



Université 20 Août 1955 – SKIKDA  
Faculté de Technologie  
Département de Pétrochimie



## ***Mémoire De Fin D'étude***

En vue de l'obtention du diplôme de Master

**Filière :** Industries Pétrochimiques

**Spécialité :** Raffinage et Pétrochimie

### ***Thème***

***Etude théorique de la performance d'unité de la liquéfaction du gaz naturel de Skikda (étude comparative entre les valeurs réelles et celles de la simulation)***

**Préparé par :**  
Mohameden Moustapha Bidih

**Encadré par :**  
Pr. Chafia Sobhi  
Dr. Najran Yahya

### **Devant le jury**

<b>Dr. Ramdan Nassima</b>	<b>Présidente</b>
<b>Dr. Zoubida Marsa</b>	<b>Cheffe de parcours</b>
<b>Dr. boussouf ibtisssem</b>	<b>Examinatrice</b>

**2024-2025**

# *Remerciements*

*Tout d'abord, je remercie Dieu Tout-Puissant pour Ses bienfaits et pour m'avoir donné la force et la patience nécessaires à la réalisation de ce travail.*

*Je tiens à exprimer mes sincères remerciements et une pensée toute particulière à mon encadrante Pr Chafia Sobhi sur son soutien précieux tout au long de l'élaboration de ce mémoire. Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à mon Co-encadrant, Dr. Najran Yahya, ainsi qu'à Mr. Farid Larkem, ingénieur au sein de l'unité de GNL, pour leurs aides et leur précieuse contribution. J'adresse également mes vifs remerciements aux membres du jury, en particulier à Dr Ramdan Nassima Présidente du membres et aux Docteurs Zoubida Marsa et bousouf ibtissem, pour l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptant d'évaluer ce modeste travail. Mes remerciements s'adressent également au Professeur Mahmoud Boughazi, formateur à l'IAP, ainsi qu'à l'ensemble de mes enseignants pour la qualité de l'enseignement dispensé et leur engagement tout au long de mon parcours universitaire.*

*Enfin, j'adresse mes pensées les plus sincères à ma famille et à mes amis pour leur soutien moral indéfectible, leur patience et leurs encouragements qui ont été essentiels durant toutes ces années d'études.*

## *Dédicace*

*Entre joie et tristesse, je dédie ce modeste travail à celui dont je porte le nom avec fierté, à celui qui m'a soutenu sans limite, à celui qui m'a appris que la vie est un combat dont les armes sont le savoir et la connaissance : mon père, que Dieu lui accorde Sa miséricorde.*

*Cette dédicace s'adresse également à ma chère mère, source inépuisable de tendresse, de soutien et de courage, que Dieu la protège et lui accorde une longue vie.*

*Et à mon professeur et formateur, Mr. Aini Saadbouh, que j'aurais tant aimé partager avec lui ce moment de réussite. Que Dieu lui accorde Sa miséricorde.*

## المخص:

يهدف هذا البحث إلى نمذجة وحدة GL1/K بسكيدة باستخدام برنامج Aspen HYSYS ، وذلك بالاعتماد على مخطط سير العمليات (PFD) الخاص بالوحدة. وقد أُجريت مقارنة دقيقة بين نتائج المحاكاة والبيانات الواردة في مخطط العمليات، والتي تُعد بمثابة قياسات ميدانية واقعية، مما مكن من تحديد عدة فروقات جوهرية. وقد خضعت هذه الفروقات لتحليل معمق بهدف تحديد الأسباب المحتملة، ومنها ما يرتبط بحدود النموذج المستخدم، أو بالافتراضات التبسيطية المعتمدة، أو بتغيرات الظروف التشغيلية الفعلية. استنادًا إلى هذه التحليلات، تم اقتراح سبل متعددة للتحسين، شملت تعديل بعض معطيات المحاكاة، ومراجعة ظروف التشغيل، بالإضافة إلى تقديم توصيات تهدف إلى رفع الكفاءة الطاقوية العامة للعملية. وتسهم هذه الدراسة في تعميق فهم حدود النمذجة الرقمية، كما تقدم حلولاً عملية لتعزيز الأداء التشغيلي لوحدات تمييع الغاز الطبيعي المسال .

## Résumé

L'objectif de ce mémoire c'est la modélisation de l'unité GL1/K SKIKDA à l'aide du logiciel Aspen HYSYS, en se basant sur leur process flow diagram(PFD). Une comparaison rigoureuse entre les résultats simulés et les valeurs de (PFD) considéré comme des valeurs mesurées sur le terrain a permis d'identifier plusieurs écarts significatifs. Ces divergences ont été analysées en profondeur afin d'en déterminer les causes possibles, notamment les limitations du modèle, les hypothèses simplificatrices, ou encore les variations des conditions opératoires.

Sur la base de cette analyse, des pistes d'amélioration ont été proposées, incluant l'ajustement de certains paramètres de simulation, la révision de certaines conditions de fonctionnement, et des recommandations pour améliorer l'efficacité énergétique globale du procédé. Ce travail contribue ainsi à une meilleure compréhension des limites de la modélisation et propose des solutions concrètes pour une exploitation plus optimale des unités de liquéfaction du GNL.

**Mots-clés** : GNL, liquéfaction, simulation, optimisation, Aspen HYSYS, écart simulation-réalité, efficacité énergétique.

## Abstract

The objective of this thesis is to model the GL1/K natural gas liquefaction unit in Skikda using **Aspen HYSYS**, based on the plant's *Process Flow Diagram* (PFD). A thorough comparison between the simulated results and the PFD values—considered as representative of real field measurements revealed several significant discrepancies. These deviations were analyzed in depth to identify their possible causes, including model limitations, simplifying assumptions, and variations in operating conditions.

Based on this analysis, several improvement avenues were proposed, such as adjusting specific simulation parameters, revising certain operating conditions, and providing recommendations to enhance the overall energy efficiency of the process. This work thus contributes to a better understanding of the limitations of process modeling and offers concrete solutions for optimizing the performance of LNG liquefaction units.

## Table des matières

Liste des figures.....	VII
Liste des tableaux .....	VIII
<b>Introduction Générale</b> .....	1
Chapitre I : Généralités sur la liquéfaction du gaz naturel .....	2
I.1. Introduction .....	2
I.2 Historique du GNL.....	2
I.3. Les sources du gaz naturel.....	3
I.4. Le gaz naturel dans le monde et en Algérie .....	4
I.4. 1.Dans le monde.....	4
I.4. 2. Le GN en Algérie .....	5
I.5. Composition et propriétés du Gaz naturel.....	5
I.5. 1. Caractéristiques du gaz naturel.....	5
I.5.2. Les différents types de gaz naturel .....	6
I.7. Procédés de liquéfaction du gaz naturel .....	7
I.7. 1.Traitement du gaz naturel.....	7
I.7.2. Liquéfaction du gaz naturel.....	7
I.7.2. 1. Procédé de liquéfaction à réfrigérant mixte .....	8
I.7.2. 2. Procédé de liquéfaction en cascade.....	10
I.7.2. 3. Procédés à base de turbine .....	11
Chapitre II : Présentation technologique du complexe GL1K .....	12
II .1. Situation géographique : .....	12
II.2. Caractéristiques de production :.....	12
II.3. Présentation des différentes unités :.....	13
II .3.1 Les utilités :.....	13
II .4. Composition du gaz d'alimentation :.....	15
II .5. Train de liquéfaction et de fractionnement : .....	15
II .5. 1. Traitement du gaz naturel : .....	16
II .5. 1.1. Introduction :.....	16
II .5.1.2. Décarbonatation : .....	17
II .5.1.3. Déshydratation : .....	18
II .5.1.4. La démercurisation : .....	19
II .5.2. La Liquéfaction .....	20
II .5.2.1. But de la liquéfaction .....	20
II .5.2.2. Le procédé PRICO :.....	20

II .5.2.3. Le procédé APCI : .....	22
II .6. La composition du GNL : .....	24
II .7. Fractionnement des produits lourds : .....	24
Chapitre III : Simulation de l'unité de liquéfaction.....	27
III .1. Introduction.....	27
III .2 Présentation du simulateur Hysys.....	27
III .3. Les étapes de simulation.....	28
III .3. 1 Résultats de la section de purification .....	32
III .3.2 Résultats de la section de pré-refroidissement au propane.....	34
III .3.3 Résultats de la section de liquéfaction (MRC) .....	34
III .3.4 Bilan énergétique global de l'unité.....	35
III .4. Analyse comparative des performances .....	36
III .4. 1. Comparaison entre valeurs simulées et valeurs réelles (Écart observés).....	36
III .4. 2. Analyse des écarts et interprétation des résultats .....	36
<b>III .4.3. Propositions d'amélioration et optimisation</b> .....	38
<b>Conclusion</b> .....	39
Bibliographie .....	40

## Liste des figures

Figure I-1: La chaine de GNL .....	7
Figure I-2:Schéma simplifié du procédé DMR .....	9
Figure I-3:Procédé de liquéfaction à C3/MR .....	9
Figure I-4:Diagramme simplifié du procédé de cascades .....	10
Figure I-5: Procédés à base de turbine.....	11
Figure II-6 : Situation géographique du complexe GL1K.....	12
Figure II-7:Utilités du MEGA-TRAIN.....	13
Figure II-8 : Schéma processus de traitement et liquéfaction du GN.....	16
Figure II-9:schéma processus de décarbonatation du GN .....	17
Figure II-10: schéma processus de déshydratation du GN .....	18
Figure II-11: Schéma processus de démercuration du GN .....	19
Figure II-12:Le procédé PRICO .....	20
Figure II-13: Le procédé APCI.....	22
Figure II-14: Schéma simplifié du fractionnement des produits lourds .....	25
Figure III-15: interface de démarrage.....	28
Figure III-16: Interface d'insertion de la List-composants .....	29
Figure III-17: interface de fluides packages .....	30
Figure III-18: interface de simulation.....	31
Figure III-19: Interface des conditions de la charge.....	31
Figure III-20: Propane Pre-cooled Mixed Refrigerant Cycle (C3/MRC).....	32
Figure III-21: Section de Purification du gaz naturel .....	33
Figure III-22: Train de pré-refroidissement au propane .....	34
Figure III-23: Section de liquéfaction avec un réfrigérant mixte (MR) .....	35

## **Liste des tableaux**

Tableau 1:Les principales réserves du GN dans le monde .....	4
Tableau 2:les principaux pays producteurs de GN dans le monde .....	4
Tableau 3:Composition du gaz naturel HASSI R'MEL .....	15
Tableau 4:la composition du GNL de Skikda .....	24
Tableau 5:Description des colonnes de fractionnement .....	25
Tableau 6:représentation des débits des sous-produits .....	26
Tableau 7:composition du gaz naturel purifié .....	33
Tableau 8:Bilan énergétique global de l'unité.....	35
Tableau 9:Comparaison entre valeurs simulées et valeurs réelles .....	36

## Introduction Générale

Dans un contexte mondial marqué par une croissance continue de la demande énergétique et une volonté affirmée de transition vers des sources d'énergie plus propres, le gaz naturel s'impose aujourd'hui comme une alternative stratégique aux énergies fossiles traditionnelles, notamment le charbon et le pétrole[1]. Grâce à ses réserves abondantes, sa combustion plus propre et sa flexibilité d'utilisation, il occupe une place de plus en plus importante dans le mix énergétique mondial[2]. Il est également perçu comme un vecteur clé de la transition énergétique, en raison de ses émissions de CO<sub>2</sub> relativement faibles par rapport aux autres combustibles fossiles[3].

