



وزارة البحث العلمي والتعليم العالي
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم
Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem
كلية العلوم و التكنولوجيا
Faculté des Sciences et de la Technologie
DEPARTEMENT DE GENIE DES PROCÉDES



N° d'ordre : M2./GC/2019

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES DE MASTER ACADIMIQUE

Filière : Génie des procédés

Option: Génie Chimique

Thème

**Dimensionnement d'une nouvelle ligne de récupération
des gaz torchés au niveau du complexe GL1/Z.**

Présenté par

- 1- BENHAMDI Soumia.
- 2- BELMEKKI Fatima-Zohra.

Soutenu le 04 / 07 / 2019 devant le jury composé de :

Présidente :	Dr. K. MENAD	Université de Mostaganem
Examineur :	Mr. M.A.KHEDIM	Université de Mostaganem
Rapporteur :	Melle.H.BELHOUARI	Université de Mostaganem

Année Universitaire 2018/2019

Remerciement

Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.

Bien qu'un travail de recherche soit essentiellement personnel, de nombreuses personnes de notre entourage ont influencé notre travail par leurs conseils et leurs remarques.

Nous tenons tout d'abord à remercier notre encadreur Melle. H. BELHOUARI pour nous avoir proposé ce sujet qui est dans la lignée de notre formation d'ingénieur. Nous lui exprimons notre profond respect et notre reconnaissance pour son soutien, son suivi, ainsi que pour l'ensemble de ses conseils précieux.

Nos vifs remerciements vont également à Mr.Mohamed BENHAMDI, Mr.TAIBI Abdelkader, Mme.CHAIB Ftaha et Mme.Azzouz Fatima pour la confiance qu'ils nous ont témoignée et pour avoir nous lancer dans une carrière d'expérimentateur. Nous les remercions également pour ses constants encouragements dans les moments difficiles.

Nous sommes très reconnaissants envers l'ensemble des membres du jury pour l'attention voudront bien apporter à notre travail.

Nous tenons remercier nos familles qui nous ont soutenue tout le long de nos études, merci à eux d'avoir été patients et de nous avoir procuré tout se dont nous avions besoin pour le bon déroulement de ce travail.

Soumia & Fatima Zohra

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	01	
PROBLEMATIQUE	02	
CHAPITRE I		
DESCRIPTION DU COMPLEXE GL1/Z		03
I.1. HISTORIQUE.....	04	
I.2. FONCTION DE L'USINE GL1/Z	04	
I.3. SITUATION GEOGRAPHIQUE DU COMPLEXE.....	04	
I.4. PRESENTATION DU COMPLEXE GL1/Z	04	
CHAPITRE II		
PROCEDE DE LIQUEFACTION DU GAZ NATUREL		06
II. PRINCIPE DE LIQUEFACTION DU GAZ NATUREL.....	07	
II.1. SECTION DE TRAITEMENT DU GAZ.....	09	
II.1.1. Décarbonatation.....	09	
a) L'absorption.....	10	
b) Régénération de la solution MEA	10	
II.1.2. Déshydratation.....	10	
a) Principe de fonctionnement.....	11	
b) Régénération des sécheurs.....	11	
II.1.3. Démercurisation.....	11	
II.2. SECTION DE SEPARATION ET DE LIQUEFACTION.....	11	
II.2.1. Séparation.....	11	
a) Description générale.....	12	
II.2.2. Liquéfaction.....	13	
II.2.3. Système de réfrigération mixte MCR (Multiple Composant Réfrigérant).....	14	
II.3. SECTION DE FRACTIONNEMENT.....	14	
II.4. STOCKAGE ET CHARGEMENT DU GNL.....	15	
CHAPITRE III		
SYSTEME DES TORCHES		16
III.1. DEFINITION.....	17	
III.2. LES DIFFERENTS TYPES DE TORCHES.....	17	
III.2.1. La torche chaude.....	17	
III.2.2. La torche froide.....	17	
III.2.3. La torche des réservoirs de GNL.....	17	
III.3. LES SOURCES DES GAZ TORCHES.....	18	
III.4. ESTIMATION DES QUANTITES DES GAZ TORCHES.....	18	
III.5. AUTOCONSOMMATION.....	19	
III.5.1. Définition de l'autoconsommation.....	19	
III.5.2. Bilan production/autoconsommation.....	20	
III.5.3. Evaluation des quantités des gaz torchés	20	

CHAPITRE IV

VALORISATION DES GAZ TORCHES	22
IV.1. RECUPERATION DES GAZ TORCHES AU DEMARRAGE D'UN TRAIN	23
IV.1.1. Solution proposée pour la récupération des gaz torchés au démarrage d'un train.....	23
IV.1.2. Réalisation de la modification.....	26
a) Installation de la ligne de la récupération du gaz torché.....	26
b) Installation de la ligne de réinjection du gaz récupéré.....	26
IV.1.3. Configuration des lignes de récupération et de réinjection.....	27
IV.2. DIMENSIONNEMENT DES CONDUITES	27
A) Diamètre intérieur des conduites (Di).....	28
B) Vitesse d'écoulement du gaz.....	28
C) Section d'un cercle	28
D) Débit d'écoulement du gaz.....	28
E) Nombre de REYNOLDS.....	28
F) Perte de charge linéaire.....	29
G) Perte de charge singulière.....	29
H) Perte de charge totale	29
IV.2.1. Calcul des pertes de charge dans la ligne de récupération et la ligne de réinjection.....	31
a) La ligne de récupération.....	31
b) La ligne de réinjection.....	31
IV.2.2. Etude des pertes de charge dans le collecteur commun.....	32
a) Calcul des pertes de charges dans le collecteur 154 mm.....	33
b) Calcul des pertes de charge dans le collecteur 202,74 mm.....	34
Conclusion générale	36
Recommandations	37
Références bibliographiques	38
Annexe	39

SYMBOLES

symbole	signification	unité
P	pression	bar
T	température	°C
D	diamètre	m
E	épaisseur	m
Qv	débit volumique	m ³ /h
V	vitesse	m/s
S	section	m ²
L	longueur	m
ε	rugosité	mm
ρ	la masse volumique	kg/m ³
λ	coefficient de perte de charge linéaire	sans unité
ν	viscosité cinématique	m ² /s
μ	viscosité dynamique	kg/(m.s)
k fitting	coefficient de perte de charge singulière	sans unité
ΔPL	perte de charge linéaire	Pas
ΔPS	perte de charge singulière	Pas
ΔPT	perte de charge totale	Pas
Re	le nombre de Reynolds	sans unité

Liste des tableaux et figures

Liste des tableaux

Tableau II. 1: Composition du GNL.

Tableau II.2: Conditions de stockage du GNL.

Tableau II. 3 - Composition du MCR.

Tableau III.1: La répartition des gaz torchés par siège durant le mois de Janvier 2019.

Tableau IV.1 : caractéristique du matériau.

Tableau IV.2: Accessoires de la ligne de récupération.

Tableau IV.3: Accessoires de la ligne de réinjection.

Tableau IV.4 : la distance entre le train expéditeur et le train récepteur (mètre).

Tableau IV.5 : paramètres de fonctionnement, utilisant le collecteur actuel 154 mm.

Tableau IV.6: Influence de la pression du gaz récupéré du train expéditeur sur la pression de réinjection au niveau du train récepteur, utilisant le collecteur 154 mm.

Tableau IV.7: paramètres de fonctionnement, utilisant le collecteur 202,74 mm.

Tableau IV.8 : Influence de la pression du gaz récupéré du train expéditeur sur la pression de la réinjection au niveau du train récepteur, utilisant le collecteur 202,74 mm.

Liste des figures

Figure II.1 Schéma du procédé de liquéfaction du gaz naturel du complexe GL1/Z.

Figure II.2: Section de séparation.

Figure II.3: Section de liquéfaction.

Figure III.1: Schéma de l'autoconsommation.

Figure IV.1 : Situation des trains de liquéfaction du gaz naturel vis-à-vis le collecteur commun.

Figure IV.2: Système de récupération des gaz torchés.

Figure IV.3: Profil des pertes de charge au niveau du collecteur 154 mm, en fonction de la pression du gaz récupéré, pour un débit de gaz de 50 000 Nm³/h.

Figure IV.4 : Profil des pertes de charge au niveau du collecteur 202,74 mm, en fonction de la pression du gaz récupéré, pour un débit de gaz de 50 000 Nm³/h.

Liste des annexes

Annexe 1 : Schéma du procédé de liquéfaction du gaz naturel du complexe GL1/Z.

Annexe 2 : Section de séparation.

Annexe 3 : Section de liquéfaction.

Annexe 4 : Diagramme de Moody.

Annexe 5 : Dimension du tube ANSI Sche 40 S.

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, 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 GL1/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 (-162°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 nouvelle ligne de récupération des gaz torchés. Ce procédé de récupération des gaz torchés permet au 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.

Notre mémoire comprend quatre chapitres :

- 1^{er} chapitre : description du complexe GL1/Z.
- 2^{ème} chapitre: procédé de liquéfaction du gaz naturel.
- 3^{ème} chapitre : système des torches.
- 4^{ème} chapitre : valorisation des gaz torchés.
- Conclusion générale et recommandations.

PROBLEMATIQUE

Le complexe GLI/Z a été conçu pour permettre d'assurer l'exploitation de 10 milliards m³ de gaz/an. Les exploitants du complexe GLI/Z se trouvent aujourd'hui confrontés à un sérieux problème qui persiste et a occupé 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 Nm³/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 que la vétusté des installations de production.

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

Pour ce la nous basons sur les points suivants :

- Détermination des sources des gaz torchés.
- Estimation de la quantité des gaz torchés au démarrage d'un train au niveau du complexe GLI/Z.
- L'impact de la quantité des gaz torchés sur l'autoconsommation.
- Valorisation des gaz torchés.

CHAPITRE I

DESCRIPTION DU COMPLEXE GL1/Z

I.1. 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.

La SONATRACH a confié alors par contrat signé le 21 janvier 1976, l'achèvement de la construction du complexe GL1/Z 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.

I.2. FONCTION DU L'USINE GL1/Z

Le complexe GL1/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.

I.3. SITUATION GEOGRAPHIQUE DU COMPLEXE

Le complexe GL1/Z est situé au nord ouest du pays à 40 Km de la ville d'Oran à coté d'un petit village au bord de la mer méditerranée nommée "BETHIOUA" sur une superficie de 72 hectares.

