



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur
et de la Recherche Scientifique



Université Echahid Hamma Lakhdar. El Oued
Faculté de la Technologie

Mémoire de Fin d'Etude
En vue de l'obtention du diplôme de
MASTER ACADEMIQUE

Domaine: Technologies
Filière: Génie des Procédés
Spécialité: Génie Raffinage

Présenté par:

-Zougari Fares
-Meneceur Abdelouahed
-Moussaoui Abdelbasset

Thème

**Récupération Des Gaz Torchés par L'unité de
GPL-2 au Niveau Centre Industriel
Sud-Hassi -Messoude**

Soutenu le: 17 /06/2019

Devant le Jury:

Mr Berani djamel	Président	Université d'El Oued.
Mr Guram Abdel majid	Examineur	Université d'El Oued.
Mr Bilel Khaled	Rapporteur	Université d'El Oued

2018/2019

Remerciements

Nous voulons remercier Allah le tout puissant pour toute la volonté et le courage qu'il nous a donnés pour l'achèvement de ce travail.

Nous remercions particulièrement mon encadreur, Dr. bilal khaled maitre de conférences à université eloued pour m'avoir ce proposée sujet, pour son aide et surtout pour la confiance qu'il nous'accordons ,et nous n' oublions pas DR belkhir ismail pour le grand plaisir et les efforts déployés dans l'unité gpl2

Nos profonds remerciements et notre gratitude vont aussi aux Membres du jury, pour leur accord de juger notre travail.

Nous tienons à exprimer nos reconnaissance DR ferhat Mohamed fouad ,Ms TEDJANI MOHAMED LAID pour leur encouragement et leur aide.

J'exprime enfin ma plus grande reconnaissance à mes parents, la famille et mes amies pour leur soutien moral et affectif.

Merci à tous.

SOMMAIRE

Introduction Générale.....	1
Chapitre I: Généralités sur le gaz naturel	
I- Généralités sur le gaz naturel.....	2
I-1 Définition.....	2
I-2 Types du gaz naturel.....	2
I -3- Composition.....	3
I-4 Origines du gaz naturel :.....	4
I-5 Caractéristiques du gaz naturel.....	5
I-6 transport gazeux ou liquid.....	6
Chapitre II: Torchage et sa cause	
II- Le monde a « torché » moins de gaz en 2017.....	7
II-1 Introduction.....	7
II -2 Un tournant en vue de la fin des opérations régulières de torchage à l'horizon 2030.....	8
II -3 Pourquoi torcher un gaz.....	9
II -4 Les produits du torchage.....	9
II-5 Impact économique des gaz torchés	11
II-6 impact environnemental	11
Chapitre III: VALORISATION DES GAZ TORCHE	
III -1 La méthode de réinjection.....	12
III -2-La méthode de GTL.....	13
III -2 -1 Introduction.....	13
III -2)facteurs favorisant la technologie GTL.....	14
III -3)Description du procédé GTL.....	15
III –4 Les différents types d'installations de GTL.....	17

III -4-1 Installation GTL à grand capacités.....	17
III -4-2 Installation GTL à une capacités moyennes.....	17
III -4-3 Installation GTL à petite capacités.....	18
III -5 Production d'électricité	18
Chapitre IV: DESCRIPTION DE L'UNITÉ GPL2	
IV Description de l'unitéGPL2.....	20
IV -1Introduction	20
IV -2 Les différentes utilisations du GPL	20
IV -3 Description De L'unité GPL2.....	21
IV -4 Description de l'unité	23
IV -5 Un système d'alarme incendie sera prévu avec l'équipement	32
IV -6 Unité de valorisation des condensats	33
IV -7 Description du procédé	34
IV- 8 Système de récupération de condensat de drainage	36
Chapitre V: SIMULATION ET CALCULER	
V- Calcule de la quantité et composition de gaz de torché.....	38
V -1-1 bilan matière globale	38
V -1-2 Calcule de la quantité de gaz d'entrée.....	38
V-1-3 Calcule Nombre de mole expédition.....	40
V-1- 4 Calcule de gaz torché.....	41
V-2-Récupération des gaz torchés par production d'électricité	43
V-3 Données de base.....	44
V - 4 Simulation du procédé.....	46
Conclusion Générale.....	53

LISTE DES FIGURES

Figure I. 1: Coupe schématique d'un gisement d'huile et de gaz associe.....	3
Figure I.2: composition typique du gaz nature.....	4
FigureII.1: Monde les 20 payant« torché » le plus de gaz naturel en 2017.....	8
FigureII.2: le monde a "torché"moins de gaz naturel alors que la production de pétrole.....	9
Figure II.3: Combustion complète.....	10
Figure II.4: Combustion incomplète.....	11
Figure III.1: Le principe de réinjection du gaz associé.....	12
Figure III.2: Representation des defferentes etape dans une unite de GTL.....	13
Figure III.3: section de production du gaz de synthèse.....	15
Figure III.4: section SFT dans procédé de GTL.....	16
Figure III.5: schéma en block du procède GTL (SFT et valorisation des produits).....	17
Figure III.6: Mode de récupération par production d'électricité.....	18
Figure IV.1: Schéma synoptique de L'unité GPL2.....	36
Figure IV.2: Schéma simplifié GPL2.....	37
Figure V.1: schéma explicatif de bilan de matière.....	43
FigureV.2: Prise d'écran pour add Component sur HYSYS.....	46
Figure V.3: le choix du modèle thermodynamique sur HYSYS.....	47
Figure V.4: Introduction des données cinétique sur HYSYS.....	50
Figure V .5: Simulation d'une turbine à gaz.....	51

LISTE DES TABLEAUX

Tableau III.1: les fraction des coupe issues du GTL.....	16
Tableau IV.1 : Conditions de gaz de charge.....	22
Tableau IV.2: Capacité de traitement.....	22
Tableau IV.3: Capacité production.....	23
Tableau IV.4: Conditions d'exploitation aux points de jonction.....	33
Tableau V.1: résultats d'analyse de gaz d'entrée.....	39
Tableau V.2: Nombre de mole de chaque composé	40
Tableau V.3 : Résultats d'analyses d'expédition.....	40
Tableau V.4: Nombre de mole d'expédition (n).....	41
Tableau V.5: Nombre de mole Gaz torché pour chaque composan.....	42
Tableau V.6: Composition de gaz torché Hassi-Messaoud.....	42
Tableau V.7: la réaction de combustion.....	43
Tableau V.8: Composition de gaz torché Hassi-Messaoud.....	45
Tableau V.9: les modèles thermodynamiques se basant sur l'activité.....	48
Tableau V.10: Caractéristique de la turbine.....	52

NOMENCLATURE

- ***GGFR** :Global Gaz flaring reduction.
- * **GPL**: Gaz de pétrole liquéfié.
- ***GTL**: Gaz to liquide .
- ***GNL**: Gaz naturel liquéfié.
- ***SFT**: synthèse de Fischer-Tropsch.
- * **FT**: Fischer–Tropsch.
- ***JGC**: japan Gasoline Corporation.
- ***GTP**: Grand Travaux Pétroliers.
- ***GCB** : génie civil et béton .
- ***ENCC**: Entreprise nationale de construction et charpente.
- ***ECM**: Entreprise Chaudronnerie métallique.
- ***UVC**: l’unité de valorisation des condensats.
- ***DCS**: Distributed Control System .
- * **I.C.S**: Information Control System .
- * **M.I.F**: Management Information Field.
- ***E.S.D**: Emergency Shut Down .
- * **PCS**: Pouvoir calorifique supérieur.
- * **PCI**: Pouvoir calorifique inférieur.
- ***ATR**: auto thermal reformer .
- ***SRK**: Equation de Soave Redlich Kwong.
- ***PR**: Peng-Robinson .

Introduction Générale

Des milliards de mètres cubes de gaz naturel sont brûlés chaque année sur les sites de production de pétrole du monde entier. Le brûlage de gaz torché perd une ressource énergétique précieuse qui pourrait être utilisée pour soutenir la croissance économique et le progrès. Il contribue également au changement climatique en libérant des millions de tonnes de CO₂ dans l'atmosphère.

Pendant la production de pétrole, le gaz naturel associé est brûlé lorsque les obstacles au développement des marchés du gaz et des infrastructures de gaz l'empêchent d'être utilisé.

Le Groupe de la Banque mondiale joue un rôle de premier plan dans la réduction du torchage de gaz à travers le Partenariat mondial pour la réduction du torchage du gaz (GGFR), une initiative public-privé regroupant des sociétés pétrolières internationales et nationales, des gouvernements nationaux et régionaux et des institutions internationales, en diffusant les meilleures pratiques et en mettant en place des programmes de réduction du torchage du gaz spécifiques à certains pays. Mettre fin à la pauvreté et promouvoir une prospérité partagée font également partie intégrante de la stratégie de GGFR. Les ressources en gaz naturel aident les pays à s'orienter vers une voie énergétique plus durable. C'est le combustible fossile avec la plus faible intensité en carbone, à la moitié de l'empreinte carbone du charbon au point de combustion. Il peut s'agir de la source la moins coûteuse d'approvisionnement en électricité flexible pour les systèmes basés sur un réseau dont l'offre et la demande fluctuent.

Dans notre travail, nous allons proposer des solutions afin de récupérer le maximum de la quantité de gaz torchés par les méthodes de production d'électricité. [1]

CHAPITRE I:
GÉNÉRALITÉS SUR LE GAZ
NATUREL

I- Généralités sur le gaz naturel

I-1- Définition

Le gaz naturel est un combustible fossile présent naturellement sous forme gazeuse dans les roches poreuses du sous-sol, c'est un mélange dont le constituant principal, de 75 % à 95 %, est le méthane (CH_4) mais on y trouve aussi l'éthane, le propane ainsi que le butane. Le gaz naturel est généré à partir de la sédimentation de la matière organique vieille de plusieurs millions d'années. Le plus souvent enterré dans le sous-sol et sous l'effet de la pression et de la température, la matière organique se transforme d'abord en kérogène lorsque la température augmente (entre 50 et 120°C).

le kérogène se décompose, (pyrolyse), expulsant le pétrole et le gaz naturel, qui constituent dans une roche imperméable, un gisement. [2]

I-2 Types du gaz naturel [3]

I-2-1 Les différents types de gaz

On peut distinguer différentes catégories de gaz:

a. Le gaz conventionnel (gaz associé) :

Le gaz associé est présent dans la roche réservoir avec un gisement de pétrole. Il peut être sous forme de gaz de couverture situé au-dessus de réserve de pétrole. Autrefois considéré comme un déchet, il est aujourd'hui, soit réinjecté dans les gisements de pétrole pour y maintenir la pression, soit valorisé.

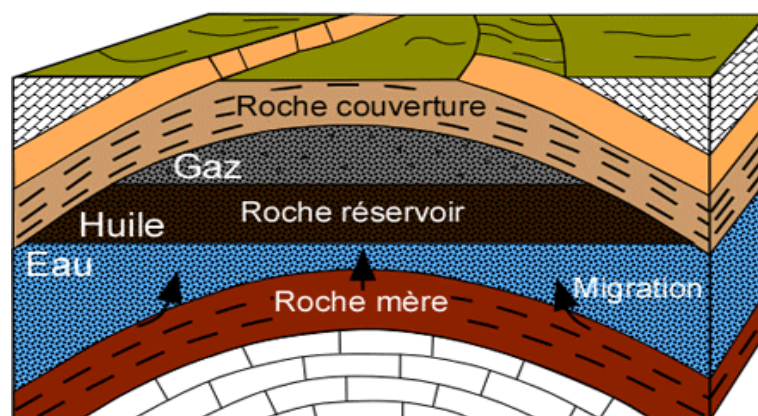


Figure I. 1: Coupe schématique d'un gisement d'huile et de gaz associé

b. Le gaz à condensat :

Dans le cas d'un gaz à condensat, une phase liquide peut se former dans le réservoir par condensation rétrograde, la température du réservoir est comprise entre la température critique (point de croisement entre la courbe de bulle et la courbe de rosée) et la température cricondentherme. Tandis que le point représentant les conditions dans le réservoir se trouve à l'intérieur ou au-dessus de la zone de condensation rétrograde. Lors de la production, la décompression du gaz à la température conduit à la formation, par condensation rétrograde, d'une phase liquide qui se dépose dans la roche réservoir

c. Le Gaz sec et gaz humide:

- **Gaz sec**

ne forme pas une phase liquide dans les conditions de production c'est-à-dire que les points représentant les conditions dans les réservoirs et en surface se trouvent tous les deux en dehors du domaine biphasique.

- **Gaz humide**

forme une phase liquide en cours de production dans les conditions de surface, il est toujours associé au pétrole.

I -3- Composition de gaz naturel[3]

Le composé majoritairement présent dans le gaz naturel est le méthane (CH_4) qui est un gaz de la famille des hydrocarbures avec des teneurs variant de 60 à 95% ; les autres composés sont l'éthane, le propane, le butane et le pentane avec des teneurs variant selon le type de gaz. D'autres composés non hydrocarbonés peuvent être également présents comme l'azote, le dioxyde de carbone (CO_2) et le disulfure d'hydrogène. [3]

Product	Structure	Composition Range
Methane	CH ₄	70-90%
Ethane	C ₂ H ₆	0-20%
Propane	C ₃ H ₈	
Butane	C ₄ H ₁₀	
Carbon Dioxide	CO ₂	0-8%
Oxygen	O ₂	0-0.2%
Nitrogen	N ₂	0-5%
Hydrogen sulphide	H ₂ S	0-5%
Rare gases	A, He, Ne, Xe	trace

Figure I. 2: composition typique du gaz naturel[3]

I-4 Origines du gaz naturel : [3]

Les différentes compositions du gaz naturel sont dues à la diversité de ses origines, qui peuvent être:

***Un gaz bactérien :**

Le mode bactérien est dû à l'action de bactéries sur les débris organiques qui s'accumulent dans les sédiments, le gaz ainsi formé est appelé gaz bactérien ou biochimique.

