

الشعبية الديمقراطية الجزائرية الجمهورية

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**

المدرسة الوطنية العليا لعلوم البحر و تهيئة الساحل

**Ecole Nationale Supérieure des Sciences de la Mer et de  
l'Aménagement du Littoral**



Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme

D'ingénieur en Sciences de la Mer

Option : Ingénierie de l'Environnement Marin et Côtier

**Thème :**

**Evaluation d'un procédé de traitement d'un sol  
contaminé par les hydrocarbures : cas des  
bourbiers de forage**

Présenté par :

**RABAH Khaled**

**SALAH Haithem Abdelbasset**

Soutenu le 16/06/2020, devant le jury suivant :

<b>M<sup>me</sup> BENZOUAI Sihem</b>	Maître-assistante A (ENSSMAL)	<b>Présidente</b>
<b>M. ZERROUKI Mohamed</b>	Maître-assistant A (ENSSMAL)	<b>Examineur</b>
<b>Mme BENTCHIKOU Latifa</b>	Maître-assistant A (ENSSMAL)	<b>Examinatrice</b>
<b>M<sup>me</sup> KERAGHEL Mehdi</b>	Maitre-assistante A (ENSSMAL)	<b>Promotrice</b>
<b>M. GUEMMOUR Chaker</b>	Chef de Département Environnement (Dir HSE – ACT / EP - SONATRACH)	<b>Co-Promoteur</b>

**Promotion : 2020**



الشعبية الديمقراطية الجزائرية الجمهورية

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

المدرسة الوطنية العليا لعلوم البحر و تهيئة الساحل

Ecole Nationale Supérieure des Sciences de la Mer et de  
l'Aménagement du Littoral



Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme

D'ingénieur en Sciences de la Mer

Option : Ingénierie de l'Environnement Marin et Côtier

Thème :

**Evaluation d'un procédé de traitement d'un sol  
contaminé par les hydrocarbures : cas des  
bourbiers de forage**

Présenté par :

**RABAH Khaled**

**SALAH Haithem Abdelbasset**

Soutenu le 16/06/2020, devant le jury suivant :

<b>M<sup>me</sup> BENZOUAI Sihem</b>	Maître-assistante A (ENSSMAL)	<b>Présidente</b>
<b>M. ZERROUKI Mohamed</b>	Maître-assistant A (ENSSMAL)	<b>Examineur</b>
<b>M<sup>me</sup> BENTCHIKOU Latifa</b>	Maître-assistant A (ENSSMAL)	<b>Examinatrice</b>
<b>M<sup>me</sup> KERAGHEL Mehdi</b>	Maitre-assistante A (ENSSMAL)	<b>Promotrice</b>
<b>M. GUEMMOUR Chaker</b>	Chef de Département Environnement (Dir HSE – ACT / EP - SONATRACH)	<b>Co-Promoteur</b>

**Promotion : 2020**

## Dédicace

*Je dédie ce mémoire de fin d'étude à :*

*Mes très chers parents,  
En témoignage de ma reconnaissance pour leur soutien,  
Leurs sacrifices et tous les efforts qu'ils ont fournis pour mon  
éducation et ma formation.*

*Mon Co-promoteur, Monsieur C. GUEMMOUR dont je salue la  
compréhension, la rigueur et le professionnalisme dont il a fait preuve  
à mon égard.*

*Ma promotrice Mlle M. KERAGHEL dont je salue le travail, le savoir  
et la modestie.*

*A tous mes amis en particulier : Hichem, Amine, Anis, Malek  
Pour leurs affections, compréhension et patience*

*Mon binôme Khaled,  
A mes collègues de la promotion ENSSMAL 2020  
Et à tous ceux qui me sont chers et m'ont soutenu de près ou de loin.*

*S. Haithem Abdelbasset*

*Je dédie ce mémoire de fin d'étude à :*

*Ma chère mère,  
En témoignage de ma reconnaissance pour son soutien,  
Leurs sacrifices et tous les efforts qu'ils ont fournis pour mon  
éducation et ma formation.*

*Mon Co-promoteur, Monsieur C. GUEMMOUR dont je salue la  
compréhension, la rigueur et le professionnalisme dont il a fait preuve  
à mon égard.*

*Ma promotrice Mlle M. KERAGHEL dont je salue le travail, le savoir  
et la modestie.*

*A tous mes amis en particulier : Hichem, Amine, Anis, Malek, Moussa  
Pour leurs affections, compréhension et patience*

*Mon binôme Haithem,  
A mes collègues de la promotion ENSSMAL 2020  
Et à tous ceux qui me sont chers et m'ont soutenu de près ou de loin.*

*R. Khaled*

## Remerciements

En préambule à ce mémoire nous remercions ALLAH, tout puissant, qui nous a aidé et donné la patience et le courage durant ces longues années d'étude.

Nous tenons à remercier très chaleureusement notre co-promoteur **M. Chaker GUEMMOUR** qui nous a permis de bénéficier de son encadrement. Les conseils qu'il nous a prodigués, la patience et la confiance qu'il nous a témoignées ont été déterminants dans la réalisation de notre travail de recherche.

Nous exprimons nos profonds remerciements à notre promotrice **M<sup>lle</sup> Mehdiya KERAGHEL** pour l'aide qu'elle nous a apportée ainsi que pour sa patience et son encouragement. Son œil critique nous a été très précieux pour structurer le travail.

Nous tenons aussi à remercier tous les membres des différentes structures : M. Reggab, M. Ouchene, M. Tadjet, M. Hannachi, M. Soltani, M. Redjradj, M. Mecheri, M. Salhi.

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptant d'examiner notre travail et de l'enrichir par leurs propositions.

Enfin, nous exprimons notre sincère reconnaissance à l'ensemble du personnel de SONATRACH pour leurs collaborations et leur accueil chaleureux et à toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

## Liste des figures

Figure 1 : Evolution de la production pétrolière de l'Algérie au cours des 10 dernières années (BP Statistical Review of World Energy, 2019) .....	4
Figure 2 : Evolution de la production de gaz naturel en Algérie au cours des 10 dernières années (BP Statistical Review of World Energy, 2019) (“toe” tonnes d'équivalent pétrole) ....	4
Figure 3: Organigramme de la société SONATRACH (Sonatrach, 2020) .....	5
Figure 4 : Activités de la SONATRACH.....	6
Figure 5 : Migration du pétrole conduisant à la formation d'un gisement (Connaissance des Énergies, 2015) .....	7
Figure 6 : L'appareil de forage (“Site des ressources d'ACCES pour enseigner la Science de la Vie et de la Terre,” 2017).....	8
Figure 7 : Enlèvement des déblais de forage par circulation de boue (Hyne, 2012).....	9
Figure 8 : Bourbier contenant le rejet huileux (Wet Pit) .....	13
Figure 9 : Bourbier contenant le rejet sec (dry Pit) .....	13
Figure 10 : Action des contaminants sur le sol et le sous-sol.....	16
Figure 11 : Illustration schématique de la circulation de la boue de forage (Ball et al., 2012).....	21
Figure 12 : Schématisation des déblais de forage contenus dans le bourbier (Sonatrach, 2019b).....	21
Figure 13 : Photographie d'une unité de traitement thermique .....	23
Figure 14 : carte montrant la localisation du champ mln .....	26
Figure 15 : Station de désorption thermique par chauffage indirect - Environmental Solutions.....	27
Figure 16 : Plan d'organisation de l'unité de traitement par la Désorption Thermique. ....	29
Figure 17 : Schéma complet du procédé de la désorption thermique par chauffage Indirect. ....	31
Figure 18 : Unité de désorption thermique par chauffage indirect- Environmental Solutions.....	32
Figure 19 : Oil base Mud (OBM) cuttings avant et après traitement .....	32
Figure 20 : Schéma expliquant les étapes d'une analyse par ICP-MS .....	34
Figure 21 : Spectrométrie de masse associée à un plasma d'argon à couplage inductif (ICP-MS).....	35
Figure 22: Schéma des étapes d'élaboration d'un inventaire des gaz à effet de serre .	37

Figure 23 : Four rotatif (dryer drum) de l'unité de désorption thermique et ses caractéristiques .....	41
Figure 24 : Graphe de variation de la teneur en hydrocarbures totaux avant et après traitement par la désorption thermique indirecte du bourbier « MLN 10 » .....	45
Figure 25 : Concentration en métaux lourds avant et après traitement par la désorption thermique indirecte du bourbier « MLN 10 » .....	46
Figure 26 : Mécanisme d'augmentation de la concentration en métaux lourds après traitement par la désorption thermique.....	47
Figure 27 : Représentation graphique des résultats des deux méthodes de quantification des émissions de CO <sub>2</sub> du four .....	49
Figure 28 : Présentation des quantités émises par type de GES en Giga-grammes .....	51
Figure 29 : Représentation graphique des émissions totales en équivalent CO <sub>2</sub> (en Gigagramme par an) du Four T900 et du Four rotatif.....	53
Figure 30 : Arbre de décision pour la sélection de la technologie de désorption thermique .....	62

## Liste des tableaux

Tableau 1 : Principaux composants qui définissent les types génériques de fluides de forage (Patin, 1999).....	10
Tableau 2 : Comparaison entre les fluides à base d'eau, les fluides à base d'huile et les fluides synthétiques (Sadiq et al., 2003).....	11
Tableau 3 : Les moyennes des flux de boue de forage des cinq phases de forage de puits, et le volume des déchets de forage stockés dans le bournier d'un puits type de la zone de Hassi Messaoud (Ghazi et al., 2011).....	12
Tableau 4 : Nombre de bourniers traités depuis 2016 (Sonatrach, 2019a). ....	18
Tableau 5 : Classification des déchets de forage (SGG Algérie, 2019). S : Déchets Spéciaux ; SD : Déchets Spéciaux Dangereux .....	20
Tableau 6 : Comparaison entre les technologies de biorémédiation et les approches non biologiques pour le traitement des déblais de forage contaminés (Ball et al., 2012).....	24
Tableau 7: Equipements et caractéristiques techniques de la station de traitement étudiée .....	27
Tableau 8: Le flaconnage utilisé et son conditionnement .....	33
Tableau 9 : Consommation du fuel utilisé (Diesel) pour l'année 2019.....	41
Tableau 10 : Les facteurs d'émissions des combustibles Diesel .....	42
Tableau 11 : Quantités de fuel consommées par la station de traitement.....	42
Tableau 12 : Teneurs en hydrocarbures totaux avant et après traitement par la désorption thermique indirecte du bournier « MLN 10 » .....	44
Tableau 13 : Taux des métaux lourds avant et après traitement par désorption thermique indirecte du bournier « MLN 10 » .....	45
Tableau 14 : Résultats des deux méthodes de calcul de la quantité de CO <sub>2</sub> émise par le four .....	49
Tableau 15 : Avantages et inconvénients de la méthode bilan matière.....	50
Tableau 16 : Avantages et inconvénients de la méthode facteur d'émission.....	50
Tableau 17 : Inventaire des gaz à effet de serre issus de la combustion stationnaire au niveau du l'unité.....	51
Tableau 18 : Emissions totales en Eq CO <sub>2</sub> du complexe GP1/Z (Bouazza and Gacem, 2018).....	52
Tableau 19 : Caractéristiques techniques du Four T900 du complexe GP1/Z et du Four rotatif de l'unité de désorption thermique .....	52
Tableau 20: Propriétés des sédiments et les raisons pour lesquelles elles sont prises en compte .....	55

Tableau 21 : Efficacité de la désorption thermique sur les groupes de contaminants généraux pour le sol, les boues et les sédiments (U.S. EPA, 1991).....	57
Tableau 22 : Données de comparaison des coûts pour différentes tailles de projets (Anderson and William, 1993).....	58

## Liste des acronymes

<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>ADEME</b>	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
<b>CDB</b>	Convention Internationale sur la Diversité Biologique
<b>CCNUCC</b>	Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques
<b>COVID-19</b>	Maladie coronavirus 2019
<b>COV</b>	Composés Organiques Volatils
<b>DSD</b>	Déchets Spéciaux Dangereux
<b>DA</b>	Données d'activités
<b>DT</b>	Désorption thermique
<b>EPA</b>	United States Environmental Protection Agency
<b>EIA</b>	United States Energy Information Administration
<b>FE</b>	Facteur d'émission
<b>GIEC</b>	Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat
<b>GES</b>	Gaz à Effet de Serre
<b>GRI</b>	United States Gas Research Institute
<b>HAP</b>	Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques
<b>ICP-MS</b>	Induced Coupled Plasma-Mass Spectroscopy
<b>ISO</b>	International Organization for Standardization
<b>MLN</b>	Menzel Ledjmat Nord
<b>MMBTU</b>	(aussi MBTU) un million de British Thermal Units <sup>1</sup>
<b>OBM</b>	Oil based mud
<b>ONU</b>	Organisation des Nations Unies
<b>OMS</b>	Organisation mondiale de la Santé
<b>OMM</b>	Organisation Météorologique Mondiale
<b>PCI</b>	Pouvoir calorifique inferieur
<b>PET</b>	Polyéthylène Téréphtalate
<b>PNAE-DD</b>	Plan d'Actions National pour l'Environnement et le Développement Durable
<b>PRG</b>	Pouvoir de Réchauffement Global
<b>RCRA</b>	Resource Conservation and Recovery Act
<b>TLCP</b>	Toxicity Characteristic Leaching Procedure
<b>SBM</b>	Synthetic based mud
<b>VAG</b>	Veille de l'Atmosphère Globale
<b>WBM</b>	Water based mud

---

<sup>1</sup> Un BTU est une mesure du contenu énergétique d'un combustible, et est utilisé dans les industries de l'électricité, de la production de vapeur, du chauffage et de la climatisation. 1 BTU = 1,06 joule

## Tables des matières

<b>Introduction Générale</b> .....	<b>1</b>
<b>1 Chapitre I : Mise en contexte</b> .....	<b>4</b>
1.1 Forage et boues de forage.....	4
1.1.1 Introduction.....	4
1.1.2 Présentation de la société SONATRACH.....	5
1.1.3 L'amont pétrolier.....	6
1.1.4 Fluides de forage.....	9
1.1.5 Rejets de forage.....	11
1.1.6 Le borbier.....	12
1.1.7 Impacts et toxicité des borbiers sur l'environnement et le milieu naturel 13	
<b>1.2 Instruments juridiques</b> .....	<b>17</b>
1.2.1 Contexte international.....	17
1.2.2 Contexte national.....	18
1.3 Méthodes de traitement des borbiers.....	20
1.3.1 Gestion Intégrée des Rejets de Forage en Mode On-line.....	20
1.3.2 Mode Off-line.....	21
<b>2 Chapitre II : Matériels &amp; Méthodes</b> .....	<b>25</b>
2.1 Introduction.....	26
2.2 Présentation de la station de traitement étudiée.....	26
2.2.1 Localisation de la station.....	26
2.2.2 Description de la station.....	27
2.2.3 Description du processus de traitement par la désorption thermique par chauffage Indirect.....	29
2.3 Echantillonnage et analyses chimiques.....	33
2.3.1 Préparation et conditionnement des flacons.....	33
2.3.2 Méthode d'échantillonnage et de prélèvement.....	34
2.3.3 Modes opératoires des analyses chimiques.....	34
2.4 Méthodologie d'élaboration des inventaires de gaz à effet de serre.....	36
2.4.1 Les étapes d'élaboration des inventaires.....	36
2.4.2 Sélection et établissement de l'année de référence et l'année de reporting 37	

2.4.3	Périmètre d'étude .....	37
2.4.4	Quantification des émissions et suppressions de GES.....	38
2.4.5	Elaboration de l'inventaire de GES .....	38
2.5	Etablissement d'un inventaire des émissions de gaz à effet de serre issus de la combustion stationnaire au niveau de l'unité de désorption thermique .....	39
2.5.1	Démarche de réalisation de l'inventaire .....	39
2.5.2	Méthodes de calcul adoptées pour l'évaluation quantitative des émissions	39
2.5.3	Détermination du périmètre d'étude .....	40
2.5.4	La collecte des données .....	41
<b>3</b>	<b>Chapitre III : Résultats et discussion .....</b>	<b>44</b>
3.1	Évaluation du rendement de décontamination de la station : comparaison des résultats avant et après traitement .....	44
3.1.1	Hydrocarbures totaux.....	44
3.1.2	Métaux lourds .....	45
3.1.3	Interprétation des résultats d'analyse.....	46
3.2	Estimation des émissions de gaz à effet de serre de la station .....	47
3.2.1	Calcul des émissions .....	48
3.2.2	Évaluation des émissions de gaz à effet de serre de la station.....	49
3.2.3	L'inventaire des gaz à effet de serre pour l'unité .....	51
3.2.4	Discussion sur les GES émis par l'unité.....	52
3.2.5	Difficultés rencontrées pendant le travail .....	53
3.3	Applicabilité de la désorption thermique pour le traitement des sédiments de dragage	53
3.3.1	Caractéristiques de performance sur le traitement des sédiments de dragage	55
3.3.2	Informations sur les coûts .....	57
3.3.3	Discussion sur l'applicabilité.....	58
3.3.4	Synthèse .....	60
	<b>Conclusion générale.....</b>	<b>64</b>
	<b>Bibliographie.....</b>	<b>68</b>
	<b>Annexes.....</b>	<b>71</b>
	Annexe A : décrets relatifs à la protection de l'environnement (SGG Algérie, 2019)	
	.....	72

Annexe B : Valeurs limites acceptables fixées par le département HSE de la  
division Forage ..... 75

# **Introduction générale**

## Introduction Générale

La production pétrolière est l'élément moteur du développement économique de notre pays. Cependant, l'extraction, le traitement et la transformation de pétrole représentent une cause majeure de dégradation de l'environnement ; le gain économique prime souvent sur l'aspect sociétal et environnemental.

Les déchets de forage, notamment les boues huileuses représentent les déchets solides les plus importants de l'industrie pétrolière. Il s'agit d'une émulsion complexe de divers hydrocarbures pétroliers, d'eau, de métaux lourds et de particules solides. En raison de la prolifération des quantités de déchets produites et de leur nature dangereuse, les hydrocarbures doivent être exploités de manière écologiquement responsable, socialement équitable, économiquement acceptable et techniquement faisable.

De nombreuses techniques de remédiation, telles que la solidification-stabilisation, les traitements thermiques ou biologiques, ont déjà été développées. Malgré leur efficacité, ces techniques présentent encore de nombreux inconvénients, pouvant entraîner une pollution de l'air, de l'eau et/ou du sol.

Dans ce contexte, cette étude se concentre sur l'évaluation du procédé thermique utilisé par la SONATRACH pour le traitement des déchets de forage, la finalité étant de :

- Estimer l'efficacité de cette méthode de traitement ;
- Quantifier l'impact de cette activité sur le réchauffement climatique en estimant la quantité des émissions de gaz à effet de serre ;
- Etudier l'application éventuelle de ce procédé dans la décontamination des sédiments de dragage qui contiennent le même type de polluants (hydrocarbures).

Pour atteindre ces objectifs, nous avons travaillé sur la station de désorption thermique de la région MLN (Hassi Messaoud). Nous avons eu recours également aux informations recueillies au Département Environnement de la direction HSE de la SONATRACH ainsi qu'aux résultats d'analyses chimiques qui ont été réalisées au niveau des laboratoires de la Division Laboratoires de SONATRACH.

Dans la première partie de ce mémoire, nous présentons une description des boues de forage du point de vue de leur composition chimique, qui reste liée à celle des fluides utilisés lors du forage. Nous abordons également les effets néfastes de ces déchets de forage sur l'environnement, notamment par leur émission de gaz à effet de serre. Nous présentons par la suite la réglementation régissant le traitement et la classification des déchets en Algérie. Nous terminerons cette partie par une description des différentes méthodes de traitement des boues.

La deuxième partie concerne la méthodologie et les moyens utilisés pour réaliser ce travail. Nous commençons par une présentation de la station de traitement considérée, suivi d'une description du matériel et des techniques d'analyses utilisées. Nous finirons par la présentation des calculs de quantification des gaz à effet de serre émis par la station de désorption thermique considérée.

## Introduction

---

Dans la dernière partie du mémoire, nous présentons les résultats obtenus et leur discussion. L'efficacité de l'unité de traitement des boues de forage est évaluée en s'aidant d'analyses chimiques ainsi que d'une estimation de l'inventaire des gaz à effet de serre émis. Nous terminerons par l'exposition de notre vision personnelle sur la méthode de traitement étudiée et de son éventuelle application au traitement des sédiments marins contaminés. Ce chapitre sera suivi d'une conclusion générale qui englobe les principaux résultats de ce travail.

# **Chapitre I : Mise en contexte**

## 1 Chapitre I : Mise en contexte

### 1.1 Forage et boues de forage

#### 1.1.1 Introduction

D'après des prévisions réalisées à la fin de l'année 2018, l'Algérie disposerait de 12 200 millions de barils de réserves pétrolières prouvées et 4,3 trillions de mètres cubes de réserves prouvées de gaz naturel (BP Statistical Review of World Energy, 2019).

Les principaux gisements de pétrole en Algérie sont situés dans la province de Hassi-Messaoud et dans les bassins d'Illizi et de Berkine. Hassi-Messaoud contient environ 71% des réserves pétrolières prouvées de l'Algérie, et le bassin d'Illizi en contient environ 15% (U.S. Energy Information Administration, 2016) (Figure 1 et Figure 2).

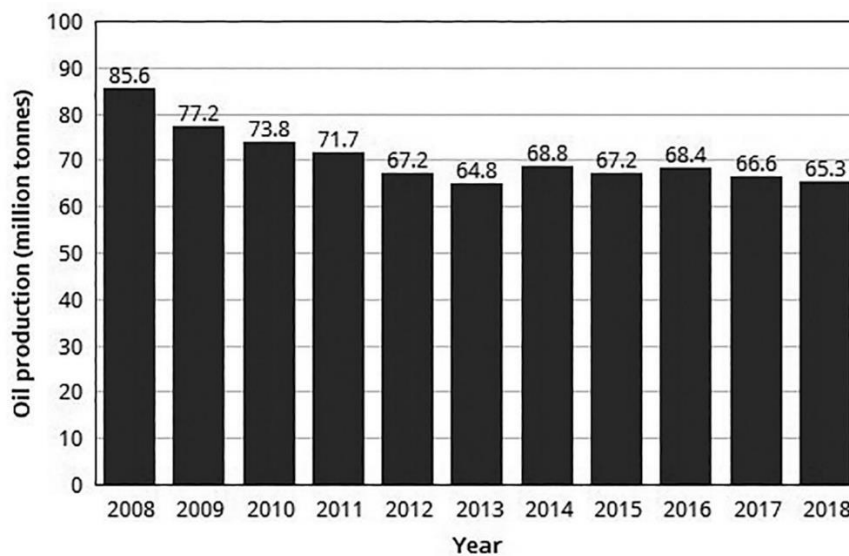


Figure 1 : Evolution de la production pétrolière de l'Algérie au cours des 10 dernières années (BP Statistical Review of World Energy, 2019)

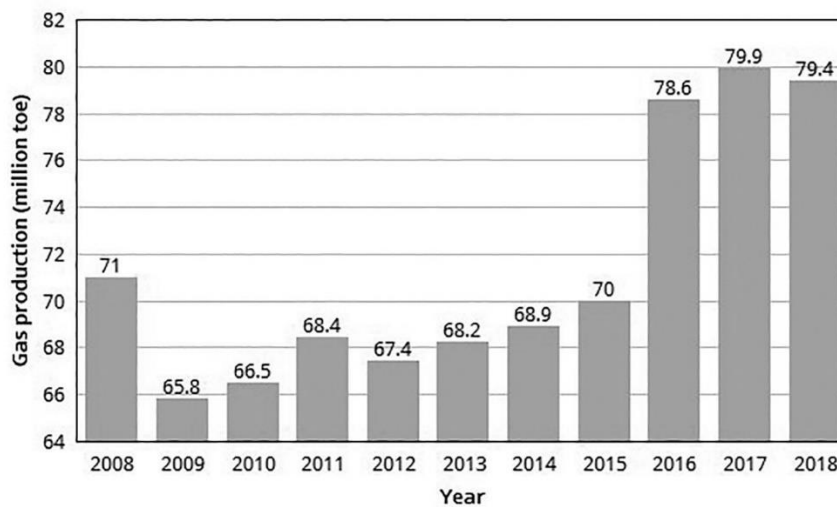


Figure 2 : Evolution de la production de gaz naturel en Algérie au cours des 10 dernières années (BP Statistical Review of World Energy, 2019) (“toe” tonnes d'équivalent pétrole)

## 1.1.2 Présentation de la société SONATRACH

SONATRACH est une compagnie nationale algérienne de recherche, d'exploitation, de transport par canalisation, de transformation et de commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés. Elle a pour but de valoriser de façon optimale les ressources nationales d'hydrocarbures et de créer des richesses au service du développement économique et social du pays. L'organigramme de la société est présenté dans la (Figure 3).

