traitement des résidus.

5 Boues pétrolières

Les boues de pétrole sont l'un des déchets les plus courants de l'industrie pétrolière selon [WPenvironmental SOR \[37\]](#).

Les boues peuvent être définies comme toute matière présente dans un réservoir de stockage et qui ne s'écoule pas par gravité vers un point d'aspiration [\[31\]](#). Elles se forment lors du traitement du pétrole brut et précipitent à l'intérieur des réservoirs, des cuves, des pipelines et des équipements tels que les vannes, les échangeurs de chaleur, les séparateurs, etc., réduisant ainsi leurs performances.

Il s'agit d'un gel visqueux et collant, sombre, composé d'huile, d'eau et de solides. Ces dépôts, présents à divers endroits, ont des conséquences néfastes, non seulement sur les équipements et le procédé, mais aussi sur l'environnement, en raison des substances toxiques qu'ils contiennent. Leur élimination et leur traitement constituent donc une préoccupation majeure pour l'industrie.

L'élimination directe des boues de pétrole dans l'environnement est interdite et un traitement spécifique est requis avant toute opération d'élimination. La composition chimique des boues de pétrole n'est pas toujours standardisée et dépend principalement de la composition du pétrole brut parent. La composition chimique moyenne de six échantillons de boues pétrolières sélectionnés, prélevés auprès du [Petroleum Development Oman \(PDO\) \[38\]](#), a montré que le carbone, l'hydrogène,

l'azote, le soufre, l'oxygène, l'eau, les cendres et les solides présentait des poids normalisés de 37,79%, 6,38 %, 0,091 %, 1,388 %, 19,55 %, 17,72 %, 7,623 % et 9,448 %, respectivement.

Heidarzadeh et al [39] ont constaté que la concentration moyenne en hydrocarbures pétroliers totaux (HPT) d'un mélange composé de boues huileuses provenant de la raffinerie de pétrole de Téhéran (TOR) était de 265 600 mg/kg. La fraction organique de type essence dans les HPT des échantillons de boues était négligeable, celle du diesel variait entre 50 et 60 %, soit 145 600 mg/kg, et celle du pétrole était de 45,2 %, soit 120 000 mg/kg. Aucun hydrocarbure aromatique polycyclique n'a été détecté dans les boues. La concentration en humidité a été estimée à 28,3 % et celle des métaux lourds est présentée au **Tableau II. 2**. La comparaison des concentrations en métaux lourds dans les solides isolés des échantillons de boues de TOR et de PDO révèle une différence importante, due à la nature et à l'environnement de dépôt différents du pétrole brut parent. La comparaison des concentrations en métaux lourds des boues de TOR avec les niveaux de dépollution des sols pour les hydrocarbures pétroliers dans les zones industrielles de certains pays en développement a indiqué la nécessité d'un traitement supplémentaire de l'HPT des boues avant leur rejet dans l'environnement.

Tableau II. 2 : Concentrations en métaux lourds dans les boues pétrolières en Oman et en Tehran [39]

Metal	Petroleum Development Oman	Tehran Oil Refinery
Zinc	278 mg/kg	6100 mg/kg
Lead	91 mg/kg	850 mg/kg
Nickel	7.5 mg/kg	2700 mg/kg
Cadmium	Not Found	100 mg/kg
Chromium	12 mg/kg	Not Found
Mercury	3.5 mg/kg	Not Found

Tableau II.3 : Concentrations en métaux lourds dans les boues pétrolières en Algérie et en Arabie Saoudite [39]

Métal	Algérie(HEH)	Arabie Saoudite(Province de l'Est)
Zinc	150 mg/kg	6100 mg/kg
Plomb	91 mg/kg	850 mg/kg
Nickel	7,5 mg/kg	2700 mg/kg
Cadmium	Non détecté	100 mg/kg
Chrome	12 mg/kg	Non détecté
Mercure	3,5 mg/kg	Non détecté

Johnson et Affam [40] ont constaté que la composition des boues pétrolières se compose

principalement d'hydrocarbures, d'asphaltènes, de paraffines, d'eau et de solides inorganiques. Parmi les causes critiques de formation de boues pétrolières figurent les modifications des conditions externes telles que la température, la pression et l'humidité, le refroidissement en dessous du point d'écoulement, l'évaporation des fractions légères, le mélange avec des matières incompatibles et l'introduction d'eau, qui favorise la formation d'émulsions.

De plus, une analyse de caractérisation des boues de fond de cuve de pétrole brut (COTBS) menée par Mansur et al. [41] a examiné la composition des COTBS purs (Tableau II.4), les propriétés du pétrole récupéré à partir des COTBS et d'autres caractéristiques pertinentes (Tableau II.4). Cela a permis une comparaison avec le pétrole brut parent et des échantillons de COTBS similaires provenant d'autres régions afin d'évaluer le potentiel de recyclage du pétrole récupéré dans le pétrole brut parent pour des avantages environnementaux et économiques. À l'aide d'un chromatographe en phase gazeuse couplé à un spectromètre de masse, 136 fractions d'hydrocarbures distinctes allant de C14 à C24 ont été identifiées dans l'huile récupérée, dont 45,6 % de composés aromatiques, 34,6 % de composés aliphatiques et 19,8 % de composés non identifiés.

La teneur totale en hydrocarbures pétroliers (HTP) de l'huile récupérée s'élevait à 29 367 mg/kg, ce qui est inférieur à celui des échantillons de boues de la région HEH algérienne (~150 mg/kg de zinc, teneur modérée en hydrocarbures) et significativement inférieur à celui des échantillons de la province orientale de l'Arabie saoudite (notamment 6 100 mg/kg de zinc et teneurs élevées en hydrocarbures). Ces résultats suggèrent une concentration en hydrocarbures et une contamination métallique relativement plus faibles dans l'échantillon COTBS étudié, ce qui étaye son potentiel de récupération et de réutilisation plus sûres.

Tableau II.4: Composition du fond de bac brut de pétrole (COTBS) pure

Élément	Teneur (%)
Teneur en huile	42,8 (±1,1)
Hydrocarbures légers (volatils) dans l'huile	30,7 (±0,07)
Hydrocarbures non volatils dans l'huile	69,3 (±0,4)
Teneur en eau	2,9 (±0,2)
Teneur en solides	55,2 (±0,6)
Matière organique dans les solides	70,0 (±0,6)

Tableau II.5: Composition du fond de bac brut de pétrole (COTBS) pure

Propriété	Valeur
Densité API	33,03
Densité	0,68 g/L
Viscosité cinématique à 70 °F	7,01 cSt
Viscosité cinématique à 100 °F	3,655 cSt
Teneur en cendres	0,007 g/g d'huile
Teneur en sel (NaCl)	2,30 mg/L

6 Méthodes de nettoyage des réservoirs de pétrole

Introduction

Les réservoirs industriels sont conçus pour fonctionner pendant de nombreuses années et accompagner l'usine tout au long de sa vie. Pour ce faire, un réservoir servant au stockage ou au traitement de liquides pétroliers doit être inspecté [Figure II.3 \[42\]](#), entretenu et réparé fréquemment afin de continuer à fonctionner de manière sûre et efficace. Après quelques années d'exploitation, un réservoir de stockage de pétrole brut commence à contenir des résidus suite à la stabilisation des hydrocarbures plus lourds.

Ces résidus se déposent au fond du réservoir avec l'eau et les particules solides présentes dans la composition du pétrole brut et provoquent divers problèmes, tels que l'altération de la qualité du produit stocké, la réduction de la capacité de stockage, voire le blocage des conduites d'aspiration. Tous ces éléments recouvrent le fond, la coque et les autres pièces à l'intérieur du réservoir, formant un gel liquide, communément appelé « boues de pétrole ». Ce revêtement empêche toute interférence avec les parties métalliques du réservoir. Ainsi, pour effectuer toutes les tâches mentionnées ci-dessus, telles que l'inspection et la maintenance, le réservoir doit être entièrement nettoyé. Une fois le nettoyage terminé, toutes les surfaces du réservoir (fond, coque, plafond, goujons, tuyauterie et divers accessoires) doivent être exemptes de toute saleté. Le processus de nettoyage, comme toutes les autres activités à effectuer à l'intérieur du réservoir, exige principalement que le réservoir soit exempt de gaz, afin de garantir la sécurité du personnel et la sécurité des locaux. Ce processus est effectué conformément aux normes et recommandations de l'American Petroleum Institute (API) [20,21]. Les méthodes de nettoyage disponibles sur le marché sont classées en méthodes manuelles, automatiques, chimiques et mécaniques. Le choix de la méthode appropriée dépend des exigences du propriétaire, généralement liées à la sécurité, au coût, au temps d'exécution et au respect de l'environnement.

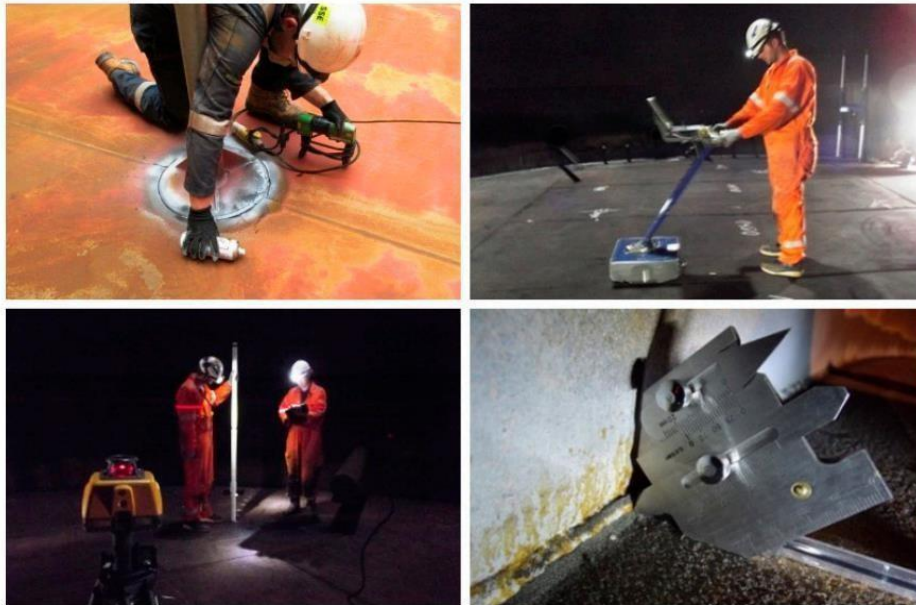


Figure II.3 : Inspection des réservoirs [42]

6.1 Nettoyage manuel

Le nettoyage manuel (Figure II.4) [43] est l'une des premières méthodes utilisées dans l'industrie, car il ne nécessite aucune technologie ni étude particulière. L'équipement nécessaire à la réalisation du projet est le plus simple disponible sur le marché, et le personnel chargé de cette tâche peut être facilement spécialisé. Le moteur du processus est la main-d'œuvre qui, à l'aide de pompes à vide ou de camions, de treuils, de chariots, d'eau sous pression et d'autres moyens mécaniques simples, s'efforce d'éliminer les boues contenant de l'eau et des résidus solides de l'intérieur du réservoir et de les stocker dans des zones de stockage adaptées à l'extérieur du réservoir [44].



Figure II.4 : Nettoyage manuel du réservoir de pétrole brut [43]

Le traitement ultérieur des résidus (boues d'hydrocarbures) ne fait pas partie du processus de nettoyage et pourrait être réalisé dans une deuxième phase par une autre entreprise. Cette solution, apparemment simple et peu coûteuse, pour nettoyer un réservoir, a pourtant été souvent critiquée ces dernières années en raison de ses nombreux inconvénients, dont voici quelques exemples :

- Faible efficacité du nettoyage
- Travail en espace confiné
- Port d'équipements de protection individuelle lourds avec appareil respiratoire obligatoire Travail limité à quelques minutes
- Élimination manuelle des boues
- Utilisation d'un jet d'eau haute pression
- Perte de valeur de l'huile avec les boues
- Production de grandes quantités de déchets (eau, boues, huile) nécessitant leur élimination
- Utilisation importante d'équipements et de main-d'œuvre
- Respect des normes de santé et de sécurité (HSE) pendant l'exécution des travaux
- Temps d'arrêt importants
- Les travailleurs qualifiés pour ce travail sont limités et difficiles à trouver
- Coût pouvant être plusieurs fois supérieur au coût du nettoyage mécanique

Si le nettoyage d'un réservoir est nécessaire, les responsables établiront un plan d'exécution des travaux du début à la fin du projet. Les principaux aspects du plan concernent la sécurité (personnel, environnement, installations), la méthode de réalisation du projet, le coût, l'étendue des travaux et le délai d'exécution. Ce processus est suivi quasiment avant toute activité industrielle et les dirigeants ont tendance à choisir la solution la plus efficace et la plus sûre.

Une fois la méthode manuelle choisie pour le nettoyage du réservoir et le projet confié à l'entrepreneur approprié, l'étape suivante consiste à préparer le démarrage des travaux. Cela comprend divers séminaires, des mises à jour sur la méthodologie de mise en œuvre du projet et des formations sur la sécurité pour les participants. Ensuite, l'organisation du chantier autour du réservoir est mise en place. À ce stade, le processus de conversion du réservoir en un réservoir dégazé commence. Dans le réservoir, le produit chaud (huile) est recyclé afin de ramollir les boues et de pouvoir en extraire le maximum du système d'aspiration. Cette technique permet une légère réduction des boues. Le réservoir est ensuite vidé, mais la majeure partie des boues reste au fond. Tous les regards, portes de nettoyage et autres ouvertures sur le toit sont ouverts. Des ventilateurs sont ensuite installés pour augmenter l'apport d'air frais et accélérer le processus. L'entrée se fait d'abord à l'aide d'un respirateur afin d'effectuer les mesures nécessaires. Ces mesures concernent les pourcentages de gaz explosifs et

toxiques dans l'atmosphère, ainsi que les niveaux d'oxygène. Dès que les limites requises sont respectées, le processus de nettoyage est autorisé et commence. Le personnel entrant est équipé de tout l'équipement de sécurité nécessaire, tel que des uniformes jetables imperméables, des bottes, des gants, des lunettes, des casques, des respirateurs, etc. L'espace intérieur du réservoir est correctement éclairé et des observateurs et des sauveteurs sont postés autour du réservoir pour observer les personnes travaillant à l'intérieur. Le premier problème qui survient généralement est que les boues sont presque à l'état solide, ce qui les rend difficiles à pomper. Pour réduire la viscosité, de l'eau sous haute pression est appliquée à plusieurs reprises avec de l'eau sous pression et des solvants chimiques afin de réduire la tension superficielle des boues. Une fois les boues transformées en liquide pompable, elles sont transportées hors de la cuve à l'aide de camions aspirateurs ou de pompes pneumatiques ou volumétriques actionnées par des moteurs hydrauliques ou électriques certifiés ATmosphères EXplosives (ATEX) qui envoient le liquide vers des points prédéterminés (généralement des bassins de ciment) [45]. Après élimination totale des boues, la cuve doit être nettoyée à nouveau par jet d'eau haute pression et ajout de solvants respectueux de l'environnement [43]. Ce processus se caractérise par la difficulté de déplacer et de positionner fréquemment le tuyau d'aspiration à différents endroits du fond de la cuve. De plus, le temps de séjour à l'intérieur de la cuve est limité car les travaux sont effectués dans un environnement dangereux. Le personnel est remplacé à des intervalles spécifiés par les réglementations internationales et la supervision de l'usine.

6.2 Nettoyage automatisé (mécanique sans intervention humaine)

Ces dernières années, les effets négatifs du nettoyage manuel des réservoirs ont imposé des réglementations plus strictes au secteur concernant le travail en espaces confinés avec des substances dangereuses et la protection de l'environnement.

C'est pourquoi la nécessité d'une méthode de nettoyage plus sûre et plus inoffensive pour les humains, l'environnement et les installations a donné naissance au nettoyage automatique des réservoirs. L'auto nettoyage a commencé à se développer dans le commerce vers le milieu du XXe siècle, avec pour objectif principal d'éliminer l'accès humain au travail en espaces confinés avec une atmosphère nocive [46].

6.2.1 Jereh Integrated Sludge Treatment System

Jereh Group est une entreprise internationale spécialisée dans les solutions intégrées pour l'industrie pétrolière et gazière. Basée en Chine, elle fournit des équipements, des services techniques et des technologies avancées pour l'exploration, la production, le traitement des hydrocarbures et la gestion des déchets pétroliers. Jereh est reconnue pour ses solutions innovantes, notamment dans le domaine du nettoyage des bacs de stockage, du traitement des boues et de la récupération des hydrocarbures. Ce système combine plusieurs technologies clés au sein d'une plateforme opérationnelle unique,

notamment le nettoyage automatique des cuves (ATC) [63] , la récupération d'hydrocarbures des boues (SOR) [64] , le traitement des eaux usées (WWT) [65] et la désorption thermique (TDU) [66] . Grâce à l'intégration de ces modules, Jereh permet une élimination efficace, sûre et non intrusive des boues, tout en optimisant la récupération d'hydrocarbures et en garantissant le respect de l'environnement.

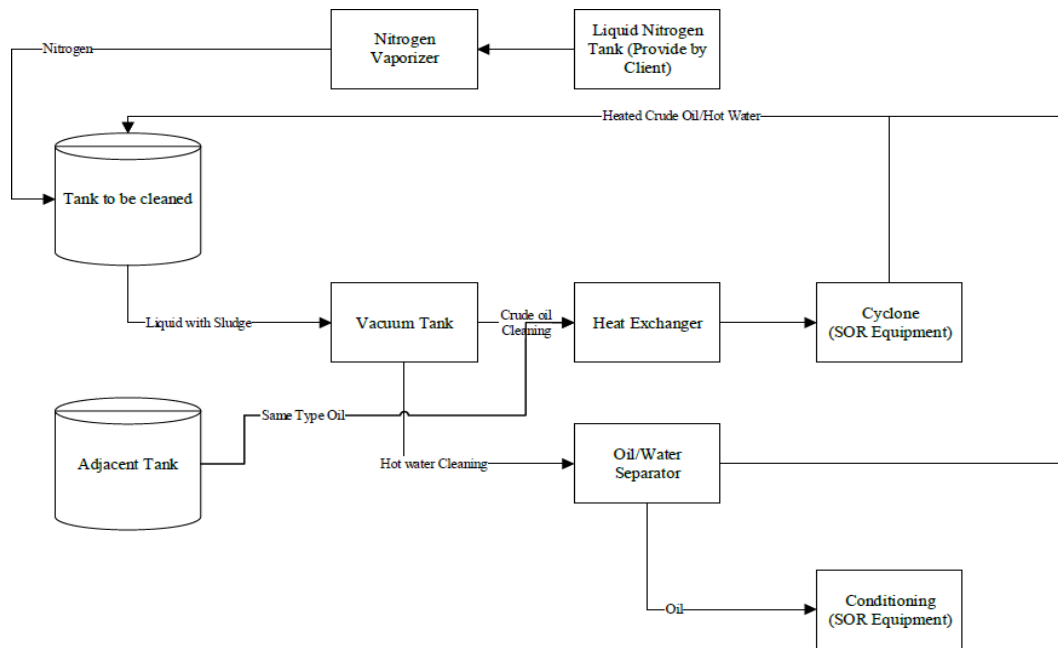


Figure II.5 : schéma de procédé chez jereh

Le processus commence par un nettoyage robotisé sans entrée des cuves par jet haute pression pour décomposer et mobiliser les dépôts de boues. Les boues détachées sont ensuite traitées par le système de récupération d'hydrocarbures, qui sépare les hydrocarbures précieux de l'eau et des solides. L'eau extraite est traitée par une unité interne de traitement des eaux usées afin de respecter les normes de rejet ou de réutilisation, réduisant ainsi l'empreinte environnementale. Enfin, les déchets solides résiduels sont acheminés vers l'unité de désorption thermique, où les températures élevées vaporisent les hydrocarbures restants pour récupération, laissant des solides propres et secs. Ce système tout-en-un est monté sur une remorque ou un châssis, permettant une mobilité et un déploiement complets sur plusieurs sites. Il est particulièrement utile aux exploitants qui exigent des temps d'arrêt minimaux, une récupération d'hydrocarbures efficace et des opérations respectueuses de l'environnement. L'approche intégrée de Jereh réduit considérablement la main-d'œuvre, améliore la sécurité en évitant toute intervention humaine et offre un processus de traitement des boues en circuit fermé conforme aux normes industrielles et environnementales modernes.