I.4. PRESENTATION DU COMPLEXE GL1/Z

Le complexe GL1/Z comprend trois (03) zones essentielles:

1^{ère}-ZONE : Utilités

Les utilités constituent une zone importante au sein du complexe **GL1/Z**. Elles permettent d'assurer la fourniture de tous les besoins pendant le démarrage et la marche normale des trains de liquéfaction.

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

B/ Source de refroidissement : L'eau est la source de refroidissement transportée par un ensemble de six (06) pompes de grande puissance de 21000 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 18 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 8870 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.

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, et un (01) réservoir de gazoline d'une capacité de 14500 m³.

Une station de pompage de GNL d'une capacité de 10000 m³/h et deux (02) quais d'expédition avec dix (10) bras de chargement.

CHAPITRE II
PROCEDE DE LIQUEFACTION
DU GAZ NATUREL

II. PRINCIPE DE LIQUEFACTION DU GAZ NATUREL

L'usine de liquéfaction du gaz naturel d'ARZEW GL1/Z, a été conçue pour assurer le transport sous forme liquide du gaz naturel. Les propriétés physiques et la composition chimique du GNL sont regroupées dans les tableaux II. 1et II.2.

Tableau II.1: Compositions du GNL.

Composants	% Molaire 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
Total	100,00	100,00

Tableau II.2: Conditions de stockage du GNL.

Masse molaire	18,2g/mole
Pression	1,03bars absolus
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 $8870\text{m}^3/\text{h}$; dans chaque train le gaz d'alimentation passe par trois (03) différentes étapes de traitement (Figure II.1) :

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

1-Décarbonatation : élimination du CO_2 .

2-Déshydratation : élimination d' H_2O .

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 produit issu du fond de la tour de lavage, 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.

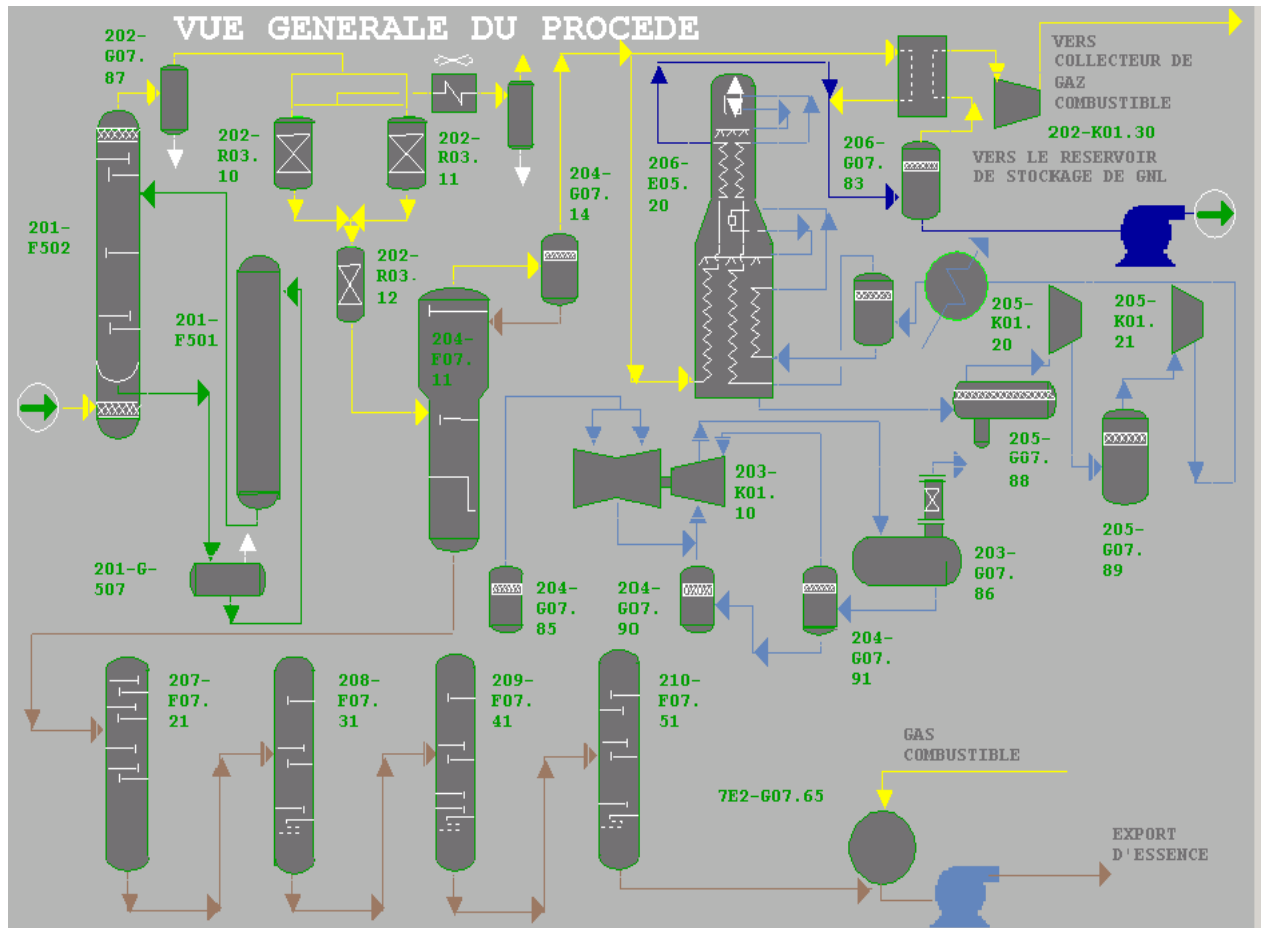


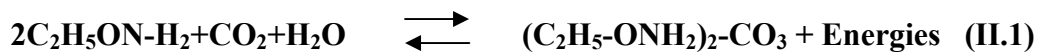
Figure II.1 Schéma du procédé de liquéfaction du gaz naturel du complexe GL1/Z.

II.1. 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.

II.1.1. Décarbonatation

Le gaz carbonique est extrait du gaz naturel par lavage de celui-ci à contre courant dans une colonne (absorbeur) 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 CO₂ forment un mélange correspondant au second membre de 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 90 ppm.

Cette section comporte deux étapes importantes à savoir :

- L'absorption.
- La régénération.

a) L'absorption

L'absorption du CO₂ par la MEA est un transfert de matière qui consiste à retenir le CO₂ du gaz naturel vers la MEA dépend du gradient de concentration du CO₂ dans le MEA dont le but est de purifier ce gaz naturel. A noter que l'absorption se fait à basse température et sous une haute pression avec les paramètres suivants (T : 38 °C et P : 40 Bars).

b) Régénération de la solution MEA

La régénération de la MEA est une opération de distillation classique de la MEA qui consiste à purifier cette amine pour être réutilisée dans la section de décarbonatation. Cette opération de régénération s'effectue sous les conditions suivantes :

Une basse pression avec une haute température (0,7 Bar et 107 °C) par effet de la température de rebouilleur le CO₂ est éliminé en tête de colonne et la MEA considérée comme relativement pure est soutirée du fond de colonne de régénération pour réutilisée dans la colonne d'absorption et par conséquent le cycle fermé est assuré.

II.1.2. Déshydratation

A sa sortie de l'absorbeur, le gaz est humide à 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 sécheurs pour éviter la formation de bouchons de glace.

a) 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 l'un des deux sécheurs (le 2^{ème} 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.

b) Régénération des sécheurs

En cours de production, le sécheur en service adsorbe l'eau contenue dans le gaz naturel, jusqu'à saturation ; Arrivée à cette étape le second sécheur est mis en exploitation pour assurer la continuité du process et le sécheur saturé est mis en régénération.

Cette régénération consiste à l'élimination de l'eau adsorbée par le tamis moléculaire, sous l'effet du gaz naturel porté à une température de (260 °C) et sous pression de (40 Bars) mais disposé en sens inverse du circuit de fonctionnement dans l'enceinte du sécheur.

II.1.3. 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/Nm³. Lors du réchauffage, le mercure a un comportement particulier en matière de corrosion. Il devient très agressif pour l'aluminium.

II.2. SECTION DE SEPARATION ET DE LIQUEFACTION

II.2.1. 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.

a) Description générale

Le gaz d'alimentation venant de la section de traitement de gaz sous une pression 41,52 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 puis sont recueillis sous forme liquide en bas de la colonne et dirigés 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 (Figure II.2) :