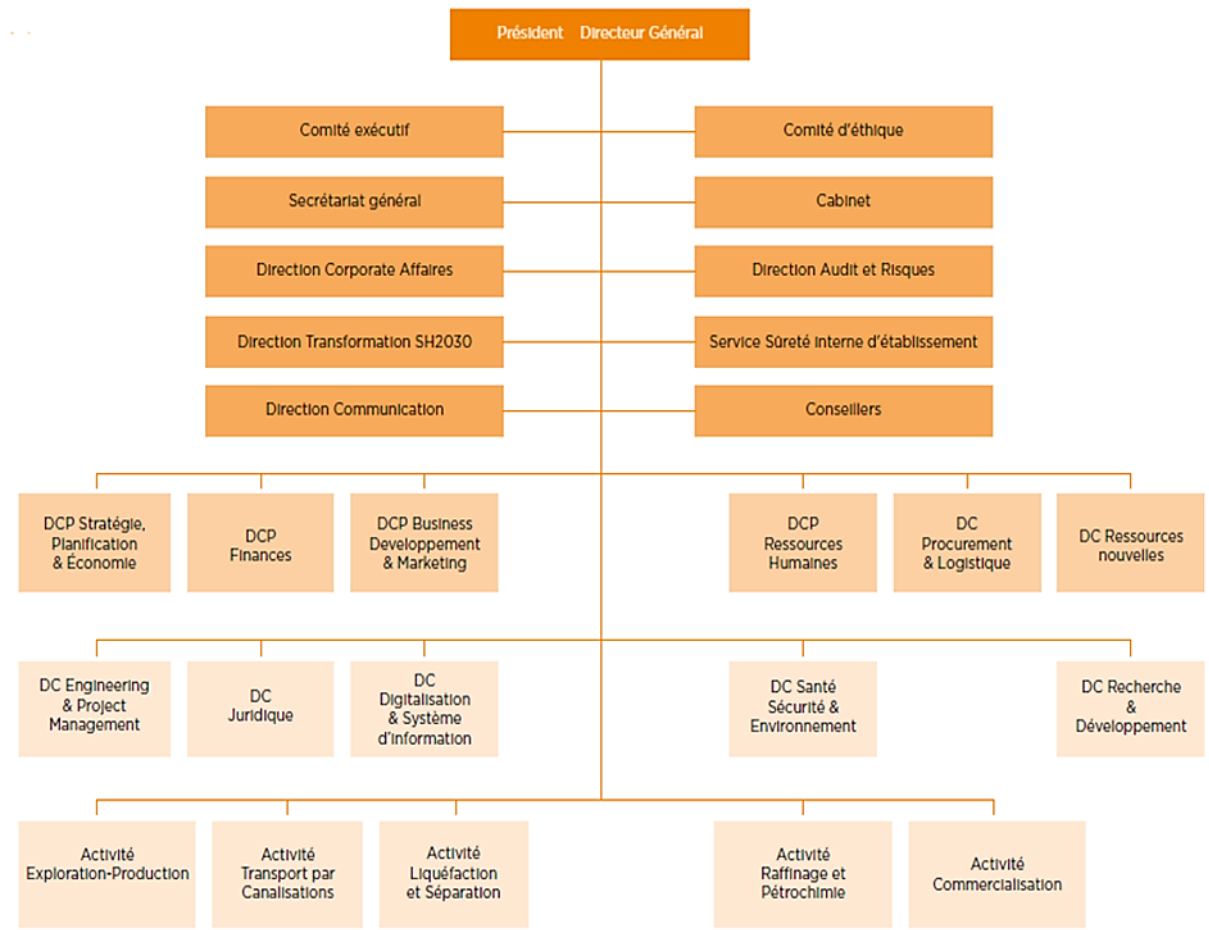


Figure 3: Organigramme de la société SONATRACH (Sonatrach, 2020)

Les métiers de base de SONATRACH portent sur toute la chaîne des hydrocarbures, en commençant par la recherche et l'exploration, jusqu'à la transformation des hydrocarbures et leur commercialisation aux consommateurs finaux.

Il est possible de regrouper ces métiers en quatre parties globales :

- L'amont pétrolier ;
- L'aval pétrolier ;
- Le transport par canalisation ;
- La commercialisation des hydrocarbures et des produits pétroliers.

Le schéma suivant présente brièvement les activités principales de chaque partie (Figure 4).

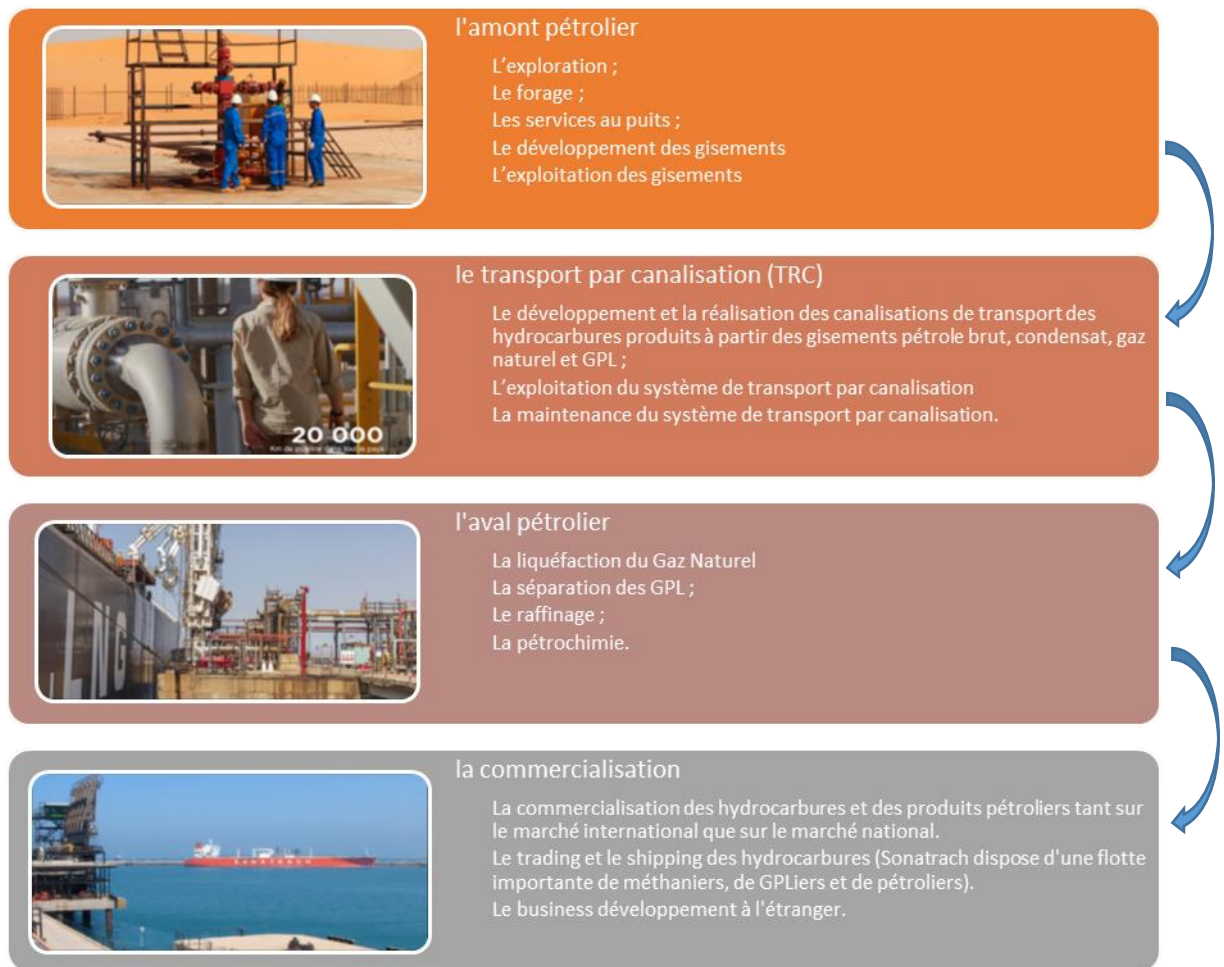


Figure 4 : Activités de la SONATRACH

Tout au long de ce mémoire, nous allons nous intéresser à l'amont pétrolier, vu qu'il englobe la majorité des activités génératrices des bourbiers.

## 1.1.3 L'amont pétrolier

### 1.1.3.1 Prospection

Pour obtenir du pétrole et/ou du gaz, il faut d'abord le trouver, c'est-à-dire chercher des endroits où la nature du sous-sol permet de "piéger" le pétrole, autrement dit un "réservoir".

Un "réservoir" est un espace étanche au sommet, bordé d'argile ou de roches imperméables, plus ou moins grandes, dans lequel se trouve une roche poreuse. Cette roche est imprégnée de gaz et/ou de liquide (pétrole) et/ou d'eau. Formés en milieux marins dans la plupart des cas, les hydrocarbures sont toujours contenus dans des roches mères imprégnées d'eau ; d'où une pression hydrostatique les refoulant vers le haut. Si au cours de cette migration vers le haut, ces hydrocarbures rencontrent, sur le chemin, une zone de roches imperméables, leur migration s'en trouvera stoppée. Un gisement de pétrole est donc constitué d'un réservoir à toit imperméable (Hyne, 2012) (Figure 5).

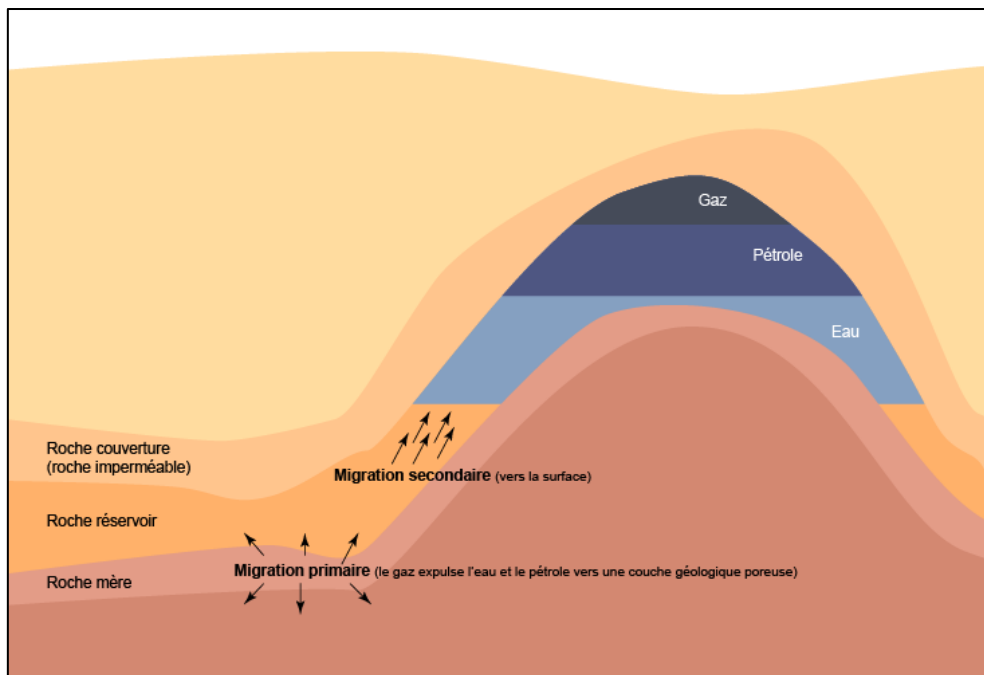


Figure 5 : Migration du pétrole conduisant à la formation d'un gisement (Connaissance des Énergies, 2015)

La prospection se scinde en deux branches :

- L'étude géologique s'intéressant à la formation possible des gisements ;
- L'étude détaillée géophysique des structures internes des « pièges ».

### 1.1.3.2 Forage

Malgré les progrès des méthodes d'explorations géologiques, la découverte, surtout de gros gisements, reste un événement rare. Dans le monde, on compte en moyenne une découverte pour dix forages effectués ; il faut 100 forages pour découvrir un gisement de 10 millions de tonnes par an (Copinschi, 2010).

Le procédé essentiel de l'exploration et de l'exploitation des gisements pétrolifères reste le forage rotatif à la boue. Le forage rotatif permet d'atteindre de grandes profondeurs dans de bonnes conditions techniques et de sécurité. L'appareil de forage (Figure 6) est constitué d'un mât (mast en anglais) ou une tour de forage (derrick en anglais) servant à descendre le train de tiges de forage, au bout desquelles se trouve un outil de forage (bit en anglais). Le train de tiges de forage est constitué d'un ensemble de tubes vissés les uns au bout des autres, au fur et à mesure de sa descente au fond du puits le trépan découpe la roche au fond du puits. A la tête du forage, un fluide dit « boue » est injecté dans le puits par l'intérieur des tiges, remonte dans l'espace annulaire entre bord du trou et tiges pour contenir les bords du puits et remonter les déblais de forage (cuttings en anglais) (Adam T., 1991). Le forage se fait en cinq phases.

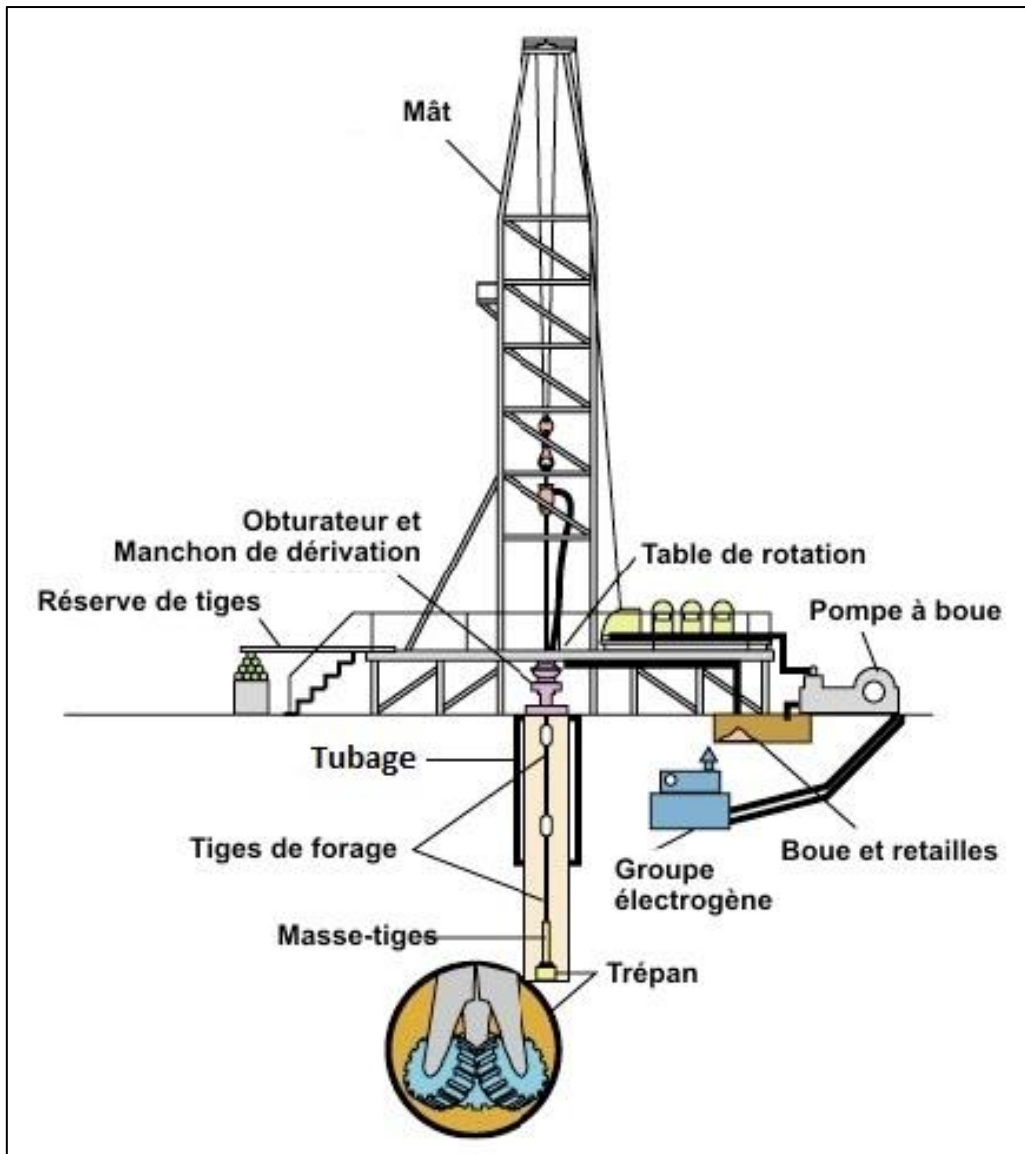


Figure 6 : L'appareil de forage ("Site des ressources d'ACCES pour enseigner la Science de la Vie et de la Terre," 2017)

### 1.1.3.3 Evaluation

Dans ce trou non encore tubé, des outils sont descendus par des câbles électriques pour évaluer les possibilités des roches rencontrées. Ces « diagraphies électriques » (logging) permettent de recalibrer les données sismiques (en temps) par rapport aux données de profondeur (en mètres) ; d'évaluer la hauteur, la porosité et le contenu en fluides des zones productives.

Si le puits est considéré comme valable pour la production, des tests complémentaires permettent d'évaluer le champ découvert : prélèvements d'échantillons de la roche-réservoir afin de mesurer sa porosité, prélèvements d'échantillons du fluide du gisement afin de mesurer sa composition, essais de production pour mesurer les débits, proportions eau/gaz/pétrole, évaluation des réserves, etc. Le puits d'exploration reçoit un dernier tubage cimenté sur place avant d'être prêt à produire.

Les contracteurs principaux sont : Schlumberger, Baker-Hughes, Halliburton, Camco.

Si les résultats d'évaluation sont positifs, les ingénieurs proposent un plan de développement du gisement. Ce plan établit le nombre de puits à forer, le type de récupération envisagé, les débits de fluides, le coût des installations annexes (ex : séparation, traitement). Les recettes prévisionnelles sont évaluées selon les prix du baril estimatifs, les conditions de l'accord de partage avec le pays propriétaire sont dressées, etc.

### 1.1.4 Fluides de forage

Une partie des opérations de forage est effectuée par des filiales de SONATRACH et une autre partie par des sociétés étrangères, qui se chargent de la fourniture de ces boues via des prestataires de services spécialisés dans la fabrication de fluides de forage.

#### 1.1.4.1 Définition

L'American Petroleum Institute (API) définit le fluide de forage comme un fluide en circulation continue durant toute la durée du forage, aussi bien dans le sondage qu'en surface. Le fluide est préparé dans des bacs à boues, il est injecté à l'intérieur des tiges jusqu'à l'outil de forage, d'où il remonte dans l'annulaire, chargé des déblais formés au front de taille. A la sortie du puits, il subit différents traitements, tamisage, dilution, ajout de produits, de façon à éliminer les déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physico-chimiques à leurs valeurs initiales. Il est ensuite réutilisé.

#### 1.1.4.2 Rôles

D'une manière générale, les principaux rôles du fluide de forage sont :

- Assurer la remontée des déblais du fond du puits jusqu'à la surface par la circulation d'un fluide visqueux dans l'espace annulaire. Ces déblais donnent des informations géologiques sur les formations traversées lors du forage (Figure 7).

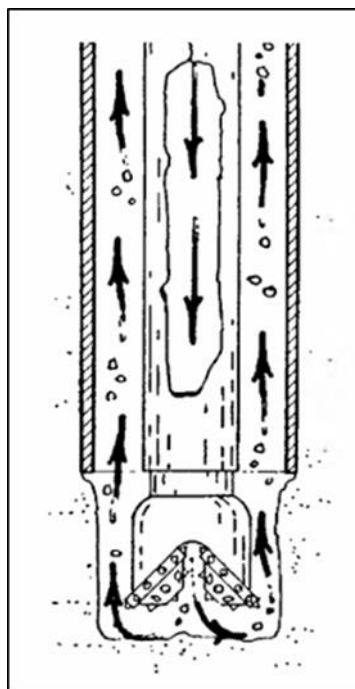


Figure 7 : Enlèvement des déblais de forage par circulation de boue (Hyne, 2012)

- Maintenir les déblais en suspension lors d'un arrêt de circulation dans le but d'empêcher la sédimentation des déblais afin de redémarrer le forage sans coincement. Ceci est possible grâce à la nature thixotrope<sup>2</sup> du fluide.
- Refroidir et lubrifier l'outil pour éviter l'usure rapide des pièces métalliques en mouvement.
- Le fluide de forage joue donc un rôle déterminant dans la résolution du problème de stabilité des parois du puits de par sa densité mais également de par sa capacité à former une barrière limitant les transferts de fluides entre l'espace annulaire et la formation.
- La boue n'est ni corrosive ni abrasive pour l'équipement, ni toxique ou dangereuse pour le personnel et elle ne présente pas de risque d'incendie.

### 1.1.4.3 Composition et types des fluides de forage

La composition des fluides de forage peut varier considérablement et inclure une multitude de produits chimiques différents. Quatre produits représentent environ 90 % de tous les additifs des fluides de forage : la barytine ( $BaSO_4$ ) est ajoutée pour augmenter la densité, les argiles de bentonite pour augmenter la viscosité et le lignite et les lignosulfonates agissent comme agents défloculants (utilisés pour réduire la viscosité). D'autres additifs contrôlent le pH et la corrosion, tandis que les biocides contrôlent la croissance bactérienne (Tableau 1). La composition exacte d'un fluide de forage dépend des formations géologiques spécifiques et des conditions de forage rencontrées pendant le processus de forage (Ball et al., 2012).

Tableau 1 : Principaux composants qui définissent les types génériques de fluides de forage (Patin, 1999)

Composants majeurs	Exemples
<b>Base</b>	Eau douce, eau salée, paraffine, diesel, base synthétique
<b>Huile</b>	Essence, diesel, huile lubrifiante, pétrole brut, pétrole synthétique
<b>Mélange d'argile</b>	Bentonite, kaolinites, argiles organophiles
<b>Polymères organiques</b>	Cellulose, amidon, gomme, tanins
<b>Agents de pondération</b>	$BaSO_4$ , calcite, carbonates
<b>Métaux lourds</b>	Chrome, nickel, plomb, cadmium, zinc
<b>Biocides</b>	Sodium, sulfure, aldéhyde, phénols chlorés
<b>Chlorures</b>	Chlorure de potassium, chlorure de magnésium, chlorure de sodium, chlorure de calcium
<b>Autres additifs</b>	Inhibiteurs de corrosion et de tartre

<sup>2</sup> Un fluide thixotrope est capable de passer de l'état liquide à l'état solide sous l'effet d'une contrainte constante. L'application d'un gradient de vitesse sur le fluide modifie sa viscosité apparente et la diminue, durcissant alors le fluide.

Les fluides de forage peuvent être classés en trois grandes catégories, selon le liquide de base utilisé : Les fluides à base synthétique (SBM), les fluides à base d'huile (OBM) et les fluides à base d'eau (WBM). Les SBM et les OBM percent un trou plus propre que les fluides à base d'eau (WBM), avec moins d'envasement, et génèrent un volume inférieur de déblais de forage. Par contre, l'impact sur l'environnement et les questions de sécurité des travailleurs liées à l'utilisation des OBM à base de diesel et d'huile minérale et à la formation d'hydrocarbures aromatiques polycycliques constituent des inconvénients majeurs pour leur utilisation. Les SBM ont une toxicité plus faible, une biodégradabilité plus rapide et un potentiel de bioaccumulation plus faible et sont recyclables (Tableau 2).

Dans le champ pétrolier de Hassi Messaoud, les cent premiers mètres du puits sont souvent forcés avec des WBM, alors que les parties plus profondes nécessitent l'utilisation d'OBM jusqu'à 3500-4000 m de profondeur. L'OBM de diesel constitue 90% des fluides utilisés en raison des conditions de forage difficiles, en particulier les formations instables riches en argile (Ghazi et al., 2011).

Tableau 2 : Comparaison entre les fluides à base d'eau, les fluides à base d'huile et les fluides synthétiques (Sadiq et al., 2003)

Fluides à base d'eau	Fluides à base d'huile	Fluides synthétiques
Les solides sont en suspension dans l'eau et ont au moins un ingrédient commun (argile extrêmement hydrophile qui augmente la viscosité et empêche la perte de fluide par le trou de forage).	Les solides sont en suspension dans un distillat d'hydrocarbures (ex. diesel ou huile minérale) plutôt que dans l'eau et peuvent contenir des barytines (BaSO <sub>4</sub> ), utilisées pour contrôler la pression hydrostatique en raison de sa haute densité.	Les solides sont mis en suspension dans une huile synthétique (comme les esters, oléfines, éthers et autres d'origine végétale), qui offrent des performances de forage comparables à celles des OBM, mais avec des effets bien moindres sur l'environnement.

### 1.1.5 Rejets de forage

#### 1.1.5.1 Rejets gazeux

Lors des processus d'exploration, de développement et de production du pétrole, une grande variété de polluants atmosphériques tels que les composés organiques volatils (COV), les oxydes d'azote (NOx), les hydrocarbures (tels que le CH<sub>4</sub>), le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), les hydrocarbures partiellement brûlés (tels que le monoxyde de carbone et les particules), les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP), etc. sont générés et émis (Reis, 1996).

En général, dans l'industrie pétrolière, comme dans d'autres industries, les émissions atmosphériques peuvent être divisées en sources ponctuelles et non ponctuelles. Les sources ponctuelles désignent les émissions qui sortent des cheminées et des torchères et qui peuvent donc être surveillées et traitées. Les sources non ponctuelles désignent les émissions fugitives qui sont difficiles à localiser et à capter (Speight, 2005).

## 1.1.5.2 Rejets liquides

Les principales sources de déchets liquides sont les boues éjectées non réutilisable, les produits chimiques de traitement des puits, l'eau de refroidissement, l'eau d'évacuation des déblais vers le bourbier, de lavage et de d'entretien, ainsi que les eaux usées, sanitaires et domestiques du camp de vie. Les volumes d'eaux usées produites dépendent de l'étape du processus de forage (E&P Forum/UNEP, 1997).

## 1.1.5.3 Rejets solides

Les sources principales de déchets solides sont les déblais de forage enrobés par les boues. (Tableau 3) (Orszulik, 2008).

Tableau 3 : Les moyennes des flux de boue de forage des cinq phases de forage de puits, et le volume des déchets de forage stockés dans le bourbier d'un puits type de la zone de Hassi Messaoud (Ghazi et al., 2011)

Phases de forage	Phase 1 (WBM)	Phase 2 (OBM)	Phase 3 (OBM)	Phase 4 (OBM)	Phase 5 (OBM)
<b>Volume géré (m<sup>3</sup>)</b>	900	736	537	360	570
<b>Eau (t)</b>	873	161,92	59,07	32,4	22,8
<b>Gazoil (t)</b>	0	373,76	219,09	195,84	466,48
<b>Produits chimiques (t)</b>	2,56	6,5	4,86	1,83	35,58
<b>Déblais (t)</b>	256,46	312	105	6	21,12
<b>Déchets de forage (t)</b>	978,5	787	485	146	236,72

## 1.1.6 Le bourbier

Le bourbier est une excavation à ciel ouvert de 30 à 60 mètres de largeur, 50 à 100 mètres de longueur et 1 à 3 mètres de profondeur, en moyenne. Il permet de recevoir et contenir des rejets de forage. Son fond est rendu imperméabilisé par une géomembrane composée d'un filtre synthétique en polyéthylène (PET) et une couche en bentonite, afin de préserver la qualité initiale du sol, du sous-sol et d'un éventuel aquifère.

Le bourbier est compartimenté comme suit :

- Wet pit : recevant les rejets des centrifugeuses dont le volume moyen est de 600-800 m<sup>3</sup>, avec 20-30% d'huile (Figure 8).
- Dry pit : recevant les rejets de la centrifugeuse verticale dont le volume moyen est de 400 m<sup>3</sup>, avec une concentration d'huile < 5% (Figure 9).

