REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

FACULTE DES SCIENCES APPLIQUEES

DEPARTEMENT DE GENIE DES PROCEDES

MEMOIRE DE MASTER ACADEMIQUE

Filière : Génie des Procédés

Spécialité :Génie chimique

Présenté Par : BELAID HANA

THÉME

ÉTUDE DE LA POSSIBILITÉ DE RÉCUPÉRATION DES GAZ TORCHÉS AU NIVEAU DES CHAMPS DE HAOUD BERKAOUI

Soutenu publiquement : 06/07/2019

Devant le Jury :

Achi fethi	MCA	Président
Siboukeur hicham	MAA	Examinateur
Dr.Chaouch Noura	MCA	Encadreur

Année universitaire : 2018/2019

Remerciement

J'exprime toute ma reconnaissance 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.

Je tiens à remercier aussi l'encadreur ***Dr.Chaouch Noura*** *ainsi que les responsables au niveau de Haoud Berkaoui.*

Je tiens à remercier aussi vivement les membres du jury ayant acceptés d'évaluer ce travail de recherche

Je remercie enfin tous ceux qui d'une manière ou d'une autre, ont contribué à la réussite de ce travail.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail.
A ma cher Mère j'espère que leur rêve est réalisé.
Mes deux frères Haithem et Houari.
Mes soeurs Fatima, Ibtissam et Abir.
A toutes la famille.
A tous ceux qui m'ont enseigné et aider pour obtenir ce diplôme depuis le primaire jusqu'à l'université.
A tous mes amis chacun à son nom et mes collègues.
A tous les enseignants du département de Génie des Procédés de l'université de Ouargla.
Finalement je dédie ce travail à tous ceux qui sont loin mais sont proche.

Hana belaid

SOMMAIRE

Liste des abréviations…… I

Liste des figures……. III

Liste des tableaux……. V

Introduction générale……..……..... 1

Chapitre I: Gaz torché

1. Définition du Gaz torché …….……. 2

2. Composition chimique de gaz torché ……..... 2

3. Sources du Gaz torché ……. 2

4. Volumes du gaz torché…….. 3

4.1- A l'échelle mondiale…… 3

4.2- En Afrique…….. 4

5. Impact des gaz torchés…….. 5

5.1- Sur l'Homme…….. 5

5.2- Sur l'environnement…….. 6

5.3- Sur l'économie …… 6

6. Mode de récupération des gaz torchés …….. 6

6.1- Procédés GTL…….. 8

6.1.1- Définition…….. 8

6.1.2-Étapes de GTL……. 8

6.1.3-Intérêt de la technologie de GTL …….. 9

6.2- Récupération du GPL ……. 10

6.3- Production d'électricité ……. 12

6.4- Réinjection dans le gisement…….. 13

Chapitre II : Le torchage

1. Définition du torchage…… 14

2. Raisons du torchage …….. 14

3. Types de torchage ……. 14

3.1- Torchage continue …… 15

3.2- Torchage opérationnel …….. 15

3.3- Torchage d'arret et de démarrage des unités de production 15

3.4- Torchage d'urgence ……..…..……. 15

4. Avantages du torchage ……. 15

Chapitre III: Systèmes de torchage

1. Fonction torche …… 17

2. Description du système de torche …… 17

3. Fonctionnement des torches ……. 18

4. Paramètre de fonctionnement……. 19

5. Types des systèmes de torche ……. 20

5.1- Torches à fût conventionnel …… 21

5.2- Torches soniques …….. 21

5.3- Torches basses à chambre de combustion …….. 22

5.4- Torches froides ou Évents ……..…….. 22

6. Système de sécurité des équipements ……. 22

6.1- Vannes régulatrices de pression PCV …… 22

6.2- Vannes de décompression BDV (Blow Down Valve) ……. 22

6.3- soupapes de sécurité ……. 22

6.4- Collecteurs de torche …….. 23

6.5- Ballon de torche ……. 24

6.6- Systèmes d'étanchéité …….. 24

7-Conduite …… 25

7.1- Démarrage …….. 25

7.1.1- Inertage…… 25

7.1.2- Démarrage des pilote(s) ……... 25

7.1.3- Démarrage des brûleurs principaux …… 26

7.2- Arrêt …… 26

CHAPITRE IV: Matériels et méthodes

1-Présentation de la région d'étude …….. 27

1.1-Présentation de la SONTRACH …….. 27

1.2-Présentations de la région de HaoudBerkaoui (HBK) …….. 27

1.2.1- Situation géographique de la région (HBK) …… 27

1.2.2- Production de la Direction Régionale HBK …… 28

1.2.3- Principaux champs ……. 29

1.2.3.1- Champ de HAOUD BERKAOUI (HBK)…….. 29

1.2.3.2- Champ de BENKAHLA (BKH) …. . …… 30

1.2.3.3- Champ de GUELLALA (GLA) …….. 31

1.2.4- La Périphérie ……. 31

1.2.5- Protection de l'environnement …… 32

1.3-Description du centre de production CP/HBK…….. 34

1.3.1-Mission du centre …… 34

1.3.2-Les unités du centre ……. 34

1.3.2.1- les Collecteurs d'entrée …….. 34

1.3.2.2-Unité de séparation …….. 35

1.3.2.3-Unité de boosting …… 38

1.3.2.4-Unité de déshuilage …….. 39

1.3.2.5-Unité d'injection d'eau ……. 40

1.3.2.6-Unité stockage ……. 41

1.3.2.7-Unité d'expédition …….. 41

1.3.2.8-Unité air Instrument / Service …….. 42

1.3.3-Description du système de torche du CP/HBK…… 42

1.3.3.1 -Torche à haute pression HP …… 43

1.3.3.2-Torche à moyenne pression MP …… 43

1.3.3.3 -Torche à basse pression BP ……. 44

1.3.3.4 -Torche de décompression boosting ……. 44

1.3.3.5- Panneau d'allumage front de flamme commun…… 44

1.3.3.6- Moyens de sécurité et détection commun……. 45

1.4-Unité de traitement de gaz (UTG) à GLA …… 46

1.4.1-Présentation de l'unité …….. 46

1.4.2-Torchère de l'UTG …… 47

2-Simulation par HYSYS…… 49

2.1-Description du simulateur HYSYS ……... 49

2.2-Principes de fonctionnement et rôle du simulateur HYSYS …… 50

2.3-Mode de fonctionnement des simulateurs HYSYS ……. 50

2.4-Utilisation de la simulation HYSYS ……. 51

2.5-Choix du modèle thermodynamique …… 51

2.6-Exploitions du HYSYS ……. 51

2.7-Structure générale du HYSYS …… 52

CHAPITRE V : calculs, résultats et discussion

1-Résultats de simulation du système de torchage (CP/HBK)…… 53

2-Débits moyenne de boosté par l'ancien et nouveau bossting en 2019…….. 55

3-Estimations de la quantité de gaz torché …….. 55

3.1- Débit de gaz torché…….. 55

3.2-volume de gaz torché annuellement ……. 55

3.2.1-Le taux de gaz torché…….. 56

3.2.2- Estimation de la production annuelle du gaz sans et avec apport GPL …… 56

3.2.3- Volume de gaz torché par le nouveau et l'ancien boosting (CP/HBK)…….. 56

4-Estimations de la production annuelle du gaz total…….. 57

5-Estimation du gain en GPL…… 58

6-Gaz récupéré par le nouveau boosting …….. 59

7-Estimation du gain gaz sec……. 60

8-Analyse de UTG…….. 62

Conclusion général…….. 64

Référence bibliographique……

Annexe……

Résumé……

Liste 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.

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^3: Standard m^3.

TRC: transport de canalisation

TSHH: Très haute température du réchauffeur.

TSLL: Très basse température du réchauffeur.

TU: Turbine

USS: union syndicale suisse

Liste des figures

Figure 1:	**Volume de gaz torchés dans le monde……**	**3**
Figure 2:	**Distribution des gaz Naturel en Algérie…….**	**4**
Figure 3:	**Schéma de procédé GTL……..**	**8**
Figure 4:	**Les étapes de GTL……**	**9**
Figure 5:	**Mode de récupération de GPL…….**	**11**
Figure 6:	**Mode de récupération par production d'électricité……..**	**12**
Figure 7:	**Mode de récupération par réinjection…….**	**13**
Figure 8:	**Réseau torche…….**	**17**
Figure 9:	**Fût de torche……..**	**21**
Figure 10:	**Soupape de sécurité conventionnelle……....**	**23**
Figure 11:	**Réseau de collecte des torches……..**	**23**
Figure 12:	**Garde à gaz…….**	**24**
Figure 13:	**Gardes Hydraulique……..**	**24**
Figure 14:	**situation géographique de HOUD BERKAOUI…….**	**28**
Figure 15:	**Plan de situation des puits et champs de la région HBK……...**	**28**
Figure 16:	**Carte des principaux champs de la région de HAOUD BERKAOUI……..**	**29**
Figure 17:	**Schéma d centre de HBK…….**	**30**
Figure 18:	**Schéma du centre de BKH……**	**30**
Figure 19:	**Schéma du centre de GLA……...**	**31**
Figure 20:	**Carte des principaux champs périphérie de la région de Haoud Berkaoui..**	**32**
Figure 21:	**Vue générale traitement, stockage de brut et expédition……**	**37**
Figure 22:	**Unité Boosting gaz HBK……...**	**39**
Figure 23:	**Unité de déshuilage……**	**40**
Figure 24:	**Unité d'injection d'eau HBK……**	**41**

Figure 25: **Unité air instrument…….. 42**

Figure 26: **Identification de points de torchage au CP/HBK……... 43**

Figure 27: **Photographie de panneau d'allumage commun pour l'ensemble des nez de torches HP, MP, BP et décompression boosting…… 44**

Figure 28: **Photographie des arrivées de l'UTG…….. 46**

Figure 29: **Schéma DCS-Le système de torche de l'UTG……. 48**

Figure 30: **Photographie du X-750……. 49**

Figure 31: **Photographie du système torche de l'UTG……. 49**

Figure 32: **Photographie du panneau d'allumage de la torche de l'UTG…….. 49**

Figure 33: **Structure générale du HYSYS 52**

Figure 34: **Schéma de simulation de l'unité de nouveau Boosting gaz –HP (2éme ligne). 53**

Figure 35: **Schéma de simulation de l'unité de nouveau Boosting gaz –BP /MP (1ère ligne)…… 54**

Figure 36 **Volume de gaz torché par le nouveau boosting ou l'ancien boosting …… 57**

Figure 37: **Gain en GPL par le nouveau boosting et production GPL par AB/NB … 59**

figure 38: **Gaz récupéré par le nouveau boosting …….. 60**

Figure39: **Production du gaz sec…….. 61**

figure 40: **Gain de gaz sec par nouveau bossting …… 62**

Liste des Tableau

Tableau 1: **Spécifications des produits d'UTG GLA…… 47**

Tableau 2: **Modèles thermodynamiques…… 51**

Tableau 3: **Résultats d'analyse physico-chimique de gaz HP (CP/ HBK)…….. 53**

Tableau 4: **Résultats d'analyse physico-chimique de gaz BP…… 54**

Tableau 5: **Résultats d'analyse physico- chimique de gaz MP…… 54**

Tableau 6: **Débits moyennes de gaz boosté (ancien et nouveau bossting)…… 55**

Tableau 7: **Débits moyennes de gaz torché par le NB et AB de cp/ HBK…… 55**

Tableau 8: **Taux de gaz torché…….. 56**

Tableau 9: **Production du gaz sans et avec apport GPL…… 56**

Tableau 10: **Volume de gaz torché par AB / NB …… 56**

Tableau 11: **Gaz total produit…….. 57**

Tableau 12: **Production de gaz en UTG (CP/GLA) ……. 58**

Tableau 13: **Gain en GPL…….. 58**

Tableau 14: **Production de GPL…….. 59**

Tableau 15: **Gaz récupéré par le nouveau boosting …… 60**

Tableau 16: **Production du gaz sec et gain en gaz sec par le nouveau boosting …….. 61**

Tableau 17: **Analyse de UTG…… 61**

Tableau 18: **Composition de 100 Kmole de gaz brulé…… 63**

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Introduction générale

La combustion du gaz à différents stades de l'exploitation pétrolière a un impact négatif double, d'une part le gaspillage des ressources naturelles précieuses, d'autre part, l'émission de polluants atmosphériques.

Les sociétés pétrolières à travers le monde étaient confrontées à une demande accrue en énergie. Les exigences environnementales les ont incités à adopter des mesures pour améliorer la production d'énergie et la protection de l'environnement conformément aux normes mondiales.

En Algérie, la SONATRACH s'est engagée à améliorer ses performances en matière de protection de l'environnement, 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 récupération des gaz torchés (RGA)

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

Dans ce contexte nous avons essayé d'exploiter toute les données numériques et simulées existantes dans la région de Haoud Berkaoui afin de comparer le fonctionnement et le taux de récupération de gaz torché au niveau de l'ancien et du nouveau boosting.

Ce manuscrit 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 torché, le principe de torchage et les systèmes de torchages.

Dans le quatrième chapitre, nous avons présenté la région de Houd berkaoui, la problématique de la recherche et la méthodologie adoptée.

Le dernier chapitre est consacré à la présentation des résultats obtenus et leurs interprétations.

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

CHAPITRE I :

GAZ TORCHE

1-Définition du Gaz torché

Lorsque l'on extrait du pétrole, celui-ci remonte souvent à la surface accompagné d'eau et de gaz « gaz associé ». Après avoir été séparé du pétrole, le gaz peut être « torché », c'est-à-dire brulé sur place, opération qui se manifeste par une flamme sortant d'une torchère [1].

2-Composition chimique de gaz torché

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_2S), du dioxyde de carbone (CO_2), de l'azote (N_2) 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 [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 [3].
- 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 [4].

4-Volumes du gaz torché

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. [5].

Chaque année, 150 milliards de m³ 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 m³ 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 [6].

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 2017.

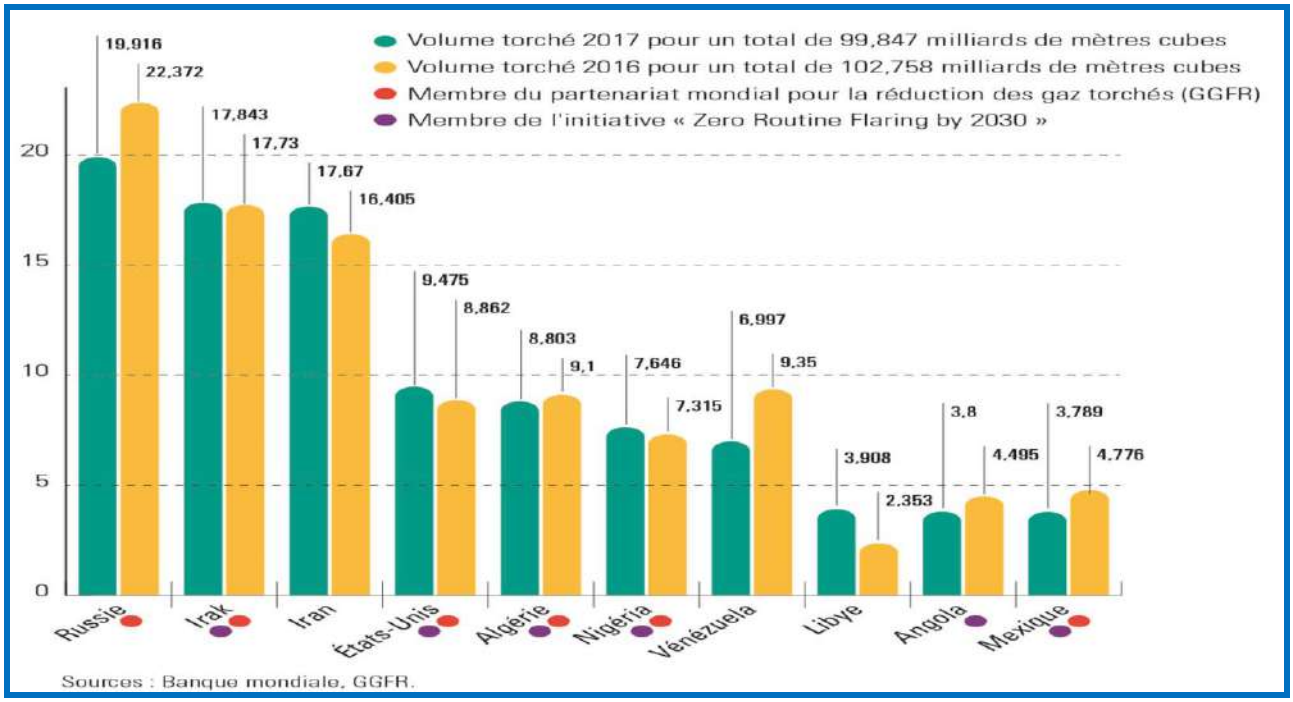


Figure 1: Volume de gaz torchés dans le monde [7].

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. [8]

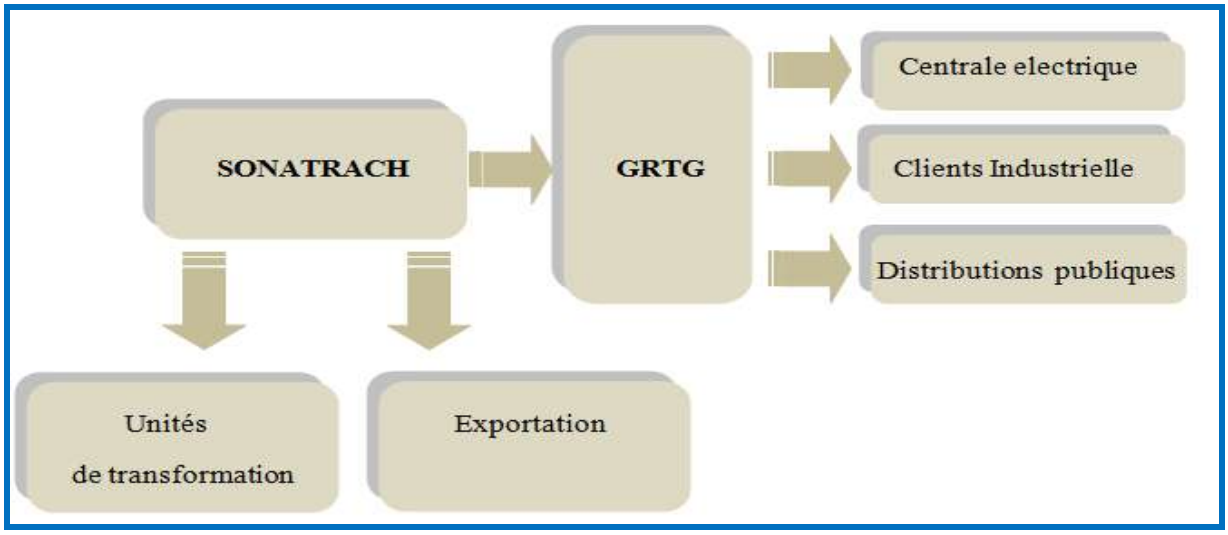


Figure 2: Distribution des gaz Naturel en Algérie [8].

