

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHESCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département Génie des Procédés Chimiques et Pharmaceutiques

**Mémoire de fin d'études en vue d'obtention du diplôme de
Master**

Spécialité : Génie des Procédés

Option : Hygiène Sécurité Environnement

Présenté par
BENTALEB HASSAN

DAOUDI ZAKARI

***ETUDE TECHNIQUE DE RÉCUPÉRATION
DES GAZ TORCHÉS LORS DU DEMARRAGE
D'UN TRAIN AU NIVEAU DU COMPLEXE GL1/Z***

Devant le jury :

Dr.YOUNSI FARROUDJA	UMBB	Président
Dr.MARIAM BRIKI	UMBB	Examineur
Dr.BENRAHOU FATMA ZAHRA	UMBB	Encadrante

Année Universitaire : 2022/2023

Remerciement

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

Nous exprimons toutes mes reconnaissances et gratitude à l'administration et à l'ensemble du corps enseignant de l'Université M'hamed bougerra Boumerdes et spécialement notre faculté , faculté des Hydrocarbures et chimie pour leurs efforts à nous garantir la continuité et l'aboutissement de ce programme de Master.

Nos remerciements notre forte encadreur Dr.BENRAHOU FATMA ZAHRA pour nous avoir guidées de ce travail, pour son aide, ses orientations, ses conseils et ses encouragements sans oublié Madame Dr.YOUNSI FARROUDJA notre pousse prof .

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

Sans oublier notre chercheur amie DRAOU MOHAMED EL_HABIB, il nous aider avec ces explications et ces effortes .

Je remercie aussi tous les Médcins et les Membres de l'EHS ALI EIYET IDIR à ALGER ils me aider plusieurs fois pour récupérer mon état de santé bien sur après notre Dieu.

Enfin, tous nos remerciements, nos reconnaissances et notre gratitude vont à nos très chers parents et à notre précieuse familles pour leurs soutient indéfectibles, sans oublier nos amis Sans oublier notre cher chercheur pétrochimiste ami DRAOU MOHAMED ELHBIB pour ses consignes , explications et sa compétence.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

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

A Mon frère WALID et Mes sœurs et tous membre de ma famille .

A Mes Oncles Smail , Majid , Nourrdine , et KHALI Meziane et tous la famille ZAIDI .

A tous mes amis chacun à son nom et mes collègues aussi .

A tous les enseignants et les enseignantes qui ont contribué à ma formation tout au long de ma vie de primaire jusqu'au maintenant . sans oublier notre chercheur amie DRAOU MOHAMED EL_HABIB, il nous aider avec ces explications et ces efforts .

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

BENTALEB Hassane

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

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

A Mes très chers frères et sœurs

A tous mes amis chacun à son nom et mes collègues

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

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

DAOUDI Zakaria

TABLE DES MATIERES

Dédicaces	Error! Bookmark not defined.
Listes des figures	7
Liste des tableaux	8
ACRONYMES	9
Introduction générale	10
Introduction	10
Problématique	10
Objectifs	10
chapitre I Présentation du complexe GL1/Z	11
I.1 INTRODUCTION	13
I.2 Historique	13
I.3 PRESENTATION DU COMPLEXE GL1/Z	14
I.3.1 Organisation du complexe	14
I.3.2 Description du complexe GL1/Z	16
chapitre II Valorisation des gaz torchés	26
II.1 Introduction	27
II.2 Composition chimique de gaz torché	27
II.2.1 Sources du Gaz torché	27
II.3 Impact des gaz torchés	29
II.3.1 Sur l'Homme	30
II.3.2 Sur l'environnement	30
II.3.3 Sur l'économie	31
II.4 Définition du torchage	31
II.4.1 Raisons du torchage	31
II.4.2 Types de torchage	32
II.4.3 Avantages du torchage	33
II.4.4 Fonction torche	33
II.4.5 Description du système de torche	33
II.4.6 Ballons de séparation de torche	35
II.4.7 Paramètres du système de torches	36
II.4.8 LES SOURCES DES GAZ TORCHES	36
II.5 Le changement climatique et les gaz à effet de serre	Error! Bookmark not defined.

II.5.1 L'effet de serre, un processus normalement bénéfique	Error! Bookmark not defined.
II.5.2 Le rôle perturbateur des activités humaines	Error! Bookmark not defined.
II.5.3 Les conséquences du réchauffement climatique	Error! Bookmark not defined.
II.6 Les engagements internationaux pour lutter contre le changement climatique	38
II.6.1 Le premier Sommet de la Terre	38
II.6.2 Le protocole de Kyoto	39
II.6.3 Les objectifs ultérieurs pour lutter contre le réchauffement climatique	40
II.7 Les solutions mises en œuvre pour diminuer l'effet de serre	40
II.7.1 La maîtrise de l'énergie	40
II.7.2 Le recours aux énergies renouvelables	41
II.7.3 L'utilisation des énergies fossiles plus pauvres en carbone	42
II.7.4 La reforestation, le captage et stockage du CO ₂ , une option complémentaire	42
chapitre III Description du procédé de récupération des gaz torchés	44
III.1 Introduction	45
III.2 Traitement des gaz torchés	45
III.3 Définition de l'autoconsommation	46
III.3.1 Identification des sièges participant à l'autoconsommation	48
III.3.2 Méthode de calcul de l'autoconsommation	48
III.3.3 Bilans gaz du complexe	50
III.3.4 Interprétation	51
III.4 RECUPERATION DU GAZ TORCHE AU DEMARRAGE D'UN TRAIN	51
III.4.1 SOLUTION PROPOSÉ	51
chapitre IV Calcul et résultats	53
IV.1 Définition	54
IV.2 Calcul de compression	54
IV.2.1 Le nombre minimal d'étage	57
IV.2.2 Calcul de la vitesse des roues	57
IV.3 Définition	57
IV.4 Calcul	57
IV.5 Présentation de HYSYS	58
IV.6 Définition de HYSYS	59
IV.6.1 Fonctionnement de HYSYS	59
IV.7 Etude par simulation au moyen de HYSYS	61
IV.7.1 Introduction	61

IV.7.2 Les étapes suivies pour la simulation.....	61
Conclusion.....	63
RECOMMANDATIONS.....	64
Bibliographie.....	65
Liste des annexes.....	66

Listes des figures

Figure I.1 : organigramme du complexe GL1Z	15
Figure I.2 :Schéma de la section d'absorption.	19
Figure I.3 : Schéma de la section de régénération.	19
Figure I.4 : Schéma de la section de déshydratation.	20
Figure I.5 : Schéma général du procédé de liquéfaction du GN	25
Figure II-1 : Volume de gaz torchés dans le monde [8].	28
Figure II.2 : Distribution des gaz Naturel en Algérie [9].	29
Figure II-3 : schéma des principales lignes vers torche froide.	34
Figure II-4 : schéma des principales lignes vers torche froide.	35
Figure II.5 : Les différents sources des gaz torches.	38
Figure II.6 : Mécanisme de l'effet de serre sur la terre.	Error! Bookmark not defined.
Figure II.7 :les emission de CO2 de1970 a 2020.	39
Figure II.8 : Evolution des plus grands émetteurs de CO2	40
Figure II.9 : Pollution due aux installations industrielles.	41
Figure II.10 : Différents modes d'énergies renouvelables	42
Figure III.1 : Représentation schématique de l'autoconsommation	47
Figure IV.1 : Schéma de simulation par le moyen HYSYS	61
Figure IV.2 :Résultat de la simulation du compresseur	62

Liste des tableaux

Table I-1 : Composition chimique du gaz naturel.....	18
Table I-2 : Composition chimique du réfrigérant Multi-Composant MCR.....	23
Table I-3 : Composition chimique du GNL.....	24
Table II-1 : sources des gaz torches	37
Table III-1 : les sources responsables de l’autoconsommation et leur nature	48
Table III-2 :Autoconsommation mensuelle du mois de Janvier 2016	48
Table III-3 : Représente l’autoconsommation mensuelle durant le dernier semestre 2020	50
Table III-4 : Représente l’autoconsommation en fonction de la production annuelle (2016-2020).....	50
Table III-5 :Représente l’évolution de la production de GNL au cours du temps (2016-2020).	50
Table IV-1 : Propriétés du gaz à traité.....	54
Table IV-2 : Les différents paramètres dans le tube et dans la calandre d'un échangeur ..	57
Table IV-3 : Comparaison entre la température au niveau de la tête de tour de lavage dans le cas design et le cas réel	58
Table IV-4 : Comparaison entre les différents composants au niveau de la tête de tour de lavage dans le cas design et le cas réel	58
Table IV-5 :Résultats simplifiés de la simulation du compresseur	62

ACRONYMES

BDV: Blow Down Valve

BM: Banque mondiale

BP: Base pression.

CCW:condenseurs sensibles à la corrosion

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.

ESD: Emergency Shutdown

FG: fuel gaz (carburant)

GA: Gaz associé

GGFR: Initiative mondiale de réduction des gaz torchés.

GNL: Gaz naturel liquéfié.

GPL: Gaz pétrole liquéfié.

GTL: Gas to liquids.

HAP: Hydrocarbures aromatiques polycycliques

HBK: Haoud Berkaoui

HP: Haute pression.

HSE: hygiène et sécurité de l'environnement

PFD : Process Flow Diagram.

MEA: Le monoéthanolamine

MSF : la compression de vapeur

MP: Moyenne pression

MP: Moyenne pression.

RGA : Récupération des gaz associés.

Introduction générale

Introduction

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 .

Problématique

Les gaz torches, tels que l'acétylène, le propane et le butane, sont couramment utilisés dans de nombreux secteurs industriels pour des applications telles que la soudure, le brasage, la découpe et le chauffage. Cependant, l'utilisation de ces gaz peut poser des problèmes importants en termes d'impact environnemental et de sécurité. Cette problématique soulève la question suivante : Quels sont les impacts environnementaux et les risques associés à l'utilisation des gaz torches, et comment pouvons-nous les atténuer ?

Objectifs

Notre objectif sera de développer une méthode de réduire les émissions de torchage de 7% au minimum pour répondre aux exigences de SONATRACH

Plan de travail

Nous avons divisé se mémoire en quatre grands chapitres.

Dans le premier chapitre nous avons présenté le complexe GL1Z .

Le deuxième chapitre chapitre est concerné a des généralité sur les gaz naturels et les gaz torchés.

La description du procédé de récupération des gaz torchés est a été abordé au niveau du chapitre trois.

Dans le dernier chapitre une partie de calcul a été effectuée.

L analyse des resultas a été discuté et ou a terviré ce travail par une conclusion et des perspectives.

chapitre I Présentation du complexe GL_1/\mathbb{Z} .



I.1 INTRODUCTION

Le commerce international du gaz naturel est en plein développement. Ces dernières années, l'Algérie y joue un rôle actif puisque son économie est basée essentiellement sur l'exportation des hydrocarbures, dont le GNL représente une grande partie.

L'Algérie dispose, en effet de réserves importantes estimés à 3000 milliards de mètres cubes (quatrième place mondiale après la RUSSIE, l'IRAN et les USA).

La réserve du gaz de la zone de Hassi R'mel est considérable. Une partie de ce gaz, qui est extraite, soit 70 %, est transportée vers la zone industrielle d'Arzew, où se situent les deux complexes GL1/Z et GL2/Z, qui forment le plus grand ensemble de liquéfaction connu sur la côte méditerranéenne.

I.2 Historique

La mission dévolue à l'entreprise SONATRACH, lors de la création le 31 décembre 1963, est le transport et la commercialisation des hydrocarbures algériens compte tenu des immenses disponibilités que recèle le sous-sol algérien en gaz naturel.

Le 09 octobre 1969 un contrat a été signé entre la Sonatrach et la société américaine El Paso Natural Gas Company, portant sur la livraison de dix milliards de mètres cubes de gaz naturel liquéfié par année pendant une durée de vingt-cinq ans.

Pour la réalisation de ce contrat, une usine appelée Project GNL1 a été créée par décision n° A.0016 d'avril 1971 et actuellement dénommée le complexe GL1/Z.

Sa construction fut confiée par la Sonatrach à la société américaine Chemico suite à la signature du contrat le 26 avril 1971, la date de démarrage des travaux eut lieu le 16 juin 1973.

Cette société a abandonnée le 20 novembre 1975, en plein déroulement du chantier après trente et un mois d'exécution.

La Sonatrach a confié alors, par contrat signé le 21 janvier 1976, l'achèvement de la construction du complexe à la société américaine Bechtel à partir de mai 1976, l'entrée en exploitation du complexe ayant débuté le 25 novembre 1978 ainsi que la satisfaction du contrat El Paso dès l'année 1979.

Par la suite et compte tenu de la demande internationale en matière de besoin en gaz naturel liquéfié, Sonatrach a décidé de rénover ses installations pour :

- ❖ Rétablir et augmenter la capacité contractuelle installée à près de 111 % ;
- ❖ fiabiliser les installations existantes ;
- ❖ moderniser la technologie.

Notons que la production du complexe de liquéfaction se situe actuellement au dessous de la capacité initialement installée; ceci est due à plusieurs facteurs dont:

- *Le vieillissement des équipements.*
- *La technologie datant des années 1970 et qui se trouve à présent dépassée.*

La phase de rénovation est lancée par la signature du contrat entre la Sonatrach et la société américaine Bechtel en date 04 février 1991. Les travaux ont été entrepris par la même société en septembre 1993, et sont supervisés par une direction de projet attachée à la Division Etude et Développement de la Branche Aval [1].

I.3 PRESENTATION DU COMPLEXE GL1/Z

Le complexe industriel de GNL GL1/Z constitue l'une des plus importantes réalisations industrielles de la chaîne de transformation des hydrocarbures, exploitée par la société SONATRACH en Algérie. Il est situé au nord de Bethioua, à 7 Km de la ville d'Arzew, il couvre une superficie de 72 hectares, et se compose de plusieurs zones.

La liquéfaction du gaz naturel, industrie induite par l'émergence du marché mondial du gaz, fait partie de cette branche d'activité. L'appareil de production de GNL est composé de trois complexes dénommés par codification : GL1/Z, GL2/Z, et le futur GL3/Z. Leur implantation fait partie du pôle industriel pétrochimique et gazier de la région, l'une des plus importantes concentrations industrielles du pays.

Comme toute création industrielle d'envergure, le complexe GL1/Z a franchi des étapes qui sont autant d'événements marquants de son histoire récente.

Le 16 juin 1973, le défunt président Houari Boumediene pose la première pierre pour la construction de l'usine. En charge du projet, et pour le compte de SONATRACH, la société américaine BECHTEL, engage les travaux de réalisation le 20 février 1978. Cinq années après, le complexe entre en production et les premières livraisons de GNL sont effectuées à destination des Etats Unis.

I.3.1 Organisation du complexe

Le complexe GL1/Z se divise en deux sous directions :

- Sous direction de l'exploitation qui englobe :
 - Département de production.
 - Département de maintenance.
 - Département des approvisionnements.

- Sous direction du personnel, et qui se compose de :
- Département des ressources humaines.
 - Département des moyens généraux.
 - Département du personnel.

Les départements liés avec les directions dites des structures de contrôle sont :

- Département technique (T).
- Département finances (F).
- Département sécurité (I).
- Département travaux neufs (W).

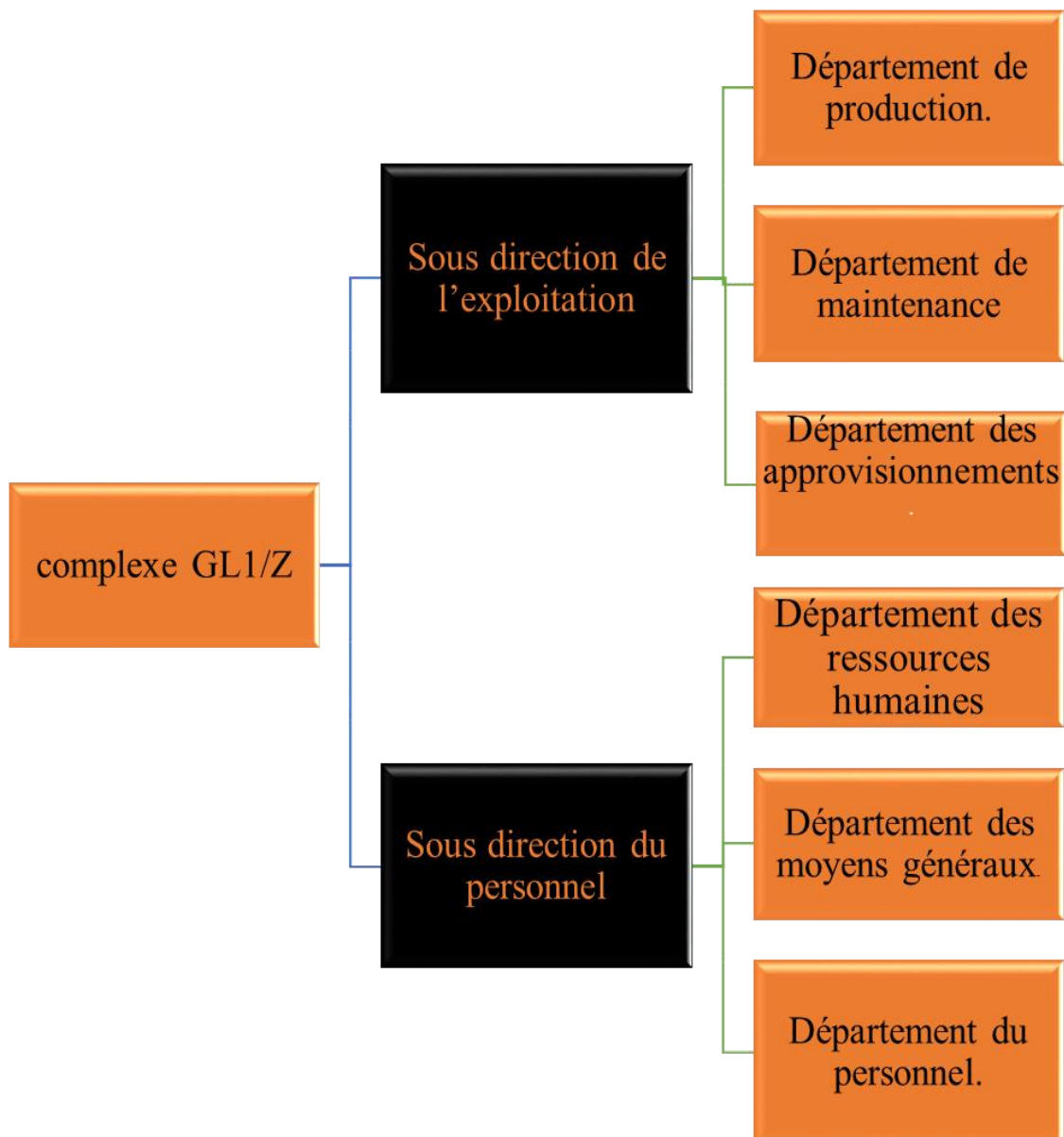


Figure I.1: organigramme du complexe GL1Z

I.3.2 Description du complexe GL1/Z

Le complexe GL1/Z dispose d'une capacité de production de 7,8 Millions de tonnes par an de GNL et se compose de 6 trains de liquéfaction identiques conçus chacun pour un fonctionnement autonome.

Le complexe GL1/Z est constitué de quatre zones :

- Zone d'utilités.
- Zone de process.
- Zone de stockage.
- Zone de pompage.