Par ailleurs, la part du gaz naturel dans le commerce mondial de l'énergie ne cesse de croître. Toutefois, son état gazeux à température et pression ambiantes rend son transport complexe et coûteux, notamment sur de longues distances[4]. Pour cette raison, des technologies de liquéfaction sont utilisées afin de transformer le gaz naturel en gaz naturel liquéfié (GNL), permettant ainsi son transport par navires méthaniers[5]. Ces procédés de liquéfaction nécessitent des systèmes de réfrigération puissants, fonctionnant à des températures très basses, ce qui entraîne une forte consommation d'énergie, ainsi que des coûts d'investissement et d'exploitation importants[6].

Dans ce cadre, l'optimisation de la conception et du fonctionnement des unités de liquéfaction est devenue un enjeu majeur. Les installations classiques, situées à terre et de grande capacité, cherchent généralement à améliorer leur efficacité énergétique ou leur productivité afin d'augmenter leur rentabilité[7]. Cependant, l'intérêt croissant pour l'exploitation de gisements de gaz éloignés, ou en mer à travers des unités flottantes (FLNG), oblige à intégrer d'autres critères dans l'optimisation des procédés. Il s'agit notamment de la compacité des équipements, de la sécurité, de la réduction de l'impact environnemental, et de la flexibilité des opérations[8].

Ce mémoire s'inscrit dans ce contexte et vise à étudier la performance d'unité de liquéfaction du gaz naturel de Skikda GLIK (nouveaux méga-train), en faisant une comparaison entre les valeurs réelles et celles de la simulation

Ce mémoire est composé d'une introduction et trois chapitres :

- Chapitre I : Généralités sur la liquéfaction du gaz naturel
- Chapitre II : Présentation technologique du complexe GL1/K
- Chapitre III : Simulation de l'unité de liquéfaction

# **Chapitre I : Généralités sur la liquéfaction du gaz naturel**

## **Chapitre I : Généralités sur la liquéfaction du gaz naturel**

### **I.1. Introduction**

Le gaz naturel est aujourd'hui considéré comme le combustible fossile le plus efficace en matière d'énergie. Il présente de nombreux avantages par rapport au pétrole ou au charbon, notamment en termes de rendement énergétique. Bien réparti à travers le monde, relativement propre et de plus en plus utilisé, il possède plusieurs qualités majeures : une abondance relative, une grande souplesse d'utilisation, de bonnes performances écologiques et des prix compétitifs. La valorisation du gaz naturel repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, depuis la production jusqu'au traitement et au transport. De plus en plus recherché, tant pour ses avantages environnementaux que pour son efficacité énergétique, le gaz naturel est aujourd'hui considéré comme une énergie de premier choix pour accompagner la transition énergétique au XXI<sup>e</sup> siècle. Sa disponibilité et son faible impact environnemental renforcent son rôle dans la production électrique mondiale. Tout comme le pétrole ou le charbon, le gaz naturel est une énergie fossile. Il se trouve naturellement piégé dans des roches poreuses sous forme gazeuse. C'est un mélange gazeux dont le constituant principal, à hauteur de 70 % à 95 %, est le méthane (CH<sub>4</sub>). Ce gaz est donc principalement constitué d'hydrogène et de carbone, ce qui explique qu'on le classe parmi les hydrocarbures[9].

### **I.2 Historique du GNL**

La production de gaz naturel liquéfié (GNL) a commencé en 1912 en Virginie (États-Unis) avec la construction de la première usine de GNL. Cette installation était de type "peak shaving". Contrairement aux usines à flux continu, ce type d'usine liquéfie le gaz naturel pendant les périodes de faible consommation afin de le stocker et de le regazéifier pour l'injecter dans le réseau lors des pics de demande[4]. En 1941, une autre installation de "peak shaving" a été mise en service à Cleveland (États-Unis), mais elle fut le théâtre d'un grave accident en 1944, entraînant la mort de 128 personnes. Au début des années 1950, aux États-Unis, l'idée d'utiliser des barges pour transporter du GNL depuis la Louisiane via le Mississippi a été envisagée. Ce gaz liquéfié devait servir de réfrigérant dans des usines de transformation à Chicago. En 1954, la France et le Royaume-Uni ont lancé des programmes de recherche pour explorer la possibilité d'importer du GNL par voie maritime depuis le Moyen-Orient. Ces travaux ont principalement porté sur deux défis :

La sélection des matériaux pour la fabrication des cuves de stockage et le choix des matériaux isolants pour limiter les pertes thermiques et protéger les structures.

## **Chapitre I : Généralités sur la liquéfaction du gaz naturel**

En 1959, la transformation du navire Méthane Pioneer pour le transport de GNL dans des cuves en aluminium a marqué le début du transport commercial de GNL, entre les États-Unis et le Royaume-Uni. Au total, sept traversées ont été réalisées, et en parallèle, un Liberty Ship nommé Beauvais a été modifié pour tester différents types de citernes. (Les Liberty Ships étaient des cargos construits en masse par les États-Unis pendant la Seconde Guerre mondiale pour le ravitaillement des forces alliées).

En 1962, les premières commandes de navires méthaniers ont été enregistrées : Méthane Pioneer et Méthane Progress au Royaume-Uni, ainsi que Jules Verne en France[10]. Entre 1964 et 1965, la première chaîne commerciale de GNL à grande échelle a été mise en service. Elle comprenait : Le gisement de Hassi R'Mel dans le Sahara algérien (HR1, découvert en 1956), l'usine de liquéfaction de la CAMEL à Arzew (Algérie), Trois méthaniers (Méthane Princess, Méthane Progress, Jules Verne, ce dernier rebaptisé Cinderella encore en service à ce jour), et les terminaux de Canvey Island (Royaume-Uni) et du Havre (France) pour réceptionner, regazéifier le GNL, puis le redistribuer aux consommateurs[11].

En 1969, l'usine de Kenai, en Alaska, a démarré sa production. À partir des années 1970, plusieurs nouvelles unités de liquéfaction ont vu le jour, notamment en Afrique (Libye, Algérie) et en Asie du Sud-Est (Indonésie). En 1977, la première usine de GNL au Moyen-Orient a été mise en service à Das Island, à Abu Dhabi[12].

À partir de la fin des années 1970, la capacité mondiale de production a progressivement augmenté avec la mise en service de nouvelles usines en Asie du Sud-Est (Indonésie, Malaisie, Brunei), en Australie, en Afrique (Algérie, Nigeria, Égypte), au Moyen-Orient (Abu Dhabi, Qatar, Oman) et en Amérique du Sud (Trinité-et-Tobago)[13].

Aujourd'hui, la grande majorité des usines de liquéfaction à travers le monde utilisent le procédé APCI (Air Products and Chemicals Incorporated)[14].

### **I.3. Les sources du gaz naturel**

Le gaz naturel est une source d'énergie fossile dont l'origine est principalement liée à la décomposition de matières organiques (plantes, animaux et micro-organismes) piégées dans les sédiments au cours de millions d'années. Ces matières se sont transformées progressivement en hydrocarbures sous l'effet de différents processus géologiques.

Sur le plan géologique, le gaz naturel peut être classé en deux grandes catégories selon la nature des réservoirs qui le contiennent :

## Chapitre I : Généralités sur la liquéfaction du gaz naturel

- **Les gisements conventionnels**, généralement composés de roches poreuses (grès, calcaires), renferment du gaz libre. Ce gaz peut être **associé** au pétrole ou **non associé**, c'est-à-dire présent seul dans la roche réservoir.
- **Les gisements non conventionnels** regroupent différentes sources comme le méthane de houille, les gaz de schiste, les sables compacts, les aquifères sous pression ou les hydrates de gaz. Ces réservoirs contiennent de grandes quantités de gaz, mais leur exploitation nécessite des technologies spécifiques et coûteuses, comme la fracturation hydraulique ou le forage horizontal[15].

### I.4. Le gaz naturel dans le monde et en Algérie

#### I.4. 1. Dans le monde

Le gaz naturel s'est formé depuis des millions d'années à partir des dépôts organiques au fond des océans ou des lacs. On le trouve en gisement sec (accompagné parfois de gouttelettes dispersées de pétrole parce que le pétrole a " fui " ailleurs, ou parce qu'il ne s'est pas formé en quantité suffisante).

On le trouve également en gisement humide (associé au pétrole). Le plus souvent, le gaz, moins lourd, occupe la partie supérieure de la cavité appelée " roche réservoir" la partie moyenne, et de l'eau salée, la partie basse. Il arrive aussi que le gaz naturel soit seul.

Dans le tableau suivant, voici quelques éléments d'appréciation des principales réserves prouvées de gaz naturel dans le monde (en m<sup>3</sup>) [16] .

Tableau 1: Les principales réserves du GN dans le monde

	<b>Pays</b>	<b>Réserves prouvées en milliards de m<sup>3</sup></b>
<b>1</b>	La Russie	37 400
<b>2</b>	L'Iran	32 100
<b>3</b>	Le Qatar	24 700
<b>4</b>	Le Turkménistan	13 600
<b>5</b>	Les États-Unis	12 600

La production mondiale de gaz s'est élevée à **4 059 milliards de m<sup>3</sup> en 2023**. Les cinq pays produisant le plus de gaz naturel au monde sont : [16] .

Tableau 2: les principaux pays producteurs de GN dans le monde

	<b>Pays</b>	<b>Production par an en milliards de m<sup>3</sup></b>
<b>1</b>	Les États-Unis	1 053,3
<b>2</b>	La Russie	586,4

## **Chapitre I : Généralités sur la liquéfaction du gaz naturel**

---

<b>3</b>	L'Iran	251,7
<b>4</b>	La Chine	234,3
<b>5</b>	Le Canada	190,3

### **I.4. 2. Le GN en Algérie**

L'Algérie se classe parmi les principaux acteurs mondiaux dans la production et l'exportation de gaz naturel. Elle possède des réserves considérables, estimées à environ 4 500 milliards de mètres cubes, localisées principalement dans le sud du pays, notamment dans les bassins de Hassi R'Mel, Illizi et Berkine. Grâce à ces ressources, l'Algérie détient la dixième plus grande réserve de gaz naturel au monde. Sur le plan de la production, avec une production annuelle dépassant les 100 milliards de mètres cubes ces dernières années, elle occupe le septième rang mondial. Les exportations algériennes sont essentiellement destinées au marché européen, à la fois par gazoducs — tels que Medgaz et Transmed — et sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL) à partir des complexes de liquéfaction situés à Arzew et Skikda[17].

