

N° Série : ...../2020

Université Kasdi Merbah Ouargla



*Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers  
Département de Production des Hydrocarbures*

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production**

Présenté Par :

*M<sup>r</sup>* SIALI ZAKARIA

*M<sup>r</sup>* ALEIAT ABOUBAKER

-THÈME-

---

### **L'activation des réservoirs pétrolier par injection des gaz associée après la réduction des gaz torché**

---

Soutenu le : / / 2020 devant la commission d'examen

Jury :

|                   |   |              |
|-------------------|---|--------------|
| <b>Président</b>  | : | Unv. Ouargla |
| <b>Examineur</b>  | : | Unv. Ouargla |
| <b>Rapporteur</b> | : | Unv. Ouargla |

**Année universitaire : 2019/2020**

# *Remerciement*

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

*Nous exprimons toutes mes reconnaissances et gratitude à l'administration et à l'ensemble du corps enseignant de l'Université Kasdi merbah-Ouargla pour leurs efforts à nous garantir la continuité et l'aboutissement de ce programme de Master.*

*Nos remerciements à l'encadreur **Dr. SID ROUHOU Djamel** pour nous avoir guidés de ce travail, pour son aide, ses orientations, ses conseils et ses encouragements*

*Mon profond remerciement et ma gratitude vont aussi aux Membres du jury, pour leur accord de juger mon travail*

*Enfin, tous nos remerciements, nos reconnaissances et notre gratitude vont à nos très chers parents et à notre précieuse famille pour leur soutien indéfectible, sans Oublier nos amis (es).*

# *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail :*

*Avant tous à tous les médecins et infirmières qui combattent  
le Covid-19 pour nous*

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

*A Ma grande mère, et mon grand-père le héros de la guerre  
de libération algérienne.*

*A Mes très chers frères et sœurs*

*A tous mes amis chacun à son nom et mes collègues*

*A tous les enseignants et les enseignantes qui ont contribué à  
ma formation tout au long de ma vie*

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

*SIALI Zakaria.....*

# *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail :*

*Avant tous à tous les médecins et infirmières qui combattent  
le Covid-19 pour nous*

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

*A Mes très chers frères et sœurs*

*A tous mes amis chacun à son nom et mes collègues*

*A tous les enseignants et les enseignantes qui ont contribué à  
ma formation tout au long de ma vie*

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

*ALFIAT Aboubaker.....*

## Résumé

### Résumé :

Les gaz brulés causent plusieurs risques environnementaux qu'ont des effets sur l'humanité.

Notre recherche consiste à étudier la méthode de récupération des gaz torchés(associée), par rapport à l'ancienne et la nouvelle installation, en utilisant des unités de séparation, de boosting, de déshuilage, de stockage, et une unité de récupération de gaz,

Après la récupération, ont réinjecté le gaz dans les gisements pétroliers, pour améliorer et augmenté la production d'énergie à partir d'augmentation de pression

En simuler quatre procédés de récupération des gaz torchés par logiciel HYSYS tel que la réinjection , GTL et GPL, et réinjection pour valoriser les ressources du gaz naturel

Les résultats obtenus que le réinjection et GPL les plus convenables devant les autres procédés

**MOTS CLÉS : Gaz naturel, Gaz torché, Gaz associée, réinjection dans le gisement, récupération de gaz torché, Simulation, HYSYS**

### المخلص

تسبب الغازات المحترقة العديد من المخاطر البيئية التي تؤثر على البشرية يتمثل بحثنا في دراسة طريقة استخلاص الغازات المشتعلة (المصاحبة) مقارنة مع التركيبات القديمة والجديدة باستخدام وحدات الفصل والتعزيز وإزالة الزيوت والتخزين ووحدة استرجاع الغاز.

وبعد الاسترداد، يعاد حقن الغاز في حقول النفط لتحسين وزيادة إنتاج الطاقة من الضغط المتزايد مقارنة من خلال محاكاة أربع عمليات لإستغلال الغاز تم إطلاقها بواسطة برنامج الهايسيس مثل إعادة الحقن ، تحويل الغاز إلى سوائل وغاز البترول المسال، النتائج الأنسب المحصل عليها هي إعادة حقن الغاز وال GPL بالعمليات الأخرى.

من خلال محاكاة أربع عمليات لاسترداد الغاز تم إطلاقها بواسطة الكلمات الرئيسية: الغاز الطبيعي، الغاز المشتعل، الغاز المصاحب، إعادة الحقن في الرواسب، استرداد الغاز المشتعل، المحاكاة، الهايسيس

### Abstract:

Burnt gases cause several environmental hazards that affect humanity.

Our study research consists of studying the recovery method associated with flared gases, where we compared the use of old and the new installations, using separation, de-boosting, de-oiling, storage units, and a gas recovery unit, after recovery, we re-inject gases back into oil fields, to improve and increase energy production from increased pressure,

By simulating four gas recovery processes flared by HYSYS software such as reinjection, GTL and GPL, the results obtained as the most suitable reinjection and LPG compared to other processes

**KEYWORDS: Natural gas, Flared gas, Associated gas, re-injection into the field, recovery of flared gas, Simulation, HY**

## Liste des nomenclatures et des abréviations

**AB:** L'ancien boosting (K-101 A/B)

**BDV:** Blow Down Valve

**BKH:** Benkahla.

**BM :** Banque mondiale

**BP :** Base pression.

**CEI :** Communauté des États indépendants

**CFPA :** Compagnie française du pétrole algérien

**COV :** Composés organiques volatils

**CP :** Centre de production.

**CPI :** Comité de coordination des projets internationaux.

**DCS :** Système de contrôle distribué.

**DRT:** Draa tamra

**ESD:** Emergency Shutdown

**FG :** fuel gaz (carburant)

**GA :** Gaz associé

**GGFR :** Initiative mondiale de réduction des gaz torchés.

**GLA :** Guellala.

**GLA-NE :** Guellala nord-est

**GNL :** Gaz naturel liquéfié.

**GPL :** Gaz pétrole liquéfié.

**GTL :** Gas to liquids.

**HAP :** Hydrocarbures aromatiques polycycliques

**HBK:** Haoud Berkaoui HEH: Haoud el Hamra.

**HP :** Haute pression.

## Liste des nomenclatures et des abréviations

**HSE** : hygiène et sécurité de l'environnement

**K-101 A/B** : Compresseurs alternatifs A et B.

**K-102 A/B** : Compresseurs alternatifs A et B.

**K-103 A/B** : Compresseurs centrifuges A et B.

**LSHH** : Très haut niveau de liquide.

**LSLL** : Très bas niveau de liquide.

**MDP** : Mécanismes de développement proper

**MP** : Moyenne pression.

**NB** : Le nouveau boosting (K-103 A/B ,K-102 A/B).

**PCV** : Vanne de régulation de pression

**PFD** : Process Flow Diagram.

**RGA** : Récupération des gaz associés.

**St m<sup>3</sup>** : Standard m3.

**TSHH** : Très haute température du réchauffeur.

**TSLL** : Très basse température du réchauffeur.

## Liste des figures

|   |    |
|---|----|
| Figure I-1 : Les champs des pétroles et des gaz en Algérie.....                               | 5  |
| Figure I-2 : Evaluation de production des gaz naturel en Algérie.....                         | 6  |
| Figure II-2 : Réseau torche.....  | 6  |
| Figure II-3 : Soupape de sécurité conventionnelle.....  | 18 |
| Figure II-4 : Réseau de collecte des torches.....   | 19 |
| Figure II-5 : Garde à gaz.....  | 19 |
| Figure II-6 : Garde Hydraulique.....  | 19 |
| Figure III-1 : Mode de récupération par réinjection.....                                      | 21 |
| Figure IV-1 : Vue générale traitement, stockage de brut et expédition.....                    | 34 |
| Figure IV-2 : Unité Boosting gaz HBK.....   | 35 |
| Figure IV-3 : Unité de déshuilage.....  | 36 |
| Figure IV-4 : Schéma de récupération de gaz torché.....                                       | 40 |
| Figure IV-5 : Identification de points de torchage au CP/HBK.....                             | 41 |
| Figure IV-6 : Schéma DCS-Le système de torche de l'UTG.....                                   | 46 |
| Figure IV-7 : Photographie du V-750.....  | 47 |
| Figure IV-8 : Photographie du système torche de l'UTG.....                                    | 47 |
| Figure V-1 : Simulation d'une unité de récupération des gaz torchés par GTL procédés.....     | 50 |
| Figure V-2 : Simulation d'une unité de réinjection.....                                       | 52 |
| Figure V-3 : Simulation d'une section de récupération des liquides lourds.....                | 55 |
| Figure V-4 Revenus des différents procédés par an.....  | 59 |
| Figure V-5 : Schéma de simulation de l'unité de nouveau Boosting gaz –HP (2ème ligne) .....   | 61 |
| Figure V-6 : Schéma de simulation de l'unité de nouveau Boosting gaz –BP /MP (1ère ligne).... | 62 |
| Figure V-7 : Volume de gaz torché par le nouveau boosting ou l'ancien boosting.....           | 65 |
| Figure V-8 : Gain en GPL par le nouveau boosting et production GPL par AB/NB.....             | 67 |
| Figure V-9 : Gaz récupéré par le nouveau boosting.....  | 69 |
| Figure V-10 : Production du gaz sec.....  | 70 |
| Figure V-11 : Gain de gaz sec par nouveau boosting.....                                       | 71 |



## Liste des tableaux

|  |    |
|--|----|
| Tableau IV.1 : Spécifications des produits d'UTG GLA.....                                | 45 |
| Tableau V-1 Les réactions Pré-reformer.....  | 49 |
| Tableau V-2 Les caractérisations de deux compresseurs K101 et K102.....                  | 51 |
| Tableau V-3 Les différents paramètres des deux colonnes Déméthaniser et Débutaniser..... | 54 |
| Tableau V-4 Les compositions des produits finis.....                                     | 54 |
| Tableau V-5 Résultats de simulation.....   | 56 |
| Tableau V-6 : Evaluation de choix.....   | 60 |
| Tableau V-7 : Résultats physico-chimique de gaz HP (Cp/HBK) .....                        | 61 |
| Tableau V-8 : Résultats physico- Chimique de gaz BP .....                                | 62 |
| Tableau V-9 : Résultats physico- chimique de gaz MP.....                                 | 62 |
| Tableau V-10 : Débits moyenne de gaz boosté (ancien et nouveau boosting) .....           | 63 |
| Tableau V-12 : taux de gaz torché.....   | 63 |
| Tableau V-13 : Production du gaz sans et avec apport GPL.....                            | 64 |
| Tableau V-14 : Volume de gaz torché par AB / NB.....                                     | 65 |
| Tableau V-15 : Gaz total produit.....  | 65 |
| Tableau V-16 : Production de gaz en UTG (CP/GLA) .....                                   | 66 |
| Tableau V-17 : Gain en GPL.....  | 66 |
| Tableau V-18 : Production de GPL.....  | 68 |
| Tableau V-19 : Gaz récupéré par le nouveau boosting.....                                 | 68 |
| Tableau V-20 : Production du gaz sec et gain en gaz sec par le nouveau boosting.....     | 70 |
| Tableau V-21 : Analyse de UTG.....   | 71 |
| Tableau V-22 : Composition de 100 Kmole de gaz brûlé.....                                | 72 |

## Sommaire

|  |    |
|--|----|
| Remerciement                                       |    |
| Dédicace   |    |
| Résumé   |    |
| Liste des abréviations                             |    |
| Listes des figures                                 |    |
| Liste des tableaux                                 |    |
| Introduction générale .....                        | 1  |
| <b>CHAPITRE I : Généralités sur le gaz naturel</b> |    |
| I.1. Introduction .....                            | 3  |
| I.2. Formation des gisements du gaz naturel.....   | 3  |
| I.3. Les différents types de gaz.....              | 3  |
| I.3.1. Gaz sec et gaz humide .....                 | 3  |
| I.3.2. Gaz à condensat .....                       | 3  |
| I.3.3. Gaz associé .....                           | 4  |
| I.4. Composition chimique du gaz naturel.....      | 4  |
| I.5. Le gaz naturel en Algérie .....               | 4  |
| I.5.1 Les réserves gazières en Algérie .....       | 4  |
| I.5.2 Production du gaz naturel en Algérie .....   | 6  |
| <b>CHAPITRE II : La valorisation de gaz torché</b> |    |
| I.1. Introduction.....                             | 7  |
| II.2. Le gaz torché .....                          | 7  |
| II.2.1. Définition .....                           | 7  |
| II.2.2. Composition chimique de gaz torché .....   | 7  |
| II.2.3. Sources du Gaz torché .....                | 7  |
| II.2.4. Volumes du gaz torché .....                | 8  |
| II.2.5. Impact des gaz torchés.....                | 9  |
| II.3. Le torchage Du gaz naturel .....             | 10 |
| II.3.1. Définition.....                            | 10 |
| II.3.2. Raisons du torchage.....                   | 11 |
| II.3.3. Types de torchage .....                    | 11 |
| II.3.4. Avantages du torchage .....                | 11 |
| II.3.5. Système de torchage .....                  | 12 |

## Sommaire

|  |    |
|--|----|
| II.4. Système de sécurité des équipements .....                                  | 15 |
| II.4.1. Vannes régulatrices de pression PCV .....                                | 15 |
| II.4.2. Soupapes de sécurité .....   | 15 |
| II.4.3. Collecteurs de torche .....  | 16 |
| II.4.4. Ballon de torche .....   | 17 |
| II.4.5. Systèmes d'étanchéité .....  | 17 |
| II.5. Moyens de réduction de gaz associée .....                                  | 18 |
| II.5.1. Objectif permanent de SONATRACH .....                                    | 18 |
| II.5.2. Mode de récupération des gaz torchés .....                               |    |
| <br><b>CHAPITRE III : Réinjection dans le gisement</b>                           |    |
| III.2. La réinjection dans le gisement.....                                      | 21 |
| III.2.1. Description du procédé de réinjection.....                              | 21 |
| III.2.2. Théorie d'injection de gaz.....   | 22 |
| <br><b>CHAPITRE IV : Description du procédé de la récupération de gaz torché</b> |    |
| IV.1. Présentation de la région d'étude.....                                     | 30 |
| IV.1.1. Présentation de la SONTRACH.....   | 30 |
| IV.1.2. Présentations de la région de Haoud Berkaoui (HBK).....                  | 31 |
| IV.2. Description du centre de production CP/HBK .....                           | 31 |
| IV.3. Les unités de centre .....   | 31 |
| IV.3.1. Unité de séparation .....  | 32 |
| IV.3.2. Unité de boosting.....   | 33 |
| IV.3.3. Unité de déshuilage .....  | 34 |
| IV.3.4. Unité de stockage .....  | 35 |
| IV.3.7. Unité de récupération du gaz torché .....                                | 37 |
| IV.3.8. Unité de réinjection .....   | 39 |
| IV.3.9. Description du système de torche du CP/HBK.....                          | 40 |
| IV.4. Les types de torchage .....  | 41 |
| IV.6. Unité de traitement de gaz (UTG) à GLA (annaux 3) .....                    | 44 |
| IV.7. Simulation par HYSYS .....   | 47 |
| IV.7.1. Description du simulateur HYSYS .....                                    |    |

## Sommaire

### CHAPITRE V : calculs, résultats, discussion et interprétation

|   |    |
|---|----|
| V.1. Résultats de simulation des modes de gaz torché :.....                     | 49 |
| V.1.1. Récupération des gaz torchés par GTL procédés .....                      | 51 |
| V.1.2. Récupération des gaz torchés par réinjection .....                       | 53 |
| V.1.3. Récupération des gaz torché par GPL procédés .....                       | 53 |
| V.2. Résultat et choix convenable.....  | 56 |
| V.2.1. Calcule des revenus du GTL Procédés par an .....                         | 56 |
| V.2.1. Calcule des revenus de réinjection par an .....                          | 57 |
| V.2.2. Calcule des revenus du GPL Procédés par an .....                         | 57 |
| V.3. Résultats de simulation du système de torchage (CP/HBK) .....              | 61 |
| V.3.1. Torchère gaz haute pression (HP).....                                    | 61 |
| V.3.2. Torchère gaz moyenne pression (MP) et base pression (BP) .....           | 62 |
| V.3.3. Estimations de la quantité de gaz torché .....                           | 63 |
| V.3.3.1. Débit de gaz torché.....   | 63 |
| V.3.3.2. Volume de gaz torché annuellement.....                                 | 64 |
| V.3.3.3. Le taux de gaz torché .....  | 64 |
| V.3.4. Estimation de la production annuelle du gaz sans et avec apport GPL..... | 64 |
| V.3.5. Estimations de la production annuelle du gaz total .....                 | 66 |
| V.3.6. Estimation du gain en GPL.....   | 66 |
| V.3.7. Gaz récupéré par le nouveau boosting .....                               | 68 |
| V.3.8. Estimation du gain en gaz sec.....                                       | 69 |
| V.3.9. Analyse de UTG .....   | 71 |
| Conclusion général.....   |    |
| Recommandations .....   |    |
| Référence bibliographique.....  |    |
| Annexe.....   |    |

### **Introduction :**

Le pétrole est une ressource limitée, qui ne se renouvelle qu'à une échelle de temps géologique. Il est le produit de la décomposition de matière organique qui s'est accumulée puis transformée sous de fortes pressions sur des périodes s'étalant sur plusieurs millions d'années.

Le gaz naturel, actuellement, il représente la deuxième source d'énergie la plus utilisée après le pétrole, c'est la source d'énergie fossile qui a connu la plus forte progression depuis les années 1970. 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. [9]

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. [9]

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 CO<sub>2</sub> d'environ 390 millions de tonnes par an [9]

En Algérie, la SONATRACH s'est engagée à améliorer ses performances en matière d'augmenté la production, et réduire les gaz torchés, à développer son efficacité énergétique et à promouvoir son développement durable. Elle a lancé 32 projets qui ont efficacement contribué à la réduction des émissions de gaz, parmi les projets inscrits à l'actif de la SONATRACH, celui de réinjection des gaz associée (torché) dans le gisement (elle permet de maintenir une pression de fond plus élevée) [12]

Ainsi, la zone de Haoud Berkauï a mis en place une installation de récupération de gaz associée, qui est réputée répondre aux besoins de la région en matière d'augmentation de la production d'énergie et de protection de l'environnement. [11]

C'est dans ce contexte et afin valoriser le gaz naturel et utiliser l'outil d'informatique dans le domaine des hydrocarbures nous avons pensé à effectuer une étude de simulation différents procédés de récupération des gaz torchés nous allons également essayer d'exploiter toute les données numériques et simulées existantes dans la région de Haoud Berkaoui afin de comparer les méthodes et le fonctionnement et le taux de récupération de gaz torché au niveau de l'ancien et du nouveau boosting.

## Introduction générale

Ce travail entamé par une introduction générale exposant l'importance du thème est composé cinq chapitres :

Dans les trois premiers chapitres, nous avons donné quelques informations indispensables sur :

- Le gaz naturel en générale,
- Les valorisations des gaz torché (principes et les systèmes de torchages), les moyens de réduction des gaz torché
- La réinjection de gaz associée dans le gisement.

Dans le quatrième chapitre, nous avons présenté la région de Houd berkaoui, la problématique de la recherche et la méthodologie adoptée et nous posons le problème de nouveau et de l'ancien boosting .

Le dernier chapitre est consacré pour des quelques résultats obtenus et leurs interprétations, avec une Simulation des différents procédés de récupération par HYSYS et discussions des résultats.

Enfin, ce mémoire est clôturé par une conclusion générale décrivant les principaux résultats de ce travail de recherche.

# 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 : [1]

Un gisement de gaz naturel occupe l'espace poreux intergranulaire 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.

## 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 : [1]

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.

### 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 cricondentherme



### **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 audessus de réserve de pétrole (huile).

### **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]

### **I.5. Le gaz naturel en Algérie**

#### **I.5.1 Les réserves gazières en Algérie [2]**

En janvier 2014 les réserves prouvées de gaz naturel sont estimées à 4.5 trillions mètres cubes représente 2.4% des réserves mondiale. La presque totalité des réserves découvertes à ce jour se situe dans la partie est du Sahara. Si nous analysons cette répartition géographique sur la base d'un découpage du domaine minier en plusieurs provinces pétrolières plus ou moins homogènes, nous constatons ce qui suit 50% des réserves initiales en place e en gaz sont renfermées dans les provinces d'Oued Mya où est situé le gisement de Hassi Rmel. Puis viennent les bassins de Rhourde Nouss (19%), Illizi (14%), Ahnet Timimoun (13%), et enfin de Ghadamès qui ne contiennent pour le moment que 3% des réserves.