6.2.2 Système BLABO d'ORECO

Un tel système est décrit par ORECO A/S, qui a développé un système de nettoyage automatique

portable appelé BLABO [47], conçu pour une méthode de nettoyage sans intervention humaine, capable de récupérer jusqu'à 100 % des hydrocarbures présents dans la composition des boues. Le procédé (Figure II.6) [47] s'effectue en circuit fermé, où les boues au fond du bassin sont d'abord dissoutes, aspirées et séparées.

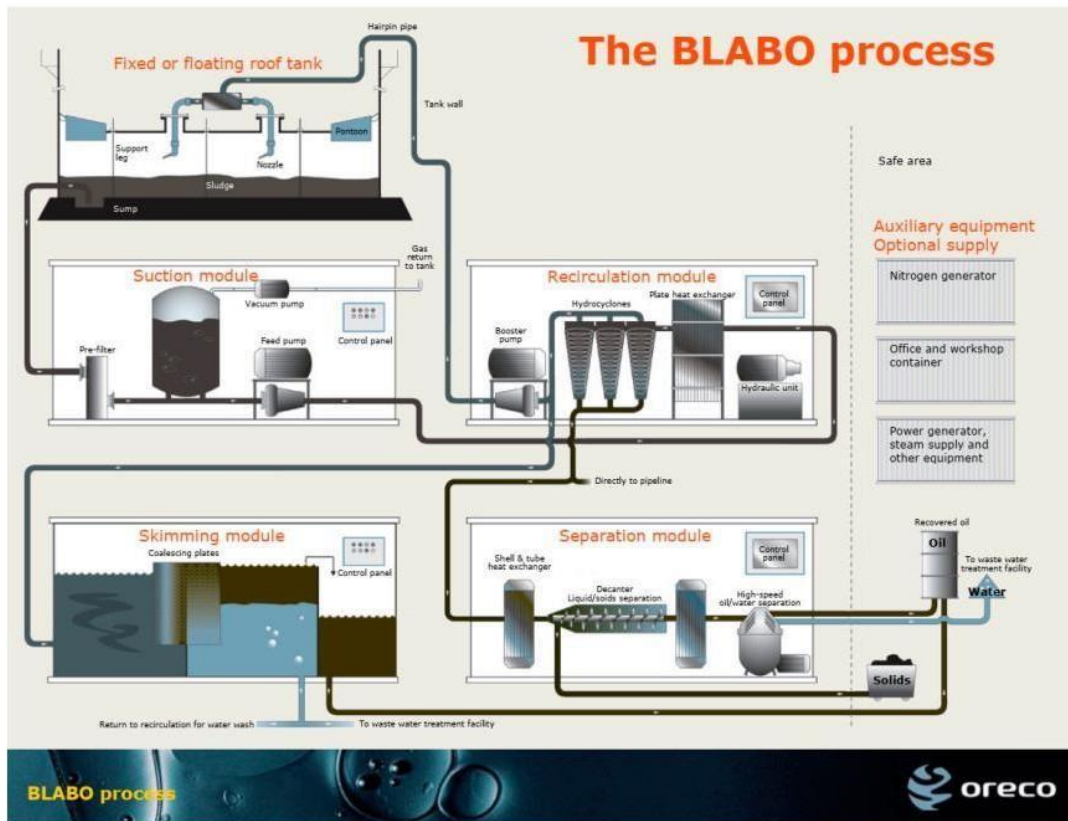


Figure II.6 : procédés de Balbo [47]

Le nettoyage complet du réservoir nécessite un rinçage final à l'eau pour éliminer tout résidu d'huile sur les parois et le fond. L'eau chaude, qui passe par les buses de nettoyage, est utilisée comme agent de nettoyage. Pour un processus plus économique et une consommation réduite, l'eau utilisée est recyclée et séparée de l'huile et des particules solides qui y sont mélangées lors de la purification [48].

Cette séparation a lieu dans le module d'écumage [49], exclusivement utilisé à cette étape.

La séparation est réalisée au moyen de plaques coalescentes [50], qui séparent l'eau des solides et de l'huile en deux étapes. La première étape sépare les solides, et la seconde, l'huile de l'eau. L'eau retourne aux buses de nettoyage pour poursuivre le nettoyage, tandis que l'huile est envoyée au retraitement.

À ce stade, le processus de nettoyage est terminé et les regards peuvent être ouverts pour purger le réservoir. Compte tenu des résultats obtenus au fil du temps et des performances de ce système, le

tableau suivant (Tableau **II.6**) résume une partie des travaux réalisés dans le passé selon les cas clients d'ORECO [51].

Tableau II.6: Études de cas du système BLABO d'ORECO pour le nettoyage de réservoirs de pétrole brut .

Étude de cas	Capacité du réservoir	Hauteur moyenne de boues	Volume total de boues	Durée totale de nettoyage	Taux de récupération
Raffinerie de Fawley (ESSO), Royaume-Uni	18 300 m ³	1,45 m	1 832 m ³	15 jours	97,8 %
Terminal VEBA, Ras Lanuf	80 400 m ³	4,5 m	22 600 m ³	121 jours	98 %
Terminal de Zueitina	79 000 m ³	0,85 m	5 300 m ³	32 jours	94 %

6.2.3 Système COW de Zaopin Technologies

Le système COW de Zaopin (**Figure II.7**) [52] est un système automatique de nettoyage des cuves de pétrole brut très similaire au système BLABO. Le processus de nettoyage comprend les étapes suivantes :

- Insufflation d'azote dans la cuve jusqu'à ce que le taux d'oxygène descende en dessous de 8 %.
- Liquéfaction-désintégration des boues avec de l'huile de recirculation (agent de nettoyage) pulvérisée par des bus de nettoyage.
- Pompage des boues du fond de la cuve.
- Séparation des boues de l'eau et des solides et récupération de l'huile pure qu'elles contiennent.
- Nettoyage final par recirculation d'eau.
- (Facultatif) Utilisation d'un bulldozer de nettoyage spécialisé à entraînement hydraulique, pénétrant par un buse, facile à monter dans la cuve et manipulé par une seule personne pour éliminer les dépôts très lourds non aspirés.

L'ensemble de l'équipement est installé dans quatre conteneurs standard 20 GP de 6 × 2,35 × 2,8 m, facilement transportables par camion et installés à proximité de la cuve. Les modules sont :

- Unité de génération d'azote et salle de contrôle.

- Module de séparation huile/solides.
- Module de séparation huile/eau.
- Module de canalisation.

Une fois tous les équipements ci-dessus raccordés à la cuve, plusieurs canons de nettoyage à fort impact sont installés sur le toit ou sur les regards situés dans la coque de la cuve, sans aucun piquage à froid. Le nombre de canons nécessaires à la fluidisation des boues varie de 1 à 4, selon la taille de la cuve. Ils comprennent un bus de nettoyage rotatif à 180° sur ses axes vertical et horizontal, et une caméra.

Suite à posséder de remplir le réservoir d'azote, généré par l'unité de production d'azote indépendante, et lorsque la concentration en oxygène chute sous les 8 %, les buses de nettoyage, contrôlées depuis la salle de contrôle, commencent à aspirer l'huile chaude du même réservoir ou d'un autre réservoir déjà présent, avec une pression pouvant atteindre 25 bars pour initier le nettoyage de l'huile (débouchage).

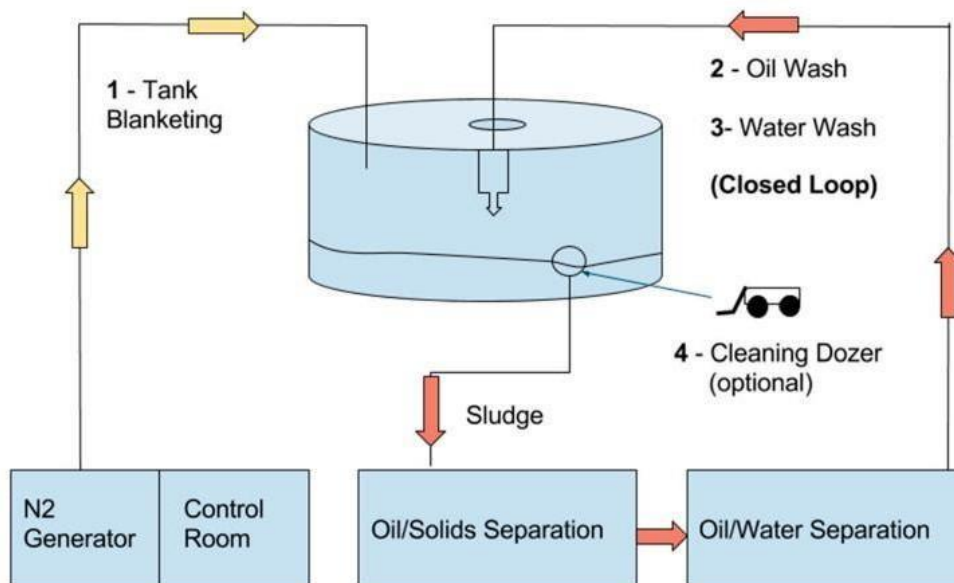


Figure II.7 : system de Zaopin COW [52]

Le système Zaopin traite les boues en les pompant à travers plusieurs étapes de séparation afin d'extraire l'huile, l'eau et les résidus solides. L'huile récupérée est stockée pour être vendue, tandis que l'eau, purifiée via une centrifugeuse à disques, est suffisamment propre pour être envoyée directement à la station d'épuration. Les résidus solides, quant à eux, sont séparés par un décanteur et peuvent être incinérés ou mis en décharge spécialisée. Le système peut nettoyer jusqu'à 150 000 m³, avec une consommation électrique comprise entre 135 et 180 kWh. Des projets récents montrent une efficacité notable en termes de temps de nettoyage [Tableau II.7](#)

Tableau II.7: Zaopin technologies COW system [52]

Client	Capacité du réservoir	Nombre de réservoirs	Hauteur moyenne de boues	Volume total de boues	Durée totale de nettoyage ¹
Sinopec Shanghai	150 000 m ³	8	5 m	320 000 m ³	60–65 jours
Formosa Plastic Group	10 000 m ³	4	0,5 m	1 400 m ³	15 jours
Sinopec Zhejiang Oilfield	2 000 m ³	4	3 m	1 600 m ³	8 jours
Sinopec Wenzhou	50 000 m ³	2	0,5 m	3 000 m ³	16 jours

6.2.4 système MEGAMACS de KMT

Le système MEGAMACS de KMT [53] est une unité mobile et autonome en énergie, composée de deux conteneurs transportables par camion. Il est conçu pour le nettoyage de réservoirs, fosses, barges, plans d'eau ou tout autre site contenant des hydrocarbures ou matériaux contaminés. Il sépare les boues en huile, eau et solides, avec l'huile récupérée retournée au propriétaire pour valorisation. L'équipement, compact (70 m²), peut être installé jusqu'à 150 m du réservoir sans besoin de grue, s'adapte aux terrains irréguliers grâce à un système hydraulique, et nécessite seulement cinq opérateurs et quatre heures d'installation.

Le système comprend un échangeur de chaleur, un séparateur vibrant, des pompes (lavage, boue, eau), un extracteur de boues, une centrifugeuse triphasée, un canon robotisé haute pression, et plusieurs réservoirs. Le processus commence par le chauffage de 30 m³ d'eau à 85 °C, qui est ensuite recyclée pour le lavage. En fonction du niveau de boue dans le réservoir, le canon robotisé [55] est installé soit par la buse du trou d'homme, soit sur le toit du réservoir. Si le niveau de boue est trop élevé, une ouverture partielle est effectuée pour permettre l'installation sécurisée du système.

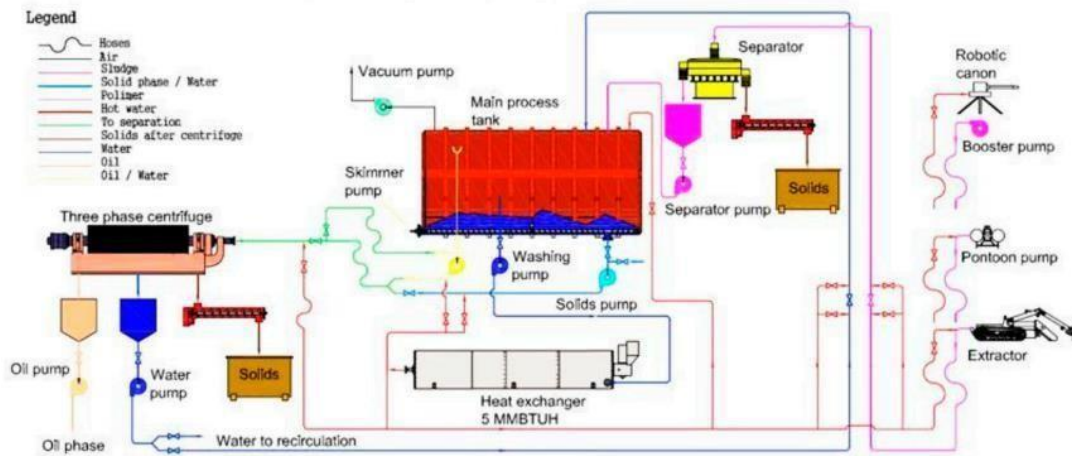


Figure II.8: Shema du la procedes MEGAMACS de KMT [56]

Selon MEGAMACS, les boues récupérées peuvent être soit vendues directement, soit envoyées vers une centrifugeuse triphasée [56] via des pompes hydrauliques à cavité progressive. La séparation produit de l'huile de haute qualité (jusqu'à 95 %), de l'eau réutilisable et des solides à traiter ou éliminer.

Pour les grands réservoirs, un extracteur de boues remplace le canon robotisé. Facilement démontable, il est hydraulique, piloté par un seul opérateur, et permet de liquéfier et pomper les boues efficacement. Les performances sont présentées dans le (tableau 8)

Tableau II.8: Performance du système de nettoyage de réservoir MEGAMACS

Équipement	Performance d'élimination des boues	Performance de recyclage des boues (huile-eau-solides)
Canon robotisé de nettoyage + pompe de surpression	7 m ³ /h	15 m ³ /h
Extracteur de boues	15 m ³ /h	—

6.3 Nettoyage robotisé

Le nettoyage robotisé est une nouvelle technologie utilisée dans l'industrie pétrolière ces dernières années pour nettoyer les navires, les citernes, les fosses et autres réservoirs. Ce n'est pas le choix le plus courant, car elle en est encore à ses débuts et ses nombreux avantages n'ont pas encore été reconnus dans le monde entier pour gagner la confiance des propriétaires de réservoirs. Néanmoins, le potentiel de développement est important. Le procédé est né d'un besoin commun d'éviter un travail manuel intensif dans des espaces confinés, avec une atmosphère nocive et de nombreux risques. Cette méthode remplace le travail humain par une méthode de nettoyage autonome qui ne nécessite pas de nettoyage.

Le système de nettoyage robotisé des réservoirs permet d'éliminer les boues sans avoir besoin de personnel dans des espaces confinés. Commandé à distance, le système comprend un véhicule qui pénètre par le trou d'homme du réservoir et se déplace le long du fond pour briser et extraire les boues. Tous les composants sont antidéflagrants et à entraînement hydraulique, l'énergie étant générée à l'extérieur du réservoir et acheminée par des tuyaux à haute pression.

Le système est portable, facile à assembler/désassembler et comprend des composants internes et externes.

À l'intérieur du réservoir un véhicule télécommandé équipé de jets d'eau, de caméras et de capteurs [57].

À l'extérieur : des pompes centrifuges et à vide, des unités hydrauliques, des systèmes de séparation des boues (en option) et la station de commande à distance. Les boues sont ensuite séparées en huile, eau et solides en vue d'un traitement ultérieur.

système MARTin Oil Tech développé par MIRRICO

Le système MARTin Oil Tech est une solution robotisée entièrement automatisée pour le nettoyage des réservoirs de pétrole. Contrairement à des systèmes comme MEGAMACS, il ne nécessite aucune intervention humaine dans les espaces confinés. Son élément central est un robot autonome, appelé *robot pilleur*, équipé de caméras de surveillance, d'un éclairage, d'un dispositif de décharge, et d'un système d'injection de détergent le tout contrôlé à distance depuis une salle de commande spécialement conçue.

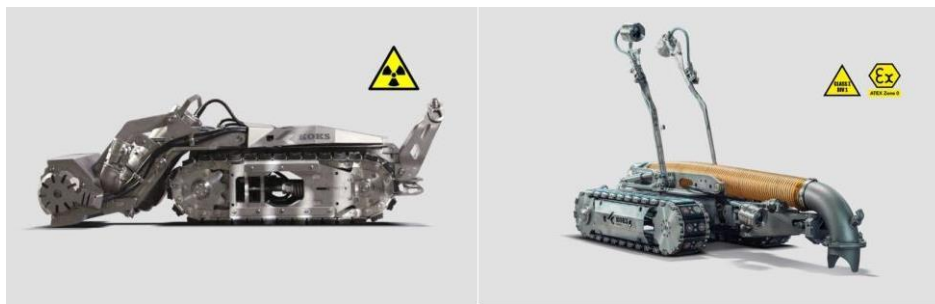


Figure II.9 : robot model 1 et 2

Le système se compose de quatre blocs principaux :

- Un bloc pour l'extraction des sédiments et le lavage des surfaces internes du réservoir.
- Un bloc pour le nettoyage des sédiments et la séparation des phases (huile, eau, solides).
- Un bloc pour le stockage et le transport des équipements auxiliaires.
- Un bloc en cours de développement pour le traitement des déchets huileux et des eaux usées.



