



MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET
DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم

Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem

كلية العلوم والتكنولوجيا

Faculté des Sciences et de la Technologie

DEPARTEMENT DE GENIE DES PROCEDES



N° d'ordre : M..../IP/2022

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES DE MASTER ACADEMIQUE

Filière : Industries pétrochimiques

Option : Génie pétrochimique

Thème

Récupération des gaz torches au démarrage des trains de production
au niveau de complexe GL2/Z

Présenté par : KEBAILI Hadj

Soutenu le 03/07/ 2022 devant le jury composé de :

Présidente : M^{elle} F. BESSAHA Grade MCA Université de Mostaganem

Examinatrice : M^{me} H. BELHOUARI Grade MAA Université de Mostaganem

Rapporteur : M^{me} K. SOLTANE Grade MAA Université de Mostaganem

Année Universitaire 2021/2022

Remerciements

Ce travail a été réalisé au sein du département génie des procédés de FST Mostaganem. A été dirigé par Mme SOLTANE Khadija enseignante à la FST de Mostaganem et Mr AMARA Khaled ingénieur en département technique GL2/Z d'Arzew.

Nous tiendrons à exprimer nos respects vers tous les personnels de faculté.

Louange à Allah pour tout ce qui nous a permis à réaliser

Nous tiendrons à remercier tout le personnel de faculté sciences et de la technologie Mostaganem ; Le chef de département génie des procédés Mr HAMMOUDI, l'encadreur Mme SOLTANE , et Mr AMMARA Khaled de département technique GL2/Z d'Arzew, qui nous ont accompagnés durant toute cette période pour arriver à ce stage, de leur efforts et conseils pour la réalisation de ce travail.

A mademoiselle la présidente BESSAHA qui nous a fait l'honneur de bien vouloir présider ce travail ; mes remerciements s'adressent aussi à madame BELHOUARI d'avoir accepter d'examiner ce travail, mes remerciements les plus vifs.

Nous tiendrons à remercier tout le personnel du complexe GL2/Z d'Arzew ;

Commençant par le directeur général et ses encadrements ;

Le personnel du département DRH pour leurs soutiens.

MR BOUAMRA Khaled et MR BOUAMRA Sofyane

Un grand Merci pour toute personne qui nous a aidé de près ou de loin pendant la réalisation de ce projet.

Dédicace

A mon très cher père

A ma très chère mère

Nous ne vous remercierons jamais assez pour votre amour, soutien, bien vaillance, conseil etc. nous vous offrons ce travail

A nos frères et sœurs

Nous sommes très fiers de vous offrir la primeur de nos efforts et de nos sentiments pour exprimer notre amour envers vous. Vous avez constitué toujours un point de repère et un guide.

A tous nos collègues de la promotion 2022 surtout nos amis et frères : Mr Adel, Mr Fawzi, Mr Nadjib ,Mr Mohammed et Mr El-aïd.

Il est impossible de dresser la liste exhaustive de tous nos collègues et amis, présents ou déjà partis sans risquer d'en oublier. Qu'ils sachent simplement que nous les associons à ce travail et que nous les oublierons.

KEBAILI Hadj

الغرض من هذا العمل وتحليل وتثمين الغازات الطبيعية و الغازات المشتعلة على مستوى معقدات تسييل الغاز الطبيعي تم إجراء تحليلات الغاز الطبيعي والغازات المشتعلة باستخدام تقنية كروماتوغرافيا الطور الغازي. أظهر تحليل النتائج الحاجة إلى استعادة هذه الغازات المشتعلة لمصلحتين رئيسيتين. يمكن أن يشكل تطوير كميات كبيرة من الغاز المشتعل جزءاً من حصة اقتصادية كبيرة. من ناحية أخرى ، فإن إطلاق كميات كبيرة من الغازات في الهواء الطلق مثل الميثان ، والإيثان ، والبروبان ، والبيوتان ، والأيزوبيوتان

والأيزوبنتان. يشكل عاملاً من عوامل التلوث ويساهم في تدهور جودة البيئة. في الواقع ، اقترحنا تصميم وحدة الاسترداد بناءً على تكوين الغازات المشتعلة ودراسة الوضع اليومي لمجمع (GL2). يتكون الأخير من مبادل حراري ، وضغط ، ومبادل باستخدام مياه البحر ، ومبادل باستخدام البروبان والسائل ، وصمامان من جول طومسون ، وصمامات شفت أخرى منفصلة. تم إجراء دراسة تحجيم المعدات المختلفة لوحدة الاسترداد باستخدام طريقتين. إنها طريقة كلاسيكية وأخرى رقمية تعتمد على المحاكاة باستخدام برامج مثل الهيايسيس

Abstract:

The present work aims at the analysis and the valorization of natural gas and flared gases at the level of the natural gas liquefaction complexes of Arzew (GL2Z). The analyses of natural gas and flared gases were carried out by the technique of gas chromatography.

The analysis of the obtained results shows the necessity to recover these flared gases for two major interests. The development of important quantities of flared gas could constitute on the one hand an economic stake of first order. On the other hand, the rejection in the open air of important quantities of gases such as methane, ethane, propane, n-butane, isobutane, isopentane, n-pentane, C+6 constitutes a pollution factor and contributes to the degradation of the quality of the environment. To this end, we proposed the design of a recovery unit based on the composition of flared gases and the study of the daily situation of the GL2Z complex. The latter is composed of a heat exchanger, a compressor, a cooler using seawater, an exchanger using liquid propane, two Joule Thompson valves, suction tanks and other separation tanks. A sizing study of the various equipment of the recovery unit was carried out according to two methods. It is a classical method and another numerical method based on simulation using software such as HYSYS.

RESUME.

Le présent travail a pour objet l'analyse et la valorisation du gaz naturel et des gaz torchés au niveau des complexes de liquéfaction du gaz naturel d'Arzew (GL2Z). Les analyses du gaz naturel et des gaz torchés ont été réalisées par la technique de chromatographie en phase gazeuse.

L'analyse des résultats obtenus montre la nécessité de récupérer ces gaz torchés ceci pour deux intérêts majeurs. La mise en valeur des quantités importantes de gaz torché pourrait constituer d'une part un enjeu économique de premier ordre. D'autre part, le rejet à l'air libre, de quantités importantes de gaz tels le méthane, l'éthane, le propane, le n-butane, l'isobutane, l'isopentane, le n-pentane, les C⁶ constitue un facteur de pollution et contribue à la dégradation de la qualité de l'environnement. A cet effet, nous avons proposé la conception d'une unité de récupération en se basant sur la composition des gaz torchés et l'étude de la situation journalière du complexe GL2Z. Cette dernière est composée d'un échangeur de chaleur, d'un compresseur, d'un refroidisseur utilisant l'eau de mer, d'un échangeur utilisant le propane liquide, de deux vanes de Joule Thompson, de ballons d'aspiration et d'autres de séparation. Une étude de dimensionnement de différents équipements de l'unité de récupération a été réalisée selon deux méthodes. Il s'agit d'une méthode classique et d'une autre numérique basée sur la simulation utilisant de logiciel tel que le HYSYS.

SOMMAIRE

Introduction générale	1
Problématique	2
CHAPITRE I : DESCRIPTION DU COMPLEXE GL2/Z	
I.1 Historique	3
I.2 Fonction de l'usine GL2/Z	4
I.3 Situation géographique du complexe	4
I.4 Présentation du complexe GL2/Z	4
CHAPITRE II : PROCEDE DE LIQUEFACTION DU GAZ NATUREL	
II. Principe de liquéfaction du gaz naturel	7
II.1 Section de traitement de gaz	8
II.1.1 Décarbonatation	8
II.1.1.1 Principe de fonctionnement	8
II.1.1.2 Régénération de la solution MEA	9
II.1.2 Déshydratation	9
II.1.2.1 Principe de fonctionnement	9
II.1.2.2 Cycle de pré-refroidissement au propane	9
II.1.3 Démercurisation	10
II.2 Section de séparation et de liquéfaction	10
II.2.1 Séparation	10
II.2.1.1 Description générale	10
II.2.2 Liquéfaction	10
II.2.3 Système de réfrigération mixte MCR (Multiple Component Réfrigérant)	11
II.3 Section de fractionnement	12
II.4 Stockage et chargement du GNL	12
CHAPITRE III : SYSTEME DES TORCHES	
III.1 Définition	14
III.2 Les différents types de torches	14
III.2.1 La torche chaude	14
III.2.2 La torche froide	14
III.2.3 La torche des réservoirs de GNL	14
III.3 Les sources des gaz torches	14
III.3.1 Gaz torchés à partir de l'absorbeur	14
III.3.2 Gaz torchés à partir des sécheurs	14
III.3.3 Gaz torchés à partir de la tour de lavage	15
III.3.4 Echangeur principal et circuits cryogéniques	15
III.3.5 Fractionnement	15
III.4 Estimation des quantités des gaz torchés	16
III.5.1 Dégivrage d'un train	16
III.5.2 Démarrage	16
III.5.3 Les arrêts	16
III.5.3.1 Arrêts pour maintenance préventive (MP)	16
III.5.3.2 Arrêt total	17
III.5.3.3 Arrêts accidentels	17
CHAPITRE IV : ETUDE DE L'IMPACT DES GAZ TORCHES SUR L'ENVIRONNEMENT	
IV.1 - Combustion complète	18
IV.2- Combustion incomplète	18
IV.3 Les polluants	18

IV.4 Dispersions des polluants atmosphériques	21
IV.5 Conclusion	22
CHAPITRE V : AUTOCONSOMMATION	
V. Détermination de l'autoconsommation au complexe GL2Z	23
V.1 Définition de l'autoconsommation	23
V.2 Bilans production/autoconsommation	24
V.3 Les principales causes de l'augmentation de l'auto consommation	24
V.4 Calcul mensuel de l'autoconsommation	25
CHAPITRE VI : ANALYSE DES GAZ TORCHES	
VI.1 Chromatographie en phase gazeuse	29
VI.1.1 Introduction	29
VI.1.2 But	29
VI.1.3 Principe général	29
VI.2. Analyse des gaz torches	30
VI.2.1 Choix des prises d'échantillon	30
VI.2.2 Conditions opératoires	30
VI.3 Résultats et discussions	31
CHAPITRE VII : SOLUTION PROPOSEE	
VII.1Types des gaz torchés	34
VII.1.1 Gaz à haute pression	34
VII.1.2 Gaz à basse pression	34
VII.2 récupérations du gaz torché proposé	35
VII.2.1 Gaz haute pression	35
VII.3 Dimensionnement du compresseur	41
VII.3.1 Calculs des performances du compresseur centrifuge	41
VII.3.2 Calcul des paramètres au refoulement	42
VII.4. Estimation de la quantité du gaz carbonique torché lors de démarrage	45
Conclusion générale	46
Recommandations	47
Références bibliographiques	
Annexe	

Liste des abréviations

GL2/Z : Complexe de liquéfaction gaz Natural (Béhtioua)

GN : Gaz Natural

GNL : Gaz Natural liquéfié

GNT : Gaz Natural traité

MEA : Monoéthanolamine

MCR : Multiple Composant Réfrigérant

MP : Maintenance préventive

AC : Autoconsommation

E : Energie entrante en thermies

S : Energie sortante en thermies

PCS : Pouvoir Calorifique supérieur

CPG : Chromatographique en phase gazeuse

DCS : Digitale control système

HC : Hydrocarbures classique

VOC : Composés organique volatile

ROG : Réactifs organiques gaz

HBCO : Carboxyhémoglobine

n_p : Rendement polytropique

P_{asp} : Pression d'aspiration

T_{asp} : Température d'aspiration

P_{ref} : Pression de refoulement

P_C : Pression critique

T_C : Température critique

Liste des Figures

Figure I.1 : diagramme de liquéfaction du gaz naturel	6
Figure V.1 : Schéma de l'autoconsommation	23
Figure V.2 : la variation de la quantité du gaz torchés pendant l'année 2021	28
Figure VI.1: Le principe du chromatographie	30
Figure VII.1 Unité de récupération du gaz torché lors de démarrage d'un train	36
Figure VII.2 : Récupération des gaz torchés au démarrage d'un train	40

Liste des tableaux

Tableau II. 1 : Compositions du GNL	7
Tableau II.2: Conditions de stockage du GNL.	7
Tableau II. 3 - Composition du MCR	12
Tableau V.1 - Autoconsommation mensuelle du mois de Mai 2022	25
Tableau V.2 - Bilan des gaz torchés durant les mois : Janvier, février, mars, avril, mai, juin. (Année 2022)	27
Tableau VI.1 - Résultats obtenus par C.P.G du gaz torché dans le premier cas.	31
Tableau VI.2 - Résultats obtenus par C.P.G du gaz torché dans le deuxième cas	32
Tableau VI.3 -La composition moyenne des gaz torchés dans le premier cas	32
Tableau VI.4 - La composition moyenne des gaz torchés dans le deuxième cas	32
Tableau VI.5 - Résultats obtenus par C.P.G du gaz torché.	33
Tableau VII.1: composition du gaz torché et du gaz a la sortie de l'échangeur E540	36
Tableau VII.2: composition du gaz a la sortie du ballon V-100 et sa composition a la sortie de l'échangeur E340	37
Tableau VII.3: composition du gaz à la sortie du ballon V-101 et sa composition à la sortie de l'échangeur E540	38
Tableau VII.4: composition du gaz à la sortie du ballon V-102 et sa composition à la sortie de l'échangeur E540	38
Tableau VII.5 : Propriétés du gaz à traité	41
Tableau VII.6 : quantité du CO ₂ par démarrage	45

Liste des unités

m³ : Mètre cube

cm³ : Centimètre cube

Mcm³ : Million centimètre cube

m³/h : Mètre cube par heure

m³/jour/train : Mètre cube par jour par train

N m³/h : Normal mètre cube par heure

cm³/h : Centimètre par heure

m : Mètre

ppm : Partie par million (mg/kg)

Th : Thermie

Th/m³ : Thermie par mètre cube

°C : Degré Celsius

Bar : Bars

KW : Kilowatt

KJ/Kg : Kilojoule par kilogramme

Kmol : Kilomole

g/mol : gramme par Mole

g/Nm³ : Gramme par normal mètre cube

ml/min : Millilitre par minute

T/an : Tonne par année

Psi : Unité de pression (1psi =0.0681bar = 6895 Pascal)

Thermie : Unité d'énergie

INTRODUCTION GENERAL
ET
PROBLEMATIQUE

INTRODUCTION GENERALE :

Le gaz naturel est la source d'énergie fossile qui a connu la plus forte progression depuis les années 70. En raison de ses avantages économiques et écologiques, le gaz naturel devient chaque jour plus attractif pour beaucoup de pays. Les propriétés de ce produit, comme par exemple, le faible intervalle de combustion le caractérisant, en font l'une des sources les plus utilisées fiables connue à ce jour. Actuellement, il représente la deuxième source d'énergie la plus utilisée après le pétrole.

Le complexe GL2/Z est conçu pour la liquéfaction du gaz naturel qui représente un moyen incontournable de transport de gaz sur de longues distances. Cette liquéfaction à (-160°C) est obtenue par des refroidissements successifs par l'intermédiaire des réfrigérants comprimés puis détendus entre deux paliers de pression. Cette technique de liquéfaction consomme beaucoup de gaz considéré comme consommation interne. De plus de cette perte, il y a une certaine quantité de gaz qui est torchée lors du démarrage qui représente environ 2/3 de la quantité totale du gaz torché.

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

Depuis la révolution industrielle, les entreprises axaient leurs efforts sur l'augmentation de la production sans intégrer la prise en charge des problèmes multiples, l'un de ces problèmes est le brûlage aux torches qui génère des pertes calorifiques considérables estimées à des centaines de thermies par an et par complexe, soit l'équivalent des milliers de mètres cubes de gaz naturel. Pour remédier à ce problème, on a pensé à l'installation d'une aux installations existantes une unité de récupération des gaz torchés. Ce procédé de récupération des gaz torchés permet à notre complexe d'atteindre deux objectifs principaux :

- Economique : une source financière très importante.
- Environnemental : protection de l'environnement et de la santé par la diminution de la pollution atmosphérique.

