

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE
Université d'EL-OUED

FACULTE DES SIENCE THECNIQUE
Département Génie des procédés



Spécialise : Raffinage

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

Présenté pour l'obtention du diplôme de

LICENCIE

THEME



*Simulation de récupération des
gaz torche*

Réalisé par :

- *LAKHAL Boualam*
- *SADALLAH Yahia*
- *HAMMI Youcef*

Encadrement par :

ZAIZ Toufik

2012-2013

REMERCIEMENTS

*Nous remercions beaucoup le grand dieu
miséricordieusement qui nous a donné le
courage, la force et la volonté pour continuer
ce travail.*

*Nous tenons à remercier toute personne ayant
donné son aide et a contribué activement de
prés ou de loin pour la réalisation de ce
modeste travail.*

*Nous remercions particulièrement :
Notre encadreur "TOFIK ZAIZ" qui a dirigé ce
travail et pour l'encouragement et les
nombreux conseils dont nous ont été
bénéfiques.*

*Nous remercions spéciale le responsable de
laboratoire **khachkhouché abd alrahman** qui
laide nous*

*En fin, mon profonde gratitude aux membres
du jury qui vont juger ce travail.*



Dédicaces

J'ai le grand honneur de dédier ce travail A ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance.

A la très chère mère

A le très cher père

A mes frères : bilale, bader eldine , mohamed lamine et lahsen.

Et ma sœur : fatima alzohra. etsouad

A mon copain de chambre : hosine zemmali.

A toute ma famille lakehal.

A mes amies d'enfance

A tous mes Amis sans exception.

A tous ceux que j'aime

BOUALAME.



Dédicaces

J'ai le grand honneur de dédier ce travail A ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance.

A la très chère mère

A le très cher père

A mes frères Et mes sœurs

A toute ma famille SADALLAH.

A mes amies d'enfance

A tous mes Amis sans exception.

A tous ceux que j'aime

YAHAI



Dédicaces

J'ai le grand honneur de dédier ce travail A ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance.

A la très chère mère

A le très cher père

A mes frères Et mes sœurs

A toute ma famille hammi.

A mes amies d'enfance

A tous mes Amis sans exception.

A tous ceux que j'aime

YOUCEF

LISTE DES TABLEAUX

Tab.I.1. La composition molaire du GPL est variable selon leur source.....	5
Tab.I.2. Présente la quantité de GPL dans les raffineries D'ALGERIE.....	8
Tab.I.3. Offre potentielle de gaz - Scénario haut (en Gm ³).....	12
Tab.I.4. Offre potentielle de gaz - Scénario de référence (en Gm ³).....	13
Tab.I.5. Demande mondiale de gaz par région (Cas de base).....	15
Tab.I.6. Demande mondiale de gaz par région (Scénario Alternatif).....	15
Tab.II.1. Toutes valeurs 2004, Gm ³ /an, origine GGFR.....	25
Tab. IV.1. Les différents modèles thermodynamiques.....	55
Tab. IV.2. Les composition de Gaz Naturel.....	57
Tab.IV.3. Conditions de Gaz Naturel.....	57
Tab.IV.4. Pourcentage de gaz méthane et CO ₂ dans le gaz de torche avant et après la combustion.....	58
Tab. IV.5. Les composition de Gaz torche.....	60
Tab.IV.6. Conditions de Gaz torche.....	60
Tab.VI.7. Paramètres actuels du fonctionnement de la turbine à gaz.....	61
Tab.IV.8. La composition de Gaz torche et Gaz turbine.....	62
Tab.IV.9. Quantité d'énergie Electricité produite.....	62
Tab. IV.10. Les composition de Gaz burle.....	63
Tab.IV.11. Conditions de Gaz burle.....	63

Tab.IV.12. La composition de Gaz burle et Gaz synthèse.....64

LISTE DES FIGURE

Fig.I.1. Colonne distillation de pétrole.....	4
Fig. I.2. Evaluation de la production d'énergie primaire en ALGERIE (1000 TEP).....	7
Fig.I.3.offre prévisionnelle national de GPL(en MT).....	8
Fig.I.4.production de gaz naturel en Algérie.....	17
Fig.I.5.la réparation de réserves gazières en Algérie.....	18
Fig.II.1.Evolution de la récupération des gaz associés torchés (1970-2003).....	21
Fig.II.2. Combustion complète.....	22
Fig.II.3. Combustion incomplète Fumée indiquant la présence du CO dans les produits de combustion.....	23
Fig.II.4.. Prix des énergies en USD 2006, période 1980-2030.....	24
Fig.II.5.image de torche.....	26
Fig.II.6.Concentration des principaux gaz à effet de serre.....	29
Figure II.7.Fonctionnement général de l'atmosphère.....	29
Figure .II.8.Augmentation des concentrations du gaz carbonique.....	30
Fig.II.9.Evolution des températures moyennes de l'air au niveau du sol depuis 1880. La baisse de 1945 à 1970 est probablement due à la pollution locale qui a entraîné un refroidissement (voir plus loin) pendant les "trente glorieuses", période d'intense activité industrielle. Source: GIEC.....	31
Fig.III.1.Schéma fonctionnel de la configuration du processus global de FischerTropsch.....	38
Fig.III.2.Les réactions possibles du gaz de synthèse.....	38
Fig.III.3.Coupe longitudinale d'une turbine à gaz : principaux organes.....	37

Fig.IV.1.Image hysys présente l'équipement d'unité pétrolier pour récupérer les gaz de torché (propane et méthane.....	46
Fig.VI.2.Image hysys présente l'équipement d'unité pétrolier pour connaitre résultat de la combustion de gaz.....	47
Fig.IV.1.Unité traitement de gaz naturel.....	57
Fig.IV.2. pourcentage de gaz méthane et CO ₂ dans le gaz de torche avant la combustion.....	59
Fig.IV.3. pourcentage de gaz méthane et CO ₂ dans le gaz de torche après la combustion.....	59
Fig.IV.4.schéma du procédé de simulation de la plan d'énergie Electricité.....	61
Fig.IV.5. Schéma du procédé de simulation du plan GTL.....	63
Fig.IV.6. pourcentage de gaz méthane, CO et CO ₂ dans le gaz brule.....	64
Fig.IV.7. pourcentage de gaz méthane, CO et CO ₂ dans le gaz synthèse.....	65
.	
.	

Chapitre I

Généralité pétrole, GPL et GNL

❖ I.1.Introduction.....	1
❖ I.2. Pétrole.....	1
➤ I.2.1. Histoire de pétrole.....	1
➤ I.2.2. Origine du pétrole.....	2
➤ I.2.3. Installation de pétrole.....	2
➤ I.2.4.Produits de distillation de pétroles bruts partiels.....	3
❖ I.3. Gaz pétrole liquéfié (GPL).....	4
➤ I.3.1.Définition des GPL	4
➤ I.3.2.La composition molaire du GPL est variable selon leur source.....	5
➤ I.3.3.Lés sources des GPL	5
➤ I.3.4.Lés caractéristiques générales des GPL.....	5
➤ I.3.5.Le GPL en Algérie	6
✓ I.3.5.1. La production nationale du GPL	6
✓ I.3.5.2. La consommation nationale du GPL	8
✓ I.3.5.3 Exportation du GPL	9
➤ I.3.6.Domaines d'utilisation du GPL	9
➤ I.3.7.Conclusion pour le GPL.....	10
❖ I.4.Gaz naturel.....	10
➤ I.4.1. Introduction	10
➤ I.4.2.Gaz naturel dans le monde	11
➤ I.4.2.1. Réserves de gaz	11
✓ I.4.2.2. Durée de vie des réserves gazières	11
✓ I.4.2.3. Production mondiale du gaz naturel	12
✓ I.4.2.4. Demande mondiale en gaz naturel	13
♦ I.4.2.4.1. Demande actuelle de gaz	13
♦ I.4.2.4.2. Demande potentielle d'énergie et de gaz	14
➤ I.4.3. Le gaz naturel en Algérie.....	16
✓ I.4.3.1. Richesse Algérienne en gaz naturel	17
✓ I.4.3.2.Les réserves gazier en Algérie.....	17
➤ I.4.4. Caractéristique de gaz naturel	18
✓ I.4.4.1. Densité	18
✓ I.4.4.2. Pouvoir calorifique	18

- I.4.5. Composition chimique d'un gaz naturel.....19
- I.4.6. Les type de gaz naturel20

Chapitre II

Les torches et présentation des problèmes

- ❖ II.1. Les torches.....21
 - II.1.1 Introduction.....22
 - II.1.2 Le torchage dans l'industrie du pétrole et du gaz.....22
 - ✓ II.1.2.1 Pourquoi on torche?.....22
 - ✓ II.1.2.2 Les produits du torchage.....22
 - II.1.3. Origines et raisons du torchage23
 - II.1.4. Volumes de gaz torchés24
 - II.1.5. Le torchage continu25
 - II.1.6. Le torchage opérationnel26
 - II.1.7. Le torchage de démarrage26
- ❖ II.2. Présentation des problèmes27
 - II.2.1. Méthodologie d'étude.....27
 - ✓ II.2.1.1. L'objet de l'étude.....27
 - ✓ II.2.1.2. Problématique.....27
 - ✓ II.2.1.3 La Démarche méthodologique.....27
 - II.2.2. Impact économique des gaz torchés28
 - II.2.3. Impact environnemental28

Chapitre III

Méthode de récupération des gaz

- ❖ III.1. Introduction.....34
- ❖ III.2. La Technologie GTL (Gaz-To-Liquide).....34
 - III.2.1. Production de Gaz de Synthèse.....38
 - III.2.2. La Synthèse Fischer-Tropsch (SFT).....41
 - ✓ III.2.2.1. Les différentes réactions qui se déroulent au courant de la synthèse Fischer-Tropsch.....42

❖ III.3. Electricité génération d'une turbine à gaz.....	42
➤ III.3.1. Production d'électricité.....	42
➤ III.3.2. Définition (turbine à gaz).....	43
➤ III.3.3. Principe de fonctionnement	44
✓ III.3.3.1. Principes.....	46
➤ III.3.4. Applications	47
✓ III.3.4.1. Réalisation pratique.....	47
✓ III.3.4.2. Limites techniques. Avantages.....	48
✓ III.3.4.3. Turbocompresseur.....	51
✓ III.3.4.4. Propulsion.....	52
✓ III.3.4.5. Moteur.....	52
➤ III.3.5. Conclusion	52

Chapitre VI

Calculs et discussions

❖ IV. 1. Introduction.....	54
❖ IV. 2. Présentation du simulateur HYSYS	54
➤ IV. 2. 1. Importance des logiciels	54
➤ IV. 2. 2. Définition	54
➤ IV. 2. 3. Conception générale du logiciel	54
✓ IV. 2. 3. 1. La base de données	54
✓ IV. 2. 3. 2. Bibliothèque des équipements.....	55
✓ IV. 2. 3. 3. La bibliothèque thermodynamique	55
✓ IV. 2. 3. 4. Système d'unité.....	56
✓ IV. 2. 3. 5. Système de simulation.....	56
❖ IV.3. Calculs et discussions.....	56
➤ IV.3.1. Calculs et discussions pourcentage des Gaz méthane et Gaz CO ₂ 6..	56
✓ IV.3.1.1. Les conditions de marche pour l'unité traitement de GNL...	56

✓	IV.3.1.2.Calculs pourcentage des Gaz méthane et Gaz CO ₂ ...	57
➤	IV.3.2.Electricité génération d'une turbine à gaz.....	60
✓	IV.3.2.1.Les conditions de marche pour turbine à gaz.....	60
✓	IV.3.2.2.Calcul la quantité d'énergie produite.....	61
➤	IV.3.3.Le gaz de production de liquide (GTL).....	61
✓	IV.3.3.1.Les conditions de marche pour plan GTL.....	62
✓	IV.3.3.2.Calcul la quantité de gaz synthèse.	63
❖	Conclusion générale	
❖	Référence	

CHAPITRE I

Généralité sur le pétrole, GNL et GPL

I.1.Introduction

Le pétrole est un mélange complexe d'hydrocarbures de différentes familles (paraffiniques, naphthéniques, aromatiques) associés à des composés oxygénés, azotés et sulfurés ainsi qu'à des traces de métaux particuliers (vanadium, molybdène, nickel...etc.). Le pétrole brut est connu depuis la plus haute antiquité. Employé autrefois comme mortier, comme agent d'étanchéité ou encore pour ses propriétés lubrifiantes ou médicinales, le pétrole n'est devenu un grand produit industriel seulement qu'au milieu du XIX^e siècle. Il est en effet d'usage courant aujourd'hui de faire remonter les origines de l'industrie du pétrole à l'année 1859.

I.2. Pétrole

I.2.1. Histoire de pétrole

Ou de l'huile et il est aussi appelé pétrole brut, l'or noir comme un terme littéraire, un liquide épais, inflammable, brun foncé ou brun verdâtre, trouvé dans la couche supérieure de la croûte terrestre. Huile constituée d'un mélange complexe d'hydrocarbures, en particulier des alcanes à chaîne précieuse chimiquement, mais diffère en apparence et la composition et la pureté fortement selon le lieu de l'extraction. C'est une source d'énergie primaire importante selon les statistiques de l'énergie dans le monde. Mais le monde brûler et exploité dans la production de l'énergie électrique et l'exploitation des usines et déplacer le transport et le fonctionnement des moteurs conçus pour se déplacer et à la production d'énergie électrique qui peut être généré par d'autres moyens de fournir de la combustion humaine de cet article chimiquement valeur. Le pétrole est la matière première de nombreux produits chimiques, y compris les engrais, les pesticides, les plastiques et de nombreux outils en plastique et les copeaux et les tubes et les tissus de nylon, soie artificielle et de cuir synthétique et de médicaments.

Le plus grand consommateur de pétrole au monde, les États-Unis d'Amérique consomme seulement environ un quart de la production mondiale est estimée à 80 millions de barils par jour. Ainsi consomme 4% de la population mondiale 25% de la production mondiale de pétrole [1].

Selon la courbe de la production américaine jusqu'en 2005, a transgressé sommet absolu en 1975, atteignant 5 et 9 millions de barils par jour, et depuis cette date tombe peu à peu jusqu'à ce qu'elle atteigne à 4 - 5 millions de barils par jour en 2005. Aujourd'hui, nous pouvons dire que l'Amérique est dépendante des importations de pétrole de 75% assez pour le besoin des 21 millions de barils par jour (comparer la production américaine au sommet de la théorie de Hubert).

I.2.2. Origine du pétrole

- Origine organique

L'explication de l'origine du pétrole par l'évolution géologique de la matière organique a été formulée dès le xix^e siècle ; mais elle était alors fortement concurrencée par des théories impliquant des mécanismes inorganiques, par exemple l'action de l'eau sur des carbures métalliques.

I.2.3. Installation de pétrole

Pendant le processus de liquidation, les constituants chimiques sont séparés par distillation fractionnée du pétrole, un processus qui dépend de la saison des points d'ébullition par rapport (ou volatilité relative) de différents matériaux résultant de la distillation du pétrole. Et produit divers produits pour le point d'ébullition compris les gaz lumière, tels que: le méthane, l'éthane à partir de méthodes de chimie analytique, souvent utilisé dans les services de contrôle de la qualité dans les raffineries de pétrole.

L'huile est constituée d'hydrocarbures, et dans ce tour se compose de composés organiques contenant de l'hydrogène et du carbone. Et certaines des parties non-carbones telles que l'azote, le soufre, l'oxygène, et de petites quantités de métaux tels que le vanadium, le nickel, et ces éléments ne dépasse pas 1% de l'huile de l'installation.

Les quatre plus légers sont les alcanes: méthane CH_4 , C_2H_6 éthane, le propane C_3H_8 , C_4H_{10} Bhoutan. Ils ont tous les gaz.

Produits chaîne carbonée en C_{5-7} sont tous légers, facilement vaporisé, naphta pur. Et ils sont utilisés comme solvants et produits de nettoyage à sec et de produits utilisés dans d'autres

séchages rapides. Les chaînes les plus complexes de C_6H_{14} à $C_{12}H_{26}$ à elles sont mélangées ensemble et d'être l'essence (essence). Le kérosène est fabriqué à partir de C_{10} à C_{15} chaîne carbonée. Suivi par le carburant diesel et poêles à mazout dans la gamme C_{10} - C_{20} . Les fiouls lourds utilisés dans les moteurs de bateau. Tous ces véhicules huile liquide à température ambiante.

I.2.4. Produits de distillation de pétroles bruts partiels

Les huiles lubrifiantes et graisses semi-solide et la vaseline allant de C_{16} à C_{20} .

Les chaînes de meilleurs C_{20} solides forment, à partir de la cire de paraffine, puis goudron, bitume, d'asphalte, de la présence de ces matières lourdes en bas de la tour de distillation.

Donne la séquence suivante des composants huileux résultant dans l'ordre de leurs points d'ébullition, sous l'influence de la pression atmosphérique dans la distillation fractionnée en degrés Celsius:

- ✓ Éther de pétrole: 40 à 70 ° C est utilisé en tant que solvant
- ✓ Légère d'essence: 60 - 100 ° C est utilisé comme carburant pour les voitures
- ✓ Essence lourde: de 100 à 150 ° C est utilisé comme carburant pour les véhicules
- ✓ Lumière kérosène: 120 à 150 ° C est utilisé en tant que solvant et de livraison de carburant
- ✓ Kérosène: 150 à 300 ° C est utilisé comme combustible pour moteurs à réaction
- ✓ Diesel: 250 à 350 ° C est utilisé comme / carburant diesel et de chauffage
- ✓ - D'huile lubrifiante: > 300 ° C de l'huile moteur est utilisé De grandes parties restantes: goudron, l'asphalte, la cire, et le carburant restant [11].

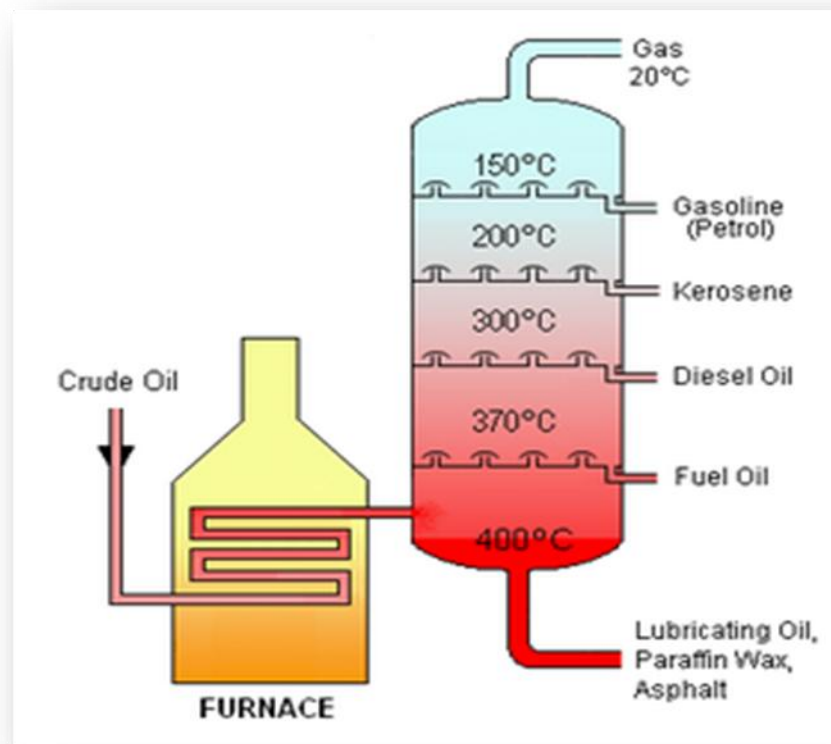


Fig.I.1. Colonne distillation de pétrole

I.3. Gaz pétrole liquéfié (GPL)

I.3.1. Définition des GPL

Le GPL (gaz du pétrole liquéfié) est un mélange gazeux constitué essentiellement de propane C_3H_8 , et de butane C_4H_{10} , et un peu de traces de méthane CH_4 , de l'éthane C_2H_6 et le pentane C_5H_{12} .