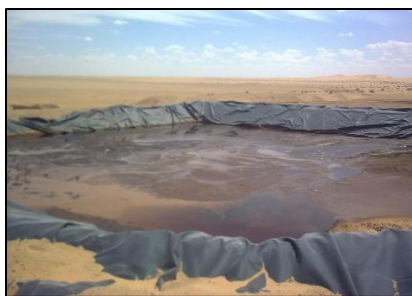


Figure 8 : Bourbier contenant le rejet huileux (Wet Pit)



Figure 9 : Bourbier contenant le rejet sec (dry Pit)

### 1.1.7 Impacts et toxicité des bourbiers sur l'environnement et le milieu naturel

D'une manière générale, tous les dépôts de déchets liquides et solides polluants constituent un risque pour le système écologique en cas d'un écoulement ou de déversement (accidentel ou non) dans le sol, le sous-sol ainsi que dans les eaux superficielles et/ou souterraines.

La pollution des bourbiers est causée par deux agents principaux :

#### 1. Hydrocarbures :

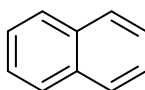
Les hydrocarbures sont des composés chimiques constitués d'hydrogène et de carbone, regroupant différents produits pétroliers (pétrole brut, pétrole raffiné, kérosène, essences, fuel, lubrifiants, huiles à moteurs). Ils sont regroupés en deux grandes catégories :

- a) *Hydrocarbures aliphatiques*, ils comportent les alcanes linéaires de formule générale  $C_nH_{2n+2}$  qui sont assez facilement dégradables et les alcènes ramifiés de formule général  $C_nH_{2n}$ , qui sont des composés saturés plus résistants aux dégradations.
- b) *Hydrocarbures aromatiques*, ou arènes (Nič et al., 2009) sont des hydrocarbures dont la structure moléculaire comprend un cycle possédant une alternance formelle de liaison simple et double, et respectant la règle de Hückel<sup>3</sup> sur l'aromaticité. Le terme « aromatique », introduit par August Wilhelm von Hofmann en 1855, fait référence au fait que ces composés peuvent avoir une odeur forte contrairement aux hydrocarbures saturés. Ils comportent :
  - Les aromatiques simples : ils regroupent tous les dérivés benzéniques (composés comportant un noyau central de benzène substitué par un à six groupes). Le plus simple est le benzène de formule  $C_6H_6$  :



<sup>3</sup> « Un hydrocarbure est aromatique s'il est plan et s'il possède  $4n + 2$  électrons délocalisables dans un système cyclique (où n est un entier naturel quelconque). »

- Les aromatiques polycycliques (HAP) : Ce sont des composés comportant plusieurs cycles benzéniques fusionnés, le plus simple est le Naphtalène de formule  $C_{10}H_8$  :



Les principales sources de ces contaminants par les hydrocarbures sont diverses

- La boue de forage
- Les hydrocarbures contenus dans les formations rocheuses
- Autres huiles utilisées lors du forage.

Cette diversité de source induit une contamination par différents types d'hydrocarbures (aliphatique, aromatique) ; ce qui rend leur analyse qualitative difficile, au laboratoire, on dose globalement les hydrocarbures totaux.

### 2. Métaux lourds :

En 2000, l'Europe a fait un pas décisif en proposant une définition qui s'applique à la fois au droit européen et au droit des États membres, notamment dans le domaine des déchets: « Métal lourd » désigne tout composé d'antimoine, d'arsenic, de cadmium, de chrome hexavalent, de cuivre, de plomb, de mercure, de nickel, de sélénium, de tellure, de thallium et d'étain ainsi que ces matériaux sous forme métallique (LA COMMISSION DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES, 2000).

Les métaux lourds peuvent contaminer le borbier selon deux cas :

- Les formations forcées contiennent ces métaux lourds.
- Les additifs des fluides de forage.

Le terme "impacts environnementaux" désigne généralement les effets que les activités des personnes, des industries, des entreprises et des projets ont sur l'environnement récepteur. Ces effets peuvent aller de très faibles changements dans la composition chimique de l'air et de l'eau à des changements complexes de la nature chimique, physique et biologique de l'air, l'eau, les sédiments, la flore et la faune (Khodja, 2008).

#### 1.1.7.1 Impact sur le sol

En général, le sol a une capacité d'autoépuration grâce à sa structure poreuse agissant comme un filtre et à son complexe argilo-humique, qui favorise l'échange d'ions et la biodégradation de la matière organique.

Le rejet de produits toxiques tels que certains produits de boue sur un sol, surtout s'il est utilisé à des fins agricoles, peut entraîner une modification de ses propriétés physico-chimiques, telle qu'une augmentation de son alcalinité, par la simple présence d'ions sodium échangeables (Orszulik, 2008).

### 1.1.7.2 Impact sur la biodiversité

Le degré de toxicité d'une matière est déterminé par le danger relatif qu'elle présente ou par le risque potentiel d'atteinte à la santé ou à l'environnement. Les fluides de forage suscitent deux grandes préoccupations :

1- Réaction létale à court terme sur les organismes et altération de l'écosystème

2- Accumulation de composés organiques et de métaux qui contribuent à des effets toxiques sur les organismes et qui peuvent remonter la chaîne alimentaire par bioaccumulation.

Pour les Hydrocarbures, Les effets biologiques peuvent être classés sous trois rubriques: (1) immunotoxiques dont allergiques, (2) génotoxiques dont cancérogènes, (3) réactions inflammatoires non spécifiques (Mots, 2019).

Pour les plantes, les effets des hydrocarbures montrent une altération dans la régulation de leur croissance, ainsi que le phénomène de bioaccumulation. Sur les animaux également des effets sont signalés, comme la diminution du taux d'hémoglobine, ainsi que le dysfonctionnement du foie (effets hépatotoxiques).

En ce qui concerne les métaux lourds, ces éléments sous forme de traces ont des effets néfastes, ils s'adsorbent préférentiellement sur les particules solides et peuvent s'accumuler dans certaines zones favorables à la sédimentation. Ils peuvent subir un grand nombre de transformations (oxydation, réduction, complexation ...) en fonction du milieu, ce qui rend la prévention de l'évolution des métaux dans l'environnement très difficile.

Les polluants de l'EPA comprennent divers métaux lourds : zinc, chrome, plomb, mercure, cadmium, nickel et divers composés phénoliques. Le chrome est un sujet très controversé dans les fluides de forage où il existe sous forme d'ions  $Cr^{+3}$ . Les additifs qui contiennent du chrome à l'état  $Cr^{+3}$  sont : le lignite de chrome et le lignosulfonate de chrome. Les hydrocarbures aromatiques sont parmi les plus toxiques pour les organismes marins et les plus destructeurs pour les sols et les eaux souterraines. Parmi les autres produits hydrocarbonés, on trouve : les dérivés de l'asphalte, les mousses, les tensioactifs, les émulsifiants et les inhibiteurs de corrosion. Les fluides de complétion contiennent des matières inorganiques telles que : zinc, brome, chlorure, potassium, etc. (Dashtian et al., 2009).

La Figure 10 résume les impacts des polluants issus de l'activité pétrolière.

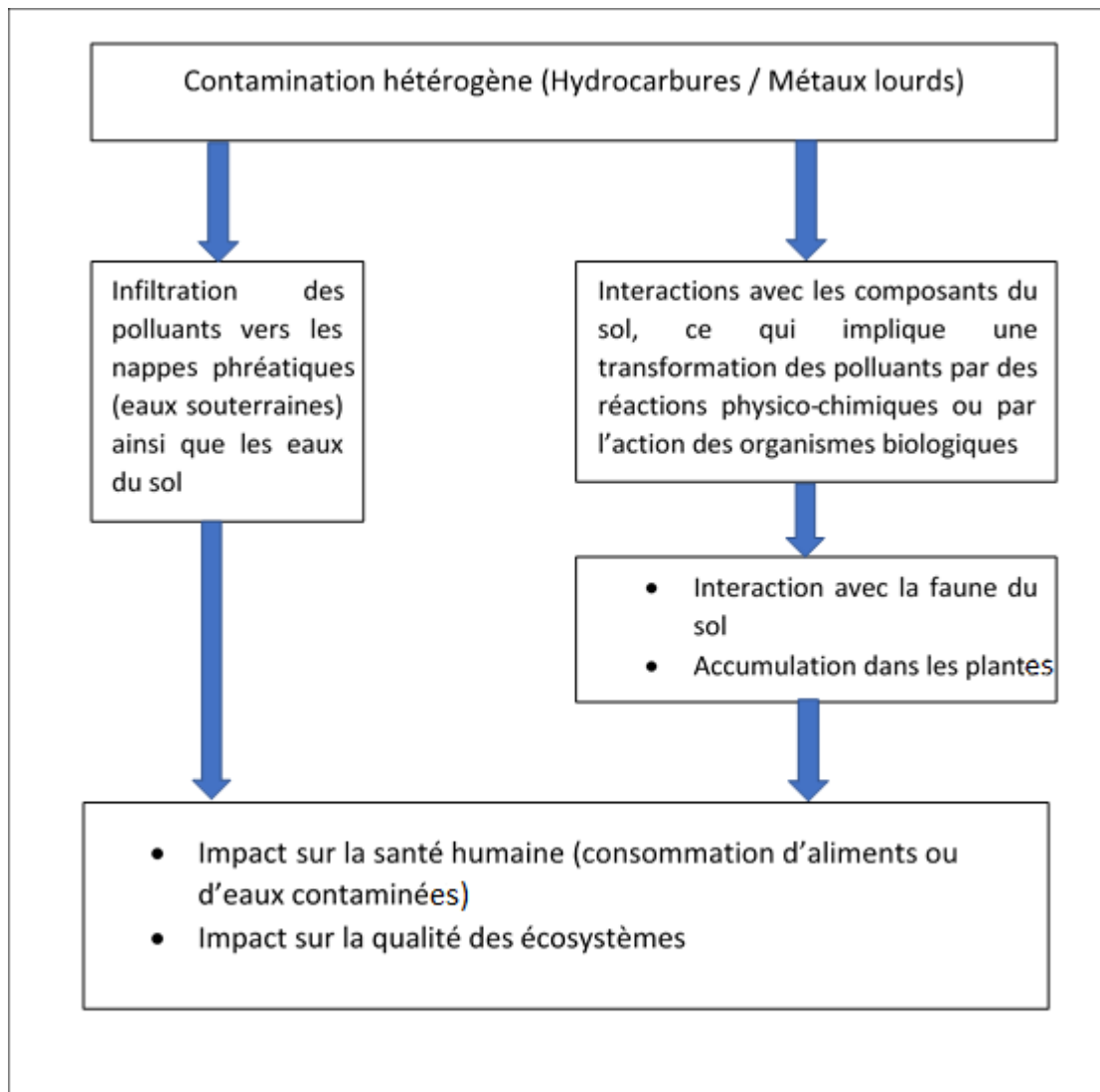


Figure 10 : Action des contaminants sur le sol et le sous-sol.

### 1.1.7.3 Impact sur les ressources hydriques

Les aquifères sont une source d'eau qui alimente en permanence les puits de la région. Ils doivent répondre à des critères spécifiques en raison des usages auxquels leur eau est destinée, notamment l'irrigation et la consommation.

L'infiltration à travers la surface (le borbier) peut charger cette eau de substances qui entraîneraient une altération de ses propriétés physico-chimiques et son utilisation induirait des effets nocifs pour la santé humaine, directement ou indirectement.

L'Algérie n'a pas encore adopté de normes de qualité environnementale pour la caractérisation des sols et nappes phréatiques contaminés, ni de procédures curatives. Peu de pays ont aujourd'hui adopté un ensemble défini de directives à propos des problèmes des sols contaminés ; de même pour les institutions internationales (l'ONU, la Banque mondiale) qui ne fournissent aucune directive quantitative (BENZIADA, 2010).

### 1.1.7.4 Impact sur l'atmosphère

L'impact principal des activités de l'amont pétrolier sur l'atmosphère correspond aux émissions de gaz à effet de serre (GES), contribuant ainsi à l'augmentation de la quantité de ces gaz dans l'atmosphère terrestre.

Les gaz à effet de serre absorbent une partie des rayons solaires en les redistribuant sous la forme de radiations qui rencontrent d'autres molécules de gaz, répétant ainsi le processus et créant l'effet de serre, d'où l'augmentation de la chaleur de l'atmosphère (GIEC, 2007).

Les sources principales de ces émissions dans l'industrie pétrolière sont les torchères qu'on retrouve au niveau des puits et des unités de production. Les bourbiers de forage constituent une source moins importante et non évaluée.

#### 1.1.7.4.1 Les principaux gaz à effet de serre

Certains gaz à effet de serre sont naturellement présents dans l'atmosphère. Cependant, les activités humaines émettent des gaz à effet de serre en quantité importante, engendrant l'augmentation des concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère.

Les principaux gaz à effet de serre émis par l'activité pétrolière sont : la vapeur d'eau, le gaz carbonique (CO<sub>2</sub>), le méthane (CH<sub>4</sub>) et le protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O).

#### 1.1.7.4.2 Augmentation des gaz à effet de serre et le changement climatique

L'augmentation considérable des gaz à effet de serre dans l'atmosphère, émis par l'Homme, a engendré un déséquilibre climatique, et un changement du climat mondial sur un moyen et long terme.

Les travaux du Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC), ont démontré l'importance de la contribution récente de l'activité humaine à ce phénomène.

Dans le cadre des changements climatiques, l'Algérie participe à l'effort mondial de surveillance de l'atmosphère. Elle abrite, depuis 1995, à Tamanrasset dans le Sud du Sahara une des stations de référence du programme scientifique de la Veille de l'Atmosphère Globale (VAG). Ce programme est coordonné par l'OMM (Organisation Météorologique Mondiale). Cette station assure en continu les mesures de la concentration des gaz à effet de serre, comme le gaz carbonique et le méthane.

## 1.2 Instruments juridiques

### 1.2.1 Contexte international

#### 1.2.1.1 La convention cadre des nations unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC)

La convention cadre des nations unies, fait partie avec la Convention Internationale sur la Diversité Biologique (CDB), des deux conventions qui ont été signées par la communauté internationale à l'occasion du Sommet de la Terre de Rio en 1992. Elle est entrée en vigueur en 1994.

L'objectif ultime de cette convention « est de stabiliser les concentrations des GES dans l'atmosphère à un niveau empêchant toute perturbation anthropique dangereuse du système

climatique ». Cette convention invite de façon volontaire les pays développés, premiers responsables de cette situation, à réduire leurs émissions en GES.

### 1.2.1.2 Le protocole de Kyoto

Le protocole de Kyoto (entré en vigueur en 2005) est un traité international ayant pour objectif de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Acté en 1997, il est le prolongement de la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC) adoptée en 1992.

L'objectif initial du protocole de Kyoto était de parvenir à la réduction des émissions de gaz à effet de serre d'origine anthropique d'au moins 5% (dans les pays engagés) par rapport aux niveaux de 1990. Le Protocole de Kyoto prévoit une limitation des émissions de six gaz à effet de serre : Le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) ; Le méthane (CH<sub>4</sub>) ; L'oxyde nitreux (N<sub>2</sub>O) ; Les hydrofluorocarbures (HFC) ; Les hydrocarbures perfluorés (PFC) ; L'hexafluorure de soufre (SF<sub>6</sub>).

### 1.2.1.3 La convention de paris (COP21)

L'Accord de Paris sur le climat a été conclu le 12 décembre 2015 à l'issue de la 21<sup>ème</sup> Conférence des Parties (COP 21) à la CCNUCC. Il est entré en vigueur le 4 novembre 2016, moins d'un an après son adoption.

L'Accord de Paris vise à renforcer la réponse globale à la menace du changement climatique, dans un contexte de développement durable et de lutte contre la pauvreté, notamment en contenant l'élévation de la température moyenne de la planète nettement en dessous de 2°C, cela réduirait sensiblement les risques et les effets des changements climatiques et promouvra un développement résilient et à faible émission de gaz à effet de serre.

## 1.2.2 Contexte national

L'industrie pétrolière produit des déchets industriels contenant des éléments néfastes. Afin de réduire son empreinte environnementale, le groupe SONATRACH a instauré un plan de protection de l'environnement. La société investira, à moyen terme, 91 milliards de dinars algériens dans la prévention, la sécurité et la protection de l'environnement. 120 millions de dinars seront consacrés au traitement des déchets industriels, liquides et détritiques de forages (Sonatrach, 2019a). Le Tableau 4 illustre bien cette volonté de la SONATRACH.

Tableau 4 : Nombre de bourbiers traités depuis 2016 (Sonatrach, 2019a).

Années	Nombre de bourbiers traités
2016	100
2017	331
2018	358

La réglementation Algérienne a défini une stratégie nationale en matière de protection de l'environnement qui s'est traduite par le plan national d'action pour l'environnement et le développement durable (PNAE-DD). En ce qui concerne le traitement des effluents industriels. Les textes légaux existants à ce jour, parlent de contrôle des rejets, comme le :

**Décret exécutif n° 06-141**, définissant les valeurs limites des rejets d'effluents liquides industriels, de façon à :

- Contrôler les valeurs limites des rejets industriels par le moyen d'unités spécifiques destinées à faire leur traitement, comme l'indique l'article 4 du même décret: « Toutes les installations générant des rejets d'effluents liquides industriels doivent être conçues, construites et exploitées de manière à ce que leurs rejets effluents liquides industriels ne dépassent pas lors de la sortie de l'installation les valeurs limites des rejets, et doivent être dotées d'un dispositif de traitement approprié de manière à limiter la charge de pollution rejetée ».
- Obliger les opérateurs à effectuer des procédures de contrôle et d'analyse de leurs rejets, et à fournir des explications en cas de non-respect des limites indiquées.

A ce titre, le gouvernement s'est lancé sur tout un programme de mise à niveau notamment par le Renforcement de l'aspect réglementaire :

**Loi N 01-19 du 12 Décembre 2001**, relative à la gestion, au contrôle et l'élimination des déchets.

**Loi N° 03-10 du 19 Juillet 2003** relative à la protection de l'environnement dans le cadre du développement durable.

**Décret exécutif N° 06-138 du 15 Avril 2006** réglementant l'émission dans l'atmosphère de gaz, fumées, vapeurs, particules liquides ou solides, ainsi que les conditions dans lesquelles s'exerce leur contrôle

**Décret Exécutif N° 08-312 du 05 Octobre 2008** fixant les conditions d'approbation des études d'impact sur l'environnement pour les activités relevant du domaine des hydrocarbures.

**Décret Exécutif N° 07-145 du 19 Mai 2007** déterminant le champ d'application, le contenu et les modalités d'approbation des études et des notices d'impact sur l'environnement, où on note dans la 1ère annexe que « Les projets relevant d'un forage ou d'extraction de pétrole, de gaz naturel ou de minéraux à terre ou en mer font l'objet d'une étude d'impact sur l'environnement, en fonction des critères et des seuils précisés dans la réglementation ».

**Loi n° 19-13 du 11 décembre 2019** régissant les activités d'hydrocarbures.

Les principaux décrets relatifs à la protection de l'environnement en général et aux activités pétrolières en particulier sont inclus dans l'Annexe A : décrets relatifs à la protection de l'environnement (SGG Algérie, 2019)

Les boues de forage contenant des hydrocarbures et/ou des substances dangereuses sont considérées par le décret exécutif 06-104 (du 28.02.2006 fixant la nomenclature des déchets, y compris les déchets spéciaux dangereux, codes 1.4.1 et 1.4.2) comme étant des **déchets spéciaux dangereux (DSD)**, avec les critères de dangerosité suivants (Tableau 5):

- Inflammable, Toxique
- Dangereuses pour l'environnement.

Cette catégorie de déchets d'après la loi n° 01-19 du 12 décembre 2001 relative à la gestion, au contrôle et à l'élimination des déchets, **ne peuvent être traités que dans des**

**installations autorisées** par le ministre chargé de l'environnement conformément aux dispositions réglementaires en vigueur. Il est interdit à tout générateur et/ou détenteur de déchets spéciaux dangereux de les remettre ou de les faire remettre à toute autre personne physique ou morale non-autorisée pour le traitement desdits déchets.

D'après le décret exécutif n° 04-410 du 14 décembre 2004 fixant les règles générales d'aménagement et d'exploitation des installations de traitement des déchets et les conditions d'admission de ces déchets au niveau de ces installations :

- Toutes installations destinées à la valorisation, au stockage et à l'élimination des déchets, sont qualifiées d'installations de traitement des déchets notamment les installations d'incinération, de co-incinération et de traitement physico-chimique des déchets spéciaux dangereux.
- L'admission des déchets spéciaux sur le site d'installation de traitement est conditionnée par l'obtention d'un certificat d'acceptation préalable délivré par l'exploitant de l'installation de traitement pour une durée d'un (1) an, période à l'issue de laquelle la procédure d'obtention du certificat doit être renouvelée.

Tableau 5 : Classification des déchets de forage (SGG Algérie, 2019). S : Déchets Spéciaux ; SD : Déchets Spéciaux Dangereux

CODE DU DECHETS	DESIGNATION DU DECHET	CLASSE DU DECHET	CRITERES DE DANGEROUSITE
<b>1.4</b>	<b>Boues de forage et autres déchets de forage</b>		
<b>1.4.1</b>	Boues et autres déchets de forage contenant des hydrocarbures	SD	Inflammable toxique
<b>1.4.2</b>	Boues et autres déchets de forage contenant des substances dangereuses	SD	Dangereuse pour l'environnement
<b>1.4.3</b>	Boues et autres déchets de forage contenant des sels de baryum autres que ceux visés aux rubriques 1.4.1 et 1.4.2	S	
<b>1.4.4</b>	Boues et autres déchets de forage contenant des sels de chlorures autres que ceux visés aux rubriques 1.4.1 et 1.4.2	S	
<b>1.4.99</b>	Déchets non spécifiés		

### 1.3 Méthodes de traitement des bourbiers

#### 1.3.1 Gestion Intégrée des Rejets de Forage en Mode On-line

La première étape de la séparation consiste à faire circuler le mélange de fluide et de déblais sur des tamis vibrants. La boue passe à travers les tamis et est re-circulée et les déblais sont collectés et stockés dans un réservoir ou une fosse (bourbier) pour un traitement ou une gestion ultérieure (Figure 11).

D'autres procédés mécaniques comme l'hydrocyclonage, la centrifugation et la décantation gravitationnelle sont souvent utilisés pour éliminer autant de solides fins que

possible, car ces particules ont tendance à réduire le rendement du forage. Les solides séparés sont combinés avec les déblais de forage plus gros enlevés par les tamis vibrants. Les limitations des technologies de traitement par séparation ont souvent pour conséquence qu'un certain nombre de fluides de base, de constituants de la boue et éventuellement de pétrole brut sont éliminés de manière inefficace des déblais et deviennent ainsi des résidus dans le flux des déchets solides. De ce fait, les rejets de déchets de forage comprennent les déblais de forage sur lesquels sont adsorbés les fluides de forage, les boues et les huiles (Figure 12).

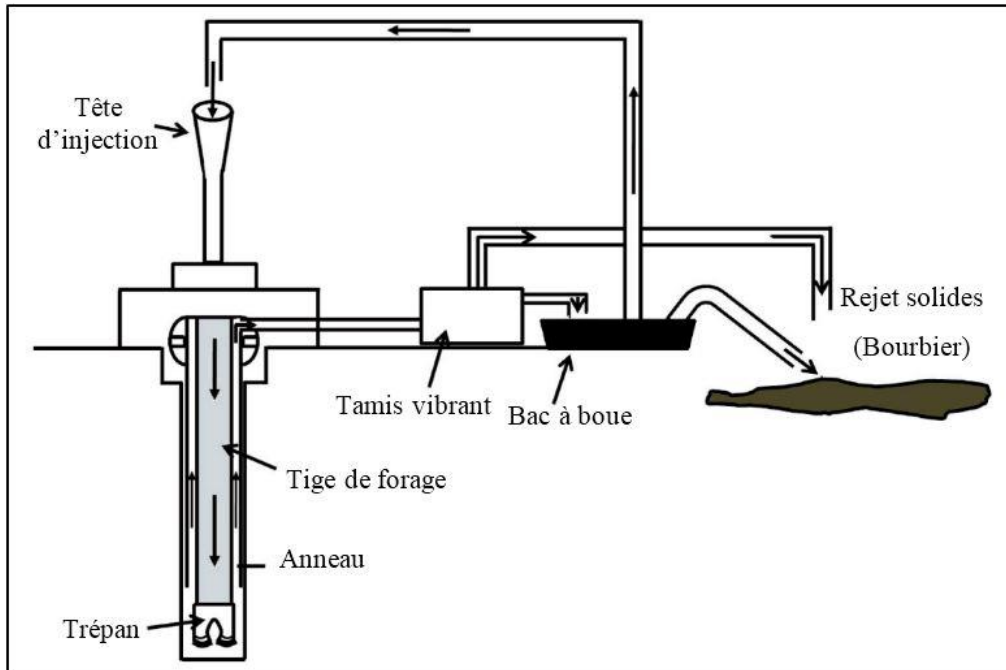


Figure 11 : Illustration schématique de la circulation de la boue de forage (Ball et al., 2012)

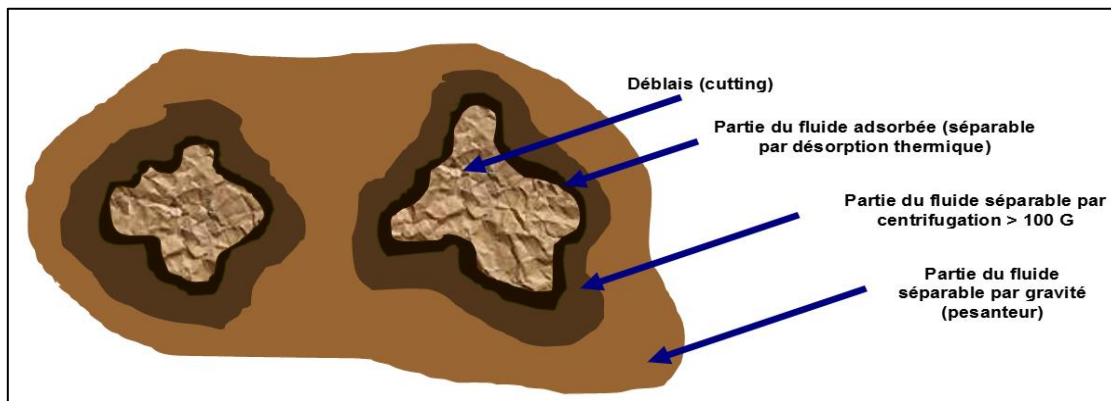


Figure 12 : Schématisation des déblais de forage contenus dans le bourbier (Sonatrach, 2019b).