### **I.5. Composition et propriétés du Gaz naturel**

Le GN est composé principalement de méthane (95%) et d'éthane (2%) avec un peu des hydrocarbures plus lourds que le méthane (de C<sub>2</sub> à C<sub>8</sub>), du dioxyde de soufre SO<sub>2</sub>, du sulfure d'hydrogène appelé aussi gaz acide H<sub>2</sub>S, du dioxyde de carbone CO<sub>2</sub>, de l'azote N<sub>2</sub> et Parfois de petites quantités d'Hélium (He) et de Mercure (Hg)[18].

#### **I.5. 1. Caractéristiques du gaz naturel**

##### **a) La densité du gaz naturel**

Sous l'hypothèse que, dans les conditions de référence envisagées, une mole du gaz en question occupe le même volume qu'une mole d'air, on la définit comme le quotient de sa masse molaire par celle de l'air dans des conditions normales de température et de pression[9].

##### **b) Le pouvoir calorifique (PC)**

C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une quantité unitaire du gaz, la combustion étant effectuées à la pression atmosphérique et à une température. Le pouvoir calorifique s'exprime en joules par mètre cube (J/m<sup>3</sup>), il se divise en deux :

Pouvoir calorifique supérieur (PCS) ;

Pouvoir calorifique inférieur (PCI)[9].

## **Chapitre I : Généralités sur la liquéfaction du gaz naturel**

### **I.5.2. Les différents types de gaz naturel**

L'apparition d'une phase liquide dépend des conditions de température et de pression dans le réservoir et en surface, ce qui conduit à distinguer les types suivants :

- a) Gaz sec :** ne forme pas de gaz liquide dans les conditions de production.
- b) Gaz humide :** forme une phase liquide au cours de production dans les conditions de surface, sans qu'il y ait condensation rétrograde dans le gisement.
- c) Gaz à condensât :** forme une phase liquide dans le réservoir lors de productions par condensation rétrograde.
- d) Gaz associé :** Coexistant dans le réservoir avec une phase « huile ». Le gaz associé comprend le gaz de couverture et le gaz dissous [9].

### **I.6. La chaîne de GN**

Il semble que le gaz naturel liquéfié (GNL) s'impose comme un élément clé pour la promotion de l'industrie gazière à l'échelle mondiale. Son avantage découle de la flexibilité qu'il procure et qui permet aux utilisateurs l'accès à des sources lointaines par des voies libres et diverses, sans risque géopolitique. En outre, la demande grandissante d'énergie écologique ainsi que les avancées technologiques qui ont considérablement élargi les options de transport de cette énergie sont également des éléments clés de sa croissance.

La chaîne du GNL est composée de cinq principales étapes : l'exploration et l'acheminement du gaz naturel vers des usines de liquéfaction, qui permet de réduire environ 600 fois son volume ce qui donne le GNL transporté par voies maritimes sur de grandes distances dans des méthaniers, et enfin la regazéification du GNL et sa mise sur les marchés des pays consommateurs. En plus de son utilisation comme source d'énergie dans l'industrie pétrochimique et par les ménages, le gaz naturel, tient une bonne part de sa popularité de la production d'électricité à partir de centrales alimentées au gaz. Le recours croissant à cette énergie s'explique par ses effets sur l'environnement moins nuisibles par rapport à d'autres combustibles fossiles ; il n'est aucunement toxique, sa combustion est moins polluante que celle du pétrole ou du charbon (dans de bonnes conditions de combustion, le seul rejet est le gaz carbonique), de son efficacité accrue, de délais de construction relativement plus courts, des centrales de cogénération et des faibles coûts en capital associés à leur utilisation.

Comme décrit sur la figure I-1 , la chaîne d'approvisionnement du GNL comprend une phase de production, de liquéfaction du gaz, son transport dans des méthaniers, la regazéification au point de livraison et le transport vers les utilisateurs finaux par gazoducs à haute pression[19]

## Chapitre I : Généralités sur la liquéfaction du gaz naturel

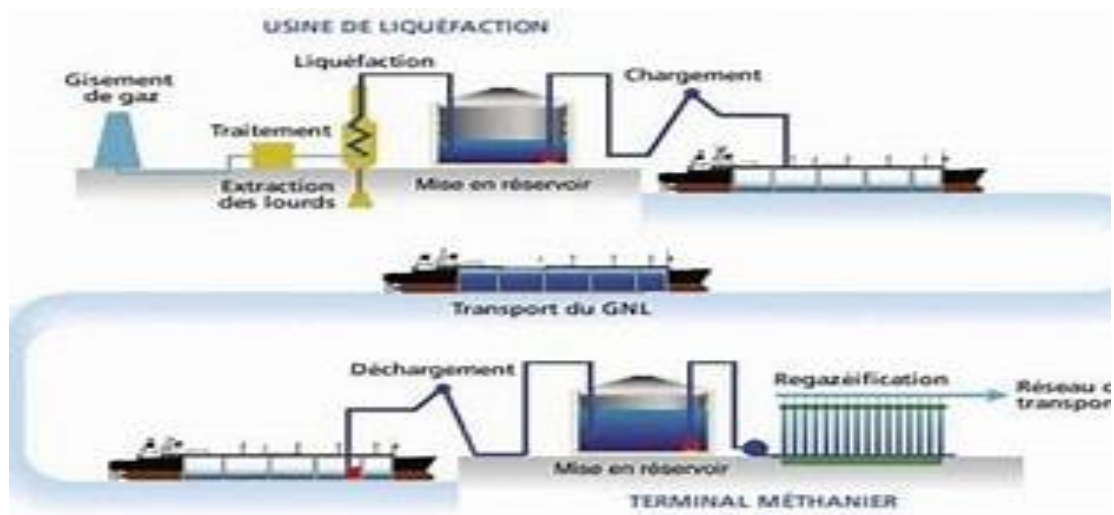


Figure I-1: La chaîne de GNL

### I.7. Procédés de liquéfaction du gaz naturel

#### I.7. 1. Traitement du gaz naturel

Avant d'arriver aux unités de liquéfaction le gaz naturel subit des traitements afin de débarrasser les impuretés et les hydrocarbures lourds. Pour amener le gaz à des spécifications commerciales ou de transports bien définies.

Certains composants du gaz naturel doivent être extraits soit pour des raisons imposées par les étapes de traitement ou de transport, soit pour se conformer à des spécifications commerciales ou réglementaires, il est nécessaire d'éliminer au moins partiellement :

- H<sub>2</sub>S : toxique et corrosif.
- CO<sub>2</sub> : corrosif et de valeur thermique nulle.
- Hg : corrosif dans certains cas.
- H<sub>2</sub>O : conduisant à la formation des hydrates.
- Les hydrocarbures lourds : condensant dans les réseaux de transport.
- N<sub>2</sub> : de valeur thermique nulle.[20]

#### I.7.2. Liquéfaction du gaz naturel

L'objectif de tout processus de liquéfaction du gaz naturel est d'utiliser le refroidissement pour liquéfier puis sub-refroidir le flux de gaz d'alimentation à une température se situant entre -163°C et -155°C (110,15 K – 118,15 K), afin que le mélange conserve son état liquide lors de l'expansion à la pression de stockage. Comme dans tout processus de réfrigération, la chaleur

## **Chapitre I : Généralités sur la liquéfaction du gaz naturel**

est transférée d'une source vers un réceptacle, dont la température est supérieure à celle de la source [19].

On distingue trois grandes catégories de procédés de liquéfaction utilisés pour la production de GNL : les procédés à réfrigérant mixte, les procédés à cascade de réfrigérant pur, et les procédés basés sur une turbine.

### **I.7.2. 1. Procédé de liquéfaction à réfrigérant mixte**

Le procédé de liquéfaction à réfrigérant mixte est l'un des procédés de liquéfaction du gaz naturel (GN) les plus fréquemment utilisés. Ce type de procédé utilise un réfrigérant mixte multi composant (MR) pour remplacer plusieurs réfrigérants à composants purs. Il présente les avantages suivants : moins d'équipements nécessaires, un procédé simple et un investissement réduit. Il est donc largement utilisé dans les usines de gaz naturel liquéfié (GNL) à petite échelle (onshore), à échelle moyenne, de type pointe (peak-shaving), ainsi que dans les grandes usines de GNL.

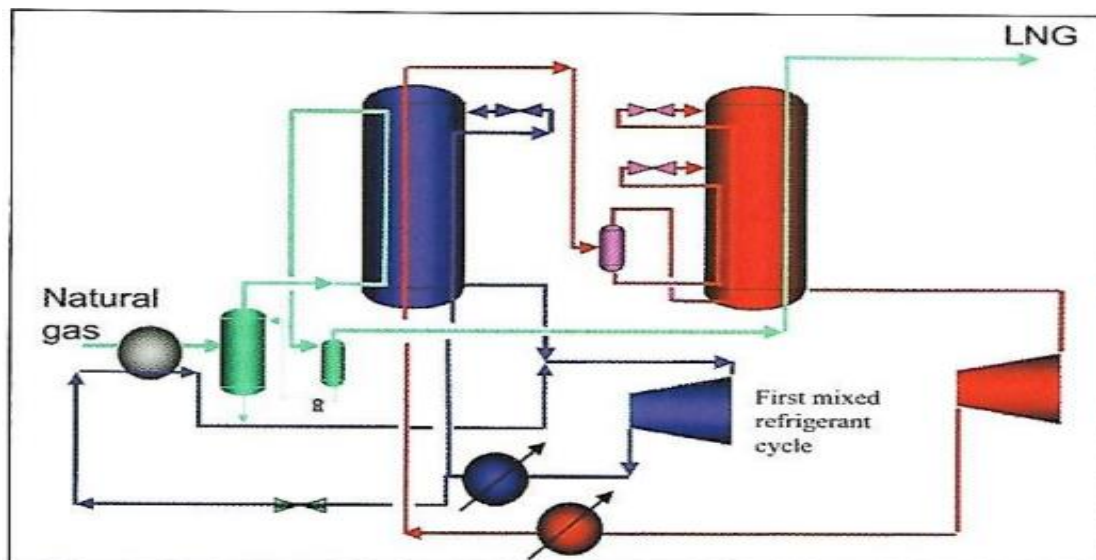
Lors du fonctionnement du procédé de liquéfaction à réfrigérant mixte, au-delà de la structure de conception propre au procédé, des paramètres clés tels que les propriétés du gaz d'alimentation, les paramètres du cycle de réfrigérant mixte et la composition du mélange réfrigérant ont également une influence significative sur les performances du procédé. Par conséquent, de nombreux chercheurs se consacrent à la conception et à l'optimisation de nouveaux procédés de liquéfaction à réfrigérant mixte, dans le but d'améliorer les performances tout en réduisant la consommation énergétique [21].