Les dernières statistiques du partenariat mondiale pour la réduction des gaz torchés (GGFR : Gas Flaring 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 brulés 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 ou l'Algérie a brulé 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 brulage 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 [9].

5-Impact des gaz torchés

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

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

5.1-Sur l'Homme

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

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

- **Combustion complète :** représentée par les réactions suivantes :

  $CH_4 + 2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O$

  $C_2H_6 + (7/2)\ O_2 \rightarrow 2CO_2 + 3H_2O$

  $C_3H_8 + 5O_2 \rightarrow 3CO_2 + 4H_2O$

- **Combustion incomplète :** dans le cas de trochage lors des arrêts et des démarrages des unités ou pendant les déclanchements, la charge du gaz sera importante . Les réactions de combustion sont comme représentées ci-dessous :
  - Pour les hydrocarbures

    $CH_4 + (3/2)\ O_2 \rightarrow CO + 2H_2O$

    $C_2H_6 + (5/2)\ O_2 \rightarrow 2CO + 3H_2O$

    $C_3H_8 + (7/2)\ O_2 \rightarrow 3CO + 4H_2O$

  - Pour l'azote

    $N_2 + 2CO_2 \rightarrow 2NO_2$

    $N_2 + O_2 \rightarrow 2NO$

    $N_2 + 2O_2 \rightarrow N_2O_4$

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

Bien que quelques problèmes pulmonaires ont été recensés, l'impact des gaz torchés sur la santé des individus vivant aux alentours des torchères n'est pas suffisamment étudié pour tirer de réelles conclusions [10].

5.2-Sur l'environnement

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

Cette pratique constitue une problématique environnementale sensible : elle a engendrée à l'échelle mondial l'émission de prés de 350 millions de tonnes de CO_2 par an, soit l'équivalent des émissions annuelles d'environ 75 millions de voitures [11].

Par ailleurs, le torchage est à l'origine d'une pollution lumineuse qui désoriente les insectes et oiseaux nocturnes. Le bruit lié aux opérations peut également perturber l'écosystème environnant sur les sites d'extraction de pétrole.

En 2015, la banque mondiale à lancé avec plusieurs gouvernements et groupes pétroliers une initiative « zero routing flaring by 2030 » qui vise à mettre fin d'ici à 2030 aux opérations régulières de torchage de gaz sur les champs pétroliers [12].

5.3-Sur l'économie

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

6-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 [1].

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 transformatin du gaz en liquide : GTL gas to liquids [10].

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 [13].

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_2 [14] ,la récupération et la valorisation des gaz torchés nécessite plus d'effort.

6.1- Procédés GTL

6.1.1- Définition

Les GTL (Gas to Liquids), est une technologie qui permet de transformer directement le gaz naturel en divers produits pétroliers synthétiques liquides. C'est de cette manière qu'à partir du gaz naturel qui est formé de molécules de petites dimensions, des produits ayant des molécules de tailles beaucoup plus grandes sont fabriqués. Rappelons que, le composant majoritaire du gaz naturel étant le méthane caractérisé par une stabilité particulière [8].

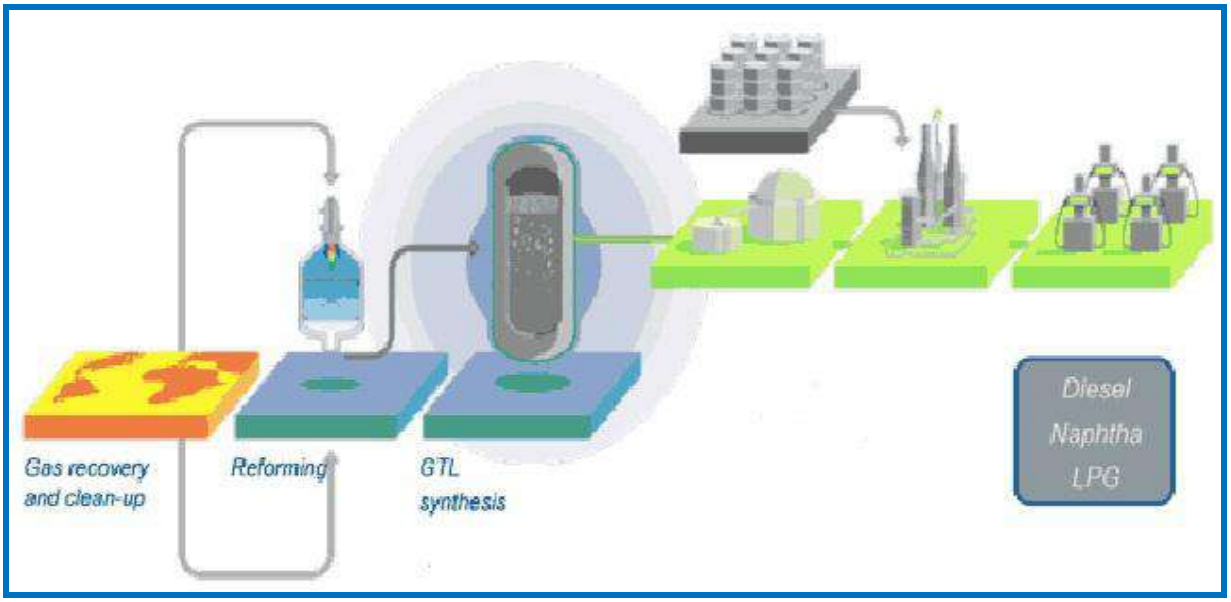


Figure 3: Schéma de procédé GTL.

6.1.2-Étapes de GTL

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

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

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

- **2ème étape:** La transformation du " Syngas " en huiles lourdes et moyennes ou distillats moyens (naphta, kéro, gas-oil) selon la transformation dite "Fisher Tropsh" ou FT, en présence d'un catalyseur.
- **3éme étape :** Le raffinage, selon les méthodes classiques, des distillats moyens en divers produits liquides directement utilisables tels que les carburants pour véhicules ou produits destinés à la pétrochimie, en fonction des besoins ou de la demande. Le processus de raffinage de ces produits synthétiques est cependant, plus aisé en raison de l'inexistence de soufre et autres composants tels que des métaux [15].

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

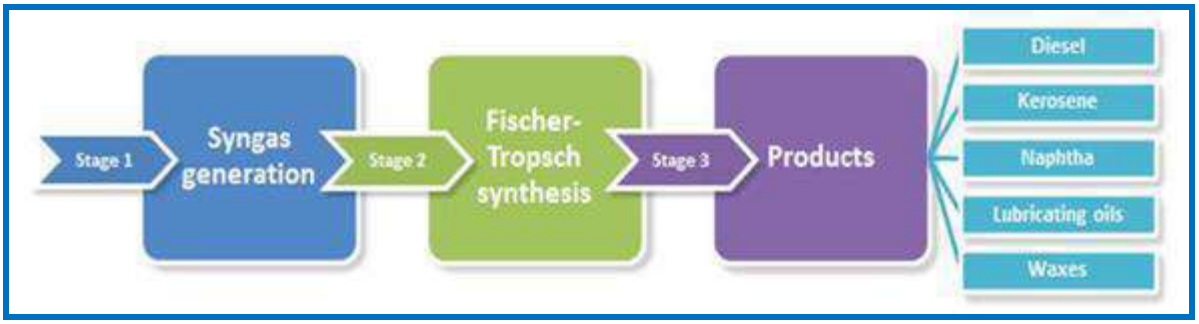


Figure 4 : Les étapes de GTL [16].

6.1.3-Intérêt de la technologie de GTL

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

- **Exploitation des petits gisements de gaz**

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

- **Récupération des gaz associés**

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

- **Protection de l'environnement**

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

- **Rentabilité des infrastructures existantes**

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

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

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

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

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

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

Les produits GTL étant très " propres ", ils pourraient utilement être mélangés aux carburants conventionnels notamment, afin d'améliorer leurs qualités ou les rendre compatibles avec les spécifications requises. Ces produits peuvent bénéficier, selon certaines évaluations, d'une prime de qualité (premium) qui peuvent aller jusqu'a 6 $/baril.

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

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

- **Relance de l'exploration**

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

- **Optimisation des performances des moteurs**

Les performances des moteurs fonctionnant aux GTL seraient optimisées [15].

6.2- Récupération du GPL

La récupération du GPL contenu dans le gaz associé est une méthode qui permet de valoriser le marché en GPL.

Notons que, le GPL est un mélange gazeux composé essentiellement de butane et du propane à température ambiante et pression atmosphérique, et peut passer à l'état liquide sous les conditions suivantes :

- Pression relevée à la température ambiante.
- Pression atmosphérique et basse température.

- Pression modérée et température pas tellement basse.

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

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

- La liquéfaction des gaz associés dans les champs pétroliers.
- La liquéfaction du gaz naturel GNL (sous produit).
- Le Sous produit du pétrole brut (sous produit).
- La récupération à partir des champs gaziers.

Il est utilisé dans plusieurs domaines tels que :

- Source d'énergie domestique ;
- Climatisation ;
- Carburant.

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

- Compression après l'élimination des liquids;
- Refroidissement par échanges thermiques et par détentes ;
- Récupération des liquides et fractionnement afin de séparer ces liquides en GPL et condensat produit. [8].

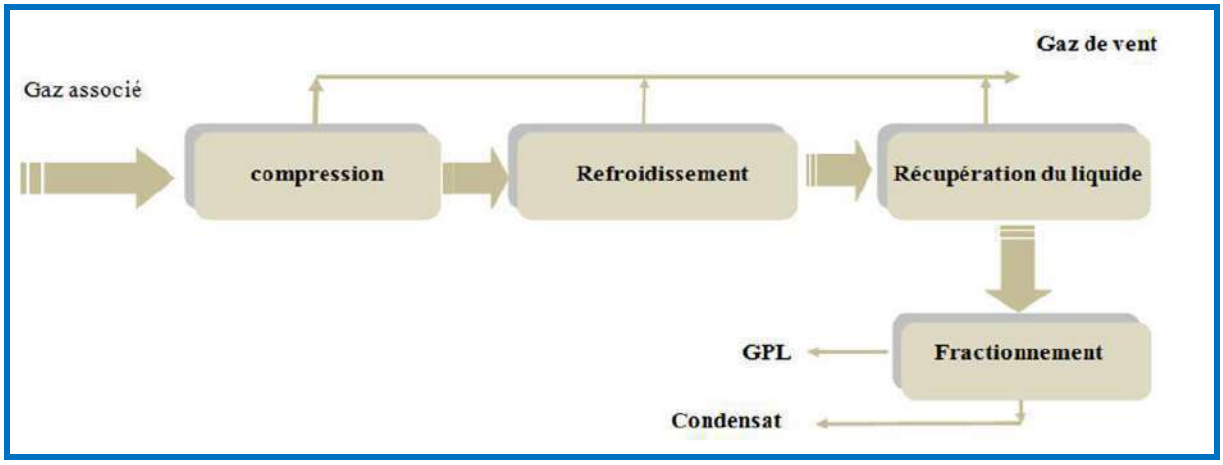


Figure 5: Mode de récupération de GPL.

6.3- Production d'électricité

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

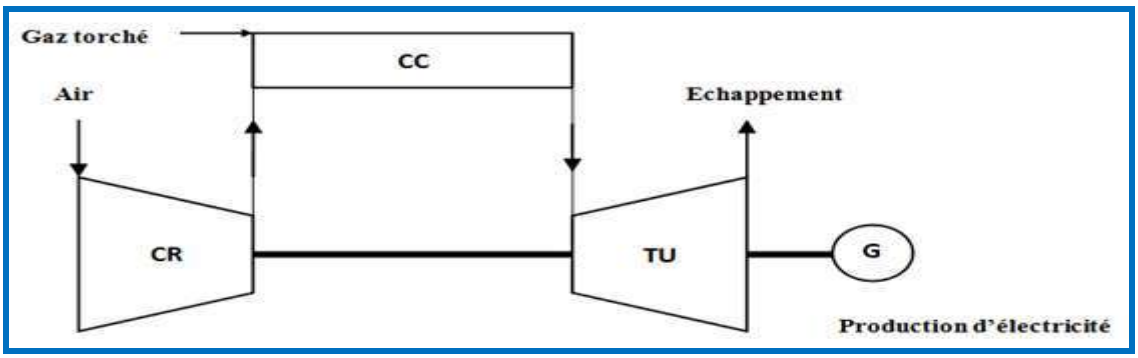


Figure 6 : Mode de récupération par production d'électricité [8].

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

- Les compresseurs centrifuges.
- Les compresseurs axiaux [18].

Le rôle de la chambre de combustion consiste à brûler un mélange d'air prévenant du compresseur et de carburant (gaz associé) et à canaliser les gaz issus de la combustion vers la turbine (transformation de l'énergie chimique potentielle contenu dans le carburant en énergie calorifique). Les turbines des turbomoteurs sont le siège d'une détente adiabatique qui transforme l'énergie disponible dans le fluide actif en énergie mécanique. Il existe deux types de turbines :

- Turbine axiale : Un étage d'une turbine axiale est composé d'une grille d'aubes fixes appelée distributeur et d'une grille d'aubes mobiles appelée roue.
- Turbine centripète ou radiale : Elle est également constituée de deux éléments qui sont le distributeur et le rouet.

6.4- Réinjection dans le gisement

Cette méthode est la plus utilisée en Algérie, elle permet de réinjecter le gaz associé dans le gisement, dont le but est :

- Le maintien de pression du gisement.
- L'amélioration de la récupération des hydrocarbures bruts (production).
- La 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. [4].

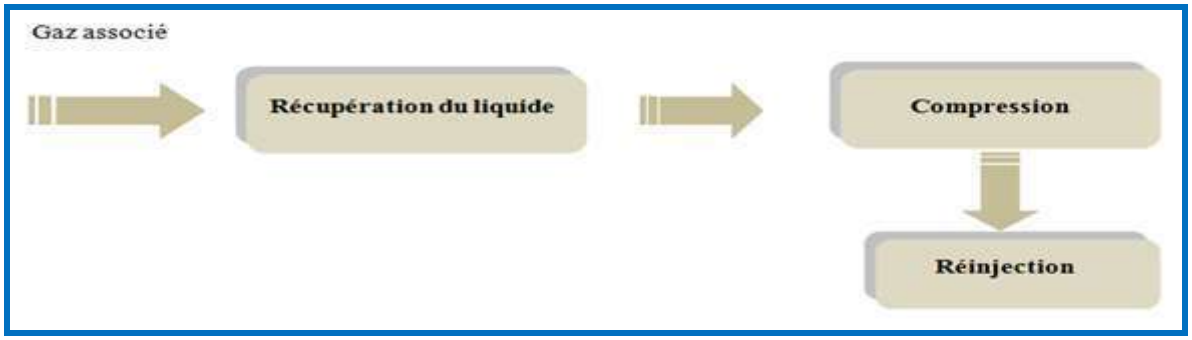


Figure 7: Mode de récupération par réinjection.

CHAPITRE II :

LE TORCHAGE

1-Définition du torchage

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

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 sure 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 consommations industriels ou à des revendeurs nécessite l'investissement d'infrastructures additionnelles et spécifiques de traitement, de transport sous formes comprimée (compresseurs, pipelines) ou liquéfié.
- Exploitation et la maintenance des installations pétrolières : L'exploitation pétrolière génère fréquemment, conjointement à une production de pétrole liquide, du gaz associé (GA), souvent en quantités faibles (en masse) par rapport au pétrole un gisement est fréquemment très éloigné de sa zone de clientèle et le gaz produit exigerait des investissements lourds pour être exporté. Comme il ne peut être transporté par les mêmes moyens physiques que le pétrole, il ne présente en général pas d'intérêt économique, ce qui explique son brulage.

  Notons que, le gaz naturel est systématiquement plus mal valorisé que le pétrole. De plus, le gaz étant environ 1000 fois moins dense que le pétrole, il exige d'être compressé ou liquéfié pour être transporté sur de longues distances, ce qui implique des investissements encore plus lourds [18].

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 résiduaires intermittent, continus et de démarrage. Ainsi, on distingue : [19]

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 plate forme de traitement. Le gaz résiduel peut poser des difficultés pour son utilisation, selon les caractéristiques des gisements.

La construction d'un pipeline pour acheminer le gaz sur de longues distances jusqu'à un lieu de consommation est dans certains cas techniquement et économiquement impossible. Dans ce cas, il arrive que le gaz résiduel soit éliminé en étant brulé ; a défaut d'une voie de valorisation, c'est ce que l'on appelle le torchage continu

3.2-Torchage opérationnel

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

3.3-Torchage d'arret 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 déclanchements électriques des installations [3].

3.4-Torchage d’urgence

Le brûlage du gaz produit lors des difficultés d’exploitation ou des coupures d’électricité [4].

4-Avantages du torchage

Les avantages du torchage sont résumés dans les points suivants :

- Réduction des couts opérationnels associés aux générateurs diesel ;
- Utilisation d’un gaz souvent considéré comme un produit de résiduel ;
- Réduction des émissions de gaz carbonique et d’autres polluants atmosphériques ;
- Évite la libération de méthane dans l’atmosphère, ayant un potentiel de réchauffement planétaire 21 fois supérieur à celui du CO_2 ;
- Approvisionnement local en carburant qui produit une énergie électrique et thermique stable [2].

CHAPITRE III: SYSTÈMES DE TORCHAGE

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.

2-Description du système de torche

Le système de torche est un système prioritaire sur une installation de traitement d'hydrocarbures car il assure la protection des équipements contre les surpressions qui risquent de provoquer des explosions intempestives. Le rôle de ce système est de :

- Collecter en sécurité tous les rejets gaz du procédé pour maintenir les équipements dans les limites de leur pression de fonctionnement en cas de dépressurisation, ou d'ouverture de soupapes ;
- Séparer le gaz et les condensats dans des scrubbers ;
- Envoyer le gaz à la torche pour y être brûlé.