PROBLEMATIQUE :

Le complexe GL2/Z a été conçu pour permettre d'assurer l'exploitation de 10 milliards m³ de gaz/an. Les exploitants du complexe GL2/Z se trouvent aujourd'hui confrontés à un sérieux problème qui persiste et occupe une place importante dans l'actualité du complexe, le problème réside dans la quantité élevée des gaz torchés (gaz process, gaz de boil-off, et fluide frigorigène) dans les diverses conditions d'exploitations surtout au démarrage qui estime un débit de 80 000 Cm³/h des gaz envoyés vers les torches durant une période de six (06) heures.

Dans ces conditions l'autoconsommation globale du complexe dépasse sa valeur de design (14.75%) ; cette situation est causée par les différents arrêts des trains et à leurs démarrages ainsi la vétusté des installations de production.

L'objectif de notre travail consiste à réduire au maximum la quantité du gaz torché afin d'améliorer la performance des trains d'une part et de protéger l'environnement et la santé.

Pour cela nous basons sur les points suivants :

- Détermination des sources des gaz torchés.
- Estimation de la quantité des gaz torchés dans les diverses conditions d'exploitation (Marche normale, déclenchements et démarrages)
- L'analyse des gaz torchés.
- L'impact de la quantité des gaz torchés sur l'autoconsommation et sur l'environnement.
- Les solutions proposées pour la récupération des gaz torchés.

CHAPITRE I
DESCRIPTION DU COMPLEXE GL_2/\mathbb{Z}

HISTORIQUE :

La mission dévolue à SONATRACH lors de sa création le 31 Décembre 1963, étant le transport et la commercialisation des hydrocarbures Algérien.

Cette mission s'élargit à la mise en œuvre de toutes les formes possibles que pouvait prendre la valorisation de cette richesse et c'est dans le cadre de cette politique que le 09 Octobre 1969 un contrat a été signé entre SONATRACH et la société Américaine EL PASO NATURAL GAZ COMPANY portant sur la livraison de dix milliards de mètres cube de gaz naturel liquéfié par année pendant une durée de vingt cinq ans.

Pour répondre à ce contrat, une usine appelée (Project GNL2) a été créée par décision numéro A.0016 du Avril 1971 et dénommée le complexe GNL2Z.

Sa construction fut confiée par SONATRACH à la société Américaine CHEMICO suite à la signature du contrat les liant en date du 09février1976. La date de démarrage des travaux eu lieu le 15mars 1977.

À partir du 20janvier 1981 l'entrée en exploitation du complexe ayant débuté le 29janvier1981 ainsi que la satisfaction du contrat EL PASO dès l'année 1983.

Compte tenu de la demande internationale en matière de besoin de gaz naturel liquéfié SONATRACH a décidé de rénover ces installations pour :

- Rétablir et augmenter la capacité d'installée à 110,7 %.
- Fiabiliser les installations.
- Actualiser la technologie.

La production du complexe de liquéfaction est au dessous de la capacité initialement installée ceci est due à plusieurs facteurs dont :

- Vieillessement des équipements.
- Technologie des années 1970.

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.

FONCTION DU L'USINE GL2/Z :

Le complexe **GL2/Z** a pour mission de liquéfier le gaz naturel provenant des champs gaziers de **HASSI R'MEL**, avec possibilité d'extraction du propane, du butane et de la gazoline. Le **GNL (Gaz Naturel Liquéfié)** est pompé et chargé dans des méthaniers spécialement conçus pour le transport cryogénique pour être expédié vers l'étranger [1].

SITUATION GEOGRAPHIQUE DU COMPLEXE :

Le complexe **GL2/Z** est situé au nord-ouest du pays à 40 Km de la ville d'Oran à côté d'un petit village au bord de la mer méditerranéenne nommée "**BETHIOUA**" sur une superficie de 72 hectares.

PRESENTATION DU COMPLEXE GL2/Z :

Le complexe **GNL2/Z** comprend trois (03) zones essentielles :

1^{ère}-ZONE : Utilités :

Les utilités constituent une zone importante au sein du complexe **GL2/Z**. Elles permettent d'assurer la fourniture de tous les besoins pendant le démarrage et la marche normale des trains de liquéfaction [2].

A/ Source d'énergie : La vapeur d'eau est la source d'énergie choisie pour le complexe (trois chaudières haute pression 62 bars et une chaudière basse pression 4,5 bars)

B/ Source de refroidissement : L'eau est la source de refroidissement transportée par un ensemble de six (06) pompes de grande puissance de 175000 m³/h.

C/ 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 36 MW par générateur plus un (01) branchement SONALGAZ.

D/ Unité de dessalement : Elle permet de produire l'eau distillée pour alimentation des chaudières.

E/ Production d'air comprimé : Une grande partie de l'instrumentation du complexe est pneumatique. La production de l'air comprimé est assurée par un ensemble de quatre (04) compresseurs et d'un compresseur d'air secours.

2^{ème} ZONE : Process :

Cette zone est composée de six (06) trains qui produisent 8000 m³/jour/train du **GNL**. Chaque train dispose de sa propre production de vapeur, sa propre section de décarbonatation, de séchage et de liquéfaction des hydrocarbures. (**Figure I.1**)

3^{ème} ZONE : Terminal :

C'est la zone de stockage et de chargement, elle contient trois (03) réservoirs de **GNL** d'une capacité de 100000 m³, deux (02) réservoirs de gazoline d'une capacité de 14500 m³.

- Une station de pompage de **GNL** d'une capacité de 10000 m³/h.
- Deux (02) quais d'expédition avec dix (10) bras de chargement [**1**].

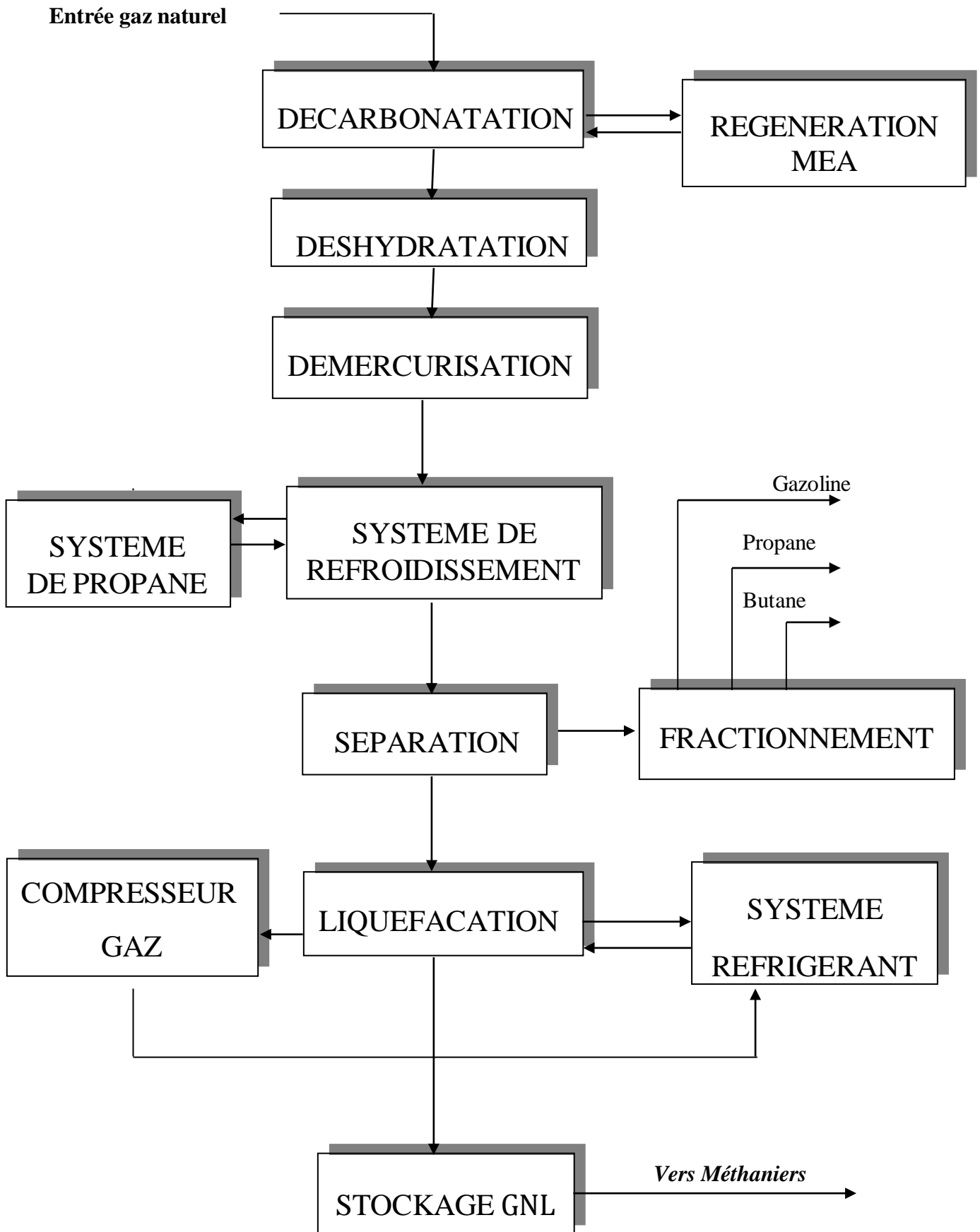


Figure I.1 : diagramme de liquéfaction du gaz naturel

CHAPITRE II
PROCEDE DE LIQUEFACTION
DU GAZ NATUREL

II. PRINCIPE DE LIQUEFACTION DU GAZ NATUREL :

L'usine de liquéfaction du gaz naturel d'ARZEW GL2/Z, a été conçue pour assurer le transport sous forme liquide du GN. Les propriétés physiques et la composition chimique du GNL sont regroupées dans les tableaux II.1 et II. 2. [3]

Tableau II. 1 : Compositions du GNL.

COMPOSANTS	% MOLAIRES MOYEN	
	Minimum	Maximum
N ₂	0.60	1.40
CH ₄	84.00	92.50
C ₂ H ₆	6.00	8.50
C ₃ H ₈	2.20	3.00
iC ₄ H ₁₀	0.30	0.50
nC ₄ H ₁₀	0.30	0.70
iC ₅ H ₁₂	0.00	0.02

Tableau II.2: Conditions de stockage du GNL.

Masse molaire	18.2 g/mole
Pression	1.03 bars absseils
Temperature	-162°C

L'usine de liquéfaction comprend six (06) trains de liquéfaction indépendants qui fonctionnent en parallèle avec une capacité de production GNL de 8000 m³ /h ; dans chaque train le gaz d'alimentation passe par trois (03) différentes étapes de traitement.

a- Section de traitement de gaz : Elle comprend trois (03) étapes :

- 1-Décarbonatation: élimination du CO₂.
- 2-Déshydratation: élimination d'H₂O.
- 3-Démercurisation: élimination de Hg.

b- Section de séparation et de liquéfaction : Elle comprend deux (02) étapes :

- 1-Séparation : séparation des hydrocarbures lourds.
- 2-Liquéfaction : -Liquéfier le gaz naturel.
-Élimination de l'azote.

c- Section de fractionnement : Elle traite le gaz qui provient du bas du ballon de séparation, c'est le système de fractionnement des hydrocarbures lourds, il comprend quatre (04) étapes:

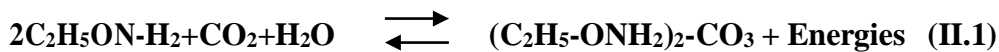
- 1-Démethanisation : récupération de méthane.
- 2-Deéthanisation : récupération de l'éthane.
- 3-Dépropanisation : récupération du propane.
- 4-Débutanisation : récupération du butane.

SECTION DE TRAITEMENT DE GAZ :

Les composants du gaz naturel tels que les gaz carboniques, les vapeurs d'eau et les hydrocarbures lourds tendraient à se condenser et à se solidifier à des basses températures qui sont supérieures à celles de la liquéfaction du gaz naturel (-162°C) provoquant l'obstruction des tuyauteries et des équipements froids. C'est pour cette raison qu'on doit éliminer ces composants. [3]

Décarbonatation :

Le gaz carbonique est extrait du gaz naturel par lavage de celui-ci à contre courant dans une colonne par une solution aqueuse à 15% de (monoéthanolamine) $C_2H_5ON-H_2$ (MEA). Cette élimination s'effectue selon la réaction réversible suivante :



A une température ambiante et une pression de 40 bars, la MEA et le CO_2 forment un mélange correspondant au second membre à la réaction. Tandis qu'à chaud et sous une basse pression au premier membre de réaction.

Une solution aqueuse de MEA agit comme un agent d'absorption dans le système de décarbonatation, pour la concentration du gaz carbonique dans le gaz est inférieur ou égale à 70 ppm [3].

Principe de fonctionnement :

Le gaz naturel passe d'abord dans la section d'épuration située en bas de la colonne d'absorption afin d'éliminer les hydrocarbures comme les huiles lourdes qui sont dirigées vers le système de rejet des hydrocarbures liquides (installations auxiliaires) pour entrer par le bas de la colonne sous une pression de 41,7 bars et une température de 38°C.

Dans la colonne à 27 plateaux, le gaz naturel circule vers le haut à contre-courant avec solution MEA pour être débarrassé le CO_2 , puis dirigé vers la section de déshydratation, la solution de MEA pénétrant en haut de l'absorbeur s'enrichit en CO_2 au fur et à mesure qu'elle descend pour quitter la colonne sous une forme de MEA riche.

III.1.1.2 Régénération de la solution MEA :

La solution de **MEA** riche, après être passée dans le ballon séparateur des hydrocarbures, est tout d'abord chauffée à 102°C par échange thermique avec la solution de **MEA** pauvre régénérée, et en suite introduite en tête de la tour de régénération fonctionnant normalement à 110°C et à 1 bar. La solution de **MEA** riche en **CO₂** descend dans la colonne pour y être épurée par les gaz ascendants provenant de l'évaporation des produits de fond.

La solution MEA au fond de la colonne s'appauvrit en **CO₂** et renvoyé à l'absorbeur, après avoir réchauffé la MEA riche et être refroidie à (38 °C).

Les gaz incondensables essentiellement le **CO₂** sont évacués à l'atmosphère [3].

Déshydratation :

A sa sortie de l'absorbeur, le gaz est humide a cause de son absorption de l'eau de la solution de **MEA**. Le système de déshydratation sert à éliminer les vapeurs d'eau par adsorption par l'intermédiaire de sècheurs pour éviter la formation de bouchons de glace [3].

Principe de fonctionnement :

Le gaz naturel venant de l'absorbeur du **CO₂** pénètre dans les tubes du pré refroidissement où il sera refroidi à l'aide du propane liquide, ce qui provoque la condensation d'une partie de la vapeur d'eau contenue dans le gaz naturel, et passe ensuite dans le ballon séparateur où l'eau de condensation est retenue et purgée. Le gaz pénètre ensuite dans deux trios sècheurs (le 3^{eme} étant en régénération) et traverse les tamis moléculaires en perdant progressivement son humidité jusqu'à une teneur moins de 1 ppm.

A la sortie de chaque sécheur, le gaz passe à travers des filtres afin de retenir les particules en suspension.

Cycle de pré-refroidissement au propane :

Sortant des sècheurs, le gaz naturel subit son premier stade de refroidissement, c'est un cycle de pré-refroidissement au propane où le gaz passe de la température ambiante à une température de (-35°C). Cette opération s'effectue à trois (03) niveaux de réfrigération distincts ; haut, moyen et bas. La fonction de compresseur est assurée par le compresseur propane à trois étages [3].