Le GPL est un produit gazeux à la température ambiante et pression atmosphérique.

Il est liquéfié à faible pression (4 à 5 bar) et une température très basse pour faciliter son transport, stockage et sa commercialisation, il se gazéifie au moment de son utilisation.

I.3.2. La composition molaire du GPL est variable selon leur source

Le GPL est l'un des meilleurs combustibles avec le gaz naturel en ce qui concerne le contrôle de l'environnement [7].

Tab.I.1. La composition molaire du GPL est variable selon leur source

Le composant du GPL	Le % molaire
Méthane	0,32
Ethane	1,12
Propane	60,95
Iso butane	15,46
Normal butane	22,14
Iso pentane	0,01

I.3.3. Les sources des GPL

Le GPL est obtenu principalement :

- 1) Dans les raffineries, soit au cours de distillation du pétrole brut ou lors cracking ou de Reforming des produits en vue de la production des essences.
- 2) Au cours des séparations du gaz naturel (GN) qui à pour but de séparer et de récupérer les condensât et GPL (propane, butane, C₅⁺) dans les champs.
- 3) Par liquéfaction du gaz naturel (GP2Z – GL1K) [8].

I.3.4. Les caractéristiques générales des GPL

- ◆ **Odeur** : le GPL est inodore à l'état naturel, mais on doit ajouter un odorant, ce sont des composés sulfures tel que le diéthylmercaptane ou le diméthylsulfide pour des raisons de sécurité, dans des limites à des fin des commercialisations.
- ◆ **Tension de vapeur** : la TVR du GPL est de 8 et 2 bars pour le propane et le butane respectivement à 20° C.

- ◆ **Dilatation** : à l'état liquide, le GPL a un haut coefficient de dilatation dont il faut tenir compte lors de leur stockage (les sphères ne doivent jamais être complètement remplies).
- ◆ **Densité** : aux conditions normales de température et pression, le GPL sont plus lourds que l'air, il est diminué avec l'augmentation de la température à titre exemple :
À 38°C la densité est égale 0,534, la densité est très importante dans le GPL commerciale.
De petites quantités de GPL dans l'eau peuvent former un mélange, c'est pour cela qu'il n'est pas toléré de négliger la moindre consigne de sécurité dans l'industrie du gaz.
- ◆ **Température d'ébullition** : a la pression atmosphérique la température d'ébullition de propane est de -42°C , celle de butane est de -6°C .
- ◆ **Pouvoir calorifique** : c'est la propriété la plus intéressante étant que le GPL est traditionnellement utilisé pour les besoins domestiques :

Iso-butane : PC = 29460 (kcal/kg).

Normal butane : PC = 29622 (kcal/kg).

Propane : PC = 22506 (kcal/ kg).

- ◆ **Impuretés** : le plus important est les soufre, la teneur en soufre est inférieure ou égale à **0,005 %** en masse, ainsi l'eau l'un des impuretés importants.
- ◆ **Le GPL** est non corrosif à l'acier mais généralement aux cuivres et ces alliages ou l'aluminium.

Le GPL n'est aucune propriété de lubrification et cet effet doit être prise en considération lors de la conception des équipements du GPL (pompes et compresseurs) Le GPL est incolores, que ce soit phase liquide ou gazeux [7].

I.3.5. Le GPL en Algérie

I.3.5.1. La production nationale du GPL

Puisque l'Algérie est un pays pétrolier et gazier, l'industrie du GPL est très important, sa production suivi une croissance soutenue en raison de l'intérêt suscité chez les pays industrialisés par cette forme d'énergie idéale pour la protection de l'environnement.

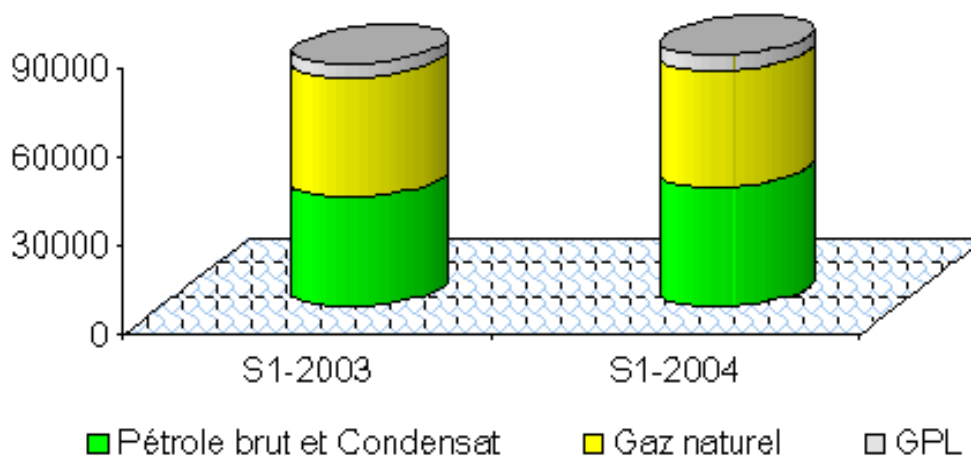


Fig. I.2. Evaluation de la production d'énergie primaire en ALGERIE (1000 TEP)

Jusqu'à 1984 l'Algérie importait du butane en période de pointe, depuis cette date et suite, à la mise en service du complexe GP1Z. La production nationale est largement excédentaire par rapport à la demande d'un marché national.

Durant les dernières années, l'industrie Algérienne du GPL a connue des changements profonds, notamment en matière de production, d'exploitation et dans les activités de transport maritime. Le programme de valorisation des ressources gazières lancé au début des années 90 fait bénéficier aujourd'hui des disponibilités importantes du GPL.

Depuis la mise en exploitation du champ gazier de Hamra en 1996, la production du GPL en Algérie connue un développement rapide [9].

Le niveau de l'offre nationale du GPL est de l'ordre de 5,5 millions de tonnes en 1996, et plus de 7,3 millions de tonnes en 1998, et environ 9 millions de tonnes en 2001, un pic de 12,5 millions de tonnes sera atteint en 2006 lorsque les projets développés auront été mise en service. Cette offre provenant de trois sources différentes :

- 10% obtenus à la suite du raffinage du pétrole brut aux raffineries de Skikda, Arzew, Alger. La production moyenne annuelle de ces raffineries est de l'ordre de 530.000 tonnes réparties dans le tableau suivant :

Tab.I.2.Présente la quantité de GPL dans les raffineries D'ALGERIE.

	SKIKDA	ARZEW	ALGER
GPL	340.000 tonnes	100.000 tonnes	90.000 tonnes

- 11% sont obtenus à l'issue de la liquéfaction du gaz naturel aux complexes de liquéfaction de Sonatrach GL2Z, GL1K et réparti comme suit :

GL2Z : 405.000 tonnes dont 50% en butane.

GL1K : 170.000 tonnes dont 40% en butane.

- 79% sont produits à partir des gisements d'hydrocarbures, suite à la séparation du gaz et le traitement du pétrole brut ; soit 4,35 millions de tonnes.

L'offre du GPL est localisée essentiellement dans la région Ouest à Arzew avec 87%, 9% dans la région Est (Skikda), 2% au Centre et 2% dans le Sud au niveau des champs de Hassi R'mel, Haoudh - Berkaoui et l'Hamra [10].

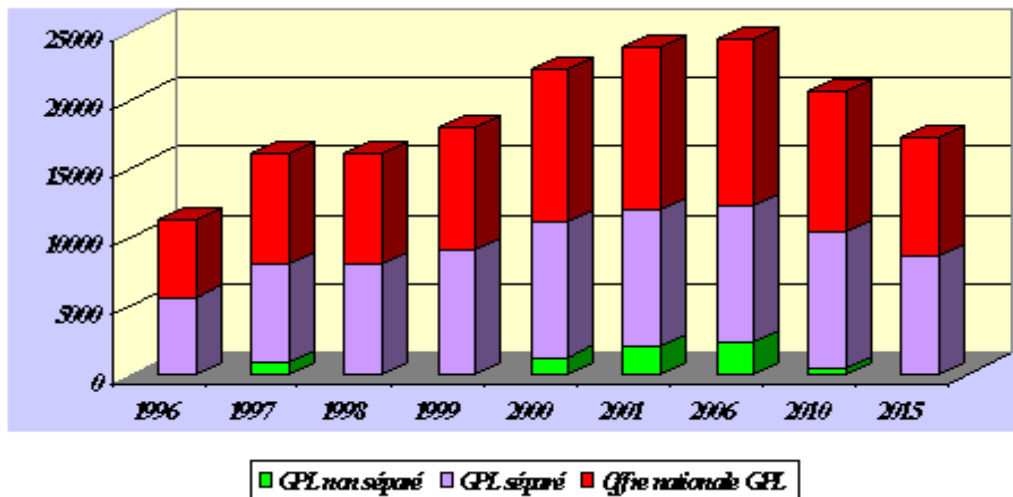


Fig.I.3.offre prévisionnelle national de GPL(en MT).

I.3.5.2. La consommation nationale du GPL

La consommation nationale du GPL a connu un rythme très élevé à partir de 1970, suite à la mise en place de nouvelles capacités d'enfûtage en 1980 par 29 centres en futurs portant la capacité de 1,2 millions de tonnes/an en une équipe, soit l'équivalent de 43 centres en futurs implantés à travers l'ensemble du territoire national.

La consommation est passée de 148.000 tonnes en 1970 (11kg /habitant) et à 720.000 tonnes en 1975 (38kg/habitant) pour atteindre 1,4 millions de tonnes en 1996(51 kg/habitant) [9].

I.3.5.3 Exportation du GPL

Accroissement substantiel des quantités à l'exportation en 2005; 8,5 millions de tonnes dont 6 millions de tonnes en propane.

L'année 1997 illustre parfaitement le rôle de notre industrie sur le marché international.

Les marchés méditerranéens et américains (USA) restent les principaux marchés et représentent près de 75% des exportations.

I.3.6. Domaines d'utilisation du GPL

➤ Le GPL carburant

Si les projecteurs de l'actualité se braquent aujourd'hui sur le GPL/C, il n'en pas moins une déjà une longue histoire.

Dés 1912, aux USA le GPL / C alimentait les voitures, mais cette innovation est restée sans lendemain, car il n'était utilisé que comme carburant de substitution en cas de crises. Il fallut attendre les années 80 pour que la fiscalité devienne favorable dans certains pays et permette le développement des voitures équipées de la bicarburation.

Le GPL/C est largement prouvé ses qualités à être un carburant alternatif avantageux tant au plan économique qu'un plan écologique .Actuellement de nombreux pays possédant une flotte de véhicules roulant au GPL/C, ce sont principalement :

Les Pays-Bas, le Japon, l'Italie, l'Allemagne, la Grande-Bretagne, la France, les USA, l'Espagne, la CIE, le Canada.

Le GPL / C est adopté sous le nom commercial « SIRGHAZ ».

L'indice d'octane élevé du GPL / C permet leur substitution à l'essence sans modification du moteur.

Le niveau alarmant de pollution devrait au contraire favoriser l'utilisation des véhicules GPL/C, car il produit moins de CO₂ et de CO, il ne contient pas de Plomb.

L'introduction massive du GPL/C en Algérie est aujourd'hui une option stratégique, d'une part en raison de l'accroissement de la demande nationale en carburant et d'autre part pour des raisons environnementales cruciales. Il a été introduit en Algérie en 1980.

La demande mondiale en GPL/C atteint 9,6MT en 1994, 12,3MT en 2000, le scénario fort probable sur 20MT en 2010 [10].

I.3.7. Conclusion pour le GPL

L'industrie des GPL et par l'intermédiaire des organisations telle que le forum mondiale du GPL a pour mission de promouvoir ces combustibles gazeux et doit le faire tout ce qui provoque dans le choix de combustibles salubres pour l'environnement et à combustion propre, le gaz naturel et GPL peuvent servir cet objectif et ont leur place dans la résolution des problèmes actuels en matière de l'environnement car il y a une diminution importante de la pollution, donc il permet de réduire la dépendance vis-à-vis des autres sources d'énergie.

I.4. Gaz naturel

I.4.1. Introduction

Le gaz naturel est une énergie primaire non renouvelable bien répartie dans le monde, propre et de plus en plus utilisée. Dispose de nombreuses qualités : abondance relative, souplesse d'utilisation, qualités écologiques, prix compétitifs. La mise en œuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de l'extraction aux utilisateurs, en passant par le stockage, le transport, la distribution.

Le gaz naturel est une énergie fossile comme la houille, le charbon ou le lignite. C'est un mélange dont le constituant principal, de 75 % à 95 %, est le méthane (CH₄). Il est donc composé majoritairement d'hydrogène et de carbone, d'où son nom d'hydrocarbure.

I.4.2. Gaz naturel dans le monde

I.4.2.1. Réserves de gaz

La comparaison des taux d'épuisement des ressources d'hydrocarbures constate que le gaz naturel est une ressource énergétique relativement peu exploitée par rapport au pétrole brute.

En janvier 2004 les réserves totales de gaz dans le monde sont estimées à 202.404 Gm³ plus de 2,2% par rapport à l'année de 2000 dont 146.800 Gm³ de réserves récupérables prouvées. Les réserves prouvées de gaz représentent, en équivalent énergétique, plus de 95 % des réserves prouvées de pétrole brut.

La plus forte part (40%) des réserves totales se trouve en Europe de l'Est, Asie du Nord. En ce qui concerne les réserves prouvées, elles se situent pour 38% en Europe de l'Est, Asie du Nord et 31% au Proche-Orient, les parts des autres régions étant toutes inférieures à 10%.

Par comparaison avec le pétrole brut, dont les deux tiers des réserves prouvées se trouvent au Proche-Orient, le gaz naturel représente une diversification géographique des sources d'énergie dans le monde.

Après trois années de production, les réserves estimées ont encore augmenté de 4% rapport à celles du janvier 1999. L'augmentation est particulièrement importante dans les régions d'Europe de l'Est Asie du Nord et d'Amérique du Nord.

Cette augmentation suit et confirme celle de 22% constatée en 1996 et 1999 et tient en grande partie à l'impact des nouvelles technologies sur le niveau de récupération des réserves avec des prix des énergies quasiment stables : l'essentiel de l'évolution est dû à de nouvelles estimations des ressources des champs de gaz déjà connus.

I.4.2.2. Durée de vie des réserves gazières

La durée de vie (rapport des réserves à la production d'une année donnée) des réserves totales mondiales de gaz est actuellement de 187 ans. Elle est de 68 ans sur la base des seules réserves prouvées, chiffre sensiblement supérieur à celui de 45 ans pour le pétrole. Selon le scénario, la durée de vie des réserves totales connues sera comprise entre 99 et 124 ans en 2010 après déduction des quantités consommées d'ici là.

Les réserves mondiales de gaz sont donc abondantes; leur accroissement a couvert deux fois la production intervenue ces trois dernières années. Elles permettront de fournir les quantités de gaz nécessaires durant le siècle prochain et au-delà.

I.4.2.3. Production mondiale du gaz naturel

La concentration de la production de gaz naturel dans deux pays CEI (communs des états indépendants) et les Etats Unis qui contribuent pour plus de 50% à la production annuelle est très frappante.

Le classement des pays producteurs illustre surtout les problèmes liés au coût élevé du transport du gaz naturel hors CEI et USA. Les principaux producteurs sont proches des grandes marches consommateurs : Canada (USA) Pays- Bas, Royaume-Uni et Algérie.

L'offre mondiale croît rapidement pour se situer dans l'intervalle 2520-2890 Gm³/an en 2000, puis dans l'intervalle 2960-3640 Gm³/an en 2010. Cette croissance se ralentit ensuite dans les deux scénarios, le niveau d'offre potentielle en 2030 étant compris entre 3110 et 4130 Gm³/an. La répartition géographique de l'offre potentielle est présentée dans les tableaux I.3 et I.4. [12].

Tab.I.3. Offre potentielle de gaz - Scénario haut (en Gm³).

Unité : Gm ³ (10 ⁹ m ³)	Réalisé	Potentiel			
	1995	2000	2010	2020	2030
Année					
Afrique	82	136	199	229	230
Asie Centrale & de l'Est	77	142	187	224	255
Asie du Sud Est & Océanie	125	180	219	269	305
Europe de l'Est - Asie du Nord	698	984	1289	1397	1400
Proche-Orient	143	242	373	476	552
Amérique du Nord	714	746	880	943	1026

Amérique du Sud	75	117	163	181	199
Europe Centrale & Occidentale	250	344	330	269	166
Monde	2,164	2,891	3,640	3,988	4,133

Tab.I.4. Offre potentielle de gaz - Scénario de référence (en Gm³).

Unité : Gm ³ (10 ⁹ m ³)	Réalisé	Potentiel			
	1995	2000	2010	2020	2030
Année	1995	2000	2010	2020	2030
Afrique	82	134	168	189	192
Asie Centrale & de l'Est	77	116	142	155	165
Asie du Sud Est & Océanie	125	171	200	204	210
Europe de l'Est - Asie du Nord	698	714	893	947	950
Proche-Orient	143	232	331	408	464
Amérique du Nord	714	734	801	833	854
Amérique du Sud	75	101	131	149	155
Europe Centrale & Occidentale	250	318	290	203	117
Monde	2,164	2,520	2,956	3,088	3,107

L'offre potentielle augmente régulièrement en toutes régions, sauf en Europe Centrale & Occidentale où elle commence à décliner lentement après l'an 2000. Cette baisse n'est significative qu'après 2010 ce qui est une évolution favorable par rapport au précédent rapport où la chute entre 2000 et 2010 fût assez rapide. On notera en outre que des réserves importantes se trouvent à des distances de transport moyennes dans les régions environnant l'Europe Centrale & Occidentale. Les prévisions relatives à l'offre enregistrent des variations mineures comparées à celles des études précédentes.

I.4.2.4. Demande mondiale en gaz naturel

I.4.2.4.1. Demande actuelle de gaz

Entre 1985 et 1995, la demande mondiale d'énergie a augmenté à un rythme moyen de 1,6 % par an pour atteindre 338 EJ. Durant la même période, la croissance a été de 2,2% par

an pour le gaz naturel dont la consommation a atteint 2120 Gm³ (78 EJ) en 1996, soit presque 23 % de la demande d'énergie. Cette croissance de la demande de gaz est proche des prévisions à court terme des études réalisées au triennat précédent. Elle est observée en toutes régions, sauf toutefois en Europe de l'Est et en Asie du Nord où une diminution importante a été enregistrée durant le dernier triennat.

I.4.2.4.2. Demande potentielle d'énergie et de gaz

La consommation mondiale d'énergie continuera de croître pour atteindre 475 EJ en 2010 et 680 EJ vers 2030, soit plus de deux fois le niveau actuel. La croissance sera modérée dans les pays développés qui continueront à investir pour améliorer l'efficacité des usages de l'énergie. Au contraire, une forte augmentation est attendue dans les nouveaux pays industrialisés et les pays en voie de développement, en particulier en Asie et en Afrique, en raison de la croissance de la population et de l'implantation d'activités grosses consommatrices d'énergie aujourd'hui localisées dans les pays développés.

Le scénario de référence pour la demande potentielle de gaz se place dans ce contexte. Selon ce scénario, la demande mondiale atteindra 2550 Gm³ (93 EJ) en 2000, 3200 Gm³ (117 EJ) en 2010 et 4100 Gm³ (150 EJ) en 2030.

La part du gaz dans la demande mondiale d'énergie dépassera 24 % en 2010.

Les estimations sont très proches des prévisions de l'étude précédente pour l'an 2000.

Elles sont par contre plus optimistes pour le long terme (supérieures à 10% en 2030).

L'Amérique du Nord, l'Europe et l'Asie du Nord resteront les principaux marchés gaziers, mais la demande de gaz croîtra plus modérément dans ces régions que dans d'autres.

Le gaz sera néanmoins l'énergie ayant la plus forte croissance dans ces régions avec de nouvelles perspectives notamment dans les domaines de la production d'électricité et du transport (GNV). Dans tous les secteurs de consommation, le gaz naturel contribuera à l'amélioration de l'environnement.