## 1.3.2 Mode Off-line <sup>4</sup>

### 1.3.2.1 Traitement biologique (biorémédiation et biodégradation)

Le processus par lequel les micro-organismes modifient ou transforment les molécules organiques en d'autres substances (produits non toxiques) telles que l'eau, le dioxyde de

<sup>4</sup> Off-line : signifie que le traitement n'est pas en liaison avec l'opération de forage

carbone, etc. est appelé biodégradation, tandis que le fait d'ajouter des matériaux à des environnements pollués pour accélérer le processus naturel de biodégradation est appelé biorémédiation (Ubani et al., 2013). La biorémédiation peut être influencée par le type de micro-organismes, les nutriments, l'oxygène, les biosurfactants, la teneur en humidité, la température, le pH, la salinité, le temps, ainsi que la concentration et les caractéristiques des déchets huileux.

La dégradation des HAP est généralement limitée par leur forte hydrophobicité ou leur faible solubilité. Les biosurfactants peuvent émulsifier les hydrocarbures pétroliers dans les boues huileuses afin qu'ils soient biodisponibles pour les micro-organismes pour la biodégradation dans le système. La surface des substrats est généralement augmentée par les biosurfactants, ce qui améliore leur solubilité. En général, les biosurfactants sont des agents importants qui contribuent à augmenter l'absorption efficace des hydrocarbures pétroliers par les bactéries.

Les technologies de biorémédiation les plus couramment utilisées pour le traitement des boues et des déblais de forage sont décrites ci-dessous :

### 1.3.2.1.1 Bioréacteurs

C'est un système qui dégrade les contaminants des eaux souterraines et du sol à l'aide de micro-organismes. Les réacteurs peuvent être des systèmes ouverts, tels qu'une zone humide construite, ou une chambre fermée. Contrairement à l'atténuation naturelle et au Landfarming, les bioréacteurs peuvent éviter et contrôler les problèmes fréquents de microorganismes indigènes inefficaces et/ou de faibles populations microbiennes indigènes.

### 1.3.2.1.2 Landfarming

C'est un processus de traitement des déchets ex-situ qui est effectué dans la zone supérieure du sol. Les sols, les sédiments ou les boues contaminés sont transportés vers le site d'enfouissement, incorporés à la surface du sol et retournés périodiquement pour aérer le mélange. Le matériel utilisé dans ce processus est typique de celui utilisé dans les exploitations agricoles. Il permet de cultiver et d'améliorer la dégradation microbienne des composés dangereux.

### 1.3.2.2 Traitement physico-chimique (Solidification/ Stabilisation)

La stabilisation, la solidification et l'encapsulation constituent un traitement rapide et peu coûteux des déchets. C'est des processus visant à améliorer la gestion des déchets, à réduire la surface à travers laquelle les polluants peuvent s'infiltrer, ou limiter la solubilité des constituants dangereux. Le ciment, la chaux ou les polymères thermoplastiques peuvent être des réactifs appropriés.

La solidification implique la création d'une matrice solide durable et peu lixiviable<sup>5</sup> à l'aide d'un agent solidifiant qui entoure physiquement le contaminant (ciment ou chaux), ou en utilisant un processus de fixation chimique (adsorbants).

---

<sup>5</sup> Se dit d'une matière dont on peut extraire un ou plusieurs constituants solubles à l'aide d'un solvant

La stabilisation implique la conversion d'un déchet (par un ajustement du pH) à une forme chimiquement stable (monolithique ou sèche solide granulaire) qui résiste à la lixiviation. L'encapsulation implique un revêtement complet ou l'enfermement d'un polluant avec une nouvelle substance non perméable.

En d'autres termes, la solidification implique la génération d'une matrice solide durable pour encapsuler les contaminants, tandis que la stabilisation implique la transformation des contaminants en une forme moins toxique et/ou moins soluble. La stabilisation chimique est basée sur la réaction de la chaux avec les déchets et l'eau pour créer un produit chimiquement stable qui est acceptable pour immobiliser les boues aqueuses afin de donner un produit hydrophobe en poudre qui peut être compacté.

### 1.3.2.3 *Traitement thermique*

La désorption thermique est une technologie de traitement innovante qui traite les sols contaminés par des déchets dangereux en chauffant le sol à des températures relativement basses (200-550°C) de sorte que les contaminants à faible point d'ébullition se vaporisent (se transforment en gaz) et, par conséquent, se séparent du sol (les autres contaminants du sol, s'il y en a, sont traités par d'autres méthodes) (Figure 13). Les contaminants vaporisés sont collectés et traités, généralement par un système de traitement des émissions atmosphériques (filtres) ("U.S. EPA," 2008).

La désorption thermique est un processus de traitement différent de l'incinération. C'est un processus qui utilise la chaleur pour séparer physiquement les contaminants de la terre, qui doivent ensuite être traités. L'incinération utilise la chaleur pour détruire les contaminants. Une description plus détaillée du procédé de désorption thermique sera fournie au chapitre II.



Figure 13 : Photographie d'une unité de traitement thermique

Le Tableau 6 présente une comparaison sommaire des technologies de bioremédiation et des technologies non biologiques pour le traitement des déblais de forage contaminés. Le coût n'est qu'un des nombreux facteurs à prendre en compte lors du choix de la meilleure technologie pour la gestion des déchets de forage ; les autres facteurs comprennent l'environnement local, les aspects de sécurité et le cadre réglementaire pertinent (McMillen et al., 2001).

## Chapitre I

Tableau 6 : Comparaison entre les technologies de biorémediation et les approches non biologiques pour le traitement des déblais de forage contaminés (Ball et al., 2012).

Traitement	Espace requis	Temps de traitement	Coût par m <sup>3</sup> (\$)	Suivi nécessaire	Exigences matérielles	Avantages	Inconvénients
<b>Bioréacteurs</b>	Besoin en terres peu étendues	10 à 30 jours	470	Surveillance constante des conditions du bioréacteur pendant l'incubation	Nutriments et milieux nécessaires pour l'ajout au bioréacteur Grand bioréacteur commandé par ordinateur et nécessitant un opérateur qualifié	Une élimination rapide et complète des polluants - dans un délai relativement court	Coût élevé de l'équipement et nécessité d'un personnel qualifié pour le fonctionnement et l'entretien
<b>Landfarming</b>	Grande surface de sol nécessaire (1 ha pour 20 t)	200-800 jours	6-8	Surveillance régulière de la concentration de polluants dans le sol et du ruissellement	Champ avec une bonne activité microbienne du sol. Equipements d'épandage	L'élimination complète des polluants. Faible coût	Un processus lent Les polluants peuvent s'accumuler à la suite d'applications répétées
<b>Solidification/Stabilisation</b>	Très faible besoin d'espace	1-2 tonnes par heure	40-44	Suivi à long terme du produit stabilisé	Gamme de produits chimiques nécessaires à la solidification/stabilisation. Equipements pour permettre la solidification	Petit espace, traitement rapide	Coûts d'installation importants. Risque associé à la stabilisation à long terme
<b>Désorption Thermique</b>	Besoin en terres peu étendues	3-10 tonnes par heure	250-900	Surveillance de la température et des gaz de combustion	Equipements de désorption thermique Opérateurs qualifiés Chargeurs à dos pour l'alimentation du four	Réduction des déchets. Faible durée de rétention	Equipement et frais de fonctionnement élevés. Peut ne pas éliminer tous les polluants

## **Chapitre II : Matériels & Méthodes**

## 2 Chapitre II : Matériels & Méthodes

### 2.1 Introduction

Il est important de signaler que notre stage pratique a malheureusement été annulé en raison de la propagation du COVID-19 et des mesures prises par les autorités nationales et locales pour contenir la propagation de la maladie.

Les données utilisées dans ce travail ont été obtenues auprès des ingénieurs et du personnel de la station où nous devions faire notre stage. La description du volet pratique a été maintenue en raison de la réalisation de la 1<sup>ère</sup> partie du travail (conditionnement du matériel) avant le début du confinement, ainsi que de la nécessité d'expliquer les protocoles d'analyses suivis par le laboratoire de la SONATRACH.

Afin de répondre à la problématique de ce mémoire, l'évaluation de l'efficacité d'une station de traitement des bourbiers des activités pétrolières a été réalisée selon deux approches : la première consiste à mesurer des paramètres de pollution avant et après passage dans l'unité de traitement ; La deuxième approche consiste à estimer l'impact environnemental de l'unité par l'estimation de ses émissions de gaz à effet de serre.

### 2.2 Présentation de la station de traitement étudiée

#### 2.2.1 Localisation de la station

L'unité de traitement des bourbiers de forages pétroliers de la SARL Environmental Solutions Algeria, est implantée dans le champ Menzel Ledjmat Nord (MLN), à environ 240 km au Sud-est de Hassi Messaoud dans un endroit désertique. La zone se trouve dans la circonscription administrative de la Wilaya d'Ouargla, dans le Grand Erg Oriental.

Les coordonnées géographiques du champ :

**Latitude Nord :** 30° 19' et 30° 25' N

**Longitude Est :** 07° 45' et 07° 58' E

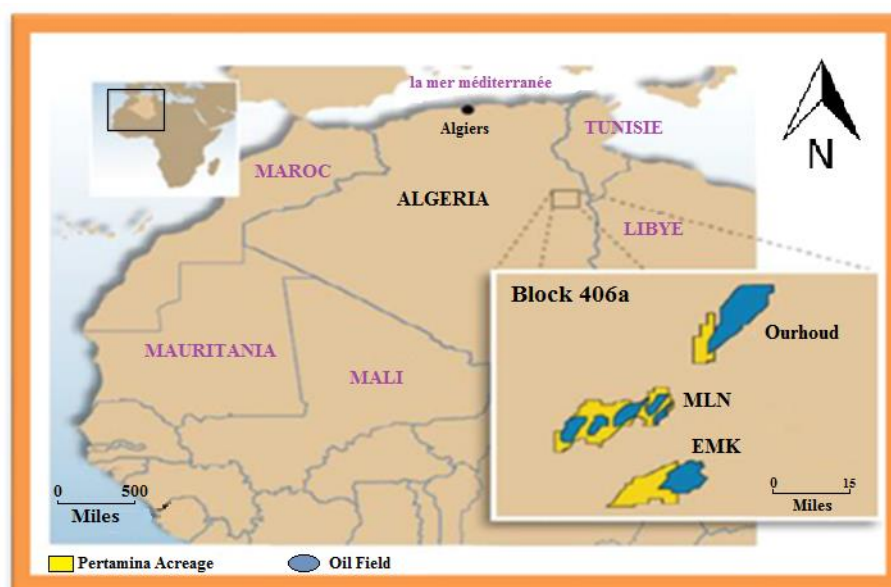


Figure 14 : carte montrant la localisation du champ mln

### 2.2.2 Description de la station

La station de traitement des bourbiers de forages pétroliers par la Désorption Thermique (Figure 15) est capable de traiter plus que 3000 tonnes métriques par mois, soit une capacité de traitement de 80 m<sup>3</sup>/jour, sachant que l'unité peut traiter le sable contaminé contenant au maximum 25% d'huile, 30% d'eau et 45 % de solides par volume.



Figure 15 : Station de désorption thermique par chauffage indirect - Environmental Solutions

L'unité de désorption thermique par chauffage indirect comprend la liste des équipements suivants :

Tableau 7: Equipements et caractéristiques techniques de la station de traitement étudiée

Equipements	Qt	Caractéristiques techniques
<b>Four rotatif</b>	1	20 MMBTU, avec un écran et trémie d'alimentation, une capacité de traitement de 10 m <sup>3</sup> /h, une température de fonctionnement de 320 à 420 ° C, 4 feux de 5 MMBTU/h (MMBTU = Million British Thermal Unit)
<b>Convoyeur à vis</b>	1	16 pouces, débit de 10 m <sup>3</sup> /h, longueur de 3,4 m
<b>Brûleur souffleur</b>	1	Débit de 6,40 à 348,0 Nm <sup>3</sup> /min
<b>Train de brûleur à gasoil</b>	1	Débit : 43,5 GPH, Capacité : 6 MM BTU/h
<b>Malaxeur réhydratation avec épurateur</b>	1	10 m <sup>3</sup> /h
<b>Récupérateur et condenseur de vapeur</b>	1	Taux de recirculation 256 gpm (gallons par minute), suppression des particules d'hydrocarbures de 20%-85%.
<b>Système d'oxydation</b>	1	5 MMBTU/h

## Chapitre II

<b>Equipements</b>	<b>Qt</b>	<b>Caractéristiques techniques</b>
<b>thermique</b>		
<b>Citerne gasoil</b>	1	Volume 80 m <sup>3</sup>
<b>Citerne d'eau</b>	1	Volume 19 m <sup>3</sup>
<b>Séparateur Gasoil/eau</b>	1	Volume 4 m <sup>3</sup>
<b>Tour de refroidissement, condenseur à air, échangeur de chaleur</b>	1	12 MM BTU/h
<b>Compresseur d'air</b>	2	150 ACFM
<b>Chambre de contrôle</b>	1	/

La surface du terrain réellement occupé par l'unité de "SARL Environmental Solutions Algeria" est de 33 250 m<sup>2</sup>. Cette unité est constituée de plusieurs structures (Figure 16) :

- ◆ Poste de garde (Cabine Saharienne) ;
- ◆ Parking couvert de capacité de 08 véhicules ;
- ◆ Bloc administratif (Cabines Sahariennes) comprenant un laboratoire d'analyse et de contrôle de qualité de déchets traités ;
- ◆ Atelier de maintenance (Cabine Saharienne) ;
- ◆ Aire de stockage des bourbiers contaminés (non traités) ;
- ◆ Aire de stockage des bourbiers traités ;
- ◆ Une bâche à eau de capacité de 120 m<sup>3</sup> ;
- ◆ Un réseau anti-incendie à mousse ;
- ◆ Une unité de traitement des bourbiers de forage pétrolier.

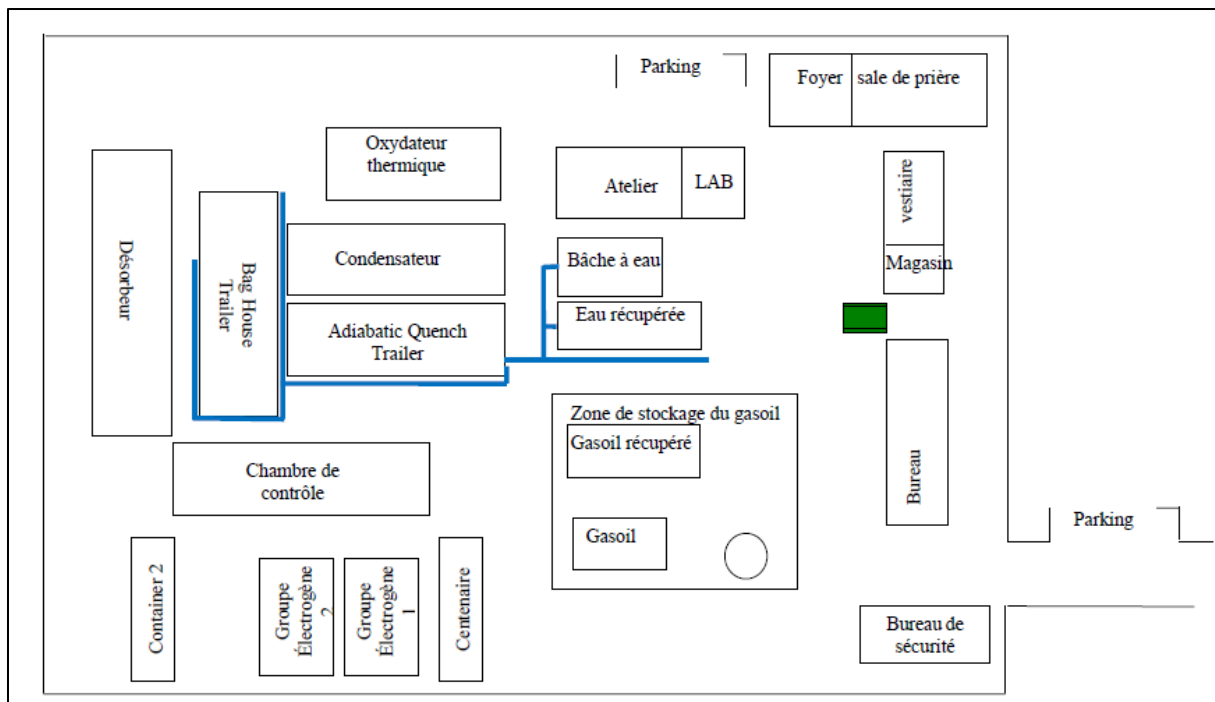


Figure 16 : Plan d'organisation de l'unité de traitement par la Désorption Thermique.

### 2.2.3 Description du processus de traitement par la désorption thermique par chauffage Indirect

Comme le montre le schéma ci-dessous (Figure 17), le borbier est acheminé vers l'intérieur du four rotatif, à l'intérieur du four rotatif, le borbier est chauffé à une atmosphère très pauvre en oxygène à des températures variant de 320 à 420° C. A ces températures, les polluants de type organique, ainsi que les cyanures, deviennent volatils et passent donc de la phase liquide adsorbée à la phase vapeur.

Le système comporte un capteur d'oxygène pour surveiller le niveau d'oxygène dans le courant de vapeur, si l'oxygène dépasse le seuil haut, l'azote est injecté dans le collecteur situé sur le boîtier de tambour stationnaire, cela permet de garder l'atmosphère du tambour sous la concentration minimum d'oxygène pour empêcher l'auto-inflammation du sol pollué.

Le borbier traité quitte l'aval du four vers la zone d'entreposage des déblais après traitement. Lorsqu'il sort du four rotatif, il est réhumidifié au moyen d'un mélange à l'eau (éviter la formation de poussières et contrôle de la température).

En amont du four rotatif, la vapeur est récupérée puis coulée dans un système de condensation qui utilise l'eau récupérée du séparateur huile/Eau comme liquide de refroidissement. Le fluide de refroidissement fonctionne à  $\approx 92$  ° C et élimine les particules de poussière. De même, la majeure partie des hydrocarbures se condense dans le courant de vapeur. La partie condensée de la vapeur est récupérée du condenseur puis introduite dans un séparateur Huile/Eau. Comme l'huile et l'eau sont deux liquides non miscibles, l'huile est séparée par différence de densité. L'huile récupérée est envoyée vers l'unité de filtration ensuite vers le bac de stockage pour être réutilisée soit pour l'alimentation des brûleurs, soit elle sera

livrée au client. L'eau récupérée est envoyée dans un bac de stockage pour être réutilisée pour le refroidissement.

Toute vapeur non condensée dans le système de condensation est récupérée à l'aide de l'éliminateur de brouillard puis envoyée vers un 2ème système de condensation, l'eau condensée et l'huile sont alimentée par gravité vers le séparateur Huile/Eau pour traitement et réutilisation, et la partie de la vapeur non-condensée est récupérée puis envoyée vers l'unité de postcombustion où tous les hydrocarbures restants sont détruits à des températures pouvant atteindre 1093 °C avec un temps de résidence de 2 secondes. Les gaz finalement rejetés vers l'atmosphère sont brûlés et parfaitement conformes aux normes de rejets imposées par le Ministère de l'environnement. Ces rejets sont contrôlés en continu.

L'ensemble des gaz produits au cours de la première étape (désorption proprement dite) contiennent tous les polluants organiques désorbés, mais également des poussières (particules entraînées en raison de la vitesse élevée du flux gazeux), des produits parasites (S, Hg, Cl, Br...) qui désorbent à des températures proches ou inférieures aux températures de fonctionnement du four rotatif et réagissent au cours du traitement des gaz.

L'installation de traitement des gaz a pour objectif de détruire par oxydation thermique les produits organiques désorbés, de capturer physiquement les poussières, ainsi que de neutraliser l'ensemble des autres polluants présents dans les gaz. Le traitement des gaz peut donc se diviser en trois parties :

- La capture des poussières ;
- L'oxydation des produits organiques ;
- Le traitement de finition.

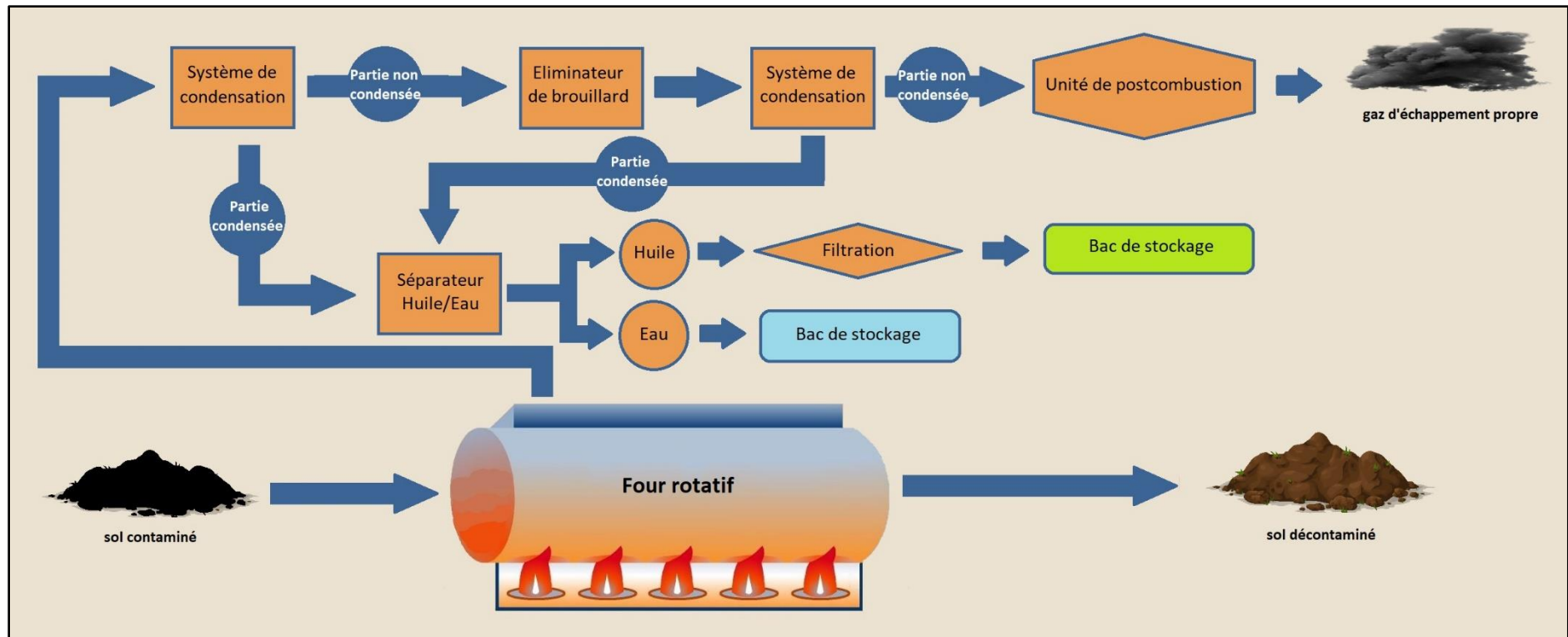


Figure 17 : Schéma complet du procédé de la désorption thermique par chauffage Indirect.

La Figure 18 ci-dessous présente l'unité de désorption thermique par chauffage indirect installée en Algérie. La Figure 19 donne un aperçu de l'état de la boue de forage avant et après passage par l'unité de traitement.



Figure 18 : Unité de désorption thermique par chauffage indirect- Environmental Solutions

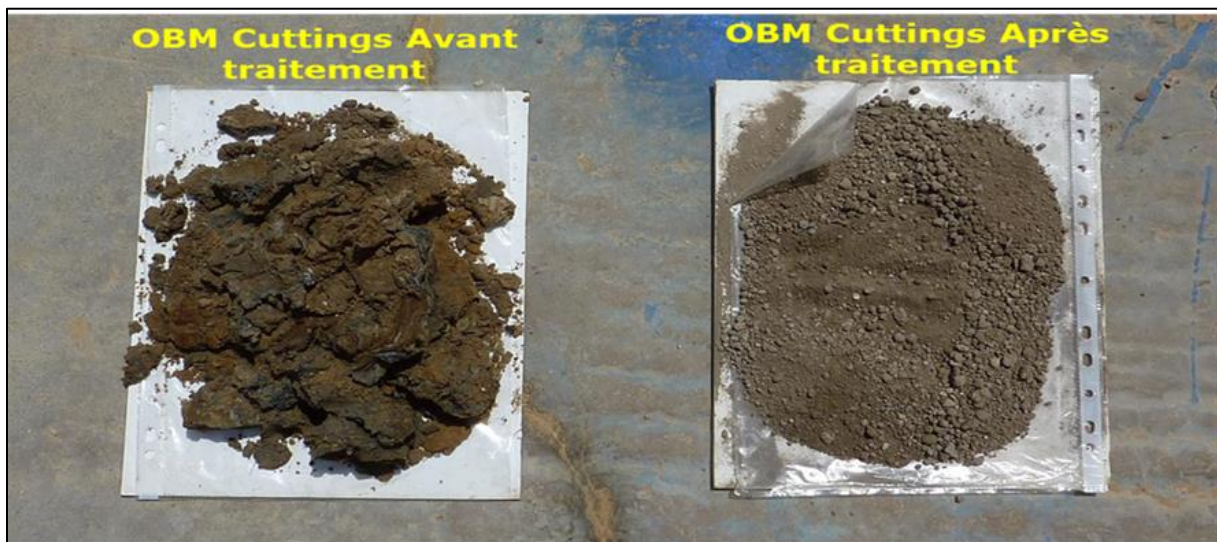


Figure 19 : Oil base Mud (OBM) cuttings avant et après traitement

Le procédé de désorption thermique fait intervenir les propriétés suivantes :

**Evaporation** : la température atteinte sera supérieure à la température d'ébullition du polluant défini.

**Stripping** : Lorsque la température dépasse la barre de 100°C, l'eau présente dans le sable pollué se transforme, dans certaines configurations, en vapeur supercritique (lorsque la température dépasse les 350°C). La vapeur supercritique agit comme extractant permettant d'atteindre le même effet (extraction du polluant), à des températures plus faibles.