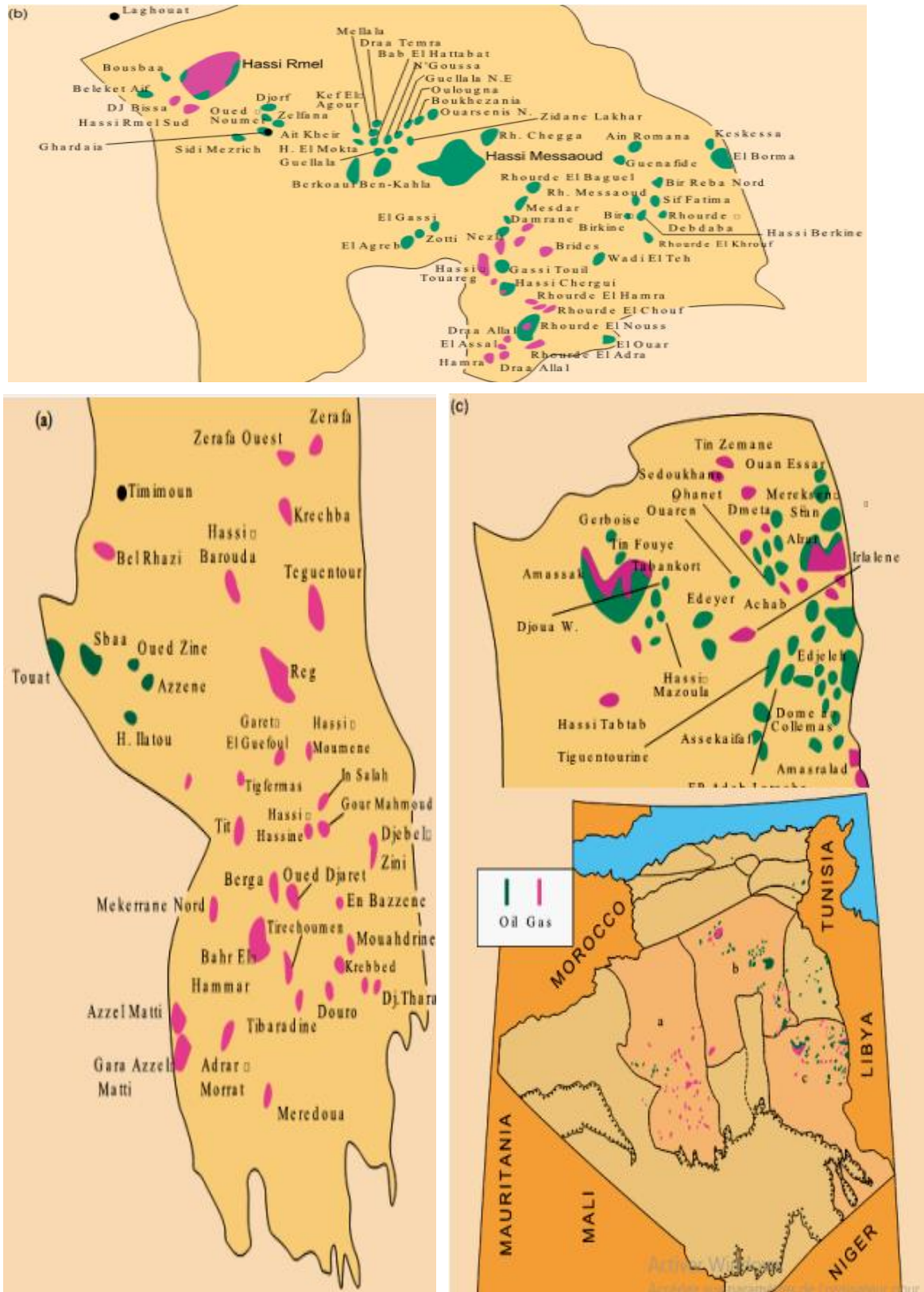
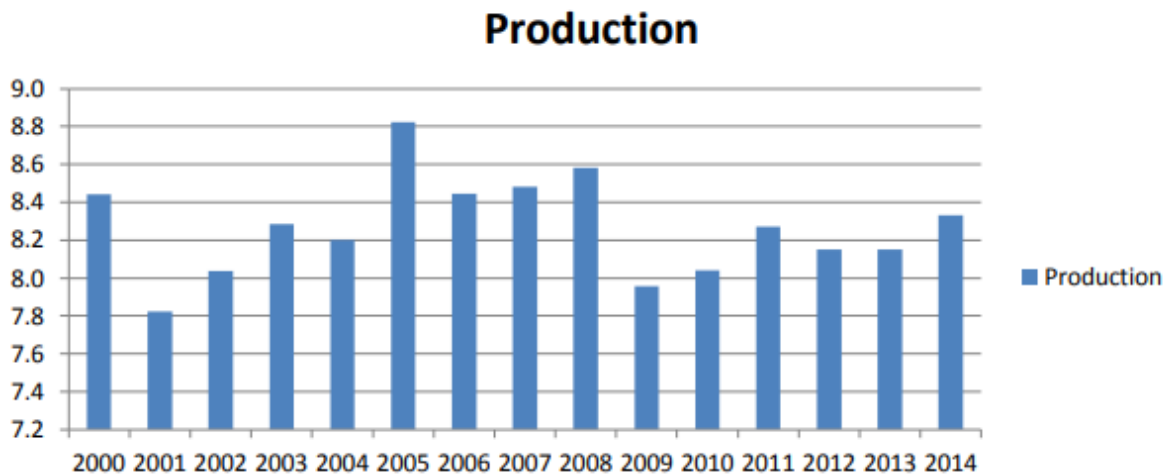


Figure I-1 : Les champs des pétroles et des gaz en Algérie [2]

**I.5.2 Production du gaz naturel en Algérie [3]**

L'exploitation de gaz naturel en provenance de l'Algérie atteindra 83.3 milliards m<sup>3</sup> de production avec R/P égale 54.1 en 2014 et 82.5 milliards m<sup>3</sup> en 2013. Elle se classe au 9e rang mondial avec 2.4 % de la production mondiale et au 1er rang en Afrique.

Durant les cinq prochaines années. Il s'agit plusieurs gisements qui vont entrer progressivement en production des champs gaziers situés à Tinhert (Illizi), Gassi Touil (Ouargla), Ahnet (In Salah), Menzel Ledjmet Est (Illizi) et Bir Berkine (Ouargla) pour atteindre 151 milliards m<sup>3</sup> en 2030.



**Figure I-2 : Evaluation de production des gaz naturel en Algérie [3]**

# CHAPITRE II

VALORISATION DES GAZ TORCHES

### II.1. Introduction :

Un important programme de réduction des gaz torchés au niveau des champs pétrolière a été engagé par Sonatrach, il s'est traduit par récupération de près de 133 milliards de m<sup>3</sup> sur le période allant de 1980 à 2001. En d'autres termes les volumes de gaz torchés ont été ramenés de 9.8 milliards de m<sup>3</sup> en 1980 à seulement 4.74 milliards de m<sup>3</sup> en 2014, et de gaz torché sur gaz associés produits a été ramené de 62% en 1980 à 8.7 % en 2014. [26]

### II.2. Le gaz torché :

#### II.2.1. Définition

Lorsque l'on extrait du pétrole, celui-ci remonte souvent à la surface accompagnée d'eau et de gaz « gaz associé ». Après avoir été séparé du pétrole, le gaz peut être « torché », c'est-à-dire brûlé sur place, opération qui se manifeste par une flamme sortant d'une torchère. [4]

#### II.2.2. Composition chimique de gaz torché : [5]

Les gaz naturels provenant des puits de pétrole sont généralement appelés « gaz associés ». Ces gaz coexistent dans la formation avec le pétrole en tant que gaz libres (gaz de couverture) ou peuvent être dissous dans le pétrole brut. Indépendamment de la source des gaz naturels et une fois séparés du pétrole brut, ils existent couramment sous formes des mélanges composés principalement de méthane avec d'autres gaz tels que l'éthane, le propane, le butane et les pentanes. En outre, les gaz naturels non traités contiennent de l'eau, du sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S), du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), de l'azote (N<sub>2</sub>) ainsi que d'autres composants. Les gaz associés qui contiennent de telles impuretés ne peuvent pas être facilement transportés et ne peuvent pas non plus être utilisés sans traitement car ils sont récupérés au cours du procédé de production de pétrole. [5]

#### II.2.3. Sources du Gaz torché :

Les sources d'émission des gaz dans l'atmosphère sont :

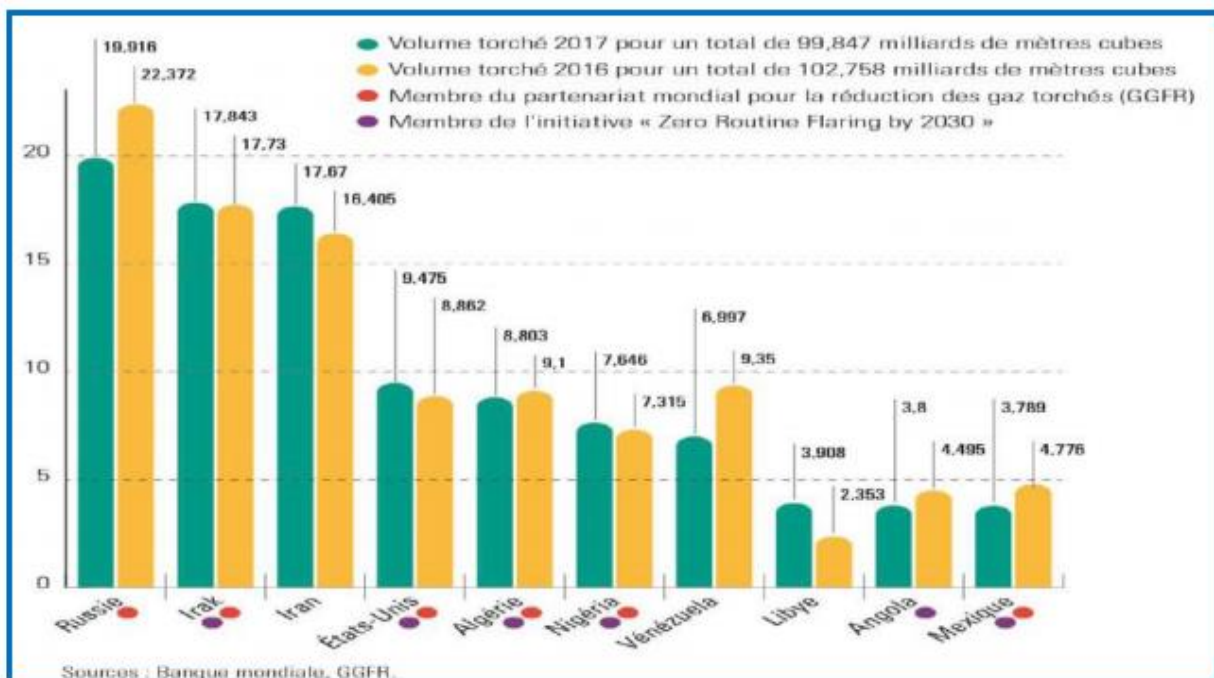
- Gaz associés au pétrole brut dans les champs pétroliers ;
- Gaz des unités de traitement de gaz ;
- Gaz des unités de GNL et des raffineries. [6]
- Gaz produits lors de la mise en service d'un puits de pétrole ou de gaz naturel ;
- Gaz produit lors des difficultés d'exploitation ou des coupures d'électricité. [7]

**II.2.4. Volumes du gaz torché : [9]**

**II.2.4.1. À l'échelle mondiale :**

La quantité de gaz torché à l'échelle mondiale serait suffisante à produire 750 Milliards de KWh d'électricité, soit de quoi alimenter tout le continent africain. [8]. Chaque année, 150 milliards de m<sup>3</sup> de gaz naturel dans le monde sont brûlés à la torche ou rejetés, cette valeur est équivalente à 30 % de la consommation annuelle européenne, ou 25 % de la consommation annuelle des États-Unis. Les 40 milliards de m<sup>3</sup> torchés en Afrique suffiraient à la moitié de la consommation d'énergie de ce continent. La figure ci-dessous montre les principaux pays où se produisent ces pertes ; 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 gaz de torchage peuvent être causés par des manipulations liées à la sécurité, à l'arrêt de certains équipements (compresseur de gaz), ou courant les périodes exploratoires. [9]

En 2016 les volumes de gaz torchés sont estimés à 102.758 milliards de mètres cubes inférieur de 99.847 milliards de mètres cubes en 201



**Figure II.1 : Volume de gaz torchés dans le monde. [10]**

### II.2.4.2. En Afrique

Au premier rang des pays africains qui torchent le plus de gaz associé figurent le Nigeria avec 7.6 milliards de mètres cubes et la Libye avec 3.9 milliards de mètres cubes. [5] En Algérie, le gaz naturel destiné au marché national est fourni par SONATRCH. Il est acheminé vers : deux centrales électriques, à l'exportation, aux unités dans les zones industrielles et aux clients. [11] Les dernières statistiques du partenariat mondiale pour la réduction des gaz torchés (GGFR : Gas Fläming Reduction Partnership), un organisme administré par la banque mondiale, ont révélé que l'Algérie est le cinquième pays au monde sur les 30 pays classés en matière de gaz brûlés pour la production du pétrole. En effet, les nouvelles données publiées par la banque mondiale le 17 juillet 2017, ont fait état de 8.8 milliards de mètres cubes torchés par l'Algérie en 2017, soit une baisse de 0.3 % par rapport à 2016, année où l'Algérie a brûlé quelques 9.1 milliards de mètres cubes. Le document de la banque mondiale note que les nouvelles données recueillies par satellite entre 2013 et 2017 font ressortir que le brûlage à la torche des gaz sur les sites de production pétrolière a significativement reculé en 2017 malgré une augmentation globale de 0.5% de la production d'or noir. Cette baisse 5 % du volume des gaz torchés inverse une tendance ascendante amorcée en 2010. [12]

### II.2.5. Impact des gaz torchés :

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

La quantité et la qualité des gaz torchés sont étroitement liées à plusieurs facteurs, notamment le type et à l'âge des infrastructures de procédé, les caractéristiques des hydrocarbures produits, transformés ou manutentionnés, le volume de l'activité de procédé, et l'environnement réglementaire local. [3]

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



### II.3. Le torchage Du gaz naturel :

#### II.3.1. Définition

**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. Dans l'industrie pétrolière, le torchage concerne le gaz associé au brut qui ne peut être traité pour des raisons techniques, économiques ou sécuritaires. [3]

**Une torche** est un instrument de sécurité relie aux unités du site qui se présente sous la forme d'un cylindre verticale. Elle permet en cas de dérèglement de brûler les HC et ainsi éviter la surpression.

#### II.3.2. Raisons du torchage :

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

- Gaz associé à la production du pétrole en faible quantité et de faible valeur énergétique par rapport au pétrole produit, il constitue l'essentiel du gaz torché dans le monde.
- Investissements importants : la valorisation insuffisante du gaz et parfois les difficultés techniques conduits à des décisions de brûlage de gaz.
- Utilisation du gaz pour vente à des consommateurs industriels ou à des revendeurs nécessite l'investissement d'infrastructures additionnelles et spécifiques de traitement, de transport sous formes comprimée (compresseurs, pipelines) ou liquéfié.
- Exploitation et la maintenance des installations pétrolières : L'exploitation pétrolière génère fréquemment, conjointement à une production de pétrole liquide, du gaz associé (GA), souvent en quantités faibles (en masse) par rapport au pétrole un gisement est fréquemment très éloigné de sa zone de clientèle et le gaz produit exigerait des investissements lourds pour être exporté. Comme il ne peut être transporté par les mêmes moyens physiques que le pétrole, il ne présente en général pas d'intérêt économique, ce qui explique son brûlage. Notons que, le gaz naturel est systématiquement plus mal valorisé que le pétrole. De plus, le gaz étant environ 1000 fois moins dense que le pétrole, il exige d'être comprimé ou liquéfié pour être transporté sur de longues distances, ce qui implique des investissements encore plus lourds. [17]



### **II.3.3. Types de torchage :**

Les torches et les circuits de mise à l'air libre existent fondamentalement à tous les niveaux de l'industrie du pétrole, et du gaz et servent à l'évacuation de plusieurs types de gaz résiduels intermittents, continus et de démarrage. Ainsi, on distingue : [18]

#### **II.3.3.1. Torchage continu :**

L'extraction de pétrole est toujours accompagnée d'une remontée de gaz. Ce gaz se forme dans les conduites de remontée du pétrole ainsi que dans les installations de traitement, qui permettent de retirer les impuretés du pétrole. Ce gaz est généralement utilisé par les Compagnies pétrolières pour produire l'énergie nécessaire au fonctionnement de la plateforme de traitement. [6]

#### **II.3.3.2. Torchage opérationnel :**

En cas de problème technique sur une installation pétrolière, il est nécessaire ; pour des raisons de sécurité, de vider et brûler le gaz présent dans les équipements il s'agit du torchage opérationnel, il se produit de façon intermittente et le volume brûlé correspond au volume de gaz présent dans l'installation au moment de l'événement. [6]

#### **II.3.3.3. Torchage d'arrêt et de démarrage des unités de production :**

Le torchage est employé de façon continue mais temporaire lors du démarrage d'une nouvelle installation, ou pendant l'arrêt programmé des unités, il s'agit du torchage d'arrêt. Il ya aussi un torchage intempestif du aux déclenchements électriques des installations. [6]

#### **II.3.3.4. Torchage d'urgence :**

Le brûlage du gaz produit lors des difficultés d'exploitation ou des coupures d'électricité.[7]

### **II.3.4. Avantages du torchage :**

Les avantages du torchage sont résumés dans les points suivants : o Réduction des coûts opérationnels associés aux générateurs diesel ; o Utilisation d'un gaz souvent considéré comme un produit de résiduel ; o Réduction des émissions de gaz carbonique et d'autres polluants atmosphériques ; o Évite la libération de méthane dans l'atmosphère, ayant un potentiel de réchauffement planétaire 21 fois supérieur à celui du CO<sub>2</sub> ; o Approvisionnement local en carburant qui produit une énergie électrique et thermique stable. [5]

### II.3.5. Système de torchage :

#### II.3.5.1. Fonction torche :

La fonction torche est une fonction de sécurité : le système torche assure la protection des équipements contre les montées en pression risquant de les faire exploser. Par ailleurs, le système torche permet de récupérer les gaz « fatals » et de les rejeter dans l'atmosphère.

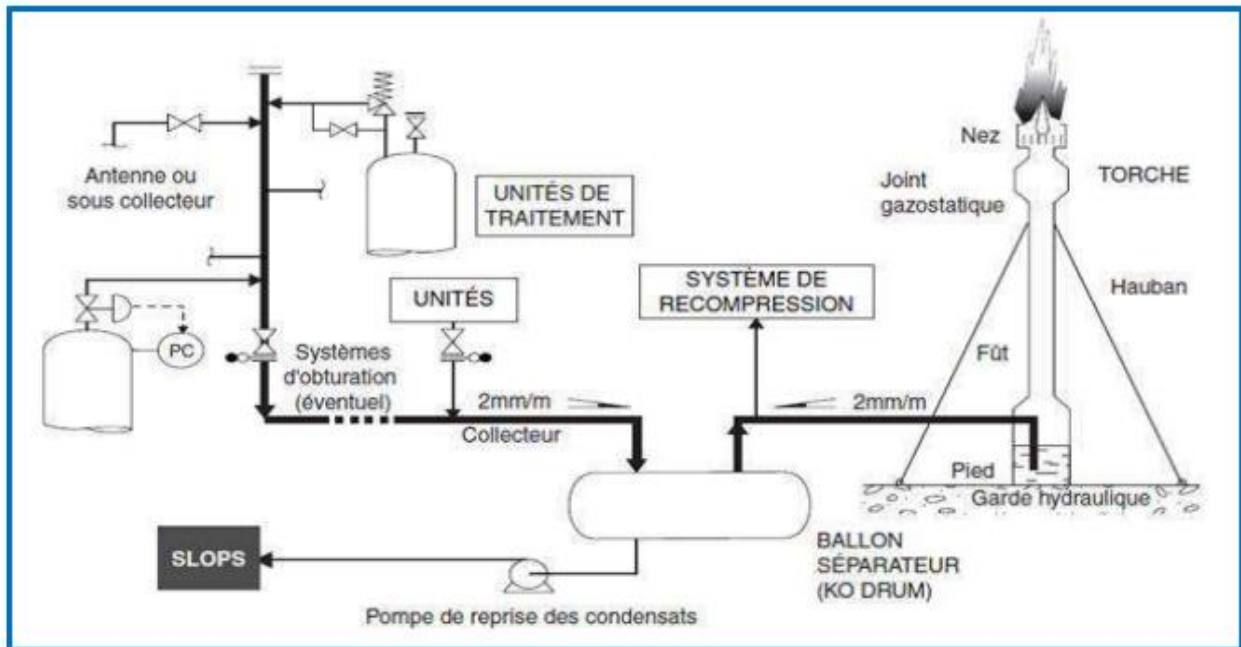


Figure II.2 : Réseau torche

#### II.3.5.2. Fonctionnement des torches

Chaque ballon, colonne ou capacité fonctionnant sous pression d'hydrocarbures est relié au réseau de torche au moyen d'une ou plusieurs soupapes et/ou diverses vannes de régulation de pression PCV et vannes de décompression BDV.

En régime normale de l'installation la quantité de gaz envoyée à la torche est minimale et ne représente que la fraction incondensable des hydrocarbures traités avec une fraction du fuel gaz pour assurer un débit régulier.