I.3.2.1 Zone d'utilités

Cette zone fournit d'une manière continue, toutes les utilités nécessaires pour le démarrage et le fonctionnement des trains de liquéfaction :

- Production de vapeur.
- Production d'eau distillée
- Production d'électricité.
- Production d'air instrument et d'azote.

a) Production de vapeur

- Vapeur haute pression HP

Les vapeurs HP sont utilisées pour l'entraînement des turbines des compresseurs, Elles sont produites par les chaudières process qui sont au nombre de 17, chacune d'une capacité de 136t/h de vapeurs à 62 bars et 442 °C, par 06 chaudières de 400t/h et trois chaudières de 91t/h.

- Vapeur basse pression BP

Elle est obtenue après détente par des vannes PV et désurchauffée par des vannes TV pour obtenir successivement 16,5, 10,3 et 3,45 bars utilisées pour l'entraînement des turbo- pompes MEA, turbo-pompes d'huile et fuel gaz, des éjecteurs pour la création du vide au niveau des condenseurs à surface, épurateur MEA et rebouilleurs, ainsi qu'une chaudière de 51t/h à 27 bars.

b) Production d'électricité

La production d'électricité est assurée par trois (03) alternateurs entraînés par des turbines à vapeurs. Les turbo-alternateurs fournissent l'énergie de 18 MW par générateur en plus d'un branchement Sonelgaz.

c) Production de l'eau distillée (Unités de dessalement)

L'eau distillée est utilisée essentiellement pour générer de la vapeur ou comme réfrigérant dans les échangeurs et les condenseurs sensibles à la corrosion (CCW).

La production d'eau distillée est assurée par six dessaleurs dont cinq utilisent le procédé MSF et un la compression de vapeur.

d) Production d'air instrument et d'azote

- Production d'air comprimé :

L'air instrument est utilisé pour l'alimentation des instruments de contrôle et les machines de régulation pneumatique. L'air de service est utilisé pour le nettoyage. Une fois comprimé, l'air instrument subit un séchage préalable pour éviter la corrosion des organes d'instrumentation. Le besoin du complexe est 4600 m³/h. Cet air comprimé est assuré par un ensemble de cinq (5) compresseurs centrifuges avec une pression de refoulement de 10 bars.

- Production d'azote :

L'azote est utilisé sous forme de vapeur pour purger les circuits et pour certaines opérations de liquéfaction. Il est obtenu sous forme gaz ou liquide dans l'unité d'azote à partir du fractionnement de l'air, Il est liquéfié et stocké sous forme liquide

I.3.2.2 Zone de process

Cette zone est constituée de six unités de liquéfaction appelées trains, identiques, tant dans leur design que dans leur fonctionnement. En effet, vues de près, les caractéristiques et les configurations, issues d'un même engineering industriel, explique leur autonomie de fonctionnement pour la liquéfaction du gaz naturel. Chaque train de liquéfaction est composé de huit sections et d'un circuit de refroidissement à savoir :

- Section de décarbonatation (élimination du CO₂).
- Section de déshydratation (élimination de H₂O).
- Section de démercurisation (élimination du Hg).
- Section de refroidissement.
- Section de séparation et tour de lavage.
- Section de fractionnement.
- Section de refroidissement au propane.
- Circuit de refroidissement mixte.
- Section de liquéfaction.

Avant d'entamer la description du procédé de liquéfaction, il est utile de connaître la

composition du gaz naturel.(voir le tableau I.1)

Table I-1 : Composition chimique du gaz naturel.

Composants	Pourcentage molaire	Variation estimée (%)
N₂	5,80	± 0,20
He	0,19	± 0,02
CO₂	0,21	± 0,03
C₁	83,00	± 0,30
C₂	7,10	± 0,15
C₃	2,25	± 0,10
iC₄	0,40	± 0,07
nC₄	0,40	± 0,08
iC₅	0,12	± 0,03
nC₅	0,15	± 0,04
C₆₊	0,18	± 0,05
TOTAL	100	

a-Section de décarbonatation

Le principe d'élimination du gaz carbonique est mis en œuvre par un procédé d'absorption à haute pression (42 bars) et basse température (38 °C). L'absorption du gaz carbonique se fait à contre courant par une solution aqueuse de mono éthanol amine (MEA) diluée à 15%.

Le gaz naturel dépourvu du CO₂ quitte la tête de l'absorbeur pour être envoyé vers la section de déshydratation.

La solution riche en CO₂ quitte le fond de l'absorbeur pour subir une régénération dans une colonne à basse pression et à haute température.(voir les figures I.2.a, I.2.b).

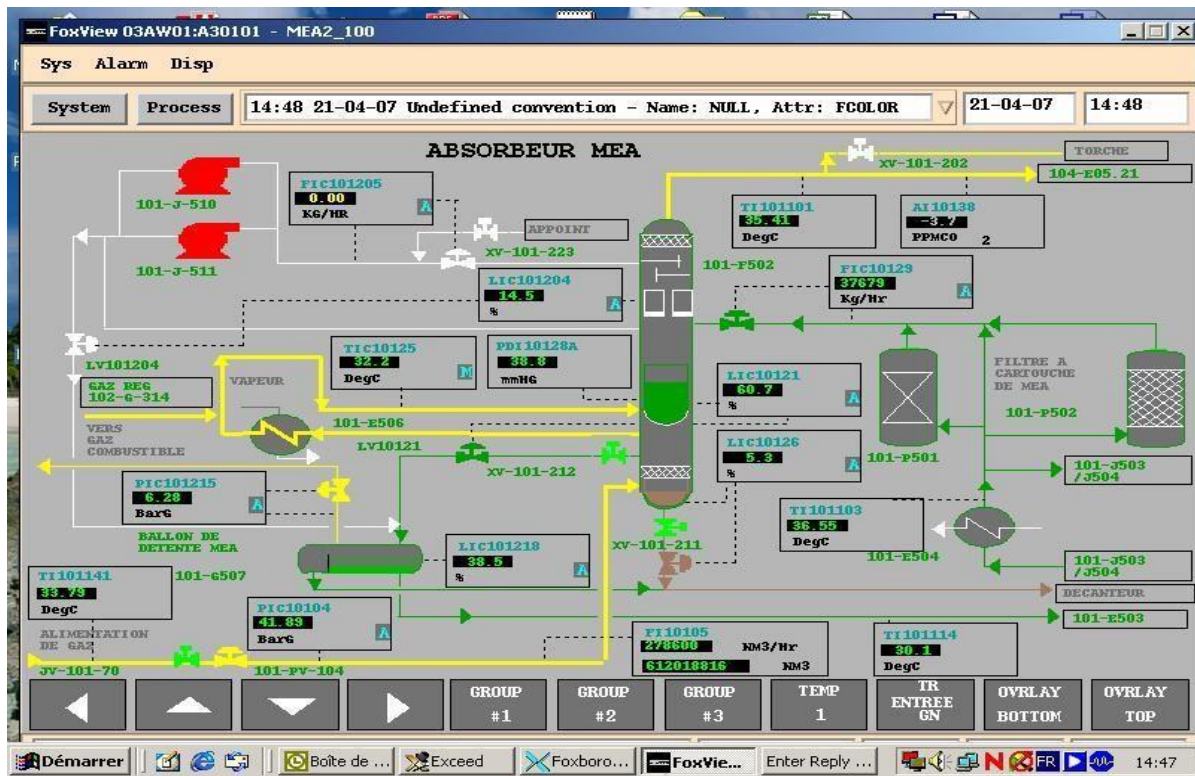


Figure I.2: Schéma de la section d'absorption.

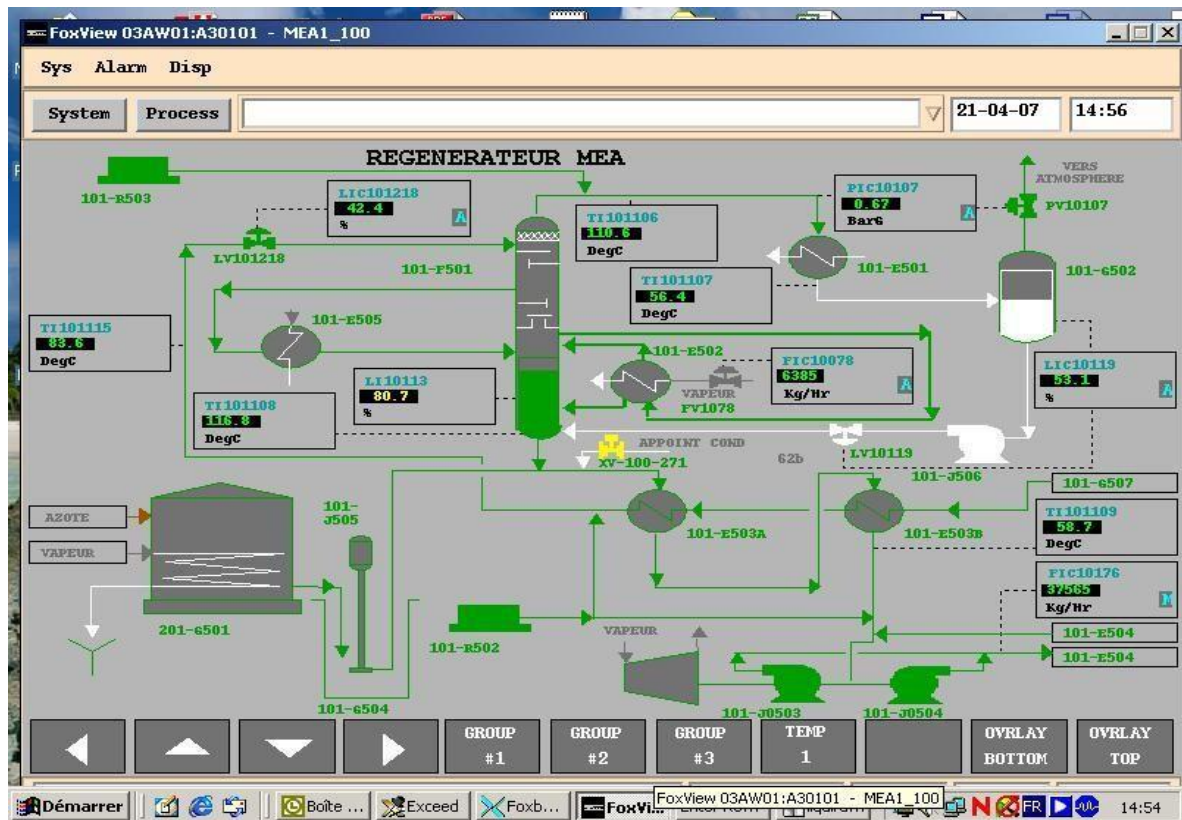


Figure I.3: Schéma de la section de régénération.

a-Section de déshydratation

Un pré-refroidissement dans l'échangeur à propane E-521 jusqu'à 21 °C permet de condenser 65% de l'eau contenue dans le gaz. Cette eau est retenue dans le ballon séparateur G-787. Le gaz chargé d'humidité passe ensuite à travers deux sècheurs à tamis moléculaires (R-310 et R-311) qui travaillent en alternance pendant un cycle de 12 heures. Alors que l'un est en service l'autre est en régénération. Le GN sort avec une concentration en eau inférieure à 1 ppm. L'élimination est basée sur la fixation des molécules d'eau contenues dans le GN par le phénomène d'adsorption.

Le gaz déshydraté est ensuite filtré dans deux filtres P-312 A et B pour éliminer les particules solides entraînées.

b- Régénération des sècheurs

Après 12 heures de service, le sécheur est soumis à une opération de régénération par un gaz réchauffé à une température de 295 °C. Il pénètre par le fond du sécheur en entraînant avec lui toute l'eau contenue dans les tamis à la sortie du sécheur. Le gaz de régénération pénètre dans un refroidisseur, alors que l'eau est condensée, séparée puis dirigée vers la décantation, tandis que le gaz est renvoyé vers le réseau fuel gaz, la torche ou vers l'absorbeur. Le sécheur est refroidi par un gaz à une température de 21 °C pour être prêt au service.(voir la figure I.3)

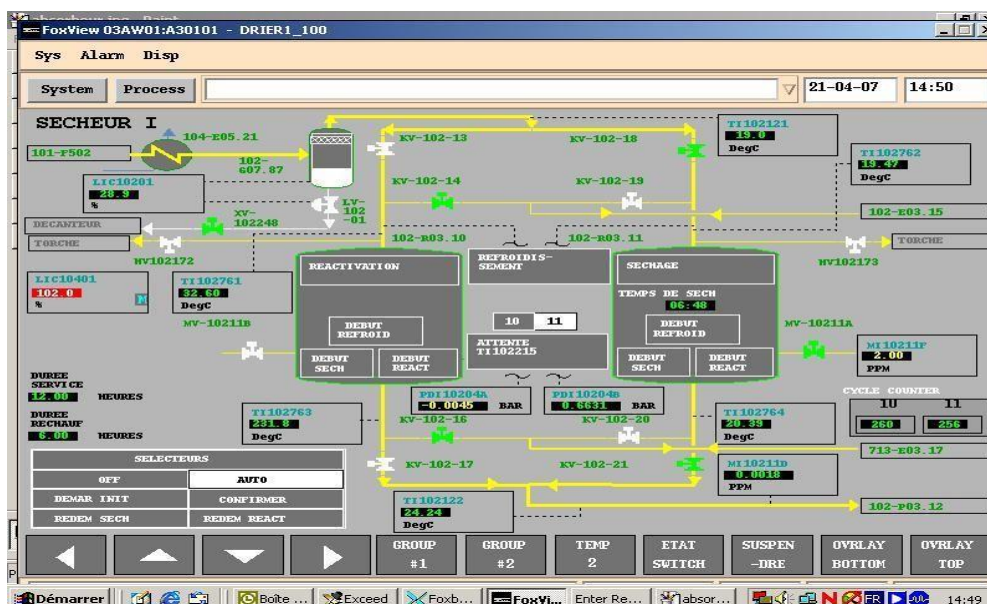


Figure I.4: Schéma de la section de déshydratation.

a-Section de démercurisation

La dernière étape de traitement est l'élimination du mercure. Elle consiste à piéger le mercure contenu dans le gaz pour éviter la corrosion des équipements en aluminium comme le cas de l'échangeur principal de la section de liquéfaction. L'adsorbant utilisé est le charbon à base de soufre, et passe ensuite à travers deux filtres. Le GNT sortant de cette section avec une teneur de mercure inférieure à 7 nano gramme par Nm³ est envoyé vers la section de refroidissement.

b- Section de refroidissement

Le GNT arrive à la section de séparation à une température de 21 °C et une pression effective de 40 bars où il doit subir un refroidissement par deux échangeurs au propane, le premier pour ramener la température du gaz à -1 °C, le second à -26 °C, qui est la température de fonctionnement de la tour de lavage.

c- Section de séparation (tour de lavage)

La section de séparation a pour objectif de séparer le GNT en composants lourds et composants légers.

Le gaz refroidi subit une séparation (flash) dans la tour de lavage F-711 au niveau du 9ème plateau. La phase vapeur riche en méthane et éthane s'élève à travers huit plateaux supérieurs de la colonne ; les vapeurs de tête subissent une condensation dans l'échangeur à propane jusqu'à une température de -40 °C où les vapeurs sont partiellement condensées pour être séparées dans le ballon de flash. Le liquide est refoulé vers la tour de lavage comme un reflux et les vapeurs de tête s'écoulent vers la section de liquéfaction ; le liquide de fond de la tour de lavage passe par un rebouilleur partiel au butane E-713 (70 °C), le butane est chauffé dans un échangeur à vapeur d'eau E-717 (117 °C), puis s'écoule vers la section de fractionnement.

d- Section de fractionnement

Cette section a pour but de fractionner le produit de fond de la tour de lavage afin d'alimenter le circuit de réfrigération et d'appoint dans les différentes sections du process. Cette section est constituée de quatre colonnes de distillation. (Chaque colonne a un rebouilleur, un condenseur et un ballon de reflux).

▪ Déméthanisation

Les composés légers (C1 et des traces de C2) sont séparés des hydrocarbures lourds et passent vers le haut de la colonne à contre courant par rapport à un débit de reflux continu qui s'écoule vers le fond.

Les vapeurs de tête sont partiellement condensées dans un condenseur sous l'effet d'un réfrigérant puis séparées dans un ballon de reflux. Les vapeurs non condensées constituent un appoint dans le circuit MCR.

▪ Dééthanisation

Le produit de fond du déméthaniseur est fractionné à son tour dans le dééthaniseur, afin de produire de l'éthane comme produit de tête. L'éthane obtenu sert comme appoint au réfrigérant mixte (MCR), à la tour de lavage et pour le contrôle de qualité de GNL, en particulier, l'amélioration de son pouvoir calorifique. Le produit de fond sert à alimenter la colonne de dépropanisation.

▪ Dépropanisation

La section de dépropanisation a pour but de produire du propane afin de répondre aux besoins respectifs du circuit de réfrigération au propane, de l'appoint de la tour de lavage et du contrôle de qualité du GNL. Les produits de fond sont dirigés comme alimentation vers la colonne du débutaniseur.

▪ Débutanisation

Le flux d'hydrocarbures pénètre dans la colonne de débutanisation où le butane s'élève vers le sommet ou peut être utilisé comme appoint dans le réseau de gaz combustible ou alors envoyé vers le ballon de reflux de la tour de lavage. Les C5 + s'écoulent vers le fond où ils sont refroidis, puis envoyés vers le stockage dans une sphère de gazoline.

- Boucle propane

La boucle propane comprend trois étages de compression. Le propane est refoulé par le troisième étage du compresseur K-110, refroidi dans un échangeur à eau de mer jusqu'à 43 °C, et condensé dans un échangeur à 37 °C.

Enfin, il sera accumulé dans un ballon qui alimente le ballon séparateur HP-791 et l'échangeur de propane E-521. Le propane liquide subit des détentes successives dans trois ballons de séparation G-791, G-790 et G-785 respectivement à haute, moyenne et à basse pression. Les vapeurs obtenues après chaque flash sont aspirées par le corps du compresseur, à la pression correspondante. Le propane à moyenne pression alimente le condenseur de tête de la tour de lavage E-523, le premier échangeur E-522 et le E-525 A et B.

- Boucle MCR

La boucle MCR comprend deux étages de compression, un refroidissement à l'eau de mer après chaque refoulement et une séparation avant chaque aspiration. Les vapeurs MCR sont aspirées par un compresseur de basse pression et refroidies jusqu'à 38 °C dans l'échangeur à eau de mer pour être séparées dans le ballon séparateur de basse pression.

Le compresseur de haute pression aspire les vapeurs du ballon de haute pression et les refoule vers un échangeur à eau de mer où sa température de sortie est de 32 °C.

Après ce refroidissement, le MCR est amené à sa température de rosée -37 °C à la sortie de deux batteries d'échangeurs propane. Le MCR partiellement liquéfié, est séparé dans un ballon de haute pression pour alimenter les condenseurs de tête du déméthaniseur, de la tour de lavage et l'échangeur principal.(voir le tableau I.2).

Table I-2: Composition chimique du réfrigérant Multi-Composant MCR.

Composants	Pourcentage molaire
N ₂	3
CH ₄	40
C ₂ H ₆	54
C ₃ H ₈	3

b-Section de liquéfaction

La liquéfaction du GN est réalisée dans l'échangeur principal au moyen d'un réfrigérant mixte MCR. Le gaz naturel d'alimentation quitte le séparateur de la tour de lavage avec une pression effective de 39 bars et une température de -34 °C pour pénétrer dans l'échangeur principal. Il reçoit un appoint d'éthane, propane et butane afin d'assurer les contrôles de la qualité du GNL à produire.

Le gaz est subdivisé en deux flux dont le plus important (90 %) pénètre par le fond de l'échangeur à l'intérieur d'un faisceau de tubes, où il circule en flux parallèle avec le MCR (vapeur et liquide).

Le flux MCR liquide est détendu dans la partie médiane par une vanne de détente Joule-Thomson et redescend sous forme de douche dans la calandre pour refroidir les faisceaux MCR (liquide et vapeur) et le faisceau GN.

