

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA
Faculté des Sciences et de la Technologie et Science de la matière
Département de Génie des Procédés



MASTER ACADEMIQUE
Domaine: Sciences et Techniques
Filière : Génie des Procédés
Spécialité : Ingénierie de Gaz Naturel
Présenté Par :MEDDOUR Abdelhakim
REHAIEM Abdelouahed

Thème

**Récupération des gaz torchés au niveau de champ ROM
(RHOURE OULED MESSAOUD)**

Soutenu publiquement le : 23/06/2013

Devant le jury composé de :

Mr. BOUCHEKIMA Bachir	Pr.	Président	UKM Ouargla
M^{elle}. ZIGHMI Souad	MA(A)	Examinatrice	UKM Ouargla
Mr. SEKHRI Lakhdar	Pr.	Encadreur	UKM Ouargla
Mr. GUERRI Messaoud	MA(A)	Co-Encadreur	UKM Ouargla

Année Universitaire : 2012 /2013



REMERCIEMENT

*En premier lieu, nous tenons à remercier
notre DIEU, notre Créateur pour m'avoir donné la force pour accomplir ce
travail.*

*Nous tenons à notifier un remerciement spécial à tous nos professeurs qui
ont contribué à notre formation de master , en particulier, le professeur
Ladjel SEGNI*

*Qu'ils trouvent ici toute notre gratitude et toute notre reconnaissance
pour leur aide, leur encadrement dont j'ai pu bénéficier durant toute notre
scolarité.*

Nous désirons aussi, exprimer nos essentiels remerciements :

- ✓ Au superviseur de l'AIFG: lazhar CHARRAD*
- ✓ Tous les opérateurs et les ingénieurs de chantier ROM*

*Enfin nos remerciements vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de
loin pour l'aboutissement de ce travail.*



MEDDOUR Abdelahkjm

REHAIEM Abdelouahed



Dédicace

Ce modeste travail est dédié à:

*Mes parents qui ont été les bougies allumant mon
chemin vers la réussite; pour leur bonté
leur générosité et encouragement.*

Mes sœurs et mes frères

A mes chers petits neveux et nièces

Iyad ,Afnane et Oueis

Mes amis :Hamdi ;Mohamed ;Amdjed ; Samir

Amina; Soumaya ;Asma ; Monira et Soumia

Mon binôme :Hakim

Tous mes oncles et tantes, et ma grande famille.

*A toutes les personnes qui ont contribué de près ou de
loin a l'élaboration de ce travail.*

REHAIEM Abdelwahed





Dédicace

Ce modeste travail est dédié à:

*Mes parents qui ont été les bougies allumant mon
chemin vers la réussite; pour leur bonté
leur générosité et encouragement.*

Mes frères : Youcef ; Mouloud ; Walid ; Idriss ;

Abdennour ; Malek ; Oussama

Ma sœur : Souad

Mes amis : Hamdi ; Mohamed ; Amdjed ; Samir

Azza ; Hafid ; Wahab ; Zakaria ; Yaakoub

Mon binôme : Wahid

Tous la famille Meddour.

*A toutes les personnes qui ont contribué de près ou de
loin à l'élaboration de ce travail.*

Meddour Abdelhakim

SOMMAIRE

Introduction Générale.....	1
Chapitre I : Généralités sur le gaz naturel	2
I.1. Introduction.....	2
I.2. Formation des gisements du gaz naturel	2
I.3. Les différents types de gaz	2
I.3.1.Gaz sec et gaz humide	3
I.3.2. Gaz à condensât	3
I.3.3. Gaz associé	4
I.4. Composition chimique du gaz naturel	4
Chapitre II : Le torchage et sa cause.....	5
II.1. Introduction	5
II.2. Définition du torchage	5
II.3. Origine et raisons du torchage	5
II.4. Volumes de gaz torchés	6
II.5.Torchage et rejet de gaz naturel	8
II.6 . Conclusion	8
Chapitre III : Etude de l'impact environnemental	9
III.1.Introduction.....	9
III.2.les polluants du aux gaz de combustion	9
III.3 Les Polluants	10
III.4 Dispersions Polluantes Atmosphériques	12
III.5.Estimation de la quantité du gaz carbonique torché	12
III.6.Conclusion.....	13
Chapitre IV : Moyens de réduire le torchage	14
IV.1. Introduction	14
IV.2. Emploi Possible Du Gaz Associé	14
IV.2.1.Réinjection dans le gisement.....	14
IV.2.2.Génération d'énergie in situ.....	14
IV.2.3.Craquage du gaz naturel pour production de méthanol	14
IV.3.Technique de GTL	15
IV.3.1. Définition	15
IV.3.2. Les différentes étapes de GTL	15

IV.3.3. Intérêt de la technologie	16
IV.3.4. Application de GTL en Algérie	17
IV.4.Conclusion	19
Chapitre V : Description du procédé.....	20
V.1.Objet et but	20
V.2. La société	20
V.2.1. Les missions	20
V.2.2. Multiservices	20
V.3. Champ ROM	20
V.3.1. Données de projet	21
V.4. Description générale du travail	22
V.4.1. Section séparation	22
V.4.2. Section stockage :.....	24
V.4.3. Section expédition huile	25
V.4.4. Section de récupération du gaz	26
V.4.5. Unité de reinjection	28
V.4.6. Section utilités	28
Chapitre VI : Calcul de compresseur	31
VI.1.Introduction	31
VI.2. Les données de départ	31
VI.2.1.Paramètres de fonctionnement du compresseur	31
VI.2.1.1.Compresseur centrifuge Clark 463B 4/4	32
VI.2.1.2.Caractéristiques du gaz	33
VI.3. Détermination de la constante spécifique du gaz	34
VI.4.Coefficient polytropique de compresseur	36
VI.5. Calcul du travail réel	38
VI.6. Calcul le travail adiabatique	38
VI.7. Travail polytropique	38
VI.8. Calcul du rendement adiabatique	38
VI.9. Calcul du rendement polytropique	39
VI.10. Calcul du rendement global	39
VI.11. Interprétation des résultats	40
VI.11.1. Les travaux	40
VI.11.2. Les rendements	40
Conclusion Générale	41

NOMENCLATURE

AIFG	Algéro Italienne des Fluides Géo Energie
APG	Gaz associé au pétrole
API	Séparateur huile-eau
BRN	Bir Rebaa Nord
CEI	Communauté des états Indépendants
C_p	Chaleur spécifique a pression constant [kJ /kg K]
CTH	Centre de traitement d'huile
C_v	Chaleur spécifique à volume constant [kg/kmol]
d_{fluide}	Densité de fluide
d_{gaz}	Densité de gaz
FT	Compteur de débit
G	Débit massique [kg/s]
GA	Gaz associé
GES	Gaz à effet de serre
GGFR	Global gas flaring reduction
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
LIC	Vanne automatique de contrôle de niveau avec by-pass
M	Masse molaire [kg/kmol]
m_i	La masse de constituant [kg]
M_{mel}	Masse moléculaire de mélange[kg/kmol]
N	Nombre d'étages
n	Coefficient polytropique
N_r	Puissance réelle [kw]
P_1, P_{asp}	Pression d'aspiration [bars]
P_2, P_{ref}	Pression de refoulement [bars]
Q	Débit volumique[m ³ /s]
R	Constante spécifique de gaz [kJ/kg.K]
R	Constante de gaz parfait [kj/mol.K]
ROM	Rhoud Ouled Messaoud
SDV	Vanne de sectionnement manuelle

T_1, T_{asp}	Température d'aspiration [K]
T_2, T_{ref}	Température de refoulement [K]
W	Fraction massique
W_{ad}	Travail adiabatique [kJ/kg]
W_{pol}	Travail polytropique [kJ/kg]
W_r	Travail réel [kJ/kg]
X	Concentration moléculaire
Z	Coefficient de compressibilité du gaz
γ	Coefficient adiabatique
ζ	Taux de compression de chaque étage
η_{ad}	Rendement adiabatique
η_{glo}	Rendement global
η_{mec}	Rendement mécanique
η_{pol}	Rendement poly tropique
η_{tot}	Rendement total
η_{vol}	Rendement volumétrique
ρ_{air}	Masse volumique de l'air [kg/m ³]
ρ_{gaz}	Masse volumique de gaz [kg/m ³]
τ_{tot}, τ_t	Taux de compression

LISTE DES FIGURES

Chapitre II : Le torchage et sa cause

Figure.II.1 : Prix de différentes sources d'énergie en 2006 USD/BTU , 1980-2030.....5

Chapitre V : Description de procédé de récupération

Figure V.1 :Section de séparation.....22

Figure V.2 :Bac de stockage.....24

Figure V.3 :Installation de compression26

Figure V.4 : Schéma de récupération du gaz27

LISTE DES TABLEAUX

Chapitre II: Le torchage et sa cause

Tableau II.1 : Toutes les valeurs en 2004, Gm ³ /an, origine GGFR.....	7
---	---

Chapitre III : étude de l'impact environnemental

Tableau III.1 :Les principaux polluants atmosphériques.....	9
Tableau III.2 : Quantité de co2 torché.....	13

ChapitreIV : Moyens de réduire le torchage

Tableau V.1 :Les données de projet.....	21
Tableau V.2 :Les équipements de l'unité.....	30

Chapitre VI : Calcul du compresseur

Tableau VI.1 : Caractéristiques du compresseur CLARCK 436 B4/4.....	32
Tableau VI.2 : Caractéristiques de gaz.....	33
Tableau VI.3 :La masse et fraction massique de différents composants du gaz.....	35
Tableau V.I.4 :Les pression intermédiaire du compresseur.....	37
Tableau VI.5 :Les températures intermédiaire du compresseur.....	37



INTRODUCTION GÉNÉRALE

Introduction Générale

Le gaz naturel est la source d'énergie fossile qui a connu la plus forte progression depuis les années 1970. En raison de ses avantages économiques et écologiques, le gaz naturel devient chaque jour plus attractif pour beaucoup de pays. Les propriétés de ce produit, comme par exemple, le faible intervalle de combustion le caractérisant, en font l'une des sources les plus utilisées fiables connue à ce jour. Actuellement, il représente la deuxième source d'énergie la plus utilisée après le pétrole.