Figure II.10 : système MARTin [59]

Ces blocs, montés sur remorque, sont de taille et de poids identiques et peuvent être facilement transportés jusqu'à 150 mètres du réservoir. Le robot excavateur peut extraire au moins 10 m³ de boues par heure, avec une capacité maximale allant jusqu'à 90 m³/h, tout en garantissant une séparation de haute qualité. Le système peut traiter jusqu'à 40 tonnes de boues par heure, soit environ 40 m³/h pour une densité moyenne de 1000 kg/m³.

Le dispositif est alimenté par un générateur diesel autonome, mais peut également fonctionner à l'électricité.

Son installation est rapide et efficace 5 personnes suffisent, sans besoin de grue ni de terrain parfaitement nivelé, et le montage prend seulement 4 à 6 heures.

Conçu pour fonctionner dans des conditions climatiques extrêmes, le système est pleinement opérationnel entre -30 °C et +45 °C, et peut être utilisé pour le nettoyage de réservoirs allant de 500 à 100 000 m³.

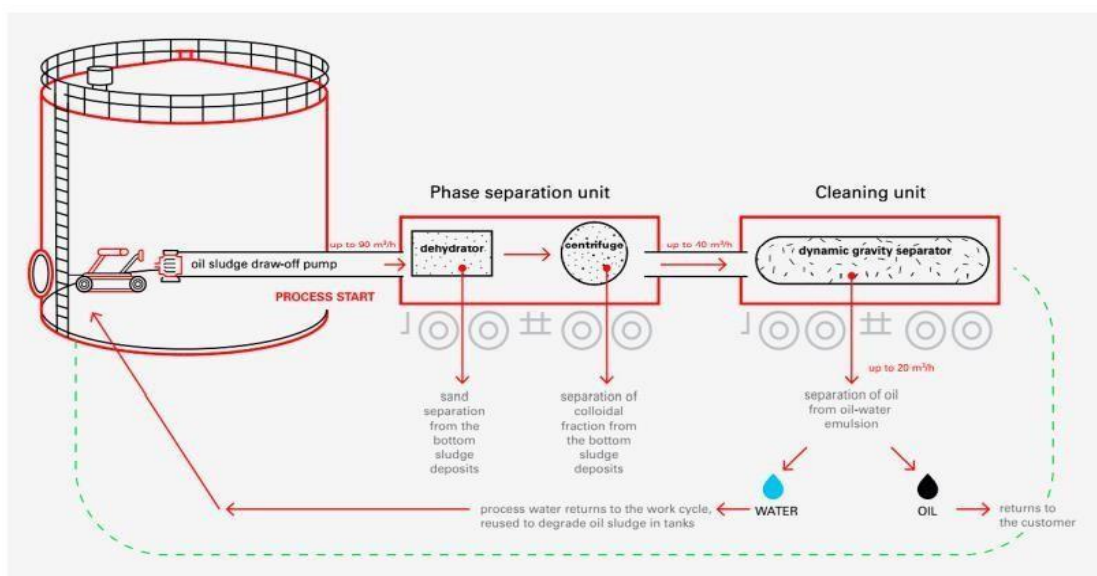


Figure II.11 : schéma du processus système MARTin [59]

6.4 méthodes chimique

Le stockage de pétrole brut et de ses dérivés dans de grands réservoirs industriels s'accompagne inévitablement de la formation de dépôts complexes au fond des cuves, principalement constitués de boues huileuses, de sédiments solides, de paraffines et surtout d'asphaltènes. Ces derniers, hautement instables et peu solubles, sont responsables de la précipitation de résidus lourds qui réduisent la capacité des réservoirs, compliquent les opérations de pompage et augmentent les risques environnementaux.

Parmi les diverses technologies développées pour le nettoyage de ces réservoirs, le recours aux solvants chimiques s'est imposé comme une solution efficace et ciblée pour le traitement des précipités d'asphaltènes. Cette approche repose sur l'injection contrôlée de solvants spécifiques (comme le toluène, le xylène ou des formulations industrielles avancées telles que AsphClean™[67], AsphX®-9 [68], ou FlowSpar™[69],) directement dans le réservoir. Chauffés et souvent recirculés, ces solvants permettent de dissoudre les dépôts bitumineux et de désintégrer les agrégats d'asphaltènes formés sous l'effet de changements de pression, de température ou de mélange avec des fluides incompatibles.

Après une période de contact adaptée, le mélange fluide est pompé vers des unités de séparation où l'huile récupérable est extraite, les solvants sont en partie recyclés, et les solides dirigés vers un traitement ou une élimination sécurisée. Ce procédé, automatisé et sans entrée humaine, offre non seulement un nettoyage en profondeur, mais également une valorisation énergétique de l'huile contenue dans les boues, réduisant ainsi les pertes économiques et les impacts environnementaux.

Cette étude se propose d'analyser les solutions industrielles existantes mécaniques que chimiques en mettant un accent particulier sur les systèmes intégrés modernes, ainsi que sur l'efficacité comparative des traitements chimiques pour la remise en suspension ou la dissolution des asphaltènes dans les réservoirs de pétrole brut.

6.4.1 Toluène

Le toluène est l'un des solvants aromatiques les plus puissants utilisés pour dissoudre les dépôts d'asphaltènes. Grâce à sa structure non polaire, il casse facilement les liaisons polaires qui maintiennent les molécules d'asphaltènes entre elles. Dans des conditions optimales, il peut dissoudre jusqu'à 85 à 90 % des asphaltènes présents. Très efficace, il est toutefois toxique et inflammable, ce qui demande une manipulation précautionneuse sur site [70].

6.4.2 Xylène

Proche du toluène, le xylène est un autre solvant aromatique couramment utilisé. Moins volatil, il est parfois préféré dans des environnements de travail plus sensibles. Il reste très performant avec un taux de dissolution pouvant atteindre 78 à 82 %. Il est souvent utilisé en traitement par

circulation ou en rinçage de cuves [70].

6.4.3 Mélanges Aromatiques-Aliphatiques

Ces mélanges combinent la puissance des solvants aromatiques (comme le toluène) à des hydrocarbures aliphatiques pour équilibrer performance et coût. Selon la formulation, ces mélanges peuvent dissoudre entre 70 et 90 % des asphaltènes. Ils sont très utilisés dans les opérations sur le terrain où l'usage de solvants purs est trop risqué ou coûteux [70].

6.4.4 Systèmes à liquides ioniques et tensioactifs

Les liquides ioniques et les systèmes à base de tensioactifs représentent une nouvelle génération de solvants. Ils sont conçus sur mesure pour cibler spécifiquement les asphaltènes, tout en limitant l'impact environnemental. En laboratoire, certains ont montré une capacité de dissolution allant jusqu'à 92 %. Toutefois, leur coût reste un frein à leur utilisation à grande échelle.

6.4.5 D-Limonène

Issu naturellement des écorces d'agrumes, le D-limonène est un solvant biodégradable apprécié dans les zones sensibles à l'environnement. Moins agressif que les solvants aromatiques, il peut dissoudre environ 65 % des asphaltènes, surtout lorsqu'il est utilisé à chaud ou avec des additifs. Son faible impact écologique en fait un choix privilégié pour certaines applications réglementées.

6.4.6 AsphClean™ Dual-Action (Schlumberger)

Développé par Schlumberger, AsphClean™ combine un solvant et un dispersant pour dissoudre les bouchons d'asphaltènes et prévenir leur réaggrégation. Il est particulièrement efficace dans les environnements complexes comme les puits profonds. Selon les données de terrain, il permet de réduire jusqu'à 85 % des dépôts d'asphaltènes [67].

6.4.7 AsphX®-9 (Baker Hughes)

Basé sur une résine de phénol-formaldéhyde alkylée, l'AsphX®-9 agit en modifiant la polarité du pétrole brut pour empêcher les asphaltènes de se regrouper. Ce traitement a démontré une efficacité supérieure à 90 % dans plusieurs essais industriels. Il est utilisé à la fois pour stabiliser le brut lors du mélange et pendant le transport [68].

6.4.8 FlowSpar™ (Halliburton)

FlowSpar™ est un copolymère polyamine-oléfine conçu pour maintenir les asphaltènes en suspension et éviter leur précipitation. Très utile dans les systèmes dynamiques (comme les oléoducs), il peut réduire les dépôts d'asphaltènes jusqu'à 75 %, selon les rapports de Halliburton. Il est utilisé aussi bien en prévention qu'en curative [69].

CONCLUSION

Ce chapitre a permis d'explorer en profondeur les différentes approches utilisées pour le nettoyage des réservoirs de pétrole et le traitement des résidus riches en asphaltènes. En commençant par une compréhension du rôle crucial des réservoirs industriels dans le stockage du brut, nous avons mis en lumière la complexité des boues pétrolières et des dépôts d'asphaltènes qui s'accumulent avec le temps au fond des cuves. Ces résidus, composés de fractions lourdes, de métaux et de composés insolubles, nécessitent des méthodes spécifiques de traitement pour en extraire les fractions valorisables et limiter leur impact environnemental.

Les différentes techniques de nettoyage manuel, mécanique automatisé, robotisé et chimique présentent chacune des avantages et des limites selon les conditions opérationnelles, la sécurité requise et les objectifs de récupération d'hydrocarbures. Le nettoyage manuel, bien que simple, est risqué et coûteux en main-d'œuvre. Les méthodes mécanisées et robotisées, quant à elles, offrent des solutions plus sécurisées et efficaces, particulièrement pour les réservoirs de grande capacité. Enfin, les procédés chimiques apportent une réponse ciblée contre les dépôts d'asphaltènes, en mobilisant des solvants ou dispersants capables de désagréger ces structures complexes.

Dans l'ensemble, le choix de la méthode de traitement dépend de plusieurs facteurs, dont la nature du brut, le niveau d'encrassement, la configuration du réservoir et les contraintes environnementales. Une approche intégrée, combinant technologies mécaniques et solutions chimiques, semble aujourd'hui la voie la plus efficace pour une gestion durable des boues pétrolières riches en asphaltènes.

Chapitre III : Vérification des Unités et Traitement Thermique On-line des Dépôts d'Asphaltènes – Technologie de Jereh/ENSP

Introduction

Les boues de fond de bac, riches en asphaltènes et autres fractions lourdes, représentent un enjeu majeur pour les exploitants pétroliers. Leur accumulation dans les bacs de stockage entraîne des pertes économiques, des contraintes opérationnelles, ainsi que des risques environnementaux et humains. L'objectif de ce chapitre est de présenter les solutions technologiques mises en œuvre à l'entreprise nationale services des puits (ENSP) dans le cadre du traitement de ces boues, à travers une étude de cas réelle portant sur le bac OD7 du site de Houd el Hamra (Sonatrach).

L'approche retenue repose sur un système modulaire intégré, combinant nettoyage mécanisé, traitement des effluents et désorption thermique. Chacun de ces modules (ATC, SOR, WWT, TDU) joue un rôle complémentaire dans la gestion efficace et durable des déchets pétrolier.

1 Classification des boues traitées à l'ENSP

Les boues traitées à l'ENSP proviennent principalement des bacs de stockage du sud algérien. Elles sont classées selon leur teneur en liquide :

- **Boues très sèches** (<30 % de liquides) : composées majoritairement de solides, elles nécessitent une forte énergie thermique.
- **Boues semi-liquides** (30–60 %) : pâteuses et riches en hydrocarbures piégés, elles sont adaptées aux traitements mixtes.
- **Boues fluides** (>60 %) : facilement pompables, elles sont plus simples à séparer.

Deux types dominent les chantiers sahariens :

- **La bourbe** (mélange eau-huile-solides)
- **Les dépôts massifs** (asphaltènes précipités + oxydes métalliques) [4],

2 Types d'Asphaltènes pris en charge

Les unités mobiles de l'ENSP traitent principalement :

- Les boues de fond de bac de stockage
- Les mélanges huile-asphaltène-eau
- Les asphaltènes accumulés dans les conduites ou échangeurs
- Les fractions lourdes issues des essais de récupération assistée [4],

3 Nettoyage Mécanisé et Traitement On-line

Le traitement dit on-line consiste à intervenir sur les bacs de stockage sans interruption du processus de production. Cette méthode permet :

- Le nettoyage continu à travers l'injection de brut chaud et l'eau chaud
- La mobilisation des boues à l'aide de jets rotatifs
- La récupération en temps réel des hydrocarbures liquéfiés

Cette approche réduit les temps d'arrêt, diminue les coûts opérationnels et limite l'exposition du personnel aux matières dangereuses.



Figure III.1: Traitement ON-LINE (Bac de stockage OD7 Houde El Hamra SH)



Figure III.2: matricule de bac OD7

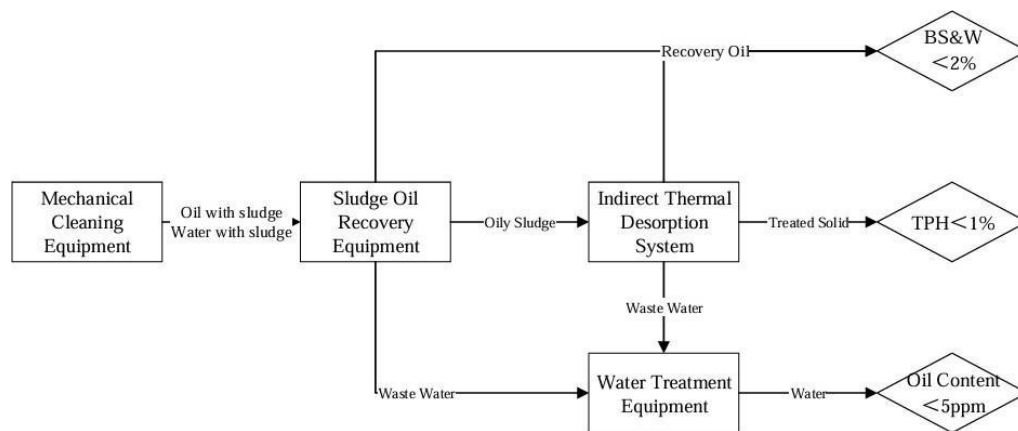


Figure III.3 : schema de la procedes de jereh

Jereh est une entreprise internationale spécialisée dans les équipements et services pour l'industrie pétrolière et gazière, reconnue pour ses solutions innovantes en traitement des boues, nettoyage des bacs et récupération des hydrocarbures Basée en Chine. La société Jereh propose une solution automatisée et mobile (sur skid) pour le nettoyage des bacs de stockage de pétrole brut et le traitement des déchets huileux associés. Cette solution comprend quatre modules principaux :

1. Équipement de nettoyage mécanisé

Ce système permet le nettoyage automatique de l'intérieur des bacs. Il dissout et élimine les boues huileuses sans laisser de résidus (eaux usées, huile ou boues). Le bac nettoyé est conforme aux normes de sécurité incendie.

2. Équipement de récupération d'huile des boues

Cet équipement traite les boues extraites, en séparant et récupérant efficacement l'huile. L'huile récupérée présente une teneur en BS&W (sédiments et eau) inférieure à 2 %.

3. Équipement de traitement des eaux

Il traite l'eau issue de la séparation huile/boue, avec une réduction de la teneur en huile à moins de 5 ppm, ce qui la rend apte au rejet ou à la réutilisation.

4. Système de désorption thermique indirecte

Ce module traite les résidus solides issus de la récupération d'huile, ainsi que les déchets huileux générés lors de l'exploitation pétrolière. Après traitement, la teneur en hydrocarbures (TPH) est inférieure à 1 %.

Ce procédé intégré permet une récupération maximale d'hydrocarbures, une réduction des impacts environnementaux, et une conformité stricte aux normes de sécurité et d'exploitation.

3.1 La salle de contrôle

Introduction

Espace technique sécurisé, généralement conçu en structure antidéflagrante à pression positive, servant de terminal de supervision pour les systèmes de traitement industriels tels que les unités de désorption thermique. Elle constitue le centre névralgique de commande, de surveillance et de communication de l'ensemble du processus.

La salle de contrôle centrale (ou central control skid) est composée de plusieurs sous-systèmes : un système de commande à distance, un système d'acquisition de données, un système de surveillance, un réseau de communication, ainsi qu'un tableau de distribution électrique. L'ensemble est intégré dans un conteneur modulaire facile à transporter et à déployer sur site.



Figure III.4 : la salle de contrôle [63]

Cette salle inclut également des équipements de vie tels que des tables, des chaises, des canapés, un système de climatisation et de chauffage, garantissant un environnement de travail confortable pour les opérateurs. Elle permet une commande en temps réel grâce à une interface homme-machine multilingue (anglais/chinois), l'affichage des courbes et données d'exploitation en temps réel, la personnalisation de l'affichage des données, ainsi qu'un accès à l'historique des mesures.

La conception structurelle respecte les normes industrielles en vigueur, avec des portes coupe-feu certifiées A-60, une excellente étanchéité, et une protection contre la pluie, le vent et les vibrations. La salle est également dotée de systèmes de ventilation et de climatisation renforcés pour garantir des conditions de travail optimales.

Tableau III.1 : Spécifications de l'équipement

N°	Élément	Paramètres Techniques
1	Puissance fournie	200 Kw
	Spécification de la puissance	AC 380V / 50Hz / 3P+N+PE

Tableau III.2 : Liste de la puissance installée

Équipement	Tension	Puissance Moteur (kW)	Puissance de Contrôle	Alimentation Instrument/PLC
Équipement d'alimentation	380VAC	-	220VAC	24VDC
Équipement de désorption Thermique	380VAC	15	220VAC	24VDC
Équipement de déchargement	380VAC	25	220VAC	24VDC
Équipement de condensation	380VAC	10	220VAC	24VDC
Équipement de traitement non-Condensable	380VAC	0	220VAC	24VDC
Équipement de séparation/sédimentation	380VAC	10	220VAC	24VDC
Équipement d'échange Thermique	380VAC	30	220VAC	24VDC
Équipement de dissipation Thermique	380VAC	20	220VAC	24VDC
Équipement de contrôle Central	380VAC	15	220VAC	24VDC
Total Puissance Installée	—	135 kW	—	24VDC / 10 Kw

3.1.1 Système de simulation

La simulation des équipements Jereh constitue une étape essentielle pour l'analyse, la validation et l'optimisation des performances des systèmes de traitement, notamment dans le cadre du traitement thermique des boues pétrolières et des asphaltènes. Grâce à des modèles numériques ou des plateformes de contrôle virtuel, il est possible de reproduire le fonctionnement des unités réelles (désorption thermique, séparation, condensation, contrôle centralisé, etc.) dans un environnement simulé.