Le flux MCR vapeur traverse lui aussi l'échangeur principal de bas en haut pour être détendu en tête et redescend côté calandre. Les deux flux se mélangent en bas de l'échangeur afin d'être aspirés et ainsi le cycle est reproduit.

Le GNT traverse l'échangeur principal en passant par des zones de plus en plus froides. Le GNL produit sort à l'état liquide à une température de -150 °C et une pression effective de 25 bars; il pénètre alors dans le déazoteur en passant par une vanne de détente qui permet de réduire

sa pression effective à 0,3 bar et sa température à -162 °C.

Le deuxième flux de gaz d'alimentation (10%) quitte la colonne de séparation pour passer dans un échangeur de gaz et de rejet où il est totalement condensé par la vapeur issue du ballon de flash d'azote. Il quitte alors l'échangeur à -159 °C afin de rejoindre le flux de GNL produit par l'échangeur principal.

Le gaz de réfrigération issu de l'échangeur de gaz et de rejet est envoyé vers le réseau de gaz combustible ou vers le réseau de torche. Le GNL produit s'écoule du ballon de flash d'azote et il est refoulé vers trois réservoirs de stockage de GNL par des pompes spécialement adaptées.(voir le tableau I.4).

Table I-3 : Composition chimique du GNL.

Composants	Pourcentage molaire
N₂	0,60
CH₄	84,0
C₂H₆	6,00
C₃H₈	2,20
iC₄H₁₀	0,30
nC₄H₁₀	0,30
C₅H₁₂ (+)	0,00

I.3.2.3 Zone de stockage

Cette zone comprend trois bacs aériens de GNL d'une capacité de 100.000 m³ stocké sous une pression de 1,03 bar et à une température de -162 °C.

I.3.2.4 Zone de pompage

Cette zone contient une station de pompage de GNL d'une capacité de 10000 m³/h et deux

quais d'expédition avec dix bras de chargement pour méthaniers de 50.000 m³ à 125.000 m³.(voir la figure I.5).

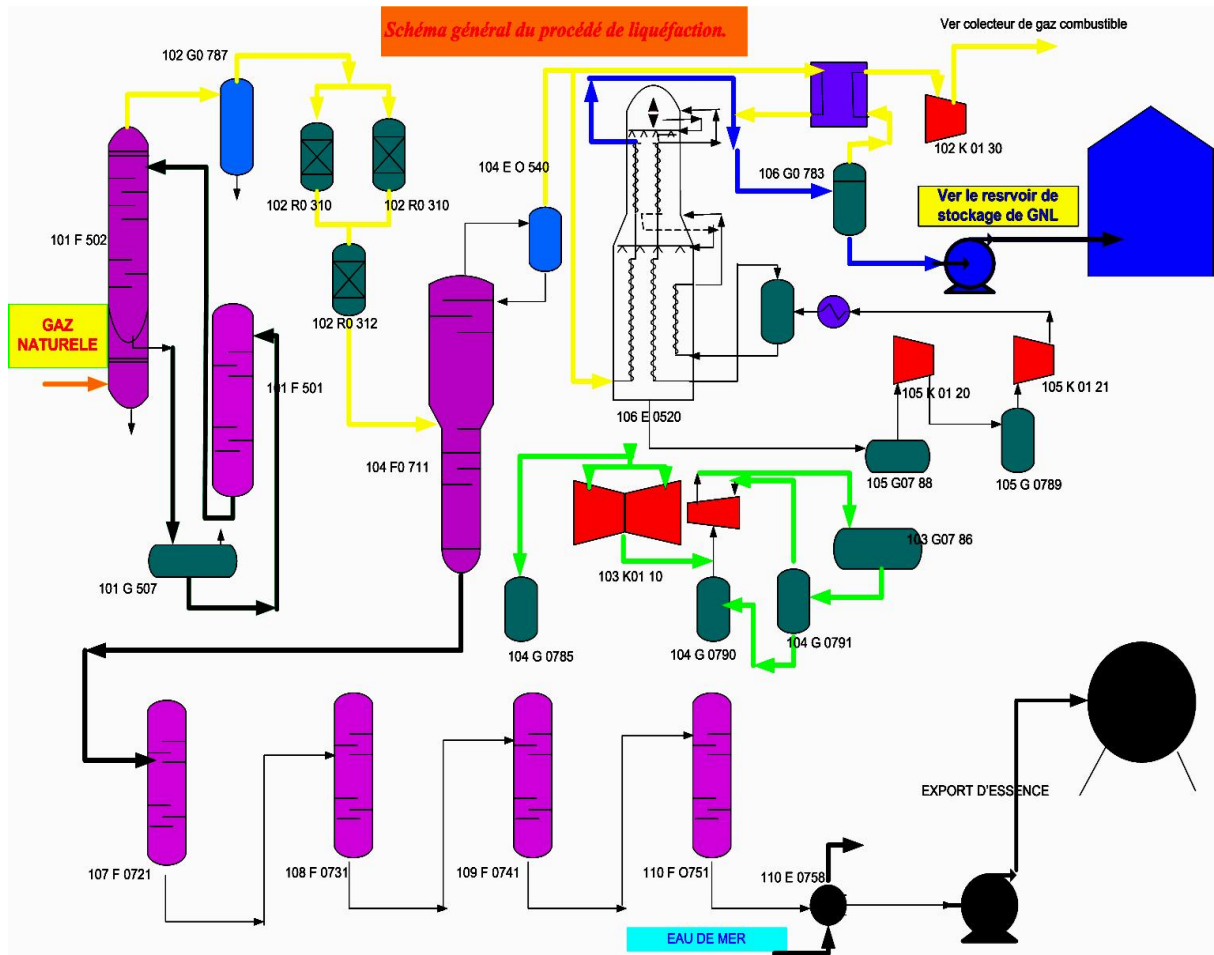


Figure I.5: Schéma général du procédé de liquéfaction du GN

chapitre II Valorisation des gaz torchés

II.1 Introduction

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 brûlé sur place, opération qui se manifeste par une flamme sortant d'une torchère [2].

II.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 (H₂S), du dioxyde de carbone (CO₂), de l'azote (N₂) 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 [3].

II.2.1 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 [4].
- 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 [5].

II.2.1.1 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. [6]. 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 [7].

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.

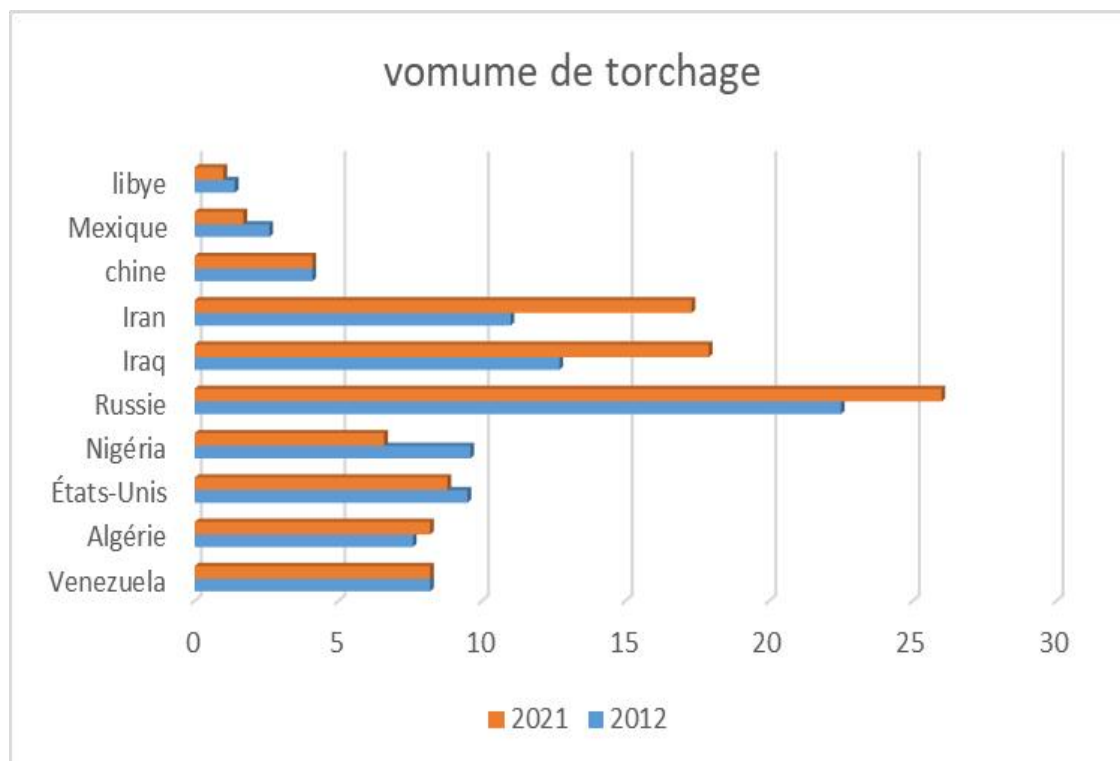


Figure II-1: Volume de gaz torchés dans le monde [8].

II.2.1.2 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. [6]

En Algérie, le gaz naturel destiné au marché national est fourni par SONATRACH. Il est acheminé vers : deux centrales électriques, à l'exportation, aux unités dans les zones industrielles et aux clients. [9]

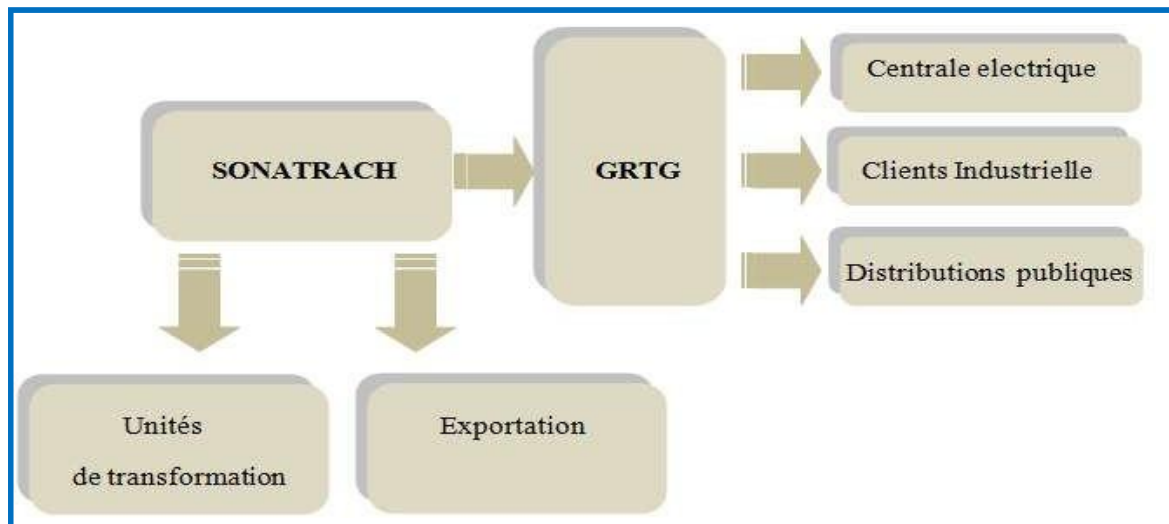


Figure II.2: Distribution des gaz Naturel en Algérie [9].

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 brûlés pour la production du pétrole.

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

Le document de la banque mondiale note que les nouvelles données recueillies par satellite entre 2013 et 2017 font ressortir que le brûlage à la torche des gaz sur les sites de production pétrolière a significativement reculé en 2017 malgré une augmentation globale de 0.5% de la production d'or noir. Cette baisse 5 % du volume des gaz torchés inverse une tendance ascendante amorcée en 2010 [10].

II.3 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.

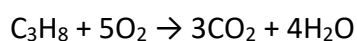
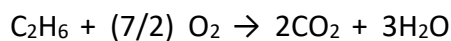
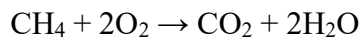
La quantité et la qualité des gaz torchés sont étroitement liées à plusieurs facteurs, notamment le type et à l'âge des infrastructures de procédé, les caractéristiques des hydrocarbures produits, transformés ou manutentionnés, le volume de l'activité de procédé, et l'environnement réglementaire local. [4]

II.3.1 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.

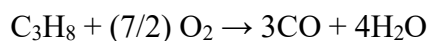
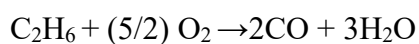
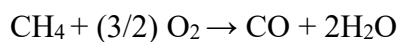
Les oxydes de carbones et d'azote sont les constituants des gaz d'échappement les plus nocifs. Ces gaz sont produits lors d'une combustion complète ou incomplète :

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

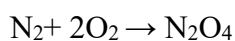
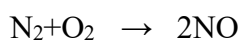
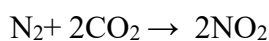


❖ **Combustion incomplète** : dans le cas de torchage lors des arrêts et des démarrages des unités ou pendant les déclanchements, la charge du gaz sera importante . Les réactions de combustion sont comme représentées ci-dessous :

- Pour les hydrocarbures



- Pour l'azote



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 [11].

II.3.2 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 mondiale l'émission de près de 350 millions de tonnes de CO₂ par an, soit l'équivalent des émissions annuelles d'environ 75 millions de voitures [12].

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 a 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 [13].

II.3.3 Sur l'économie

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

II.4 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 [4].

II.4.1 Raisons du torchage

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

Gaz associé à la production du pétrole en faible quantité et de faible valeur énergétique par rapport au pétrole produit, il constitue l'essentiel du gaz torché dans le monde.

Investissements importants : la valorisation insuffisante du gaz et parfois les difficultés techniques conduits à des décisions de brûlage de gaz.

Utilisation du gaz pour vente à des consommateurs industriels ou à des revendeurs nécessite l'investissement d'infrastructures additionnelles et spécifiques de traitement, de transport sous formes comprimée (compresseurs, pipelines) ou liquéfié.

Exploitation et la maintenance des installations pétrolières : L'exploitation pétrolière génère fréquemment, conjointement à une production de pétrole liquide, du gaz associé (GA), souvent en quantités faibles (en masse) par rapport au pétrole un gisement est fréquemment très éloigné

de sa zone de clientèle et le gaz produit exigerait des investissements lourds pour être exporté. Comme il ne peut être transporté par les mêmes moyens physiques que le pétrole, il ne présente en général pas d'intérêt économique, ce qui explique son 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 [14].

II.4.2 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 résiduaux intermittents, continus et de démarrage. Ainsi, on distingue : [15]

II.4.2.1 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 brûlé ; à défaut d'une voie de valorisation, c'est ce que l'on appelle le torchage continu

II.4.2.2 Torchage opérationnel

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

II.4.2.3 Torchage d'arrêt et de démarrage des unités de production

Le torchage est employé de façon continue mais temporaire lors du démarrage d'une nouvelle installation, ou pendant l'arrêt programmé des unités, il s'agit du torchage d'arrêt. Il ya

aussi un torchage intempestif du aux déclenchements électriques des installations [4].

II.4.2.4 Torchage d'urgence

Le brûlage du gaz produit lors des difficultés d'exploitation ou des coupures d'électricité [5].

II.4.3 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 CO₂ ;
- Approvisionnement local en carburant qui produit une énergie électrique et thermique stable [3].

II.4.4 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.

II.4.5 Description du système de torche

II.4.5.1 Torche froide

Chacun des six (06) trains de procédé est muni d'un collecteur de 20" et d'un collecteur de 24" qui rejoignent un collecteur de 42 ". Le collecteur de 42 "s'étend sur toute la longueur de l'usine et se termine au ballon séparateur de la torche froide. Les vapeurs d'hydrocarbures passent ensuite dans la torche froide où elles sont enflammées par une flamme pilote qui brûle constamment après avoir traversé un joint moléculaire placé au sommet de la cheminée de torche. Un générateur de front de flamme est prévu pour enflammer séparément les quatre (04) flamme pilotes placées au sommet de la cheminée de la torche.

Dans chaque train de procéder, un branchement de 1,5" est prévu pour le gaz combustible allant vers le collecteur de torche froide. Un écoulement continu de gaz est maintenu en permanence vers les collecteurs pour assurer un balayage continu qui le maintient exempts d'air. Le gaz combustible provient du refoulement de chaque compresseur de gaz combustible et

il est à la pression d'environ trois (03) bars effectifs. Un diaphragme est prévu pour régulariser la quantité de gaz combustible (gaz purge) allant à chaque collecteur. Une vanne de laminage de gaz de purge de 3/4" vers le collecteur de torche de l'échangeur principal placée sur la conduite 1,5" remplace un diaphragme (voir figure II.3) [16].

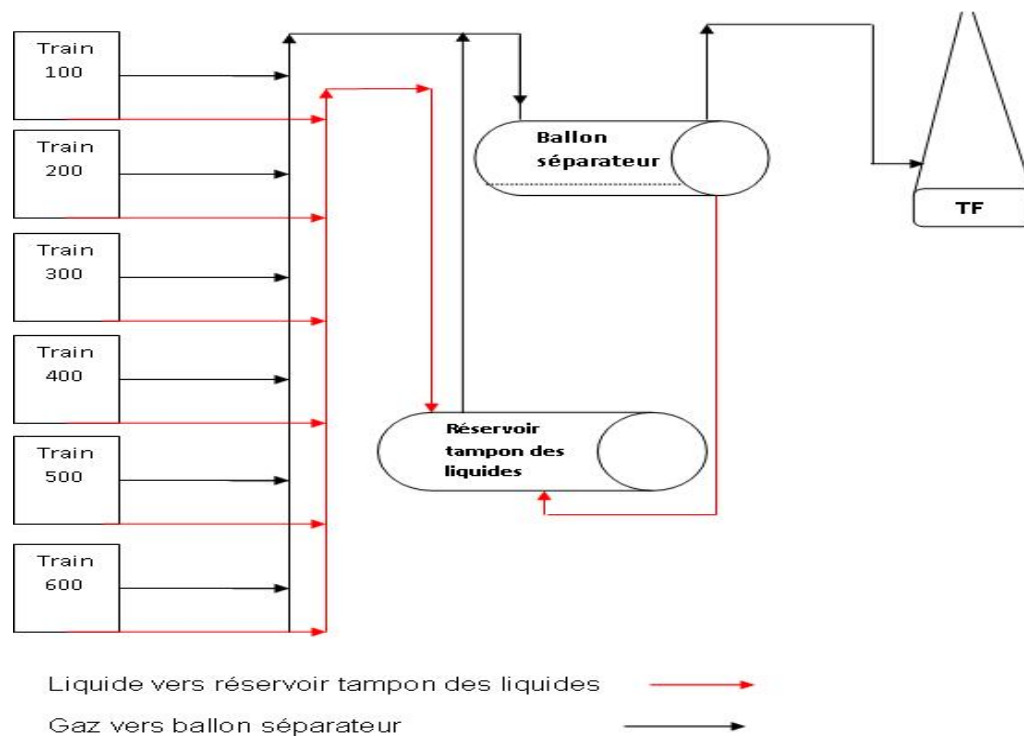


Figure II-3: schéma des principales lignes vers torche froide.

II.4.5.2 Torche chaude

Chacun des six (06) trains de procédé est muni d'un collecteur de 36" qui rejoint un collecteur de 36" qui s'étend sur toute la longueur de l'usine et se termine au ballon séparateur de la torche chaude. Les vapeurs d'hydrocarbures passent ensuite dans la torche chaude où elles sont enflammées par une flamme pilote, qui brûle constamment, après avoir traversé un joint moléculaire placé au sommet de la cheminée de torche. Un petit pot de purge est placé entre le ballon séparateur et la cheminée de torche, afin de vaporiser les hydrocarbures liquides qui pourraient se condenser sur le trajet menant à la torche. Un générateur de front de flamme est prévu pour enflammer séparément les quatre (04) flammes pilotes placées au sommet de la cheminée de la torche.