**La pression de vapeur** : En travaillant (dans certaines configurations) sous dépression, la température d'ébullition diminue, ce qui permet d'atteindre un rendement de désorption équivalent à des températures plus faibles.

**La cokéfaction** : est un procédé par lequel les résidus lourds issus de la distillation du pétrole ainsi que ceux issus du craquage sont transformés en produits pétroliers légers et en coke (charbon). Ce phénomène relatif à la matière organique présente dans le sol contaminé

n'influence aucunement le procédé. En plus de l'évaporation, une extraction de même efficacité peut être atteinte à plus faible température en diminuant la pression.

***La désorption thermique par chauffage indirect présente les avantages suivants :***

- Le traitement thermique est le traitement le plus efficace pour détruire les produits organiques. Il réduit également le volume et la mobilité des produits inorganiques tels que les métaux et les sels (Khodja, 2008).
- Les rejets à forte teneur en hydrocarbures (en général 10 à 40%, comme la boue à base d'huile), sont de bons candidats pour la technique de traitement thermique.
- fournit un hydrocarbure résiduel dont la teneur dans le solide est inférieure à 1 mg/kg de déblais (Khodja, 2008).

***Ses inconvénients et facteurs limitants sont les suivants :***

- Son coût relativement élevé.
- Les techniques thermiques contribuent de manière significative à la présence de métaux lourds dans les aérosols, ces composés sont émis sous forme de fines particules dans la phase gazeuse lors de la combustion des boues.
- Des études sanitaires et environnementales ont montré que les nanoparticules d'As, Cr, Pb et Se en suspension dans l'air pouvaient présenter un risque grave pour la santé humaine car, en raison de la petite taille des particules, la solubilité et la réactivité des métaux pouvaient être améliorées et favoriser l'absorption dans les tissus pulmonaires (Khodja, 2008). Les émissions des gaz atmosphériques nécessitent donc un traitement d'air par le charbon actif par exemple (surcoût) (COLOMBANO et al., 2010).
- Une grande consommation en énergie.

## 2.3 Echantillonnage et analyses chimiques

Afin d'étudier l'efficacité de la méthode de traitement par désorption thermique, notre choix s'est porté sur la comparaison des concentrations de deux paramètres de pollutions (les hydrocarbures et les métaux lourds), avant et après passage dans l'unité de traitement.

### 2.3.1 Préparation et conditionnement des flacons

Le type de flaconnage utilisé ainsi les étapes de conditionnement, pour chaque paramètre, sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau 8: Le flaconnage utilisé et son conditionnement

Paramètre à analyser	Type de flacon	Capacité	Conditionnement
<b>Hydrocarbures</b>	Flacon en verre recouvert d'aluminium Couvercle métallique Spatule en inox	100 mL	1. Nettoyage au détergeant + rinçage avec l'eau du robinet. 2. Rinçage plusieurs fois avec l'eau distillée. 3. Séchage à l'étuve à 70°C pendant 24h. 4. Rinçage au solvant (Hexane).

Paramètre à analyser	Type de flacon	Capacité	Conditionnement
			5. Couverture des bouchons avec du papier aluminium préalablement rincé avec l'hexane.
<b>Métaux lourds</b>	Flacon en verre borosilicatée (Schots) Couvercle en polyéthylène Spatule en polyéthylène	100 mL	1. Lavage aux détergents commerciaux. 2. Rinçage à l'eau du robinet. 3. Rinçage à l'eau bi-distillée. 4. Rinçage à l'eau acidulée (10%) préparée à partir d'acide nitrique (65%). 5. Rinçage à l'eau bi-distillée. 6. Séchage à l'étuve à 70 °C pour le matériel en verre et en Téflon et à 40°C pour le matériel en polyéthylène.

### 2.3.2 Méthode d'échantillonnage et de prélèvement

Le borbier choisi pour le prélèvement des échantillons est appelé MLN 10 et sera traité par la méthode de désorption thermique indirecte.

Les échantillons ont été prélevés à des jours différents : 03 échantillons (avant et après traitement) pour l'analyse des hydrocarbures et un échantillon (avant et après traitement) pour l'analyse des métaux lourds.

Les prélèvements ont été réalisés à différents endroits et à différentes profondeurs afin d'avoir un échantillonnage représentatif des déblais de forage.

### 2.3.3 Modes opératoires des analyses chimiques

#### 2.3.3.1 Dosage des métaux lourds par Spectrométrie de masse associée à un plasma d'argon à couplage inductif (ICP-MS)

La spectrométrie de masse est une technique instrumentale d'analyse reposant sur la séparation, l'identification et la quantification des éléments constitutifs d'un échantillon en fonction de leur masse. Elle est basée sur le couplage d'une torche à plasma générant des ions et d'un spectromètre de masse qui sépare ces ions selon leur masse.

L'analyse des échantillons par ICP-MS peut être divisée en quatre étapes (Figure 20) : Introduction-nébulisation, ionisation, séparation en masse, détection.

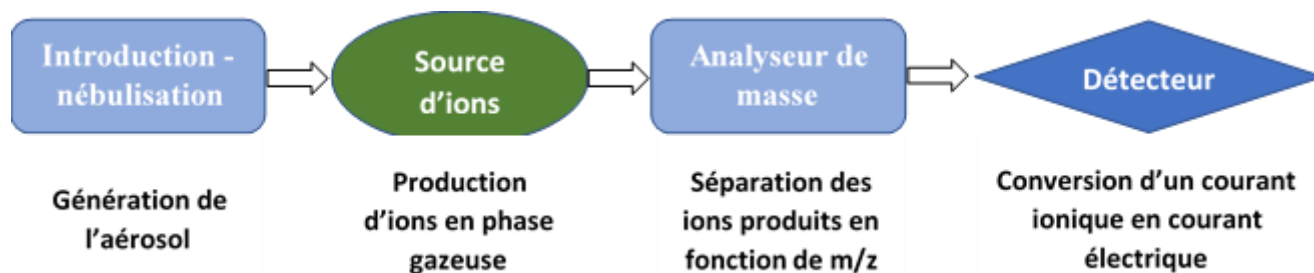


Figure 20 : Schéma expliquant les étapes d'une analyse par ICP-MS

L'ICP-MS utilisé pour ce travail est de marque Agilent Technologies (Agilent série 7700x). Voir Figure 21.

Cet appareil est équipé d'une pompe péristaltique, d'un nébuliseur concentrique type Meinhardt, et d'une chambre de nébulisation type Scott, ainsi que d'une torche en quartz. La puissance est fournie par un générateur de haute fréquence de 27 MHz.

L'alimentation en gaz est réalisée à partir d'argon en bouteilles à 99,999 % minimum de pureté et d'hélium en bouteilles à 99,999 % minimum de pureté.

L'ensemble du système est piloté par le logiciel MassHunter.

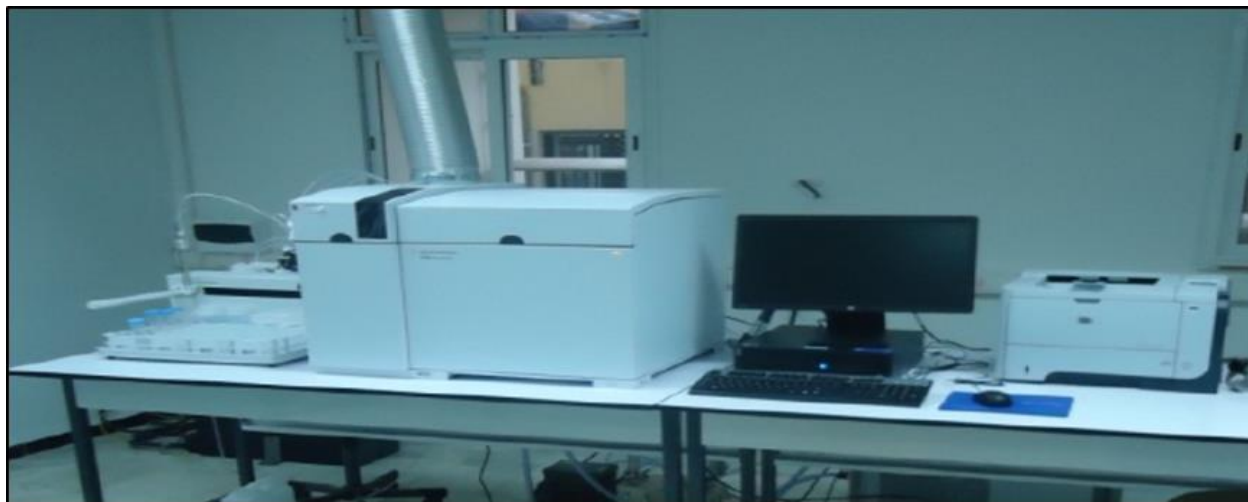


Figure 21 : Spectrométrie de masse associée à un plasma d'argon à couplage inductif (ICP-MS).

- **Préparation de la courbe d'étalonnage :**

La préparation des étalons de différentes concentrations (1ppb, 5 ppb, 10 ppb, 20 ppb...) se fait par dilution d'une solution mère. Cette dernière est préparée à l'aide d'un étalon multi (Cr, Ni, Pb, Cu, Zn, Cd...) de concentration 1 ppm fournie par Agilent Technologies.

Avant chaque utilisation de l'appareil, on doit procéder par les étapes suivantes :

- Allumer le refroidisseur.
- Allumer le plasma et laisser chauffer 20 min « temps de préchauffe ».
- Lancer le test tune avec la solution « tune » fournie par Agilent, pour tester les performances de la méthode élaborée.
- Élaborer une séquence de calibration et d'analyse.
- Lancer l'analyse.

Remarque : Avant l'analyse des échantillons par ICP-MS, ces derniers sont d'abord mis en solution par des essais de lixiviation selon la norme (XP X 31-210). Les échantillons sont soumis par la suite à une filtration sous vide sur un filtre membrane de diamètre moyen des pores de 0,45  $\mu\text{m}$ .

### 2.3.3.2 Détermination de la teneur en hydrocarbure totaux par distillateur à boue

- **Mode opératoire :**

La détermination du taux des hydrocarbures totaux est réalisée à l'aide d'un distillateur à boue en suivant les étapes décrites ci-dessous :

- Désaccoupler la cellule du godet qu'on remplit avec l'échantillon à distiller. D'autre part, remplir la cellule avec la laine de fer. Visser le godet sur cette dernière. Une fois le couple godet-cellule monté, on place le condenseur.
- Mettre le couple godet-cellule à l'intérieur de la chambre de chauffage et le condenseur à l'extérieur. Sous le tube de sortie du condenseur, placer une éprouvette graduée pour récupérer le distillat et relier le distillateur à une source de courant appropriée. Lorsqu'il ne sort plus de liquide du condenseur, après 30 à 60 minutes environ, couper le courant et lire le volume d'eau et d'hydrocarbures.

- **Mode de calcul :**

La différence entre la masse de l'éprouvette pleine et la masse de cette dernière vide nous donne la masse du distillat. De la même manière, la différence entre la masse du godet plein et la masse de ce dernier vide nous donne la masse de la prise d'essais.

Pour obtenir la masse des hydrocarbures, il faut soustraire le volume d'eau de la masse du distillat et par la suite calculer le rapport entre la masse d'hydrocarbure et la masse de la prise d'essais (multipliée par cent). Le résultat ainsi obtenu est le pourcentage massique de l'huile au sein de notre échantillon.

$$\text{Masse de l'éprouvette pleine} - \text{masse de l'éprouvette vide} = \text{masse du distillat} \quad (1)$$

$$\text{Masse du distillat} - \text{masse d'eau} = \text{masse de l'huile} \quad (2)$$

$$\text{Masse du godet plein} - \text{masse du godet vide} = \text{masse de la prise d'essais} \quad (3)$$

Donc :

$$\begin{aligned} & [(\text{Masse de l'huile}) / (\text{masse de la prise d'essais})] \times 100 & (4) \\ & = \text{le \% massique de l'huile} \end{aligned}$$

## 2.4 Méthodologie d'élaboration des inventaires de gaz à effet de serre

Dans ce mémoire, nous avons fait référence à la **norme iso 14064-01**, qui détaille les principes et les exigences pour la conception, l'élaboration, la gestion et la communication des inventaires de gaz à effet de serre pour les organisations ou les entreprises.

### 2.4.1 Les étapes d'élaboration des inventaires

Les étapes d'élaboration de l'inventaire sont schématisées sur la Figure 22.

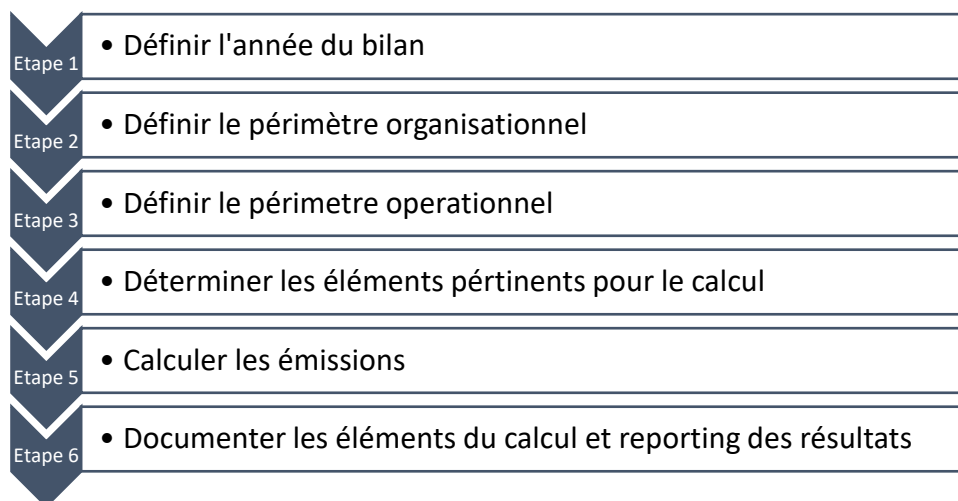


Figure 22: Schéma des étapes d'élaboration d'un inventaire des gaz à effet de serre

### 2.4.2 Sélection et établissement de l'année de référence et l'année de reporting

Il convient que l'organisme établisse une année de référence historique pour les émissions et les suppressions de GES à des fins comparatives ou pour satisfaire aux exigences d'un programme GES ou à d'autres utilisations envisagées pour l'inventaire des GES.

Lorsque des informations suffisantes sur l'historique des émissions ou suppressions de GES ne sont pas disponibles, l'organisme peut utiliser sa première période d'inventaire de GES en tant qu'année de référence.

**L'année de référence** : c'est la période historique spécifiée pour comparer les émissions ou les retraits de GES ou d'autres informations relatives aux GES au cours du temps.

**L'année de reporting** : est l'année sur laquelle les données d'activité sont collectées pour établir le bilan d'émissions de GES.

### 2.4.3 Périmètre d'étude

- ❖ **Périmètres organisationnels** : la norme ISO 14064-01 décrit deux méthodes de détermination de la limite organisationnelle
  - a) **Contrôle** : l'organisme justifie toutes les émissions et/ou suppressions de GES quantifiés provenant des installations sur lesquelles il exerce un contrôle financier ou opérationnel. Il existe deux approches ; Contrôle financier et contrôle opérationnel
  - b) **Part du capital** : l'organisme comptabilise les émissions et/ou suppressions de GES provenant des installations en proportion de sa part.
- ❖ **Périmètres opérationnels** : l'organisme doit définir et documenter ses périmètres opérationnels. La définition des périmètres opérationnels comprend l'identification des émissions et des suppressions de GES associées aux opérations de l'organisme, la catégorisation de ces émissions et suppressions en émissions directes, émissions indirectes d'énergie et autres émissions indirectes. Cela implique de choisir laquelle des autres émissions indirectes sera quantifiée et déclarée. L'organisme doit expliquer les modifications apportées à ses périmètres opérationnels.

### 2.4.4 Quantification des émissions et suppressions de GES

Les méthodologies de quantification sont souvent spécifiées par des programmes GES et peuvent être classées selon les types suivants :

→ Calcul fondé sur :

- Les données d'activité GES multipliées par les facteurs d'émission ou de retrait de GES
- L'utilisation de modèles ;
- Les corrélations propres à l'installation ;
- Les bilans matière.

→ Mesurage

- Continu ;
- Discontinu.

→ Combinaison du mesurage et du calcul

- L'organisme doit expliquer la sélection des méthodologies de quantification.
- L'organisme doit expliquer toutes les modifications apportées aux méthodologies de quantification précédemment utilisées par l'organisme.

Excepté dans certains cas particuliers relatifs aux émissions directes, le recours à la mesure continue ou discontinue des émissions de GES n'est pas très répandu, pour des raisons de difficultés de mise en œuvre et de coûts. L'approche la plus couramment utilisée est celle basée sur le calcul via l'utilisation de facteurs d'émission, de PRG (Pouvoir de Réchauffement Global) documentés et de données d'activité vérifiables.

Les données d'activité peuvent être soit directement disponibles, soit estimées à partir de données indirectes.

### 2.4.5 Elaboration de l'inventaire de GES

• L'organisme doit documenter séparément les points suivants, au niveau de l'installation et de l'organisme :

- ✓ les consommations annuelles pour chaque type de combustible ;
- ✓ les émissions annuelles directes de chaque GES ;
- ✓ les émissions indirectes de GES liées à l'énergie ;
- ✓ les autres émissions indirectes de GES.

• Les tableaux de présentation doivent être renseignés avec des valeurs numériques.

• L'organisme doit utiliser la tonne comme unité de mesure et doit convertir la quantité de chaque type de GES en tonnes (CO<sub>2</sub>) à l'aide des PRG appropriés.

### 2.5 Etablissement d'un inventaire des émissions de gaz à effet de serre issus de la combustion stationnaire au niveau de l'unité de désorption thermique

Cette partie est principalement consacrée à l'établissement d'une évaluation quantitative et qualitative des émissions de GES attribuables à la combustion stationnaire qui constitue la partie la plus importante des émissions de l'unité et qui résulte de la combustion dans le désorbeur à chauffage indirect.

Notre évaluation a été réalisée pour **l'année 2019** sur la base des données du département technique.

#### 2.5.1 Démarche de réalisation de l'inventaire

- Définition du périmètre d'étude et identification des sources d'émissions ;
- Détermination des éléments pertinents pour les calculs :
  - Données d'activité du combustible brûlé ;
  - Facteurs d'émissions définis par le référentiel SONATRACH.
- Calcul des émissions par deux méthodes (bilan matière et facteur d'émission) ;
- Enregistrement et interprétation des résultats des deux méthodes ;
- Elaboration de l'inventaire.

#### 2.5.2 Méthodes de calcul adoptées pour l'évaluation quantitative des émissions

- ❖ **Mesurage** : selon cette approche, les émissions peuvent être déterminées directement par les systèmes de contrôle continu et discontinu des émissions. Notre station dispose de ces technologies, mais elles ne sont utilisées que pour déterminer la quantité de monoxyde de carbone CO afin de contrôler la combustion au niveau des équipements.
- ❖ **Calcul** : c'est l'approche la plus couramment utilisée et celle que nous avons adoptée dans ce mémoire. Les calculs des estimations quantitatives des GES (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O) émis dans l'atmosphère se sont basés sur :
  - La méthode des facteurs d'émission : Nous nous sommes inspirés de la méthodologie facteur d'émission décrite dans la directive GIEC et adoptée par le référentiel relatif à l'établissement des inventaires des gaz à effet de serre de SONATRACH.
  - La méthode standard de 'bilan matière' pour la quantification du CO<sub>2</sub>.

##### 2.5.2.1 Méthode « Bilan Matière »

Cette méthode est basée sur le carburant utilisé, puisque les émissions de toutes les sources de combustion peuvent être estimées sur la base des quantités de combustible brûlé et des facteurs d'émission moyens.

La qualité de ces facteurs d'émission diffère selon les gaz. Pour le CO<sub>2</sub>, les facteurs d'émission dépendent principalement de la teneur en carbone du combustible. Les conditions de combustion (efficacité de la combustion, carbone retenu, les cendres, etc.) sont relativement

peu importantes. Par conséquent, les émissions de CO<sub>2</sub> peuvent être estimées de manière assez précise sur la base de la quantité totale de combustibles brûlés et de la teneur moyenne en carbone des combustibles (IPCC, 2006).

### 2.5.2.2 Méthode « Facteur d'émission »

La méthode du facteur d'émission repose sur les données d'activité de l'organisation exemple : quantité d'une matière première consommée durant l'année observée et sur une banque de facteurs d'émission (FE) qui représente le débit moyen d'émission d'une source donnée. Il est exprimé en masse ou volume de GES par type de source ou donnée d'activité relié à cette source permettant de convertir les données d'activité en quantité de gaz émise en tonnes de CO<sub>2</sub> équivalent.

Les hypothèses d'émission et de calculs ayant permis de déterminer le facteur d'émission sont référencés et vérifiables en cas de besoin. Les facteurs d'émission proviennent de bases de données pertinentes et largement partagées comme celles qu'on trouve sur les publications du GIEC, ADEME, EPA, API, Energy Information Administration (EIA), Gas Research Institute (GRI).

Il faut s'assurer que les facteurs utilisés sont :

- D'origine reconnue ;
- Appropriés à la source de GES étudié ;
- A jour au moment de la quantification.

L'approche méthodologique simplifiée consiste à combiner les informations sur l'étendue des activités (appelées données sur les activités ou DA) avec les coefficients qui quantifient les émissions ou les absorptions par unité d'activité. Ceux-ci sont appelés facteurs d'émission (FE). Dès lors, l'équation de base est :

$$\text{Emissions} = \text{DA} \times \text{FE} \quad (5)$$

Afin de calculer les émissions totales en équivalent - CO<sub>2</sub> pour chaque gaz à effet de serre, il convient de multiplier le résultat obtenu ci-dessus par le « Pouvoir de Réchauffement Global (PRG) » du gaz concerné.

$$\text{Emissions}_{\text{Tot}} (\text{eq-CO}_2) = \text{Émission CO}_2 \times 1 + \text{Émission CH}_4 \times 25 + \text{Émission N}_2\text{O} \times 298 \quad (6)$$

\*Les PRG sont donnés selon le rapport (GIEC, 2007).

### 2.5.3 Détermination du périmètre d'étude

#### 2.5.3.1 Le périmètre organisationnel

Etant donné que SONATRACH dispose du contrôle opérationnel du site MLN, c'est le mode opéré qui s'applique au complexe, en prenant en compte l'intégralité des émissions par les biens et les activités exploités par l'entreprise Environmental Solutions.

### 2.5.3.2 Le périmètre opérationnel

L'unité de traitement des bourbiers de forages pétroliers par la Désorption Thermique est capable de traiter plus que 2000 tonnes métriques par mois (80 m<sup>3</sup>/jour). Le Gasoil est la source d'énergie principale : l'unité utilise le Diesel comme combustible alimentant les turbines, les chaudières, les fours et les torches. La deuxième source d'énergie est représentée par les hydrocarbures récupérés des boues après leur passage par le four.

Et il est connu que toute matière organique définie par la formule brute de type C<sub>x</sub>H<sub>y</sub> finit par donner après réaction de combustion du CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, H<sub>2</sub>O. En raison de la diversité des équipements fonctionnant par le phénomène de combustion au niveau de l'unité de traitement, de leur forte consommation en combustible et du nombre important de sources d'émission, notre étude s'est focalisée sur la quantification des émissions de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O.

### 2.5.3.3 Présentation des sources des émissions stationnaires directes

La principale source des GES de l'unité de traitement est **le four (Dryer drum)** (Figure 23). A son niveau, les désorbeurs à chauffage indirect transfèrent la chaleur à travers une paroi par conduction (double enveloppe chaude, traçage électrique...). L'intérêt du mode de chauffage indirect est d'éviter le mélange des fumées de combustion avec les vapeurs organiques désorbées, minimisant à la fois les volumes de gaz à traiter en aval, ainsi que les taux d'envol particulaire.



<b>Longueur</b>	<b>40 pieds (12,19 m)</b>
<b>Diamètre</b>	7 pieds (2,13 m)
<b>Capacité de traitement</b>	10 m <sup>3</sup> /h
<b>Vitesse de rotation du Tambour</b>	0,1 – 0,8 tours/min
<b>Inclinaison</b>	3 %

Figure 23 : Four rotatif (dryer drum) de l'unité de désorption thermique et ses caractéristiques

## 2.5.4 La collecte des données

### 2.5.4.1 Données d'activité (DA)

Il s'agit de la quantité de combustible consommée par l'unité de traitement pendant l'année 2019. Cette dernière nous a été fournie par le service Planification Production (PP). Les consommations sont reportées sur le tableau suivant :

Tableau 9 : Consommation du fuel utilisé (Diesel) pour l'année 2019

Mois	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Aout	Sept	Oct	Nov	Déc	Total
<b>Consommation (m<sup>3</sup>)</b>	57	53	28	29	32	67	60	52	61	78	70	37	<b>624</b>

## Chapitre II

Mois	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Aout	Sept	Oct	Nov	Déc	Total
<b>Consommation (T)</b>	47,4	44	23,3	24,1	26,6	55,7	49,9	43,2	50,7	64,9	58,2	30,7	<b>519,168</b>

### 2.5.4.2 Facteur d'émission (FE)

Ce facteur est utilisé pour transformer la donnée d'activité physique en une quantité d'émission de gaz à effet de serre. Les facteurs utilisés sont présentés sur le tableau suivant :

Tableau 10 : Les facteurs d'émissions des combustibles Diesel

Combustible	Diesel		
	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O
<b>GES</b>			
<b>Valeur</b>	74100	3	0,6
<b>Unité</b>	kg/TJ	kg/TJ	kg/TJ

Dans le référentiel GES de SONATRACH, le facteur d'émission est exprimé sur des bases calorifiques inférieures.

$$\text{PCI (Diesel)} : 43,0 \text{ MJ/kg} \rightarrow 4,3 \times 10^{-5} \text{ TJ/kg}$$

### 2.5.4.3 Composition du fuel

Connaissant la composition du Diesel ainsi que les quantités consommées (Tableau 11), le nombre de moles de carbone utilisé peut-être calculer suivant le raisonnement ci-dessous :

- Densité du diesel : **832 kg/m<sup>3</sup>**
- Le Diesel contient **86,2 %** de carbone (Fthenakis and Lynn, 2018)
- Masse molaire de carbone : **12 g/mol**

En obtient :

$$\text{Nombre de moles de C} : 36\,790\,666,6$$

Tableau 11 : Quantités de fuel consommées par la station de traitement

	Total année 2019
<b>Consommation en m<sup>3</sup></b>	624
<b>Consommation en kg*</b>	519 168
<b>Masse de carbone en kg</b>	<b>441 488</b>
<b>Nombre de moles de carbone</b>	36 790 666,6

## **Chapitre III : Résultats et Discussion**

### 3 Chapitre III : Résultats et discussion

#### 3.1 Évaluation du rendement de décontamination de la station : comparaison des résultats avant et après traitement

Afin de pouvoir contrôler l'efficacité du traitement des bourbiers par désorption thermique, des prélèvements sont effectués avant et après leur traitement. Les paramètres analysés sont :

- La teneur en hydrocarbures totaux par un distillateur à boue.
- La teneur en métaux lourds par spectrophotométrie d'absorption atomique.