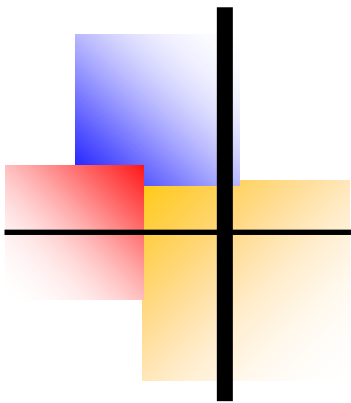
Chaque année, plus de 150 milliards de mètres cubes de gaz naturel sont brûlés à la torche et rejetés dans l'atmosphère, c'est l'équivalent de 25 % de la consommation de gaz des États-Unis, et de 30 % de celle de l'Union européenne. En Afrique, le volume annuel des gaz torchés est estimé à 40 milliards de mètres cubes, ce qui équivaut à la moitié de la consommation d'énergie du continent.

Le torchage de gaz a en outre un impact sur le changement climatique à l'échelle mondiale, du fait qu'il représente un volume supplémentaire d'émissions de CO₂ d'environ 390 millions de tonnes par an, un chiffre supérieur au volume potentiel des réductions annuelles d'émissions associées aux projets actuellement proposés au titre des mécanismes de Kyoto.

La réduction des gaz torchés revêt une grande importance pour réduire les émissions carboniques et utiliser rationnellement le gaz naturel.

Depuis la révolution industrielle, les entreprises axaient leurs efforts sur l'augmentation de la production sans intégrer la prise en charge des problèmes multiples. L'un de ces problèmes est le brûlage aux torches qui génère des pertes calorifiques considérables estimées à des centaines de thermies par an et par complexe, soit l'équivalent des milliers de mètres cubes de gaz naturel. Le procédé de récupération des gaz torchés permet à notre complexe d'atteindre trois objectifs principaux :

- Technique : réinjection dans le gisement (elle permet de maintenir une pression de fond plus élevée)
- Economique : une source financière très importante.
- Environnemental : protection de l'environnement et de la santé par la diminution de la pollution atmosphérique.



CHAPITRE I

GÉNÉRALITÉS SUR LE GAZ NATUREL

I.1. Introduction

Le gaz naturel est un combustible fossile, il s'agit d'un mélange d'hydrocarbures trouvé naturellement sous forme gazeuse. C'est la deuxième source d'énergie la plus utilisée dans le monde après le pétrole et son usage se développe rapidement.

I.2. Formation des gisements du gaz naturel :

Un gisement de gaz naturel occupe l'espace poreux inter-granulaire ou les fissures d'une « roche magasin », roche réservoir ou plus simplement « réservoir ».

La perméabilité de cette roche doit être suffisante pour obtenir un débit de gaz permettant une exploitation rentable.[1]

Les gisements de gaz sont classés en gisements « conventionnels » ou « classiques » formés par des accumulations gaz et pouvant être exploités avec les techniques actuelles, et en gisement non « conventionnels » ou « non classiques » dans lesquelles le gaz est stocké dans des conditions spécifiques et dont la mise en exploitation nécessite généralement des techniques particulières et coûteuses.

Le réservoir qui contient le gaz, contient aussi de l'eau et très fréquemment de l'huile. Tout ou une partie du gaz peut être dissoute dans l'eau ou dans l'huile en fonction des conditions thermodynamiques régnant dans le gisement et des espèces chimiques présentes.

Si une phase « gazeuse » est présente, sa densité est plus faible que celle de l'eau ou de l'huile et elle a tendance à se déplacer vers le haut, elle ne reste donc dans le réservoir que parce qu'elle est arrêtée par une barrière (barrière de perméabilité comme les roches imperméables). [1]

I.3. Les différents types de gaz :

On distingue trois types:

- Gaz sec et gaz humide.
- Gaz à condensât.
- Gaz associé.

I.3.1. Gaz sec et gaz humide :

Un 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.

Au cours de la production d'un tel gaz, il ne se forme jamais de phase liquide, ceci reste vrai lorsque la pression dans le réservoir décroît avec le temps. Pendant l'exploitation du gisement, cette situation implique un domaine biphasique relativement étroit.

Un gaz est dit humide s'il y a production de phase liquide en surface sans qu'il y ait condensation rétrograde dans le gisement.

Dans le cas gaz humide la température du réservoir est supérieure à la température de cricodentherm (désigne le point de l'enveloppe du domaine courbe de bulle - courbe de rosé qui correspond à la température maximale d'un équilibre diphasique) et l'isotherme qui correspond à la température du réservoir ne traverse pas la zone biphasique et il n'apparaît pas de phase liquide dans le réservoir lorsque la pression baisse en cours de production. Par contre il se forme une phase liquide en surface, le point de coordonnées (T_s , P_s) qui représente les conditions de surface étant situé dans le domaine liquide – vapeur.

Si les conditions en surface restent fixées au cours de l'exploitation du gisement, la fraction liquide produite en surface reste constante et la composition de l'effluent n'évolue pas au cours du temps, un tel gaz est normalement moins concentré en méthane qu'un gaz sec. [1]

I.3.2. Gaz à condensat :

Dans le cas d'un gaz à condensât, une phase liquide peut se former dans le réservoir par condensation rétrograde, la température T_g du réservoir est comprise entre la température critique (point de croisement entre la courbe de bulle et la courbe de rosée) et la température cricodentherme. 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. [1]

Dans la majorité des cas la pression de rosée rétrograde et la mise en production mènent très vite à une condensation d'hydrocarbures. La phase condensée s'enrichit en constituants lourds. La composition du gaz produit évolue en fonction du temps. [1]

I.3.3. Gaz associé :

Le gaz associé coexiste dans la roche réservoir avec un gisement de pétrole. Il peut être sous forme de gaz dissous dans l'huile ou forme de gaz de couverture (gaz cap) situé au-dessus de réserve de pétrole (huile).

En examinant le diagramme de phase du système formé par l'huile et le gaz associé présent le dans le réservoir, le point qui représente les conditions du réservoir se trouve alors dans le domaine bi phasique. le mélange se compose en effet d'une phase liquide (huile) et d'une phase gazeuse.

Lorsque l'huile est produite. La pression diminue et une partie du gaz dissous est libérée. Cette traction gazeuse est habituellement séparée en surface, le gaz qui reste dissous dans les conditions de séparation est ensuite libéré par détentes successives, la dernière détente étant réalisée à une pression voisine de la pression atmosphérique.

La quantité de gaz dissoute ainsi libérée, soit aux conditions du séparateur de tête, soit aux conditions standards est caractérisée par le GOR (gas-oil ratio) défini comme le rapport des volumes respectifs de gaz libéré et d'huile résiduelle. [1]

I.4. Composition chimique du gaz naturel :

En dehors du méthane, le gaz naturel peut contenir d'autres hydrocarbures , l'éthane, le propane , le butane , le pentane , et à des concentrations plus faibles des hydrocarbures lourds.

Les hydrocarbures (C3 – C4) forment la fraction GPL (gaz de pétrole liquéfié) la fraction la plus lourde correspond aux hydrocarbures à cinq atomes de carbone ou plus (fraction C5 +) appelée gazoline.

Le gaz naturel peut contenir des constituants autres que des hydrocarbures notamment de l'eau et des gaz acides- dioxyde de carbone et hydrogène sulfuré ainsi que de l'azote de l'hélium, de faibles quantités d'hydrogène ou d'argon et même parfois des impuretés métalliques (mercure et arsenic) .[1]



CHAPITRE II

TORCHAGE ET SA CAUSE

II.1. Introduction :

Le processus d'extraction du pétrole brut fait également remonter à la surface ce qu'on appelle des gaz associés. Ces gaz peuvent être utilisés sur place pour alimenter des générateurs, ou transportés par gazoduc pour être revendus ailleurs, ou encore réinjectés dans le sol. Mais dans les régions du monde dépourvues d'infrastructures et de marchés gaziers, ces gaz associés sont en général relâchés dans l'atmosphère sous forme de gaz brûlés (ou torchés) ou non brûlés (on parle alors de gaz rejetés).

II.2. Définition du torchage :

Le torchage ou « brûlage des gaz » est l'action de brûler, par des torchères, des rejets de gaz naturel à différentes étapes de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel.

Une méthode sûre et efficace pour évacuer l'excédent de gaz naturel résultant de la production pétrolière.

II.3. Origine et cause du torchage :

L'exploitation pétrolière génère fréquemment, conjointement à une production de pétrole liquide, du gaz associé (GA), souvent en quantités faibles (en masse) par rapport au pétrole lui-même ; un gisement est fréquemment très éloigné de sa zone de clientèle, et le gaz produit exigerait des investissements lourds pour être exporté. Comme il ne peut être transporté par les mêmes moyens physiques que le pétrole, il ne présente en général pas d'intérêt économique, ce qui explique qu'on le brûle.