C'est dans les autres régions du monde, et en particulier dans les régions Afrique, Asie Centrale & de l'Est et Proche-Orient que les taux de croissance les plus élevés seront observés.

Ces régions verront leur part dans la demande mondiale de gaz passer de 16 % aujourd'hui à 26 % en 2030. Ces prévisions sont en évolution par rapport à celles de 1994.

La croissance attendue en Europe Centrale & Occidentale est légèrement plus modérée alors qu'elle est au contraire revue nettement à la hausse au Proche-Orient, en Asie Centrale & de l'Est [12].

Tab.I.5. Demande mondiale de gaz par région (Cas de base).

Unité : Gm ³ (10 ⁹ m ³)	Réalisé	Potentiel				
		1994	1995	2000	2010	2020
Année	1994	1995	2000	2010	2020	2030
Afrique	43	49	68	105	145	177
Asie Centrale & de l'Est	139	145	233	342	441	526
Asie du Sud Est & Océanie	68	74	103	132	157	185
Europe de l'Est - Asie du Nord	548	522	614	740	812	883
Proche-Orient	128	144	203	278	337	388
Amérique du Nord	698	727	760	899	980	1,082
Amérique du Sud	68	75	99	134	164	197
Europe Centrale & Occidentale	356	384	467	560	614	650
Monde	2,048	2,120	2,547	3,190	3,650	4,088

Tab.I.6. Demande mondiale de gaz par région (Scénario Alternatif).

Unité : Gm ³ (10 ⁹ m ³)	Réalisé	Potentiel/TD>				
		1994	1995	2000	2010	2020
Année	1994	1995	2000	2010	2020	2030
Afrique	43	49	64	98	138	168
Asie Centrale & de l'Est	139	145	201	265	322	373
Asie du Sud Est & Océanie	68	74	89	103	115	131
Europe de l'Est - Asie du Nord	548	522	570	652	685	720
Proche-Orient	128	144	191	247	283	313
Amérique du Nord	698	727	730	755	773	784
Amérique du Sud	68	75	96	121	141	163
Europe Centrale & Occidentale	356	384	437	494	524	543
Monde	2,048	2,120	2,378	2,735	2,981	3,195

La sensibilité de ces prévisions au jeu d'hypothèses est importante. En Amérique du Nord notamment, l'hypothèse d'une croissance économique réduite pèse fortement sur la demande d'énergie; dans ce cas, la consommation de gaz croît très lentement au-dessus du niveau actuel. En Europe de l'Est et en Asie du Nord, le potentiel du marché gazier est réduit de presque 20% si l'on suppose que l'évolution économique générale conduira à une stagnation de la production industrielle.

I.4.3. Le gaz naturel en Algérie

L'Algérie a une importante industrie du gaz naturel, et un important producteur de gaz au niveau mondial.

À la fin de 1953, plusieurs campagnes de sismiques aboutirent à la mise en évidence d'une zone haute pouvant constituer un anticlinal, notamment dans la région de Hassi R'Mel, un premier forage (HR1) a été réalisé en 1956. Huit puits sont alors réalisés, délimitant ainsi une structure anticlinale constituant un grand réservoir de gaz.

Ce premier développement du champ permet de préciser les vicés des niveaux géologiques et d'approfondir les connaissances sur le réservoir et son effluent.

Quatre puits sont reliés à un centre de traitement permettant l'exploitation commerciale du champ, dès février 1961 deux unités livrent du gaz à GL4-Z à travers un gazoduc reliant Hassi- R'Mel à Arzew, le condensât était évacué à Haouadh El Hamra via l'oléoduc «N°8».

Depuis la mise en exploitation, plusieurs étapes ont été marquées avant d'atteindre la phase actuelle de développement.

De 1961 à 1971, la production annuelle de gaz brut passe de 0,8 à 3,2 milliards de m³ et celle du condensât passe de 126 000 à 623 000 tonnes.

De 1971 à 1974 : des études des réservoirs permettent de définir le mode d'exploitation du champ.

En 1974, parallèlement à ces études, une extension du centre de traitement était réalisée par l'adjonction de six nouvelles unités d'une capacité totale de $300.10^6 \text{ m}^3/\text{j}$.

Un programme de forage complémentaire était porté sur 23 nouveaux puits réalisés entre 1971 et 1974.

Depuis 1980, l'Algérie est devenue l'un des grands exportateurs mondiaux de gaz naturel. Une particularité à souligner est que l'Algérie a pu réaliser diverses installations de liquéfaction de gaz naturel qui lui permettent de le commercialiser sous forme liquide et le transporter dans des méthaniers vers le marché extérieur (Etats-Unis, Europe.. etc.).

Parallèlement à ce mode de transport l'Algérie a pu transporter son gaz par des gazoducs reliant directement Hassi R'mel à l'Europe, c'est ainsi qu'elle exploite actuellement le fameux gazoduc trans-méditerranéen qui relie l'Algérie à l'Italie et la Slovénie via la Tunisie. [13]

I.4.3.1. Richesse Algérienne en gaz naturel

L'Algérie possède des réserves immenses en gaz naturel à savoir le champ de Hassi R'mel, qui est le plus grand à l'échelle mondiale et celui de Ain- Salah qui sera exploité en l'an 2002. L'Algérie est placée au quatrième rang, en possédant 10% environ des réserves mondiales.

L'exploitation de gaz naturel en provenance de l'Algérie atteindra 80 milliards m^3 de production (voir fig.I.4). Autrement dit l'Algérie deviendra le premier exportateur dans ce secteur.

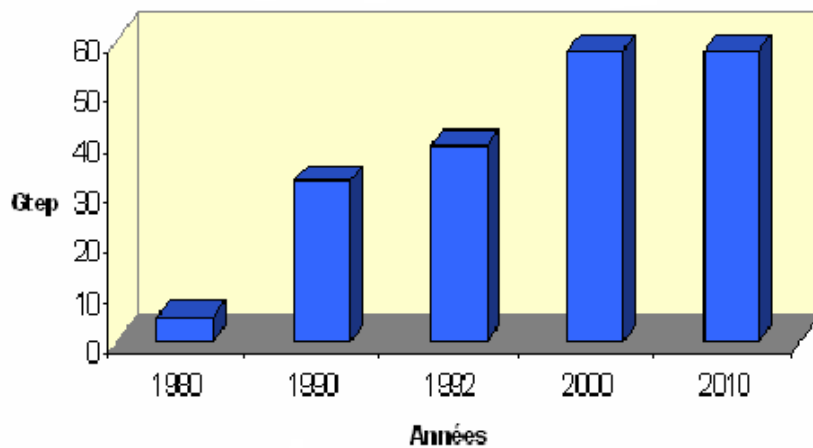


Fig.I.4. *production de gaz naturel en Algérie.*

I.4.3.2. Les réserves gazières en Algérie

En janvier 2003 les réserves prouvées de gaz naturel sont estimées à $4,077.10^9 m^3$. Au cours des dix dernières années les bassins de Berkine et d'Illizi ont enregistré les taux de réussite les plus élevés dans l'exploration, avec respectivement 51% et 50%. Parmi les autres bassins de Berkine qui se classent comme les plus fructueux figure le bassin d'Oued Mya où ils ont effectué une autre découverte de gaz et de pétrole en 2002, ainsi que les bassins de Timimoun et Hassi Messaoud (voir fig.I.5.)

Il est estimé actuellement que des investissements de l'ordre de 7 Milliards de \$ devront être débloqués les prochaines années afin de développer toutes les découvertes réalisées. [13]

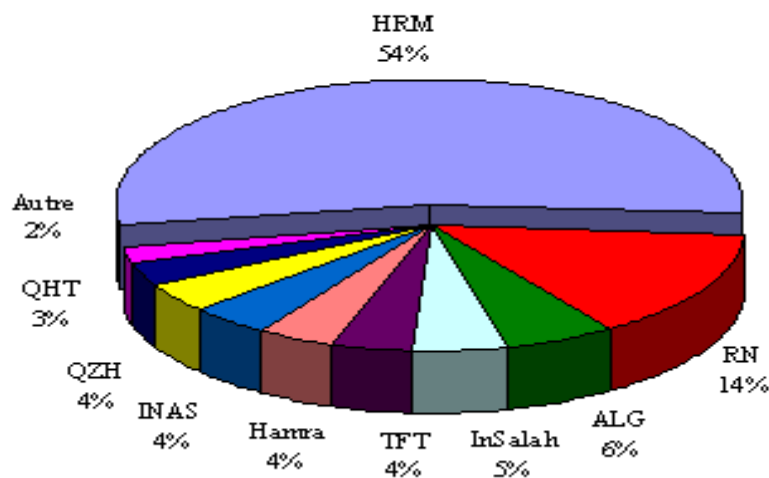


Fig.I.5. la répartition de réserves gazières en Algérie.

I.4.4. Caractéristique de gaz naturel

Au stade final de son exploitation, le gaz naturel peut être caractérisé par les propriétés suivantes :

I.4.4.1. Densité

Pour un gaz est défini par le rapport de sa masse volumique à celle de l'air dans les conditions déterminées de la température et de pression.

I.4.4.2. Pouvoir calorifique

C'est la quantité dégagée par la combustion d'une unité de volume du gaz, mesurée dans les conditions de référence. Le pouvoir calorifique pour le gaz naturel s'exprime en (J/m^3).

Il existe deux valeurs de pouvoir calorifique :

- **Pouvoir calorifique supérieur : (PCS)**

C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau formée étant liquide.

- **Pouvoir calorifique inférieur : (PCI)**

C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramènes à la température ambiante, l'eau restée à l'état vapeur.

I.4.5. Composition chimique d'un gaz naturel

La composition chimique d'un gaz c'est la nature des hydrocarbures et les autres constituants qu'il renferme, leur importance relative dans le mélange et leur fraction volumique ou moléculaire. La composition chimique d'un gaz est utilisée pour étudier la vaporisation et calculer certaines de ces propriétés en fonction de la pression et la température. On peut classer les gaz naturel selon leur origine en :

- **Le gaz naturel bactérien (biochimique)**

C'est un gaz formé par l'action des bactéries sur les débris organique qui s'accumulent dans les sédiments.

- **Le gaz naturel thermique**

C'est un gaz formé par la dégradation thermique des sédiments qui portés à des température et pressions croissantes au cours de l'évolution des bassins sédimentaires, est donne à coté des hydrocarbures une large gamme de composés non hydrocarbures.

- **Le gaz naturel inorganique**

C'est un gaz inorganique qui se forme au cours de formation des gaz hydrocarbures à faible proportion, les gaz volcaniques et les sources hydrothermales contiennent parfois du méthane et des inclusions fluides des minéraux des roches métamorphiques ou magmatiques.

I.4.6. Les types de gaz naturel

La présence et l'apparition d'une phase liquide avec le gaz selon les conditions de pression et la température dans le réservoir de gisement et en surface conduit à distinguer:

- **Le gaz sec** : dans les conditions de production de se gaz, il n'y a pas une formation de phase liquide et le gaz est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane.
- **Le gaz humide** : dans les conditions de production de se gaz, il y'a une formation de phase liquide dans les conditions de surface et le gaz est moins concentré en méthane.
- **Le gaz a condensât** : dans les conditions de production de se gaz, il y'a une formation de phase condensée riche en constituants lourds dans le réservoir.
- **Le gaz associé** : c'est un gaz de couverture qui contexte avec la phase d'huile dans réservoir d'huile (Gisement de pétrole).

CHAPITRE II

Les torches et présentation de problème

II.1. Les torches

II.1.1 Introduction

❖ La réduction des gaz torchés: un objectif permanent de sonatrach

Depuis les années soixante-dix, Sonatrach s'est fixé un objectif de réduire les gaz associés torchés.

Aujourd'hui après la prise de conscience officiellement entérinée par 182 pays, dont l'Algérie, au sommet de Rio de Janeiro, en 1992. SONATRACH ne conçoit pas de développement économique sans un développement durable. Des investissements considérables ont été consentis pour la récupération des gaz torchés aussi bien au niveau des champs de production que des complexes de liquéfaction et des raffineries.

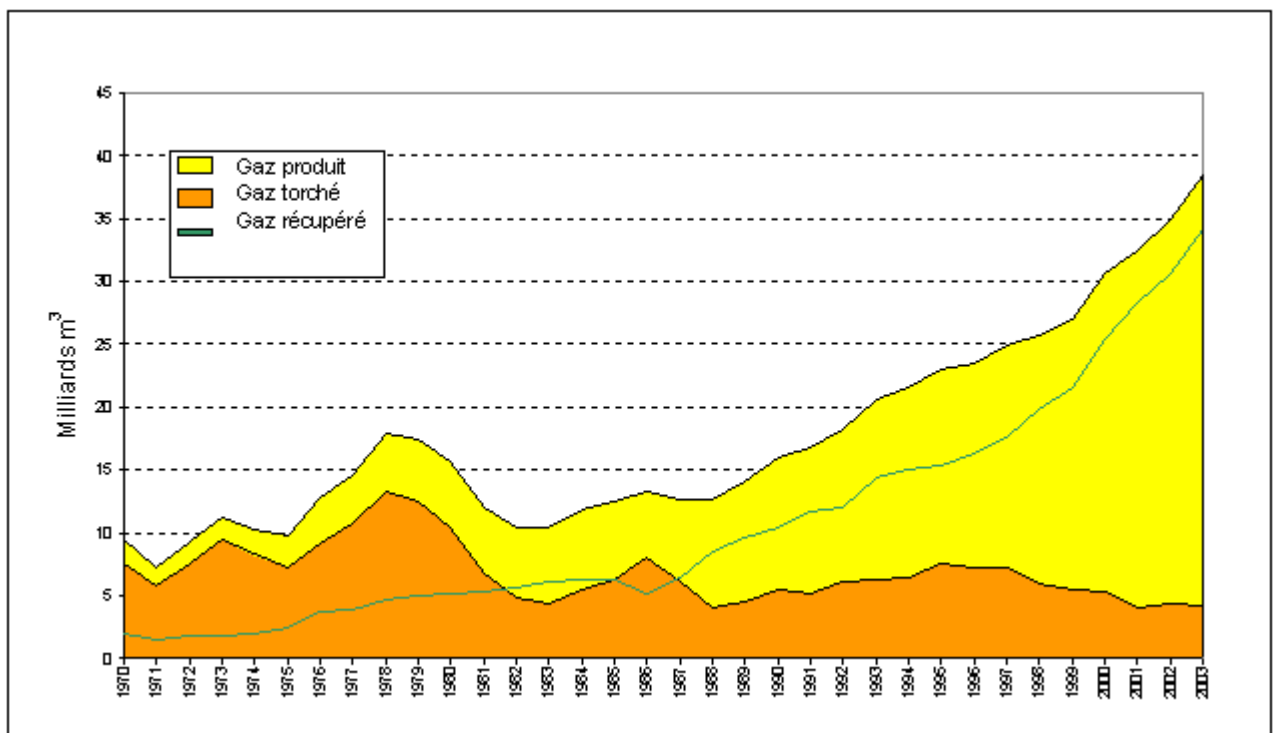


Fig.II.1. Evolution de la récupération des gaz associés torchés (1970-2003).

II.1.2 Le torchage dans l'industrie du pétrole et du gaz

II.1.2.1 Pourquoi on torche?

Le torchage, est habituellement considéré comme une façon à la fois sûre et efficace de se débarrasser du gaz naturel hors spécifications qui associé à la production des LPG. Et c'est la méthode habituellement utilisée pour l'élimination des gaz inflammables inutilisables, et aussi utiliser pour dépressuriser un équipement ou une section de traitement des gaz pendant les activités normale d'entretien ainsi en cas d'arrêt d'urgence ou lors d'un démarrage.

II.1.2.2 Les produits du torchage

En théorie, la combustion complète d'hydrocarbures purs ne produit que de l'eau, du gaz carbonique et de l'azote. Toutefois, les modèles de torches peu efficaces ne brûlent pas tout le gaz et ils rejettent, avec le gaz carbonique, des hydrocarbures non brûlés et du monoxyde de carbone.

a - Combustion complète

Les dessus C₁, C₂, C₃

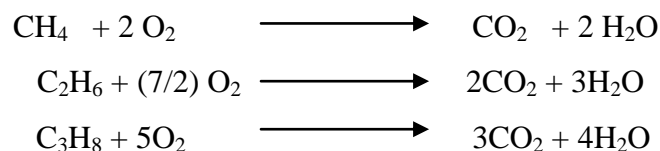


Fig.II.2. Combustion complète.

b- Combustion incomplète

C'est le cas des torchages lors des d'arrêts et des démarrages ou pendant les déclenchements, la charge du gaz sera importante; donc la combustion est incomplète ce qui donne le monoxyde de carbone (CO) et les vapeurs d'eau (H₂O) comme produits :

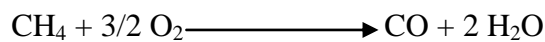


Fig.II.3. Combustion incomplète

Fumée indiquant la présence du CO dans les produits de combustion.

II.1. 3.Origines et raisons du torchage

L'exploitation pétrolière génère souvent, conjointement à une production de pétrole liquide, du gaz associé (GA), fréquemment en quantités faibles (en masse) comparé au pétrole lui-même ; un gisement est souvent particulièrement 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 généralement pas d'intérêt économique, ce qui explique qu'on le brûle.

Le schéma ci-contre montre les prix comparés du pétrole et du gaz, en dollars par unité énergétique (Fig.II.4) : le gaz naturel est toujours plus mal valorisé que le pétrole. Qui plus est, le gaz étant à peu près 1000 fois moins dense que le pétrole, il exige d'être comprimé ou liquéfié pour être transporté sur de longues distances, ce qui implique des investissements toujours plus lourds.

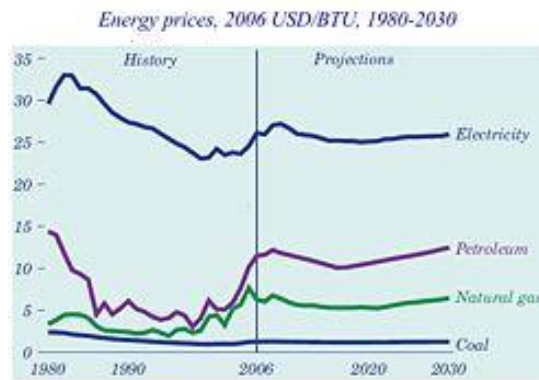


Fig.II.4. Prix des énergies en USD 2006, période 1980-2030

Ce gaspillage de ressources était presque systématique jusqu'au deuxième choc pétrolier, date à laquelle on commence à voir les courbes s'infléchir. Le facteur principal est par conséquent financier : «Lorsque le cours du baril est bas, on estime l'investissement trop coûteux, lorsqu'il est élevé, on le juge superflu», constate François-Régis Mouton (GGFR). Qui plus est, ces difficultés peuvent être aggravées par d'autres facteurs [6].

II.1.4. Volumes de gaz torchés

C'est 150 milliards de m³ de gaz naturel qui sont brûlés à la torche ou rejetés chaque année ; cette valeur est équivalente à 30 % de la consommation annuelle européenne, ou 25 % de la consommation annuelle des États-Unis. Les seuls 40 milliards de m³ torchés en Afrique suffiraient à la moitié de la consommation d'énergie de ce continent.

Le tableau ci-contre montre les principaux pays où se produisent ces pertes ; les différences entre les chiffres communiqués et les chiffres mesurés montrent que les pays ont bien conscience de l'ampleur du problème, en dehors des pays de la CEI, qui le minorent fortement. Il s'agit principalement de gaz associé, c'est-à-dire de sous-produit fatal généré lors de la production du pétrole. D'autres cas menant au torchage peuvent être causés par des manipulations liées à la sécurité, à l'arrêt de certains équipements (compresseur de gaz), ou aux périodes exploratoires [4].

Tab.II.1. Toutes valeurs 2004, Gm³/an, origine GGFR [5].

