

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA  
RECHERCHESCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des **H**ydrocarbures et de la **C**himie

Département Génie des Procédés Chimiques et Pharmaceutiques

**Mémoire de fin d'études en vue d'obtention du diplôme de  
Master**

**Spécialité** : Génie des Procédés

**Option** : Hygiène Sécurité Environnement

Présenté par  
**Bouazzouz Hayet**

---

***ÉTUDE DE RÉCUPÉRATION DES GAZ TORCHÉS  
AU NIVEAU DE UTBS HASSI MESSAOUD***

---

**Devant le jury :**

Dr. MAHDI Karima	UMBB	Président
Dr.DJOUMAD Sonia	UMBB	Examineur
Dr. DIBENE Karima	UMBB	Encadrante

Année Universitaire : 2024/2025

# Dédicace

*Dédicace Je dédie ce mémoire à ceux qui ont toujours cru en moi.*

*À mes parents, pour leur amour inconditionnel, leurs sacrifices et leur soutien sans faille tout au long de mon Parcours. À ma petite famille, source d'amour et de motivation au quotidien. À ma sœur, pour sa présence constante et ses mots réconfortants. À mon mari, pour sa patience, sa compréhension et son soutien inestimable. À mes amis Maroua hocine et otmani abd elKarim, pour leur amitié sincère et leur précieuse aide tout au long de ce travail. À mes collègues amroun Zohir ,kada mounir et Lagraa karim , pour leur collaboration, leur esprit d'équipe et les moments partagés. À mes enseignantes Mme Mehdi , Younsi et Mme Benraho , pour la qualité de leur enseignement et leur dévouement. Et à mes encadrants, pour leurs conseils, leur accompagnement et leur confiance tout au long de ce projet. À vous tous, je vous adresse ma profonde gratitude. Ce travail est aussi le vôtre.*

# Remerciement

*Je tiens tout d'abord à exprimer ma profonde gratitude à **mes encadrants**, pour leur précieuse supervision, leurs conseils pertinents et leur accompagnement constant tout au long de ce travail. Leur disponibilité et leur rigueur scientifique ont été déterminantes pour la réussite de ce mémoire.*

*Mes remerciements vont également à **Mme Mehdi, Mme Younsi et Mme Benraho**, pour la qualité de leur enseignement, leur bienveillance et leur engagement dans la formation des étudiants.*

*Je remercie sincèrement **mes collègues** Amroun Zohir, Kada Mounir et Lagraa Karim pour leur collaboration efficace, leur esprit d'équipe et les échanges constructifs que nous avons partagés.*

*Une pensée particulière à **mes amis** Maroua Hocine et Otmani Abd ElKarim, pour leur soutien moral et leur aide précieuse durant toutes les étapes de ce mémoire.*

*Enfin, je remercie chaleureusement **toutes les personnes de l'unité UTBS de Hassi Messaoud**, pour leur accueil, leur assistance technique, et leur disponibilité pendant mon stage, ainsi que **l'ensemble du corps pédagogique** de la Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie de l'Université de Boumerdès.*

*À tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail, je vous adresse mes sincères remerciement*

# SOMMAIRE

I	.1 Introduction Générale .....	4
I.2.	Présentation du champ Hassi Messaoud .....	4
I.3.	Présentation de l'entreprise SONATRACH .....	4
I.4.	Présentation de l'UTBS: [2] .....	5
I.4.1	Vue Générale de l'UTBS .....	5
I.4.2	Objectifs de l'unité UTBS .....	6
I.4.3.	Hygiène de sécurité.....	6
I.4.4	Systemes .....	6
	Conclusion .....	13
	Gaz torché et la méthode de Le torchage .....	14
II.1.	Introduction .....	15
II.2.	Définition du Gaz torché.....	15
II.3.	Composition chimique de gaz torché.....	15
II.4.	Pourquoi torcher un gaz ?.....	16
II.5.	Sources du Gaz torché.....	16
II.6.	Volumes du gaz torché .....	16
II.6.1-À	l'échelle mondiale .....	16
II.6.2	En Afrique.....	17
II.7.	Impact des gaz torchés.....	18
II.7.2	Sur l'Homme.....	19
II.7.3	Sur l'environnement.....	20
II.7.4	Sur l'économie .....	20
II.8.	Définition du torchage.....	21
II.9.	Raisons du torchage.....	21
II.10.	Types de torchages : Il en existe quatre principaux types .....	22
A/Torchage	continue.....	22
B/Torchage	opérationnel .....	22
C/Torchage	d'urgence.....	22
D/Torchage	d'arrêt et de démarrage.....	22
II.11.	Avantages du torchage .....	23
II.12.	Typologie des torches à gaz .....	23
II.13.	Fonctionnement des torches .....	23
II.14.	Equipements de la torche.....	24
A/Collecteur	des torches .....	24
B/Torche	vertical .....	24
C/Séparation	liquide-vapeur .....	24
D/Injection	de la vapeur .....	24
E/Protection	contre le retour de flamme .....	24
F/Gaz de	purge.....	24
II.15.	Conclusion.....	24
	Valorisation.....	25

des gaz torchés.....	25
III.1. Introduction .....	25
III.2. Emplois possibles du gaz associé.....	25
III.2.1. Réinjection dans le gisement.....	25
III.2.2 Procédés GTL .....	26
III.2.2.2-Étapes de GTL.....	27
III.2.3. Récupération du GPL.....	29
III.2.4. Production d'électricité.....	30
III.3. Les engagements internationaux pour lutter contre le changement Climatique.....	32
III.3.1 Le premier Sommet de la Terre.....	32
III.3.2 Le protocole de Kyoto.....	33
III.3.3 Les objectifs ultérieurs pour lutter contre le réchauffement climatique.....	34
III.4. Les solutions mises en œuvre pour diminuer l'effet de serre .....	35
III.4.1 La maîtrise de l'énergie.....	35
III.4.2 Le recours aux énergies renouvelables .....	36
III.4.3 L'utilisation des énergies fossiles plus pauvres en carbone .....	37
III.4.4 La reforestation, le captage et stockage du CO <sub>2</sub> , une option complémentaire .....	37
III.5 Conclusion .....	38
Calcule et.....	39
résultats.....	39
Introduction.....	39
Evaluation économique du torchage des gaz .....	39
Solutions au problème de torchage .....	43
IV. Valorisation des gaz torches .....	43
V.1 Réinjection dans le gisement.....	43
V.2 Production de l'électricité .....	43
Conclusion générale.....	39

## Liste des figures

**Figure I.1 : Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud**

**Figure I.2 : Situation géographique de l'UTBS**

**Figure I.3 : Plan général de l'UTBS**

**Figure I.4 : Séparateur tri-phasique**

**Figure I.5 : Séparation d'huile à 5 Bars Figure I.6 : Séparateur bi-phasique**

**Figure I.7 : Dessaleur 1er et 2ème étage**

**Figure I.8 : Bac de stockage**

**Figure I.9 : Système d'huile hors-spec**

**Figure I.10 : Compression du gaz**

**Figure II.1 : Volume de gaz torchés dans le monde**

**Figure II.2 : Distribution des gaz naturel en Algérie**

**Figure II.3 : Combustion complète**

**Figure III.1 : Principe de réinjection du gaz associé**

**Figure III.2 : Schéma de procédé GTL**

**Figure III.3 : Étapes de GTL**

**Figure III.4 : Mode de récupération de GPL**

**Figure III.5 : Production d'électricité à partir du gaz**

**Figure III.6 : Émissions de CO<sub>2</sub> de 1970 à 2020**

**Figure III.7 : Évolution des plus grands émetteurs de CO<sub>2</sub>**

**Figure III.8 : Pollution due aux installations industrielles**

**Figure III.9 : Différents modes d'énergies renouvelables**

## **Liste des tableaux**

**Tableau IV.1 : Composition des gaz torchés à l'UTBS Hassi Messaoud**

**Tableau IV.2 : Estimation des pertes économiques dues au torchage**

**Tableau IV.3 : Quantité de CO<sub>2</sub> émise par le torchage des gaz en 2023**

# Introduction Générale :

Chaque année, des milliards de mètres cubes de gaz naturel sont combustibles sur les lieux d'extraction de pétrole à travers le monde.

La combustion de gaz torché entraîne une perte considérable de ressources énergétiques qui pourraient être exploitées pour favoriser l'expansion économique et le développement. Il participe aussi au réchauffement climatique en émettant des millions de tonnes de CO<sub>2</sub> dans l'air.

Au cours de l'extraction pétrolière, le gaz naturel associé est incinéré lorsque les contraintes liées au développement des marchés et des infrastructures gazières entravent son utilisation.

En Algérie, la SONATRACH a pris l'engagement d'améliorer ses résultats en termes de protection environnementale, d'accroître son efficacité énergétique et de favoriser son développement durable. Elle a initié 32 projets qui ont efficacement aidé à la diminution des émissions de gaz.

Parmi ces projets enregistrés dans l'actif de SONATRACH, on trouve celui de récupération des gaz torchés (RGA).

Dans notre travail, on s'est intéressées au torchage des gaz au niveau de l'unité UTBS de Hassi Messaoud. Le stage pratique que nous avons effectué au sein de cette unité nous a permis de prendre conscience de l'importance du secteur des hydrocarbures mais aussi des pertes énormes que subit ce secteur à cause du manque d'investissements dans de nouveaux équipements pour réduire les coûts d'exploitation et améliorer les traitements.

Cela a eu pour conséquence des pertes économiques et des problèmes de pollution. Ainsi, ce mémoire sera divisé en quatre chapitres :

Dans le premier chapitre nous avons présenté l'UNITE TRAITEMENT DU BRUT SUD(UTBS).

Le deuxième chapitre est concerné à des généralités sur les gaz torchés et la méthode de Le torchage.

La Valorisation des gaz torchés est a été abordé au niveau du chapitre Trois.

Dans le dernier chapitre une partie de calcul a été effectuée, on calculera les pertes économiques causées par l'élimination de ces gaz par torchage ainsi que la quantité de CO2 émise par l'Algérie sur une période de 10 ans afin d'évaluer sa contribution au réchauffement climatique global.

On a aussi recherché les solutions existantes qui sont appliquées par certains pays et que l'Algérie pourrait copier afin de préserver la planète.

L'analyse des résultats a été discutée et on a tréviré ce travail par une conclusion et des Perspectives.

# Chapitre I

---

**Présentation Du L'unité**  
**Traitement Du Brut Sud**

## I.1 Introduction :

SONATRACH est une compagnie algérienne de recherche, d'exploitation, de transport par canalisation, de transformation et de commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés. Elle intervient également dans d'autres secteurs tels que la génération électrique, les énergies nouvelles et renouvelables et le dessalement d'eau de mer. Elle exerce ses métiers en Algérie et partout dans le monde où des opportunités se présentent.

SONATRACH est la première entreprise du continent africain. Elle est classée 12ème parmi les compagnies pétrolières mondiales, 2ème exportateur de GNL et de GPL et 3ème exportateur de gaz naturel. Sonatrach, entreprise citoyenne, œuvre à resserrer les liens sociaux, aider les populations dans le besoin, promouvoir la recherche et les activités scientifiques, contribuer à la préservation de la nature et à la sauvegarde du patrimoine culturel et historique. Aujourd'hui, Sonatrach ne conçoit pas de développement économique sans un développement durable [1]

## I.2. Présentation du champ Hassi Messaoud :

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 km au Sud-Sud Est d'Alger et à 350 km des frontières tunisiennes. Par sa superficie qui s'étend sur près de 2200 km<sup>2</sup>, son climat est de type continental avec des variations de température allant de 0°C en hiver à 50°C environ en été il est le plus grand gisement de pétrole en Algérie et l'un des champs les plus complexes du monde (Figure 1.1)



Figure 1.1 : Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud

## I.3. Présentation de l'entreprise SONATRACH:



huileuses traitées sont envoyées vers l'unit vers l'unité d'injection d'eau ou, vers le bassin d'évaporation.

#### **I.4.2 Objectifs de l'unité UTBS :**

- \* L'UTBS a été mise en service en septembre 2010 et elle a pour objectif :
  - \* D'améliorer les spécifications des produits
  - \* D'augmenter la production d'huile stabilisée
  - \* Atteindre 80% de la production totale d'huile stabilisée
  - \* Délocalisation et amélioration de la sécurité des installations
  - \* Produire en toute sécurité.
- Les caractéristiques de l'huile stabilisée à UTBS sont les suivantes :
- \* Tension de vapeur Reid (TVR) : Inférieure ou égale à 10 psi en hiver et inférieure ou égale à 7 psi dans le cas été
  - \* Teneur en eau et sédiments (BSW) : Inférieure ou égale à 0.1% vol
  - \* Salinité : Inférieure ou égale à 40 mg/L.