*** Un gaz thermique:**

Au cours de l'évolution des bassins sédimentaires, les sédiments sont portés à des températures et pressions croissantes, subissant ainsi une dégradation thermique qui va donner à côté des hydrocarbures, une large gamme de composés non hydrocarbonés .

***Un gaz inorganique :**

Le mode inorganique de formations des gaz d'hydrocarbures reste très secondaire. Les gaz volcaniques ou les sources hydrothermales contiennent parfois du méthane et les inclusions fluides des minéraux des roches métamorphiques ou magmatiques

renferment souvent des hydrocarbures légers, principalement du méthane.

I-5 Caractéristiques du gaz naturel[3] :

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

I-5-1 Densité:

Pour un gaz elle est définie par le rapport de sa masse volumique à celle de l'air dans les conditions déterminées de la température et de la pression; $d = \frac{\rho_{gaz}}{\rho_{air}}$

I-5-2 Pouvoir calorifique

C'est la quantité de chaleur 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/m³).

Il existe deux valeurs de pouvoir calorifique :

I- 5-3-1 Pouvoir calorifique supérieur (PCS)

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

I- 5-3-2 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.[3]

Historiquement, ce type de gaz a été libéré en tant que produit de rebut de l'industrie de l'extraction du pétrole. [5]

* Appelé aussi gaz de torchère, Il est séparé directement lors de l'extraction du pétrole. Pendant longtemps, ce gaz était considéré comme un parent pauvre de l'exploitation du pétrole, que l'on voyait sur les champs pétroliers mondiaux, des centaines de torchères brûlant à l'air libre la plus grande partie du gaz produite en même temps que le pétrole. Il était considéré comme un déchet, ce qui constitue un gaspillage de ressources énergétiques non renouvelables et une pollution inutile.

I-6 transport gazeux ou liquid

Le transport du gaz traité (gaz pauvre, presque exclusivement du méthane) est par nature beaucoup plus difficile que pour le pétrole. Cela explique que, pendant longtemps, les gisements de gaz n'intéressaient les compagnies que s'ils étaient relativement proches des lieux de consommation, tandis que les gisements trouvés dans des endroits isolés n'étaient développés que si leur taille justifiait les infrastructures nécessaires. Sachant que la rentabilité des gisements gaziers s'est considérablement améliorée depuis plusieurs années, plusieurs gisements qui étaient vus comme « sub-commerciaux » sont maintenant profitables.

Pour transporter le gaz naturel des gisements vers les lieux de consommation, les gazoducs sont le moyen le plus courant. Mais une part croissante du gaz consommé est transportée sous forme liquide, à $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ et à pression atmosphérique, dans des méthaniers du lieu de production vers les lieux de consommation : c'est ce que l'on appelle le GNL, ou Gaz Naturel Liquéfié. Sous cette forme liquide, le gaz naturel offre, à volume égal avec le fioul domestique, un pouvoir calorifique qui correspond à plus de la moitié du pouvoir calorifique de celui-ci.

Cette solution qui permet de « condenser » l'énergie gazeuse sous un volume réduit exige des investissements très lourds, tant pour la liquéfaction que pour le transport. À titre indicatif, le coût d'une usine de liquéfaction, de taille minimale de l'ordre de 45 Gthermies/an (3,5 millions de tonnes de gaz naturel liquéfié) est de l'ordre de 400 à 500 millions USD et si l'on veut doubler cette capacité, il faut ajouter 85 % de plus à ce coût.

Les navires de transport, qui ont des réservoirs cryogéniques, coûtent également très cher : en 2006, plus de 200 millions d'euros pour une capacité de 100 000 tonnes, soit le prix d'un pétrolier de quelque 300 000 tonnes.

Vu l'augmentation constante des besoins en énergie de toutes sortes et la flambée du prix du pétrole depuis le début du XXI^e siècle, tous ces investissements sont amplement justifiés. La filière du gaz naturel liquéfié nécessite cependant une taille importante pour être économiquement viable, il faut donc une forte production à exporter pour justifier la construction d'une usine de liquéfaction et, inversement, d'importants besoins d'importation pour construire un terminal de réception. En 2006, il n'existe aucun projet en dessous de 2 à 3 millions de tonnes par an pour l'exportation, 1 pour l'importation.

Lors de sa liquéfaction, le gaz naturel est fractionné, si nécessaire, pour le séparer de l'éthane, du propane et du butane. À l'arrivée près des lieux de consommation, le GNL est éventuellement stocké sous forme liquide puis vaporisé dans des terminaux méthaniers. Il est alors émis sur un réseau de transport classique. Ici encore, il faut des investissements importants pour la réception, le stockage et la vaporisation. Ces investissements sont cependant moindres que pour la liquéfaction ou le transport par méthanier.

Pour le traitement, et si l'on veut séparer les GPL avant le transport, à partir des gisements de gaz et de condensats (si ceux-ci sont proches), on installe deux réseaux de collecte, un pour le gaz naturel et un autre pour les condensats. Le gaz et les condensats sont dirigés vers des installations de traitement et de désulfuration.

CHAPITRE II :
TORCHAGE ET SA
CAUSE

II- Le monde a « torché » moins de gaz en 2017 [2]

II-1 Introduction

En 2017, 140,6 milliards de m³ de gaz naturel ont été « torchés » dans le monde, soit presque 5% de moins qu'en 2016 selon les dernières données de la Banque mondiale publiées le 17 juillet.

Pour rappel, le « torchage » consiste généralement à brûler via des torchères du gaz naturel remonté à la surface lors de l'extraction de pétrole. Cette opération est principalement effectuée en l'absence d'infrastructures de traitement et de transport permettant de commercialiser ce gaz dit « associé » (à la production de pétrole).

À l'échelle de la planète, les volumes de gaz naturel « torchés » ont atteint 140,6 milliards de m³ (Gm³) en 2017, soit davantage que les consommations gazières cumulées de l'Allemagne et de la France l'an dernier. C'est toutefois 4,7% de moins qu'en 2016, alors que les volumes de gaz torché n'avaient pas cessé d'augmenter depuis 2010 selon le Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR), organisation sous l'égide de la Banque mondiale qui réunit gouvernements, groupes pétroliers et institutions luttant contre cette pratique.

La Russie, l'Irak et l'Iran restent de loin les principaux pays ayant torché du gaz naturel en 2017, comptant à eux trois pour 39% du total mondial. La France aurait pour sa part torché 13 Gm³ de gaz en 2017 selon la Banque mondiale. Signalons également que le torchage de gaz naturel a significativement baissé en 2017 au Venezuela et au Mexique, en raison de la baisse de production de pétrole dans ces pays.



FigureII.1: Monde les 20 payant« torché » le plus de gaz naturel en 2017[2]

Les trois principaux producteurs de pétrole au monde (États-Unis, Arabie saoudite et Russie) font partie des 20 principaux pays ayant « torché » le plus de gaz naturel en 2017. (©Connaissance des Énergies, d'après Banque mondiale)

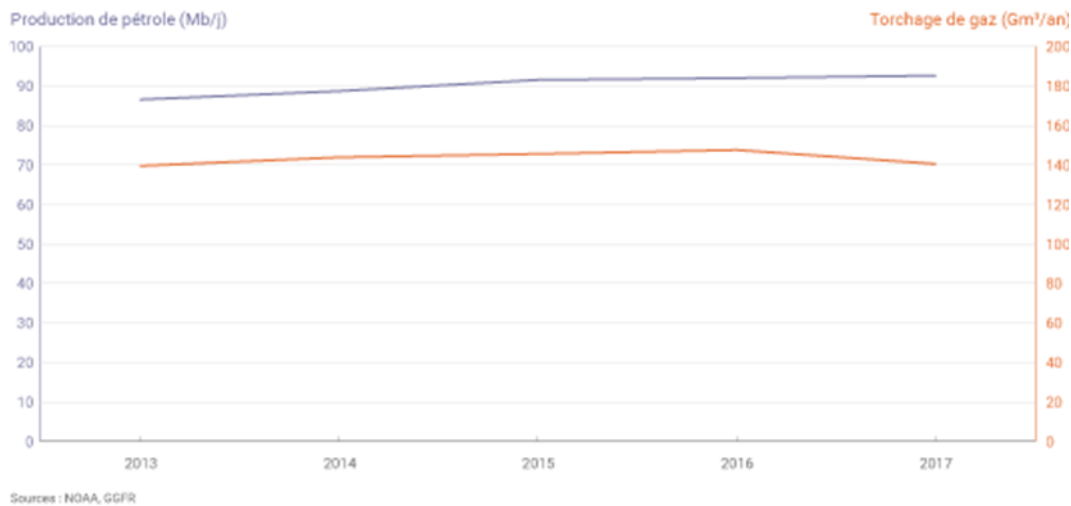
II -2 Un tournant en vue de la fin des opérations régulières de torchage à l'horizon 2030 ?

Le torchage de gaz naturel serait responsable de l'émission de 350 millions de tonnes de CO₂ par an, « avec des impacts nocifs graves liés au méthane non brûlé et aux émissions de carbone noir » selon la Banque mondiale.

Malgré la baisse du torchage en 2017, il faudra « attendre quelques années supplémentaires pour savoir si cela constitue un tournant » selon Riccardo Puliti, directeur du pôle énergie et industries extractives au sein de la Banque mondiale. Précisons que la Banque mondiale a lancé en 2015 avec plusieurs gouvernements et groupes pétroliers une initiative « Zero Routine Flaring by 2030 » qui vise à mettre fin d'ici à 2030 aux opérations « régulières » de torchage de gaz sur les champs pétroliers.

Notons que « l'intensité de torchage », c'est-à-dire la quantité de gaz torché par baril de pétrole produit est en diminution au niveau mondial. Depuis 1996, la production mondiale de pétrole a augmenté de 33% alors que le torchage de gaz associé a diminué de 15%.

Production de pétrole et torchage de gaz naturel dans le monde



FigureII.2: En 2017 ,le monde a "torché"moins de gaz naturel alors que la production de petrole a continue a augmenter.[6]

II -3 Pourquoi torcher un gaz ?

Le torchage se pratique principalement par faute d'infrastructures de traitement et de transport (gazoduc ou unité de liquéfaction) qui permettraient sa commercialisation.

Ces infrastructures sont différentes de celles utilisées pour le pétrole et leur rentabilité n'est pas assurée si les volumes de gaz associé sont faibles, ou si les zones d'exploitation sont très reculées. Le gaz est parfois aussi rejeté dans l'atmosphère sans être brûlé, c'est la pire des solutions car on remet directement dans l'atmosphère du méthane, gaz à effet de serre au potentiel de réchauffement 30 fois supérieur à celui du CO₂ produit par le torchage, ainsi que des hydrocarbures volatiles. Cette pratique constitue une problématique environnementale sensible : elle engendrerait au niveau mondial l'émission de près de 350 millions de tonnes de CO₂ par an, soit l'équivalent des émissions annuelles de 70 millions de voitures.[2]

II -4 Les produits du torchage [7]

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

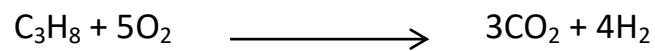
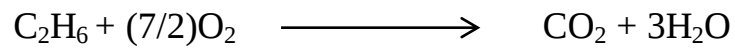
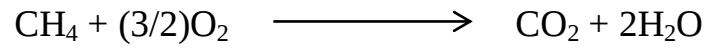


Figure II.3: Combustion complète

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 :

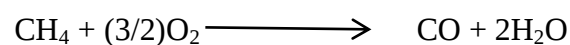




Figure II.4: Combustion incomplete

II-5 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-6 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.[7] .

CHAPITRE III

VALORISATION DES GAZ

TORCHES

III -Valorisation Des Gaz Torches

III-1 La méthode de réinjection

Cette méthode est utilisée dans le cadre de la récupération assistée du pétrole, elle permet de maintenir une pression de fond plus élevée et donc d'améliorer le pourcentage de récupération du pétrole, cela rend l'opération plus rentable ; cependant, si le gaz est acide (présence de CO_2 ou H_2S), il exige des matériels et canalisations résistants à la corrosion. Ce gaz n'est pas perdu, il est simplement stocké et reste disponible à l'exploitation quand le puits aura épuisé son liquide.