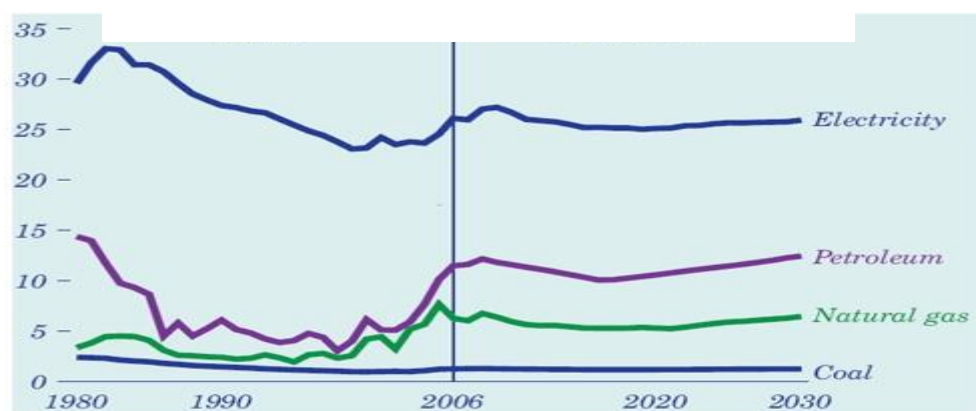


Fig.II.1 : Prix de différentes source d'énergie en 2006 USD/BTU , 1980-2030

Le figure II.1, montre les prix comparés du pétrole et du gaz, en dollars par unité énergétique : le gaz naturel est systématiquement plus mal valorisé que le pétrole. De plus, le gaz étant environ 1 000 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 encore plus lourds.

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

Si le prix du gaz, à proximité du gisement en exploitation, est maintenu artificiellement bas par les autorités, comme c'est le cas en Russie, l'exploitant éprouve des difficultés supplémentaires à amortir les coûts d'investissements du gazoduc et de l'unité de traitement de gaz par la vente de celui-ci. [2]

II.4. Volumes de gaz torches:

Les 150 milliards de m³ de gaz naturel dans le monde 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 Communauté des États indépendants (CEI), qui le minorent fortement. Il s'agit essentiellement 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. . [2]

Tableau II.1 : Toutes les valeurs en 2004, Gm³/an, origine GGFR.

Toutes valeurs 2004, Gm³/an, origine GGFR				
	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

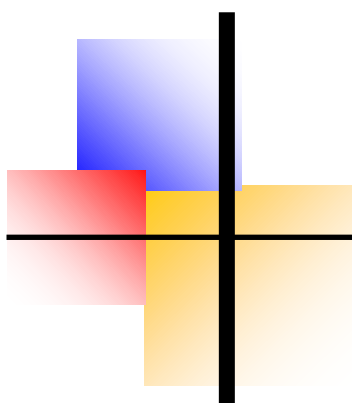
II.5. Torchage et rejet des gaz naturel :

Le torchage est une pratique courante depuis les débuts de l'industrie pétrolière. Le gaz habituellement présent dans la production pétrolière était traditionnellement considéré comme un inconvénient plutôt qu'une ressource de valeur. Le torchage était le moyen le moins coûteux et le plus facile à utiliser pour l'éliminer en toute sécurité. Mais cette pratique attire de plus en plus de critiques. Les Amis de la Terre et d'autres organisations non gouvernementales font des campagnes véhémentes contre le torchage.

Rejeter le gaz naturel directement dans l'atmosphère sans le brûler n'est pas non plus une option. Cette pratique poserait un problème de sécurité. En outre, le composant principal du gaz naturel, le méthane, est un gaz à effet de serre 21 fois plus puissant que le CO₂ créé en le brûlant, selon la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. . [2]

II.6. Conclusion :

Cette pratique a un double effet négatif, d'une part sous forme de gaspillage d'une ressource naturelle précieuse, et d'autre part sous forme d'émission de dioxyde de carbone (CO₂), principal gaz à effet de serre (GES). Alors que certains pays se sont dotés d'une législation interdisant cette pratique de longue date, d'autres ont pris du retard ; l'engagement des compagnies pétrolières à réduire cette pratique est très variable.



CHAPITRE III

ETUDE DE L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL

III.1. Introduction :

La pollution atmosphérique est définie comme la présence d'impuretés dans l'air pouvant provoquer une gêne notable pour le confort ou la santé et un dommage aux biens. Cette pollution peut provenir de gaz, de vapeur, de particules liquides ou solides, ou encore de rayonnements. C'est aussi une modification chimique et physique du milieu naturel aboutissant à des effets nuisibles pour l'homme (difficultés respiratoires, etc.). [3]

III.2. Les polluants dus aux gaz de combustion :

Les principaux gaz polluants – gaz carbonique, les gaz de combustion contiennent des constituants résultant de la combustion incomplète et des réactions intermédiaires.

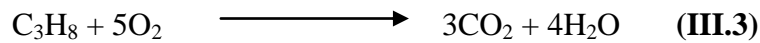
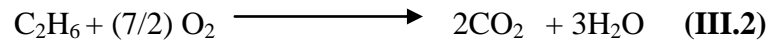
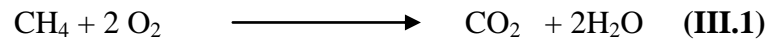
Dans le cas des machines thermiques, d'autres constituants résultats de l'oxydation partielle du combustible et de l'huile de graissage qui à le longue forment des dépôts qui détruisent le fonctionnement et encrassent les pots catalytiques lorsqu'ils existent.

Les oxydes d'azote, de carbone, de soufre, les aldéhydes, et les hydrocarbures imbrûlés sont les constituants des gaz d'échappement les plus nocifs. [3]

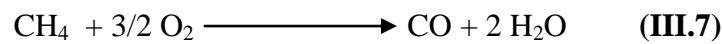
Tableau III.1 : Les principaux polluants atmosphériques.

Constituants	Propriétés nuisibles
Oxydes d'azote, de carbone de soufre, hydrocarbures, aldéhydes	Toxique
Oxyde de carbone (manque d'oxygène)	Asphyxiant
Acroléine, formaldéhyde, oxyde de soufre et hydrocarbures	Irritation des muqueuses (nez, yeux, gorge)
Hydrocarbures polycycliques, aromatiques	Effet cancérigène
Aldéhydes, hydrocarbures	Odeur désagréable
Suie, goudron, vapeurs de combustible et l'huile, éléments minéraux	Fumées

Les gaz dégagés vers l'atmosphère après la combustion dans les torches sont dus aux réactions suivantes:

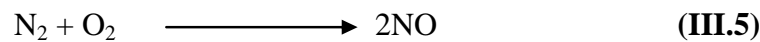
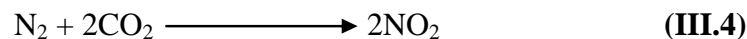
a - Combustion complète**b- Combustion incomplète**

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 :



En ce qui concerne l'hélium (He) il y a des traces. En plus il conserve son état pur (He).

◆ Pour l'azote (N₂) :

**III.3. Les polluants :****1/ Dioxyde de carbone CO₂:**

Le dioxyde de carbone est le produit qui résulte de la combustion complète d'une partie des gaz torchés. La durée de vie du CO₂ dans la nature est de l'ordre d'une centaine d'années.

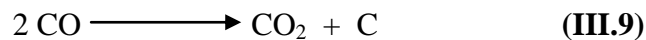
**• Effet sur l'environnement :**

Le CO₂ est le premier gaz qui participe à l'augmentation d'effet de serre et à la pollution photochimique (pollution primaire)

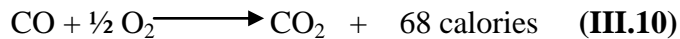
A. Oxyde de carbone:

L'oxyde de carbone (CO) est l'un des principaux constituants des divers gaz industriels utilisés comme combustible gaz de houille, gaz à l'air ou gaz de gazogène.

A la température ordinaire, le (CO) est un composé métastable. Il se dissocie en carbone et en gaz carbonique entre 400°C et 700°C et en présence de certains catalyseurs (gel de silice, palladium dispersé).



Le (CO) brûle dans l'air ou l'oxygène avec une flamme bleue donnant du gaz carbonique et un dégagement de chaleur notable.



- **Effet sur l'environnement :**

Précurseur de l'ozone troposphérique.

B. Méthane:

Le méthane est le principal composant du gaz naturel torché environ 85% et sa non réaction avec l'air lors de la combustion incomplète, cause un éjection dans l'air de grandes quantités du méthane non brûlée.

- **Effet sur l'environnement :**

La maîtrise des émissions de méthane permettrait de réduire la pollution de l'air et le réchauffement global. D'après une étude menée par des chercheurs de plusieurs institutions américaines. Le méthane est en effet directement lié à la production d'ozone dans la troposphère. Or d'une part l'ozone est le principal constituant du smog, pollution de l'air de surface, et d'autre part le méthane et l'ozone sont des gaz à effet de serre. [4]

C. Autres hydrocarbures imbrûlés:

Les hydrocarbures imbrûlés représentent l'ensemble des produits constitués de carbone et d'hydrogène, ils sont émis par évaporation ou comme produits finaux de la combustion.

2. Les oxydes d'azote:

Les oxydes d'azote NO comprennent le monoxyde d'azote NO, le dioxyde d'azote NO₂, le protoxyde N₂O, tetraoxyde de diazote N₂O₄, le trioxyde de diazote N₂O₃, les plus toxiques NO₂, N₂O₄. [4]

III.4. Dispersions polluantes atmosphériques :

Les dispersions des polluants dépendent en priorité des conditions météorologiques. Cette dispersion s'effectue essentiellement dans la couche limite atmosphérique. La concentration des polluants dans les basses couches de l'atmosphère dépend avant tout de la turbulence atmosphérique, mais aussi de la température et de la stabilité de l'air. [4]

A. Turbulence atmosphérique

Ce sont des mouvements à petite échelle qui vont brasser la masse d'air et permettre la dilution des polluants. Les situations dépressionnaires (basse pression) correspondent généralement à une turbulence d'air assez forte et donc de bonne condition de dispersion. [4]

B. Le vent :

Il existe une relation évidente entre la vitesse du vent et les niveaux de concentration des polluants, la dispersion augmente avec la vitesse du vent, un vent faible favorise donc l'accumulation des polluants.