	Valeurs communiquées		Valeurs mesurées	
	Pays	Vol.	Pays	Vol.
1	Nigeria	24.1	Russie	50.7
2	Russie	14.9	Nigeria	23.0
3	Iran	13.3	Iran	11.4
4	Irak	8.6	Irak	8.1
5	Angola	6.8	Kazakhstan	5.8
6	Venezuela	5.4	Algérie	5.5
7	Qatar	4.5	Angola	5.2
8	Algérie	4.3	Libye	4.2
9	Indonésie	3.7	Qatar	3.2
10	Guinée Eq.	3.6	Arabie saoudite	3.0
11	États-Unis	2.8	Chine	2.9
12	Koweït	2.7	Indonésie	2.9
13	Kazakhstan	2.7	Koweït	2.6
14	Libye	2.5	Gabon	2.5
15	Azerbaïdjan	2.5	Oman	2.5
16	Mexique	1.5	Mer du Nord	2.4
17	Royaume-Uni	1.6	Venezuela	2.1
18	Brésil	1.5	Ouzbékistan	2.1
19	Gabon	1.4	Malaisie	1.7
20	Congo	1.2	Égypte	1.7

II.1.5. Le torchage continu

L'extraction de pétrole est toujours accompagnée d'une remontée de gaz. Ce gaz se forme dans les conduites de remontée du pétrole ainsi que dans les installations de traitement (par exemple les plateformes pétrolières) qui permettent de retirer les impuretés du pétrole. Ce gaz est généralement utilisé par les compagnies pétrolières pour produire l'énergie nécessaire au fonctionnement de la plateforme de traitement. Le gaz résiduel peut poser des difficultés pour son utilisation. Selon les caractéristiques du gisement, il peut arriver que ce gaz soit de mauvaise qualité, nécessitant des traitements chimiques coûteux pour le rendre utilisable, ou qu'il soit produit en trop faible quantité pour que sa vente soit économiquement intéressante. Les experts d'ENEA Consulting précisent également que les plateformes de traitement sont souvent situées dans des zones isolées (en mer, loin des côtes, ou à terre, dans des zones désertiques...) et éloignées des réseaux de gaz naturel. La construction d'un pipeline pour acheminer le gaz sur de longues distances jusqu'à un lieu de consommation est dans certains

cas techniquement et économiquement impossible. Dans ce cas de figure, il arrive que le gaz résiduel soit éliminé en étant brûlé, à défaut d'une voie de valorisation. C'est ce que l'on appelle le torchage continu.

II.1.6. Le torchage opérationnel

Par ailleurs, en cas de problème technique sur une installation pétrolière, il est nécessaire, pour des raisons de sécurité, de vider et brûler le gaz présent dans les équipements. Il s'agit du torchage opérationnel, il se produit de façon intermittente et le volume brûlé correspond au volume de gaz présent dans l'installation au moment de l'événement.

II.1.7. Le torchage de démarrage

Enfin, le torchage est employé de façon continue mais temporaire lors du démarrage d'une nouvelle installation, il s'agit du torchage de démarrage (Fig.II.5).



Fig.II.5. Image de torche.

II.2. Présentation des problèmes

II.2.1. Méthodologie d'étude

II.2.1.1. L'objet de l'étude

Depuis la nationalisation des hydrocarbures, SONATRACH a connu un développement spectaculaire tant de la diversité que dans la capacité de ses activités, ce qui constitue un important motif de fierté.

De ce fait, réduire les gaz torchés afin de préserver l'environnement et augmenter le manque a gagné en trouvant des solutions techniques favorables reste l'une des grandes préoccupations.

Au niveau du complexe de GP1/Z au cours du démarrage de la section de réfrigération une quantité considérable de propane réfrigérant est brûlée, cette situation a incité les exploitants à pousser les recherches de l'entreprise pour trouver le moyen de minimiser cette perte.

Notre étude est basée sur la récupération du propane réfrigérant torché lors du démarrage de la section réfrigération après un arrêt (déclenchement).

Par conséquent, un investissement est nécessaire pour la mise en œuvre de notre solution proposée, l'estimation des coûts et la faisabilité de la récupération fera l'objet de notre étude technico-économique.

II.2.1.2. Problématique

- Problématique: Peut-on réduire l'impact négatif environnemental et économique des gaz torchés par une récupération ?

II.2.1.3 La Démarche méthodologique

Notre étude consiste à mettre en œuvre une méthodologie d'approche du problème. En premier lieu une consultation de la documentation technique suivie par des inspections sur site ensuite une analyse de tout les données collectées; la démarche de ces étapes été planifiées comme suit sera:

- ✓ Présentation du problème

- ✓ Etude quantitative : calcul du volume torché.
- ✓ Analyse du problème
- ✓ Solution proposée: dimensionnement d'une ligne de récupération
- ✓ Etude économique :
 - Calcul du gain annuel de la récupération
 - Estimation du coût de réalisation.
- ✓ Conclusion et recommandations.

II.2.2. Impact économique des gaz torchés

La réduction des gaz torchés présente un intérêt économique ; 32 projets de récupération des gaz torchés ont été réalisés depuis 1973 tandis que les volumes de gaz associés produits ont pratiquement été quadruplés ces 33 dernières années, le taux de torchage est passé de 80% en 1970 à 11% en 2003 puis à 7% en 2005, la compagnie a récupéré, pour la période allant de 1980 à 2005, quelque 411.32 milliards de m³, dans sa stratégie Sonatrach pense déjà à l'avenir dès aujourd'hui.

II.2.3. Impact environnemental

Le torchage qui est un gaspillage d'une source non renouvelable présente un problème environnemental (pollution atmosphérique, bruit, odeurs, fumées nuisantes à la qualité de vie) ce qui influe sur l'échauffement planétaire due aux émissions des produits de combustion qui contribuent à la hausse de la concentration des gaz à effet de serre.

A/L'effet de serre

IL existe au sein de notre atmosphère des gaz (les "gaz à effet de serre"), présents en petite quantité, qui jouent pour notre planète exactement le même rôle que les vitres de la serre. Ils n'empêchent pas la lumière du soleil d'arriver jusqu'à nous, mais font office de couverture en empêchant l'énergie que nous recevons du soleil de repartir trop vite vers l'espace. Les deux gaz à effet de serre les plus importants (mais il y en a d'autres) sont parfaitement naturels sont:

- ✓ La vapeur d'eau, qui occupe 2 à 3% de l'atmosphère,
- ✓ Le gaz carbonique, qui occupe actuellement 0,035% de l'atmosphère.

Sans effet de serre, la surface terrestre aurait une température moyenne de -15°C plutôt que de $+15^{\circ}\text{C}$, rendant notre planète tout à fait inhospitalière pour la vie.

Le danger qui est désigné par le terme "effet de serre" correspond à un abus de langage. Il faut lui préférer le terme de "réchauffement climatique". Ce qui est dangereux n'est pas le phénomène lui-même, parfaitement naturel et essentiel à notre existence, mais sa modification du fait de l'homme.

Principaux gaz à effet de serre

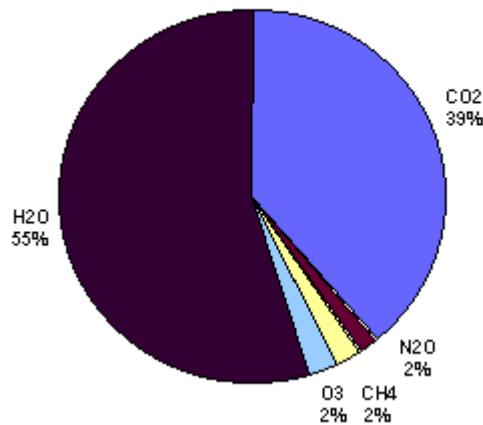


Fig.II.6. Concentration des principaux gaz à effet de serre.

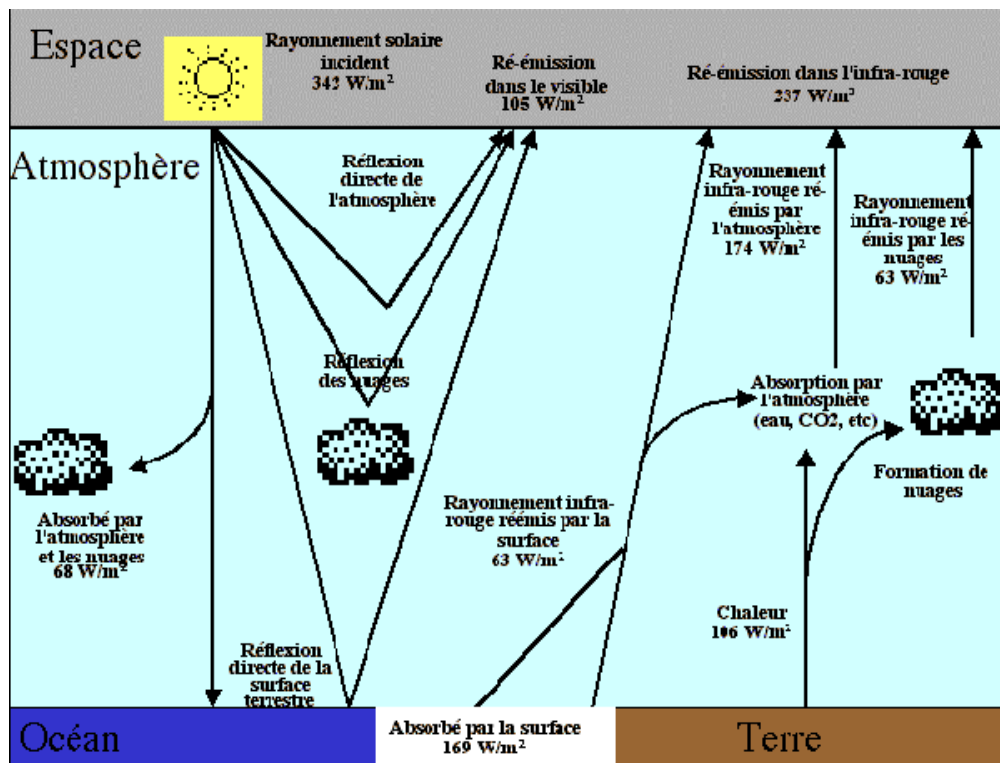


Figure II.7. Fonctionnement général de l'atmosphère.

B/L'échauffement climatique

En réponse de l'augmentation de l'effet de serre, l'énergie de ces infrarouges retenus prisonniers va chauffer le système atmosphérique et la surface terrestre. De ce fait la Terre va rayonner de plus en plus d'énergie (la quantité d'énergie rayonnée augmente avec la température); conduisant au changement climatique et météorologique (températures, configuration des vents, la quantité et le type précipitation.....) qui peuvent avoir de nombreuses conséquences sur les écosystèmes naturels.

○ Exemples de catastrophes naturelles dues au réchauffement planétaire:

- ✓ La hausse du niveau des mers et des océans qui risquerait de noyer les îles de basse altitude et les villes côtières.
- ✓ Le changement dans les précipitations.
- ✓ La fonte déjà amorcée des glaciers et la banquise arctique.
- ✓ La multiplication des événements de temps extrême.

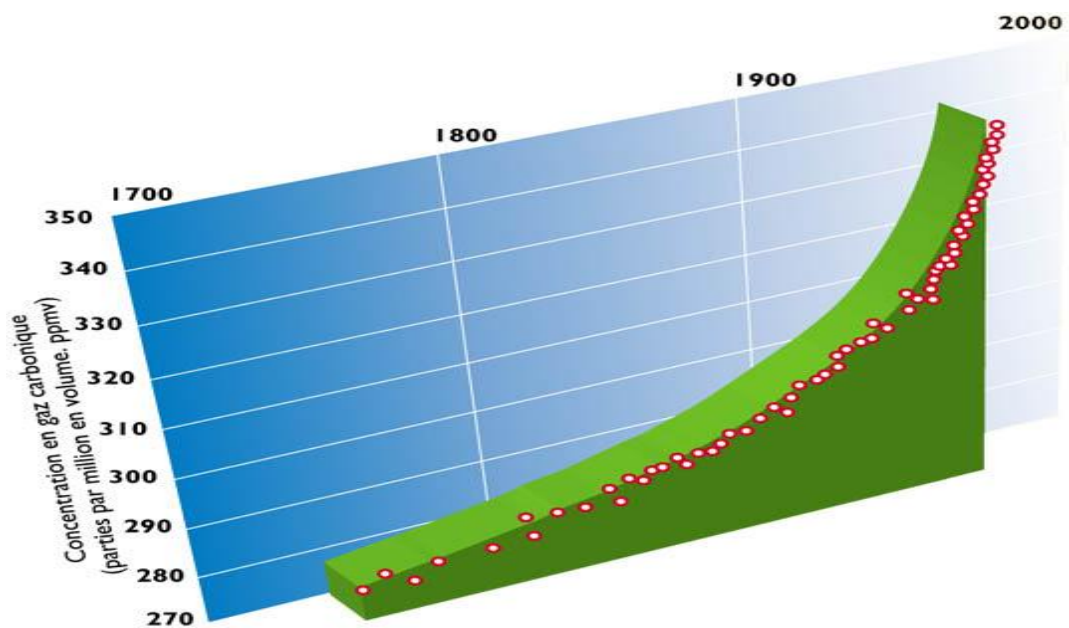


Figure .II.8. Augmentation des concentrations du gaz carbonique.

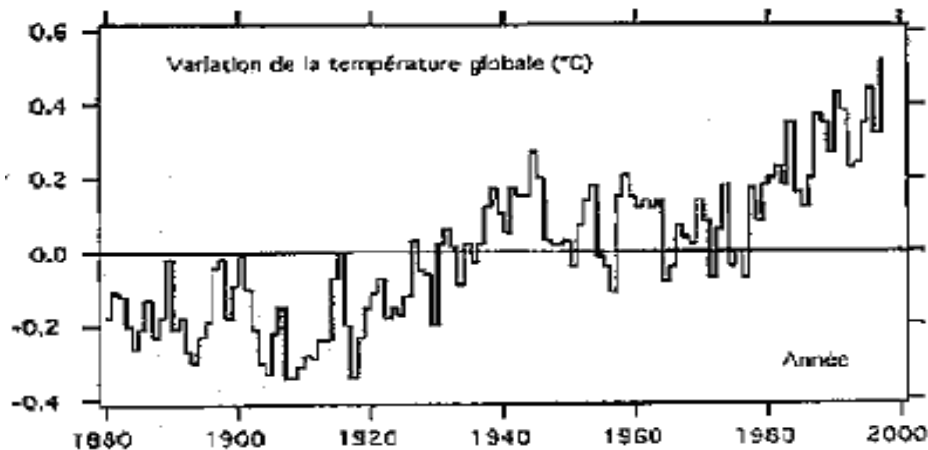


Fig.II.9. Evolution des températures moyennes de l'air au niveau du sol depuis 1880. La baisse de 1945 à 1970 est probablement due à la pollution locale qui a entraîné un refroidissement (voir plus loin) pendant les "trente glorieuses", période d'intense activité industrielle. Source: GIEC.

C/les effets environnementaux de CO₂

Torchage produit une grande quantité de dioxyde de carbone. Le dioxyde de carbone les émissions de torchage ont un potentiel de réchauffement global élevé et contribuer au changement climatique. La pression de l'environnement de montage sur les zones de production de pétrole et de gaz pour réduire les émissions de CO₂ affecte directement la pratique du brûlage à la torche [14]. Le dioxyde de carbone est un gaz à effet de serre et contribue au réchauffement climatique. Environ 75% des émissions anthropiques de dioxyde de carbone proviennent de la combustion de combustibles fossiles [15]. Ainsi, une réduction des émissions de à effet de serre est un enjeu crucial. Une façon de réduire les émissions de CO₂ qui reçoit un intérêt croissant est la capture du carbone et stockage. Cela implique la capture du CO₂ au niveau des sources d'émissions et stocker là où elle est empêchée d'atteindre l'atmosphère [16]. La réduction chimique du dioxyde de carbone est considéré comme le plus Procédé efficace pour réduire la concentration de dioxyde de carbone dans l'atmosphère [17]. Diverses enquêtes ont été menées pour réduire Les émissions de dioxyde de carbone dans l'atmosphère. L'hydrogénation catalytique de CO₂ est l'une des méthodes de réduction des produits chimiques qui peuvent produire des hydrocarbures de bas grade. En particulier, le méthanol est considéré être le produit le plus précieux en raison de son utilisation comme charge d'alimentation pour produire d'autres produits de valeur [18]. Rahimpour enquête la conversion du CO₂ en méthanol, par hydrogénation catalytique comme l'un des procédés les plus prometteurs pour la stabilisation de l'atmosphère Niveau de

CO₂ [19]. Elkamel et collègues. Enquête sur un hybride modèle de réseau neuronal pour la simulation d'un écart Réacteur d'hydrogénation catalytique de dioxyde de carbone au méthanol [20]. Rahimpour et Mottaghi enquête élimination simultanée de l'urée, de l'ammoniac et du dioxyde de carbone à partir des eaux usées industrielles via la modélisation et la simulation d'une boucle hydrolyseur-séparateur [21].

Rahimpour et Kashkooli développé un modèle global pour l'absorption du dioxyde de carbone dans une solution de carbonate de potassium chaud promu [22]. Le gaz de faible qualité qui est évasée libère beaucoup d'impuretés et les particules toxiques dans l'atmosphère pendant le processus de brûlage à la torche. Pluies acides, causée par les oxydes de soufre dans l'atmosphère, est l'un des principaux dangers pour l'environnement qui résulte de ce processus [23]. Selon la recherche effectuée par Global Gas réduction du torchage de partenariat de la Banque mondiale (GGFR), soit l'équivalent de près d'un tiers la consommation de gaz naturel de l'Europe de l'est brûlé à la torche chaque année, ce qui contribue à environ 400 millions de tonnes d'émissions de dioxyde de carbone dans l'atmosphère (environ 1,5% des émissions mondiales de CO₂) [24]. La mise en œuvre d'une conception non-flare aura un grand impact sur la réduction des émissions provenant de la production. Les considérations environnementales et économiques ont augmenté l'utilisation de systèmes de récupération de gaz de torche. Récupération de gaz de torche réduit le bruit et le rayonnement thermique, les coûts d'exploitation et de maintenance, air pollution, les émissions de gaz, de gaz combustible et de la consommation de vapeur. Rahimpour et Gari étudié la production d'hydrogène dans un réacteur à membrane à perméabilité sélective d'hydrogène à partir de gaz de purge d'une installation d'ammoniac [25].

D/Effets sur l'environnement de SO_x, NO_x et COV

Polluants rejetés par les éruptions aussi, les oxydes de soufre (SO_x), d'oxydes d'azote (NO_x) et les composés organiques volatils. Les impacts des émissions des torches comprennent donc les impacts sanitaires associés à l'exposition à ces polluants, et le potentiel de formation d'ozone (et donc les impacts indirects sur la santé) associé à hydrocarbures et les émissions de NO_x, et les effets de gaz à effet de serre de méthane et les émissions de CO₂ [26]. Une étude américaine (pour la période de Janvier 2001 à Août 2002) des émissions d'un certain nombre de systèmes de brûlage des raffineries de pétrole dans la région de gestion de district Bay (Californie) a conclu que, sur une base annuelle moyenne, les émissions de poussées étaient environ 8 tonnes / jour de composés organiques totaux (5 tonnes / jour de composés organiques non méthaniques) et environ 20 tonnes / jour de SO_x (dioxyde de soufre,

principalement). Les émissions quotidiennes ont varié de 2,5 à 55 tonnes / jour de composés organiques totaux, et de 6 à 55 tonnes / jour SO_x [27]. Émissions des torches peuvent donc représenter un pourcentage important de plus de tous les COV et le dioxyde de soufre (SO_2). Une poussée de fumer peut être un facteur important de l'ensemble des émissions de particules [28,29].