Dans chaque train de procédé, un branchement de 1,5" est prévu pour le gaz combustible allant vers le collecteur de torche chaude. Un écoulement continu de gaz est maintenu en permanence vers les collecteurs pour assurer un balayage continu qui les maintient exempts d'air.

Le gaz combustible provient du refoulement de chaque compresseur de gaz combustible et il est à la pression d'environ 3 bars effectifs. Un diaphragme est prévu pour régulariser la

quantité de gaz combustible qui va au collecteur principal. Une vanne d'isolement équipée d'un raccordement de purge à l'azote est placée à l'amont des diaphragmes.

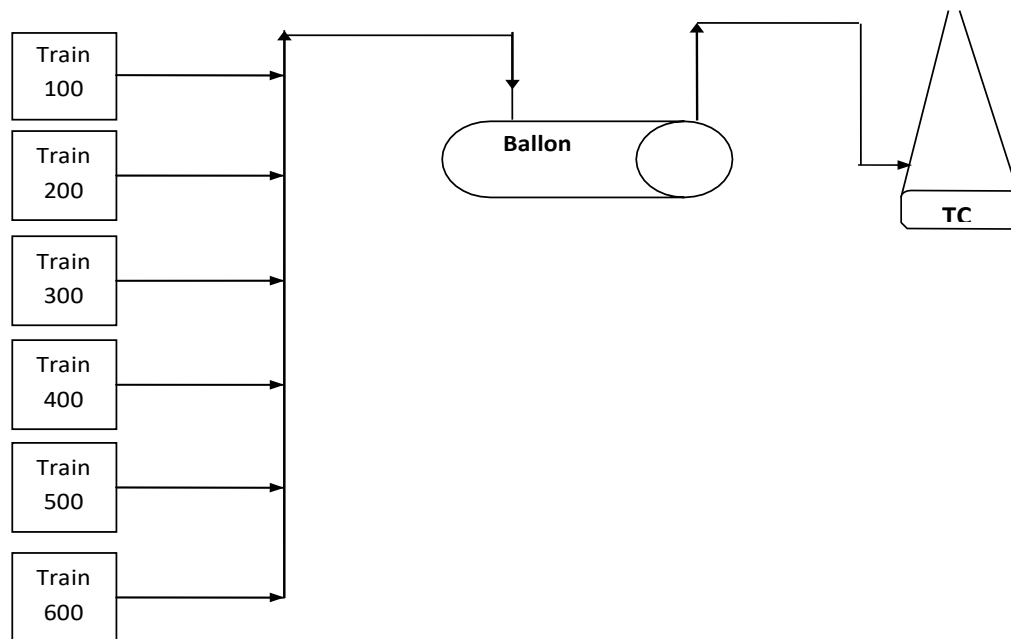


Figure II-4: schéma des principales lignes vers torche froide.

II.4.5.3 Torche des bacs de stockage de GNL

La torche de GNL est conçue pour brûler les vapeurs en excès provenant des réservoirs de stockage de GNL et des soufflantes de vapeurs. Les vapeurs issues de ces sources vont à la torche si la pression dans le collecteur de torche de 36" est supérieure à 508 mm de colonne d'eau. Un générateur de front de flamme est prévu pour allumer séparément les trois (03) flammes pilotes placées au sommet de la cheminée de torche [16].

II.4.6 Ballons de séparation de torche

➤ Les ballons sont dimensionnés de façon que le temps de résidence des vapeurs soit supérieur au temps requis pour qu'une particule de 300 à 600 micromètres parcoure la hauteur existante à la vitesse de sortie.

➤ Si le liquide peut pénétrer dans le système de torche, les ballons ont un temps de rétention de liquide de 20 à 30 minutes.

➤ Les ballons sont conçus pour un minimum de 345 kPa pour éviter des dégâts dus à une explosion éventuelle.

➤ Des trous d'hommes sont prévus au fond des ballons à des fins de nettoyage. Les platines recouvrant ces trous doivent avoir des raccords à soupapes

pour purger.

- Les moyens de platiner, mettre à l'atmosphère et passer les ballons à la vapeur d'eau doivent être prévus.
- Les moyens de chauffer les ballons doivent être prévus lorsqu'il y a des problèmes tels que l'auto réfrigération, ou liquides visqueux ou se congelant [17].

II.4.7 Paramètres du système de torches

Le paramètre principal à surveiller est la pression du gaz combustible des flammes pilotes. Cette pression doit être de 1,03 bar effectif pour la torche froide, la torche chaude et la torche des réservoirs de GNL. Les flammes pilotes doivent être allumées continuellement. Le collecteur de torche froide de 42" et le collecteur de torche chaude de 36" doivent être soumis continuellement à une purge au gaz combustible [18].

II.4.8 LES SOURCES DES GAZ TORCHES

Plusieurs sections d'un train de liquéfaction sont concernées par le brûlage du gaz au niveau des torches à savoir :

Les gaz torchés à partir des torches froide et chaude sont originaires de différentes sources (Fig.II.3):

- Les gaz torchés à partir de l'absorbeur :
- Le gaz naturel est envoyé vers la torche chaude tant que la teneur en CO₂ n'est pas inférieure à <70 ppm.
- Les gaz torchés à partir des sécheurs : Durant la phase de déshydratation, le gaz humide est envoyé vers la torche chaude tant que la teneur en eau est supérieure à 0,5ppm.
- Les gaz torchés à partir de la tour de lavage : Les gaz de la tour de lavage sont envoyés vers la torche froide et la température est inférieure à -30°C. Il est à noter que la tour de lavage constitue la source la plus importante des gaz torchés. Pour sa stabilisation, le débit varie entre 40000 et 80000 Nm³/h, soit de 30% du débit normal. Ce torchage dure au maximum quatre heures (refroidissement et dégivrage de la tour de lavage) [16].
- Les gaz torchés à partir de l'échangeur principal et circuits cryogéniques : Avant stabilisation, tous les gaz froids de l'échangeur principal sont envoyés vers la torche froide, de même que les gaz utilisés lors des opérations de dégivrage, pré refroidissement et de refroidissement final. Les durées de ces opérations dépendent de l'état de préservation de l'échangeur principal. En effet, cette opération s'effectue en trois étapes :
 - ❖ Le pré refroidissement qui dure en moyenne quatre heures avec un débit

de 20000 Nm³/h.

❖ Le refroidissement final qui dure en moyenne six heures avec un débit de 20000 Nm³/h.

❖ L'opération de dégivrage dont la durée est en fonction du point de rosée ; celle-ci dure en moyenne 48 heures avec un débit moyen de torchage de 20000 Nm³/h.

➤ Les gaz torchés à partir de la section de fractionnement :

Les quantités torchées sont difficiles à apprécier lors des dégivrages, des démarrages, des arrêts et de la stabilisation. Des pertes existent et sont dues aux soupapes de sécurité RV et aux vannes de décharge T.F et T.C (fuite interne). Quelque fois, les vannes de purges des capacités de liquide et les événements des lignes de vapeurs ne se referment pas complètement entraînant ainsi le passage constant de gaz ou de liquide vers la torche. De plus, lors de dégagements de soupapes sont rassemblés et acheminés vers la torche, il se peut qu'elles ne se referment pas suite à une surpression.

Quelques fois, la présence d'humidité provoque la non fermeture d'une soupape. Il est donc important d'éviter la condensation et l'humidité sur les soupapes se t'il convient d'assurer une surveillance continue des installations en ce qui concerne la fuite de gaz à travers les soupapes [16].

Table II-1: sources des gaz torchés

Torche chaude	Torche froide	Boil-off
<ul style="list-style-type: none"> • Absorbant • Sécheur 	<ul style="list-style-type: none"> • Tour de lavage • Echangeur principale • Boucle cryogénique • Fractionnement 	<ul style="list-style-type: none"> • Bacs de stockage

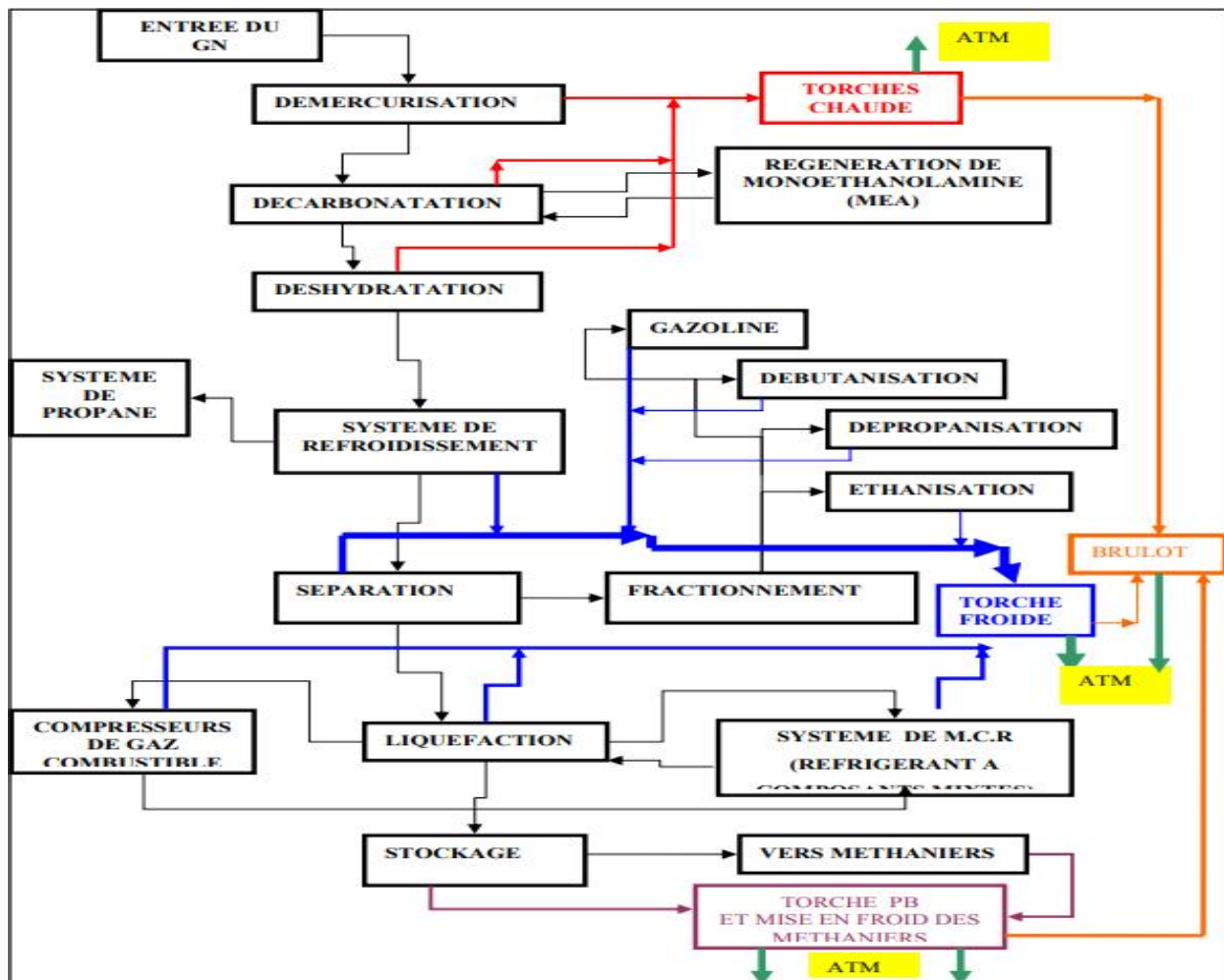


Figure II.5: Les différents sources des gaz torchés.

II.5 Les engagements internationaux pour lutter contre le changement climatique

Depuis que les scientifiques attribuent une responsabilité majeure aux émissions de gaz à effet de serre dans le changement climatique, la communauté internationale se mobilise pour lutter contre ce phénomène

II.5.1 Le premier Sommet de la Terre

La mobilisation de la communauté internationale pour lutter contre les émissions excessives de CO₂ et ses effets sur le climat commence en 1988. Cette année-là, l'Organisation météorologique mondiale et le Programme des Nations unies pour l'environnement créent le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, le GIEC. Ses 2500 membres sont chargés de rassembler à intervalles réguliers (environ tous les six ans) les données scientifiques, d'en faire la synthèse et d'évaluer l'état des connaissances sur le risque de changement climatique. Son premier rapport est publié en 1990.

Le premier Sommet de la Terre se tient à Rio de Janeiro (Brésil) en juin 1992, où la plupart

des pays adoptent la Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC). Elle impose à ses 166 pays signataires de lutter contre le réchauffement climatique d'origine anthropique.

En 1997, les signataires de la Convention se retrouvent à Kyoto pour adopter des objectifs quantifiés de réduction des GES.

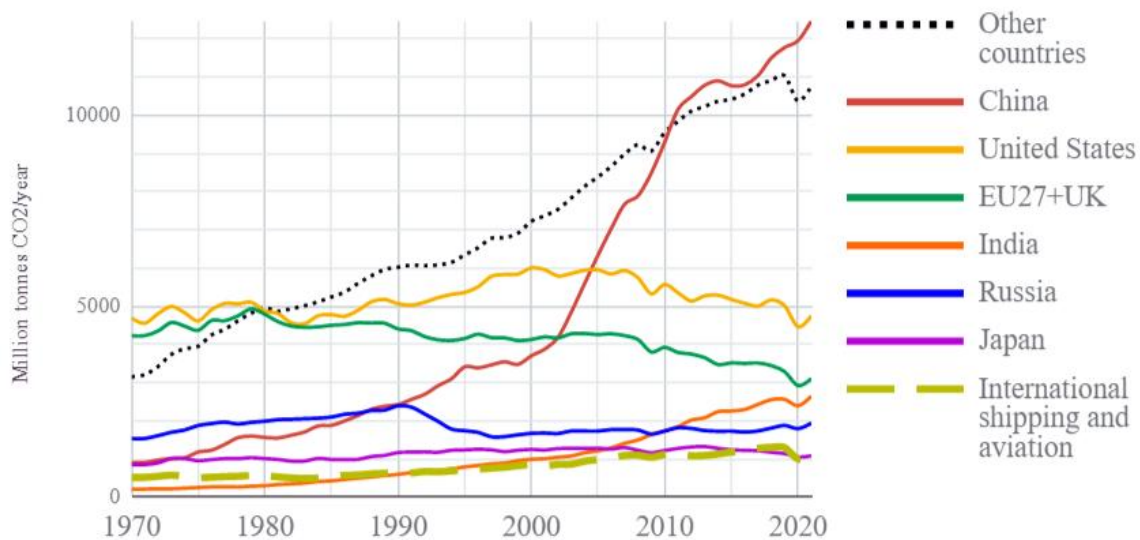
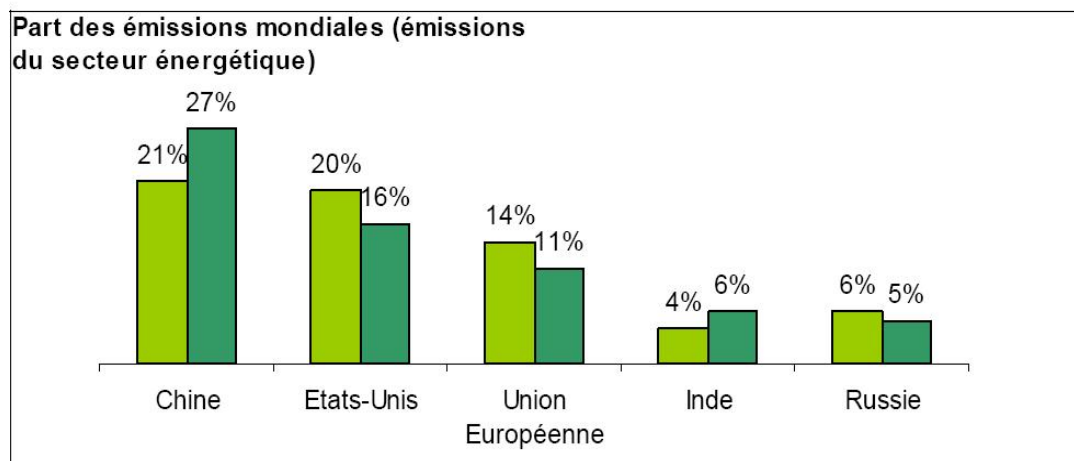


Figure II.7: les émissions de CO2 de 1970 à 2020.

II.5.2 Le protocole de Kyoto

Le protocole de Kyoto est entré en vigueur en février 2005 après avoir été ratifié par suffisamment de pays représentant plus de la moitié des émissions de GES. À ce jour, 175 pays et organisations ainsi que la Communauté européenne l'ont entériné. Parmi les pays développés, seuls les États-Unis et l'Australie ne l'ont pas encore fait. Il prévoit, uniquement pour les pays développés, un objectif de réduction des émissions de GES entre 2008 et 2012 de 5 % par rapport à l'année 1990, date de publication du premier rapport du GIEC qui devient la date de référence. Lors de ces négociations, l'Europe a été parmi les signataires les plus engagés, en acceptant un objectif de réduction de 8% de ses émissions.

Graphique n° 1 : Évolution des 5 plus grands émetteurs de CO₂, 2007-2020

Source : d'après AIE, WEO 2008

Figure II.8: Evolution des plus grands émetteurs de CO₂

II.5.3 Les objectifs ultérieurs pour lutter contre le réchauffement climatique

Les objectifs fixés par le Protocole de Kyoto pour la période 2008-2012 ne sont qu'une étape. Pour stabiliser les températures à un niveau acceptable, but de la Convention Cadre des Nations Unies, des objectifs plus ambitieux doivent être définis par les Etats membres.

Selon le GIEC, il serait nécessaire de limiter le réchauffement planétaire à 2° C en moyenne par rapport à l'ère industrielle pour éviter des catastrophes majeures. Cela nécessiterait, à l'échelle mondiale, de réduire de 50% à 85% d'ici à 2050, par rapport à 1990, les rejets de CO₂. Notons que pour les pays les plus émetteurs, cela signifie un effort de réduction des émissions de 75 à 80% . L'enjeu des négociations internationales consiste à définir un régime mondial qui comprenne l'ensemble des grands émetteurs de gaz à effet de serre en incluant notamment les Etats-Unis, mais aussi les pays émergents, tels que la Chine, l'Inde et le Brésil. Une révision du Protocole de Kyoto doit être négociée pour 2012.

II.6 Les solutions mises en œuvre pour diminuer l'effet de serre

Aux pays signataires, le Protocole de Kyoto fixe des objectifs de réduction des émissions de GES. Ils peuvent mettre en œuvre, pour respecter leurs engagements internationaux, plusieurs outils.

II.6.1 La maîtrise de l'énergie

La combustion des énergies fossiles primaires que sont le charbon, le gaz naturel et le pétrole, pour les transformer en énergies finales (essence ou fioul, charbon purifié, électricité,

etc.) génère, comme nous l'avons vu précédemment, des émissions de GES, et en particulier de CO₂.

La première solution pour diminuer les émissions de gaz à effet de serre, consiste à maîtriser la consommation d'énergie. Il s'agit d'inciter les usagers à modifier leurs comportements, à choisir des équipements plus économes et les industriels à concevoir des produits moins émetteurs en CO₂.