Une injection de gaz de balayage ou gaz de purge est pratiquée en permanence pour maintenir un débit de sécurité à la torche en maintenant la flamme des brûleurs allumée et ainsi empêcher l'air de revenir. [6]

### II.3.5.3. Paramètre de fonctionnement :

Le système de torche est le premier système process qui doit être démarré avant la mise en huile (ou en gaz) des installations. Les paramètres de fonctionnement que l'on doit surveiller en marche normale sont :

Le débit suffisant du gaz de balayage ;

- Le débit de gaz et le débit d'air envoyés aux pilotes ;
- La pression du ballon de torche ;
- Le niveau du ballon de torche relié au démarrage et à l'arrêt des pompes de reprise ;
- La température du liquide dans le ballon de torche si celui-ci est muni d'une épingle de réchauffage Le bon fonctionnement des pompes de reprise du fond de ballon de torche si celui-ci en est équipé. Un test hebdomadaire est effectué sur la pompe de secours. Ces pompes fonctionnent en tout ou rien entre un LSH (démarré la pompe sélectionnée) et un LSL (arrête la pompe) :
- La température des pilotes (ce paramètre n'est pas toujours disponible sur les DCS) ;
- Le ballon de torche est équipé d'un certain nombre d'organes de sécurité qui sont reliés au système général de déclenchement de l'installation :
  - Très haut niveau de liquide LSHH ;
  - Très bas niveau de liquide LSL (inhibe le démarrage des pompes de reprise) ;
  - Très haute température du réchauffeur TSHH ; (arrête le réchauffage, à réarmer sur site)
  - Très basse température du réchauffeur TSLL. [6]

### II.3.5.5. Types des systèmes de torche :

Le nombre et le type des systèmes des torches dépendent de plusieurs facteurs, tels que : le schéma de procédé, les caractéristiques des produits mis en œuvre et des critères de sécurité (la radiation et la dispersion). En plus de ces facteurs principaux, on trouve d'autres critères qui sont :

- Les différents niveaux de pression qui pourraient conduire à une excessive contrepression dans les collecteurs : on doit éviter de collecter les produits à haute pression dans un système pouvant recevoir des produits à basse pression en même temps ;
- La nature des produits mis en œuvre : on doit éviter de mélanger les produits humides ainsi que les produits secs hors spécification avec les produits froids, pour éviter la formation des hydrates qui bloqueraient le système de torche ;

- La corrosivité des différents gaz. Une concentration en H<sub>2</sub>S supérieure à 10% mol conduit à envisager un système de torche indépendant ;
- Les opérations de maintenance et la philosophie de conduite peuvent imposer d'avoir toujours une torche en service et ainsi donc de doubler le système de torche. [7]

En règle générale le type de fût indique le type de la torche. Ainsi, on distingue les types suivants :

1. Torche à fût conventionnel ;
2. Torche sonique ;
3. Torche basse avec chambre de combustion ;
4. Torche froide ou événements.

### **II.3.5.6. Torches à fût conventionnel :**

Le fût conventionnel est toujours installé verticalement et la vitesse du gaz est limitée à Mach 0.5 /0.6, pour des débits discontinus (arrêt d'urgence) et à Mach 0.3 pour un débit continu. Le fût doit pouvoir fonctionner dans toutes les conditions atmosphériques et doit comporter un système d'allumage fiable. La stabilisation de la flamme est assurée par un anneau de maintien de flamme spécialement conçu et installé dans le tube de torche, cet équipement stabilise le front de flamme en créant des vortex qui évitent de souffler la flamme. On distingue plusieurs sortes de fûts conventionnels :

- fûts conventionnels à tirage forcé pour les forts débits, équipés d'un ventilateur d'air;
- fûts conventionnels avec injection d'eau ou de vapeur pour réduire les radiations et les émissions de fumées. [6]

### **II.3.5.7. Torches soniques :**

La vitesse du gaz est au moins de Mach 1, caractérisée par un coefficient d'émissivité faible ce qui améliore la combustion et donne une flamme claire. [6] La contre-pression pour le débit nominal peut atteindre de 4 à 10 bar (normalement : 4 à 5 bar) lorsque bien calculée ; du fait de cette contre-pression les équipements en amont peuvent être d'une taille plus réduite en raison du volume de gaz. [11]

### **II.3.5.8. Torches basses à chambre de combustion :**

Ce type de torche consiste en une cheminée dans laquelle est installé un brûleur à tirage forcé, ces torches sont installées à terre lorsque les régulations environnementales ne permettent pas d'avoir une flamme visible ou lorsqu'il n'y a pas de la place pour installer un autre type de torche. [6]

### **II.3.5.9. Torches froides ou Événements :**

Les torches froides sont similaires aux autres torches, mais le gaz est relâché dans l'atmosphère au lieu d'être brûlé, la hauteur de la torche froide est déterminée uniquement par le calcul de dispersion du gaz dans l'atmosphère. La torche froide est équipée soit d'un nez sonique, soit d'un nez conventionnel. La vitesse des gaz à la sortie est d'environ Mach 0.8 pour assurer une bonne dispersion dans l'atmosphère. [7]

### **II.4. Système de sécurité des équipements :**

#### **II.4.1. Vannes régulatrices de pression PCV :**

Ce sont des vannes de contrôle du procédé actionnées par un système électronique, pneumatique, ou hydraulique qui laissent passer en permanence ou par intermittence un excès de fluide vers la torche ; principalement dans les situations transitoires comme le démarrage ou l'arrêt programmé [8]. 6.2- Vannes de décompression BDV (Blow Down Valve) Ce sont des vannes tout ou rien qui relient les équipements du procédé aux collecteurs de torche. Elles sont opérées à distance par l'opérateur ou actionnées automatiquement par le système d'arrêt d'urgence (ESD). [11]

#### **II.4.2. Soupapes de sécurité :**

Une soupape de sécurité est un organe de sécurité, destiné à protéger les capacités contre les surpressions ou contre les dépressions. Son fonctionnement doit être exceptionnel et sa position reste normalement fermée. Les capacités industrielles sont caractérisées par une pression de service maximale qu'il est interdit de dépasser, c'est la pression qui a servi de base au calcul de résistance des matériaux constituant la capacité. [19]

On distingue plusieurs types de soupapes :

- Soupapes à ressort « conventionnelle » (figure 10)
- Soupapes à bouchon à visser ;

- Soupapes d'expansion thermique.

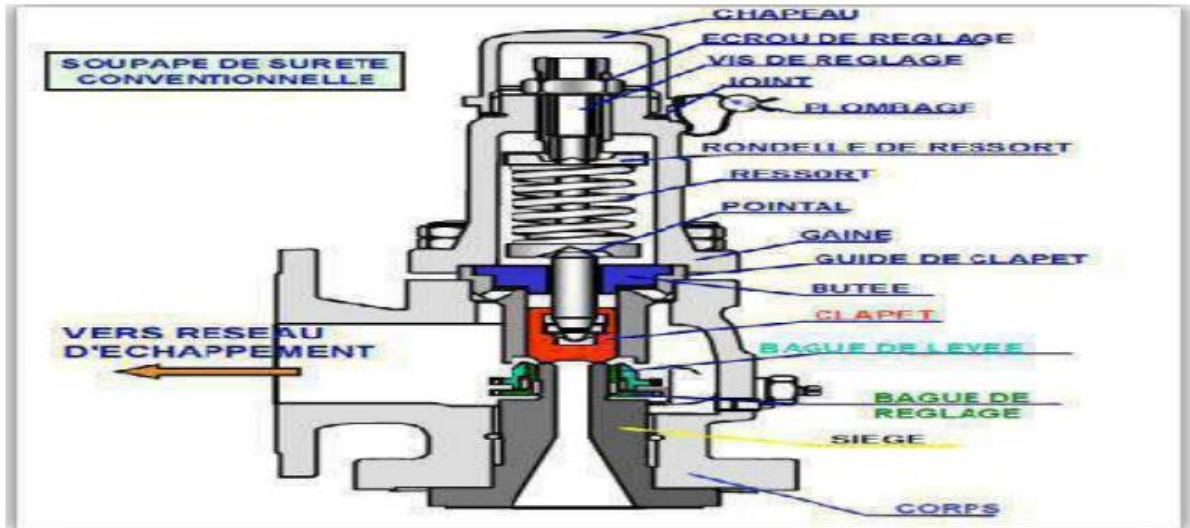


Figure II.3 : Soupape de sécurité conventionnelle [19]

#### II.4.3. Collecteurs de torche :

Le réseau de collecte est constitué d'un ensemble de lignes reliant les organes de protection (soupapes, vannes) au ballon de torche. Il est divisé en sous collecteurs et collecteur principal. Tous ces collecteurs doivent être d'un diamètre suffisant pour diminuer la contre pression lors de l'ouverture simultanée de plusieurs organes de protection. En outre ils devront être installés sur le site avec une pente (2 mm par mètre) dirigée vers le ballon de torche de manière à assurer le drainage naturel des liquides entraînés lors des torchages. [7]

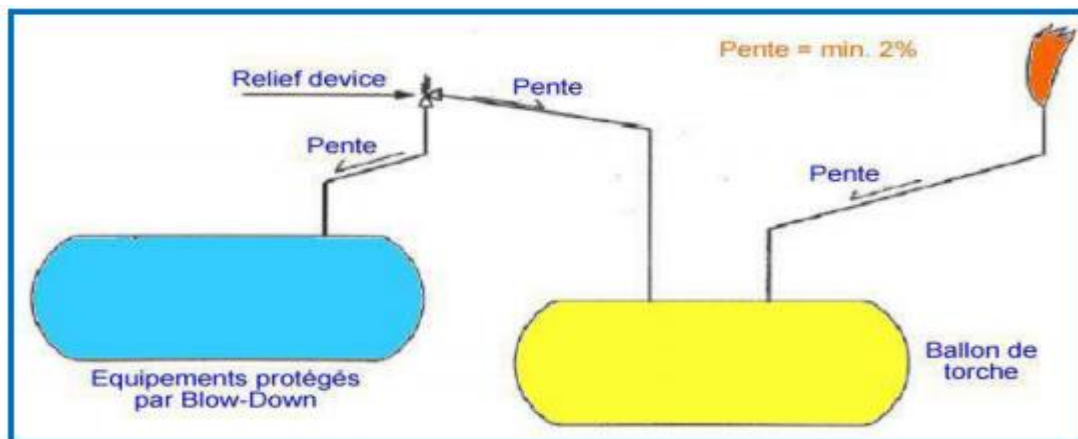


Figure II.4 : Réseau de collecte des torches.

**II.4.4. Ballon de torche :**

Un ballon est installé entre le collecteur de torche et le fût de torche pour séparer les effluents liquides entraînés avec le gaz. [11]

**II.4.5. Systèmes d'étanchéité :**

Le but de ces systèmes est d'empêcher l'air d'entrer dans le réseau torche. On distingue deux types de systèmes :

- Gardes à gaz.
- Gardes hydrauliques. [11]

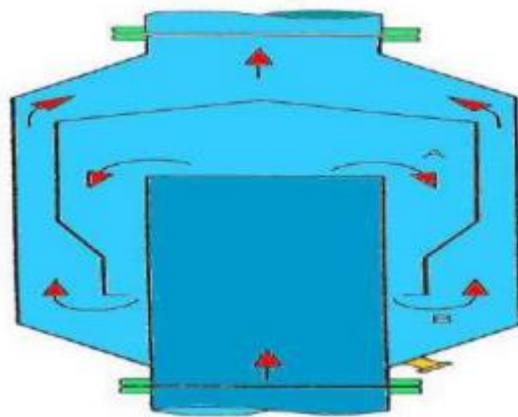


Figure II.5 : Garde à gaz. [11]

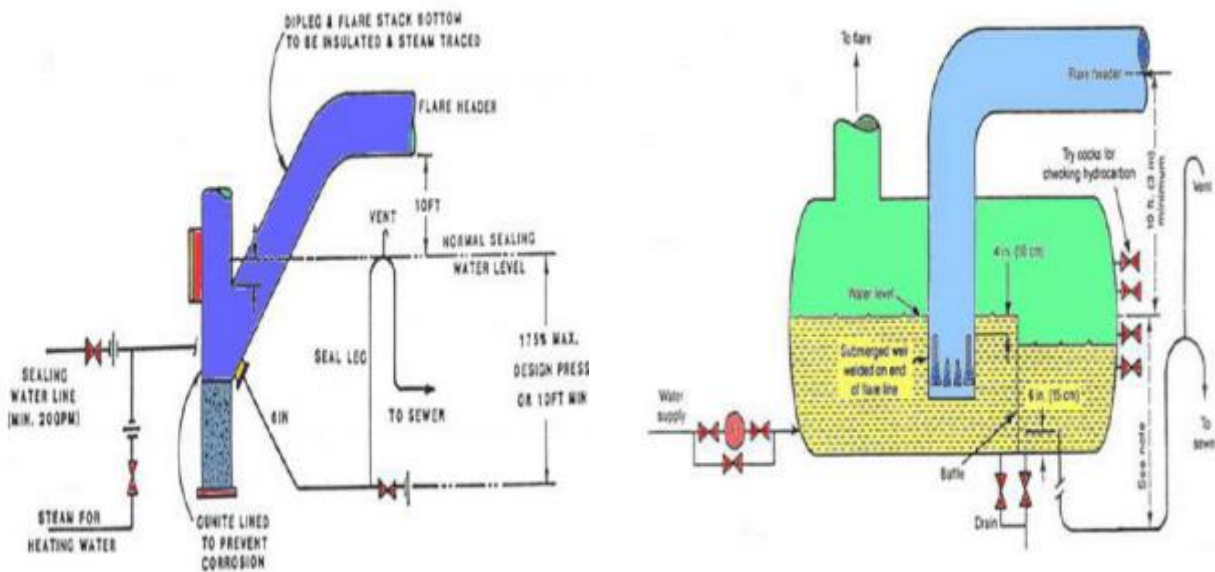


Figure II.6 : Garde Hydraulique [11]



### II.5. Moyens de réduction de gaz associée :

#### II.5.1. Objectif permanent de SONATRACH : [20]

La SONATRACH à fixer l'objectif de réduire les gaz associés torchés dans ses champs de production afin de :

- Assurer la conformité réglementaire et législative de ses installations.
- Participer à l'effort mondial de la réduction des émissions de gaz à effet de serre responsables du réchauffement climatique

Depuis les années soixante –dix, SONATRACH à fixer un objectif de réduire les gaz associés torchés dans ses champs de production selon différents schémas de valorisation du gaz :

- Réinjection dans les champs pétroliers pour améliorer la récupération du brut
- Réinjection dans les champs de gaz humide pour maximiser la récupération des liquides
- Réalisation de système de gaz lift ;
- Utilisation des gaz associés comme fuel dans les utilités
- Construction d'un réseau de transport pour collecter le gaz.

#### La politique de réduction des gaz associés torchés à aboutit à des résultats significatifs :

- Depuis 1973, SONATRACH a réalisé 32 projets qui ont permis d'atteindre un taux de récupération de 92 % par rapport aux quantités des gaz précédemment torchés
- En 2014 pour une production globale de 83.3 milliards m<sup>3</sup> de gaz associés et non associés. Les taux de torchage ne représentent que 4.7% .

L'objectif à moyen terme est de récupérer la totalité des gaz associés produits (- 1% de gaz torchés en 2020) Un montant global de 220 millions de USS a été alloué pour la réduction des gaz torchés. Plusieurs projets sont inscrits au Plan à moyen terme (2003-2007) de SONATRACH. [20]

Les efforts déployés par SONATRACH pour la réduction des gaz torchés sont consistants :

- Construction d'installation pour la récupération des condensats et des GPL à partir des gaz associés
- Production du propane et du butane pour une utilisation domestique et du GPL comme combustible pour moteur ;
- Construction des unités de réinjection des gaz dans les champs pétroliers
- Capacité de réinjection disponible supérieur à la capacité requise pour éviter la torche pendant l'arrêt des actions de maintenance



- Construction d'unités à pression réduite pour récupération des gaz associés
- Construction d'unités de compression pour alimenter les unités de récupération des GPL
- Renouvellement et réaménagement des réseaux de torches pour les raisons de sécurité et de protection de l'environnement
- Séparation des liquides contenus dans les gaz torchés
- Extension de la capacité de séparation gas/oil
- Optimisation des réseaux de collecte des champs pétroliers

Depuis 2002, Sonatrach s'est associée à un projet de partenariat intitulé « Gaz Flaring Reduction" visant à aider les gouvernements et les Industries pétrolière et gazière dans leurs efforts continus à réduire le torchage et la ventilation des gaz notamment ceux associés à l'extraction du Pétrole. Deux études ont été lancées en 2004 avec le partenariat GGFR en collaboration avec la Banque Mondiale :

- Première étude : Projet pilote de renforcement des capacités en matière de MDP pour la réduction des gaz torchés en Algérie.
- Seconde étude : Evaluation de l'utilisation des gaz associés torchés en Algérie. [20]

### **II.5.2. Mode de récupération des gaz torchés :**

À défaut de pouvoir commercialiser le gaz associé, il existe deux principales alternatives au torchage :

- Le gaz peut être réinjecté dans le gisement de pétrole afin d'y renforcer la pression et améliorer le taux de récupération. Cette opération peut toutefois être techniquement compliquée (risque de corrosion des canalisations).
- Le gaz peut être utilisé pour actionner une turbine électrique et satisfaire une partie des besoins énergétiques du site de production. [4]

Notons qu'il est possible d'envisager également :

- La transformation du gaz naturel en méthanol
- La création d'unités de production de gaz de pétrole liquéfié (GPL)
- La transformation du gaz en liquide : GTL Gas to liquides. [13]

En parallèle, on peut envisager d'autres techniques permettant de réduire la quantité des gaz torchés, qui consistent à modifier le système des torches afin d'améliorer la combustion.

- 1. Remplacement du nez de torche :** le nez de torche peut être remplacé par un nez d'une technologie plus performante, qui permis de réduire les émissions de fumées.

2. **Injection de vapeur d'eau lors de torchage** : un procédé simple de favorisation de la combustion consiste à injecter à haute pression de la vapeur d'eau au gaz torché. Les gouttelettes d'eaux favorisent ainsi la surface de contact, l'échange thermique et améliorent la combustion. Si ce procédé fait preuve d'une excellente efficacité, il présente néanmoins l'inconvénient d'être bruyant à cause de l'injection de la vapeur d'eau à haute pression.
3. **Réduire le plus possible le torchage des gaz de purge et le brûlage des gaz** : sans compromettre la sécurité, grâce à des mesures comprenant l'installation d'appareils de réduction des gaz de purge, d'unités de récupération de gaz de torche, des gaz de purge inertes, de vannes à sièges souples le cas échéant, et installer des veilleuses pour conserver l'énergie.
4. **Réduire le plus possible l'entraînement des liquides dans le courant des gaz torchés en utilisant un système approprié de séparation des liquides**
5. **Exécuter des programmes d'entretien et de remplacement des torchères pour assurer systématiquement une efficacité maximale. [16]**

Soulignons que dans les régions du monde dépourvues d'infrastructures et de marchés gaziers, comme le cas de l'Afrique qui représente à peine 3,8 % des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> [17], la récupération et la valorisation des gaz torchés nécessite plus d'effort.

# CHAPITRE III

Réinjection dans le gisement

## II.1. La réinjection dans le gisement : [6]

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 CO<sub>2</sub> ou d'H<sub>2</sub>S), 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.

L'Utilisation des gaz torchés pour la réinjection est la plus utilisée en Algérie qui permet de réinjecter le gaz associé dans le gisement, dont le but est de :

- le maintien de pression du gisement.
- Amélioration de récupération des hydrocarbures bruts (production).
- Récupération de gaz injecté à travers les puits à gaz pour être traité dans les installations de traitement de gaz.

Pour permettre l'injection du gaz associé dans le gisement, il faut augmenter sa pression à une valeur suffisante pour vaincre la pression naturelle de gisement. Ceci revient à fournir une certaine énergie au gaz réinjecté, et ce par l'utilisation des compresseurs à gaz.

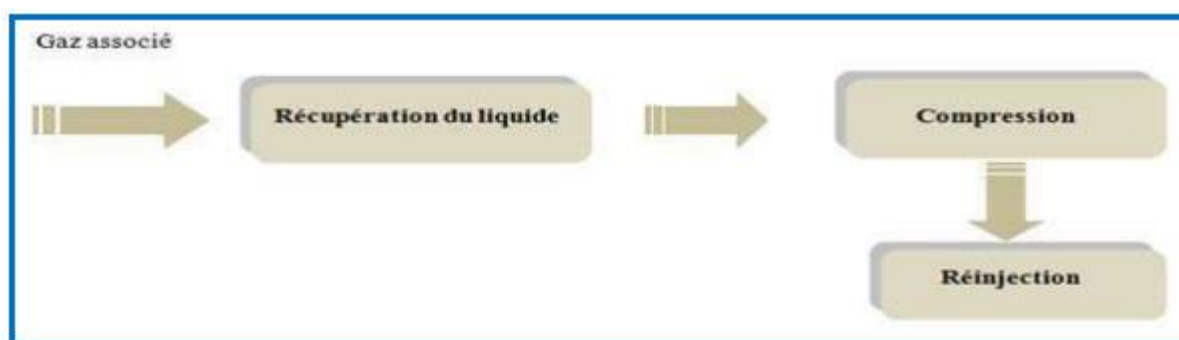


Figure III.1 : Mode de récupération par réinjection. [6]

### III.1.2. Description du procédé de réinjection :

- **Unité de réinjection :**

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 compresseur centrifuge clarck463B4/4 (multi-étages), pour être comprimé de 45 bars à 100 bars. Entre chaque 2 étages le gaz comprimé

passer vers les aéroréfrigérants 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.