Démercurisation :

Le gaz après séchage passe dans un démercuriseur utilisant du charbon actif imprégné de soufre afin d'éliminer le mercure jusqu'à une teneur de 0.001 g/Nm^3 . Lors du réchauffage, le mercure a un comportement particulier en matière de corrosion. Il devient très agressif pour l'aluminium [3].

SECTION DE SEPARATION ET DE LIQUEFACTION :**Séparation :**

La section de séparation est conçue pour séparer les hydrocarbures lourds du gaz naturel traité, afin de le liquéfier et le stocker. Les hydrocarbures lourds sont envoyés à la section de fractionnement [3].

II.2.1.1 Description générale :

Le gaz d'alimentation venant de la section de traitement de gaz sous une pression 40 bars effectifs et à température 21°C est refroidi à (-26°C) par deux échangeurs à propane. Il est ensuite injecté au milieu de la tour de lavage où les produits lourds sont condensés et séparés du méthane, sous l'action d'un courant de reflux et de deux rebouilleurs, l'un au propane et l'autre à vapeur, puis sont recueillis sous forme liquide en bas de la colonne et dirigées vers la section de fractionnement.

La phase vapeur quittant la colonne est associée à un débit de recyclage de propane et de butane provenant de la section de fractionnement permettant ainsi d'absorber les dernières traces de pentane et de maintenir un débit de reflux acceptable dans la colonne pour l'envoi à la section liquéfaction [3].

Liquéfaction :

L'échangeur principal liquéfie le gaz naturel traité (**GNT**) en utilisant le **MCR** comme réfrigérant. Le **GNT** pénètre en bas de l'échangeur principal et progresse vers le haut où il traverse les douches de **MCR**, et quitte l'échangeur sous forme liquide à une pression de 25 bars et une température de (-148°C) .

La liquéfaction du **GNT** se fait en deux temps :

Le premier temps, le **GNT** pénètre dans le faisceau central de l'échangeur principal où il est réfrigéré à (-110°C) par échange thermique avec les faisceaux **MCR** liquide et **MCR** vapeur, puis le gaz partiellement condensé est liquéfié complètement dans le faisceau froid de l'échangeur principal par échange thermique avec le **MCR** vapeur condensé et se dirige vers l'échangeur à (-148°C) et sous une pression de 24 bars, en se combinant à la sortie avec un courant de propane et d'éthane en provenance du fractionnement, refroidi dans l'échangeur de rejet.

Ce mélange liquide/gaz est détendue dans une vanne jusqu'à 4.8 bars et sa température est abaissée à (-158°C) puis subit une deuxième détente jusqu'à 1 bar dans le ballon déazoteur pour éliminer l'azote dissout dans la phase liquide du gaz naturel liquéfié.

Les composants légers, essentiellement l'azote, sont extraits par vaporisation et montent le long de la colonne. La phase liquide **GNL** débarrassée de l'azote est récupéré au fond du déazoteur où l'acheminement vers le stockage à l'aide des pompes **GNL** [3].

Système de réfrigération mixte MCR (Multiple Composant Réfrigérant) :

Le **MCR** est un mélange d'azote, méthane, d'éthane et de propane. Ce mélange frigorigène circule dans une boucle fermée à deux compresseurs où il sert à liquéfier le **GNT** dans l'échangeur principal.

Le **MCR** à basse pression 1,9 bars et à la température de (-35°C) provenant du premier Compresseur, **MCR** est comprimé à 12,3 bars est refroidi à 32,3°C dans un échangeur à eau de mer avant d'être comprimé à nouveau dans le deuxième compresseur, **MCR** à 44,7 bars où il sort à une température de 132,1°C. Le **MCR** haute pression ensuite refroidi à 32, 2°C dans un échangeur à eau de mer puis à (-30,5°C) dans les échangeurs à propane (3 niveaux) d'où il sort à une pression de 42,8 bars. Ce refroidissement a pour effet de condenser les constituants lourds du réfrigérant mixte, essentiellement l'éthane et le propane. Les deux phases sont séparées dans le ballon séparateur **MCR** haute pression [3].

- La composition du **MCR** est donnée dans le tableau 3 suivant :

Tableau II. 3 - Composition du MCR

CONSTITUANT	POURCENTAGE MOLECULAIRE %
Azote	3-5
Méthane	42-45
Ethane	52-55
Propane	4-5
Butane	Traces

SECTION DE FRACTIONNEMENT :

L'unité de fractionnement est alimentée par les produits de fond de la tour de lavage. Cette unité est installée pour séparer les composants des produits suivants :

- Méthane d'appoint pour le réfrigérant mixte **MCR** et le **GNL**.
- Ethane d'appoint pour le réfrigérant mixte **MCR** et le **GNL**.
- Propane d'appoint pour le système propane, le **MCR** et le **GNL**.
- Butane d'appoint du **GN** d'alimentation de l'échangeur principal.
- Gazoline comme produit commercialisable.
- Gaz combustible de procédé des chaudières.

Elle est constituée essentiellement de quatre (04) colonnes de distillation en cascade qui sont :

- Colonne de déméthanisation.
- Colonne de dééthanisation.
- Colonne de dépropanisations.
- Colonne de débutanisation.

STOCKAGE ET CHARGEMENT DU GNL :

Le GNL produit par les six (06) trains du procédé est pompé vers la zone de stockage constitué de trois (03) bacs à double paroi métallique avec une capacité de 100 000m³ chacun sous une pression atmosphérique et une température de (-162°C).

Lors du remplissage des réservoirs, une certaine quantité de produit se vaporise par les pertes de chaleur. La vapeur du réservoir est recueillie dans un collecteur qui l'envoi au compresseur de gaz combustible de chaque train.

Le **GNL** peut être transféré d'un réservoir à un autre lorsqu'on ne charge pas, en utilisant la pompe de transfert.

Le chargement du **GNL** est précédé par le refroidissement de la canalisation de la zone de chargement. La pompe de refroidissement aspire une petite quantité de **GNL** au réservoir de stockage et envoie ce **GNL** dans la canalisation chaude de la zone du chargement. Le **GNL** vaporisé est repris par la soufflante des gaz résiduels et envoyé dans le collecteur de gaz du revus. Le chargement s'effectue au moyen de cinq (05) pompes de chargement du **GNL** fonctionnant en parallèle et transférant le **GNL** de réservoir de stockage au navire en passant par les bras de chargement. Les vapeurs résiduelles du navire sont renvoyées au collecteur de la vapeur des réservoirs par la soufflante des gaz résiduels [3].

CHAPITRE III
SYSTEME DES TORCHES

DEFINITION :

Ce sont des vapeurs de gaz non liquéfiées qui sont brûlées dans les torches. Les systèmes de torches sont prévus pour l'évacuation sans danger des vapeurs dégagés au démarrage, en régime perturbé et en fonctionnement normal, à l'aide de divers événements et purges. Les gaz entrant dans le système de torche s'écoulent vers un collecteur principal, puis vers la torche ou ils sont brûlés à une certaine distance de l'usine pour éviter de créer tout danger.

LES DIFFERENTS TYPES DE TORCHES :

Les systèmes de torches du complexe GL2/Z comporte trois (03) torches : la torche chaude, la torche froide et la torche boil-off

la torche chaude : Elle reçoit tous les courants d'hydrocarbure des trains de procédé contenant des substances susceptibles de geler ou de se condenser si elles sont exposées à 0°C de température. [4] (voir annexe 1)

La torche froide : Elle reçoit les courants d'hydrocarbure des trains de procédé soumis à une température au dessous de 0°C. [4] (voir annexe 2)

La torche des réservoirs de GNL : cette torche est conçue pour brûler les vapeurs en excès provenant des réservoirs de stockage de GNL et des soufflantes. Les vapeurs issues de ces sources vont à la torche si la pression dans le collecteur de torche de 36 pouces est supérieure à 508 mm de colonne d'eau. [4]

Un générateur de front de flamme est prévu pour allumer séparément les trois (03) flammes pilotes placée au sommet de la cheminée de torche. (Voir annexe 3)

LES SOURCES DES GAZ TORCHES :**gaz torches 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. [5]

gaz torches 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 0.5 ppm. [5]

Gaz torchés à partir de la tour de lavage :

Les gaz de la tour de lavage sont envoyés vers la torche froide tant que la teneur en gazoline est supérieure à 0,05. Il est à noter que la tour de lavage constitue la source la plus importante des gaz torchés d'environ 60%. Pour sa stabilisation, le torchage dure au maximum quatre heures (refroidissement et dégivrage de la tour de lavage). [5]

Echangeur 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 sont dépendantes de l'état de préservation de l'échangeur principal.
- Cette opération s'effectue en trois étapes :
 - a) Le pré-refroidissement qui dure en moyenne quatre heures avec un débit de 20000 Nm³/h.
 - b) Le refroidissement final qui dure en moyenne six heures avec un débit de 20000 Nm³/h.
 - c) 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 140 000 Nm³/h.
- Le circuit **GNL** :
 - 1- Un ballon flash fuel gaz haute pression lors du refroidissement et un ballon flash gaz basse pression lors du refroidissement qui dure 2 heures.
 - 2- La mise à froid de la pompe **GNL** (environ 3 heures) :
 - 3- La mise à froid des lignes vers stockage et bacs de stockage (surtout de réception **GNL** ou préparation des bacs totalement vides).

fractionnements :

Les quantités torchées sont difficiles à apprécier (dégivrages, démarrages, arrêts et stabilisation)

Et quelque fois il y a des pertes dues aux non fermetures des vannes de purges des capacités de liquide et les événements des lignes de vapeurs ne se referment pas complètement et il y a donc passage constant de gaz ou de liquide vers la torche.

De plus, lorsque les dégagements de soupapes sont rassemblés et acheminés vers la torche, il se peut que les soupapes ne se referment pas après une surpression, c'est à dire qu'elles restent ouvertes. Quelques fois, le fait que la soupape ne se referme pas est dû au fait qu'elle est humide. Elle peut accumuler de l'humidité pendant les plies ou par la condensation

nocturne, lorsqu'elle s'ouvre, le fluide qu'elle laisse s'échapper est plus froid que l'air ambiant, l'eau qui s'est accumulée sur la soupape se congèle et la soupape ne peut pas se refermer.

Il est donc important d'éviter la condensation et l'humidité sur les soupapes et il convient d'avancer une surveillance continue des installations en ce qui concerne la fuite de gaz à travers les soupapes. [5]

ESTIMATION DES QUANTITES DES GAZ TORCHES :

Dégivrage d'un train :

C'est la première étape impérative dans le démarrage.

- Cette opération a pour but d'éliminer toute trace d'humidité dans les circuits et éviter ainsi des bouchons de glace dans les systèmes cryogéniques lors du refroidissement.
- Elle consiste à faire passer dans tous les circuits un débit de gaz naturel de 40 000Nm³/h à une température moyenne de 70°C.

La durée de cette opération peut aller de quelques heures à quelques jours. Elle dépend de la quantité d'eau présente dans les circuits de train de liquéfaction. [6]

Démarrage :

La durée moyenne pour un démarrage après un arrêt de longue durée est au minimum de 56 heures avec un débit de 80 000 Nm³/h. Ce démarrage ne peut débuter qu'après un dégivrage, en plus de la stabilisation :

- Pré refroidissement de la séparation et de l'échangeur principal qui dure 08 heures et consomme 40 000 Nm³/h de GN [6].
- Refroidissement final de l'échangeur principal qui dure aussi 08 heures et consomme un débit de 80 000 Nm³/h.

Les temps indiqués sont ceux du design et sont respectés dans les opérations de démarrage, d'arrêt et de dégivrage.

La quantité totale de gaz torché estimé au démarrage est de l'ordre de 5,44 millions Nm³.

Les arrêts :

Arrêt pour maintenance préventive (MP) :

Durant l'arrêt de production, certaines opérations sont effectuées et consistent en grande partie à évacuer les quantités des vapeurs de gaz, liquide et fluide frigorigènes vers les torches.

Lorsque cet arrêt dépasse sept (07) jours, il est nécessaire de réchauffer l'échangeur principal jusqu'à une température positive. Ainsi, les quantités torchées lors des arrêts (**MP**) sont estimées d'une valeur moyenne de 60 000 Nm³/h. **[6]**

Arrêt total :

Cette opération s'effectue tous les cinq (05) ans, tous les hydrocarbures sont envoyés vers les torches et vers le brulot, les quantités de boil-off. **[6]**

Arrêt accidentels :

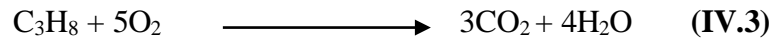
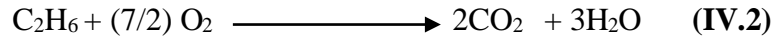
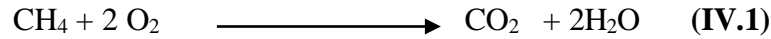
Généralement, au cours de l'exploitation, les unités sont sujettes à des incidents techniques imprévus qui sont des sources d'envoi vers les torches.

CHAPITRE IV

ETUDE DE L'IMPACT DES GAZ TORCHES SUR L'ENVIRONNEMENT

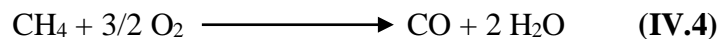
Les gaz dégagés vers l'atmosphère après la combustion dans les torches sont dus aux réactions suivantes :

IV.1 Combustion complète :



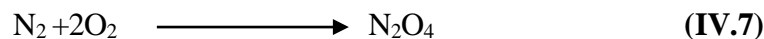
Combustion incomplète :

C'est le cas des torchage lors des d'arrêts et des démarrages ou pendant les déclenchements, la charge du gaz sera importante ; donc la combustion est incomplète ce qui donne le monoxyde de carbone (CO) et les vapeurs d'eau (H₂O) comme produits :



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

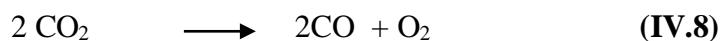
♦ Pour l'azote (N₂):



LES POLLUANTS :

1/ Dioxyde de carbone CO₂:

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



• Effet sur l'environnement :

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

- **Effet sur la santé :**

Les effets dépendent de la concentration dans l'air :

- 4 à 5% : tachypnée.
- 10% : tachycardie, hypotension, anxiété et céphalées.
- 25 à 30% : perte de connaissance et convulsion.

2/ Les produit hydrocarbonés :

Les produits hydrocarbonés sont les corps chimiques dont la molécule contient essentiellement du carbone et de l'hydrogène, avec parfois de l'oxygène et de l'azote en faible quantité. Il existe différents hydrocarbures imbrûlés dans l'atmosphère :

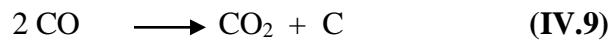
- Gazeux ou en aérosols : les hydrocarbures imbrûlés classiques de toute nature qui sont désignés par **HC**, parmi eux l'oxyde de carbone est comptabilisé à part, compte tenu de ses effets mortels à très faible dose et de la simplicité de sa formule chimique.
- Solides : les particules de carbone qui forment une fraction importante des suies.

Les produits hydrocarbonés présents dans l'atmosphère sont parfois divisés en plusieurs catégories : le méthane, l'oxyde de carbone, les particules de carbone, les composés organiques volatils (**VOC**), et les gaz organiques réactifs (**ROG**) qui favorisent la formation d'ozone. [7]

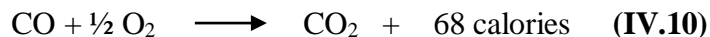
A/ Oxyde de carbone :

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

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



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



- **Caractéristiques :**

L'oxyde de carbone est un gaz incolore, inodore et sans saveur, ce qui le rend difficilement détectable. Sa densité est de 0.97. Il est inflammable, formant avec l'air un mélange explosif, peu soluble, très toxique.

- **Effet sur l'environnement :**

Précurseur de l'ozone troposphérique.