Dans le domaine du logement comme dans celui du transport, des gisements importants d'économie d'énergie s'offrent aux particuliers. Selon l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), l'utilisation d'appareils électroménagers efficaces (les réfrigérateurs ou machines à laver) permettrait de réduire jusqu'à 50% sa consommation d'énergie. La pose d'un vitrage isolant diminue les besoins en chauffage de 7% tandis qu'une isolation des murs engendre une baisse de 10 à 15% de la consommation d'énergie. Le même procédé appliqué à la toiture entraîne jusqu'à 20% d'économie. En ce qui concerne le transport, l'Ademe rappelle également que la voiture particulière est la plus émettrice de CO₂, surtout en ville et dans les encombrements, lorsque la circulation oblige à des arrêts et des démarrages fréquents. La quantité de carburant consommé peut alors doubler et le volume de gaz rejeté être multiplié d'autant. Outre le recours accru aux transports en commun et aux modes de conduite « doux », un bon entretien du filtre à air permet de diminuer de 10% la consommation de carburant.

Des efforts sont également entrepris par les constructeurs, en collaboration avec l'industrie pétrolière pour rendre les moteurs plus économes.



Figure II.9: Pollution due aux installations industrielles.

II.6.2 Le recours aux énergies renouvelables

Les énergies renouvelables (solaire, éolien, hydraulique, etc.) sont appelées à jouer un rôle croissant car leur transformation en électricité génère de faibles émissions de CO₂. Ainsi, les

pays européens se sont engagés à produire 20% de leur électricité à partir de ces énergies à l'horizon 2010. Mais, si la capacité de production d'électricité photovoltaïque croît de 40% par an dans le monde, cette croissance ne peut cependant pas déboucher sur une substitution significative de la consommation d'énergie fossile avant plusieurs décennies.



L'énergie du vent



La géothermie



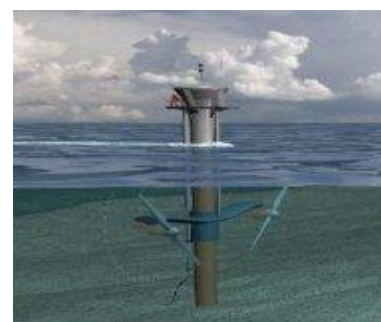
L'énergie solaire



L'hydraulique



L'énergie biomasse



L'énergie des mers

Figure II.10 : Différents modes d'énergies renouvelables

II.6.3 L'utilisation des énergies fossiles plus pauvres en carbone

La substitution entre elles des énergies fossiles est également préconisée. En effet, le remplacement du charbon par du gaz naturel comme combustible s'accompagne d'une réduction de plus de 40% des émissions de CO₂. Le gaz naturel est la ressource fossile qui a connu la plus forte progression depuis les années 70. Cependant, la croissance de la consommation de charbon demeure forte, notamment aux Etats-Unis et en Chine. 70% de l'électricité produite en Chine est ainsi produite à partir du charbon.

II.6.4 La reforestation, le captage et stockage du CO₂, une option complémentaire

Selon le scénario de référence de l'Agence internationale de l'énergie, la consommation mondiale d'énergie devrait progresser de plus de 50% entre 2004 et 2030, en raison, notamment, de la croissance des pays en développement. Les énergies fossiles vont continuer à satisfaire jusqu'à 90% de la demande, même si les énergies renouvelables permettent de satisfaire une

partie croissante des besoins. Les émissions globales de CO₂ issues de la combustion des produits fossiles devraient donc croître pendant la même période. Une estimation raisonnable évalue à 62 % cette croissance.

Pour concilier l'utilisation des ressources fossiles et la diminution des émissions de GES liées aux activités humaines, toutes les solutions doivent donc être explorées. La reforestation peu contribuer à augmenter le puits de carbone en absorbant naturellement une partie du CO₂ émis dans l'atmosphère.

Le dernier rapport du GIEC insiste sur le bénéfice de cette approche, mais rappelle que ce bénéfice n'est pérenne que si les forêts sont exploitées et leur bois stocké.

Dans ce contexte, une option technologique complémentaire est actuellement étudiée. Il s'agit du captage et du stockage géologique du CO₂. Elle consiste à récupérer ce gaz à effet de serre dès sa source de production et à le réinjecter dans le sous-sol. Il ne pourra donc plus contribuer au réchauffement climatique planétaire. Les institutions européennes encouragent cette voie, en complément des autres mesures. Ainsi, la Présidence du Conseil européen des 8 et 9 mars 2007, demandait « instamment aux Etats membres et à la Commission d'œuvrer au renforcement des activités de Recherche et de Développement et de définir le cadre technique, économique et réglementaire nécessaire pour mettre en œuvre, si possible d'ici 2020, des technologies de piégeage et de stockage du dioxyde de carbone respectueuses de l'environnement ainsi que de nouvelles centrales électriques à combustibles fossiles » et se félicitait « de l'intention de la Commission d'élaborer un mécanisme visant à stimuler la construction et l'exploitation, d'ici à 2015, d'un certain nombre (pouvant aller jusqu'à 12) d'installations de démonstration de technologies durables d'utilisation de combustibles fossiles pour la production commerciale d'électricité».

chapitre III Description
du procédé de
récupération des gaz
torchés

III.1 Introduction

Le complexe GL1/Z a été conçu pour produire 17 millions de m³ de gaz naturel par jour. Cet objectif n'est pas toujours réalisé à cause de la défaillance des installations dans le procédé qui ont nécessité des arrêts suivis de démarrages des trains de liquéfaction. Pendant ces phases de transition, les gaz sont envoyés vers le réseau torche où ils sont brûlés à une certaine distance de l'usine afin d'éviter tout danger, ce qui constitue ainsi un moyen de sécurité impératif pour l'usine.

Ces quantités de gaz perdus (torchés) lors des arrêts et de démarrage sont considérées comme importantes, influent sensiblement sur l'autoconsommation et contribuent à l'émission des gaz à effet de serre.

L'autoconsommation constitue l'un des objectifs prioritaires dans la politique de l'entreprise Sonatrach, et au fil du temps elle est devenue un paramètre clé dans la gestion de l'économie de l'entreprise. Parmi les actions entreprises pour lutter contre l'augmentation de l'autoconsommation, il y eut plusieurs opérations de rénovation des unités de production afin de rétablir et d'augmenter la capacité contractuelle en fiabilisant les installations sur plusieurs aspects (coût de procédé, autoconsommation, etc....).

Depuis sa conception, le complexe GL1/Z s'est engagé à diminuer le facteur d'autoconsommation en réussissant à la ramener de 24% en 1978 à 14% en 2008. Ceci a été perçu comme étant un défi gagné et ce, après différentes études et modifications des installations. Citons, par exemple, l'utilisation d'une soufflante pour augmenter la pression du gaz de régénération des sécheurs de 40 à 44 bars afin de le réinjecter dans l'absorbeur. Grâce à cette modification, les exploitants ont pu ainsi récupérer une quantité équivalente à 20 000 Nm³/h de GN pendant toute la durée de fonctionnement d'un train

III.2 Traitement des gaz torchés

Le traitement des gaz torches fait référence aux méthodes utilisées pour gérer et réduire les émissions de gaz torches provenant des installations industrielles. Les gaz torches sont généralement des gaz combustibles, tels que le méthane, qui sont brûlés à la torche pour des raisons de sécurité ou de régulation de pression.

Cependant, brûler ces gaz torches est souvent considéré comme une pratique inefficace et nuisible pour l'environnement, car elle entraîne des émissions de gaz à effet de serre et contribue au changement climatique. Par conséquent, diverses méthodes de traitement des gaz torches ont été développées pour minimiser ces impacts négatifs.

Voici quelques-unes des techniques couramment utilisées pour le traitement des gaz torches :

- La récupération des gaz torches : au lieu de brûler les gaz torches à la torche, ils peuvent être

collectés et utilisés comme source d'énergie. Les gaz peuvent être capturés, comprimés et utilisés comme carburant dans les installations industrielles ou injectés dans le réseau de gaz naturel.

- La conversion des gaz torchés : les gaz torchés, tels que le méthane, peuvent être convertis en d'autres produits utiles, tels que l'éthylène ou le méthanol. Ces produits peuvent ensuite être utilisés dans d'autres processus industriels ou vendus sur le marché.
- La réduction des émissions : des technologies telles que les brûleurs à faible émission peuvent être utilisées pour réduire la quantité de gaz torchés brûlés et minimiser les émissions de gaz à effet de serre.
- L'optimisation des procédés : une meilleure planification et gestion des procédés industriels peuvent aider à réduire la production de gaz torchés. Cela peut impliquer l'amélioration de la collecte et du transport des gaz, ainsi que l'optimisation des processus de production.

Il est important de noter que les méthodes de traitement des gaz torchés peuvent varier en fonction du type d'industrie, des réglementations locales et des conditions spécifiques de chaque installation. Les efforts visant à réduire les émissions de gaz torchés sont essentiels pour atteindre des objectifs environnementaux et promouvoir une utilisation plus durable des ressources.

III.3 Définition de l'autoconsommation

L'autoconsommation représente dans une usine de liquéfaction de gaz la quantité d'énergie consommée dans l'usine elle-même pour la production du GNL. Elle est égale à la différence entre l'énergie entrante en thermies sous forme de gaz naturel (C1, C2, C3, C4, C5+) et l'énergie sortante en thermies sous forme de GNL, de propane, de butane et de gazoline par rapport à l'énergie entrante.

Elle est généralement quantifiée par le coefficient d'autoconsommation (AC%) qui exprime le rapport des thermies consommées aux thermies entrantes comme l'indique la relation (V.1) :

$$AC\% = \frac{E - S}{E} \times 100 \quad (\text{IV.1})$$

E : Energie entrante en thermies

S : Energie sortante en thermies

A : Autoconsommation

Ce qui peut être schématisé par la figure III.1 ci-dessous:

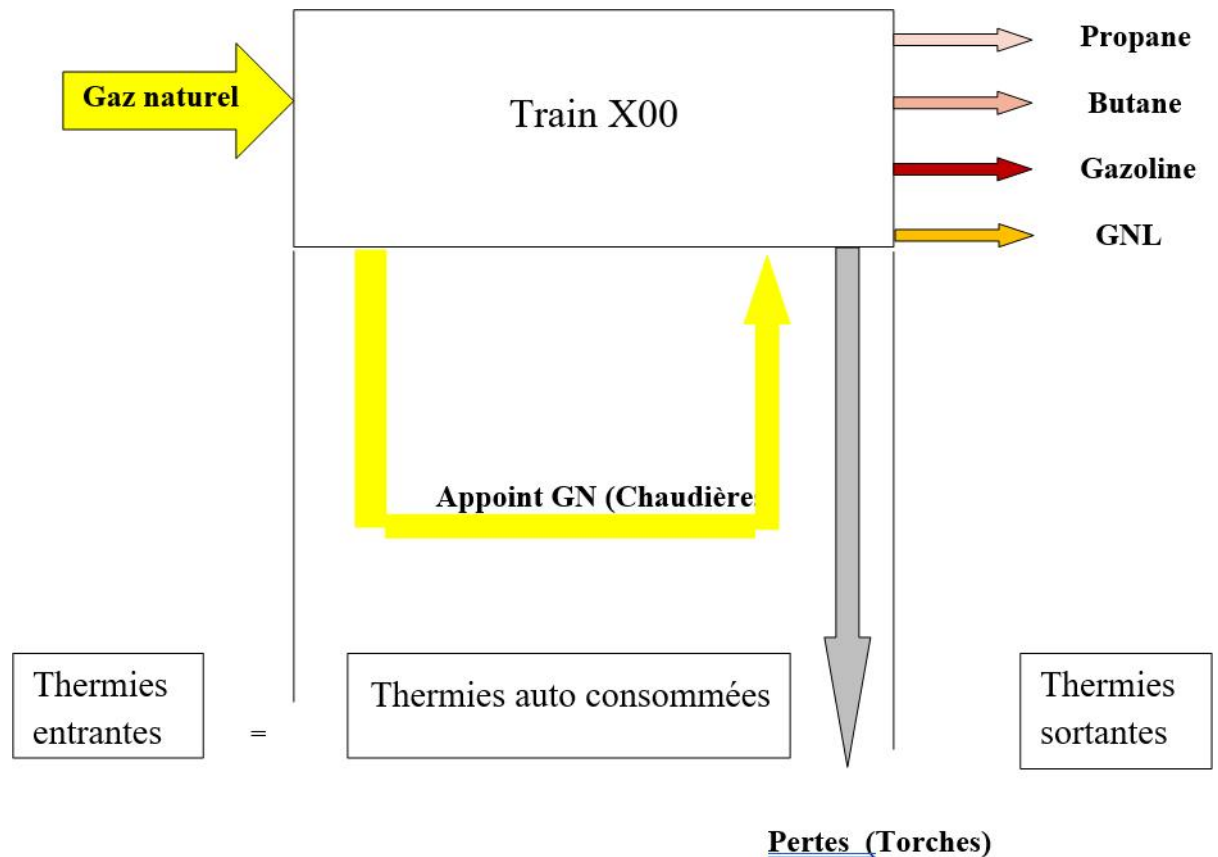


Figure III.1: Représentation schématique de l'autoconsommation

■ On désigne par thermies auto consommées l'ensemble des effets suivants :

1. Les quantités de GNL perdus sous forme de flash en aval de l'échangeur principal et dans les bacs de stockage.
2. Les appoints de CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 et C_4H_{10} dans le MCR pour maintenir la bonne composition de ce dernier.

3. Les autres pertes qui sont de deux sortes :

les pertes lors des démarrages et des arrêts et qui sont plus importantes car les débits peuvent aller jusqu'à $80\,000\text{ Nm}^3/\text{h}$ de GNL pendant plusieurs heures, voire plusieurs jours.

✓ Les pertes dues aux fuites de gaz vers torches et la vapeur d'eau vers l'atmosphère.

■ Les thermies produites sont constituées par l'ensemble des productions commercialisées à savoir :

- ✓ Le gaz naturel liquéfié (GNL).
- ✓ Le propane
- ✓ Le butane
- ✓ la gazoline.

L'augmentation de l'autoconsommation d'une usine de liquéfaction de gaz est accentuée par les trois causes principales suivantes :

- Le dégivrage d'un train de liquéfaction qui consiste au prédémarrage.
- Les démarrages et les arrêts des trains.
- L'appoint de GN dans le réseau fuel/gaz.

Notons que les deux premières causes sont les plus importantes

III.3.1 Identification des sièges participant à l'autoconsommation

Table III-1: les sources responsables de l'autoconsommation et leur nature

DESIGNATION	NATURE
Autoconsommation nette	Consommation dans les chaudières et les générateurs de flammes Appoint au réseau gaz combustible
Gaz torchés	Arrêts et démarrage Déclenchement / Délestage Indisponibilité compresseur gaz combustible Dégivrage Pertes de réfrigérants Excès des vapeurs de stockage
Autoconsommation globale	Autoconsommation nette+ gaz torchés

III.3.2 Méthode de calcul de l'autoconsommation

Table III-2:Autoconsommation mensuelle du mois de Janvier 2016

Consommation en GN (Cm ³)	542963
PCS GN	9377
Production en GNL (m ³)	703157
PCS GNL	5960.31
Production en Gazoline (Tm ³)	3697
PCS C5+	11691
Utilisations internes(m ³)	84160.849
Gaz transformés (m ³)	451558
Gaz torchés (m ³)	7244.151
Autoconsommation (%)	16.83

$$\text{Consommation en GN (M}^3\text{)} = \text{Utilisations internes (M}^3\text{)} + \text{transformés (M}^3\text{)} + \text{Gaz torchés (M}^3\text{)}$$

Sachant que :

- 1 Contra mètre cube (Cm³)= 0.93544 Normo mètre cube (Nm³)
- **Thermie** : La thermie (symbole th) est une ancienne unité de quantité de chaleur. Elle correspond à la quantité de chaleur nécessaire pour élever d'1 °C la température d'une tonne d'eau à 15 °C sous la pression normale (1 000 kcal = 1 Mcal)
- Energie entrante (th) = Consommation en GN (Cm³) * PCS de GN
- Energie sortante (th) = (Production en GNL (m³) * PCS GNL) + (Production en Gazoline (Tm³) * PCS C5+)

$$\text{Autoconsommation (th)} = \text{Energie entrante (th)} - \text{Energie sortante (th)}$$

$$\begin{aligned} \text{Autoconsommation (th)} &= \text{Energie entrante (th)} - \text{Energie sortante (th)} \\ &= 857108725.3 \text{ thermies} \end{aligned}$$

Le coefficient d'autoconsommation en % (AC) sera donc :

$$\text{AC} = [(\text{énergie entrante} - \text{énergie sortante}) / \text{énergie entrante}] \times 100$$

$$\text{AC (\%)} = 16.83$$

Autoconsommation en équivalent Gaz naturel :

$$\text{AC}_{\text{GN}} = 50927.434 * 10^3 \text{ Cm}^3$$

Le complexe GL1/Z a réalisé durant le mois de septembre 2020 un taux d'autoconsommation de 37.27 % pour le cas de 6 trains en fonctionnement.

Ce taux d'autoconsommation est dû principalement aux causes suivantes:

- Arrêt du train 200 pour rinçage de la section 01 à cause de la haute teneur en CO2.

- Arrêt du train 200 pour travaux sur fuite d'huile de contrôle du compresseur MCR11 KT-121. Arrêt à plusieurs reprises du train 600 pour travaux sur fuites de tubes des condenseurs.
- Déclenchement du train 100 suite au déclenchement du compresseur KT-121 par vibration XSHH-105323 (I/B) turbine.
- Arrêt à quatre reprises du train 600 suite à une fuite de propane au refoulement général du compresseur propane KT-110.
- Déclenchement du train 600 suite au déclenchement du KT-110 par LSH-432 (Problème instrumentation).

III.3.3 Bilans gaz du complexe

Nous avons procédé à une estimation de l'autoconsommation durant le second semestre de l'année 2020 puis ensuite comparé ces valeurs à celles des années précédentes.

Table III-3: Représente l'autoconsommation mensuelle durant le dernier semestre 2020

Mois	E entrante	E sortante	Energie Autoconsommé	AC Equivalent en GN
Juillet	2707920385	1990244741	717675643.6	76696.0527
Août	3066314046	1962018330	1104295716	118075.807
Septembre	2321746020	1456440218	865305802.4	92721.6413
Octobre	3481435566	2660786083	820649482.5	87793.848
Novembre	2573894472	1973802720	600091752	64287.3023
Décembre	1606838900	1285687229	321151671.4	34688.7235

Table III-4: Représente l'autoconsommation en fonction de la production annuelle (2016-2020).

Année	2016	2017	2018	2019	2020
AC (%)	19.18	18.83	23.71	35.16	25.63

Table III-5: Représente l'évolution de la production de GNL au cours du temps (2016-2020).

Année	2016	2017	2018	2019	2020
production en GNL (m ³)	4234637	3566811	2846334	4967595	6409918

III.3.4 Interprétation

L'examen des résultats obtenus montre que :

- ✓ L'autoconsommation diminue lorsque la production en GNL augmente, c'est-à-dire que l'autoconsommation est inversement proportionnelle à la quantité produite en GNL. Ceci signifie que plus on produit, moins on consomme d'énergie et donc qu'on torche moins.

Durant la période allant de 2016 jusqu'à 2020, nous avons remarqué une réduction du facteur d'autoconsommation. Mais pour pendant l'année 2019, on observe une augmentation de ce facteur et cela en raison de plusieurs problèmes d'exploitation ainsi que du nombre élevé des arrêts a cause de COVID19, des déclenchements et des délestages.

III.4 RECUPERATION DU GAZ TORCHE AU DEMARRAGE D'UN TRAIN

Lors de la phase du démarrage d'un train de liquéfaction au niveau du complexe GL1/Z, un débit de gaz naturel estimé entre 60.000 et 100.000 Nm³/h alimente la tour de lavage pendant une durée de six heures et parfois plus, avant que la teneur d'hydrocarbures lourds (C5+) ne soit inférieur à 0,06 % molaire pour pouvoir être introduit dans l'échangeur principal pour la liquéfaction, ce qui se traduit par un rejet vers l'atmosphère de quantités importantes des gaz à effet de serre responsables, rappelons-le, du réchauffement climatique. Ces gaz torchés constituent non seulement une source de pollution de l'environnement mais également une énergie perdue alors qu'il est possible de les récupérer.