#### **I.4.3. Hygiène de sécurité :**

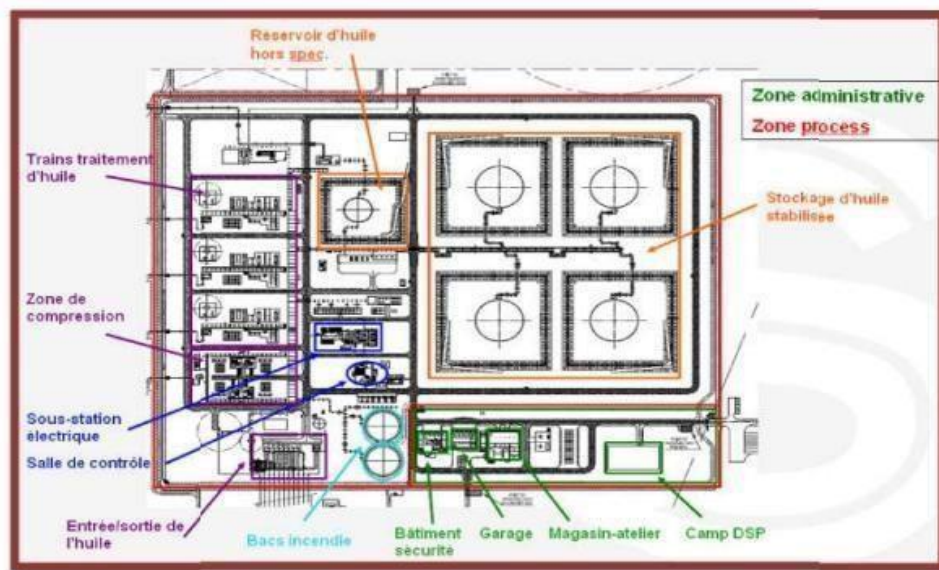
La présente induction HSE est obligatoire pour toute personne visitant l'unité pour la première fois Il est interdit :

- de fumer.
- D'utiliser le téléphone portable en toutes zones sauf dans les bâtiments .administratif.
- D'utiliser un appareil photo et caméra (sauf autorisation) .
- Il est obligatoire de porter les équipements de protection individuelle.
- La protection de la tête par le casque de sécurité.
- La protection des yeux par les lunettes de sécurité .
- La protection auditive par des bouchons d'oreilles .
- La protection des pieds par les chaussures de sécurité.

#### **I.4.4 Systèmes :**

L'unité UTBS comprend les principaux systèmes procédés, utilités et infrastructures suivants :

1. Réseau de collecte du brut
2. Séparation de brut
3. Dessalage
4. Stabilisation
5. Stockage- expédition comptage et système hors spécification
6. Compression de gaz
7. Traitement des eaux huileuses
8. Eau brute et eau potable
9. Drains ouverts
10. Drains fermés
11. Gaz combustible
12. Réseau de torche
13. Air instrument- Air service- Azote
14. Injection de produits chimiques
15. Station d'épuration des eaux usées
16. Stockage et distribution du diesel
17. Stockage, régénération et distribution d'huile de lubrification
18. Réseau incendie
19. Poste d'arrivée électrique de 30 kV et sous station électrique 30/5,5/0,4 kV
20. Groupe électrogène de 1.5 MVA
21. Système DCS/ESD/F&G et salle de contrôle
22. Système télécom
23. Bâtiments (sécurité, atelier, postes de garde, laboratoire, camp DSP).



**Figure I.3 :** Plan général le L'UTBS.

#### 1.4.4.1 Réseau de collecte du brut non stabilisé vers l'UTBS (Le Manifold) :

Le manifold M01 est constitué de deux collecteurs : un 24 » opérant à une pression normale (13,5 bar) en phase liquide alimentant les trois unités d'huile et le système hors-spec, et un 16 » opérant à basse pression (3 bar) en phase mixte alimentant le système hors-spec lorsque les pompes d'expéditions d'huile de deux satellites au maximum sont hors-service.

L'UTBS comprend trois trains de traitement d'huile identiques pouvant produire chacun 100 000 barils par jour d'huile stabilisée à partir du brut provenant des satellites existants. Le brut non stabilisé provenant des satellites existants est réparti vers les trains de traitement de l'UTBS si le débit d'huile provenant des satellites est supérieur à la capacité des trains de traitement en service, l'excédent est dirigé vers l'unité de traitement d'huile hors-spec.

#### 1.4.4.2 Séparations :

##### A- Séparateur tri-phasique:

Le séparateur tri-phasique constitue le premier étage de séparation. Il reçoit l'huile provenant des satellites, ainsi que les condensats récupérés dans les KO drum inter-étage de la compression et l'huile recyclée provenant du système d'huile hors- spic.

Le séparateur tri-phasique est opéré à 6.5 bar. Le gaz est envoyé par contrôle de pression vers la compression via le collecteur de gaz de flash, l'excès de gaz étant envoyé vers la torche basse pression de l'unité. L'huile est envoyée par contrôle de niveau vers le réchauffeur d'huile. Etant donnée la faible quantité d'eau attendue dans le brut provenant des satellites où une première séparation a été réalisée, l'eau de procédé est collectée dans un appendice ("boot") et elle est envoyée par contrôle de niveau vers l'unité de traitement des eaux huileuses.

L'huile provenant du séparateur tri phasique passe par les tubes du réchauffeur(Échangeur) d'huile, côté chambre, pour être chauffée à 70°C qui est la température Opératoire optimale du package de dessalage. L'échange thermique nécessaire est fourni par L'huile stabilisée chauffé à 120°C, provenant du fond de colonne, et passant côté calandre des échangeurs.



**Figure I.4:** Séparateur tri phasique

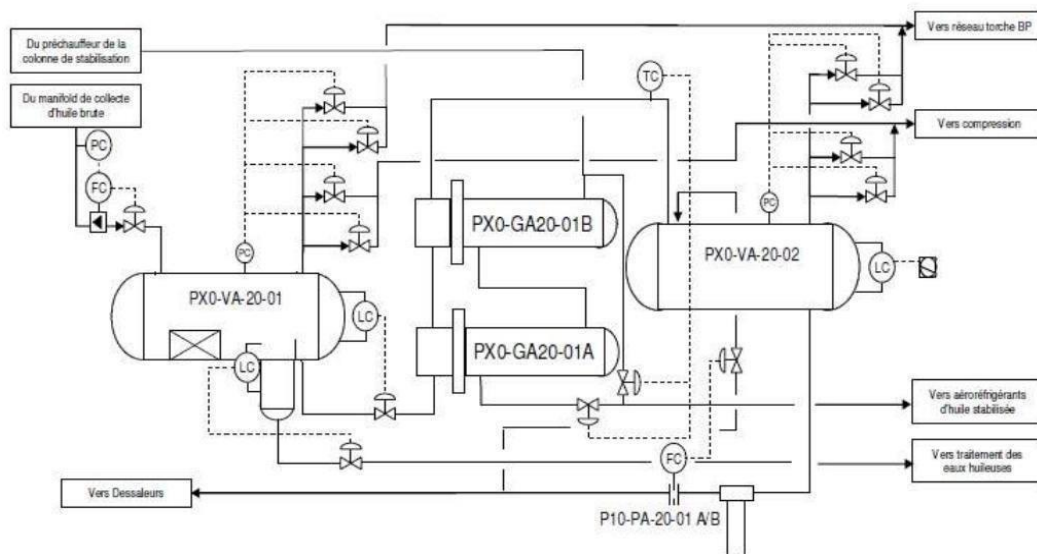


Figure I.5 : Séparation d'huile 5 Bars

### B- Le séparateur bi-phasique :

D'huile à la détente à 5 bars dans le séparateur bi-phasique est envoyé vers la compression via le collecteur de gaz de flash sous contrôle de pression, l'excès de gaz étant envoyé vers la torche basse pression de l'unité. L'huile est pompé du séparateur bi-phasique vers le package de dessalage par les pompes d'alimentation du dessaleur, centrifuges verticales.

Le séparateur bi-phasique est équipé d'une plaque de tranquillisation pour améliorer la séparation ainsi que d'un déviés couleur installé sur la sortie gaz pour limiter l'entraînement de liquide vers le collecteur de gaz flash Un analyseur d'eau dans l'huile est installé sur la sortie huile du séparateur bi-phasique.



**Figure I.6:** Séparateur diphasique

#### **1.4.4.3. Dessalage :**

L'huile provenant du séparateur bi-phasique passe à travers le dessaleur, le package de Dessalage permet de diminué la teneur en BS&W à la sortie du package à 0,1% volume et la concentration en sel à 20 mg/l équivalent NaCl afin de respecter les spécifications en eau et sel de l'huile stabilisée au niveau du stockage (concentration en sel inférieure à 40 mg/l et BS&W inférieure à 0,1% volume garantie en sortie de l'UTBS) et de limiter l'encrassement de la colonne par dépôts de sel.

Le mélange brut-eau de gisement est émulsifié avec de l'eau de lavage recyclée des 1er et 2ém étages de dessalage. Cette émulsion assure un bon mélange entre l'eau de gisement et l'eau de lavage, assurant ainsi une diminution de la concentration en sel de la phase aqueuse.

Cette émulsion est ensuite séparée en deux phases liquides dans le dessaleur, sous l'action d'un champ électrostatique, qui favorise la coalescence des micros gouttelettes d'eau, formant ainsi des gouttes de taille plus importante, tombant par gravité dans le fond

du séparateur électrostatique. Le champ électrostatique est créé entre deux électrodes, une reliée à la masse et l'autre reliée à un transformateur HT installé en partie supérieure du dessaleur.

Un distributeur installé à l'entrée du dessaleur assure une distribution optimum de l'huile dans le champ électrostatique. L'eau coalescée dans le premier étage de dessalage est envoyée vers le package de traitement des eaux huileuse. Une partie de l'eau est recyclée vers l'entrée du premier étage.

Le brut sortant du premier étage de dessalage est ensuite mélangé avec de l'eau de lavage constitué d'un mélange d'eau brute et d'eau de recirculation vers le deuxième étage de dessalage.

. Un mélange efficace est recrée. L'huile et l'eau sont de nouveau coalescées dans le deuxième étage de dessaleur opérant à une pression de 10,5 Bar à 70°C, toujours sous l'action d'un champ électrostatique. Pour être en grande partie recyclée vers le premier étage grâce aux pompes de recyclage du deuxième étage, le reste étant renvoyé vers l'entrée du deuxième étage.

Une injection de dés émulsifiant est prévue sur chaque étage de dessalage, en amont de la Vanne mélangeuse afin de faciliter la séparation eau/huile à chaque étage de dessalage



**Figure. I.7 :** Dessaleur 1er et 2ème étage

**I.4.4.3. Stabilisation :**

L'huile dessalée alimente la colonne de stabilisation. 20% du débit alimente directement la tête de la colonne (alimentation froide), 80% du débit alimente le préchauffeur de la colonne de stabilisation (alimentation chaude de la colonne). Le préchauffeur de la colonne de stabilisation est constitué de deux calandres en série. Chaque calandre peut être by-passée, la température de l'huile provenant du package de dessalage est de 70°C environ. Elle passe côté tubes et elle est chauffée par l'huile stabilisée qui passe côté calandre. Afin d'optimiser la récupération de chaleur, la température de l'huile stabilisée en sortie du préchauffeur, côté calandre, est réglée à 120°C.

**Ré-bouillage (Four) :**

Le four de ré-bouillage est un four à tirage naturel à quatre passes. Le débit vers les passes est équilibré manuellement. Le four dispose de six brûleurs et six pilotes. Le gaz provient du système de gaz combustible. Un pot de récupération est installé en amont du package de gaz combustible pour collecter le liquide éventuellement présent dans le gaz. Chaque four dispose de son propre ballon d'azote haute pression pour permettre l'étouffement du four en cas d'incendie.

L'huile stabilisée chaude (entre 135°C dans le cas d'hiver et 160°C dans le cas été) sort de la colonne et passe côté calandre dans le préchauffeur de la colonne de stabilisation puis côté calandre dans le réchauffeur d'huile et cède ainsi de sa chaleur à l'huile non stabilisée.

**Aéro – Réfrigération :**

Les Aéro-réfrigérants permettent le refroidissement final avant stockage qui est assuré par les réfrigérants d'huile stabilisée, constitués de 4 baies en parallèle, chaque baie comportant deux ventilateurs, dont un à variables

**I.4.4.3. Réseau torche :**

Le réseau de torche d'UTBS comprend 5 Systèmes :

- Un (1) Réseau Torche Très Basse Pression (TBP), qui collecte les gaz du :
  - Ballon de gaz boot d'huile « hors-spec ».
  - Réservoir d'huile « hors spec ».
  - Ballon de drains fermés.