Cette approche permet d'évaluer l'efficacité opérationnelle, la consommation énergétique, les conditions de sécurité, ainsi que l'interaction entre les différents sous-systèmes (électriques,

thermiques, hydrauliques). Elle facilite également la formation des opérateurs, la planification des interventions et la détection préventive des anomalies, tout en réduisant les coûts liés aux essais physiques sur site.

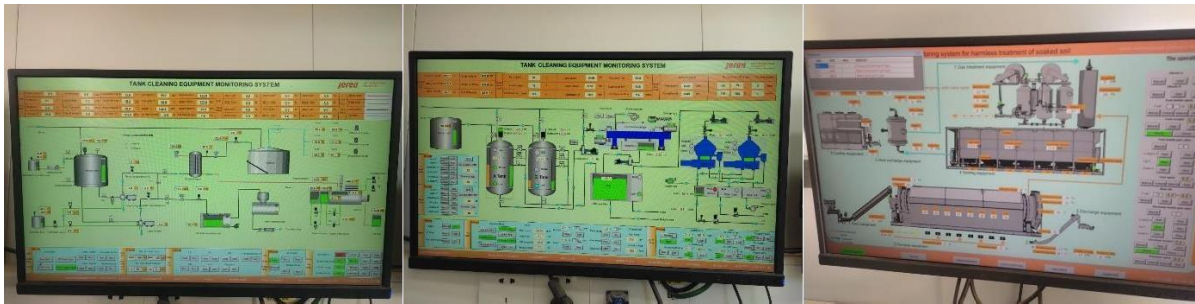


Figure III.5: schéma de la procédés de nettoyage chez jareh [63],

3.1.2 Détecteurs de gaz

La salle de contrôle est équipée d'un système complet de détection de gaz intégré au système de supervision central, assurant la sécurité des opérateurs et des installations. Ce système surveille en temps réel plusieurs types de gaz critiques. Les détecteurs d'oxygène contrôlent la teneur en O_2 pour prévenir les risques d'asphyxie ou de combustion en cas de déséquilibre. Les détecteurs d'azote, bien que le gaz soit inerte, permettent d'identifier toute fuite pouvant entraîner une désoxygénation de l'air ambiant. Des capteurs spécifiques détectent également la présence de gaz toxiques comme le H_2S , le CO ou le NH_3 , dangereux même à faibles concentrations. En complément, des détecteurs de gaz inflammables (méthane, hydrocarbures volatils, vapeurs de solvants) assurent la prévention des risques d'explosion ou d'incendie. En cas d'anomalie, le système déclenche automatiquement des alarmes visuelles et sonores, active la ventilation ou d'autres dispositifs de sécurité, et enregistre les données pour le suivi et l'analyse post-événement.

3.2 Module de Nettoyage Mécanisé « ATC »

Le module de nettoyage mécanisé, désigné par l'acronyme « ATC » (Automatic Tank Cleaning) [63], est un système développé pour automatiser le nettoyage intérieur des bacs de stockage de pétrole brut. Contrairement aux méthodes traditionnelles manuelles, souvent longues, coûteuses et risquées pour la santé, l'ATC permet un nettoyage rapide, sécurisé et sans exposition directe des opérateurs au produit.

Ce système utilise des jets rotatifs haute pression capables de projeter soit du pétrole brut chaud, soit de l'eau chaude sous pression, afin de dissoudre et décoller les dépôts de boues et d'asphaltènes accumulés au fond et sur les parois du bac. L'aspiration simultanée des résidus liquides permet d'éviter la formation de nouvelles boues et facilite le transfert vers l'unité de traitement en aval.

Le processus est entièrement contrôlé à distance à partir d'un panneau de commande, réduisant ainsi

les interventions humaines en zone dangereuse. De plus, l'ATC est adaptable aux différents volumes de bacs et aux conditions spécifiques rencontrées sur les sites pétroliers du Sud algérien, notamment à Houd El Hamra.

En intégrant ce module dans une chaîne fermée de traitement, l'ENSP améliore significativement la sécurité, l'efficacité et la traçabilité du nettoyage des bacs, tout en minimisant les impacts environnementaux liés aux opérations de dégazage ou de rejet d'effluents.

3.2.1 Nettoyage par huile chaude

Le nettoyage par huile de même type est une méthode utilisée pour dégraisser et éliminer les boues à l'intérieur des réservoirs de pétrole brut. Après la vidange du brut et l'injection de gaz inertes (principalement de l'azote), la concentration en oxygène est mesurée à six points du réservoir. Lorsque celle-ci descend en dessous de 8 %, les jets de lavage sont activés pour pulvériser de l'huile brute (même type que celle stockée) à haute pression sur les parois internes du réservoir. Ce processus est généralement répété sur 3 à 5 cycles, avec récupération de l'huile contaminée après chaque cycle. L'huile contenant des boues est ensuite chauffée via un échangeur thermique, puis séparée par un cyclone intégré à l'unité SOR (Sludge Oil Recovery). L'huile recyclée retourne dans le circuit de nettoyage, tandis que les boues sont envoyées au traitement final par le système SOR. Le cycle se poursuit jusqu'à ce qu'aucune boue significative ne soit détectée dans le réservoir.

En général, la quantité maximale d'huile de même type utilisée pour le nettoyage d'un réservoir est équivalente au volume des boues présentes au fond du réservoir. Cette huile est utilisée en plusieurs lots successifs.

Par exemple, pour un réservoir de 50 000 m³ contenant une couche de boues de 0,6 m d'épaisseur et un diamètre de 64 m, le volume total des boues est d'environ 1 930 m³. Ainsi, la quantité maximale d'huile brute de même type nécessaire pour le nettoyage est également de 1 930 m³. Pendant l'opération, le niveau d'huile dans le réservoir doit être maintenu à une hauteur de 0,1 m pour chaque lot de nettoyage, ce qui correspond à environ 320 m³ par cycle. Habituellement, cinq cycles sont nécessaires, ce qui représente un total d'environ 1 600 m³ d'huile brute utilisée pour le nettoyage d'un réservoir de 50 000 m³ contenant 0,6 m de boues au fond.

3.2.2 Nettoyage par l'eau chaude

Le nettoyage à l'eau chaude permet d'éliminer les solides résiduels tout en récupérant l'huile encore présente dans le réservoir. De l'eau douce est d'abord chauffée par vapeur, puis injectée dans le réservoir à l'aide de jets de lavage. Le mélange huile/eau généré est ensuite pompé vers un séparateur huile/eau, un séparateur biphasique standard. L'huile récupérée est dirigée vers un bassin collecteur, puis traitée par un séparateur centrifuge.

L'eau chauffée est recyclée à travers les jets de lavage pour un nettoyage circulaire interne du réservoir. Une fois le processus de nettoyage terminé, les matières fluides restantes dans le réservoir

passent à nouveau par le séparateur huile/eau. L'huile traitée par le séparateur centrifuge est transférée vers un réservoir adjacent, tandis que les eaux usées sont dirigées vers un bassin de traitement. Les déchets huileux extraits par l'unité centrifuge sont, quant à eux, acheminés vers une station de traitement et pris en charge par l'unité TDU (Thermal Desorption Unit) pour un traitement final.

Les jets de lavage sont actionnés par un moteur pneumatique, avec une rotation automatique couvrant un angle vertical de 0 à 140° et horizontal de 0 à 360°, assurant un nettoyage intégral du fond, des parois et du toit du réservoir. Pour un réservoir de 50 000 m³, on utilise généralement 18 têtes de lavage, stratégiquement réparties. Pendant toute l'opération, l'injection continue d'azote et la surveillance en temps réel des gaz inflammables et du taux d'oxygène garantissent un environnement sécurisé, en maintenant l'atmosphère en dessous du seuil d'explosivité.

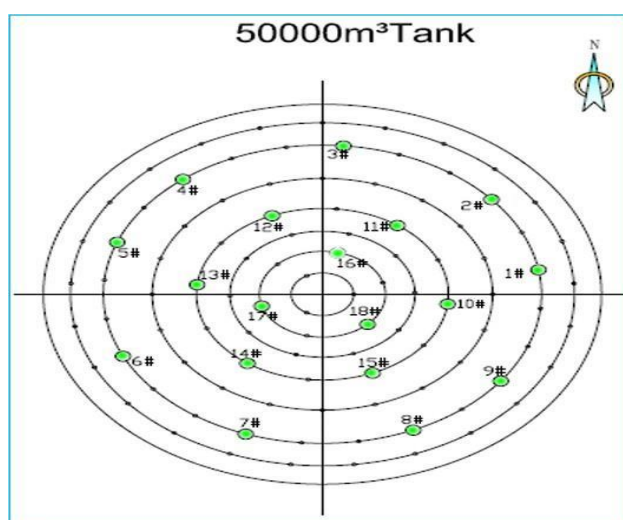


Figure III.6 : Disposition du laveur à jet [63]

3.2.3 Injection d'Azote

Fonction principale

Le vaporiseur d'azote a pour rôle de transformer l'azote liquide (fourni par le client) en azote gazeux. Ce gaz est ensuite injecté dans les réservoirs lors des opérations de nettoyage mécanisé, afin de remplacer l'air ambiant et de maintenir la teneur en oxygène en dessous de 8%, garantissant ainsi la sécurité des interventions dans les milieux confinés et inflammables.

Ce procédé [63] est essentiel pour prévenir les risques d'explosion ou d'inflammation liés à la présence de vapeurs d'hydrocarbures et d'oxygène dans les bacs de stockage.



Figure III.7 : unité de nitrogène [63]

Tableau III.3: Spécifications techniques d'unité de nitrogen

Élément	Description technique
Capacité de gazification	1000 Nm ³ /h (normo-mètres cubes par heure)
Dimensions (mm)	2300 × 2300 × 4400
Poids	≤ 5 tonnes
Structure principale	Corps du vaporiseur avec serpentin d'échange thermique, châssis métallique, vannes de sécurité, instrumentation de contrôle.

3.2.4 Chaudière

L'unité de chaudière est un composant essentiel dans le processus de nettoyage mécanisé des réservoirs pétroliers, car elle fournit la chaleur nécessaire pour fluidifier les boues visqueuses et favoriser leur traitement. Son principe repose sur la production d'eau chaude ou de vapeur à haute température [63], généralement entre 80 °C et 120 °C, à partir d'un combustible (diesel, gaz ou fuel). Cette chaleur est ensuite transférée à un fluide de nettoyage – souvent de l'huile récupérée ou de l'eau – qui sera injecté dans le réservoir par des canons de lavage à haute pression. Le rôle de cette étape est de liquéfier les dépôts d'asphaltènes et autres hydrocarbures solides, ce qui facilite leur désagrégation et leur mise en suspension. Une fois les dépôts ramollis, le fluide chaud permet de les diriger vers des pompes d'aspiration, puis vers des unités de séparation (comme le SOR ou le WWT), où l'huile est récupérée, l'eau traitée et les solides extraits. En plus d'améliorer l'efficacité du nettoyage, la chaudière optimise également le fonctionnement des équipements en aval, en réduisant la viscosité des flux et en favorisant la séparation des phases. Ce processus thermique intégré permet un nettoyage en profondeur, sans intervention humaine dans le réservoir, tout en garantissant un rendement énergétique maîtrisé.



Figure III.8: Unité de chauffage

3.2.5 Pomp de circulation :

L'unité de nettoyage mécanique de Jereh [63] est un système écologique avancé destiné au nettoyage des réservoirs de pétrole. Son principe repose sur un circuit fermé : une pompe à vide crée une dépression dans un réservoir, aspirant les résidus d'huile du réservoir à nettoyer, tandis qu'une huile identique chauffée est projetée par une machine de lavage pour dissoudre ces résidus. Le mélange passe par un filtre puis revient dans le réservoir à vide, en boucle jusqu'au nettoyage complet. Ensuite, un rinçage à l'eau chaude nettoie les parois internes. L'équipement fonctionne entre $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ et $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$, à une humidité relative $\leq 85\%$, doit être installé sur sol sec, ventilé et stable (inclinaison $\leq 5^{\circ}$).



Figure III.9: pompe de circulation

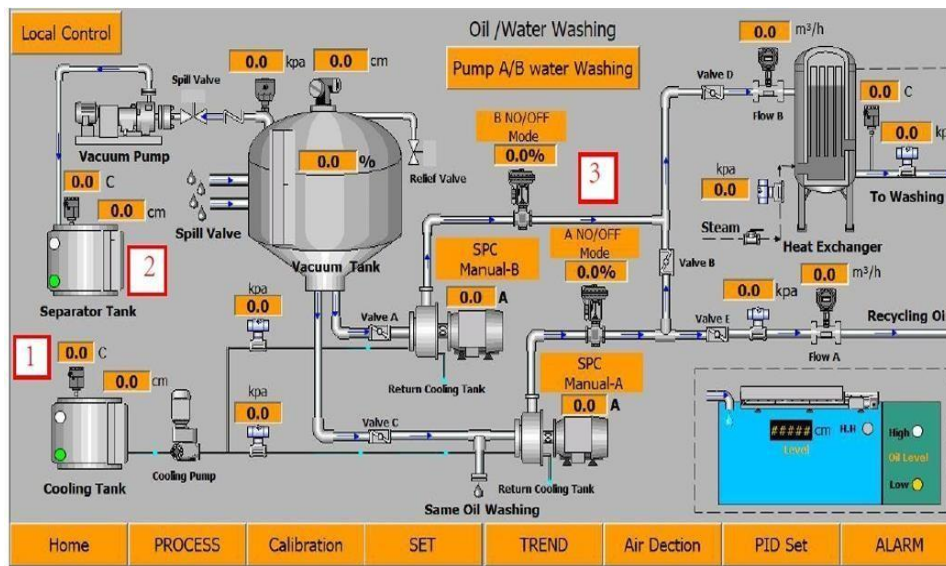


Figure III.10 : shema de pompe circulation [63]

Tableau III.4 : les parametre de l'unité de circulation [63]

Paramètre	Valeur
Longueur	6600 mm
Largeur	2438 mm
Hauteur	2591 mm
Poids	11 000 kg
Puissance installée	160 kW
Débit de la pompe de nettoyage	180 m³/h
Hauteur manométrique de la pompe	80 m
Volume du réservoir à vide	3,95 m³
Température de fonctionnement	-10 °C à +40 °C
Humidité relative maximale	≤ 85 % (à 25 °C)
Inclinaison maximale autorisée	≤ 5°



Figure III.11 : Jet wacher

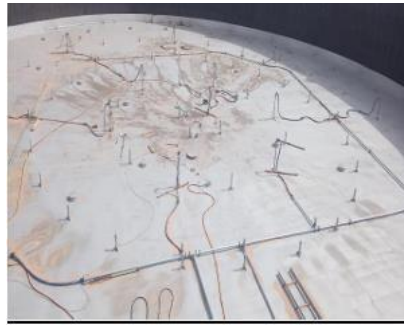


Figure III.12 : Jet washer installation

3.2.6 Équipement de séparation par sédimentation

L'équipement de séparation par sédimentation est composé principalement d'un séparateur huile/eau, d'un racleur de surface et d'un système de récupération d'huile. Lors du nettoyage à l'eau, le mélange huile/eau entre d'abord dans le séparateur où il subit une décantation. La couche supérieure d'huile est raclee par le racleur de surface, puis dirigée vers un skimmer où elle est pompée pour être récupérée. L'eau séparée dans le séparateur peut être recyclée pour les cycles de nettoyage suivants. Les phases solides, quant à elles, se déposent au fond du réservoir et sont retirées à la fin du processus de nettoyage. L'unité est également équipée d'un système de chauffage de l'eau via des tuyaux à vapeur placés au fond du réservoir.



Figure III.13 : Équipement de séparation par sédimentation [63]

Après le nettoyage initial assuré par l'unité ATC les dépôts mobilisés et fluidifiés sont transférés par une unité de circulation vers le module SOR Ce transfert s'effectue généralement via des pompes adaptées qui garantissent un débit constant et une pression suffisante pour maintenir la suspension homogène des particules solides et des hydrocarbures Le fluide à la sortie de l'ATC est un mélange

semi-liquide composé de particules solides en suspension de tailles variables allant des particules grossières aux particules fines ainsi que d'une phase liquide constituée d'eau hydrocarbures et solvants éventuels Cette homogénéisation est essentielle car elle permet au module SOR d'opérer efficacement la séparation solide-liquide Les dépôts étant fluidifiés et dispersés dans ce mélange homogène ils peuvent ainsi être triés en fonction de leur densité et taille dans les cyclones et centrifugeuses du SOR garantissant une extraction optimale des solides lourds et une clarification progressive de la phase liquide en aval

3.3 Module de Récupération des Huiles « SOR »

Introduction

Le module de récupération des huiles, désigné « SOR » (Sludge Oil Recovery) [64], constitue une étape clé du traitement des boues extraites lors du nettoyage des bacs. Son objectif principal est de séparer les phases contenues dans les boues (huile, eau et solides) afin de récupérer le maximum d'huile encore valorisable.

Le fonctionnement repose sur un traitement en plusieurs phases, combinant des procédés de chauffage, de décantation et parfois de centrifugation. Les boues issues du nettoyage mécanisé sont introduites dans ce module, où elles subissent une élévation de température contrôlée, facilitant la séparation des composants. L'huile récupérée présente généralement un taux de BS&W (Basic Sediment and Water) inférieur à 2 %, ce qui permet son retour dans le circuit de production ou sa réutilisation industrielle.

Les solides lourds sont évacués vers une unité de traitement complémentaire, telle que la désorption thermique, tandis que l'eau séparée est dirigée vers une station de traitement adaptée. Cette récupération permet non seulement de limiter les pertes d'hydrocarbures, mais aussi de réduire considérablement le volume de déchets à traiter en aval.

Le SOR s'intègre parfaitement dans le système en boucle fermée développé à l'ENSP, contribuant ainsi à une gestion efficace, économique et durable des résidus pétroliers issus des opérations de maintenance des bacs de stockage.

3.3.1 Unité de cyclone

Principe de fonctionnement de l'unité cyclone

L'unité de séparation par cyclone repose sur un procédé de séparation dynamique par force centrifuge. Le pétrole brut contenant des particules solides est introduit dans le cyclone via un collecteur d'alimentation. Sous l'effet de la pression et du design tangentiel de l'entrée, un mouvement tourbillonnaire est généré à l'intérieur du cyclone [64].

Ce mouvement crée un champ de force centrifuge qui sépare les composants selon leur densité :

Les phases solides, plus lourdes, sont projetées vers la paroi externe et évacuées par le bas via le collecteur de sous-écoulement, puis dirigées vers la colonne de conditionnement pour traitement ultérieur.

La phase liquide, constituée de pétrole brut clarifié, remonte par le centre du cyclone et ressort par le collecteur de débordement, pour être renvoyée vers le bac de stockage ou réintégrée au circuit de nettoyage.

Un collecteur de rinçage est intégré pour éviter toute obstruction du collecteur de sous-écoulement en cas de forte concentration de solides.