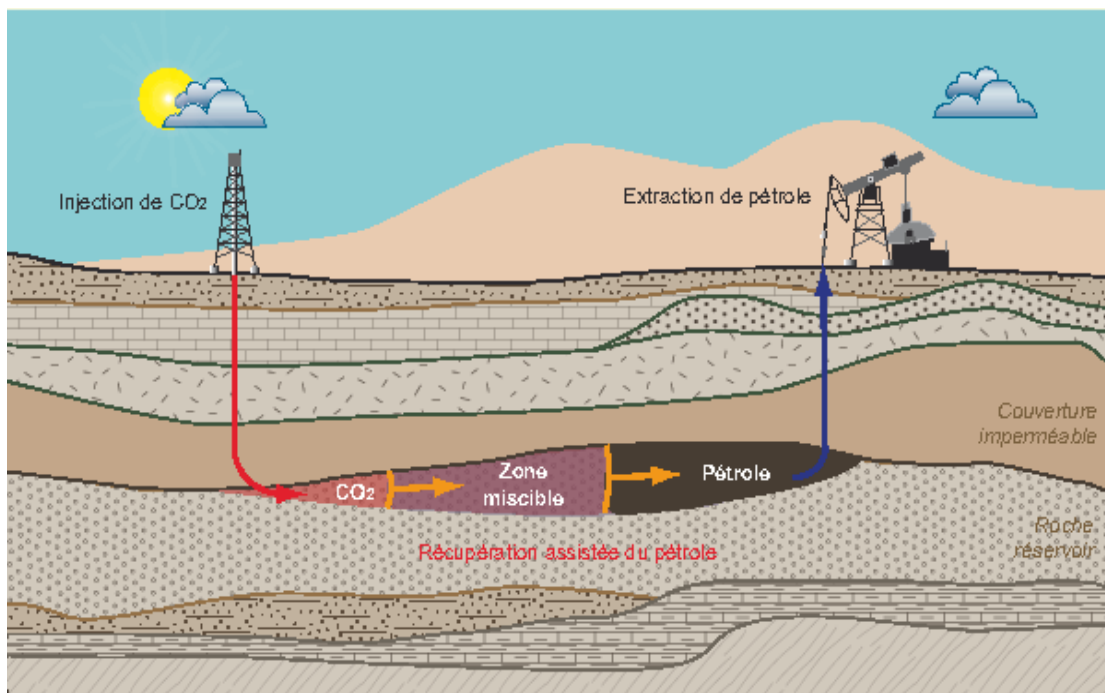


Figure III.1: Le principe de réinjection du gaz associé

III-2-La méthode de GTL

III-2 -1Introduction [8]

La réaction de synthèse de Fischer-Tropsch SFT s'intègre dans la technologie GTL qui est le processus global de transformation du gaz naturel en fraction pétrolières liquides tels que naphta ou gasoil. les hydrocarbures obtenus par procédé GTL se caractérisent par:

*Le caractère essentiellement paraffinique des structures carbonées.

*L'absence de composés aromatique.

*L'absence de soufre.

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

Le procédé GTL est un procédé complexe faisant intervenir plusieurs étapes de réaction montre (Figure III.8) un schéma fonctionnel de la configuration générale du processus de Fischer-Tropsch. le processus commercial implique trois sections principales, à savoir:

*Génération et purification du gaz de synthèse à partir gaz naturel.

*Transformation du gaz de synthèse en hydrocarbure liquide par la synthèse FT.

*Transformation du mélange hydrocarbures liquides issu de la SFT en produits finis.

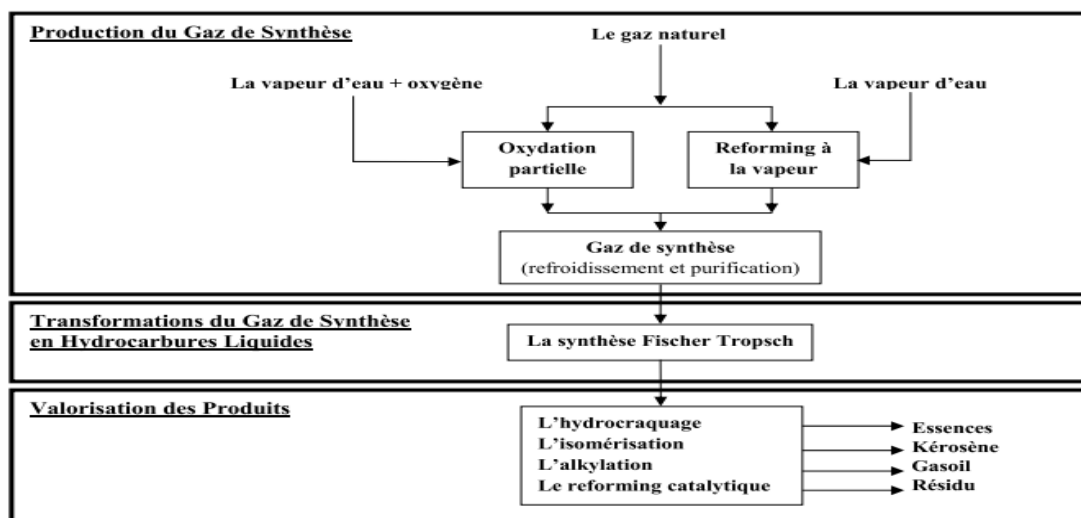


Figure III.2: Representation des différentes étapes dans une unité de GTL.

III -2 facteurs favorisant la technologie GTL:

L'investissement dans la technologie GTL pour la production des carburants est devenu de plus en plus convaincant. Cette technologie donne occasions aux intervenants . plusieurs facteurs favorisent développement de cette technologie:

III -2-1 facteurs environnementaux:

*La politique NON au torchage du gaz associé :En effet les restrictions gouvernementales sur le torchage et les émissions sont en augmentation, d'ailleurs, dans certains cas, la production de pétrole de certains champs est stoppé ou au moins diminuée en raison du manque d'options pour le traitement des gaz associés.

*Législation des carburants propres: les lois pour des carburants plus propres sont de plus en plus dècrètées et appliquées.

*Utiliser des carbuants plus propres et de réduire les émissions des gaz à effet de serre dans l'atmosphère surtout après la croissance rapide des véhicules diesel par rapport aux autres types. En effet les hydrocarbures résultant de ce procédé sont purs, incolores, inodores, de faible toxicité et leur combustion est propre.

III- 2-2)facteurs économiques et politiques:

*Diversifier l'économie et la création de nouveaux emplois

*Inflation des prix du pétrole et la nécessité d'une nouvelle source de carburant pour remplacer les réserves pétrolières qui appauvrissent de jour à l' autre .

*Réduire la dépendance en pétrole brut et l'exploitation des réserves de gaz contre les restrictions du marché .

*Transformer le gaz en carburant liquides permet aux producteurs de transporter et de marchander le gaz associé qui serait autrement brûlé dans l'atmosphère.

*Contre les risques géopolitiques.

*Convertir les gaz en liquides pour les transporter au marché et une option très favorable.

*Monétiser les sources de gaz négligées ou sous-exploitées. En effet 75/ des réserves mondiales en gaz naturel connues ne sont pas actuellement accessibles par pipelines , et la majorité des ces réserves existent dans des endroits éloignés ou les pipelines de gaz ne peuvent pas être justifiés économiquement.[8]

III -3 Description du procédé GTL :

III.3.1 production du gaz de synthèse:

En premier lieu, le gaz naturel (traité) est préchauffé puis envoyé vers un réacteur de synthèse (se différencie selon la méthode de production du gaz de synthèse) pour former avec la vapeur d'eau et l'oxygène le gaz de synthèse (un mélange de CO et H₂). Pour chaque type de réacteur la température et la pression sont bien adaptées (par exemple, pour une ATR elles sont respectivement 1300K et 18bars). À la sortie du réacteur, la température des effluents est assez élevée pour être directement

Envoyée vers la seconde section, donc ils sont d'abord refroidis puis introduits dans le réacteur FT.

En effet, une nouvelle tendance du procédé GTL a été lancée vers 2005 à l'université de Texas. En fait, c'est d'une transformation directe du gaz naturel en produits liquides sans avoir passé par l'étape de production du gaz de synthèse. Ce procédé est composé de deux chaînes en co-production: une pour produire des carburants liquides, l'autre produit l'éthylène. La première chaîne est essentiellement en trois étapes réactionnelles suivie de deux étapes de séparation. La deuxième chaîne se constitue en deux étapes réactionnelles suivie d'une seule étape de séparation.

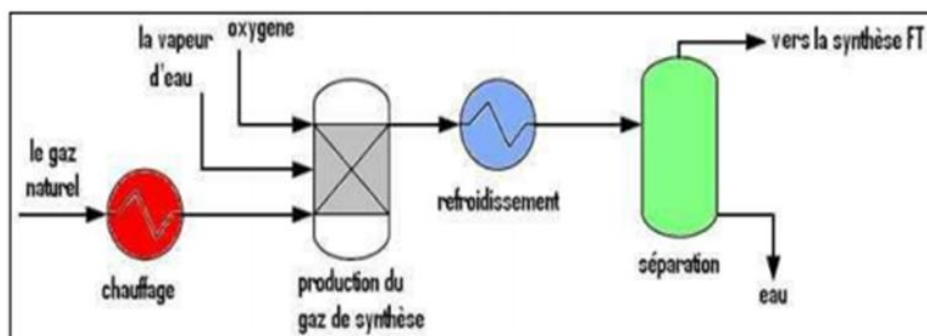


Figure III.3: section de production du gaz de synthèse

III -3-2 synthèse FT:

Le gaz de synthèse issu de la section précédente est porté à la température de la réaction FT (à savoir de quel type le réacteur qu'on utilise : haute température ou basse température. A la sortie du réacteur FT , les éléments sont envoyés vers la section de valorisation des produits qui généralement une raffinerie et est gaz non convertis sont refroidis puis recyclés .

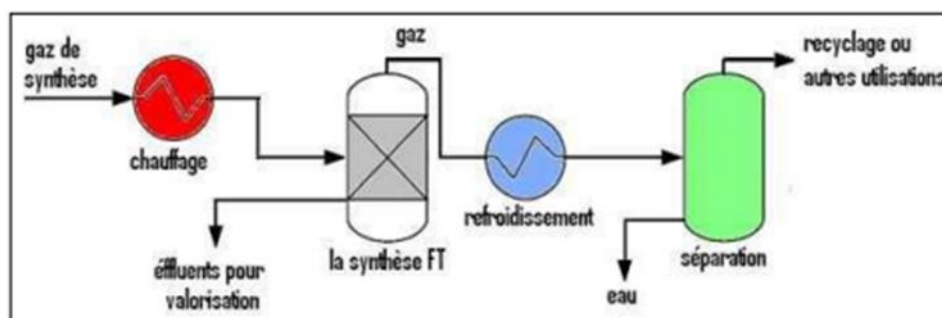


Figure III.4: section SFT dans procédé de GTL

III -3-3 Valorisation des produits:

Les effluents de la SFT sont ensuite valorisés dans la troisième section qui est généralement une série des colonnes de distillation afin de produire les fractions désirés. En effet , selon la nature des produits désirés le procédé de cette section se diffère. Cette dernière étape se caractérise par des fractions gazeuses qui sont soit recyclées ou utilisées , généralement , comme fioul-gaz et des fractions liquides qui représentent la grande majorité , sont séparées dans une série des colonnes.

Tableau III.1: les fractions des coupes issues du GTL

Les fractions	Nombre de carbone
GPL	$C_3 - C_4$
Essences	$C_5 - C_{12}$
Gasoil	$C_{13} - C_{15}$
Sires	C_{19}

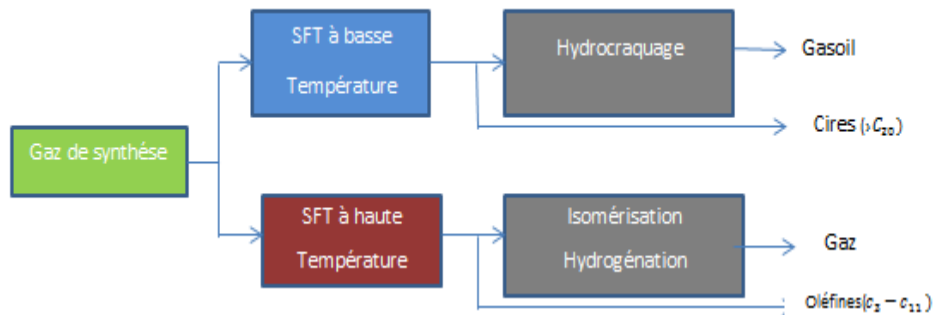


Figure III.5: schéma en block du procédé GTL (SFT et valorisation des produits)

III –4 Les différents types d'installations de GTL[09]

Il existe de nombreux types des installations GTL qui se différencient en fonction de leur capacité de production, la tâche d'installation, de la région de l'installation, fixe ou mobile, etc.

III-4-1 Installation GTL à grande capacité

Ces sont de grandes unités qui ont une capacité de production supérieure à 30.000 bbl/j. Cette catégorie comprend des unités de la deuxième génération de Sasol qui ont une capacité de 50.000 bbl/j, ainsi que la nouvelle usine installée par Sasol-Chevron dans Escravos au Nigeria qui a une capacité de production de 34.000 bbl/j. Il existe de nombreuses usines GTL qui appartiennent à cette catégorie et qui sont en construction dans de nombreux pays à travers le monde.

Surtout celles qui sont construites aujourd'hui au Qatar. Ces unités se distinguent par leurs faibles coûts en capital qui se reflètent positivement sur le prix de leurs produits.

III-4-2 Installation GTL à une capacité moyenne

Cette catégorie d'installation de GTL a une capacité de production entre 5.000-30.000 bbl/j. Elle comprend la première génération de l'usine de Sasol et l'usine Mossgas en Afrique du Sud. Elle comprend également l'usine Shell à Bintulu en Malaisie, qui a une capacité de production de 12.500 bbl/j.

III-4-3 Installation GTL à petite capacités:

Ce sont des installations qui ont une capacité de production inférieure à 5.000 bb/j.[09]

III-5 Production d'électricité[10] :

L'utilisation du gaz associé en tant que carburant pour un générateur électrique pour produire l'électricité pour la distribution ou bien pour la consommation interne, généralement utilise une turbine (Figure III.12).