- Système de traitement des eaux huileuses.
- Trois (3) Réseaux Torche Basse Pression (BP), auxquelles sont connectés les :
  - Equipements du train de stabilisation (Unité 10) -> Torche 10.
  - Equipements du train de stabilisation (Unité 20) -> Torche 20.
  - Equipements du train de stabilisation (Unité 30) -> Torche 30.
  - Séparateur d'huile « hors-spec ».
  - Equipements du système de gaz combustible.
- Un réseau de torche du système de compression. [2]

#### 1.4.4.4. Stockage et expédition :

En sortie des Aéro-réfrigérants, l'huile provenant des différentes unités de traitement alimente les bacs de stockage à toit flottant via le collecteur commun d'huile stabilisée quatre bacs à toit flottant sont installés. La capacité de chaque bac correspond à la production journalière de l'UTBS. En fonctionnement normal, un bac est en remplissage et un bac est en vidange. Les pompes boostées et les pompes d'expédition, installées en série, permettent d'expédier l'huile stabilisée de l'UTBS vers le centre de stockage de HEH via le pipeline existant de 24'' reliant CIS à HEH



**Figure. I.8 :** Bac de stockage

#### 1.4.4.3. Package de comptage d'huile stabilise :

Le débit d'huile expédiée est mesuré par le package de comptage de l'huile stabilisée. Le package de comptage comporte 2 branches en parallèle, un système de prise d'échantillon automatique et d'une ligne de calibration. Chaque ligne de comptage est équipée d'un capteur de débit de type ultrasonique de haute précision et de capteurs de pression et de température permettant la correction du débit expédié. Chaque ligne de comptage dispose de totalisateurs permettant de connaître le volume total expédié.

#### 1.4.4.4. Système hors spécification (hors-spec):

Lorsque le brut ne respecte pas une des spécifications ou en cas de déclenchement des trains (by-pass de l'unité), la production peut être déviée temporairement vers le système hors spécification appelé aussi (hors-spec) pour être progressivement réinjecté dans le procédé ultérieurement.

L'huile stockée est ensuite recyclée à l'aide d'une pompe dans le procédé en amont de l'échangeur brut non traité/brut stabilisé.

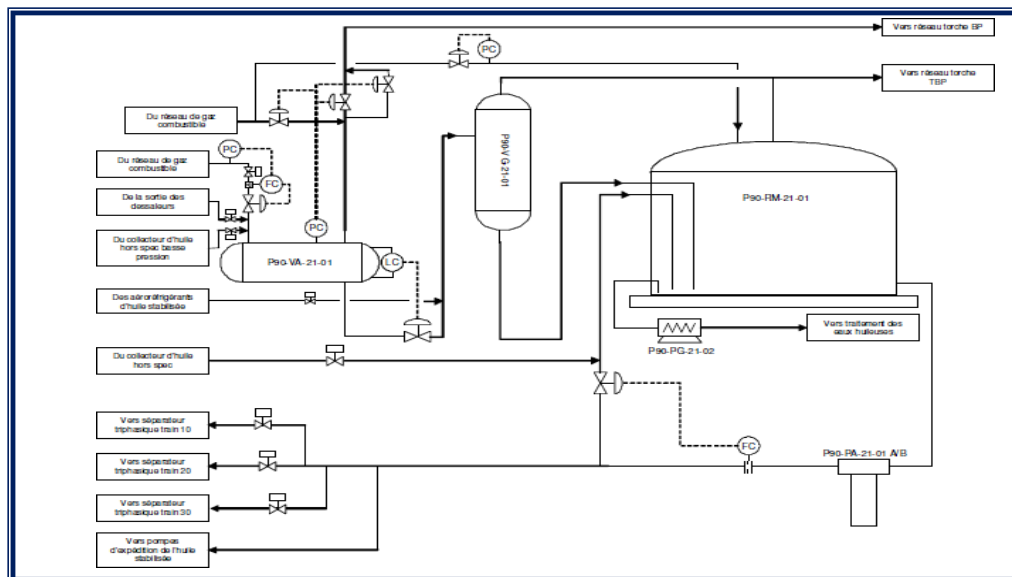


Figure 1.9 : Système d'Huile Hors-Spec.

#### 1.4.4.5. Compression – expédition du gaz :

Une partie des gaz associés produits dans les unités de traitement sert de gaz combustible pour les besoins de l'usine, l'autre est comprimée et envoyée vers le manifold de l'unité de GPL. Situé au Centre Industriel Sud (CIS).

Le système de compression de gaz de flash consiste en quatre trains de compression identiques (trois trains en opération, un train en attente). Chaque train comporte deux compresseurs centrifuges (compresseur de 1er étage et compresseur de 2ème étage) installés sur le même arbre avec un corps commun et entraînés par un moteur électrique commun.

La pression dans le collecteur commun d'aspiration est régulée grâce aux vannes de laminage situées à l'entrée de chaque train et au répartiteur de charge (load sharing) des trains de compression.

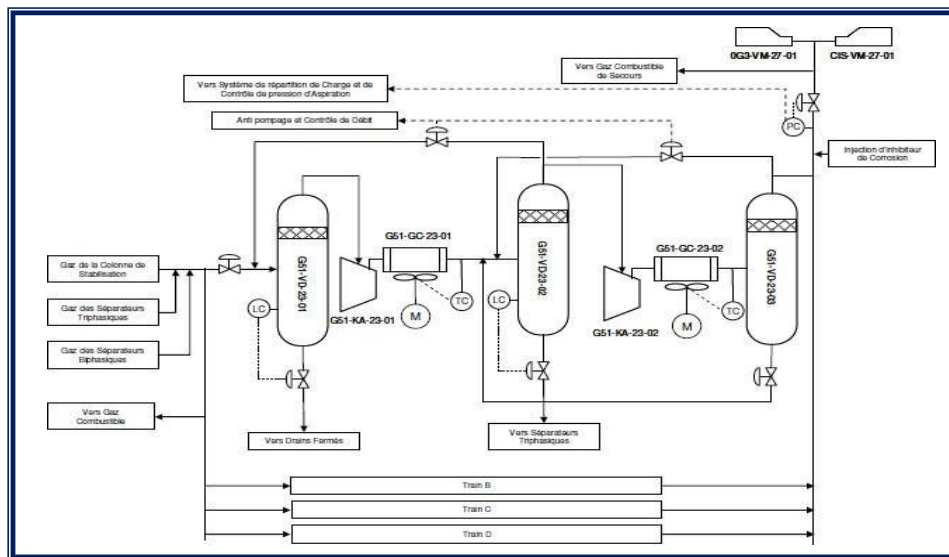


Figure. I.10 : Compression du Gaz.

### Conclusion :

Durant notre stage, nous avons exploré les divers équipements de l'unité UTBS. Cela nous a permis de comprendre la complexité des procédures nécessaires pour produire un brut conforme, ainsi que les divers problèmes auxquels le personnel technique était confronté pour assurer le bon fonctionnement de l'unité.

# Chapitre II

---

**Gaz torché et la méthode  
de torchage**

## II.1. Introduction :

L'image de la flamme qui s'échappe d'une torche est représentative du secteur pétrolier et gazier. Cette méthode, connue sous le nom de torchage ou flaring en anglais, implique l'incinération du gaz naturel qui remonte à la surface conjointement avec le pétrole.

L'élimination par torchage est souvent privilégiée lorsqu'il n'existe pas d'infrastructures appropriées, telles que des pipelines ou des installations de liquéfaction, pour le transport ou le traitement du gaz naturel. En outre, le gaz naturel obtenu peut parfois être de qualité inférieure ou en trop petite quantité pour être mis sur le marché.

Le torchage du gaz naturel, loin d'être une solution sans risque, a des conséquences dévastatrices sur l'environnement et l'économie.

## II.2. Définition du Gaz torché

Lors de l'extraction du pétrole, celui-ci remonte généralement à la surface en compagnie d'eau et de gaz, ce dernier étant appelé « gaz associé ». Une fois détaché du pétrole, le gaz peut être « torché », c'est-à-dire consommé sur site, un processus qui se traduit par une flamme émanant d'une torchère [3].

## II.3. Composition chimique de gaz torché

On désigne généralement les gaz qui proviennent des puits de pétrole sous le terme de « gaz associés ». Ces gaz se trouvent dans les formations aux côtés du pétrole, soit en tant que gaz libres (gaz de couverture), soit en étant dissous dans le pétrole brut.

Quels que soient l'origine des gaz naturels et une fois détachés du pétrole brut, ils se présentent généralement sous forme de mélanges majoritairement composés de méthane, associés à d'autres gaz comme l'éthane, le propane, le butane et les pentanes.

De plus, le gaz naturel brut contient de l'eau, du sulfure d'hydrogène ( $H_2S$ ), du dioxyde de carbone ( $CO_2$ ), de l'azote ( $N_2$ ) ainsi que divers autres éléments [4].

## II.4. Pourquoi torcher un gaz ?

Le torchage est essentiellement pratiqué en raison du manque d'infrastructures de traitement et de transport (gazoduc ou installation de liquéfaction) nécessaires pour sa mise sur le marché. Ces installations diffèrent de celles employées pour le pétrole et leur rentabilité n'est pas garantie si les quantités de gaz associées sont minimes, ou si les régions d'extraction sont extrêmement isolées.

Parfois, le gaz est tout simplement libéré dans l'atmosphère sans combustion, ce qui est la pire des options car cela renvoie directement dans l'atmosphère du méthane, un gaz à effet de serre dont le potentiel de réchauffement climatique est 30 fois plus élevé que celui du CO<sub>2</sub> produit par la torchère, ainsi que des hydrocarbures volatils.

Cette méthode pose un problème environnemental délicat : elle pourrait générer à l'échelle mondiale environ 350 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an, soit l'équivalent des émissions annuelles de 70 millions de voitures.[3]

## II.5. Sources du Gaz torché

- Les origines des gaz émis dans l'atmosphère comprennent :
- Gaz liés au pétrole brut dans les sites d'extraction.
- Gaz issus des installations de traitement du gaz.
- Gaz provenant des unités de GNL et des raffineries [5].
- Gaz généré lors de l'activation d'un puits de pétrole ou de gaz naturel
- Gaz produit durant les problèmes opérationnels ou les interruptions d'électricité [6].

## II.6. Volumes du gaz torché

### II.6.1-À l'échelle mondiale

La quantité de gaz brûlé à travers le monde suffirait à générer 750 milliards de KWh d'électricité, ce qui serait assez pour fournir de l'énergie à l'ensemble du continent africain.[7]. Chaque année, 150 milliards de m<sup>3</sup> de gaz naturel sont brûlés par la torche ou rejetés à travers le monde, représentant environ 30 % de la consommation annuelle

européenne ou 25 % de celle des États-Unis. Les 40 milliards de m<sup>3</sup> de gaz torchés en Afrique pourraient satisfaire la moitié des besoins énergétiques du continent.

La figure ci-dessous met en évidence les pays principaux affectés par ces pertes ; les statistiques enregistrées démontrent que ces nations sont pleinement conscientes de la gravité du problème, à l'exception des États de la Communauté des États Indépendants (CEI) qui en atténuent considérablement l'importance. On parle principalement de gaz associé, c'est-à-dire de sous-produit fatal produit lors de l'extraction du pétrole. D'autres gaz de torchage pourraient être générés par des interventions en lien avec la sécurité, l'arrêt de certains équipements (comme le compresseur de gaz), ou durant les phases d'exploration [8].

En 2016, on estime que le volume de gaz brûlé s'élevait à 102.758 milliards de mètres cubes, contre seulement 99.847 milliards de mètres cubes en 2017.