### III.1.3. Théorie d'injection de gaz : [21]

L'injection de gaz dans le gisement d'huile se fait soit dans le Gas-cap s'il en existe un, soit directement dans l'huile

- **Injection dans le gas-cap :**

Lorsqu'un gaz cap existe dans le gisement vierge ou s'est créé par ségrégation en cours de production primaire, une alimentation artificielle permet de maintenir sa pression et de forcer le gaz dans l'huile, d'où entrainement de celle-ci vers les puits de production. Le phénomène est analogue à la montée d'un plan d'eau résultant d'une injection d'eau dans l'aquifère.

- **Injection de gaz directement dans l'huile :**

Ce cas est celui de gisements plats sans gaz-cap, ou le gaz injecté s'écoule radialement à partir des puits d'injection, chassant l'huile vers les puits de production.

Le principal facteur qui permet de décider la mise en œuvre de l'injection de gaz est l'existence, à proximité du gisement à drainer, d'une source de gaz bon marché, disponible en quantité suffisante. Le recyclage du gaz produit avec l'huile constitue une première source, mais qui ne permet qu'un ralentissement du chut de pression du réservoir. Il faut faire appel comme seconde source à un gisement de gaz voisin ou au gaz d'un gazoduc passant à proximité. [21]

# CHAPITRE IV

Description du procédé de la récupération de  
gaz torché

### **IV.1. Présentation de la région d'étude :**

#### **IV.1.1. Présentations de la région de Haoud Berkaoui (HBK) :**

La direction régionale HAOUD BERKAOUI fait partie de la division production de l'activité exploration- production (amont) de SONATRACH.

Le premier centre de traitement d'huile de HBK a été mis en service en 1967 ; Aujourd'hui Il existe trois centres de traitement d'huile, et deux centres satellites DRT et GLA NE et une unité de traitement de gaz.

Chaque centre de production reçoit du brut, provenant de divers puits, le stabilise, le stock dans des bacs avant son expédition (vers les lignes TRC).

Le gaz récupéré de la stabilisation est comprimé et acheminé vers l'usine de traitement de gaz de Guellala (UTG/GLA) qui en soutire : gaz commercial, gas-lifte, GPL (mélange de C3 et C4), et condensat.

#### **IV.1.2. Production de la Direction Régionale HBK :**

La région HAOUD BERKAOUI produit du pétrole par déplétion naturelle (l'énergie interne du gisement qui pousse le brut vers la surface sous l'effet de pression). Pour le maintien de pression on a une injection d'eau dans les trois secteurs HBK, BKH et GLA. Pour les puits faibles, la production est assurée par gaz-lift. A ce jour elle exploite 120 puits répartis sur l'ensemble des champs dont :

- 23 puits Producteurs sans gaz-lift (éruptifs).
- 61 puits Producteurs avec gaz-lift.
- 15 puits Producteurs d'eau.
- 21 puits Injecteurs d'eau.

### **IV.2. Description du centre de production CP/HBK :**

Provenant des puits, le pétrole brut est orienté vers le centre de production de HBK à travers des pipelines regroupés dans le manifold principal ; où ce pétrole va subir son chemin de traitement et de séparation.

#### **IV.2.1. Mission du centre**

- Traitement du brut.
- Séparation des différentes phases (eau, pétrole et gaz).
- Récupération, booster les gaz vers l'unité de traitement des gaz UTG GLA.

- Traitement de l'eau récupérée des séparateurs et des bacs de stockage.
- Stockage du brut et son expédition vers oléoduc HEH-ARZEW.

### IV.3. Les unités de centre :

#### IV.3.1. Unité de séparation :

Cette unité a été installée pour effectuer la première opération de traitement du pétrole produit des différents puits. Elle se compose de quatre batteries dont l'une est conçue pour le test des puits. Chaque batterie se compose de trois séparateurs :

- **Séparateur à haute pression (HP) :** c'est un ballon tri-phasique qui permet de séparer le mélange (eau-huile-gaz). La charge provenant des collecteurs HP ( $\approx 13$ bars), Le ballon opère à 08 bars, les effluents sortants :
  - Le brut vers le séparateur à moyenne pression.
  - Le gaz : envoyé vers l'unité de boosting et l'excès vers la torche.
  - L'eau vers l'unité de déshuilage.
- **Séparateur à moyenne pression (MP) :** c'est un ballon tri-phasique qui permet de séparer le mélange (eau-huile-gaz). La charge de ce ballon provient du séparateur HP et des conduites MP, la pression dans le ballon est de 1.5 bars, les effluents sortants :
  - Le brut vers le séparateur à basse pression.
  - Le gaz : envoyé vers l'unité de boosting et l'excès vers la torche.
  - L'eau vers l'unité de déshuilage.
- **Séparateur à basse pression (BP) :** c'est un ballon bi-phasique qui permet de séparer le mélange (huile-gaz) car l'eau a été extraite dans les deux premiers séparateurs. La charge provenant du séparateur MP, le ballon opère à 0.1bars ; les effluents sortants :
  - Le brut vers les bacs de stockage.
  - Le gaz envoyé vers l'unité de boosting et l'excès vers la torche. (figure 14)

Le but de la séparation à trois étages (HP, MP, BP) est l'obtention d'une huile conforme aux spécifications internationales suivantes :

- B.S.W (Basic Sediment and Water) inférieur à 0.1% ;
- Salinité inférieure à 40 mg/l ;
- Tension de vapeur qui ne doit pas dépasser 750 m bar



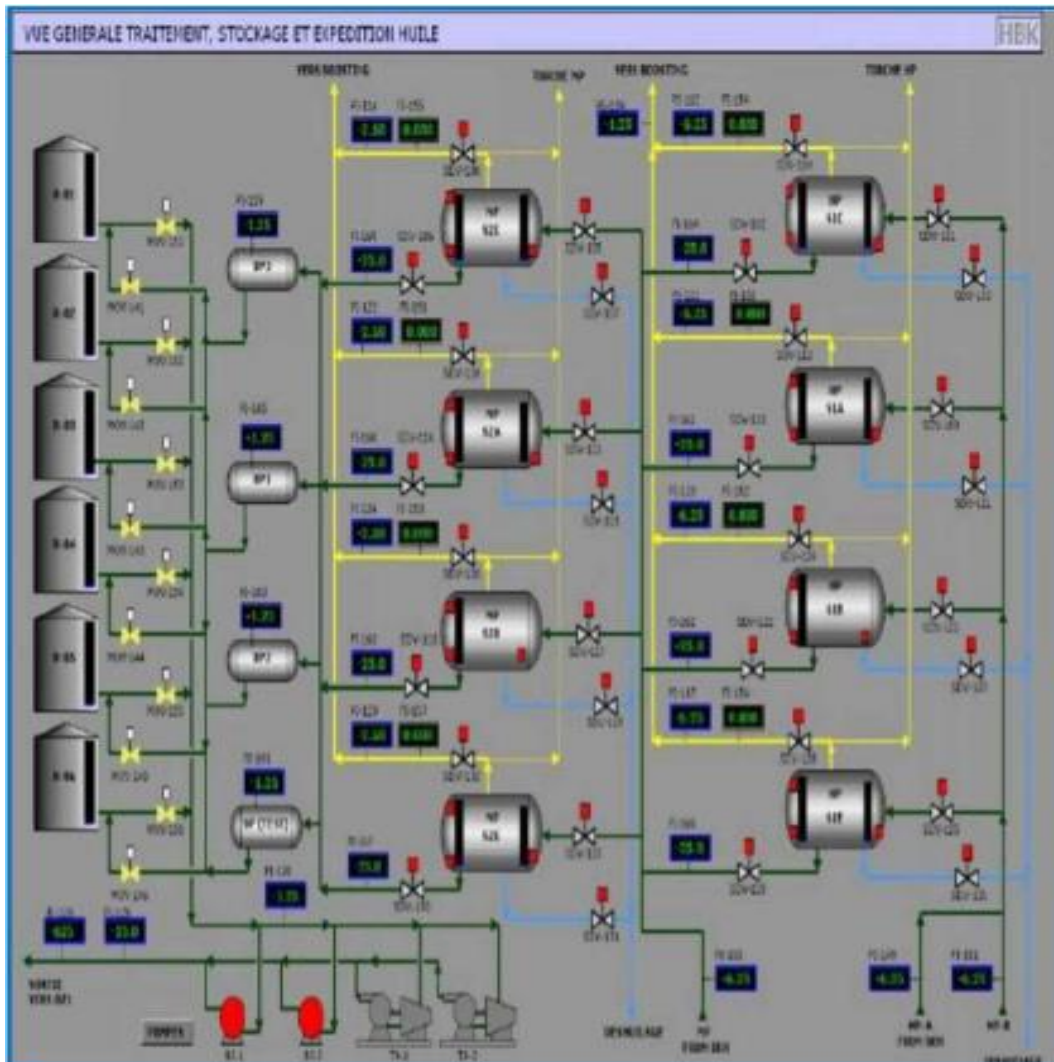


Figure IV-1: Vue générale traitement, stockage de brut et expédition

### IV.3.2. Unité de boosting

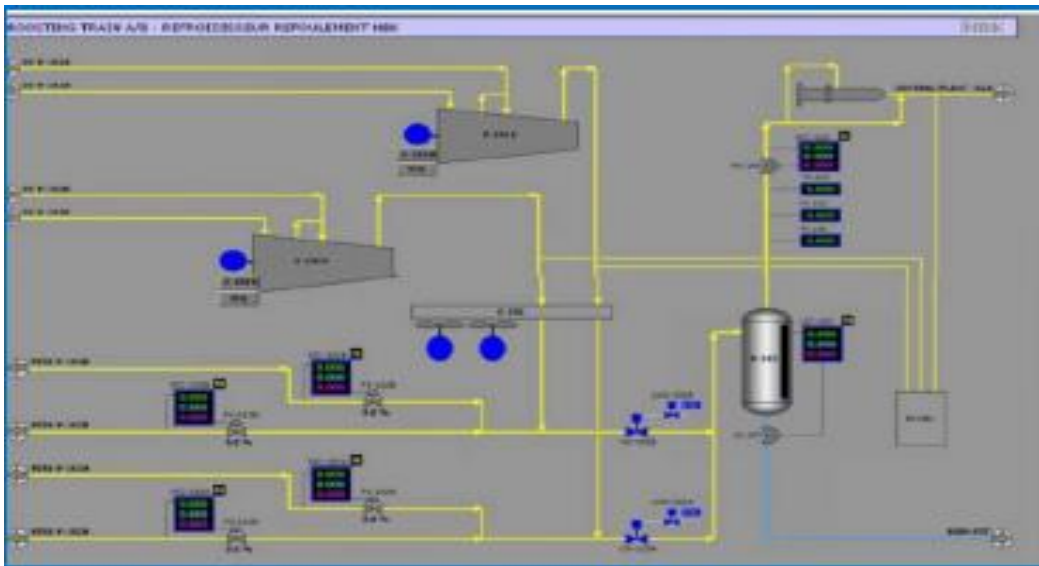
Le gaz provenant des différents séparateurs (BP, MP et HP) entre dans l'unité de boosting. En suivant différents chemins à cause de la différence de pression entre les trois (respectivement 0.1, 1.5 et 8 bars).

En effet, le gaz BP entre dans la tour de lavage (pour enlever les fines gouttelettes de liquide entraînés dans le gaz) avant d'aller vers les soufflantes K-100 A/B qui le comprime de 0.1 bars

à 1.5 bars pour être injecté avec le gaz MP dans le premier étage des compresseurs K-101A/B, vu l'indisponibilité du K-100A/B, le gaz BP est totalement torché.

Les compresseurs se composent chacun de deux étages. Le premier étage sert à récupérer le gaz MP qui est comprimé de 1.5 bars à 8 bars pour être admis au deuxième étage du compresseur de gaz HP. Le deuxième étage comprime le gaz HP de 8 bars à 33 bars (155°C).

Ensuite le gaz HP entre dans l'aéro-réfrigérant E/101A/B pour être refroidi à 65°C. Le gaz sortant de l'aéro entre dans le ballon de départ à fin de récupérer les liquides et l'expédié vers l'unité de traitement de gaz de Guellala.



**Figure IV-2 : Unité Boosting gaz HBK**

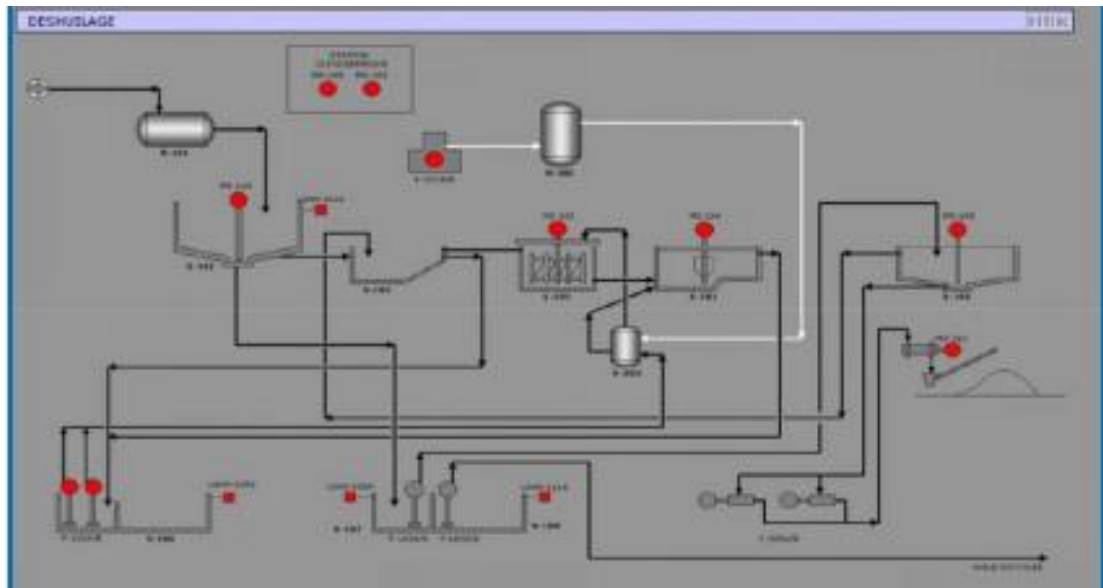
### IV.3.3. Unité de déshuilage

Dans le but de la protection de l'environnement et la récupération totale d'huile, le centre de production est doté d'une unité de déshuilage (figure 4).

L'eau des différents séparateurs de station de HBK arrive au BAC tampon où elle sera stockée temporairement pour l'opération de déshuilage. L'eau du bac tampon s'écoule Vers le CP1 (MS-102) et le remplit à un débit de 30 m<sup>3</sup> /h, Les Disques oils MS-106 et MS-107 font la première récupération d'huile qui sera acheminée vers le bac de stockage d'huile.

L'eau sortant de MS 102 arrive dans la cuve S-103 de floculation, où deux produits de dosage seront injectés : un produit coagulant (poly-électrolyte) et un produit floculant (silice active). L'eau floculée, entre dans le flotteur MS -104.

La récupération d'huile se fait à l'aide d'un pont racleur MS-104. L'eau recueillie s'écoule vers la cuve d'eau traitée S-107 et prend la destination vers bourbier.



**Figure IV-3 : Unité de déshuilage**

### IV.3.4. Unité de stockage

Cette unité est composée de six (06) bacs de stockage à toit fixe (pression atmosphérique) :

- 04 bacs de volume de 2000 m<sup>3</sup>.
- 02 bacs de volume de 5000 m<sup>3</sup>.

Chaque bac est isolé de l'autre d'une distance calculée selon la capacité du bac, et possède un propre domaine appelé merlon qui est un moyen de sécurité pour le bac.

Après avoir envoyé le brut vers les bacs de stockage, on attend un temps de décantation de 06 à 12 heures pour purger l'eau restante dans le brut. Un échantillon est envoyé au laboratoire pour vérifier sa conformité avec les normes.

### IV.3.5. Unité de récupération du gaz torché :

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

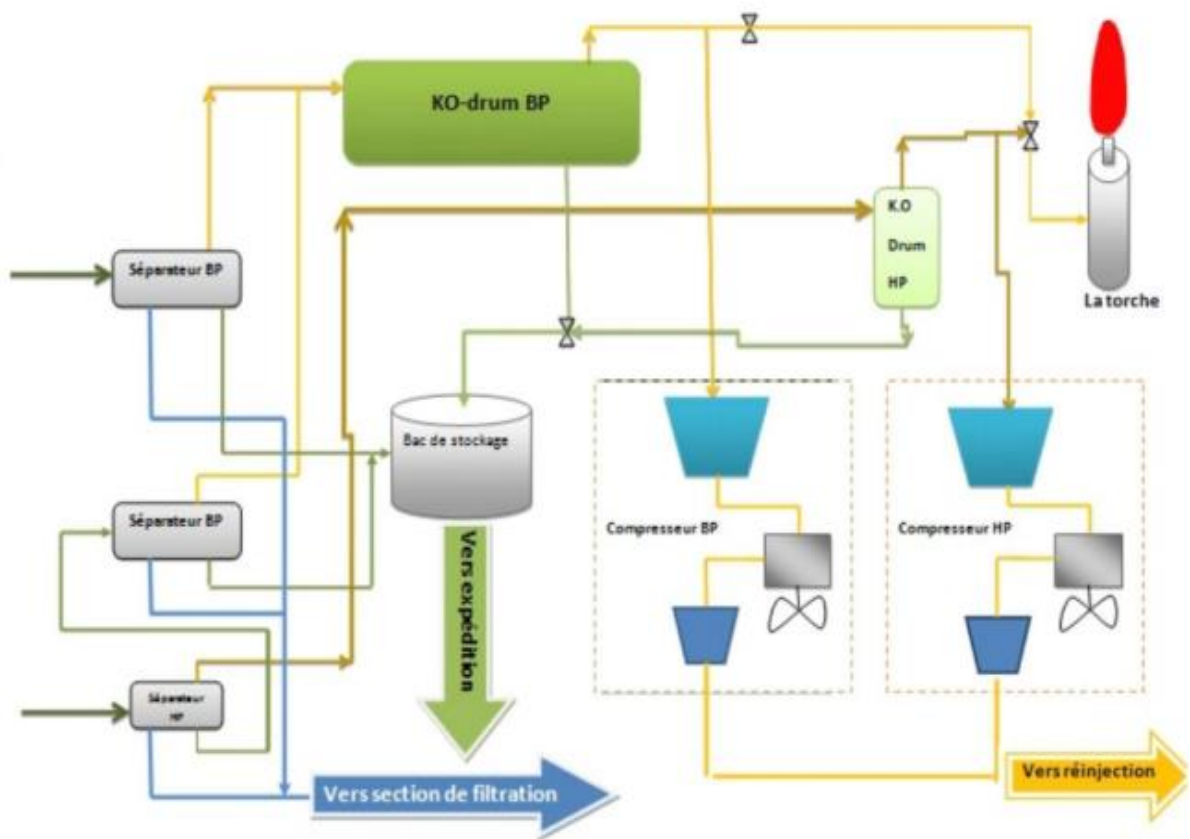
seront déterminés en fonction des données de bas de projet (débit de gaz, pression, mode d'entraînement).

L'unité de compression sera composée :

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

**IV.3.6. Unité de réinjection :**

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 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 aéroréfrigérants 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.



**Figure IV-4 : Schéma de récupération de gaz torché**

**IV.3.7. Description du système de torche du CP/HBK**

Le système de torches du CP/HBK comporte quatre torches basses, dont une à haute pression, une à moyenne pression, une à basse pression et une autre de décompression boosting comme le montre la figure 8.

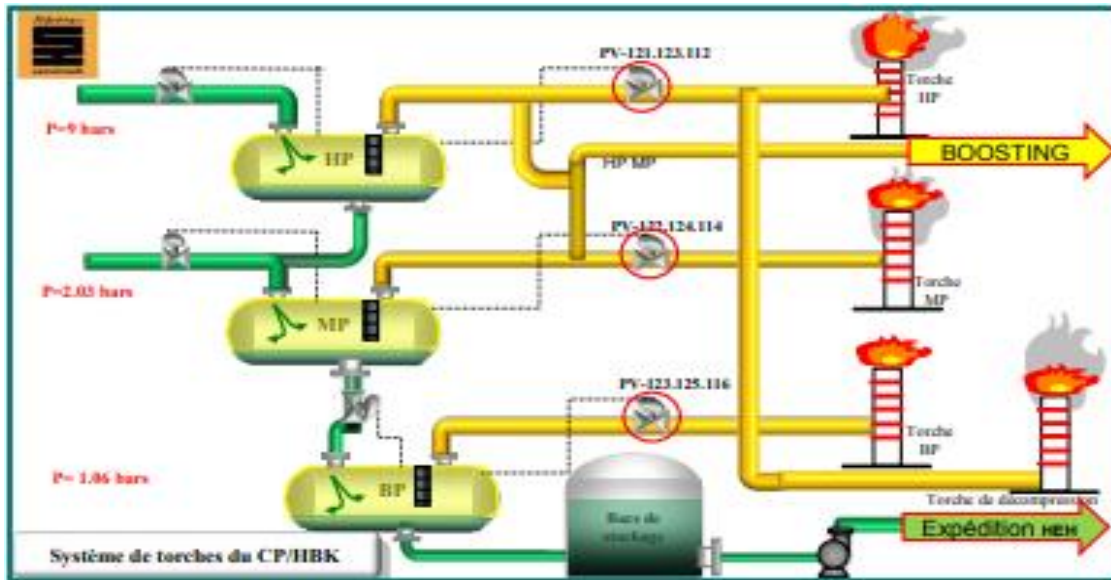


Figure IV-5 : Identification de points de torchage au CP/HBK.