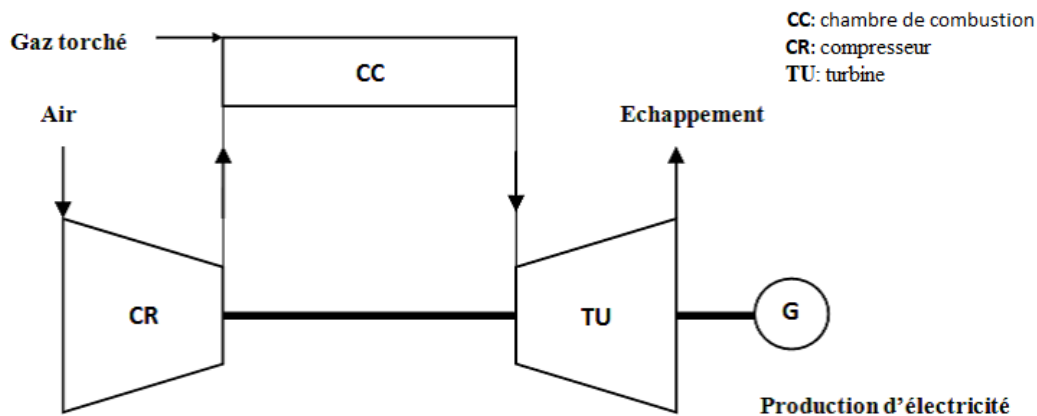


Figure III.6: Mode de récupération par production d'électricité

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

- Les compresseurs centrifuges.
- Les compresseurs axiaux.

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

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

- Turbine axiale :

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

- Turbine centripète ou radiale :

Elle est également constituée de deux éléments qui sont le distributeur et le rouet.[10]

CHAPITRE IV

DESCRIPTION DE L'UNITÉ

GPL2

IV- Description de l'unité GPL2

IV -1- Introduction

Le gaz de pétrole liquéfié ou **GPL** est un mélange d'hydrocarbures légers stocké à l'état liquide et issu du raffinage du pétrole (40 % des ressources mondiales) et plus généralement du traitement du gaz naturel (60%des ressources mondiales).

Le **GPL** est composé d'environ 80% de butane (C_4H_{10}) et 20% de propane (C_3H_8). C'est un carburant dit propre, issu du raffinage du pétrole brut.

Origine du GPL :

Les GPL sont extraits à partir de diverses sources qui peuvent être :

- Du pétrole brut après raffinage comme sous produit .
- De la récupération à partir des champs gaziers.
- De la récupération à partir de la liquéfaction des gaz associés (champs pétroliers).
- Comme sous produit à partir des unités de liquéfaction du gaz naturel (GNL).

IV -2 Les différentes utilisations du GPL :

Les domaines d'utilisations du propane et du butane sont très nombreux et diversifiés :

- Utilisations domestiques (cuisine, chauffage).
- Utilisations pétrochimiques (production d'oléfines).
- Utilisations industrielles (climatisation et refroidissement)
- Production de carburants.

IV -2-1 Avantages écologiques du GPL en tant que carburant :

Son utilisation présente des avantages par rapport aux autres carburants :

- Permettant de réduire de 50% les émissions d'oxyde d'azote, 50% celles des monoxydes de carbone, 90 celles des hydrocarbures et particules
- Il est très peu polluant ; absence de plomb tétra-éthyle, soufre.
- Absence d'additifs
- Indice d'octane élevé, supérieur à celui de l'essence

- Durée de vie du moteur du véhicule plus longue
- Moins cher que l'essence.

IV -3 Description De L'unité GPL2 :

Historique de l'unité :

L'unité GPL2 a été mise en service en juillet 1997 suite à un contrat de partenariat entre la société nationale Sonatrach et la firme japonaise JGC (Japan Gasoline Corporation).

La partie engineering du projet a été confiée à JGC, et les travaux de construction ont été entrepris par des sociétés et entreprises de construction algériennes répartis comme suit :

- Entreprise de Grand Travaux Pétroliers (GTP) : **80 %**
- Entreprise de génie civil et béton (GCB) : **16 %**
- Entreprise nationale de construction et charpente (ENCC) : **3 %**
- Sidérurgie engineering métallique / Entreprise Chaudronnerie métallique (SIDEM / ECM) : **1 %**.

Le démarrage effectif de la production s'est effectué le 05 janvier 1997 par le personnel mixte algéro-japonais.

L'unité GPL-2 est destinée à récupérer le mélange butane-propane (GPL)

contenu dans le gaz de charge qui sera expédié vers les complexes de

séparation à Arzew par le pipe LR 1 via Haoud El Hamra (HEH).

Les condensats stabilisés sont envoyés vers l'UVC ou réinjectés dans le brut, tandis que le gaz résiduel constituant principalement de méthane et éthane est renvoyé vers les stations de compression pour être réinjecté dans le gisement.

Tableau IV. 1: Conditions de gaz de charge :

	Gaz riche	Gaz pauvre
Composants (%mol)		
H20	0,73	0,73
N2	2,68	2,69
CO2	1,53	1,41
C1	63,14	69,00
C2	18,13	17,50
C3	9,16	4,54
iC4	0,84	0,51
nC4	2,43	1,75
iC5	0,39	0,28
nC5	0,55	0,41
C6	0,31	0,26
C7	0,11	0,10
Total	100	100
Poids moléculaire	24,13	22,30
Débit Kg.mol/h	13139,0	13139,0

***Capacité de traitement et de production de l'unité GPL 2 :**

Tableau IV.2: Capacité de traitement

	Capacité de traitement (x 1000 Sm³ / jour)		
	Design	Actuelle	Gaz pauvre
Gaz d'alimentation	24000	21000	24000

Tableau IV.3: Capacité production

Produits finis		Production (tonnes / jour)	
	Design	Actuelle	Gaz pauvre
GPL	4890	3000	2650
Condensats	1050	1000	600
Propane	240	230	240
Butane	160	190	160

IV -3-1 Spécification des produits :■ **Produit GPL :**

- Composition molaire méthane + éthane < 3%.
- Composition molaire pentane et plus < 0.4%.
- Teneur hygrométrique (eau) < 50 ppm.

■ **Produit commerciaux livrés à Naftal**➤ **Propane :**

- Composition molaire butane et plus < 2.5 %.

➤ **Butane :**

- Composition molaire pentane et plus < 2%.

IV -4 Description de l'unité :

L'unité GPL-2 est composée de trois trains identiques et comprend les sections suivantes :

- collecteur gaz d'alimentation
- compression des gaz

- Déshydratation par tamis moléculaires
- Refroidissement et détente par turbo-expandeur (Liquéfaction)
- Fractionnement
- Circuit d'huile chaude.
- Stockage et pomperie
- Dépropanisation (production de propane et butane commerciaux)
- Système de fuel - gaz
- Utilités (production d'air, d'azote)
- Salle de contrôle

IV-4-1 Section manifold :

Les gaz issus de la séparation du pétrole brut au niveau des champs satellites sont collectés dans un manifold de 48'' à une pression de 28 bars et alimentent les quatre trains des deux unités de GPL. Unité GPL-1 (un train) et unité GPL-2 (trois trains)

La capacité de charge de ce manifold est d'environ 40 millions Nm^3/jour .

Ce manifold est pourvu de sécurités, grâce aux vannes de torche qui y sont installées en cas de haute pression.

IV- 4-2 Section boosting :

La section boosting est composée de quatre compresseurs Nuevo Pignone de type BCL 506 A d'une puissance unitaire de 30.000 CV entraînés par turbine à gaz.

Le gaz provenant du manifold à une pression de 28 bars après passage dans les ballons d'aspiration D-101-A/B/C/D est comprimé dans les compresseurs

k101-A/B/C/D, à une pression de refoulement de 97.3 bars et ressort à une température de 125°C. Ces gaz sont ensuite refroidis à une température de 50°C par des aéroréfrigérants puis dirigé vers les ballons de refoulement où aura lieu la séparation de l'eau condensée.

Les gaz issus de ces séparateurs sont collectés dans un collecteur commun de 34'' qui alimente les trois trains.

Chaque compresseur est doté d'une vanne antipompage pour éviter le pompage.

IV-4-3 Section de déshydratation :

Le rôle de cette section est d'éliminer l'eau contenue dans le gaz afin d'éviter la formation d'hydrates dans la zone cryogénique de l'unité où la température atteint -48°C .

La teneur en eau du gaz d'alimentation est de 1600 ppm. Celui-ci traverse de haut en bas les sécheurs contenant un lit de tamis moléculaires type 4 A° qui éliminent et réduisent la teneur en eau à moins de 1 ppm.

Deux filtres en aval des trois sécheurs retiennent les éventuelles particules de poussière afin d'éviter les bouchages dans les instruments de mesure et les appareils sensibles ainsi que l'érosion de ces derniers.

Des hygromètres en ligne placés à la sortie de la section de déshydratation servent à mesurer la teneur en eau du gaz séché. Une partie de ce gaz déshydraté sert de gaz de régénération.

En exploitation normale, deux sécheurs sont en phase de service en parallèle (adsorption) alors que le troisième est en phase de régénération (chauffage ou refroidissement).

IV-4 -4 Section de refroidissement et détente

Le schéma de process se présente comme suit :

Le gaz entre dans la section de réfrigération à une pression de 97.6 bars et une température de 55°C en deux flux parallèles dans les deux échangeurs E-203 et

E-204 pour un premier refroidissement à une température de 14.3°C .

Les deux flux convergent vers l'échangeur E205 où ils se refroidissent à une température de 12°C .

Le produit passe ensuite dans le séparateur haute pression D-203 où la phase liquide séparée est envoyée comme deuxième charge du dééthaniseur tandis que la phase gazeuse subie une détente dans le turbo-expandeur K-201 à une pression finale de 21 bars et une température de -43°C . Le liquide obtenu après détente est séparé dans le séparateur D-204.

Les gaz froids du D-204, refroidissent les gaz de tête du dééthaniseur dans le E-208, puis s'ajoutent aux gaz du ballon de reflux du dééthaniseur D-205 pour refroidir le gaz de charge dans le E-203.

Les températures de ces gaz sorties E-208 et E-203 sont respectivement de -24.2°C et de 42.3°C . Ces gaz résiduels sont comprimés dans le compresseur du turbo- expandeur K-201 avant d'être envoyé vers l'unité de réinjection.

Le liquide provenant du D-203 refroidit le gaz de charge dans l'échangeur E-204 et alimente le dééthaniseur à une température de 9°C.

Le liquide provenant du D-204, refroidit les gaz de tête du dééthaniseur dans le E-207 et les gaz de charge dans l'échangeur E-205. Les températures à la sortie de chaque échangeur sont respectivement de - 16°C et - 5.7°C. Celui-ci alimente la colonne dééthaniseur C-201.

IV -4-5 Section de fractionnement :

a - Dééthaniseur :

Deux circuits garantissent l'alimentation de la colonne :

- La charge supérieure : alimentation provenant du ballon D-204 introduite au 13^{ème} plateau à une température de -5,7°C.
- La charge inférieure : liquide provenant du ballon D-203 introduit au 21^{ème} plateau à une température de 9°C.

La colonne de dééthanisation est munie de 48 plateaux à clapets fonctionnant à une pression de 23.6 bars et à une température de tête de - 8.2°C. Les vapeurs condensées dans les échangeurs E-207 et E-208 sont récupérées dans le ballon de reflux D-205 pour être refoulées dans la partie supérieure du dééthaniseur C-201.

Le rebouillage est assuré par le rebouilleur E-209 qui garantit une température de fond de 90°C.

b- Débutaniseur :

C'est une colonne à 33 plateaux à clapets fonctionnant à une pression de 14 bars. Celle ci est conçue pour séparer le produit de fond du dééthaniseur en :

- Produit de tête : GPL (mélange de propane et butane)
- Produit de fond : Condensat (fraction pentane et plus).

Les vapeurs de tête à 66.6°C sont entièrement condensées dans les aéroréfrigérants E-210 où le GPL est recueilli au ballon de reflux D-206 à une température 55.4°C. Une partie servira de reflux en tête de colonne, l'autre est acheminée vers le stockage.

Le système de rebouillage assure une température de fond de 152°C dans le rebouilleur E-211.

Les condensats chauds sortant de ce dernier sont refroidis dans l'aéroréfrigérant

E-212 à une température de 55°C pour être envoyés vers l'unité de traitement de brut existant, actuellement on nous l'envoi vers l'unité de valorisation des condensats (UVC).

IV -4-6 Section d'huile chaude :

Un système d'huile chaude est prévu afin d'assurer le chauffage du gaz dans :

- Le rebouilleur du dééthaniseur E-209
- Le rebouilleur du débutaniseur E-211
- Le rebouilleur du dépropaniseur 14-E-301
- Les réchauffeurs de gaz de régénération E-201- A/B/C

Ce système d'huile se compose :

- du four H-231
- du ballon tampon d'huile chaude D-231
- des pompes d'huile chaude G-231- A/B/C
- du refroidisseur d'huile chaude E-231
- des récupérateurs de chaleur de l'échappement des boosters 10-H-101A/B/C/D
- du ballon d'appoint 10-D-103
- de la pompe d'appoint 10-G-101.

Le chauffage est assuré par un fluide caloporteur (Torada TC). L'huile chaude refoulée par les pompes G-231- A/B/C est transférée du ballon tampon D-231 au récupérateur de chaleur 10-H-101-A/B/C/D afin de subir un préchauffage à une température de 206.8°C (récupération de la chaleur des gaz chauds d'échappement des turbines) et est ensuite chauffée à une température à 288°C dans le four (H-231)

Après avoir libéré ses calories dans les rebouilleurs et échangeurs l'huile revient au ballon tampon d'huile le circuit d'huile étant un circuit fermé.