##### 3.1.1 Hydrocarbures totaux

Le Tableau 12, et la Figure 24 mettent en évidence les résultats d'analyse des échantillons des cuttings avant et après traitement par la désorption thermique indirecte.

Tableau 12 : Teneurs en hydrocarbures totaux avant et après traitement par la désorption thermique indirecte du bourbier « MLN 10 »

	Ech 1		Ech 2		Ech 3	
	Avant traitement	Après traitement	Avant traitement	Après traitement	Avant traitement	Après traitement
<b>Volume d'hydrocarbures recueilli (ml)</b>	9,40	Traces	7,50	0,50	9,50	0,20
<b>Masse d'hydrocarbure exprimée en (g)</b>	7,52	Traces	6,00	0,40	7,60	0,16
<b>Teneur en hydrocarbures totaux (%)</b>	7,52	Traces	6,00	0,40	7,60	0,16
<b>Rendement du traitement (%)<sup>6</sup></b>	100		93,3		98	
	<b>Moyenne = 97,06 %</b>					

<sup>6</sup> Calcul du pourcentage du rendement de la technique de traitement :

Concentration moyenne avant traitement → 100 %

Concentration moyenne après traitement → X %

X correspond aux hydrocarbures restants

100 - x = le rendement (%)

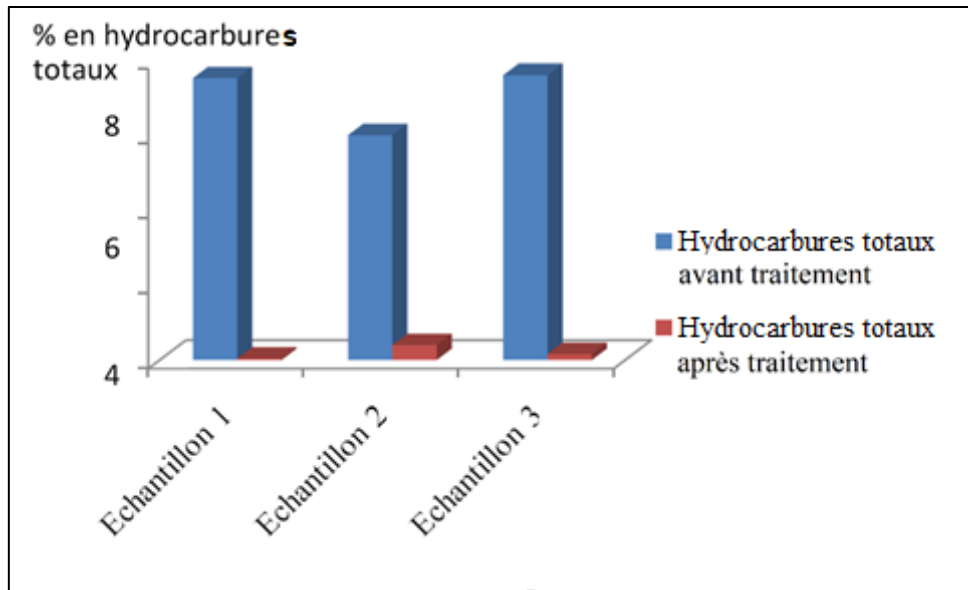


Figure 24 : Graphe de variation de la teneur en hydrocarbures totaux avant et après traitement par la désorption thermique indirecte du bourbier « MLN 10 »

### 3.1.2 Métaux lourds

La concentration de certains métaux lourds dosés est illustrée dans le Tableau 13 et la Figure 25 :

Tableau 13 : Taux des métaux lourds avant et après traitement par désorption thermique indirecte du bourbier « MLN 10 »

Métaux lourds (mg/kg)	Prélèvement 1 : Avant traitement	Prélèvement 2 : Après traitement	Rendement (%)
<b>Pb</b>	113,00	162,00	- 43,36
<b>Cu</b>	00	00	/
<b>Cd</b>	1,00	1,00	0
<b>Zn</b>	61,00	100	-63,93
<b>Mn</b>	35,00	45,00	-28,57

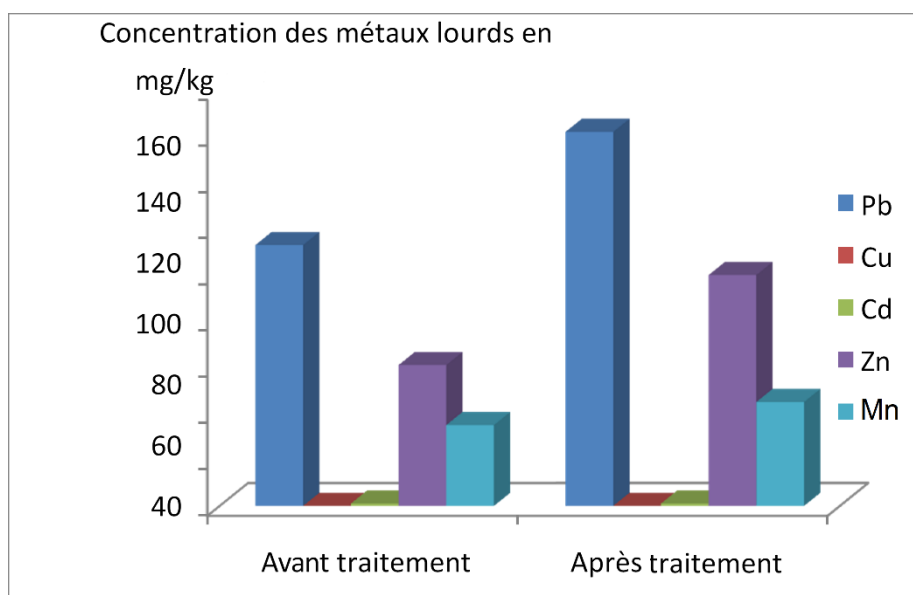


Figure 25 : Concentration en métaux lourds avant et après traitement par la désorption thermique indirecte du borbier « MLN 10 »

### 3.1.3 Interprétation des résultats d'analyse

D'après les résultats obtenus, nous constatons que le traitement par la désorption thermique a été très efficace pour l'élimination des hydrocarbures avec un rendement moyen de traitement de 97,06 %. D'ailleurs, les résultats de l'analyse de nos échantillons après le traitement répondent parfaitement aux normes et sont inférieurs aux valeurs limites acceptables fixées par le département HSE de la division Forage sur lesquelles se base SONATRACH pour évaluer les traitements de borbiers (voir l'Annexe B : Valeurs limites acceptables fixées par le département HSE de la division Forage).

D'après les résultats, dans certains cas, le traitement peut aller à l'élimination presque totale des hydrocarbures contenus dans les déblais des forages pétroliers (valeurs en dessous des limites de détection de la méthode de mesure). Ce bon rendement est dû aux températures très élevées exercées dans les chambres de chauffage (généralement de 320 à 420 °C), qui vaporisent, puis séparent les hydrocarbures des cuttings contaminés.

D'un autre côté, nous remarquons une augmentation de la concentration des métaux lourds, notamment le Pb, le Zn, le Mn, après le traitement par la désorption thermique (pourcentage de rendement négatif) :

- Pour ce qui est du plomb (Pb), nous constatons que sa concentration passe de 113 mg/kg avant le traitement à une concentration de l'ordre de 162 mg/kg, après le traitement. Cette dernière valeur est supérieure à la norme prise en considération par SONATRACH (la limite indique 50 mg/kg, voir l'Annexe B : Valeurs limites acceptables fixées par le département HSE de la division Forage).
- Nous notons aussi que la concentration initiale des autres métaux avant traitement était déjà inférieure aux normes appliquées (Cd, Zn, Mn). Malgré l'augmentation de la concentration de ces métaux après le traitement, elle reste inférieure aux normes.

La concentration en métaux lourds augmente après traitement par la désorption thermique parce que la température des chambres de chauffage permet l'élimination des hydrocarbures et de l'eau des cuttings. Ceci fait diminuer le volume de ces derniers, ce qui augmente la concentration des métaux lourds qui ne sont pas éliminés (nécessite de plus hautes températures) ; leur concentration augmente proportionnellement. A titre indicatif, la température nécessaire pour séparer le plomb des cuttings est de l'ordre de 1560 °C (OUAHES and DEVALLEZ, 2002), sachant que les températures utilisées durant le traitement par la désorption thermique indirecte sont de l'ordre de 400 °C.

Aussi, les concentrations plus élevées après le traitement peuvent être dues au fait que la totalité de l'eau n'a pas été correctement éliminée des échantillons (la lyophilisation est recommandée).

Nous avons établi la figure ci-dessous afin d'expliquer l'augmentation de la concentration des métaux lourds après traitement par la désorption thermique indirecte :

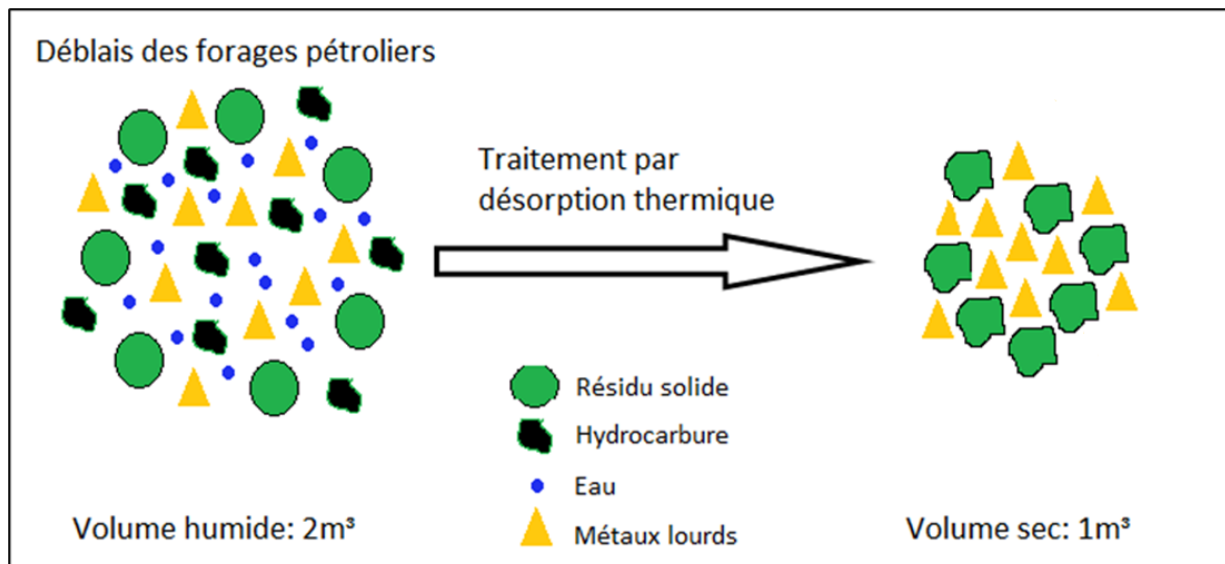


Figure 26 : Mécanisme d'augmentation de la concentration en métaux lourds après traitement par la désorption thermique

Pour conclure, ce type de traitement n'élimine pas les métaux lourds dont la concentration pour certains métaux dépasse les valeurs limites pour la mise en décharge des déblais de forages pétroliers. Dans ce cas, une étude doit être menée pour déterminer si les métaux lourds peuvent être éliminés facilement par l'addition au processus de traitement d'une étape supplémentaire, peu coûteuse telle que la stabilisation par exemple.

### 3.2 Estimation des émissions de gaz à effet de serre de la station

La réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) fait partie des enjeux stratégiques de SONATRACH, tant sur le plan économique, qu'environnemental. Dans ce travail, nous avons établi un inventaire de gaz à effet de serre issu d'une unité de traitement des bourbiers de forage par désorption thermique.

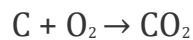
Nous avons réalisé les calculs en se basant sur deux méthodes différentes : la méthode « bilan matière » et la méthode « facteur d'émission », données par le référentiel GES de

SONATRACH dans le but de faire une comparaison des résultats et d'avoir un aperçu sur la quantité GES émis par l'unité.

### 3.2.1 Calcul des émissions

#### 3.2.1.1 Méthode « Bilan Matière »

→ Pour le calcul des émissions par la méthode du Bilan Matière, on considère que la réaction de combustion est complète (rendement =1) :



D'après l'équation équilibrée ci-dessus, il est clair que nous avons besoin d'une mole d'oxygène pour brûler une mole de carbone. Donc, pour brûler 36 790 666,6 moles de carbone, nous avons besoin de 36 790 666,6 moles d'oxygène.

Masse de 36 790 666,6 moles d'oxygène :

$$M_{\text{Oxygène}} = 36\,790\,666,6 \text{ moles} \times 32 \text{ g/mol} = 1\,177\,301\,331,2 \text{ g}$$

$$M_{\text{Oxygène}} = 1\,177\,301,3 \text{ kg}$$

La somme est alors de :

$$441\,488 \text{ kg/an C} + 1\,177\,301,3 \text{ kg/an O}_2 = 1\,618\,789,3 \text{ kg/an de CO}_2 \text{ total}$$

$$\boxed{\text{Emissions totale (CO}_2\text{)} = 1\,618,8 \text{ T/an}}$$

#### 3.2.1.2 Méthode « Facteur d'Emission »

C'est une approche simple qui consiste à combiner les données d'activité avec le facteur d'émission selon l'équation n° 5 :

- Données :
  - Consommation en diesel de l'année 2019 : **519 168 kg**
  - Pouvoir calorifique inférieur (PCI) du diesel : **4,3 x 10<sup>-5</sup> TJ/kg**
  - Facteurs d'émissions du diesel : (Tableau 10)

Sachant que la donnée d'activité doit être compatible avec le facteur d'émission, on doit donc multiplier par le pouvoir calorifique inférieur :

- Calcul des émissions de CO<sub>2</sub>
  - $E_{CO_2} = \text{CONS (Diesel)} \times FE \times \text{PCI}$
  - $E_{CO_2} = 519\,168 \text{ kg} \times 74100 \text{ kg/TJ} \times 4,3e-5 \text{ TJ/kg}$
  - $E_{CO_2} = 1\,654\,224,9984 \text{ kg}$
- Calcul des émissions de CH<sub>4</sub>
  - $E_{CH_4} = 519\,168 \text{ kg} \times 3 \text{ kg/TJ} \times 4,3e-5 \text{ TJ/kg}$
  - $E_{CH_4} = 66,972672 \text{ kg}$
- Calcul des émissions de N<sub>2</sub>O
  - $E_{N_2O} = 519\,168 \text{ kg} \times 0,6 \text{ kg/TJ} \times 4,3e-5 \text{ TJ/kg}$

→ E N<sub>2</sub>O = 13,3945344 kg

- Calcul des émissions totales

→ Emissions totales (EQ CO<sub>2</sub>) = (E CO<sub>2</sub> x 1) + (E CH<sub>4</sub> x 25) + (E N<sub>2</sub>O x 298)

→ Emissions totales (EQ CO<sub>2</sub>) = (1 654 224,9984 x 1) + (66,972672 x 25) + (13,3945344 x 298)

→ Emissions totales (EQ CO<sub>2</sub>) = 1 659 890,88645 kg

**Emissions totales (EQ CO<sub>2</sub>) = 1 659,9 T/an**

### 3.2.2 Évaluation des émissions de gaz à effet de serre de la station

Le Tableau 14 et la Figure 27 représentent le résultat des calculs de la quantité des GES émise par le four (Dryer drum), exprimée en tonnes eq-CO<sub>2</sub>/An, pour l'année 2019 par les deux méthodes (bilan matière et facteur d'émission).

D'après les résultats obtenus par les deux méthodes, on constate un écart très faible de 2,47 % entre le résultat obtenu par la méthode des facteurs d'émission et celle du bilan matière. Cet écart est associé à la qualité, la disponibilité, le niveau de précision et aux incertitudes des données utilisées pour ces estimations dans chacune des deux méthodes.

La quantité moyenne de CO<sub>2</sub> émise en 2019 correspond à **1 639,35 T/an**.

Tableau 14 : Résultats des deux méthodes de calcul de la quantité de CO<sub>2</sub> émise par le four

Méthode de calcul	Bilan matière	Facteur d'émission
Quantité émise de CO <sub>2</sub> (tonnes/an)	1 618,8	1 659,9

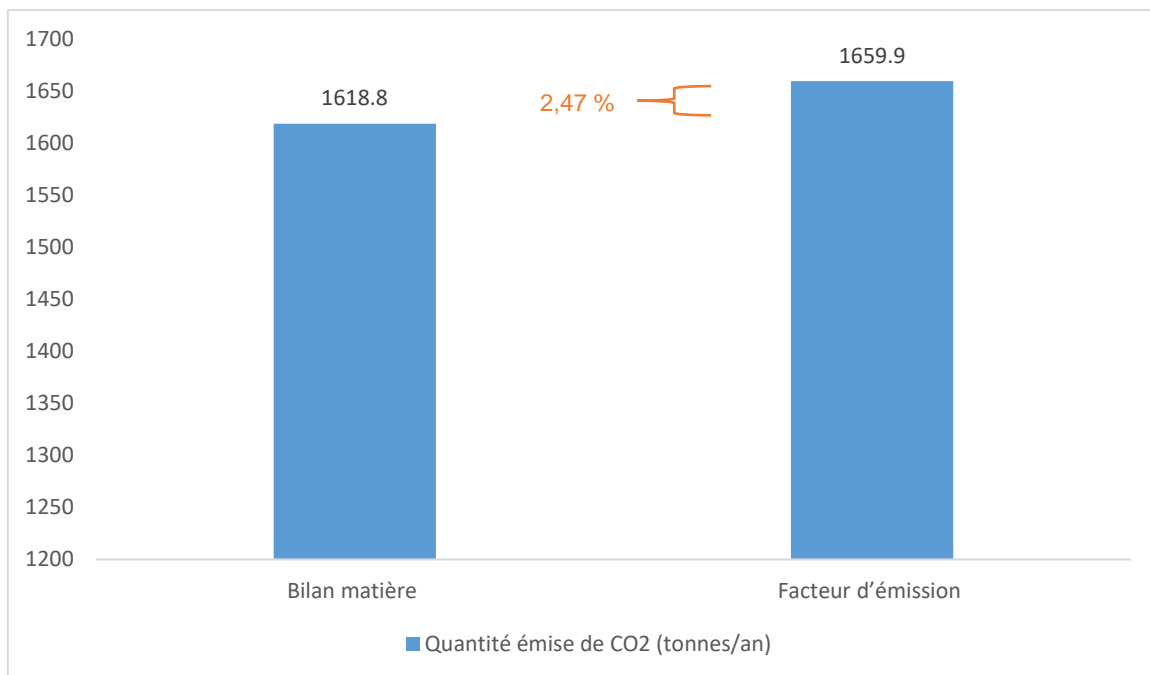


Figure 27 : Représentation graphique des résultats des deux méthodes de quantification des émissions de CO<sub>2</sub> du four

C'est la disponibilité et les incertitudes des données utilisées qui :

- Déterminent la fiabilité et le niveau de précision des méthodes de calcul.
- Permettent le choix des méthodes d'estimations des GES.

Afin de déterminer la méthode la plus adéquate, nous avons dressé une liste des avantages et des inconvénients de chaque méthode (Tableau 15, Tableau 16).

Tableau 15 : Avantages et inconvénients de la méthode bilan matière

<b>Avantages</b>	<b>Inconvénients</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• C'est une approche applicable pour tous les types de fuel dans tous les cas.</li><li>• Basée sur le bilan matière ou la quantité totale de matière utilisée.</li><li>• Les calculs sont basés sur la composition exacte de fuel.</li></ul>	<p>Les erreurs associées à cette méthode incluent :</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Étalonnage et mesure incorrects des dispositifs de débit applicables.</li><li>• Détermination inexacte de la composition du flux de matière.</li><li>• concernant notre étude, la méthode bilan matière a été appliquée seulement pour les estimations de CO<sub>2</sub>.</li><li>• L'indisponibilité des données et des informations pertinentes pour le calcul des émissions par cette méthode.</li></ul>

Tableau 16 : Avantages et inconvénients de la méthode facteur d'émission

<b>Avantages</b>	<b>Inconvénients</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Les avantages de cette manière de procéder sont bien sûr la rapidité et une certaine commodité d'emploi.</li><li>• La méthode est utilisée pour estimer tous les gaz qui sont couverts par le référentiel CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Les facteurs d'émission utilisés par le référentiel sont basés sur le type de combustible sans prendre en considération la différence des conditions d'exploitation entre les différentes installations où ils sont utilisés.</li><li>• La différence entre la composition réelle du flux sur lequel le facteur d'émission est appliqué et la composition par défaut sur laquelle le facteur d'émission est basé.</li><li>• Teneur en carbone et pouvoirs calorifiques nets : L'incertitude associée à la teneur en carbone et les pouvoirs calorifiques nets résulte de deux éléments principaux, l'exactitude avec laquelle les valeurs sont</li></ul>

**Avantages**

**Inconvénients**

	mesurées et la variabilité de la source d’approvisionnement du combustible et la qualité de l’échantillonnage des approvisionnements disponibles.
--	---

A partir des données disponibles, la méthode Facteur d’Emission présente des avantages indéniables quant à sa rapidité, sa commodité et sa facilité d’utilisation. Cela conforte la préconisation de la méthode “facteur d’émission” donnée par le référentiel GES SONATRACH.

**3.2.3 L’inventaire des gaz à effet de serre pour l’unité**

Sur le Tableau 17 ainsi que sur la Figure 28, nous voyons clairement que les quantités émises de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O sont presque inexistantes par rapport à celles du CO<sub>2</sub>.

Tableau 17 : Inventaire des gaz à effet de serre issus de la combustion stationnaire au niveau du l’unité<sup>7</sup>

Equipement	Données d'activité (TJ)	Emission (Gg)		
	Diesel	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O
<b>Four (Dryer drum)</b>	22,32	1,6542	6,6972e-5	1,3394e-5

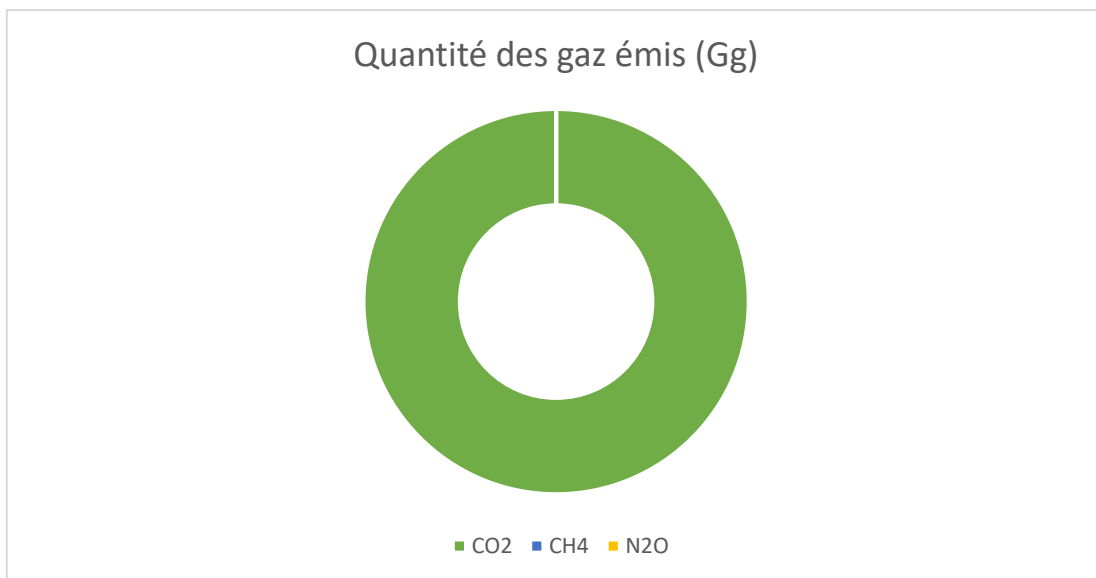


Figure 28 : Présentation des quantités émises par type de GES en Giga-grammes

<sup>7</sup> La conversion de kg au TJ : Masse kg x PCI (diesel) TJ/kg

$$519\ 168\ \text{kg} \times 4,3 \times 10^{-5}\ \text{TJ/kg} = 22,32\ \text{TJ}$$

### 3.2.4 Discussion sur les GES émis par l'unité

Pour donner un aperçu de l'ampleur des émissions de GES de l'unité de désorption thermique, nous allons comparer ses émissions à celles du complexe GP1/Z.

Le complexe GP1/Z, construit dans la zone industrielle d'Arzew, a pour objectif le traitement du GPL venant de plusieurs sources du sud algérien (Hassi Messaoud, Hassi R'mel) pour la production des gaz « Propane » et « Butane » liquéfiés. Les émissions en équivalent CO<sub>2</sub> de différents équipements du complexe GP1/Z de l'année 2018 sont données dans le tableau suivant :

Tableau 18 : Emissions totales en Eq CO<sub>2</sub> du complexe GP1/Z (Bouazza and Gacem, 2018)

Equipment	Emission Eq CO <sub>2</sub> (Gg/an)
<b>Turbine T100</b>	12,51
<b>Chaudière PH III</b>	15,01
<b>Four T900</b>	46,7
<b>Total</b>	<b>74,22</b>

Les émissions totales en Eq CO<sub>2</sub> du complexe GP1/Z en 2018 sont de 74,22 Gg. Le Four T900 représente la source d'émissions la plus importante avec 46,7 Gg (62,92 % des émissions de GP1/Z). A titre indicatif, les émissions de l'unité de désorption thermique considérées dans cette étude ont atteint 1,65 Gg Eq CO<sub>2</sub> en 2019 (2,22 % des émissions de GP1/Z), le four rotatif représentant la source d'émissions la plus importante.