Les polluants gazeux comme le dioxyde de soufre qui sont une fois émis dans l'atmosphère n'ont pas de frontières et de devenir incontrôlable et provoquer des dépôts acides. Plusieurs études toxicologiques / épidémiologique au cours des dernières décennies ont montré que l'effet de ce gaz est sévère. Oxydes sulfuriques et nitriques sont les principales causes des pluies acides et le brouillard qui nuisent à l'environnement naturel et la vie humaine [30]. Aussi l'ozone a été révélé à causer des dommages à l'âge. L'ozone est produit par la réaction photochimique de COV et de NO_x que les principales composantes de l'oxydant. L'oxydant accélère le cycle de l'oxydation de SO_2 et de NO_x dans sulfurique et nitrique toxique, respectivement. L'élimination des COV et de NO est très importante de réduire la concentration d'ozone [31].

CHAPITRE III

Récupération des gaz

III.1. Introduction

Une méthode suggérée pour contrôler le niveau de matières dangereuses dans l'atmosphère est la prévention de la combustion en flamme. Dans ce travail, trois méthodes sont proposées pour récupérer le gaz de torche au lieu de convention de gaz de combustion à flamme à la raffinerie de gaz. Ces méthodes visent à minimiser les inconvénients environnementaux et économiques de la combustion des gaz de torche. Les méthodes proposées sont les suivantes: le gaz de production de liquide (GTL) [32], électricité génération d'une turbine à gaz et, la compression et l'injection dans les canalisations de raffinerie [34]. Pour trouver la méthode la plus appropriée, les unités de la raffinerie qui envoient des gaz à la torche ainsi que l'équipement requis pour les trois méthodes mentionnées ci-dessus sont simulées. Ces simulations déterminent la quantité de gaz brûlé, le nombre de barils GTL, la puissance générée par la turbine à gaz et la puissance de compression nécessaire. En vas choisi les deux méthodes très important suivant :

- ✓ Le gaz de production de liquide (GTL).
- ✓ Electricité génération d'une turbine à gaz.

III.2. La Technologie GTL (Gaz-To-Liquide)

Le charbon et le gaz naturel peuvent servir de la matière de base pour l'industrie chimique et du marché des carburants de transport. La conversion du gaz naturel en hydrocarbures liquides par la voie GTL est actuellement l'un des sujet les plus prometteurs dans l'industrie de l'énergie due à l'utilisation économique des réserves de gaz éloignées des centres de consommation pour la production de carburants propres, des produits chimiques de spécialité et des cires. Alternativement, le charbon ou les résidus lourds peuvent être employés sur leurs emplacements où ils sont disponibles à des coûts relativement bas [32].

La réaction de synthèse de Fischer-Tropsch (SFT) s'intègre dans la technologie GTL (**Gaz-To-Liquide**) qui est le processus global de transformation du gaz naturel en fractions pétrolières liquides telles que naphta ou gasoil. Les hydrocarbures obtenus par le procédé GTL se caractérisent par:

- Le caractère essentiellement paraffinique des structures carbonées.
- L'absence de composés aromatiques.
- L'absence de soufre.

Le caractère paraffinique des chaînes confère à la coupe gasoil produite par voie GTL un degré de cétane élevé, et des caractéristiques de combustion permettant de satisfaire les spécifications les plus contraignantes.

La SFT produit des chaînes paraffiniques saturées accompagnées d' α -oléfinés et d'alcools linéaires en proportions variables suivant les paramètres opératoires, dont la nature du catalyseur. Les chaînes d'hydrocarbures de longueur $> C_{20}$ se présentent sous forme de cires aux conditions ambiantes. Il convient d'harmoniser les longueurs de chaînes autour des valeurs caractéristiques des coupes naphta et diesel et de fournir des produits saturés exempts d'oxygène. La troisième étape consiste en une section de post-traitement des effluents issus de SFT comme l'hydrogénation, l'isomérisation, le craquage, etc. pour l'obtention des produits finis. En règle générale le procédé GTL nécessite un volume d'environ 260 Nm^3 de gaz pour faire $0,158 \text{ m}^3$ de produits liquides finis.

La technologie GTL devient de plus en plus importante, non seulement pour des raisons de protection de l'environnement, mais aussi parce qu'elle offre une solution à la fois efficace et sûre au problème du transport du gaz naturel sur longue distance. Une véritable course contre la montre s'est engagée entre les différents groupes, mus par des intérêts stratégiques ou commerciaux, qui s'évertuent à développer leur propre procédé en vue de réduire les coûts de production et d'augmenter les rendements des produits finis.

L'intérêt du procédé GTL est également lié aux ressources des diverses sources d'énergie fossiles disponibles. On estime que le total des réserves de gaz naturel connues dépasse 75 ans de consommation actuelle, alors que les réserves de pétrole brut sont plus courtes (environ 40 ans). Cependant une bonne partie de ces réserves de gaz sont considérées comme inexploitable car elles sont trop distantes des lieux de consommation et difficiles à transporter. La technologie GTL permet de convertir ces réserves de gaz inexploitées en produits qui peuvent être stockés, transportés et vendus par tankers, pipelines, et systèmes de distribution conventionnels. Du point de vue logistique, la voie GTL est donc plus attrayante que celle du GNL (gaz naturel liquéfié) qui demande une chaîne logistique dédiée et hautement sécurisée [33].

La synthèse de Fischer-Tropsch permet également d'utiliser les ressources de charbon disponibles après transformation par l'intermédiaire des procédés de gazéification en gaz de synthèse. Le charbon représente la source de carbone primaire dans les unités de FT opérées par la compagnie Sasol. Le méthane est aujourd'hui préféré au charbon à cause du coût de l'unité de génération de gaz de synthèse et aussi à cause de son meilleur rendement thermique dans le contexte technique et économique actuel.

Le procédé GTL est un procédé complexe faisant intervenir plusieurs étapes de réaction. Le Figure I.1 montre un schéma fonctionnel de la configuration générale du processus de Fischer-Tropsch. Le processus commercial implique trois sections principales, à savoir :

- Génération et purification de gaz de synthèse ($\text{CO} + x\text{H}_2$) à partir du gaz naturel ou du charbon,
 - Transformation du gaz de synthèse en hydrocarbures liquides par la synthèse de Fischer Tropsch (SFT), etc.
 - Transformation du mélange d'hydrocarbures liquides issu de la SFT en produits finis.
- Ces différentes étapes sont détaillées ci-dessous.

La technologie GTL qui repose sur des principes chimiques et physiques connus depuis les années 1920, est encore loin de sa maturité malgré l'existence de quelques unités industrielles en Afrique du sud, une en Malaisie et de quelques prototypes de démonstrations industriels. Compte tenu de l'enjeu aussi bien pour les Etats que pour les compagnies pétrolières, d'importantes ressources financières sont consacrées à l'amélioration de la rentabilité des procédés à une échelle de production compétitive avec celle d'une raffinerie d'huile. Aboutissement de cette première série d'efforts, plusieurs projets d'envergure sont d'ores et déjà lancés, au Qatar notamment, dont le premier démarrage été en 2006.

Malgré les progrès techniques accomplis et qui seront démontrés dans cette première vague d'industrialisation à grande échelle, l'économie de la filière GTL reste fragile, car soumise à la nécessité de bénéficier de l'accès à un gaz à bas prix et d'un prix du pétrole durablement élevé sur le marché.

Néanmoins, la conjoncture actuelle joue en faveur d'une perspective de maintien durable des prix du pétrole à un niveau supérieur à 20\$/baril, seuil de rentabilité universellement reconnu pour la filière GTL.

En effet, entre 2002 et 2004, le retour de la croissance a provoqué une hausse de la demande de 3,6 millions de barils par jour dont environ 60% pour les Etats-Unis et la Chine. Des risques de pénuries sont à prévoir dans à peine quelques dizaines d'années. En plus des problèmes de pénuries décrits ci-dessus qui pèseront sur le prix du baril il va falloir également tenir compte des incertitudes géostratégiques et politiques.

Aujourd'hui, le renouveau d'intérêt pour le procédé Fischer-Tropsch répond principalement à la nécessité de satisfaire la demande en carburant propre tout en offrant un moyen d'exploiter économiquement les réserves de gaz éloignées des centres de consommation et d'utiliser les ressources de gaz associées aux ressources pétrolières en limitant le torchage.

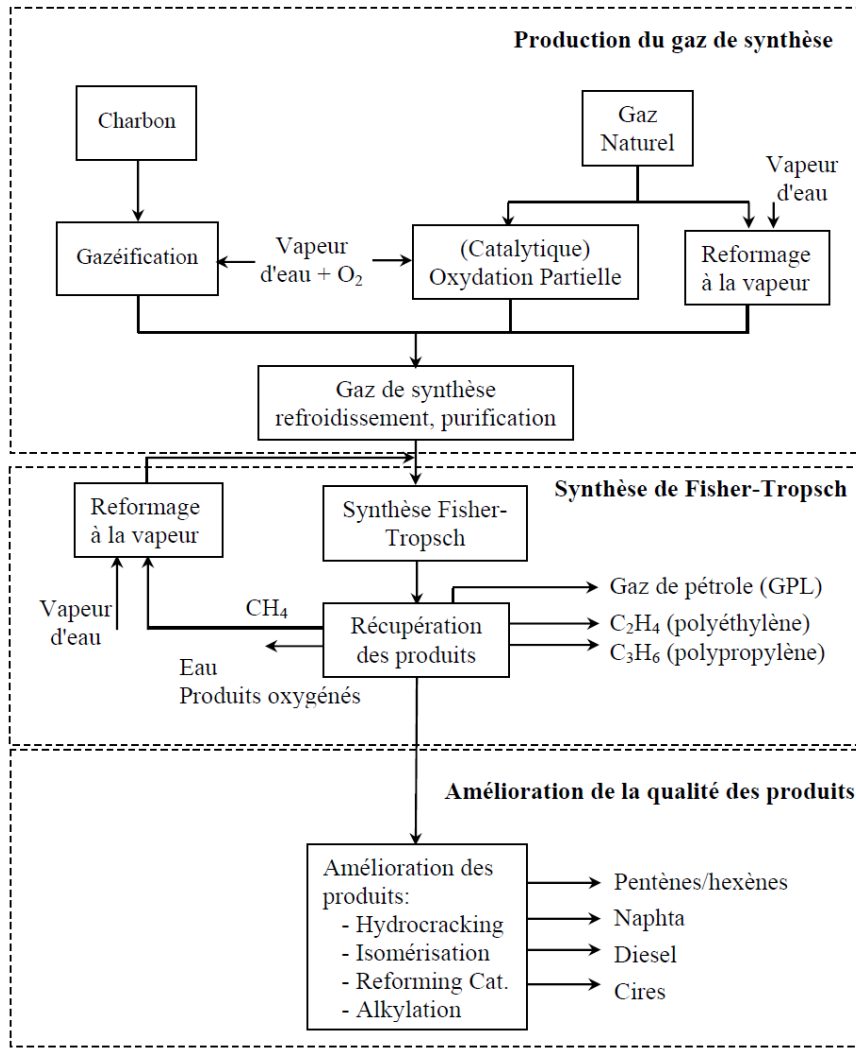


Fig.III.1. Schéma fonctionnel de la configuration du processus global de Fischer-Tropsch.

III.2.1. Production de Gaz de Synthèse

Le charbon et le gaz naturel peuvent être convertis en gaz de synthèse, mélange principalement de CO et H₂, que ce soit par oxydation partielle, par le processus de reforming à la vapeur, etc. Les réactions possibles du gaz de synthèse sont montrées sur la Figure I.2.

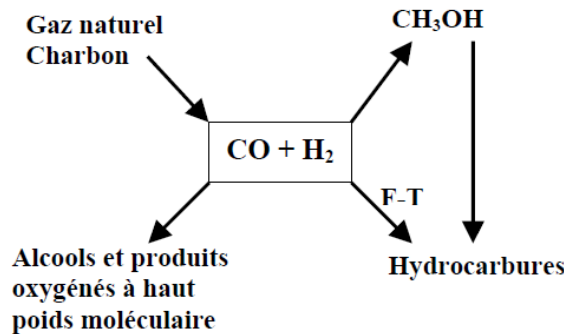


Fig.III.2. Les réactions possibles du gaz de synthèse.

Le gaz de synthèse peut être obtenu par des procédés appropriés à partir des combustibles fossiles: charbon, gaz naturel, résidus de raffinerie, biomasse ou gaz d'échappement industriels. Cette synthèse peut être réalisée par différents procédés tels que le vaporeformage, le reformage autothermal (ATR), l'oxydation partielle non catalytique, le reformage par le dioxyde de carbone et l'oxydation partielle catalytique [34]. Les trois premiers procédés sont largement utilisés dans l'industrie tandis que les deux derniers procédés ne sont qu'au stade de développement. Les réactions les plus importantes sont :



a. **Le vaporeformage (Stream Reforming)** conduit à un large excès d'hydrogène par rapport à la quantité nécessaire à la SFT. Cet excès peut être utilement séparé en aval de la section de reformage et utilisé comme appoint de combustible non carboné participant à l'apport calorifique nécessaire à la réaction fortement endothermique.

b. **L'oxydation partielle (POX)** conduit en pratique à un ratio un peu inférieur au ratio nécessaire à la SFT, ce qui implique la nécessité d'une installation complémentaire de vaporeformage pour enrichir le mélange final en hydrogène.

c. **Le reformage autothermal (ATR)** met en jeu simultanément l'action de l'oxygène et de la vapeur d'eau. Sa conception présente des similitudes avec celle du procédé d'oxydation partielle de par son caractère fortement exothermique. L'introduction de la vapeur d'eau permet d'ajuster le rapport H_2/CO à l'exacte stœchiométrie nécessaire à la SFT, mais moyennant la coproduction du CO_2 en quantité un peu plus élevée qu'avec l'oxydation partielle, et une perte de taux de conversion du méthane du fait d'une température de réaction un peu plus basse (1050°C au lieu de 1400°C).

Les deux voies d'oxydation partielle et ATR sont préférablement mises en oeuvre avec de l'oxygène pur plutôt qu'avec de l'air en raison de l'important volume de gaz inerte introduit sous forme d'azote dans le cas de l'air et de son impact sur le coût d'investissement. La séparation de l'oxygène de l'air est réalisée par voie cryogénique en amont du processus

d'oxydation du méthane, et constitue une opération gourmande en capitaux (de l'ordre de 20% du coût de la chaîne GTL globale incluant les trois étapes) et en énergie. La dépense énergétique consentie au niveau des processus d'oxydation partielle ou ATR s'en retrouve comparable à celle consentie dans le cas du vaporeformage, malgré le caractère exothermique de ces processus. Le choix entre ces trois procédés se justifie sur le plan industriel en fonction de la taille de la chaîne envisagée et des caractéristiques du cahier des charges de l'usine. Les projets de plus grosse taille ($> 3 \text{ MNm}^3/\text{j}$ de gaz naturel) favorisent aujourd'hui les voies à l'oxygène, oxydation partielle ou ATR [33].

Tab.III.1. La composition de gaz de synthèse des diverses matières premières et processus est donnée dans.

Charge	Processus	Composition (% vol)			
		H ₂	CO	CO ₂	Autre
Gaz naturel, vapor d'eau	VR	73.8	15.5	6.6	4.1
Gaz naturel, vapeur d'eau, CO ₂	OPC - VR	52.3	26.1	8.5	13.1
Gaz naturel, O ₂	RAT	60.2	30.2	7.5	2.0

VR = VapoReformage, OPC = Oxydation Partielle Cat., RAT= Reformage Autotérmal

Il est à noter que le rapport du mélange H₂/CO sortant varie en fonction du procédé de reformage. Or la SFT nécessite un mélange avec un rapport H₂/CO proche de 2, ce qui implique une conception globale de la chaîne de procédé différente selon le choix du mode de génération de gaz de synthèse.

Habituellement, une combinaison des procédés de production de gaz de synthèse est employée pour obtenir le gaz de synthèse avec un rapport stœchiométrique d'hydrogène et d'oxyde de carbone.

Le gaz de synthèse produit dans des générateurs à gaz modernes à partir du charbon (des générateurs à gaz de Shell/Koppers ou de Texaco) et à partir des résidus lourds de pétrole contient un taux élevé en CO par rapport au gaz de synthèse produit du gaz naturel. Si du gaz de synthèse avec un rapport de H₂/CO au-dessous de 2 est utilisé, la composition n'est pas stœchiométrique pour les réactions de Fischer-Tropsch (voir le Tableau I.1). Alors la réaction de Water Gas Shift est importante pour changer le rapport de H₂/CO à 2. La Figure I.3 montre les gammes d'application pour les catalyseurs de fer (Activité WGS élevée) et de cobalt (aucune activité de WGS).

Les catalyseurs peu coûteux de fer par rapport à ceux du cobalt peuvent directement convertir le rapport H₂/CO bas de gaz de synthèse sans réaction de décalage externe [38].

Les nouvelles membranes en céramique pourraient devenir intéressantes pour la réduction significative des coûts de production de gaz de synthèse par 30-50 %. La réduction des coûts de gaz de synthèse pourrait également être accomplie par une diminution des rapports de vapeur/carbone et oxygène/carbone de la matière première [39]. Basini et Piovesan [39] ont comparé des évaluations économiques du reforming à la vapeur-CO₂, le reformage autothermal (ATR), et le processus de reforming combiné. Ils ont conclu que la reformation combinée a le plus bas coût de production et d'investissement à un rapport H₂/CO de 2.

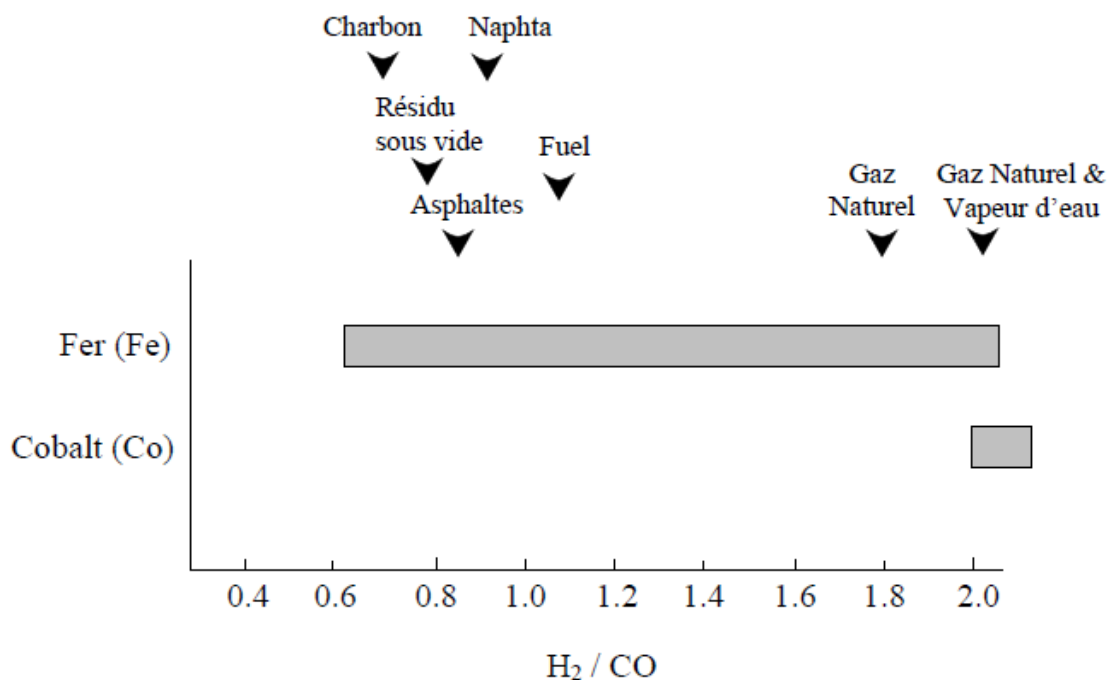


Fig.III.3.Charges et catalyseurs.

III.2.2. La Synthèse Fischer-Tropsch (SFT)

Cette synthèse peut être résumée de la manière suivante: La réaction du gaz de synthèse sur un catalyseur approprié initie un processus de croissance de chaîne qui conduit à un mélange d'hydrocarbures de structure paraffinique, de longueur de chaîne comprise entre C1 et C100 ou plus, dont la répartition obéit en première approche aux lois statistiques de la polymérisation.