IV- 4-7 Unité de dépropanisation :

Le but de cette unité est de fractionner une partie de GPL et de produire du propane et du butane commerciaux suivant les besoins et la demande locale. Les produits finis sont livrés à Naftal (centre enfûteur de Hassi - Messaoud) pour mise en bouteille.

La charge de GPL issue de la sphère de stockage, à une température de 55.4°C alimente le splitter de propane 14-C-301.

Le dépropaniseur fonctionne à une pression de service de 20 bars, une température de tête de 59.5°C et une température de fond de 111°C.

Le propane (produit de tête) et le butane (produit de fond) sont respectivement refroidis dans les échangeurs 14-E-301 et 14-E-303 à une température de 55°C avant d'être envoyés vers le stockage des produits finis de l'unité GPL1 pour livraison à Naftal.

IV -4-8 Section de stockage et pomperie:

La section de stockage et pomperie comprend :

- Quatre sphères de stockage de GPL 15-T-401-A/B/C/D d'une capacité unitaire de 500 m³ assurant un stockage tampon de GPL avant expédition.
- Trois pompes d'expédition verticales 15-G-401- A/B/C disposées en parallèle (une en service –deux en réserves).
- Deux pompes de recyclage verticales 15-G-402-A/B afin d'alimenter le dépropaniseur en GPL ou pour recycler les produits off -spécification vers le dééthaniseur ou le débutaniseur.

Le GPL produit est expédié vers les unités de séparation d'Arzew via un pipe d'expédition appelé LR1 et transitant par SP1 (station de pompage de Haoud El Hamra distante d'environ 20Km).

IV -4-9 Système de fuel-gaz ou gaz combustible :

La source du gaz combustible est prise à partir du gaz résiduel retournant vers les stations de réinjection (gaz sec).

Celui-ci assure l'alimentation en gaz combustible :

- Des quatre turbines à gaz KT-101 à une pression de 6 bars

- Des trois fours H-231 à une pression de 1.5 bars
- Des quatre pilotes du réseau de torches à une pression de 1 bar.

IV -4-10 Section utilités:

La section utilités comprend la production d'air et d'azote.

- a- Réseau d'air instrument et d'air service L'air fourni par les compresseurs axiaux des turbines à gaz et les compresseurs d'air à vis sert ;
 - ❑ D'une part pour fournir l'air service (besoins unité, utilités utilisation pour soufflage nettoyage ou autres)
 - ❑ L'autre part l'air instrument (air séché par des sécheurs d'air à alumine) pour les vannes de contrôle et l'instrumentation de l'unité.

b- Unité de production d'azote

Pour des raisons de sécurité les procédures imposent un inertage des capacités ou équipements avant chaque ouverture ou intervention avec feu (soudure, chalumeau...).

Une unité de production d'azote a été installée à cet effet pour production d'azote gazeux avec une pureté de 98% et un débit d'environ 300 Nm³/hr

Le système de gaz inerte est constitué de :

- Un générateur de gaz inerte 16-V-521
- Un compresseur de gaz inerte 16-K-521
- Un réservoir de gaz inerte 16-D-521.

Le gaz inerte est transféré du 16-V-521 au 16-K-521 après passage dans le 16-D-521, il est distribué dans l'usine de GPL 2 par un réseau de distribution.

IV -4-11 Salle de contrôle :

La salle de contrôle de l'unité GPL2 est équipée d'un système de contrôle récent et sophistiqué appelé Distributed Control System (DCS), composé de huit consoles I.C.S (Information Control System) assurant l'interface entre l'opérateur et les organes de régulation.

Des imprimantes permettent de faire ressortir tous les paramètres gérés par le M.I.F (Management Information Field). Il existe également un système de gestion d'arrêt d'urgence de l'unité appelé E.S.D (Emergency Shut Down).

IV -4-12 Laboratoire d'analyse :

Afin de vérifier la conformité des produits avant la commercialisation ou l'expédition, l'unité à un laboratoire d'analyses chromatographiques.

Le laboratoire procède à des prélèvements à différentes étapes du process, les échantillons sont analysés puis transmis au technicien tableau lui permettant de rectifier les paramètres du process selon la teneur des composants.

Si les produits sont conformes ils sont stockés puis expédiés vers HEH, dans le cas contraire ils sont recyclés.

IV -4-12 Sécurité de l'unité :

Système de lutte contre incendie dans l'unité GPL2 :

Le système de lutte contre incendie de l'usine de GPL2 est constitué de :

- pompe à eau-incendie et réservoir :

La capacité du système de lutte contre incendie sera calculé sur la base de la superficie maximale de chaque zone à couvrir en cas d'incendie, avec les systèmes suivants :

- ◆ Deux pompes centrifuges, une d'un débit de 1000 m³/h à une pression de 10 bars et l'autre d'un débit de 10 m³/h à une pression de 6 bars
- ◆ Deux pompes centrifuges de réserves
- ◆ Un réservoir d'eau d'incendie, de 8500 m³, du type à toit conique
- Prise d'eau de surface :

Les prises d'eau de surface seront installées le long de la voie d'accès de l'usine, à intervalles ne dépassant pas 40 mètre.

- Armoire à flexible d'incendie :

Les armoires à flexibles d'incendie sont installées toutes les deux prises d'eau de surface.

- Dévidoirs enrouleurs extérieurs de tuyaux flexibles :

Les dévidoirs enrouleurs extérieurs de tuyaux flexibles seront installés aux endroits stratégiques de l'usine, par exemple près de chaque train de l'abri du compresseur.

- Lance monitor fixe :

Les lances monitors fixes sont installées également aux endroits stratégiques, permettant de protéger efficacement les équipements principaux, qui seront à portée de deux lances simultanément.

- Extincteur :

Les extincteurs seront du type portable et sur chariot, au gaz carbonique et à la poudre sèche, et seront installés dans la zone de procédé, dans les bâtiments et les abris.

- Système d'eau de refroidissement :

Le système d'eau de refroidissement sera prévu pour chaque réservoir sphérique, avec un dispositif de commande manuel et à distance.

- Système d'extinction au gaz carbonique :

Le système d'extinction automatique au gaz carbonique sera prévu pour les bâtiments et équipements suivants :

- Salle de commande, salle des charpentes de câbles, salle technique, dans le bâtiment de commande.
- Sous-station
- Enveloppe de turbine
- Armoire de commande

- Système d'extinction à poudre sèche :

Le système d'extinction à poudre sèche automatique sera prévu et comprendra l'équipement suivant :

- Compresseur et réducteur dans l'abri de compresseur
- Pompe à GPL
- Transformateur
- Turbo-expander
- Système d'alarme incendie.

IV -5 Un système d'alarme incendie sera prévu avec l'équipement suivant :**IV -5-1 Bâtiment de contrôle :**

- a) Panneau principal d'alarme incendie
- b) Détecteurs de fumée pour le système d'extinction au CO₂
- c) Sonnerie d'alarmes incendie
- d) Lampes à décharge
- e) Boite brise-vitre avec bouton poussoir

IV -5-2 Sous-station :

- f) Détecteur de fumée pour système d'extinction au CO₂
- g) Sonneries d'alarme incendie
- h) Boite brise-vitre avec bouton poussoir

IV -5-3 Enveloppe turbine à gaz/armoire de commande :

- i) Détecteurs de chaleur incendie
- j) Lampes à décharge
- k) Boite brise-vitre avec bouton poussoir

IV -5-4 Compresseur et réducteur:

- l) Détecteurs de chaleur pour système d'extinction à la poudre sèche
- m) Sonnerie d'alarme incendie
- n) Lampes à décharge
- o) Boite brise vitre avec bouton poussoir

IV -5-5 Pompe de GPL:

- p) Détecteurs de chaleur linéaire pour système d'extinction à la poudre sèche
- q) Boite brise-vitre avec bouton poussoir

IV -5-6 Turbo-expander/transformateur :

- r) Détecteurs de chaleur linéaire pour système d'extinction à la poudre sèche
- s) Boite brise-vitre avec bouton poussoir

IV -6 Unité de valorisation des condensats :

IV -6-1 Introduction :

L'unité de valorisation des condensats a été mise en service en septembre 2005 suite à un contrat de partenariat entre la société nationale **Sonatrach** et la firme japonaise **JGC** (japon Gasoline Corporation).

Le projet de valorisation a pour objet de récupérer les condensats sous forme de condensats pré-mélangés avec le Naphta et la gasoline, pour répondre aux spécifications commerciales telles que la TVR et la densité. Condensats qui sont pour l'instant renvoyés aux réservoirs de brut comme slop, entraînant une déstabilisation de l'exploitation des unités de distillation car aucune installation d'exportation n'est disponible pour ces produits de condensat.

Le système de valorisation des condensats sera conçu sur la base des conditions d'exploitation indiquées dans le tableau ci-dessous au niveau de jonction aux unités respectives RHM1, RHM2, GPL1, GPL2 et UFC.

Tableau IV 4: Conditions d'exploitation aux points de jonction

Unité	RHM1		RHM2		GPL1	GPL2	UFC	pipeline
Fluides	Essence	Naphta	Essence	Naphta	C5+	C5+	C5+	C5+
Pression (kg/cm ²)	4,0	2,7	5,0	5,0	17,0	13,5	17,0	5,0
Température (°C)	55	143,7	55	55	55	55	55	55
Débit maxi (T/j)	115	135	515	425	240	1040	535	15000
Densité (kg/l)	0,6876	0,742	0,704	0,742	0,657	0,654	0,655	0,7194
TVR(kg/ cm ²)	0,9	0,19	0,54	0,19	0,92	0,95	1,06	0,35
Poids moléculaire	81,826	105,37	89,417	105,37	78,81	78,47	78,35	

IV -6-2 Spécification de produits :

Les spécifications ci-dessous seront appliquées produit fini.

	Densité (kg/l)	TVR (kg/cm ²)
Condensat produit	0,71<Densité< 0,725	<= 0,75

IV -7 Description du procédé :**IV -7-1 Réception des produits RHM1/2 et collecte des produits RHM1 et RHM2 :**

L'essence et le naphta produits par RHM2 seront fournis au système de valorisation des condensats. Un contrôleur de débit et une vanne de contrôle seront prévus pour chaque ligne d'alimentation partant de l'unité RHM2 existante au système. Deux produits, essence et naphta, arriveront en phase liquide à 55°C.

Les produits essence et naphta en provenance de RHM1 et de RHM2 seront tous mélangés, bac des produits RHM1/2(10-T-001), la tension de vapeur du mélange sera de 0,78 kg/cm² à 55°C, le mélange sera stocké dans un bac à toit flottant (10-T-001).

IV -7-2 Stockage et transfert des produits RHM1/2 :

Les produits stockés dans le bac (10-T-001) seront de façons continues transférées vers un système de mélange grâce à des pompes de transfert munies d'un contrôle débit, à savoir (10-G-001A/B).

IV -7- 3 Collecte des produits GPL1, GPL2 et UFC :

Les unités GPL1, GPL2 et UFC constituent chacune la source d'alimentation en condensat de l'unité (UVC).

Chaque condensat sera directement envoyé vers le système mélangeur, les condensats ainsi introduits dans le système seront mélangés les uns aux autres dans une seule ligne, celui-ci contrôle la densité et la TVR du mélange, de façon à ce que dernier se conforme à la spécification de produit. Le condensat excédentaire sous le contrôle-dosage sera retourné à la source originale, à savoir séparateur MP (TRT), grâce au contrôleur de pression.

IV -7-4 Mélange de tous les produits :

Le système de mélange comprendra le mélangeur statique (X-001), un contrôleur de pression et un système analyseur du mélange sur densité et TVR.

Le mélangeur statique a pour rôle d'achever un mélange satisfaisant des produits. Sa pression de service sera réglée à 3,5 Kg/cm² grâce au contrôleur de pression afin d'empêcher que le fluide ne se vaporise.

Le contrôleur doseur fonctionne automatiquement de façon à régler la combinaison de différents condensats C5+ et le mélange ainsi mis au point sera transféré en qualité de condensat produit dans un bac de stockage, appelé bac de condensat

(T-101A/B/C).

IV -7-5 Stockage de produit mélangé comme condensat :

Trois bacs de condensat (T-101A/B/C) seront installés pour stockage du condensat produit ; un pour réception, un pour transfert, un pour stabilisation. Chaque réservoir aura une capacité de 2500 m³.

Du point de vue de la sécurité, il sera prévu deux soupapes de respiration en tête du réservoir afin d'empêcher que ce dernier ne soit soumis aux conditions de surpression ou de dépression ou vide. Le vaporisat sera dégagé vers l'atmosphère en cas de surpression, et dans le cas contraire, de l'air ambiant sera pris dans le réservoir.

De plus, un système de couverture au gaz sera retenu pour maintenir la pression intérieure à une pression légèrement supérieure à la tension de vapeur considérée pour empêcher que le produit stocké ne se vaporise.

IV- 6 Expédition du condensat dans la canalisation existante :

Trois pompes d'expédition de condensat (G-101A/B/C) seront installées pour expédier vers la canalisation existante les condensats stockés. Chaque pompe aura une capacité nominale de 250 m³/h.

Des lignes de retour avec contrôle de débit seront prévues non seulement pour la protection de la pompe d'expédition en assurant le débit minimum, mais aussi pour :

- Transvaser le condensat produit d'un bac à un autre ;
- Retourner le condensat off spec au séparateur MP pour retraitement.

IV -8 Système de récupération de condensat de drainage

Il sera prévu un système de récupération de condensat pour recevoir le condensat de drainage évacué du bac de produit RHM1/2 ainsi que des bacs de condensat. Ce système comprendra un ballon de récupération de condensat évacué (10-D-101).