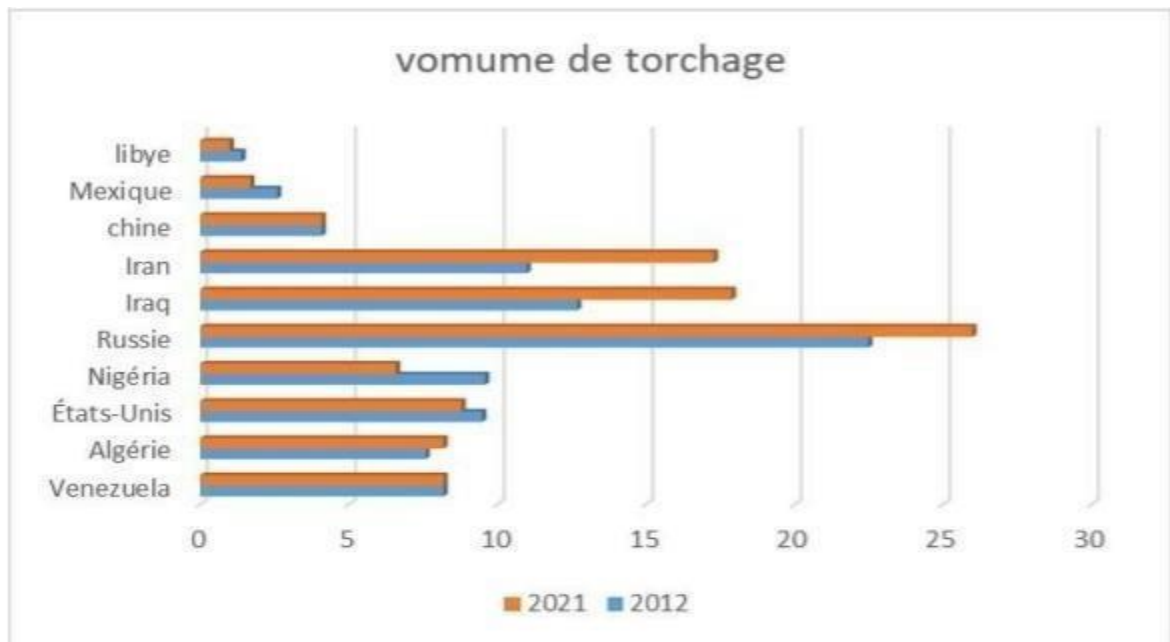
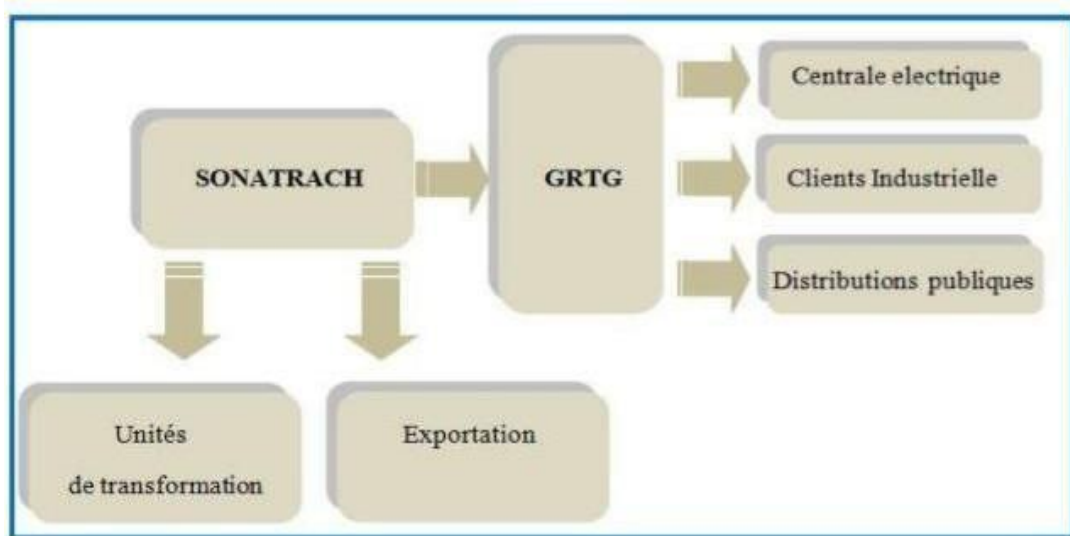


Figure II-1 : Volume de gaz torchés dans le monde [9].

## II.6.2 En Afrique

Au premier rang des pays africains qui torchent le plus de gaz associé figurent le Nigeria avec 7.6 milliards de mètres cubes et la Libye avec 3.9 milliards de mètres cubes. [7]

En Algérie, le gaz naturel destiné au marché national est fourni par SONATRCH. Il est acheminé vers : deux centrales électriques, à l'exportation, aux unités dans les zones industrielles et aux clients. [10]



**Figure II.2:** Distribution des gaz Naturel en Algérie [10].

Les dernières statistiques du partenariat mondiale pour la réduction des gaz torchés (GGFR Gas Fläming Réduction Partner hip), un organisme administré par la banque mondiale, ont révélé que l'Algérie est le cinquième pays au monde sur les 30 pays classés en matière de gaz brûlés pour la production du pétrole.

En effet, les nouvelles données publiées par la banque mondiale le 17 juillet 2017, ont fait état de 8.8 milliards de mètres cubes torchés par l'Algérie en 2017, soit une baisse de 0.3 % par rapport à 2016, année où l'Algérie a brûlé quelques 9.1 milliards de mètres cubes.

Le document de la banque mondiale note que les nouvelles données recueillies par satellite entre 2013 et 2017 font ressortir que le brûlage à la torche des gaz sur les sites de production pétrolière a significativement reculé en 2017 malgré une augmentation globale de 0.5% de la production d'or noir. Cette baisse 5 % du volume des gaz torchés inverse une tendance ascendante amorcée en 2010 [11].

## II.7. Impact des gaz torchés

Le gaz torché présente un sérieux problème mondiale, en effet, il affecte l'homme, l'environnement en particulier l'atmosphère et peut causer des dégâts considérables à court et à long terme.

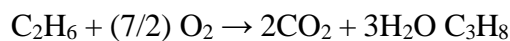
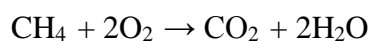
La quantité et la qualité des gaz torchés sont étroitement liées à plusieurs facteurs, notamment le type et à l'âge des infrastructures de procédé, les caractéristiques des hydrocarbures produits, transformés ou manutentionnés, le volume de l'activité de procédé, et l'environnement réglementaire local. [6]

### II.7.1 Sur l'Homme

Les polluants issus du torchage une fois libérés dans l'air peuvent provoquer une gêne notable pour le confort de la population humaine notamment: difficultés respiratoires, irritation des muqueux nez, yeux, gorge et toxicité.

Les oxydes de carbones et d'azote sont les constituants des gaz d'échappement les plus nocifs. Ces gaz sont produits lors d'une combustion complète ou incomplète :

Combustion complète : représentée par les réactions suivantes :

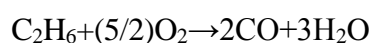
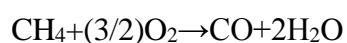


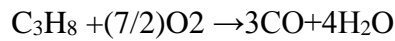
**Figure II- 3 : Combustion Complétée**

Combustion incomplète : dans le cas de torchage lors des arrêts et des démarrages désynchronisés ou pendant les déclenchements, la charge du gaz sera importante .

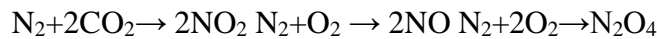
Les réactions de combustion sont comme représentées ci-dessous :

Pour les hydrocarbures





□ Pour l'azote



Des conséquences sanitaires sont possibles sur l'homme puisque les gaz torchés émettent du benzène, des composés organiques volatils (COV) et des hydrocarbures aromatiques Polycycliques (HAP).

Bien que quelques problèmes pulmonaires ont été recensés, l'impact des gaz torchés sur l'assante des individus vivant aux alentours des torchères n'est pas suffisamment étudié pour tirer de réelles conclusions [12].

### II.7.2 Sur l'environnement

Le torchage qui est un gaspillage d'une énergie non renouvelable présente un sérieux problème environnemental (pollution atmosphérique, bruit, odeurs, rayonnement de la torche, les émissions de gaz à effet de serre et la pollution locale de l'air) et peut causer des dégâts à long ou à court terme.

Cette pratique constitue une problématique environnementale sensible : elle a engendrée à l'échelle mondiale l'émission de près de 350 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an, soit l'équivalentes émissions annuelles d'environ 75 millions de voitures [13].

Par ailleurs, le torchage est à l'origine d'une pollution lumineuse qui désoriente les insectes et oiseaux nocturnes.

Le bruit lié aux opérations peut également perturber l'écosystème environnant sur les sites d'extraction de pétrole.

En 2015, la banque mondiale a lancé avec plusieurs gouvernements et groupes pétroliers une initiative « zéro routing flaring by 2030 » qui vise à mettre fin d'ici à 2030 aux opérations régulières de torchage de gaz sur les champs pétroliers [14].

### II.7.3 Sur l'économie

Les gaz torchés représentent une perte économique énorme vu que ces gaz sont brûlés dans l'atmosphère sans que l'on puisse les traiter et les revendre par la suite afin de générer des profits.

## II.8. Définition du torchage :

Le torchage ou « brûlage des gaz » est l'action de brûler, par des torchères, des rejets de gaz naturel à différentes étapes de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel une méthode sûre et efficace pour évacuer l'excédent de gaz naturel résultant de la production pétrolière.[5

## II.9. Raisons du torchage

Lorsqu'il n'existe pas de débouché pour le gaz, le brûlage à la torche est jusqu'à nos jours la solution la plus sûre et la plus courante pour l'éliminer. Le torchage du gaz peut être justifié par :

❑ Gaz associé la production du pétrole en faible quantité et de faible valeur énergétique par rapport au pétrole produit, il constitue l'essentiel du gaz torché dans le monde.

❑ Investissements importants : la valorisation insuffisante du gaz et parfois les difficultés techniques conduits à des décisions de brûlage de gaz.

❑ Utilisation du gaz pour vente à des consommations industriels ou à des revendeurs nécessite l'investissement d'infrastructures additionnelles et spécifiques de traitement, de transport sous formes comprimée (compresseurs, pipelines) ou liquéfié.

❑ Exploitation et la maintenance des installations pétrolières :

L'exploitation pétrolière génère fréquemment, conjointement à une production de pétrole liquide, du gaz associé (GA), souvent en quantités faibles (en masse) par rapport au pétrole un gisement est fréquemment très éloigné de sa zone de clientèle et le gaz produit exigerait des investissements lourds pour être exporté.

Comme il ne peut être transporté par les mêmes moyens physiques que le pétrole, il ne présente en général pas d'intérêt économique, ce qui explique son brûlage. notons que, le gaz naturel est systématiquement plus mal valorisé que le pétrole.

De plus, le gaz étant environ 1000 fois moins dense que le pétrole, il exige d'être compressé ou liquéfié pour être transporté sur de longues distances, ce qui implique des investissements encore plus lourds [15].

## **II.10. Types de torchages : Il en existe quatre principaux types :**

### **A/Torchage continue :**

C'est un processus permanent où le gaz associé à la production de pétrole est brûlé en continu. Il sert à éliminer le gaz indésirable qui ne peut pas être capté Ou utilisé de manière rentable. Ce type de torchage est courant dans les raffineries et les usines pétrochimiques. [16]

### **B/Torchage opérationnel :**

Il s'agit d'un torchage planifié et contrôlé qui se produit lors du démarrage, de La maintenance ou de l'arrêt d'une unité de production. Ainsi, lors du démarrage D'une unité, le gaz est torché pour des raisons de sécurité et de contrôle du Procédé. Il est également utilisé pendant les opérations de maintenance pour Eviter l'accumulation de gaz dangereux. [16]

### **C/Torchage d'urgence :**

Il se produit en cas de situation critique, comme une panne d'équipement ou Une fuite de gaz. Dans ces situations, le gaz est immédiatement brûlé pour éviter Les risques d'explosion ou de pollution atmosphérique. [6]

### **D/Torchage d'arrêt et de démarrage :**

Le torchage d'arrêt se produit lors de la mise hors service programmée d'une Unité de production. Pendant cette période, le gaz associé à la production (gaz Résiduaire) est brûlé pour purger les conduites et les équipements. L'objectif est d'empêcher l'accumulation de gaz dangereux et de préparer l'unité Pour la maintenance ou l'arrêt complet

Le torchage de démarrage intervient lors du redémarrage d'une unité après Une période d'arrêt. Lorsque l'unité est remise en service, le gaz résiduaire Accumulé pendant l'arrêt est brûlé pour assurer un fonctionnement sûr et efficace. Le torchage de démarrage permet de purger les conduites et de stabiliser les Processus avant la reprise de la production normale. [17]

## II.11. Avantages du torchage

- Les avantages du torchage sont résumés dans les points suivants :
- Réduction des couts opérationnels associés aux générateurs diesel
- Utilisation d'un gaz souvent considéré comme un produit de résiduel
- Réduction des émissions de gaz carbonique et d'autres polluants atmosphériques
- Évite la libération de méthane dans l'atmosphère, ayant un potentiel de réchauffement planétaire 21 fois supérieur à celui du CO<sub>2</sub>
- Approvisionnement local en carburant qui produit une énergie électrique et thermique stable [4]

## II.12. Typologie des torches à gaz :

Les torches à gaz se déclinent en plusieurs types, chacun répondant à des Besoins spécifiques :

- Torche à fût conventionnel
- Torche sonique
- Torche basse avec chambre de combustion

Torche froide ou évents

Le choix du type de torche dépend d'une analyse minutieuse des facteurs Susmentionnés, en tenant compte des exigences spécifiques du procédé, des Propriétés des gaz à évacuer et des contraintes de sécurité. [17]

## II.13. Fonctionnement des torches :

Les systèmes de torchage sont cruciaux pour la manipulation sécurisée des gaz et liquides inflammables émis dans les sites industriels.

ces systèmes comportent d'importants collecteurs de torche, des torchères verticales surélevées ainsi que des dispositifs de séparation vapeur-liquide. Pour prévenir la production

de fumée noire, la majorité des torchères comportent un mécanisme d'injection de vapeur d'eau.