Pour une comparaison plus appropriée, nous allons comparer uniquement le Four T900 du complexe GP1/Z et le Four rotatif de l'unité de désorption thermique (Tableau 19).

Tableau 19 : Caractéristiques techniques du Four T900 du complexe GP1/Z et du Four rotatif de l'unité de désorption thermique

	<i>Four T900</i>	<i>Four rotatif</i>
<i>Puissance thermique</i>	480 MMBTU/h	20 MMBTU/h
<i>Nombre de bruleurs</i>	30 brûleurs de 16 MMBTU/h	4 bruleurs de 5 MMBTU/h
<i>Combustible</i>	Mélange entre le gaz naturel et l'éthane	Diesel

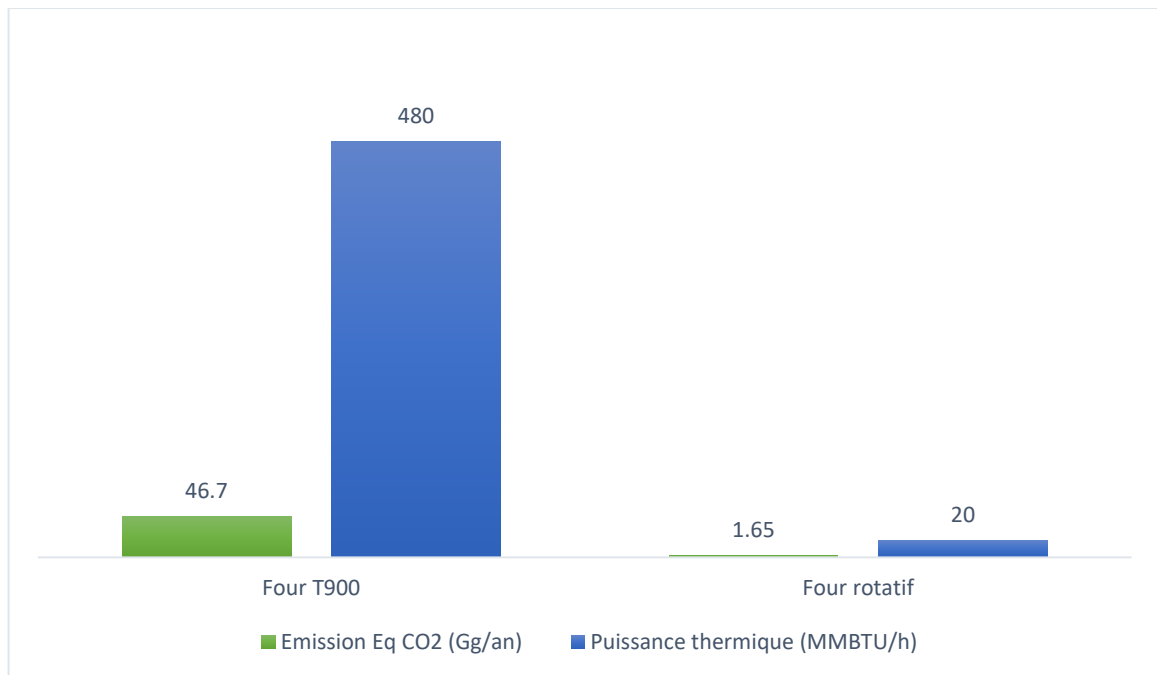


Figure 29 : Représentation graphique des émissions totales en équivalent CO<sub>2</sub> (en Gigagramme par an) du Four T900 et du Four rotatif

La Figure 29 et le Tableau 19 montre que le Four rotatif représente 4,16 % de la puissance thermique du Four T900, et 3,53 % de ses émissions en Eq CO<sub>2</sub>. Cela montre que les émissions du four rotatif sont proportionnelles à sa puissance thermique.

En outre, en 2019, le volume de CO<sub>2</sub> émis par le torchage dans le cadre de l'activité d'exploitation et de production du champ de MLN était de 30 568,6 T CO<sub>2</sub>, ce qui montre que la contribution de l'unité de désorption thermique aux émissions de GES dans la région est insignifiante.

### 3.2.5 Difficultés rencontrées pendant le travail

Il convient de signaler que notre estimation présente les lacunes suivantes (en raison du manque de données appropriées) :

- Le four n'est pas la seule source de gaz à effet de serre dans l'unité. L'équipement d'oxydation thermique et tous les équipements utilisant du combustible tels que les convoyeurs, les moteurs et les groupes électrogènes n'ont pas été pris en compte dans notre estimation.
- En raison de l'annulation du stage sur le terrain à cause de la propagation du Covid-19 et de notre incapacité à obtenir les données nécessaires, nous n'avons pas été en mesure de calculer les incertitudes sur les données utilisées dans le calcul.

### 3.3 Applicabilité de la désorption thermique pour le traitement des sédiments de dragage

Le dragage est une activité nécessaire pour les ports, les canaux de navigation et les barrages dans le cadre de leur entretien afin d'assurer un tirant d'eau suffisant pour la navigation, de restaurer ces sources d'eau à leur pleine capacité et de créer de nouveaux quais et bassins.

Les grandes quantités de sédiments dragués peuvent causer des impacts économiques, mais aussi environnementaux. En raison des activités portuaires, industrielles et agricoles, des contaminants organiques (hydrocarbures) et/ou inorganiques (métaux lourds) peuvent être identifiés dans les matrices des sédiments. Ces polluants peuvent nuire à l'environnement aquatique.

Ces sédiments contaminés doivent donc être gérés à terre. Pour cela, il est nécessaire d'étudier et de développer des méthodes qui permettent d'extraire ou de stabiliser les polluants dans la matrice des sédiments avant les opérations de stockage et d'éventuelle valorisation.

Cette partie s'intéresse à évaluer l'utilisation éventuelle du procédé de Désorption Thermique pour le traitement des sédiments de dragage.

### 3.3.1 La contamination des sédiments

Dès les années 1970 les sédiments ont été reconnus comme étant la destination finale des polluants. La contamination a commencé à la fin du siècle dernier. Cette pollution est principalement due aux rejets industriels et urbains. Les contaminants à l'origine de cette pollution sont généralement classés en trois grands groupes (Franck, A. 2006).

- **Les éléments nutritifs :**

Il s'agit notamment du phosphore et des composés azotés comme l'ammoniaque. Ils proviennent des rejets d'eaux usées urbaines et d'effluents agricoles et industriels. Ils sont à l'origine de l'eutrophisation des milieux.

- **Les métaux lourds :**

Ils se retrouvent souvent à l'état de traces, indispensables au métabolisme pour la plupart (sauf le plomb, le mercure et le cadmium), une fois dépassé un seuil de tolérance, les métaux sont considérés comme toxiques. Ils sont alors incompatibles avec les phénomènes vitaux et certains d'entre eux ont des propriétés cancérigènes et mutagènes. Les principaux métaux lourds sont le cadmium, le chrome, le cuivre, le plomb, le mercure, le nickel, le sélénium, l'arsenic (métalloïde) et d'autres éléments spécifiques au passé industriel (argent). Les métaux lourds peuvent être fixés sur les particules minérales et les matières organiques des sédiments. Un autre mode d'immobilisation peut être lié aux phénomènes de précipitation. Les métaux précipitent alors sous des formes plus ou moins insolubles d'oxydes, d'hydroxydes, de carbonates, de phosphates, ou de sulfures. Les métaux piégés dans le sédiment sont en général en équilibre avec l'eau interstitielle. Mais la moindre perturbation de l'environnement peut remobiliser les métaux. Différents mécanismes sont à l'origine de ce phénomène : réactions d'oxydo-réduction, activité biologique, présence de chélatants, ou les perturbations physicochimiques.

- **Les micropolluants organiques :**

Ils représentent le troisième grand groupe de contaminants (les HAP : hydrocarbures polycycliques aromatiques, pesticides, solvants chlorés, PCB). Ces éléments sont souvent très toxiques, solubles ou adsorbés sur les matières en suspension. En définitive, la sédimentation (donc l'envasement) est un phénomène naturel qui voue le plan d'eau à disparaître naturellement

par comblement. Les problèmes que pose cette sédimentation à l'heure actuelle, viennent de l'augmentation de la vitesse d'envasement ainsi que de la toxicité accrue des sédiments.

### 3.3.2 Caractéristiques de performance sur le traitement des sédiments de dragage

Les performances d'une unité de désorption thermique peuvent généralement être prédites de manière fiable, à condition que la nature du milieu contaminé à traiter puisse être définie et soit assez cohérente. La plupart des technologies de désorption thermique sont utilisées depuis plusieurs années, souvent en tant qu'émanations d'autres types d'industries, de sorte que les paramètres de conception des équipements sont bien établis. Par exemple, on peut facilement déterminer le débit prévu pour un Rotary Dryer en fonction de la qualité et de la consistance du sol contaminé à alimenter.

Les sédiments étant intrinsèquement variables dans leurs caractéristiques physiques et chimiques, la capacité à décrire précisément ces caractéristiques est essentielle. Le Tableau 20 résume quelques-unes des propriétés importantes des sédiments et les raisons pour lesquelles elles sont prises en compte :

Tableau 20: Propriétés des sédiments et les raisons pour lesquelles elles sont prises en compte

<b>Teneur en eau</b>	<p>Le taux d'humidité peut avoir une incidence négative sur les coûts d'exploitation car l'humidité s'évapore au cours du processus de traitement, ce qui nécessite du carburant. En outre, le volume ajouté de vapeur d'eau dans les effluents gazeux du processus peut entraîner une réduction du débit de traitement, car la vapeur d'eau doit être traitée par l'équipement de traitement en aval avec l'équilibre entre les effluents gazeux et les contaminants désorbés. Le débit de traitement le plus faible est attribuable à :</p> <ol style="list-style-type: none"><li>1. Des débits de gaz plus élevés ;</li><li>2. Les limitations de l'apport thermique (c'est-à-dire parce qu'une partie de l'apport de chauffage est utilisée pour vaporiser l'eau contenue dans les déchets d'alimentation, il peut s'avérer nécessaire de réduire l'alimentation afin que les déchets qui sont alimentés puissent être chauffés de manière adéquate pour obtenir un bon taux de désorption).</li></ol> <p>Pour la plupart des systèmes de désorption thermique rotatifs, jusqu'à environ 20 % (en poids) de la teneur en humidité peut être présente sans effet significatif sur le coût opérationnel et/ou le débit. Au-delà de 20 %, il peut être souhaitable d'étudier si la teneur en humidité pourrait être abaissée de manière plus économique dans le processus de préparation plutôt que dans le processus de traitement thermique lui-même.</p> <p>En plus, une certaine quantité minimale d'humidité est souhaitable dans l'alimentation des déchets afin d'atténuer les problèmes de poussière lors des opérations de manutention des matériaux. En conclusion, une teneur en humidité comprise entre 10 et 20 % (en poids) dans les sédiments serait optimale en général.</p>
----------------------	---

<b>Distribution de la taille des particules</b>	<p>C'est l'un des nombreux indicateurs du risque de transfert des particules fines dans les systèmes de séchage rotatif, qui peut être problématique. Le point de rupture entre la matière à gros grains et la matière à grains fins est généralement défini par le pourcentage de particules supérieures ou inférieures à un tamis No. 200 (0,075 mm). Les matériaux fins composés de vases et d'argiles sont susceptibles d'être " entraînés " dans un système de Rotary Dryer, ce qui signifie qu'ils sortiraient entraînés dans le flux de gaz plutôt qu'avec les résidus traités, ce qui est préférable. Ce transfert indésirable peut surcharger l'équipement de collecte et de traitement des gaz en aval, entraînant des problèmes de profil de pression et d'accumulation, et pouvant dépasser la capacité du dépoussiéreur à sacs filtrants ou du cyclone et de l'équipement de transport à le récupérer et à réunir les fines particules avec le résidu traité.</p>
<b>Composition (degré de sable, d'argile, de vase, de roche, etc.).</b>	<p>Pour les considérations relatives au transfert de chaleur et à la manutention mécanique, il est utile de passer en revue les informations sur la composition. En général, les matériaux grossiers non consolidés, tels que les sables et les graviers fins, sont plus facilement traités par désorption thermique, car ils ont tendance à ne pas s'agglomérer en particules plus grosses. Par conséquent, une plus grande partie de la surface des particules est exposée au milieu chauffant. Les particules agglomérées forment une auto-isolation, ce qui peut interférer avec le transfert de chaleur et de masse, et donc avec la désorption des contaminants. Un phénomène similaire et indésirable se produirait lors du traitement de grosses roches (en plus des difficultés de manutention pour les convoyeurs). Par conséquent, la taille maximale des particules est généralement limitée à 5 centimètres pour les matériaux acheminés vers les systèmes de Rotary Dryer. Les argiles peuvent entraîner une mauvaise performance de désorption thermique car elles ont tendance à augmenter l'agglomération et donc à inhiber le transfert de chaleur et de masse.</p>
<b>Plasticité</b>	<p>Cette propriété indique le degré de déformation du matériau sans cisaillement. Les matières plastiques, comme les argiles, peuvent s'agglutiner et former des particules plus grosses avec un faible rapport surface/volume, ce qui peut entraîner une désorption inadéquate dans le noyau intérieur. Les matières plastiques peuvent présenter des problèmes de manipulation des matériaux avant et pendant le traitement de désorption thermique en raison d'effets de collage et éventuellement de coincement.</p>

**Teneur en sels alcalins** Cette propriété est utilisée pour anticiper si la fusion ou la "scorification" des résidus traités dans les systèmes de Rotary Dryer est probable, ce qui pourrait présenter des problèmes de manutention et autres.

L'efficacité spécifique de la désorption thermique pour divers contaminants est présentée dans le Tableau 21:

Tableau 21 : Efficacité de la désorption thermique sur les groupes de contaminants généraux pour le sol, les boues et les sédiments (U.S. EPA, 1991)

<i>Groupes de contaminants</i>		<b>Efficacité</b>		
		Sol	Sédiments	Boues
<i>Organique</i>	Volatiles halogénées	1	2	2
	Semi-volatils halogénés	1	2	2
	Volatiles non halogénées	1	2	2
	Semi volatils non halogénés	1	2	2
	Bi phényles poly chlorés (PCB)	1	2	2
	Pesticides	1	2	2
	Dioxines/furannes	1	2	2
	Cyanures organiques	2	2	2
<i>Inorganique</i>	Corrosifs organiques	3	3	3
	Métaux volatils	1	2	2
	Métaux non volatils	3	3	3
	Amiante	3	3	3
	Matières radioactives	3	3	3
	Corrosifs inorganiques	3	3	3
<i>Réactif</i>	Cyanures inorganiques	3	3	3
	Oxydants	3	3	3
	Réductions	3	3	3

**Légende :** (1) - Efficacité démontrée : Traitabilité réussie à une certaine échelle terminée. (2) - Efficacité potentielle : Avis d'expert selon lequel la technologie fonctionnera. (3) - Aucune efficacité attendue : Avis d'expert selon lequel la technologie ne fonctionnera pas.

### 3.3.3 Informations sur les coûts

Il est important que la distinction entre le "coût unitaire de traitement" pour la désorption thermique et le coût total du projet, en termes de coût global divisé par le nombre de tonnes de matériaux traités, soit bien comprise. Souvent, les valeurs citées dans la littérature ou même fournies par les représentants des fournisseurs eux-mêmes peuvent être trompeuses dans la mesure où elles ne représentent que le coût unitaire du traitement. Le destinataire de l'information peut croire à tort qu'il s'agit du coût total pour lequel il pourrait s'attendre à remédier à un site d'un certain tonnage.

En plus du coût unitaire du traitement lui-même, le coût total du projet de désorption thermique peut inclure les éléments suivants :

- Planification des projets
- Plans de travail et soumissions de projets
- Questions de réglementation et d'autorisation
- Aménagement du site, préparation, mobilisation et démobilisation
- Démarrage du système et test des performances
- Excavation, manutention et remblayage de matériaux contaminés
- Échantillonnage et analyse (sédiment, air et eau contaminés)
- Restauration des sites.

Une enquête sur les coûts des fournisseurs de désorption thermique a été menée, ce qui a permis de comprendre la variation du coût de la remédiation par désorption thermique en fonction de la taille du projet (Anderson and William, 1993). L'étude a porté sur la remédiation des sols contaminés par les hydrocarbures ainsi que sur la remédiation des composés organiques volatils (COV) en tant que déchets dangereux. Les auteurs ont constaté que les facteurs les plus influents dans la détermination des coûts de traitement thermique sont la teneur en humidité (lorsqu'elle est supérieure à environ 20 % en poids), le type de contaminant(s), la concentration du ou des contaminant(s) et la quantité des matières à traiter.

Pour les besoins de leur enquête, ils ont supposé une teneur en humidité du sol de 20 % et 1000 ppm d'hydrocarbures (ou 1000 ppm de COV chlorés, dans le cas des déchets dangereux). Les résultats de leurs travaux (menés en 1992) sont résumés dans le Tableau 22 (les prix sont mis à jour en fonction du prix du marché de l'année 2019). Comme prévu, le coût unitaire de l'assainissement d'un site diminue à mesure que la quantité totale des matériaux augmente.

Tableau 22 : Données de comparaison des coûts pour différentes tailles de projets (Anderson and William, 1993)

Taille du site (tonnes)	Coûts des sols contaminés par les hydrocarbures (\$/tonne)	Coût des déchets dangereux (\$/tonne)
1 000	\$200-340	\$300-600
10 000	\$90-180	\$200-300
100 000	\$70-130	\$150-200

### 3.3.4 Discussion sur l'applicabilité

Les propriétés des sédiments de dragage peuvent être très différentes de celles des bourbiers. Par conséquent, les technologies qui fonctionnent pour les bourbiers peuvent ne pas être aussi efficaces pour les sédiments. Le pourcentage plus élevé d'argile, de vase et d'eau dans les sédiments est le plus notable, avec des concentrations de polluants (hydrocarbures, métaux lourds, etc.) variables selon la zone (présence des usines, des activités de transport maritime, etc.).

Pour que la solution de désorption thermique soit applicable pour le traitement des sédiments de dragage, les points suivants doivent être pris en considération :

- L'inefficacité de la désorption thermique à éliminer les métaux lourds
- Le taux d'humidité (> 20 %) peut avoir une incidence négative sur les coûts
- L'incapacité de traiter les matrices à forte teneur en particules fines (argiles, vases)

Le mercure, l'arsenic et le cadmium et ses composés peuvent être évaporés dans un désorbeur thermique à 800 °C avec le système de contrôle de la pollution atmosphérique approprié. Les résidus de métaux restants dans le sédiment traité nécessiteront un traitement supplémentaire pour être en conformité avec les normes.

La température et le temps de rétention sont les principaux facteurs qui déterminent les niveaux de décontamination. Des températures plus basses, autour de 400 °C (le cas de l'unité en Algérie), ne sont pas suffisantes pour éliminer la plupart des métaux. La désorption thermique s'applique principalement au mercure, car ce métal est très volatil.

En analysant nos données, nous sommes parvenus à la conclusion que le traitement des sédiments de dragage pose de nombreux problèmes pour que l'on envisage la désorption thermique. Principalement parce que le système n'est souvent pas adapté à la petite taille des sédiments (vase et argile) et à leur teneur en humidité (supérieure à 20 %), ce qui :

- Augmentera considérablement les coûts d'exploitation en raison de l'évaporation de l'humidité pendant le processus de traitement, ce qui nécessitera plus de carburant.
- Provoquera une augmentation des temps d'arrêt pour la maintenance et un ralentissement du débit de traitement ; le volume supplémentaire de vapeur d'eau dans les effluents gazeux du procédé peut entraîner une réduction du débit du traitement, car la vapeur d'eau doit être traitée par l'équipement de traitement en aval en plus des matières fines composées de vases et d'argiles qui sont susceptibles d'être "entraînées" dans le four rotatif, ce qui signifie qu'elles sortiront entraînées dans le flux gazeux plutôt qu'avec les résidus traités. Ce transfert indésirable peut surcharger les équipements de collecte et de traitement des gaz en aval.
- Les argiles peuvent entraîner une mauvaise performance de désorption thermique car elles ont tendance à augmenter l'agglomération et donc à inhiber le transfert de chaleur et de masse.
- Et en raison de sa basse température, cette unité de désorption thermique ne sera pas la solution appropriée pour traiter des sédiments contaminés par des métaux lourds.

Dans ces cas où la désorption thermique est inadéquate, nous proposons les technologies alternatives suivantes :

**Solution 1 :** Un procédé thermochimique appelé **Cement Lock** a été développé par l'Institut de Technologie du Gaz (ITG) et a été utilisé pour les sédiments dragués dans le port de New York/New Jersey (Stern, 1997). Les sédiments contenant une contamination par des métaux ont été alimentés en chaux dans une fonderie à réacteur à four rotatif à 1200-1600 °C. Le sédiment/ chaux est ensuite fondu et refroidi, formant des fibres de l'ordre du micromètre.

Le mélange est ensuite pulvérisé avec du ciment pour produire un matériau de construction convenable en ciment Portland de type I.

Les sédiments ont passé la procédure de lixiviation caractéristique de toxicité TCLP pour tous les métaux (Stern, 1997). Aux États-Unis, le Resource Conservation and Recovery Act (RCRA) de 1976 a conduit à l'établissement de normes fédérales pour l'élimination des déchets solides et des déchets dangereux. La RCRA exige que les déchets industriels et autres déchets soient caractérisés selon des protocoles d'essai publiés par l'EPA. Le Toxicity Characteristic Leaching Procedure TCLP est l'un de ces tests.

Les effluents gazeux doivent être traités pour éliminer les métaux lourds volatilisés et autres produits de combustion en éliminant les particules par un filtre, les gaz acides puis les gaz de métaux lourds dans un filtre à charbon actif ayant une affinité pour les métaux lourds. Les coûts basés sur des essais pilotes ont été estimés à 20-30 \$/m<sup>3</sup> (Rodsand and Acar 1995). L'installation pilote de Newark Bay, NJ, a une capacité de 23 000 m<sup>3</sup>/an.

Ce type de procédé peut être utilisé pour de nombreux types de sédiment de dragage sans prétraitement (Mulligan et al., 2001).

**Solution 2 :** Un procédé chimique appelé **Washing** (lavage). Le lavage des sédiments consiste à ajouter une solution aux sédiments contaminés afin de transférer les contaminants des sédiments à la solution de lavage (Mulligan et al., 2001). Il est plus approprié pour les métaux faiblement liés sous forme d'hydroxydes, d'oxydes et de carbonates. Le mercure, le plomb, le cadmium, le cuivre, le nickel, le zinc et le chrome peuvent être éliminés et récupérés par des procédés électrochimiques si les composés organiques ne sont pas importants (EPA, 1993).

Un prétraitement pour éliminer les fractions plus grossières non contaminées peut être utilisé. Divers additifs peuvent être utilisés, tels que des bases, des tensioactifs, des acides ou des agents de chélation. Les acides nitrique, chlorhydrique et sulfurique peuvent être utilisés.

Le sédiment traité peut ensuite être lavé pour éliminer toute solution de lavage résiduelle avant d'être éliminé. Idéalement, la solution de lavage devrait être réutilisée. Le coût du lavage des sédiments est généralement de l'ordre de 40 à 250 \$/t (Mulligan et al., 2001).

Le lavage s'applique généralement aux particules les plus grossières. Par conséquent, les sédiments à grain fin peuvent être difficiles à décontaminer par les solutions de lavage. Des essais d'extraction doivent être effectués pour déterminer les conditions optimales (type et dosage de produits chimiques, temps de contact, agitation, température et étapes d'extraction pour répondre aux exigences réglementaires).

Deux entreprises, Biogenesis et Roy F. Weston, ont utilisé le procédé de lavage pour éliminer 90 % des composés organiques et 70 % des contaminants inorganiques des sédiments dragués dans le port de New York/New Jersey (Amiran and Wilde, 1999).

### 3.3.5 Synthèse

Pour les sédiments contaminés par de fortes concentrations d'hydrocarbures et de faibles concentrations de métaux lourds, la désorption thermique pourrait être considérée comme une option de traitement acceptable, principalement en raison de son rendement élevé en matière de

décontamination des hydrocarbures et de récupération des huiles avec un pourcentage moyen de rendement de traitement des hydrocarbures de 97,06 %, comme indiqué précédemment.

Un prétraitement est nécessaire pour enlever les débris et déshydrater les sédiments dragués. Les débris peuvent comprendre des pneus, des blocs de béton, des pièces automobiles et des roches.

Le degré d'assèchement dépend du type de dragage utilisé et de la technologie de traitement. Les sédiments dragués mécaniquement contiennent généralement plus de 50 % d'eau, tandis que les sédiments dragués hydrauliquement en contiennent environ 20 %. Des centrifugeuses, filtres-presses, plaques, un filtre à diaphragme ou un épaissement par gravité peuvent être utilisés pour la déshydratation.

L'arbre de décision, présenté dans la Figure 300, a été dressé afin d'aider à la prise de décision concernant l'adéquation de la technique de la désorption thermique pour le traitement des sédiments de dragage.