Cette réaction se caractérise par une très forte exothermicité. La conversion du gaz de synthèse en hydrocarbures aliphatiques sur des catalyseurs en métal a été découverte par Franz Fischer et Hans Tropsch à l'institut de Kaiser Wilhelm pour la recherche en charbon dans Mtilheim en 1923 [32]. Ils ont montré que l'hydrogénation de CO sur des catalyseurs de

fer, cobalt ou de nickel à 180-250 °C et à pression atmosphérique donne un mélange de produit d'hydrocarbures linéaires. Le spectre de produit de Fischer-Tropsch se compose d'un mélange complexe à plusieurs constituants d'hydrocarbures linéaires et branchés et des produits oxygénés. Les produits principaux sont les paraffines linéaires et les α -oléfines. Les réactions globales de la synthèse Fischer-Tropsch sont récapitulées dans le Tableau I.2. La synthèse d'hydrocarbure est catalysée par des métaux tels que le cobalt, le fer, et le ruthénium. A présent, le fer et le cobalt sont commercialisés et fonctionnent à une température de 200 à 300 °C et à une pression de 10 à 60 barre [40, 41].

III.2.2.1. Les différentes réactions qui se déroulent au courant de la synthèse Fischer-Tropsch.

Réactions principales:

1. Paraffines $(2n + 1)H_2 + nCO \rightarrow C_nH_{2n+2} + nH_2O$
2. Oléfines $2nH_2 + nCO \rightarrow C_nH_{2n+2} + nH_2O$
3. Réaction de Water Gas Shift $CO + H_2O \rightleftharpoons CO_2 + H_2$

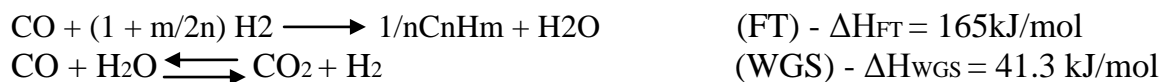
Réaction secondaires:

4. Alcools $2nH_2 + nCO \rightarrow C_nH_{2n+2}O + (n-1)H_2O$
5. Réaction de boudouard $2CO \rightarrow C + CO_2$

Modification du catalyseur :

6. Désactivation du catalyseur par oxydation
 - a. $M_xO_y + yH_2 \rightleftharpoons yH_2O + xM$
 - b. $M_xO_y + yCO \rightarrow yCO_2 + xM$
7. formation du carbide $yC + xM \rightleftharpoons M_xC_y$

Les réactions de la synthèse FT sur des catalyseurs de fer peuvent être simplifiées comme une combinaison de la réaction de FT et de la réaction de décalage du gaz à l'eau :



Où : n est le nombre de carbone

m est la moyenne du nombre d'atome d'hydrogène des produits d'hydrocarbure.

L'eau est le produit primaire dans la réaction de FT, et CO_2 peut être produit par la réaction de WGS. L'activité de cette dernière peut être élevée sur des catalyseurs de fer imprégnés de potassium et négligeable sur des catalyseurs de cobalt ou de ruthénium.

III.3. Electricité génération d'une turbine à gaz

III.3.1. Production d'électricité

La turbine à gaz de grande puissance (> 1 MW) est surtout utilisée pour entraîner un alternateur et produire de l'électricité. Les infrastructures et le génie civil nécessaires pour une

centrale électrique équipée de turbines à gaz sont réduits, ce qui permet d'installer en quelques mois une centrale tout près du lieu d'utilisation de l'électricité (ville, usine) ou de la source de combustible (port, forage, raffinerie...). Turbine et alternateur sont acheminés sous formes de modules compacts et complets qu'il suffit d'assembler et de raccorder aux réseaux dans des climats où la température extérieure peut aller de -40 à +50 °C. Un des avantages des centrales à turbine à gaz est le temps réduit pour la mise en œuvre, le gestionnaire d'un réseau de distribution électrique peut ainsi moduler facilement la capacité de production pour s'adapter aux variations de la consommation.

L'installation d'un groupe électrogène à turbine à gaz peut s'accompagner d'une installation en cogénération, afin de récupérer les quantités importantes d'énergie (environ 65 % de l'énergie consommée) contenues dans les gaz d'échappement. La principale application de ce type consiste à injecter ces gaz, éventuellement après passage dans un tunnel de postcombustion, dans une chaudière de récupération, avec production d'eau chaude ou de vapeur.

III.3.2. Définition (turbine à gaz)

Une turbine à gaz (dénomination historique, abrégée en TAC), appelée aussi turbine à combustion (TAC) ou parfois turbine à gaz de combustion (dénomination la plus précise), est une machine tournante thermodynamique appartenant à la famille des moteurs à combustion interne dont le rôle est de produire de l'énergie mécanique sous la forme de la rotation d'un arbre, directement à partir de l'énergie cinétique des gaz produits par la combustion d'un Hydrocarbure (fioul, gaz combustible...) qui subissent une détente dans une turbine. Le comburant, le plus souvent de l'air ambiant, est généralement comprimé avant de pénétrer dans la chambre de combustion, en utilisant un compresseur rotatif entraîné par le même arbre que la turbine.

Le mot « gaz » dans l'ancienne dénomination « turbine à gaz » (longtemps la plus employée) ne signifie pas que la machine ne peut brûler que du combustible gazeux, mais fait référence au caractère gazeux des produits de combustion, par opposition aux turbines à vapeur dans lesquelles le fluide moteur (de la vapeur d'eau) se condense en liquide.

Le turboréacteur est une turbine à gaz particulière qui utilise le principe de la réaction pour propulser certains types d'avions rapides.

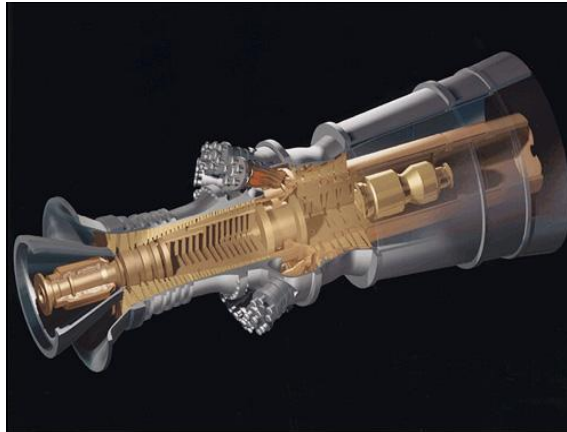


Fig.III.1. Une turbine à

gaz H-Séries de General

Electric

III.3.3. Principe de fonctionnement

La turbine à gaz est un moteur thermique réalisant les différentes phases de son cycle thermodynamique dans une succession d'organes traversés par un fluide moteur gazeux en écoulement continu. C'est une différence fondamentale par rapport aux moteurs à pistons qui réalisent une succession temporelle des phases dans un même organe (généralement un cylindre).

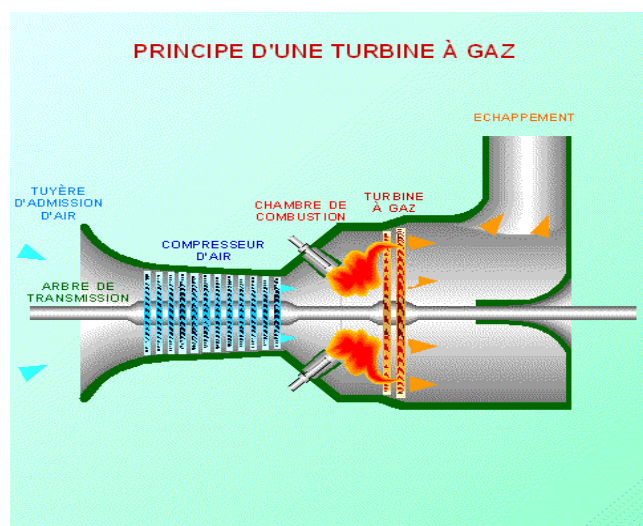


Fig.III.2. Schéma de fonctionnement d'une turbine à gaz à compresseur axial

Dans sa forme la plus simple, la turbine à gaz fonctionne selon le cycle dit de Joule comprenant successivement et schématiquement :

- une compression adiabatique qui consomme de l'énergie mécanique.

- un chauffage isobare comme pour un moteur Diesel .
- une détente adiabatique jusqu'à la pression ambiante qui produit de l'énergie mécanique.
- un refroidissement isobare.

Le rendement est le rapport du travail utile (travail de détente – travail de compression) à la chaleur fournie par la source chaude. Le rendement théorique croît avec le taux de compression et la température de combustion. Il est supérieur à celui du cycle Diesel car sa détente n'est pas écourtée, et si la veine d'échappement est bien conçue, elle permet de récupérer une partie non négligeable de l'énergie cinétique des gaz chauds sortant des aubages turbine.

La turbine à gaz est le plus souvent à cycle ouvert et à combustion interne. Dans ce cas, la phase de refroidissement est extérieure à la machine et se fait par mélange à l'atmosphère. La turbine à gaz peut également être à cycle fermé et à combustion externe. Le chauffage et le refroidissement sont alors assurés par des échangeurs de chaleur. Cette disposition plus complexe permet l'utilisation de gaz particuliers ou de travailler avec une pression basse différente de l'ambiante.

Le cycle de base décrit plus haut peut être amélioré par différents organes complémentaires :

- Récupération de chaleur à l'échappement : les gaz très chauds détendus en sortie de turbine traversent un échangeur pour préchauffer l'air comprimé avant son admission dans la chambre de combustion.
- Compression refroidie : la compression comprend deux étages (ou plus) séparés par un échangeur de chaleur (air/air ou air/eau) refroidissant l'air. La puissance nécessaire à la compression s'en trouve réduite au bénéfice du rendement.
- Combustion étagée : la détente comprend deux étages (ou plus) séparés par un ou des réchauffages additionnels. La puissance fournie est accrue d'où amélioration du rendement.

Les deux dernières dispositions visent à tendre vers des transformations isothermes en lieu et place des adiabatiques et se justifient surtout sur les machines à taux de compression élevé. Les trois dispositifs peuvent être réalisés indépendamment ou simultanément. Dans ce cas, on

retrouve le cycle dit Ericsson que comme le cycle de Stirling présente un rendement théorique égal au rendement maximal du cycle de Carnot. Cette supériorité théorique par rapport aux cycles Otto et Diesel est cependant contrebalancée par l'impossibilité pratique de réaliser les transformations isothermes. Dans tous les cas, ces dispositifs sont réservés aux installations stationnaires du fait de l'encombrement et du poids des échangeurs gaz/gaz.

III.3.3.1. Principes

Se reporter à l'image ci-contre :

1. Le compresseur (« C »), constitué d'un ensemble d'ailettes fixes (stator) et mobiles (rotor), comprime l'air extérieur (« E »), simplement filtré, jusqu'à 10 à 15 bars, voire 30 bars pour certains modèles.
2. Du combustible (« G ») (gazeux ou liquide pulvérisé), est injecté dans la (les) chambre(s) de combustion (« Ch ») où il se mélange à l'air comprimé pour entretenir une combustion continue.
3. Les gaz chauds se détendent en traversant la turbine (« T »), où l'énergie thermique et cinétique des gaz chauds est transformée en énergie mécanique. La turbine est constituée d'une ou plusieurs roues également munies d'ailettes précédées d'aubages fixes (directrices). Les gaz de combustion s'échappent par la cheminée (« Ec ») à travers un diffuseur.
4. Le mouvement de rotation de la turbine est communiqué à l'arbre (« A ») qui actionne d'une part le compresseur, d'autre part une charge qui n'est autre qu'un appareil (machine) récepteur (ice) (pompe, alternateur, compresseur...) accouplé à son extrémité.

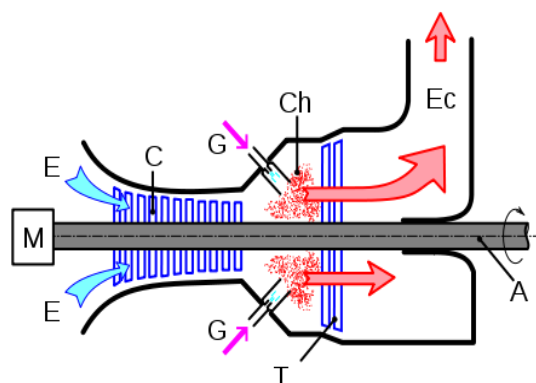


Fig.III.3. Coupe longitudinale d'une turbine à gaz : principaux organes.

Pour la mise en route, on utilise un moteur de lancement (« M ») qui joue le rôle de démarreur ; dans certaines configurations, c'est l'alternateur du groupe lui-même qui est utilisé en moteur pendant la phase de lancement. Le réglage de la puissance est possible en agissant sur le débit de l'air en entrée et sur l'injection du carburant. Le réglage de la vitesse de rotation n'est possible que si l'organe entraîné le permet : en effet, dans le cas d'un alternateur connecté à un réseau électrique à fréquence fixe (par exemple 50 ou 60 Hz), cette fréquence impose une vitesse fixe, le débit de carburant sert alors à régler la puissance produite.

Dans certaines machines, en particulier « heavy duty » modernes, la charge est entraînée par l'arbre côté compresseur, ce qui permet de placer un diffuseur très efficace en ligne à la sortie des gaz chauds avant de les envoyer à la cheminée ou à la chaudière de récupération. Cela permet également de diminuer fortement les problèmes d'alignement relatif de la turbine et de la charge entre l'état froid et l'état chaud du groupe.

III.3.4.Applications

III.3.4.1.Réalisation pratique

La phase de compression est réalisée par un compresseur d'air axial ou centrifuge. Le travail de compression peut être réduit par pulvérisation d'eau à l'admission. L'air comprimé est réparti en trois flux :

- Une alimentation stœchiométrique vers le brûleur alimenté en carburant gazeux ou liquide.
- Un flux refroidissant la paroi de la chambre de combustion et mélangé aux produits de combustion du brûleur.
- Un flux destiné au refroidissement des différents étages de la turbine (stator et/ou rotor).

Contrairement au moteur à piston, la combustion d'une turbine à gaz est continue et il faut donc limiter la température à une valeur acceptable pour les matériaux par un large excès d'air (1300 °C en nominal avec 2000 °C en courte pointe). Ceci est très pénalisant pour le rendement qui est maximum vers 4500 °C (le même problème existe pour les moteurs à pistons).

Il existe des machines utilisant une injection de vapeur dans les produits de combustion à l'entrée de la turbine pour augmenter le débit et donc la puissance de celle-ci. La vapeur est

produite par une chaudière de récupération chauffée par l'échappement. Il s'agit en fait d'un cycle combiné simplifié. L'injection de vapeur permet également de limiter la teneur en oxydes d'azote (Nox) à l'échappement.

La turbine généralement de type axial comprend un ou plusieurs étages de détente. Contrairement aux turbines à vapeur, il s'agit toujours de turbines à réaction. Deux grands types de turbines à gaz sont à distinguer :

- Simple arbre : le compresseur et l'ensemble des étages de détente sont regroupés sur le même arbre entraînant également l'organe récepteur ;
- Double arbre : le compresseur est sur le même arbre que les étages de turbine strictement nécessaires à son entraînement, les autres étages de turbine étant groupés sur un second arbre solidaire de la machine entraînée.

La seconde disposition plus complexe permet un meilleur fonctionnement à charge partielle et variable ce qui est le cas des moteurs destinés à la propulsion ou à l'entraînement de pompes ou de compresseurs (oléoducs ou gazoducs). Les turbines à simple arbre sont adaptées à la production électrique qui se fait à régime constant et charge plus élevée.

La réalisation de la turbine et notamment le premier étage, situé derrière le système de combustion, pose des problèmes métallurgiques liés à la température élevée et aux contraintes dues à la détente et à la force centrifuge s'exerçant sur les aubages mobiles. Elle nécessite l'emploi d'aciers fortement alliés (Cr-Ni-Va) et un refroidissement énergétique par de l'air de charge prélevé sur le compresseur. L'utilisation de matériaux céramiques et de monocristaux est à l'étude pour permettre d'augmenter la température.

III.3.4.2.Limites techniques. Avantages

Bien que théoriquement supérieure au moteur Diesel, la turbine à gaz présente de sévères limitations dues aux contraintes techniques de sa réalisation. Ces principales limites sont les suivantes :

- Taux de compression (et donc rendement) limité par le nombre d'étages de compression nécessaires, mais les machines « heavy duty » récentes dépassent maintenant un taux de compression de 19 ;
- Baisse importante de rendement des compresseurs centrifuges à une vitesse de rotation plus faible que la vitesse nominale ;

- Baisse progressive de la puissance disponible lorsque la température de l'air extérieur augmente. On estime que la puissance diminue de 1 % pour chaque degré d'élévation ; ceci est dû à la diminution du débit massique de l'air ambiant quand sa température augmente ;
- Température de combustion (et donc rendement) limitée par la résistance mécanique des aubages fixes et mobiles de la turbine ;
- Chute importante du rendement à charge partielle en particulier pour les machines à simple arbre ;
- Coût d'usinage des aubages notamment de la turbine ;
- Encombrement important des filtres d'aspiration d'air. Cet inconvénient est particulièrement pénalisant à bord des navires ;
- La plupart des turbines à gaz ne peuvent pas brûler de fioul lourd contrairement au moteur Diesel ; elles utilisent alors du gaz naturel, du biogaz ou du gasoil, voire du kérosène. Toutefois, les turbines à gaz heavy duty peuvent brûler du fioul lourd, voire du pétrole brut (crude oil) ; ceci peut nécessiter le réchauffage du combustible afin d'en diminuer la viscosité pour permettre sa pulvérisation correcte dans les injecteurs ; certains fiouls lourds nécessitent l'injection d'inhibiteur pour réduire les effets néfastes du vanadium contenu naturellement dans le pétrole brut de beaucoup de gisements.

Les avantages inhérents à ce type de machine sont les suivants :

- puissance massique et volumique très élevée ;
- possibilité de démarrage, prise et variation de charge 0 à 100 % très rapidement ; à titre d'exemple, une machine « heavy duty » de 200 MW installée en France dans les années 1990 dans la région parisienne peut arriver à vitesse nominale en 6 minutes après l'ordre de démarrage, prendre les premiers 100 MW en quelques secondes, et les 100 MW restants en 6 minutes ;
- Simplicité apparente de construction (un rotor dans un carter et un brûleur) et équilibrage (peu de vibrations) ;
- Pollution limitée en HC, CO et NO_x du fait du contrôle de l'excès d'air et de la température limitée ;

- Aptitude à la récupération de chaleur (cogénération) ;
- Coûts de maintenance inférieurs aux moteurs pistons ;
- Longévité en marche stationnaire ;
- Aptitude potentielle à utiliser des combustibles liquides ou gazeux variés et de moindre qualité (gaz pauvre) ;
- Meilleure aptitude aux arrêts et démarrages fréquents que les turbines à vapeur ;
- Peu de génie civil nécessaire pour sa mise en œuvre, et facilité de transport en colis standardisés pour les machines de puissance unitaire inférieure à 100 MW.
- Facilité de standardiser les composants « nobles » (aubages fixes et mobiles), ce qui permet de construire les machines en avance sans connaître les conditions finales d'utilisation sur site ;
- Possibilité d'entraîner des machines (pompes ou compresseurs) à vitesse variable sans grande perte de rendement pour les machines « deux arbres », ce qui permet l'utilisation dans les lignes d'oléoducs ou de gazoducs.

Les applications des turbines à gaz découlent directement de leurs avantages spécifiques. Ainsi, la puissance massique élevée se prête bien à la propulsion aéronautique en particulier sur les avions (turboréacteurs et turbopropulseurs) et les hélicoptères. La propulsion navale fait également appel aux turbines à gaz notamment pour les navires à grande vitesse (ferry rapide, frégates, porte-aéronefs). Il existe enfin des exemples d'applications à la propulsion ferroviaire ETG et RTG de la SNCF 1972/2004 et à des véhicules militaires comme des chars d'assaut (XM-1 Abrams ou T80).