III.5. Estimation de la quantité du gaz carbonique torche :

On a la quantité totale de gaz qui passe vers la torche : $1000000 \text{ Sm}^3/\text{jour} = 1862,42 \text{ k mol/h}$.

A partir des réactions de combustion (III.1, III.2 et III.3), on peut déterminer la quantité des gaz carboniques émise dans l'atmosphère :

Tableau III.2 : quantité du CO₂ torché.

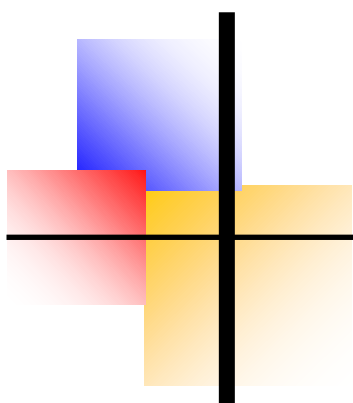
	% (molaire)	Quantité (k moles/h)	Quantité de CO ₂ (kmol/h)	Quantité de CO ₂ (kg/h)
Méthane	79,33	1477,45	1477,45	61502,96
Ethane	13,69	253,847	126,92	5306,62
Propane	2,06	38,365	12,788	532,25

D'après le tableau la quantité totale de CO₂ dégagée est : **71155,12 kg/h.**

III.6. Conclusion :

Les émissions de gaz carbonique sont la conséquence de la combustion des hydrocarbures. Des mesures doivent être prises pour diminuer les émissions, stabiliser et accroître le stockage de gaz carbonique afin d'en réduire la teneur dans l'atmosphère sans pour autant que les populations puissent en souffrir.

Les gaz, les particules liquides ou solides contenant de l'hydrogène et du carbone sont désignés par le terme " hydrocarbures imbrûlés". Ils résultent de la combustion incomplète. Ces produits sont nuisibles pour la santé et leur élimination des gaz d'échappement doit être contrôlée.



CHAPITRE IV

MOYENS DE RÉDUIRE LE TORCHAGE

IV.1.Introduction :

Les gaz associés au pétrole (APG) sont également appelés gaz de torchère. Les APG peuvent être convertis en énergie à haut rendement en utilisant les moteurs à gaz GE. Cette énergie peut être utilisée pour l'alimentation en électricité, en chauffage et en froid de tout site existant (ou à créer) en supprimant les coûts d'approvisionnement en diesel dans les zones isolées et/ou éloignées. L'utilisation des APG en tant que carburant pour un générateur est un excellent moyen de réduire les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) provenant de la consommation de carburant diesel et de l'utilisation massive de torchères.

IV.2.Emplois possibles du gaz associé :

C'est le volume et la composition du gaz associé qui vont orienter son emploi. Si le gaz est disponible en grandes quantités, il va justifier financièrement d'installer une usine de purification et un gazoduc, éventuellement en cumulant la production de plusieurs puits voisins, pour la production de Gaz de pétrole liquéfié (GPL).[2]

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

IV.2.1.Réinjection dans le gisement :

Cette méthode est classiquement 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, ce qui rend l'opération rentable ; cependant, si le gaz est acide (présence de CO₂ ou d'H₂S), il exige des matériels et canalisations résistants à la corrosion. Du point de vue de l'exploitant, ce gaz n'est pas perdu, il est simplement stocké et reste disponible à l'exploitation quand le puits aura épuisé son liquide

IV.2.2.Génération d'énergie in situ :

Le gaz non traité alimente une turbine génératrice d'électricité pour les besoins du site de production

IV.2.3.Craquage du gaz naturel pour production de méthanol :

Cette méthode aboutit à un produit de grande consommation facile à transporter, mais exige des unités de craquage de petite taille, encore rares.

IV.3. Technique de GTL : IV.3.1. Définition :

Les GTL ou " Gas to Liquids ", est une technologie qui permet de transformer directement le gaz naturel en divers produits pétroliers synthétiques liquide, font l'objet d'un intérêt grandissant depuis quelques années, de la part des compagnies pétrolières, des Etats, des industriels, des universités et des centres de recherche et de développement technologique. En fait, 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 d'obtenir les coûts de production les plus bas et les meilleurs rendements.[5]

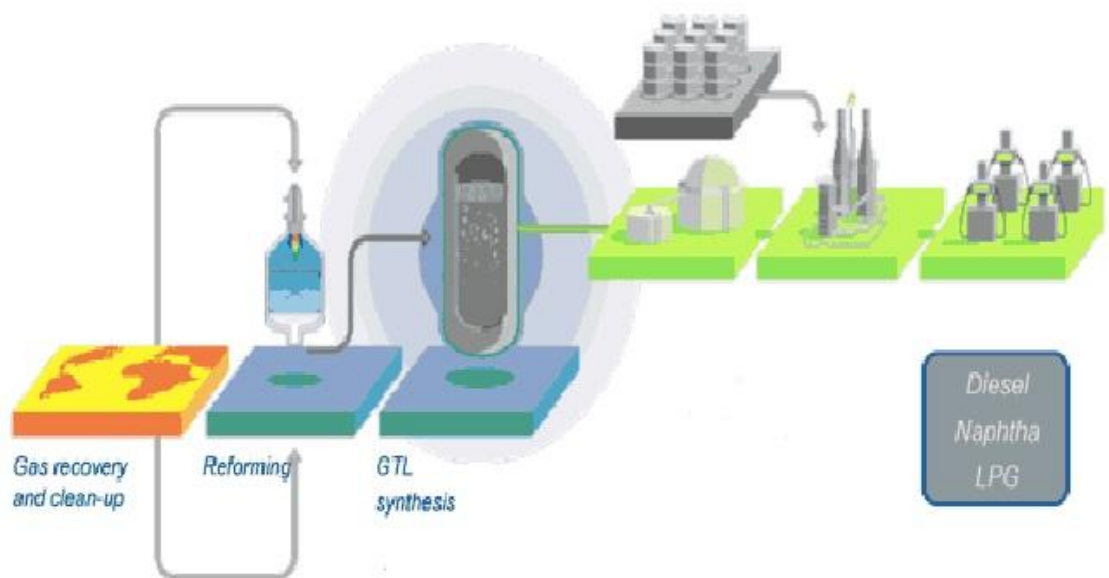


Fig.IV.1 : schéma de procédé GTL

IV.3.2. Les différentes étapes de GTL:

Le processus de transformation du gaz naturel en hydrocarbures synthétiques liquides, comprend 3 étapes distinctes :

- 1^{er} étape : La transformation du gaz naturel en " Syngas " ou gaz synthétique, un mélange de CO et d'hydrogène.
- 2^e étape : La transformation du " Syngas " en huiles lourdes et moyennes ou distillats moyens (naphta, kéro, gas-oil) selon la transformation dite "Fisher Tropsh " ou FT, en présence d'un catalyseur.

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

Le processus de raffinage de ces produits synthétiques est cependant, plus aisé en raison de l'inexistence de soufre et autres composants tels que des métaux.[5]

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

IV.3.3. Intérêt de la technologie :

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

- **Exploitation des petits gisements de gaz :**

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

- **Récupération des gaz associés**

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

- **Environnement**

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

- **Rentabilité des infrastructures existantes**

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

C'est une préoccupation de cette nature qui a poussé les Autorités Américaines à s'intéresser à la technologie GTL afin de l'appliquer aux gisements de NorthSlope en Alaska, dont la production va rapidement décliner dans les prochaines années.

Le gaz naturel étant abondant dans ces gisements, sa conversion en liquides permettra le maintien en fonctionnement des installations d'exploitation du brut, notamment l'oléoduc Trans-Canada.

La production d'huile de PrudhoeBay qui atteint 200 000 baril/jour, va chuter de 10 à 12 % par an et elle ne sera pas relayée par l'apport de nouveaux gisements.

- **Mobilisation de nouvelles réserves d'hydrocarbures**

La moitié des réserves prouvées mondiales, évaluées à quelques 5 000 TCF, ne sont pas exploitables en raison de leur éloignement des réseaux de gazoducs et des marchés de consommations.

La technologie GTL ouvrira d'autres horizons à cette catégorie de réserves.

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

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

- **Amélioration de la qualité des produits conventionnels**

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

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

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

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

- **Relance de l'exploration**

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

- **Optimisation des performances des moteurs**

Les performances des moteurs fonctionnant aux GTL seraient optimisées.[5]

IV.3.4. Application de GTL en Algérie :

L'ensemble des avantages présentés par les GTL et cités précédemment, peuvent trouver une application bénéfique en Algérie.

- **Gaz de torches**

Les applications les plus immédiates pourraient concerner les gaz torchés actuellement au niveau des centres de traitement de l'huile ou du gaz, tels que ceux de Hassi Messaoud ou de HassiR'Mel.

A l'exception des gaz qui sont mis à la torche pour des raisons de sécurité, la technologie GTL, permet la récupération de l'ensemble des quantités de gaz et leur transformation en liquides.

Des essais pourraient être facilement effectués sans procéder à de profondes modifications au niveau de ces installations.

- **Gaz associés**

Certains gisements d'huile n'ayant pas encore reçu de programme de récupération des gaz associés, continuent à torcher de petites quantités de gaz afin d'optimiser la production d'huile.

Ce type de gisements seraient des candidats pour des pilotes GTL.

- **Gisements de gaz**

Les petits gisements de gaz situés à de grandes distances de gazoducs ou les gisements de gaz qui ne peuvent injecter leur production dans les gazoducs en raison de leur saturation, méritent une attention particulière et une analyse orientée vers le recours éventuel à la technologie GTL.

