



Faculty of Sciences and Technology

Department of Process Engineering

Ref :...../U.M/F.S.T/2026

كلية العلوم والتكنولوجيا

قسم هندسة الطرائق

رقم / ج.م.ك.ع.ت // 2026

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES DE MASTER ACADEMIQUE

Filière : Industries Pétrochimiques

Option : Génie Pétrochimique

Thème

Analyse et optimisation du fonctionnement de la colonne de
déméthanisation DC1 du complexe GL1/Z : amélioration de la
récupération de l'éthane et de la stabilité opérationnelle.

Présenté par

- 1- BOUZIANE Asmae.
- 2- BESSENOUCI Fatima Zohra.

Soutenu le : 28/06/ 2026 devant le jury composé de :

Président :	BENYEKKOU Nabila	MCB	Université de Mostaganem
Examineur :	BOUDJELTIA	MCB	Université de Mostaganem
	Mohammed Amine		
Rapporteur :	BELARBI Ilhem	MCB	Université de Mostaganem

Année Universitaire 2025/2026

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

﴿ ٣٩ ﴾ وَأَنْ لَّيْسَ لِلْإِنْسَانِ إِلَّا مَا سَعَىٰ

﴿ ٤٠ ﴾ وَأَنْ سَعْيَهُ سَوْفَ يُرَىٰ

سُورَةُ النَّجْمِ

صَدَقَ اللَّهُ عَظِيمٌ

REMERCIEMENTS

En premier lieu, nous remercions le Bon Dieu Tout-Puissant pour la santé, la patience et la persévérance qu'Il nous a accordé afin de mener à bien ce travail. Ce mémoire a été réalisé au sein de l'unité de production du complexe GNL1/Z de SONATRACH dans le cadre de l'obtention du diplôme d'ingénieur.

*Nous tenons à adresser nos remerciements les plus sincères et notre profonde gratitude à notre directrice de mémoire, Dr **Ilhem BELARBI**, pour la qualité exceptionnelle de son encadrement, sa patience, sa disponibilité constante et la pertinence de ses précieux conseils, sa rigueur scientifique et son soutien indéfectible ont été une source d'inspiration tout au long de ce travail. Qu'elle trouve ici l'expression de notre plus haute considération et de nos sincères reconnaissances.*

*Nos remerciements s'adressent également à **Madame N, BENYEEKKOU**, maître de conférences à l'université de Mostaganem, pour l'honneur qu'il nous fait en acceptant de présider le jury de notre soutenance.*

*Nos chaleureux remerciements vont à **Mr A.M. BOUDJELTIA**, Maître de conférences à l'université de Mostaganem pour avoir accepté d'examiner ce travail.*

*Nous exprimons aussi notre reconnaissance aux ingénieurs process du complexe GNL1/Z, département fabrication **Messieurs DERKAOUI Yahia, BENSALAH Karim et AHMED MESSOUD Hocine**, pour leur aide, leur accompagnement sur le terrain et d'avoir mis à notre disposition tous les moyens nécessaires à la réalisation de ce travail.*

*Une mention toute particulière est adressée à **Monsieur Messabih Abed el Ouheb** et à **Monsieur Mohammed Benyamina**, pour leur soutien précieux, leur disponibilité et leur générosité dans le partage de leur savoir et de leur expérience terrain. Leurs orientations pratiques, leurs encouragements constants et leur aide bienveillante ont été d'une valeur inestimable pour la contribution de ce mémoire.*

*Au moment de livrer ce travail qui est le fruit de plusieurs années d'efforts, je tiens à exprimer ma reconnaissance et ma gratitude envers l'ensemble des enseignants de **la Faculté des Sciences et de la Technologie** et toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce mémoire.*

Dédicace

بسم الله الرحمن الرحيم

À mon très cher père *BOUZIANE Nour-eddine*,
Pour son amour, ses sacrifices, ses précieux conseils, sa confiance
et son soutien indéfectible. Tu as toujours été pour moi un modèle
de courage, de persévérance et de générosité. Que ce travail soit le
témoignage de mon profond respect, de ma gratitude et de ma
reconnaissance pour tout ce que tu as fait pour moi.

À ma très chère mère,

Pour son amour infini, sa patience, ses prières et son soutien
inconditionnel. Merci d'avoir toujours été à mes côtés et d'avoir
cru en moi tout au long de mon parcours.

À mes chers frères *Mohamed et Abdelkrim*,

Pour leur affection, leur soutien constant et leurs encouragements
qui m'ont accompagnée tout au long de mes études.

À mes chères sœurs *Fatiha, Ikram et Karima*,

Pour leur affection, leur présence précieuse et leur soutien
tout au long de mon parcours.

À ma chère binôme *Fatima Zohra*,

Pour sa collaboration, son sérieux et tous les efforts
fournis pour la réalisation de ce travail.

À mon encadrante *Docteur BELARBI Ilhem*,

Pour sa disponibilité, ses précieux conseils, son accompagnement
et son soutien durant la réalisation de ce projet.

À mon amie *Manel*,

Pour son amitié sincère, sa présence et ses encouragements.

À ma chère cousine *Khaira*,

Pour son affection, son soutien et sa confiance.

À toute ma famille ainsi qu'à toutes les personnes
qui m'ont aidée et soutenue de près ou de loin
dans la réalisation de ce mémoire.

*Je leur exprime ma profonde gratitude
et ma sincère reconnaissance.*

Bouziiane Asmae



Dédicace

À mon cher *père* (رحمه الله),
Même absent de mes yeux, tu restes à jamais présent
dans mon cœur. Que Dieu t'accorde Sa miséricorde
et t'accueille dans Son *Vaste paradis éternel*.
Ce travail est dédié à ta mémoire avec tout
mon amour et mon respect.

À ma très chère *mère*,
Pour son amour, ses sacrifices, ses prières et son soutien
inconditionnel. Qu'elle trouve ici l'expression de mon amour,
de mon respect et de ma profonde gratitude.

À mes chers frères, *Houari* et *Azzedine*,
Avec tout mon amour et mon affection.

À mes chères sœurs, *Dehbia*, *Kamilia* et *Kheira*,
Avec toute mon affection et ma tendresse.

À ma chère binôme, *Asmae*,
Pour sa collaboration, son sérieux et tous les efforts
partagés tout au long de ce travail.

À mon encadrante, *Docteur Madame Belarbi Ilhem*,
Pour ses précieux conseils, sa disponibilité
et son accompagnement.

À mes chères amies, *Lamia* et *Fatima*,
En témoignage de mon amitié et de mon affection.

À toutes *ma famille* ainsi qu'à toutes les personnes
qui m'ont soutenue de près ou de loin.

*Je leur exprime toute ma reconnaissance
et ma profonde gratitude.*

Bessenouci Fatima Zohra

ملخص

يتناول هذا العمل دراسة وتحسين أداء عمود نزع الميثان ضمن وحدة معالجة الغاز الطبيعي بمركب GL1/Z. وقد أظهرت دراسة تشغيل الوحدة أن توقف الراجع (Reflux) يؤدي إلى زيادة ضياع الإيثان، وانخفاض كفاءة الفصل، إضافة إلى ظهور ظاهرة التجويف (Cavitation) على مستوى مضخات الراجع. ومن أجل تحسين أداء العمود ورفع كفاءته التشغيلية، تم اقتراح ودراسة حل يعتمد على إضافة نقطة سحب مخصصة لاسترجاع الإيثان (C₂). وقد بينت النتائج المتحصل عليها أن هذا التعديل يساهم في زيادة معدل الراجع، وتحسين استقرار تشغيل العمود، والتقليل من مخاطر حدوث التجويف، فضلاً عن رفع مردودية استرجاع الإيثان. كما تم إجراء تقييم تقني واقتصادي لدراسة مدى جدوى هذا الحل، حيث أكدت النتائج أن هذا التعديل يمثل حلاً فعالاً يساهم في تحسين الأداءين التقني والاقتصادي لوحدة نزع الميثان.

Summary:

This work focuses on the study and performance improvement of the demethanizer column within the natural gas processing unit of the GL1/Z complex. The operational analysis revealed that reflux interruption leads to higher ethane losses, reduced separation efficiency, and cavitation problems affecting the reflux pumps.

To optimize the column performance, a solution based on the addition of an ethane (C₂) recovery withdrawal point was proposed and investigated. The obtained results indicate that this modification increases the reflux flow rate, enhances column operational stability, reduces cavitation risks, and improves ethane recovery efficiency.

Furthermore, a techno-economic assessment was conducted to evaluate the feasibility of the proposed solution. The results demonstrate that this modification represents an effective approach for improving both the technical and economic performance of the demethanization unit.

Résumé :

Ce travail porte sur l'étude et l'amélioration des performances de la colonne de déméthanisation au sein de l'unité de traitement du gaz naturel du complexe GL1/Z. L'analyse du fonctionnement de cette unité a montré que l'arrêt du reflux entraîne une augmentation des pertes en éthane, une dégradation de l'efficacité de séparation ainsi que l'apparition de phénomènes de cavitation au niveau des pompes de reflux.

Dans le but d'optimiser le fonctionnement de la colonne, une solution basée sur l'ajout d'un point de soutirage destiné à la récupération de l'éthane (C₂) a été proposée et étudiée. Les résultats obtenus montrent que cette modification permet d'augmenter le débit de reflux, d'améliorer la stabilité opérationnelle de la colonne et de réduire les risques de cavitation, tout en augmentant le rendement de récupération de l'éthane.

Par ailleurs, une évaluation technico-économique a été réalisée afin d'analyser la faisabilité de cette solution. Les résultats obtenus confirment que cette modification constitue une alternative efficace permettant d'améliorer simultanément les performances techniques et économiques de l'unité de déméthanisation.

Liste des Abréviations et Grandeurs

CH₄	: Méthane
CO₂	: Dioxyde de carbone
N₂	: Azote
H₂S	: Sulfure d'hydrogène
He	: Hélium
C₁	: Méthane (abréviation procédé)
C₂ / C₂H₆	: Éthane
C₃ / C₃H₈	: Propane
iC₄	: Isobutane
nC₄	: n-Butane
iC₅	: Isopentane
nC₅	: n-Pentane
C₆+	: Hexane et fractions plus lourdes
GNL	: Gaz Naturel Liquéfié
GPL	: Gaz de Pétrole Liquéfié
GN	: Gaz Naturel
GL1/Z	: Complexe de liquéfaction de gaz naturel d'Arzew (Sonatrach)
MEA	: Monoéthanolamine (C ₂ H ₅ ONH ₂)
MCR	: Mixed Component Refrigerant (réfrigérant mixte)
PCS	: Pouvoir Calorifique Supérieur
PCI	: Pouvoir Calorifique Inférieur
HYSYS	: Logiciel de simulation de procédés (Aspen Tech)
PR	: Peng-Robinson (modèle thermodynamique)
NPSH	: Net Positive Suction Head (hauteur nette d'aspiration positive)
NPSH_{disp}	: NPSH disponible
NPSH_{requis}	: NPSH requis
DC1	: Colonne de déméthanisation (section fractionnement GL1/Z)
FG	: Fuel Gaz
PFD	: Process Flow Diagram (schéma de procédé)
ROI	: Return On Investment (retour sur investissement)
MP	: Moyenne Pression
BP	: Basse Pression
HQ	: Courbe débit-hauteur (caractéristique pompe)
TEE-100	: Raccord de dérivation additionnel (piquage proposé)

Grandeurs Physiques et Symboles

Symbole — Description — [Unité]

d : Densité relative du gaz [Sans unité]

ρ : Densité du gaz [kg/m³]

M : Masse molaire du gaz naturel [g/mol ou kg/mol]

P : Pression absolue [Pa ou bar]

T : Température absolue [K ou °C]

Z : Facteur de compressibilité [Sans unité]

R : Constante universelle des gaz parfaits [8,314 J/ (mol·K)]

y : Fraction molaire d'un constituant [Sans unité]

$\dot{n}$: Débit molaire [kmol/h]

n_{FG} : Débit molaire du fuel gaz [kmol/h]

n_{C₂} : Débit molaire d'éthane [kmol/h]

Δn_{C_2} : Réduction des pertes molaires d'éthane [kmol/h]

M_{C₂} : Masse molaire de l'éthane [30 kg/kmol]

$\dot{m}$: Débit massique [kg/h]

Δm : Réduction des pertes massiques d'éthane [kg/h]

H : Hauteur manométrique différentielle [m]

Q : Débit volumique [m³/h]

SOMMAIRE

Résumé

Liste des abréviations et grandeurs

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction Générale 1

Chapitre I : Généralités sur le Gaz Naturel

I.1. Définition..... 3

I.2. Les types de gaz naturel..... 4

I.3. Caractéristiques du gaz naturel 4

I.3.1. Pouvoir calorifique 5

I.3.2. Composition chimique..... 5

I.3.3. Densité du gaz 5

I.3.4. Masse molaire moyenne 7

I.4. Propriétés du gaz naturel..... 7

I.4.1. Le Point de rosée..... 7

I.4.2. Équilibre liquide-vapeur dans le gaz naturel..... 7

I.5. Description du procédé du gaz naturel..... 8

I.5.1. Procédés de traitement de gaz au niveau de GL1/Z 8

I.5.1.1. Décarbonatation 8

I.5.1.2. Déshydratation..... 10

I.5.1.3. Démercurisation 11

I.6. La séparation 12

I.6. 1. Section de fractionnement 13

I.6.1 .1 La section de déméthanisation (F721).....13

I.6.1 .1.1 Principaux équipements de déméthanisation14

I.6.1 .2 La section de dééthanisation (F731).....15

I.6.1 .3 La section de dépropanisation (F741).....	15
I.6.1 .4 La section de débutanisation (F751).....	15
I.7. Section liquéfaction.....	16