Cette solution est performante pour diminuer les émissions de particules. dans ces situations, l'autre option est de brûler le gaz en présence d'une quantité d'air supérieure. Cette méthode, même si elle est moins efficace pour diminuer les émissions de fumée, offre une solution aux restrictions associées à l'usage de la vapeur d'eau. [17]

## **II.14. Equipements de la torche :**

### **A/Collecteur des torches :**

Les gaz et les liquides inflammables sont acheminés vers la torche par L'intermédiaire de vastes réseaux de tuyauterie appelés collecteurs de torche. Ces collecteurs assurent une collecte efficace des effluents et les dirigent vers la torche pour une élimination contrôlée. [6]

### **B/Torche vertical :**

Une fois collectés, les gaz sont dirigés vers une torche verticale surélevée a la sortie de la torche, les gaz sont brûlés, produisant une flamme dont la taille et la luminosité sont proportionnelles au débit du matériau inflammable en joules par heure (ou en btu par heure). [18]

### **C/Séparation liquide-vapeur :**

La plupart des torchères d'installations industrielles sont équipées d'un séparateur vapeur-liquide, également connu sous le nom de tambour d'énonçable. Ce dispositif permet d'éliminer les grandes quantités de liquide qui peuvent accompagner les gaz soulagés, avant leur arrivée à la torche. [18]

### **D/Injection de la vapeur :**

De la vapeur est souvent injectée dans la flamme de la torche pour réduire la formation de fumée noire. Cependant, une quantité excessive de vapeur peut entraîner une "sur-vaporisation", réduisant l'efficacité de la combustion et augmentant les émissions polluantes. [18]

**E/Protection contre le retour de flamme :**

Un retour de flamme, phénomène redouté dans les systèmes d'élimination des gaz, survient lorsque la flamme se propage en amont dans le système. Cette situation peut entraîner une accumulation dangereuse de pression dans les tuyauteries et les cuves situées en amont de la flamme la protection contre les retours de flamme est un élément essentiel de la sécurité des systèmes d'élimination des gaz. [18]

**F/Gaz de purge :**

Le gaz de purge constitue un élément essentiel de la sécurité des systèmes de décharge de gaz. En contrôlant les vitesses d'écoulement, il contribue à prévenir les risques d'inflammation et d'explosion, garantissant ainsi la protection des personnes et des installations. [18]

**II.15. Conclusion :**

L'augmentation croissante de la demande mondiale en pétrole et en gaz a entraîné une intensification du torchage. De plus, toutes les raffineries sont équipées de réseaux de torchères pour des raisons de sécurité et de décharge de pression en cas de conditions anormales.

Le torchage, bien qu'habituellement considéré comme une méthode sûre et efficace d'élimination des gaz inutilisables, présente des limites en termes d'impact environnemental et de valorisation énergétique. En effet, cette pratique implique la combustion des gaz, ce qui génère des émissions de gaz à effet de serre et une perte de ressources précieuses.

La lutte contre le torchage du gaz est un défi majeur, mais il est possible de le relever en adoptant des solutions durables et en mettant en place des politiques plus strictes, nous pouvons protéger notre planète des effets néfastes de cette pratique et assurer un avenir plus durable

# Chapiter III :

---

## Valorisation des gaz torchés

### III.1. Introduction :

Les gaz associés au pétrole (APG) sont également appelés gaz de torchère. Les APG peuvent être convertis en énergie à haut rendement en utilisant les moteurs à gaz GE. Cette énergie peut être utilisée pour l'alimentation en électricité, en chauffage et en froid de tout site existant (ou à créer) en supprimant les coûts d'approvisionnement en diesel dans les zones isolées et/ou éloignées.

L'utilisation des APG en tant que carburant pour un générateur est un excellent moyen de réduire les émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) provenant de la consommation de carburant diesel et de l'utilisation massive de torchères.

### III.2. Emplois possibles du gaz associé :

C'est le volume et la composition du gaz associé qui vont orienter son emploi. Si le gaz est disponible en grandes quantités, il va justifier financièrement d'installer une usine de purification et un gazoduc, éventuellement en cumulant la production de plusieurs puits voisins, pour la production de Gaz de pétrole liquéfié (GPL). [13]

Si les quantités de gaz associé sont insuffisantes pour le vendre, on peut envisager les emplois suivants:

#### III.2.1. Réinjection dans le gisement :

Cette méthode est utilisée dans le cadre de la récupération assistée du pétrole, elle permet de maintenir une pression de fond plus élevée et donc d'améliorer le pourcentage de récupération du pétrole, cela rend l'opération plus rentable ; cependant, si le gaz est acide (présence de CO<sub>2</sub> ou H<sub>2</sub>S), il exige des matériels et canalisations résistants à la corrosion. Ce gaz n'est pas perdu, il est simplement stocké et reste disponible à l'exploitation quand le puits aura épuisé son liquide.

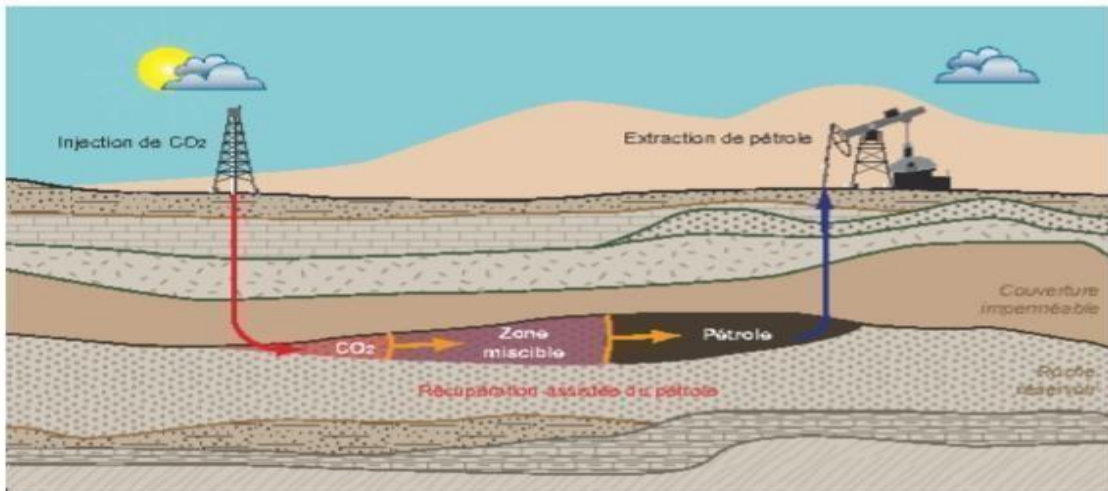


Figure III.1 : Le principe de réinjection du gaz associé

## III.2.2 Procédés GTL

### III.2.2.1- Définition

Les GTL (Gas to Liquids), est une technologie qui permet de transformer directement le gaz naturel en divers produits pétroliers synthétiques liquides.

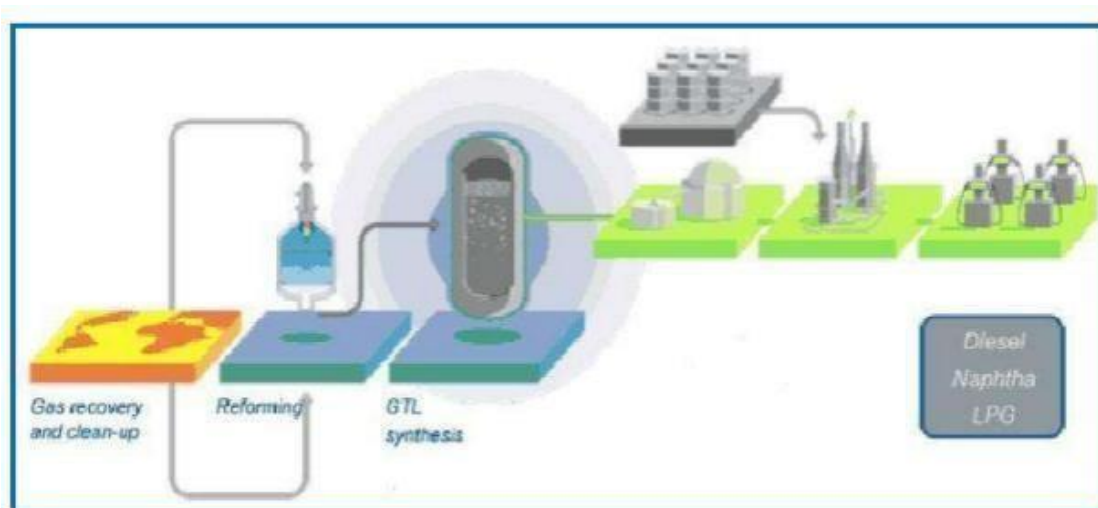


Figure III.2: Schéma de procédé GTL.

C'est de cette manière qu'à partir du gaz naturel qui est formé de molécules de petites dimensions, des produits ayant des molécules de tailles beaucoup plus grandes sont fabriqués. Rappelons que, le composant majoritaire du gaz naturel étant le méthane caractérisé par une stabilité particulière [10].

### III.2.2.2-Étapes de GTL

La transformation de gaz en liquide nécessite en premier lieu, la destruction des liens chimiques entre les atomes par un important apport extérieur d'énergie, sous forme de chaleur et avec des pressions élevées. Des catalyseurs judicieusement sélectionnés participent à la réaction chimique, sans être eux-mêmes altérés ou consommés.

Le processus de transformation du gaz naturel en hydrocarbures synthétiques liquides, comprend trois étapes distinctes :

**1er étape:** La transformation du gaz naturel en " Syngas " ou gaz synthétique (gaz de synthèse), un mélange de monoxyde de carbone et d'hydrogène.

**2ème étape:** La transformation du " Syngas " en huiles lourdes et moyennes ou distillats moyens (naphta, kéro, gas-oil) selon la transformation dite "Fisher Tropsh" ou FT, en présence d'un catalyseur.

**3eme étape :** Le raffinage, selon les méthodes classiques, des distillats moyens en divers produits liquides directement utilisables tels que les carburants pour véhicules ou produits destinés à la pétrochimie, en fonction des besoins ou de la demande.

Le processus de raffinage de ces produits synthétiques est cependant, plus aisé en raison de l'inexistence de soufre et autres composants tels que des métaux [19].

Seules les 2 premières étapes sont réellement considérées comme faisant partie de la technologie GTL.

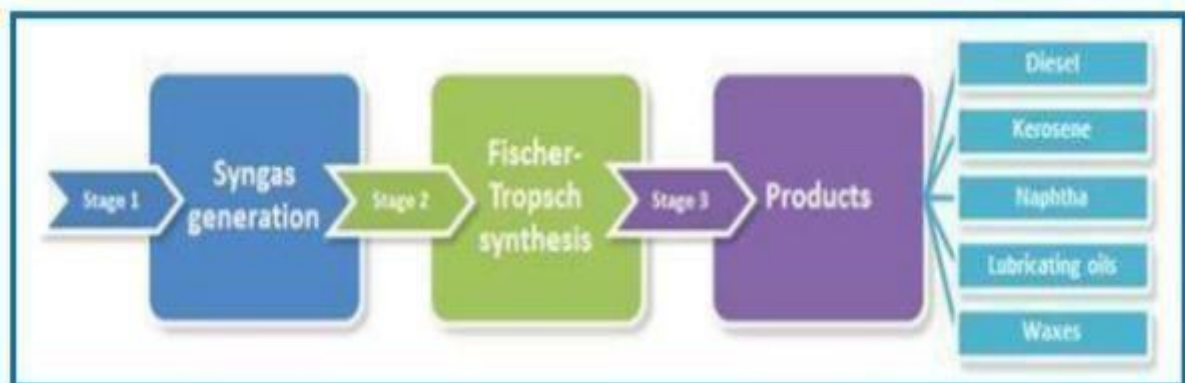


Figure III.3 : Les étapes de GTL [20].

**III.2.2.3-Intérêt de la technologie de GTL**

Les principaux intérêts que présente la technologie GTL, doivent normalement justifier et expliquer la course engagée parmi les grandes compagnies pétrolières.

**Exploitation des petits gisements de gaz**

Les petits gisements de gaz dont le niveau des réserves ne peut justifier un développement, ne sont pas exploités. La technologie GTL permet d'envisager leurs exploitation avec le recours de modules déplaçables, les produits liquides étant injectés dans les oléoducs ou transportés par citernes.

**Récupération des gaz associés**

Le torchage des gaz qui ne peuvent être récupérés, sont transformés en liquides et injectés dans les oléoducs.

**Protection de l'environnement**

Les produits GTL ne contiennent pas des polluants ou de composants favorisant l'effet de serre.

**Rentabilité des infrastructures existantes**

Les infrastructures d'exploitation du brut existantes, peuvent continuer à fonctionner même quand la production chute ou s'arrête.

**Mobilisation de nouvelles réserves d'hydrocarbures**

La moitié des réserves prouvées mondiales, évaluées à quelques 5 000 ne sont pas exploitables en raison de leur éloignement des réseaux de gazoducs et des marchés de consommations. La technologie GTL ouvre d'autres horizons à cette catégorie de réserves.

**Ouverture de nouveaux marchés pour le gaz naturel**

De nouveaux marchés seront ouverts dès lors que le gaz naturel pourrait être commercialisé sous forme liquide.

**Amélioration de la qualité des produits conventionnels**

Les produits GTL étant très " propres ", ils pourraient utilement être mélangés aux carburants conventionnels notamment, afin d'améliorer leurs qualités ou les rendre

compatibles avec les spécifications requises. Ces produits peuvent bénéficier, selon certaines évaluations, d'une prime de qualité (premium) qui peuvent aller jusqu'à 6 \$/baril.