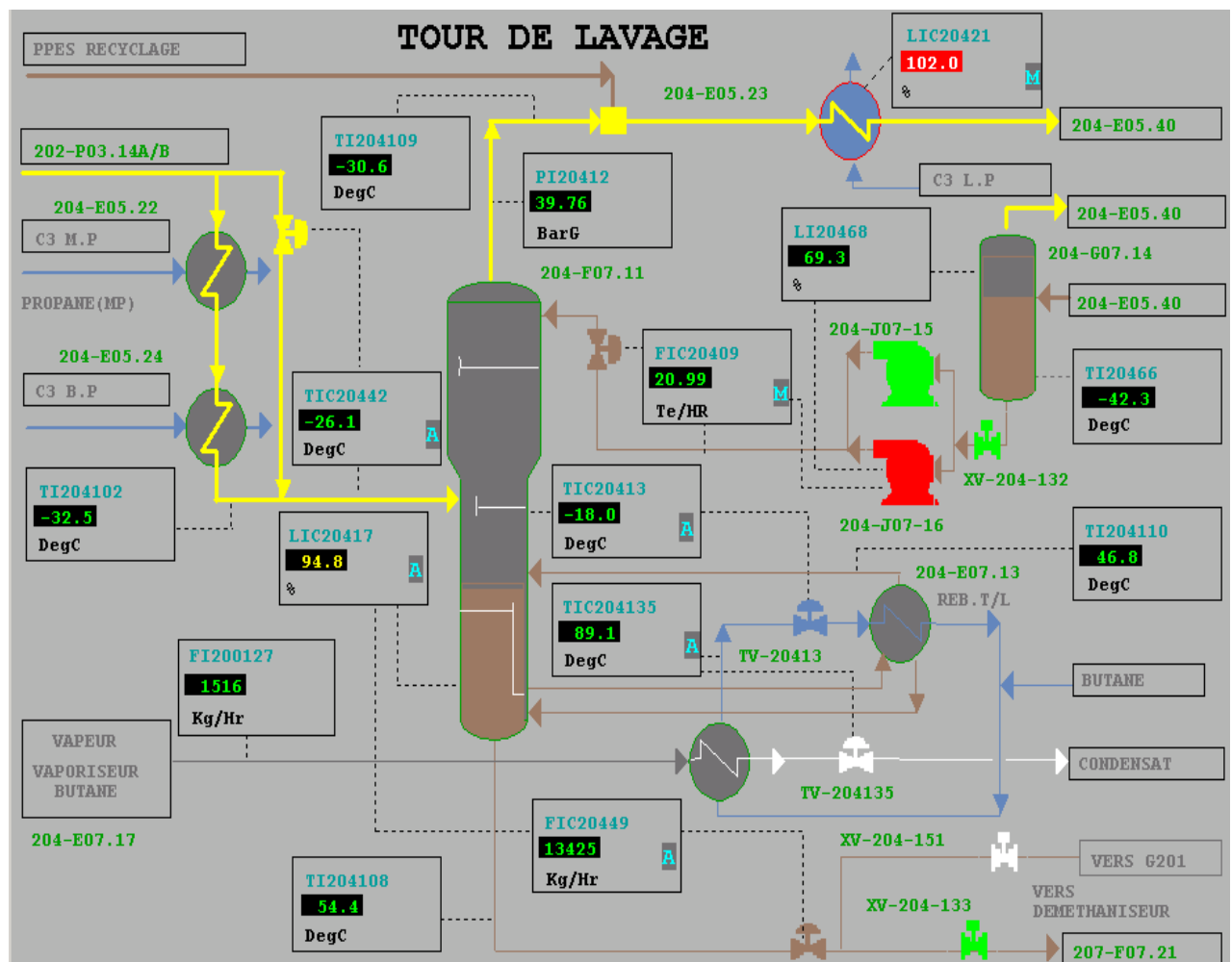


Figure II.2: Section de séparation.

II.2.2. Liquéfaction

L'échangeur principal liquéfie le gaz naturel traité (GNT) en utilisant le MCR (Multiple Composant Réfrigérant) 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 après avoir lui associé un courant de propane et d'éthane provenant du fractionnement 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 25 bars

Ce mélange liquide/gaz est détendue à travers la vanne Joule Thomson jusqu'à 1 bar et sa température est abaissée à (-158°C), puis subit une deuxième détente jusqu'à 0,38 bars 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 (Figure II.3).

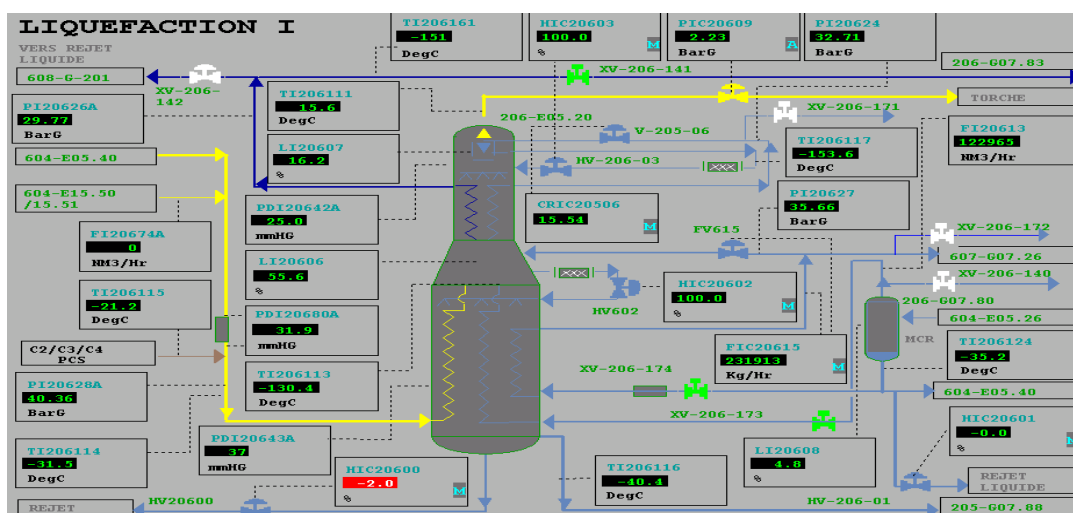


Figure II.3: Section de liquéfaction.

II.2.3. Système de réfrigération mixte MCR (Multiple Composant Réfrigérant)

Le MCR est un mélange d'azote, de méthane, d'éthane et de propane. Ce mélange frigorigène circule dans une boucle fermée comprenant deux compresseurs, où il sert à liquéfier le GN dans l'échangeur principal et le réfrigérant du condenseur de tête de la tour de lavage.

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

Tableau II. 3 - Composition du MCR.

Composition	Pourcentage molaire
Azote (N ₂)	5
Méthane (C ₁)	45
Ethane (C ₂)	39
Propane (C ₃)	11
Total	100

II.3. SECTION DE FRACTIONNEMENT

La section de fractionnement est alimentée par le produit 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 pour la tour de lavage.
- Butane d'appoint du GN d'alimentation de l'échangeur principal.
- Gazoline comme produit commercialisable.
- Gaz combustible pour le réseau 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 dépropanisation.
- Colonne de débutanisation.

II.4. STOCKAGE ET CHARGEMENT DU GNL

La zone de stockage du GNL est composée de trois bacs de stockage réservoir, d'une capacité de 100 000m³ chacun permettant de stocker le GNL à une pression atmosphérique et à une température de -162°C.

Les installations de chargement permettent le transfert du GNL contenu dans les bacs de stockage vers les méthaniers par l'utilisation de cinq motopompes qui effectuent le pompage du GNL et le refoulement à travers un collecteur commun jusqu'aux quatre bras de chargement.

CHAPITRE III
SYSTEME DES TORCHES

III.1. 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

III.2. LES DIFFERENTS TYPES DE TORCHES

Les systèmes de torches du complexe GL1/Z comporte trois (03) torches : la torche chaude, la torche froide et la torche boil-off.

III.2.1. La torche chaude

Chacun des six (06) trains de Process est muni d'un collecteur de diamètre de 914,4 mm qui rejoint un collecteur principal débouchant sur le ballon séparateur de la torche chaude. Les vapeurs d'hydrocarbures passent ensuite dans la torche chaude, d'où elles sont enflammées par une flamme pilote après avoir traversé un joint moléculaire placé au sommet de la cheminée de torche.

III.2.2. La torche froide

Chacun des 06 trains de Process est muni d'un collecteur de diamètre de 508 mm et d'un collecteur de diamètre de 609,6 mm qui rejoignent un collecteur principal. Le collecteur débouchant sur le ballon séparateur de la torche froide. Ensuite les gaz passent vers cette torche d'où ils sont brûlés. Les vapeurs d'hydrocarbures passent ensuite dans la torche froide d'où elles sont enflammées par une flamme pilote qui brûle constamment après avoir traversé un joint moléculaire.

III.2.3. 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 diamètre de 419,4 mm 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 placée au sommet de la cheminée de torche.

III.3. LES SOURCES DES GAZ TORCHES

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.

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

- Gaz torches à partir de l'absorbeur.
- Gaz torches à partir des sécheurs.
- Gaz torchés à partir de la tour de lavage.
- Echangeur principal et circuits cryogéniques.
- Fractionnement.

III.4. ESTIMATION DES QUANTITES DES GAZ TORCHES

La quantité des gaz torchés par siège durant le mois de Janvier 2019, est comme suit :

Tableau III.1: La répartition des gaz torchés par siège durant le mois de Janvier 2019.

Siège	Quantités (CM ³)	Taux (%)
Arrêts & Démarrages	1 983 811	19,39
Déclenchements & délestages	2 097 974	20,51
Indisponibilité compresseurs fuel gaz	63178	0,62
Indisponibilité soufflante de gaz de régénération	0,00	0,00
Dégivrage	2 558 270	25,01
Pertes des réfrigérants	1 297 698	12,68
Excès de boil-off	2 29 780	21,79
<i>Total</i>	10 230 712	100,00

III.5. Autoconsommation

III.5.1. 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 de GNL. Elle est égale à la différence entre l'énergie entrante en thermies sous forme de gaz naturel et l'énergie sortante en thermies sous forme de gaz naturel liquéfié et de la gazoline par rapport à l'énergie entrante en thermie (Figure III.1).

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 :

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

E : Energie entrante en thermies.

S : Energie sortante en thermies.

AC : Autoconsommation.

Ce qui peut être schématisé par :

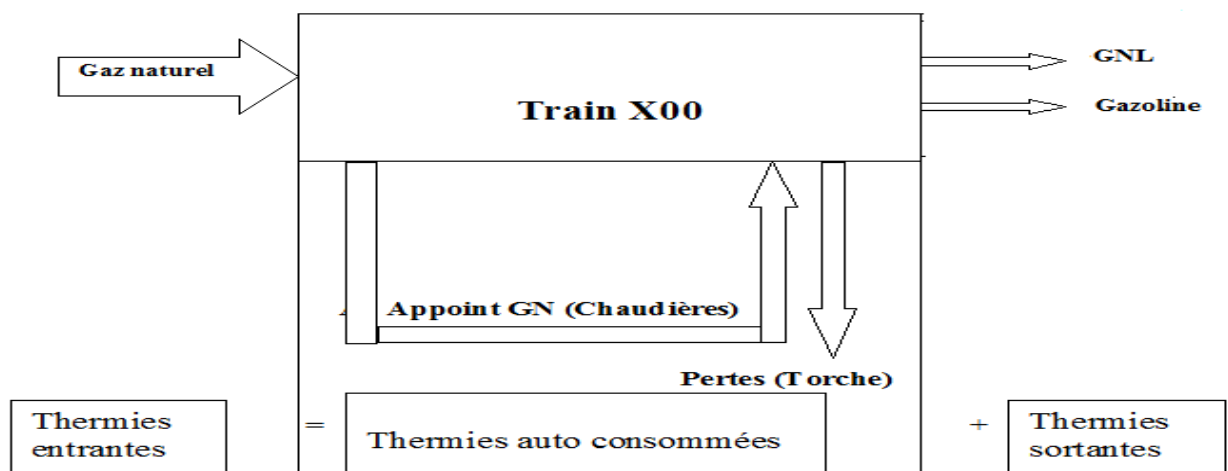


Figure III.1: Schéma de l'autoconsommation.