Chapitre II : Problématique et Simulation

II.1. Introduction.....	18
II.2. Problématique	18
II.2.1. Définition — Phénomène de cavitation.....	19
II.2.2. Analyse des causes possibles	20
II.2.3. Formulation de la problématique.....	20
II.2.4. La solution proposée	20
II.2.5. Hypothèses et limites.....	21
II.3. Généralités sur le logiciel Aspen HYSYS.....	21
II.3.1. Le régime stationnaire (Steady State)	22
II.3.2. Le régime dynamique (Dynamic Mode)	22
II.4. Interprétations des résultats de la simulation	23
II.4.1. Analyse du cas Design.....	23
II.4.1.1. Analyse du reflux	24
II.4.1.2. Analyse de la pompe de reflux	25
II.4.1.3. Analyse des produits de séparation	25
II.4.2. Analyse du cas sans reflux (cas actuel)	26
II.4.2.1. Analyse du fonctionnement de la colonne.....	27
II.4.2.2. Analyse des produits de séparation.....	28
II.4.2.3. Interprétation générale du cas sans reflux	29
II.4.3. Analyse du cas avec piquage de C ₂	30
II.4.3.1. Analyse du reflux avec piquage	31
II.4.3.2. Analyse du ballon de reflux.....	32
II.4.3.3. Analyse de la pompe et du risque de cavitation	32
II.4.3.4. Analyse du produit de tête	33

II.4.3.5. Analyse du produit de fond.....	33
II.4.3.6. Analyse du débit de C ₂ récupéré.....	34
II.5. Calcul des pertes d'éthane vers le réseau fuel gaz	36
II.5.1. Cas sans reflux.....	36
II.5.2. Cas avec piquage	36
II.5.3. Différence des pertes d'éthane	37
II.5.4. Conversion en débit massique.....	37
II.6. Estimation économique de l'éthane récupéré.....	38
II.6.1. Données de calcul	39
Conclusion générale	41
Recommandations.....	42
Références Bibliographiques.....	43
Annexes	45

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : Section de décarbonatation au niveau de GL1/Z	9
Figure I.2 : La section déshydratation au niveau de GL1/Z.....	11
Figure I.3 : La section séparation au niveau de GL1/Z.....	12
Figure I.4 : La section de fractionnement au niveau de GL1/Z	13
Figure I.5 : Circuit de déméthanisation	14
Figure I.6 : La section liquéfaction au niveau de GL1/Z	16
Figure II.1 : Pompe de reflux J-725/27 sur site	19
Figure II.2 : Dommages typiques de cavitation sur roue de pompe	19
Figure II.3 : Schéma hysys cas design avec problème de cavitation des Pompes de reflux.....	23
Figure II.4 : Schéma hysys — cas sans reflux et condensation (état actuel)...	26..
Figure II.5 : Schéma hysys — solution avec piquage C ₂ (ajouté en circuit reflux)....	30

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1 : Type de gaz naturel.....	4
Tableau I.2 : Composition chimique du gaz naturel	6
Tableau II.1 : Paramètres – Cas Design.....	24
Tableau II.2 : Paramètres – Cas Sans Reflux	27
Tableau II.3 : Paramètres – Cas Avec Piquage de C ₂	31
Tableau II.4 : Tableau comparatif	35
Tableau II.5 : Gain technique	38
Tableau II.6: Gain économique	40

Introduction Générale

Introduction Générale

Le gaz naturel occupe aujourd'hui une place centrale dans le mix énergétique mondial grâce à son pouvoir calorifique élevé, sa polyvalence industrielle et ses émissions de gaz à effet de serre relativement plus faibles que celles du charbon et des produits pétroliers lourds [1]. Afin de répondre aux exigences de transport, de stockage et de valorisation, le gaz naturel doit subir plusieurs opérations de traitement et de fractionnement visant à éliminer les impuretés et à séparer efficacement les différentes fractions hydrocarbonées [2].

Dans ce contexte, le complexe GL1/Z de Sonatrach constitue l'une des principales installations algériennes de traitement et de liquéfaction du gaz naturel destinées à l'exportation. Parmi les différentes unités du procédé, la section de déméthanisation joue un rôle essentiel en assurant la séparation du méthane des hydrocarbures plus lourds, notamment l'éthane, dont la récupération présente un intérêt économique important pour l'industrie pétrochimique [3]. Les performances de cette section dépendent fortement des conditions opératoires, en particulier du reflux, de la pression et de la température, qui influencent directement l'efficacité des transferts de matière et la qualité de la séparation [4].

Cependant, les conditions actuelles d'exploitation de la section DC1 ont mis en évidence des dysfonctionnements liés à une diminution du reflux et à une instabilité du niveau liquide dans le ballon de reflux, favorisant l'apparition de phénomènes de cavitation au niveau des pompes associées. Cette situation entraîne une dégradation des performances de séparation ainsi qu'une augmentation des pertes d'éthane vers le réseau Fuel Gas, réduisant ainsi la valorisation des hydrocarbures récupérables. Face à cette problématique, le présent travail vise à analyser le comportement de la section de déméthanisation DC1 et à évaluer l'influence des paramètres opératoires sur ses performances à l'aide du logiciel Aspen HYSYS. Une solution basée sur l'augmentation du reflux par l'ajout d'un point de soutirage d'éthane est étudiée afin d'améliorer la récupération du C₂, de renforcer la stabilité opérationnelle de l'unité et de réduire les risques de cavitation.

Afin de répondre aux objectifs fixés, ce mémoire est structuré en deux parties complémentaires. La première partie est consacrée aux aspects théoriques et présente les

Introduction Générale

généralités relatives au gaz naturel, aux procédés de traitement et de fractionnement ainsi qu'à la section de déméthanisation du complexe GL1/Z. La seconde partie porte sur l'étude pratique, qui comprend l'analyse de la problématique rencontrée, la simulation du procédé à l'aide du logiciel Aspen HYSYS, l'évaluation des performances de la section DC1 dans différentes conditions de fonctionnement, ainsi que l'analyse technique et économique de la solution proposée pour améliorer la récupération de l'éthane et la stabilité opérationnelle de l'unité.

I.1. Définition

Le gaz naturel est une énergie fossile constituée principalement de méthane (CH_4), présente naturellement dans les formations géologiques souterraines. Son exploitation à grande échelle a commencé au milieu du XX^e siècle avant de devenir progressivement un élément essentiel du système énergétique mondial [5]. Grâce à son pouvoir calorifique élevé et à sa combustion relativement propre, il est largement utilisé dans la production d'électricité, le chauffage ainsi que dans plusieurs applications industrielles [6].

Le développement du gaz naturel s'est accompagné d'importantes avancées technologiques dans les domaines de l'extraction, du traitement, du transport et du stockage. Toutefois, cette filière nécessite des infrastructures complexes et des conditions d'exploitation rigoureuses afin d'assurer la sécurité des installations et la continuité de la production. Malgré ses avantages environnementaux par rapport aux autres combustibles fossiles, le gaz naturel reste associé à certains risques, notamment les émissions de méthane pouvant contribuer au réchauffement climatique [5,6].

Au cours des dernières décennies, l'utilisation du gaz naturel s'est fortement développée dans les secteurs chimiques et pétrochimiques, où il constitue une matière première essentielle dans plusieurs procédés industriels [6,7]. Cette évolution a renforcé son importance stratégique dans le marché énergétique international.

Dans ce contexte, l'Algérie occupe une place importante parmi les pays producteurs et exportateurs de gaz naturel. Le secteur des hydrocarbures représente un pilier fondamental de l'économie nationale, soutenu par des infrastructures industrielles dédiées au traitement et à la liquéfaction du gaz naturel. Parmi ces installations, le complexe GL1/Z exploité par Sonatrach [19], situé à Arzew, joue un rôle stratégique dans la production du gaz naturel liquéfié (GNL) destiné au marché international.

I.2. Typologie des ressources en gaz naturel

Le gaz naturel peut être classé selon son origine géologique et son mode de piégeage dans les réservoirs. Cette classification permet de distinguer les ressources conventionnelles, exploitées par des méthodes classiques de forage, des ressources non conventionnelles nécessitant des techniques spécifiques d'extraction. Les principales catégories de gaz naturel sont présentées dans le tableau I.1. [7]

Tableau I.1 : Type de gaz naturel

Type de gaz naturel	Description
Gaz associé	Gaz présent dans un réservoir pétrolier, soit dissous dans le pétrole brut, soit accumulé sous forme de chapeau gazeux au-dessus de celui-ci.
Gaz non associé	Gaz provenant de gisements contenant essentiellement du gaz naturel avec peu ou pas de pétrole.
Gaz de schiste	Gaz emprisonné dans des formations schisteuses à très faible perméabilité et extrait généralement par fracturation hydraulique.
Gaz de charbon (CBM)	Gaz adsorbé dans les couches de charbon et libéré lors de l'exploitation minière ou par dépressurisation des veines de charbon.
Gaz biogénique	Gaz issu de la dégradation anaérobie de matières organiques sous l'action de micro-organismes.

I.3. Caractéristiques du gaz naturel

Le gaz naturel brut présente des propriétés énergétiques essentielles, dominées par son pouvoir calorifique et sa composition chimique. [7]

I.3.1. Pouvoir calorifique

Le pouvoir calorifique correspond à l'énergie libérée lors de la combustion complète d'un gaz, exprimée en unité de masse, de volume ou de quantité de matière dans des conditions normalisées. Il représente l'enthalpie de combustion du gaz.

- **PCS** : énergie totale libérée en incluant la condensation de l'eau formée.
- **PCI** : énergie disponible sans prendre en compte la condensation de l'eau (vapeur).

I.3.2. Composition chimique

Le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures légers, principalement le méthane, accompagné d'éthane, propane et fractions plus lourdes. Il contient aussi des impuretés comme le CO₂, le N₂ et parfois le H₂S. [5,6]

Sa composition est exprimée en fractions molaires ou massiques et conditionne directement ses propriétés physiques (densité, masse molaire, compressibilité). (Tableau I.2)

I.3.3. Densité du gaz

La densité constitue une propriété physique importante pour caractériser le gaz naturel. Elle dépend principalement de sa composition chimique ainsi que des conditions de température et de pression. [8]

Dans les conditions standards de température et de pression (0 °C et 1 atm), la densité moyenne du gaz naturel est d'environ 0,75 kg/m³. Toutefois, cette valeur peut varier selon la composition du gaz. En effet, la présence de différents constituants influence directement cette propriété.

La densité du gaz naturel intervient dans plusieurs applications industrielles, notamment pour le stockage, le transport à travers les pipelines ainsi que le dimensionnement des équipements.

La densité relative du gaz est donnée par :

$$d(\text{gaz}) = \frac{\text{Masse moléculaire}}{\text{Masse de l'air}} \quad (\text{I.1})$$

Afin de prendre en compte le comportement réel des gaz, l'équation des gaz parfaits est corrigée par l'introduction du facteur de compressibilité Z :

$$\rho(\text{gaz}) = (P \times M(\text{gaz})) / (Z \times R \times T) \quad (\text{I.2})$$

Théoriquement, une mole de gaz dans les conditions normales occupe un volume de 22,4 L, ce qui permet d'associer le rapport des densités au rapport des masses molaires.

Tableau I.2 : Composition chimique du gaz naturel

Composants	Fraction molaire %	Variation estimée (%)
N ₂	5,80	+0,20
He	0,19	+0,02
CO ₂	0,21	+0,03
C ₁	83,00	+0,30
C ₂	7,10	+0,15
C ₃	2,25	+0,10
iC ₄	0,40	+0,07
nC ₄	0,40	+0,08
iC ₅	0,12	+0,03
nC ₅	0,15	+0,04
C ₆₊	0,15	+0,05
Teneur en eau		38 ppm

I.3.4. Masse molaire moyenne

La masse molaire moyenne du gaz naturel dépend directement de sa composition, puisqu'il s'agit d'un mélange d'hydrocarbures dominé principalement par le méthane. Sa valeur est généralement proche de 16 g/mol, en raison de la forte proportion de ce constituant. Toutefois, les variations liées à l'origine du gaz et aux procédés de traitement peuvent modifier cette propriété, ce qui rend nécessaire la connaissance précise de la composition pour les calculs nécessitant une meilleure exactitude.

I.4. Propriété du gaz naturel

I.4.1. Le Point de rosée

Le point de rosée, également appelé point de saturation, désigne la température à laquelle la vapeur d'eau contenue dans le gaz naturel commence à se condenser et à passer à l'état liquide. Ce paramètre est directement lié à la composition du gaz naturel, en particulier à sa teneur en eau. En général, il est d'environ 55 °C pour le gaz naturel et proche de 50 °C pour le GPL. [11]

I.4.2. Équilibre liquide-vapeur dans le gaz naturel

L'équilibre liquide-vapeur dans le gaz naturel désigne l'état thermodynamique dans lequel le mélange d'hydrocarbures coexiste simultanément sous forme liquide et gazeuse à une température et une pression données. Dans ces conditions, les différents constituants du gaz naturel se répartissent entre les deux phases selon leurs propriétés physico-chimiques, notamment leur volatilité et leur pression de vapeur. Les composants légers, comme le méthane, restent majoritairement en phase vapeur, tandis que les hydrocarbures plus lourds ont tendance à se condenser et à se retrouver en phase liquide. Cet équilibre est essentiel dans les procédés de traitement et de séparation du gaz naturel, en particulier dans les unités de fractionnement et de liquéfaction. [9]

I.5. Description du procédé du gaz naturel

L'unité est conçue pour une capacité de production d'environ 90 000 m³/jour par train, selon une succession d'étapes de traitement permettant d'assurer la qualité du gaz naturel liquéfié. [19,20]

- ✓ Section Décarbonatation
- ✓ Section Déshydratation
- ✓ Section Démercurisation
- ✓ Section Tour de lavage
- ✓ Section Fractionnement
- ✓ Section Liquéfaction
- ✓ Zone Stockage du GNL

I.5.1. Procédés de traitement de gaz au niveau de GL1/z

Les composants du gaz naturel tels que le dioxyde de carbone, la vapeur d'eau et les hydrocarbures lourds peuvent se condenser ou se solidifier à des températures supérieures à celle de la liquéfaction (−162 °C). Cela peut provoquer des dépôts et entraîner l'obstruction des conduites et des équipements cryogéniques. Ainsi, leur élimination en amont du procédé est indispensable pour assurer le bon fonctionnement des installations.