#### IV.4. Les types de torchage :

##### IV.4.1. Torche à haute pression HP :

Le collecteur HP permet d'assurer la protection de l'unité de séparation contre les surpressions en matière de gaz HP. Il est conçu de manière à pouvoir contenir l'écoulement intégral de gaz HP affecté à l'unité BOOSTING du centre de HAOUUD BERKAOUI pour un débit de 781363 Nm<sup>3</sup> /J. Au collecteur HP sont raccordées les sorties gaz des PCV des séparateurs S1B, S1C, S1A, S1E et les soupapes de sécurité et des disques de ruptures des séparateurs respectif HP S1B, S1C, S1A, S1E, et MP S2A, S2B, S2C, S2E, ce gaz est envoyé vers le nez de torche muni d'un pilote pour pouvoir le brûler à l'atmosphère (figure 9).

##### IV.4.2. Torche à moyenne pression MP

Le collecteur MP permet d'assurer la protection de l'unité de séparation contre les surpressions en matière de gaz MP. Il est conçu de manière à pouvoir contenir l'écoulement intégral de gaz MP affecté à l'unité BOOSTING du centre de HAOUUD BERKAOUI pour un débit de 114525 Nm<sup>3</sup> /J. Au collecteur MP sont raccordées les sorties gaz des PCV des séparateurs S2A, S2B, S2C, S2E. Ces écoulements seront canalisés vers un nez de torche. Ce qui permettra leur combustion à l'atmosphère dans une zone sûre en limite de batterie du centre (figure 9).

##### IV.4.3. Torche à basse pression BP



Le collecteur BP permet d'assurer la protection de l'unité de séparation contre les surpressions en matière de gaz BP. Il est conçu de manière à pouvoir contenir l'écoulement intégral de gaz BP affecté à l'unité BOOSTING du centre de HAOUD BERKAOUI pour un débit de 61736 Nm<sup>3</sup> /J. Au collecteur BP sont raccordées les sorties gaz des PCV des séparateurs BP, BP test (figure 9).

#### IV.4.4. Torche de décompression boosting

Le collecteur décompression boosting permet d'assurer la protection de l'unité de séparation contre les surpressions en matière de gaz de décompression boosting. Il est conçu de manière à pouvoir contenir l'écoulement intégral de gaz de décompression boosting affecté à l'unité BOOSTING du centre de HAOUD BERKAOUI pour un débit de 957624 Nm<sup>3</sup> /J. Au collecteur décompression boosting sont raccordées les lignes dont les tenants sont les suivants : Les soupapes de sécurité PSV 101, 107, 102A/B, 103 A/B, 104 A/B, 106,105A/B/C/D, UV102A/B, racleur, les prises d'échantillons, Ces écoulements seront canalisés vers un nez de torche. Ce qui permettra leur combustion à l'atmosphère dans une zone sûre en limite de batterie du centre.

L'ensemble du panneau d'allumage comprend :

- Une ligne d'air et gaz pour l'allumage équipée chacune de :
  - Une vanne d'isolement ;
  - Un filtre Y ;
  - Un détendeur ;
  - Un manomètre avec vanne d'isolement ;
  - Un clapet anti-retour.

Le mélange s'effectue dans une chambre d'allumage. L'allumage se fait par l'intermédiaire d'une bougie alimentée par un transformateur. En secours la chambre est équipée d'un piezzo. La sélection des pilotes à allumer se fait par des vannes à boisseau sphérique.

- Une ligne d'alimentation des pilotes en gaz comprenant :
  - Un détendeur ;
  - Des vannes de sectionnement d'onde de flamme pour l'alimentation des différents pilotes des nez de torche ; o Un manomètre pour la pression d'air détendu ;
  - Un mélangeur AIR/ GAZ ;
  - Un clapet anti-retour onde de flamme ;
  - Une bougie d'allumage.

- Un coffret d'allumage et de détection instrumenté.
- Façade extérieure
  - Des voyants de présence signalisation présence ou absence de flamme des pilotes ;
  - Commutateur (ON/OFF) pour mise sous tension ;
  - Boutons poussoirs pour l'alimentation de la bougie (étincelles).
- Façade intérieure
- Thermostat à deux contacts (un ouvert et un fermé) pour nez de torche ;
- Un transformateur élévateur pour l'alimentation de la bougie d'allumage.

### IV.6. Unité de traitement de gaz (UTG) à GLA (annaux 3)

#### IV.6.1. Présentation de l'unité

La capacité de traitement de l'UTG est de 2369 103 Stdm<sup>3</sup>/J (selon le design) de gaz brut provenant des trois champs répartis comme suit :

- **Boosting de HBK** : deux trains de compression K-101A et K-101B, avec une capacité de 1,042 103 Stdm<sup>3</sup> /j ;
- **Boosting de BKH** : un seul train de compression HP K-20, avec une capacité de 562 103 Stdm<sup>3</sup> /j.
- **Boosting de GLA** : un seul train de compression K-301, avec une capacité de 765103 Stdm<sup>3</sup> /j.

Cette unité est mise en service en 1992, elle est conçue pour :

- La récupération des gaz associés issus de la séparation du pétrole brut HP, MP et BP des trois champs : HBK, BKH et GLA, au lieu d'être torchés ;
- Fournir un gaz sec pour lifter les puits non éruptifs ;
- Produire :
  - Le gaz de commercialisation ;
  - Le GPL (Gaz du pétrole liquéfié) ;



- Le condensat. Les spécifications des produits récupérés au niveau de l'UTG / GLA sont représentés dans le tableau suivant :

|                                 | <b>Gaz lift</b>            | <b>Gaz commercial</b>          | <b>Gaz pétrole<br/>liquéfié GPL</b> | <b>Condensat</b> |
|---------------------------------|----------------------------|--------------------------------|-------------------------------------|------------------|
| <b>Capacité</b>                 | 424 000 Sm <sup>3</sup> /J | 1236103 Sm <sup>3</sup> /J     | 500 T/J                             | 90 T/J           |
| <b>Teneur en H<sub>2</sub>O</b> | 50 ppm vol. Max            | 50 ppm max à 10°C et 80,5 bars | 50 ppm max                          | -                |
| <b>Teneur en C<sup>5+</sup></b> | 0,5 % mol. Max             | 0,5 % mol. Max                 | 0,5 % max                           | -                |
| <b>Teneur en C<sup>2</sup></b>  | -                          | -                              | 3 % max                             | -                |
| <b>Pression</b>                 | 140 bars                   | 74 bars                        | 50 bars                             | 10 bars          |
| <b>Température</b>              | 60°C                       | 60°C                           | 60°C                                | -                |
| <b>Point de rosée</b>           | 10°C à 80,5 bar            | -                              | -                                   | -                |
| <b>Point de bulle</b>           | -                          | -                              | -                                   | 45°C à 2,5 bar   |

**Tableau IV.1 : Spécifications des produits d'UTG GLA**

#### **IV.6.2. Torchère de l'UTG**

Le nez de torche de l'unité de traitement de gaz reçoit les écoulements qui proviennent du système d'UTG existante. La torche est conçue de manière à pouvoir assurer la protection de l'unité de boosting avec les suivantes caractéristiques :

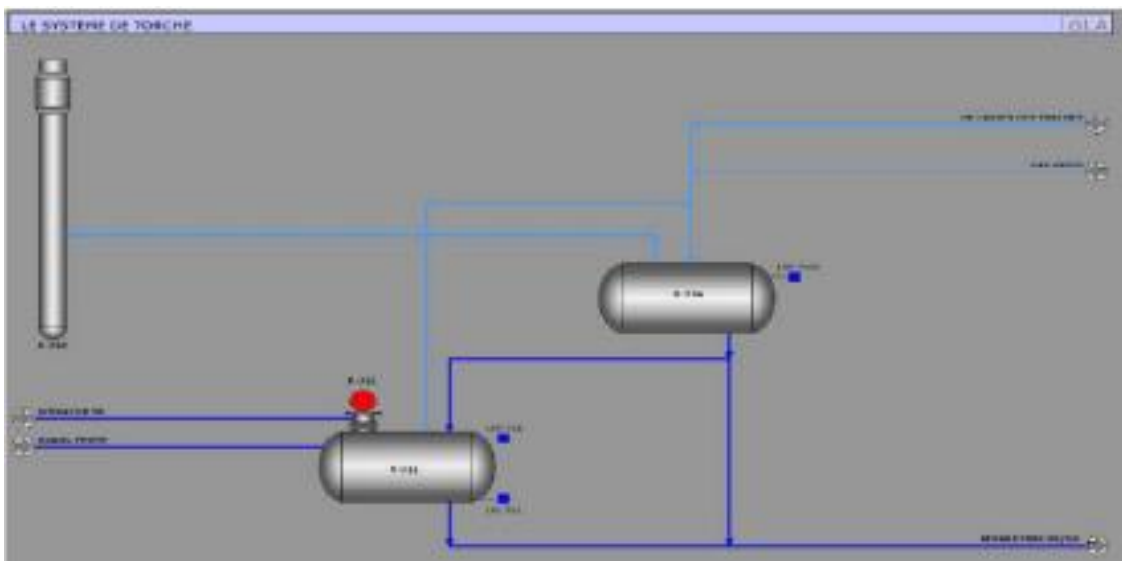
- Débit massique permis : 105,200 kg/h ;
- Débit volumétrique : 79,950 Act m<sup>3</sup> /h ;
- Poids moléculaire : 25.59 kg/kmol ;
- Pression à l'entrée de la torche (au débit maximale): 0.36 bar ;
- Pouvoir calorifique inférieur : 10920 kcal/Nm<sup>3</sup> ;
- Dégagement de chaleur total : 1.149 x 10<sup>9</sup> kcal/h.

Les écoulements provenant de la nouvelle installation de CP/GLA passent à travers le Tie-en 008, sont canalisés vers le ballon V-750 pour la séparation d'éventuel liquides entraînés avec le gaz et en fin vers la torche, et le liquide est envoyé vers le ballon de drainage V-751.

La vérification du réseau de Blow Down a été performé en considérant que les soles écoulements vers la torche X-750 proviennent de la nouvelle installation. L'écoulement qui provient du filtre à coalescence sera canalisé vers le Tie-in 043, connecté au même réseau.

La cheminé de torche est installée pour évacuer en toute sécurité le gaz inflammable dans l'usine lors des arrêts programmés et/ou en cas d'arrêt d'urgence. Le système de torche est composé des équipements suivants :

- Collecteur de torche principale ;
- Collecteur de torche froide ;
- Bec de torche ;
- Panneau d'allumage ;
- Alimentation en gaz d'étanchéité pour le collecteur de torche.



**Figure IV-6 : Schéma DCS-Le système de torche de l'UTG.**



**Figure IV-7 : Photographie du V-750** **Figure IV-8 : Photographie du système torche de l'UTG.**

## IV.7. Simulation par HYSYS :

### IV.7.1. Description du simulateur HYSYS [22]

La simulation est un outil utilisé dans les différents domaines de l'engineering et de la recherche en général, permettant d'analyser le comportement d'un système et d'optimiser son fonctionnement en testant les différentes solutions et les différentes conditions opératoires. Un module n'est pas une représentation exacte de réalité physique, mais il est seulement apte à restituer les caractéristiques les plus importants du système d'analyse.

Dans le cadre de cette étude, la première étape est pour objectif de projeter les différents procédés de récupération des gaz torchés, le choix par un modèle assez fiable, basé sur le choix convenable d'équation d'état thermodynamique « fluide package ».

# CHAPITRE V

Calculs, résultats, discussion et interprétation

## V.1. Méthodes de simulation des modes de gaz torché :

### V.1.1. Récupération des gaz torchés par GTL procédés : [25]

Le but de transformer du gaz nature en de plus longues chaînes moléculaires est d'ajouter de la valeur au gaz, qui est de nos jours encore trop souvent envoyé à la torchère et pas suffisamment valorisé. Parmi les solutions pour réduire le torchage du gaz utilisation de GTL procédés.

Les principales unités de GTL procédé :

- Unité de valorisation des produits
- Unité de production de gaz de synthèse : section réactionnelle deux réacteur Pré reformer est alimentée par une charge d'une composition typique H<sub>2</sub>O/CH<sub>4</sub>=2.3.

Le tableau suivant regrouper les différentes réactions [14] :

| Type des réactions     | Réaction                                    | $\Delta H$<br>KJ/mole | $\Delta G$ KJ/mole |
|------------------------|---|-----------------------|--------------------|
| Réaction de conversion | $C_2H_6 + 2H_2O \rightarrow 2CO + 5H_2$     | +350                  | +201.86            |
|                        | $C_3H_8 + 3H_2O \rightarrow 3CO + 7H_2$     | +500                  | +302.78            |
|                        | $C_4H_{10} + 4H_2O \rightarrow 4CO + 9H_2$  | +650                  | +403.71            |
| Réaction d'équilibre   | $CO + 3H_2 \rightleftharpoons CH_4 + H_2O$  | -210                  | -151.65            |
|                        | $CO_2 + H_2O \rightleftharpoons CO_2 + H_2$ | -41                   | -19.04             |

Tableau V-1 Les réactions Pré-reformer

D'après la simulation du procédé Gas to liquide permet de produire une quantité de 1196 Kg mole/h dont **CO<sub>2</sub>**+ égal 92% de la charge total des produits finis

- .17 Kg mole/h gaz de vente
- 90 Kg mole/h GPL.
- 1056 Kg mole/h Condensat

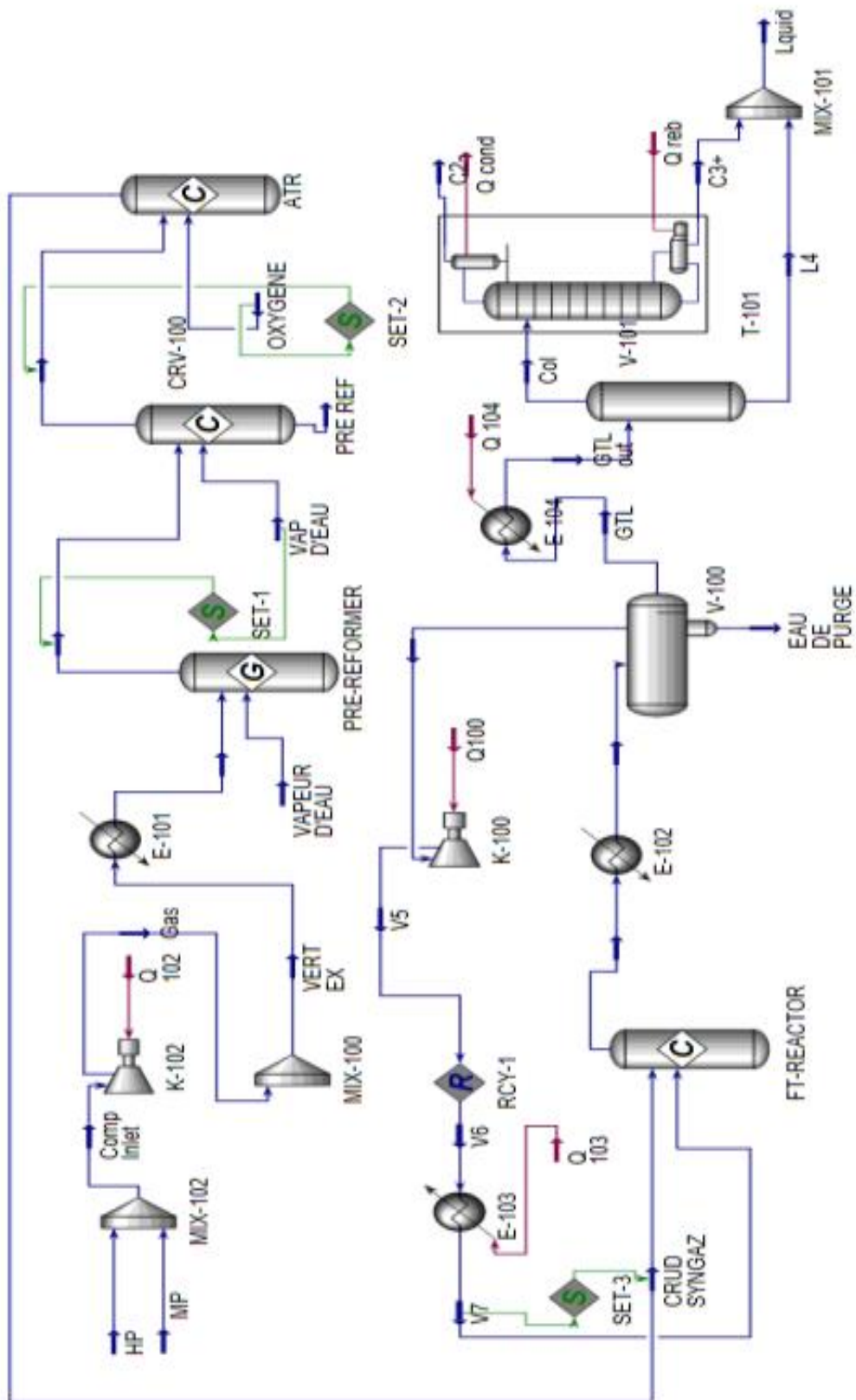


Figure V-1 Simulation d'une unité de récupération des gaz torchés par GTL procédés

**V.1.2. Récupération des gaz torchés par réinjection : [25]**

Pendant l'exploitation des gisements, la chute de pression provoque une condensation rétrograde de quelque pourcentage de phase gazeuse, qui traduit une perte de condensat dans réservoir. Par conséquent un recyclage peut minimiser cette perte considérable de condensat en maintenant la pression apportée par l'injection.

L'Utilisation des gaz torchés pour la réinjection est une méthode classique la plus utilisée en Algérie, dont principe est de contrôler le déclin de production par le maintien de la pression du réservoir et à pousser l'huile mobile vers les puits producteur.

Pour pouvoir faire cette réinjection on a besoin d'une unité de compression comme représenté sur la figure 1

Paramètre de gaz Réinjection :

- Température : 60°C
- Pression : 120 bars

| <b>Caractérisation</b>             | <b>K101</b> | <b>K103</b> |
|------------------------------------|-------------|-------------|
| <b>Adiabatique Fluide [kJ/kg]</b>  | 354,432687  | 112,598847  |
| <b>Polytropique Fluide [kJ/kg]</b> | 374,972344  | 115,976582  |
| <b>Rendement Adiabatique</b>       | 75          | 75          |
| <b>Rendement Polytropique</b>      | 79,3463498  | 77,2498468  |
| <b>Puissance consommé [kW]</b>     | 17771,8118  | 5273,68482  |
| <b>Facteur polytropique</b>        | 1,01015841  | 0,99155472  |
| <b>Polytropique exposant</b>       | 1,21811104  | 1,30808845  |
| <b>Isentropique exposant</b>       | 1,16856006  | 1,22656893  |

**Tableau V-2 Les caractérisations de deux compresseurs K101 et K102**

La quantité du gaz d'injection est 5077 Kg mole/h et la consommation totale des installations égale 56 Kg mole/h cela explique l'importance de récupération des gaz torché sur les deux volets économiques et écologique

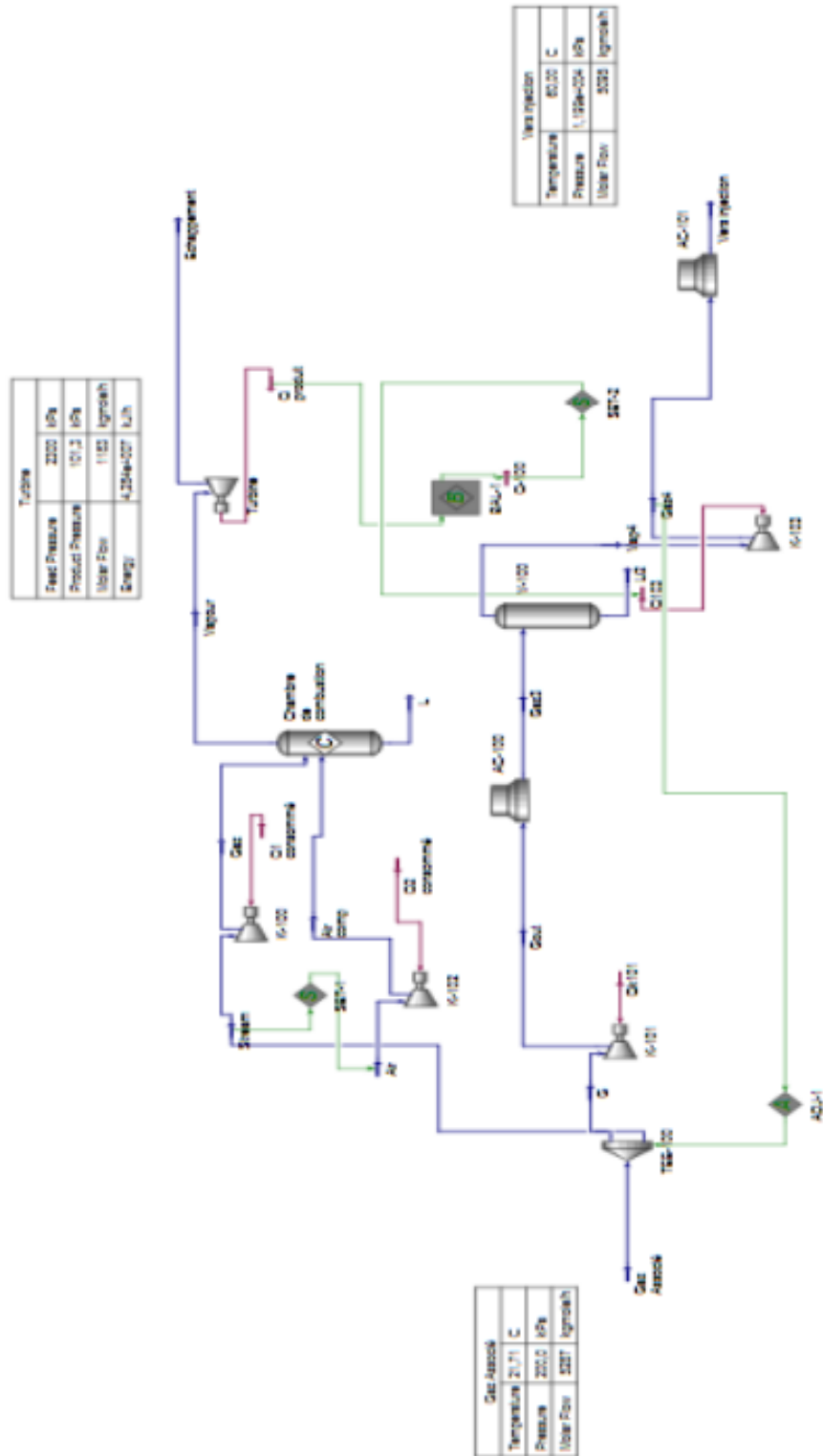


Figure V-2 Simulation d'une unité de réinjection



### V.1.3. Récupération des gaz torché par GPL procédés : [25]

Parmi les méthodes utilisées pour récupérer les gaz torchés en utilisant une installation de traitement consiste à produire [18] :

- Gaz de vent.
- GPL.
- Condensat.