- **Intérêt technologique**

Les plus grandes compagnies pétrolières ainsi que les universités et centres de recherche s'impliquent fortement dans ce domaine dont le potentiel de développement et d'amélioration reste énorme.

Nous ne devons pas rester à l'écart de ce domaine où nos entreprises, nos industries et spécialistes peuvent aisément apporter des contributions significatives.[5]

IV.4. Conclusion :

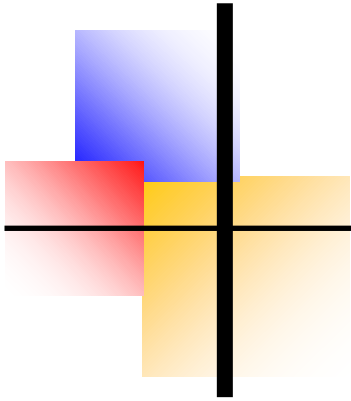
La présente étude s'est fixée comme objectif de montrer que le secteur des hydrocarbures est sur le point d'intégrer une nouvelle technologie qui aura des répercussions énormes dans les court et moyen termes.

Cette technologie qui réduira les différences entre l'amont et l'aval de l'industrie des hydrocarbures, n'a pas encore dévoilé l'ensemble des retombées qu'elle induira.

Elle affectera l'ensemble des domaines de l'industrie des hydrocarbures dans un délai qui ne dépassera pas 10 années.

Elle dispose encore d'un fort potentiel de développement auquel nos industriels et spécialistes peuvent apporter leur contribution.

Cette technologie nécessitera pour son essor, dans un premier temps, des conditions économiques favorables, tels qu'une fiscalité réduite et un prix de cession du gaz réduit avec un environnement industriel local intéressant (existence d'un tissu industriel). C'est sur cette base que les analystes ont travaillé sur les évaluations économiques.



CHAPITRE V

DESCRIPTION DU PROCÉDÉ DE RÉCUPÉRATION

V.1. Objet et but :

Elaboration de notre étude consiste à décrire l'intention d'utiliser des installations de production de surface temporaires pour le traitement de la production (huile & gaz) des champs satellites (ROM, ROMN, ZEK & ZEA) et l'expédition vers le centre de traitement d'huile CTH de BRN.

Le système de la mise en production projeté pour le traitement d'une production estimée de 40000 bbl/j d'huile et de 1000.000 Sm³/j de gaz.

V.2. La société :

AIFG est une société de droit algérien créée en 2001 à Hassi Messaoud. Le but principal est d'offrir toute l'expérience acquise par les sociétés du groupe de tout autre ITALFLUID. Le but de l'entreprise est de fournir à l'Algérie marché des services pétroliers spécialisés en fonction de la meilleure norme et exigences de qualité, sécurité et environnement.

V.2.1. Les missions :

La valeur réelle peut être créée par la satisfaction du client et le comportement responsable.

V.2.2. Multiservices:

- WellTesting • Slick Line • Production précoce • Usine de traitement de gaz
- serpentins • Fighting d'incendie • Le service Tong (clés de tubage)
- Fabrication et Engineering.

V.3. Champ ROM :

Le champ de ROM (Rourhd Ouled messaoud) considéré comme une extension de champ de BRN, il est situé à 80 km à l'ouest du champ du BRN. sur le bloc 403. la production de champ de ROM peu atteindre les 35 milles baril/jour ;donc en sachant que les puits producteurs ont un fort GOR (gaz oil ratio),il fallait trouver une meilleure exploitation de ces gaz séparés. pour cela le groupement Sonatrach Agip exige une installation de récupération de maximum des gaz torchés pour le réinjecter dans le gisement afin de maintenir la pression de champ BRN.

Cette nécessité évoque une installation un peu complexe qui consiste en:

- des séparateurs (pour séparer les trois effluents de brut)
- bacs de stockage des huiles mortes
- skimmer pour séparer les dernières gouttelettes d'huile
- compresseur multi étage pour expédier le gaz vers BRN

V.3.1. Données du projet : La production de champ de ROM sera traitée par 04 trains de différentes niveau de pression et la nature de la charge (type de champ) :

Tableau.V.1 : les données de projet

<i>Train</i>	<i>Puits</i>	<i>Volumes de traitement demandés</i>			<i>Unité de traitement</i>	
		<i>Huile [bbl/jour]</i>	<i>Gaz [Sm³/jour]</i>	<i>Eau [bbl/jour]</i>	<i>Description</i>	<i>Pression de sép. [bar]</i>
Rom Nord	Rom#6- Rom#N1 +overdesign 50%	15000	400000	1500	Unité 202 1 Sép. Triph. 20 bar – 28 m ³	3
Rom HP	Rom#3-4-5-9- 10	25000	700000	3000	1^{ère} étage Unité 200 2 Sép. Triph. 100 bar - 6 m ³	35
					2^{ème} étage Unité 210 2 Sép. Triph. 25 bar - 16 m ³	3
Rom BP	Rom#7	2500	70000	1000	Unité 201 1 Sép. Triph. 25 bar – 16 m ³	3
Zek/ Zea	Centre de collecte ZEA+ZEK	7500	100000	0	Unité 203 .Sép. Triph. 25 bar – 16 m ³	3

V.4. Description générale du poste de travail :

Un système de production, de séparation, stockage et de transfert d'huile et récupération de gaz produits vers le centre de BRN.

Cette installation de traitement et de récupération sera implémentée au niveau de champ de ROM, le système de production de surface se compose des sections suivantes :

V.4.1. Section séparation :



Fig.V.1 : Section de séparation.

Le but de cette section est de séparer la charge en trois effluents (huile ,gaz et eau),en fonction des niveaux de pression (basse pression et moyenne pression),débits (huile ,gaz et eau) et la nature de la charge (type de champ) seront propose des équipements de séparation adéquate en tenant compte des spécification ci-mentionnées :

- Une entrée d'huile brute (collecte des puits producteurs), équipée avec une vanne SDV, point d'injection de produits chimiques.
- Une sortie d'huile vers les bacs de stockage atmosphérique, équipée avec une vanne SDV, compteur (FT) avec transmetteur de débit à la salle de contrôle ; vanne automatique de contrôle de niveau avec by-pass (LIC).
- Une sortie d'eau vers API skimmer avec possibilité de disposer vers d'évaporation (en cas de situation disfonctionnement ou d'urgence), équipée avec une vanne de sectionnement manuelle, compteur (FT) avec transmetteur de débit à la salle de contrôle, vanne

automatique de contrôle de niveau LV avec by-pass (boucle de contrôle LIC)

- Une sortie de gaz vers compresseur ou ligne de torche équipée avec une vanne SDV, compteur (FT) avec transmetteur de débit à la salle de contrôle, vanne automatique de contrôle de pression PV avec by-pass (boucle de contrôle PIC).

- Un système de comptage des 03phases (huile, eau et gaz) avec la transmission vers la salle d'acquisition.

- Certification des compteurs par ONML

- Des soupapes de sécurité pour la protection des capacités (certifié par ENACT)

- Indication de niveau (locale et sur le système d'acquisition de données)

- Indication de pression (locale et sur le système d'acquisition de données)

- Les séparateurs seront dimensionnés sur la base de temps de séjour alloué au mélange d'huile et eau pour la séparation deux phases et même de prendre en considération la taille acceptable des gouttelettes d'eau et hydrocarbures entraînées avec le gaz (choix des tamis).

- Le procédé sera approuvé selon les plans PFD et la logique de contrôle.

V.4.2. Section stockage :



Fig.V.2 :bac de stockage

Pour cette section l'huile stabilisée de certain champs sera stockée séparément pour faciliter les opérations de jaugeage, la qualité de mesure et la répartition de la production de chaque champ, ces bacs seront dotés de :

Un système de jaugeage manuel.

- Trois lignes principales (entrée d'huile, sortie d'huile et ligne de dégazage vers torche)
- Ligne de drainage d'eau vers l'unité API skimmer.
- Collecteur pour remplissage et collecteur pour vidange (les deux collecteurs seront conçus d'une manière à avoir le maximum de flexibilité d'exploitation (remplissage des bacs en sérié pour éliminer le maximum d'eau).
- Une autonomie de stockage de 08 heures
- Niveau à glace pour le contrôle des niveaux huile -eau
- Jeux de vannes pour la flexibilité d'exploitation des bacs
- La tabulation des volumes sera certifiée par ONML
- Le procédé sera approuvé selon les plans PFD, PID et la logique de contrôle.

V.4.3. Section expédition d'huile :

Le système d'expédition sera constitué des pompes boosters (assurer la pression d'aspiration des pompes d'expédition) et des pompes d'expédition pour transfert d'huile de ROM vers CTH-BRN via les pipelines existants (ligne 8'' ROM-M7, ligne 12'' ROM-CTH-BRN et ligne 8'' ROM Est), le principe d'opération est de maintenir une ligne d'expédition en service avec son backup pour assurer la continuité de service 24hr/24hr :

- Batterie de pompes boosters type centrifuge calpida, entraînée par moteur électrique ADF, l'aspiration à partir des bacs de stockage.
- Batterie de pompes d'expédition type centrifuge multi-étagé Caprara, entraînée par moteur ABB électrique ADF, pour le pompage d'huile avec des pressions limitées aux PMS des pipelines 85bars maximum
- Les lignes d'aspiration seront dotées des filtres en Y pour protéger les pompes et le système de comptage, vanne de sectionnement, indicateur de pression PI, indicateur de température PT
- Les lignes de refoulement équipées avec des débitmètres, ligne de recyclage en cas de nécessité, PT, Pi, clapet anti-retour et vanne de sectionnement
- Le système de mesure de débit et comptage en redondance, PI, PT, FTC le système sera certifié par ONML, la transmission de débit instantané avec les paramètres de marche (P&T) à la salle de contrôle
- Les lignes d'aspiration seront dotées des filtres en Y pour protéger les pompes et le

système de comptage, vanne de sectionnement, indicateur de pression PI, indicateur de température PT

- Les lignes de refoulement équipées avec des débitmètres, ligne de recyclage en cas de nécessité, PT, Pi, clapet anti-retour et vanne de sectionnement

- Le système de mesure de débit et comptage en redondance, PI, PT, FTC le système sera certifié par ONML, la transmission de débit instantané avec les paramètres de marche (P&T) à la salle de contrôle .