I.5.1.1. Décarbonatation

La fonction de cette section consiste en l'élimination du CO₂ contenu dans le gaz naturel, car le CO₂, lorsqu'il est soumis à une basse température de l'ordre de (−70 °C), se solidifie et forme des bouchons de glace pouvant provoquer l'obstruction des canalisations de service. Par ailleurs, le CO₂ présente un comportement particulier en matière de corrosion, où sa pression partielle contrôle le phénomène de corrosion. [10,11]

Pour ce traitement de décarbonatation, on utilise une amine appelée MEA (Monoéthanolamine $\text{C}_2\text{H}_5\text{ONH}_2$), dans des conditions de basse température et haute pression (38 °C et 40 bar), qui possède la capacité de capter le CO_2 présent dans le gaz naturel.

Cette section comporte deux étapes importantes, à savoir (Figure I.1) :

- Absorption
- Régénération

La régénération s'effectue à haute température (118°C) et basse pression (0,7 bar), permettant d'évacuer le CO_2 en tête de colonne et de recycler l'amine dans un cycle fermé.

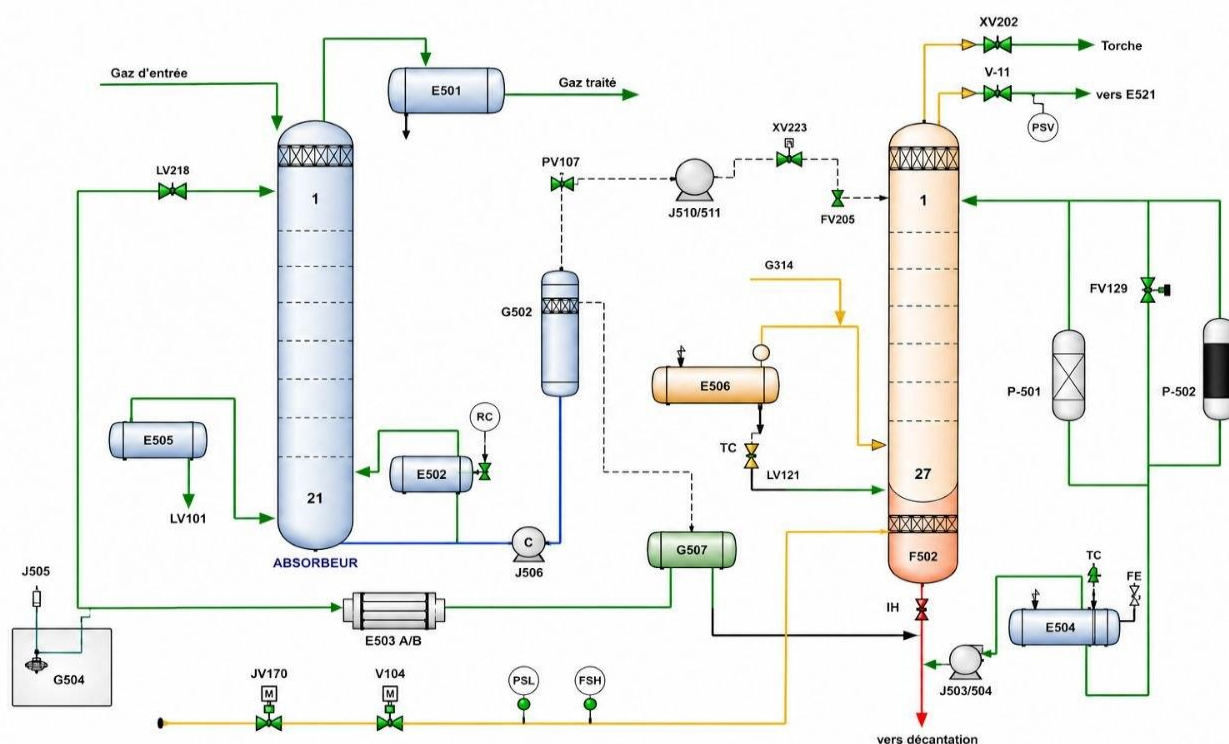


Figure I.1 : section de décarbonatation au niveau de GL1/Z.

I.5.1.2. Déshydratation

Après l'étape de décarbonatation, le gaz est refroidi dans un échangeur au propane (E-521) jusqu'à environ 21 °C, ce qui permet la condensation d'une grande partie de l'eau. L'eau liquide est ensuite séparée dans le séparateur G-787. Le gaz poursuit son traitement à travers des sécheurs à tamis moléculaires (R-310 et R-311), dont le rôle est d'éliminer les traces résiduelles de vapeur d'eau et de réduire l'humidité à moins de 1 ppm. (Figure I.2)

La régénération des sécheurs se fait en deux phases :

a- Le réchauffage :

Un gaz sec et chaud à environ 288 °C, comprimé à près de 44 bars, est utilisé pour régénérer le sécheur hors service. Il circule du bas vers le haut après avoir été chauffé dans l'échangeur E-317. Le gaz traverse ensuite le lit adsorbant en sens inverse du flux normal, puis est refroidi dans les aéroréfrigérants E-315 A/B. L'eau condensée est séparée dans le séparateur G-314, et le gaz est ensuite recyclé vers l'alimentation de l'absorbeur F-502.

b- Le refroidissement :

Pendant cette phase, la soufflante reste en fonctionnement et le gaz contourne le réchauffeur E-317. Il circule du haut vers le bas du sécheur, passe par les aéroréfrigérants E-315, puis par le séparateur G-314 avant d'être renvoyé vers l'alimentation de l'absorbeur F-502, assurant ainsi la continuité du cycle de régénération.

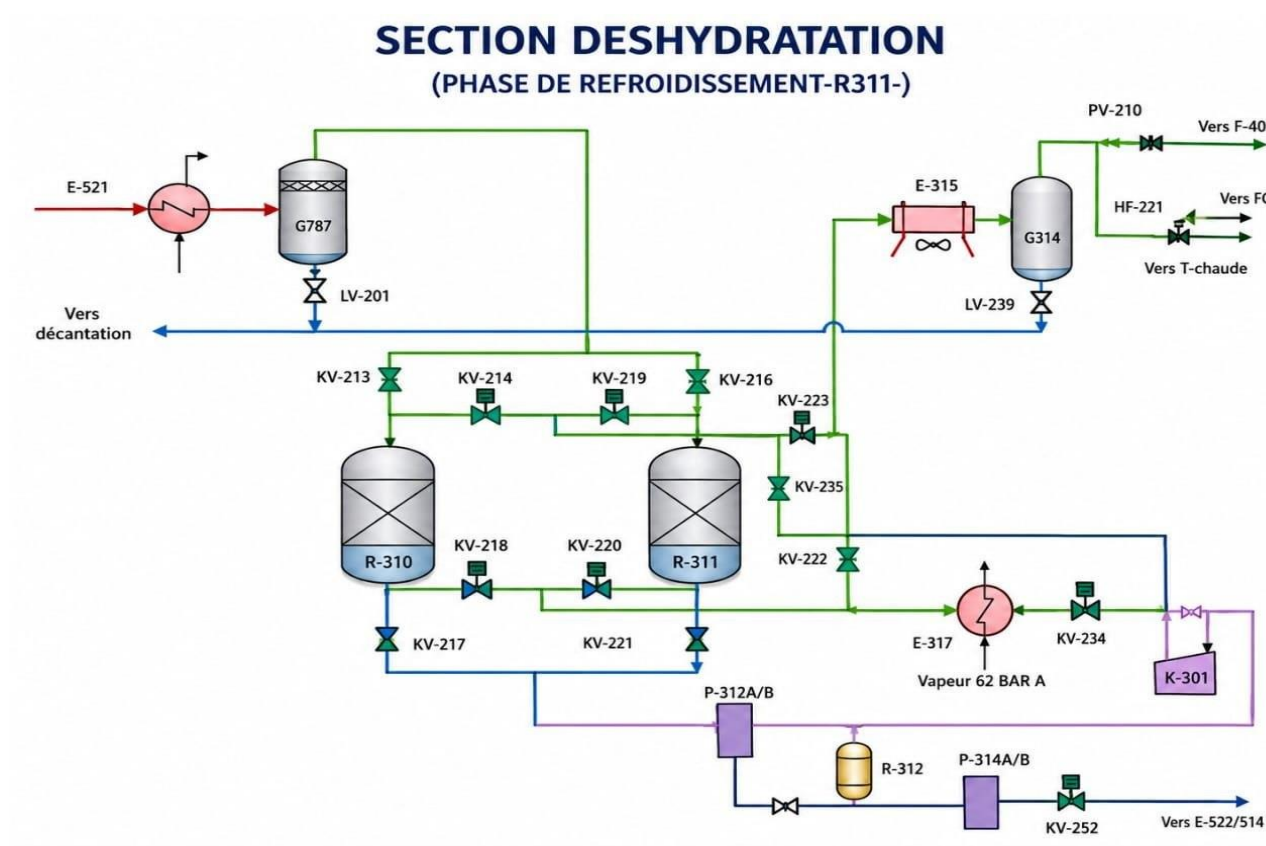


Figure I.2 : La section déshydratation au niveau de GL1/Z.

I.5.1.3. Démercurisation

La démercurisation est une étape essentielle du traitement du gaz naturel visant à éliminer le mercure (Hg) afin de protéger les équipements en aluminium, notamment les échangeurs de la section de liquéfaction. Elle est assurée par le démercuriseur R312 à base de charbon actif, qui adsorbe le mercure présent dans le gaz. Des filtres P314 A/B retiennent ensuite les traces résiduelles, permettant d'atteindre une teneur finale d'environ 7 ng/Nm³.

I.6 La séparation (Tour de lavage)

Le GN arrive à la section de séparation à une température de 21 °C et une pression effective de 40 bars où il doit subir un refroidissement par deux échangeurs au propane MP et BP, le premier pour ramener la température du gaz à -1 °C, le second à -26 °C (Figure I.3).

La section de séparation a pour objectif de séparer le GN en composants lourds et composants légers. Le gaz refroidi subit une séparation (flash) dans la tour de lavage au niveau du 9^{ème} plateau. La phase vapeur riche en méthane et éthane s'élève à travers huit plateaux supérieurs de la colonne, les vapeurs de tête subissent une condensation par deux échangeurs l'un à C₃ BP et l'autre à MCR liquide jusqu'à une température de -40 °C où les vapeurs non condensées seront séparées dans le ballon de reflux. Le liquide est refoulé vers la tour de lavage comme un reflux et les vapeurs de tête s'écoulent vers la section de liquéfaction ; le liquide de fond de la tour de lavage passe par un rebouilleur partiel au butane (70 °C) qui est lui-même chauffé dans un échangeur à vapeur d'eau (117 °C).

Les produits de fond s'écoulent ensuite vers la section de fractionnement. [19]

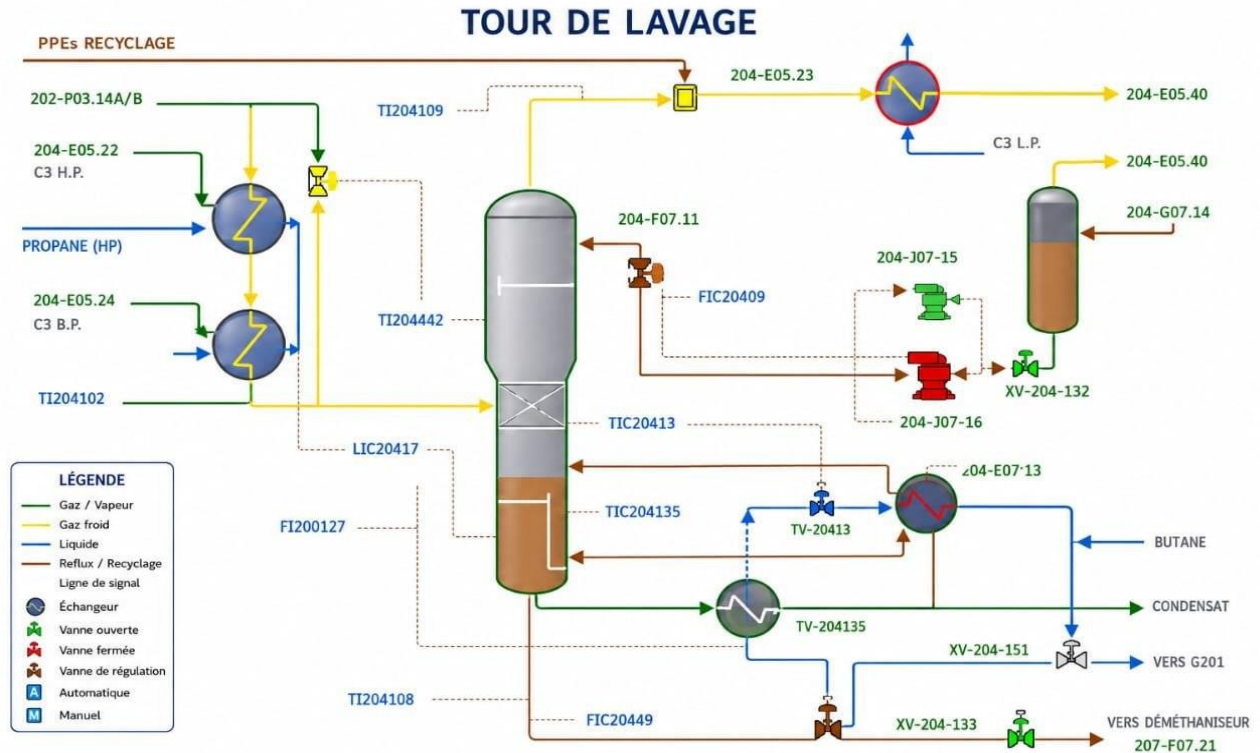


Figure I.3 : La section séparation au niveau de GL1/Z.