III.5.2. 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 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 dans le cas du démarrage.

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

- Gaz naturel liquéfié (GNL).
- La gazoline.

III.5.3. Evaluation des quantités des gaz torchés

Le taux d'autoconsommation enregistré durant le mois de janvier 2019 est de 23,16 %. Ce taux est en hausse de 8,41 points par rapport au design qui est de 14,75 % pour six trains de procédé en production.

Si on prend comme un exemple le mois de janvier pour calculer la quantité torchée à cause de démarrage, en se basant sur la procédure de démarrage standard qui estime un débit de $80\,000\text{ Cm}^3/\text{hr}$ des gaz envoyés vers la torche durant une période de six (06) heures.

Les données nécessaires pour estimer le pourcentage des gaz torchés lors de démarrage d'un train de liquéfaction du gaz naturel par rapport à la quantité totale torchée durant le mois de Janvier 2019 sont :

- Le nombre de démarrages : 4 démarrages.
- La quantité du gaz torchée dans le complexe : $10\,230\,712\text{ Cm}^3\text{ GN}$

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

$$Q_{\text{moy}} = 4 \times 80\,000 \times 6 \quad \boxed{1\,920\,000 \text{ Cm}^3}$$

On transforme ce volume en énergie et on multiplie par le pouvoir calorifique supérieur du GN
 $\text{PCS} = 9,450 \text{ th/Cm}^3$.

$$Q_{\text{moy}} = 1\,920\,000 \times 9,450 = \quad \boxed{18\,144\,000 \text{ th}}$$

La valeur de la quantité du gaz torché pendant le mois janvier dans le complexe est
 $10\,230\,712 \text{ Cm}^3 \text{ GN}$.

$$Q_{(\text{torchées})} = 10\,230\,712 \times 9,450 = \quad \boxed{96\,680\,228 \text{ th}}$$

On calcule le rapport suivant :

$$\frac{18\,144\,000}{96\,680\,228,4} \times 100 = 18,77\% \approx 19\%$$

Donc les gaz brûlés lors de démarrage d'un train de liquéfaction du gaz naturel représentent
19% des quantités totales des gaz torchés durant le mois de janvier 2019.

CHAPITRE IV

VALORISATION DES GAZ TORCHE

IV.1. 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 inférieure à 0,06 % molaire pour pouvoir être introduit dans l'échangeur principal pour la liquéfaction.

Objectif de cette étude :

La solution proposée a pour objectif d'éliminer le torchage au niveau de la tour de lavage lors du démarrage d'un train de liquéfaction du gaz naturel en présence d'un autre train en production.

IV.1.1. Solution proposée pour la récupération des gaz torchés au démarrage d'un train :

Afin de valoriser les quantités de gaz naturel torchés lors du démarrage d'un train de liquéfaction du gaz naturel ; l'installation d'un système de récupération des gaz torchés du train en démarrage vers un autre train en service est nécessaire.

La modification envisagée concerne l'acheminement des gaz torchés vers un train en production en provenance d'un autre train au cours de démarrage à travers une vanne qui se trouve derrière l'échangeur à plaque E-540, en utilisant un collecteur commun qui relie les ballons de reflux des tours de lavage des six trains.

La quantité de gaz renvoyé se trouve ainsi réinjecté à l'entrée de la tour de lavage du train en production

Le collecteur commun de diamètre de 154 mm calorifugée couvre les six trains, chaque train est relié à cette ligne par deux piquages de même dimension (Figure IV.1).

Le premier piquage vers la tête du ballon séparateur de la tour de lavage.

Le deuxième piquage vers l'échangeur principal au niveau des vannes de jonction.

La modification consiste, à connecter la ligne de diamètre de 154 mm de la tête du ballon séparateur, par deux lignes de même dimension 154 mm ; Une ligne qui assure la récupération de la quantité du gaz torché via la vanne de torchage en cas de démarrage du train, et l'autre ligne qui est conçue à recevoir cette quantité si ce train sera en production (Figure IV.2).

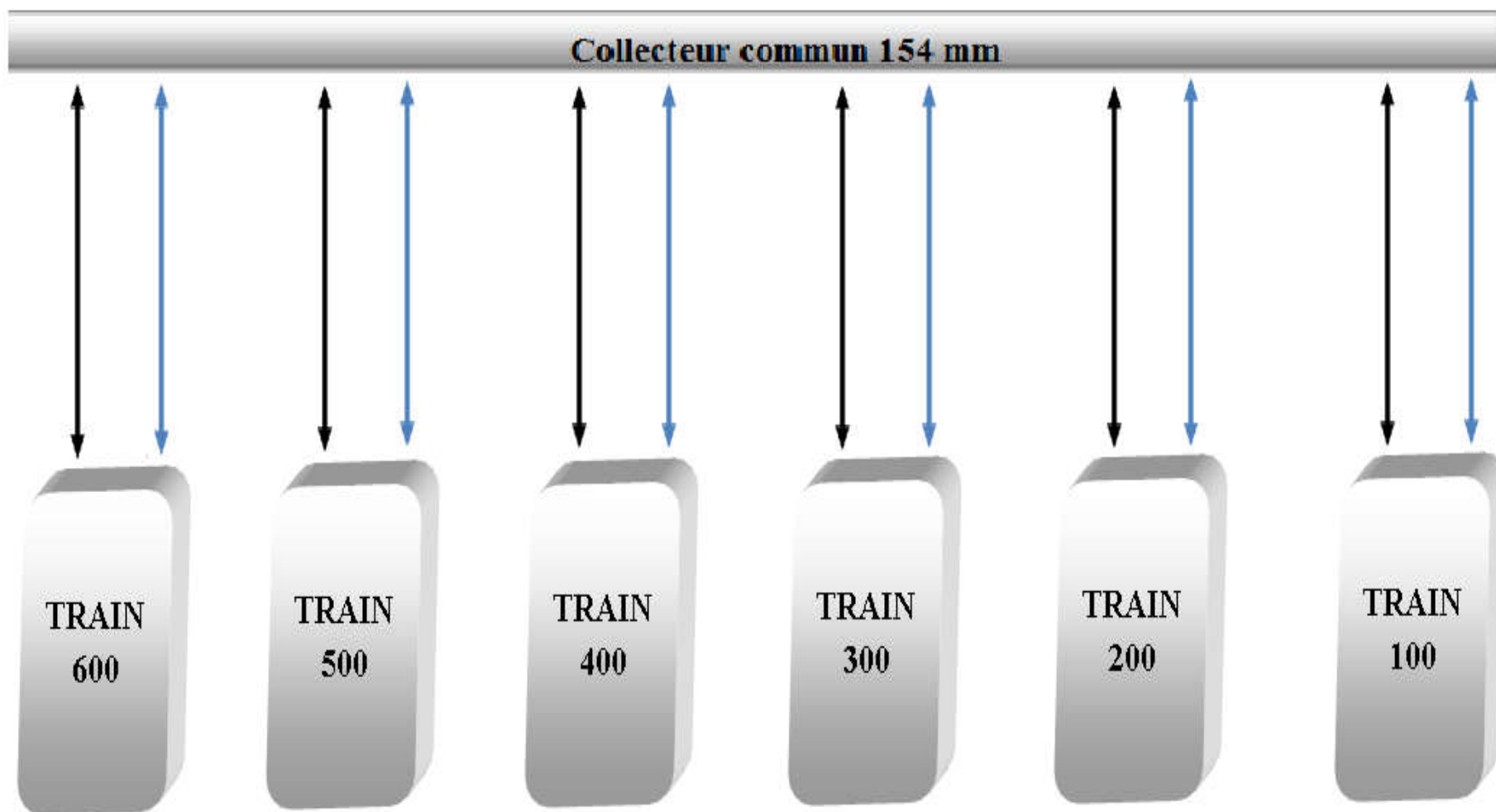
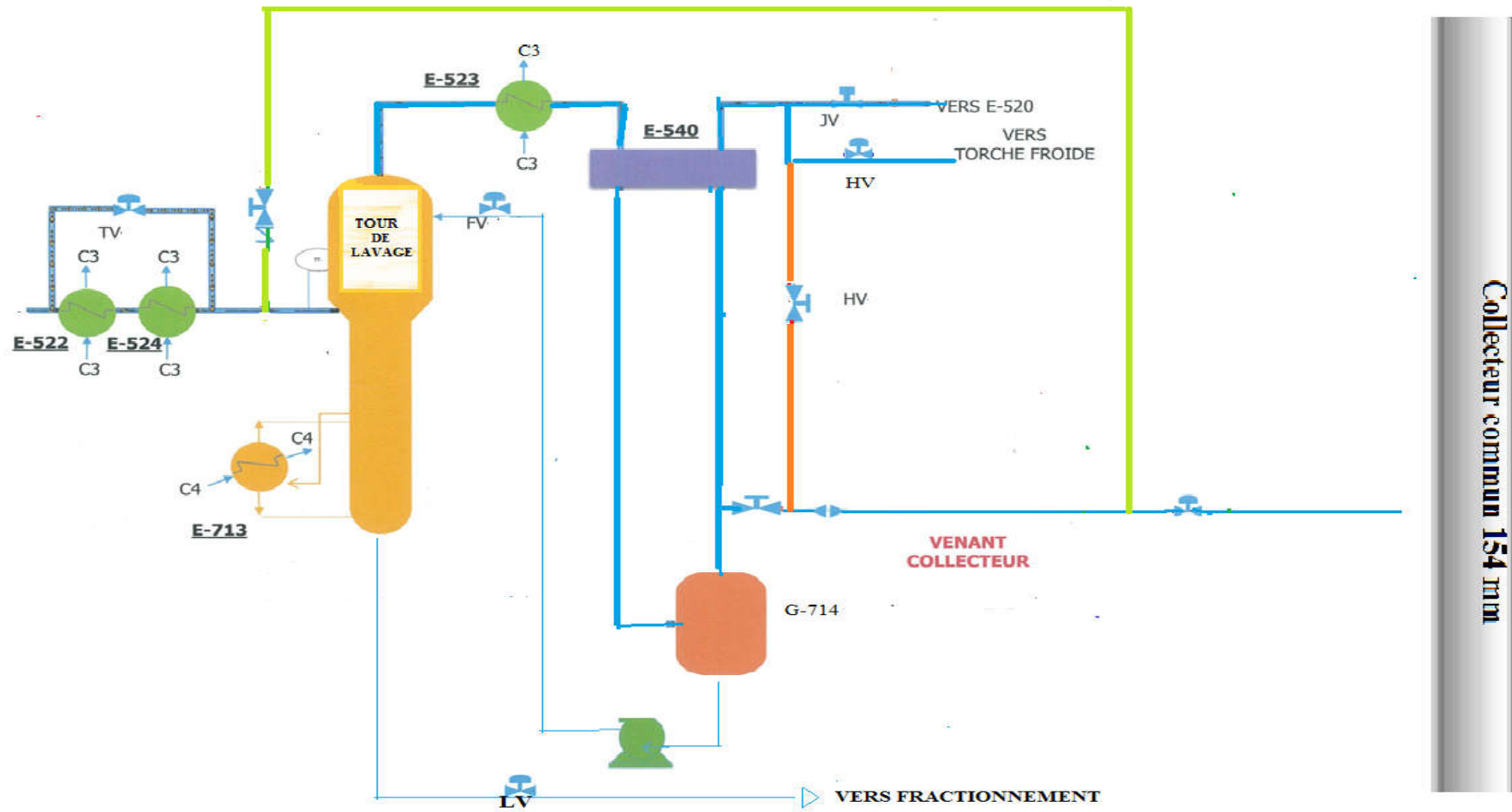