- **Effet sur la santé :**

Fixation sur l'hémoglobine pour former la carboxyhémoglobine (HBCO)

Des concentrations sanguines de 2 à 3% de l'HBCO peuvent être en rapport avec la pollution urbaine. Les conséquences du CO à une HBCO de 2,5% sont les céphalées et les vertiges.

B/ Méthane :

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

- **Effet sur l'environnement :**

La maîtrise des émissions de méthane permettrait de réduire la pollution de l'air et de réchauffement global, d'après une étude menée par des chercheurs de plusieurs institutions américaines. Le méthane est en effet directement lié à la production d'ozone dans la troposphère. Or d'une part l'ozone est le principal constituant du smog, pollution de l'air de surface, et d'autre part le méthane et l'ozone sont des gaz à effet de serre. [7]

C/ Autre hydrocarbures imbrûlés :

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

- **Caractéristiques :**

Sous les sigles "CH" ou "C_xH_y", les hydrocarbures apportent aux gaz d'échappement une odeur désagréable et des propriétés irritantes. Mes produits de réaction photochimique des hydrocarbures associés à ceux des oxydes d'azote créent une pollution caractéristique de l'atmosphère appelée smog

- Les hydrocarbures aromatiques polycycliques (anthracène, fluoréné, benzopyrene (C₂₀H₁₂) étant le plus actif d'entre eux.

- **Emissions :**

Même en brûlant du gaz naturel ce qui favorise l'homogénéisation du mélange et donc une meilleure combustion, les émissions annuelles d'hydrocarbures elles peuvent être recyclées et fournis de la chaleur et du travail.

3/ Les oxydes d'azote :

Les oxydes d'azote (NO_x) comprennent le monoxyde d'azote NO, le dioxyde d'azote NO_2 , le protoxyde d'azote N_2O , tétraoxyde de diazote N_2O_4 , le trioxyde de diazote N_2O_3 , les plus toxiques NO_2 , N_2O_4 . [7]

- **Caractéristiques :**

L'oxyde d'azote NO est un composé instable à température ordinaire forme avec l'oxygène atmosphérique dioxyde d'azote à des températures élevées agit comme oxydant et à des températures basses il peut jouer le rôle d'un réducteur.

Le dioxyde d'azote NO_2 est un gaz roux, odorant, densité 1,58, peu soluble dans l'eau totalement dissocié en oxygène et en monoxyde d'azote au dessus de 620°C , en dessous de 135°C , il se polymérise en tétraoxyde de diazote N_2O_4 .

- **Effet sur la santé :**

L'oxyde azotique et le dioxyde d'azote provoquent des troubles respiratoires dont la gravité dépend de la concentration dans l'air et de l'état du sujet exposé il y'a donc le risque d'œdème pulmonaire, endommagement des tissus du poumon, réduction des performances physiques, irritation des yeux et asthme. La valeur limite de l'oxyde azotique dans l'air a été fixée par les hygiénistes américains à 25 ppm soit à 30 mg/m et le dioxyde d'azote à 5 ppm soit à 9 mg/m.

DISPERSIONS POLLUANTES ATMOSPHERIQUES :

Les dispersions des polluants dépendent en priorité des conditions météorologiques. Cette dispersion s'effectue essentiellement dans la couche limite atmosphérique. La concentration des polluants dans les basses couches de l'atmosphère dépend avant tout de la turbulence atmosphérique, mais aussi de la température et de la stabilité de l'air. [7]

A/ Turbulence atmosphérique :

Ce sont des mouvements à petite échelle qui vont brasser la masse d'air et permettre la dilution des polluants. Les situations dépressionnaires (basse pression) correspondent généralement à une turbulence d'air assez forte et donc de bonne condition de dispersion [8].

B/ Le vent :

Il existe une relation évidente entre la vitesse du vent et les niveaux de concentration des polluants.

La dispersion augmente avec la vitesse du vent, un vent faible favorable donc l'accumulation des polluants.

CONCLUSION :

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

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

CHAPITRE V
AUTOCONSOMMATION

V. DETERMINATION DE L'AUTOCONSOMMATION ADOPTEE AU COMPLEXE :

DEFINITION DE L'AUTOCONSOMMATION :

L'autoconsommation représente dans une unité de liquéfaction de gaz la quantité d'énergie consommée dans l'usine elle-même pour la production de **GNL**. Elle est égale à la différence entre l'énergie entrante en thermies sous forme de gaz naturel ($C_1, C_2, C_3, C_4, C_5^+$) et l'énergie sortante en thermies sous forme de **GNL**, de propane, butane et de la gazoline par rapport à l'énergie entrante en thermie.

- Elle est généralement quantifiée par le coefficient d'autoconsommation (AC%) qui exprime le rapport des thermies consommées aux thermies entrantes.
- Le taux d'autoconsommation est défini par la formule suivante :

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

E : Energie entrante en thermies
S : Energie sortante en thermies
AC : Autoconsommation

- Ce qui peut être schématisé par :

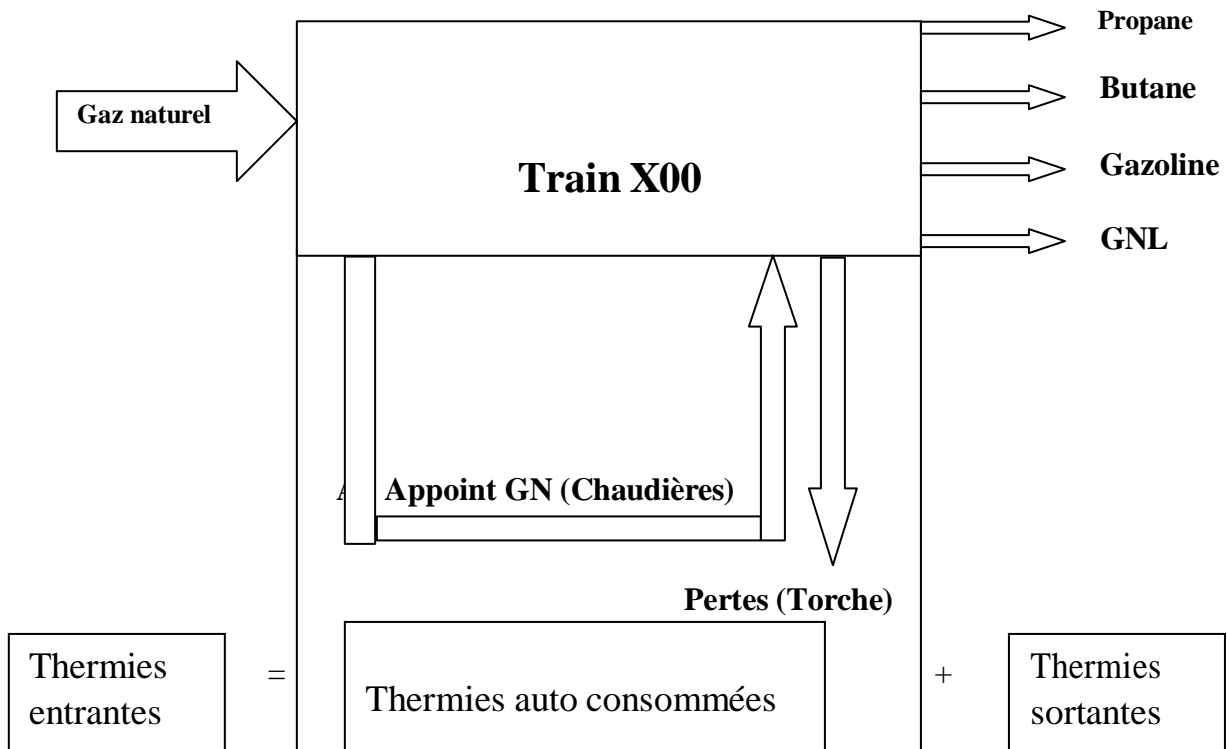


Figure V.1 : Schéma de l'autoconsommation

BILAN PRODUCTION/AUTOCONSOMMATION :

Thermies auto consommées : Sont représentées par les effets suivants :

- 1- Les débits de **GNL** perdu sous forme de flash après 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 pertes de deux sortes : Les pertes lors du démarrage et des arrêts et qui sont plus importantes car les débits peuvent aller jusqu'à $80\,000\text{ Nm}^3/\text{h}$ de **GN** pendant plusieurs heures et même plusieurs jours.

Thermies produites : Elles sont constituées par l'ensemble des productions à savoir :

- Gaz naturel liquéfié (**GNL**).
- Le propane.
- Le butane.
- La gazoline.

LES PRINCIPALES CAUSES DE L'AUGMENTATION DE L'AUTO CONSOMMATION :

Les principales causes augmentent d'une manière significative l'autoconsommation :

- 1/ Le dégivrage d'un train de liquéfaction au pré démarrage.
- 2/ Les démarrages et les arrêts des trains.
- 3/ **l'appoint de GN dans le réseau fuel/gaz** : Cet appoint est nécessaire pour maintenir le réseau fuel gaz à sa pression normal de fonctionnement des chaudières.
- 4/ **Les débit du GNL perdus** : Sous forme de flash en aval de l'échangeur principal et dans les bacs de stockage.
- 5/ **Le réseau gaz combustible**, ainsi que ces appoints alimentant les chaudières.
- 6/ **Les appoint des fluides réfrigérants** : Pour maintenir sa bonne composition.
- 7/ **Les pertes par fuites de gaz** : Vers torches et vapeur vers atmosphère.
- 8/ **Les pertes de GN** : Alimentant en permanence les pilotes des torches.
- 9/ **Les gaz de boil-off** : Retour des gaz de chargement méthaniers.

En plus de ces causes, s'ajoute le facteur dû au vieillissement des équipements car leurs performances diminuent en fonction du temps de service.

CALCUL MENSUEL DE L'AUTOCONSOMMATION :

Pour avoir une idée sur la valeur de l'autoconsommation, nous l'avons calculée pendant le mois de Mai 2022. Les résultats sont regroupés dans le tableau V.1.

Tableau V.1 - Autoconsommation mensuelle du mois de Mai 2022

Produits	Reçu	Pertes	Livré	Stock initial	Stock final	Production	PCS	Quantité (thermies)
GN (10 ³ m ³)	859 848						9 450	8 125 563 600
GNL (m ³)	0	-0,934	1 060 507,934	85 796	166 737	1 141 448	5 986	6 832 707 728
Ethane (m ³)	0						12 492	0
Propane (m ³)	0						12 060	0
Butane (m ³)	0						11 850	0
Gazoline (Tonne)	0	0	7 634	1 217	1 525	7 942	11 691	92 849 922
Quantité Totale Energie Entrée								8 125 563 600
Quantité Totale Energie Sortie								6 925 557 650
Quantité Energie Autoconsommée								1 200 005 950

La quantité en thermie = la quantité de produit (m³) * PCS (th/m³)

PCS : le pouvoir calorifique supérieur.

L'autoconsommation en thermies = Energie entrante (th) – Energie sortante (th) (V.2)

$$= 8\,125\,563\,600 - 6\,925\,557\,650 = 1\,200\,005\,950 \text{ thermies}$$

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

- **AC = [(énergie entrante – énergie sortante) / énergie entrante] x 100**

$$AC = \frac{8125563600 - 6925557650}{8125563600} \times 100$$

$$AC = 14.77 \%$$

- Cette valeur de AC est supérieure à celle de design (14,75 %). La valeur AC dépasse 20% dans certaines périodes de fonctionnement des trains.

En équivalent G.N

$$AC_{GN} = \frac{\text{quantité d'énergie autoconsommée}}{PCS(GN)} \quad (\text{V.3})$$

$$AC_{GN} = \frac{1200\,005\,950}{9450} = 126984,76 \cdot 10^3 \text{ cm}^3$$

Condition de travail (T = 15°C, P = 1 bar absolu)

Le complexe GL2/Z a réalisé durant le mois de Mai 2022 un taux d'autoconsommation de 14,77 % pour le cas de 6 trains en fonctionnement avec 12 arrêts et un seul déclenchement

Ce taux est en hausse de 1,37 % par rapport au mois d'Avril 2022.

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

- * Arrêt des trains 300, 400,500 et 600 pour travaux de nettoyage et inspection des échangeurs à eau de mer

- * Arrêt des trains 200, 300, 400,500 et 600 pour travaux sur condenseurs à surface E301/E313.

- * Arrêt du train 200 pour changement de l'amplificateur hydraulique du KT-110 suite au cisaillement de sa tige qui le relie aux soupapes régnautes.

- * Arrêt du train 300 pour travaux de changement de la vanne JT froide CRV 506 du MCR liquide.

- * Déclenchement du train 300 par très haut niveau ballon séparateur des sécheurs LSHH 256.

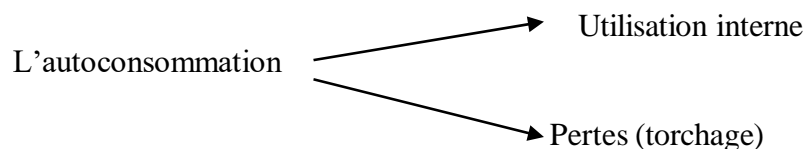
- * Délestage des trains 200, 300, 400,500 et 600 suite à un déficit en vapeur 62 bars causé par le déclenchement des 02 chaudières 400 T/hr D-327 et D-328.

- * Arrêt programmer du train 100 type E3.

ESTIMATION REELLE DES QUANTITES DES GAZ TORCHES :

Pour avoir une estimation réelle des quantités torchées ;

Nous avons pris comme référence les six (06) mois (janviers, février, mars, avril, mai, juin) pour les quels nous avons déjà calculé l'autoconsommation.



• **Méthode de calcul :**

1. Calcul de la quantité de gaz transformé :

$$[\text{Energie du GNL produit} + \text{Energie de la gazoline produite}] / \text{PCS du GN.} \quad (\text{V.4})$$

2. Calcul de la quantité de gaz perdue :

$$\text{Quantité d'autoconsommation} = \text{quantité consommée pour l'utilisation interne (fuel gaz)} + \text{quantité perdue (torchage)} \quad (\text{V.5})$$

Donc :

$$\text{Quantité perdue} = \text{quantité auto consommée} - \text{quantité consommée pour l'utilisation interne}$$

Tableau V.2 - Bilan des gaz torchés durant les mois : Janvier, février, mars, avril, mai, juin. (Année 2022) :

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	TOTAL
Gaz traité 10 ³ Cm ³	1049344	999518	1056801	1051816	859848	292049	5309376
Gaz transformé 10 ³ Cm ³	907263	860411	917315	910848	732863	232506	4561206
Utilisation interne Cm ³	131083907	126145249	129228448	133572840	114850981	47324128	682205553
Gaz torchés Cm ³	10997093	12961751	10257512	7395160	12134019	12218872	65964407
Autoconsommation 10 ³ Cm ³	142081	139107	139486	140968	126985	59543	748170
AC %	13.54	13.92	13,20	13,40	14.77	20,39	14,87
Torché/AC %	7.74	9,32	7,35	5,24	9,55	20,52	9,95

□ Il est à noter que l'autoconsommation diminue autant que la production en GNL augmente. Ceci est remarquable dans le tableau V.2 qui montre l'évolution de la production et l'autoconsommation pour les différents mois.