Ainsi, dans l'objectif d'une réduction des émissions de gaz torchés à 0% ("zéro torchage") correspondant à une minimisation de l'autoconsommation.

III.4.1 SOLUTION PROPOSÉ

Notre travail a consisté à étudier la possibilité d'une récupération de ces gaz torchés en procédant éventuellement à une modification des installations concernées, ce qui permettrait soit :

- 1 recycler ces gaz et de les réinjecter dans le collecteur de gaz d'alimentation du train.

Ou bien

- 2 recycler ces gaz et de les réinjecter dans une autre tour de lavage d'un train en service .

Pour cela, nous avons procédé de la manière suivante :

- Commencer par une estimation des quantités de gaz torché au niveau du complexe pour différents cas de figure : marche normale ou arrêt, déclenchement.

- Proposer des modifications destinées à récupérer ces gaz torchés dans les deux cas suivants :
 - ✓ Marche normale
 - ✓ Déclenchement ou arrêt du train.
 - Effectuer un calcul par simulation au moyen du logiciel HYSYS des installations une fois modifiées, puis examiner la situation la plus fiable susceptible d'être retenue.
- Procéder à une étude technique des modifications proposées.

chapitre IV Calcul et résultats

IV.1 Definition des compresseurs

Les compresseurs sont des appareils qui transforment l'énergie mécanique fournie par une machine motrice en énergie de pression; (en réalisant un accroissement de pression d'un fluide à l'état gazeux). Autrement dit, un compresseur mécanique est un organe mécanique destiné à augmenter par un procédé uniquement mécanique la pression d'un fluide. Lorsque le fluide est un air, le compresseur est dit "compresseur à air".

IV.2 Calcul de compression

Données de calcul:

Débit : $Q = 204300(\text{kg/h})$

Pression d'aspiration : $P_1 = 39.16 \text{ bars} = 3916 \text{ kPa}$

Température d'aspiration : $T_1 = 4.785 \text{ °C} = 277.935 \text{ °K}$

Pression de refoulement : $P_2 = 47.16 \text{ bars} = 4716 \text{ kPa}$

Table IV-1: Propriétés du gaz à traité.

	YI	M	PCI KPA	T K	cpi j/Mol. k	YI MI	YI PCI	YI TC	yi cpi
Nitrogen	0.0333	28	3399	126.21	29.05	0.9324	113.1867	4.202793	0.967365
Helium	0.0011	4,003	227.5	5.2	20.77	4.4033	0.25025	0.00572	0.022847
Methane	0.8506	16	4640	190.55	34.39	13.6096	3946.784	162.08183	29.252134
Ethane	0.0792	30.07	4880	305.43	52,49	2.381544	386.496	24.190056	4.157
Propane	0.0215	44	4249	369.82	73,6	0.946	91.3535	7.95113	1.582
i-Butane	0.0040	58	3648	408.13	96,65	0.232	14.592	1.63252	0.386
n-Butane	0.0050	58	3797	425.16	98,49	0.29	18.985	2.1258	0.492
i-Pentane	0.0016	72	3380	461	118,9	0.1152	5.408	0.7376	0.19
n-Pentane	0.0017	72	3369	469.6	122,90	0.1224	5.7273	0.79832	0.21
n-Hexane	0.0020	86	3002	507.6	146	0.172	6.004	1.0152	0.292
						23.204444	4588.78675	204.740969	37.551346

Calcul du coefficient poly-tropique

$$n_1 = \frac{cp_1}{cp_1 - R} \text{ avec: } C_p = \sum C_{p_i} \cdot Y_i$$

$$n_1 = 1.28$$

Calcul du facteur de compressibilité avec: $P_c = \sum P_i \cdot Y_i$ **Annexe 1**

$$Pr1 = \frac{p1}{pc}$$

$$Pr1 = 0.8533$$

$$Tr1 = \frac{T1}{Tc}$$

$$Tr1 = 1.357$$

A partir de diagramme Pr-Tr nous avons tiré

$$Z1 = 0,91$$

-Annexe-2-

Calcul de la température T2 de refoulement

Pour calculer la température T2 de refoulement, nous devons calculer d'abord le taux de compression r pour un compresseur à un (01) étage.

$$r = \frac{P2}{P1}$$

$$r = 1.205$$

$$\delta1 = \frac{n1-1}{n1}$$

$$\delta1 = 0.22$$

$$T2 = T1 + \left[\frac{T1}{np} (r^{\delta1} - 1) \right]$$

$$np = 0.74$$

$$T2 = 293.66 \text{ k}^\circ$$

Calcul du facteur de compressibilité au refoulement

$$Pr2 = \frac{p1}{vc}$$

$$Pr2 = 1.0277$$

$$Tr2 = \frac{T2}{Tc}$$

$$Tr2 = 1.434$$

A partir du diagramme Pr-Tr nous avons tiré $Z_2 = 0,89$

-Annexe-2-

$$Z = \frac{0.91 + 0.89}{2}$$

$$Z = 0.9$$

Le travail polytropique

$$W_p = \left[\left((rs)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right) \cdot \frac{nZaRT_1}{M(n-1)} \right] \quad \text{avec :} \quad rs = r$$

Donc:

$$n_2 = \frac{CP_2}{CP_2 - R}$$

$$C_p (293.66 \text{ K} = 20.51 \text{ C}^\circ) = 47.6 \text{ kJ/kmol}^\circ\text{K}$$

$$C_{p2} (-18,89 \text{ C}^\circ) = 35,287 \text{ kJ/kmol}^\circ\text{K}$$

-Annexe-5-

$$n_2 = 1.211$$

$$n_a = \frac{n_1 + n_2}{2}$$

$$n_a = 1.245$$

$$\delta a = \frac{n_a - 1}{n_a}$$

$$\delta a = 0.197$$

Donc:

$$W_p = 17146.37 \text{ Nm/kg}$$

$$W_r = 23.17 \text{ kJ/kg}$$

Calcul de la puissance réelle de compression

$$Q \text{ (kg/s)} = 56.75 \text{ kg/s}$$

Donc la puissance réelle de compression :

Puissance du compresseur

$$W = Q_m \times W_r$$

$$P_r = 1314.8975 \text{ kwatt}$$

Travail théorique du 1er étage

$$W_{th1} = \frac{n}{n-1} P_1 V_1 \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 = \frac{n}{n-1} r_1 T_1 \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1$$

Travail théorique du 2ème étage

$$W_{th2} = \frac{n}{n-1} r_1 T_2 \left(\frac{P_3}{P_2} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1$$

Travail théorique du 3ème étage

$$W_{th3} = \frac{n}{n-1} r_1 T_3 \left(\frac{P_4}{P_3} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1$$

Travail théorique global

$$W_{thg} = W_{th1} + W_{th2} + W_{th3}$$

IV.2.1 Le nombre minimal d'étage

Pour le calcul de nombre minimal d'étages, il suffit de diviser le travail poly tropique par le travail développé par étage, qui est de 30 000 Nm/kg. -Annexe-6-

$$s = \frac{W_p}{30000} = 0.57$$

IV.2.2 Calcul de la vitesse des roues

$$N = cte \sqrt{\frac{W_p}{s \cdot 30000}} \quad cte = 3600 \text{ tr/min} \quad \text{Annexe-5-}$$

$$N = 2721.62 \text{ tr/min}$$

IV.3 Définition des échangeurs

Les échangeurs, sont des équipements permettant d'abaisser, de relever la température d'un fluide, ou de modifier son état physique

Dans les procédés pétrochimiques, il est nécessaire de modifier la température où l'État d'un fluide pour le séparer le distiller, le stocker et le transporter. Pour cela on doit lui ajouter ou lui enlever une certaine quantité de chaleur via des équipements de transfert de chaleur.

ÉCHANGEUR, CONDENSEUR, RÉCHAUFFEUR.

IV.4 Calcul

$$Q = mC C_p (T_C \text{ IN} - T_C \text{ OUT}) = \eta m_F \Delta H_{\text{cond}} \quad (1)$$

Q = quantité de chaleur échange (kJ) mc= débit massique de fluide chaud kg/h mF =débit massique de fluide froide kg/h

CpC = chaleur spécifique de fluide chaud KJ/kg.0c

η = rendement de l échangeur

ΔH_{cond} =chaleur latente de condensation KJ/kg

- Le fluide froid est bien le GN (pression = 47bar, température =20.410C) qui va être dans la cote tube de l'échangeur

- Le fluide chaud est bien la vapeur d'eau (pression =3.45 bar, température =150 0C) qui va être dans la cote calandre de l'échangeur

- $Q = 8784389.25 \text{ KJ}$

- $\Delta H_{\text{cond}} = 102.65 \text{ KJ/kg}$

Table IV-2: Les différents paramètres dans le tube et dans la calandre d'un échangeur

	GN	Vapeur d'eau
Débit massique kg/h	204300	90080
Chaleur spécifique kJ/kg °c	2.457	1.957

On remplace les valeurs dans l'équation (1) on trouve :

- La température dans la sortie de l'échangeur cote tube (GN) est **38 °C**
le rendement de l'échangeur est **95 %**

Table IV-3: Comparaison entre la température au niveau de la tête de tour de lavage dans le cas design et le cas réel

Cas design	Cas réel
T = -30.8	T = +5 °C

Table IV-4: Comparaison entre les différents composants au niveau de la tête de tour de lavage dans le cas design et le cas réel

	Cas design (%)	Cas réel (%)
N ₂	3.30	3.33
He	0.11	0.11
CH ₄	85.24	85.06
C ₂ H ₆	8.23	7.92
C ₃ H ₈	2.23	2.15
i-C ₄ H ₁₀	0.44	0.40
n-C ₄ H ₁₀	0.45	0.50
i-C₅H₁₂	0.00	0.16
n-C₅H₁₂	0.00	0.17
C₆+	0.00	0.2

IV.5 Présentation de HYSYS

HYSYS n'est pas le logiciel de simulation le plus flexible, ni le plus utilisé dans l'industrie, mais il a l'avantage d'être convivial et facile à utiliser une fois que les éléments de base sont compris. HYSYS a été développé pour l'industrie du pétrole, bien qu'il soit utilisé pour d'autres types de procédés chimiques. Les simulations sont accomplies en utilisant les outils des menus. En plus,

il dispose d'une interface graphique pour la construction des diagrammes du procédé (PFD – Process Flow Diagram).

IV.6 Définition de HYSYS

Le simulateur HYSYS est un ensemble de modèles mathématiques des opérations unitaires nécessitant certains appareils spécifiques (ballons, compresseurs, colonnes de distillation, échangeurs de chaleur, etc.). Ces opérations sont connectées dans un schéma de procédé PFD par le courant d'informations généré dans ces opérations

Donc, le logiciel n'est rien d'autre qu'un programme informatique destiné à la simulation des procédés de l'industrie de gaz, des procédés de raffinages et de la pétrochimie.

À l'aide du logiciel HYSYS, on peut calculer la capacité de production, dimensionner les appareils qui composent une unité donnée, déterminer les limites de la marche de cette unité et comprendre les phases critiques du procédé et le rôle des instruments techniques choisis.

De plus, ce même logiciel permet d'envisager le pilotage en temps réel, de fixer les limites de la marche de l'unité et de mesurer les risques en fonction de l'évolution des paramètres (P, T, etc.).

IV.6.1 Fonctionnement de HYSYS

Pour que le logiciel HYSYS puisse résoudre le schéma de procédé et/ ou même dimensionner quelques équipements de ce procédé, l'utilisateur doit au préalable :

- Spécifier les constituants du gaz, du liquide ou du mélange.
- Choisir un modèle thermodynamique convenable.
- Établir le schéma PFD de la section d'étude.
- Spécifier les paramètres nécessaires pour le calcul de chaque opération unitaire.

Les modèles thermodynamiques sont utilisés pour la détermination des propriétés thermodynamiques, volumiques ainsi que l'état physique des composés ou des mélanges.

Parmi les modèles thermodynamiques existants, il y a lieu de citer ceux de :

- Peng Robinson (PR)
- Soave Redlich Kwong (SRK)
- Lee KeslerPlocker

- Kabadi Danner
- UNIQUAC
- Amine property package

La réussite de la simulation dépend du choix du modèle thermodynamique, parce que ce dernier est établi pour une classe de fluides et un domaine de conditions de pression et de température recommandés

Notons, toutefois, que pour les procédés de traitement du gaz, l'équation d'état de PengRobinson (PR) est généralement le modèle recommandé.

IV.7 Etude par simulation au moyen de HYSYS

IV.7.1 Introduction

Pour le dimensionnement des différents équipements de l'installation envisagée et pour que l'étude soit aussi précise que possible, nous avons procédé à une simulation au moyen du logiciel HYSYS, et cela pour les deux scénarii envisagés.

IV.7.2 Les étapes suivies pour la simulation

Comme nous l'avons précisé dans le paragraphe VI.2.2 ci-dessus, nous avons dû réaliser certaines étapes préalables comme :

- Le choix du modèle thermodynamique le plus approprié. Dans ce cas précis, le seul modèle qui convient est celui intitulé Peng Robinson (PR).
- La spécification des constituants du gaz et leurs compositions ;

L'établissement du schéma du procédé (PFD) de la section concernée par l'étude.

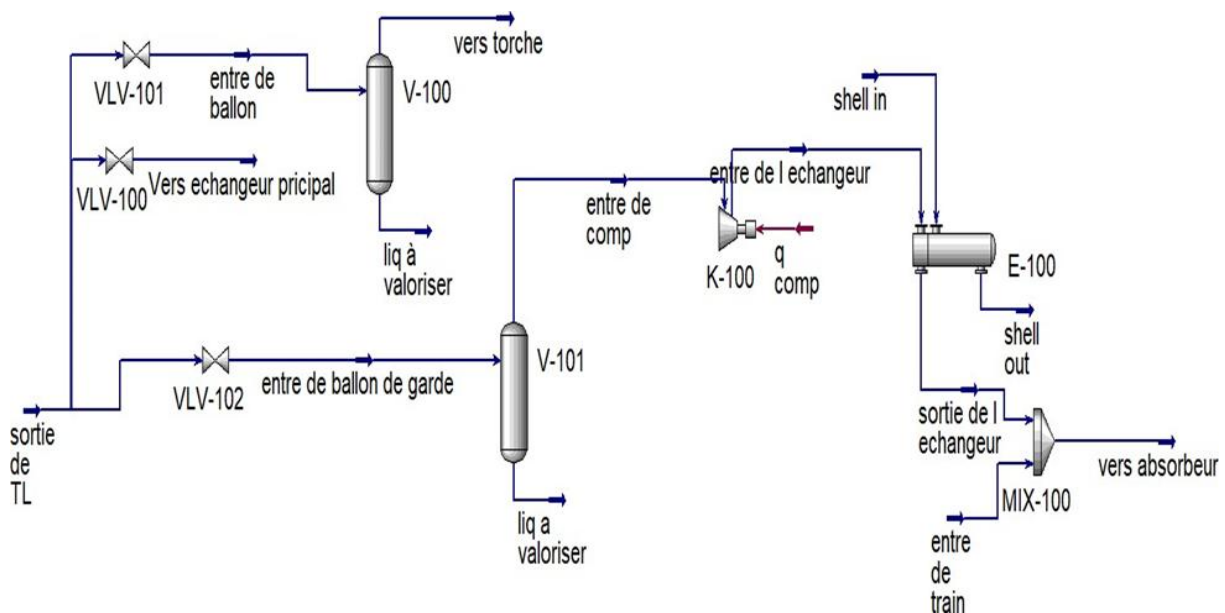


Figure IV.1: Schéma de simulation par le moyen HYSYS

Worksheet	Name	sortie de tour de	sortie de comp	q comp
Conditions	Vapour	1.0000	1.0000	<empty>
Properties	Temperature [C]	5.000	20.50	<empty>
Composition	Pressure [bar]	39.51	47.51	<empty>
PF Specs	Molar Flow [kgmole/h]	1.084e+004	1.084e+004	<empty>
	Mass Flow [kg/h]	2.043e+005	2.043e+005	<empty>
	LiqVol Flow [barrel/day]	9.310e+004	9.310e+004	<empty>
	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7.647e+004	-7.597e+004	<empty>
	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	151.6	152.0	<empty>
	Heat Flow [kW]	-2.303e+005	-2.288e+005	1511

Figure IV.2:Résultat de la simulation du compresseur

Table IV-5:Résultats simplifiés de la simulation du compresseur

Equipement	Entrée		Sortie	
	Température (°C)	Pression (bar)	Température (°C)	Pression (bar)
Echangeur (par HYSYS)	5	39.51	20.5	47.51

Conclusion

Le groupe Sonatrach s'est engagé à faire des performances en matière de santé, de sécurité et d'environnement. Il s'est dit engagé à tout mettre en œuvre pour assurer la sécurité de ses activités, la préservation de la santé au travail, la protection de l'environnement et à minimiser pour la population riveraine, les risques éventuels découlant de ces activités.

Nous avons tenté au cours des différentes étapes de cette étude de trouver des solutions appropriés afin de minimiser les quantités de gaz torchés au niveau du complexe GL1Z. Ce qui nous a amené à la nécessité d'élaborer une étude de réalisation d'une unité de récupération des gaz torchés.

Les principales causes de cet excès de consommation de gaz sont souvent inhérentes à la conception même des installations dont :

- Les déclenchements répétés des lignes de procédé
- Certaines anomalies observées au niveau des machines tournantes.
- Les défauts d'instrumentation et de contrôle du procédé.
- La réduction du taux de production de GNL pour diverses raisons.

Ces événements constituent des sources communes d'autoconsommation excessives, se traduisant par un torchage d'importantes quantités de gaz, et donc, par des pertes économiques considérables (manque à gagner).