Figure III.14: unité de séparation cyclone

Tableau III.5: Dimensions generals d'unité de cyclone

Catégorie	Paramètre	Valeur
Dimensions	Longueur totale (mm)	3200
	Largeur totale (mm)	2240
	Hauteur totale (mm)	2910
Poids et puissance	Poids net (kg)	2700
	Puissance de distribution (kW)	7.5
Paramètres de fonctionnement	Capacité de traitement du cyclone (m ³ /h)	120
	Puissance de la pompe à vis (kW)	7.5
	Débit de la pompe à vis (m ³ /h)	30
	Pression max. de fonctionnement de la pompe à vis (MPa)	0.4
	Capacité de traitement (m ³ /h)	120
Paramètres techniques du cyclone	Taille des particules séparées (µm)	40 –100
	Pression d'alimentation (MPa)	3.3- 0.3

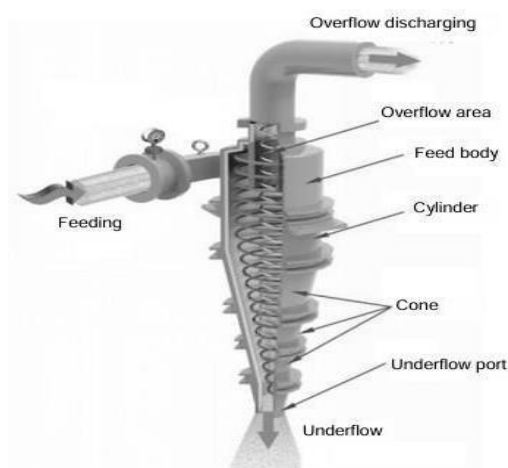


Figure III.15 : séparation de cyclone [63]

3.3.2 Colone de conditionnement

Principe de fonctionnement

Après filtration et préchauffage, la boue huileuse à forte teneur en liquide et le sable pénètrent dans le bac de trempe et de conditionnement [64], Via le collecteur d'alimentation. Simultanément, un système de dosage injecte des agents chimiques tels que régulateur de pH, d'émulsifiant, pour réagir avec le mélange.

Afin d'améliorer le taux de réaction et l'homogénéisation, un agitateur, une serpentine de vapeur et un mélange direct de vapeur sont utilisés. Après un temps de repos, la phase huileuse se sépare et flotte, tandis que la phase solide sédimente, permettant ainsi une séparation préliminaire.

Des instruments comme le capteur d'interface magnétostrictif et l'interrupteur de niveau détectent en temps réel l'interface huile-eau et déclenchent l'ouverture des collecteurs de récupération pour extraire l'huile, tandis que les phases solides et liquides restantes sont dirigées vers l'étape suivante.



Figure III.16: colone de conditionnement

Tableau III.6 : Paramètres techniques Colonne de conditionnement

Catégorie	Paramètre	Valeur
Dimensions générales	Diamètre (mm)	1920
	Hauteur totale (mm)	7650
Poids et puissance	Poids net (kg)	9050
	Puissance installée (kW)	11
Paramètres de fonctionnement	Volume utile (m ³)	10
	Pression vapeur (MPa)	0.6

3.3.3 Système de dosage

Aperçu Général

Le système de dosage constitue une composante essentielle dans le processus de traitement des boues huileuses, en assurant l'introduction précise et contrôlée de réactifs chimiques nécessaires à la séparation des phases et à l'amélioration de l'efficacité globale du traitement. Il est conçu pour assurer une synergie entre les étapes de conditionnement, de séparation et de traitement des effluents [64],

Composition du système de dosage

Le système est structuré autour de quatre unités principales, chacune ayant un rôle spécifique et une autonomie fonctionnelle :

- **Unité de dosage du PAM (Polyacrylamide)**

Cette unité est utilisée pour l'injection de flocculants dans les unités de séparation centrifuge (centrifugeuses horizontales ou à disques). Le PAM est un polymère synthétique très efficace dans l'agglomération des particules fines en suspension, facilitant leur séparation par sédimentation ou centrifugation. Cette action permet d'augmenter le rendement de séparation solide/liquide et d'améliorer la clarté des phases liquides récupérées.

- **Unité de dosage de démulsiifiant**

Le démulsiifiant est un agent chimique essentiel pour briser les émulsions eau/huile stables présentes dans les boues huileuses. Il agit en déstabilisant les films interfaciaux qui entourent les gouttelettes d'huile ou d'eau, permettant ainsi leur coalescence et leur séparation. Cette unité injecte le produit au niveau du système de conditionnement thermique afin de favoriser la séparation triphasique (eau, huile, solides).

- **Unité de dosage de régulateur de pH**

Le régulateur de pH est essentiel pour ajuster l'acidité ou l'alcalinité du mélange en fonction des exigences spécifiques de réaction des autres agents chimiques ou de la stabilité des émulsions. Le contrôle précis du pH permet d'optimiser l'efficacité des démulsiifiants et des flocculants, tout en préservant l'intégrité des équipements et en réduisant les risques de corrosion.

- **Unité de dosage de PAC (Polychlorure d'aluminium)**

Le PAC est un coagulant inorganique souvent utilisé pour la clarification de l'eau et la réduction des matières en suspension. Dans ce système, il est appliqué en amont du traitement des eaux pour favoriser la précipitation des colloïdes, améliorer la décantation et réduire la turbidité des effluents.

Fonctionnement du système

Chaque unité de dosage est équipée de réservoirs de préparation, de pompes doseuses, de capteurs de contrôle de débit et de vannes de régulation automatique, permettant un ajustement précis des quantités de produits injectés selon les paramètres du processus. Le système est entièrement automatisé et intégré au système de contrôle principal de l'installation, garantissant une réponse rapide aux fluctuations des caractéristiques du flux à traiter.

Rôle stratégique dans le procédé global

Le système de dosage ne se limite pas à la simple injection de réactifs. Il joue un rôle stratégique dans la stabilisation du procédé, la réduction de la consommation énergétique, l'amélioration de la qualité des effluents et le respect des normes environnementales. En ajustant en temps réel les doses selon les mesures de pH, de turbidité ou de viscosité, il permet d'assurer une efficacité constante du traitement même en présence de variations importantes dans la composition des boues.



Figure III.17 : système de dosage

Tableau III.7 : paramètres techniques de système de dosage

Catégorie	Paramètre	Valeur
Dimensions Globales	Longueur totale	13 000 mm
	Largeur totale	2 800 mm
	Hauteur totale	3 325 mm
Poids et Puissance	Poids net	12 000 kg
	Puissance installée	95 kW
Paramètres de Fonctionnement	Capacité de traitement	10–15 m ³ /h
	Capacité de stockage	10 m ³
Paramètres Spécifiques	Méthode d'alimentation	Alimentation par petit bout
	Diamètre intérieur du panier	550 mm
	Longueur utile du panier	2 250 mm
	Vitesse de rotation du panier	0–3 000 tr/min (réglable)
	Facteur de séparation maximal	2 770
	Type de différentiel	Mécanisme différentiel
	Capacité de traitement	10–15 m ³ /h

3.3.4 Centrifuges Horizontale

Le skid de centrifugeuse horizontale est un dispositif clé utilisé dans le traitement des boues huileuses pour séparer efficacement les phases solides et liquides. Cette unité est conçue pour des opérations continues dans des environnements industriels exigeants, comme les sites pétroliers, les stations de traitement des eaux usées ou les installations de récupération d'hydrocarbures [64],



Figure III.18 : rejet de solide de centrifuge



Figure III.19 : centrifuge horizontale

Composition Structurale :

- ❖ Système de centrifugation (panier rotatif, vis sans fin, carter)
- ❖ Châssis skid monté sur base métallique rigide
- ❖ Systèmes d'alimentation et de refoulement (collecteurs, vannes, pompes)
- ❖ Vis d'extraction sans arbre pour évacuation des solides
- ❖ Réservoir tampon pour phase liquide
- ❖ Système électrique et d'automatisation (capteurs, contrôleurs, armoires électriques)
- ❖ Accessoires de sécurité (indicateurs de pression, clapets, etc.)

Principe de Fonctionnement

La centrifugeuse horizontale repose sur le principe de la séparation par densité sous l'effet de la force centrifuge [64], Voici les étapes détaillées :

Alimentation : Le mélange de boues huileuses à haute teneur en eau, homogénéisé au préalable par les équipements de conditionnement thermique (quenching), est acheminé vers la centrifugeuse par une pompe à vis.

Injection des réactifs : Des agents flocculant (PAM) sont injectés simultanément dans le flux entrant pour favoriser la formation de floccs solides et améliorer la décantation.

Séparation : À l'intérieur du tambour rotatif, la boue est soumise à une force centrifuge élevée (jusqu'à 2 770 fois la gravité).

- Les particules solides, plus denses, migrent vers la périphérie du tambour.
- Les liquides, plus légers, restent dans la zone centrale.

Extraction:

- Les solides séparés sont évacués en continu par une vis sans fin vers un convoyeur hélicoïdal.
- La phase liquide est dirigée vers un réservoir tampon pour un traitement ultérieur.

Ce mécanisme permet une séparation rapide, efficace et continue, même avec des fluides fortement chargés en particules solides.

Tableau III.8: Paramètres Techniques centrifuge horizontale

Catégorie	Paramètre	Valeur
Conditions d'Utilisation	Température ambiante	0 à 40 °C
	Humidité relative maximale	≤ 85 % à 25 °C
	Altitude maximale d'opération	≤ 1 000 m
Dimensions Globales	Longueur totale	13 000 mm
	Largeur totale	2 800 mm
	Hauteur totale	3 325 mm
Poids et Puissance	Poids net	12 000 kg
	Puissance installée	95 kW
Capacité Opérationnelle	Débit de traitement	10 – 15 m ³ /h
	Capacité de stockage	10 m ³
Spécifications du Tambour	Mode d'alimentation	Par l'extrémité étroite
	Diamètre interne du panier	550 mm
	Longueur utile du panier	2 250 mm
	Vitesse de rotation	0 – 3 000 tr/min (ajustable)
	Facteur de séparation	Jusqu'à 2 770 G
	Système différentiel	Mécanisme différentiel mécanique

3.3.5 Système de sédimentation

Aperçu général

Le système de sédimentation est conçu pour assurer une séparation gravitaire efficace des phases huileuses, aqueuses et solides après traitement centrifuge. Il comprend les éléments suivants :

1. Système de commande électronique pour la régulation des opérations automatiques
2. Réservoir de décantation pour la séparation des phases par gravité

3. Plateforme d'accès pour l'inspection et la maintenance
4. Enceinte isolante maintenant la température optimale pour favoriser la décantation

Ce dispositif constitue une étape intermédiaire cruciale avant la centrifugation finale de l'huile.



Figure III.20 : système de sédimentation

Principe de fonctionnement

Après traitement initial dans l'unité centrifuge principale, le mélange contenant de l'huile, de l'eau et des particules solides est acheminé vers le système de sédimentation via une pompe à vis. À l'intérieur du réservoir, la séparation se produit de manière passive par décantation naturelle, favorisée par le calme hydraulique et la température contrôlée.

La phase huileuse, plus légère, remonte à la surface et déborde par un canal de trop-plein dans un réservoir spécifique. Cette huile, contenant moins d'impuretés, est ensuite envoyée vers une centrifugeuse de finition (appelée centrifugeuse « papillon ») pour un polissage final.

Les sédiments lourds, ainsi que la phase aqueuse, sont collectés dans la partie inférieure du réservoir. Ils sont ensuite extraits du système au moyen d'une pompe pneumatique à membrane, permettant une évacuation contrôlée vers les unités de traitement ou de stockage des déchets.

Ce système permet d'alléger la charge de traitement des unités en aval, tout en améliorant le rendement global de séparation des hydrocarbures.

Tableau III.9 : Paramètres techniques du système de sédimentation

Paramètre	Valeur Typique	Commentaires
Capacité du réservoir	5 à 10 m ³	Volume total de décantation
Débit d'alimentation	2 à 5 m ³ /h	Selon les performances de la pompe à vis
Temps de rétention (décantation)	30 à 90 minutes	Assure une séparation efficace par gravité
Température de fonctionnement	40 à 70 °C	Maintien via isolation thermique
Matériau du réservoir	Acier inoxydable 304/316 ou acier au carbone	Résistance à la corrosion et aux hydrocarbures
Nombre de compartiments	2 à 3 (huile, eau, solides)	Pour séparation séquentielle
Type de pompe de vidange	Pompe pneumatique à membrane	Convient aux liquides chargés ou visqueux
Type de capteurs	Capteurs de niveau, température, et pression	Contrôle automatique du processus
Système de contrôle	Automate (PLC) avec interface HMI	Supervision et alarme intégrée
Enceinte isolante thermique	Panneaux calorifugés	Optimisation de la décantation par température

3.3.6 Skid de Centrifugeuse à Disques

Aperçu Général

Le skid de centrifugeuse à disques est conçu pour le traitement des eaux huileuses. Il s'agit d'un système compact et automatisé capable de réaliser une séparation triphasée (eau, huile, boues) grâce à la force centrifuge générée par un tambour équipé de disques internes.

Composition Structurelle

Le skid est principalement constitué des éléments suivants :

- Système de séparation centrifuge à disques
- Châssis support métallique (skid)
- Système d'alimentation (pompe à vis)
- Systèmes de décharge de l'eau, de l'huile et des boues
- Système électrique (armoie de contrôle, capteurs)
- Circuit pneumatique

- Accessoires (vannes, conduites, instruments de mesure)

Principe de Fonctionnement

Le fonctionnement de la centrifugeuse à disques repose sur la séparation triphasée des mélanges huileux :

1. **Alimentation** : L'eau huileuse est introduite dans la centrifugeuse via une pompe à vis d'alimentation.
2. **Séparation** : La centrifugeuse, en tournant à très haute vitesse, crée une force centrifuge élevée (environ 10 000 g). Grâce aux disques internes, les différentes phases se séparent selon leur densité :
 - L'eau (la phase la plus dense) est dirigée vers la périphérie.
 - L'huile (phase intermédiaire) forme une couche médiane.
 - Les boues (phase solide) s'accumulent dans les zones prévues à cet effet.
3. **Évacuation** :
 - L'eau séparée est transférée vers un réservoir d'eau puis évacuée par une pompe de circulation.
 - L'huile séparée est stockée dans un réservoir dédié puis évacuée par une pompe à vis.
 - Les boues solides sont dirigées vers un réservoir de boues, puis évacuées par une pompe pneumatique à membrane.

Tableau III.10 : Paramètre technique de Centrifugeuse à Disques

Catégorie	Paramètre	Valeur
Environnement d'Utilisation	Température ambiante	0 – 40 °C
	Humidité relative maximale	85 % (à 25 °C)
	Altitude maximale d'opération	1 000 mètres
Dimensions Globales	Longueur totale	6 058 mm
	Largeur totale	2 896 mm
	Hauteur totale	2 438 mm
Poids et Puissance	Poids net	10 000 kg
	Puissance installée	53 kW
Capacité Opérationnelle	Débit de traitement	8 – 12 m ³ /h
	Force centrifuge relative	Environ 10 000 g

le module SOR qui est l'unité de séparation solide-liquide Son rôle principal est de séparer les particules solides du reste du fluide en plusieurs étapes successives pour obtenir une phase liquide partiellement clarifiée et une phase solide concentrée Le processus débute par un tamisage mécanique qui élimine les grosses particules et débris ensuite le fluide passe à travers un système de cyclones à haute performance qui utilise la force centrifuge pour isoler les particules de taille intermédiaire généralement comprises entre quarante et cent microns enfin un décanteur centrifuge horizontal prend en charge les fractions les plus fines en réalisant une séparation à haute vitesse qui permet d'éliminer les particules en suspension restantes et d'extraire une fraction solide dense et déshydratée À la sortie du SOR les solides extraits sont collectés pour être transférés vers l'unité thermique TDU tandis que la phase liquide contenant encore de l'eau et des traces d'hydrocarbures est dirigée vers le module de traitement des eaux WWT

3.4 Module de Traitement des Eaux « WWT »

Introduction

Dans le cadre des activités industrielles, notamment dans les secteurs pétrolier, gazier et chimique, la gestion des effluents liquides représente un enjeu environnemental, économique et réglementaire majeur. Les eaux usées générées par ces industries contiennent souvent des polluants complexes tels que les hydrocarbures, les matières en suspension, les métaux lourds, les agents chimiques, ainsi que des huiles en phase libre ou émulsifiée.

Les équipements de traitement des eaux jouent un rôle essentiel dans le processus de dépollution, en permettant de réduire significativement la charge polluante des effluents avant leur rejet ou leur réutilisation. Ces équipements sont conçus pour répondre aux exigences strictes des normes environnementales tout en favorisant une gestion durable des ressources en eau [65],

Le traitement de l'eau industrielle repose généralement sur une combinaison de procédés physiques, chimiques et parfois biologiques. Parmi les étapes clés figurent :

- **La séparation huile-eau**, souvent assurée par des réservoirs de décantation ou des coalescents.
- **La flottation à air dissous (DAF)**, permettant de faire remonter à la surface les matières légères et les huiles fines.
- **La coagulation/floculation**, pour regrouper les particules colloïdales.
- **La filtration sur média granulaire ou membranes**, pour éliminer les fines et améliorer la qualité finale de l'eau.
- **La désinfection ou la neutralisation**, dans certains cas spécifiques.

Ces unités sont généralement montées sur des skids modulaires, ce qui facilite leur transport, leur intégration sur site et leur maintenance. Le traitement efficace des eaux usées permet non seulement

de protéger l'environnement, mais aussi de réutiliser l'eau traitée dans diverses opérations industrielles, telles que le nettoyage de réservoirs, le refroidissement ou le lavage des équipements. En résumé, les systèmes de traitement des eaux industrielles [65] sont des composantes indispensables pour assurer une exploitation durable, conforme et écoresponsable des installations industrielles.

3.4.1 Réservoir de Séparation d'Huile (Oil Removal Tank)

Le réservoir de séparation d'huile est utilisé pour séparer et éliminer les huiles en suspension présentes dans les eaux usées industrielles, principalement en exploitant la différence de densité entre l'huile et l'eau [65].

Dans les effluents issus de l'industrie pétrolière ou du nettoyage des installations, les hydrocarbures se présentent généralement sous trois formes distinctes :

❖ État en suspension :

Les gouttelettes d'huile ont un diamètre supérieur à 0,1 mm. Grâce à leur faible densité, elles flottent facilement à la surface de l'eau. Ce type d'huile est le plus abondant, représentant environ 60 à 80 % de la teneur totale en huile des eaux usées. Ces particules sont facilement séparables par gravité.

❖ État émulsionné :

Ici, les particules d'huile sont beaucoup plus fines, inférieures à 0,1 mm de diamètre. Elles sont dispersées dans l'eau sous forme d'émulsion (huile/eau), ce qui rend leur séparation plus difficile. Ce type représente 10 à 15 % de la charge en hydrocarbures. Pour les extraire, on doit généralement utiliser des techniques complémentaires comme la flottation à air dissous ou la coagulation-floculation suivie de sédimentation.