### **Qualité des produits (application d'une prime de qualité)**

Compte tenu de cette qualité, les GTL pourraient dans les conditions actuelles, bénéficier de «primes" de qualité et améliorer ainsi les revenus.

### **Relance de l'exploration**

Les provinces à gaz dépourvues d'infrastructures de transport de gaz, pourraient devenir attrayantes dès lors que les conditions d'évacuation des liquides sont disponibles ou moins contraignantes.

### **Optimisation des performances des moteurs**

Les performances des moteurs fonctionnant aux GTL seraient optimisées [19].

## **III.2.3. Récupération du GPL**

La récupération du GPL contenu dans le gaz associé est une méthode qui permet de valoriser le Marché en GPL. Notons que, le GPL est un mélange gazeux composé essentiellement de butane et duPropane à température ambiante et pression atmosphérique, et peut passer à l'état liquide sous les Conditions suivantes :

Pression relevée à la température ambiante.

Pression atmosphérique et basse température.

Pression modérée et température pas tellement basse.

Cette propriété lui permet d'être stocké dans un volume réduit (250 litres de GPL gazeux égale à un litre de GPL liquide).

La composition des GPL est variable selon les normes et ses utilisations dans différents pays. Il peut contenir ; le propylène, butène, une faible quantité de méthane, éthylène, pentane, exceptionnellement des hydrocarbures tels que le butadiène, l'acétylène et le méthylacrylique. le GPL est extrait à partir de diverses sources qui peuvent être :

La liquéfaction des gaz associés dans les champs pétroliers.

La liquéfaction du gaz naturel GNL (sous-produit).

Le Sous-produit du pétrole brut (sous-produit). La récupération à partir des champs gaziers.

Il est utilisé dans plusieurs domaines tels que :

Source d'énergie domestique ;

Climatisation

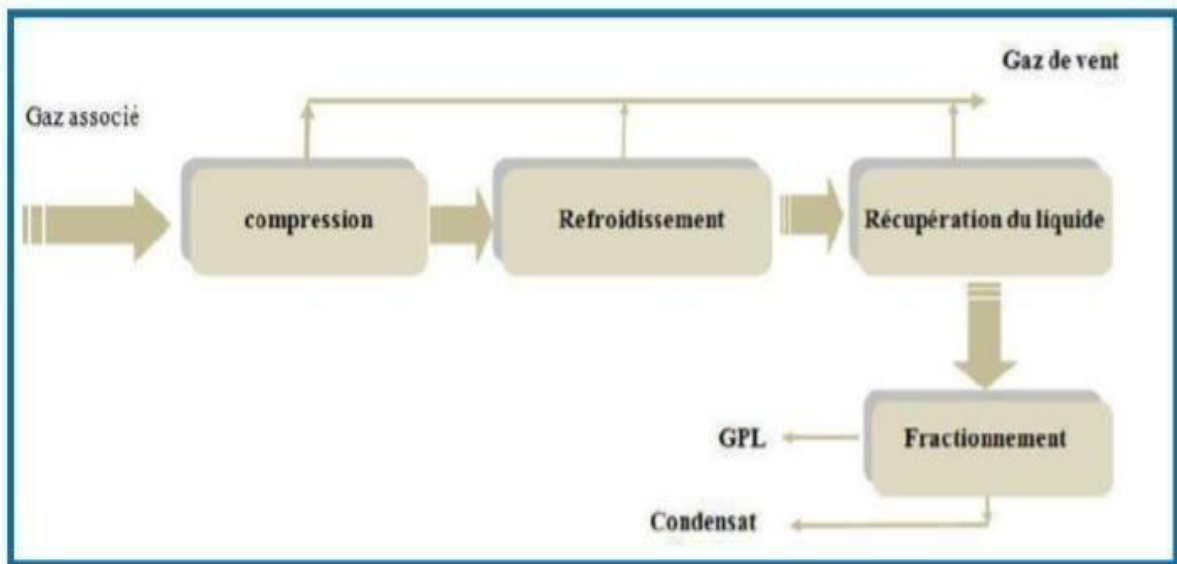
Carburant.

Le gaz associé venant d'un mélange brut qui subit :

Compression après l'élimination des liquides

Refroidissement par échanges thermiques et par détentes ;

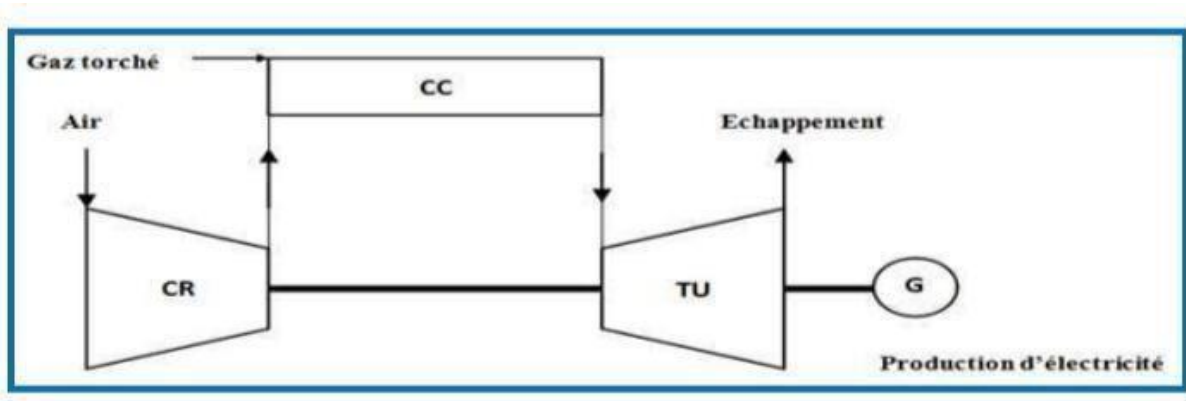
Récupération des liquides et fractionnement afin de séparer ces liquides en GPL et Condensat produit. [10]



FigureIII.4: Mode de récupération de GPL.

### III.2.4. Production d'électricité

L'utilisation du gaz associé en tant que carburant pour un générateur électrique afin de produire l'électricité pour la distribution ou bien pour la consommation interne, généralement utilise une turbine



**Figure III.5 :** Mode de récupération par production d'électricité [10].

Le rôle du compresseur est de comprimer le fluide. La compression peut se faire volume par volume ; et on retrouve là le principe de fonctionnement des compresseurs dits volumétriques, ou bien en imprimant une certaine vitesse au fluide qui est transformée ensuite, par des mécanismes appropriés, en pression; c'est de cette façon que fonctionnent les turbocompresseurs utilisés dans le cas des turbomoteurs car ils permettent de comprimer de grands débits. Parmi les turbocompresseurs on distingue :

Les compresseurs centrifuges.

Les compresseurs axiaux [15].

Le rôle de la chambre de combustion consiste à brûler un mélange d'air provenant du compresseur et de carburant (gaz associé) et à canaliser les gaz issus de la combustion vers la turbine (transformation de l'énergie chimique potentielle contenu dans le carburant en énergie calorifique).

Les turbines des turbomoteurs sont le siège d'une détente adiabatique qui transforme l'énergie disponible dans le fluide actif en énergie mécanique. Il existe deux types de turbines :

**Turbine axiale :** Un étage d'une turbine axiale est composé d'une grille d'aubes fixes appelée distributeur et d'une grille d'aubes mobiles appelée roue.

**Turbine centripète ou radiale :** Elle est également constituée de deux éléments qui sont le distributeur et le rouet.

### **III.3. Les engagements internationaux pour lutter contre le changement Climatique**

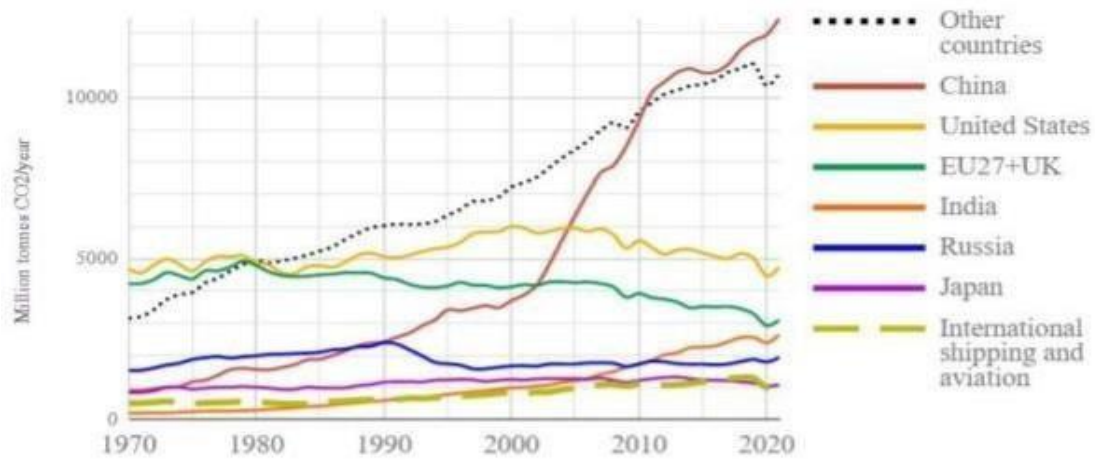
Depuis que les chercheurs ont attribué une part importante de la responsabilité du changement climatique aux émissions de gaz à effet de serre, la communauté internationale s'engage à combattre ce phénomène.

#### **III.3.1 Le premier Sommet de la Terre**

L'engagement de la communauté mondiale dans la lutte contre les émissions de CO<sub>2</sub> trop élevées et leurs répercussions climatiques débute en 1988. En cette année, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, communément appelé GIEC, a été établi par l'Organisation météorologique mondiale et le Programme des Nations unies pour l'environnement. Il incombe à ses 2500 membres de collecter périodiquement (environ tous les six ans) les informations scientifiques, de les condenser et d'examiner l'état des savoirs concernant le risque du changement climatique. Il a publié son premier rapport en 1990.

Le premier Sommet de la Terre se déroule à Rio de Janeiro (Brésil) en juin 1992, rassemblant la majorité.

La Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC) est adoptée par divers pays. Elle contraint ses 166 pays signataires à combattre le réchauffement climatique d'origine humaine. En 1997, les participants à la Convention se réunissent à Kyoto dans le but de définir des objectifs chiffrés pour la diminution des gaz à effet de serre.

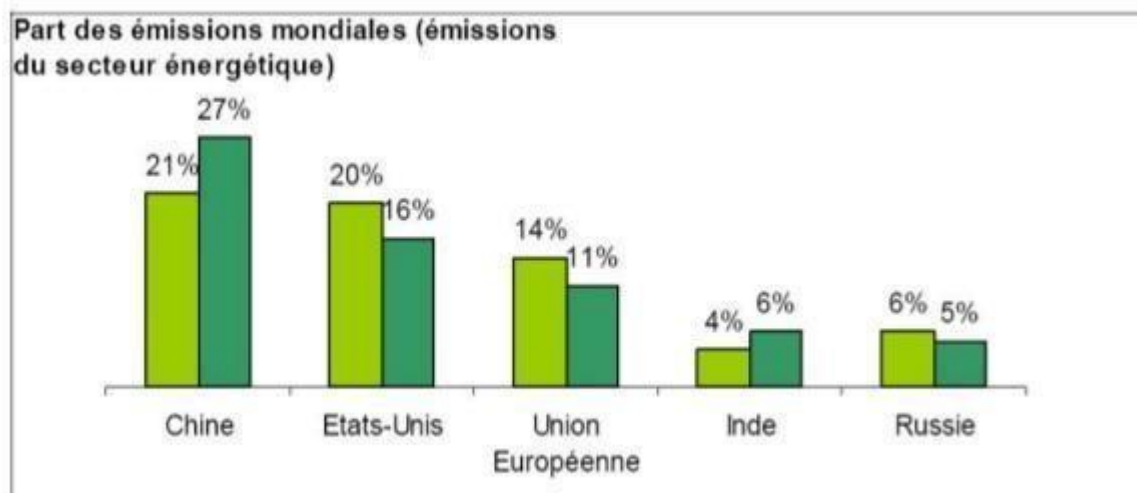


**Figure III.6** :les émission de CO<sub>2</sub> de1970 a 2020.

### III.3.2 Le protocole de Kyoto

Le Protocole de Kyoto a été mis en application en février 2005, après avoir obtenu la ratification d'un nombre suffisant de pays représentant plus de la moitié des émissions de gaz à effet de serre (GES). À ce jour, 175 nations et organisations, ainsi que la Communauté européenne, l'ont adopté. Parmi les pays développés, seuls les États-Unis et l'Australie n'ont pas encore adhéré.