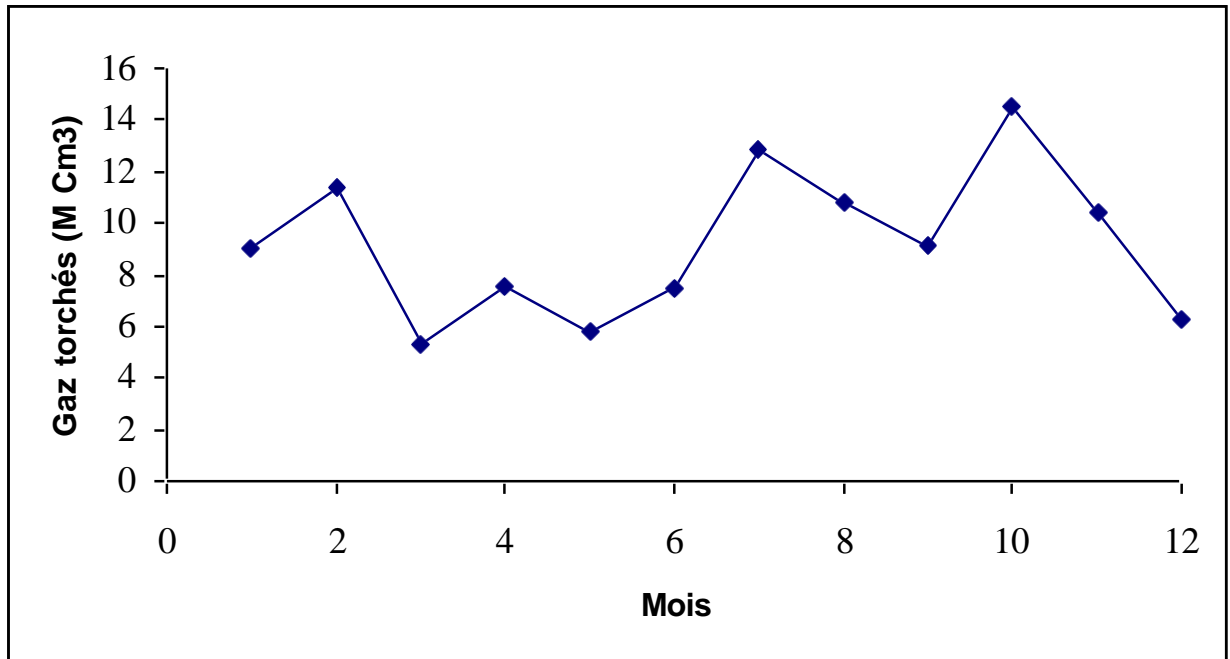


Figure V.2 : la variation de la quantité du gaz torchés pendant l'année 2021

La **FigureV.2** montre la variation de la quantité des gaz torchés pendant l'année 2021, la quantité maximale est celle du mois d'octobre (14.53 MCm^3) qui est dû à l'instabilité du fonctionnement des trains.

En moyen la quantité du gaz torché est de : 11 MCm^3

CHAPITRE VI
ANALYSE DES GAZ TORCHES

CHROMATOGRAPHIE EN PHASE GAZEUSE :

Introduction :

La chromatographie en phase gazeuse a connu le développement le plus remarquable dans tous les domaines de la chimie organique, la biochimie et la pharmacie...etc. On peut affirmer qu'elle est parmi les techniques d'analyse les plus efficaces qui a été mise au point par les techniciens modernes. [9]

But :

La chromatographie en phase gazeuse (CPG) est une méthode d'analyse et de séparation, cette technique est fondée sur la migration différentielle des constituants du mélange à analyser au travers d'un substrat choisi et donne description générale des techniques d'échantillonnage des gaz, des hydrocarbures liquide et du GNL.

PRINCIPE GENERAL :

L'opération consiste à introduire une quantité de l'ordre de quelques microlitres d'échantillon à analyser à l'aide d'une seringue dans la chambre d'injection, migration différentielle des éléments du mélange à analyser, les éléments appelées solutés, sont obligés de parcourir la colonne par la poussée d'un gaz inerte, intitulé gaz porteur ou gaz vecteur.

Une fois cette injection faite, les différents constituants du mélange passent dans la colonne ou ils sont partiellement retenus par la phase stationnaire liquide. Les constituants les moins retenus c'est-à-dire les plus volatils traversent rapidement la colonne tandis que les plus fortement retenus séjourne plus longtemps.

Ainsi, les différents constituants du mélange à analyser sont séparés les uns après les autres et dans des conditions favorables, pour se présenter à l'état de corps pur à la sortie de la colonne, et passer ensuite dans le détecteur qui réagit à leur existence (dans le gaz vecteur) par une impulsion fournie à l'enregistreur sous forme de pics. [9]

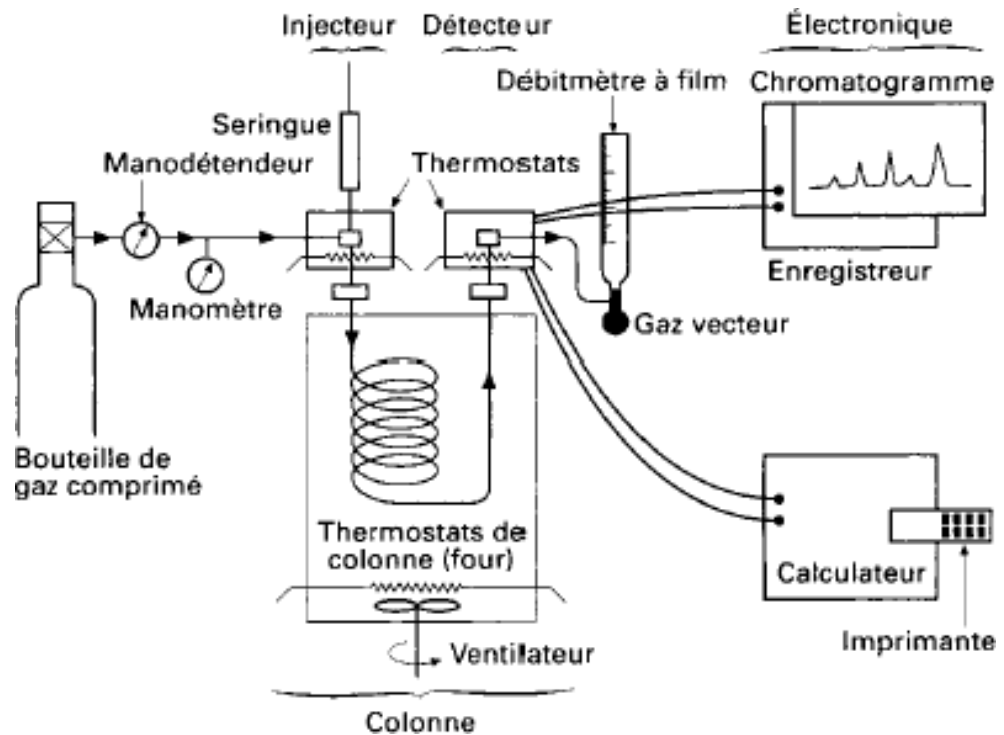


Figure VI.1: Le principe de la chromatographie

ANALYSE DES GAZ TORCHES :

Choix des prises d'échantillon :

Pour avoir le meilleur résultat qui peut nous donner la composition du gaz brûlé, le choix des prises des échantillons a été fait :

- Au niveau de la tête du ballon collecteur de la torche chaude.
- Au niveau de la tête du ballon collecteur de la torche froide.

Conditions opératoires :

Les conditions opératoires chromatographiques pour analyser le gaz de la torche chaude et froide sont :

- Détecteur : Cathétomètre.
- Gaz vecteur : Hydrogène.
- Température de l'injection : 50°C.
- Température de la colonne : 45°C.
- Débit du gaz vecteur : 50 ml/min.
- Pression pour le gaz vecteur : 31,5 psi
- Volume injecté : 0,25 ml.

RESULTATS ET DISCUSSIONS :

L'analyse des gaz torchés par **C.P.G** au niveau du laboratoire, est basée sur le principe d'étalonnage.

1/ les gaz basse pression :

Suite à l'analyse qualitative et quantitative des différents échantillons du gaz, nous avons obtenus les résultats suivants qui sont reportés dans les tableaux n° **VI.1** et **VI.2**.

Les conditions de fonctionnement des deux torches lors de la marche normale des trains

- Le débit du gaz de la torche chaude est égal à **15954,15 kg/h**.
- Le débit du gaz de la torche froide est égal à **23798,4 kg/h**.
- La température du gaz chaud est égale à **25°C**.
- La température du gaz froid est égale à **-70°C**.
- La pression du gaz chaud et froid est égale à **1 bar**.

Nous présentons un des spectres obtenus par **C.P.G** pour la torche froide.

Tableau VI.1 - Résultats obtenus par C.P.G du gaz torché dans le premier cas.

Composants	Torche chaude % en mole	Torche froide % en mole
He	0,068	0,368
CO₂	0,102	0,098
N₂	12,2079	40,358
C₁	77,0774	30,8351
C₂	5,8379	17,1397
C₃	3,4547	7,8092
i-C₄	0,3357	1,1057
n-C₄	0,8305	1,6301
i-C₅	0,0564	0,3295
n-C₅	0,0195	0,2554
n-C₆	0,010	0,0713

Les conditions de fonctionnement des deux torches lors du déclenchement d'un train

- Le débit du gaz de la torche chaude est égal à **134711,83 kg/h**.
- Le débit du gaz de la torche froide est égal à **167832 kg/h**.
- La température du gaz chaud est égale à **25°C**.
- La température du gaz froid est égale à **-70°C**.
- La pression du gaz froid et chaud est égale à **1,03 bar**.

Nous présentons un des spectres obtenus par **C.P.G** pour la torche chaude.

Tableau VI.2 Résultats obtenus par C.P.G du gaz torché dans le deuxième cas :

Composants	Torche Chaude % en mole	Torche froide % en mole
He	0.042	0.251
CO ₂	0.073	0.060
N ₂	11,0641	35,5404
C ₁	75,1227	50,4726
C ₂	7,7022	8,0617
C ₃	2,0902	4,3259
i-C ₄	0,8365	0,3809
n-C ₄	2,9781	0,6587
i-C ₅	0,0476	0,160
n-C ₅	0,0325	0,072
n-C ₆	0,0111	0,0168

Tableau VI.3 La composition moyenne des gaz torchés dans le premier cas :

Composants	Torche chaude % en mole	Torche froide % en mole
He	0.18	0.21
CO ₂	0.008	0.024
N ₂	12,34	44,53
C ₁	74,09	30,86
C ₂	7,23	16,7
C ₃	3,36	5,33
i-C ₄	0,66	0,79
n-C ₄	1,99	1,142
i-C ₅	0,069	0,196
n-C ₅	0,061	0,137
n-C ₆	0,012	0,081

Tableau VI.4 - La composition moyenne des gaz torchés dans le deuxième cas :

Composants	Torche Chaude % en mole	Torche froide % en mole
He	0.041	0.035
CO ₂	0.060	0.096
N ₂	10,08	32.356
C ₁	74,3816	51,05
C ₂	7,624	8,50
C ₃	2,805	4,348
i-C ₄	1,120	0,872
n-C ₄	3,723	1,237
i-C ₅	0,05	0,174
n-C ₅	0,042	0,184
n-C ₆	0,0434	0,09

Interprétation des résultats des deux analyses :

A partir des tableaux **VI.1** et **VI.2**, nous avons tiré les observations suivantes :

- La composition des gaz torchés est différente d'un instant à l'autre : pour cela nous avons pris deux cas de fonctionnement de l'unité.
- Les fractions en gaz tel que **He**, **N₂** sont très petites, et elles sont plus élevées en torche froide que celles en torche chaude.
- Les constituants lourds tel que **i-C₄**, **n-C₄**, **i-C₅**, **n-C₅** existent en fractions plus élevées en torche chaude qu'en torche froide.
- Les traces du **CO₂** proviennent du traitement du gaz.
- L'hexane est aussi présent en très petite quantité dans les deux cas.

2/ les gaz haute pression :

Au niveau de la section de séparation des condensats, il existe un piquage avec la vanne HV-446 et une pipe de 6" assurant l'acheminement du gaz vers la torche froide, la composition du gaz au niveau de ce piquage sont regroupée dans le tableau **VI.5**

- Le débit du gaz torche **80 000 Nm³**.
- La température du gaz torche est égale à **-38 °C**.
- La pression du gaz torche est égale à **37 bars**.

Tableau VI.5 Résultats obtenus par C.P.G du gaz torché :

Composants	% en mole
He	0,18
N₂	5,41
C₁	84,51
C₂	7,3
C₃	1,68
i-C₄	0,31
n-C₄	0,4
i-C₅	0,41

- Les valeurs du débit, température et pression ont été prises au niveau du **D.C.S** (digital control system)

Remarque

Vu que la composition des gaz torchés n'est pas constante et dépend des conditions de fonctionnement des trains de liquéfaction, nous avons opté pour les calculs de dimensionnement de l'unité de récupération, une composition moyenne de ces gaz.

CHAPITRE VII
SOLUTION PROPOSEE

TYPES DES GAZ TORCHES :

Le bon fonctionnement d'une usine dépend de la bonne marche de chacune des installations qui le constituent, si l'une fait défaut, tout l'ensemble s'en verra affecté.

Dans ce contexte, notre but consiste à étudier la possibilité de récupérer les gaz torchés. Et pour cela nous avons procédé à une analyse détaillée de ces gaz et nous les avons regroupés dans deux grandes catégories.

Gaz à haute pression :

Ces gaz sont envoyés vers les torches volontairement lors de démarrage d'un train de process afin de stabiliser les différents sections de traitement de gaz naturel, les gaz haute pression sont acheminés vers les torches directement après la tour de lavage par des quantités presque constantes et d'une façon continue pendant une période de temps bien défini. La pression de ces gaz varie de 25 à 42 bars avec une température moyenne de (- 38) °C.

a) Evaluation des quantités des gaz à haute pression :

Si on prend comme un exemple le mois de Mai pour calculer la quantité torchée à cause des démarrages (nous avons 22 démarrages pour le mois mai), en se basant sur la procédure de démarrage standard d'un train de liquéfaction un débit estimé à 80 000 Cm³/h de gaz envoyé vers la torche chaude durant une période de six (06) heures.

On aura les quantités évaluées lors des démarrages des trains pendant un mois :

$$Q_{\text{moy}} = 22 \times 80\,000 \times 6 = 10\,560\,000 \text{ Cm}^3$$

On transforme ce volume en énergie et on multiplie par le pouvoir calorifique supérieure du GN PCS = 9,450 th/Cm³.

$$Q_{\text{moy}} = 10\,560\,000 \times 9,450 = 99\,792\,000 \text{ th (mois de Mai)}$$

Du Tableau V.2 on tire la valeur de la quantité du gaz torché pendant le moi Mai et on calcule le rapport suivant :

$$Q_{(\text{torchées})} = 12\,134\,019 \text{ Cm}^3 \times 9,450 \text{ (PCS)}$$

$$Q_{(\text{torchées})} = 114\,666\,479.6 \text{ th}$$

$$\text{D'où } \frac{99\,792\,000}{114\,666\,479.6} \times 100 = 87,023 \% \approx 87 \%$$

Donc les gaz haute pression représentent 87% des quantités totales des gaz torchés durant le mois mai 2022.

NB :

Dans les cas moyen la quantité du gaz haute pression torchée représente 2/3 de la quantité globale de gaz torchés.

Gaz à basse pression :

Les sources de ces gaz sont diverses, ils sont dus principalement aux pertes par réfrigérant, déclenchements, délestage, dégivrage et a l'ouverture des soupapes de sécurité lors d'un dysfonctionnement d'un équipement.

Les gaz à basse pression sont acheminés vers les torches à travers un réseau de tuyauterie ils se regroupent d'abord dans des collecteurs qui finissent dans des ballons séparateurs a une pression atmosphérique, puis ils sont brûlés dans les torches.

RECUPERATION DU GAZ TORCHE :

Gaz haute pression :

L'objectif de cette partie de travail est d'étudier la possibilité d'installer une unité de récupération du gaz issu de la tour de lavage au cours de démarrage (exactement après la vanne HV501) et le réinjecté dans le process.