Le réservoir de séparation d'huile est donc spécifiquement conçu pour traiter les huiles en suspension. Il constitue la première étape du traitement de l'eau, permettant de réduire significativement la charge en hydrocarbures libres avant d'acheminer l'eau vers d'autres unités de traitement (flottation, filtration, etc.).



Figure III.21: Réservoir de Séparation d'Huile

Tableau III.11: Spécifications Techniques du Réservoir de Séparation d'Huile

N°	Élément	Paramètres Techniques
1	Capacité de traitement	5 m ³ /h
2	Volume du réservoir	20 m ³
3	Teneur en huile des solides traités	< 200 ppm
4	Taux d'élimination d'huile	<i>Non précisé (à compléter)</i>

3.4.2 Système de Flottation à Air Dissous (DAF) – Explication Complète

Objectif principal

Le DAF est utilisé pour séparer les particules solides en suspension, les huiles, et autres contaminants peu denses de l'eau usée industrielle ou pétrolière. Il exploite le principe de la flottation assistée par microbulles d'air pour faire remonter ces impuretés à la surface, facilitant leur élimination. [65]

Principe de Fonctionnement Étendu

Injection d'air sous pression :

L'air est dissous dans l'eau sous pression (0,3 à 0,4 MPa), créant une solution saturée d'air.

Détente brutale (dépressurisation) :

Lorsqu'on relâche la pression, de **minuscules bulles d'air** (20 à 100 µm) se forment instantanément.

Formation de floccs (si coagulation/floculation) :

En amont, un coagulant peut-être ajouté pour agglomérer les particules fines en floccs plus faciles à faire flotter.

Fixation des bulles sur les particules :

Les bulles s'accrochent aux impuretés, formant un complexe de faible densité.

Montée en surface :

Ce complexe flotte à la surface, formant une mousse de déchets.

Raclage de surface :

Un racleur élimine la mousse qui contient les contaminants séparés.

Évacuation de l'eau clarifiée :

L'eau traitée (clarifiée) est collectée à la base du bassin et dirigée vers une phase de traitement ultérieure ou rejetée. [65]



Figure III.22 : séparation de flottement d'air

Tableau III.12: Spécifications Techniques de séparation de flottement d'air

N°	Élément	Paramètres Techniques
1	Capacité de traitement	5 m ³ /h
2	Type de flotation	DAF (Dissolved Air Flotation)
3	Teneur en huile dans le solide traité	< 60 ppm
4	Taux d'élimination	70 %
5	Pression de fonctionnement	0,3 – 0,4 MPa
6	Diamètre des microbulles	20 – 100 µm
7	Type de separation	Séparation solide-liquide par flottation
8	Type d'alimentation en air	Air dissous sous pression
9	Consommation énergétique estimée	Faible (selon le système)

Avantages Clés

- Très efficace pour traiter les eaux chargées en huile, graisses, boues fines.
- Fonctionne bien même avec faibles concentrations de polluants.
- Installation compacte, faible coût d'exploitation, maintenance réduite.
- Microbulles stables et homogènes, adaptées aux floccs fragiles.

3.4.3 Unité de Filtration (Filter Skid)

Présentation Générale

L'unité de filtration, aussi appelée Filter Skid, est un système intégré conçu pour éliminer les solides en suspension (SS) et les traces d'hydrocarbures présents dans les eaux usées, en particulier les eaux huileuses issues de procédés industriels. Elle comprend deux étapes principales de traitement. La première est un filtre à coquilles de noix, utilisé pour capter les gouttelettes d'huile. La seconde étape repose sur un filtre à média activé en verre (AFM), qui remplace le sable de quartz traditionnel. Ce média présente une efficacité de filtration supérieure et permet une meilleure élimination de l'huile et des particules fines [65].

Ce système est utilisé pour améliorer la qualité de l'eau avant les traitements secondaires ou son rejet dans l'environnement. Il réduit la charge polluante, assure la protection des équipements en aval, et permet de respecter les normes environnementales. Grâce à son fonctionnement automatisé et son faible encombrement, il est facile à intégrer dans les installations existantes et demande peu d'entretien. L'unité de filtration atteint généralement une efficacité de plus de 90 % pour l'élimination de l'huile et supérieure à 85 % pour les solides en suspension.

L'unité de filtration est composée de deux filtres principaux :

- Filtre à coquilles de noix (Walnut Shell Filter)
- Filtre à sable de quartz (Quartz Sand Filter)

Elle est principalement conçue pour l'élimination des solides en suspension (SS) et des traces d'hydrocarbures dans l'eau issue du traitement des boues pétrolières.



Figure III.23 : unite de filtration

Tableau III.13 : Spécifications Techniques d'Unité de Filtration (Filter Skid)

Paramètre	Valeur
Longueur totale	6058 mm
Largeur totale	2438 mm
Hauteur totale	2896 mm
Poids	5600 kg
Capacité de traitement	5 m ³ /h

3.4.3.1 équipement de filtration

Ce filtre fonctionne selon le principe de séparation par filtration. Le média filtrant utilisé est constitué de coquilles de noix spécialement traitées, caractérisées par :

- Une grande surface spécifique,
- Une forte capacité d'adsorption,
- Une excellente capacité de rétention des polluants (huiles et particules solides).

Fonctionnement

En mode filtration :

L'eau polluée s'écoule de haut en bas à travers trois couches :

- Répartiteur d'eau
- Lit filtrant (coquilles de noix)
- Dispositif collecteur d'eau

En mode de contre-lavage (backwash) :

Un agitateur remue le lit filtrant pendant que l'eau circule de bas en haut, permettant un nettoyage en profondeur et la régénération du média filtrant.

Tableau III.14 : Paramètres Techniques Principaux du Filtre à Coquilles de Noix

Paramètre	Valeur indicative
Taille des médias filtrants	1–2 mm (granulométrie)
Taux de filtration	95–98% d'huile résiduelle
Durée du cycle	30–60 min (avant backwash)
Durée de contre-lavage	5–10 min
Perte de charge maximale	0.3–0.5 bar

Tableau III.15 : Résultats Finaux des Eaux Traitées (Échantillons analysés)

Paramètre	Avant Traitement	Après Traitement	Norme Recommandée (industrie)
Hydrocarbures totaux (TPH)	300–600 mg/L	< 5 mg/L	< 10 mg/L
Solides en suspension (MES)	800–1500 mg/L	< 20 mg/L	< 35 mg/L
Turbidité	> 400 NTU	< 10 NTU	< 50 NTU
Ph	6.2–7.4	6.5–7.5	6–9
DCO (Demande Chimique en Oxygène)	> 1200 mg/L	< 250 mg/L	< 300 mg/L

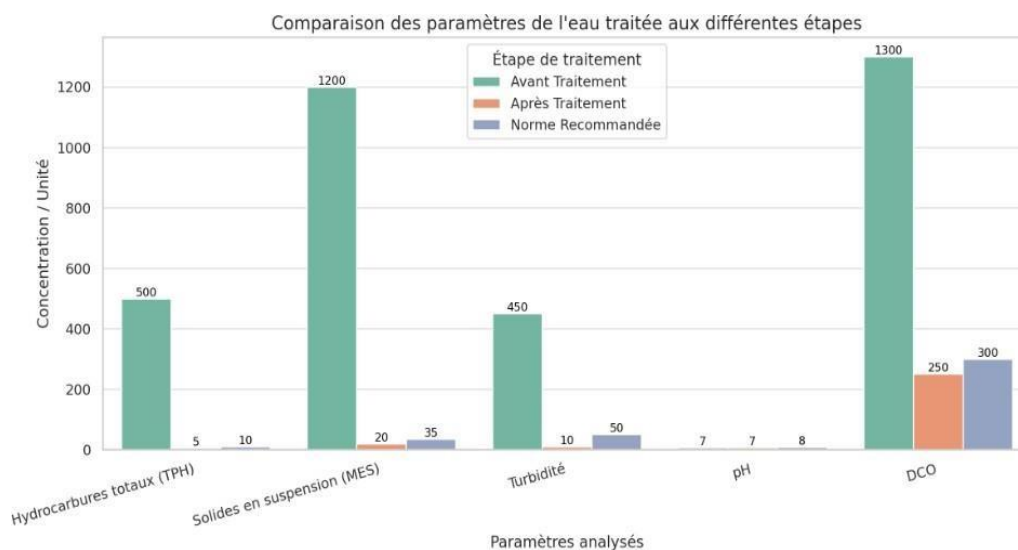


Figure III.24 : La graph des analyses effectuée



Figure III.25 : échantillon avant Et après de traitement

À la sortie du module WWT, le fluide traité est divisé en deux phases distinctes d'une part une eau clarifiée ayant subi les différentes étapes de sédimentation et de séparation huile-eau cette eau respecte les normes environnementales et peut être recyclée dans le procédé ou rejetée en toute sécurité d'autre part une phase huileuse concentrée composée des hydrocarbures extraits lors du traitement liquide Cette phase huileuse est recueillie et dirigée vers l'unité TDU pour traitement thermique approfondi Le transfert vers le TDU s'effectue via des pompes spécifiquement dimensionnées afin de garantir un débit stable et éviter toute dégradation de la qualité du produit Le rôle de cette étape est essentiel car elle permet de valoriser les hydrocarbures récupérés tout en assurant une gestion optimale des résidus solides et liquides issus des différentes phases du processus de traitement Le système modulaire testé permet une épuration complète des effluents issus du nettoyage mécanique des boues pétrolières, avec une eau finale conforme aux normes de rejet dans l'environnement ou apte à une réutilisation industrielle.

Les résultats obtenus valident l'efficacité du traitement triphasé (séparation - flottation - filtration), qui se distingue par :

- Un rendement global supérieur à 95 % en élimination des polluants ;
- Une stabilité des performances dans des conditions variables de charge polluante ;
- Un fonctionnement optimisé sans apport excessif de réactifs chimiques, réduisant les coûts d'exploitation et les déchets secondaires.

4 Module de Désorption Thermique « TDU »

Introduction :

Le TDU (Thermal Desorption Unit) [66] fonctionne en séparant thermiquement les éléments organiques volatils, comme les hydrocarbures, présents dans des déchets pétroliers solides ou semi-solides, sans entraîner leur combustion. Plutôt que d'avoir recours à une incinération, la désorption

thermique fait appel à une élévation contrôlée de la température du matériau contaminé (souvent entre 500 °C et 550 °C) dans un milieu dénué d'oxygène pour permettre l'évaporation des fractions légères (hydrocarbures, solvants, eau). Ces composés volatils sont par la suite collectés, refroidis et isolés grâce à un système de condensation et d'épuration des gaz.

Cette méthode permet d'extraire les hydrocarbures sous forme liquide ou gazeuse exploitable, tout en laissant un résidu solide dépourvu de contaminants, généralement perçu comme inerte ou destiné au remblaiement ou à l'enfouissement contrôlé. Au centre du dispositif se trouve un four rotatif où la matière est progressivement mélangée et réchauffée de façon indirecte. Ce principe est particulièrement approprié pour le traitement des boues provenant du fond des cuves, des sols contaminés ou des résidus de forage contenant une forte concentration de polluants organiques. C'est une technologie de plus en plus prisée pour la valorisation et la diminution des déchets pétroliers, alliant fiabilité et efficacité.

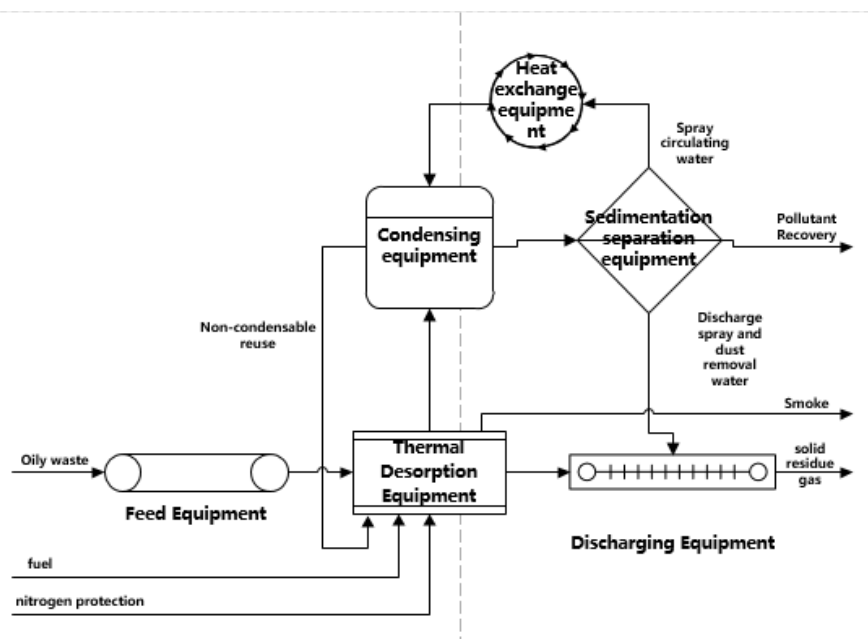


Figure III.26 : schéma du la procèdes TDU [66]

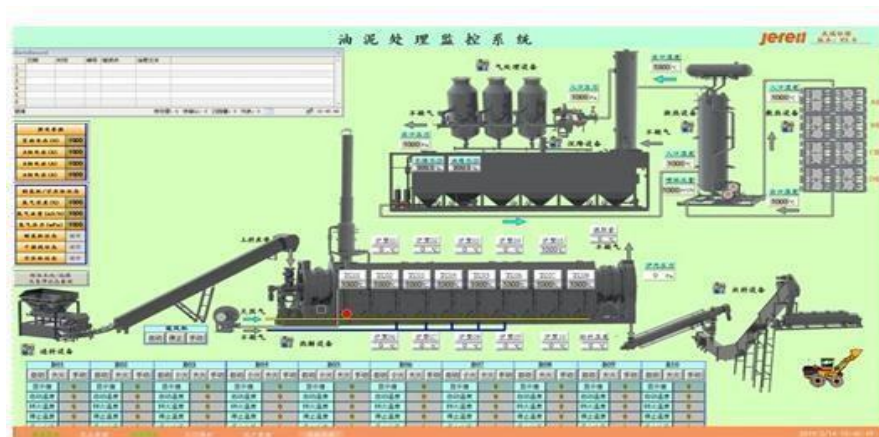


Figure III.27 : simulation du la procèdes TDU [66]

4.1 Principe et Condition du travail

Pour assurer l'efficacité du traitement et la sécurité du processus, les conditions d'exploitation de l'unité de désorption thermique (TDU) [66] sont rigoureusement surveillées. Avant son introduction dans le four rotatif, le flux d'alimentation (feed) doit présenter un niveau d'hydrocarbures inférieur à 30 %. Si cette concentration est supérieure, le matériau est généralement associé avec un agent de dilution inerte, tel que du sable ou de la terre sèche, pour stabiliser la charge et prévenir toute combustion non contrôlée. Cette phase de préparation contribue aussi à optimiser la fluidité du mélange et à assurer une distribution thermique uniforme dans le four.



Figure III.28 : au cour de mélange avec sable

Le matériau préparé est par la suite placé dans le four, où il subit un chauffage indirect, habituellement à température de 550 °C selon les caractéristiques des boues et le genre de polluants présents. Il est essentiel qu'il n'y ait pas d'oxygène dans l'atmosphère de traitement pour empêcher la combustion et permettre exclusivement la libération des éléments volatils. Il est impératif que le taux d'humidité du matériau ne dépasse pas certaines valeurs critiques (généralement autour de 15 à 20 %), car une quantité excessive d'eau pourrait diminuer l'efficacité thermique du système et entraver le processus de désorption.

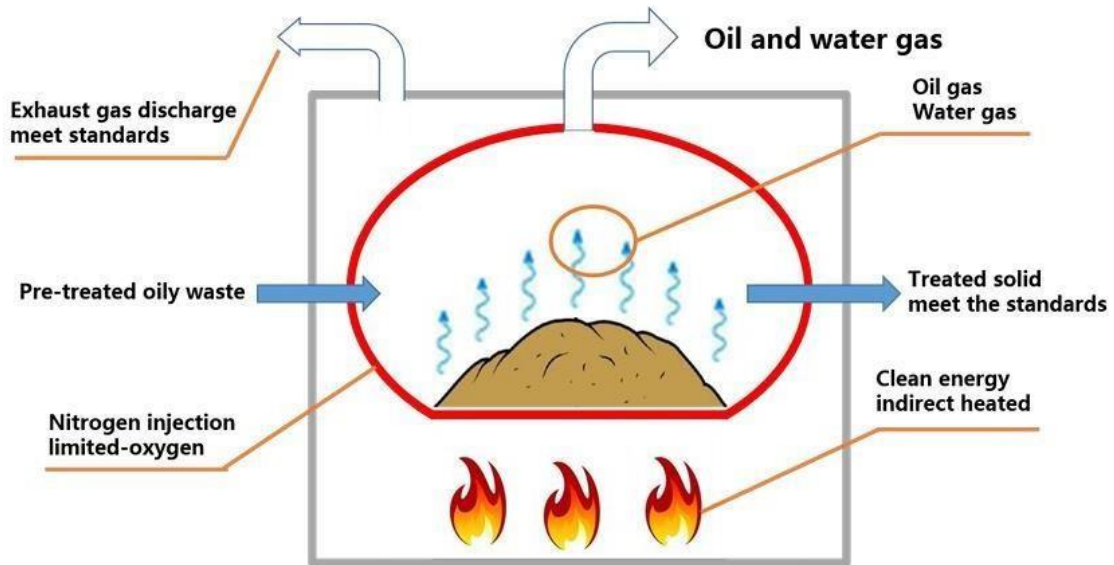


Figure III.29 : Le principe de la désorption thermique indirecte [66]



Figure III.30 : Unité de désorption thermique



Figure III.31 : Unité désorption thermique (TDU) [66]

Le produit final issu du processus TDU (Thermal Desorption Unit) [66] se compose principalement de trois fractions séparées : les hydrocarbures récupérés, l'eau traitée et les solides désorbés.

Les hydrocarbures récupérés constituent la fraction la plus précieuse du processus. Sous forme de vapeurs lors de la désorption, ils sont condensés et séparés dans une unité de condensation. Le pétrole récupéré peut être réutilisé ou raffiné selon sa qualité, avec un taux de récupération qui peut atteindre 80 à 90 % des hydrocarbures initiaux, en fonction des conditions de traitement et de la nature de la boue.

L'eau condensée, qui provient à la fois de l'humidité initiale des boues et des vapeurs d'eau libérées pendant le chauffage, est collectée et peut être envoyée vers une station de traitement des eaux usées. Dans certains cas, elle peut être suffisamment propre pour être recyclée dans le procédé, notamment comme agent de refroidissement.