Le protocole envisage un objectif spécifique pour les pays développés : réduire leurs émissions de GES de 5 % entre 2008 et 2012 par rapport à l'année 1990, qui correspond à la date de publication du premier rapport du GIEC devenant ainsi le point de référence. Pendant ces négociations, l'Europe s'est illustrée parmi les signataires les plus dévoués en acceptant un objectif d'abaissement de 8% de ses émissions

Graphique n° 1 : Évolution des 5 plus grands émetteurs de CO<sub>2</sub>, 2007-2020

Source : d'après AIE, WEO 2008

**Figure III.7 :** Evolution des plus grands émetteurs de CO<sub>2</sub>

### III.3.3 Les objectifs ultérieurs pour lutter contre le réchauffement climatique

Les buts établis par le Protocole de Kyoto pour la période 2008-2012 ne représentent qu'une phase. Afin de maintenir les températures à un niveau acceptable, conformément aux objectifs de la Convention Cadre des Nations Unies, il est nécessaire que les membres de la convention fixent des buts plus audacieux. D'après le GIEC, pour prévenir des désastres de grande envergure, il faudrait restreindre l'augmentation de la température mondiale à 2 °C en comparaison avec l'époque industrielle. Il faudrait, à l'échelle planétaire, diminuer les émissions de CO<sub>2</sub> de 50% à 85% d'ici 2050, en comparaison avec les niveaux de 1990.

Il convient de noter que pour les pays qui émettent le plus, cela implique une réduction des émissions de l'ordre de 75 à 80%. Le défi des discussions internationales est de mettre en place un système global qui englobe tous les principaux pollueurs de gaz à effet de serre, y compris les États-Unis, ainsi que les pays en développement comme la Chine, l'Inde et le Brésil. Il faut négocier une révision du Protocole de Kyoto d'ici 2012.

### III.4. Les solutions mises en œuvre pour diminuer l'effet de serre

Le Protocole de Kyoto établit des buts de diminution des émissions de GES pour les pays qui l'ont signé. Pour se conformer à leurs obligations internationales, ils ont la possibilité d'utiliser divers instruments.

#### III.4.1 La maîtrise de l'énergie

Comme nous l'avons déjà mentionné, la transformation des énergies fossiles primaires telles que le charbon, le gaz naturel et le pétrole en énergies finales (comme l'essence ou le diesel, le charbon épuré, l'électricité, etc.) produit des émissions de GES, notamment de CO<sub>2</sub>.

La première approche pour réduire les émissions de gaz à effet de serre est de contrôler la consommation d'énergie. Cela vise à encourager les utilisateurs à changer leurs habitudes, à opter pour des appareils plus économes en ressources et les fabricants à concevoir des produits qui émettent moins de CO<sub>2</sub>.

Que ce soit dans le secteur de l'habitat ou celui des transports, les particuliers peuvent bénéficier d'importantes économies d'énergie. D'après l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), le recours à des appareils électroménagers performants (comme les réfrigérateurs ou les machines à laver) pourrait réduire sa consommation énergétique jusqu'à 50%. L'installation d'un double vitrage réduit les besoins en chauffage de 7%, alors que l'isolation des murs entraîne une diminution de 10 à 15% de la consommation énergétique.

L'application de la même méthode sur le toit peut conduire à des économies allant jusqu'à 20%. L'Ademe souligne aussi que, pour ce qui est du transport, la voiture individuelle est la plus importante source d'émissions de CO<sub>2</sub>, notamment en milieu urbain et lors des embouteillages, quand la circulation impose des arrêts et redémarrages répétés.

Ainsi, la consommation de carburant peut potentiellement se multiplier par deux et le volume de gaz émis pourrait également augmenter proportionnellement. En plus de favoriser l'utilisation des transports publics et des pratiques de conduite « douces », un entretien adéquat du filtre à air peut réduire la consommation de carburant de 10%. Les

fabricants, en partenariat avec le secteur pétrolier, déploient aussi des efforts pour améliorer l'efficacité énergétique des moteurs.



**Figure III.8 :** Pollution due aux installations industrielles.

### III.4.2 Le recours aux énergies renouvelables

On s'attend à ce que les énergies renouvelables (comme le solaire, l'éolien, l'hydraulique, etc.) prennent une place de plus en plus importante en raison de leurs faibles émissions de CO<sub>2</sub> lors de leur conversion en électricité.

En conséquence, les nations européennes ont pris l'engagement de générer 20% de leur électricité grâce à ces énergies d'ici à l'année 2010.

Cependant, même si la production d'électricité photovoltaïque augmente de 40% par an à l'échelle mondiale, cette expansion ne peut pas se traduire par un remplacement notable de la consommation d'énergie fossile avant plusieurs dizaines d'années.



**Figure III.9:** Différents modes d'énergies renouvelables.

### III.4.3 L'utilisation des énergies fossiles plus pauvres en carbone

Il est aussi recommandé de remplacer les énergies fossiles par d'autres sources. Effectivement, le passage du charbon au gaz naturel comme source d'énergie entraîne une diminution de plus de 40% des émissions de CO<sub>2</sub>. Depuis les années 70, le gaz naturel s'est imposé comme la ressource fossile ayant connu l'évolution la plus marquée. Néanmoins, l'utilisation du charbon continue de croître considérablement, surtout aux États-Unis et en Chine. En Chine, environ 70% de l'électricité est générée à partir du charbon.

### III.4.4 La reforestation, le captage et stockage du CO<sub>2</sub>, une option complémentaire

D'après le scénario de base de l'Agence internationale de l'énergie, la demande globale en énergie devrait augmenter de plus de 50% entre 2004 et 2030, principalement à cause du développement croissant des pays en voie de développement.

Bien que les énergies renouvelables combleront une part de plus en plus importante des besoins, les énergies fossiles continueront à répondre à près de 90% de la demande. Ainsi, les émissions mondiales de CO<sub>2</sub> provenant de la combustion des combustibles fossiles devraient augmenter durant cette période. On estime raisonnablement que cette croissance est de 62 %.

Pour parvenir à un équilibre entre l'exploitation des ressources fossiles et la réduction des émissions de GES associées aux activités humaines, toutes les options doivent être envisagées.

La reforestation peut aider à renforcer le puits de carbone en capturant naturellement une fraction du CO<sub>2</sub> relâché dans l'air.

Le dernier rapport du GIEC souligne l'avantage de cette stratégie, tout en précisant que cet avantage ne sera durable que si les forêts sont gérées et leur bois conservé.

Le dernier rapport du GIEC insiste sur le bénéfice de cette approche, mais rappelle que ce bénéfice n'est pérenne que si les forêts sont exploitées et leur bois stocké.

Dans ce cadre, une alternative technologique supplémentaire est en cours d'examen. Cela concerne la capture et le stockage géologique du CO<sub>2</sub>.

Elle vise à capter ce gaz à effet de serre dès son lieu de production et à le réinsérer dans le sous-sol. Ainsi, il ne sera plus en mesure de contribuer au réchauffement climatique mondial. Cette approche est soutenue par les institutions européennes, en complément des autres initiatives.

La Présidence du Conseil européen, lors de ses réunions des 8 et 9 mars 2007, a pressé « les États membres et la Commission à intensifier leurs efforts en matière de Recherche et Développement, tout en définissant le cadre technique, économique et réglementaire nécessaire pour l'implémentation, si cela est réalisable d'ici 2020, de technologies écologiques de capture et stockage du dioxyde de carbone ainsi que de nouvelles centrales électriques alimentées par des combustibles fossiles ».

Elle s'est également réjouie « de la volonté de la Commission d'élaborer un mécanisme destiné à encourager la construction et l'exploitation, d'ici à 2015, d'un certain nombre (pouvant atteindre jusqu'à douze) d'installations démonstratives pour les technologies durables liées aux combustibles fossiles pour la production d'électricité destinée à la commercialisation ».

### **III.5 Conclusion :**

L'objectif de cette recherche est de démontrer que l'industrie pétrolière et gazière s'apprête à adopter une technologie novatrice qui produira des impacts considérables à court et moyen terme.

Cette technologie destinée à réduire les écarts entre la phase de production et la phase de consommation dans l'industrie des hydrocarbures n'a pas encore révélé toutes les implications qu'elle pourrait engendrer.

Elle aura un impact sur tous les secteurs de l'industrie des hydrocarbures dans un laps de temps qui n'excédera pas 10 ans.

Cette dernière conserve un grand potentiel de croissance auquel nos industriels et experts peuvent contribuer.

Pour se développer initialement, cette technologie a besoin de conditions économiques propices, comme une fiscalité allégée et un coût de vente du gaz diminué, ainsi qu'un environnement industriel local attrayant (présence d'un réseau industriel). C'est sur ce fondement que les analystes ont réalisé leurs évaluations économiques.

## Chapitre IV:

---

**Calcule et  
résultats**

## Introduction :

Les L'accroissement de la demande mondiale en pétrole et en gaz a conduit à une amplification du phénomène de torchage. Par ailleurs, toutes les raffineries disposent de systèmes de torchères pour assurer la sécurité et relâcher la pression lors de situations anormales. Bien que généralement perçue comme une méthode sûre et efficace pour éliminer les gaz non utilisables, la pratique du torchage a des contraintes liées à son impact environnemental et à sa valorisation énergétique. Effectivement, cette méthode nécessite la combustion des gaz, entraînant des émissions de gaz à effet de serre et un gaspillage de ressources inestimables. S'attaquer au flaring du gaz représente un enjeu de taille, néanmoins, il est réalisable.

En optant pour des approches durables et en instaurant des règlements plus rigoureux, nous pouvons sauvegarder la planète contre les conséquences préjudiciables de cette activité et garantir un futur plus pérenne.

### Evaluation économique du torchage des gaz :

Sur le tableau ci-dessous est représentée la composition des gaz torchés au niveau de L'UTBS

Constituants	Composition. % mol
C <sub>1</sub> (méthane)	72.08
C <sub>2</sub> (éthane)	20.82
C <sub>3</sub> (propane)	2.29
i-C <sub>4</sub> (iso-butane)	0.07
NC <sub>4</sub> (butane)	0.24
i-C <sub>5</sub> (iso-pentane)	0.05
NC <sub>5</sub> (pentane)	0.06
C <sub>6</sub> (Hexane)	0.12
N <sub>2</sub>	2.77
CO <sub>2</sub>	1.50

Tableau IV- 1 : Composition des Gaz torché a L'UTBS Hassi Messaoud

Dans ce qui suit nous allons effectuer 2 types de calculs :

Le premier calcul concernera l'estimation des pertes économiques dues au torchage en calculant la quantité torchée de chaque composant du gaz. Ensuite, on va évaluer la perte économique de chaque composant brûlé.

Le deuxième calcul concernera la quantité de CO<sub>2</sub> émise par le torchage des gaz afin d'estimer l'impact de l'Algérie sur les changements climatiques et l'effet de serre comparé aux autres pays.

Pour effectuer le premier calcul, nous avons pris les données de l'année 2023 dans laquelle l'Algérie a torché 8.2 milliards de m<sup>3</sup>. Le volume de chaque gaz torché a été calculé en se basant sur sa composition indiquée sur le tableau III.1

Volume de C1 :

$$\begin{cases} 8.2 \times 10^9 \text{ m}^3 \rightarrow 100 \% \\ V_{C1} \rightarrow 72.08\% \end{cases}$$

$$V_{C1} = \frac{8.2 \times 10^9 \times 72.08}{100} = 5.91 \times 10^9 \text{ m}^3$$

$$V_{C2} = \frac{8.2 \times 10^9 \times 20.82}{100} = 1.70 \times 10^9 \text{ m}^3$$

$$V_{C3} = \frac{8.2 \times 10^9 \times 2.29}{100} = 1.87 \times 10^8 \text{ m}^3$$

$$V_{i-C4} = \frac{8.2 \times 10^9 \times 0.07}{100} = 5.74 \times 10^6 \text{ m}^3$$

$$V_{i-C5} = \frac{8.2 \times 10^9 \times 0.05}{100} = 4.1 \times 10^6 \text{ m}^3$$

Pour estimer les pertes économiques, nous allons évaluer la valeur de chaque composant en se basant sur son prix de vente. Le seul prix existant est celui du méthane C1 qui est de 1,08 €/m<sup>3</sup>. Le prix du reste des composants peut varier en fonction de plusieurs facteurs notamment : la région géographique, la disponibilité, la demande et les coûts de production.

En l'absence du prix des autres composants (C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub>, C<sub>5</sub> et C<sub>6</sub>), nous les avons estimés à la moitié du prix du méthane soit 0,54€/m<sup>3</sup>. Le calcul du prix de chaque composant est montré ci-dessous :

Pour le méthane :  $5,91 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{an} \times 1,08 \text{ €/m}^3 = 6\,382\,800\,000 \text{ €/an}$ .