Figure IV.1 : Situation des trains de liquéfaction du gaz naturel vis-à-vis le collecteur commun.



Collecteur commun 154 mm

Figure IV.2: Système de récupération des gaz torchés.

IV.1.2. Réalisation de la modification :

La réalisation de cette modification comporte deux étapes :

a) Installation de la ligne de la récupération du gaz torché :

C'est une ligne d'une dimension de 154 mm issue de la ligne 508 mm (venant de la sortie d'E-540 vers E-520).

Son rôle est de récupérer le gaz issu de la vanne qui se trouve derrière l'échangeur à plaque E-540 lors du démarrage du train, pour le réinjecter dans le collecteur et l'envoyer vers un autre train en production.

La ligne de récupération doit contenir :

- Une vanne d'isolation manuelle, pour isoler ou disposer la ligne selon le besoin.
- Une conduite d'une dimension de 154 mm.

b) Installation de la ligne de réinjection du gaz récupéré :

C'est une ligne qui relie le collecteur 154 mm au point d'injection du gaz dans le circuit du train en production, au niveau de l'alimentation de la tour de lavage. Elle est constituée de :

- Un clapet anti-retour.
- Une vanne d'isolation manuelle, pour isoler ou disposer la ligne selon le besoin.
- Un transmetteur de débit.
- Un transmetteur de pression au point de la réinjection.
- Un transmetteur de température.
- Une conduite d'une dimension de 154 mm.

Tableau IV.1 : caractéristique du matériau.

Matériau	Stainless steel(ANSI)
Class	Sch 40 S
Diamètre extérieur (mm)	168,275
Poids (kg/m)	28,700
Rugosité (mm)	0,0460
longueur de la ligne de récupération (m)	8
longueur de la ligne de réinjection (m)	8,5

IV.1.3. Configuration des lignes de récupération et de réinjection

La configuration de nouvelles lignes de récupération des gaz torchés nécessite un ensemble d'accessoires et d'équipements.

Tableau IV.2: Accessoires de la ligne de récupération.

	Nombre	Coefficient de perte de charge
coudes 90°	1	0,9
coudes 45°	3	0,23
vannes (Geste)	1	0,12
Tee	/	/
Clapet	/	/

Tableau IV.3: Accessoires de la ligne de réinjection.

	Nombre	Coefficient de perte de charge
coudes 90°	1	0,90
coudes 45°	1	0,23
vannes (Geste)	1	0,12
Tee	1	0,28
Clapet	1	1,80

IV.2. DIMENSIONNEMENT DES CONDUITES

Le dimensionnement des conduites des gaz nécessite le calcul des pertes de charges. En mécanique des fluides, la perte de charge correspond à la dissipation, par frottements, de l'énergie mécanique d'un fluide en mouvement¹. Les équations des pertes de charge distinguent sont les pertes de charges linéaires et les pertes de charges singulières.

Cette dissipation d'énergie s'exprime couramment sous la forme d'une variation de pression.

A) Diamètre intérieur des conduites (Di)

Soit D_e le diamètre extérieur d'une conduite ; l'épaisseur de la conduite est déduite de l'annexe 5 selon la valeur de D_e .

Le diamètre intérieur est :

$$D_i = D_e - (2 \text{ Epaisseur}). \quad (IV.1)$$

B) Vitesse d'écoulement du gaz

$$Q_v = V \cdot S \quad (IV.2)$$

Avec :

Q_v : Débit volumique du fluide dans la conduite (m^3/h).

V : Vitesse d'écoulement dans la conduite (m/s).

S : Section d'écoulement dans la conduite (m^2) calculée selon la formule suivante :

C) Section d'un cercle

$$S = \frac{\pi \cdot D_i^2}{4} \quad (IV.3)$$

De la relation (IV.2) et (IV.3) ; la vitesse d'écoulement est :

$$V = \frac{4 \cdot Q_v}{\pi \cdot D_i^2} \quad (IV.4)$$

D) Conversion de Nm^3 à m^3

$$V' (Nm^3) = V (m^3) \times \frac{P_1 (\text{bar})}{1,013} \times \frac{273,1}{T_1(C^\circ) + 273,15} \quad (IV.5)$$

Nombre de Reynolds (Re)

Le nombre de Reynolds représente le rapport des forces d'inerties aux forces de viscosité, il indique le régime d'écoulement du fluide dans la conduite :

- Si $Re < 2000$ le régime **LAMINAIRE**.
- Si $2000 < Re < 3000$ le régime est **TRANSITOIRE**.
- Si $Re > 3000$ le régime est **TURBULANT**.

$$Re = \frac{V \cdot Di}{\nu} \quad (IV.6)$$

Avec :

ν : Viscosité cinématique (m^2/s).

E) Perte de charge linéaire

La perte de charge linéaire est déterminée par l'équation de **DARCY** :

$$\Delta P_L = \lambda \cdot \rho \cdot \frac{L}{Di} \cdot \frac{V^2}{2} \quad (IV.7)$$

Avec :

ρ : Masse volumique (Kg/m^3).

λ : Coefficient de perte de charge, déterminé en fonction de nombre de REYNOLDS et de la rugosité relative (ϵ / Di).

ϵ : hauteur des aspérités de surfaces (mm).

L : longueur de la conduite (m).

F) Perte de charge singulière

Les pertes de charge à travers les coudes, Tés, vannes, et rétrécissements sont déterminées selon la formule suivante :

$$\Delta P_s = \rho \cdot K \cdot \frac{V^2}{2} \quad (IV.8)$$

Avec :

K : Coefficient de perte de charge local

G) Perte de charge totale

$$\Delta P_T = \Delta P_L + \Delta P_s \quad (IV.9)$$

Calculs

- **Calcul du diamètre intérieur des conduites (Di)**

$$D_i = 168,275 - 2(7,11)$$

$$D_i = 154,051 \text{ mm}$$

- **Calcul de la vitesse d'écoulement du liquide (V)**

Conversion de Nm^3/h à m^3/h

$$P_1 = 41 \text{ bar et } T_1 = -40 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$50\,000$$

$$V_{\text{m}^3} = \frac{50\,000}{1,013 \times \frac{273,15}{233,15}}$$

$$Q = 1054,459267 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q = 1054,459267 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$V = \frac{4 \times 1054,459267}{\pi \times (154,051 \cdot 10^{-3})^2}$$

$$V = 15,71 \text{ m/s}$$

- **Calcul de Reynolds**

Masse volumique : $\rho = 53,49 \text{ kg/m}^3$

Viscosité cinématique : $\nu = 2,11 \cdot 10^{-7} \text{ m}^2/\text{s}$

$$Re = \frac{V \cdot D_i}{\nu} = \frac{15,71 \times 154,051 \cdot 10^{-3}}{2,111 \cdot 10^{-7}}$$

$$Re = 10^7$$

IV.2.1. Calcul des pertes de charge dans la ligne de récupération et la ligne de réinjection

a) La ligne de récupération

- **Perte de charge linéaire ΔP_L**
 - La rugosité du matériau $\varepsilon = 0.0460$ mm.
 - La rugosité relative : $\frac{\varepsilon}{d} \approx 3 \cdot 10^{-4}$.
 - Coefficient de perte de charge linéaire $\lambda = 0,015$.
 - La longueur de la conduite : 8 m.

$$\Delta P_L = 0,015 \times 53,49 \times \frac{8}{154,051 \cdot 10^{-3}} \times \frac{(15,71)^2}{2}$$

$\Delta P_L = 0,051$ bar
--

- **Perte de charge singulière ΔP_s**

$$\sum K = K \text{ coude } 90^\circ + K \text{ coude } 45^\circ + K \text{ vanne}$$

$$\sum K = 0,9 + 3(0,23) + 0,12 = 1,71$$

$$\Delta P_s = 53,49 \times 1,71 \times \frac{(15,71)^2}{2}$$

$\Delta P_s = 0,113$ bar
--

Perte de charge totale

$$\Delta P_T = 0,051 + 0,113$$

$\Delta P_T = 0,164$ bar
--

b) La ligne de réinjection

- **Perte de charge linéaire**
 - La longueur de la conduite: 8,5 m.

$$\Delta P_L = 0,015 \times 53,49 \times \frac{8,5}{154,051 \cdot 10^{-3}} \times \frac{(15,71)^2}{2}$$

$\Delta P_L = 0,054$ bar
--

- **Perte de charge singulière**

$$\sum K = K \text{ coude } 90^\circ + K \text{ coude } 45^\circ + K \text{ vane} + K \text{ Tee} + K \text{ clapet}$$

$$\sum K = 0,9 + 0,23 + 0,12 + 0,28 + 1,8 = 3,33$$

$$\Delta P_s = 53,49 \times 3,33 \times \frac{(15,71)^2}{2}$$

$\Delta P_s = 0,22 \text{ bar}$

Perte de charge totale

$$\Delta P_T = 0,054 + 0,22$$

$\Delta P_T = 0,274 \text{ bar}$
--

IV.2.2. Etude des pertes de charge dans le collecteur commun

Pour véhiculer un fluide dans une conduite, il est nécessaire d'en connaître les contraintes qui sont principalement la pression et la composition physico-chimique. Une conduite et ses assemblages, doivent pouvoir résister et à cette pression et aux agressions chimiques du fluide, si elles existent. Tout fluide circulant dans une conduite perd de sa pression initiale (de sa charge) à chaque mètre parcouru et à chaque passage d'une singularité. Cette perte de charge est due au frottement contre les parois de la conduite et à la forme des singularités qui créent des turbulences.