RECOMMANDATIONS

Pour cette étude nous recommandons comme travail complémentaire les points suivants :

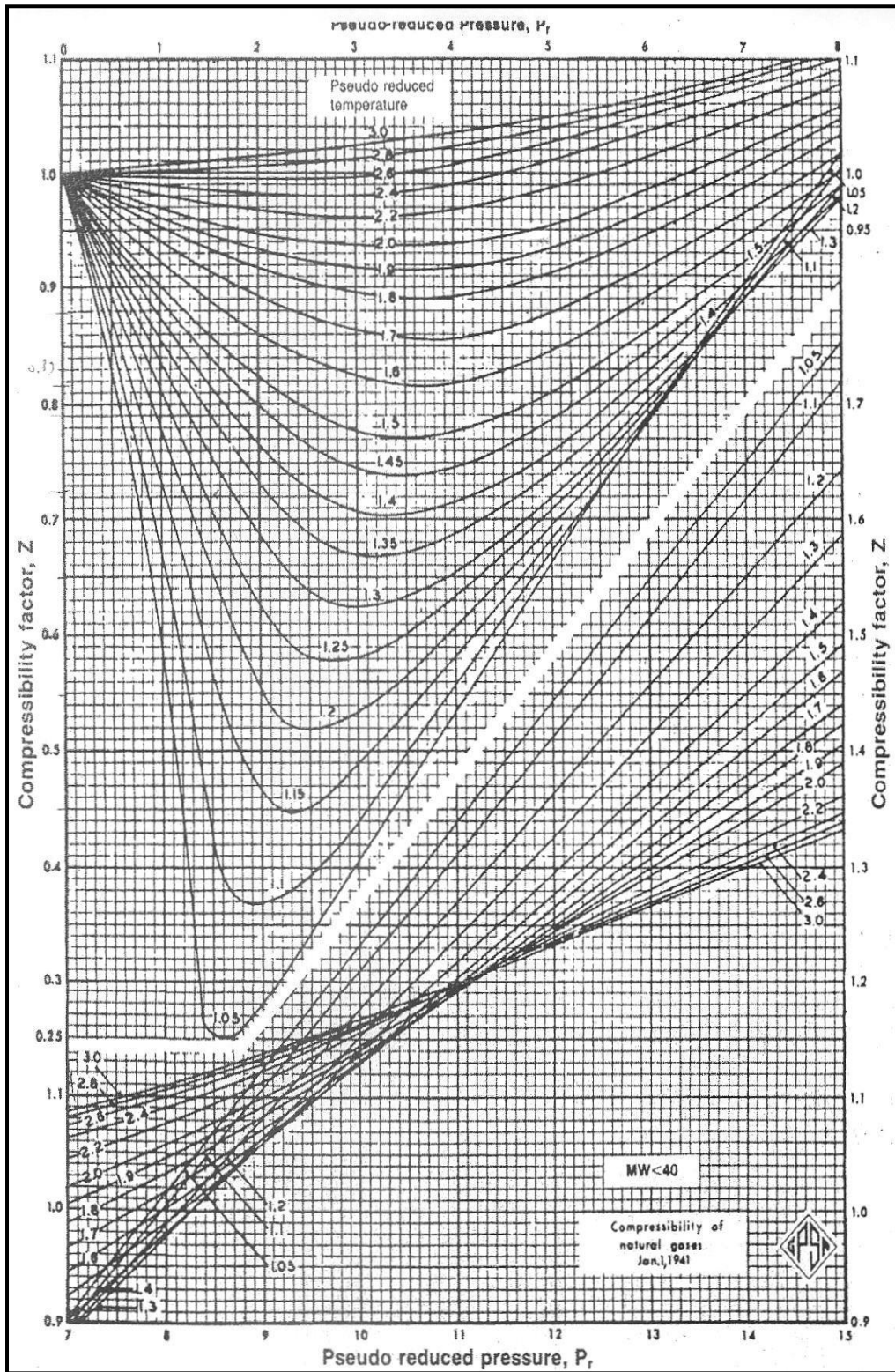
- ❖ Terminer le procédé de l'unité de récupération en dimensionnant un échangeur correspondant à cette unité en respectant les conditions de fonctionnement du train.
- ❖ Approfondir cette étude en étudiant principalement la possibilité de faire une extension afin de récupérer les différents types de gaz torchés notamment en marche normale.
- ❖ Effectuer une maintenance préventive régulière et un contrôle par des inspections fréquentes pour réduire les arrêts accidentels des trains.

Il est important d'établir une étude économique relative à l'installation proposée afin d'assurer la rentabilité du projet. Pour cela, il fallait procéder à une estimation du coût de réalisation du projet. Dans le but d'améliorer cette étude économique, nous proposons de construire une base de données plus approfondie pour les différents paramètres liés à ce domaine afin de réaliser une estimation plus détaillée.

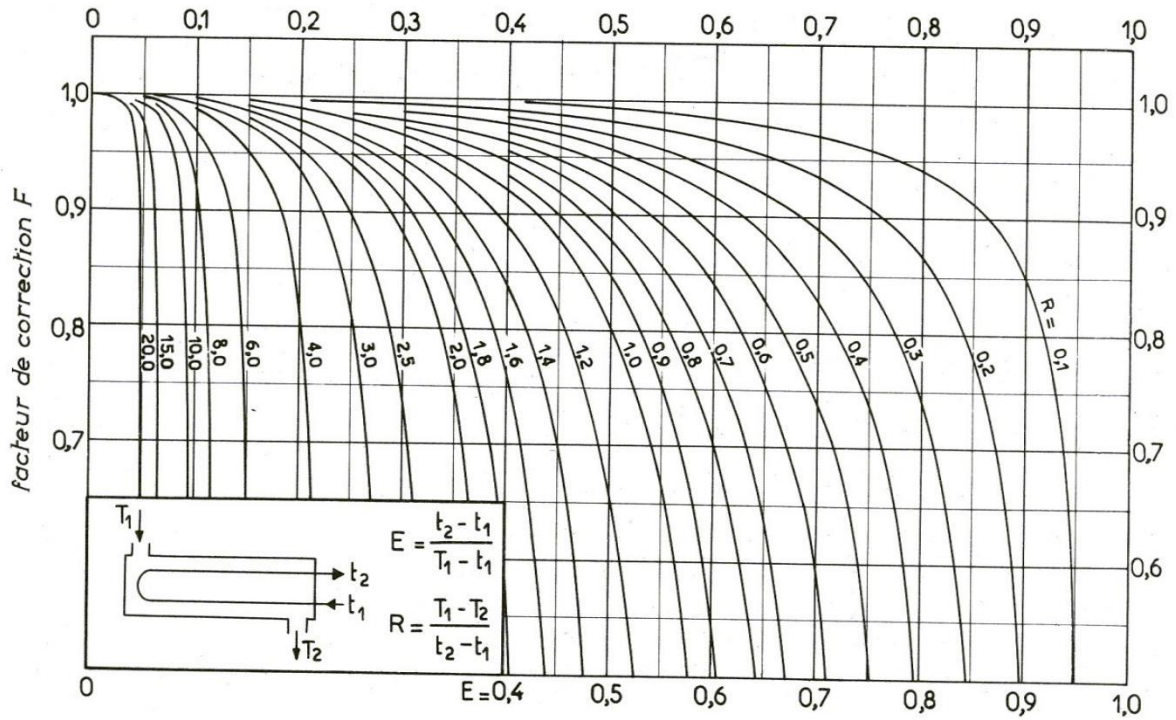
Bibliographie

- [1] MW. PULLMAN KELLOGG COMPANY “Manuel opératoire” Volume I (process), USA 1994.
- [2] <https://www.google.com/amp/s/www.connaissancedesenergies.org>
- [3] <https://www.clarke-energy.com/fr/associated>
- [4] Fatma Zohra SELINI «L'impact du projet RGA sur le trochage et la production» 2018
- [5] Document TOTAL « Manuel de formation-les drains et les torches ».
- [6] <https://www.jeunefrique.com>.juillet 2018
- [7] http://fr.wikipedia.org/wiki/Torchage_et_rejet_de_gaz_naturel.
- [8] A Bouam, S Aissani, R Kadi « Amélioration des performances des turbine à gaz Revue desEnergie Renouvelable. 2008,
- [9] HADJAM Sarra « Etude d’installation des ballons de torche HP, MP et BP par HYSYS au niveau de GUELLALA» 2018
- [10] <https://www.algerie-eco.com> .juillet 2018 .
- [11] <https://www.gazprom-energy.fr/gazmagazin> .aout 2018.
- [12] Sur la base des données de l'agence américaine de protection de l'environnement (EPA).
- [13] L'initiative zero routing flaring by 2030 associe également des institutions de développement.juillet 2018.
- [14] MEDDOUR Abdelhakim et REHAIEM Abdelouahed « Récupération des gaz torchés au niveau de champ ROM (RHOURE OULED MESSAOUD) » Mester en GC, UKM Ouargla, 2013,
- [15] <http://www.leconomistemaghrebin.com/2014/04/21/tunisie-torchage-gaz-naturel-dilapidation>.
- [16] MW. PULLMAN KELLOGG COMPANY “Process unit book” Volume 44, USA 1994
Référence n°178269; Référence n° 1613
- [17] SONATRACH “ Faite connaissance avec les hydrocarbures” Algérie, 3^{ème} édition 1993
- [18] A. Rojey, B. Durand, C. Jaffret, S. Jullian et M. Valais, Le gaz naturel, Ed. Technip, 1994

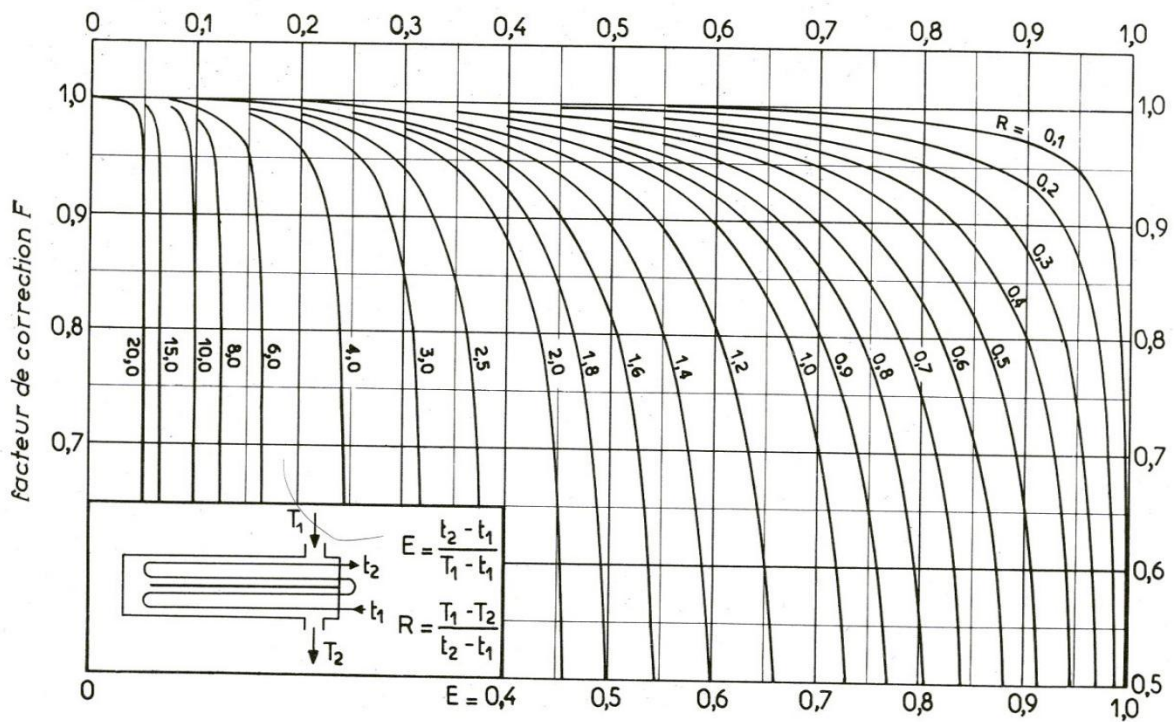
Liste des annexes



Annexe (1): Facteur de compressibilité.



a. une passe côté calandre, deux passes (ou plus) côté tubes.



b. deux passes côté calandre, quatre passes (ou plus) côté tubes.

Annexe (2) : Facteur de correction.

TABLEAU V.1.8
COEFFICIENTS DE TRANSFERT SALE $U_s^{(1)}$

ÉCHANGEURS		U_s	
FLUIDE CHAUD	FLUIDE FROID	kcal/h.m ² .°C	BTU/hr. ft ² .°F
Eau	Eau	1 250 - 2 500	250 - 500
Solutions aqueuses	Solutions aqueuses	1 250 - 2 500	250 - 500
Hydrocarbures légers ⁽²⁾	Hydrocarbures légers	200 - 370	40 - 75
Hydrocarbures moyens ⁽²⁾	Hydrocarbures moyens	100 - 300	20 - 60
Hydrocarbures lourds ⁽²⁾	Hydrocarbures lourds	50 - 200	10 - 40
Hydrocarbures lourds	Hydrocarbures légers	150 - 300	30 - 60
Hydrocarbures légers	Hydrocarbures lourds	50 - 200	10 - 40
RÉFRIGÉRANTS			
Eau, méthanol, ammoniac et solutions aqueuses	Eau	1 250 - 2 500	250 - 500
Hydrocarbures légers	Eau	370 - 730	75 - 150
Hydrocarbures moyens	Eau	250 - 610	50 - 125
Hydrocarbures lourds	Eau	25 - 730	5 - 75
Gaz	Eau	10 - 250	2 - 50
Eau	Saumure	500 - 1 000	100 - 200
Hydrocarbures légers	Saumure	200 - 500	40 - 100
RÉCHAUFFEURS			
Vapeur d'eau	Eau, méthanol, ammoniac	1 000 - 3 400	200 - 700
Vapeur d'eau	Solutions aqueuses : $\mu < 2$ cPo ...	1 000 - 3 400	200 - 700
	$\mu > 2$ cPo ...	500 - 2 500	100 - 500
Vapeur d'eau	Hydrocarbures légers	500 - 1 000	100 - 200
Vapeur d'eau	Hydrocarbures moyens	250 - 500	50 - 100
Vapeur d'eau	Hydrocarbures lourds	30 - 300	6 - 60
Vapeur d'eau	Gaz	25 - 250	5 - 50
Dowtherm	Gaz	20 - 200	4 - 40
Dowtherm	Hydrocarbures lourds	30 - 300	6 - 60

Annexe (3) : Détermination du Coefficient de transfert global (U').

NOTE: Numbers in this table do not have accuracies greater than 1 part in 1000; in some cases extra digits have been added to calculated values to achieve internal consistency or to permit recalculation of experimental values.

PHYSICAL CONSTANTS

*See the Table of Notes and References.

Number	See Note No. → Compound	Formula	A.		B.		C.		D.			Number
			Molar mass (molecular weight)	Boiling point, °F 14.696 psia	Vapor pressure, psia 100 °F	Freezing point, °F 14.696 psia	Refractive index, n _D 60 °F	Critical constants				
								Pressure, psia	Temperature, °F	Volume, ft ³ /lb		
1	Methane	CH ₄	16.043	-258.72	(5000)*	-296.41*	1.00041*	667.0	-116.66	0.0988	1	
2	Ethane	C ₂ H ₆	30.070	-127.46	(800)*	-297.02*	1.20971*	707.8	90.07	0.0783	2	
3	Propane	C ₃ H ₈	44.097	-43.73	188.68	-305.72*	1.29480*	615.0	205.92	0.0727	3	
4	Isobutane	C ₄ H ₁₀	58.123	10.78	72.598	-255.26	1.3245*	527.9	274.41	0.0714	4	
5	n-Butane	C ₄ H ₁₀	58.123	31.08	51.719	-217.03	1.33588*	548.8	305.51	0.0703	5	
6	Isopentane	C ₅ H ₁₂	72.150	82.09	20.450	-255.80	1.34771	490.4	368.96	0.0684	6	
7	n-Pentane	C ₅ H ₁₂	72.150	96.89	15.580	-201.48	1.35165	488.1	385.7	0.0695	7	
8	Neopentane	C ₅ H ₁₂	72.150	49.10	36.72	2.16	1.342*	464.0	321.01	0.0673	8	
9	n-Hexane	C ₆ H ₁₄	86.177	155.70	4.9614	-139.56	1.37708	439.5	451.8	0.0688	9	
10	2-Methylpentane	C ₆ H ₁₄	86.177	140.44	6.769	-244.60	1.36571	436.6	435.76	0.0682	10	
11	3-Methylpentane	C ₆ H ₁₄	86.177	145.86	6.103	-261.20	1.37090	452.5	448.2	0.0682	11	
12	Neohexane	C ₆ H ₁₄	86.177	121.50	9.859	-147.68	1.36283	446.7	419.92	0.0667	12	
13	2,3-Dimethylbutane	C ₆ H ₁₄	86.177	136.33	7.406	-199.35	1.36938	454.0	440.08	0.0665	13	
14	n-Heptane	C ₇ H ₁₆	100.204	209.07	1.6211	-130.99	1.38234	397.4	510.9	0.0682	14	
15	2-Methylhexane	C ₇ H ₁₆	100.204	194.05	2.273	-180.87	1.37940	396.0	494.44	0.0673	15	
16	3-Methylhexane	C ₇ H ₁₆	100.204	197.33	2.130	—	1.38326	407.6	503.62	0.0646	16	
17	3-Ethylpentane	C ₇ H ₁₆	100.204	200.26	2.012	-181.44	1.38800	419.2	513.16	0.0665	17	
18	2,2-Dimethylpentane	C ₇ H ₁₆	100.204	174.50	3.494	-190.80	1.37667	401.8	476.98	0.0665	18	
19	2,4-Dimethylpentane	C ₇ H ₁₆	100.204	176.85	3.294	-182.59	1.37591	397.4	475.72	0.0667	19	
20	3,3-Dimethylpentane	C ₇ H ₁₆	100.204	186.87	2.775	-209.99	1.38564	427.9	505.60	0.0662	20	
21	Triptane	C ₇ H ₁₆	100.204	177.54	3.376	-12.21	1.38411	427.9	496.24	0.0636	21	
22	n-Octane	C ₈ H ₁₈	114.231	258.17	0.5374	-70.17	1.39248	361.1	563.5	0.0673	22	
23	Diisobutyl	C ₈ H ₁₈	114.231	228.34	1.102	-132.09	1.38735	361.1	530.26	0.0676	23	
24	Isooctane	C ₈ H ₁₈	114.231	210.58	1.709	-161.23	1.38624	372.7	519.28	0.0657	24	
25	n-Nonane	C ₉ H ₂₀	128.258	303.40	0.1716	-64.26	1.40054	330.0	610.8	0.0693	25	
26	n-Decane	C ₁₀ H ₂₂	142.285	345.40	0.06091	-21.33	1.40720	304.6	652.2	0.0702	26	
27	Cyclopentane	C ₅ H ₁₀	70.134	120.60	9.917	-136.89	1.40050	653.8	461.1	0.0594	27	
28	Methylcyclopentane	C ₆ H ₁₂	84.161	161.29	4.491	-224.38	1.40400	548.8	499.28	0.0607	28	
29	Cyclohexane	C ₆ H ₁₂	84.161	177.40	3.267	43.79	1.42053	590.7	536.6	0.0586	29	
30	Methylcyclohexane	C ₇ H ₁₄	98.188	213.69	1.609	-195.87	1.41778	503.4	570.20	0.0600	30	
31	Ethene(Ethylene)	C ₂ H ₄	28.054	-154.71	(1400)*	-272.48*	(1.228)*	731.0	48.54	0.0746	31	
32	Propene(Propylene)	C ₃ H ₆	42.081	-53.83	232.8	-301.45*	1.3006*	676.6	198.31	0.0717	32	
33	1-Butene(Butylene)	C ₄ H ₈	56.108	20.79	62.55	-301.63*	1.3386*	586.4	296.18	0.0683	33	
34	cis-2-Butene	C ₄ H ₈	56.108	38.69	45.97	-218.01	1.3556*	615.4	324.31	0.0667	34	
35	trans-2-Butene	C ₄ H ₈	56.108	33.58	49.88	-157.97	1.3487*	574.9	311.80	0.0679	35	
36	Isobutene	C ₄ H ₈	56.108	19.57	64.95	-220.60	1.3473*	580.2	292.49	0.0681	36	
37	1-Pentene	C ₅ H ₁₀	70.134	85.92	19.12	-265.37	1.36487	509.5	376.86	0.0674	37	
38	1,2-Butadiene	C ₄ H ₆	54.092	51.52	36.53	-213.14	—	(556.)*	(354.)*	(0.070)*	38	
39	1,3-Butadiene	C ₄ H ₆	54.092	24.06	59.46	-164.00	1.3975*	620.3	306.	0.0653	39	
40	Isoprene	C ₅ H ₈	68.119	93.29	16.68	-230.71	1.41472	(582.)*	(403.)*	(0.066)*	40	
41	Acetylene	C ₂ H ₂	26.038	-119.21*	—	-113.4*	—	890.4	95.29	0.0693	41	
42	Benzene	C ₆ H ₆	78.114	176.13	3.225	41.96	1.49436	710.4	552.15	0.0531	42	
43	Toluene	C ₇ H ₈	92.141	231.08	1.033	-138.96	1.49102	595.5	605.50	0.0549	43	
44	Ethylbenzene	C ₈ H ₁₀	106.167	277.10	0.3716	-138.933	1.49022	523.0	651.22	0.0564	44	
45	o-Xylene	C ₈ H ₁₀	106.167	291.91	0.2643	-13.32	1.50017	541.6	674.85	0.0557	45	
46	m-Xylene	C ₈ H ₁₀	106.167	282.35	0.3265	-54.16	1.49177	512.9	650.95	0.0567	46	
47	p-Xylene	C ₈ H ₁₀	106.167	280.98	0.3424	55.87	1.49039	509.2	649.47	0.0572	47	
48	Styrene	C ₈ H ₈	104.152	293.40	0.2582	-23.14	1.54937	587.8	(703.)*	0.0534	48	
49	Isopropylbenzene	C ₉ H ₁₂	120.194	306.27	(0.188)	-140.838	1.48607	465.4	676.2	0.0569	49	
50	Methyl alcohol	CH ₃ O	32.042	148.41	4.631	-143.77	1.32443	1174.	463.01	0.0590	50	
51	Ethyl alcohol	C ₂ H ₅ O	46.069	172.87	2.313	-173.4	1.35717	891.7	465.31	0.0581	51	
52	Carbon monoxide	CO	28.010	-312.61	—	-336.99*	1.00028*	506.8	-220.51	0.0527	52	
53	Carbon dioxide	CO ₂	44.010	-109.235*	—	-69.81*	1.00038*	1069.5	87.73	0.0342	53	
54	Hydrogen sulfide	H ₂ S	34.082	-76.49	394.67	-121.86*	1.00057*	1300.	212.40	0.0461	54	
55	Sulfur dioxide	SO ₂	64.065	14.11	85.46	-103.84*	1.00059*	1143.	315.7	0.0305	55	
56	Ammonia	NH ₃	17.0305	-27.98	211.9	-107.85*	1.00033*	1647.	270.2	0.0681	56	
57	Air	N ₂ +O ₂	28.9625	-317.81	—	—	1.00028*	546.9	-221.30	0.0517	57	
58	Hydrogen	H ₂	2.0159	-423.130*	—	-434.824*	1.00013*	187.5*	-400.3*	0.5101*	58	
59	Oxygen	O ₂	31.9988	-297.317*	—	-361.826*	1.00027*	731.4	-181.41	0.0367	59	
60	Nitrogen	N ₂	28.0134	-320.436	—	-345.995*	1.00028*	492.8	-232.49	0.0510	60	
61	Chlorine	Cl ₂	70.9054	-29.12	157.3	-149.70*	1.3735*	1157.	290.69	0.0280	61	
62	Water	H ₂ O	18.0153	211.953*	0.95014	32.018	1.33335	3200.1	705.11	0.04975	62	
63	Helium	He	4.0026	-452.110	—	—	1.00003*	32.99	-450.31	0.2300	63	
64	Hydrogen chloride	HCl	36.4606	-121.25	906.71	-173.50*	1.00039*	1205.	124.75	0.0356	64	