Pour les autres gaz, le calcul se fait de la même manière en estimant leur valeur à 0,54 € :

- Pour C<sub>2</sub> :  $1,70 \times 10^9 \times 0,54 = 918\,000\,000 \text{ €/an}$
- Pour C<sub>3</sub> :  $1,87 \times 10^8 \times 0,54 = 100\,980\,000 \text{ €/an}$
- Pour i-C<sub>4</sub> :  $5,74 \times 10^6 \times 0,54 = 3\,099\,600 \text{ €/an}$
- Pour i-C<sub>5</sub> :  $4,1 \times 10^6 \times 0,54 = 2\,214\,000 \text{ €/an}$
- Pour C<sub>6</sub> :  $9,84 \times 10^6 \times 0,54 = 5\,313\,600 \text{ €/an}$

Composants	Volume (m <sup>3</sup> /an)	torché	Prix du m <sup>3</sup> (€/m <sup>3</sup> )	Prix de volume (€/an)
C <sub>1</sub>	5.91×10 <sup>9</sup>		1.08	6 382 800 000
C <sub>2</sub>	1.70×10 <sup>9</sup>		0.54	918 000 000
C <sub>3</sub>	1.87×10 <sup>8</sup>		0.54	100 980 000
i-C <sub>4</sub>	5.74×10 <sup>6</sup>		0.54	3 099 600
i-C <sub>5</sub>	4.1×10 <sup>6</sup>		0.54	2 214 000
C <sub>6</sub>	9.84×10 <sup>6</sup>		0.54	5 313 600
	<b>V<sub>o</sub> a<sub>e</sub></b>	7 816 680 000		<b>Perte totale</b> 7 412 407 200

**Tableau IV- 2 :** Estimation des pertes économiques par due au Torchage

D'après les résultats, le torchage du gaz en Algérie est responsable de la perte de 7 816 680 000 milliards de m<sup>3</sup> de gaz par an, représentant une perte financière.

Colossale de 7 412 407 200 euros. Ce gaspillage insensé prive le pays d'une ressource économique vitale et dilapide de l'argent, de l'énergie et des opportunités de développement.

Au-delà de la perte directe de revenus, le torchage du gaz entraîne des impacts économiques indirects dévastateurs. Des emplois sont perdus dans l'industrie du gaz, car le gaz n'est pas capturé et traité pour être utilisé.

Il est donc indispensable de stopper ou du moins de réduire cette pratique nuisible et de transformer le torchage du gaz en une opportunité pour l'Algérie.

Nous avons par la suite calculé la quantité de CO<sub>2</sub> émise par le torchage de ces gaz. Le calcul a été réalisé en supposant que la combustion de chaque gaz est totale et qu'elle génère du CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>O selon les réactions suivantes :



Le calcul de la quantité de CO<sub>2</sub> produite a été fait comme suit :

On détermine d'abord la quantité de CO<sub>2</sub> selon chaque réaction en (g), ensuite on transforme la masse produite en volume (m<sup>3</sup>) en utilisant la masse volumique.

La masse volumique de chaque gaz torché et celle de CO<sub>2</sub> sont données ci-dessus [15]

$$\rho_{\text{CH}_4} = 0,6709 \text{ kg/m}^3$$

$$\rho_{C_2H_6}=1,2822 \text{ kg/m}^3$$

$$\rho_{C_3H_8}=2,0098 \text{ kg/m}^3$$

$$\rho_{C_4H_{10}}=2,5436 \text{ kg/m}^3$$

$$\rho_{C_5H_{12}}=2,975 \text{ kg/m}^3$$

$$\rho_{C_6H_{14}}=3,23 \text{ kg/m}^3$$

$$\rho_{CO_2}=1,87 \text{ kg/m}^3$$

Le calcul dans le cas de  $CH_4$  s'effectuera comme suit :

$$\rho_{CH_4}= 0,6709 \text{ kg/m}^3 \text{ et } V_{CH_4} = 5.91 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$$

$$m = \rho \times V = 0,6709 \times 5.91 \times 10^9 \rightarrow m_{CH_4} = 3\,965\,019\,000 \text{ kg/an (masse torchée)}$$

De la réaction (1) on calcul la masse de  $CO_2$  formée :

$$m_{CH_4} = n \times M = 1 \text{ mol} \times 16 \text{ g/mol} \rightarrow m_{CH_4} = 16 \text{ g}$$

$$m_{CO_2} = n \times M = 1 \text{ mol} \times 44 \text{ g/mol} \rightarrow m_{CO_2} = 44 \text{ g}$$

$$m_{CO_2} = \frac{3\,965\,019\,000 \times 10^3 \times 44}{16} = 10\,903\,802\,250 \text{ kg/an}$$

$$m = \rho \times V \rightarrow V = m/\rho = \frac{10\,903\,802\,250 \times 10^{-3}}{1.87}$$

$$V_{CO_2} = 5830910,294 \text{ m}^3$$

De la même manière on calcul la quantité de  $CO_2$  formée par la combustion des autres gaz. Le résultat est montré sur le tableau III.2 :

Composants	Volume torché (m <sup>3</sup> /an)	Masse volumique (kg/m <sup>3</sup> )	volume torché de CO <sub>2</sub> (m <sup>3</sup> /an)
C <sub>1</sub>	5.91×10 <sup>9</sup>	0.6709	5 830 910,294
C <sub>2</sub>	1.70×10 <sup>9</sup>	1.2822	1 709 600 000
C <sub>3</sub>	1.87×10 <sup>8</sup>	2.0098	200 980 000
i-C <sub>4</sub>	5.74×10 <sup>6</sup>	2.5436	2 920 052 800
i-C <sub>5</sub>	4.1×10 <sup>6</sup>	2.975	35 875 000
C <sub>6</sub>	9.84×10 <sup>6</sup>	3.23	3 739 20000
<b>Totale</b>	<b>7 816 680 000</b>		<b>6 954 715 340</b>

**Tableau IV- 3 :** Quantité de CO<sub>2</sub> émise par le torchage des gaz en 2023

Un total de plus de 6954715340 de m<sup>3</sup> ont été produits par le torchage de 8.2

Milliards de gaz en 2023. Si on multiplie ce volume par dix en supposant qu'il reste sensiblement le même, on peut avoir une idée sur l'énorme quantité de CO<sub>2</sub> émise pendant une décennie et ceci uniquement par l'Algérie qui est classée 5<sup>eme</sup> dans le monde. Si on lui ajoute les quantités de CO<sub>2</sub> produites par les autres Pays (Russie, Irak, Iran et Etats Unis), cela donnera des quantités phénoménales de CO<sub>2</sub> libéré dans l'atmosphère qui contribuera de manière significative au changement climatique, aggravant ses effets néfastes sur l'environnement et les populations.

Le CO<sub>2</sub> est un gaz à effet de serre. Il entraîne le réchauffement climatique qui va accélérer les événements météorologiques extrêmes et la perte de biodiversité.

Les dégâts environnementaux causés vont entraîner des coûts supplémentaires pour la restauration des écosystèmes. Ceci révèle une réalité alarmante et soulignent l'urgence de s'attaquer à cette pratique nuisible.

En plus du CO<sub>2</sub>, le torchage du gaz libère des particules fines, des oxydes d'azote et du monoxyde de carbone. Ces polluants atmosphériques dégradent la qualité de l'air, provoquant des problèmes respiratoires, des maladies cardiaques et d'autres problèmes de santé.

## **Solutions au problème de torchage**

La recherche n'a cessé de développer des solutions afin de minimiser les pertes économiques et l'impact environnemental de cette pratique. Des techniques ont été développées dans certains pays comme : les Etats unis ; la chine. Voici quelques exemples :

### **IV. Valorisation des gaz torches :**

#### **V.1 Réinjection dans le gisement :**

En Algérie, la réinjection du gaz dans les gisements constitue la technique la plus répandue. Cette méthode consiste à réintroduire le gaz dans le gisement, ce qui permet d'atteindre plusieurs objectifs majeurs :

- Maintenir la pression au sein du gisement.
- Améliorer le taux de récupération des hydrocarbures bruts, augmentant ainsi la production.
- Récupérer le gaz injecté via des puits dédiés, pour un traitement ultérieur dans des installations spécialisées.

Pour que le gaz puisse être réinjecté dans le gisement, il est nécessaire d'augmenter sa pression à un niveau suffisant pour surpasser la pression naturelle du gisement. Cette opération implique l'apport d'énergie au gaz réinjecté, ce qui est rendu possible grâce à l'utilisation de compresseurs à gaz.

#### **V.2 Production de l'électricité :**

L'exploitation du gaz torche comme combustible pour alimenter un générateur électrique, dans le but de produire de l'électricité pour la distribution ou la consommation interne, repose généralement sur l'utilisation d'une turbine. Cette turbine, élément central du système, est composée de plusieurs parties jouant chacune un rôle crucial dans la conversion de l'énergie chimique du gaz en énergie électrique.

### **Conclusion :**

Pour conclure, le torchage du gaz représente un enjeu complexe avec des répercussions économiques et environnementales importantes. En optant pour des approches novatrices et en plaçant nos ressources dans des technologies respectueuses de l'environnement, nous avons la capacité de mettre un terme à cette activité nuisible et de construire un futur plus florissant et durable pour l'humanité et notre planète.

# Conclusion générale :

Notre séjour à l'unité de traitement de brut sud (UTBS) de Hassi-Messaoud, nous a permis d'approfondir nos connaissances théoriques acquises durant notre cursus universitaire. En effet, nous avons visité toute l'unité allant de la séparation jusqu'au torchage des gaz.

Grace à ce stage, nous avons appris à reconnaître les différents équipements utilisés sur place, nous avons pris conscience de la complexité du procédé et de l'importance de chaque étape du traitement qui influe sur la qualité finale du brut stabilisé.

Certains problèmes rencontrés par les responsables de l'unité sont parfois difficiles à résoudre à cause de la vétusté des équipements et le manque d'investissement.

A cause du manque de données concernant cette opération, nous nous sommes limitées à calculer les quantités de CO<sub>2</sub> produit au cours de l'année 2023 par l'opération de torchage et estimer les pertes financières que cela a engendrées.

Nous avons aussi fait des recommandations concernant les alternatives possibles pour limiter les impacts négatifs de cette opération. L'idée était qu'au lieu de brûler des gaz combustibles qui ont de la valeur ajoutée, car ils contiennent des gaz de C<sub>1</sub> à C<sub>6</sub>, ils peuvent être utilisés dans de nouveaux procédés. Ces alternatives sont déjà pratiquées par certains pays soucieux de la question environnementale. Ces recommandations sont les suivantes :

- La production d'électricité locale à l'aide de turbines à gaz,
- La conversion des gaz en liquide en créant un pôle « pétrochimie » dans la région par la construction d'une unité de GTL qui récupère le gaz des 44 sites.
- La récupération des condensats (C<sub>5</sub>, C<sub>6</sub>) pour récupérer les naphthas légers et lourds, les traiter par reformage, alkylation et isomérisation pour les transformer en essences de haute qualité et des monomères pour l'industrie de polymère.

## Références bibliographiques :

- [1] : Document de la bibliothèque UTBS.:
- [2] : Manuel Opérateur UTBS ; Sonatrach, HASSI MESSOUAD, 2010.
- [3] <https://www.google.com/amp/s/www.connaissancedesenergies.org>
- [4] <https://www.clarke-energy.com/fr/associated>
- [5] Fatma Zohra SELINI «L'impact du projet RGA sur le trochage et la production» 2018.
- [6] Document TOTAL « Manuel de formation-les drains et les torches ».
- [7]<https://www.jeuneafrique.com>.juillet 2018.
- [8] H Bentaleb, Z Daoudi «Etude Technique De Récupération Des Gaz Torchés Lors Du Démarrage D'un Train Au Niveau Du complexe G11/Z» Master En Hse Umbb Boumerdes .
- [9]A Bouam, S Aissani, R Kadi « Amélioration des performances des turbine à gaz Revue Des Energie Renouvelable. 2008
- [10]HADJAM Sarra « Etude d'installation des ballons de torche HP, MP et BP par HYSYS au niveau de GUELLALA» 2018
- [11] <https://www.algerie-eco.com> .juillet 2018 .
- [12] <https://www.gazprom-energy.fr/gazmagazin> .aout 2018.
- [13] Sur la base des données de l'agence américaine de protection de l'environnement(EPA).

[14] L'initiative zéro routing flaring by 2030 associe également des institutions de développement. juillet 2018.

[15] MEDDOUR Abdelhakim et REHAIEM Abdelouahed « Récupération des gaz torchés au niveau de champ ROM (RHOURE OULED MESSAOUD) » Master en GC, UKM Ouargla, 2013.

[16] «Torchage gaz naturel une dilapidation qui perdure» L'économiste Maghrébin[En ligne] :

<https://www.leconomistemaghrebin.com/2014/04/21/tunisie-torchage-gaz-naturel-dilapidation-perdure/>.

[17] F. Z. SELINI, «L'Impact du projet RGA sur le trochage et la production,» Mémoire de master2018.

[18] «Flare and vent disposal systems,» PetroWiki [En ligne] :

[https://petrowiki.spe.org/Flare\\_and\\_vent\\_disposal\\_systems#cite\\_ref-r2\\_2-12](https://petrowiki.spe.org/Flare_and_vent_disposal_systems#cite_ref-r2_2-12).

[19] AKRETCHE Saïd, Les GTL, une autre forme de valorisation du gaz naturel, Application en Algérie, 30 et 31 janvier 2002, consulté à 20/04/2013

[20] M. Rahimpour, Z. Jamshidnejad , S. Jokar, G. Karimi, A. Ghorbani et A. Mohammadi, 2012 «A comparative study of three different methods for flare gas recovery of Asalooye Gas Refinery,» Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2011