V.4.4. Section de récupération du gaz :



Fig.V.3 :Installation de compression

Le but de cette section est d'assurer le boosting des issues des différents séparateurs (basse et moyenne pression), le principe d'opération est de maintenir de la compression en service avec son backup pour assurer la continuité de service 24hr/24hr, le choix et le nombre des compresseurs seront déterminés en fonction des données de base de projet (débit de gaz, pression, mode d'entraînement).

L'unité de compression sera composée :

- D'un compresseur alternatif
- Moteur à gaz d'entraînement
- Installation de traitement de fuel gaz (k.o.drums, réchauffeur...)

- Ballon tampon d'aspiration pour l'élimination des condensats.
 - Circuit d'aspiration (vannes sectionnement PI, PT)
 - Circuit de refoulement (vannes de sectionnements, clapet anti-retour, débitmètre, vanne BDV pour la compression du circuit en cas d'arrêt.
 - Ligne de recyclage pour les compresseurs
 - Ligne d'expédition principale sera équipée avec un système de mesure de débit et comptage en redondance, filtre, PI, PT, le système sera certifié par ONML, la transmission de débit instantané avec les paramètres de marche (P&T) à la salle de contrôle.
 - Le nombre de compresseurs sera déterminé selon le procédé à approuvé. (PFD&PID).
- Section Skid des produits chimiques :

L'injection des produits chimiques est une partie complémentaire pour le traitement de la production. Les produits chimiques utilisés généralement sont :

- Skid injection des émulsifiants : pour réduire l'émulsion eau-huile, les points d'injection au manifold d'entrée ou bien à l'entrée ou bien à l'entrée de chaque séparateur.
- Skid d'injection des inhibiteurs de corrosion huile : le produit est injecté sur les lignes de départ (huile et gaz), afin de protéger les pipelines des phénomènes de corrosion électrochimiques
- Skid d'injection méthanol : l'injection se fait généralement sur les lignes de départ gaz et plus précisément après la détente des gaz humides pour éviter la formation des hydrates au niveau des pipelines.
- Ces skides seront équipés chacun : d'un bac de stockage des produits à injecter en INOX avec toutes les possibilités de remplissage, vidange, niveau à glace .agitateur pour le mélange de produit, pompe doseuse avec backup, éprouvette d'étalonnage de débit à injecter ,soupape de sécurité ,PI(pression de refoulement),clapet anti-retour, pompes de remplissage des bacs
- Douches oculaires

Circuit de décompression :

L'installation sera conçue avec un système de décompression composé de deux réseaux :

Torche froide :

Le réseau de torche froide a pour but de collecter les gaz émanant des bacs de stockage atmosphérique, la ligne sera équipée d'un para flamme, ligne de maintien

Torche Chaude :

Le réseau de torche chaude a pour but de collecter les émanant des séparateurs, en cas de disfonctionnement, des soupapes de sécurités et de la compression des unités de compression. Le collecteur de torche sera dimensionné selon les normes API pour prendre en charge la totalité des gaz en cas d'arrêt d'urgence. La ligne sera équipée d'un système d'allumage automatique.

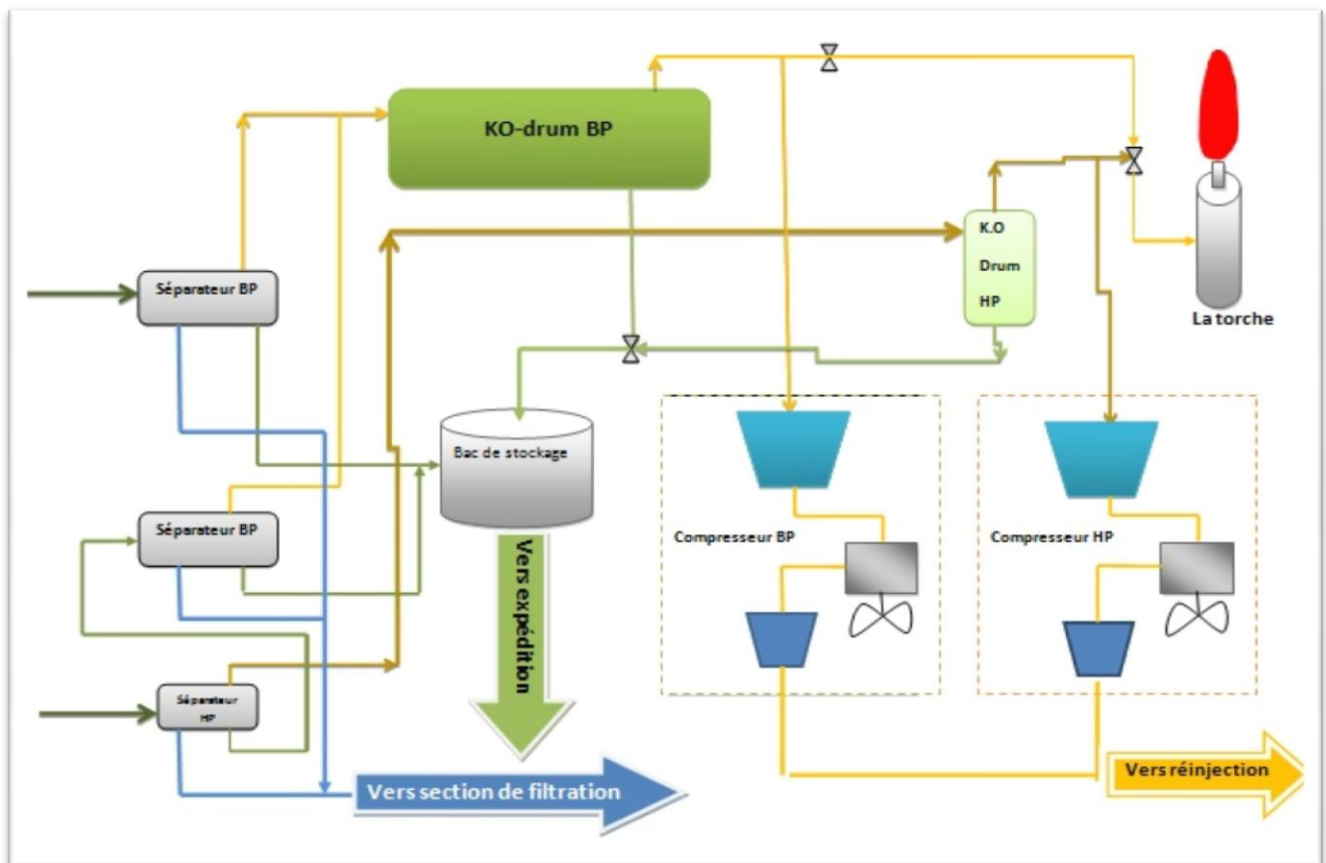


Fig.V.4 :Schéma de récupération de gaz.

V.4.5. Unite de reinjection :

Dans l'unité de réinjection, le gaz HP produit dans les séparateurs de 1er étage de séparation est acheminé vers cette unité dans un collecteur de diamètre 16". Il entre d'abord dans 02 ballons en série de récupération de liquides, puis traverse une cellule de comptage et d'enregistrement de débit sur un diagramme. Le gaz entre ensuite dans un compresseur centrifuge clarck463B4/4 (multi-étages), pour être comprimé de 45 bars à 100 bars. Entre chaque 2 étages le gaz comprimé passe vers les aéroéfrigérants pour refroidissement est admis dans un ballon inter étage pour déposer les liquides condensés, puis retourne au l'étage suivant. Le gaz est alors distribué dans des dessertes pour être réinjecté dans le gisement.

V.4.6. Section utilités :

La section utilité contient plusieurs équipements (réseau anti incendie, système de détection et extinction) :

- Réseau bouclé équipé des moyens de lutte contre l'incendie (lances, poteaux, RIA, vannes de sectionnement).
- Système de mousse.
- Pompes de maintien de pression de réseau avec back-up.
- Couronnes de refroidissement.
- Pompes anti-incendie à débit et pression
- Bac de stockage d'eau pour une autonomie de 12 heures
- Pompes diesel (backup ou secours)
- Extincteurs CO2 et poudre.
- Détecteurs F&G avec signalisation lumineuse et sonore.
- Philosophie d'arrêt des équipements et installation de traitement ESD, LSD et PSD

Le réseau d'air service et instrument se compose de :

- Compresseur d'air à piston (un en service +un en backup)
- Ballon de stockage d'air
- Circuit de distribution d'air service et instrument.

L'équipements électrique se compose de :

- Trois Groupes électrogènes de 1020 KVA pour alimentée les pompes d'expédition

(chaque group avec de pompes)

- Deux groupes électrogènes de 800 KVA alimente les auxiliaires
- Sous – station électrique, équipée avec des cellules de départ vers moteur MCC
- Réseau de distribution d'énergie électrique
- Réseau d'éclairage.
- Bac de stockage de gas-oil.

La salle de contrôle se compose de :

- Système d'acquisition.
- Moniteurs de supervision.
- Tableau synoptique détection F&G
- Moyens de communication
- Système d'arrêt d'urgence ESD
- Système d'alarme visuel et sonore.