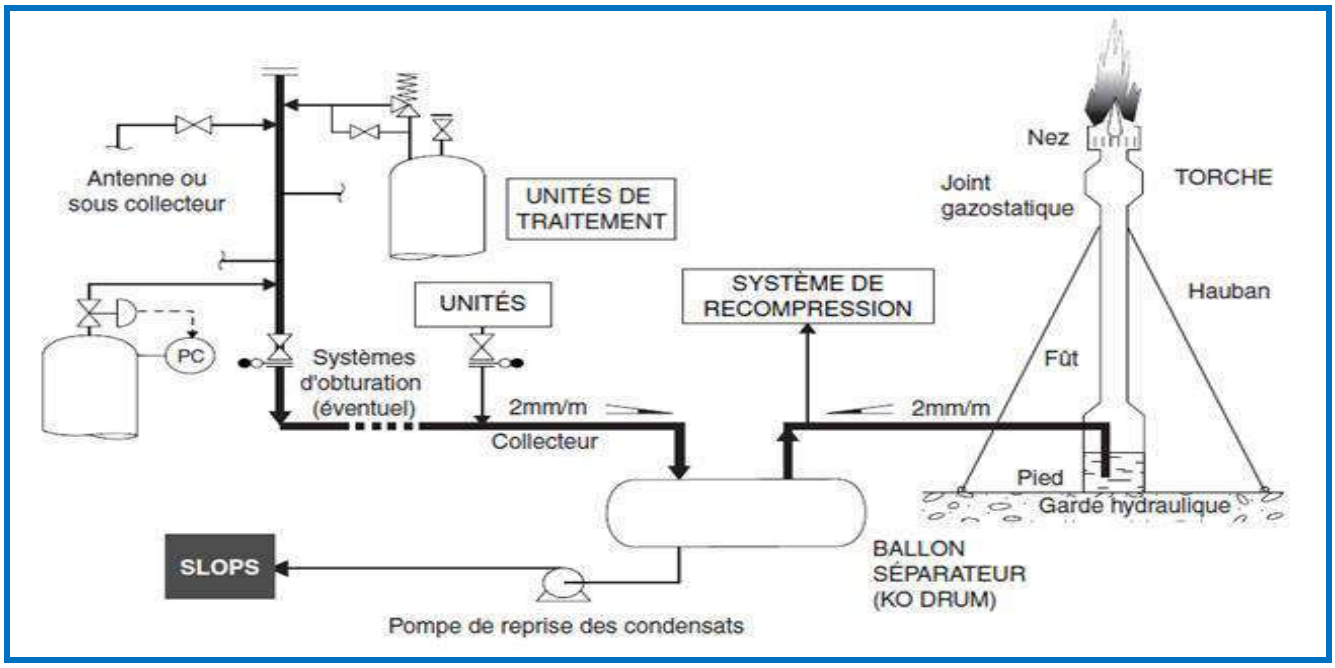


Figure 8 : Réseau torche

Le système de torches est composé de plusieurs sections :

- Un réseau de collecte qui est constitué d'un ensemble de lignes reliant les organes de protection (soupapes, vannes tout ou rien) au ballon de torche ;

- Un ensemble d'organes de dépressurisation (soupapes de sécurité, disques de ruptures vannes de décompression BDV « Blow Down Valve », vannes automatiques de contrôle de la pression) ;
- Un réseau de collecte principal et des collecteurs secondaires : Un ballon séparateur des différentes phases (eau, hydrocarbures liquides et gazeux), localisé au pied de la torche afin d'empêcher l'accumulation de liquide au pied du fût de torche qui pourrait obstruer le passage du gaz, de minimiser le risque de combustion de liquide au nez de la torche, et de récupérer les fractions valorisables entraînées vers la torche ;
- Un fût de torche, au sommet duquel est placé un nez de torche, c'est le dernier élément du système, il est utilisé pour brûler le gaz sans liquide ;
- Dans le cas d'une torche allumée, un réseau de gaz pilote est installé pour alimenter en permanence les pilotes placés à proximité du nez de torche, et un système d'allumage de ces pilotes ;
- Un dispositif d'étanchéité pour prévenir toute entrée d'air dans le système. On distingue deux types de systèmes : Gardes hydrauliques et gardes à gaz. [3].

3-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.

En cas de dysfonctionnement d'une partie de l'installation ; principalement une surpression dans une capacité, la vanne régulatrice de pression s'ouvre pour envoyer plus de gaz vers la torche.

Si la surpression est trop rapide et/ou incontrôlée, les soupapes de sécurité de l'équipement s'ouvrent pour protéger la capacité.

En cas d'incident plus grave ou d'arrêt d'urgence de l'installation, le système de sécurité déclenche l'ouverture des vannes de décompression (BDV).

Pour assurer en permanence le bon fonctionnement du système de torche, un certain nombre d'organes de contrôle et de sécurité sont installés notamment:

- Un réseau de gaz de balayage des collecteurs de torche;
- Un réseau de gaz pilote qui maintient une flamme au nez de torche dans le cas des torches allumées en permanence.
- Deux ou plusieurs pilotes selon le diamètre de l'installation ;
- Un système d'allumage à distance des pilotes ;
- Un réseau d'azote connectable aux collecteurs de torche pour l'inertage du système lors de la mise à disposition pour travaux ou dans le cas des torches froides ;
- Des caméras de surveillance pour contrôler la présence et l'état de la flamme [3].

4-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 (démarre 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 LSLL (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 [3].

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_2S 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 [4].

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 évents.

Figure 9 : Fût de torche

5.1-Torches à fût conventionnel

Le fût conventionnel est toujours installé verticalement et la vélocité 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 [3].

5.2-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 [3].

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 [8].

5.3-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 [3].

5.4-Torches froides ou Évents

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'environs Mach 0.8 pour assurer une bonne dispersion dans l'atmosphère [4].

6-Système de sécurité des équipements

6.1- 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) [8].

6.3- 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 servie de base au calcul de résistance des matériaux constituant la capacité [20].

On distingue plusieurs types de soupapes :

- Soupapes à ressort « conventionnelle » (figure 10)
- Soupapes à bouchon à visser ;
- Soupapes d'expansion thermique .

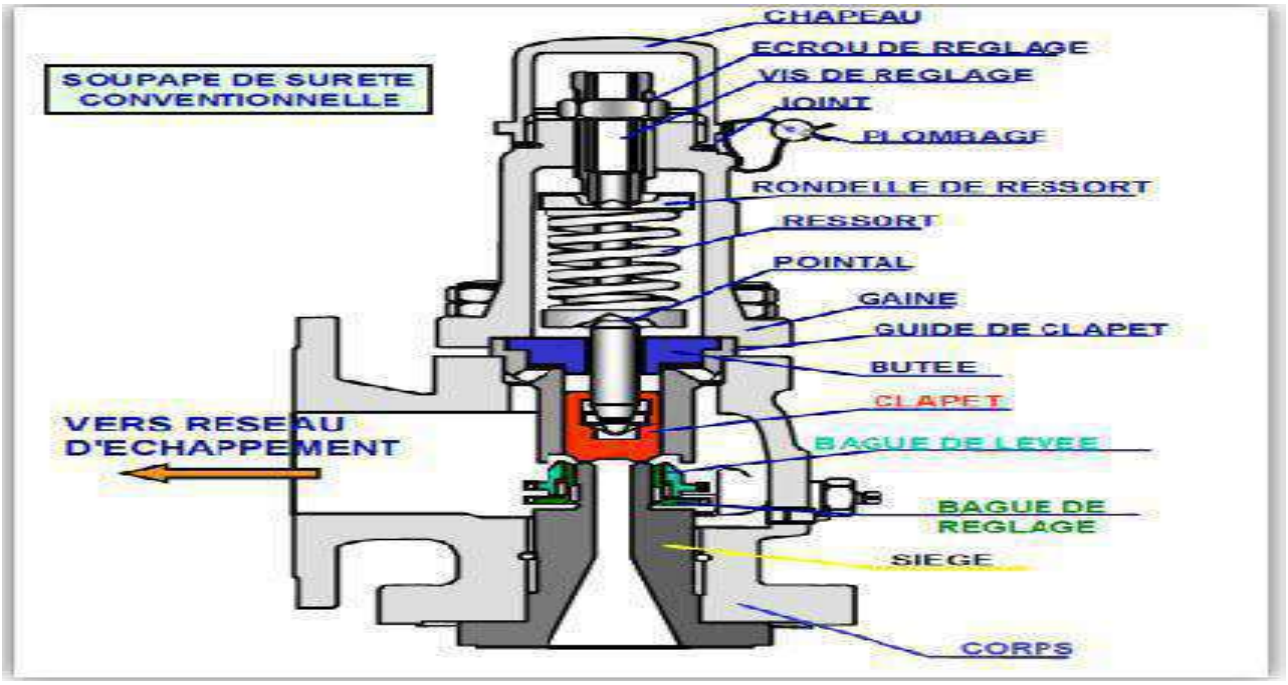


Figure 10 : Soupape de sécurité conventionnelle

6.4-Collecteurs de torche

Le réseau de collecte est constitue 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 [4].

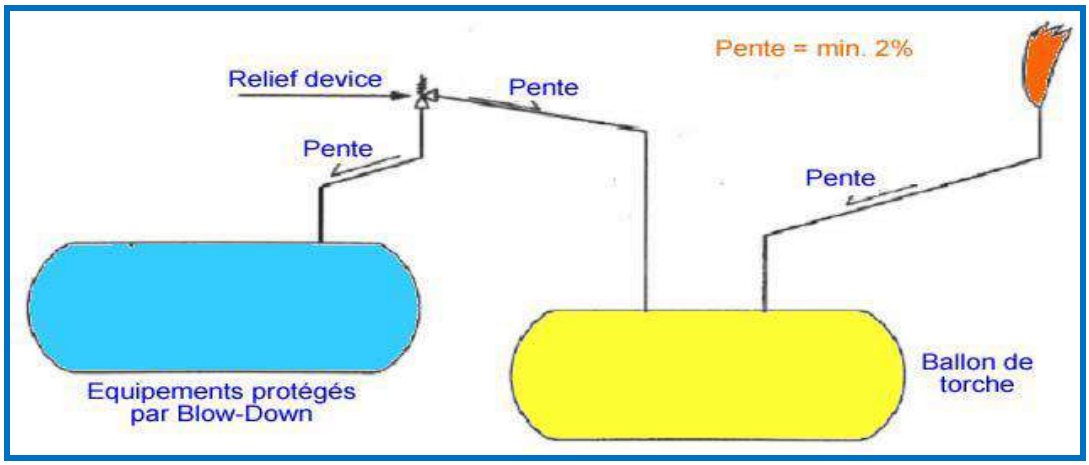


Figure 11 : Réseau de collecte des torches.

6.5-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 [8].

6.6-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 [8].

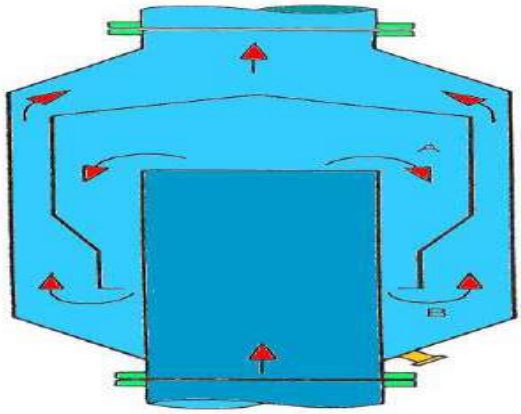
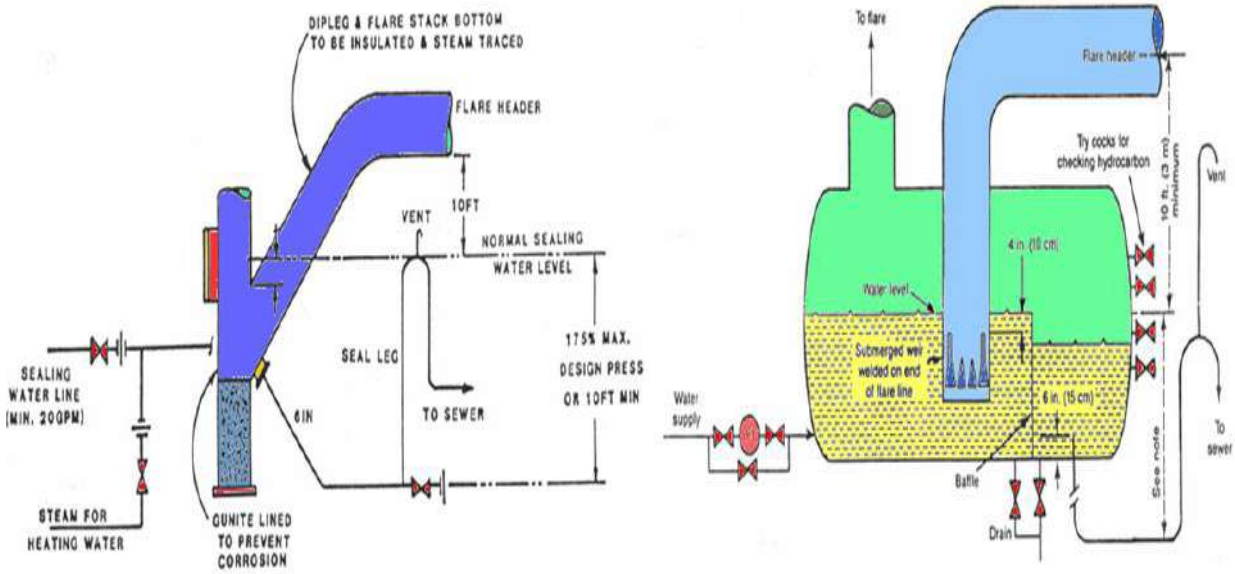


Figure 12 : Garde à gaz.



Garde hydraulique (17). Garde hydraulique (13).

Figure 13 : Gardse Hydraulique

7-Conduite [8]

7.1- Démarrage

7.1.1-Inertage

Dans une installation à l'arrêt le réseau de torche contient de l'air. Il faut donc inerter le système avant tout démarrage . Ceci est réalisé en faisant un balayage au gaz inerte (en général de l'azote) depuis les points les plus éloignés des sous collecteurs vers le ballon de torche et la torche elle-même.

Le balayage est laissé en service jusqu'à ce que l'atmosphère dans le système soit exempte d'oxygène mesuré à l'oxygènomètre (< 0.2%) .

7.1.2-Démarrage des pilote(s)

- Vérifier la disposition du réseau de gaz de balayage ;
- Vérifier la disponibilité du système d'allumage à distance du pilote ;
- Disposer le circuit de gaz du pilote généralement (on dispose de bonbonnes de propane);
- Disposer le circuit d'air du pilote ;
- Actionner l'allumeur piézo-électrique jusqu'à l'inflammation du mélange dans la ligne du pilote ;
- Actionner l'allumeur de secours si aucune flamme n'est visible au nez de torche .

Certaines actions sont interdites notamment :

Quand l'essai d'allumage du mélange est complété (constat de flamme à travers le "visionneur") :

- Ne pas refermer les vannes de block en amont des vannes de réglage FG & Air (ce qui arrête l'alimentation du brûlage du mélange) ;
- Puis les re-ouvrir et ensuite attendre un certain temps que le mélange parvienne en haut de la torche ;
- Actionner à nouveau l'allumeur.
- Ce qui peut arriver alors risque de faire sursauter son auteur (à rapprocher de ce qui se passe dans le cylindre d'un moteur au moment où l'étincelle surgit - mais là ce n'est pas le piston qui descend) .

7.1.3-Démarrage des brûleurs principaux

- N'ouvrir le gaz de balayage qu'après avoir constaté la présence de flamme en haut de la torche, demander confirmation à la salle de contrôle qui aura constaté le "décollage " des TU de nez de torche ;
- Ajuster ensuite le débit de gaz de balayage dès le début de la mise en service des installations de production .

7-2 Arrêt

L'arrêt de la torche impose l'arrêt total de la production. Après l'arrêt de l'injection de gaz de balayage il faut disposer d'injection d'azote afin d'inerter le réseau torche de la même façon qu'avant le démarrage. Il faut impérativement empêcher l'air d'arriver jusqu'à la garde hydraulique tant que le fut est à plus de 200°C car les trois éléments d'allumage du feu sont réunis :

- L'air qui est rentré étant présent ;
- Le gaz qui ne s'est pas encore complètement purgé à l'atmosphère ;
- La température qui peut être suffisamment élevée pour provoquer l'explosion ;

Aucune intervention ne devra être effectuée sur le réseau torche avant qu'il n'ait été inerté .

CHAPITRE IV: MATÉRIELS ET MÉTHODES

1-Présentation de la région d'étude

1.1-Présentation de la SONTRACH

La Société Nationale Algérienne de recherche, d'exploration, de transport par canalisation et de commercialisation des hydrocarbures « SONATRACH » est l'une des plus grandes sociétés énergétiques dans le monde. Les missions confiées à **SONATRACH** par l'Etat, unique actionnaire, sont les suivantes :

- Contribuer au développement national.
- Maximisation de la valeur long terme des ressources hydrocarbures en Algérie.
- Satisfaire les besoins actuels et futurs de l'Algérie en hydrocarbures et produits pétroliers.

1.2-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.

1.2.1- Situation géographique de la région (HBK)

Sur la route RN49, reliant Ghardaïa à Hassi Messaoud, à 35 km d'Ouargla, un carrefour indique la présence d'un champ pétrolier.

Il s'agit de la direction régionale Haoud Berkaoui, située à 772 km au Sud d'Alger, à 35 km au nord-ouest de Ouargla et à 100 km à l'Ouest de Hassi Messaoud.