I.6.1 Section de fractionnement

La section de fractionnement dans le processus de traitement du gaz naturel vise à éliminer les hydrocarbures lourds du courant de gaz naturel pour éviter leur solidification lors de la liquéfaction, et à préparer les fractions nécessaires à l'élimination des divers équipements du train. Cette section comprend quatre étapes principales [12,13]. (Figure I.4) :

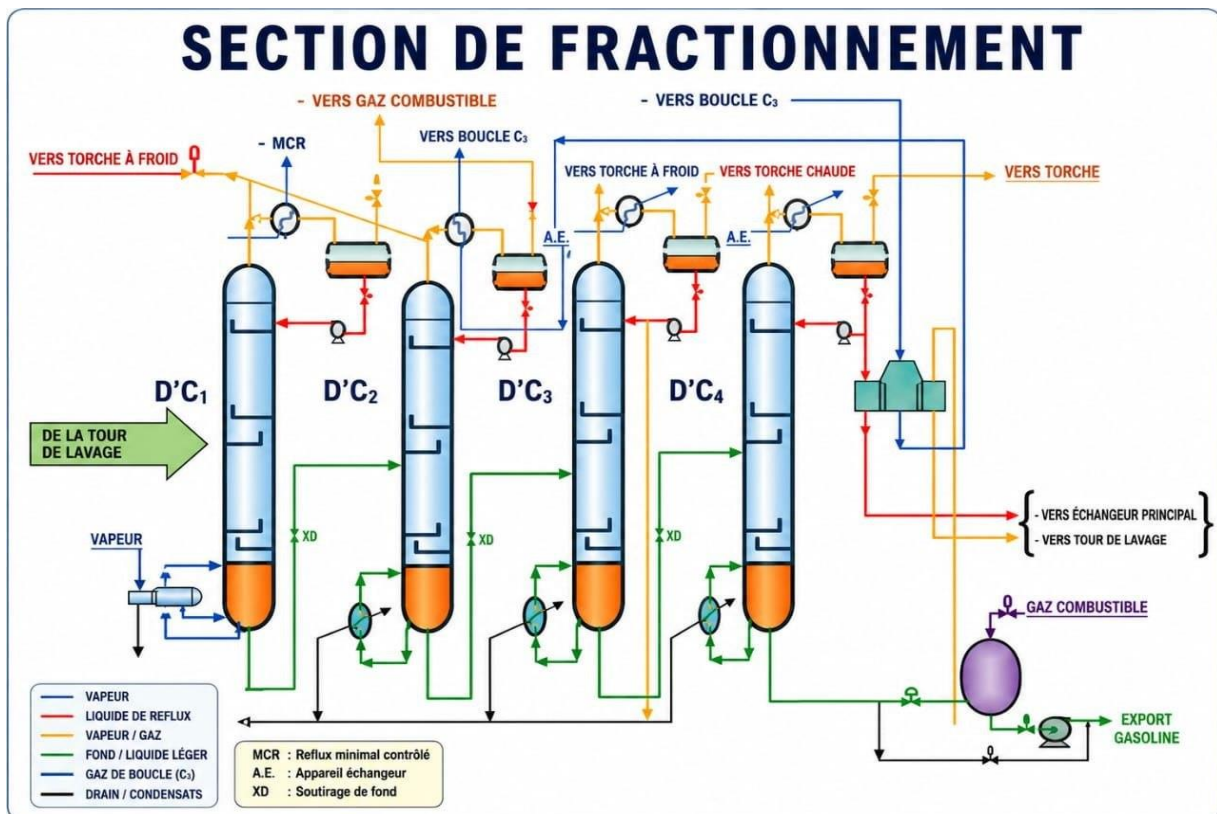


Figure I.4 : La section de fractionnement au niveau de GL1/Z.

I.6.1 .1 La section de déméthanisation (F721)

Cette étape consiste à séparer le méthane des hydrocarbures plus lourds à l'aide d'une colonne de déméthanisation fonctionnant à contre-courant (Figure I.5). Les vapeurs de tête sont partiellement condensées puis envoyées vers un ballon de reflux, tandis que le gaz non condensé, riche en méthane, est dirigé vers le système de gaz combustible (Fuel Gas) ou le circuit de réfrigération mixte (MCR).

L'opération permet d'obtenir un courant de tête riche en méthane et un courant de fond riche en éthane et en hydrocarbures plus lourds, destiné à la colonne de dééthanisation. Les principaux équipements de cette section sont :

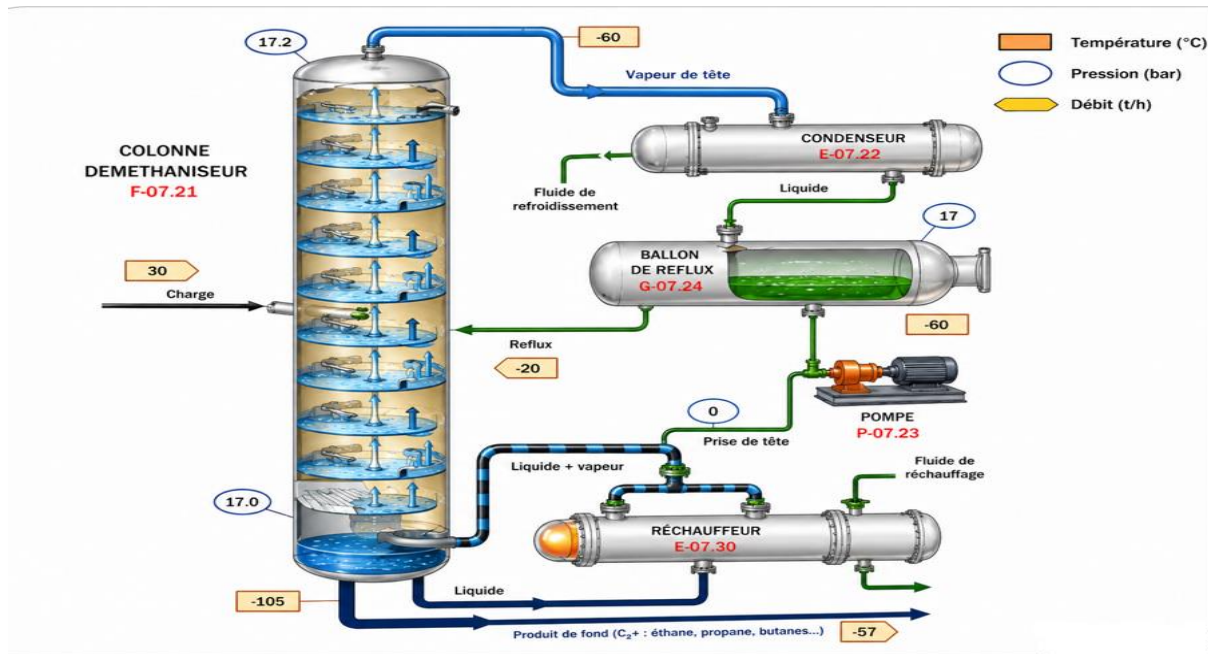


Figure I.5 : Circuit de déméthaniseur

I.6.1 .1.1 Principaux équipements de déméthanisation

a) Colonne de déméthaniseur (F-721) :

C'est l'équipement principal de la section. Elle fonctionne comme une colonne de distillation à plateaux, permettant le contact entre la vapeur ascendante et le liquide descendant.

b) Condenseur de tête (E-722) :

Il assure le refroidissement partiel des vapeurs de tête à l'aide du fluide frigorigène MCR, afin de générer le reflux nécessaire au bon fonctionnement de la colonne.

c) Ballon de reflux (G-724) :

Il permet la séparation des phases liquide et vapeur issues du condenseur. Le liquide récupéré est renvoyé vers la colonne sous forme de reflux, tandis que la vapeur est dirigée vers le système de gaz combustible (Fuel Gas) ou vers le circuit MCR.

d) Pompes de reflux (J725/27) :

Elles assurent le retour du liquide condensé vers le sommet de la colonne, contribuant ainsi à l'amélioration de l'efficacité de la séparation des constituants. [14]

e) Rebouilleur (E-723) :

Installé au fond de la colonne, il fournit l'énergie thermique nécessaire à la vaporisation partielle du liquide de fond, permettant ainsi l'élimination des composants légers résiduels.

f) Refroidisseur du produit de fond (E-730)

Il assure le refroidissement du liquide en sortie de fond de la colonne avant

Son acheminement vers la colonne de dééthanisation.

I.6.1 .2 La section de dééthanisation (F731)

Le débit d'hydrocarbures lourds provenant de la colonne de déméthanisation est à son tour fractionné pour produire essentiellement de l'éthane comme produit de tête. L'éthane obtenu sert d'appoint réfrigérant et pour le contrôle qualité du gaz naturel liquéfié.

I.6.1 .3 La section de dépropanisation (F741)

Cette étape vise à produire du propane pour les appoints et le circuit de réfrigération de propane à partir du courant continu d'hydrocarbures provenant de la colonne dééthanisation.

I.6.1 .4 La section de débutanisation (F751)

Les fractions lourdes de la colonne de dépropanisation constituent l'alimentation pour la dernière colonne de distillation de la section de fractionnement. Le produit débutanisé est

envoyé vers le stockage de gazoline, tandis que le C4 est renvoyé vers la tour de lavage et utilisé dans le contrôle qualité du gaz naturel liquéfié.

I.7 Section liquéfaction

La section de liquéfaction transforme le gaz naturel en GNL en le refroidissant jusqu'à environ -161°C et en éliminant l'azote. Après lavage, le gaz est liquéfié dans l'échangeur principal à l'aide d'un réfrigérant mixte, puis détendu et stocké sous forme liquide (Figure I.6). Les vapeurs issues de la détente sont partiellement réutilisées comme fluide frigorigène. Cette étape est essentielle pour assurer le transport et le stockage du gaz naturel. [19,20]

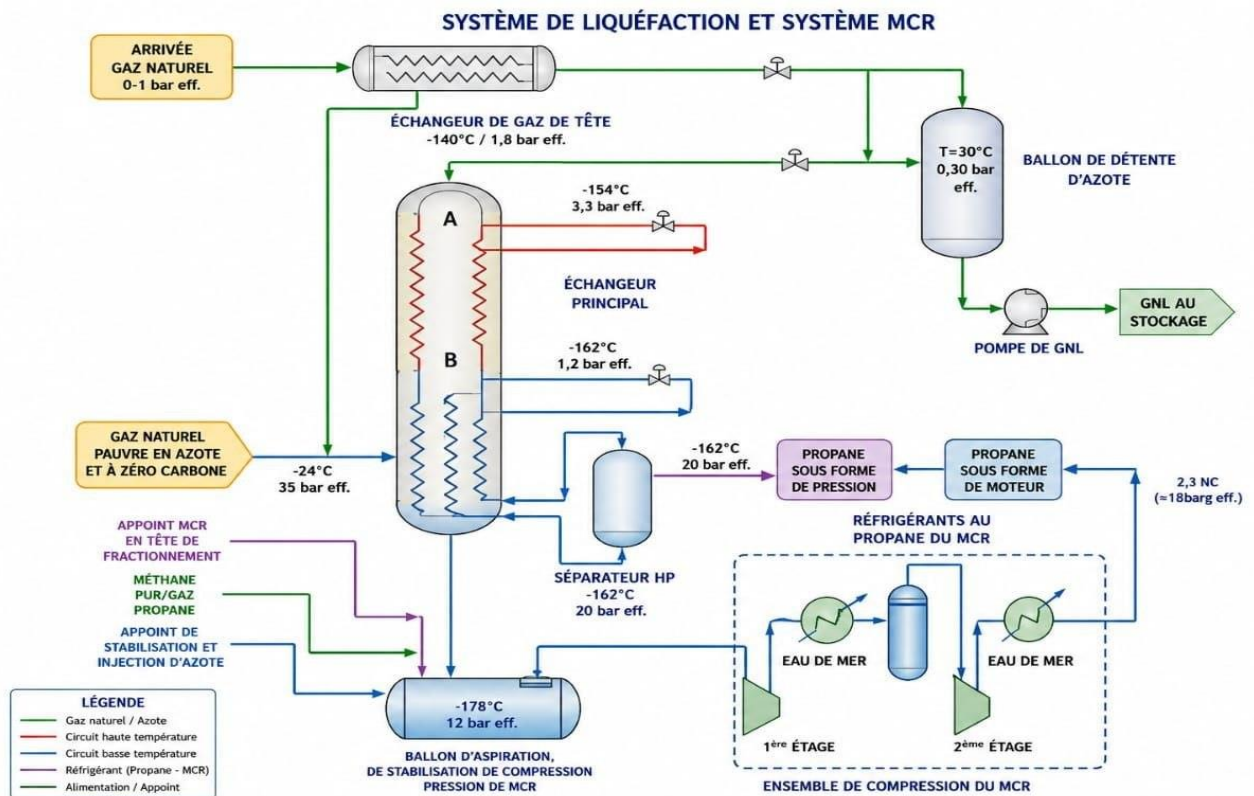


Figure I.6 : La section liquéfaction au niveau de GL1/Z.

En résumé, la section de déméthanisation DC1 joue un rôle essentiel dans la séparation du méthane et la récupération de l'éthane au sein du complexe GL1/Z. Toutefois, les conditions actuelles d'exploitation ont révélé plusieurs dysfonctionnements, notamment une diminution du reflux, des pertes d'éthane vers le réseau Fuel Gas et des phénomènes de cavitation au niveau des pompes de reflux. Face à cette problématique, le chapitre suivant est consacré à l'analyse du fonctionnement de la section DC1 à travers une étude de simulation sous Aspen hysys, afin d'évaluer des solutions permettant d'améliorer ses performances et sa stabilité opérationnelle.

II.1 Introduction

Dans l'industrie du gaz naturel, l'optimisation des unités de traitement est un enjeu essentiel pour assurer une meilleure valorisation des hydrocarbures et garantir la stabilité des procédés. En effet, les conditions de fonctionnement influencent directement l'efficacité des séparations ainsi que les performances des équipements, ce qui peut impacter la production et les coûts d'exploitation.