<i>Unité</i>	<i>Description</i>
100	Panneau de commande des vannes ESD installé au Manifold d'entrée
130	n. 3 Unité d'injection de produits chimiques
200	n. 2 Séparateurs HP 1ere étage – ROM HP
201	n. 1 Séparateur BP– ROM BP
202	n. 2 Séparateurs BP– ROM NORD
203	n. 1 Séparateur BP – ZEA/ZEK
210	n. 2 Séparateurs BP 2éme étage – ROM HP
220	n. 1 Unité KO-DRUM sur ligne gaz BP
221	n. 1 Unité KO-DRUM sur ligne gaz des bacs
230	n. 1 Unité KO-DRUM sur ligne gaz HP
235	n°1 unité excès de flux gaz HP

240	n. 3 Unité de compression gaz BP
250	n. 2 Unité de compression gaz HP
260	n. 1 Unité échangeur pour le recyclage de gaz comprimé
270	n.1 Unité échangeur pour le recyclage de gaz comprimé
280	n. 1 Ligne de torche pour la décharge de pression du HP séparateurs
281	n. 1 Ligne de torche pour la décharge de pression du BP séparateurs
282	n. 2 Ligne de torche pour le décharge de PSV HP-BP
285	n. 1 Ligne de torche pour la décharge de pression de l'expédition
300	Unité de stockage d'huile
405	n°1 Unité di gaz inerte

Tableau V.2 :les équipements de l'unité



CHAPITRE VI

CALCUL DE COMPRESSEUR

IV.1.Introduction :

Le calcul thermodynamique du compresseur centrifuge de réinjection est effectué pour une approche afin de vérifier les paramètres thermodynamiques du compresseur en service, le calcul consiste à déterminer le travail et le rendement.

La vérification des paramètres et des caractéristiques permet de justifier le choix de la machine pour des conditions d'un procédé technologique établi.

IV.2. Les données de départ :**IV.2.1.Paramètres de fonctionnement du compresseur :**

- Nombre des roues $N = 8$
- Pression d'aspiration $P_1 = 45$ bars.
- Pression de refoulement $P_2 = 100$ bars.
- Température d'aspiration $T_1 = 50$ °C.
- Température de refoulement $T_2 = 144$ °C.
- Coefficient de compressibilité du gaz $Z = 0,84$.
- Débit volumique $Q = 16484$ m³/h = $4,58$ m³ / s.
- Puissance délivrée par la turbine 35000 ch = 25760 k W.
- Vitesse de rotation de la turbine $HP = 5100$ tr/min.
- Vitesse de rotation de la turbine $BP = 4670$ tr/min.
- Vitesse de rotation de la turbine de lancement : 3300 tr/min.
- Multiplicateur de vitesse :
 - ◆ Vitesse d'entrée : 4670 tr/min.
 - ◆ Vitesse de sortie : 10839 tr/min.
 - ◆ Puissance 25400 kW.
- Masse moléculaire du gaz $M_{mél} = 19,71$ kg / k mol.
- Densité du gaz $\rho = 0.684$.
- Taux de compression du compresseur

$$\tau = P_2 / P_1 = 100 / 45$$

$$\tau = 2,22.$$
- Le rendement mécanique du compresseur : $\eta_{méc} = 0.95$.

- Le rendement volumétrique du compresseur : $\eta_{\text{vol}} = 0.98$.
- 1^{ère} vitesse critique $V = 4450 \text{ Tr/min.}$
- Vitesse max critique $V_{\text{max}} = 10839 \text{ Tr/min.}$

VI.2.1.1. Compresseur centrifuge Clark 463B 4/4 :

Compresseur	Conditions d'aspiration	Conditions de refoulement
Pression "bar"	45	100
Température (°C)	50	144
Masse molaire du gaz (kg / k mol)	19,71	
Vitesse de rotation (tr / min)	10839	

Tableau VI.1 : caractéristiques de compresseur Clark 436B4/4

VI.2.1.2. Caractéristiques du gaz :

Désignation des composants	Concentration moléculaire X%	Masse molaire (M) Kg/kmol	Chaleur spécifique à pression constante Cp (kJ/kg.K)	Température critique T _C (K)	Pression critique P _C (bar)
N ₂	3,10	28,02	1,621	126,3	33,92
CO ₂	0,25	44,01	1,031	304,3	73,84
CH ₄	79,33	16,04	2,204	191,2	46,41
C ₂ H ₆	13,69	30,07	1,714	305,7	48,94
C ₃ H ₈	2,06	44,09	1,624	310,1	42,57
iC ₄ H ₁₀	0,42	58,12	1,678	408,3	36,48
nC ₄ H ₁₀	0,69	58,12	1,620	425,3	37,97
iC ₅ H ₁₂	0,18	72,15	1,625	460,7	33,3
nC ₅ H ₁₂	0,24	72,15	1,601	469,7	33,75
C ₆ H ₁₄	0,04	86,17	1,617	507,8	20,34

Tableau VI.2 : Caractéristiques du gaz.

- Teneur en eau inférieure ou égale à **25 ppm**.
- Température pseudo critique du mélange **212,6385 K**.
- Pression pseudo critique du mélange **46,1943 bars**.
- Densité du gaz de mélange **d= 0,683**.

Facteur de compressibilité du gaz **Z = 0,84**.

- Pression pseudo réduite du gaz **1,60192 bar**.
- Température pseudo réduite du gaz **1,47268 °C**.

VI.3. Détermination de la constante spécifique du gaz :

$$r = R / M_{\text{mél.}}$$

D'où : R : constante des gaz parfaits.

$M_{\text{mél}}$: masse molaire du mélange.

$$r = 8,314 \cdot 10^3 / 19,71 = 421,8163 \text{ J / kg.K}$$

$$r = \mathbf{421,8163 \text{ J / kg K.}}$$

- **La masse volumique du mélange dans les conditions normales :**

$$d_{\text{fluide}} = \frac{\rho_{\text{fluide}}}{\rho_{\text{référence}}}$$

$$d_{\text{gaz}} = \frac{\rho_{\text{gaz}}}{\rho_{\text{air}}}$$

$$\rho_{\text{gaz}} = d_{\text{gaz}} \cdot \rho_{\text{air}}$$

D'où : ρ_{air} : masse volumique de l'air.

d_{gaz} : densité réelle du gaz.

$$\rho_{\text{gaz}} = 0,683 \cdot 1,29$$

$$\rho_{\text{gaz}} = \mathbf{0,88107 \text{ kg/m}^3}$$

- **Coefficient adiabatique :**

$$\gamma = \frac{c_p}{c_v} \text{ et } c_p - c_v = R$$

Donc :
$$\gamma = \frac{c_p}{c_p - R}$$

La détermination de la masse de chaque constituant et les fractions massiques des composants : Les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Désignation des composants	La masse m_i (kg)	Fraction massique w_i
N_2	0,8686	0,0440
CO_2	0,1100	0,0055
CH_4	12,7245	0,6455
C_2H_6	4,1165	0,2080
C_3H_8	0,9082	0,0460
iC_4H_{10}	0,2441	0,0123
nC_4H_{10}	0,4010	0,0203
iC_5H_{12}	0,1298	0,0065
nC_5H_{12}	0,1731	0,0087
C_6H_{14}	0,0344	0,0017
Formule mathématique	$x_i = \frac{m_i}{M_i}$ $m_i = x_i \cdot M_i$	$w_i = \frac{m_i}{m_T}$

Tableau VI.3: La masse et fractions massiques de différents composants du gaz.

- **Chaleur spécifique de mélange:**

$$C_p = \sum w_i \cdot C_{p_i}$$

$$= (0,0440 \cdot 1,03) + (0,005582 \cdot 0,8403) + (0,645587 \cdot 2,204) + (0,208 \cdot 1,714) + (0,04608 \cdot 1,624) + (0,01238 \cdot 1,678) + (0,02034 \cdot 1,620) + (0,006589 \cdot 1,625) + (0,008785 \cdot 1,601) + (0,00174 \cdot 1,617) = 1,944$$

$$C_p = 1,9855 \text{ kJ/kg.K}$$

- **Coefficient adiabatique : γ**

$$\gamma = \frac{c_p}{c_p - r}$$

$$= \frac{1,9855}{1,9855 - 0,4218}$$

$$\gamma = 1,27.$$

VI.4. Coefficient polytropique de compresseur :

- **Taux de compression :**

$$\tau_T = \frac{P_2}{P_1}$$

$$= 100 / 45$$

$$\tau_T = 2,22.$$

- **Rapport de compression de chaque étage :**

$$\xi = (\tau_T)^{1/N}$$

$$= (2,22)^{1/8}$$

$$= 1,105. \quad \text{D'où } N : \text{ nombre d'étages} = 8 \text{ impulseurs (roues).}$$

- **Coefficient polytropique :**

$$n = \frac{\log \tau_{\text{tot}}}{\left[\log \tau_{\text{tot}} - \log \left(\frac{T_2}{T_1} \right) \right]} = \frac{\log 2,22}{\left[\log 2,22 - \log \left(\frac{144 + 273,15}{50 + 273,15} \right) \right]}$$

$$n = 1,47.$$

- **Calcul des pressions intermédiaires :** Connaissant le taux de compression, on pourra calculer facilement les pressions intermédiaires par la formule suivante :

$$P_{i+1} = \xi \cdot P_i$$

i : numéro de l'étage ;

P_i : pression de l'étage i ;

P_{i+1} : pression dans l'étage $i+1$.

Les résultats de calcul sont portés sur le tableau ci-dessous :

Pressions en bar								
P_{asp}	P_1	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7	P_{ref}
45	49,72	54,94	60,71	67,09	74,13	81,91	90,52	100,02

Tableau VI.4 : les pressions intermédiaires de compresseur.