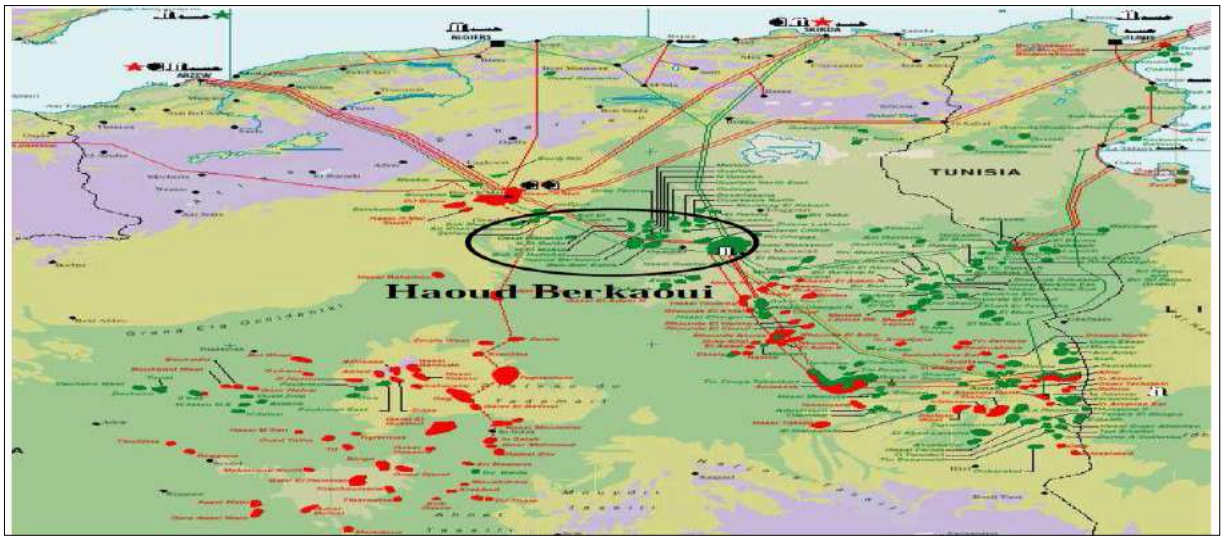


Figure 14 : situation géographique de HOUD BERKAOUI

1.2.2- 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.

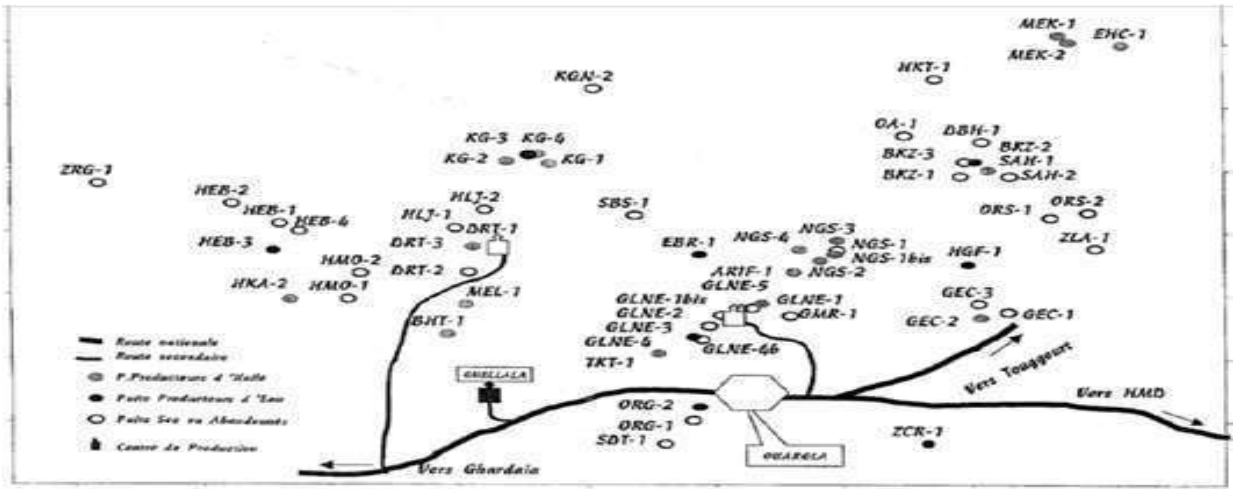


Figure 15: Plan de situation des puits et champs de la région HBK.

1.2.3- Principaux champs

La direction régionale de HAOUD BERKAOUI est constituée essentiellement de trois champs principaux:

- Haoud berkaoui,
- Guellala,
- Benkahla.

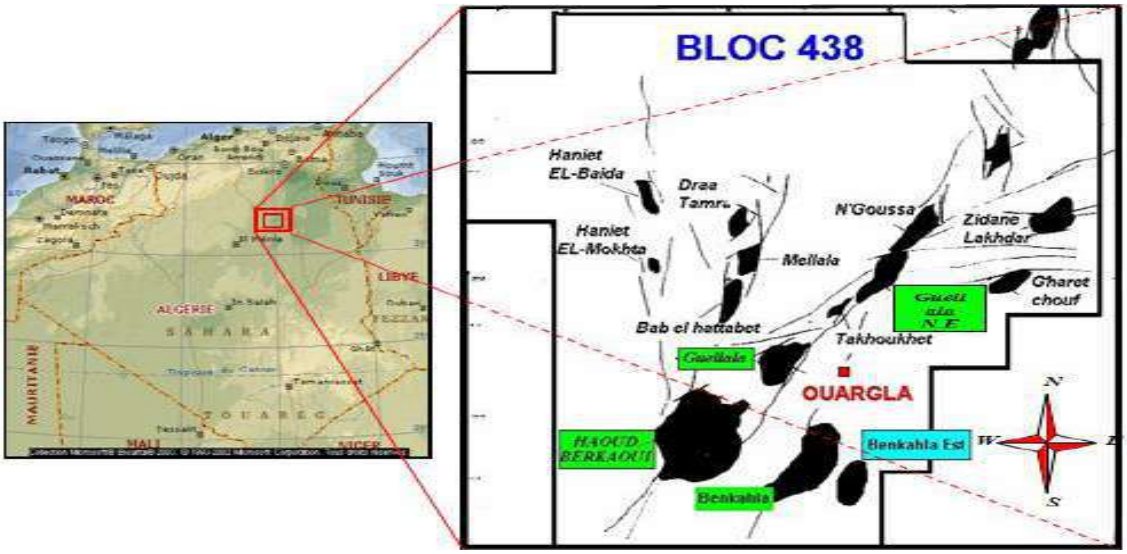


Figure 16: Carte des principaux champs de la région de HAOUD BERKAOUI.

1.2.3.1- Champ de HAOUD BERKAOUI (HBK)

Sur une superficie de 303 Km^2, ce champ (Figure 17) découvert en mars 1965 par la CFPA (compagnie française du pétrole algérien) par le forage de puits OK101, il se compose d'une unité de séparation d'huile avec une capacité de traitement 7 500 m^3/j, d'une autonomie de stockage de 18 000 m^3, d'une pomperie d'expédition qui se compose de deux électropompes et de deux turbopompes d'une capacité d'expédition 7 700 m^3/j, d'une unité de boosting gaz de capacité nominale de 1 042 000 Sm^3/j, d'une unité d'injection d'eau de capacité nominale de 250 m^3/h et d'une unité de déshuilage d'une capacité de 100 m^3/h.

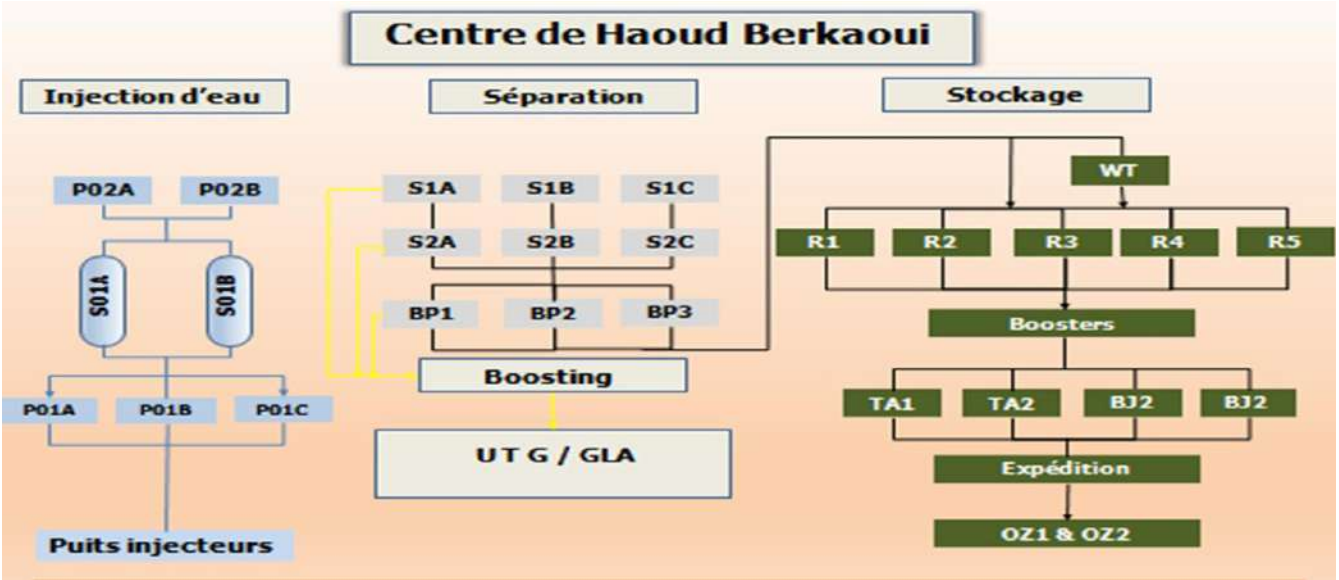


Figure 17: Schéma d centre de HBK.

1.2.3.2- Champ de BENKAHLA (BKH)

Sur une superficie de 286 Km^2, Ce gisement a été découvert en Novembre 1966 par la même Compagnie (FCPA) par le forage du puits OKP24. Le centre de production de Benkahla (Figure 18), est composé d'une unité de séparation d'huile avec une capacité de traitement 7 000 m^3/j, d'une pomperie d'expédition se compose de deux électropompes et de motopompe (Secours) d'une capacité d'expédition 3 600 m^3/j, d'une unité de déshuilage d'une capacité de 40 m^3/h, d'une unité de boosting gaz de capacité nominale 562 000 Sm^3/j et d'une unité d'injection d'eau de 250 m^3/h.

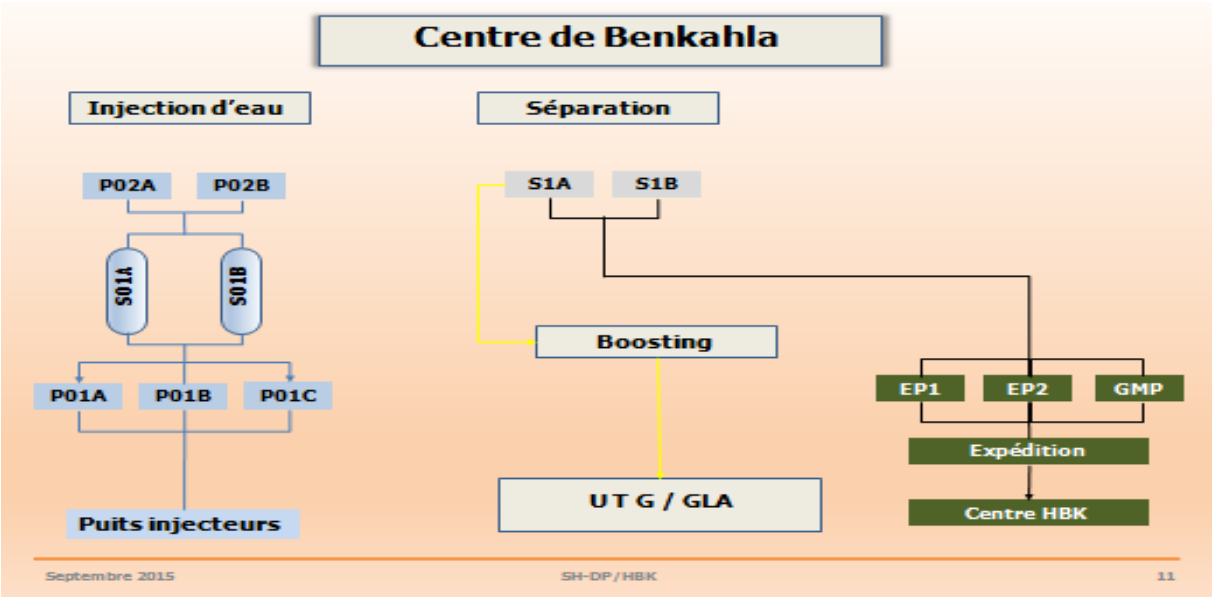


Figure 18: Schéma du centre de BKH.

1.2.3.3- Champ de GUELLALA (GLA)

Sur une superficie de 99 Km^2, ce gisement est découvert le 28 Octobre 1969 par le premier forage de GLA01, sa mise en production date de Février 1973. Le centre de production Guellala (Figure 19) se compose d'une unité de séparation d'huiles d'une capacité de 7 500 m^3/J, d'une unité de stockage de 15 000 m^3/j, d'une pomperie d'expédition d'une capacité d'expédition 7 200 m^3/j, d'une unité d'injection d'eau d'une capacité de 250 m^3/h, d'une unité de boosting gaz de 765 000 Sm^3/j et d'une unité de déshuilage d'une capacité de 60 m^3/h. le centre de production se compose d'une unité de séparation d'huiles d'une capacité de 7 500 m^3/J, d'une unité de stockage de 15 000 m^3/j, d'une pomperie d'expédition d'une capacité d'expédition 7 200 m^3/j, d'une unité d'injection d'eau d'une capacité de 250 m^3/h, d'une unité de boosting gaz de 765 000 Sm^3/j et d'une unité de déshuilage d'une capacité de 60 m^3/h.

Cette station est également dotée d'une unité de traitement de gaz d'une capacité environ de 2 369 000 Sm^3/j, sa capacité de récupération est estimée à 500 T/j de GPL, de 90 T/j pour les condensats, de gaz de vente de 1 236 000 Sm^3/j et de 424 000 Sm^3/j de gaz lift.

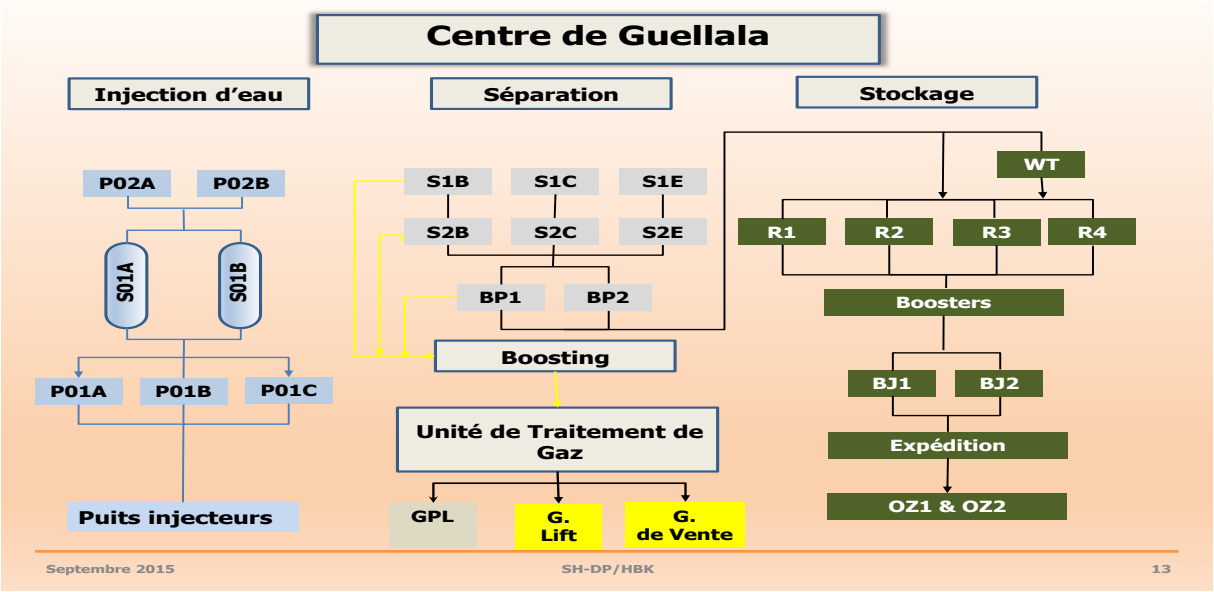


Figure 19: Schéma du centre de GLA.

1.2.4- La Périphérie

Elle est composée de plus de 10 puits (Figure 20), la production de quelques puits est assurée par déplétion naturelle.

Les champs de la périphérie sont :

- BKH-Est,

- GLA Nord-Est,
- DRAA ETAMRA,
- HANIET El MOKTA,
- BAB El HATTABAT,
- SAHANE,
- N'GOUSSA,
- MOKH El KEBCH
- BOUKHZANA

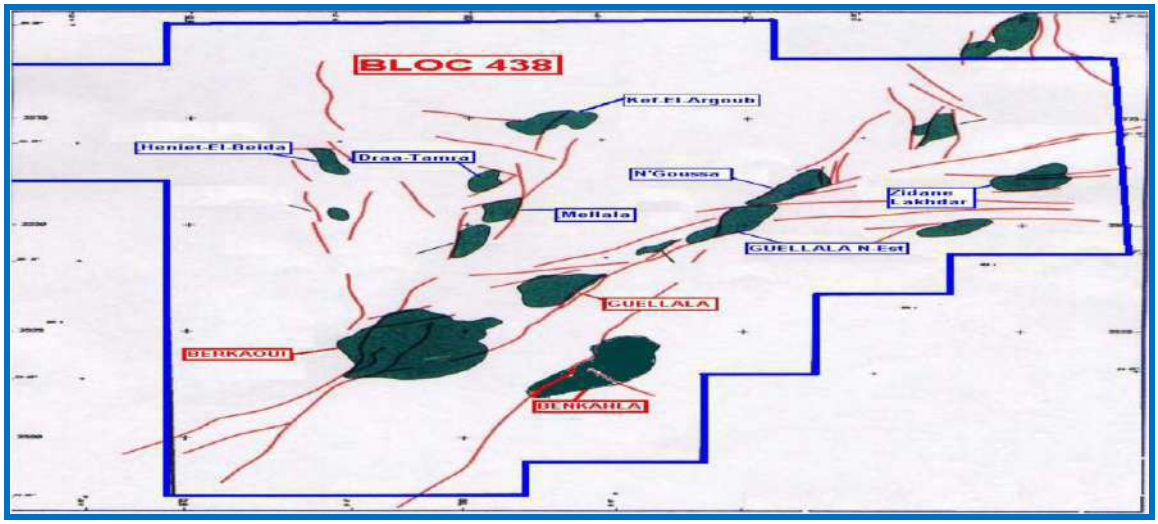


Figure 20: **Carte des principaux champs périphérie de la région de Haoud Berkaoui.**

1.2.5- Protection de l'environnement

La protection de l'environnement a été toujours une question clé à SONATRACH. Cet engagement a été formalisé dans sa nouvelle politique HSE adoptée en avril 2004.