Dans ce contexte, il est important d'analyser le comportement du procédé afin d'identifier les principaux facteurs limitant ses performances et de proposer des solutions d'amélioration. Cette démarche permet non seulement de réduire les pertes de produits valorisables, mais aussi d'améliorer la fiabilité et la sécurité de l'installation.

II.2 Problématique

Malgré l'importance de l'unité de déméthanisation dans le procédé de traitement du gaz naturel, le complexe a été contraint de suspendre partiellement son fonctionnement en raison de plusieurs difficultés opérationnelles apparues au fil du temps.

Bien que cette décision n'ait pas eu d'impact significatif sur la production globale de GNL, elle a engendré plusieurs problèmes d'exploitation, notamment :

- Une perte importante d'éthane en tête de colonne, dirigé vers le réseau fuel gaz.
- Une contamination de la boucle MCR lors des phases de démarrage, due à un appoint en méthane (C1) vers le circuit MCR (réfrigérant mixte).

L'analyse préliminaire des conditions de fonctionnement montre que la principale cause de cette situation est liée au phénomène de cavitation observé au niveau des pompes de reflux J-725 /27, ce qui a conduit à l'arrêt partiel de l'unité de déméthanisation.

Ce phénomène peut engendrer plusieurs problèmes mécaniques, notamment :

- Des vibrations et une dégradation mécanique de la pompe.
- Une diminution des performances de fonctionnement.
- Une détérioration des garnitures mécaniques.
- Des arrêts imprévus de l'installation.

II.2.1 Définition du phénomène de cavitation

La cavitation est un phénomène qui se produit lorsque la pression du liquide chute en dessous de sa pression de vapeur (Figure II.2), entraînant la formation de bulles de vapeur qui implosent ensuite dans des zones de pression plus élevée. Ce phénomène provoque une baisse de performance et endommage la pompe (Figure II.1). [14,15]



Figure II.1 : Pompe de reflux J-725/27 sur site.

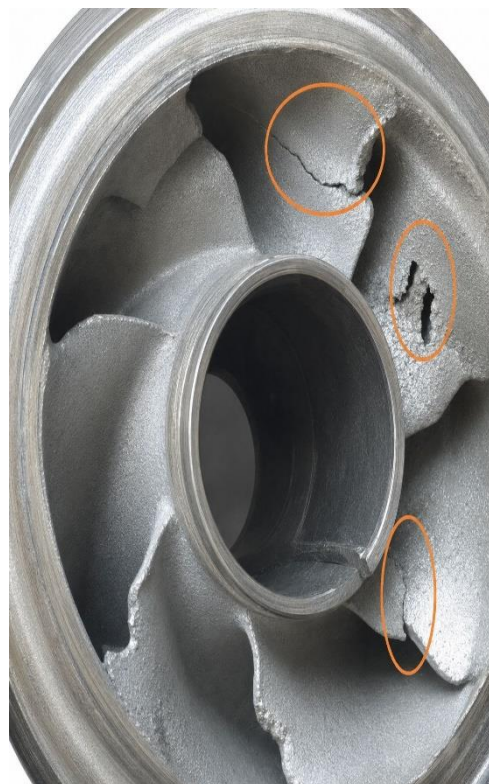


Figure II.2 : Dommages typiques de cavitation sur roue de pompe.

II.2.2 Analyse des causes possibles

Les problèmes identifiés peuvent être attribués à plusieurs facteurs :

- un taux de reflux insuffisant ou mal ajusté.
- une pression trop faible dans le ballon de reflux.
- une température de condensation inadaptée.
- une mauvaise gestion du niveau de liquide.
- un manque de marge de sécurité vis-à-vis du NPSH (Net Positive Suction Head).

Ces éléments montrent que le fonctionnement de la colonne est fortement dépendant des conditions opératoires ainsi que des équipements périphériques.

II.2.3 Formulation de la problématique

Au regard des éléments précédents, la problématique principale de ce travail peut être formulée comme suit :

« Comment optimiser le fonctionnement de la colonne de déméthanisation afin d'améliorer la récupération de l'éthane et la qualité du méthane, tout en assurant un niveau liquide stable dans le ballon de reflux et en évitant les phénomènes de cavitation au niveau de la pompe de reflux ? »

II.2.4 La solution proposée

Face à cette situation, une étude de simulation sous Aspen HYSYS a été réalisée afin d'analyser l'influence du reflux sur les performances de la colonne de déméthanisation et de proposer une solution technique permettant d'améliorer le fonctionnement global de la section DC1.

Dans cette étude, une modification basée sur l'ajout d'un piquage supplémentaire au niveau de la tête de colonne a été proposée afin d'augmenter le reflux, d'améliorer la récupération de l'éthane et de réduire les risques de cavitation.

II.2.5 Hypothèses et limites

Dans le cadre de cette étude, certaines hypothèses sont retenues :

- fonctionnement en régime stationnaire,
- utilisation d'un modèle thermodynamique adapté aux systèmes cryogéniques,
- simplification de certains équipements (pompe idéale, absence de pertes détaillées).

Ces hypothèses permettent de faciliter la simulation tout en conservant une représentation réaliste du procédé.

II.3 Généralité sur logiciel Aspen HYSYS

Aspen HYSYS est un logiciel de simulation de procédés largement utilisé dans les industries pétrolières, gazières, pétrochimiques et chimiques. Développé par la société Aspen Tech, il permet de modéliser, simuler et optimiser les unités de procédé telles que les colonnes de distillation, les échangeurs de chaleur, les compresseurs, les pompes et les réacteurs. [16]

Ce logiciel est principalement utilisé pour :

- réaliser les bilans matière et énergie
- étudier les performances des équipements
- optimiser les conditions opératoires
- analyser la consommation énergétique
- concevoir et améliorer les procédés industriels

HYSYS offre une interface graphique intuitive permettant de créer un schéma de procédé à l'aide de différents équipements connectés par des courants de matière et d'énergie. Il dispose également de nombreuses bases thermodynamiques adaptées aux hydrocarbures et aux procédés du gaz naturel liquéfié (GNL). [17,18]

Le logiciel fonctionne selon deux modes principaux : le régime stationnaire et le régime dynamique.

II.3.1 Le régime stationnaire (Steady State)

Correspond à un état stable du procédé où les variables telles que la température, la pression, le débit et la composition ne changent pas avec le temps. Dans ce mode, HYSYS calcule uniquement les conditions d'équilibre du procédé. Ce type de simulation est [16] principalement utilisé pour :

- les études de conception.
- les bilans matière et énergie.
- l'optimisation des paramètres opératoires.
- le dimensionnement des équipements.

II.3.2 Le régime dynamique (Dynamic Mode)

Prend en compte l'évolution du procédé avec le temps. Les variables peuvent varier en fonction des perturbations ou des actions de contrôle. Ce mode est utilisé pour :

- l'étude du démarrage et de l'arrêt des installations.
- l'analyse des systèmes de contrôle.
- l'étude des variations de débit ou de pression.
- la simulation des situations instables et des incidents de procédé.

Ainsi, la principale différence entre les deux régimes réside dans la prise en compte du temps. Le régime stationnaire suppose un fonctionnement stable et constant, tandis que le régime dynamique étudie le comportement temporel et transitoire du procédé.

Donc pour une étude académique (comme la nôtre) ou industrielle centrée sur les performances du procédé de récupération d'éthane, le régime stationnaire constitue généralement le choix le plus pratique et le plus approprié

II.4. Interprétations des résultats de la simulation

II.4.1 Analyse du cas Design

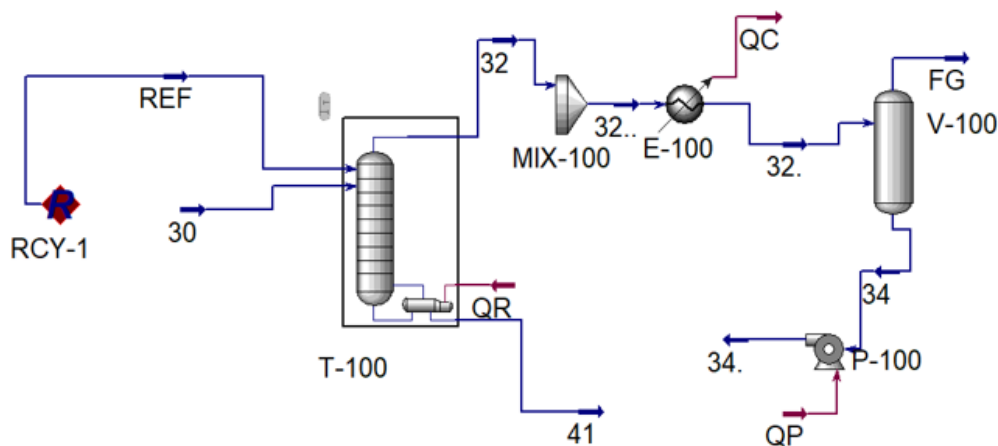


Figure II.3 : Schéma de simulation HYSYS du cas de référence présentant un problème de cavitation des pompes de reflux.

La Figure II.3 représente le cas design des conditions nominales de fonctionnement de la section DC1 telles qu'elles ont été définies lors de la conception de l'unité. Cette simulation permet d'évaluer les performances optimales de la colonne de déméthanisation ainsi que la stabilité du système de reflux.

L'alimentation de la colonne présente un débit total de : **106.5 kmol/h**

À une température de : 31.3°C

Et sous une pression de : 31.03 bar

Le mélange alimentant la colonne est principalement composé d'hydrocarbures lourds avec une forte proportion de propane, butanes et éthane, ce qui favorise la séparation cryogénique dans la colonne de déméthanisation.

La température très basse au sommet favorise la condensation des hydrocarbures lourds et améliore la séparation entre le méthane et l'éthane. À l'inverse, la température élevée au fond facilite l'élimination des composants légers dans les produits de tête.

La colonne comporte 17 plateaux avec une alimentation introduite au plateau numéro 9, ce qui permet une bonne répartition des échanges liquide-vapeur et améliore l'efficacité de séparation. Le Tableau II.1 ci-dessous regroupe les paramètres opératoires-cas design.

Tableau II.1 : Paramètres opératoires de la colonne de déméthanisation dans le cas de référence (Design).

Paramètre	Cas Design
Débit de reflux (kmol/h)	39.4
Température reflux (°C)	-88.60
Pression reflux (bar)	30.68
Niveau liquide ballon (%)	50
Débit produit de fond (kmol/h)	93.06
Débit liquide ballon (kmol/h)	30.86
Fraction molaire C ₂ fond	0.2388
Fraction molaire CH ₄ tête	0.9701
NPSH disponible (m)	1.83
NPSH requis (m)	1.50
Risque de cavitation	Faible

II.4.1.1 Analyse du reflux

Le reflux constitue l'un des paramètres les plus importants dans le fonctionnement de la colonne de déméthanisation.

Le débit de reflux obtenu dans le cas design atteint : **39.4 kmol/h**

Avec une température de : -88.6 C°

La très basse température du reflux améliore considérablement la condensation des hydrocarbures lourds et favorise le contact liquide-vapeur dans la colonne.

La composition molaire du reflux montre une forte présence du méthane et de l'éthane, ce qui confirme le bon fonctionnement du système de condensation et de séparation au niveau du ballon de reflux.

Le reflux élevé permet :

- d'améliorer l'efficacité de séparation.
- d'augmenter la récupération de l'éthane.
- et de limiter les pertes d'hydrocarbures lourds dans le gaz de tête.

II.4.1.2 Analyse de la pompe de reflux

La pompe de reflux fonctionne dans des conditions hydrauliques satisfaisantes.

Le débit de la pompe atteint : **30.86 kmol/h**

L'analyse du NPSH montre que :

$NPSH_{disp} = 1.83m$ et : $NPSH_{requis} = 1.5m$

Comme :

$$NPSH_{disp} > NPSH_{requis} \quad (II.1)$$

Les conditions d'aspiration de la pompe sont satisfaisantes et le risque de cavitation reste faible dans le cas design.

II.4.1.2 Analyse des produits de séparation

- **Produit de tête**

Le produit de tête montre une composition dominée par le méthane : 97.01%

Une faible concentration en éthane dans le gaz de tête : 2.62%

montre que la séparation réalisée dans la colonne est efficace et que les pertes d'éthane restent limitées.

- **Produit de fond**

La composition du fond montre une forte concentration en éthane et hydrocarbures lourds :

C_2H_6 : 23.88 %

C_3H_8 : 23.63 %

nC_4H_{10} : 24.92 %

Ces résultats indiquent une récupération importante des hydrocarbures lourds dans le fond de colonne.

En résumé, l'analyse du cas design montre que la section DC1 fonctionne dans des conditions stables et optimales.

Le reflux élevé ainsi que les bonnes conditions de condensation permettent :

- ✓ une séparation efficace méthane/éthane
- ✓ une récupération importante de l'éthane
- ✓ une stabilité hydraulique du ballon de reflux
- ✓ et un fonctionnement satisfaisant de la pompe sans risque important de cavitation.

Le cas design constitue donc une référence de fonctionnement permettant de comparer les performances des autres scénarios étudiés.

II.4.2 Analyse du cas sans reflux (cas actuel)

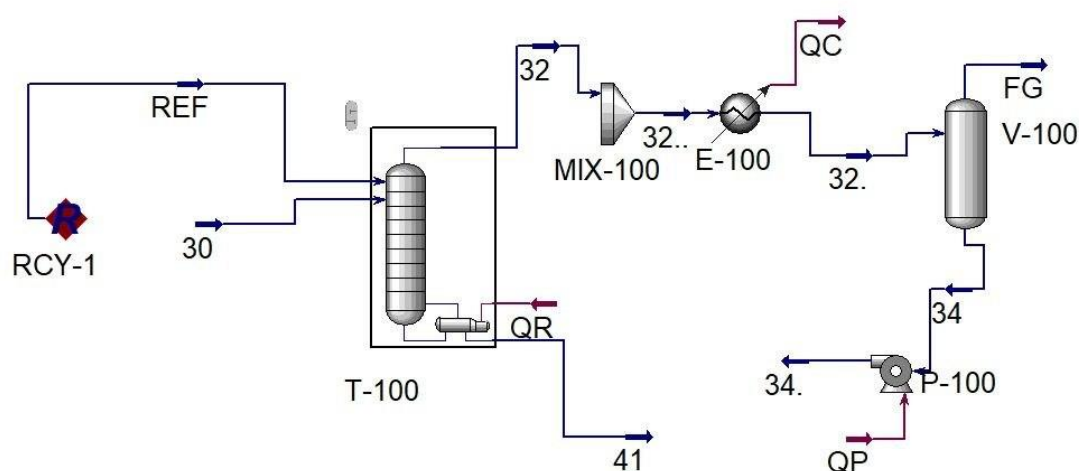


Figure II.4 : Schéma de simulation HYSYS du cas sans reflux correspondant à l'état actuel de fonctionnement.