On a utilisé le simulateur HYSYS pour avoir la facilité de jouer sur les paramètres et les conditions du travail (températures, pressions, compositions,etc.) ainsi l'utilisation des équipements nécessaires pour réaliser ce travail.

a) Valorization:

Cette unité nous permet de récupérer les gaz torchés d'un train qui est en phase de démarrage, en améliorant leur paramètres (température, pression, composition) afin de l'envoyé aux autres trains qui sont en marche et cela se fait juste à la sortie de l'échangeur a plaque E-540.

b) L'unité de la récupération des gaz torchés :

Ce logiciel consiste à introduire les conditions d'entrée pour chaque équipement. Par la suite, nous aurons les résultats des différents équipements comme ils sont présentés dans ce qui suit.

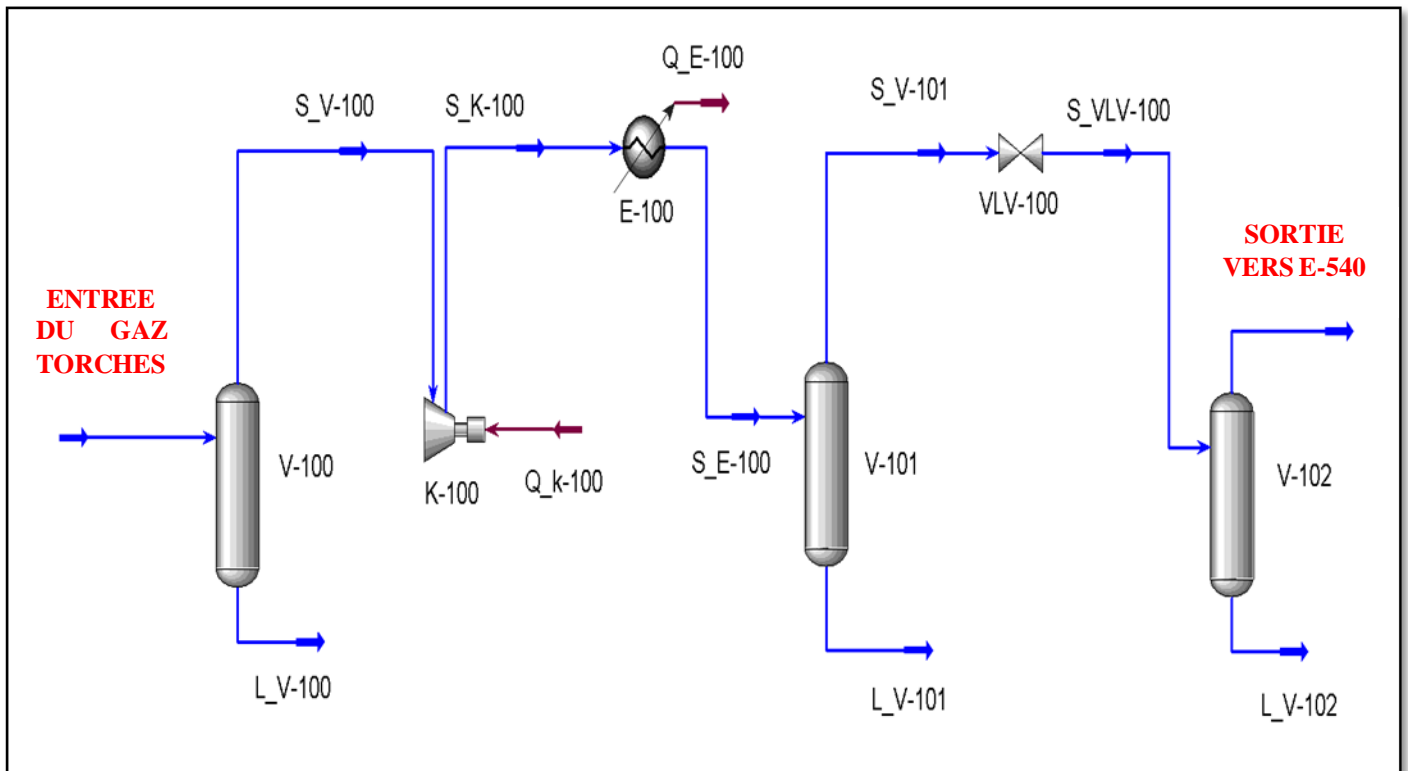


Figure VII.1 : Unité de récupération du gaz torché lors de démarrage d'un train

La composition du gaz à l'entrée du ballon est donnée par le tableau suivant :

Tableau VII.1: composition du gaz torché et du gaz a la sortie de l'échangeur E540 :

Composants	Sortie du process % en mole (HYSYS)	Sortie de l'échangeur E540 % en mole (analyse)
He	0,18	/
N ₂	5,41	5.069
C ₁	84,51	85.72
C ₂	7,3	6.859
C ₃	1,68	1.587
i-C ₄	0,31	0.489
n-C ₄	0,4	/
i-C ₅	0,41	0.011

Dans les conditions :

- Le débit du gaz torché 80 000 Nm³/h.
- La température du gaz est égale à -38°C.
- La pression du gaz est égale à 37 bars.

Lorsque le gaz traverse le ballon V-100, il sort avec la composition suivante :

Tableau VII.2: composition du gaz a la sortie du ballon V-100 et sa composition a la sortie de l'échangeur E540 :

Composants	Sortie du ballon V-100 % en mole (HYSYS)	Sortie de l'échangeur E540 % en mole (Analyse)
He	0,1829	/
N ₂	5,5021	5.069
C ₁	85,3229	85.72
C ₂	7,0754	6.859
C ₃	1,3967	1.587
i-C ₄	0,1945	0.489
n-C ₄	0,2089	/
i-C ₅	0,1165	0.011

Cette composition est obtenue après élimination d'une quantité des lourds. Les conditions à la sortie sont :

- Le débit du gaz torché **79750 Nm³/h**.
- La température du gaz est égale à **-38°C**.
- La pression du gaz est égale à **37 bars**.

On remarque que la composition diffère de celle de la sortie de l'échangeur E-540 et pour réinjecter le gaz récupéré il faut que sa composition soit compatible avec celle de la sortie de l'échangeur, pour cela on a mis un compresseur centrifuge pour augmenter la pression du gaz après le ballon V-100 jusqu'à une pression de 45 bars.

Après la compression la température va augmenter de -38 °C jusqu'à -23 °C, donc il faut refroidir le gaz comprimé de telle façon a avoir la même température de sortie de l'échangeur E540 qu'elle est de l'ordre de - 44 °C. Pour avoir cette valeur, on procède a placé un échangeur de type tube-calandre ou le gaz passe coté calandre et le fluide froid passe coté tubes (**voir Figure VII.1**).

Après avoir comprimé et refroidir le gaz, il est envoyé vers un autre ballon (V-101) là où il y a une séparation des lourds, a la sortie du ballon on obtient les résultats suivants :

Tableau VII.3: composition du gaz à la sortie du ballon V-101 et sa composition à la sortie de l'échangeur E540 :

Composants	Sortie du ballon V-101 % en mole (HYSYS)	Sortie de l'échangeur E540 % en mole (Analyse)
He	0,1858	/
N ₂	5,5788	5.069
C ₁	86 ,0025	85.72
C ₂	6,8042	6.859
C ₃	1,1560	1.587
i-C ₄	0,1239	0.489
n-C ₄	0,1125	/
i-C ₅	0,0363	0.011

Cette composition est obtenue dans les conditions suivantes :

- Le débit du gaz torche **55380 Nm³/h.**
- La température du gaz est égale à **- 48 °C.**
- La pression du gaz est égale à **45 bars.**

Après le ballon V-101, le gaz va subir une détente Joule Thomson jusqu'à une pression de 40 bars pour réduire la quantité de C₅⁺.

Les résultats montrent la composition finale du gaz torché a la sortie de notre unité de récupération :

Tableau VII.4: composition du gaz à la sortie du ballon V-102 et sa composition à la sortie de l'échangeur E540 :

Composants	Sortie du ballon V-102 % en mole (HYSYS)	Sortie de l'échangeur E540 % en mole (Analyse)
He	0,1866	/
N ₂	5,602	5.069
C ₁	86 ,2134	85.72
C ₂	6,71161	6.859
C ₃	1,0763	1.587
i-C ₄	0,102	0.489
n-C ₄	0,0845	/
i-C ₅	0,019	0.011

- Le débit du gaz torché **62800 Nm³/h.**
- La température du gaz est égale à **- 51,66 °C.**
- La pression du gaz est égale à **40 bars.**

Il est clair que cette composition est dans la marge désirée du design (après l'échangeur E540).

A la sortie du ballon V-102, on a récupéré une quantité du gaz torché qui est maintenant possible de la réinjecter dans le process de liquéfaction. Vue sa composition la réinjection se fait à la sortie de l'échangeur E540.

Comment réinjecter le gaz dans les trains qui sont en production ?

Le gaz torché sort du ballon V-102 sous une pression de 40 bars et un débit de 62800 Nm³/h, pour ne pas perturber le fonctionnement du train qui reçoit cette quantité, on va le dispatcher entre les autres trains qui sont en production. Le circuit proposé est indiqué dans la **Figure VII.2**.

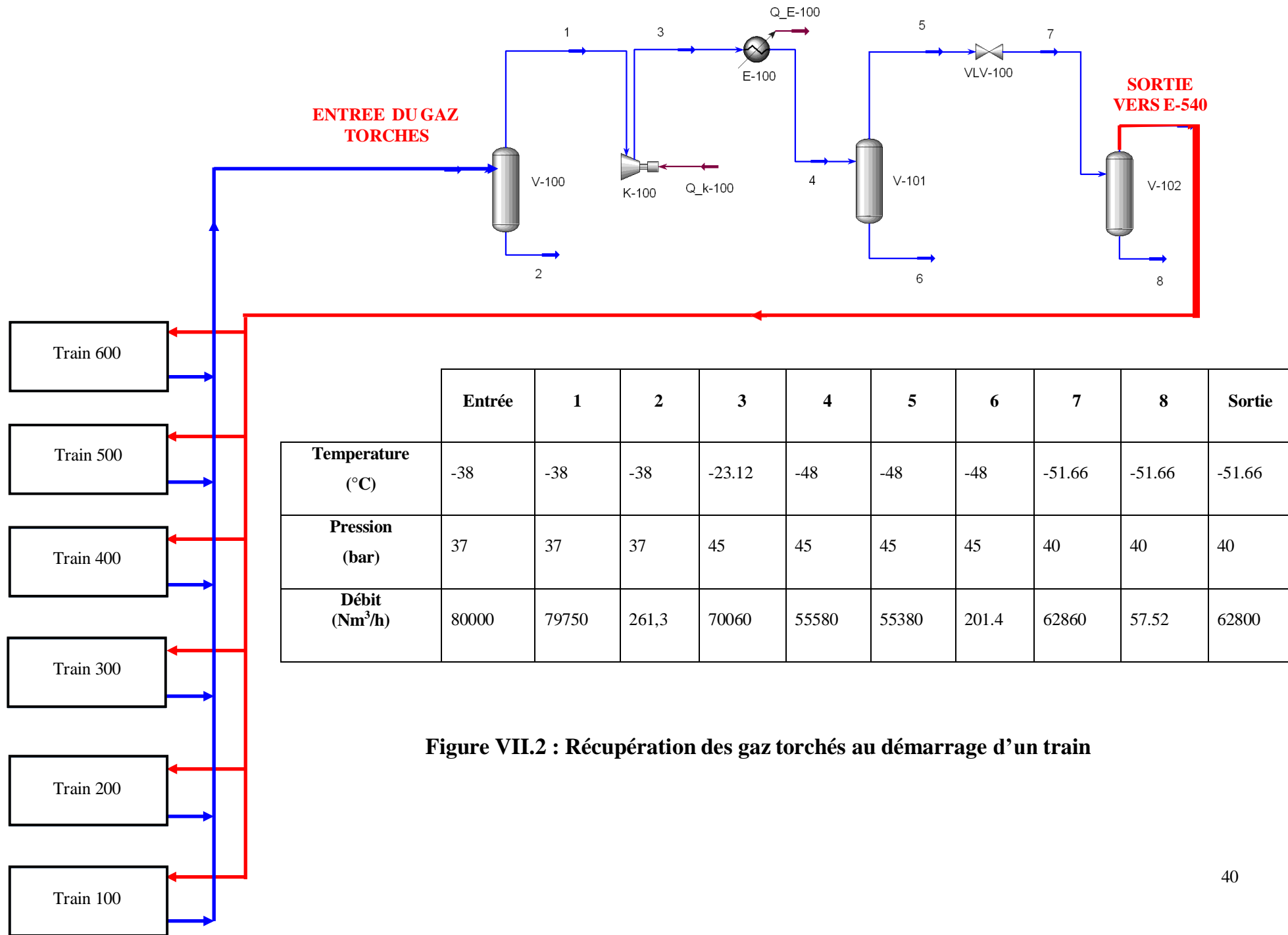


Figure VII.2 : Récupération des gaz torchés au démarrage d'un train

Dimensionnement du compresseur :**Calcul des performances du compresseur centrifuge :**

Pour effectuer la sélection d'un compresseur sans refroidissement il est nécessaire de disposer des données suivantes :

1. Caractéristiques du gaz
2. Condition d'admission et pression de refoulement
3. Type d'entraînement

Les données :

Débit volumique a l'entrée : 79746 m³/h.

Pression d'aspiration : 37 bars.

Température d'aspiration : -38 °C.

Pression de refoulement : 45 bars

C_{pref}, C_{pasp} : 35,512 kJ/kmole. °C (on suppose que $C_{pref} = C_{pasp}$)

Calcul de l'exposant adiabatique théorique à l'admission (K_{asp}) :

- Calcul de la masse volumique :
- Tableau VII.5 : Propriétés du gaz à traité

Compositions	$Y_i \cdot P_c$ (k)	$Y_i \cdot T_c$ (k)	M_i (g/mol)	$M_i \cdot Y_i$ (g/mol)
He	0,4160975	0,0095108	4,003	0,00732149
N ₂	187,016379	6,9381481	28,013	1,54130327
C ₁	3928,26632	162,582786	16,043	13,6883528
C ₂	345,27952	21,6103942	30,07	2,12757278
C ₃	59,345783	5,16527594	44,097	0,6159028
i-C ₄	7,09536	0,79381285	58,124	0,11305118
n-C ₄	7,810771	0,88815924	58,124	0,12142104
i-C ₅	3,93922382	0,536133	72,151	0,08405592
	4539,3	198,9		18,2989813

$$P_r = P_{asp}/P_c ; \quad T_r = T_{asp}/T_c$$

AN :

$$P_{r\,asp} = \frac{3700}{4539,3}$$

$$T_{r\,asp} = \frac{235}{198,9}$$

$$P_{r\,asp} = 0.815$$

$$T_{r\,asp} = 1.1815$$

On obtient :

$Z_{asp}=0.8$ (Voir Annexe 6)

$$M = \sum M_i y_i$$

$M=18.2989$

$$\rho_{asp} = \frac{M P_{asp}}{R T_{asp} Z_{asp}} \quad \text{A.N.} \quad \rho_{asp} = (18.3 * 3700) / (8.3145 * 235 * 0.8)$$

$$\rho_{asp} = 43.31 \text{ kg/m}^3$$

Au moyen du volume d'aspiration et à partir du graphe on tire la valeur du rendement polytropique estimé (**Annexe 5**)

$$\eta_p = 0.78$$

Calcul des paramètres au refoulement :

1. Calcul de l'exposant adiabatique (K_{asp}) :

$$k_{asp} = \frac{C_p}{C_p - R}$$

A.N.:

$$k_{asp} = \frac{35,512}{35,512 - 8.314} = 1.3057$$

2. Calcul de l'exposant polytropique (γ_{asp}) :

$$\gamma_{asp} = \frac{K_{asp} - 1}{K_{asp}}$$

$$\gamma_{asp} = \frac{1.3057 - 1}{1.3057} = 0.234 \quad \text{donc} \quad \gamma_{asp} = 0.234$$