La région de Haoud Berkaoui est l'une des premières régions qui a fourni de grands efforts dans le domaine de la protection de l'environnement.

Cette région est dotée d'une station de déshuilage qui permet le traitement des eaux huileuses issues des différents séparateurs en vue d'une éventuelle valorisation des eaux traitées dans l'arrosage des espaces verts.

La SONATRACH à fixée 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 fixé 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 milliard m^3 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.

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

- 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 pétrolière ;
- 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.

1.3-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.

1.3.1-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.

1.3.2-Les unités du centre

1.3.2.1-Les collecteurs d'entrée

A l'entrée du centre **06** collecteurs sont disposés :

- **04** collecteurs de pétrole brut à haute pression **HP (≈11 bars)**
- **02** collecteurs de pétrole brut à moyenne pression **MP (≈3bars)**

Injection des produits de traitement : à l'entrée du centre deux produits sont injectés dans les collecteurs à savoir : deux produits

- **Le désémulsifiant :** un produit chimique qui permet d'éliminer l'émulsion (pétrole-eau) par la libération de l'eau pour la séparation des différentes phases (eau pétrole-gaz).
- **L'anti-paraffine :** un produit chimique qui permet d'éviter la formation des paraffines à basse température (10 à 33°C), la paraffine est de nature visqueuse, elle devient solide quand la température atteint 0°C, elle emprisonne l'eau et l'empêche de se séparer du pétrole, sa présence peut causer un bouchage au niveau de la conduite.

1.3.2.2-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 (≈13bars)**, 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** bras, 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 21)**

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) inferieur à 0.1%;
- Salinité inferieur à 40 mg/l ;
- Tension de vapeur qui ne doit pas dépasser 750 m bar.

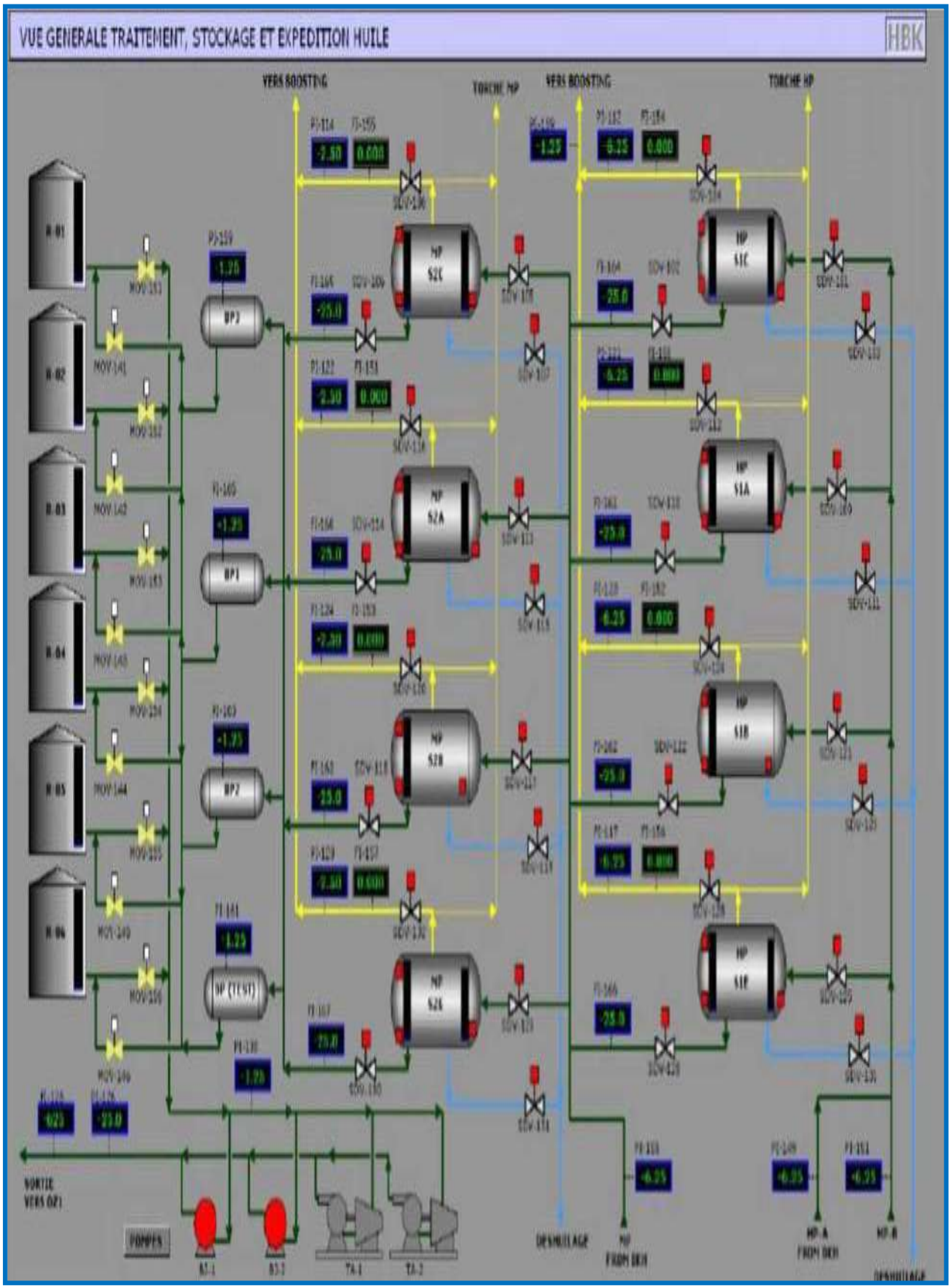


Figure 21: Vue générale traitement, stockage de brut et expédition

Le moyen le plus simple pour stabiliser un brut est de lui faire subir un certain nombre de séparations à des pressions décroissantes (séparation multi étagée) et de séparer le gaz obtenu à chacun des étages de séparation. Ce procédé ne peut s'envisager que sur des gisements éruptifs et dont la pression de tête de puits est supérieure à la pression atmosphérique.

Souvent cette simple séparation physique n'est pas suffisante. Il faut alors prévoir un traitement additionnel qui peut consister en un chauffage du brut pour améliorer le dégazage, ce chauffage peut être accompagné d'une colonne stabilisation pour limiter les pertes en constituants ≪ semi légers≫ ou≪ semi lourd≫ comme les C_5, voir les C_6 dans la phase gaz extraite du brut.

1.3.2.3-Unité de boosting

Le gaz provenant des différents séparateurs (BP, MP et HP) entre dans l'unité de boosting (figure 22). 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 entrainées 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.

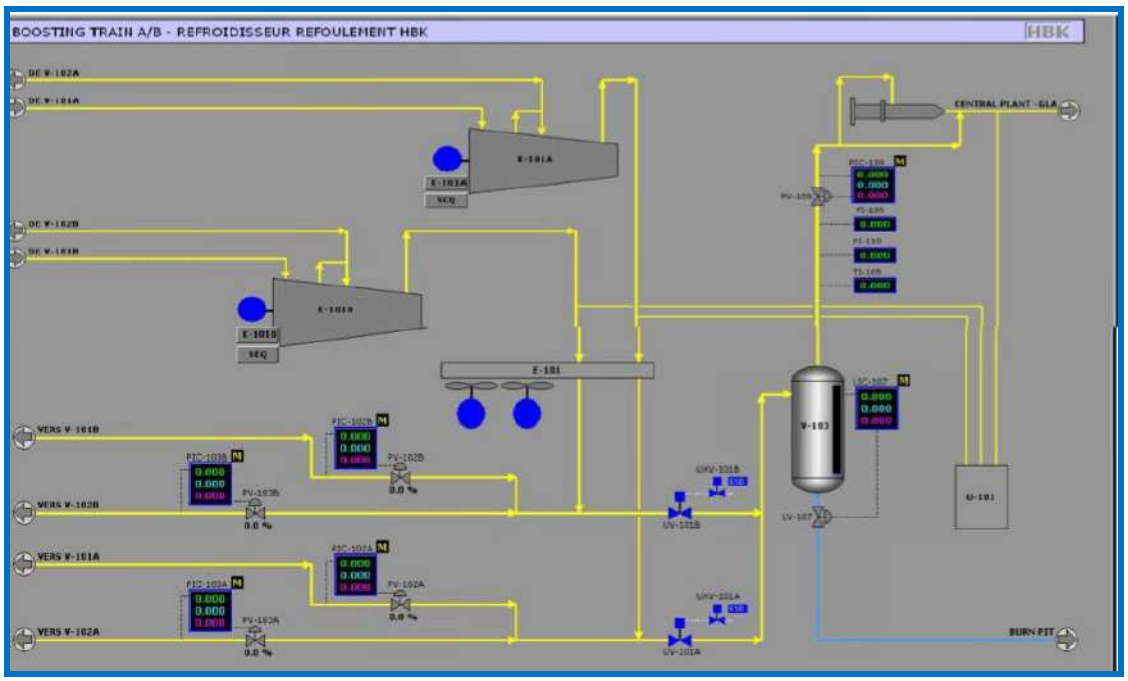


Figure 22: Unité Boosting gaz HBK

1.3.2.4-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 23).

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 m3 /h,** Les Disces 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.

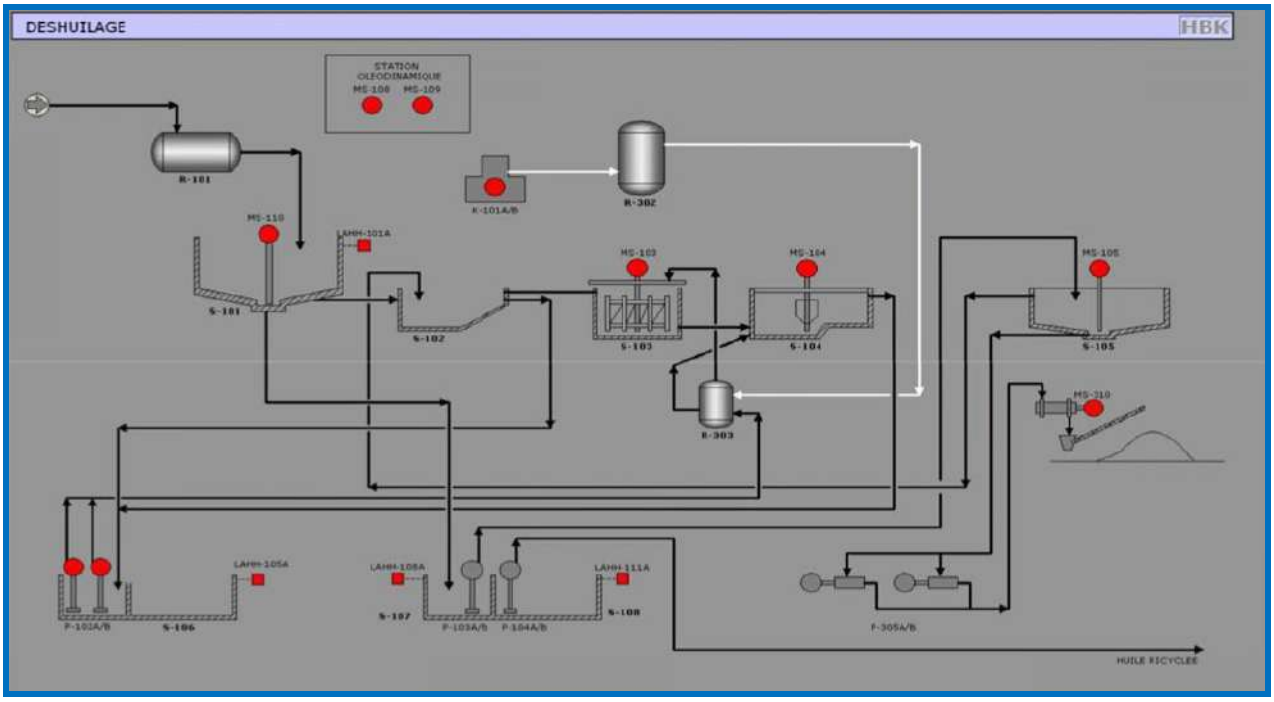


Figure 23: Unité de déshuilage

1.3.2.5-Unité d'injection d'eau

Dans le but de maintenir la pression du gisement, le centre possède une unité d'injection d'eau avec un débit journalier minimal de 5730 m^3 à une pression de départ de 143 bars. Cette unité se compose de :

- Deux pompes boosters P02 A/B (débit 250 m^3/h).
- Deux filtre S01 A/B (débit normal 125 m^3/ h pour chacun).
- Quatre pompes d'injection additif P03 A/B/C et D.
- Trois pompes de haute pression P01 A/B et C fonctionnant en parallèle, de débit nominal de 83.3 m^3/h.

L'eau venant des puits producteurs d'eau avec une pression de 6 à 7 bars passe par deux pompes boosters P02 A/B (amplificateur de pression) pour augmenter sa pression jusqu'à 15 bars pour être convenable à la pression de service des deux filtres (S01 A/B) qui fonctionnent en parallèle où l'eau sera filtrée et débarrassée des différentes particules.

Une addition de quelques produits (Inhibiteur-Bactéricide-Anti-Dépôt-Polyélectrolyte) à travers les pompes additifs P03 A/B/C et D sont prévus pour protéger les installations d'expédition d'eau jusqu'aux puits injecteurs d'eau.

L'eau sortant du filtre doit passer par les trois pompes HP pour augmenter sa pression encore une fois jusqu'à140 bars qui est la pression d'expédition. (figure 24)

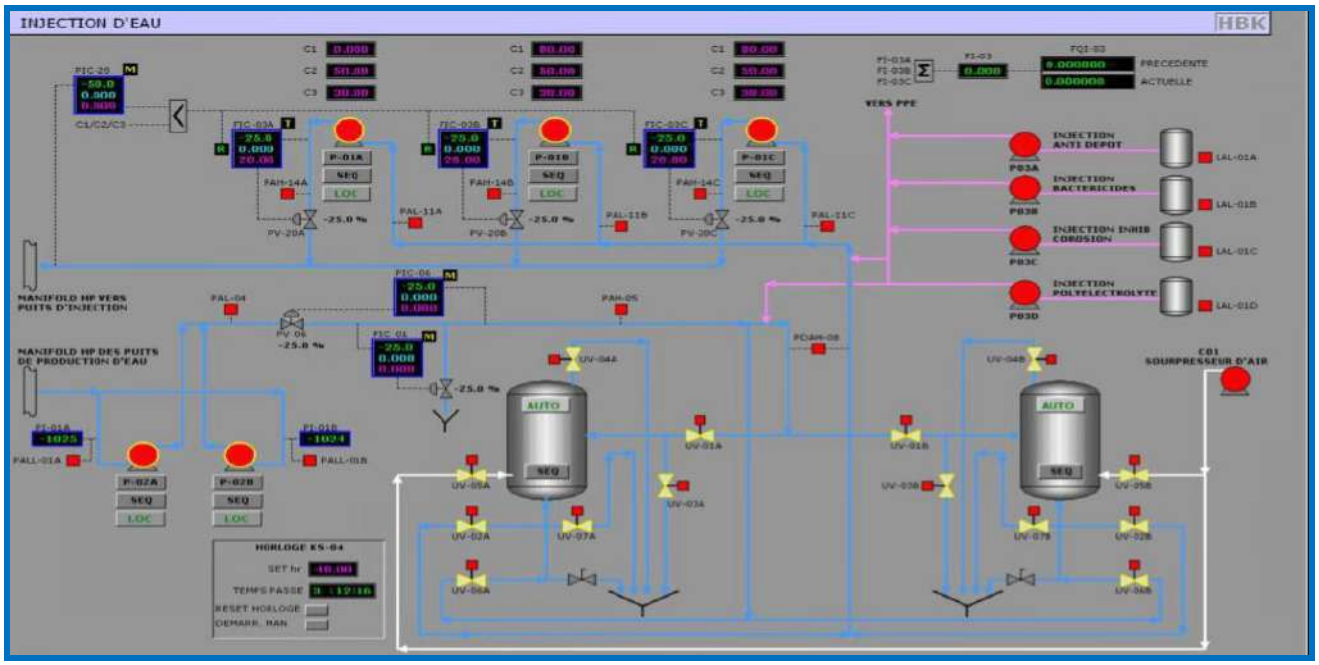


Figure 24: Unité d'injection d'eau HBK

1.3.2.6-Unité stockage

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

- 04 bacs de volume de 2000 m^3.
- 02 bacs de volume de 5000 m^3.

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.

1.3.2.7-Unité d'expédition

Le brut stocké au niveau des bacs de stockage est expédié vers les pipes provenant de Haoud El Hamra vers le nord par l'intermédiaire de deux pompes électriques BJ1/2, le centre possède encore deux turbines TA 1/2 à gaz en cas de panne électrique des deux pompes.

1.3.2.8-Unité air Instrument / Service

L'air est fourni par deux compresseurs volumétriques de **8.5 bars** (un en service et l'autre en stand-by). Il passe par le ballon séparateur d'air service, puis par un filtre d'humidité (sécheur d'air) et ensuite envoyé vers le ballon d'air instrument (figure 25).