Selon la classification des réfrigérants mixtes, le cycle de réfrigération peut être divisé en :

**a) Procédé de liquéfaction à réfrigérant mixte double (DMR)**

Le procédé DMR (Double Mixed Refrigerant) est une technologie avancée utilisée pour la liquéfaction du gaz naturel dans les unités de GNL (Gaz Naturel Liquéfié). Ce procédé combine deux cycles de réfrigération séparés, chacun utilisant un réfrigérant mixte (mélange de plusieurs hydrocarbures légers comme le méthane, éthane, propane, butane, etc.), pour atteindre une efficacité énergétique élevée [22].

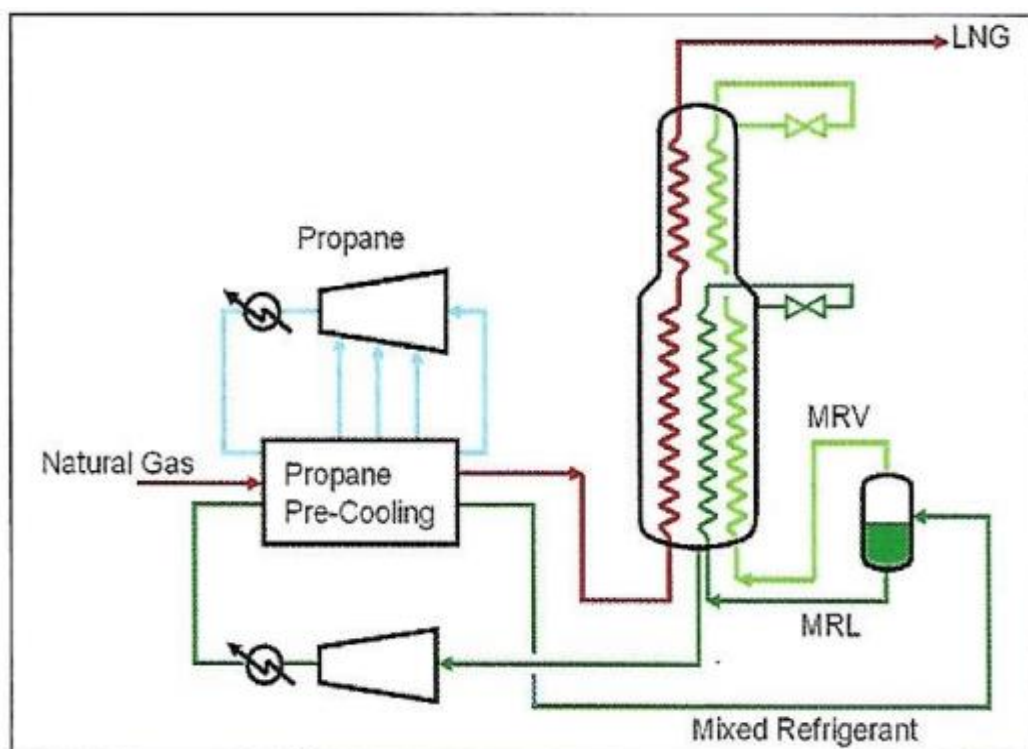
La figure I-2 illustre un schéma simplifié du procédé DMR



*Figure I-2: Schéma simplifié du procédé DMR*

**b) Procédé de liquéfaction à réfrigérant mixte avec pré-cooling au propane (C3/MR)**

La figure I-3 illustre un schéma simplifié du procédé C3MR. Un procédé C3MR typique comprend deux cycles de réfrigération. Le cycle de pré-cooling utilise un composant pur (le propane), Le cycle de liquéfaction et de sous-refroidissement utilise un réfrigérant mixte composé d'azote, de méthane, d'éthane et de propane.



*Figure I-3: Procédé de liquéfaction à C3/MR*

## Chapitre I : Généralités sur la liquéfaction du gaz naturel

### I.7.2. 2. Procédé de liquéfaction en cascade

Le procédé de liquéfaction en cascade est un ancien type de procédé de liquéfaction du gaz naturel (GN). Dès les années 1960, ce procédé avait atteint des standards techniques matures et était largement utilisé dans le domaine de la liquéfaction du gaz naturel.

Un cycle typique de réfrigération en cascade comporte trois cycles de réfrigération, chacun utilisant un réfrigérant différent. Ces trois cycles sont connectés en série et utilisent respectivement comme réfrigérants le méthane, l'éthylène (ou l'éthane), et le propane.

- Le premier étage (cycle au propane) fournit la capacité de refroidissement pour le méthane, l'éthylène (ou l'éthane), et le gaz naturel.
- Le deuxième étage (cycle à l'éthylène ou à l'éthane) fournit la capacité de refroidissement pour le méthane et le gaz naturel.
- Le troisième étage (cycle au méthane) fournit la capacité de refroidissement finale pour liquéfier complètement le gaz naturel[22] .

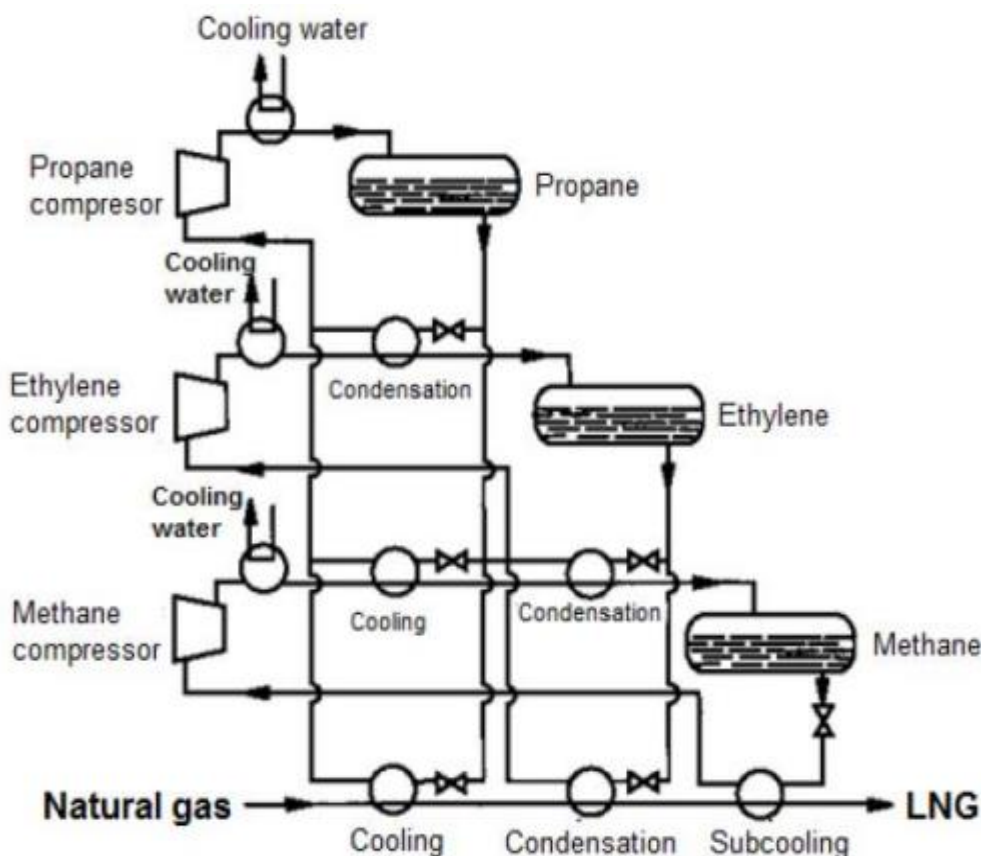


Figure I-4: Diagramme simplifié du procédé de cascades

## Chapitre I : Généralités sur la liquéfaction du gaz naturel

### I.7.2. 3. Procédés à base de turbine

Les procédés à base de turbine reposent sur le cycle de Brayton inverse, plutôt que sur le cycle de ré-compression de vapeur. Dans ces procédés, un réfrigérant généralement de l'azote ou un mélange d'azote et de méthane est d'abord comprimé à très haute pression (souvent supérieure à 10 MPa). Puis ce réfrigérant à haute pression est pré-refroidi (en même temps que le gaz naturel) dans un échangeur de chaleur à courants multiples. Il est ensuite détendu à basse pression à travers une turbine, ce qui entraîne une réduction supplémentaire de la température. Le réfrigérant froid et à basse pression est alors utilisé pour liquéfier et sous-refroidir le flux de gaz naturel.[23]

Un schéma d'exemple d'un procédé de production de GNL basé sur turbine est présenté dans la Figure I-5 [23]

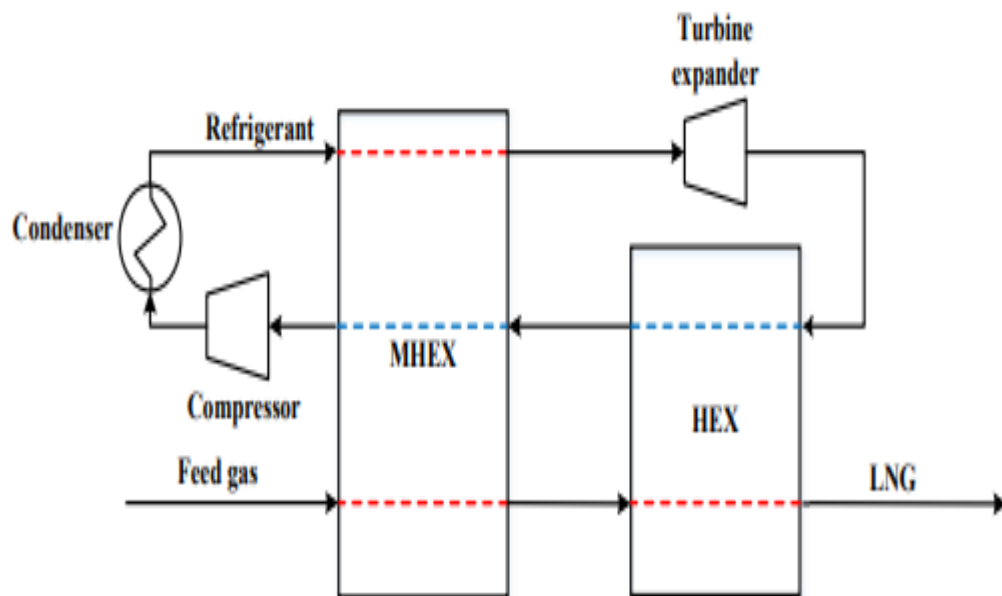


Figure I-5: Procédés à base de turbine

## Chapitre II : Présentation technologique du complexe GL1K

### Chapitre II : Présentation technologique du complexe GL1K

#### II .1. Situation géographique :

Le nouveau train de GNL (MEGA-TRAIN) est situé à l'intérieur de l'enceinte du complexe, au nord-ouest du GL1K (train de liquéfaction actuel), le nouveau train vient pour réaliser la production en GNL qui permet de satisfaire toute la demande des clients, qui ne cesse d'augmenter d'une année à une autre, notamment avec l'arrêt des unités U20, U30 et U40 suite à l'incident du 19/01/2004.