3. Calcul de rapport de compression (r)

$$r = P_2 / P_1, \quad \text{A.N.} : r = \frac{45}{37} \quad r = 1.2162$$

4. Estimation de la température de refoulement initiale (T_{ref}) :

$$T_{ref} = T_{asp} + \frac{T_{asp}}{\eta_{ad}} [r^{\gamma} - 1]$$

A.N.:

$$T_{ref} = 235 + \frac{235}{0.78} [1.2162^{0.234} - 1]$$

$$T_{ref} = 249,12K \quad \text{donc} \quad T_{ref} = - 23.88 \text{ } ^\circ\text{C}$$

5. Calcul de facteur de compressibilité à la sortie :

▪ Calcul de la pression et température réduite :

$$P_r = P_{ref}/P_c ; \quad T_r = T_{ref}/T_c$$

AN :

$$P_{r ref} = \frac{4500}{4539.3}$$

$$T_{r ref} = \frac{249.12}{198.9}$$

$$P_{r ref} = 0.991$$

$$T_{r ref} = 1.25$$

On obtient :

$$Z_{ref} = 0,82 \quad (\text{Voir Annexe 6})$$

$$Z_a = \frac{Z_{asp} + Z_{ref}}{2} = \frac{0.8 + 0.82}{2} = 0.81$$

6. Calcul le travail de compression :

a/ Calcul de travail poly tropique:

▪ Calcul de l'exposant adiabatique admissible (k_a)

$$K_a = \frac{K_{asp} + K_{ref}}{2}$$

Calculons k_{ref}

$$K_{ref} = \frac{C_{p ref}}{C_{p ref} - R}$$

A.N

$$K_{ref} = \frac{35.3512}{35.3512 - 8.314}$$

$$K_{ref} = 1.3057$$

On obtient :

$$K_a = \frac{1.3057 + 1.3057}{2}$$

$$K_a = 1.3057$$

$$\frac{n_a - 1}{n_a} = \frac{K_a - 1}{K_a} * \frac{1}{\eta_p} = \frac{1.3057 - 1}{1.3057} * \frac{1}{0.78} = 0.3$$

$$n_a = 1,43$$

On déduit :

$$W_p = \frac{Z_a R T_{asp}}{M \frac{n-1}{n}} \left[\left(\frac{P_{ref}}{P_{asp}} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right]$$

$$W_p = \frac{0.81 * 8.314 * 235}{18.30 * 0.3} \left[(1.216)^{0.3} - 1 \right] = 17.42 \text{ Kj/Kg}$$

Donc le travail réel fourni au compresseur est :

$$W_r = \frac{W_p}{\eta_p} = 17.42 / 0.78 = 22.33 \text{ Kj/kg.}$$

7. Le nombre minimal d'étage :

Pour avoir le nombre minimal d'étages, on va diviser le travail polytropique par le travail développé par un seul étage :

$$N = \frac{W_r}{\text{travail d'un seul étage}}$$

Le travail d'un seul étage est de l'ordre de 30 kj/kg.

$$N = \frac{22,33}{30} = 0.744 = 1 \text{ étage.}$$

Le nombre d'étage nécessaire pour assurer la compression de 37 bars à 45 bars est un seul étage.

8. Calcul de la hauteur de charge :

La hauteur de charge poly tropique est utilise car elle permet d'utiliser le rendement hydraulique. Ce rendement donne une image vraie des pertes de compresseur indépendamment du rapport de compression

Ont défini la hauteur polytropique par la relation suivante

$$H_p = \frac{W_r}{g}$$

Où g est l'accélération de la pesanteur

A.N :

$$H_p = \frac{22.3 * 10^3}{9.8} = 227.57 \text{ m}$$

7) Calcul de la puissance réel de compression :

Elle est donnée par la relation suivante :

$$P_{\text{reel}} = Q_m * W_r$$

Donc la puissance consommée par le compresseur est de l'ordre de 21443,38 kw.

Remarque

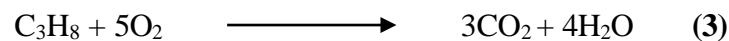
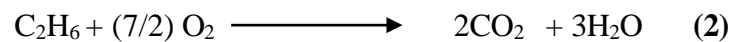
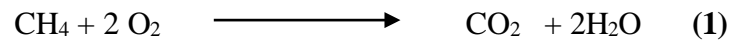
Puissance donnée par HYSYS : 21240,3 Kw.

Puissance donnée par dimensionnement : 21443,38 Kw.

Après avoir calculer la puissance du compresseur comparons a celle du HYSYS, on déduit que ces résultats sont proches de nos calculs donc le dimensionnement convient aux choix du compresseur.

Estimation de la quantité du gaz carbonique torché lors de démarrage :

Suivant les réactions de combustion indiquée ci-dessus on peut déterminer la quantité des gaz carbonique émise dans l'atmosphère :



La quantité totale torché : $1,929 \times 10^5$ kmol/h.

Tableau VII.6 : quantité du CO₂ par démarrage :

	%(molaire)	Quantité du CO ₂ (kmol/h)	Quantité du CO ₂ (kg/h)
Méthane	84	162036	7129584
Ethane	7,3	14082	309804
Propane	1,7	3279	44092

Quantité du CO₂ total=la sommes de quantité du CO₂ de (méthane+ éthane+ propane)

D'après le **tableau II.6** la quantité totale du CO₂ dégagée est : **7483480 kg/h.**

Donc la valeur annuelle estimée est : $7483480 \times 6 \times 30 \times 12 = 16164 \times 10^3$ T/an.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Nous avons tenté au cours des différentes étapes de cette étude de trouver des solutions appropriées afin de réduire au maximum la quantité de gaz torchés au niveau du complexe GL2Z. Ce qui nous a amené à la nécessité d'élaborer une étude de réalisation d'une unité de récupération des gaz torchés par un train au démarrage.

Cette unité de récupération comporte trois ballons de flash, un compresseur, un échangeur de chaleur et une vanne de détente. Ces équipements permettent au gaz d'atteindre les paramètres et les conditions similaires à celles de l'échangeur E-540 de la section de séparation pour permettre sa réinjection.

La réalisation de l'unité de récupération des gaz torchés nous permet de récupérer une quantité estimée à 8×10^6 Nm³/an (équivalent à 13333 m³/an en GNL). Cette quantité sera réinjectée dans le circuit de la liquéfaction, permettra aussi d'éliminer une quantité de

16164×10^3 T/an de CO₂, qui contribue au réchauffement climatique.

RECOMMENDATIONS

RECOMMANDATIONS

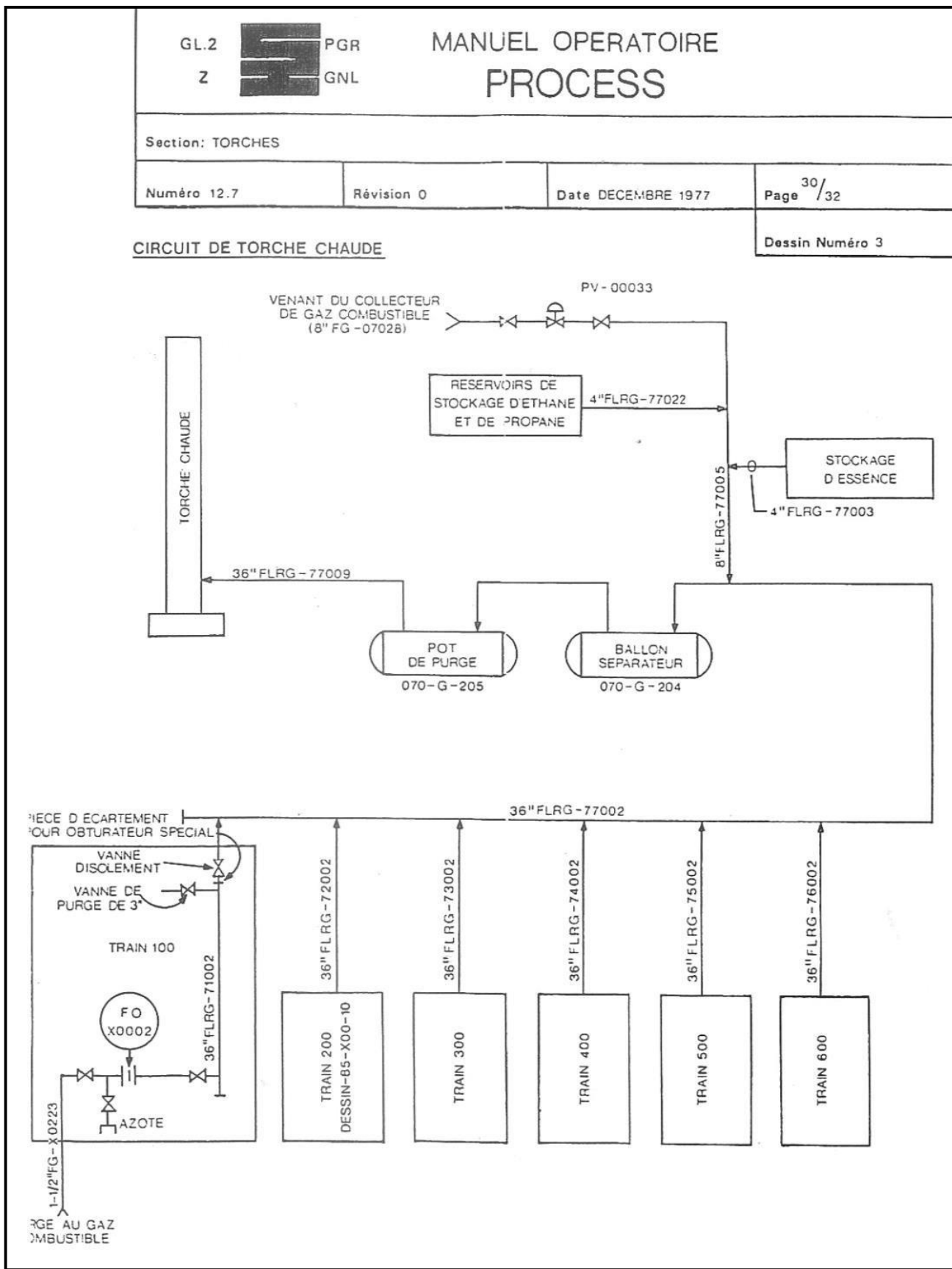
Pour cette étude nous recommandons comme travail complémentaire les points suivantes :

- ❖ Dimensionnement des équipements principaux de l'unité de récupération des gaz torchés.
- ❖ Etude économique de l'unité proposée.
- ❖ Déterminer la rentabilité de la réalisation de l'unité.
- ❖ 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.

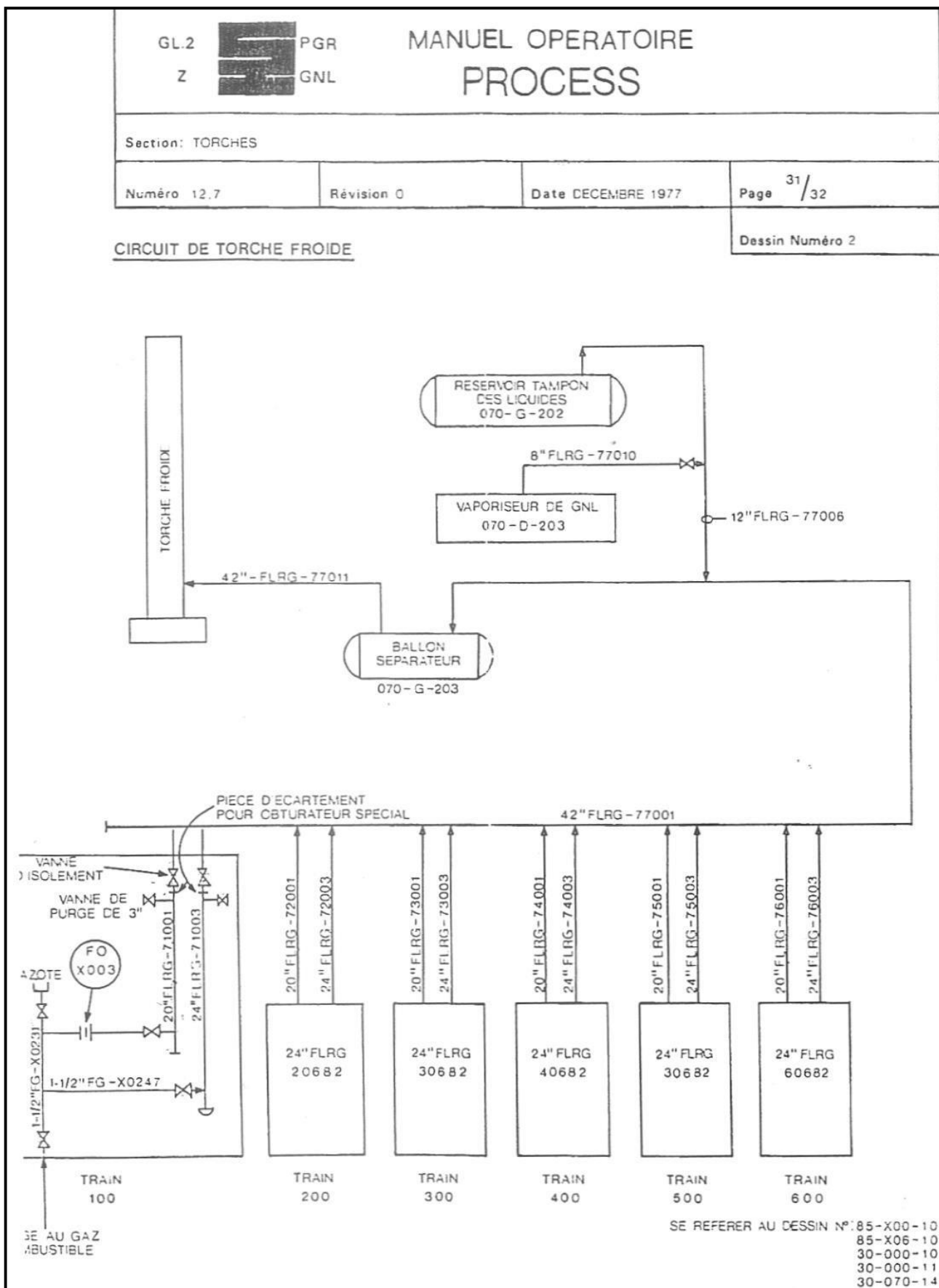
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1]. **MW. PULLMAN KELLOGG COMPANY**; ‘Manuel opératoire’ Volume I (USA 1994 process), USA 1994
- [2]. **MW. PULLMAN KELLOGG COMPANY**; ‘Manuell opératoire’ Volume V (utilities) USA
- [3]. **MW. PULLMAN KELLOGG COMPANY**; ‘Manuel opératoire’ Volume II (process), USA 1994
- [4]. **MW PULLMA.PULLMAN KELLOGG COMPANY**; ‘Manuel opératoire’ Volume III (process), USA 1994
- [5]. **MW. PULLMAN KELLOGG COMPANY**; ‘Manuel opératoire’ Volume I USA 1994
- [6]. **MW. Pullman KELLOGG COMPANY** ; ‘Manuel de démarrage et arrêt’ Volume (I, II, III) USA 1979
- [7]. **PHILLIPE ARQUES** ; ‘ La pollution de l’air, causes, conséquences’ Edition Edisud, France 1995
- [8]. **Technique de l’ingénieur** ; G1 Génie de l’environnement (pollution atmosphérique).
- [9]. **Technique de l’ingénieur** ; ‘ chromatographie en phase gazeuse’.