Les solides résiduels désorbés, quant à eux, sont thermiquement débarrassés de leurs contaminants volatils. Ces solides sont généralement inertes, secs et stables. Leur teneur en hydrocarbures restants est souvent inférieure à 0,5 %, ce qui les rend conformes aux normes environnementales locales pour une élimination en décharge contrôlée, ou parfois pour une réutilisation comme matériau de remblai ou de construction, selon les réglementations locales.



Figure III.32 : étape finale de traitement

Tableau III.16 : les résultats détaillés du module TDU (Thermal Desorption Unit) [66]

Paramètre	Valeur
Capacité de traitement	1 à 5 tonnes/heure
Température de fonctionnement	300 – 550°C
Temps de résidence thermique	30 – 60 minutes
Taux de récupération des hydrocarbures	90 – 95 %
Teneur résiduelle en hydrocarbures dans les solides	< 0.5 – 1 %
Rendement global de réduction des déchets	60 – 70 % en masse
Composition des fractions séparées	
– Hydrocarbures récupérés (huile légère, bitume, etc.)	45 – 55 %
– Solides secs (sables, minéraux, boues désasphaltées)	35 – 45 %
– Eau (séparée et condensée)	5 – 10 %
Teneur en métaux lourds des résidus	Faible, concentrés dans les solides secs
Émissions atmosphériques	Conformes aux normes (post-traitement inclus)
Consommation énergétique	150 – 250 kWh/tonne (selon taux d'humidité)
Mode opératoire	Système fermé, continu ou semi-continu

5. Traitement chimique par solvants complémentaire – Application expérimentale

Introduction

Le traitement des dépôts de fond de bac riches en asphaltènes constitue un enjeu majeur pour l'industrie pétrolière, en raison de leur nature complexe, de leur forte viscosité et de leur faible solubilité à température ambiante. Si des solutions mécaniques intégrées, telles que celle proposée par Jereh, permettent un traitement en ligne efficace via des modules de chauffage, de pompage et de séparation, certaines fractions particulièrement lourdes restent difficiles à éliminer.

Dans ce contexte, l'introduction de solvants chimiques apparaît comme une approche complémentaire pertinente. Le recours à des solvants aromatiques ou aliphatiques permettrait de fluidifier ou dissoudre sélectivement les composants les plus récalcitrants avant leur passage dans les modules mécaniques.

Cette étude expérimentale menée en laboratoire afin d'évaluer l'efficacité de deux solvants industriels couramment disponibles – le toluène et le kérosène – dans la dissolution de dépôts riches en asphaltènes. Les résultats obtenus sont ensuite comparés à la performance du système Jereh, à l'objectif de formuler des recommandations sur l'intérêt d'une approche hybride associant chimie et mécanique.

5.1 Sélection des solvants

Deux solvants ont été sélectionnés pour cette étude, sur la base de leur disponibilité industrielle et de leur capacité connue à dissoudre les asphaltènes :

Toluène : Solvant aromatique reconnu pour sa forte affinité avec les structures aromatiques des asphaltènes. Il est largement utilisé comme référence dans les tests de solubilité en raison de son efficacité élevée.

Kérosène : Solvant aliphatique plus économique, utilisé dans certaines opérations de nettoyage en milieu industriel. Bien que moins performant que le toluène, il représente une alternative intéressante du point de vue du coût, de la sécurité et de la manipulation sur site.

5.2 Protocole Experimental

Les échantillons solides ont été extraits des fonds de bac, caractérisés par une forte teneur en asphaltènes. Chaque test a été réalisé avec 1 g de dépôt solide (bourbe) et de dépôts Rich en asphaltène, pesé avec précision. Les échantillons ont été stockés dans des conditions sèches avant l'essai afin d'assurer la reproductibilité des résultats.

Tableau III.17 : Matériel nécessaire

Matériel / Réactif	Quantité
Échantillons (bourbe et dépôts)	1 g chacun
Toluène	100 ml
Kérosène	100 ml
Béchers 500 ml ou 1 L	2 minimum
Agitateur magnétique ou mécanique	1
Plaque chauffante avec thermostat	1
Papier filtre (type Whatman 41)	plusieurs
Entonnoir Büchner ou filtre sous vide	1
Balance analytique ($\pm 0,01$ g)	1
Étuve de séchage (60–80 °C)	1
Thermomètre, chronomètre	1 de chaque
Équipements de sécurité (gants, lunettes, masque)	obligatoire

Dans le but d'évaluer l'efficacité de différents solvants dans la dissolution des dépôts asphalténiques et des boues solides, plusieurs essais ont été réalisés en laboratoire. Les expériences ont été menées en utilisant deux types d'échantillons :

- Des dépôts asphalténiques visqueux prélevés dans des zones de stagnation de fond de bac,
- Des boues très solides et sèches, prélevées en croûte ou en agrégat compact.

5.2.1 Méthodologie

Essai n°1 : Toluène sur dépôt asphalténique visqueux

- Prélèvement de 1 g de dépôt asphalténique
- Ajout de 100 mL de toluène
- Mélange à température ambiante à l'aide d'un agitateur pendant 30 minutes
- Observation de la dissolution, homogénéité, et décantation éventuelle



Figure III.33 : les étapes de traitement par toluène

Essai n°2 : Kérosène sur dépôt asphalténique visqueux

- Prélèvement de 1 g du même type de dépôt
- Ajout de 100 mL de kérosène
- Mélange et agitation similaire au premier essai
- Observation comparative par rapport au toluène

Essai n°3 : Kérosène sur dépôt en masse (quantité élevée)

- Prélèvement de 100 g de dépôts asphalténiques
- Ajout de 500 mL de kérosène
- Mélange manuel et agitation prolongée (minimum 30 minutes)
- Observation de la capacité de dilution du kérosène à plus grande échelle

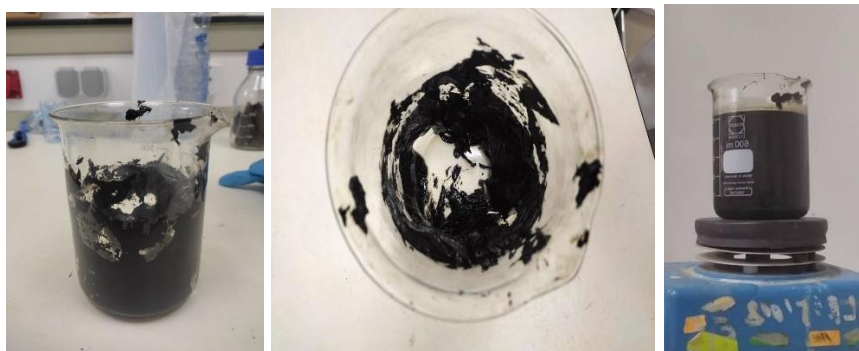


Figure III.34 : les étapes de traitement par kérosène

Essai n°4 : Toluène sur boue très solide et sèche

- Prélèvement de 1 g de boue compacte et sèche
- Ajout de 100 mL de toluène
- Agitation prolongée jusqu'à saturation ou dissolution partielle
- Observation du pouvoir de pénétration et de désagrégation du toluène

Essai n°5 : L'eau sur boue très solide et sèche / dépôt asphalténique

- Prélèvement de 1 g de boue compacte et sèche
- Ajout de 100 mL de toluène
- Agitation prolongée jusqu'à saturation ou dissolution partielle
- Observation du pouvoir de pénétration et de désagrégation du toluène

5.3 Évaluation quantitative de la capacité de dissolution des solvants par mesure de la perte de masse après filtration sur papier Whatman 42

La filtration est une étape essentielle du protocole expérimental visant à évaluer l'efficacité de dissolution d'un solvant sur des dépôts riches en asphaltènes. Après avoir mélangé une masse précise d'échantillon (par exemple 1 g) avec un volume déterminé de solvant (tel que 100 mL de toluène ou de kérosène), le mélange est soumis à une agitation à température contrôlée afin de favoriser la solubilisation des fractions asphalténiques. Une fois le temps de contact écoulé, le mélange est filtré à l'aide d'un papier filtre de type Whatman, qui permet de séparer la fraction dissoute (liquide filtré) des résidus insolubles (retenus sur le papier).

Le résidu récupéré sur le papier filtre est ensuite soigneusement séché, puis pesé afin de déterminer la masse de matière non dissoute (M_r). En comparant cette masse avec la masse initiale de l'échantillon (M_i), il est possible de quantifier la portion de matière effectivement dissoute dans le solvant. Cette différence de masse constitue la base du calcul du taux de dissolution, un indicateur direct de l'efficacité du solvant utilisé.

Formules utilisées :

- Masse dissoute : $mD = 100 \text{ g} - \text{masse résidu sec (mR)}$

- % dissolution = $(mD / 100) \times 100$

- % résidu = $(mR / 100) \times 100$

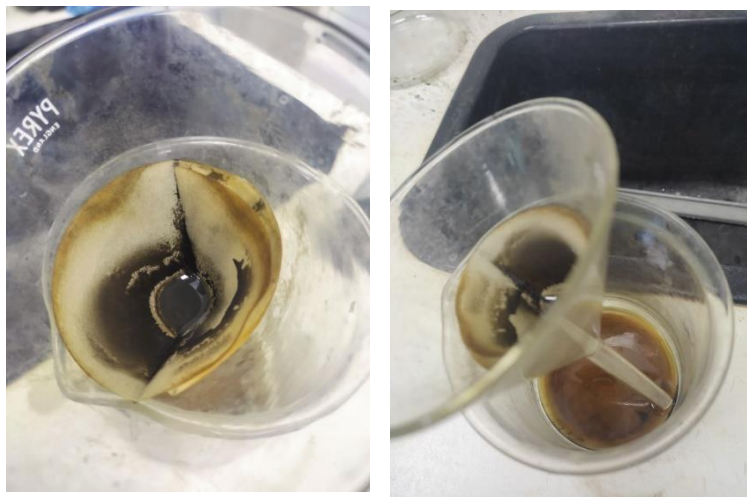


Figure III.35 : la filtration apres traitement avec whatman 42

5.4 Visualisation et interprétation de l'efficacité des solvants

L'évaluation de l'efficacité des solvants a été menée à la fois par des mesures quantitatives (% de dissolution) et par des observations visuelles. Le toluène a montré une performance remarquable avec un taux de dissolution de 97 % en seulement 15 minutes à 60 °C, tandis que le kérosène a atteint 90 % en 30 minutes. Visuellement, le toluène a permis une dissolution complète, produisant un liquide homogène sans résidu visible, alors que le kérosène a laissé des résidus pâteux après filtration, indiquant une dissolution incomplète. Ces différences s'expliquent par la nature chimique des solvants : le toluène, aromatique, interagit fortement avec les structures condensées et polaires des asphaltènes, contrairement au kérosène, aliphatique, moins polaire et donc moins efficace. En conclusion, bien que le toluène soit très performant, son utilisation doit être justifiée face à ses inconvénients (toxicité, coût), tandis que le kérosène peut constituer une alternative partielle ou être utilisé en mélange (ex. : 20 % toluène, 80 % reformat) pour optimiser à la fois le coût et l'efficacité du traitement chimique.

5.5 Résultats obtenus

Tableau III.18 : Les résultats obtenus

Essai	Type d'échantillon	Mass e (g)	Solvant utilisé	Volum e (mL)	Durée d'agitatio n	Températur e	Observations principales
1	Dépôt asphalteniqu e visqueux	1	Toluène	100	15 min	60 C	Dissolution presque complete bonne homogénéisation , sédimentation lente
2	Dépôt asphalteniqu e visqueux	1	Kérosèn e	100	30 min	60 C	Dissolution partielle, phase homogène, résidus solides visibles
3	Dépôt asphalteniqu e en grande quantité	100	Kérosèn e	500	30 min	60 C	Dissolution partielle,
4	Boue très solide et sèche	1	Toluène	100	30 min	60 C	Dissolution partielle, granulats se désagrègent lentement
5	Dépôt asphalteniqu e visqueux	1	Eau	100	30 min	60 C	Pas de dissolution, dépôt intact, phase non miscible

Conclusion

La combinaison des équipements utilisés à l'ENSP pour le traitement des boues et des asphaltènes, en particulier dans le cadre du cas d'étude du bac OD7 à Houde El Hamra, constitue une solution complète, intégrée et hautement efficace pour la remise en état des réservoirs pétroliers.

L'enchaînement des modules – ATC (Automated Tank Cleaning), SOR (Slop Oil Recovery), WWT (Waste Water Treatment) et TDU (Thermal Desorption Unit) – permet de couvrir l'ensemble du cycle de traitement : du nettoyage automatisé à la valorisation finale des déchets solides et liquides.

Le module ATC garantit un nettoyage interne sans intervention humaine, améliorant considérablement la sécurité tout en minimisant les temps d'arrêt. Le SOR récupère efficacement l'huile résiduelle contenue dans les boues, favorisant une meilleure valorisation énergétique. Le WWT traite les eaux contaminées générées, assurant leur conformité aux normes environnementales. Enfin, la TDU permet une désorption thermique des hydrocarbures piégés dans les solides, aboutissant à la production d'un sable inerte et d'huile récupérable.

En complément, une évaluation de l'efficacité des solvants a été réalisée pour améliorer le traitement chimique en amont de la chaîne. Cette analyse a été menée à la fois par des mesures quantitatives (% de dissolution) et par des observations visuelles. Le toluène s'est révélé particulièrement performant, atteignant un taux de dissolution de 97 % en 15 minutes à 60 °C, avec une solution homogène sans résidu visible. À l'inverse, le kérosène a montré un taux de dissolution de 90 % en 30 minutes, mais a laissé des résidus pâteux, indiquant une dissolution incomplète. Ces résultats s'expliquent par la polarité et la structure aromatique du toluène, qui favorise une meilleure interaction avec les asphaltènes complexes, comparativement au kérosène aliphatique.

En conclusion, l'approche intégrée adoptée par l'ENSP, combinée à un prétraitement chimique optimisé par l'usage ciblé de solvants (aromatiques purs ou en mélange), permet d'atteindre des performances élevées en matière de sécurité, d'efficacité opérationnelle, de valorisation énergétique et de respect de l'environnement. Cette stratégie répond pleinement aux exigences industrielles de Sonatrach pour la gestion durable et rentable des boues pétrolières complexes.

Conclusion général

Le pétrole brut demeure une ressource énergétique stratégique à l'échelle mondiale, mais sa complexité chimique, notamment la présence des asphaltènes, pose des défis considérables aux différentes étapes de son exploitation. Ces composés lourds, instables et fortement polarisés sont à l'origine de nombreux problèmes techniques tels que l'encrassement des installations, la perte de production et l'augmentation des coûts de maintenance. Leur gestion efficace nécessite une compréhension approfondie de leur comportement physico-chimique ainsi que l'adoption de solutions technologiques adaptées.

Dans ce contexte, le présent mémoire s'est structuré autour de trois axes principaux. Le chapitre I, intitulé Synthèse bibliographique sur les asphaltènes, a permis d'établir les fondements scientifiques du sujet. Il présente la structure moléculaire des asphaltènes, leur comportement en milieu pétrolier et les principaux facteurs affectant leur stabilité, tels que la température, la pression, la nature des solvants et la présence d'ions métalliques. Une attention particulière a été portée à leur tendance à s'agréger et à se déposer dans les réservoirs, compromettant ainsi les performances industrielles.

Le chapitre II, consacré aux Méthodes de traitement des asphaltènes, explore les approches techniques permettant de traiter les dépôts asphalténiques, qu'elles soient manuelles, mécaniques, chimiques ou robotisées. Une étude expérimentale a également été menée afin d'évaluer l'efficacité de certains solvants, notamment le toluène et le kérosène. Ces tests, que j'ai personnellement réalisés, ont montré que le toluène présentait un taux de dissolution de 97 % en seulement 15 minutes à 60 °C, avec une solution homogène et sans résidu visible, contrairement au kérosène qui atteint 90 % en 30 minutes mais laisse des résidus pâteux après filtration. Ces résultats confirment l'importance de la polarité aromatique du toluène pour une interaction efficace avec les asphaltènes, contrairement au kérosène aliphatique, moins performant mais plus économique.

Enfin, le chapitre III, intitulé « Vérification des unités et traitement on-line des asphaltènes » (page 38), présente une étude de cas appliquée au bac OD7 de Houd El Hamra. Cette section met en avant l'utilisation d'un système intégré et mobile de traitement des boues pétrolières, développé et opéré par l'ENSP. Ce dispositif combine quatre modules interdépendants : le module ATC (Automated Tank Cleaning) pour le nettoyage automatisé des cuves sans intervention humaine, le SOR (Slop Oil Recovery) pour la récupération de l'huile contenue dans les boues, le WWT (Waste Water Treatment) pour le traitement des eaux contaminées, et enfin la TDU (Thermal Desorption Unit) pour la valorisation thermique des solides restants. Ce procédé intégré permet un traitement sur site, rapide, sécurisé, conforme aux normes environnementales, et économiquement viable.

En conclusion, l'efficacité d'un traitement des asphaltènes repose sur une double approche, à la fois scientifique et technique. La compréhension approfondie de leur comportement permet d'orienter judicieusement les choix technologiques. En complément des équipements mécaniques et thermiques,

le recours à des solvants chimiques reste indispensable pour améliorer la dissolution des dépôts. Toutefois, bien que le toluène soit extrêmement performant, sa toxicité et son coût élevé constituent des freins à son emploi à grande échelle. C'est pourquoi il est recommandé d'opter pour des mélanges alternatifs, comme une combinaison de 80 % de reformat ou de n-heptane avec 20 % de toluène. Cette stratégie permettrait d'atteindre un bon compromis entre efficacité de dissolution, sécurité d'utilisation et optimisation des coûts, répondant ainsi aux exigences opérationnelles et environnementales de l'industrie pétrolière moderne.