Spécification des produits finis :

- Gaz de vente :
  - ✓ Point de rosé : -15 °C « max » à 80 Kg/cm<sup>2</sup> g.
  - ✓ Teneur en C<sub>3+</sub> : 7% mol « max ».
  - ✓ Température : 60 °C « max ».
  - ✓ Pression : 74 bars « max ».
  - ✓ Poids moléculaire : 21.16.
  - ✓ Teneur en eau : 50 ppm.
- Spécification du GPL :
  - ✓ Teneur en C<sub>2</sub> - 1.09% max
  - ✓ Teneur en C<sub>5</sub>- 0.2% max
- Spécification du condensat :
  - ✓ Tension vapeur Ried TVR : 10 pisa
  - ✓ La densité : 0.710 kg/m<sup>3</sup>

Le gaz torché après avoir comprimé il alimente l'installation de traitement pour refroidir par échanges thermiques et par une série de détente

D'abord une détente au niveau de la vanne JOULE THOMSON puis une autre détente réalisée au niveau d'une machine dynamique appelé TURBO EXPANDER. Le figure III.5 représente une simulation d'une section de récupération des liquides lourds

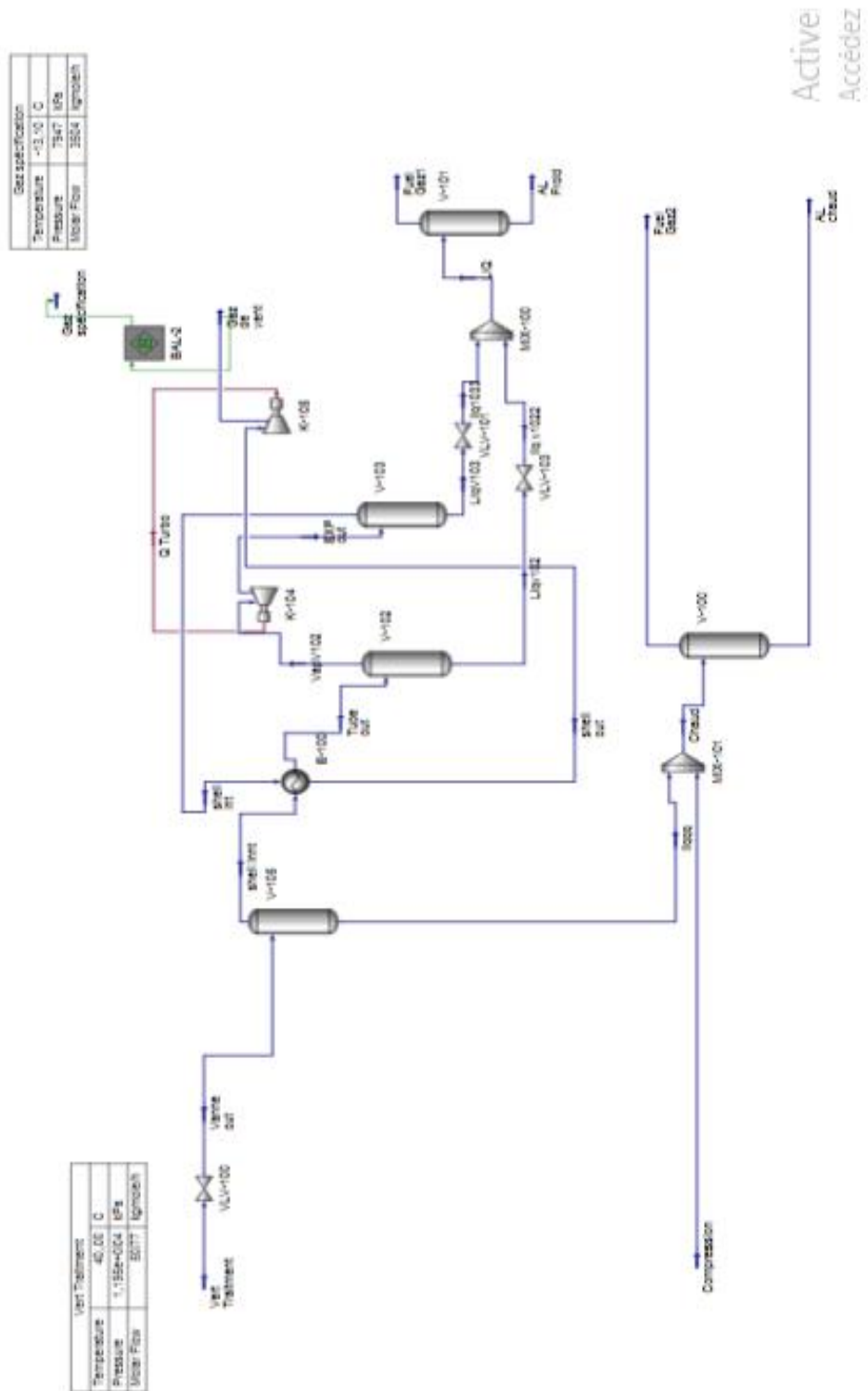
. Le liquide lourd récupéré va envoyer vers la section de fractionnement qui contient deux colonnes Déméthaniser afin débraser de l'éthane et du méthane, et Débutaniser pour séparer ces liquides en GPL et Condensat produit.

| Condition     |                | Colonne Dééthaniseur | Colonne Débuthaniseur |
|---------------|----------------|----------------------|-----------------------|
| Alimentation1 | Température °C | -14.4                | -                     |
|               | Pression Bars  | 27                   | -                     |
| Alimentation2 | Température °C | 80                   | 145                   |
|               | Pression Bars  | 27.40                | 14                    |
| Sommet        | Température °C | -7.60                | 13.8                  |
|               | Pression Bars  | 27.10                | 64.1                  |
| Condenseur    | Température °C | -21.43               | 55                    |
|               | Pression Bars  | 27.40                | 13.3                  |
| Font          | Température °C | 122.5                | 159.5                 |
|               | Pression Bars  | 27.40                | 14                    |
| Q condenseur  | KJ/h           | $7.57 \cdot 10^6$    | $2.74 \cdot 10^7$     |
| Q rebouilleur | KJ/h           | $1.9 \cdot 10^7$     | $1.65 \cdot 10^7$     |

Tableau V-3 Les différents paramètres des deux colonnes Dééthaniseur et Débuthaniseur

| Composition     | Gaz de vente | GPL    | Condensat |
|-----------------|--------------|--------|-----------|
| N <sub>2</sub>  | 0,0018       | 0,0000 | 0,0000    |
| CO <sub>2</sub> | 0,0203       | 0,0000 | 0,0000    |
| C <sub>1</sub>  | 0,4169       | 0,0000 | 0,0000    |
| C <sub>2</sub>  | 0,5600       | 0,0007 | 0,0000    |
| C <sub>3</sub>  | 0,0010       | 0,6162 | 0,0000    |
| iC <sub>4</sub> | 0,0000       | 0,0937 | 0,0000    |
| nC <sub>4</sub> | 0,0000       | 0,2884 | 0,0004    |
| iC <sub>5</sub> | 0,0000       | 0,0010 | 0,2149    |
| nC <sub>5</sub> | 0,0000       | 0,0000 | 0,3063    |
| C <sub>6</sub>  | 0,0000       | 0,0000 | 0,2914    |
| C <sub>7</sub>  | 0,0000       | 0,0000 | 0,1608    |
| C <sub>8</sub>  | 0,0000       | 0,0000 | 0,0263    |
| <b>TOTAL</b>    | 1.0000       | 1.0000 | 1.0000    |

Tableau V-4 Les compositions des produits finis



Active  
Accédez

Figure V-3 Simulation d'une section de récupération des liquides lourds

La simulation d'un procédé de récupération de GPL permet de récupérer :

- 3750 Kg mole/h gaz de vente.
- 504 Kg mole/h GPL.
- 183 Kg mole/h Condensat.

## V.2. Résultat et choix convenable

Le résultat de simulation des quatre procédés de récupération des gaz torchés dont une quantité de 5287 Kg mole/h regroupé dans le tableau suivant :

| Procédés                 | GTL  | Réinjection | Récupération de GPL |
|--------------------------|------|-------------|---------------------|
| Gaz de vent Kg mole/h    | 17   | -           | 3750                |
| Gaz injection Kg mole /h | -    | 5077        | -                   |
| GPL Kg mole/h            | 90   | -           | 504                 |
| Condensat Kg mole/h      | 1056 | -           | 183                 |

**Tableau V-5 Résultats de simulation**

### V.2.1. Calcule des revenus du GTL Procédés par an :

- Gaz Naturel

Prix unitaire est 221.45 DA/MBTU

$$BTU = D_{GAZ} (Nm^3 / an) * PCS / 0.25$$

$D_{GAZ}$  : Débit volumique du gaz en  $Nm^3 / an$

$$MBTU = 3.29 * 10^6 * 9275 / 0.25 = 1.22 * 10^5$$

$$Rev_{gaz} = \text{Prix unitaire} * MBTU$$

$$= 221.45 * 1.22 * 10^5$$

$$Rev_{gaz} = 2.7 * 10^7 \text{ DA}$$

- GPL

Prix unitaire :  $P_u = 9 \text{ DA/LGPL}$

La densité : 0.490

$$D_{GPL} = Q_{GPL} / \rho_{GPL}$$

$$D_{GPL} = 1.32 * 10^6 / 0.490 = 2.69 * 10^6 \text{ L/an}$$

$D_{GPL}$  = Débit volumique du GPL en L/an

$Q_{GPL}$  = Débit massique du GPL Kg/an

$\rho_{GPL}$  : Masse volumique en Kg/L

$$Rev_{GPL} = D_{GPL} * \text{Prix unitaire}$$

$$Rev_{GPL} = 2.69 * 10^6 * 9 \text{ DA}$$

$$Rev_{GPL} = 2.42 * 10^7 \text{ DA/an}$$

➤ Condensat

Prix de Barrel est 5368.45 DA

$$D_{Cond} = Q_{Cond} / (\rho_{Cond} * 158.98)$$

$$\rho_{Cond} = 0.71 \text{ Kg/L}$$

$$D_{Cond} = 2.515 * 10^6 / (0.71 * 158.98)$$

$$D_{Cond} = 2.25 * 10^4 \text{ Barrel/an}$$

$D_{Cond}$  : Débit volumique du Condensat en Barrels/an

$Q_{Cond}$  : Débit massique du Condensat Kg/an

$\rho_{Cond}$  : Masse volumique en Kg/L

$$Rev_{Cond} = D_{Cond} * \text{Prix unitaire}$$

$$Rev_{Cond} = 2.25 * 10^4 * 5368.45$$

$$Rev_{Cond} = 1.20 * 10^8 \text{ DA/an}$$

$$Rev_{GPL} \text{ Total} = 1.71 * 10^8 \text{ DA /an}$$

**V.2.1. Calcule des revenus de réinjection par an :**

Prix unitaire est 221.45 DA/MBTU

$$BTU = D_{GAZ} (Nm^3 /an) * PCS / 0.25$$

$D_{GAZ}$  : Débit volumique du gaz en  $Nm^3 /an$

$$MBTU = 3.27 * 10^7 * 9275 / 0.25 = 1.22 * 10^6$$

$$Rev_{gaz} = \text{Prix unitaire} * MBTU$$

$$= 221.45 * 1.22 * 10^6$$

$$Rev_{gaz} = 2.68 * 10^8 \text{ DA /an}$$

**V.2.2. Calcule des revenus du GPL Procédés par an :**

➤ Gaz Naturel

Prix unitaire est 221.45 DA/MBTU

$$BTU = D_{GAZ} (Nm^3 / an) * PCS / 0.25$$

$D_{GAZ}$  : Débit volumique du gaz en Nm<sup>3</sup> /an

$$MBTU = 2.4 * 10^7 * 9275 / 0.25 = 8.9 * 10^5$$

$$Rev_{gaz} = \text{Prix unitaire} * MBTU$$

$$= 221.45 * 8.9 * 10^5$$

$$Rev_{gaz} = 1.97 * 10^8 \text{ DA}$$

➤ GPL

Prix unitaire :  $P_u = 9 \text{ DA/LGPL}$

La densité :  $0.510 \text{ DGPL} = Q_{GPL} / \rho_{GPL}$

$$D_{GPL} = 7.17 * 10^6 / 0.510 = 1.4 * 10^7 \text{ L/an}$$

$D_{GPL}$  = Débit volumique du GPL en L/an

$Q_{GPL}$  = Débit massique du GPL Kg/an

$\rho_{GPL}$  : Masse volumique en Kg/L

$$Rev_{GPL} = D_{GPL} * \text{Prix unitaire}$$

$$Rev_{GPL} = 1.4 * 10^7 * 9$$

$$Rev_{GPL} = 1.26 * 10^8 \text{ DA/an}$$

➤ Condensat

Prix de Barrel est 5368.45 DA

$$D_{Cond} = Q_{Cond} / (\rho_{Cond} * 158.98)$$

$$\rho_{Cond} = 0.71 \text{ Kg/L}$$

$$D_{Cond} = 4.29 * 10^6 / (0.71 * 158.98)$$

$$D_{Cond} = 3.8 * 10^4 \text{ Barrel/an}$$

$D_{Cond}$  : Débit volumique du Condensat en Barrels/an

$Q_{Cond}$  : Débit massique du Condensat Kg/an

$\rho_{Cond}$  : Masse volumique en Kg/L

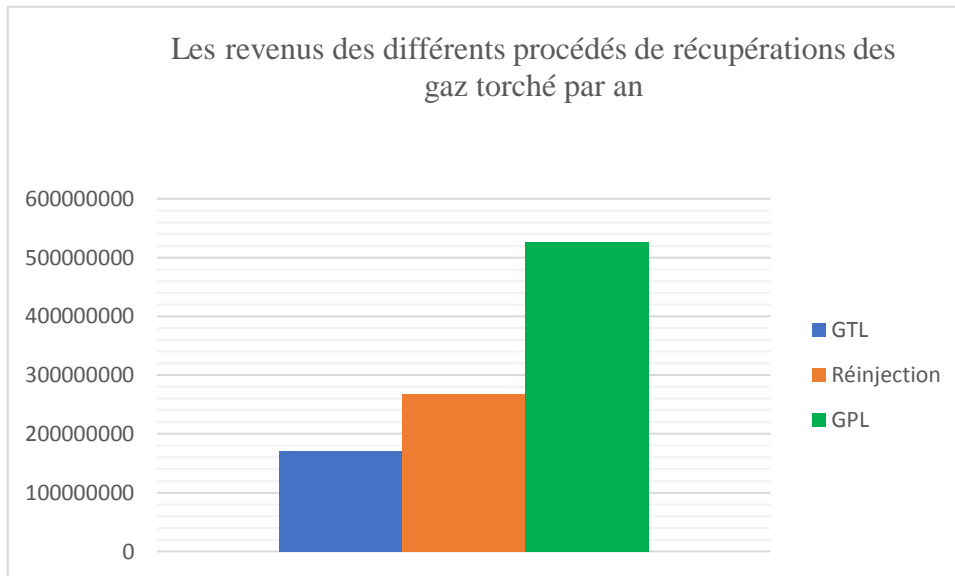
$$Rev_{Cond} = D_{Cond} * \text{Prix unitaire}$$

$$Rev_{Cond} = 3.8 * 10^4 * 5368.45$$

$$Rev_{Cond} = 2.04 * 10^8 \text{ DA/an}$$

$$\text{Rev}_{\text{GPL Total}} = 5.27 \cdot 10^8 \text{ DA /an}$$

La figure suivante présente les revenus des différents procédés de récupérations des gaz torché par an



**Figure V-4 Revenus des différents procédés par an**

- Ce travail consiste a comparé entre différent méthodes de récupération des gaz torchés [25].
- La comparaison entre différent procédés de récupération des gaz torches via la méthode MCDM (Multiple Criteria Decission Making) [24]
- En situe trois critères de choix entre les procédés de récupération :
  - ✓ Environnement.
  - ✓ Economique.
  - ✓ Disponibilité.
- Plusieurs facteur peut influencer sur les deux derniers critères comme :
  - ✓ Totalité des réserves découvertes à ce jour se situe dans la partie du Sahara qui représente 87 % du territoire national.
  - ✓ Les régions du grand sud pour moyenne de 14 habitants<sup>21</sup> au Km<sup>2</sup>
  - ✓ plupart champs pétroliers sont autonome (production interne d'électricité).

- L'évaluation de choix convenable basé sur trois cas [24] :
  - ✓ 1- Cas 1 : Env. > Eco > Dis Dans ce cas en vue de donner la priorité à l'indicateur de l'environnement et la deuxième priorité à Indicateur économique.
  - ✓ 2- Cas 2 : Eco > Env. > Dis : Le but à donner la priorité l'indicateur économique devant environnement.
  - ✓ 3- Cas 3 : Dis > Env. > Eco : Disponibilité en première et environnement en deuxième.