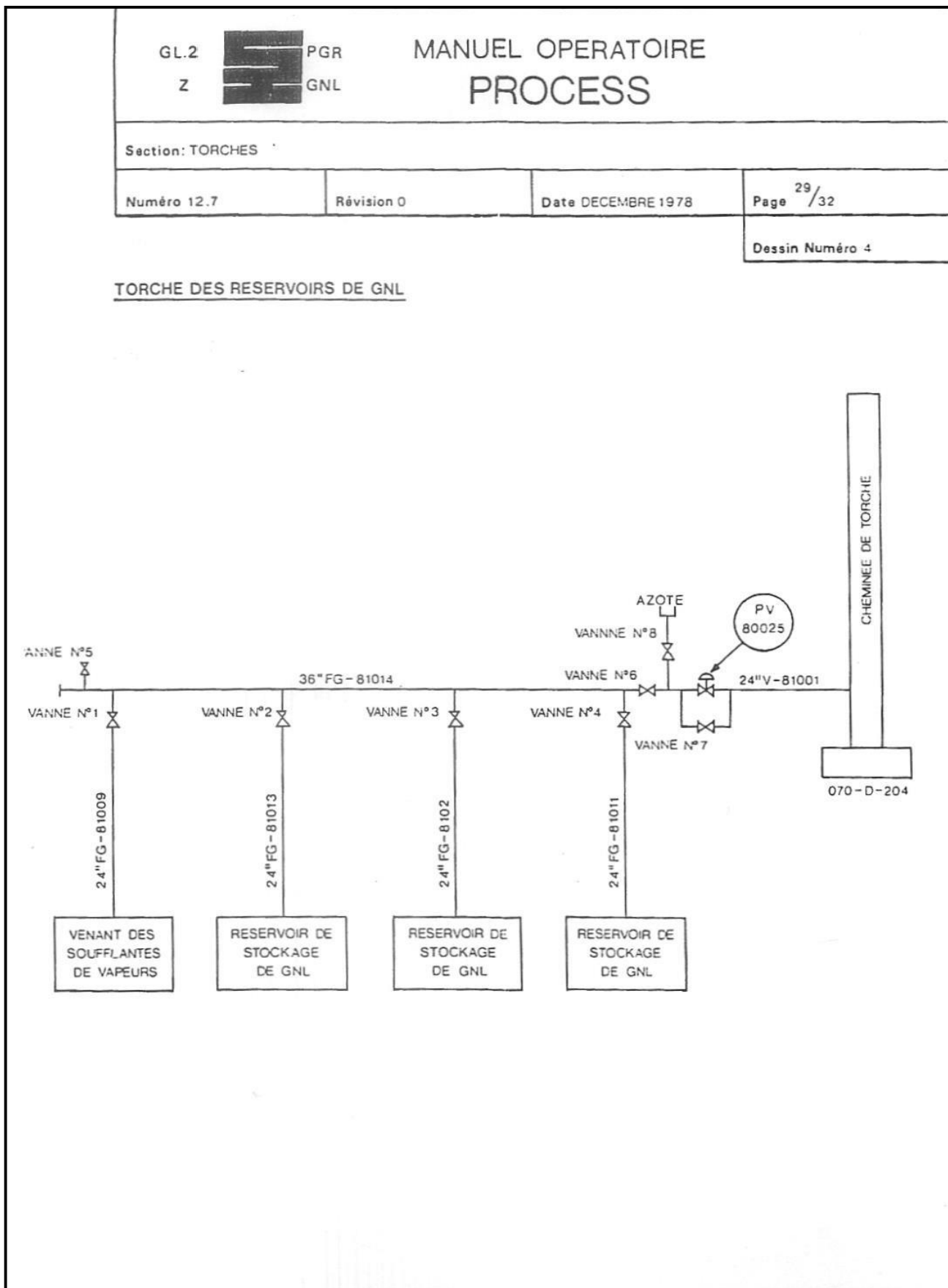
ANNEXES



Annexe 1 : Circuit de torche chaude



Annexe 2 : Circuit de torche froide



Annexe 3 : Circuit de torche de boil-off

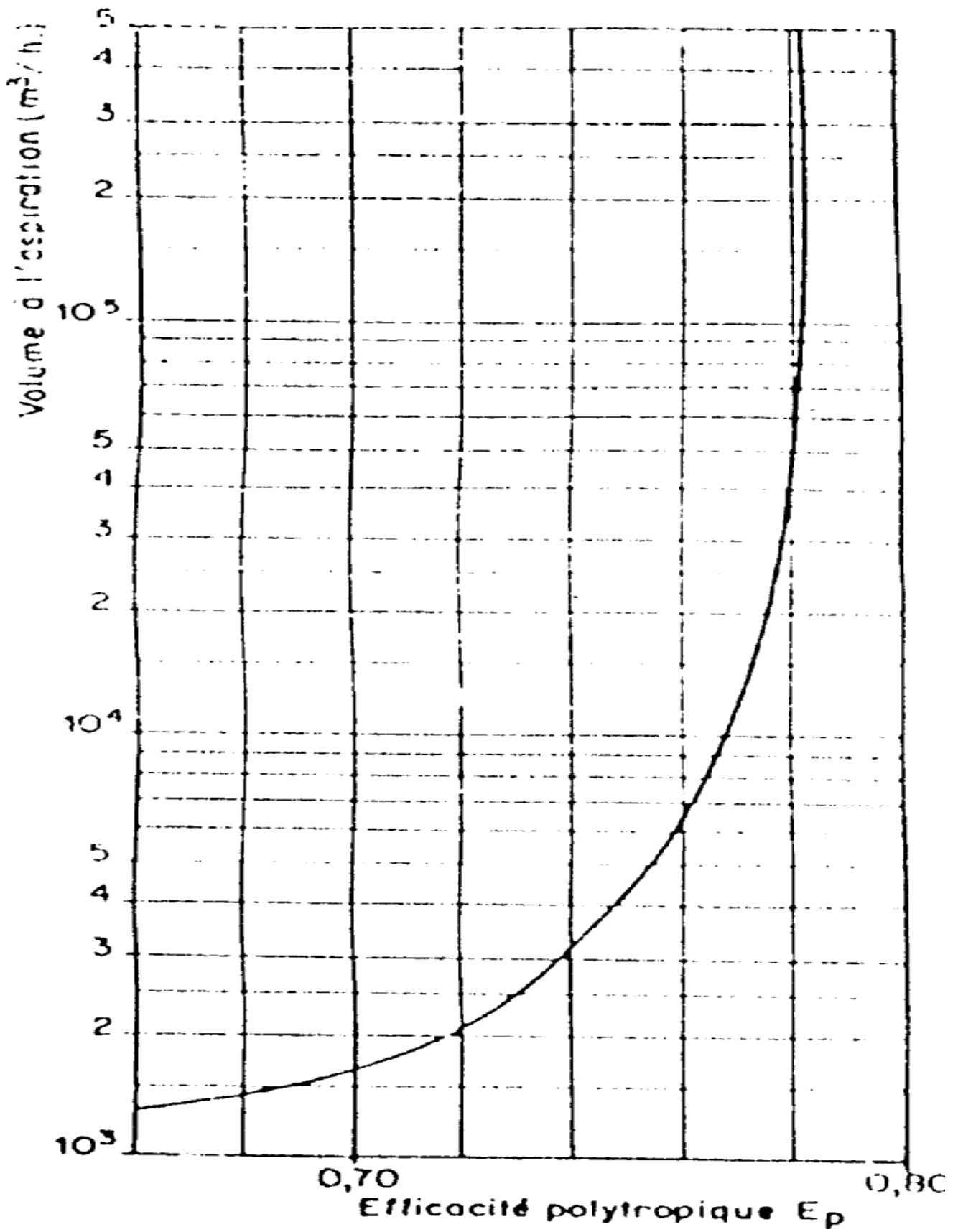
NOTE: Numbers in this table do not have accuracies greater than 1 part in 1000; in some cases extra digits have been added to calculated values to achieve internal consistency or to permit recalculation of experimental values.

PHYSICAL CONSTANTS

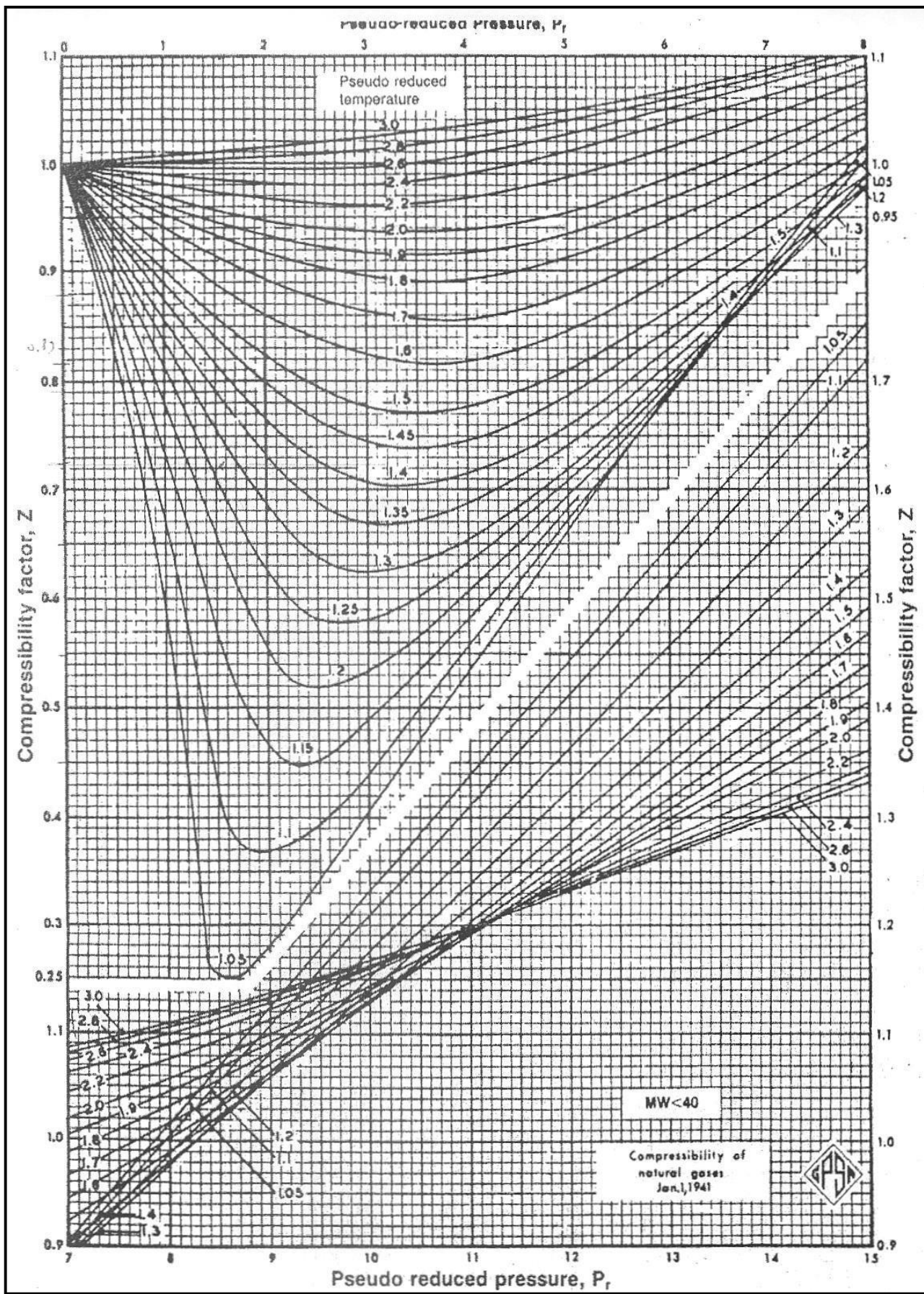
*See the Table of Notes and References.

Number	See Note No. → Compound	Formula	A. Molar mass (molecular weight)	B. Boiling point, °F 14.696 psia	Vapor pressure, psia 100 °F	C. Freezing point, °F 14.696 psia	D. Refractive index, n_D 60 °F	Critical constants			Number
								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	330.7	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	—	(656.)*	(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

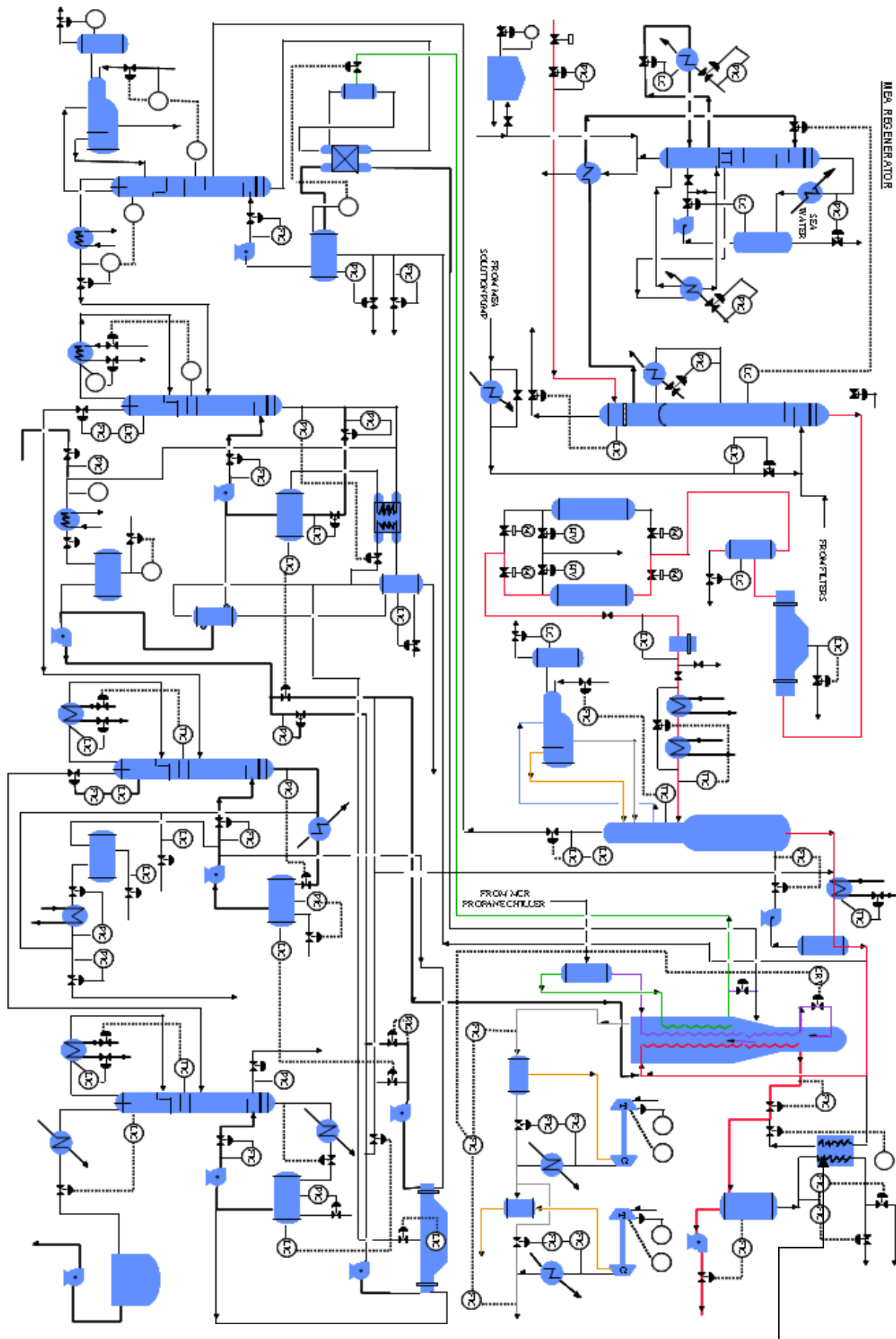
Annexe 4 : les propriétés physique des composants purs.



ANNEXE 05 : L'efficacité du compresseur en fonction du débit d'aspiration.



Annexe 6 : Facteur de compressibilité du gaz naturel



E-540