Le cas sans reflux représente les conditions actuelles de fonctionnement de la section DC1 caractérisées par l'arrêt de la pompe de reflux et l'absence totale de reflux vers la colonne de déméthaniseur (Figure II.4). Dans ce cas, le débit de reflux devient **nul : 0.00 kmol/h**, ce qui provoque une perturbation importante du fonctionnement de la colonne ainsi qu'une dégradation des performances de séparation. Les paramètres opératoires sont regroupés dans le Tableau II.2

Tableau II.2 : Paramètres opératoires de la colonne de déméthanisation dans le cas sans reflux correspondant à l'état actuel de fonctionnement.

Paramètre	Cas Sans Reflux
Débit de reflux (kmol/h)	0.00
Température reflux (°C)	/
Pression	30.86
Débit produit de fond (kmol/h)	81.67
Fraction molaire C ₂ fond	0.0257
Fraction molaire CH ₄ tête	0.9440
NPSH disponible (m)	1.492
NPSH requis (m)	1.500
Risque de cavitation	Élevé

II.4.2.1 Analyse du fonctionnement de la colonne

L'absence de reflux réduit fortement le contact liquide-vapeur dans la colonne de déméthaniseur. Par conséquent, les échanges thermiques et massiques deviennent moins efficaces, ce qui diminue les performances de séparation entre le méthane et les hydrocarbures lourds.

Le reflux représente normalement le liquide renvoyé au sommet de la colonne afin :

- d'améliorer la condensation
- d'augmenter la pureté des produits de tête
- et de favoriser la récupération des hydrocarbures lourds.

Cependant, dans ce cas, l'arrêt du reflux entraîne un déséquilibre du fonctionnement hydraulique de la colonne.

II.4.2 .2 Analyse des produits de séparation

- **Produit de tête**

Le débit du produit de tête atteint : **24.84kmol/h.**

Les résultats montrent une dégradation de la séparation au niveau du sommet de la colonne.

La composition du produit de tête contient principalement :

CH₄ : 94.40 %

C₂H₆ : 2.47 %

C₃H₈ : 1.50 %

La présence importante de l'éthane dans le produit de tête traduit une perte considérable d'hydrocarbures lourds et une baisse importante de l'efficacité de séparation.

Cela confirme que l'absence de reflux réduit fortement la capacité de la colonne à retenir les composants lourds.

- **Produit de fond**

Le débit du produit de fond atteint : **81.67 kmol/h**

Avec une température de : 86.7°C

La composition du fond reste proche de celle de l'alimentation, ce qui montre que la colonne fonctionne pratiquement sans séparation efficace en l'absence de reflux.

La fraction molaire de l'éthane dans le fond devient : 18.05 %

Ce qui traduit une diminution de la récupération réelle du C₂ dans le produit de fond.

II.4.2 .3 Interprétation générale du cas sans reflux

L'analyse du cas sans reflux montre clairement que le reflux constitue un paramètre essentiel pour le bon fonctionnement de la colonne de déméthanisation.

L'absence de reflux entraîne :

- une dégradation importante de la séparation méthane/éthane.
- une augmentation des pertes d'éthane dans les produits de tête.
- une instabilité hydraulique du système.
- un risque élevé de cavitation au niveau de la pompe.

Ces résultats justifient la nécessité de proposer une solution technique permettant d'augmenter le reflux et de stabiliser le fonctionnement de la section DC1.

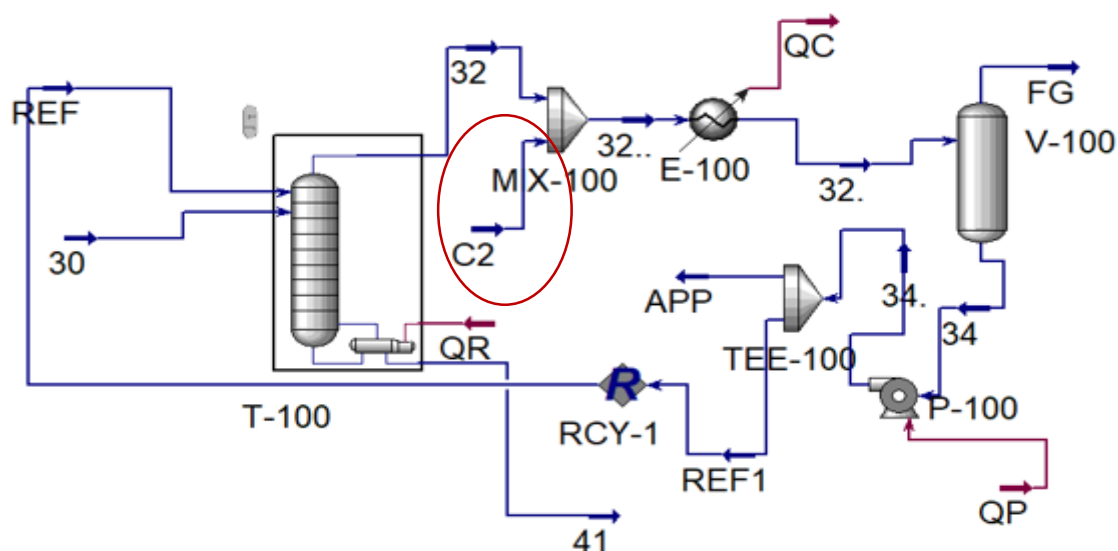


Figure II.5 : Schéma de simulation HYSYS de la solution proposée avec ajout d'un piquage de C₂ dans le circuit de reflux.

Dans le but d'améliorer les performances de séparation de la section DC1 et de stabiliser le système de reflux, une modification a été proposée consistant à ajouter un piquage supplémentaire de C_2 au niveau du circuit de reflux (Figure II.5)

Cette modification permet d'augmenter le débit de reflux retourné vers la colonne de déméthanisation afin :

- d'améliorer la récupération de l'éthane.
- d'augmenter l'efficacité de séparation.
- de stabiliser le niveau liquide dans le ballon de reflux.
- et de réduire le risque de cavitation au niveau de la pompe.

Les paramètres opératoires de cette dernière sont regroupés dans le Tableau II.3

Tableau II.3 : Paramètres opératoires de la colonne de déméthanisation après ajout du piquage de C₂ dans le circuit de reflux.

Paramètre	Cas Avec Piquage
Débit de reflux (kmol/h)	37.40
Température reflux (°C)	-87.32
Niveau liquide ballon (%)	Stable
Débit produit de fond (kmol/h)	91.86
Fraction molaire C ₂ fond	22.43%
Fraction molaire CH ₄ tête	94.94%
Débit C ₂ piquage (kmol/h)	7.00
NPSH disponible (m)	1.904
NPSH requis (m)	1.500
Risque de cavitation	Réduit

II.4.3.1 Analyse du reflux avec piquage

Les résultats de simulation montrent une augmentation importante du reflux après l'ajout du piquage de C₂.

Le débit de reflux atteint : **37.4 kmol/h.**

Avec une température de : -87.32°C

et une pression de : 28 bar

La composition molaire du reflux contient principalement :

CH₄ : 73.65 %

C_2H_6 : 25.95 %

La présence importante de l'éthane dans le reflux améliore considérablement le contact liquide-vapeur dans la colonne et favorise la condensation des hydrocarbures lourds.

L'augmentation du reflux contribue aussi à :

- améliorer la séparation méthane/éthane.
- réduire les pertes d'éthane.
- et augmenter la stabilité du procédé.

II.4.3.2 Analyse du ballon de reflux

Les résultats montrent une amélioration du comportement hydraulique du ballon de reflux après l'ajout du piquage.

Le débit liquide dans le ballon atteint : **59.01 kmol/h.**

À une température de : -88.6°C

Le débit liquide plus élevé permet d'assurer :

- une meilleure alimentation de la pompe
- une circulation plus stable du reflux
- et une réduction des fluctuations hydrauliques dans le système.

II.4.3.3 Analyse de la pompe et du risque de cavitation

L'amélioration du débit liquide dans le ballon permet d'augmenter les performances de la pompe de reflux.

Le débit de la pompe devient : **59.01 kmol/h.**

L'analyse du NPSH montre que :

$$\text{NPSH}_{\text{disponible}} = 1.904 \text{ m} \quad \text{et} \quad \text{NPSH}_{\text{requis}} = 1.5 \text{ m}$$

Ainsi :

$$\mathcal{NPSH}_{\text{disponible}} > \mathcal{NPSH}_{\text{requis}} \quad (\text{II.2})$$

Cette condition indique que la pompe fonctionne dans une zone sécurisée avec un faible risque de cavitation.

Par conséquent, l'ajout du piquage améliore :

- la stabilité hydraulique.
- les conditions d'aspiration.
- et la fiabilité du fonctionnement de la pompe.

II.4.3.4 Analyse du produit de tête

Le produit de tête présente une composition dominée par le méthane : 94.94%

La concentration en éthane dans le gaz de tête diminue jusqu'à : 3.11%

Cette diminution des pertes d'éthane confirme l'amélioration de la séparation après l'ajout du piquage.

La séparation méthane/éthane devient donc plus efficace par rapport au cas sans reflux.

II.4.3.5 Analyse du produit de fond

Le débit du produit de fond atteint : **91.8 kmol/h.**

Avec une température de : 86.71°C

La composition molaire du fond montre une amélioration de la récupération des hydrocarbures lourds :

C_2H_6 : 22.43 %

C_3H_8 : 23.93 %

nC_4H_{10} : 25.24 %

La diminution de la concentration du méthane dans le fond : 0.47%

montre une amélioration de la qualité de séparation dans la colonne.

II.4.3.6 Analyse du débit de C_2 récupéré

Le piquage supplémentaire introduit un débit additionnel de C_2 égal à : **7 kmol/h**

À une température de : -32.7°C et sous une pression de : 30 bar

Cette récupération supplémentaire contribue directement à :

- augmenter le débit de reflux
- améliorer les performances de séparation
- stabiliser le ballon de reflux
- et améliorer les conditions de fonctionnement de la pompe.

Les résultats obtenus montrent que l'ajout d'un piquage de C_2 constitue une solution efficace pour améliorer les performances de la section DC1.

Cette modification permet :

- d'augmenter le reflux.

- d'améliorer la récupération de l'éthane.
- de réduire les pertes de C₂ dans les gaz de tête.
- de stabiliser le niveau liquide dans le ballon.
- et de réduire considérablement les risques de cavitation.

Le cas avec piquage représente ainsi une solution technique performante permettant d'améliorer la stabilité et l'efficacité globale du procédé de déméthanisation (Tableau II.4)

Tableau II.4 : Comparaison des performances de la colonne de déméthanisation entre le cas sans reflux (état actuel) et le cas avec piquage de C₂ (solution proposée).

Paramètre	Cas sans reflux (état actuel)	Cas Avec Piquage (Solution proposée)
Débit de reflux (kmol/h)	0.00	37.40
Température reflux (°C)	/	-87.32
Niveau liquide ballon (%)	Non stable	Stable
Débit produit de fond (kmol/h)	81.66	91.86
Fraction molaire C ₂ fond	2.57 %	22.43 %
Fraction molaire CH ₄ tête	94.40%	94.94 %
Pertes C ₂ fuel gaz (kmol/h)	5.82	1.84
Pertes C ₂ fuel gaz (kg/h)	174.6	55.2
NPSH disponible (m)	1.492	1.904
NPSH requis (m)	1.500	1.500
Risque de cavitation	Élevé	Réduit
Séparation méthane/éthane	Inefficace	Améliorée

II.5 Calcul des pertes d'éthane vers le réseau fuel gaz :

Dans cette étude, l'objectif principal est d'évaluer les pertes d'éthane vers le réseau fuel gaz dans différentes conditions de fonctionnement de la colonne de déméthanisation. Pour cela, une comparaison sera réalisée entre le cas sans reflux et le cas avec piquage afin d'analyser l'influence des conditions opératoires sur la quantité d'éthane entraînée dans le gaz combustible.

Le calcul sera basé sur les débits molaires des courants ainsi que sur les fractions molaires de l'éthane dans le courant dirigé vers le réseau fuel gaz. Les résultats obtenus permettront de déterminer la quantité d'éthane perdue dans chaque cas et de calculer la différence entre les deux configurations afin d'identifier le mode de fonctionnement offrant la meilleure récupération de l'éthane.