Le tableau suivant regroupé l'évaluation de choix selon les trois cas

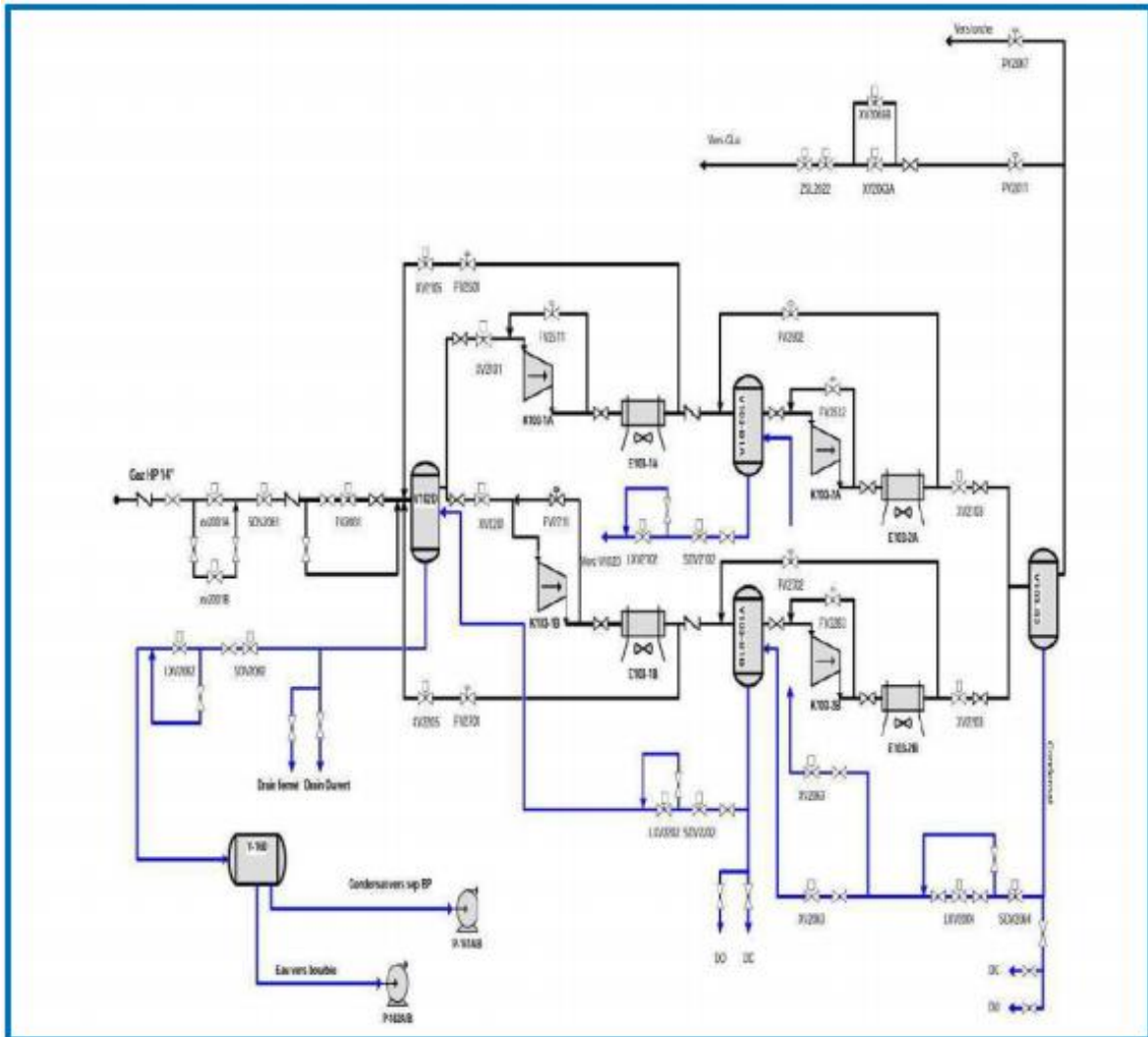
| Cas          | GTL | Réinjection | GPL |
|--------------|-----|-------------|-----|
| Cas 1        | 2   | 3           | 2+  |
| Cas 2        | 2+  | 2           | 3   |
| Cas 3        | 2+  | 3           | 2   |
| <b>Total</b> | 5+  | 8           | 7+  |

**Tableau V-6 : Evaluation de choix**



**V.3. Résultats de simulation du système de torchage (CP/HBK) :**

**V.3.1. Torchère gaz haute pression (HP) :**



**Figure V-5. : Schéma de simulation de l'unité de nouveau Boosting gaz –HP (2ème ligne).**

Les résultats de simulation sont représentés dans le tableau suivant :

|                                  |              |
|----------------------------------|--------------|
| <b>Débit( Nm<sup>3</sup> /h)</b> | <b>44000</b> |
| <b>Pression (bars)</b>           | 13           |
| <b>Température (C°)</b>          | 60           |

**Tableau V-7 : Résultats physico-chimique de gaz HP (Cp/HBK)**

V.3.2. Torchère gaz moyenne pression (MP) et base pression (BP) :

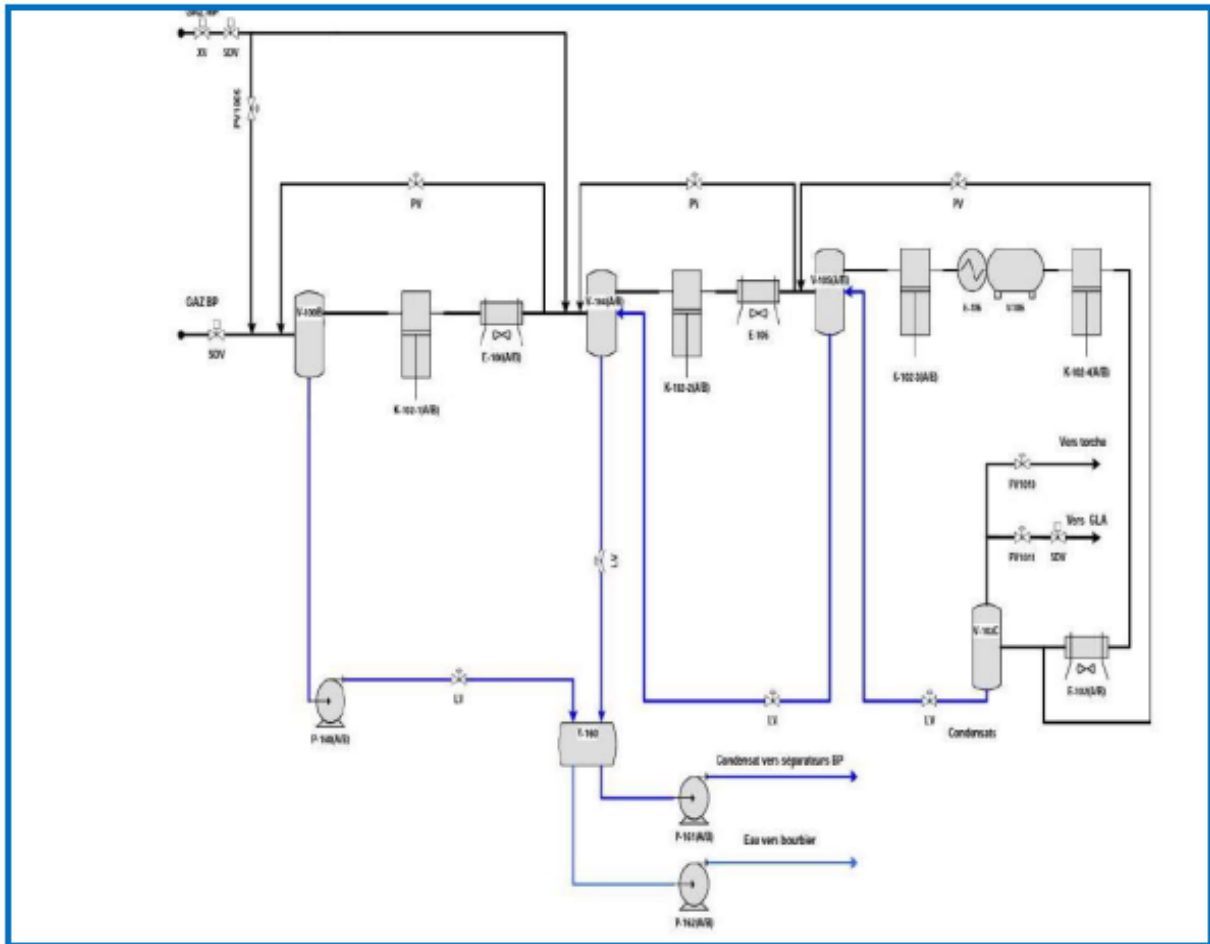


Figure V-6 : Schéma de simulation de l'unité de nouveau Boosting gaz –BP /MP (1ère ligne).

Les résultats de simulation sont représentés dans les tableaux suivants :

|                           |      |
|---------------------------|------|
| Débit(Nm <sup>3</sup> /h) | 1500 |
| Pression (bars)           | 0.1  |
| Température (C°)          | 50   |

Tableau V-8 : Résultats physico-Chimique de gaz BP

|                           |      |
|---------------------------|------|
| Débit(Nm <sup>3</sup> /h) | 1500 |
| Pression (bars)           | 0.1  |
| Température (C°)          | 50   |

Tableau V-9 : Résultats physico-chimique de gaz MP

Les résultats obtenus confirment la conformité du modèle choisie avec le système de torchage étudié

- Débits moyenne de boosté par l'ancien et nouveau bossting en 2019

|                         |                              |                      |
|-------------------------|------------------------------|----------------------|
| <b>Nouveau bossting</b> | <b>Alimentation gaz 100%</b> | <b>855982.2511</b>   |
|                         | <b>UNITE</b>                 | <b>Débits /JOUR</b>  |
|                         | <b>BRUT (tonne)</b>          | <b>192 869 4</b>     |
|                         | <b>MOYENE BOOSTÉ</b>         | <b>847422</b>        |
| <b>Ancien bossting</b>  | <b>Alimentation gaz 100%</b> | <b>855 982.251 1</b> |
|                         | <b>UNITE</b>                 | <b>Débits /JOUR</b>  |
|                         | <b>BRUT (tonne)</b>          | <b>192 869 4</b>     |
|                         | <b>MOYENE BOOSTÉ</b>         | <b>715 204</b>       |

**Tableau V-10 : Débits moyenne de gaz boosté (ancien et nouveau bossting)**

### **V.3.3. Estimations de la quantité de gaz torché [6] :**

#### **V.3.3.1. Débit de gaz torché :**

Débit de gaz torché par l'AB (CP/HBK) = gaz boosté HBK Par NB - gaz boosté HBK par AB + gaz torché par NB [6]

|   |                |
|---|----------------|
| <b>Volume de gaz torché avec AB /JOUR</b> | <b>140 778</b> |
| <b>Volume de gaz torché avec NB/JOUR</b>  | <b>8560</b>    |

**Tableau V-11 : Débits moyenne de gaz torché par le Nouveau bossting et ancien bossting de cp/HBK**

**V.3.3.2. Volume de gaz torché annuellement [6] :**

- ◆ **Estimations du gaz torché annuellement par l'ancien et le nouveau boosting du centre CP/HBK**

Volume de gaz torché avec NB /AB= (gaz produit avec apport GPL \*le taux du gaz torché NB / AB ) +( gaz produit sans apport GPL) [6]

**V.3.3.3. Le taux de gaz torché [6] :**

- ◆ **Calcule du taux de gaz torché par l'ancien boosting et le nouveau boosting en 2019:**

Taux de gaz torché par l'AB ou NB = (Débits de gaz torché AB ou NB /Alimentation total de gaz ) [6]

|                               |       |
|-------------------------------|-------|
| Taux de gaz torché par l'AB % | 16.44 |
| Taux de gaz torché par l'NB % | 1     |

**Tableau V-12 : taux de gaz torché**

La diminution du taux de gaz torché témoigne d'une diminution du pourcentage de combustion dans nouveau boosting d'un taux de 15,44% ce qui indique la récupération d'une grande quantité de gaz.

### V.3.4. Estimation de la production annuelle du gaz sans et avec apport GPL

L'estimation du gaz produit sans et avec apport GPL en 2018 et 2019 est représentés dans le tableau suivant :

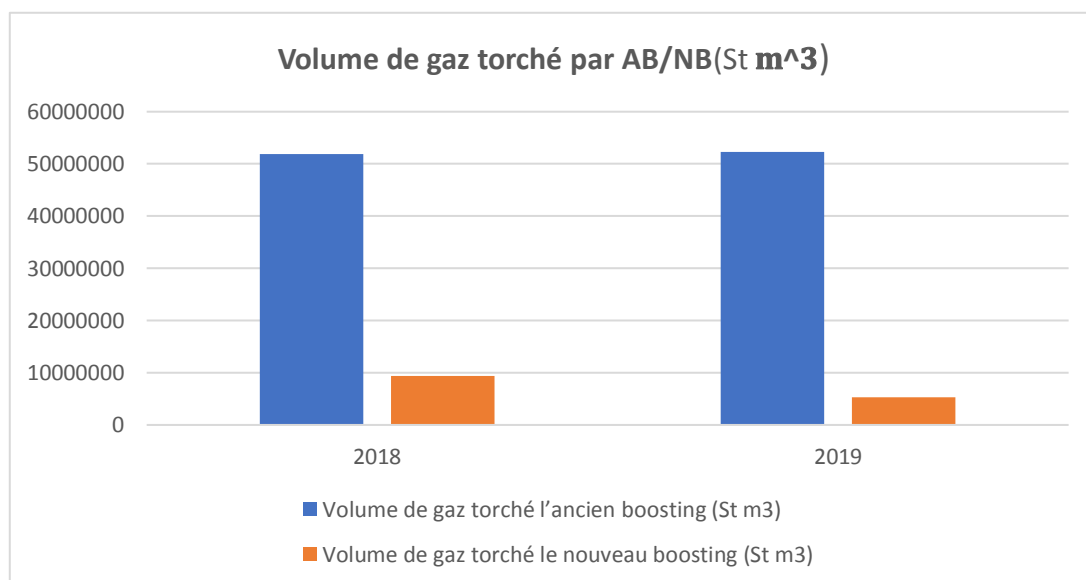
| Année   | 2018        | 2019        |
|---|-------------|-------------|
| Prévision brut (tonne)                              | 177 227 1   | 192 869 4   |
| Le gaz produit sans apport GPL (St m <sup>3</sup> ) | 661 172 3   | 220 390 8   |
| Le gaz produit avec apport GPL (St m <sup>3</sup> ) | 275 729 018 | 305 241 675 |

**Tableau V-13 : Production du gaz sans et avec apport GPL**

➤ **Volume de gaz torché par le nouveau et l'ancien boosting (CP/HBK) :**

| Année   | 2018           | 2019         |
|---|----------------|--------------|
| Volume de gaz torché l'ancien boosting (St m <sup>3</sup> )   | 518 312 81.952 | 522 635 42.7 |
| Volume de gaz torché le nouveau boosting (St m <sup>3</sup> ) | 936 901 3.18   | 525 632 4.75 |

**Tableau V-14 : Volume de gaz torché par AB / NB**



**Figure V-7 : Volume de gaz torché par le nouveau boosting ou l'ancien boosting**

Durant la période 2018 -2019, on à remarquer une réduction du volume de gaz torché dans les deux bonstings mais cette diminution est significative dans le NB. Ce qui témoigne de la qualité des machines et leurs efficacités dans la récupération de grandes quantités de gaz lors de la conversion en GPL et en gaz sec.

**V.3.5. Estimations de la production annuelle du gaz total [6] :**

- **Le Gaz total produit est calculé selon la formule suivante :**

Gaz total produit= Le gaz produit sans apport GPL+ Le gaz produit avec apport GPL [6]

| <b>Année</b>                           | <b>2018</b> | <b>2019</b> |
|--|-------------|-------------|
| Prévision brut (tonne)                 | 177 227 1   | 192 869 4   |
| Gaz total produit (St m <sup>3</sup> ) | 282 340 741 | 307 445 583 |

**Tableau V-15 : Gaz total produit**

Comme conséquence directe de la réduction du gaz torché est l'augmentation du gaz totale produit de 4% en 2019.

**V.3.6. Estimation du gain en GPL :**

Le traitement de gaz en provenance du centre HBK au niveau de l'UTG (CP/GLA) assure la production présentée dans le tableau ci-dessous :

| <b>DESIGNATION</b>                     | <b>PRODUCTION</b> |
|--|-------------------|
| Gaz d'entrée UTG (S m <sup>3</sup> /j) | 1,335,073         |
| Gaz Torché (S m <sup>3</sup> /j)       | 3560.7692         |
| Gaz de vente (S m <sup>3</sup> /j)     | 539 205.923       |
| Gaz Lift (Sm <sup>3</sup> /j)          | 588 246.846       |
| Condensât (T/j)                        | 47.415            |
| GPL (T/j)                              | 187.271           |

**Tableau V-16 : Production de gaz en UTG (CP/GLA)**

## CHAPITRE V : calculs résultats et discussion

Le gain en GPL est calculé selon la formule suivante :

$$\text{Gain en GPL par NB} = \text{production GPL par NB} - \text{production GPL par AB}$$

Et :

$$\text{Gain GPL} = \text{gaz récupéré par (NB ou AB)} * \text{la richesse moyenne [6]}$$

Les résultats du gain en GPL sont résumés dans le tableau ci-dessous :

| Année                             | 2018  | 2019  |
|-----------------------------------|-------|-------|
| Production GPL PAR NB (Tonne)     | 57324 | 63460 |
| Production GPL PAR AB (Tonne)     | 48407 | 53588 |
| Gain en GPL annuel par NB (Tonne) | 8917  | 9872  |
| Gain en GPL Jour par NB (Tonne)   | 24.43 | 27.05 |

Tableau V-17 : Gain en GPL

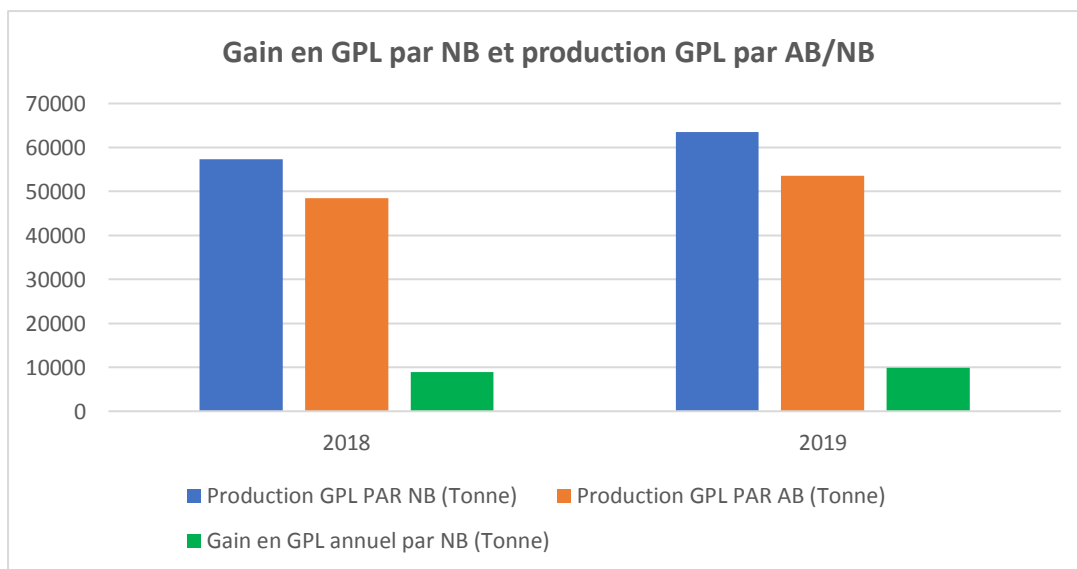


Figure V-8 : Gain en GPL par le nouveau boosting et production GPL par AB/NB

L'augmentation de la production GPL se traduit donc par une augmentation du gain estimé à environ 25,75% en 2018 et 2019.

Grâce au projet RGA et à la mise en œuvre de NB en HBK, l'amélioration de l'énergie a été accrue grâce à l'augmentation de la production de GPL et à l'augmentation du gain de GPL

**V.3.7. Gaz récupéré par le nouveau boosting :**

- La richesse moyenne en GPL est calculée selon la formule suivante :

$$\text{Richesse moyenne en GPL} = \text{production GPL} / (\text{totale gaz boosté} - \text{gaz torché UTG})$$

- La totalité de gaz associés et la production GPL en HBK (Annexe 2)

| Année   | 2018       | 2019      |
|---|------------|-----------|
| Totalité de gaz associés (st m <sup>3</sup> ) | 394 800 00 | 338 400 0 |
| Production GPL en (tonne)                     | 7169       | 615       |

**Tableau V-18 : Production de GPL**

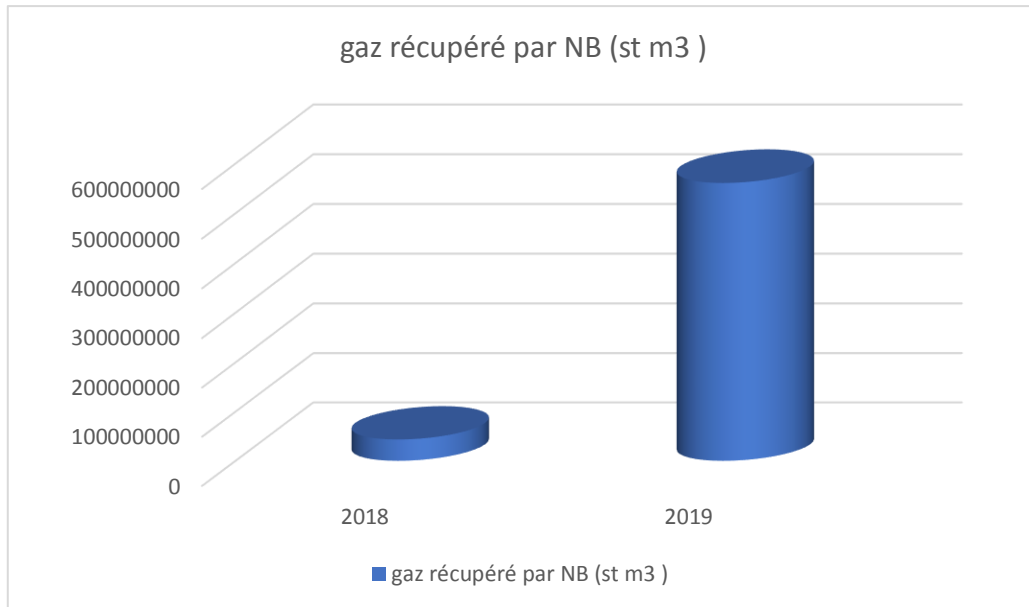
$$\text{Gaz récupéré par NB} = \text{gain en GPL par NB} / \text{la richesse moyenne en GPL}$$

- Les résultats des gaz récupérés par NB sont résumés dans le tableau ci-dessous :

| Année                                    | 2018           | 2019           |
|--|----------------|----------------|
| Richesse moyenne en GPL                  | 0.000 205 6    | 0.000 017 6    |
| Gaz récupéré par NB (st m <sup>3</sup> ) | 433 706 22.568 | 560 909 090.91 |