- l'air instrument sert à alimenter les vannes pneumatiques.
- l'air de service sert pour le nettoyage et le soufflage des appareils, des ballons et les bacs

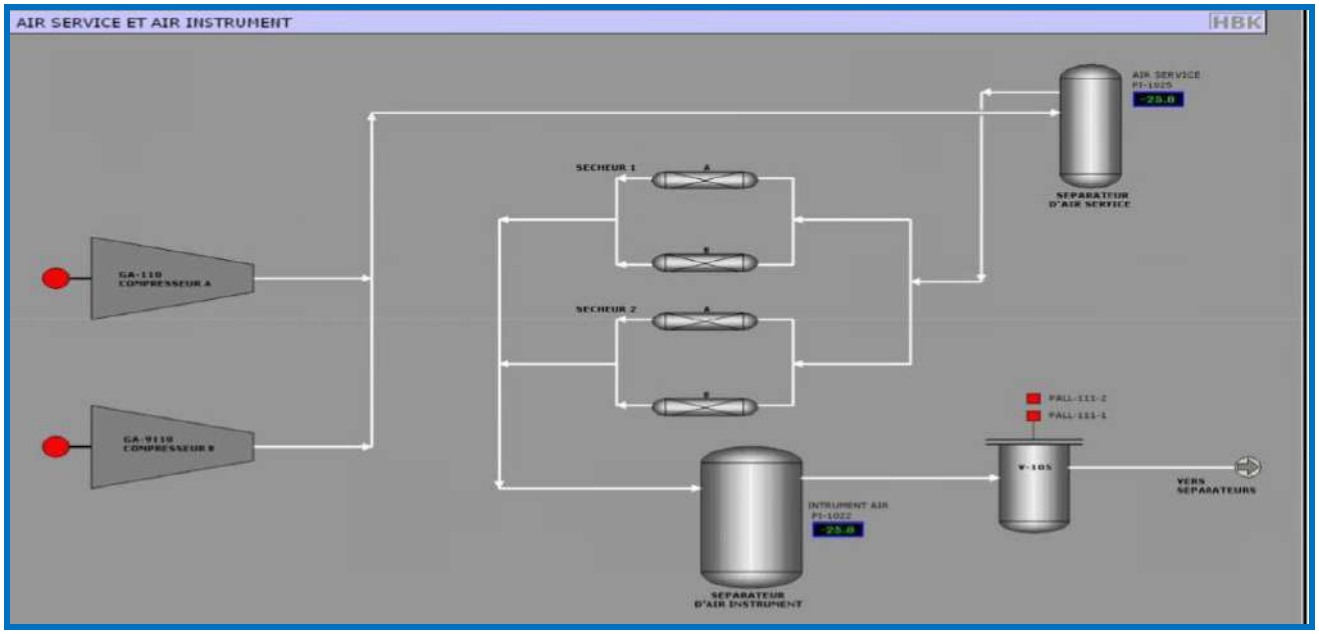


Figure 25: Unité air instrument

1.3.3-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 26.

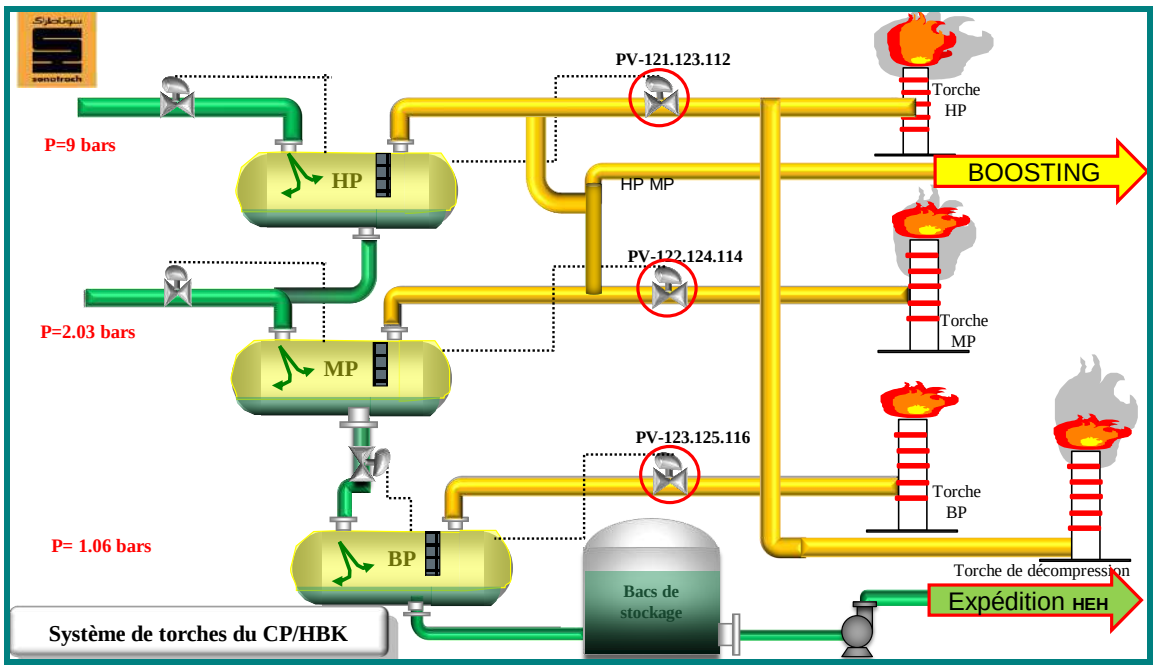


Figure 26: Identification de points de torchage au CP/HBK.

1.3.3.1 -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 HAOUD BERKAOUI pour un débit de 781363 Nm^3/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 17).

1.3.3.2-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 HAOUD BERKAOUI pour un débit de 114525 Nm^3/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 17).

1.3.3.3 -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^3/J.

Au collecteur BP sont raccordées les sorties gaz des PCV des séparateurs BP, BP test (figure 17).

1.3.3.4 -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^3/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.

1.3.3.5- Panneau d'allumage front de flamme commun

Le panneau d'allumage est de type manuel, il alimentera les six pilotes, il est commun pour les nez de torche HP/MP/BP et décompression boosting du site de HBK.

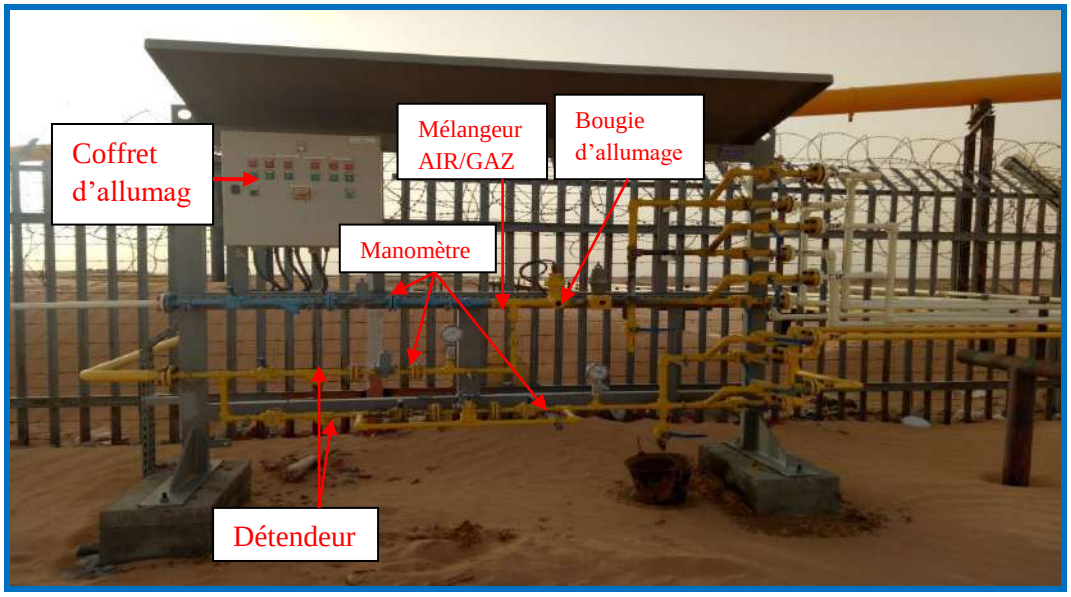


Figure 27: Photographie de panneau d'allumage commun pour l'ensemble des nez de torches HP, MP, BP et décompression boosting.

L'ensemble du panneau d'allumage comprend :

- ❑ Une ligne d'air et gaz pour l'allumage équipée chacune de :
  - o Une vanne d'isolement ;
  - o Un filtre Y ;
  - o Un détendeur ;
  - o Un manomètre avec vanne d'isolement ;
  - o 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:
  - o Un détendeur ;
  - o 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 ;
  - o Un mélangeur AIR/ GAZ ;
  - o Un clapet anti-retour onde de flamme ;
  - o Une bougie d'allumage.
- ❑ Un coffret d'allumage et de détection instrumenté.
- ❑ Façade extérieur
  - o Des voyants de présence signalisation présence ou absence de flamme des pilotes ;
  - o Commutateur (ON/OFF) pour mise sous tension ;
  - o Boutons poussoirs pour l'alimentation de la bougie (étincelles).
- ❑ Façade intérieur
- ❑ Thermostat à deux contacts (un ouvert et un fermé) pour nez de torche ;
- ❑ Un transformateur élévateur pour l'alimentation de la bougie d'allumage.

1.3.3.6- Moyens de sécurité et détection commun

Les réseaux torchères sont purgés en continu par du gaz naturel à partir d'une vanne de détente consignée à 3 bar effectif maximum, une vanne à pointeau prévu pour chaque torchère permettra le réglage sur site du gaz de balayage afin de garantir un allumage correcte du brûleur. Cela permettra d'empêcher la rentrée d'air et la formation éventuellement de mélange combustible dans le collecteur

et assurera une flamme suffisante au niveau du bec. L'alimentation en gaz de purge doit être assurée sans interruption.

Les nez de torche sont dotés d'un système de détection de flamme sur chaque veilleuse. Dans le cas d'absence de flamme, une alarme apparaîtra au niveau du panneau d'allumage et éventuellement en salle de contrôle.

1.4-Unité de traitement de gaz (UTG) à GLA (annaux 3)

1.4.1-Présentation de l'unité

La capacité de traitement de l'UTG est de 2369 10^3 Stdm3/J (selon le design) de gaz brut provenant des trois champs réparti comme suit :

- **Boosting de HBK:** deux trains de compression K-101A et K-101B, avec une capacité de 1,042 10^3 $Stdm^3/j$;
- **Boosting de BKH:** un seul train de compression HP K-20, avec une capacité de 562 10^3 $Stdm^3/j$.
- **Boosting de GLA:** un seul train de compression K-301, avec une capacité de 765$10^3$ $Stdm^3/j$.

Figure 28: Photographie des arrivées de l'UTG.

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 commercialization ;
  - 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 :

Tableau 1 : Spécifications des produits d'UTG GLA

	Gaz lift	Gaz commercial	Gaz pétrole liquéfié GPL	Condensat
Capacité	424 000 Sm^3/J	1236103 Sm^3/J	500 T/J	90 T/J
Teneur en H_2O	50 ppm vol.max	50 ppm max à 10°C et 80,5 bar	50 ppm max	-
Teneur en C^{5+}	0,5 % mol. Max	0,5 % mol.max	0,5 % max	-
Teneur en C^{2-}	-	-	3 % max	-
Pression	140 bar	74 bar	50 bar	10 bar
Température	60°C	60°C	60°C	-
Point de rosée	10°C à 80,5 bar	-	-	-
Point de bulle	-	-	-	45°C à 2,5 bar

1.4.2-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^3/h ;
- Poids moléculaire : 25.59 kg/kmol ;
- Pression à l'entrée de la torche (au débit maximale): 0.36 bar ;
- Pouvoir calorifique inferieur : 10920 kcal/Nm^3 ;
- Dégagement de chaleur total : 1.149 x 109 kcal/h.

Les écoulements provenant de la nouvelle installation de CP/GLA passent à travers le Tie-in 008, sont canalisés vers le ballon V-750 pour la séparation d'éventuel liquide 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.

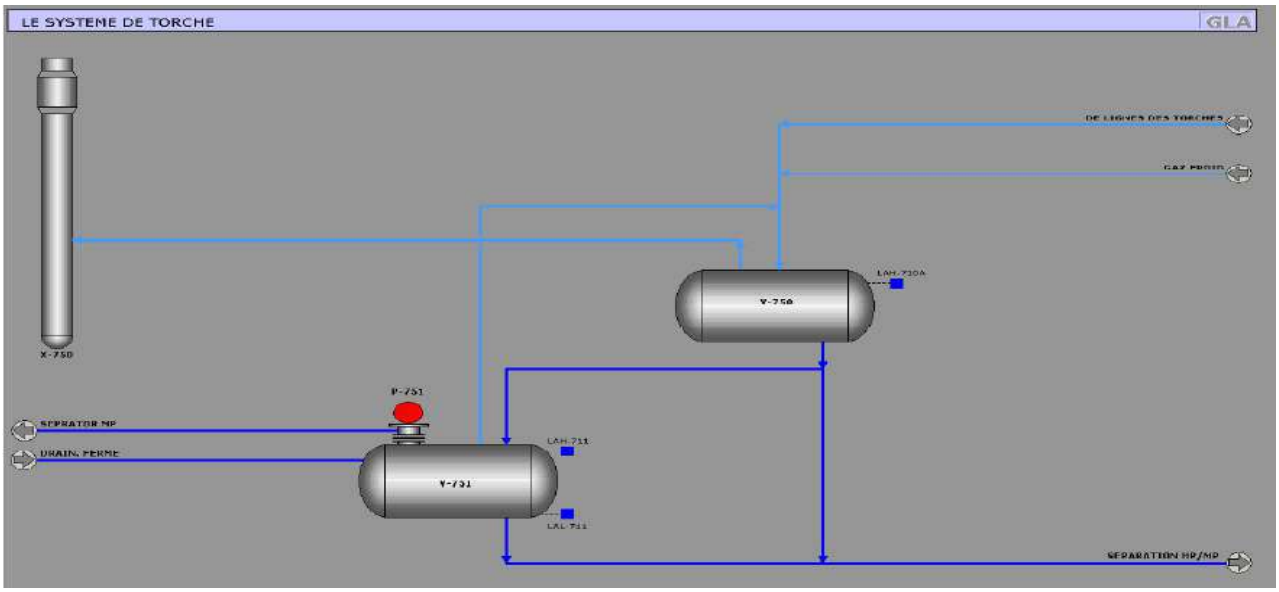


Figure 29: Schéma DCS-Le système de torche de l'UTG.

Figure 30 : Photographie du V-750

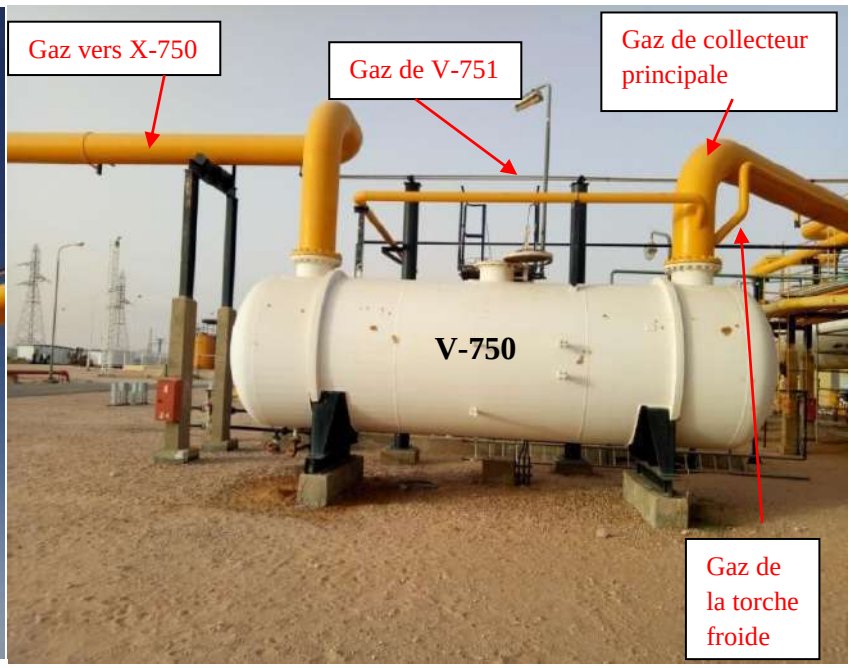


Figure 31: Photographie du système torche de l'UTG.

Figure 32: Photographie du panneau d'allumage de la torche de l'UTG.

2-Simulation par HYSYS

2.1-Description du simulateur HYSYS

C'est un logiciel de simulation de génie procédés, développé par la société Canadienne HYPROTECH. Il a été conçu pour permettre le traitement d'une vaste gamme de problèmes allant de la conception à l'optimisation des procédés. Il est utilisé pour s'assurer que les conceptions optimales sont identifiées. Il est aussi exploité pour modéliser les unités existantes et de s'assurer

que les équipements sont performants, ce qui permet d'évaluer et d'améliorer les performances des procédés existants.

HYSYS est un simulateur de conception orientée-objets. Tout changement spécifié sur un élément est répercuté dans tout le modèle. C'est un logiciel de simulation interactif intégrant la gestion d'événements (Event driven) : C'est-à-dire qu'à tout moment, un accès instantané à l'information est possible, de même que toute nouvelle information est traitée sur demande et que les calculs qui en découlent s'effectuent de manière automatique. Il allie le concept d'opérations modulaires à celui de résolution non-séquentielle. Non seulement toute nouvelle information est traitée dès son arrivée mais elle est propagée tout au long du Flowsheet .

2.2-Principes de fonctionnement et rôle du simulateur HYSYS

Les simulateurs de procédés sont principalement utilisés pour la conception de nouveaux procédés (dimensionnement d'appareil, analyse du fonctionnement pour différentes conditions opératoires, optimisation), pour l'optimisation de procédés existants et l'évaluation de changements effectués sur les conditions opératoires. Tout simulateur industriel de procédés chimiques est organisé autour des modules suivants :

•Une base de données des corps purs et un ensemble de méthodes pour estimer les propriétés des mélanges appelés aussi modèles thermodynamiques.

•Un schéma de procédé permettant de décrire les liaisons entre les différentes opérations unitaires constituant l'unité (PFD : Process Flow Diagram).

•Des modules de calcul des différentes opérations unitaires contenant les équations relatives à leur fonctionnement : réacteur chimique, colonne de distillation, colonne de séparation, échangeurs de chaleur, pertes de charges, etc.

•Un ensemble de méthodes numériques de résolution des équations des modèles.

2.3-Mode de fonctionnement des simulateurs HYSYS

Il y a deux modes de fonctionnement dans un simulateur : statique (ou stationnaire) et dynamique. Les simulateurs statiques résolvent des équations statiques qui traduisent le fonctionnement en régime permanent (à l'équilibre), tandis que les simulateurs dynamiques permettent d'évaluer l'évolution des variables dans le temps à partir de la résolution de systèmes d'équations différentielles.

2.4-Utilisation de la simulation HYSYS

Les différentes taches qu'un simulateur de procédé devrait effectuer sont:

- ❑ Dans la conception (engineering) :
  - La résolution des bilans de matières et d'énergie.
  - Le dimensionnement des équipements.
  - L'évaluation économique du procédé.
  - L'optimisation du procédé.
- ❑ Dans le suivi des procédés :
  - Réajustement des paramètres de fonctionnement dans le cas des changements de composition de l'alimentation.
  - Détermination de la performance des équipements.

2.5-Choix du modèle thermodynamique

Le logiciel HYSYS offre une panoplie de modèles thermodynamiques pour le calcul des Propriétés thermodynamiques tels que les constantes d'équilibres liquide-vapeur, les enthalpies, entropies, et propriétés physico-chimiques telles que la masse volumique, la masse moléculaire…etc

le tableau ci-dessous regroupes les modèles thermodynamiques les plus utilisés dans l'industrie des hydrocarbures.