Les informations présentées dans ce chapitre sont extraites du "Manuel opératoire du complexe GL1K Skikda"

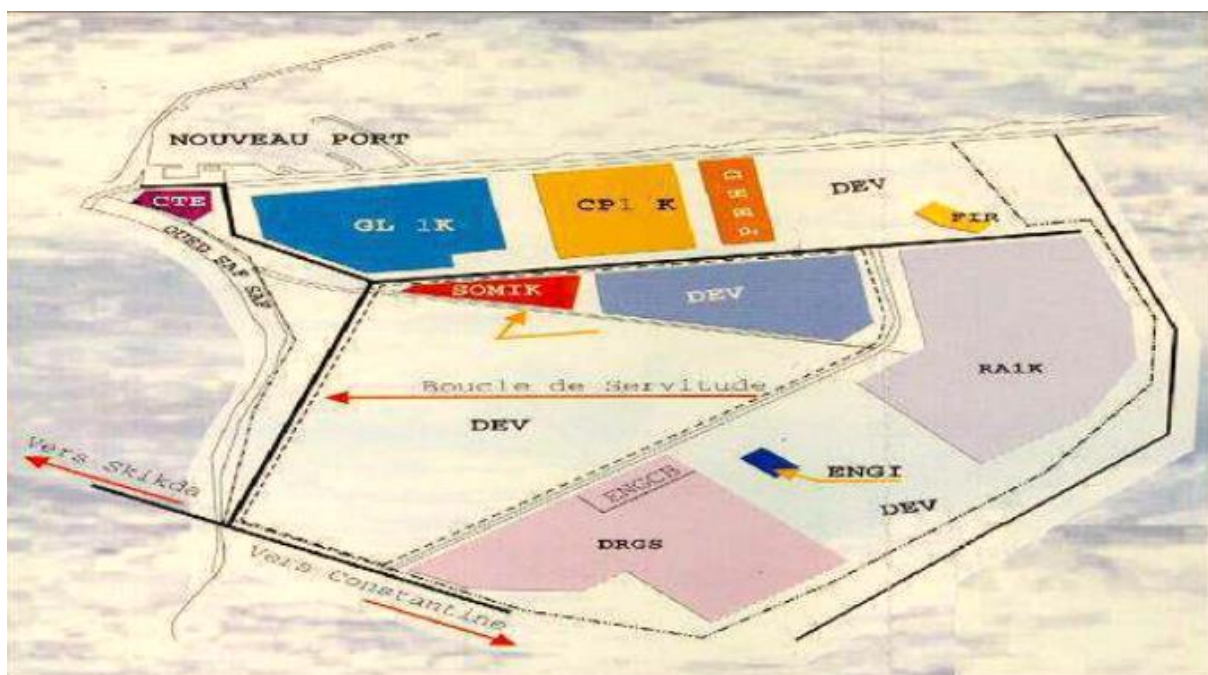


Figure II-6 : Situation géographique du complexe GL1K

#### II.2. Caractéristiques de production :

Le nouveau train de liquéfaction de GNL a été conçu pour une capacité de production annuelle de 4,5 millions de tonnes. Il est capable de fonctionner avec ou sans extraction des sous-produits tels que l'éthane, le propane, le butane et la gazoline. Par ailleurs, une charge de gaz enrichi en hélium y est également produite afin d'alimenter l'usine voisine de production d'hélium, HELISON. En retour, cette dernière restitue un mélange gazeux composé d'azote et de fuel gaz (48 % d'azote et 52 % de méthane). Étant donné que l'usine HELISON est également approvisionnée en gaz enrichi en hélium par les unités existantes du complexe GL1K, l'azote et le fuel gaz retournés sont également valorisés par ces mêmes unités.

### II.3. Présentation des différentes unités :

#### II .3.1 Les utilités :

Ces installations fournissent les utilités nécessaires au fonctionnement du Nouveau Train de GNL

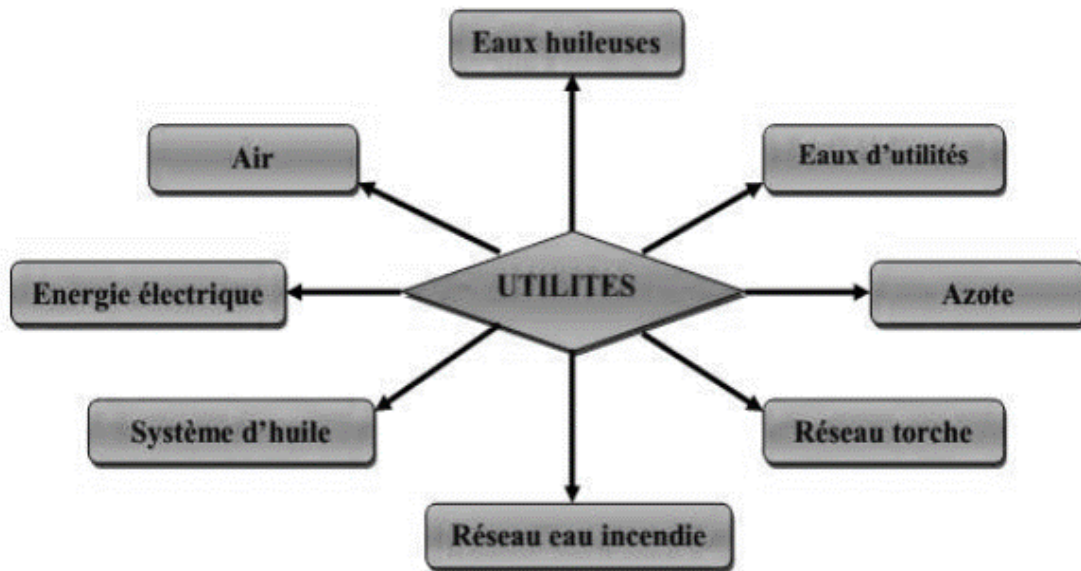


Figure II-7: Utilités du MEGA-TRAIN

##### a. L'énergie électrique :

- **5 Générateurs diesel** d'une puissance unitaire de 1,8 MW.

Ces équipements servent à fournir l'énergie électrique nécessaire pour le démarrage et pour l'arrêt sécurisé des installations.

- **5 Turbos générateurs** (turbines à gaz entraînant des alternateurs) d'une puissance unitaire de 25 MW.

Ces équipements servent à fournir l'énergie électrique pour tous les consommateurs du Nouveau Train de

GNL et, après raccordement, aux installations existantes GL1K.

- **6 Sous stations** pour la distribution électrique.

##### b. Production d'air instrument et d'air service :

- **3 Compresseurs** d'une capacité unitaire de **3300 Nm<sup>3</sup>/heure** (Normo Mètre Cube/heure), munis d'une batterie de sécheurs et de ballons de recette associés.

## **Chapitre II : Présentation technologique du complexe GL1K**

Cette unité produit de l'air instrument sec pour les besoins de l'instrumentation (vannes, positionneurs...etc.) ainsi que de l'air service non séché pour les besoins utilitaires des installations (nettoyage par exemple).

### **c. Eaux huileuses et pluviales :**

Le but de ce système est de récupérer les eaux contaminées ainsi que les eaux de pluie à partir de l'ensemble de l'usine.

Les eaux contaminées sont séparées par différence de densité avant d'être rejetées comme eau propre dans le canal de rejet eau de mer existant.

L'huile récupérée est brûlée à la torche chaude, la collecte d'eau se fait dans 6 bassins implantés dans l'ensemble de l'usine.

### **c. Eaux d'utilités :**

#### **➤ Eau industrielle ou de service :**

Cette eau soutirée à partir du réseau du complexe GL1/K, elle est stockée dans un bac. Ce bac a une capacité de 610 m<sup>3</sup>. Il est équipé de 2 tubulures de sortie placées l'une au-dessus de l'autre. La tubulure de fond alimente une pompe pour maintien le réseau incendie en pression, et la tubulure supérieure alimente le réseau eau de service (nettoyage, échantillonneurs) et le package d'eau potable.

#### **➤ Eau déminéralisée :**

Elle est utilisée pour alimenter :

- ✓ Les unités de décarbonatation et de stockage MDEA pour appoint et lavage
- ✓ Le système de lavage des turbines à gaz.
- ✓ Le laboratoire.
- ✓ L'unité de refroidissement en appoint

### **d. Le réseau d'azote :**

Le nouveau train de GNL ne dispose pas d'équipements de production d'azote, à l'exception d'une bouteille de stockage liquide et d'évaporateurs. Il est connecté sur le réseau de GL1/K qui est alimenté en azote gazeux par :

- Complexe COGIZ à partir du complexe d'extraction d'hélium (HELISON) où l'azote est extrait à partir de la charge de gaz riche en hélium envoyée par le nouveau train et le complexe GL1/K.
- Complexe MESSER ALGERIE où l'azote est extrait à partir de l'air.

### **e. Système torche et brûlot :**

Une torche recevant les effluents gazeux des unités du Nouveau Train de GNL et du complexe existant. La hauteur de cette torche est de 150 m. Elle est montée sur un seul derrick comprenant 3 futs (2 pour le Nouveau Train et 1 pour les unités existantes de GL1/K).

## **Chapitre II : Présentation technologique du complexe GL1K**

- Une torche basse pression (torche confinée) recevant le torchage de boil off du nouveau Train de GNL et du complexe GL1/K existant.
- Un brûlot recevant les liquides torchés à partir du Nouveau Train de GNL et du complexe existant.

### **f. Réseau anti incendie :**

Le réseau incendie du Nouveau Train de GNL est alimenté par une pompe électrique située à la pomperiez eau de mer du complexe GL1K. Ce réseau est interconnecté à celui de GL1K en trois points.

En marche normale, ce réseau est maintenu en pression par de l'eau industrielle (de barrage).