- **Calcul des températures intermédiaires :**

$$\frac{T_{i+1}}{T_i} = \left(\frac{P_{i+1}}{P_i} \right)^{\frac{n-1}{n}}$$

T_{i+1} : température dans l'étage $i+1$;

T_i : température de l'étage i .

Les résultats de calcul sont portés sur le tableau suivant :

Températures en °C									
T_{asp}	T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	T_6	T_7	T_8	T_{ref}
50	51.61	53.28	55.00	56.77	58.61	60.50	62.46	64.47	144

Tableau VI.5 : les températures intermédiaires de compresseur.

VI.5. Calcul de travail réel :

Selon l'équation suivante :

$$W_r = \left(\frac{\gamma}{\gamma - 1} \right) \cdot Z \cdot r \cdot T_1 \left(\tau^{\frac{n}{n-1}} - 1 \right)$$

$$W_r = \left(\frac{1,27}{1,27-1} \right) \cdot 0,84 \cdot 0,4218 \cdot 323,15 \left(\tau^{\frac{1,47}{1,47-1}} - 1 \right) \text{ alors: } \mathbf{W_r = 156,26 \text{ kJ/kg}}$$

VI.6. Calcul le travail adiabatique :

$$\begin{aligned} W_{ad} &= \frac{\gamma}{\gamma - 1} \cdot Z \cdot r \cdot T_1 \left[\tau^{\left(\frac{\gamma-1}{\gamma} \right)} - 1 \right] \\ &= \frac{1,27}{1,27-1} \cdot 0,84 \cdot 0,4216 \cdot (50 + 273,15) \left[2,22^{\frac{1,27-1}{1,27}} - 1 \right] \end{aligned}$$

$$\mathbf{W_{ad} = 99,41 \text{ kJ/kg.}}$$

VI.7. Travail polytropique :

$$W_{pol} = \frac{n}{n-1} \cdot Z \cdot r \cdot T_1 \cdot \left(\left(\tau^{\frac{n-1}{n}} \right) - 1 \right)$$

$$W_{pol} = \frac{1,47}{1,47-1} \cdot 0,84 \cdot 0,421 \cdot 323 \cdot \left(\left(2,22^{\frac{1,47-1}{1,47}} \right) - 1 \right)$$

$$\mathbf{W_{pol} = 103,8114 \text{ kJ/kg}}$$

VI.8. Calcul du rendement adiabatique:

$$\eta_{ad} = \frac{W_{ad}}{W_r}$$

$$= \frac{99,41}{156,26} = 0,636$$

$$\mathbf{\eta_{ad} = 63,6 \%}$$

VI.9. Calcule du rendement polytropique :

$$\eta_{pol} = \frac{W_{pol}}{W_r}$$

$$\eta_{pol} = \frac{103,8114}{156,26} \quad \text{alors ; } \eta_{pol} = 0,664$$

$$\eta_{pol} = 66,4 \%$$

VI.10. Calcul du rendement global :

$$\eta_{glo} = \eta_{ad} \cdot \eta_{vol} \cdot \eta_{mec} = 0,636 \cdot 0,98 \cdot 0,95$$

$$\eta_{glo} = 0,592$$

VI.11. Calcul de la puissance réelle du compresseur :

$$N_r = G \cdot W_r \quad \text{D'où : } N_r : \text{puissance réelle (W).}$$

$$G = \rho \cdot \Phi : \text{débit massique (kg/s).}$$

$$\Phi : \text{débit volumique (m}^3\text{/s).}$$

- **Détermination de la masse volumique du gaz aux conditions d'aspiration :**

$$\rho = \frac{P_1 \cdot \rho_N \cdot T_1}{P_N \cdot T_1} \times 0,95 \quad \begin{array}{l} 0,95 : \text{Coefficient qui compte de la chute de} \\ \text{pression dans la tubulure d'aspiration} \end{array}$$

$$\rho = \frac{45 \cdot 0,881 \cdot 273,15}{1,013 \cdot 323,15} \times 0,95 = 31,42 \text{ kg/m}^3$$

$$G = \rho \cdot \Phi = 31,42 \cdot 4,58 = 143,9 \text{ kg/s.}$$

$$N_r = G \cdot W_r = 143,9 \cdot 155,68 = 22402,9 \text{ kW.}$$

VI .11. Interprétation des résultats :**VI.11.1. les travaux :**

On remarque que le travail augmente puisque le milieu extérieur fournit du travail au système ce qui augmente son énergie interne et donc son agitation thermique.

Une légère différence entre le travail polytropique et le travail adiabatique car le taux de compression est constant pour les deux transformations mais l'exposant polytropique est supérieur à l'exposant adiabatique.

Le travail réel est strictement supérieur aux deux travaux (polytropique, adiabatique) car pour une compression réelle et pour tenir compte des pertes par frottements de recirculation interne due au gaz. Le compresseur a fourni de l'énergie sous forme de travail, c'est la raison pour laquelle on constate cette augmentation du travail réel.

V.I.11. les rendements :

Le rendement adiabatique est inférieur au rendement polytropique, lors d'une compression adiabatique la pression et le volume sont reliés par la relation : $PV^\gamma = \text{cte}$, et pour la compression polytropique, on définit un chemin d'évolution de gaz suivant une loi $PV^n = \text{cte}$, $n > \gamma$.

Le rendement global est strictement inférieur au rendement adiabatique car ce dernier est un critère de suivi de la performance souvent plus simple (compression sans pertes par frottement et sans échange avec l'extérieur), par contre le rendement global est le produit du rendement adiabatique, mécanique et volumétrique où le rendement mécanique, correspondant aux pertes par frottement mécanique (paliers, système d'étanchéité) et le rendement volumétrique est une donnée du constructeur.



CONCLUSION GÉNÉRALE

Conclusion Générale

Le volume des gaz torchés en Algérie est passé de 5,3 milliards de m³ en 2010 à 5 milliards de m³ en 2011 (baisse de 0,3 milliard de m³) contre 6,2 milliards en 2008, précise le rapport publié par la Banque Mondiale et les pays associés au projet de partenariat intitulé «Initiative mondiale de réduction des gaz torchés» (GGFR) dont l'Algérie est membre. Ces estimations ont été élaborées à partir des données satellitaires recueillies par l'Agence océanique et atmosphérique américaine (NOAA).

Le torchage, qui consiste à brûler par des torchères des rejets de gaz naturel à différentes étapes de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel, a un double effet négatif, d'une part, sous forme de gaspillage d'une ressource naturelle précieuse, et d'autre part, sous forme d'émission de dioxyde de carbone (CO₂), principal gaz à effet de serre (GES).

C'est pour cette raison que nous avons étudié sur la récupération et l'exploitation du gaz associé récupéré. C'est le volume et la composition du gaz associé qui vont orienter son emploi. Si le gaz est disponible en grandes quantités, il va justifier financièrement l'installation d'une usine de purification et un gazoduc, éventuellement en cumulant la production de plusieurs puits voisins, pour la production de gaz de pétrole liquéfié (GPL).

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

- 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
- Génération d'énergie : production d'électricité en utilisant les moteurs ou turbines à gaz
- Craquage du gaz naturel pour production de méthanol
- technique de GTL : pour transformer le gaz naturel en hydrocarbures liquides.

BIBLIOGRAPHIE

[1] : ROJEY Alexandre, DURAND Bernard, *Le gaz naturel : production traitement transport*, édition Technip 1994 Paris, 430 pages

Publications l'institut français du pétrole.

[2]: **Wikipédia l'encyclopédie libre**

- http://fr.wikipedia.org/wiki/Torchage_et_rejet_de_gaz_naturel

[3] : PHILLIPPE ARQUES, *La pollution de l'air, causes, conséquences*, Edition Edisud, France 1998, 207 pages

[4] : *Technique de l'ingénieur.*

- G1 Génie de l'environnement (pollution atmosphérique)

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

- http://www.mem-algeria.org/actu/comn/doc/les_gtl.htm

Résumé : Les gaz brûlés causent plusieurs risques environnementaux qui ont des effets sur l'humanité.

Dans ce travail nous avons étudié la méthode de récupération des gaz torchés, en utilisant une unité de récupération qui contient un compresseur centrifuge et un moteur à gaz et des aérorefrigérants.

Après la récupération, on réinjecte le gaz dans les gisements pétroliers à partir du compresseur centrifuge pour augmenter la pression de gisement. Dans ce but on fait un calcul thermodynamique du compresseur, et on calcule les travaux et les rendements pour les différentes transformations.

L'importance de réinjection de gaz est :

- Environnementale : pour réduire la quantité de gaz carbonique rejeté dans l'atmosphère
- Economique : conserver l'énergie perdue pour les générations futures, il est possible d'utiliser ce gaz pour la production d'électricité dans les usines de production et les raffineries isolantes.
- Technique : augmenter la pression dans les gisements pétroliers.

Les mots clés : gaz naturel-gaz torchés-effet de serre- pression de gisement - réinjection -torchage-compresseur centrifuge-pollution-gaz associé.

Summary: The burnt gases cause several environmental risks have effects on humanity.

In this work we studied the method of recovery of flared gas, using a recovery unit that contains a centrifugal compressor and a gas engine and cooling towers.

After recovery, the gas is reinjected in oil reservoirs from the centrifugal compressor to raise the reservoir pressure. In this goal we make a thermodynamic calculation of the compressor, and the work and returns to the gas transformations are calculated.

The importance of gas reinjection is:

- Environmental: To reduce the amount of carbon dioxide released into the atmosphere
- Economic: keep the lost energy for future generations, it is possible to use this gas for power generation in plants and refineries insulation.
- Technique: increase the pressure in the oil fields.

Key words: natural gas -gas flaring-greenhouse-pressure centrifugal-pollution-related gas-reinjection-field flare-gas compressor.