II.5.1 Cas sans reflux

Données :

Débit molaire du fuel gaz :

$$n_{FG} = 24.84 \text{ kmol} / h \quad (\text{II.3})$$

Fraction molaire de l'éthane :

$$y_{C_2} = 0.2342 \quad (\text{II.4})$$

Calcul du débit molaire d'éthane perdu n_{C_2} :

$$n_{C_2} = n_{FG} \times y_{C_2} \quad (\text{II.5})$$

$$n_{C_2} = 24.84 \times 0.2342 \quad (\text{II.6})$$

$$n_{C_2} = 5.8 \text{ kmol} / h \quad (\text{II.7})$$

II.5.2. Cas avec piquage

Données :

Débit molaire du fuel gaz :

$$n_{FG} = 59.05 \text{ kmol} / h \quad (\text{II.8})$$

Fraction molaire de l'éthane :

$$y_{C_2} = 0.0311 \quad (\text{II.9})$$

Calcul :

$$nC_2 = 59.05 \times 0.0311 \quad (\text{II.10})$$

$$nC_2 = 1.83 \text{ kmol} / h \quad (\text{II.11})$$

II.5.3 Différence des pertes d'éthane

$$\Delta nC_2 = 5.82 - 1.84 \quad (\text{II.12})$$

$$\Delta nC_2 = 3.98 \text{ kmol} / h \quad (\text{II.13})$$

Donc le fonctionnement avec piquage permet de réduire les pertes d'éthane d'environ :
3.98 kmol /h

II.5.4 Conversion en débit massique

La masse molaire de l'éthane est :

$$MC_2 = 30 \text{ kg} / \text{kmol} \quad (\text{II.14})$$

Conversion :

$$m = n \times M \quad (\text{II.15})$$

Cas sans reflux

$$mC_2 = 5.82 \times 30 \quad (\text{II.16})$$

$$mC_2 = 174.6 \text{ kg} / h \quad (\text{II.17})$$

1) Cas avec piquage

$$mC_2 = 1.84 \times 30 \quad (\text{II.18})$$

$$mC_2 = 55.2 \text{ kg} / h \quad (\text{II.19})$$

2) Différence massique

$$\Delta m = 174.6 - 55.2 \quad (\text{II.20})$$

$$\Delta m = 119.4 \text{ kg} / h \quad (\text{II.21})$$

Le Tableau II.5 ci-dessous regroupe les résultats du gain technique

Tableau II.5 : Synthèse des gains techniques obtenus grâce à l'ajout du piquage de C₂.

Paramètre	Sans Reflux	Avec Piquage C ₂	Amélioration
Pertes C ₂ fuel gaz (kmol/h)	5.82	1.84	-3.98
Pertes C ₂ fuel gaz (kg/h)	174.6	55.2	-119.4
Fraction molaire CH ₄ tête (%)	90.40	94.94	+0.50 %
NPSH disponible (m)	1.492	1.904	+0.412
Débit produit fond (kmol/h)	81.66	91.86	+10.2

L'ajout du piquage permet de réduire significativement les pertes d'éthane vers le réseau fuel gaz.

Les pertes passent de : 5.82 kmol/h à 1.84 kmol/h

Soit une réduction d'environ :

3.98 kmol/h

Ce qui correspond à :

119.4 kg/h d'éthane récupéré supplémentaires.

II.6 Estimation économique de l'éthane récupéré

Dans le but d'évaluer l'intérêt économique de la réduction des pertes d'éthane vers le réseau fuel gaz, une estimation financière de la quantité d'éthane récupérée a été réalisée. Cette analyse est basée sur la différence des pertes d'éthane obtenues entre le fonctionnement sans reflux et le fonctionnement avec piquage.

La quantité d'éthane économisée a ensuite été convertie en débit massique afin d'estimer la valeur économique correspondante selon le prix actuel du marché international de l'éthane.

Cette approche permet de mettre en évidence l'impact économique de l'amélioration des performances de séparation dans la colonne de déméthanisation.

II.6.1 Données de calcul

La différence massique obtenue précédemment est :

$$\Delta m = 119.4 \text{ kg} / h \quad (\text{II.22})$$

Le prix international de l'éthane varie selon les régions et les conditions du marché.

Les données récentes indiquent des valeurs comprises approximativement entre 500 et 900 USD/tonne selon le marché pétrochimique mondial.

Pour l'estimation économique, une valeur moyenne de :

$$\text{Prix}_{C_2} = 700 \text{ USD/tonne} \quad (\text{II.23})$$

Sera considérée.

1) Conversion en tonne par heure

$$m_{\text{tonne}} = 119.4 \div 1000 = 0.1194 \text{ tonne} / h \quad (\text{II.24})$$

2) Valeur économique horaire

$$C_h = 0.1194 \times 700 = 83.58 \text{ USD} / h \quad (\text{II.25})$$

3) Valeur économique journalière

$$C_{\text{jour}} = 83.58 \times 24 \quad (\text{II.26})$$

$$C_{\text{jour}} = 2005.92 \text{ USD} / h \quad (\text{II.27})$$

4) Valeur économique annuelle

(En considérant un fonctionnement continu) :

$$C_{\text{an}} = 2005.92 \times 365 \quad (\text{II.28})$$

$$C_{\text{an}} = 732160.8 \text{ USD/an} \quad (\text{II.29})$$

5) Valeur économique en dinar algérien :

$$1 \text{ USD} \approx 132.80 \text{ DZD} \quad (\text{II.30})$$

$$\text{Total: } 732,160.80 \text{ USD} = 97,230,954.24 \text{ DZD} \quad (\text{II.31})$$

Les résultats sont regroupés dans (le Tableau II.6).

Tableau II.6 : Estimation du gain économique lié à la récupération supplémentaire d'éthane (valorisation horaire, journalière et annuelle)

Période	Gain Estimé
Gain horaire	83.58 USD/h
Gain journalier	2 005.92 USD/jour
Gain annuel	732 160.80 USD/an
Gain annuel (DZD)	97 230 954.24 DZD/an

Les résultats (tableau II.6) montrent que la réduction des pertes d'éthane grâce au piquage permet de récupérer environ : 119.4 kg/h d'éthane, ce qui représente une valeur économique estimée à : 732160.8 USD/an.

Cette estimation met en évidence l'intérêt économique de l'amélioration des conditions opératoires de la colonne de déméthanisation, notamment par la réduction des pertes d'éthane vers le réseau fuel gaz.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le présent travail a porté sur l'analyse et l'optimisation du fonctionnement de la section de déméthanisation DC1 du complexe GL1/Z, avec un intérêt particulier accordé à la récupération de l'éthane et aux problèmes opérationnels liés au système de reflux. L'étude a été réalisée à l'aide du logiciel Aspen HYSYS afin d'évaluer l'influence des conditions de fonctionnement sur les performances de séparation de la colonne.

L'analyse du cas de référence a montré que le reflux joue un rôle déterminant dans l'efficacité de la séparation méthane-éthane et dans la stabilité hydraulique du système. À l'inverse, l'absence de reflux entraîne une dégradation importante des performances de la colonne, se traduisant par une augmentation des pertes d'éthane vers le réseau Fuel Gas, une diminution de la récupération du C₂ et une augmentation du risque de cavitation au niveau des pompes de reflux.

Afin de remédier à cette situation, une modification consistant à ajouter un piquage de C₂ au niveau du circuit de reflux a été étudiée. Les résultats de simulation ont montré que cette solution permet d'augmenter le débit de reflux, de stabiliser le niveau liquide dans le ballon de reflux et d'améliorer les conditions d'aspiration des pompes. Cette amélioration s'est traduite par une diminution des pertes d'éthane de 5,82 kmol/h à 1,84 kmol/h, soit une réduction d'environ 68 %, ainsi qu'une amélioration significative de la récupération de l'éthane dans le produit de fond.

L'évaluation économique réalisée a également mis en évidence l'intérêt de la solution proposée en raison de la valorisation supplémentaire de l'éthane récupéré. Les résultats obtenus confirment ainsi que l'optimisation du reflux constitue un levier efficace pour améliorer les performances de la section de déméthanisation tout en réduisant les contraintes opérationnelles associées au phénomène de cavitation.

En définitive, cette étude démontre que la modification proposée représente une solution techniquement pertinente pour améliorer la récupération de l'éthane, limiter les pertes vers le réseau Fuel Gas et renforcer la fiabilité opérationnelle de la section DC1.

Conclusion générale

Recommandations

Au terme de cette étude, plusieurs perspectives peuvent être envisagées afin d'approfondir les travaux réalisés :

- Réaliser une étude dynamique sous Aspen HYSYS afin d'évaluer le comportement de la section DC1 lors des variations de charge, des phases de démarrage et des perturbations opératoires.
- Étudier l'influence d'autres paramètres de fonctionnement, notamment la pression de la colonne, le taux de reflux, la température d'alimentation et l'emplacement optimal du piquage.
- Valider les résultats de simulation par comparaison avec des données industrielles réelles afin de renforcer la fiabilité du modèle développé.
- Étudier la faisabilité technique et opérationnelle de la modification proposée avant son éventuelle mise en œuvre à l'échelle industrielle.
- Réaliser une analyse technico-économique détaillée intégrant les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et le temps de retour sur investissement.
- Examiner les possibilités de récupération et de valorisation d'autres hydrocarbures, tels que le propane et le butane, afin d'améliorer davantage la rentabilité globale du procédé.

Références

- [1] International Energy Agency (2024). *World Energy Outlook 2024*.
- [2] Handbook of Natural Gas Transmission and Processing, Mokhatab, S., Mak, J.Y., Valappil, J.V., Wood, D.A. (2019). 4th Edition. Gulf Professional Publishing.
- [3] Fundamentals of Natural Gas Processing, Kidnay, A.J., Parrish, W.R., McCartney, D.G. (2019). CRC Press.
- [4] Separation Process Principles, Seader, J.D., Henley, E.J., Roper, D.K. (2016). Wiley.
- [5] Mokhatab, S., Poe, W.A., & Speight, J.G. (2006). Handbook of Natural Gas Transmission and Processing. Gulf Professional Publishing, Burlington, USA.
- [6] Kidnay, A.J., Parrish, W.R., & McCartney, D.G. (2011). Fundamentals of Natural Gas Processing (2nd ed.). CRC Press, Boca Raton.
- [7] Speight, J.G. (2019). Natural Gas: A Basic Handbook (2nd ed.). Gulf Professional Publishing, Houston.
- [8] Smith, J.M., Van Ness, H.C., & Abbott, M.M. (2005). Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics (7th ed.). McGraw-Hill, New York.
- [9] Prausnitz, J.M., Lichtenthaler, R.N., & de Azevedo, E.G. (1999). Molecular Thermodynamics of Fluid-Phase Equilibria (3rd ed.). Prentice Hall, New Jersey.
- [10] Kohl, A.L., & Nielsen, R.B. (1997). Gas Purification (5th ed.). Gulf Publishing Company, Houston.
- [11] Campbell, J.M. (2004). Gas Conditioning and Processing (8th ed.). Campbell Petroleum Series, Norman, Oklahoma.

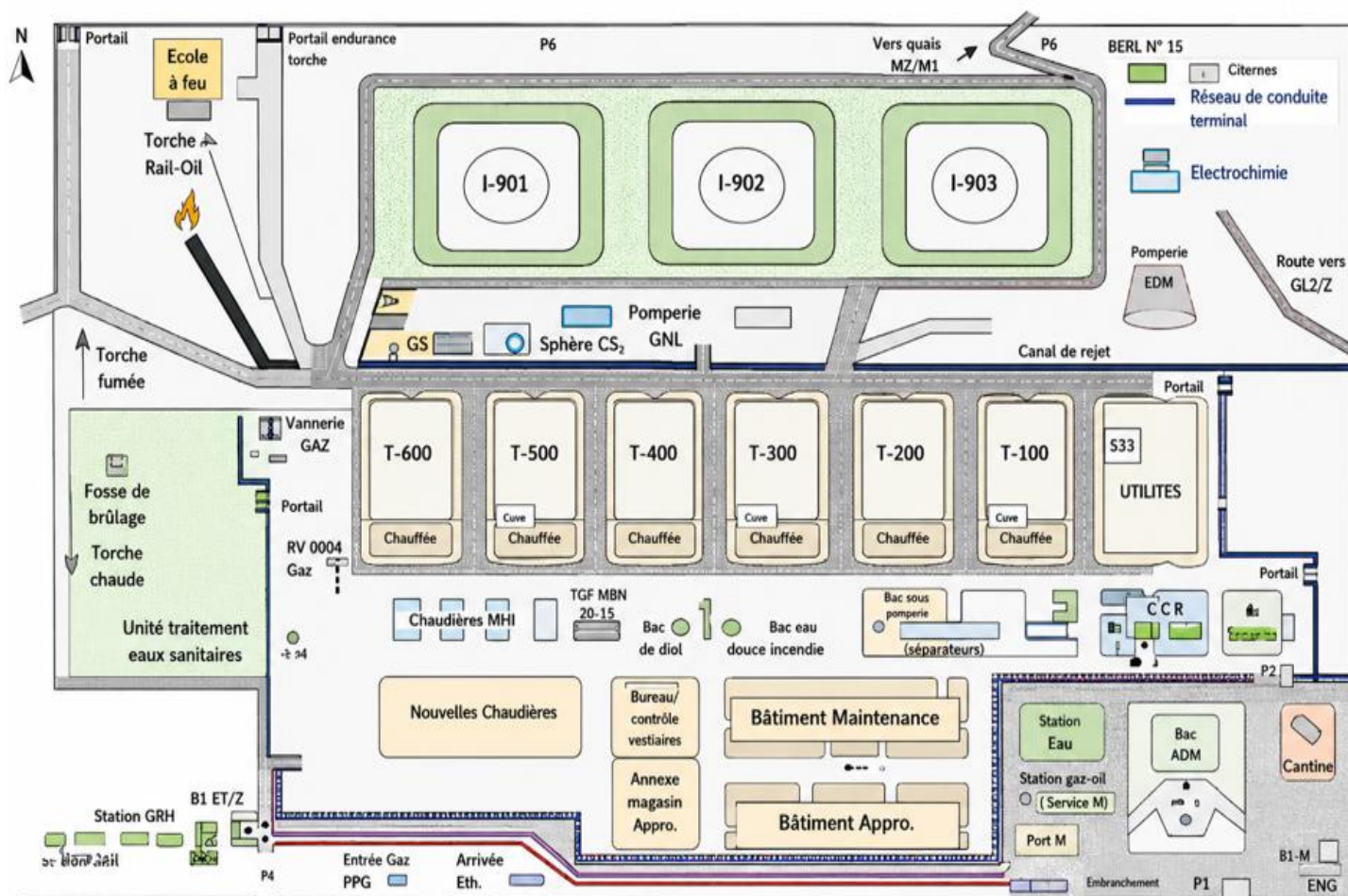
Références bibliographiques

- [12] Couper, J.R., Penney, W.R., Fair, J.R., & Walas, S.M. (2009). Chemical Process Equipment: Selection and Design (2nd ed.). Elsevier, Burlington.
- [13] Kister, H.Z. (1992). *Distillation Design*. McGraw-Hill, New York.
- [14] Gülich, J.F. (2014). Centrifugal Pumps (3rd ed.). Springer, Berlin. (NPSH, cavitation, pompes de reflux)
- [15] Brennen, C.E. (2013). Cavitation and Bubble Dynamics. Cambridge University Press, New York.
- [16] AspenTech (2023). Aspen HYSYS V12 User Guide. Aspen Technology Inc., Bedford, MA.
- [17] Oi, L.E. (2012). Aspen HYSYS Simulation of CO₂ Removal by Amine Absorption from a Gas Based Power Plant. SIMS 2012 Conference Proceedings, Norrköping, Sweden.
- [18] Towler, G., & Sinnott, R. (2013). Chemical Engineering Design: Principles, Practice and Economics of Plant and Process Design (2nd ed.). Elsevier, Amsterdam.
- [19] Sonatrach (2020). Rapport annuel – Activité GNL. Sonatrach, Alger.
- [20] Dauber, F., & Span, R. (2012). Modelling liquefied-natural-gas processes using highly accurate property models. *Applied Energy*, 97, 822-827.