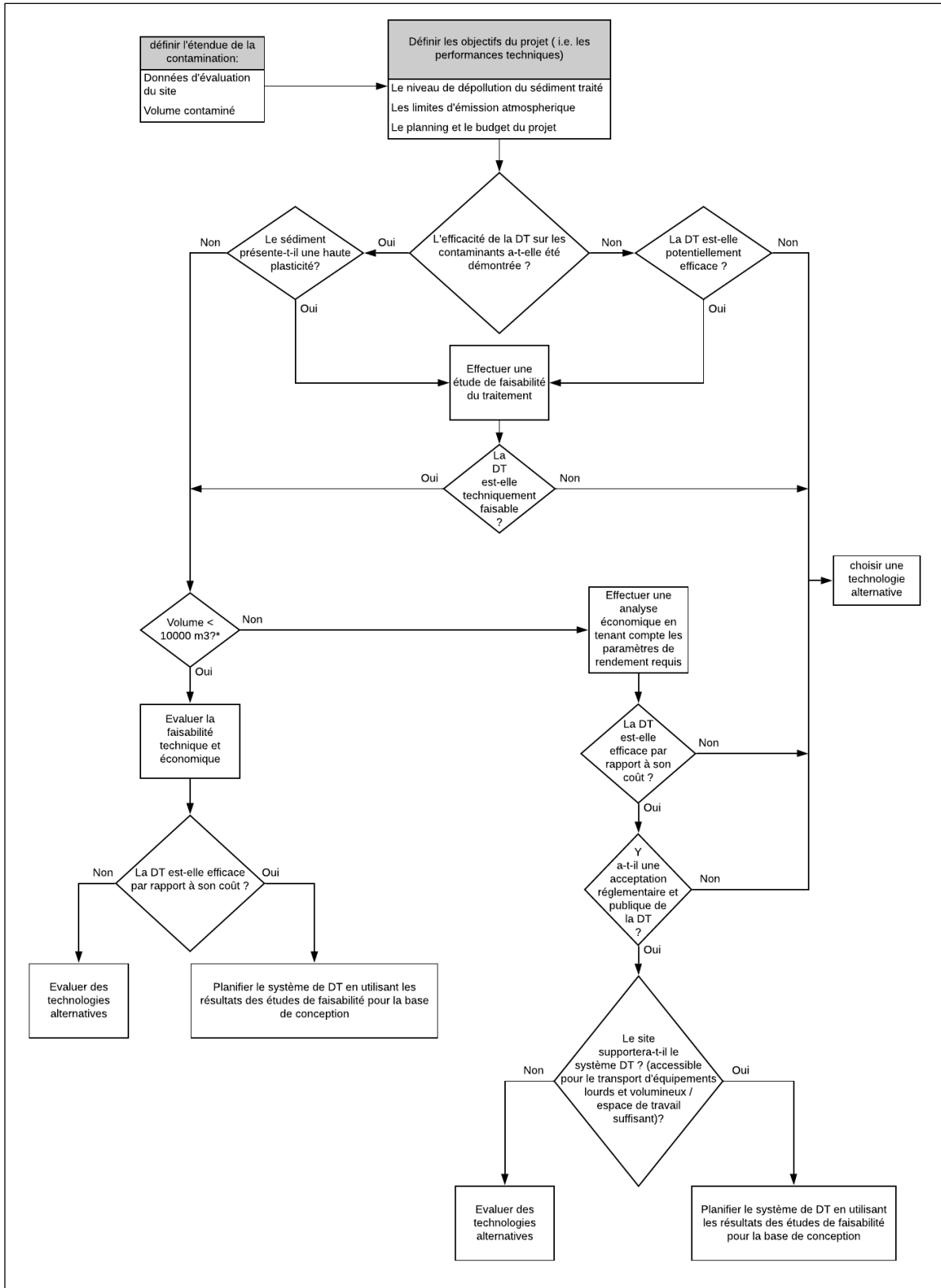


Figure 30 : Arbre de décision pour la sélection de la technologie de désorption thermique<sup>8</sup>

<sup>8</sup> Le point de décision du volume de 10 000 m<sup>3</sup> est une valeur typique. Le volume réel de sédiments contaminés pour lequel la DT est plus économique est spécifique au site.

## **Conclusion générale**

### Conclusion générale

En Algérie, l'industrie pétrolière, notamment les opérations de forage, induisent de très grandes quantités de rejets liquides et solides, le plus souvent stockés dans des mares. Ces dernières sont considérées comme une source importante de pollution (principalement des hydrocarbures et des métaux lourds), qui peut avoir des impacts néfastes sur le milieu naturel (faune, flore, sol, eaux souterraines, etc.). De même, de grandes quantités de sédiments contaminés (principalement par les hydrocarbures et des métaux lourds) sont générées chaque année par les opérations de dragage pour maintenir les activités portuaires. La plupart d'entre eux sont rejetés dans le système aquatique.

En raison de leurs effets négatifs sur la qualité de l'environnement, il est primordial de trouver des solutions écologiques pour traiter ces sols contaminés. À cette fin, et connaissant l'engagement de SONATRACH dans le traitement de ses bourbiers, le but de notre mémoire était d'étudier les performances de la technique de désorption thermique dans la décontamination des bourbiers tout en quantifiant leurs émissions de gaz à effet de serre afin d'apporter une valeur ajoutée en aidant la SONATRACH dans le domaine de la quantification et du reporting des gaz à effet de serre générés par ses activités.

Le travail réalisé dans le cadre de ce mémoire consiste à évaluer le processus de désorption thermique suivant ces trois points principaux :

- Etudier l'efficacité de ce processus dans l'élimination des contaminants (hydrocarbures et métaux lourds) ;
- Quantification des émissions de gaz à effet de serre en utilisant 02 méthodes de calcul et réalisation d'un inventaire des GES ;
- Etudier l'application éventuelle de ce procédé dans la décontamination des sédiments de dragage qui contiennent le même type de polluants (hydrocarbures).

À partir des résultats obtenus nous avons constaté que le traitement par le procédé de désorption thermique est très efficace pour l'élimination des hydrocarbures (~ **97%** de rendement), mais le problème dans ce type de traitement est l'augmentation considérable des concentrations en métaux lourds après traitement.

Pour les émissions de gaz à effet de serre, les résultats de calcul par les deux méthodes des quantités de CO<sub>2</sub> émises de la source d'émission de l'unité (four rotatif) ont montré un écart très faible entre les résultats obtenus par la méthode du « facteur d'émission » et ceux obtenus par la méthode « bilan matière » (émission de **1 639,35 T/an**). De ce fait, et à partir des données disponibles, la méthode « facteur d'émission » présente des avantages indéniables quant à sa rapidité, sa commodité et sa facilité d'utilisation. La comparaison de ses émissions avec celles d'une autre installation de la SONATRACH a permis de conclure que les émissions de désorption thermique sont proportionnelles à sa capacité thermique et qu'elle ne présente donc pas un risque élevé de pollution atmosphérique.

En ce qui concerne l'application de ce procédé dans la décontamination des sédiments de dragage, le pourcentage plus élevé d'argile, de vase et d'eau dans les sédiments dragués sont des facteurs limitants la performance du traitement. Les concentrations variables de polluants

## Conclusion générale

---

(hydrocarbures, métaux lourds, etc.) pourraient ne pas faire de la désorption thermique une solution viable pour tous les scénarios. Les niveaux élevés d'hydrocarbures et de composés volatils sont facilement éliminés alors que les concentrations élevées de métaux lourds ne peuvent pas être traitées avec cette méthode. Nous avons préparé un diagramme d'arbre de décision pour évaluer l'efficacité et la viabilité économique de la désorption thermique pour un scénario donné. Nous avons également proposé deux technologies alternatives dans le cas où la désorption thermique serait jugée inapplicable.

Il convient de souligner que lors de la réalisation de ce travail, nous avons rencontré les contraintes suivantes :

- ❖ L'utilisation de données théoriques uniquement, en raison de l'annulation de notre stage pratique suite au COVID-19.
- ❖ L'inexistence d'une composition complète et exacte de carburant (diesel).
- ❖ L'indisponibilité des pouvoirs calorifiques en fonction de la composition des combustibles.
- ❖ Le four n'est pas la seule source de gaz à effet de serre dans l'unité, notamment l'équipement d'oxydation thermique et tous les équipements utilisant du combustible n'ont pas été pris en compte dans notre estimation à cause du manque de données.
- ❖ L'utilisation des analyseurs continu et discontinu des émissions seulement pour la détermination des paramètres de contrôle de la combustion au niveau des équipements (pour le CO et l'O<sub>2</sub>).
- ❖ En raison de notre incapacité à obtenir les données nécessaires, nous n'avons pas été en mesure de calculer les incertitudes sur les données utilisées dans le calcul.

De ce fait, et en raison de ces contraintes, nous n'avons pas pu atteindre l'intégralité de nos objectifs qui sont :

- ❖ Effectuer un échantillonnage et des analyses détaillées des échantillons avant et après traitement : Tests de lixiviation, Dosage de chlorure, Dosage du mercure total, Dosage du carbone organique total, Détermination de l'indice d'hydrocarbure C10 - C40 par chromatographie en phase gazeuse et Il est aussi recommandé d'éliminer l'eau des échantillons avant d'analyser les métaux lourds, de préférence par lyophilisation.
- ❖ La comparaison entre les résultats des calculs et ceux des systèmes de contrôles installés au niveau du complexe pour les GES.
- ❖ Le calcul des incertitudes associées aux données utilisées.

A l'issu de ces contraintes et pour les perspectives des travaux futurs, il est recommandé de :

- ❖ Effectuer un échantillonnage et des analyses détaillées des échantillons avant et après traitement.
- ❖ L'utilisation des systèmes de contrôle continu et discontinu des émissions pour l'estimation des GES émis (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O).
- ❖ Prendre en compte les incertitudes portant sur les données d'activités pour le calcul des inventaires de GES. Ceci vise à aider l'entreprise à identifier les priorités en matière d'amélioration de la qualité de ces données. L'objectif final est d'optimiser

## Conclusion générale

---

la fiabilité des futurs inventaires et d'orienter de façon plus sûre les prises de décisions résultant de l'évaluation.

# **Bibliographie**

### **Bibliographie**

ADAM T., (1991). Applied Drilling Engineering. Society of petroleum engineers, Richardson, TX, USA.

AMIRAN M.C. et WILDE C.L., (1999). Advanced sediments washing for decontamination of New York/New Jersey Harbor dredged materials, in: Proceedings of the 19th Western Dredging Association (WEDA XIX) and 31st Texas A&M University Dredging Seminar.

ANDERSON P.E. et WILLIAM C., (1993). Innovative site remediation technology: thermal desorption. Volume 6. American Academy of Environmental Engineers. USA

BALL A.S., STEWART R.J., SCHLIEPHAKE K., (2012). A review of the current options for the treatment and safe disposal of drill cuttings. Waste Manag. Res. 30 : pp 457–473.

BENZIADA F., (2010). La réglementation et la protection de l'environnement au sein de l'activité Forage. Mémoire de master en droit de l'environnement, Faculté de Droit et des Sciences Politiques. Oran : 57 p.

BOUAZZA K. et GACEM R., (2018). Etablissement d'un inventaire de gaz à effet de serre issus de la combustion stationnaire au niveau du complexe GP1/Z. Mémoire de fin de formation de professionnalisation en Sécurité industrielle. SONATRACH activité EP. Alger : 64 p.

BP, (2019). BP Statistical Review of World Energy, 68th edition. Rapport de BP, Londres : 64 p.

COLOMBANO S., SAADA A., GUERIN V., BATAILLARD P., (2010). Quelles techniques pour quels traitements - Analyse coûts-bénéfices. Rapport de BRGM. Orléans : 403 p.

CONNAISSANCE DES ÉNERGIES. (Page consultée le 27 février 2020). Formation, origine et classification du pétrole: les explications. [En ligne]. Adresse URL : <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/formation-du-petrole>.

COPINSCHI P., (2010). Le pétrole, quel avenir ? Analyse géopolitique et économique, Le point sur... Politique. 399 p.

DASHTIAN H., BAKHSHIAN S., PAIAMAN A.M., AL-ANAZ, B.D., (2009). A Review on Impacts of Drilling Mud Disposal on Environment and Underground Water Resources in South of Iran. Society of Petroleum Engineers.

E&P Forum/UNEP, (1997). Environmental management in oil and gas exploration and production: an overview of issues and management approaches. Publication technique de l'E&P Forum/UNEP. Londres : 76 p.

EPA, (1993). Remediation Technologies Screening Matrix and Reference Guide. Rapport d' EPA. Chicago : 88 p.

## Bibliographie

---

FTHENAKIS V.M. et LYNN P.A., (2018). Electricity from sunlight: Photovoltaic-Systems Integration and Sustainability 2ème édition. John Wiley & Sons. New York : 360 p.

GHAZI M., QUARANTA G., DUPLAY J., HADJAMOR R., KHODJA M., AMAR H.A., KESSAÏSSIA Z., (2011). Life-Cycle impact assessment of oil drilling mud system in Algerian arid area. *Resour. Conserv. Recycl.* 55 : pp 1222–1231.

GIEC, (2007). Le quatrième rapport d'évaluation du groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. Rapport de GIEC. Genève : 103p.

HYNE N.J., (2012). Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling, and Production. PennWell Books. California : 724p.

IPCC, (2006). IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Rapport de l'IPCC. Japon : 512p.

KHODJA M., (2008). Les fluides de forage : étude des performances et considérations environnementales. Thèse de Doctorat, Toulouse : 288p.

LA COMMISSION DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES, (2000). DÉCISION DE LA COMMISSION du 3 mai 2000 remplaçant la décision 94/3/CE établissant une liste de déchets en application de l'article 1er, point a), de la directive 75/442/CEE du Conseil relative aux déchets et la décision 94/904/CE du Conseil établissant une liste de déchets dangereux en application de l'article 1er, paragraphe 4, de la directive 91/689/CEE du Conseil relative aux déchets dangereux. *Journal Officiel* numéro L 226 p. 3.

McMILLEN S.J., MAGAW R.I., CAROVILLANO R.L., (2001). Risk-based decision-making for assessing petroleum impacts at exploration and production sites. U.S. Dept. of Energy : Petroleum Environmental Research Forum, Washington, D.C. : 88 p.

MOTS L., (2019). L'incinération des déchets et la santé publique.... Société française de santé publique. France : 377 p.

MULLIGAN C.N., YONG R.N., GIBBS B.F., (2001). An evaluation of technologies for the heavy metal remediation of dredged sediments. *J. Hazard. Mater., Contaminated Dredged Soils* 85 : pp 145–163.

NIČ M., JIRÁT J., KOŠATA B., JENKINS A., MCNAUGHT A., (2009). IUPAC Compendium of Chemical Terminology: Gold Book. Research Triangle Park. New York: 400 p.

ORSZULIK S., (2008). Environmental technology in the oil industry. Springer. Pays-Bas : 408 p.

OUAHES R. et DEVALLEZ B., (2002). Chimie générale. Office des publications universitaires. Alger : 354 p.

GIEC, (2007). GIEC : Bilan 2007 des changements climatiques. Rapport de GIEC. Genève : 109 p.

PATIN S.A., (1999). Environmental Impact of the Offshore Oil and Gas Industry. EcoMonitor Pub. California : 425 p.

## Bibliographie

---

REIS J.C., (1996). Environmental control in petroleum engineering. Gulf Professional Publishing. Houston : 400 p.

RODSAND T., et ACAR Y.B., (1995). Electrokinetic extraction of lead from spiked Norwegian marine clay. *Geoenvironment* 2000. 2 : pp 1518–1534.

SADIQ R., HUSAIN T., VEITCH B., BOSE N., (2003). Evaluation of Generic Types of Drilling Fluid Using a Risk-Based Analytic Hierarchy Process. *Environ. Manage.* 32 : pp 778–787.

SGG Algérie. (Page consultée le 29 février 2020). JOURNAL OFFICIEL [En ligne]. Adresse URL : <https://www.joradp.dz/hfr/>.

Site des ressources d'ACCES pour enseigner la Science de la Vie et de la Terre (Page consultée le 27 février 2020) [En ligne]. Adresse URL : <http://acces.ens-lyon.fr/acces/thematiques/CCCIC/ccl/petrole/comprendre/lexploitation-des-combustibles-fossiles>.

SONATRACH (Page consultée le 27 décembre 2019) [En ligne]. Adresse URL : <https://sonatrach.com/presentation>.

SONATRACH, (2019a). Traitement des bourbiers au niveau de l'Activité Exploration-Production. Document technique de SONATRACH. Alger : 46 p.

SONATRACH, (2019b). Gestion et Traitement des Rejets de Forage. Rapport de SONATRACH. Document technique de SONATRACH. Alger : 53 p.

SPEIGHT J.G., (2005). Environmental analysis and technology for the refining industry. John Wiley & Sons. New-Jersey : 343 p.

STERN E., (1997). Integrated sediment decontamination for the NY/NJ Harbor. Publication technique de l'U.S. EPA. New York : 32 p.

UBANI O., ATAGANA H.I., THANTSHA M.S., (2013). Biological degradation of oil sludge: A review of the current state of development. *Afr. J. Biotechnol.* 12 : pp 6544-6567–6567.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (Page consultée le 15 décembre 2019). Country Analysis Brief: Algeria [En ligne]. Adresse URL : <https://www.eia.gov/international/analysis/country/DZA>

U.S. EPA, (1991). Thermal desorption treatment. Publication technique de l'U.S. EPA. Washington, D.C. : 11 p.

U.S. EPA (Page consultée le 29 février 2020). Adresse URL : <https://www.epa.gov/>.

# **Annexes**

## Annexes

### Annexe A : décrets relatifs à la protection de l'environnement (SGG Algérie, 2019)

Loi/Décret N°	Objet	Date de promulgation
<b>Décret N° 83-03</b>	Relatif à la protection de l'environnement.	05/02/1983
<b>Décret N° 83-580</b>	Portant obligation de signalement aux capitaines de navires transportant des marchandises dangereuses, toxiques ou polluantes en cas d'événement en mer.	22/10/1983
<b>Décret N° 84-378</b>	Fixant les conditions de nettoyage, d'enlèvement des déchets solides urbains.	15/12/1984
<b>Décret N° 088-228</b>	Définissant les conditions, procédures et modalités d'immersion des déchets susceptibles de polluer la mer, effectuées par les navires ou aéronefs.	05/11/1988
<b>Décret N° 90-78</b>	Relatif aux études d'impact sur l'environnement	27/02/1990
<b>Décret N° 93-68</b>	Relatif aux modalités d'application du texte sur les activités polluantes ou dangereuses pour l'environnement	01/03/1993
<b>Décret présidentiel N° 93-99</b>	portant ratification de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques adoptée par l'assemblée générale des Nations unies	09/05/1992
<b>Décret N° 093-160</b>	Réglémentant les rejets d'effluents liquides industriels	10/07/1993
<b>Décret exécutif N° 93-161</b>	Règlémentant le déversement des huiles et lubrifiants dans le milieu	10/07/1993
<b>Décret exécutif N° 93-162</b>	Fixant les conditions et modalités de récupération et de traitement des huiles usagées.	10/07/1993
<b>Décret exécutif N° 93-163</b>	Portant institution d'un inventaire du degré de pollution des superficielles.	10/07/1993
<b>Décret exécutif N° 93-164</b>	Définissant la qualité requise des eaux de baignade.	10/07/1993
<b>Décret exécutif N° 93-165</b>	Réglémentant les émissions atmosphériques de fumées, gaz, poussières, odeurs et particules solides des installation fixes	10/07/1993
<b>Décret exécutif N° 93-184</b>	Réglémentant les émissions de bruits.	27/07/1993
<b>Décret exécutif N° 94-43</b>	Fixant les règles de conservation des gisements d'hydrocarbures et de protection aquifères associés.	30/01/1994

## Annexes

Loi/Décret N°	Objet	Date de promulgation
<b>Décret exécutif N° 94-279</b>	Portant organisation de la lutte contre les pollutions marines et institution de plans d'urgence.	17/09/1994
<b>Décret exécutif N° 2000-73</b>	Complétant le décret exécutif n°93-165 du 10/07/1993 Réglementant les émissions atmosphériques de fumées, gaz, poussières, odeurs et particules solides des installation fixes	01/04/2000
<b>Décret exécutif N°01-09</b>	Portant organisation de l'administration centrale du ministère de l'aménagement du territoire et de l'environnement.	07/01/2001
<b>Loi N° 01/19</b>	Relatif à la gestion, au control et à l'élimination des déchets.	12/12/2001
<b>Décret exécutif N° 03-10</b>	relative à la protection de l'environnement dans le cadre du développement durable.	19/07/2003
<b>Décret exécutif N° 03-477</b>	Fixant les modalités et les procédures d'élaboration, de publication et de révision du plan national de gestion des déchets spéciaux.	09/12/2003
<b>Décret présidentiel N° 04-144</b>	portant ratification du protocole de Kyoto à la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques, fait à Kyoto	11/12/1997
<b>Décret exécutif N°04-409</b>	fixant les modalités de transport des déchets spéciaux dangereux.	14/12/2004
<b>Décret exécutif N° 04-410</b>	fixant les règles générales d'aménagement et d'exploitation des installations de traitement des déchets et les conditions d'admission de ces déchets au niveau de ces installations.	14/12/2004
<b>Loi N° 05/07</b>	relative aux hydrocarbures, modifiée et complétée.	28/04/2005
<b>Décret exécutif N°05-314</b>	Fixant les modalités d'agrément Des groupements de générateurs et/ou détenteurs de déchets Spéciaux	10 /09/2005
<b>Décret exécutif N°05-315</b>	Fixant les modalités de déclaration des déchets spéciaux dangereux	10 /09/2005
<b>Décret exécutif N° 06-138</b>	Réglementant l'émission dans l'atmosphère de gaz, fumées, vapeurs particules liquides ou solides, ainsi que les conditions dans lesquelles s'exerce leur contrôle	15/04/2006
<b>Décret N° 06-141</b>	Définissant les valeurs limites des rejets d'effluents liquides industriels	19/04/2006

## Annexes

Loi/Décret N°	Objet	Date de promulgation
<b>Décret exécutif N°07-144</b>	Fixant la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement	19/05/2007
<b>Décret exécutif N°07-145</b>	Déterminant le champ d'application, le contenu et les modalités d'approbation des études et des notices d'impact sur l'environnement	19/05/2007
<b>Décret exécutif N°08-213</b>	Fixant les conditions d'approbation des études d'impact sur l'environnement pour les activités relevant du domaine des hydrocarbures.	05/10/2008
<b>Loi n° 13-01</b>	Modifiant et complétant la loi n° 05-07 relative aux hydrocarbures.	20/02/2013
<b>Décret exécutif N°13-400</b>	Définissant les conditions d'octroi par l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), d'une autorisation exceptionnelle de torchage de gaz, les seuils admissibles ainsi que les conditions de tarification spécifiques dans les zones éloignées ou isolées.	27/11/2013
<b>Décret exécutif N°14-349</b>	Fixant les conditions de mise en conformité des installations et des équipements relevant des activités hydrocarbures	08/12/2014
<b>Décret présidentiel N° 16-262</b>	Portant ratification de l'accord de Paris sur les changements climatiques, adopté Paris le 12 décembre 2015	13/12/2016
<b>Décret exécutif N° 19-241</b>	Modifiant et complétant le décret exécutif n° 07-145 du 2 Joumada El Oula 1428 correspondant au 19 mai 2007 déterminant le champ d'application, le contenu et les modalités d'approbation des études et des notices d'impact sur l'environnement	08/09/2019
<b>Loi n° 19-13</b>	Régissant les activités d'hydrocarbures.	11/12/2019

## Annexes

### **Annexe B : Valeurs limites acceptables fixées par le département HSE de la division Forage**

Ci-dessous les paramètres à analyser pour vérifier l'efficacité du traitement après une mise en solution de l'échantillon par le Test de lixiviation selon la norme : NFX 31-210.

**Tableau :** Valeurs limites acceptables fixées par le département HSE de la division Forage

<b>Paramètres</b>	<b>Unité</b>	<b>Valeurs limites</b>
<b>PH</b>	<b>-</b>	<b>4 -13</b>
<b>Chrome Total</b>	<b>mg/kg</b>	<b>70</b>
<b>Plomb total</b>	<b>mg/Kg</b>	<b>50</b>
<b>Zinc Total</b>	<b>mg/kg</b>	<b>200</b>
<b>Cadmium</b>	<b>mg/kg</b>	<b>5</b>
<b>Cuivre</b>	<b>mg/kg</b>	<b>100</b>
<b>Manganèse</b>	<b>mg/kg</b>	<b>100</b>
<b>Nickel Total</b>	<b>mg/kg</b>	<b>40</b>
<b>Arsenic</b>	<b>mg/kg</b>	<b>25</b>
<b>Sélénium</b>	<b>mg/kg</b>	<b>7</b>
<b>Mercure Total</b>	<b>mg/kg</b>	<b>2</b>
<b>COT</b>	<b>mg/kg</b>	<b>1000</b>

## Résumé

Dans ce mémoire, nous avons essayé d'évaluer un procédé de traitement des sols contaminés par les hydrocarbures à travers l'analyse d'échantillons avant et après traitement par désorption thermique, la quantification des gaz à effet de serre issus de l'unité de traitement ainsi que l'étude de l'applicabilité de ce procédé de décontamination sur les sédiments de dragage. D'après les résultats obtenus, ce procédé est très efficace pour l'élimination des hydrocarbures, contrairement aux métaux lourds. Pour les émissions de gaz à effet de serre, nous avons obtenu un résultat de l'ordre de **1 639,35 T/an**. Concernant l'application de ce procédé dans la décontamination des sédiments de dragage, nous avons constaté que plusieurs facteurs limitants pourraient ne pas faire de la désorption thermique une solution viable pour tous les scénarios.

**Mots clés :** Pollution pétrolière - borbier de forage – environnement - traitement des rejets pétroliers - désorption thermique - gaz à effet de serre.

---

## Abstract

In this study, we tried to evaluate the treatment method « Thermal Desorption » for hydrocarbon contaminated soils through: 1/ the analysis of samples before and after treatment in a thermal desorption unit; 2/ the quantification of the emitted greenhouse gases from the treatment unit; 3/ the study of the applicability of this decontamination process on dredged sediments. According to our results, this process is very effective for the removal of hydrocarbons, but not effective for heavy metals. For greenhouse gases emissions, we obtained a result in the order of **1,639.35 T/year**. Concerning the application of this process in the decontamination of dredged sediments, we found that several limiting factors may not make thermal desorption a viable solution for all scenarios.

**Keywords:** Oil pollution - drilling mud – environment – soil remediation - thermal desorption - greenhouse gases.

---

## ملخص

حاولنا في مذكرة التخرج تقييم طريقة معالجة الإمتصاص الحراري للتربة الملوثة بالهيدروكربونات من خلال تحليل العينات قبل وبعد المعالجة في وحدة الإمتصاص الحراري، وكذلك تحديد كمية الغازات المسؤولة على الاحتباس الحراري المنبعثة من وحدة المعالجة ودراسة إمكانية تطبيق عملية التطهير هذه على الرواسب المجروفة من الموانئ. وفقاً للنتائج التي حصلنا عليها، فإن هذه العملية فعالة جداً في إزالة الهيدروكربونات، ولكنها ليست فعالة لإزالة المعادن الثقيلة. بالنسبة لانبعاثات الغازات الدفيئة، حصلنا على نتيجة **1639.35 طن /سنة**. فيما يتعلق بتطبيق هذه العملية في تطهير الرواسب المجروفة من الموانئ، وجدنا أن العديد من العوامل المقيدة قد لا تجعل الإمتصاص الحراري حلاً قابلاً للتطبيق لجميع السيناريوهات.

**الكلمات المفتاحية :** التلوث بترولي - طين الحفر - البيئة - معالجة التربة - الإمتصاص الحراري - الغازات الدفيئة