Tableau 2 : Modèles thermodynamiques

Système industriel	Modèle thérmodynamique
Séparation de l'air	Peng-Robinson, Soave-Redlich-Kwong
Cryogénie et Traitement de gaz	Peng-Robinson ,Soave –Redlich-Kwong
Le raffinage du petrole	BK-10, Chao Seader,Grayson-Streed, Peng-Robinso Soave-Redlich-Kwong
Equilibre liquide-vapeur en pétrochimie	Peng-Robinson, Soave-Redlich-Kwong, PSRK(prec Soave-Redlich- Kwong)
Equilibre liquide-vapeur en pétrochimie	NRTL , UNIQUAC

Dans le cadre de cette étude, La simulation a été faite avec le logiciel **HYSYS V8.4** en utilisant le modèle thermodynamique Peng Robinson (PR).

2.6-Exploitions du HYSYS

L'utilisation du simulateur s'effectue selon les étapes:

- Spécification des composants de la charge;
- Choix du modèle thermodynamique « fluide package»;

- Environnement de Simulation (Composition de la charge et les propriétés …);
- Installation des équipements.

2.7-Structure générale du HYSYS

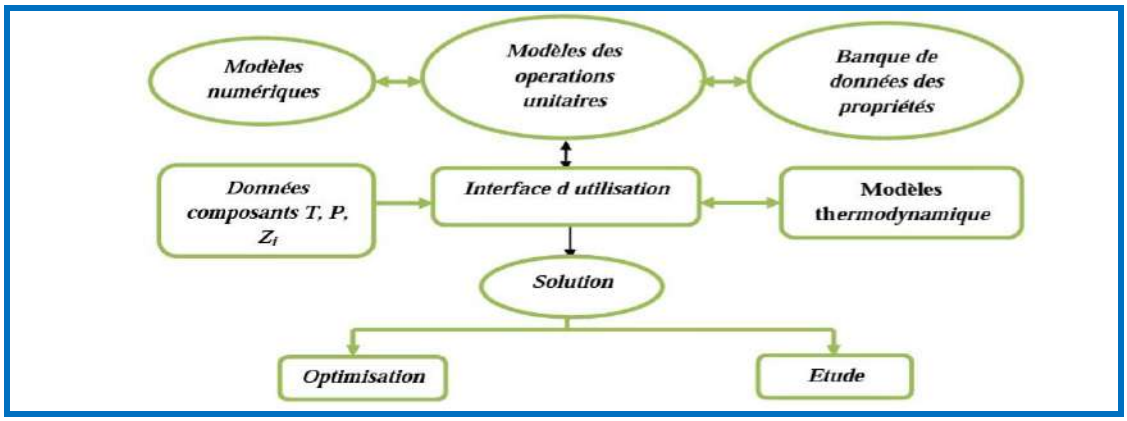


Figure 33. Structure générale du HYSYS

CHAPITRE V :

CALCULS ,RÉSULTATS ET DISCUSSION

1-Résultats de simulation du système de torchage (CP/HBK):

1-Torchère gaz haute pression (HP)

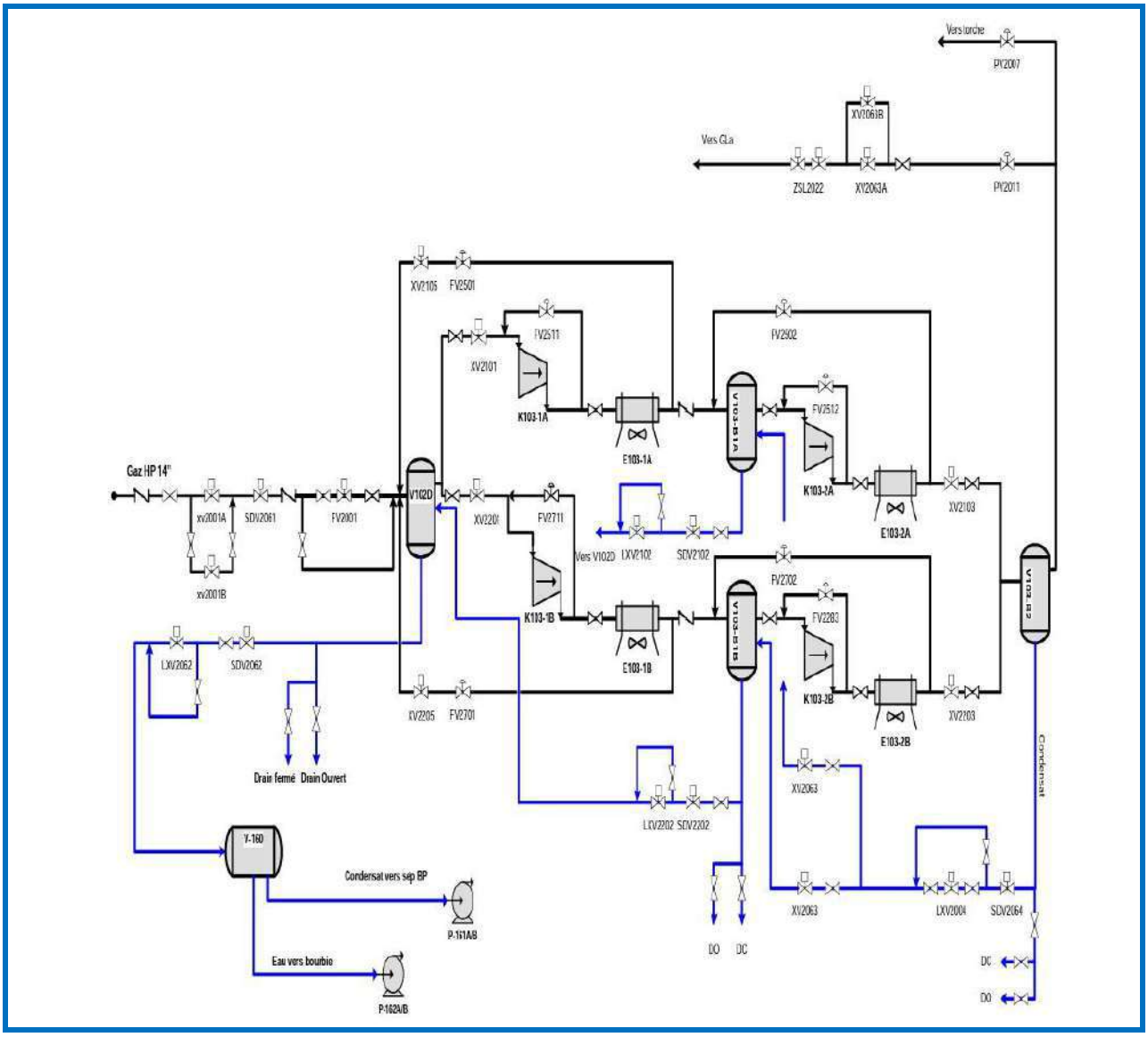


Figure 34:Schéma de simulation de l'unité de nouveau Boosting gaz –HP (2éme ligne).

Les résultats de simulation sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau 3:Résultats physico-chimique de gaz HP (Cp/HBK)

Débit(Nm^3/h)	**44000**
Pression (bars)	**13**
Température (C°)	**60**

2- Torchère gaz moyenne pression (MP) et base pression (BP)

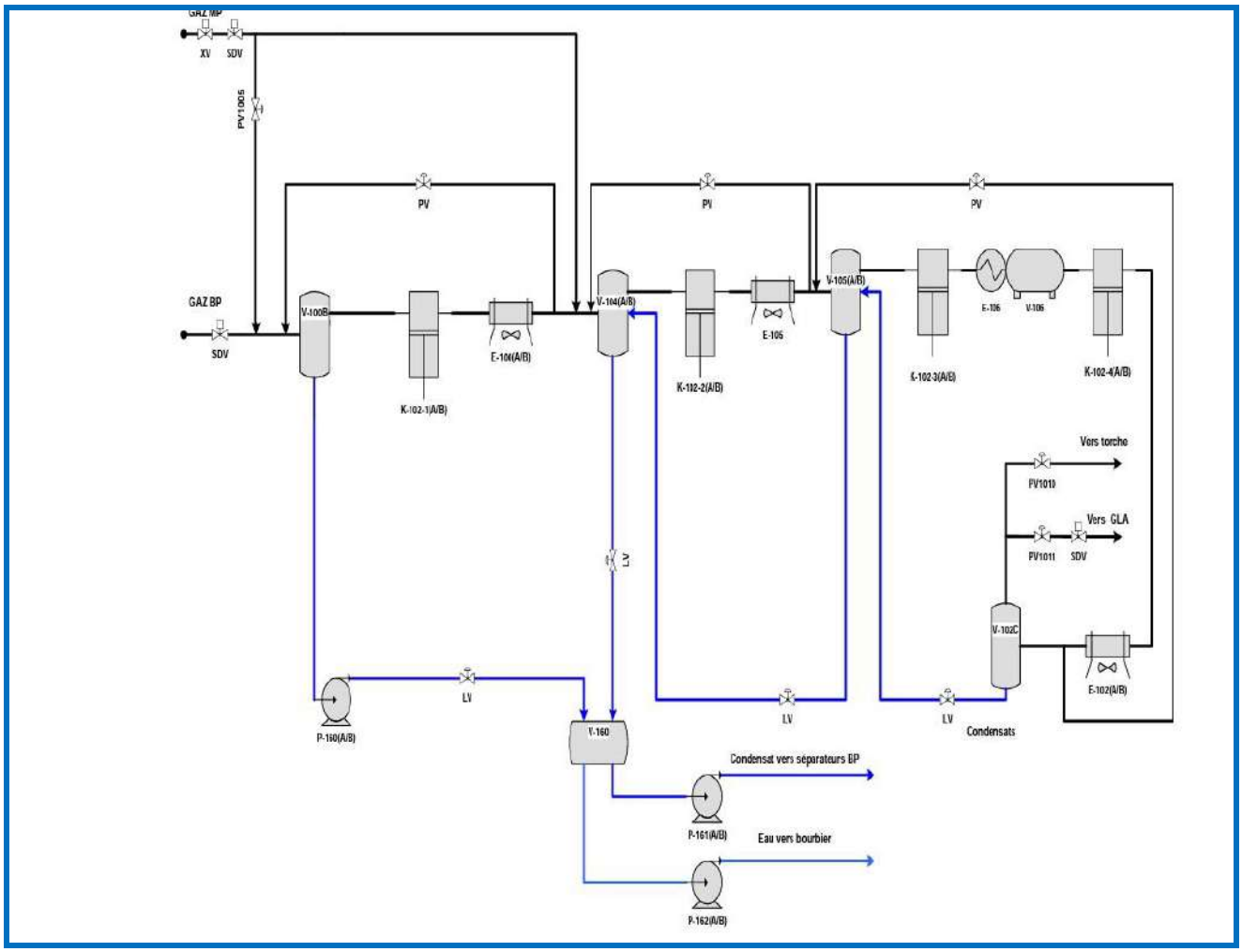


Figure 35: Schéma de simulation de l'unité de nouveau Boosting gaz –BP /MP (1ère ligne).

Les résultats de simulation sont représentés dans les tableaux suivants :

Tableau 4:Résultats physico-chimique de gaz BP

Débit(Nm^3/h)	**1500**
Pression (bars)	**0.1**
Température (C°)	**50**

Tableau 5: Résultats physico-chimique de gaz MP

Débit(Nm^3/h)	**8500**
Pression (bars)	**1.5**
Température (C°)	**60**

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

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

Tableau 6:Débits moyenne de gaz boosté (ancien et nouveau bossting)

Nouveau bossting	Alimentation gaz 100%	855982.2511
	UNITE	Débits /JOUR
	BRUT (tonne)	192 869 4
	MOYENE BOOSTÉ	847422
ancien bossting	Alimentation gaz 100%	855 982.251 1
	UNITE	Débits /JOUR
	BRUT (tonne)	192 869 4
	MOYENE BOOSTÉ	715 204

3-Estimations de la quantité de gaz torché

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 [3]

Tableau 7:Débits moyenne de gaz torché par le Nouveau bossting et ancien bossting de cp/HBK

Volume de gaz torché avec AB /JOUR	140 778
Volume de gaz torché avec NB/JOUR	8560

3.2-volume de gaz torché annuellement

♦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) [3]

3.2.1-Le taux de gaz torché

♦ **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) [3]

Tableau 8:taux de gaz torché

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

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.

3.2.2- 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 :

Tableau 9: Production du gaz sans et avec apport GPL

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

3.2.3- Volume de gaz torché par le nouveau et l'ancien boosting (CP/HBK)

Tableau 10: Volume de gaz torché par AB / NB

Année	2018	2019
Volume de gaz torché l'ancien boosting (St m3)	518 312 81.952	522 635 42.7
Volume de gaz torché le nouveau boosting (St m3)	936 901 3.18	525 632 4.75

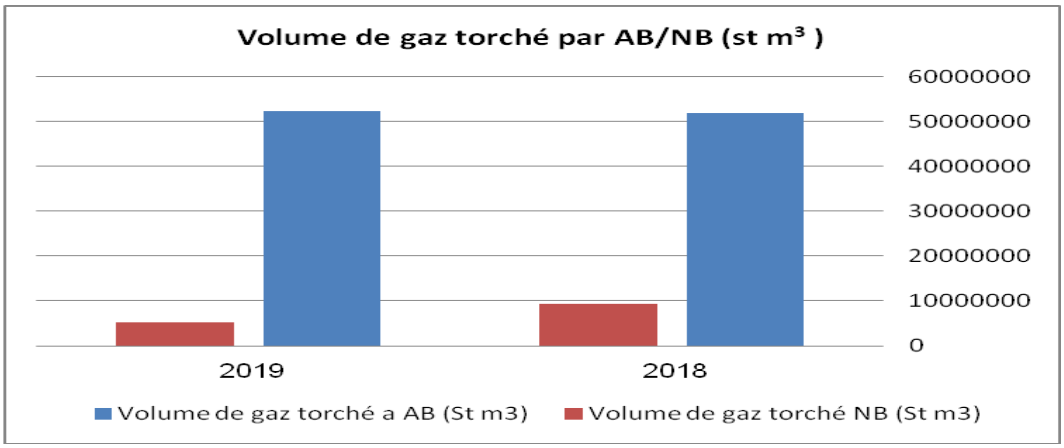


figure 36 : Volume de gaz torché par le nouveau boosting ou l'ancien boosting

Durant la période 2018 -2019, on à remarqué 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.

4-Estimations de la production annuelle du gaz total

♦ 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 [3]

Tableau 11: Gaz total produit

Année	2018	2019
Prévision brut (tonne)	177 227 1	192 869 4
Gaz total produit (St m^3)	282 340 741	307 445 583

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

5-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 :

Tableau 12: Production de gaz en UTG (CP/GLA)

DESIGNATION	PRODUCTION
Gaz d'entrée UTG (S m3/j)	1,335,073
Gaz Torché (S m^3/j)	3560.7692
Gaz de vente (S m^3/j)	539 205.923
Gaz Lift (S m^3/j)	588 246.846
Condensât (T/j)	47.415
GPL (T/j)	187.271

Le gain en GPL est calculé selon la formule suivante

Gain en GPL par NB= production GPL par NB - production GPL par AB

et :

Gain GPL = gaz récupéré par (NB ouAB) *la richasse moyenne [3]

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

Tableau 13: Gain en GPL

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**

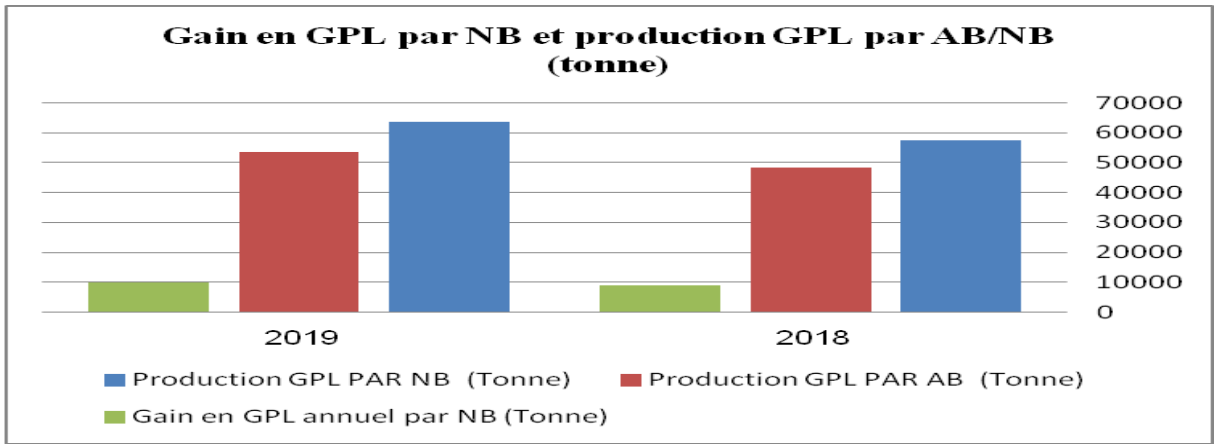


Figure 37: Gain en GPL par le nouveau boosting et production GPL par AB/NB

L'augmentation de la production GPL ce 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

6-Gaz récupéré par le nouveau boosting

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

Richesse moyenne en GPL = production GPL /(totale gaz boosté – gaz torché UTG)

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

Tableau 14: Production de GPL

Année	2018	2019
Totalité de gaz associés (st m^3)	394 800 00	338 400 0
production GPL en (tonne)	7169	615

Gaz récupéré par NB = gain en GPL par NB/ la richesse moyenne en GPL

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

Tableau 15: Gaz récupéré par le nouveau boosting

Année	2018	2019
Richesse moyenne en GPL	0.000 205 6	0.000 017 6
gaz récupéré par NB (st m^3)	433 706 22.568	560 909 090.91