Le calcul des pertes de charges linéaires au cours de l'écoulement des fluides réels (visqueux) est l'un des problèmes essentiels en mécanique des fluides.

Les données nécessaires permettent de calculer les pertes de charge linéaires dans le collecteur commun 154 mm sont regroupées dans les tableaux IV.4 et IV.5.

Tableau IV.4 : la distance entre le train expéditeur et le train récepteur (mètre).

T 100 - T 200	T 100 - T 300	T 100 - T 400	T 100 - T 500	T 100 - T 600
133,32	199,98	266,64	333,30	400

Tableau IV.5 : paramètres de fonctionnement, utilisant le collecteur actuel 154 mm.

Pression (bars)	41	42	43
ρ (kg/m ³)	53,49	55,22	57,00
λ	0,015	0,015	0,015
ε/D_{int}	$3 \cdot 10^{-4}$	$3 \cdot 10^{-4}$	$3 \cdot 10^{-4}$
v (m ² /s)	$2,11 \cdot 10^{-7}$	$2,06 \cdot 10^{-7}$	$2,00 \cdot 10^{-7}$
Q_v (m ³ /h)	1054,46	1029,35	1005,43
V (m/s)	15,72	15,34	14,98
Re	11462648	11483461	11501246

a) Calcul des pertes de charges dans le collecteur 154 mm

Dans le système de récupération proposé, l'écoulement du gaz entre le train expéditeur (en démarrages) et le train récepteur (en production) est régi par les pertes de charge au niveau du collecteur commun et la pression de service des deux trains, pour cela une étude de perte de pression a été prise en considération à savoir ;

- La pression du gaz récupéré.
- La position du train expéditeur vis-à-vis du train récepteur.

L'objectif de cette étape est de prédire la pression du gaz récupéré au point de la réinjection au niveau du train récepteur (Tableau IV.6 et Figure IV.3).

Tableau IV.6: Influence de la pression du gaz récupéré du train expéditeur sur la pression de la réinjection au niveau du train récepteur, utilisant le collecteur 154 mm.

Débit du gaz Récupéré (Nm ³ /h)	Pression de gaz récupéré Train 100 En démarrage (Bars)	Pression de gaz réinjecté Train 200 (Bars)	Pression de gaz réinjecté Train 300 (Bars)	Pression de gaz réinjecté Train 400 (Bars)	Pression de gaz réinjecté Train 500 (Bars)	Pression de gaz réinjecté Train 600 (Bars)
50 000	41	40,14	39,71	39,29	38,86	38,43
	42	41,16	40,73	40,31	39,89	39,47
	43	42,17	41,75	41,34	40,92	40,51

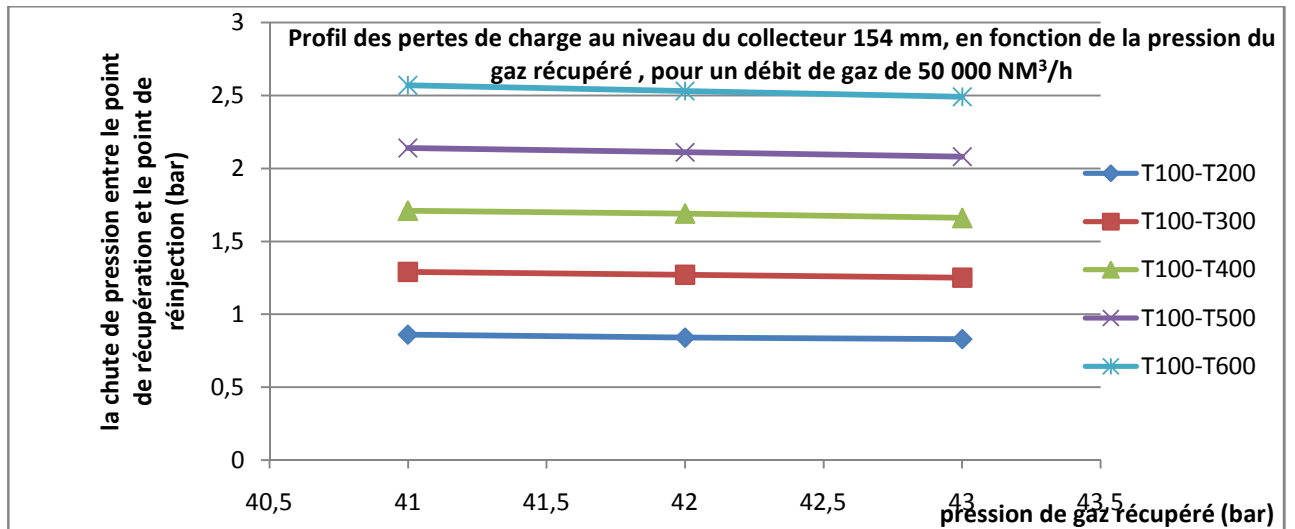


Figure IV.3 : Profil des pertes de charge au niveau du collecteur 154 mm, en fonction de la pression du gaz récupéré, pour un débit de gaz de 50 000 Nm³/h.

La figure IV.3 représente la chute de pression entre le point de récupération et le point de réinjection pour différentes pressions utilisant le collecteur commun de diamètre de 154 mm ; ce profil montre que les pertes de charges sont maximales entre le train 100 et le train 600 pour une distance de 400 m.

b) Calcul des pertes de charge dans le collecteur 202,74 mm

Dans le but de savoir l'influence de diamètre du collecteur commun sur les pertes de charges linéaires ; une étude supplémentaire doit confirmer la possibilité de remplacer le collecteur actuel avec une autre canalisation de diamètre plus grand.

Les données nécessaires permettent de calculer les pertes de charge linéaires dans le nouveau collecteur commun 202,74 mm sont regroupées dans le tableau IV.7.

Tableau IV.7: paramètres de fonctionnement, utilisant le collecteur 202,74 mm.

Pression (bars)	41	42	43
ρ (kg/m ³)	53,47	55,22	57,00
λ	0,018	0,018	0,018
ϵ/D_{int}	$2,27 \cdot 10^{-4}$	$2,27 \cdot 10^{-4}$	$2,27 \cdot 10^{-4}$
V (m ² /s)	$2,111 \cdot 10^{-7}$	$2,06 \cdot 10^{-7}$	$2,00 \cdot 10^{-7}$
Q_v (m ³ /h)	1054,46	1029,35	1005,43
V (m/s)	09,07	08,86	08,65
Re	8709564	8725306	8738932

Les résultats du calcul des pertes de charge linéaire dans le nouveau collecteur commun sont résumés dans le tableau IV.8

Tableau IV.8 : Influence de la pression du gaz récupéré du train expéditeur sur la pression de la réinjection au niveau du train récepteur, utilisant le collecteur 202,74 mm

Débit du gaz Récupéré (Nm ³ /h)	Pression de gaz récupéré Train 100 En démarrage (Bars)	Pression de gaz réinjecté Train 200 (Bars)	Pression de gaz réinjecté Train 300 (Bars)	Pression de gaz réinjecté Train 400 (Bars)	Pression de gaz réinjecté Train 500 (Bars)	Pression de gaz réinjecté Train 600 (Bars)
50 000	41	40,74	40,61	40,48	40,35	40,22
	42	41,75	41,62	41,49	41,36	41,23
	43	42,75	42,62	42,50	42,37	42,24

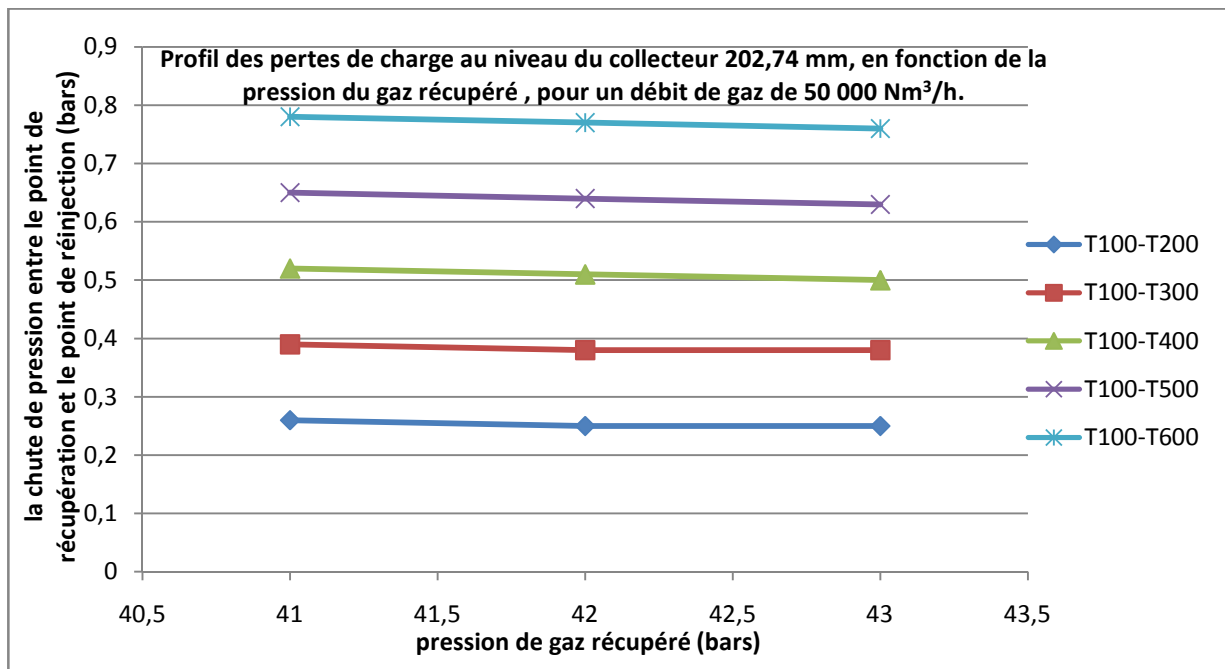


Figure IV.4 : Profil des pertes de charge au niveau du collecteur 202,74 mm, en fonction de la pression du gaz récupéré, pour un débit de gaz de 50 000 Nm³/h.