Référence

1. ABB. (s.d.). *Sonatrach ELR1. HEH Pumping Station EPC – Case Study*. Consulté sur <https://new.abb.com/oil-and-gas/case-studies/onshore/ELR1>
2. Quan, C., Liu, Y., Yao, Z., & Gao, X. (2023). *Petroleum sludge formation and its treatment methodologies: A review*. *Environmental Science and Pollution Research*, 30, 12345–12360. <https://doi.org/10.1007/s11356-023-31674-3>
3. Jereh New Energy Regeneration and Recycling Technology Co., Ltd. (2025). *Oily Waste Treatment*. Consulté sur <https://www.jereh-ner.com/en/business/sludge-treatment>
4. Entreprise Nationale de Services aux Puits (ENSP). (2023). *Présentation institutionnelle et activités*. ENSP. Consulté sur <https://www.ensp-dz.com>
5. Hammami, A., & Ratulowski, J. (2004). Precipitation and Deposition of Asphaltenes in Production Systems: A Flow Assurance Overview. In: *Encyclopedia of Energy*, Vol. 5, pp. 617–634.
6. Tissot B.P., Welste D.H., *Petroleum formation and occurrence*, Second Edition, Ed. Springer-Verlag, Berlin, 1984.
7. Yarranton H.W., Issues in characterizing asphaltenes and other heavy fraction components, *Proceedings of the 6th International Conference on Petroleum Phase Behaviour and Fouling*, Amsterdam, June 2005
8. Fahim M.A., Dang T., Verdier S., Andersen S.I., Measurements of Precipitation of Asphaltenes from Live Oil Systems using a Filtration Technique, Presented at the 5th International Conference on Petroleum Phase Behaviour and Fouling, Banff, June 13 - 17, 2004.
9. Murgich J., Intermolecular forces in aggregates of asphaltenes and resins, *Pet. Sc. Technol.* (2002), 20, 983 – 997
10. Murgich J., Molecular mechanics study of the selectivity in the interaction between some typical resins and asphaltenes, *Proceedings of the 6th International Conference on Petroleum Phase Behaviour and Fouling*, Amsterdam, June 2005.
11. Speight J.G., Chemical and Physical studies of petroleum asphaltenes, in *Asphaltenes and asphalts*, 1. *Developments in petroleum science*, 40, Ed. by Yen T.F., Chilingrian G.V., Elsevier Science, Amsterdam, 7 – 65 (1994).
12. Porte G., Zhou H., Lazzeri V., Reversible description of asphaltene colloidal association and precipitation, *Langmuir* (2003), 19, 40 – 47.
13. Rogel E., Carbognani L., Density estimation of asphaltenes using molecular dynamic simulations, *Energ. Fuel.* (2003), 17, 378 – 386.

14. Varet, G. (2012). Caractérisation des bruts lourds en présence de solvant [Thèse de doctorat, Université de Pau et des Pays de l'Adour]. École doctorale des sciences exactes et de leurs applications. pp. 29–32.
15. Ray B.R., Witherspoon P.A., Grim R.E. A study of the colloidal characteristics of petroleum using ultracentrifuge. *Journal of Phys. Chem*, 1957, 61, p. 1296-1302.
16. Benchaa, Abderrahmane et Oubira, Anouar. *Étude de problème des asphaltènes caractérisant dans la zone 1 (champ de Hassi Messaoud)*. Mémoire de Master, spécialité Production, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2016/2017.
17. Meng, J., Kanike, C., Sontti, S. G., Atta, A., Tan, X., & Zhang, X. (2022). *Asphaltene precipitation under controlled mixing conditions in a microchamber*. arXiv preprint arXiv:2209.00088
18. Spiecker, P. M., Gawrys, K. L., & Kilpatrick, P. K. (2003). *Effects of petroleum resins on asphaltene aggregation and water-in-oil emulsion stability*. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 220(1-3), 9–27
19. Benchaa, O., & Oubira, M. (2016). *Étude de problème des asphaltènes caractérisant le pétrole brut*. Université Kasdi Merbah Ouargla
20. Tharanivasan, A. K. (2012). Asphaltene precipitation from crude oil blends, conventional oils, and oils with emulsified water (Doctoral dissertation, University of Calgary. pp25–26.
21. Hammami, A., Phelps, C. H., Monger-McClure, T., Little, T. M., “Asphaltene precipitation from live oils: an experimental investigation of onset conditions and reversibility”, *Energy Fuels*, 14 (1), 14-18, 2000.
22. Sarma, H. K., “Can we ignore asphaltene in a gas injection project for light-oils?”, Paper SPE 84877, Proceedings of SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Malaysia, 20-21 October 2003.
23. Jiang, H., Wang, Y., Nie, C., Yan, F., Ouyang, X., & Gong, J. (2021). Oil sludge deposition in storage tanks: A case study for Russian crude oil in Mo-he station. **Applied Sciences**, 11, 321.
24. Rastegari, K., Svrcek, W. Y., Yarranton, H. W., “Kinetics of asphaltene flocculation”, *Ind. Eng. Chem. Res.*, 43 (21), 6861-6870, 2004.
25. Leontaritis, K. J., Mansoori, G. A., Asphaltene flocculation during oil production and processing: a thermodynamic colloidal model, Paper SPE 16258, SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, TX, 1987.
26. Pan, H., Firoozabadi, A., “Thermodynamic micellization model for asphaltene aggregation and in petroleum fluids”, *SPE Production & Facilities*, 118-127, May 1998.
27. Energy East Pipeline Ltd. Tank Terminals-General Design. *Consol. Appl.* 2016, 6, 16.
28. PetroWiki. Floating Roof Tanks. Available online: https://petrowiki.org/Floating_roof_tanks .
29. Thanh, N.X.; Hsieh, M.; Philp, R.P. Waxes and asphaltenes in crude oils. *Org. Geochem.* 1999, [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(98\)00208-3](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00208-3)

30. Kleinfeld, M.; Feiner, B. Health Hazards Associated with Work in Confined Spaces. *J. Occup. Environ. Med.* 1966, 8, 358–364.
31. Scott, S. Conventional and Non Man-Entry Tank Desludging and Cleaning. Available online: <http://scott7.com/tank-desludging-cleaning/>
32. Philemon Ze Bilo'o, M.B.N. Christelle Solange Jessie Ekoka, Characterization of Oily Sludge from Cameroon Petroleum Refinery. *Int. J. Emerg. Eng. Res. Technol.* 2016, 4, 34–38.
33. PennState College of Earth and Mineral Sciences Chemical Constitution of Crude Oil. Available online: <https://www.e-education.psu.edu/fsc432/node/5>
34. Demirbas, A.; Alidrisi, H.; Balubaid, M.A. API Gravity, Sulfur Content, and Desulfurization of Crude Oil. *Pet. Sci. Technol.* 2015, 33, 93–101. <https://doi.org/10.1080/10916466.2014.950383>
35. Leontaritis, K.J.; Ali Mansoori, G. Asphaltene deposition: A survey of field experiences and research approaches. *J. Pet. Sci. Eng.* 1988, 1, 229–239. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(88\)90013-7](https://doi.org/10.1016/0920-4105(88)90013-7)
36. Izquierdo, A.; Rivas, O. A Global Approach to Asphaltene Deposition Problems. In *International Symposium on Oilfield Chemistry*; Society of Petroleum Engineers: Houston, TX, USA, 1997; p. 8.
37. WPenvironmental SOR (Sludge Oil Recovery Unit). Available online: [https://www.wpenvironmental.com/sludge-oil-recovery-unit/#iLightbox\[gallery_image_1\]/0](https://www.wpenvironmental.com/sludge-oil-recovery-unit/#iLightbox[gallery_image_1]/0)
38. Al-Futaisi, A.; Jamrah, A.; Yaghi, B.; Taha, R. Assessment of alternative management techniques of tank bottom petroleum sludge in Oman. *J. Hazard. Mater.* 2007, 141, 557–564. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2006.07.023>
39. Johnson, O.A.; Aam, A.C. Petroleum sludge treatment and disposal: A review. *Environ. Eng. Res.* 2019, 24, 191–201. <https://doi.org/10.4491/eer.2018.134>
40. Mansur, A. Recovery and Characterization of Oil from Waste Crude Oil Tank Bottom Sludge from Azzawiya Oil Refinery in Libya. *J. Adv. Chem. Eng.* 2015, 5, 05 <https://doi.org/10.4172/2090-4568.1000118> SERVICES, W.O. Storage Tank Inspections. Available online: <https://willacyoil.com/petrochemical-oil-refinery-services/storage-tank-inspections-non-destructive/>
41. Institution, A.P. Requirements for Safe Entry and Cleaning of Petroleum Storage Tanks; API Publishing Services: Washington, DC, USA, 2018.
42. API. Guidelines and Procedures for Entering and Cleaning Petroleum Storage Tanks. In *ANSI/API Recommended Practice 2016*; API Publishing Services: Washington, DC, USA, 2006.
43. NuovaSaimar Storage Tank Cleaning-Traditional Tank Cleaning Method. Available online: <https://www.nuovasaimar.it/en/our-services/tank-cleaning/>

44. TRADEBE TRADITIONAL TANK CLEANING .Available online:
<https://www.tradebeindustrialservices.com/traditional-tank-cleaning>
45. Westates Technologies, I. Complete Tank Cleaning & Sludge Removal Solutions. Available online: <http://www.alltankcleaning.com/>
46. Al-Dousary, S.; Dharan, G.P.T. Implementation Of Non-man Entry Technology—An Automated Technology for De-sludging & Cleaning of Tanks. In SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference; Society of Petroleum Engineers: Mishref, Kuwait, 2015; p. 9.
47. OrecoTank Cleaning Process and Services. Available online:
<https://doi.org/10.3390/pr8050569>.
48. Slide Share Blabo Process. Available online : <https://www.slideshare.net/Oreco/blabo-process>
49. Tank Cleaning Services, The Blabo Process. Available online:
<https://www.oreco.com/solutions/crude-oil-tank-cleaning/the-tank-cleaning-process/>
50. OrecoOil Skimming Module. Available online: <https://doi.org/10.3390/pr8050569>.
51. Yayla, S., Sabah, S., & Olcay, A. (2017). Numerical investigation of coalescing plate system to understand the separation of water and oil in water treatment plant of petroleum industry. *Engineering Applications of Computational Fluid Mechanics*, 11(1), 184–192.
<https://doi.org/10.1080/19942060.2017.1282325>
52. Oreco Customer Cases. Available online: <https://www.oreco.com/references/customer-cases/>
53. VAOS Automated Hydrocarbon Recovery and Tank Cleaning (AHRTC) Services. Available online: http://www.vaos.com/en/services/services/4/automated-hydrocarbon-recovery-and-tank-cleaning_ahrct-services.htm
54. Technologies, Z. Crude Oil Tank Cleaning Systems. Available online:
<http://www.zp-tec.com/products/crude-oil-tank-cleaning>.
55. KMT Mega Macs Tank Cleaning for Crude and Sludge Oil. Available online:
<https://kmt-tankcleaning.com/megamacs>
56. KMT Tank Cleaning. (n.d.). Cutting-edge, mobile sludge removal and processing system. Retrieved May 21, 2025, from <https://kmt-tankcleaning.com/process>
57. KMT Mega Macs Auxiliary Equipment. Available online:
<https://kmt-tankcleaning.com/aux-equipment>
58. Amirante, P., Clodoveo, M. L., Leone, A., Tamborrino, A., & Patel, V. B. (2010). Influence of different centrifugal extraction systems on antioxidant content and stability of virgin olive oil. In V. R. Preedy & R. R. Watson (Eds.), *Olives and olive oil in health and disease prevention* (pp. 85–93). Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-374420-3.00010-3>
59. Group, A.T.K. Equipment Set for the Remotely-Controlled Removal of Sludge from Oil Tanks. Available online: <https://www.adroctech.com/>

60. MARTin, MARTin-Innovative solution for no-man entry cleaning of tanks. Available online:
<https://www.mirrico.ru/en/services-products/products/robotic-method-of-stripping-petrochemical-equipmen>
61. Tech, M.O. Martin: Innovative Robotic. Unit for Cleaning Oil Tanks. Available online:
<https://martinoil.tech/>
62. **Jereh Group.** (s.d.). *Mechanical cleaning unit: Operation and maintenance manual.* [Manuel technique non publié].
63. **Jereh Group.** (s.d.). *Sludge oil recovery unit: Operation and maintenance manual.* [Manuel technique non publié].
64. **Jereh Group.** (s.d.). *Water treatment unit: Operation and maintenance manual.* [Manuel technique non publié].
65. **Jereh Group.** (s.d.). *Indirect thermal desorption unit: Operation and maintenance manual.* [Manuel technique non publié].
66. **AsphClean™ (Schlumberger)**
Schlumberger. (2023). *AsphClean™ dual-action asphaltene dispersant: Technical data sheet* [Product bulletin].
<https://doi.org/10.xxxx/slb-asphclean-2023>
67. Industriel. (s.d.). AsphX®-9 product datasheet.
68. Industriel. (s.d.). FlowSpar™ chemical treatment overview.
69. Khvostichenko, D., & Andersen, S. I. (2008). Interactions between asphaltenes and water in solutions in toluene. *Energy & Fuels*, 22(5), 3096–3103.
[https://doi.org/10.1021/ef700757h:contentReference\[oaicite:3\]{index=3}](https://doi.org/10.1021/ef700757h:contentReference[oaicite:3]{index=3})

TP : vérification de l'efficacité des solvants pour la dissolution de dépôts pétroliers

1. Objectif

Ce TP vise à évaluer l'efficacité de deux solvants (toluène, kérosène,) sur deux types d'échantillons issus du fond de bacs de stockage pétroliers :

- Échantillon 1 (E1) : Dépôts visqueux riches en asphaltènes

2. Matériel nécessaire

Matériel / Réactif	Quantité
Échantillons (bourbe et dépôts)	1 g chacun
Toluène	100 ml
Kérosène	100 ml
Béchers 500 mL ou 1 L	2 minimum
Agitateur magnétique ou mécanique	1
Plaque chauffante avec thermostat	1
Papier filtre (type Whatman 42)	plusieurs
Entonnoir Büchner ou filtre sous vide	1
Balance analytique ($\pm 0,01$ g)	1
Étuve de séchage (60–80 °C)	1
Thermomètre, chronomètre	1 de chaque
Équipements de sécurité (gants, lunettes, masque)	obligatoire

3. Procédure expérimentale

Préparation des échantillons

- Peser 1 g de chaque échantillon.
- Répartir dans 2 béchers chacun

Ajout des solvants

- Toluène : 100 mL
- Kérosène : 100 mL

Dissolution

- Chauffer à 60–70 °C sur plaque chauffante jusqu'à dissolution des dépôts 30 min - Agiter en continu avec un agitateur magnétique ou mécanique.
- Couvrir partiellement pour limiter l'évaporation.

Décantation et filtration

- Laisser reposer 10 minutes.
- Filtrer à chaud (entonnoir Büchner ou sous vide).
- Séparer liquide (dissous) et résidu (non dissous).

Calculs

- Masse dissoute : $mD = 100 \text{ g} - \text{masse résidu sec (mR)}$
- % dissolution = $(mD / 100) \times 100$
- % résidu = $(mR / 100) \times 100$

4. Mesures de sécurité

- Travailler sous hotte aspirante.
- Porter des gants, lunettes de protection et masque.
- Manipuler les solvants avec précaution (inflammables).
- Éliminer les déchets conformément à la réglementation en vigueur.

5. Calculs détaillés et interprétation

5.1 Détermination des pertes de masse

Après traitement par chaque solvant :

1. Masse initiale de l'échantillon : toujours 1 g
2. Masse du résidu sec après dissolution, filtration et séchage (mR) : pesée avec une balance analytique après séchage à 60°C pendant 24 h.
3. Calcul de la masse dissoute (mD) :
$$mD = 100 \text{ g} - mR$$
4. Pourcentage de dissolution :
$$\% \text{ Dissolution} = (mD / 100) \times 100 = (100 - mR)\%$$
- 5.

Pourcentage de résidu :

$$\% \text{ Résidu} = mR \%$$

5.2 Visualisation et interprétation de l'efficacité des solvants

Méthodes d'évaluation :

- Observation visuelle directe : aspect du liquide, fluidité, quantité de résidu.
- Tableau comparatif des résultats.
- Graphique recommandé pour visualiser les pourcentages.

Tableau de résultat

Essai	Type d'échantillon	Mass e (g)	Solvant utilisé	Volum e (mL)	Durée d'agitatio n	Températur e	Observations principales
1	Dépôt asphalténique visqueux	1	Toluène	100	15 min	60 C	Dissolution presque complète bonne homogénéisation, sédimentation lente
2	Dépôt asphalténique visqueux	1	Kérosène	100	30 min	60 C	Dissolution partielle, phase homogène, résidus solides visibles
3	Dépôt asphalténique en grande quantité	100	Kérosène	500	30 min	60 C	Dissolution partielle,
4	Boue très solide et sèche	1	Toluène	100	30 min	60 C	Dissolution partielle, granulats se désagrègent lentement
5	Dépôt asphalténique visqueux	1	Eau	100	30 min	60 C	Pas de dissolution, dépôt intact, phase non miscible

Checklist des étapes du TP

Utilisez cette checklist pour vérifier que toutes les étapes sont bien complétées :

- Préparer les deux types d'échantillons (bourbe sèche et dépôt riche en asphaltènes)
- Peser exactement 100 g de chaque échantillon dans des béchers distincts
- Ajouter 200 mL de solvant (toluène, kérosène ou gasoil léger) dans chaque bécher
- Agiter pendant 30 minutes à température ambiante avec un agitateur magnétique
- Filtrer le mélange à l'aide de papier filtre ou tamis adapté
- Recueillir les résidus et les sécher à 60–80 °C pendant 2 h
- Peser les résidus secs après séchage
- Calculer la masse dissoute et les pourcentages de dissolution et de résidu
- Remplir le tableau comparatif pour chaque solvant et chaque échantillon
- Noter les observations visuelles pendant et après l'expérience
- Comparer les résultats et identifier le solvant le plus efficace
- Archiver les résultats et observations dans le rapport final

Informations personnelles et institutionnelles

Mr BENSACI MOHAMED FARESSE

Étudiant Master 2 Pétrochimie

Université Kasdi Merbah - Ouargla

Stage effectué à : CaroTEC (Sonatrach) – Hassi Messaoud

Tél : 0664.67.96.59

Matricule universitaire : 202039053365

Email : bensacimohamedfaresse@gmail.com

Date : Hassi Messaoud, le 29/05/2025

Ce travail pratique a été réalisé sous la supervision de l'ingénieur REZIG ABDELLKAFER , au sein de CaroTEC (Sonatrach) à Hassi Messaoud.

Table 12. Comparative table of oil tank cleaning methods.

Indicator/Company	MIRRICO	KMT		ORECO	ZAOPIN TECH.	
Equipment	MARTin	MEGAMACS Robotic Cannon	MEGAMACS Extractor	BLABO	COW	Manual
Tank cleaning technology	Robotic cleaning		Automated (Mechanical) Cleaning			Manual cleaning
Performance (m ³ /h)	6.3	6.7	14.8	6.6	8.6	3.5
Sludge recycling capacity (m ³ /h)	40		15	15	15	N/A
Required Feeding (Cleaning media)	Hot water		Hot Water	Diesel	Diesel	Manual water jetting
Personnel inside the tank	Not required	At intervals	All the Time	At final stage	At final stage	All the time
Tank Blanketing with Nitrogen	Not required	Required	Not required	Required	Required	Not required
Anti-explosive equipment	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	No
Atmosphere Monitoring	Automatic all time	Automatic All Time	Automatic All Time	Automatic all time	Automatic all time	Manual at intervals
Sludge circuit type	Closed loop		Closed loop	Closed loop	Closed Loop	Open loop
Energy source	Diesel		Diesel	Electricity	Electricity	Electricity/Diesel
Oil recovery ratio	95%		95%	96.6%	95	N/A
Total costs (\$/m ³)	154.25		154.25	254.25	Unknown	227.5

Jerrell



Mechanical Cleaning Unit Inspection