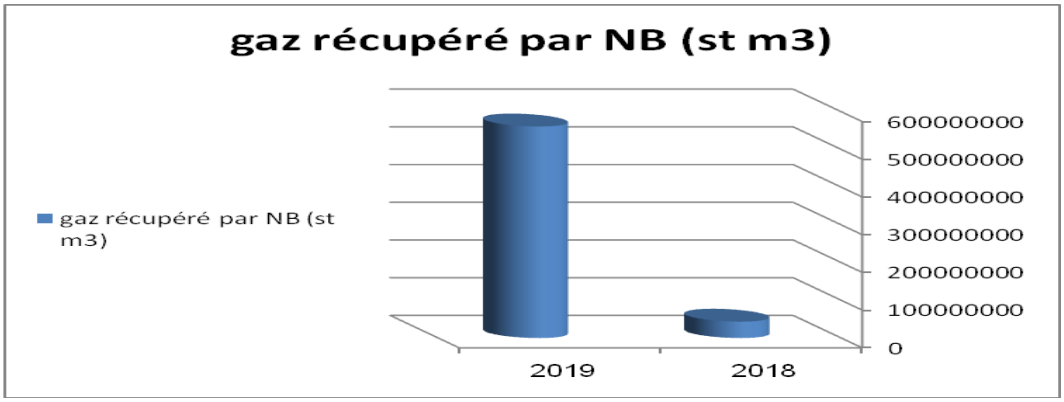


Figure 38: Gaz récupéré par le nouveau boosting

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

7-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)

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

Les résultats du calcul sont résumés dans le tableau 16 :

Tableau 16: Production du gaz sec et gain en gaz sec par le nouveau boosting

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

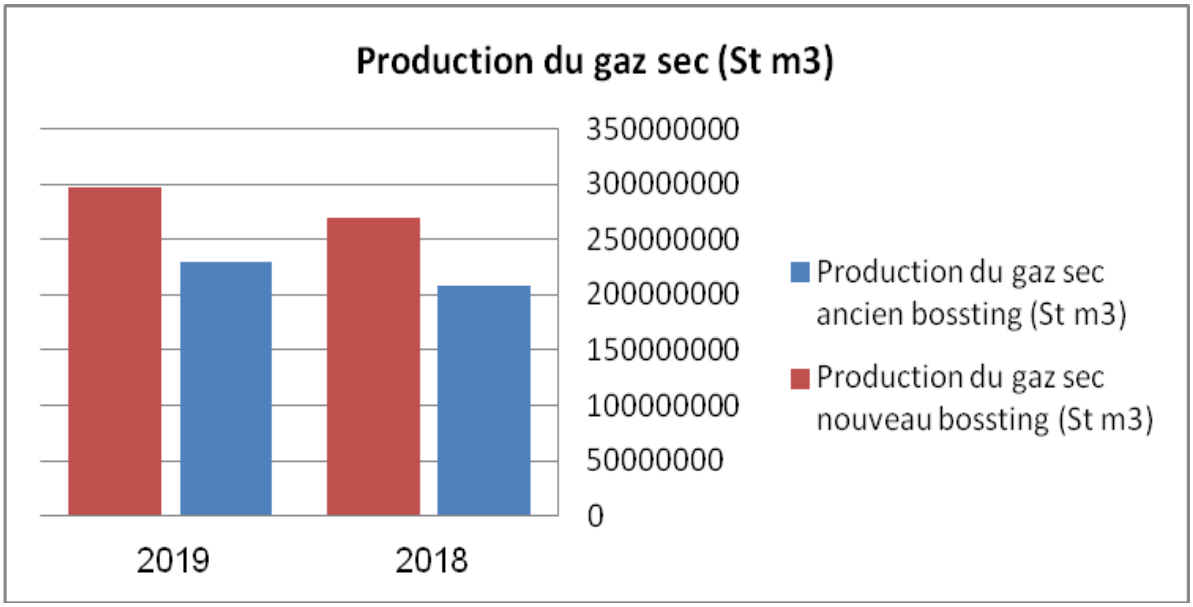


Figure 39: Production du gaz sec

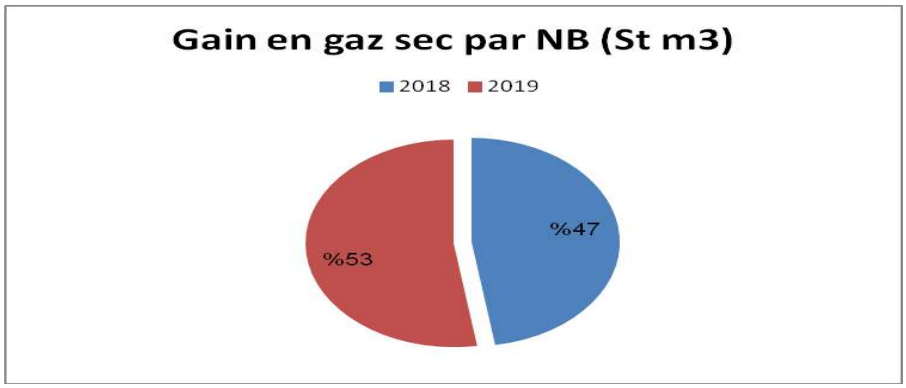


Figure 40: Gain de gaz sec par nouveau bossting

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 gaz ou de vente.

8-Analyse de UTG

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

Tableau 17: Analyse de UTG

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

Les quantités d'O_2, de CO_2, d'H_2O et N_2 théoriques dans la combustion de 100 Kmole de gaz brulé sont présentées dans le tableau ci-après.

Tableau 18: Composition de 100 Kmole de gaz brulé

Composition molaire	Xi	O_2 théorique	CO_2 théorique	H_2O théorique	N_2 théorique
N_2	0,0364	0	0	0	3,64
CO_2	0,00392	0	0	0	
C_1	0,6478	129,56	64,78	129,56	
C_2	0,19946	69,811	39,892	59,838	
C_3	0,08007	40,035	24,021	32,028	
iC_4	0,00654	4,251	2,616	3,27	
nC_4	0,01723	11,1995	6,892	8,615	
iC_5	0,00234	1,872	1,17	1,404	
nC_5	0,0036	2,88	1,8	2,16	
nC_6	0,00166	1,577	0,996	1,162	
C_7	0,0006	0	0,42	0,48	
Benzène	0,0001	0,075	0,06	0,03	
Octane	0,00019	0,2375	0,152	0,171	
Toluène	0,00003	0,027	0,021	0,012	
Nonane	0,00005	0,07	0,045	0,05	
Décane	0,00001	0,0155	0,01	0,011	
TOTAL	1	261,6105	142,875	238,791	3,64

CONCLUSION GÉNÉRALE

Conclusion Générale

Le développement durable des entreprises pétrolières est conditionné par la protection de l'environnement. De ce fait la réduction de la combustion de gaz est l'une des plus grands défis de l'industrie pétrolière dans le monde.

Le groupe SONATRACH a consacré beaucoup d'effort dans la région du HAOUD BERKAOUI en matière de protections de l'environnement à travers le traitement et/ou la valorisation des rejets solides, liquides et gazeux.

Dans le domaine de la protection de l'atmosphère, l'un des principales composantes de l'environnement, l'idée de mise en place d'un nouveau boosting a donné d'excellents résultats en matière de production de GPL et de gaz sec. En effet la quantité de GPL a augmenté de 8% et la production de gaz sec de 12%.

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

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%.

Nous recommandons également par le biais de nos conclusions dans HBK :

- La production d'électricité à l'aide de turbines à gaz
- La conversion de gaz en liquide

Références bibliographiques

[1] https://www.google.com/amp/s/www.connaissancedesenergies.org

[2] https://www.clarke-energy.com/fr/associated

[3] Fatma Zohra SELINI «L'impact du projet RGA sur le trochage et la production» 2018

[4] Document TOTAL « Manuel de formation-les drains et les torches ».

[5] https://www.jeuneafrique.com.juillet 2018

[6] http://fr.wikipedia.org/wiki/Torchage_et_rejet_de_gaz_naturel.

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

[8] HADJAM Sarra « Etude d'installation des ballons de torche HP, MP et BP par HYSYS au niveau de GUELLALA» 2018

[9] https://www.algerie-eco.com .juillet 2018 .

[10] https://www.gazprom-energy.fr/gazmagazin .aout 2018.

[11] Sur la basse des données de l'agence américaine de protection de l'environnement (EPA).

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

[13] S.GERVAIS, A.PLATONOVA, " Les enjeux du protocole de Kyoto pour l'industrie pétrolière et gazière :nouvelles opportunités pour la coopération internationale ", U.S. Environmental protectionagency, office of air and radiation, 2012.

[14] S.S.Younessi, A.H.Tarighaleslami," Study of Externel Costs of Flare Gases Using Asian Development Bank Method", Chemical engineering transactions, Vol.25, 2011, pp.39-44.

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

[16] M. Rahimpour, Z. Jamshidnejad, S. Jokar, G. Karimi, A. Ghorbani et A. Mohammadi, 2012

«A comparative study of three different methods for flare gas recovery of Asalooye Gas Refinery,» Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2011

[17] http://www.SONATRACH.dz.

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

[19] http://www.leconomistemaghrebin.com/2014/04/21/tunisie-torchage-gaz-naturel dilapidation.

[20] Support de formation EXP-PR-EQ190-FR. Total, “ Les équipements, soupapes de sécurité et disques de rupture”, 2007, page5.

ANNEXES

Annexe 1

Prévision du brut de région de haoud berkaoui

ACTIVITE E&P	BUDGET 2017-PMT 2017-2021 REGION HAOUD BERKAOUI			Unité:10^3 tonne	
	PREVISIONS				
	2017	2018	2019	2020	2021
HAOUD 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
Sous total HBK	**839,926**	**754,911**	**857,460**	**888,716**	**825,317**
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
TOTAL	**1 950,000**	**1 879,440**	**2 039,569**	**2 089,044**	**1 985,411**
PREVISION CP/HBK	**1 832,215**	**1 772,271**	**1 928,694**	**1 981,570**	**1 888,235**

Annexe 2

Production de GPL de haoud berkaoui

sonatrach

DIRECTION REGIONALE HBK

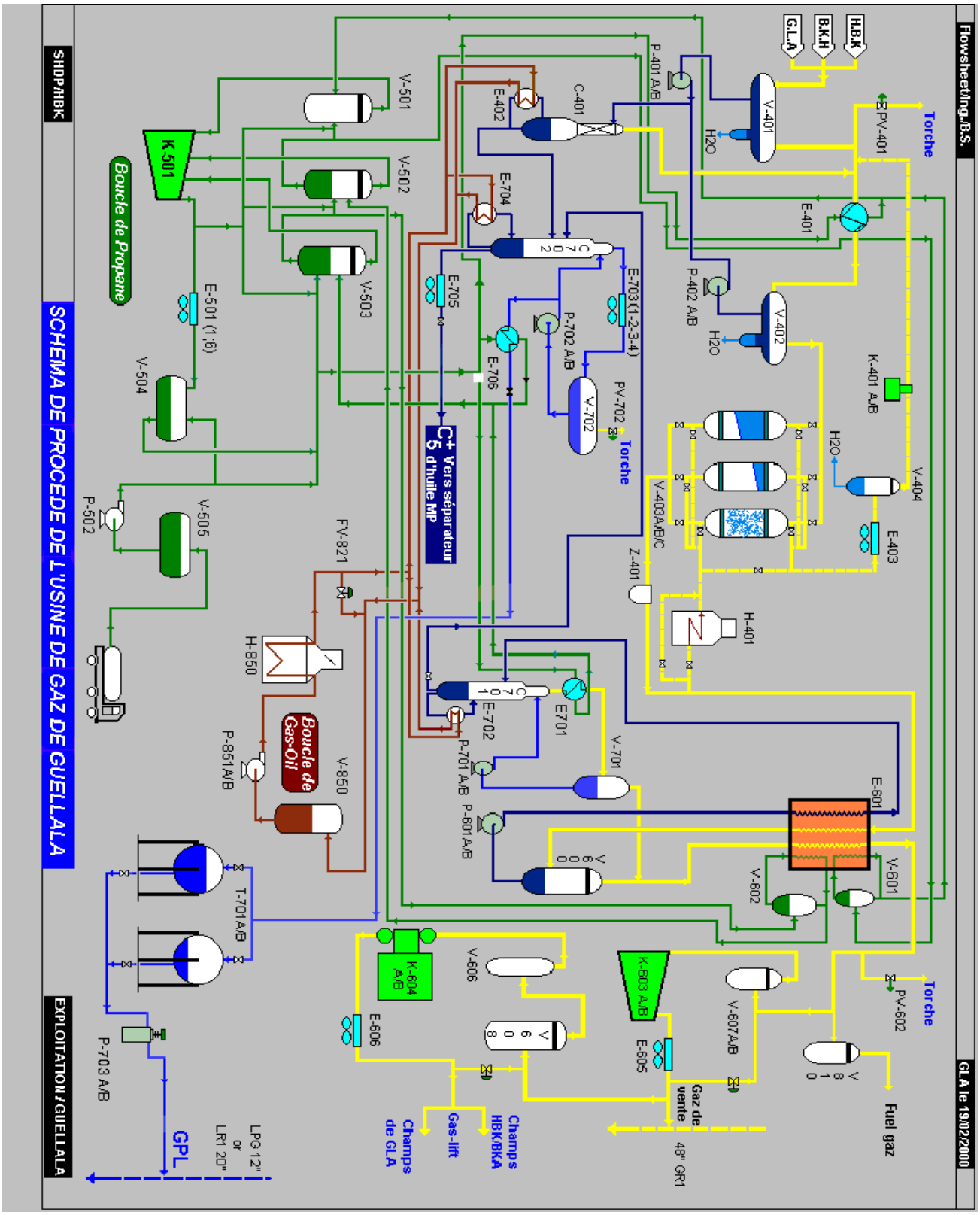
CLOTURE 2017 ET PMTE (2018- 2022)

DESIGNATION	Rep. Engin	2017		2018		2019		2020		2021		2022	
		Prévision		Prévision		Prévision		Prévision		Prévision		Prévision	
		Type de rév.	Date et durée	Type de rév.	Date et durée	Type de rév.	Date et durée	Type de rév.	Date et durée	Type de rév.	Date et durée	Type de rév.	Date et durée
Turbo compresseur gaz propane	KT 501	-	-	Rév. 35000H	01/03 (07 j)	Insp. 8000 h	15/01 (03 j)	Insp. 8000 h	01/03 (03 j)	Insp. 8000 h	01/03 (03 j)	-	-
Compresseur gaz propane	K 501	-	-	Rév. Géné -	01/03 (15j)	-	-	Rév. Part-	01/03 (07j)	-	-	Rév. Géné -	15/12 (15j)
Turbo compresseur gaz de vente	KT 603A	-	-	Insp. 8000 h	01/06 (03 j)	-	-	Rév. 35000H	01/12 (07 j)	-	-	-	-
Compresseur gaz de vente	K 603A	-	-	Rév. Gén.	01/10 (15 j)	-	-	-	-	Rév. Part-	01/03 (07j)	-	-
Turbo compresseur gaz de vente	KT 603B	-	-	-	-	Insp. 8000 h	01/05 (07 j)	-	-	Insp. 8000 h	01/03 (07 j)	Rév. 35000H	01/12 (07 j)
Compresseur gaz de vente	K 603B	Rév. Gén.	01/10 (15 j)	-	-	-	-	Rév. Part-	01/03 (07j)	-	-	-	-
Boosting gaz	K 301	-	-	Rév. Gén.	15/03 (015j)	-	-	Rév. Part	15/06 (07j)	-	-	Rév. Part	15/06 (07j)
Compresseur alternatif de gaz lift	K 604A	-	-	Rév. Niveau 1	01/09 (7 j)	-	-	Rév. Niveau 2	01/11 (10 j)	-	-	Rév. Niveau3	15/02 (15 j)
Compresseur alternatif de gaz lift	K 604B	-	-	Rév. Niveau 2	15/12 (10 j)	-	-	-	-	Rév. Niveau 3	01/03 (15 j)	-	-
Coompresseur Centrifuge	K 605	-	-	Rév. Gén-	15/10 (15j)	-	-	Rév. Part-	01/09 (07j)	-	-	Rév. Part-	01/09 (07j)
Coompresseur Centrifuge	K 606	-	-	Rév. Gén-	15/11 (15j)	-	-	Rév. Part-	15/10 (07j)	-	-	Rév. Part-	15/10 (07j)
Compresseur boosting gaz	K 101A	-	-	Rév. Gén.	01/03 (15 j)	-	-	Rév. Part-	01/03 (07j)	-	-	Rév. Part-	01/03 (07j)
Compresseur boosting gaz	K 101B	-	-	Rév. Gén.	01/03 (15 j)	-	-	Rév. Part-	15/03 (07j)	-	-	Rév. Part-	15/03 (07j)
Compresseur boosting gaz	K 201	-	-	Rév. Gén.	15/03 (15 j)	-	-	Rév. Part-	01/04 (07j)	-	-	Rév. Part-	01/04 (07j)
Capacité Projet RGA	Equipts Statiques RGA	-	-	Arrêt Décennal 35 j (Mars)		-	-	-	-	Arrêt Triennal 30 j (Mars)		-	-
UTG	Equipts Statiques	-	-			-	-	-	-			-	-
Compressur Alternatif boosting gaz	K102 A	MACHINES EN PHASE DES TESTS DE FONCTIONNEMENT (PROJET R.G.A)											
Compressur Alternatif boosting gaz	K102 B												
Compressur Centrifuge boosting gaz	K103 A												
Compressur Centrifuge boosting gaz	K103 B												
Manque à Produire	Total Gaz Asso Stm3	-		39 480 000		3 384 000		5 292 000		33 840 000		24 648 000	
	Prod GPL en (T)	-		7 169		615		961		6 145		4 476	

- Report des révision des compressurs est dû aux manque de pièces de rechange.

Annexe 3

Usine de guellala



Résumé

La combustion de gaz affecte négativement l'environnement ce qui a obligé les compagnies pétrolières à prendre des mesures pour protéger l'environnement et par conséquent être certifié conformément aux normes internationales. Ainsi la SONATRACH s'engage forcement dans tous les projets visant l'amélioration de la production d'énergie et la protection de l'environnement. La région de Haoud Berkaoui a mis en place une nouvelle installation de récupération de gaz associée. Notre recherche consiste à étudié la possibilité de la récupération du gaz torché par rapport à l'ancienne et la nouvelle installation .

MOTS CLÉS : Haoud Berkaoui , Gaz torché, Simulation, HYSYS.

Abstract

Gas combustion adversely affects the environment, forcing oil companies to take measures to protect the environment and therefore adopt them in accordance with international standards. SONATRACH is committed to all projects aimed at improving energy production and protecting the environment. The Barkawi Basin area has established a new gas recovery facility associated with it. Our research consists of studying the possibility of recovery of gas ignition compared to the old and the new installation.

Keywords: Haoud Berkaoui , flared gas, simulation, HYSYS.