### **g. Système d'huile chaude :**

Le rôle de ce système est de stocker, chauffer et fournir l'huile chaude nécessaire pour le réchauffage des rebouilleurs et des réchauffeurs de l'ensemble du train. Ce système est composé de 3 unités :

- Unité 08 stockage d'huile : Stockage de l'huile et compensation des pertes par appoint aux unités.
- Unité 18 Chauffage d'huile pour les échangeurs du traitement du gaz et pour le réchauffeur de Fuel Gaz.
- Unité 58 : Chauffage d'huile pour les échangeurs du fractionnement et pour le réchauffeur de gaz naturel

## **II .4. Composition du gaz d'alimentation :**

*Tableau 3:Composition du gaz naturel HASSI R'MEL*

Composants	Pourcentage molaire (%)
<b>He</b>	0.19
<b>N<sub>2</sub></b>	5.78
<b>CH<sub>4</sub></b>	82.49
<b>C<sub>2</sub>H<sub>6</sub></b>	7.25
<b>C<sub>3</sub>H<sub>8</sub></b>	2.35
<b>i-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub></b>	0.47
<b>iC<sub>5</sub>H<sub>12</sub></b>	0.15
<b>nC<sub>5</sub>H<sub>12</sub></b>	0.19
<b>C<sub>6</sub>+</b>	0.23
<b>CO<sub>2</sub></b>	0.21
<b>H<sub>2</sub>O</b>	0.01
<b>Pouvoir calorifique supérieur PCS kcal / Nm<sup>3</sup></b>	10, 95
<b>Poids moléculaire</b>	19, 11

## **II .5. Train de liquéfaction et de fractionnement :**

## Chapitre II : Présentation technologique du complexe GL1K

Avant la liquéfaction, le gaz naturel doit subir plusieurs traitements pour être débarrassé des éléments nuisibles au fonctionnement de l'installation :

- Le gaz carbonique
- L'eau (H<sub>2</sub>O).
- Le mercure (Hg).

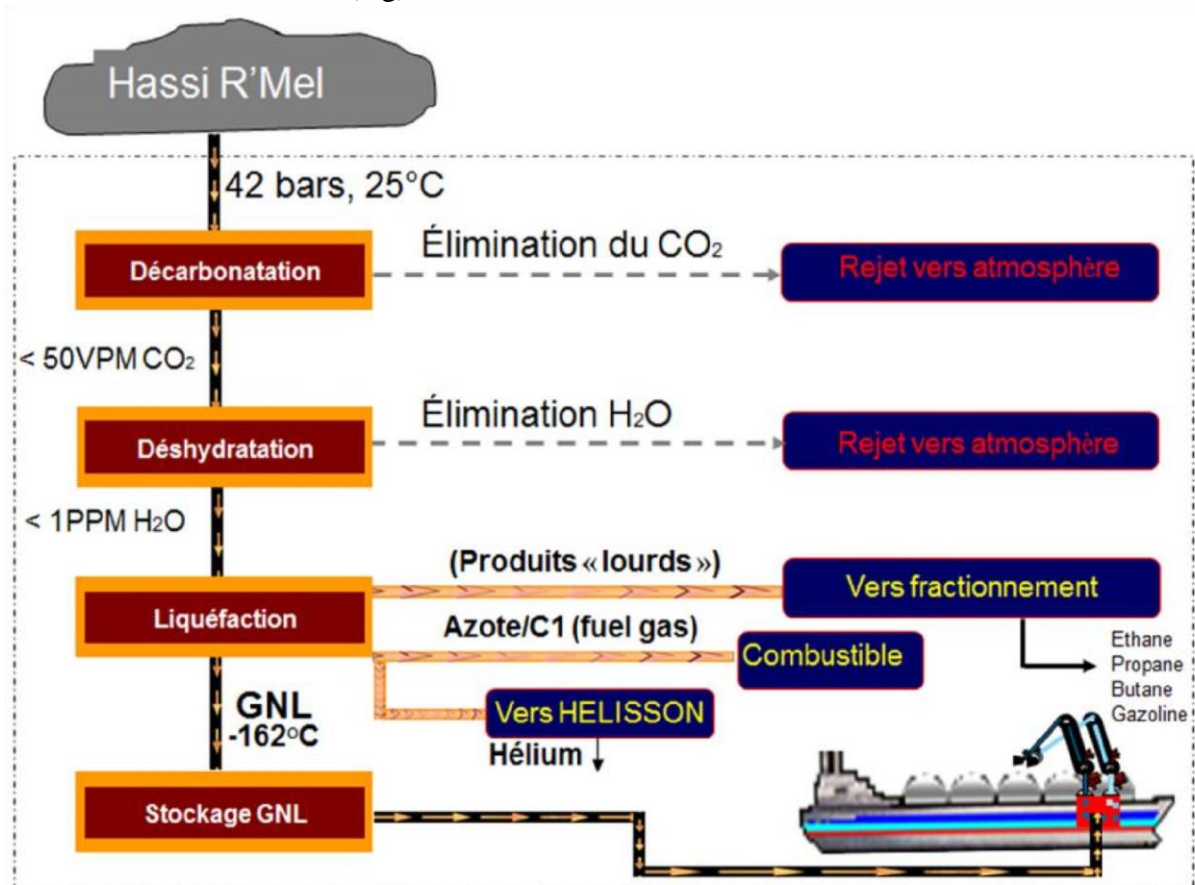


Figure II-8 : Schéma processus de traitement et liquéfaction du GN

### II .5. 1. Traitement du gaz naturel :

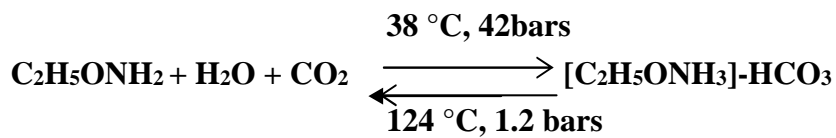
#### II .5. 1.1. Introduction :

Le gaz de HASSI R'MEL contient du gaz carbonique et de vapeur d'eau lequel s'il n'y avait pas de traitement préalable, donnerait en cours de liquéfaction des hydrates et des composés solides provoquant le bouchage des équipements à basse température (givrage).

## Chapitre II : Présentation technologique du complexe GL1K

### II .5.1.2. Décarbonation :

Le gaz carbonique (CO<sub>2</sub>) est extrait du gaz naturel par lavage de celui-ci à contrecourant dans une colonne par une solution aqueuse à 15% massique de mono-éthanol amine C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>ONH<sub>2</sub> (M.E.A). Cette élimination s'effectue selon la réaction réversible suivante [24] :



A la température d'environ 38°C (42bars) l'amine et le CO<sub>2</sub> forment un complexe, tandis qu'à chaud et basse pression (124°C, 1.2bars), le complexe se déduit librement le CO<sub>2</sub> et régénérant ainsi le MEA[25] .

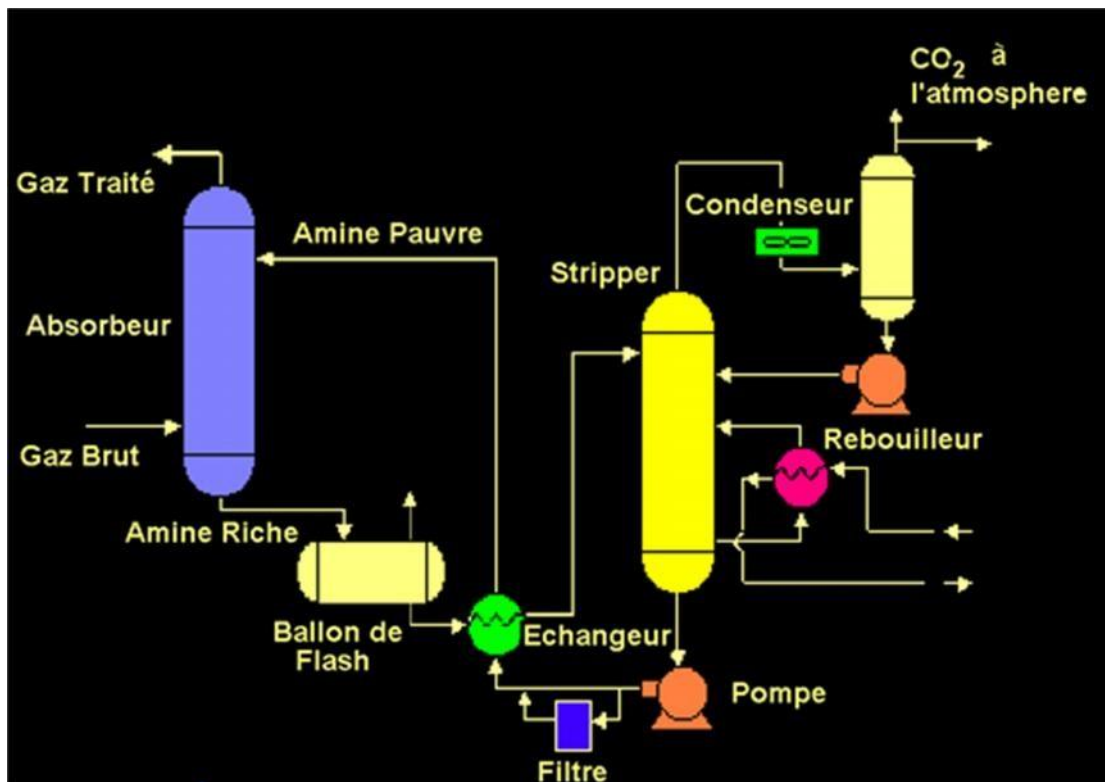


Figure II-9: Schéma processus de décarbonation du GN

- **Les Conséquences Du Bouchage**

Si le passage de CO<sub>2</sub> est momentané, cela pourra se traduire par une baisse de rendement de l'installation, étant donné la diminution des échanges thermiques au niveau de l'échangeur principal de la liquéfaction, du fait de la fixation du CO<sub>2</sub> à l'intérieur des tubes.

## Chapitre II : Présentation technologique du complexe GL1K

Si le passage de CO<sub>2</sub> est important, l'arrêt de la liquéfaction est impératif. Une fois l'unité à l'arrêt, le CO<sub>2</sub> est éliminé par balayage au gaz naturel traité et chauffé progressivement jusqu'à 60 °C max.

### II .5.1.3. Déshydratation :

A sa sortie de la colonne de lavage, le gaz décarbonaté saturé en eau. Il est refroidi dans le condenseur à une température de 29°C pour condenser l'eau qu'il contient, puis le séparer dans un ballon où on récupère 47 % de son eau. Les 53% restants dans le GND sortant par la tête du ballon sont récupérées dans les sécheurs à lit de tamis moléculaires par adsorption, qui est effectuée à haute pression (40 bars) et une basse température (25°C) (voir figure II.).

L'adsorption est un procédé sélectif de séparation qui permet à un solide de fixer à sa surface certains types de molécules. C'est un phénomène réversible ; par l'action de la chaleur il est possible de libérer à nouveau les molécules adsorbées, c'est la désorption (régénération), le gaz de régénération réchauffé à 300°C circule de bas en haut et même circulation du gaz de refroidissement [25].