Par contre, la turbine à gaz est mal adaptée aux véhicules routiers. En effet, les variations de charge et de régime sont trop importantes et trop rapides pour être réalisables avec un rendement correct. De plus, le rendement atteint difficilement 30 % pour des moteurs compacts et de faible puissance alors que les Diesel actuels dépassent 40 %. Par contre, elles pourraient trouver un regain d'intérêt pour les chaînes de propulsion hybrides en particulier sur les poids lourds, où l'installation des échangeurs (notamment récupérateur sur échappement) est moins problématique.

L'autre grand domaine d'emploi des turbines à gaz est la production d'électricité. En effet, il s'agit d'applications à vitesse de rotation constante et soit à charge relativement constante

pour lesquelles le rendement de ces machines est le meilleur pour les machines utilisées en régime dit « de base », soit au contraire à charge très variable pour les machines utilisées en secours de réseaux et pour lesquelles la sécurité du réseau est plus importante que le rendement. La puissance varie de quelques centaines de kW à plus de 300 MW. Les machines les plus puissantes sont en général associées à des turbines à vapeur dans des cycles combinés, ce qui fait que le rendement global de la centrale dépasse actuellement (en 2011) 61 %, avec une aptitude à prendre en compte les variations rapides de puissance instantanée des machines éoliennes (par exemple en cas de variation brutale du vent) ou des parcs photovoltaïques (par exemple en cas de passage de nuages). En cycle simple, le rendement est de l'ordre de 30 à 35 % voire plus pour les grosses machines. Dans les faibles puissances, le rendement est même inférieur à 30 % mais on met alors à profit l'aptitude des turbines à combustion pour la récupération de chaleur dans des applications de cogénération (production simultanée d'électricité et de chaleur).

III.3.4.3. Turbocompresseur

Le terme turbocompresseur a deux significations :

1. Un compresseur (centrifuge en général) entraîné par une turbine (à gaz en général).
2. Une turbine entraînée par les gaz d'échappement qui comprime de l'air pour l'injecter dans le moteur (appelé couramment « turbo » dans le domaine automobile).

Le turbo désigne une turbine actionnée par les gaz d'échappement d'un moteur à pistons et dont le travail sert à comprimer l'air admis dans le moteur. Ce dispositif représente une amélioration importante du moteur classique notamment sur les points suivants :

- Augmentation de la puissance massique et volumique par une puissance supérieure à cylindrée égale. Afin de maximiser cet effet, il est nécessaire de refroidir l'air comprimé par un échangeur (intercooler) ;
- Suppression de l'inconvénient de la détente écourtée des cycles Otto et Diesel d'où amélioration de rendement. L'amélioration du rendement est très limitée sur les moteurs à essence car les risques d'auto-inflammation (cliquetis) imposent de réduire sensiblement le taux de compression du moteur proprement dit, d'où une perte de rendement.

Le moteur turbocompressé combine donc un moteur à pistons et une turbine à gaz, les deux étant liés par une chambre de combustion commune. Il permet de concilier les avantages des deux types de moteurs tout en réduisant leurs inconvénients respectifs, en particulier pour les cycles Diesel. Ceci explique la généralisation actuelle de cette technique.

Le problème majeur du turbocompresseur est le même que les autres turbines à gaz, à savoir la gestion de la marche à faible charge ou en régime transitoire. Il est en grande partie résolu au XXI^e siècle par les turbocompresseurs dits « à géométrie variable » munis d'aubages fixes à incidence variable.

III.3.4.4. Propulsion

C'est grâce à leur puissance massique et puissance volumique élevées que de petites turbines sont utilisées pour motoriser les hélicoptères et voitures. Des trains (Turbotrain) RTG et ETG, mais aussi des chars d'assaut, des navires... sont propulsés par des turbines à gaz de puissance moyenne. Les turboréacteurs et les turbopropulseurs sont des turbines à gaz utilisées en aéronautique pour propulser des avions modernes et rapides.

III.3.4.5. Moteur

Les industries pétrolière et gazière utilisent des turbines à gaz pour entraîner des pompes pour les pipelines et des compresseurs pour les gazoducs.

III.3.5. Conclusion

La turbine à gaz contribue dans une large mesure aux motorisations actuelles. Leur avantage de légèreté en impose l'usage dans l'aéronautique, tandis que dans le domaine des fortes puissances (production d'électricité) elles se démarquent par leur adaptation à des cycles combinés ou de cogénérations très performantes. Les moteurs à explosion eux ont leur puissance limitée à environ 10 MW pour des raisons de masse et d'encombrement.

CHAPITRE IV

Partie calcule

IV. 1. Introduction

La simulation de procédé est devenue une pratique courante qui a fait ses preuves dans l'industrie chimique et en particulier dans l'industrie pétrolière. Les programmes, développés sont devenus des logiciels puissants permettant de réaliser rapidement les calculs de bilans.

Cette partie est consacrée à la présentation des calculs de simulation et d'optimisations effectuées à l'aide de simulateur HYSYS à qui nous avons fait appels dans cette étude, ainsi que la discussion des résultats obtenus.

IV. 2. Présentation du simulateur HYSYS

IV. 2. 1. Importance des logiciels

De manière générale, les objectifs d'un programme de simulation des procédés sont :

- Résoudre les équations de bilans matière et énergie pour l'ensemble des opérations unitaires du procédé ;
- Calculer les caractéristiques des courants en tout point de l'installation ;
- Effectuer un pré-dimensionnement des principaux équipements, et fournir les éléments nécessaires au calcul complet de l'ensemble des appareils ;
- Optimiser les conditions de fonctionnement du procédé par rapport à divers critères.

IV. 2. 2. Définition

Aspent HYSYS version 7.2 est un logiciel de simulation des procédés développé par Aspen Technology, Inc. Il effectue le calcul des bilans matière et énergie pour des procédés très variés en régime permanent, et a été conçu afin de permettre des extensions importantes .

IV. 2. 3. Conception générale du logiciel

Les composantes principales sont les suivantes :

IV. 2. 3. 1. La base de données

La partie la plus importante du système est sans doute la base de données, qui sert de référence pour les corps purs. En effet chaque corps pur, est repéré par son nom et un numéro d'identification, ou plus simplement par sa formule chimique.

IV.2 .3 .2. Bibliothèque des équipements

Aspent HYSYS, renferme également un certain nombre d'appareils classés en différents types à savoir :

- Des absorbeurs ;
- Appareils de contrôles ;
- Des colonnes de distillations ;
- Des échangeurs de chaleur ;
- Des extracteurs ;
- Des flashes ;
- Des compresseurs ;
- Des pompes ;
- Des diviseurs du courant ;
- Des réacteurs.

Ce logiciel offre la possibilité d'utilisation de ces appareils soit seuls ou connectés. Il permet également la transmission d'information entre appareils. Il est à noter, que les dimensions et les directions des appareils peuvent être modifiées à volonté.

IV. 2. 3. 3. La bibliothèque thermodynamique

Cette bibliothèque contient l'ensemble des modèles thermodynamiques nécessaires au calcul des propriétés physico-chimiques et des équilibres entre phases.

Le choix d'un modèle thermodynamique adapté au système étudié (constituant, conditions opératoires) est très important, car il conditionne en grande partie la fiabilité des calculs effectués. Les différents modèles prédéfinis dans cette bibliothèque sont les suivants :

Tab. IV.1. Les différents modèles thermodynamiques.

Soave-Redlich-Kwong(SRK)	Sour PR
Peng-Robinson(PR)	SRK-T wu
Lee-Kesler-Plocker(LKP)	T wu- Sim- Tassone
(BWRS) ;	Zudkevitch- Joffee
Kabadi-Danner	GCEOS
Chien Null	Glycol Package
Clean Fuels Pkg	Chao-Seader
Grayson Streed	Sour SRK
OLI_Electrolyte	UNIQUAC
NBS Steam	Van Laar
NRTL	Wilson

IV. 2. 3. 4. Système d'unité

Il est évident que les unités font partie du programme de ce logiciel, en effet on distingue trois systèmes :

- Le système international ;
- Le système Européen ;
- Un système d'unité employée par ce logiciel et qui porte le nom Field.

IV. 2. 3. 5. Système de simulation

Aspent HYSYS est capable de simuler n'importe quel procédé, utilisons les appareils précédemment citées. Le système de simulation de ce logiciel est un système modulaire, dans lequel les équations de bilans matière et énergétique sont résolues d'une manière séquentielle, et il basé sur la décomposition des équations.

IV.3.Calculs et discussions

L'Algérie possède des unités pétroliers qui brûlé sur plus de la procédée de production de Gaz et pétrole et tous ces fraction, parmi ce brûle il existe une perte de charge grand teneur de gaz (méthane 88.37 %) et d'argent bien que l'influence sur l'environnement a partir de la combustion de ces gaz, tous ça appariasses dans l'augmentation de pourcentage de CO, CO₂ dans l'air, ces pour ça nous avons étudié cette phénomène on utilisant la simulation pour éliminiez le problème, récupéré de cette gaz (méthane 88.37 %) et obtenir la meilleure solution ,utilisé ces Gaz comme énergie avantageux.

IV.3.1.Calculs et discussions pourcentage des Gaz méthane et Gaz CO₂

L'objectif de cette étude est d'obtenir le pourcentage de gaz méthane et gaz CO₂ dans le gaz de torche après et avant la combustion par la simulation avec logiciel Aspent HYSYS version 7.2 en appliquant l'équation NRTL.

IV.3.1.1.Les conditions de marche pour l'unité traitement de GNL

L'analyse chromatographique du gaz naturel a donné la composition représentée dans le tab IV. 1. suivant :

Tab. IV.2. Les composition de Gaz Naturel.

Composition (molaire)	Gaz-Naturel
méthane	0.89772
éthane	0.014531
propane	0.004301
i-butane	0.001145
n-butane	0.001722
i-pentane	0.008575
H ₂ O	0.004422
CO ₂	0.012976
nitrogène	0.054538
H ₂ S	0.00007

Les conditions de Gaz Naturel entre dans cette unité traitement de gaz est présentée dans le tableau suivant :

Tab.IV.3. Conditions de Gaz Naturel.

Température (°c)	Pression (bar)	Débit molaire (Kgmole/h)
45	181	760.7

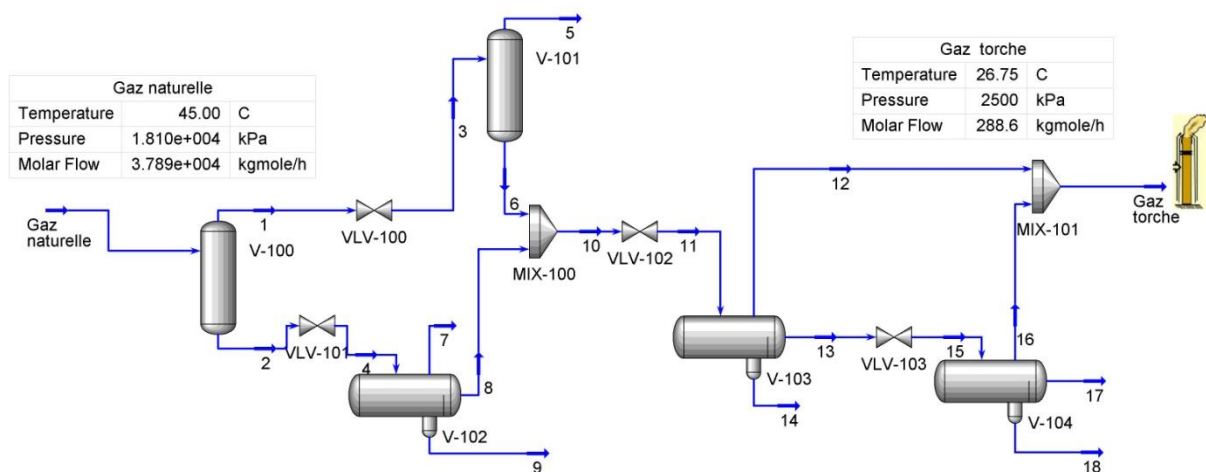


Fig.IV.1. Unité traitement de gaz naturel

IV.3.1.2. Calculs pourcentage des Gaz méthane et Gaz CO₂

Ce tableau présente le pourcentage de composition résulté à partir traitement de gaz dans cette fabrication et déclare spécialement le pourcentage de Gaz torche avant et après la combustion.

Tab.IV.4. Pourcentage de gaz méthane et CO₂ dans le gaz de torche avant et après la combustion.

Composition (molaire)							
	G-N	1	2	3	4	5	6
méthane	0.89772	0.910019	0.470181	0.910019	0.470181	0.910019	0.542542
éthane	0.014531	0.014211	0.025659	0.014211	0.025659	0.014211	0.031485
propane	0.004301	0.003305	0.038921	0.003305	0.038921	0.003305	0.032398
i-butane	0.001145	0.000631	0.019016	0.000631	0.019016	0.000631	0.01583
n-butane	0.001722	0.000806	0.033548	0.000806	0.033548	0.000806	0.027926
i-pentane	0.008575	0.002238	0.228874	0.002238	0.228874	0.002238	0.19052
H ₂ O	0.004422	0.000082	0.155284	0.000082	0.155284	0.000082	0.129262
CO ₂	0.012976	0.012864	0.016874	0.012864	0.016874	0.012864	0.016984
nitrogène	0.054538	0.055778	0.01144	0.055778	0.01144	0.055778	0.01285
H ₂ S	0.00007	0.000066	0.000203	0.000066	0.000203	0.000066	0.000202
	7	8	9	10	11	12	13
méthane	0.9182	0.350927	0.350927	0.350927	0.350927	0.911404	0.21793
éthane	0.019534	0.027289	0.027289	0.027289	0.027289	0.029068	0.026867
propane	0.004934	0.047967	0.047967	0.047967	0.047967	0.008291	0.057382
i-butane	0.000939	0.023828	0.023828	0.023828	0.023828	0.001571	0.029109
n-butane	0.001192	0.042161	0.042161	0.042161	0.042161	0.001978	0.051696
i-pentane	0.003244	0.288932	0.288932	0.288932	0.288932	0.00526	0.356245
H ₂ O	0.000104	0.19659	0.19659	0.19659	0.19659	0.000143	0.243206
CO ₂	0.016499	0.016974	0.016974	0.016974	0.016974	0.022585	0.015642
nitrogène	0.035258	0.0051	0.0051	0.0051	0.0051	0.019546	0.001672
H ₂ S	0.000096	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000154	0.000251
	14	15	16	17	18	gaz torche (%)	gaz brûlé (%)
méthane	0.21793	0.21793	0.849036	0.070358	0.070358	88.3711	0
éthane	0.026867	0.026867	0.057089	0.0198	0.0198	4.151	2.3053
propane	0.057382	0.057382	0.022817	0.065464	0.065464	1.4741	0.0001
i-butane	0.029109	0.029109	0.004384	0.034891	0.034891	0.282	0
n-butane	0.051696	0.051696	0.00547	0.062505	0.062505	0.3528	0
i-pentane	0.356245	0.356245	0.014142	0.436239	0.436239	0.9204	0
H ₂ O	0.243206	0.243206	0.000308	0.300003	0.300003	0.0216	0.0012
CO ₂	0.015642	0.015642	0.0385	0.010297	0.010297	2.9652	50.7243
nitrogène	0.001672	0.001672	0.007896	0.000217	0.000217	1.4373	0.7982
H ₂ S	0.000251	0.000251	0.000358	0.000226	0.000226	0.0244	0.0136

Les secteurs graphiques de la fig.IV.2 représenter pourcentage de gaz méthane et CO₂ dans le gaz de torche avant et après la combustion

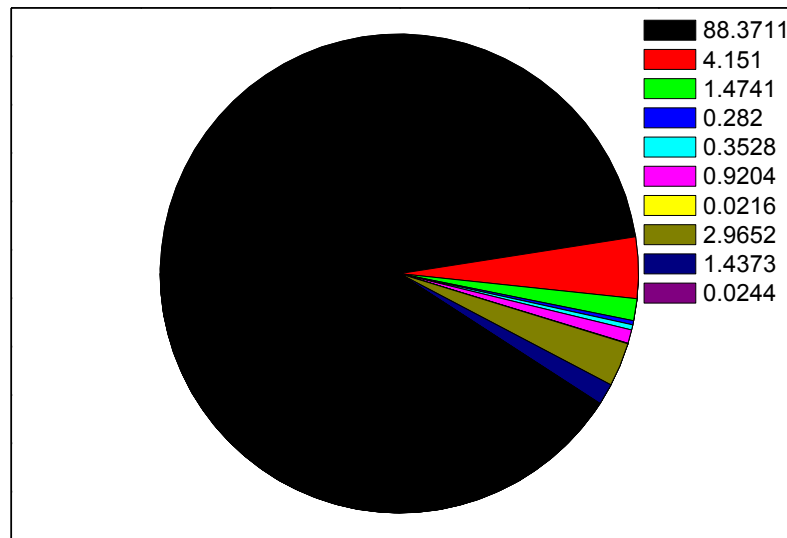


Fig.IV.2. Pourcentage de gaz méthane et CO_2 dans le gaz de torche avant la combustion.

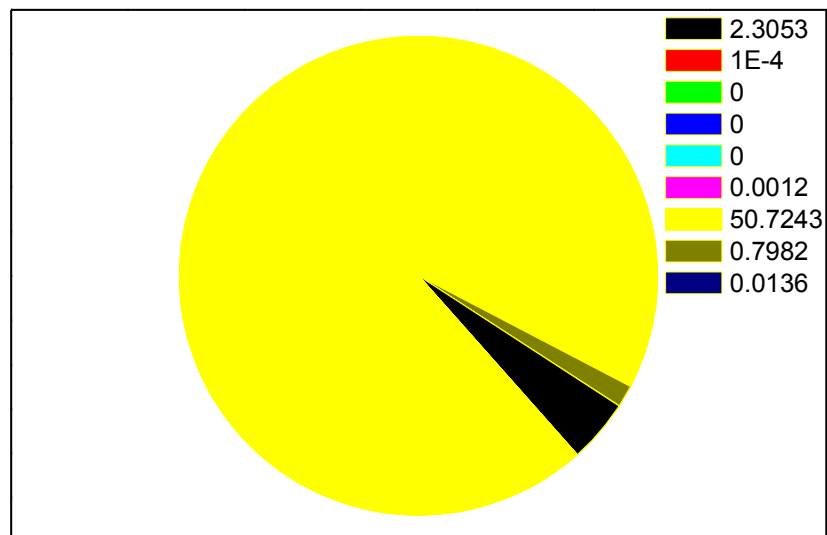


Fig.IV.3. Pourcentage de gaz méthane et CO_2 dans le gaz de torche après la combustion.

D'après les résultats du tableau IV.3 et de Le secteurs graphiques le premier secteur Fig.IV.2 représenter le teneur de gaz méthane (88.37%) plus grand dans les gaz torche avec quantité de gaz CO_2 (2.96%).

Le deuxième secteur Fig.IV.3 représenté le teneur de gaz CO_2 (50.72%) plus grand dans les gaz brulé avec quantité de gaz méthane (2.30%).

Après l'étude précédente en de déduire elle faut récupérer plus grand quantité de gaz méthane et diminuer plus grand quantité de gaz CO₂ en propose deux procédés de récupération suivants :

- ✓ Electricité génération d'une turbine à gaz.
- ✓ Le gaz de production de liquide (GTL).

IV.3.2. Electricité génération d'une turbine à gaz.

L'objectif de cette étude comment utilisée gaz de torche pour production d'énergie électrique à partir turbine à gaz. En va calculer la quantité d'énergie produite par la simulation fig IV.4.

IV.3.2.1. Les conditions de marche pour turbine à gaz

D'après les résultats précédents la composition du Gaz torche représentée dans le tab IV. 2 suivant :

Tab. IV.5. Les composition de Gaz torche.