Le condensat évacué et ainsi récupéré sera retourné au système de mélange ou au séparateur Mp existant pour retraitement.

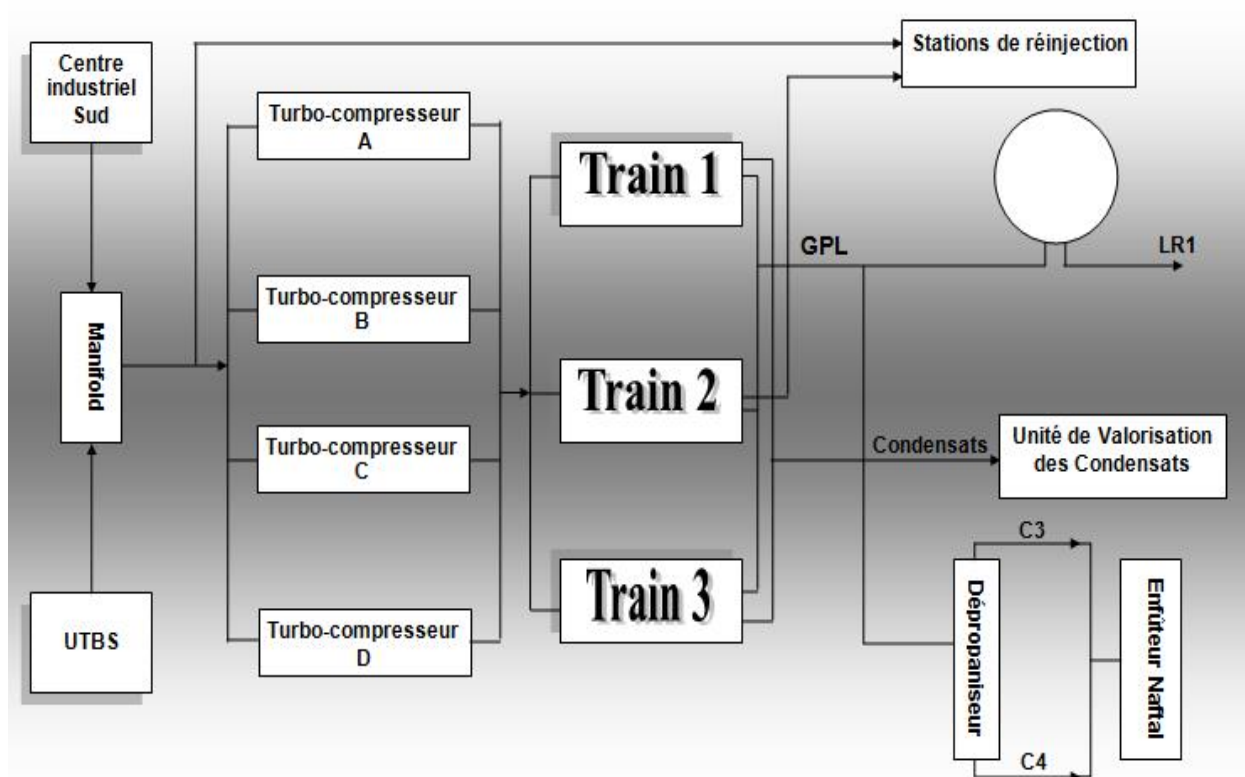


Figure IV.1: Schéma synoptique de L'unité GPL2

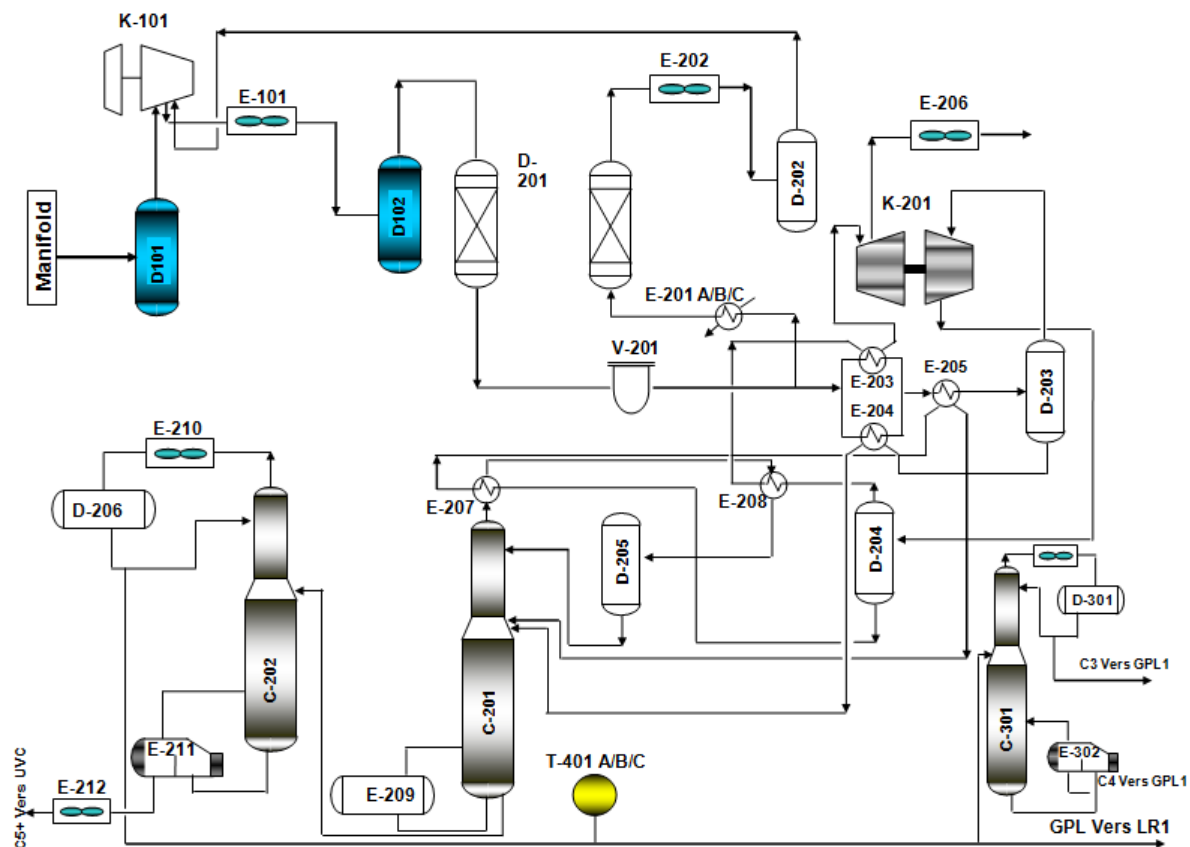


Figure IV.2: Schéma simplifié GPL2

CHAPITRE V

SIMULATION ET CALCULER

V- Calcule de la quantité et composition de gaz de torché

V-1 -1 bilan matière globale :

Quantité de gaz d'entrée = quantité de gaz torché + quantité des produits expédiés.

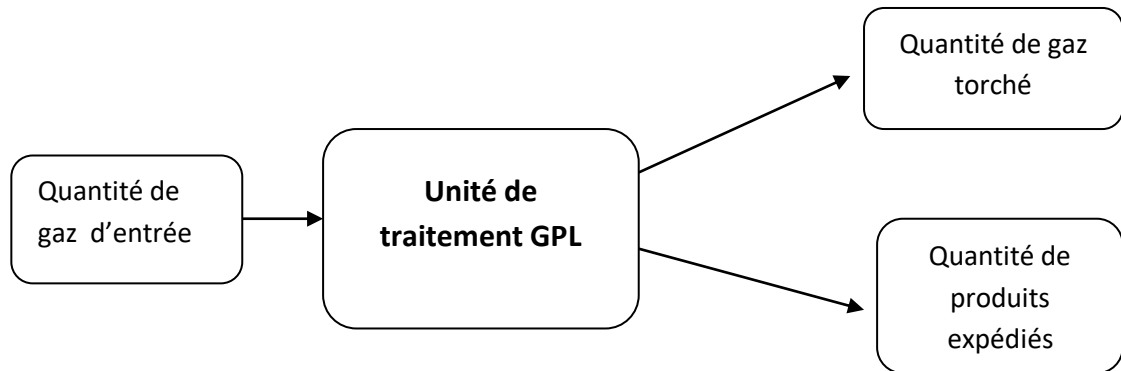


Figure V.1: schéma explicatif de bilan de matière.

V -1-2 Calcule de la quantité de gaz d'entrée :

A- Calcule de nombre de mole globale :

D'après l'annexe 1 on a le volume traité par jour est : $39255.96 \times 10^3 \text{ Nm}^3$

On a la densité = masse volumique de gaz / masse volumique d'air

Donc masse volumique de gaz = densité $\times$ la masse volumique d'air

Sachant que la masse volumique d'air = 1.29349 Kg/m^3 à 0°C et 760 mmHg.

Et d'après l'annexe 2 la densité de gaz d'entrée = 0.813.

Donc la masse volumique de gaz = la densité $\times$ la masse volumique d'air = 1.0516 Kg/m^3

D'autre part on a la masse de gaz = Volume de gaz $\times$ Masse volumique de gaz

Donc:

$$M_{\text{gaz}} = (39255.96 \times 10^3 / 24) \times 1.0516 = 1720 \times 10^3 \text{ kg/heure}$$

Nombre de mole de gaz = $M_{\text{gaz}} \times$ masse molaire.

Et on a la masse molaire de gaz d'entrée est : 23.53 g /mole

Donc :

Nombre de mole de gaz d'entrée = $1720 \times 10^3 / 23.53 = 73,098 \times 10^3$ kmole/h

B- calcule de nombre de mole partiel :

Le nombre de mole d'un composent(n) = (composent(x)×le nombre molaire du gaz) /100

$$n = \frac{(x\%) * n}{100}$$

Exemple:

$$n_{N_2} = 0.0223 \times 73,098 \times 10^3 = 1630 \text{ km/h.}$$

Tableau V.1: résultats d'analyse de gaz d'entrée.

Composent	Composition
N2	2.23
C1	63.62
CO2	2.33
C2	21.82
C3	6.38
IC4	0.50
NC4	2.29
IC5	0.21
NC5	0.06
C6	0.56
%)TOTAL (mol	100%
MW(g/mol)	23.53

Tableau V.2: Nombre de mole de chaque composé.

Composent	Nombre de mole (kmole/h)
N2	1630
C1	46504.94
C2	15928.6
C3	4663.65
IC4	365.49
NC4	1673.94
IC5	153.5
NC5	43.85
C6	409.34
CO2	1700.9

V-1-3 Calcule Nombre de mole expédition :

L'expédition se compose de trois produits différents :

- GPL avec un débit de 2235 ton (annexe 1) et masse molaire 47.773 g/mole (annexe 3)
- Propane avec un débit de 268.39 ton (annexe 1) et masse molaire 43.76 g/mole (annexe 3)
- Butane avec un débit de 168.49 ton (annexe 1) et masse molaire 56.27 g/mole (annexe 3)

Donc :

Le nombre du mole de composent(n) = $n_{(GPL)} + n_{(prop)} + n_{(but)}$.

Le nombre du mole d'un composent(n) = $x\% \times n / (MW \times 100)$

Tableau V.3: Résultats d'analyses d'expédition

	GPL	Propane	Butane
C2	2.50	2.10	0.01
C3	68.8	97.76	13.39
IC4	7.54	0.04	24.39
NC4	20.99	0.10	62.04
MW(g/mol)	47.773	43.76	56.27

Exemple:

Calcule le nombre de mole d'ethane C_2 :

$$n' = 2.50 \times (2235 \times 1000) / (47.773 \times 24 \times 100) = 2.5 \times 19.49 = 48.73 \text{ kmole/h}$$

$$n'' = 2.10 \times (268.39 \times 1000) / 43.76 \times 24 \times 100 = 2.1 \times 2.55 = 5.35 \text{ kmol/h}$$

$$n''' = 0.01 \times (168.49 \times 1000) / 56.27 \times 24 \times 100 = 0.01 \times 1.24 = 0.012 \text{ kmole/h}$$

$$n_{(exp)}' + n_{(prop)}'' + n_{(but)}''' = 54.092 \text{ kmole/h}$$

Tableau V.4: Nombre de mole de chaque composé d'expédition (n)

Composent	Nombre de mole d'expédition(n) (kmole/h)
N2	00
C1	00
C2	54.092
C3	1606.79
IC4	177.29
NC4	486.27
IC5	00
NC5	00
C6	00
CO2	00
TOTAL	2324.44

Nombre de mole de produits expédiés est : 2324.44 kmol/h

V-1-4 Calcule la quantité de gaz torché :

A- Nombre de mole Gaz torché :

Nombre de mole pour chaque composant de Gaz torché = Nombre de mole pour chaque composant d'entre (n) - Nombre de mole pour chaque composant d'expédition (n)

Tableau V.5: Nombre de mole Gaz torché pour chaque composant.

Composent	Nombre de mole Gaz torché (kmole/h)
N2	1630
C1	46504.94
C2	15874.5
C3	3056.8
IC4	188.20
NC4	1187.67
IC5	153.5
NC5	43.85
C6	409.34
CO2	1700.9
TOTAL	70749.7

La quantité de gaz torché est :70749.7kmol/h

B- Calcule de composition de gaz torché :

Nombre Total de mole Gaz torché $\longrightarrow$ 100%

Nombre de mole Gaz torché $\longrightarrow$ X%?

Tableau V.6: Composition de gaz torché Hassi-Messaoud.