**Tableau V-19 : Gaz récupéré par le nouveau boosting**





**Figure V-9 : Gaz récupéré par le nouveau boosting**

Le gaz récupéré par NB a augmenté considérablement entre 2018 et 2019

**V.3.8. Estimation du gain en gaz sec :**

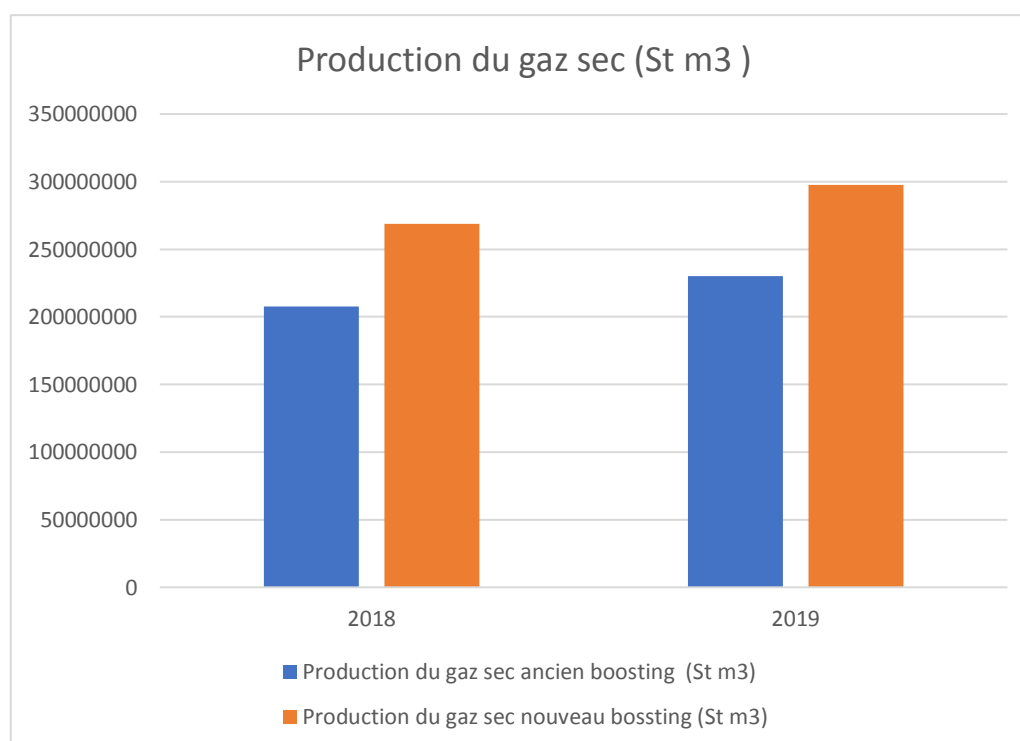
Production du gaz sec par (AB OU NB) = (Gaz total produit- Volume de gaz torché PAR (AB OU NB))-transformé en GPL PAR (NB OU AB)

Production du gaz sec par (AB OU NB) = (Gaz total produit- Volume de gaz torché PAR (AB OU NB)) -transformé en GPL PAR (NB OU AB)

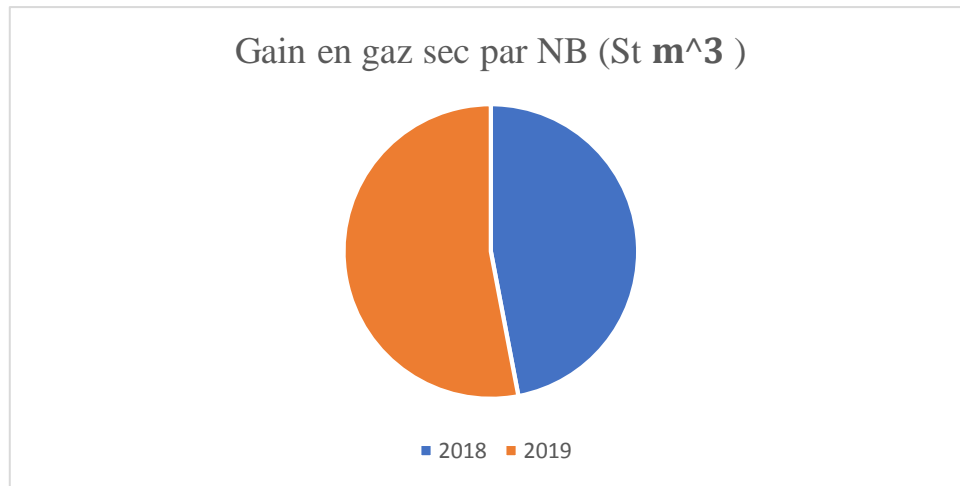
Les résultats du calcul sont résumés dans le tableau 20 :

|                         | Année                                       | 2018         | 2019         |
|-------------------------|---|--------------|--------------|
|                         | Gaz total produit (St m <sup>3</sup> )      | 282340741    | 307445583    |
| <b>ancien boosting</b>  | Volume de gaz torché (St m <sup>3</sup> )   | 51831281.952 | 52263542.7   |
|                         | Transformé en GPL (St m <sup>3</sup> )      | 22726801     | 25159364     |
|                         | Production du gaz sec (St m <sup>3</sup> )  | 207782658.05 | 230022676.3  |
| <b>nouveau boosting</b> | Volume de gaz torché (St m <sup>3</sup> )   | 9369013.18   | 5256324.75   |
|                         | Transformé en GPL (St m <sup>3</sup> )      | 4186516      | 4634620      |
|                         | Production du gaz sec (St m <sup>3</sup> )  | 268785211.82 | 297554638.25 |
|                         | Gain en gaz sec par NB (St m <sup>3</sup> ) | 38275752.772 | 42372597.7   |

**Tableau V-20 : Production du gaz sec et gain en gaz sec par le nouveau boosting**



**Figure V-10 : Production du gaz sec**



**Figure V-11. : Gain de gaz sec par nouveau bossting**

Les résultats obtenus montrent qu'il y a eu une augmentation de la production de gaz sec en 2018 et 2019 et aussi un gain de ce gaz à cause de la diminution du volume de gaz inflammable, ce qui indique la récupération de grandes quantités de gaz au lieu de le brûler et l'utilisation de gaz sec pour gaz lift ou gaz de vente.

### V.3.9. Analyse de UTG :

Une fois le gaz envoyé de HBK à GLA, l'usine de traitement des gaz (UTG) la convertie en GPL et en gaz de vente. Le tableau ci-dessous présente les composants de ces gaz

| Composition molaire %          | GPL expédie | GPL produit | Gaz de vente |
|--------------------------------|-------------|-------------|--------------|
| <b>Azote</b>                   | -           | -           | 2.54         |
| <b>Dioxyde de carbone</b>      | -           | -           | 0.82         |
| <b>Méthane</b>                 | -           | -           | 67.38        |
| <b>Ethane</b>                  | 1.1         | 0.89        | 23.22        |
| <b>Propane</b>                 | 56.57       | 58.84       | 5.42         |
| <b>I-butane</b>                | 10.63       | 9.72        | 0.19         |
| <b>n- butane</b>               | 31.68       | 30.51       | 0.41         |
| <b>I-pentane</b>               | 0.01        | 0.02        | 0.01         |
| <b>n-pentane</b>               | 0.01        | 0.02        | 0.01         |
| <b>Total</b>                   | 100         | 100         | 100          |
| <b>PM</b>                      | 49.9        | 49.62       | 21.62        |
| <b>PCS (kca/m<sup>3</sup>)</b> | 24792       | 24673       | 10950        |

**Tableau V-21 : Analyse de UTG**

## CHAPITRE V : calculs résultats et discussion

Les quantités d'O<sub>2</sub>, de CO<sub>2</sub>, d'H<sub>2</sub>O et N<sub>2</sub> théoriques dans la combustion de 100 Kmole de gaz brûlé sont présentées dans le tableau ci-après.

| <b>Composition molaire</b> | <b>Xi</b> | <b>O<sub>2</sub> théorique</b> | <b>CO<sub>2</sub> théorique</b> | <b>H<sub>2</sub>O théorique</b> | <b>N<sub>2</sub> théorique</b> |
|----------------------------|-----------|--------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| <b>N<sub>2</sub></b>       | 0,0364    | 0                              | 0                               | 0                               | 3,64                           |
| <b>CO<sub>2</sub></b>      | 0,00392   | 0                              | 0                               | 0                               | -                              |
| <b>C<sub>1</sub></b>       | 0,6478    | 129,56                         | 64,78                           | 129,56                          | -                              |
| <b>C<sub>2</sub></b>       | 0,19946   | 69,811                         | 39,892                          | 59,838                          | -                              |
| <b>C<sub>3</sub></b>       | 0,08007   | 40,035                         | 24,021                          | 32,028                          | -                              |
| <b>iC<sub>4</sub></b>      | 0,00654   | 4,251                          | 2,616                           | 3,27                            | -                              |
| <b>nC<sub>4</sub></b>      | 0,01723   | 11,1995                        | 6,892                           | 8,615                           | -                              |
| <b>iC<sub>5</sub></b>      | 0,00234   | 1,872                          | 1,17                            | 1,404                           | -                              |
| <b>nC<sub>5</sub></b>      | 0,0036    | 2,88                           | 1,8                             | 2,16                            | -                              |
| <b>nC<sub>6</sub></b>      | 0,00166   | 1,577                          | 0,996                           | 1,162                           | -                              |
| <b>C<sub>7</sub></b>       | 0,0006    | 0                              | 0,42                            | 0,48                            | -                              |
| <b>Benzène</b>             | 0,0001    | 0,075                          | 0,06                            | 0,03                            | -                              |
| <b>Octane</b>              | 0,00019   | 0,2375                         | 0,152                           | 0,171                           | -                              |
| <b>Toluène</b>             | 0,00003   | 0,027                          | 0,021                           | 0,012                           | -                              |
| <b>Nonane</b>              | 0,00005   | 0,07                           | 0,045                           | 0,05                            | -                              |
| <b>Décane</b>              | 0,00001   | 0,0155                         | 0,01                            | 0,011                           | -                              |
| <b>TOTAL</b>               | 1         | 261,6105                       | 142,875                         | 238,791                         | -                              |

**Tableau V-22 : Composition de 100 Kmole de gaz brûlé**

# Conclusion générale

## Conclusion générale

### Conclusion générale :

Les nouvelles données publiées par la banque mondiale le 17 juillet 2017, ont fait état de 8.8 milliards de mètres cubes torchés par l'Algérie en 2017, soit une baisse de 0.3 % par rapport à 2016, l'année passée l'Algérie a brûlé quelques 9.1 milliards de mètres cubes. [12]

Le document de la banque mondiale note que les nouvelles données recueillies par satellite entre 2013 et 2017 font ressortir que le brûlage à la torche des gaz sur les sites de production pétrolière a significativement reculé en 2017 malgré une augmentation globale de 0.5% de la production d'or noir. Cette baisse 5 % du volume des gaz torchés inverse une tendance ascendante amorcée en 2010.[12]

Le groupe SONATRACH a consacré beaucoup d'effort pour récupérer les gaz des torches à travers la réinjection dans le gisement pour l'amélioration de récupération des hydrocarbures bruts (production).

Ainsi, nous pouvons dire que SONATRACH a tenu ses promesses de protéger l'environnement, de réduire les émissions et d'améliorer l'énergie, et promet toujours de brûler jusqu'à 0%.

L'augmentation du gaz ou l'augmentation du montant alloué à la vente, qui enrichit la source financière de la région du HAOUA de BERKAOUI est d'environ 6% en 2019.[11]

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 pétrolières

A la lumière de cette étude, on conclut que :

- 1) Même si le gisement de Hassi Messaoud, se distingue par sa complexité due à son hétérogénéité dans son sens horizontal ainsi que vertical, son réseau de failles et son étendue, mais il présente un avantage majeur dans la mesure de son grand potentiel de production en régime naturel (forte expansion d'huile et de gaz dissout), sachant que ce gisement n'a aucun support d'énergie avant de le soumettre à l'injection (aquifère inactif et absence d'un gaz cap).
- 2) La réinjection dans le gisement est le procédé le plus avantage par rapport au procédés (GPL, GTL, production d'électricité).

La simulation des procédés offre les techniques de calcul des bilans matière et énergie autour d'un ou de plusieurs équipements. L'usage d'un outil de simulation tel que HYSYS est d'usage

## Conclusion générale

courant à l'échelle industriel pour la prévision et résolution des problèmes courant. C'est pour cette raison que nous avons étudié la simulation des différents procédés de récupération et l'exploitation du gaz associé récupéré dont une quantité de 5287 Kg mole /h.

A partir de comparaison des résultats et prend en considération les raisons environnementales en conclue que les réinjections et le GPL sont plus avantageux par rapport au procédés GTL et a la production d'électricité

## Recommandations

### **La Recommandation :**

Les constats issus de cette étude nous ramènent à recommander ce qui suit :

- Adopté les Procédés d'injection des gaz torchés dans les pipelines.
- Utilisation de gaz de synthèse et le GPL en pétrochimie.
- Unités de production du butane.
- On recommande de compléter les nouveaux puits par des complétions intelligentes pour pouvoir faire face aux percées.
- Reprocessionna de la sismique 3D.
- Combiner entre les procédés des récupérations



## Références bibliographiques

### Les Références :

- [1] : Alexandre ROJEY.1994, « LE GAZ NATUREL » TECHNIP, A. ROJEY , DURAND Bernard, Le gaz naturel : production traitement transport, édition Technip 1994 Paris, 430 pages .
- [2] : M. Attar et M. Hammat « Le potentiel en hydrocarbure de l'Algérie »
- [3] : BP Statistical Review of World Energy 2014
- [4] : <https://www.connaissancedesenergies.org/>
- [5] : <https://www.clarke-energy.com/fr/associated>
- [6] : Fatma Zohra SELINI « L'impact du projet RGA sur le torchage et la production» 2018
- [7] : Document TOTAL « Manuel de formation-les drains et les torches ».
- [8] : <https://www.jeuneafrique.com/juillet> 2018
- [9] : [http://fr.wikipedia.org/wiki/Torchage\\_et\\_rejet\\_de\\_gaz\\_naturel.//](http://fr.wikipedia.org/wiki/Torchage_et_rejet_de_gaz_naturel.//) International Energy agency 2015 ” CO2 Emission from fuel combustion”
- [10] : A Bouam, S Aissani, R Kadi « Amélioration des performances des turbine à gaz Revue des Energie Renouvelable. 2008,
- [11] : HADJAM Sarra « Etude d'installation des ballons de torche HP, MP et BP par HYSYS au niveau de GUELLALA» 2018
- [12] : <https://www.algerie-eco.com/juillet> 2018
- [13] : PHILLIPE ARQUES, La pollution de l'air, causes, conséquences, Edition Edisud, France 1998, 207 pages
- [14] : <https://www.gazprom-energy.fr/gazmagazin%20.aout>. 2018.
- [15] : Sur la base des données de l'agence américaine de protection de l'environnement (EPA).
- [16] : L'initiative zero routing flaring by 2030 associe également des institutions de développement. Juillet 2018.

## Références bibliographiques

- [17] : MEDDOUR Abdelhakim et REHAIEM Abdelouahed « Récupération des gaz torchés au niveau de champ ROM (RHOURE OULED MESSAOUD) » Mester en GC, UKM Ouargla, 2013,
- [18] : <https://www.leconomistemaghrebin.com/2014/04/21/tunisie-torchage-gaz-naturel%20dilapidation>
- [19] : Support de formation EXP-PR-EQ190-FR. Total, “ Les équipements, soupapes de sécurité et disques de rupture”, 2007, page5.
- [20] Site officiel de Sonatrach <https://sonatrach.com/>
- [21] : Cours de production M. MaTIL Récupération assistée édition technip
- [22] : José M Robles” simulation of gas power plant HYSYS.
- [23] : Sonatrach HRM.ModuleIII « Manuel opératoire »
- [24] : A Maroufmasht. S Sattri. A Malki «Iran’s gas flare recovery options using MCDM » World Academy of Science,Engineering and Technology
- [25] : M. Rahimpour, Z. Jamshidnejad, S. Jokar, G. Karimi, A. Ghorbani et A. Mohammadi, 2012«A comparative study of three different methods for flare gas recovery of Asalooye Gas Refinery, » Journal of Natural Gas Science and Engineering
- [26] :.Sonatrach, Salon international d’énergie renouvelables Oran.Octobre 2015« Effort de Sonatrach dans la réduction des gaz à l’effet de serre »

# Annexes

## Annexe 1

## Prévision du brut de région de haoud berkaoui

| ACTIVITE E&P            | BUDGET 2017-PMT 2017-2021 |                  |                  |                  | Unité:10 <sup>3</sup> tonne |
|-------------------------|---------------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------------------|
|                         | REGION HAUD BERKAOUI      |                  |                  |                  |                             |
|                         | P R E V I S I O N S       |                  |                  |                  |                             |
|                         | 2017                      | 2018             | 2019             | 2020             | 2021                        |
| HAUD BERKAOUI           | 839,926                   | 705,415          | 784,775          | 812,463          | 752,518                     |
| BERKAOUI PROFOND        | 0,000                     | 25,437           | 21,367           | 17,948           | 15,077                      |
| BERKAOUI OUEST          | 0,000                     | 24,059           | 51,318           | 58,305           | 57,722                      |
| <b>Sous total HBK</b>   | <b>839,926</b>            | <b>754,911</b>   | <b>857,460</b>   | <b>888,716</b>   | <b>825,317</b>              |
| BENKAHLA                | 762,635                   | 801,709          | 830,492          | 849,687          | 842,390                     |
| BENKAHLA EST            | 112,166                   | 103,943          | 112,127          | 103,157          | 94,905                      |
| GUELLALA                | 104,643                   | 94,504           | 98,669           | 95,709           | 85,837                      |
| MOKH EL KBECH           | 12,047                    | 11,625           | 11,218           | 10,826           | 10,447                      |
| DRAA ET TEMRA           | 1,095                     | 1,040            | 0,988            | 0,939            | 0,892                       |
| SAHANE                  | 0,000                     | 0,000            | 0,000            | 0,000            | 0,000                       |
| GUELLALA NORD EST       | 0,000                     | 0,000            | 0,000            | 0,000            | 0,000                       |
| N'GOUSSA                | 0,000                     | 0,000            | 0,000            | 0,000            | 0,000                       |
| BAB EL HATTABAT         | 0,000                     | 0,000            | 0,000            | 0,000            | 0,000                       |
| NECHOU                  | 62,079                    | 61,130           | 72,794           | 64,059           | 56,372                      |
| BERKAOUI SUD            | 20,005                    | 18,005           | 20,204           | 31,184           | 28,065                      |
| ERG EL ARMA NORD        | 35,405                    | 32,573           | 35,617           | 44,767           | 41,186                      |
| GUELLALA OUEST          | 0,000                     | 0,000            | 0,000            | 0,000            | 0,000                       |
| <b>TOTAL</b>            | <b>1 950,000</b>          | <b>1 879,440</b> | <b>2 039,569</b> | <b>2 089,044</b> | <b>1 985,411</b>            |
| <b>PREVISION CP/HBK</b> | <b>1 832,215</b>          | <b>1 772,271</b> | <b>1 928,694</b> | <b>1 981,570</b> | <b>1 888,235</b>            |

Annexe 2

Production de GPL de haoud berkaou



DIRECTION REGIONALE HEC

CLOTURE 2017 ET FINIS ( 2018- 2022)

| DESIGNATION                       | Rep. Engle         | 2017         |               | 2018         |                     | 2019         |                     | 2020         |                     | 2021         |                     | 2022         |                     |
|-----------------------------------|--------------------|--------------|---------------|--------------|---------------------|--------------|---------------------|--------------|---------------------|--------------|---------------------|--------------|---------------------|
|                                   |                    | Type de rev. | Date et durée | Type de rev. | Date et durée       | Type de rev. | Date et durée       | Type de rev. | Date et durée       | Type de rev. | Date et durée       | Type de rev. | Date et durée       |
| Turbo compresseur gaz propane     | K7 S81             | -            | -             | Rdv. 8500 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 8500 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 8500 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 8500 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 8500 h  | 01/01/17 à 01/01/17 |
| Compresseur gaz propane           | K 539              | -            | -             | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 |
| Turbo compresseur gaz de waste    | K7 S81A            | -            | -             | Rdv. 8000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 8000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 8000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 8000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 8000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 |
| Compresseur gaz de waste          | K 600A             | -            | -             | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 |
| Turbo compresseur gaz de waste    | K7 S81B            | -            | -             | Rdv. 8000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 8000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 8000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 8000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 8000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 |
| Compresseur gaz de waste          | K 600B             | -            | -             | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 |
| Boiling gaz                       | K 581              | -            | -             | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 |
| Compresseur alternatif de gaz (3) | K 600A             | -            | -             | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 |
| Ensemble alternatif de gaz (3)    | K 600B             | -            | -             | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 |
| Compresseur Centrifuge            | K 605              | -            | -             | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 |
| Compresseur Centrifuge            | K 606              | -            | -             | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 |
| Compresseur boving gaz            | K 101A             | -            | -             | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 |
| Compresseur boving gaz            | K 101B             | -            | -             | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 |
| Compresseur boving gaz            | K 201              | -            | -             | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 |
| Capacité Project BDA              | Equipement BDA     | -            | -             | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 |
| Unité                             | Equipement Unité   | -            | -             | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 |
| Compressur Alternatif boving gaz  | K 601 A            | -            | -             | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 |
| Compressur Alternatif boving gaz  | K 602 B            | -            | -             | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 |
| Compressur Centrifuge boving gaz  | K 603 A            | -            | -             | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 |
| Compressur Centrifuge boving gaz  | K 603 B            | -            | -             | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 | Rdv. 6000 h  | 01/01/17 à 01/01/17 |
| Moyens à Produire                 | Total Gaz Alco 3x3 | -            | -             | 38 480 000   |                     | 3 284 000    |                     | 5 282 000    |                     | 38 940 000   |                     | 34 648 000   |                     |
|                                   | Prod GPL en [T]    | -            | -             | 7 169        |                     | 835          |                     | 961          |                     | 0 145        |                     | 4 476        |                     |

MONTANTS EN PHASE DES TESTS DE FONCTIONNEMENT (PROJET B.G.A)

-Rapport des révisions des compresseurs en [T] aux marques de pièces de rechange.

Annexe 3  
Usine de guellala