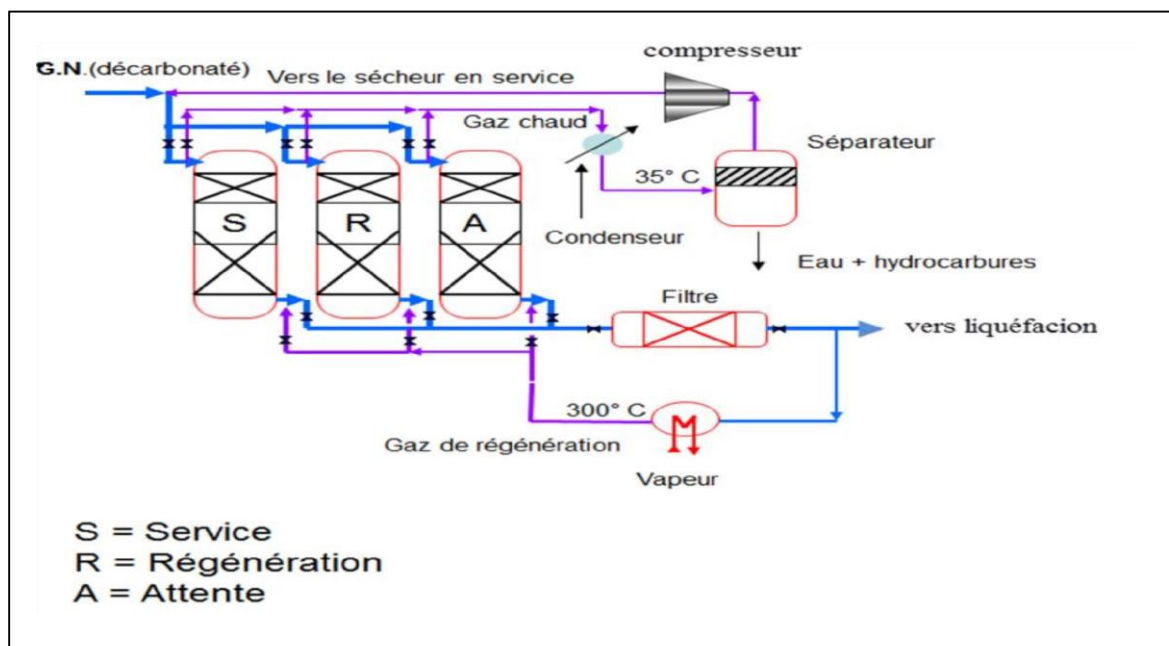


Figure II-10: Schéma processus de déshydratation du GN

On distingue trois colonnes qui travaillent alternativement comme suit :

- 08 heures de séchage en continu de GN.
- 04 heures de régénération par circulation du gaz chaud.
- 04 heures de refroidissement par circulation du gaz froid

## Chapitre II : Présentation technologique du complexe GL1K

- 08 heures d'attente.

### **Remarque :**

La déshydratation est prévue pour abaisser la teneur en eau du gaz jusqu'à **1ppm** au minimum et elle est suivie par une filtration qui sert à piéger toutes les particules solides qui dépassent 2  $\mu\text{m}$  de dimension.

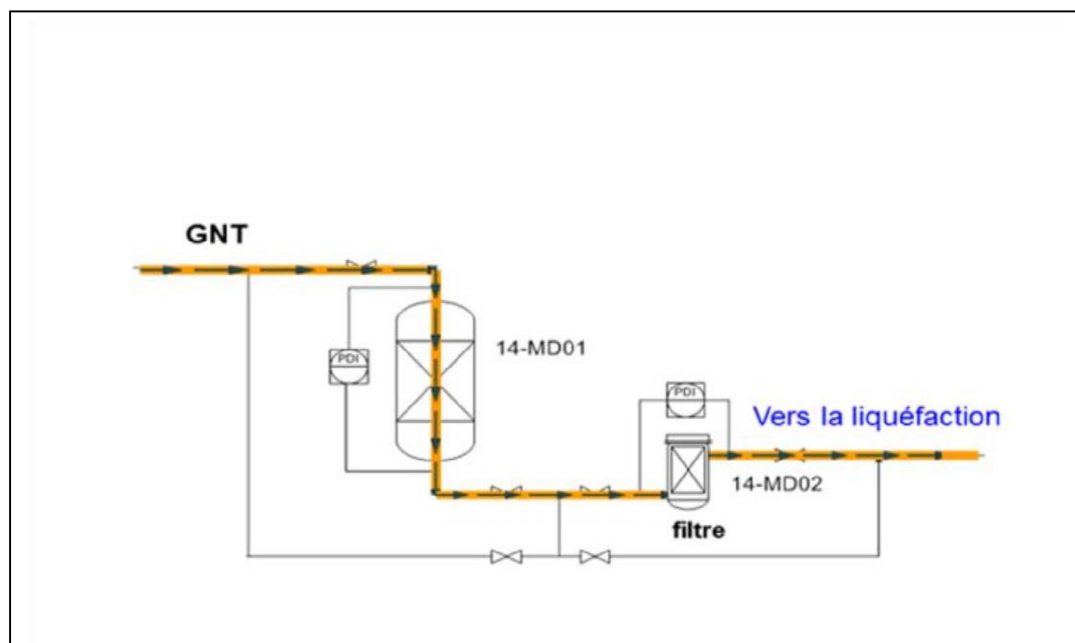
Le GN déshydraté à la sortie des sécheurs passe par le filtre à cartouches pour le débarrasser de la poussière, la permutation des filtres se fait lorsque la perte de charge mesurée par la ( $\Delta p$ ) atteint 0,7 bar.

### **II .5.1.4. La démercurisation :**

Le système de démercurisation est situé en aval du système de déshydratation et en amont de la colonne de lavage (déméthaniseur). Il est conçu pour éliminer le mercure du gaz d'alimentation et empêcher la corrosion des sections cryogéniques de l'usine.

Le gaz d'alimentation descend à travers l'adsorbeur de mercure qui contient un lit de charbon actif imprégné de soufre qui réduit le niveau de mercure dans le gaz à moins de  $5\text{ng}/\text{Nm}^3$ , Un indicateur de pression différentielle (PDI) renseigne sur le degré d'encrassement du démercuriseur. Puis il traverse un filtre pour retenir 99.5 % des particules entraînées de 10 microns.

Un jeu de vannes de by-pass est installé autour du filtre afin de permettre son isolement et le remplacement des éléments du filtre.



*Figure II-11: Schéma processus de démercurisation du GN*

### II .5.2. La Liquéfaction

#### II .5.2.1. But de la liquéfaction

Le gaz naturel est à l'origine gazeux, il est rendu liquide (liquéfié) à une température de  $-162^{\circ}\text{C}$  et à une pression légèrement supérieure à la pression atmosphérique.

Cette transformation, qui réduit le volume du gaz naturel de 600 fois environ, permet de transporter de grandes quantités d'énergie dans des volumes réduits.

Le GNL est transporté par navires (méthaniers) et déchargé sur des sites de regazéification, nommés terminaux méthaniers. Sur ces terminaux, situés généralement près des zones de consommation, le GNL est regazéifié (par réchauffage dans des serpents à l'eau de mer ou à l'eau chaude) et injecté dans le réseau de transport de gaz naturel.

#### II .5.2.2. Le procédé PRICO :

Ce procédé est utilisé dans les unités 5 et 6 réalisées par la compagnie Pritchard

Corporation, la première mise en service a été le **05/09/1980**

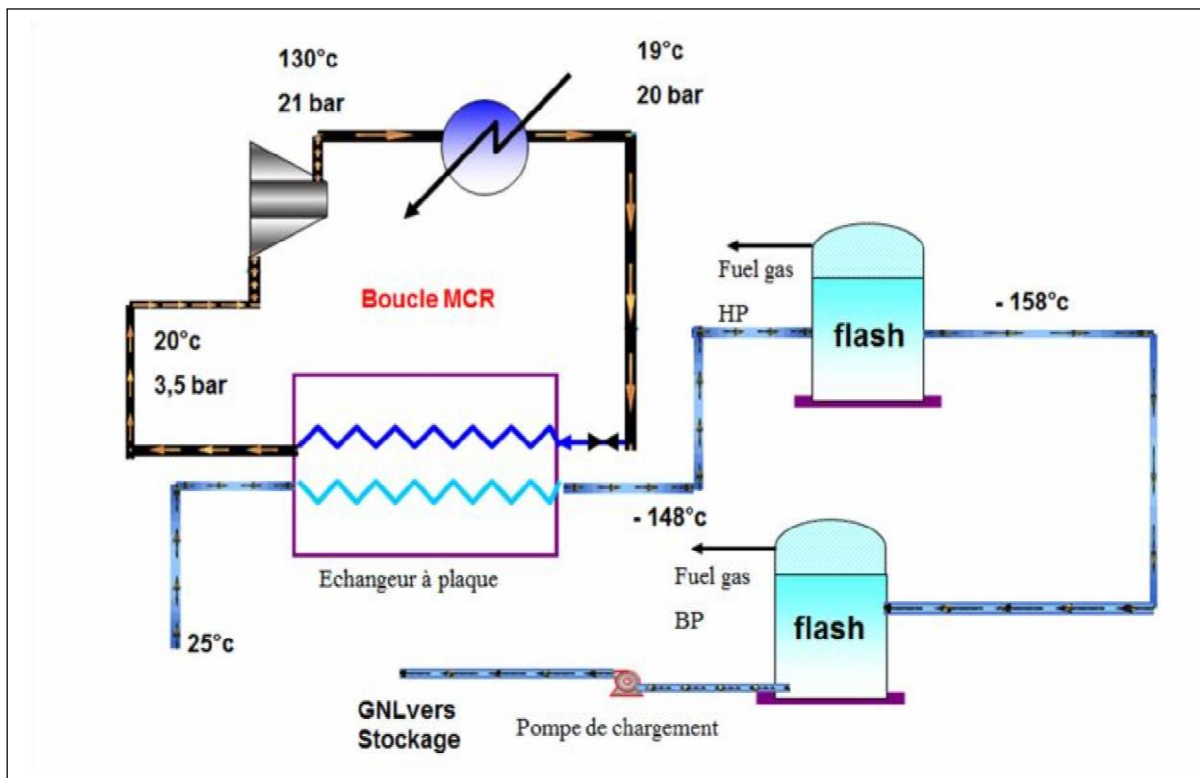


Figure II-12: Le procédé PRICO

Cette section assure la liquéfaction du gaz naturel traité suivant le procédé PRICO. A l'entrée du complexe, le gaz est à  $29^{\circ}\text{C}$  et il sort liquide à environ  $-160^{\circ}\text{C}$  pour être stocké. Ceci met en jeu un réfrigérant unique composé d'hydrocarbures et d'azote MCR (Multi .

## **Chapitre II : Présentation technologique du complexe GL1K**

Components - Réfrigérant), il extrait de la chaleur du côté basse pression de la boucle dans des échangeurs à plaques appelés boîtes froides.