La figure IV.3 représente la chute de pression entre le point de récupération et le point de réinjection pour différentes pressions utilisant le collecteur commun de diamètre de 202,74 mm ; ce profil montre que les pertes de charges ont diminué entre le train 100 et le train 600 par rapport au collecteur de diamètre de 154 mm pour une distance de 400 m.

CONCLUSION GENERALE

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 réduire au maximum la quantité des gaz torchés au niveau du complexe GL1/Z. Ce qui nous a amené à la nécessité d'élaborer une étude de réalisation d'une unité de récupération des gaz torchés lors de démarrage d'un train de liquéfaction.

Cette étude de récupération comporte deux lignes ; la 1^{ère} ligne sert à récupérer la quantité des gaz instables provenant de la tour de lavage d'un train en démarrage ; La 2^{ème} ligne sert à réinjecter la quantité récupérée dans un autre train en service.

La ligne de réinjection doit avoir les paramètres et les conditions similaires à celles de la tour de lavage de la section de séparation pour permettre sa réinjections.

RECOMMANDATIONS

Durant notre stage au niveau du complexe de liquéfaction du gaz naturel qui comporte un dimensionnement d'une nouvelle ligne de récupération des gaz torchés d'un train en cours de démarrage ; nous avons constatés le résultat suivant :

Plus le train expéditeur et le train récepteur sont éloignés, plus la pression de la réinjection devient faible par l'effet des pertes de charges linéaires.

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

✓ **Utiliser le collecteur commun actuel de 154 mm et une pression de 43 bars :**

L'augmentation de la pression au niveau du train expéditeur de 40 bar à 43 bar favorise la pression de la réinjection du gaz en amont de la tour de lavage du train récepteur ; la position du train expéditeur vis-à-vis le train récepteur est inversement proportionnelle avec la pression de la réinjection, c'est-à-dire, le cas le plus favorable c'est entre deux trains adjacent et celle le plus défavorable c'est entre le train 100 et le train 600.

Le passage du gaz récupéré du train 100(train expéditeur) vers le train 600 (train récepteur) nécessite la diminution de la pression de la tour de lavage du train récepteur qui va perturber son fonctionnement normal.

✓ **Utiliser un nouveau collecteur commun de 202,74 mm :**

L'utilisation d'un collecteur de 202,74 mm sert à minimiser les pertes de charges linéaires, ainsi le passe du gaz du train 100 (le train expéditeur) vers le train 600 (le train récepteur) avec une pression de 43 bars, sans réduire la pression de la tour de lavage du train récepteur.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