Composition (molaire)	Gaz torche
méthane	0.883711
éthane	0.04151
propane	0.014741
i-butane	0.00282
n-butane	0.003528
i-pentane	0.009204
H ₂ O	0.000216
CO ₂	0.029652
nitrogène	0.014373
H ₂ S	0.000244

Tab. IV.6. Conditions de Gaz torche.

Température (°c)	Pression (bar)	Débit molaire (Kgmole/h)
26.75	25	288.6

Tab.VI.7. Paramètres actuels du fonctionnement de la turbine à gaz.

Paramètres	Valeurs
Duty	5.5139e+02 Kw
Adiabatic Eff	75.00
PolyTropic Eff	69.76
Adiabatic Head	1.481e+004 m
Polytropic Head	1.592e+004 m
Adiabatic Fluid Head	145.2 kJ/kg
Polytropic Fluid Head	156.2 kJ/kg
Polytropic Exp	1.218
Isentropic Exp	1.345
Poly Head Factor	0.9870

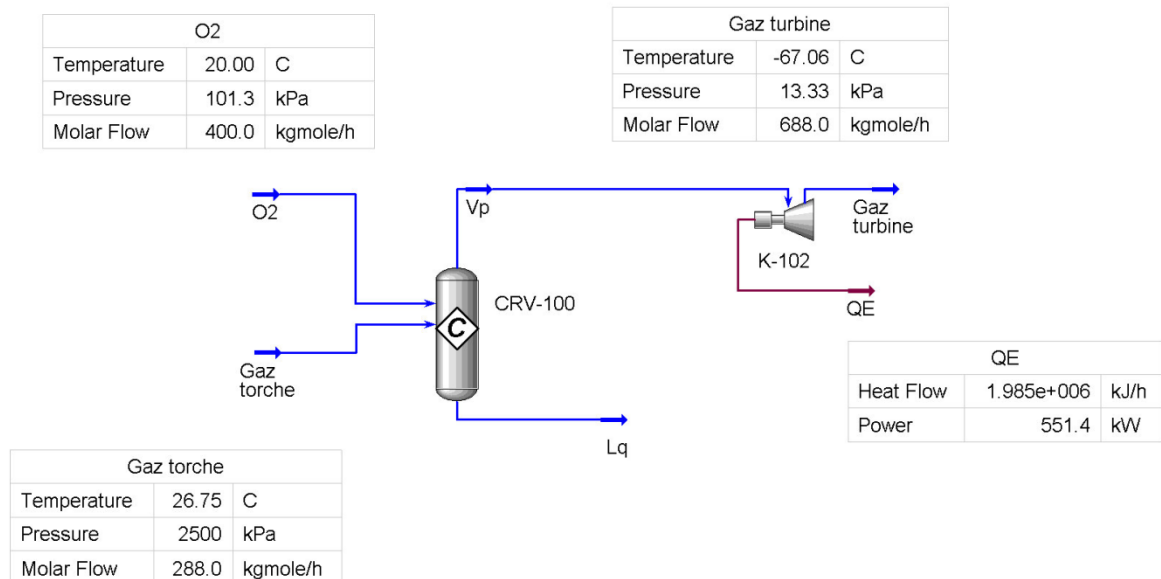


Fig.IV.4. Schéma du procédé de simulation de la plan d'énergie Electricité.

IV.3.2.2. Calcule la quantité d'énergie produite

Ce tableaux présente le pourcentage de composition et la quantité d'énergie Electricité produite.

Tab.IV.8. La composition de Gaz torche et Gaz turbine.

	Gaz torche	Gaz turbine
méthane	0.883788	0.369958
éthane	0.041504	0.017374
propane	0.014701	0.006154
i-butane	0.0028	0.001172
n-butane	0.0035	0.001465
i-pentane	0.009201	0.003852
H ₂ O	0.0002	0.000084
CO ₂	0.029703	0.012434
nitrogène	0.014401	0.006029
H ₂ S	0.0002	0.000084

Tab.IV.9. Quantité d`énergie Electricité produite.

Quantité d`énergie Electricité	5.5139e+02 kW
--------------------------------	---------------

D`après les résultats du tableau IV.9 la quantité d`énergie Electricité produite est 5.5139e+02 kW.

IV.3.3.Le gaz de production de liquide (GTL)

L objectif de cette étude le charbon et le gaz naturel peuvent être convertis en gaz de synthèse, mélange principalement de CO et H₂ cette réaction se sur vient dans recteur, .En va calcule la quantité de gaz de synthèse (méthane) par la simulation fig IV.5.

1. Paraffines $(2n + 1)H_2 + nCO \rightarrow C_nH_{2n+2} + nH_2O$
2. Oléfines $2nH_2 + nCO \rightarrow C_nH_{2n+2} + nH_2O$

IV.3.3.1.Les conditions de marche pour plan GTL

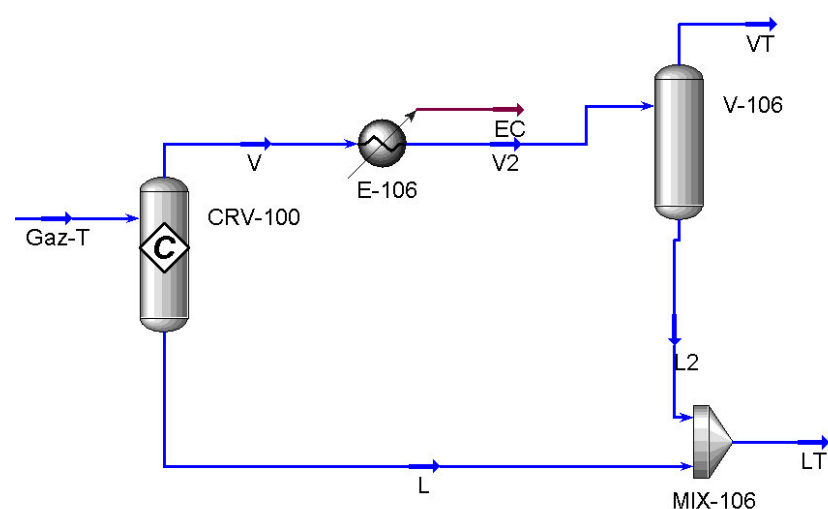
D`après les résultats précédents la composition du Gaz burle représentée dans le tab IV. 2 suivant

Tab. IV.10. Les composition de Gaz burle.

Composition (molaire)	Gaz burle
Méthane	
Ethane	0
propane	0
i-butane	0
n-butane	0
i-pentane	0
H ₂ O	0
CO ₂	0
Nitrogène	0.625
H ₂ S	0
CO	0.375

Tab.IV.11. Conditions de Gaz burle

Température (°c)	Pression (bar)	Débit molaire (Kgmole/h)
26.75	25	288.6

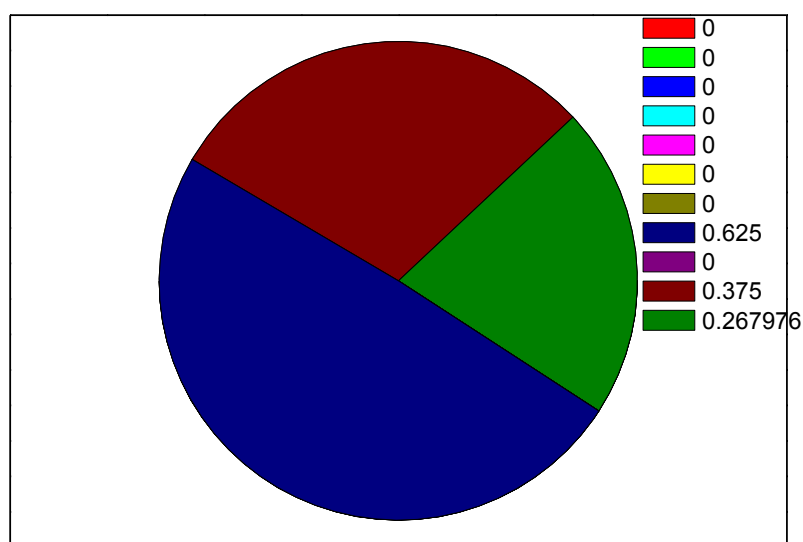
**Fig.IV.5.** Schéma du procédé de simulation du plan GTL.

IV.3.3.2. Calcule la quantité de gaz synthèse

Ce tableau présente la quantité de gaz synthèse (méthane) produite.

Tab.IV.12. La composition de Gaz burle et Gaz synthèse.

	Gaz burle	Gaz synthèse
méthane	0	0.11778
éthane	0	0
propane	0	0
i-butane	0	0
n-butane	0	0
i-pentane	0	0
H ₂ O	0	0.024674
CO ₂	0.625	0.58957
nitrogène	0	0
H ₂ S	0	0
CO	0.375	0.267976

**Fig.IV.6.** pourcentage de gaz méthane, CO et CO₂ dans le gaz brule

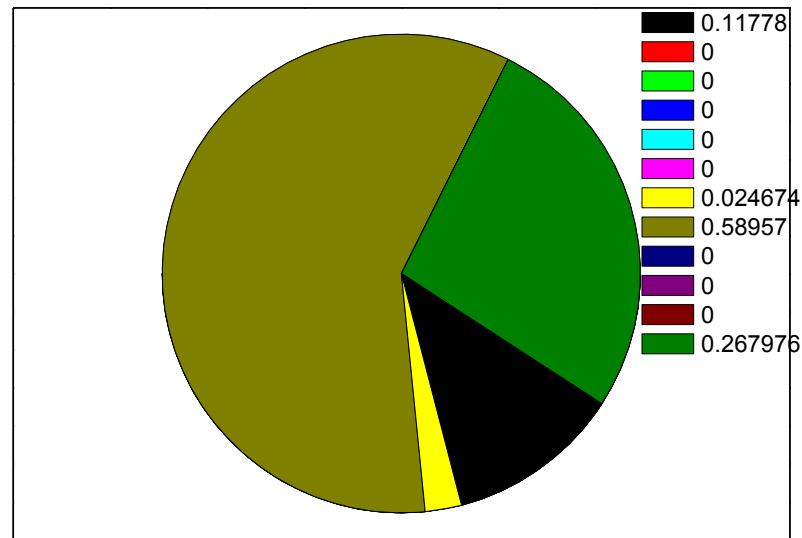


Fig.IV.7. Pourcentage de gaz méthane, CO et CO₂ dans le gaz synthèse.

D'après les résultats du tableau.IV.11 et de Le secteurs graphiques le premier secteur Fig.IV.6 représenté le teneur de gaz CO₂ (62%) et gaz CO (37.5 %) plus grand dans les gaz brulé avec quantité de gaz méthane (0%).

Le deuxième secteur Fig.IV.7 représenté le teneur de gaz CO₂ (58.9%) et gaz CO (37.5 %) diminue les gaz synthèse et plus grand quantité de gaz méthane (11.77 %).

Le présent travail se place dans le contexte d'une recherche appliquée qui dépende sur la simulation avec logiciel Aspent HYSYS version 7.2 pour récupération de gaz torche et après l'étude en de déduire elle faut récupérer plus grand quantité de gaz méthane et diminue plus grand quantité de gaz CO₂ qui influence sur l'environnement en propose deux procédée de récupération suivant :

- ✓ Electricité génération d'une turbine à gaz.
- ✓ Le gaz de production de liquide (GTL).

D'après les résultats par rapport le deux procédée suivant :

- La premier procède : Electricité génération d'une turbine à gaz a donne bon quantité d'énergie Electricité produite est 5.5139e+02 kW.
- La deuxième procède : Le gaz de production de liquide (GTL) a donne le teneur de gaz CO₂ (58.9%), gaz CO (37.5 %) et augmente la quantité de gaz méthane (11.77 %) tout fois.

Bibliographique

- [1].<http://www.economiedenergie.wikibis.com/torchage> et rejet de gaz naturel.php
- [3]Catalogue Mécanique "Tuyauterie" volume 19.Document GP1/Z.
- [4] Principaux chiffres du torchage, GGFR
- [5] Liste des 20 premières nations pour le torchage, GGFR
- [6] Le Figaro, "Gaz : 150 milliards de mètres cubes gaspillés par an"
- [7] : Manuel opératoire du module III.
- [8] : Revue trimestriel de Sonatrach. Revue n°15.Décembre 2002
- [9] :.Conférence sur Le GPL. Hassi Messaoud. Janvier2000
- [10] : Revue trimestriel de Sonatrach. «Séminaire sur le développement et la production du GPL ».Mars 1997.
- [11]. DJEBAILI M'HAMED, MESSAI BOULAARES. Etude des pertes de charge dans un tronçon de train de préchauffage du topping U11de la RANK: Raffinage. Université de M'hamed bougara boumerdes -2004-2005.
- [12] : Rapport du Centre de formation de Hassi R'mel : Revue Sonatrach. « Gaz naturel dans le monde.
- [13] Gaz naturel, production, traitement et transport Publication de IFP. Edition Technique.
- [Rei87] Reid R.C., Prausnitz J.M., B.E. Poling, the properties of gases and liquids, fourth edition, Mc Graw-Hill Book Company, 1987.
- [Neu70] Neumann A., Mann R., Löslichkeit von festen kohlenwasserstoffen und methanol in flüssigem methan, Kältechnik-Klimatisierung, 22, p 182-183, 1970
- [Hol91] Holderbaum T., Gmehling J., PSRK: A group contribution equation of state based on UNIFAC, Fluid Phase Equilibrate., 70 (2-3), p 251-265, 1991.
- [14] J. Miles, Zero flaring can achieve operational environmental benefits, Oil Gas J. 30 (2001) 72–75.
- [15] IPCC Climate Change – The Scientific Basis, Cambridge University Press, Cambridge 2001.
- [16] M. Ryden, A. Lyngfelt, T. Mattisson, CaMn_{0.875}Ti_{0.125}O₃ as oxygen carrier for chemical-looping combustion with oxygen uncoupling (CLOU) Experiments in a continuously operating fluidized-bed reactor system, Int. J. Greenhouse Gas Control 5 (2011) 356–366.
- [17] B. Hileman, An urgent plea on global warming, Chem. Eng. News 82 (26) (2004) 44.
- [18] Methanex, 2004 (<http://www.methanex.com>).

- [19] M.R. Rahimpour, A two-stage catalyst bed concept for conversion of carbon dioxide into methanol, *Fuel Process. Technol.* 89 (2008) 556–566.
- [20] G. Zahedi, A. Elkamel, A. Lohi, A. Jahanmiri, M.R. Rahimpour, Hybrid artificial neural network—first principle model formulation for the unsteady state simulation and analysis of a packed bed reactor for CO₂ hydrogenation to methanol, *Chem. Eng. J.* 115 (2005) 113–120.
- [21] M.R. Rahimpour, H.R. Mottaghi, Simultaneous removal of urea, ammonia, and carbon dioxide from industrial wastewater using a thermal hydrolyzerseparator Loop, *Ind. Eng. Chem. Res.* 48 (22) (2009) 10037–10046.
- [22] M.R. Rahimpour, A.Z. Kashkooli, Enhanced carbon dioxide removal by promoted hot potassium carbonate in a split-flow absorber, *Chem. Eng. Process.* 43 (2004) 857–865.
- [23] N. Bjorndalen, S. Mustafiz, M.H. Rahman, M.R. Islam, No-flare design: converting waste to value addition, *Energy Sources* 27 (2005) 371–380.
- [24] W. Broere, The elusive goal to stop flares, *Shell World*, 2008, <http://www.shell.com>.
- [25] M.R. Rahimpour, A. Asgari, Production of hydrogen from purge gases of ammonia plants in a catalytic hydrogen-permeable membrane reactor, *Int. J. Hydrogen Energy* 34 (2009) 5795–5802.
- [26] E. Cairncross, Report and technical protocol for the monitoring and regulation of flaring from oil refineries in South Africa, UEM flaring project final report, 2007.
- [27] A. Ezersky, H. Lips, Characterisation of Refinery Flare Emissions: Assumptions, Assertions and AP-42, Bay Area Air Quality Management District (BAAQMD), 2003.
- [28] US EPA Enforcement Alert, vol. 3, No. 9, 2000.
- [29] A. Ezersky, B. Guy, Proposed regulation 12, Rule 11: Flare Monitoring at Petroleum Refineries, 2003.
- [30] C.R. Mohanty, Sivaji Adapalaa, B.C. Meikap, Removal of hazardous gaseous pollutants from industrial flue gases by a novel multi-stage fluidized bed desulfurizer, *J. Hazard. Mater.* 165 (2009) 427–434.
- [31] I. Mochida, Y. Koraia, M. Shirahama, S. Kawano, T. Hada, Y. Seo, M. Yoshikawa, A. Yasutake, Removal of SO₂ and NO over activated carbon fibers, *Carbon* 38 (2000) 227–239.
- [32] A.N. Stranges, *Proc. 3rd Top. Conf. Nat. Gas Utilization.* 2003, 635.
- [33] C. Maretto, R. Krishna, Design and optimisation of a multi-stage bubble column slurry reactor for Fischer–Tropsch synthesis, *Catal. Today* 66 (2001) 241–248.

- [34] G.P. van der laan, A.C.M. Antonie, Beenackers, R. Krishna, Multicomponent reaction engineering model for Fe-catalyzed Fischer–Tropsch synthesis in commercial scale slurry bubble column reactors, *Chem. Eng. Sci.* 54 (1999) 5013–5019.
- [35] Kroschwitz, I.; Howe-Grant, M., Kirk-Othmer encyclopedia of chemical technology, Wiley & Sons, New York, fourth edn. 1996.
- [36] S. Akretche, *Appi. En Algérie*, Janvier 2002.
- [37] J. Rostrup-Nielsen, J.R. Anderson, M. Boudart, *Catalysis Science and Technology*, Eds., Vol. 5, Springer-Verlag, Berlin, 1984.
- [38] Rao, V.U.S.; Stiegel, G.J.; Cinquegrane, G.J.; Srivastave, R.D., Iron-based catalysts for slurry-phase Fischer-Tropsch process: Technology review, *Fuel Process. Technol.* 1992, 30, 83–107.
- [39] Basini, L.; Piovesan, L., Reduction on synthesis gas costs by decrease of steam/carbon and oxygen/carbon ratios in the feedstock, *Ind. Eng. Chem. Res.* 1998, 37, 258–266.
- [40] Jager, B.; Espinoza, R., *Advances in low-temperature Fischer-Tropsch synthesis*, *Catal. Today* 1995, 23, 17–28.
- [41] Sie, S.T., Process development and scale up: IV Case history of the development of a Fischer-Tropsch synthesis process, *Rev. Chem. Eng.* 1998, 14, 109–157.

ملخص:

البتروول او ما يسمى بالذهب الأسود من أهم الموارد الطبيعية، تنتج منه كل المشتقات النفطية من اهمها غاز البتروول المميع ويخرج من الارض الغاز الطبيعي.

وعند تكرير و معالجة هذه الغازات تنتشر الغازات السامة الماوتة للبيئة و من اهمها غاز الناتج عن المشاعل و الذي يعد المسبب الاكبر للاحتباس الحراري.

للتقليل من هذه الظاهرة الضارة حاولنا إيجاد حلول لهذا المشكل و خفض نسبة هذه الإنبعاثات السامة عن طريق المحاكات و استغلال هذه الغازات في إنتاج الطاقة الكهربائية من خلال التربينات وتقنية الغاز السائل.

Résumé :

Le pétrole ou l'or noir est le plus important produit naturel donc en peut dérivée plusieurs produit tel que GPL et aussi GNL.

À la cour des raffinages ces gaz produise des gaz toxiques et ployant qui sort a travers les torches brulante et qui cause l'effet de serre.

Pour diminuer ce phénomène en n'a trouver une solution qui consiste a diminuer le pourcentage des gaz toxiques et de les utiliser pour tourner des turbines pour finalement produire l'énergie électrique.

Abstract:

Oil or black gold is the most important natural product can be devided to several products such as LPG and LNG also.

At the court of the gas refining processes produce toxic gases and bending that comes through the searing torches and causes the greenhouse effect.

To reduce this phenomenon has a solution which is to reduce the percentage of toxic gases and use them to turn turbines to eventually produce electricity.