Annexes

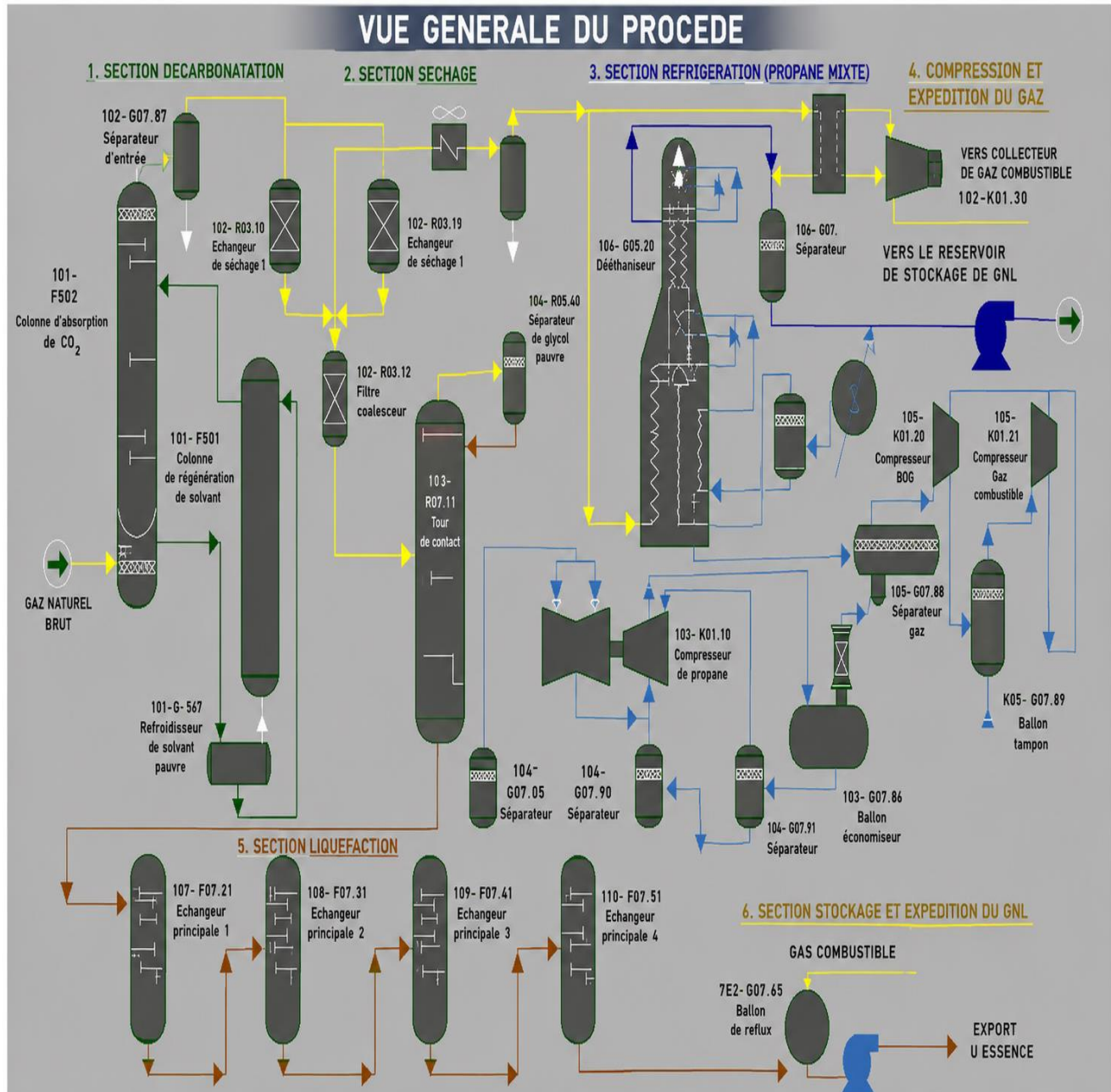
Annexe 1

Plan général du complexe GL1/Z



Annexe 2

Vue GENERALE DU PROCEDE



Annexe 3

Colonne Démethaniseur F-07.21



Annexe 4

Ballon Reflux G-07.24



Annexe 5

Refroidisseur Fond. Colonne Démethaniseur E-07.30



Annexe 6

Pompe Reflux J-07.25 / J-07.27



Annexe 7

Rebouilleur E-07.23



Annexe 8

Condenseur E-07.22



Annexe 9

Fiche Technique — Pompe Centrifuge (DS-X07-J-101, Sheet 2 of 3)

Appraisals To: ☐ Proposal ☐ Purchase ☐ As Built ☐ ASME 073.1, 073.3 ☒ API 610 ☐ Other	
Manufacturer / BECHTEL	Model DB - 1-1/2 x 2 x 8-1/2
Type DB64C	No. Stages 1
Serial No. E-6-H-00149-10	
No. Pumps Required	No. Motor Driven
Assoc. Data Sheet No. DS-X07-V-001	Pump Item No. X07-J-07.25 / 27 *
Previous Data Sheet No.	Motor Item No. X07-J-07.25M / 27M
Current Data Sheet No.	Motor Provided By Vendor
Revision Data Sheet No.	Motor Mounted By Vendor
Remarks: * "X" - denotes train #(1 to 6)	

LIQUID	OPERATING CONDITIONS	SITE CONDITIONS
Name Hydrocarbons Liquid	Capacity (m³/h)	Temp °C Max. 44 Min. -2.3
Pumping Temperature (°C)	Normal 6.37 Rated 9.55	Rel. Hum. (%) Max. 85% Min. 61%
Normal -90.5 Max Min	Disch. Press (bar a) * 32.2* (31.2 Bar EFF)	Altitude (m) sea level
Specific Gravity @ -90.5 °C 0.334	Suct. Press. (bar a)	☐ Indoor ☐ Heated ☐ Roof
Vapour press (barg) @ -90.5 °C 31.3	Max. Rated 30.3 (29.3 Barr EFF)	☒ Outdoor ☐ Unheated ☐ Mon
Viscosity (mPa.s) @ -90. °C 0.05	Diff. Pres. (bar) 1.9	Area Classification: see DS-X07-V-001
Corrosion / Erosion Caused by	Diff. Head (m) * 56.5*	Other: Humid, Saline Environment
	NPSH Available (m) 1.83	Remarks: see Spec. 20784-A-005
	Hyd. Power (kW)	
Remarks: 1. Minimum pump design temperature is -110 deg.C		

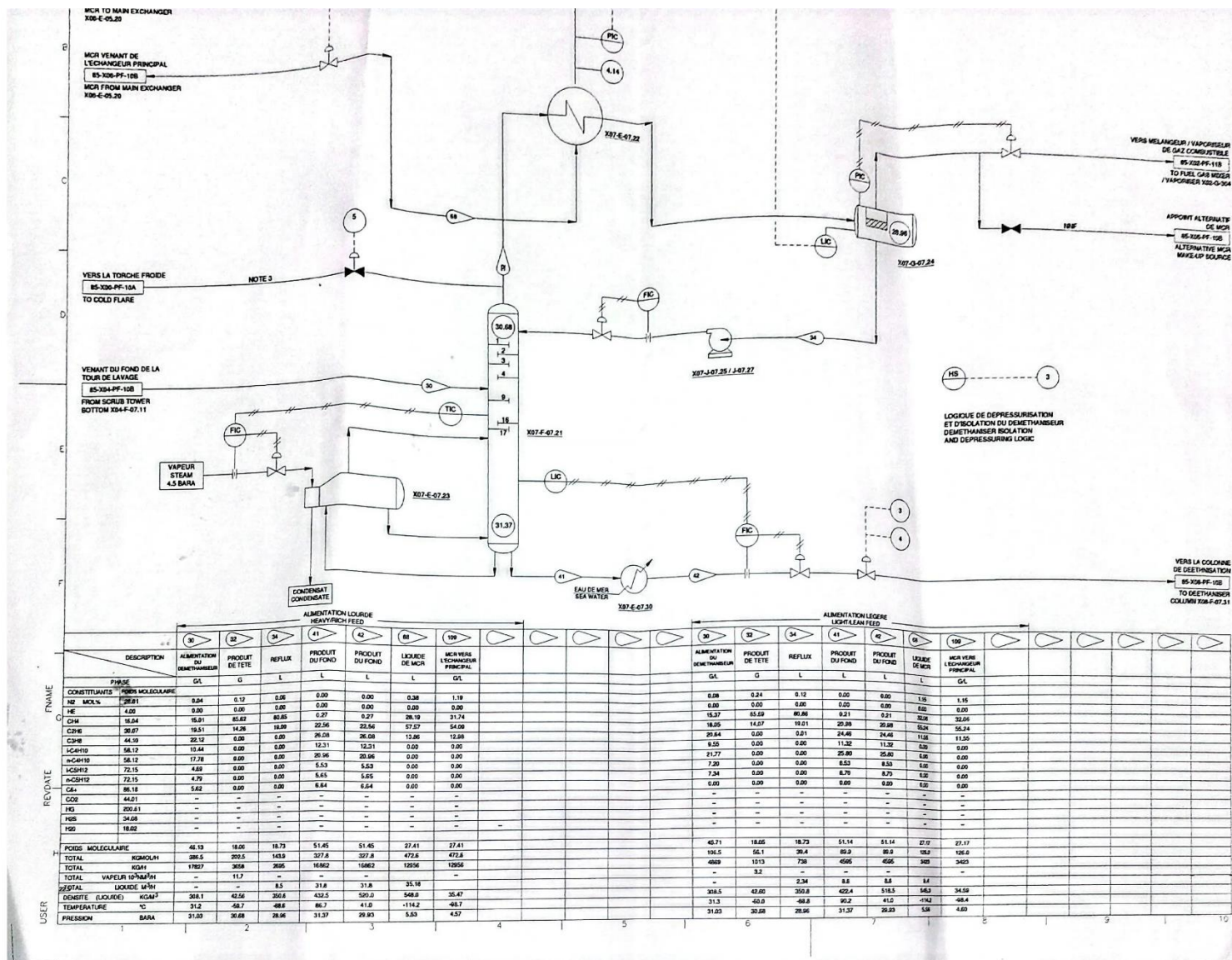
PERFORMANCE (To be completed by the Manufacturer)			
Proposal Curve No. M203	Min. Continuous Flow (m³/h)	Rated Power (kW) 1.7	
Efficiency (%) 79	Thermal Issu than 6 Stable 6	Max. Power @ Rated Imp. (kW) 2.6	
NPSH Required (m Water) 1.5	Suction Specific Speed 7643 rpm, m, m³/hr	Driver kW 5.5	
Max. Head @ Rated Imp. (m) 58.8	Impeller Dia. (mm)	Driver Speed (rpm) 2980	
Max. Head @ Max. Imp. (m) 67.1	Rated 204 Max 216 Min 171	Pump Speed (rpm) 2980	

CONSTRUCTION (To be completed by Bechtel and by Manufacturer)				
MAIN CONNECTIONS				
	SIZE	RATING	FACING	POSITION
Suction	2"	300#	RF	Side
Discharge	1-1/2"	300#	RF	Side
Bal. Drum	N / A			
OTHER CONNECTIONS				
	No.	SIZE	TYPE	
Drain	1	3/4"	Plugged	
Vent	1	3/4"	Piped & Valved	
Press. Gauge				
Temp. Gauge				
CASING MOUNTING				
☐ Foot ☐ Centerline ☐ Near Centerline ☐ Inline ☐ Sump ☒ Vertical ☐ Vertical Barrel ☐ Bracket				
CASING SPLIT				
☒ Radial ☐ Axial				
CASING TYPE				
☒ Single Volute ☐ Double Volute ☐ Diffuser ☐ Staggered ☐ Vertical Double ☐ Barrel				
IMPELLER DESIGN				
Impeller Style: ☐ Open ☒ Closed Impeller Mount: ☐ Bltwn brgs. ☒ Over hung				
Shaft Rotation (Viewed From Coupling End)				
☐ CW ☒ CCW				
SEALING SYSTEM:				
☐ Mag-Drive ☒ Mechanical Seal ☐ Packing				
VALVES				
☐ Casing Drain ☐ Purchaser ☐ Manufacturer ☐ Make ☐ Casing Vent ☐ Purchaser ☐ Manufacturer ☐ Make				
REMARKS:				

 CENTRIFUGAL PUMP DATA SHEET SI UNITS		JOB No	20 784
		DATA SHEET No.	REV
		DS-X07-J-101	2
		SHEET	2 OF 3

Annexe 10

Schéma PFD de Procédé — Unité Démethaniseur



Annexe 11

Courbe de Performance — Union Pump Company (Curve No. 720501E167-172)