9/15/95

Annexe 4 : les propriétés physiques des composant purs.

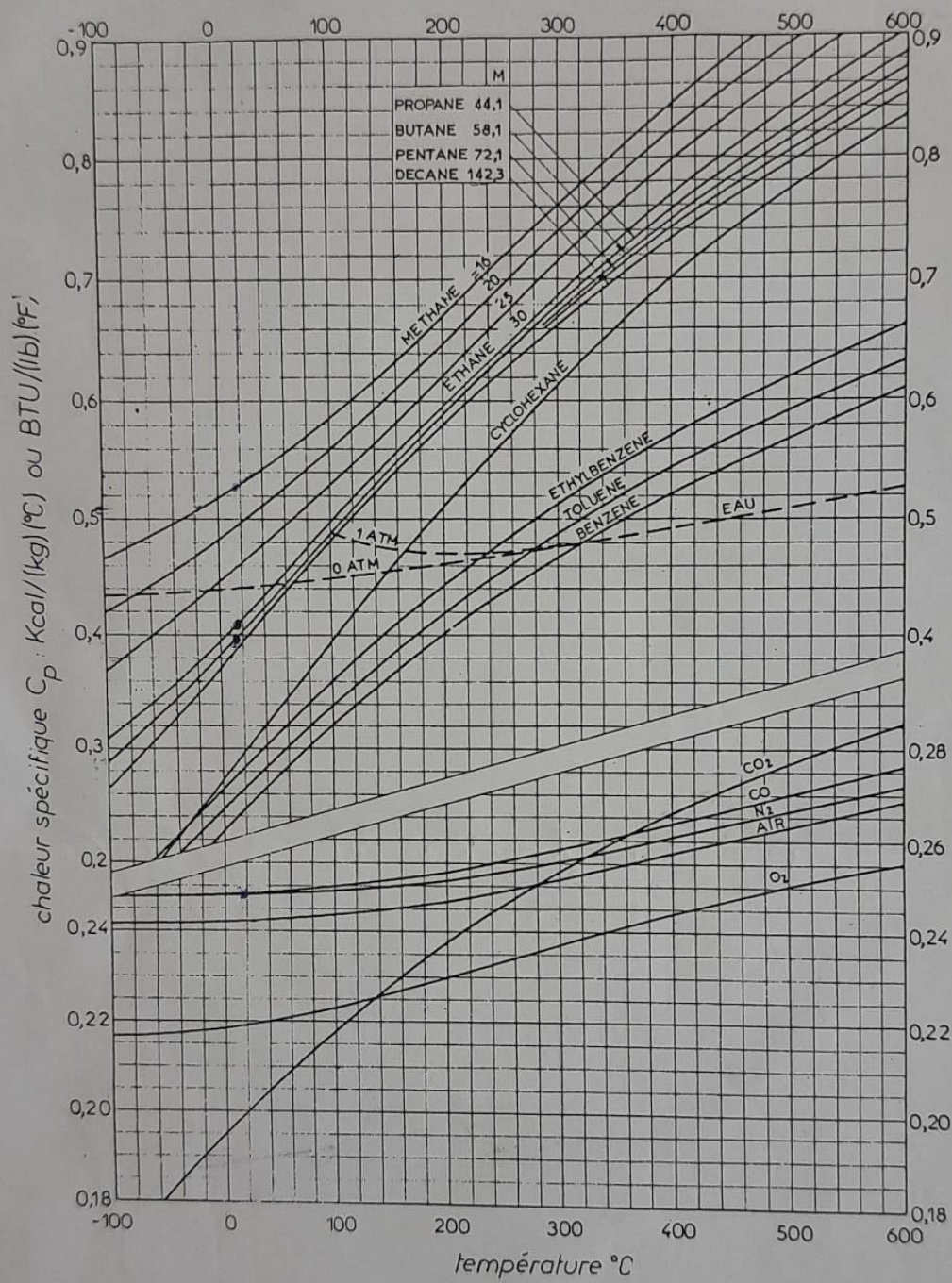


Fig. 1.52. Chaleur spécifique des hydrocarbures gazeux et de quelques gaz courants sous pression atmosphérique.

- Annexe 4 -

Annexe 5 :chaleur spécifique en fonction de la température

FORMATION INGENIEUR

Module : Compresseurs

Tableau 1.0 Caractéristiques et vitesse d'un compresseur centrifuge en fonction des dimensions d'enveloppe

- 1) Gamme nominale (admission m³/h)
- 2) Rendement polytropique moyen
- 3) Rendement adiabatique moyen
- 4) Vitesse (tr/mn) pour développer une hauteur de charge de 30 000 N·m/kg par roue

nominal range (inlet m ³ /h) ①	avge polytropic efficiency ②	avge adiabatic efficiency ③	speed (rpm) to develop 30 000 NM kg head/wheel ④
200 - 800	0.63	0.60	20 500
800 - 12 000	0.74	0.70	10 500
12 000 - 34 000	0.77	0.73	8 200
34 000 - 56 000	0.77	0.73	6 500
56 000 - 94 000	0.77	0.73	4 900
94 000 - 136 000	0.77	0.73	4 300
136 000 - 195 000	0.77	0.73	3 600
195 000 - 245 000	0.77	0.73	2 800
245 000 - 340 000	0.77	0.73	2 500

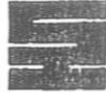
- Annexe 3.

Bloc : 07	Module : 02 : Leçon : 01
Date : 13/8/1995	Rév : 0 Page : 45 de 275

Annexe-6 : rendement en fonction de débit

GL.2

Z



PGR

GNL

MANUEL OPERATOIRE PROCESS

Section: TORCHES

Numéro 12.7

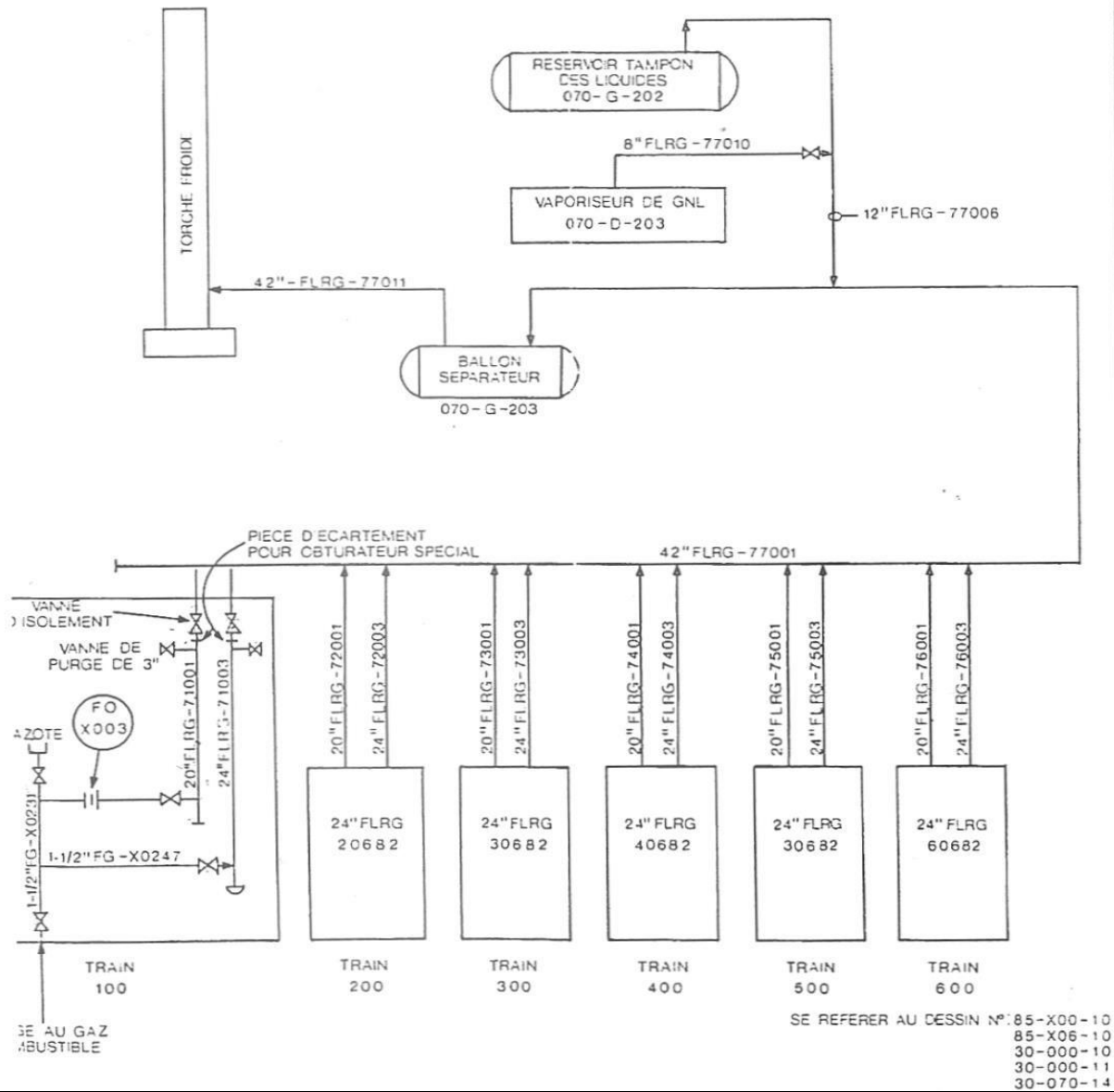
Révision 0

Date DECEMBRE 1977

Page 31/32

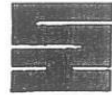
CIRCUIT DE TORCHE FROIDE

Dessin Numéro 2



Annexe 7 : Circuit de torche froide

GL.2



PGR

Z

GNL

MANUEL OPERATOIRE PROCESS

Section: TORCHES

Numéro 12.7

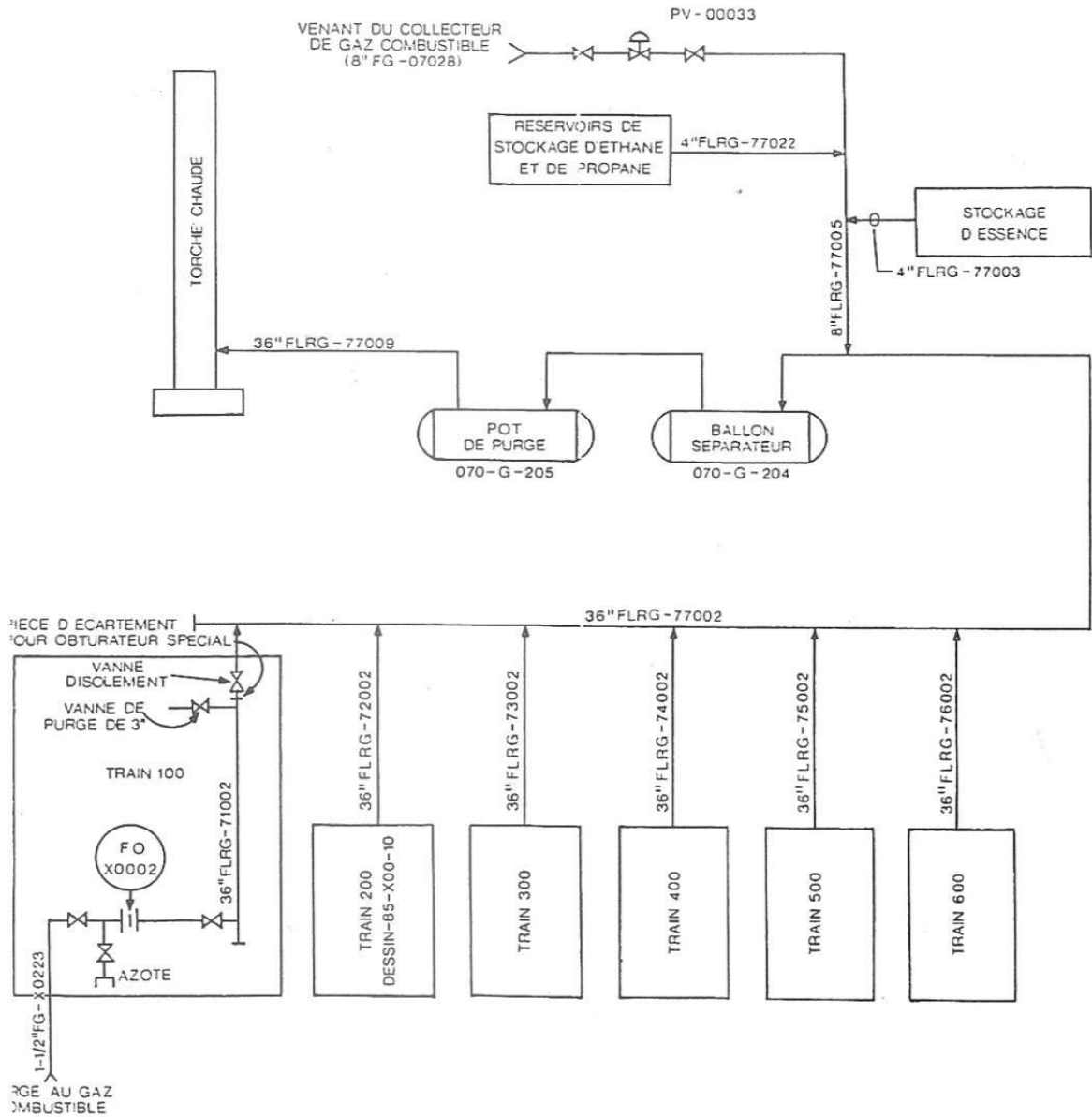
Révision 0

Date DECEMBRE 1977

Page 30/32

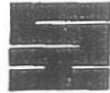
CIRCUIT DE TORCHE CHAUDE

Dessin Numéro 3



Annexe 8 : Circuit de torche chaude

GL.2
Z



PGR
GNL

MANUEL OPERATOIRE PROCESS

Section: TORCHES

Numéro 12.7

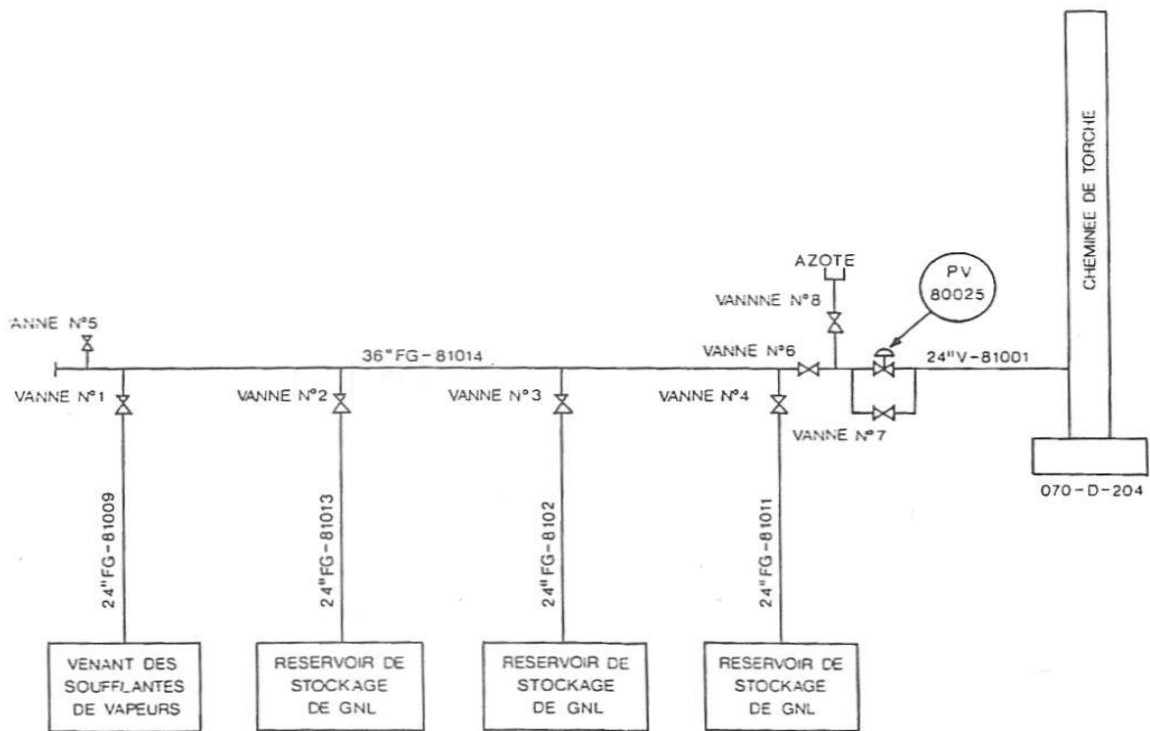
Révision 0

Date DECEMBRE 1978

Page 29/32

Dessin Numéro 4

TORCHE DES RESERVOIRS DE GNL



Annexe 9 : Circuit de torche de boil-off