Constituants	Composition
N2	2.3
C1	65.73
CO2	2.4
C2	22.43
C3	4.32
IC4	0.26
NC4	1.67
IC5	0.21
NC5	0.06
C6	0.57
%)TOTAL (mol	100%

V-2-Récupération des gaz torchés par production d'électricité

La récupération des gaz torchés pour production d'électricité est une méthode pour éliminer le torchage du gaz. Le principe est simple : la combustion du gaz dans une turbine à gaz (GT) produit de l'énergie qui peut être convertie en énergie électrique par un générateur. Utilisant le simulateur HYSYS, on ne peut pas simuler directement une turbine à gaz, mais on peut simuler un système représentant une turbine à gaz le figure représente la simulation d'une turbine à gaz en HYSYS.

Les réactions de combustion qui se déroulent en chambre de combustion sont regroupées dans le tableau suivant:

Tableau V.7: la réaction de combustion

Réaction	$\Delta H_{298}^{\circ} (*10^6 \text{ KJ/Kmol})$
$\text{CH}_4 + 2\text{O}_2 \longrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$	-0.8
$\text{C}_2\text{H}_6 + 3.5\text{O}_2 \longrightarrow 2\text{CO}_2 + 3\text{H}_2\text{O}$	-1.4
$\text{C}_3\text{H}_8 + 5\text{O}_2 \longrightarrow 3\text{CO}_2 + 4\text{H}_2\text{O}$	-2
$\text{C}_4\text{H}_{10} + 6.5\text{O}_2 \longrightarrow 4\text{CO}_2 + 5\text{H}_2\text{O}$	-2.6 Pour iC4 -2.7 Pour nC4
$\text{C}_5\text{H}_{12} + 8\text{O}_2 \longrightarrow 5\text{CO}_2 + 6\text{H}_2\text{O}$	-3.3
$\text{C}_6\text{H}_{14} + 9.5\text{O}_2 \longrightarrow 6\text{CO}_2 + 7\text{H}_2\text{O}$	-3.9
$\text{C}_7\text{H}_{16} + 11\text{O}_2 \longrightarrow 7\text{CO}_2 + 8\text{H}_2\text{O}$	-4.5
$\text{C}_8\text{H}_{18} + 12.5\text{O}_2 \longrightarrow 8\text{CO}_2 + 9\text{H}_2\text{O}$	-5.1

Pour assurer la combustion complète de toute la charge gaz, il faut donner une quantité suffisante d'oxygène qu'elle est nécessaire pour la combustion complète de chaque composant de la charge. Dans le simulateur HYSYS il y a la fonction « Set » on peut avec elle faire une relation entre le débit molaire de gaz:

Q_{Gaz} et le débit molaire oxygène Q_{O_2}

$$Q_{\text{O}_2} = \alpha \cdot Q_{\text{Gaz}} \dots\dots\dots(1)$$

Alors pour trouver ce coefficient α , besoin des coefficients stœchiométriques K_i de chaque réaction, ensuite on multiplie par la fraction molaire X_i de composant entre les combustibles,

éliminant par ça les composants non combustibles (CO_2 et N_2). Pour le fait il faut ré calculer les X'_i de Nouveau

X_i : fraction molaire dans la charge gaz

K_i : coefficient stœchiométrique de l'oxygène l'ours de la réaction avec le composant

X'_i : fraction molaire juste entre les combustibles

$$X'_i = X_i / \sum_{C1}^{C9} X_i \dots \dots \dots (2)$$

α_i : coefficient partiel de régulation de début

$$(\alpha_i = K_i \cdot X'_i \dots \dots \dots (3)$$

α : coefficient de régulation de début

$$\alpha = \sum_{C1}^{C9} \alpha_i \dots \dots \dots (4) \Rightarrow$$

$$\alpha \geq 4.5$$

La relation (1) devient

$$QO_2 = 4.5QG_{az}$$

V-3 Données de base :

Ici nous allons présenter toutes les données techniques et économiques utilisées dans notre travail à savoir: les charge, les données cinétiques, les réaction misent en jeu, prix des produits, CAPEX,OPEXetc.

2-1)données techniques:

2-1-1) composition et débit de la charge:

pour notre étude nous utilisant la charge de le gaz torché Hassi-Messaoud(par calcul).

Tableau V.8: Composition de gaz torchè Hassi-Messaoud

Constituants	Composition
N2	2.3
C1	65.73
CO2	2.4
C2	22.43
C3	4.32
IC4	0.26
NC4	1.67
IC5	0.21
NC5	0.06
C6	0.57
TOTAL (mol%)	100%

Avant d'être introduit à l'unité de la synthèse FT le gaz naturel brut subira un traitement qui consiste à la désulfuration et la déshydratation. En effet le catalyseur dans le four de reforming (réacteur du gaz de synthèse) est empoisonné par du soufre, et pour cette raison la teneur en soufre du gaz naturel qui entre dans les tubes de reforming ne doit pas dépassée 0.5 ppm en volume. On s'attend à ce que le gaz naturel d'alimentation de l'unité contienne en moyenne 0.5 ppm en volume de soufre et on le traite donc d'abord en le faisant passer à travers un lit de catalyseur d'oxyde de zinc pour former du zinc sulfuré, garantissant ainsi que la limite admissible de soufre dans l'alimentation de gaz au four de reforming n'est pas dépassé.

***unité de séparation d'air:**

section de séparation Air-Azote afin d'alimenter la section de production du gaz de synthèse en oxygène.

***unité de production d'électricité:**

Les grandes quantités d'énergies misent en jeu dans les différentes section sont utilisés pour produire de la vapeur d'eau. Cette dernière serve à générer de l'électricité par des turbines à vapeur .

V- 5 Simulation du procédé :

Pour la simulation du procédé nous utilisant comme simulateur HYSYS et durant notre travail nous avons procédé comme suit

V-5-1 Introduction des données

HYSYS présente une interface facile pour introduire les données. A travers Simulation Basis Manager nous introduisant les données concernant.

*La composition de la charge (constituants mis en jeu).

*Le modèle thermodynamique

*Les réactions mises en jeu.

V -5-2 Charges :

Dans notre cas, à chaque fois trois charges se présentent le gaz naturel ou le gaz associé, l'oxygène l'eau. Pour chacune nous introduisant les constituants sans tenir compte du pourcentage.

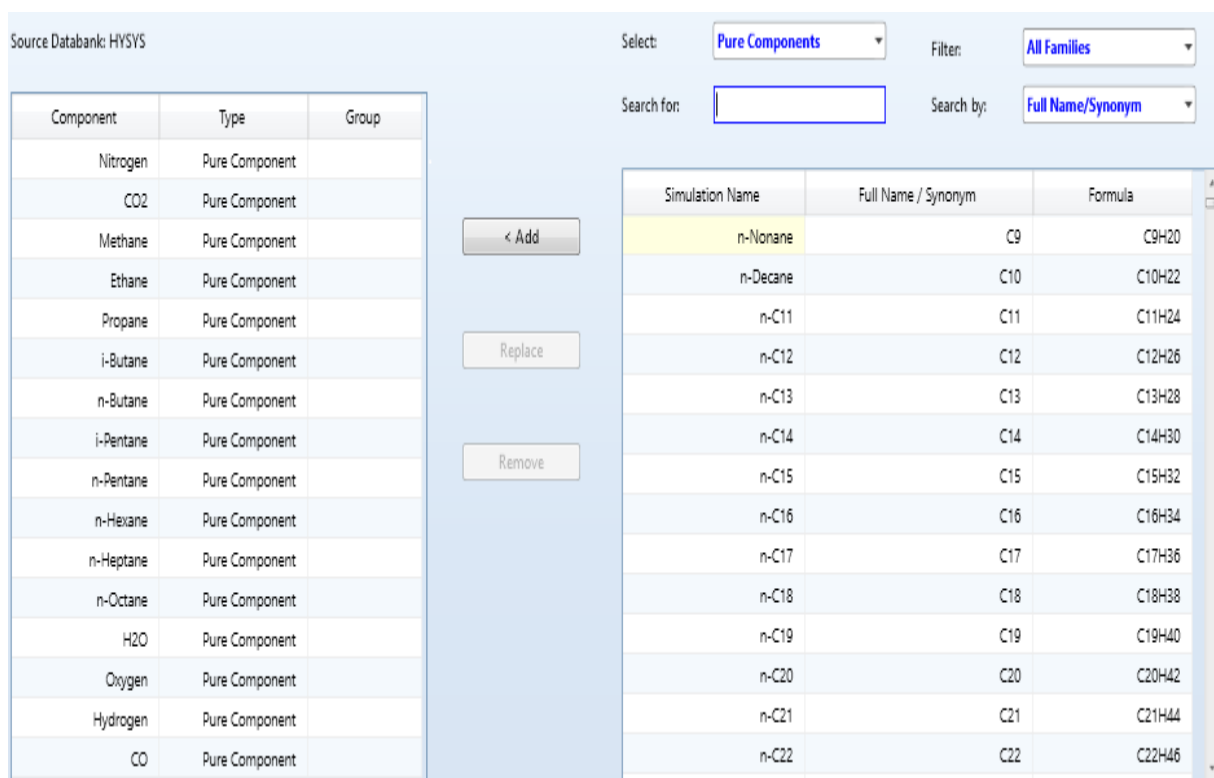


Figure V.2: Prise d'écran pour add Component sur HYSYS

V-5-3 Modèle thermodynamique:

Le choix du modèle thermodynamique est une décision très importante dans la simulation. En effet elle est directement dictée par le souci de rigueur, de fiabilité et de validité dans le domaine opératoire considéré. Dans sa bibliothèque thermodynamique HYSYS présente plusieurs modèles prédéfinis à utilisation directe, néanmoins le choix se base sur la nature des constituants misent en jeu et les conditions opératoires du système. Les modèles thermodynamique contenant sur HYSYS sont:

- *Modèles d'équations d'états.
- *Modèles d'activité.
- *Modèles de la pression de vapeur.
- *Autres modèles (spécifiques).

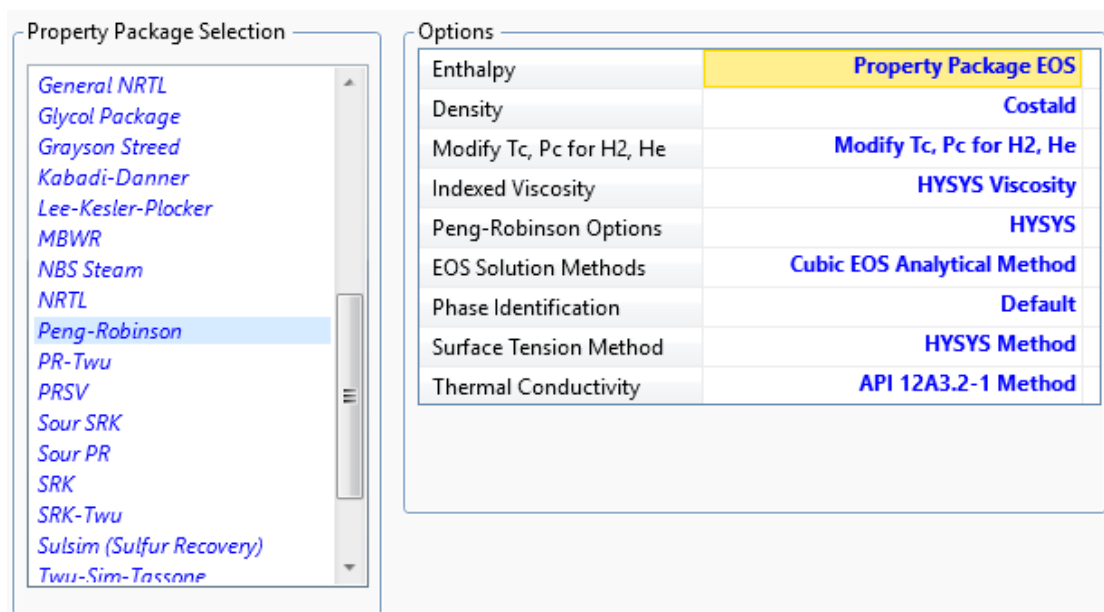


Figure V.3: le choix du modèle thermodynamique sur HYSYS

V-5-4 Modèles d'équations d'états:

On retrouve ici les deux principales équations d'état: Peng-Robinson (PR) et Redlich-Kwong (SRK). De plus, d'autres équations d'états qui sont en réalité que des modifications apportées soit à PR ou SRK, par exemple : Peng-Robinson Stryjet-Vera PRSV), Zadkevitch Jofee (ZJ) et Kabadi Danner (KD), Lee Kesler Plocker (LKP) qui est une adaptation de l'équation de Lee Kesler qui est en elle même une modification de l'équation BWR. Parmi les équations citées ci-

dessus, l'équation de PR est considérée la plus adéquate pour une large gamme de systèmes et elle est recommandée pour les systèmes du gaz, pétrole et pétrochimie. Les options de Peng-Robinson sont: PR, Sous PR et PRSV et les options de Redlich-Kwong sont: SRK, Sour SRK, KD et ZJ

V -5-5 Modèles d' activité :

La majorité des modèles d'équation d'état ont montrée une bonne fiabilité de prédire les propriétés de la plupart des hydrocarbures et pour une vaste variété des conditions opératoire, mais leur application est limitée devant les constituants non-polaires et pour les systèmes à une non-idéalité importante. Dans ce cas les modèles d'activité sont recommandés. Pour calculer l'équilibre de phases des systèmes non-idéaux, plusieurs modèles ont été proposés en se basant sur la constante d'équilibre des constituants à l'interface liquide-vapeur qui est en générale le rapport entre le coefficient de fugacité dans la phase vapeur et le coefficient d'activité dans la phase liquide. L'évaluation de ces coefficients fait l'objet de plusieurs modèles à savoir : les premiers modèles comme: Margules et Van Laar et les nouveaux modèles comme: Wilson, NRTL (Non Random Two Liquid) et UNIQUAC (UNI versal QUA si Chemical). Ces derniers sont appelés également modèles d'enthalpie libre d'excès.