1. MW. PULLMAN KELLOGG COMPANY

‘Manuel opératoire’ Volume I (USA 1994 ocess), USA 1994

2. MW. PULLMAN KELLOGG COMPANY

‘Manuel operatories’ Volume V (utilities) USA

3. MW. PULLMAN KELLOGG COMPANY

‘Manuel opératoire’ Volume II (process), USA 1994

4. MW PULLMA.PULLMAN KELLOGG COMPANY

‘Manuel operatories’ Volume III (process), USA 1994

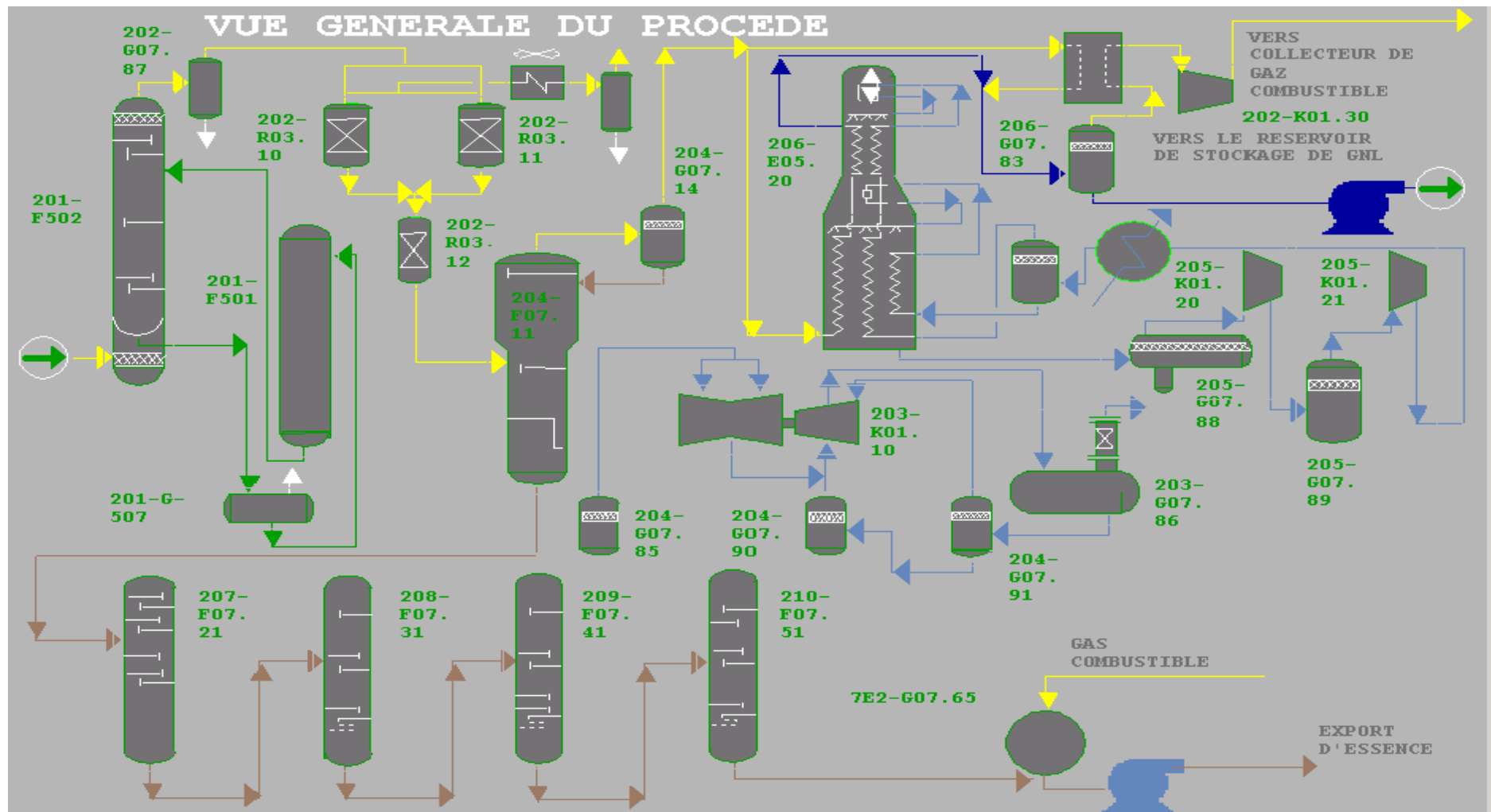
5. MW. PULLMAN KELLOGG COMPANY-

‘Manuel operatories’ Volume I USA 1994

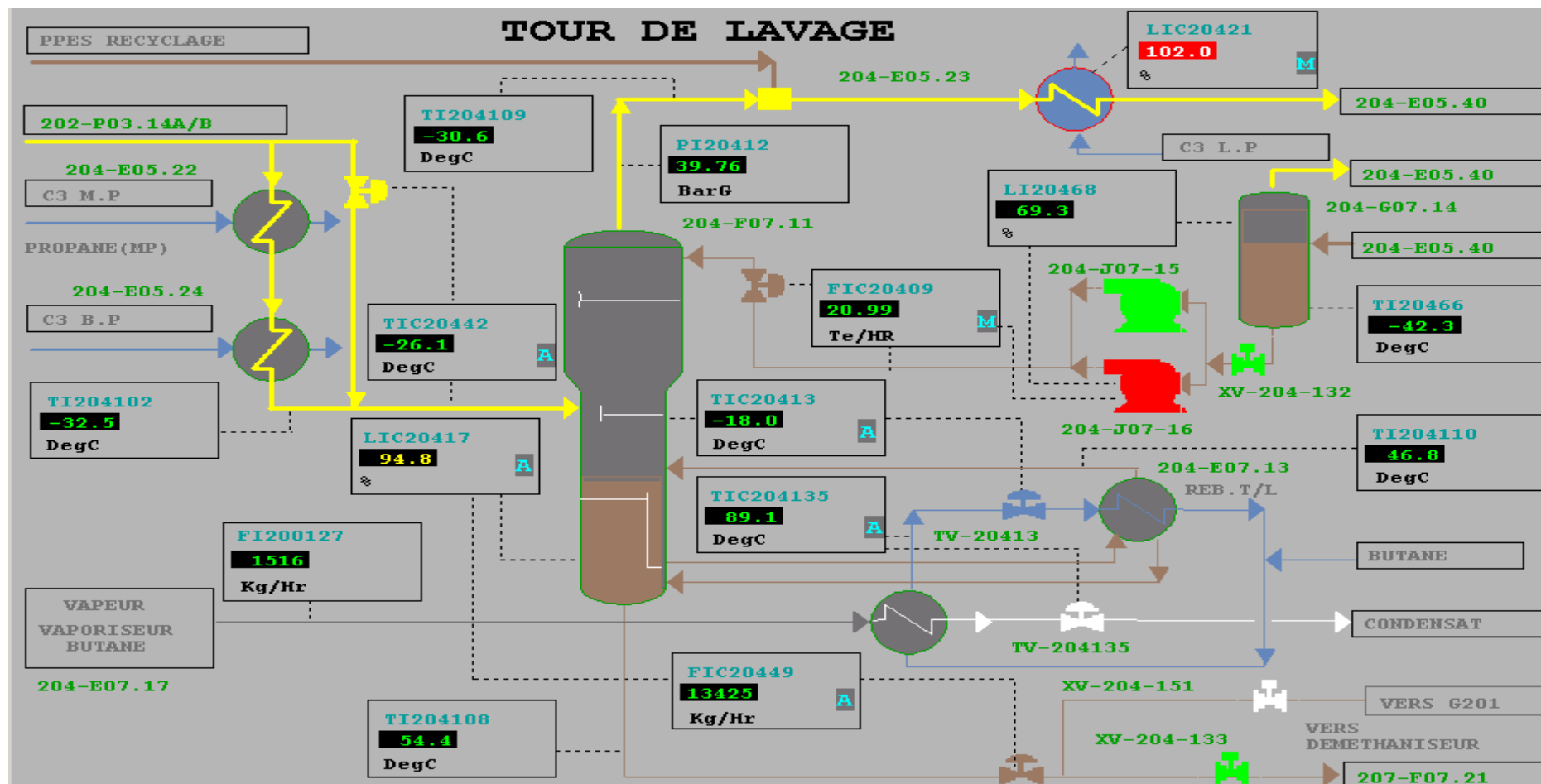
6. MW. Pullman KELLOGG COMPANY

‘Manuel de démarrage et arrêt’ Volume (I, II, III) USA 1979

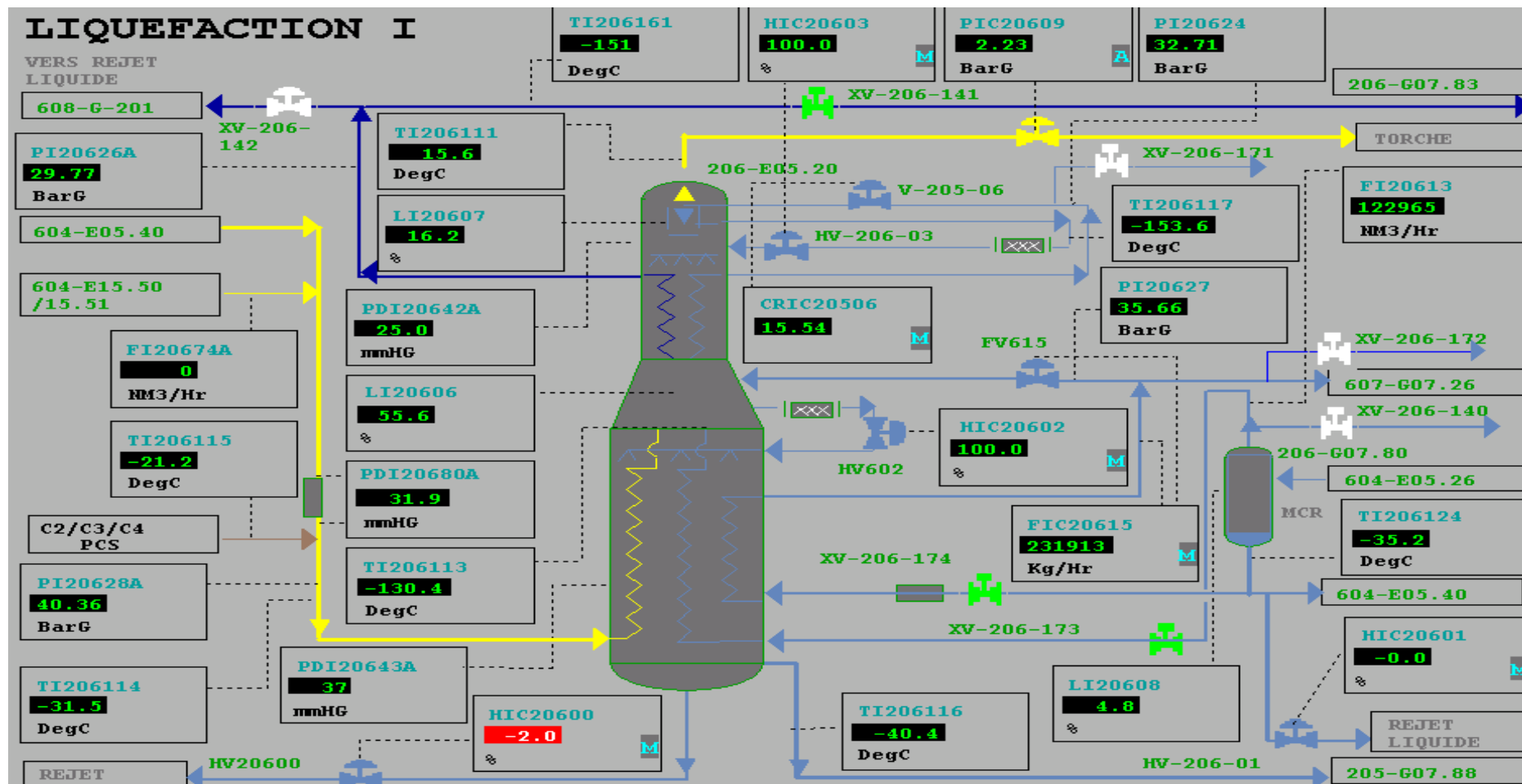
Annexes



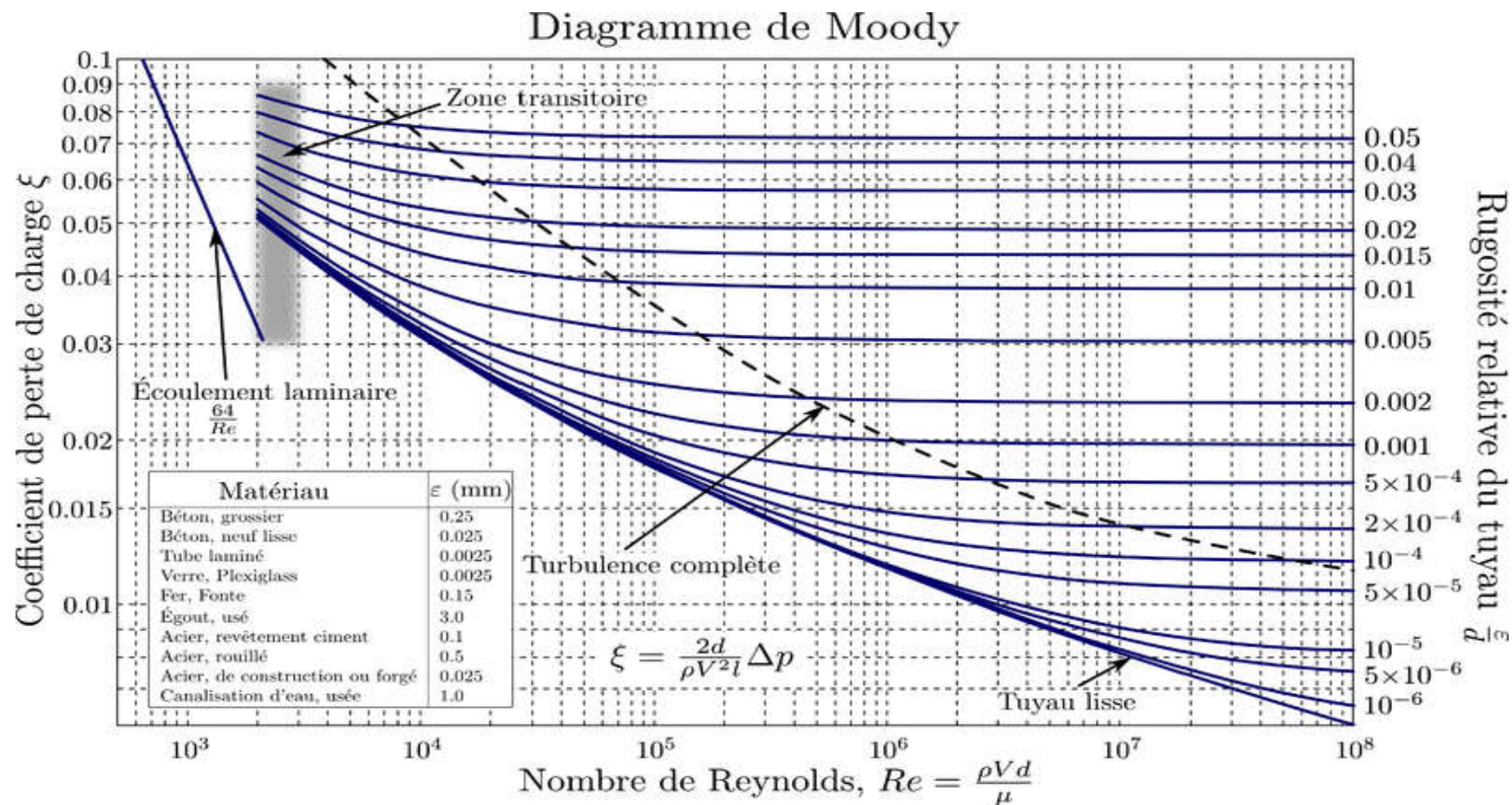
Annexe 1 : Schéma du procédé de liquéfaction du gaz naturel du complexe GL1/Z.



Annexe 2 : Section de séparation.



Annexe 3 : Section de liquéfaction.



Annexe 4 : Diagramme de Moody.

Modèle **7234****Tube ANSI Schedule 40S sans soudure - Inox 304L - 316L**

ANSI pipe Sch 40S (seamless)

OD	e	Poids (kg/m)	Référence	
			304L	316L
13,7	2,24	0,65	372342-137224	672342-137224
17,1	2,31	0,86	372342-171231	672342-171231
21,3	2,77	1,29	372342-213277	672342-213277
26,7	2,87	1,71	372342-267287	672342-267287
33,4	3,38	2,54	372342-334338	672342-334338
42,2	3,56	3,44	372342-422356	672342-422356
48,3	3,68	4,11	372342-483368	672342-483368
60,3	3,91	5,52	372342-603391	672342-603391
73,0	5,16	8,81	372342-730516	672342-730516
88,9	5,49	11,47	372342-889549	672342-889549
114,3	6,02	16,32	372342-1143602	672342-1143602
141,3	6,55	22,10	372342-1413655	672342-1413655
168,3	7,11	28,70	372342-1683711	672342-1683711
219,1	8,18	43,20	372342-2191818	672342-2191818

Tube en longueur de 5 à 7 mètres. Selon ASTM A312.

Autres dimensions sur demande.

Annexe 5 : Dimension du tube ANSI Sche 40.