V-5-6 Modèles de la pression de vapeur:

On retrouve les modèles basés sur le calcul de la constante d'équilibre K. Ces derniers sont utilisés pour les mélanges idéaux et à faible pression

(<700 kPa), ça peut inclure aussi les mélanges d'alcools en phase liquide qui sont considérés relativement idéaux. Comme une première approximation ce modèle peut être utilisé pour les systèmes non-idéaux. Le tableau suivant représente les modèles d'activité les plus fiables.

Tableau V. 9: les modèles thermodynamiques se basant sur l'activité

Modèle	Propriété et Application
Antoine	Ce modèle est appliqué pour les systèmes idéaux à faible pression
BraunK10	Il est strictement appliqué pour les hydrocarbures lourds à faible pression
Essok	Il est strictement appliqué pour les systèmes d'hydrocarbure à faible pression

V-5-7 Autres modèles :

On retrouve ici des modèles bien spécifiés tel que:

*Modèles pour les amines, tels que les mélanges contenant Mono, Di, et Tri-Ethanolamin MEA, DEA et TEA), Méthyl-di-éthanolamine (MDEA)...

*Modèles pour la vapeur d'eau comme: le modèle ASME Steam développé par American Society of Mechanical Engineers et la modèle NBS steam Type de système et les modèles recommandés.

En effet ils existent deux types de méthodes pour calculer les équilibres entre phases': la première consiste à appliquer aux deux phases en présence des modèles différents : les fugacités en phase liquide sont calculées à partir d'un état de référence, qui est caractérisé par le corps pur dans les mêmes conditions d'état physique, de température et de pression, les lois des solutions idéales étant corrigées en utilisant un modèle d'enthalpie libre d'ercès ou de coefficient d'activité (NRTL, UNIQUAC, UNIFAC...). Les fugacités en phases vapeur sont quant à elles calculées par une équation d'état (Gaz parfait, SRK, PR...). Ces méthodes sont utilisées pour représenter hétérogénéité du système traité et sont classiquement appelées méthodes "hétérogènes". Leurs applications couvrent plutôt le domaine des basses pressions et il est important de noter qu'elles ne satisfont pas la continuité existant dans la zone critique entre l'état vapeur et l'état liquide.

*La seconde méthode regroupe les méthodes dites "homogènes" qui appliquent le même modèle, généralement une équation d'état, aux deux phases en présence, permettant ainsi d'assurer une continuité au point critique. Les équations d'état avec leurs règles de mélange classiques (SRK, PR...) font partie de cette deuxième catégorie. Cependant, le domaine d'application- de ces modèles se limite aux system apolaires.

Modèle choisi: Le faite que notre système est entièrement hydrocarbures avec multi composants et en se basant sur les données précédantes nous choisissons le modèle Peng-Robinson (PR) pour la simulation du procédé. Cette dernière présente une bonne précision dans les propriétés volumétriques et thermiques entre composants et une bonne approximation pour les équilibres Liquide-Vapeur des hydrocarbures. .

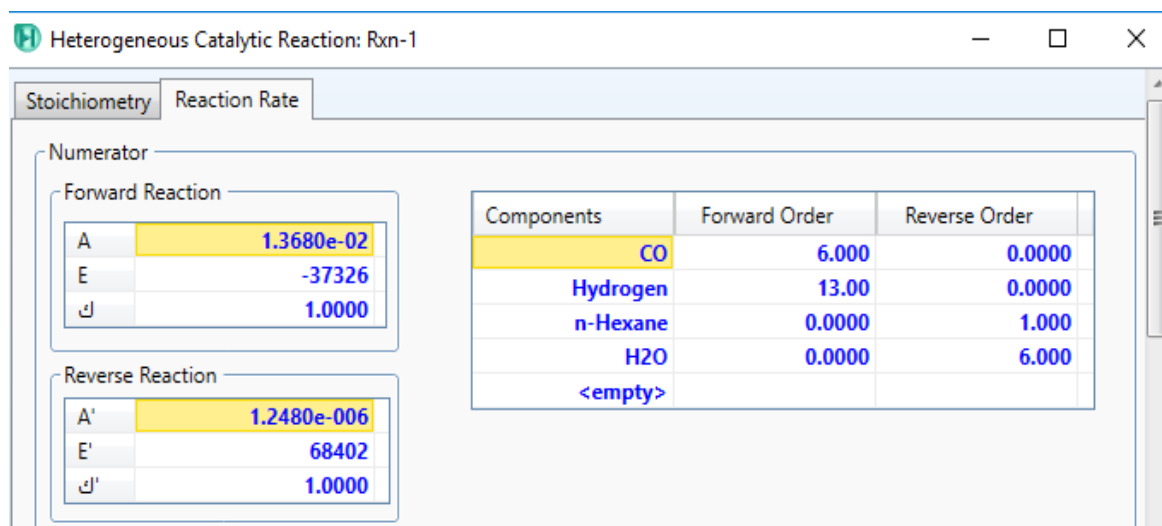


Figure V.4: Introduction des données cinétique sur HYSYS.

*Séparation et recyclage:

Les effluents sortant du réacteur FT contient une grande quantité de réactifs (H₂ et CO) qui ne sont pas réagis. Après avoir les refroidi l'eau produite est séparée dans un ballon vertical. La partie hydrocarbure est envoyée dans un strippeur pour éliminer la fraction légère (principalement les réactifs l'entrée du réacteur FT et le H₂ et CO). Cette deniere est recyclée en deux niveaux : 61% est recyclé la section de production du gaz de synthese. reste (soit 39%) est recycle La figure suivante représente le schéma sur HYSYS des deux sections : Production u gaz de synthèse et Section Fischer-Tropsch.

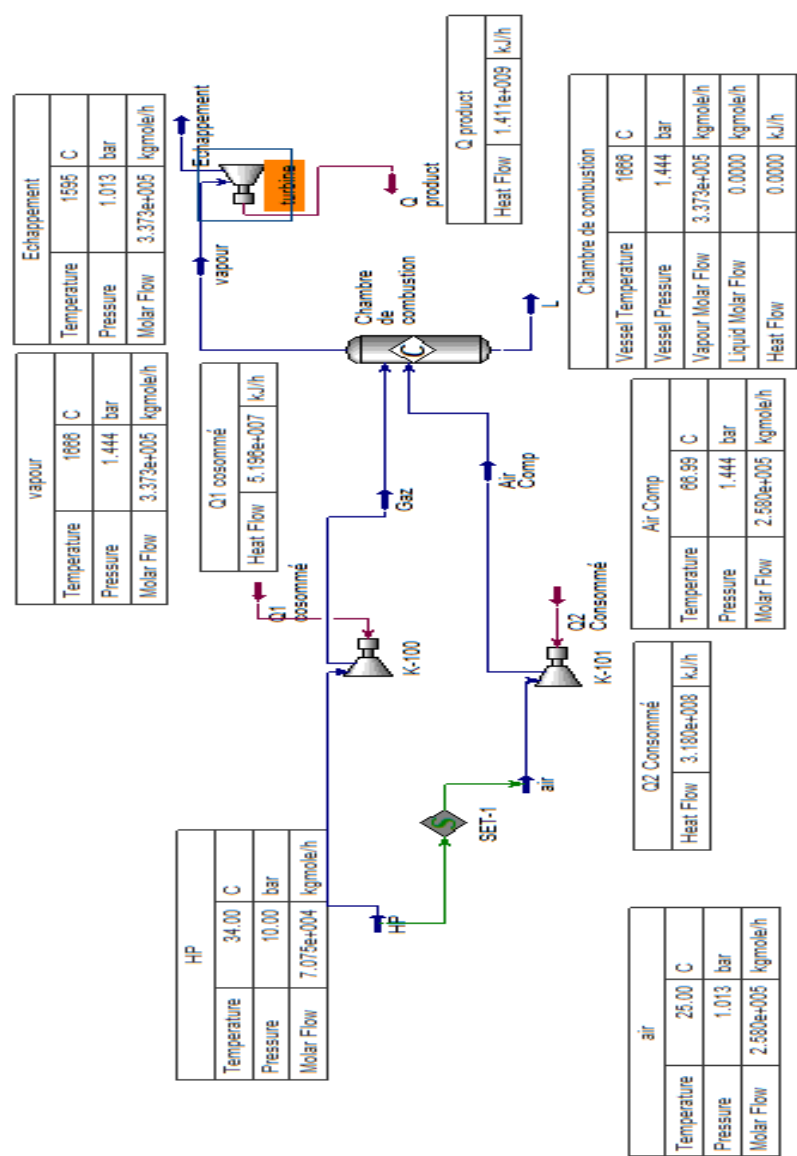


Figure V .5: Simulation d’une turbine à gaz

Tableau V. 10: Caractéristique de la turbine

Adiabatique Fluid [kJ/kg]	190.7
Potential Fluid [kJ/kg]	192.0
Adiabatic Efficiency	75.000
Polytropic Efficiency	74.504
Friction Loss[KW]	0.0000
Rotational inertia[KW]	0.0000
Polytropic Head Factor	1.0002
Polytropic exposant	1.1185
Isentropique exposant	1.1672

D'après la simulation La récupération de 70749.7 Kmole/h permet de produire 10660.66KWh.

Conclusion Générale

Le torchage des gaz est une grande catastrophe naturelle, il brûle des rejets de gaz naturel à différentes étapes de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel, qui a un impact sur l'environnement, il attaque la couche d'ozone et est une ressource de gaspillage d'énergie.

Dans ce travail on a calculé la quantité et la composition de gaz torché par l'unité de traitement GPL Hassi Messaoud ; ensuite on a essayé de la récupérer par une simulation d'une unité de production d'électricité.

La récupération de gaz torché par production d'électricité nous a donné les résultats suivants:

- On a gagné une quantité d'électricité 10660.66kwh
- Minimiser l'impacte sur l'environnement .

Il y a des autres méthodes pour la récupération de gaz torché qui sont:

- Réinjection dans le gisement ; grâce à l'emploi de compresseurs et de forages supplémentaires. Ceci laisse la possibilité d'extraire à nouveau ce gaz plus tard, si les infrastructures et les conditions économiques permettent .
alors son utilisation.
- Craquage du gaz naturel pour production de méthanol
technique de GTL : pour transformer le gaz naturel en hydrocarbures liquides.

Bibliographies

[1] site web World bank: " www.worldbank.org/ggfr"

[2] : connaissance des energies.org/ fiches pédagogiques

[3] ROJEY Alexandre, DURAND Bernard, Le gaz naturel : production traitement

Transport ,éditionTechnip 1994 Paris, 430 pages

Publications l'institut français du pétrole.

[4] Le Gaz Naturel, « La production de gaz naturel et le marché de l'énergie » :

<http://www.gaznaturel.be/professionel/le-gaz-naturel/origine-et-composition>.

[5] : Associated Petroleum Gas in Russia : Reasons for Non-utilization (PDF). FNI

[6] Inventaire des émissions de carbone noir, Gouvernement du Canada. Carte du torchage de gaz naturel dans le monde, Banque mondiale.site web "

<https://www.connaissancedesenergies.org/le-monde-moins-torche-de-gaz-en-2017-180719>"

[7] Mémoire (Pour l'obtention du grade d'ingénieur Spécialisé en PROCESS GAZ)2006/2007

" RECUPERATION DES GAZ TORCHES LORS DE DEMARRAGE DE LA SECTION DE REFRIGERATION" present par Mr. KERMAOUI FAYCAL"Mr. SOUADIA ABDELKADER'

[8] memoire de magister 2011/2012 " etude conceptuelle et economique de la faisabilité des prrocedes GTL en Algerie" presentè par Hammache Samir

[09] site web : "www.qp.com "

[10] A Bouam, S Aissani, R Kadi 2008« Amélioration des performances des turbine à gaz »
Revue des Energie Renouvelable.

Résumé

Les gaz brûlés causent plusieurs risques environnementaux qui ont des effets sur l'humanité, gaspillage d'une ressource naturelle précieuse, et d'autre part, l'émission de dioxyde de carbone (CO_2), principal gaz à effet de serre (GES).

Dans notre travail, on va proposer des solutions afin récupérer le maximum de la quantité de gaz torchés. La production d'électricité sera étudiée par simulation en utilisant le code HYSYS pour choisir le meilleur investissement d'une part de la quantité du gaz récupéré et d'autre part le coût de réalisation.

ملخص

تتسبب الغازات المحترقة في العديد من المخاطر البيئية التي لها آثار على استمرار الحياة البشرية من ناحية، وإهدار موارد طبيعي ثمينة، ومن ناحية أخرى، حيث أن انبعاث ثاني أكسيد الكربون (CO_2)، هو المتسبب الرئيسي للاحتباس الحراري.

في عملنا سوف نقترح حلولاً لاستعادة أكبر كمية ممكنة من الغاز المشتعل، لتوليد الكهرباء. عن طريق المحاكاة باستخدام كود HYSYS لاختيار أفضل استثمار، لمقدار الغاز المستخرج وكمية الغاز المستخرج.

-Les mots clés:

CO_2 : dioxyde de carbone

GES: gaz à effet de serre

HYSYS: programme de simulation