Le GNT est d'abord refroidi à environ  $-65\text{ °C}$  (1<sup>er</sup> passage) dans les échangeurs cryogéniques, puis envoyé au déméthaniseur pour la récupération des hydrocarbures lourds condensés. Les produits de tête du déméthaniseur en majorité du méthane, éthane et gaz inertes retournent vers les échangeurs (2<sup>ème</sup> passage) où ils sont refroidis jusqu'à une température de  $-144\text{ °C}$ . Le gaz naturel liquéfié en provenance des échangeurs de réfrigérant subit une détente de 32 bars à 3,5 bars dans le ballon de flash HP. Le liquide passe dans le ballon de flash BP lequel subit une deuxième détente de 3,5 bars à 1,4 bars provoquant une chute de la température jusqu'à  $-162\text{ °C}$ .

Le gaz de flash HP est envoyé dans le réseau gaz combustible après avoir cédé ses frigories dans l'échangeur. Le compresseur reprend les gaz du ballon de flash à la pression du collecteur gaz combustible vers le ballon de gaz combustible de la chaudière.

Le procédé PRICO utilise comme fluide frigorigène un mélange d'hydrocarbures légers et d'azote appelé MCR. Ce dernier est comprimé à 20 bars par un compresseur axial entraîné par une turbine à vapeur. Une batterie d'échangeurs à eau de mer permet l'extraction d'une partie importante de la chaleur et la condensation partielle du réfrigérant dans le ballon.

Ce ballon joue le rôle d'un séparateur des phases vapeurs et liquides. La phase liquide est pompée par une des deux pompes du réfrigérant située au bas du ballon tandis que la partie vapeur quitte le haut du ballon. Ces dernières sont ensuite acheminées séparément vers les boîtes froides où elles sont ré mélangées à l'entrée de chaque noyau.

Le mélange obtenu qui constitue le fluide frigorigène haute pression traverse toute la longueur des échangeurs cryogéniques pour sortir en phase liquide à une température de  $-144\text{ °C}$ . Une détente à travers des vannes Joule-Thomson permet un refroidissement supplémentaire jusqu'à  $-150\text{ °C}$ . Le produit obtenu constitue le fluide frigorigène à basse pression. Ce dernier qui circule sur toute la longueur des noyaux à contre-courant du gaz naturel (1<sup>ère</sup> et 2<sup>ème</sup> passe) et de réfrigérant à haute pression cède ses frigories à ces derniers pour sortir en phase vapeur et retourner aux ballons d'aspiration du compresseur à une température de  $19\text{ °C}$  et une pression de 3,5 bars [6].

## Chapitre II : Présentation technologique du complexe GL1K

### II .5.2.3. Le procédé APCI :

Ce procédé est utilisé dans le complexe “MEGA TRAIN ” réalisé par la compagnie Kellogg Brown Root Int Inc “KBR”, la première mise en service a été le 24/02/2013.

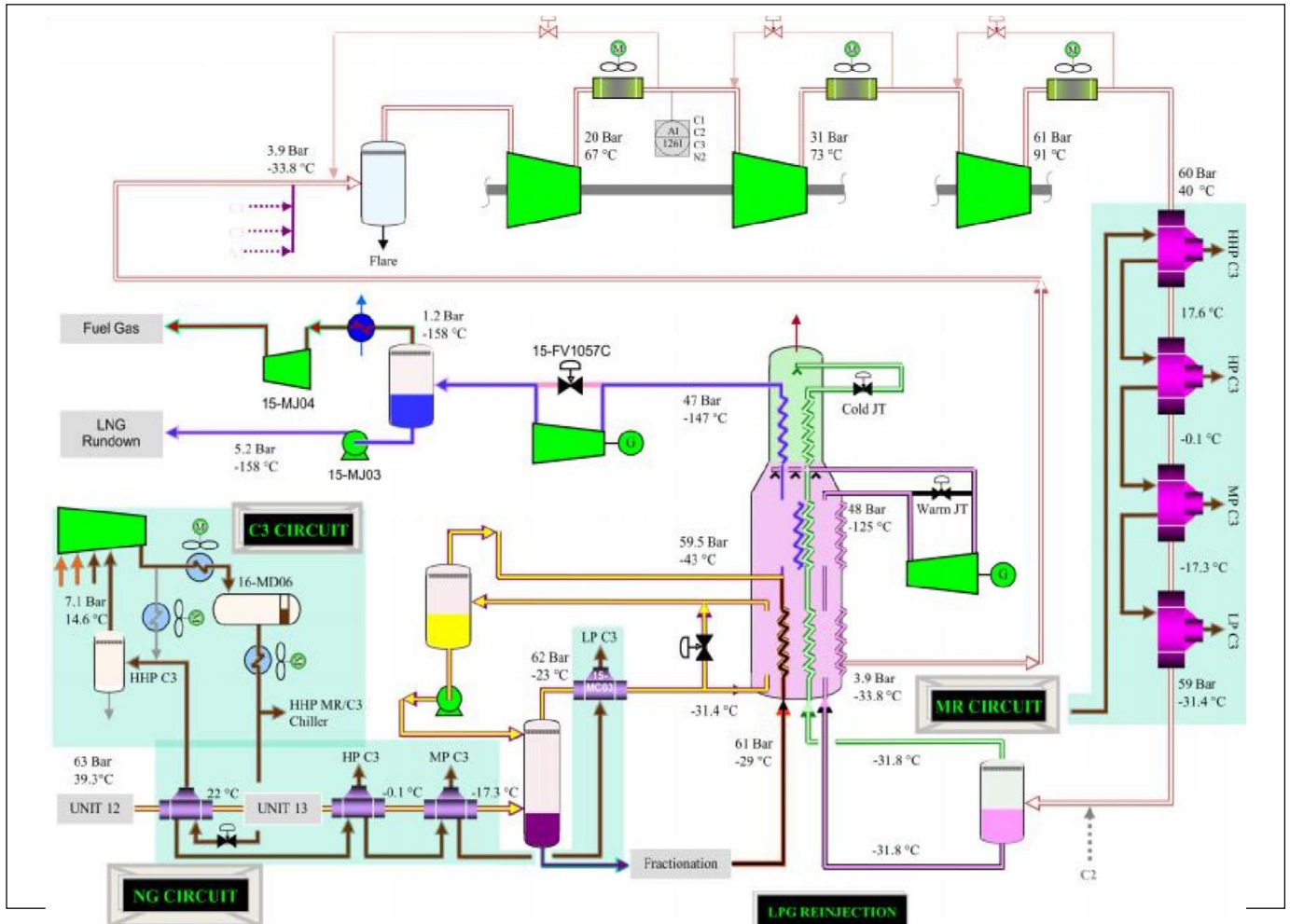


Figure II-13: Le procédé APCI

#### a. Cycle de pré- refroidissement au propane :

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

#### b. Cycle de réfrigération MR :

Le MR refoulé par le corps basse pression du compresseur a une pression 20.16 bars et a une température de 62.43°C est refroidi dans des aéro-réfrigérants à 34°C, puis refoulé par le

## **Chapitre II : Présentation technologique du complexe GL1K**

corps moyenne pression à une pression 31.35 bars et une température de 65.48 °C et refroidi dans des aéro-réfrigérants intermédiaires à 35°C, avant d'être envoyé à l'aspiration du corps haute pression.

Il est à noter que :

- Les compresseurs MR- (BP et MP) sont entraînés par la même turbine à gaz,
- Le compresseur MR-HP est entraîné par la turbine du compresseur propane.

Après le refoulement du corps HP à une pression 62.09 bars et une température de 85.88°C, le MR est refroidi dans les aéro-réfrigérants à 41°C. Il est divisé par la suite en deux parties :

- 2/3 de la quantité de MR traverse en série 4 échangeurs refroidis par la boucle principale Propane.
- 1/3 de la quantité de MR traverse en série 4 échangeurs refroidis par la boucle externe Propane.<sup>2</sup>

Le MR sort de ces deux séries d'échangeurs à -35 °C sous forme de mélange de liquide et vapeur, il est récupéré dans le ballon où ils sont séparés.

Le liquide et la vapeur sont ensuite envoyés séparément vers l'échangeur principal pour s'auto refroidir et liquéfier le gaz naturel.

### **Rôle de la boucle de réfrigération MR :**

Refroidir et liquéfier le gaz naturel de -35°C à -149 °C dans l'échangeur principal. Le fluide réfrigérant utilisé est du MR (**M**ixed **R**éfrigérant) fabriqué à partir des constituants du gaz naturel produits dans l'unité de fractionnement.

### **c. Cycle de réfrigération propane :**

Le propane refoulé à une pression de 16.76 bars et une température de 70°C par le quatrième étage du compresseur est refroidi à 49°C, puis complètement condensé dans les aéro-réfrigérants. Le propane liquide est ensuite stocké dans un ballon à partir du quelle, il est refroidi à 30.6°C dans les aéro-réfrigérants. Suite à cela :

- Il alimente les réfrigérants de MR qu'il va le refroidir par détente et vaporisation coté calandre. Le propane vaporisé revient respectivement vers le 4ème, 3ème, 2ème et premier étage du compresseur de propane.
- Il alimente les réfrigérants de gaz naturel qu'il va le refroidir par détente et vaporisation coté calandre. Le propane vaporisé revient respectivement vers le 4<sup>ème</sup>, 3<sup>ème</sup>, 2<sup>ème</sup> et 1er étage du compresseur de propane.

En cas de nécessité, un appoint de propane peut être fait à partir de l'unité de fractionnement.

## **Chapitre II : Présentation technologique du complexe GL1K**

- **Le rôle de boucle de réfrigération propane :**
  - Refroidir 2/3 du réfrigérant MR de 40°C à -36° C avant son entrée dans l'échangeur principal.
  - Refroidir le gaz naturel à - 35°C dans les pré-refroidisseurs de gaz avant son entrée à la tour de lavage [4].

### **II .6. La composition du GNL :**

La composition du GNL de Skikda est représentée dans le tableau ci-dessous [7].

*Tableau 4:la composition du GNL de Skikda*

Composition (%)	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> +	PCS (kcal/Nm <sup>3</sup> )	Mmoy(kg/m <sup>3</sup> )
GNL	0.85	91.5	5.64	1.5	0.5	0.01	10.66	451

### **II .7. Fractionnement des produits lourds :**

Les produits lourds sont en grande majorité extraits du gaz naturel, ceci pour deux raisons :

- Ils entrent en très faible proportion dans la composition du GNL requise par les clients.
- Leur solubilité dans le GNL décroissante avec la baisse de température, ils risquent de provoquer des bouchages dans les échangeurs de la liquéfaction.

D'après la figure I.6, les produits sont valorisés séparément :

- L'éthane est expédié vers le complexe CP-1/K pour servir de charge pour la fabrication de l'éthylène et dérivés (PVC et PEBD "Poly Ethylène Basse Densité").
- Le propane et le butane sont envoyés à l'unité GPL où ils sont séparés dans une tour de distillation : Le propane est essentiellement destiné à l'exportation. Le butane est consommé sur le marché intérieur.

## Chapitre II : Présentation technologique du complexe GL1K

- La fraction la plus lourde, appelée gazoline ou naphta léger est envoyée à la raffinerie de Skikda (RA-1 /K).

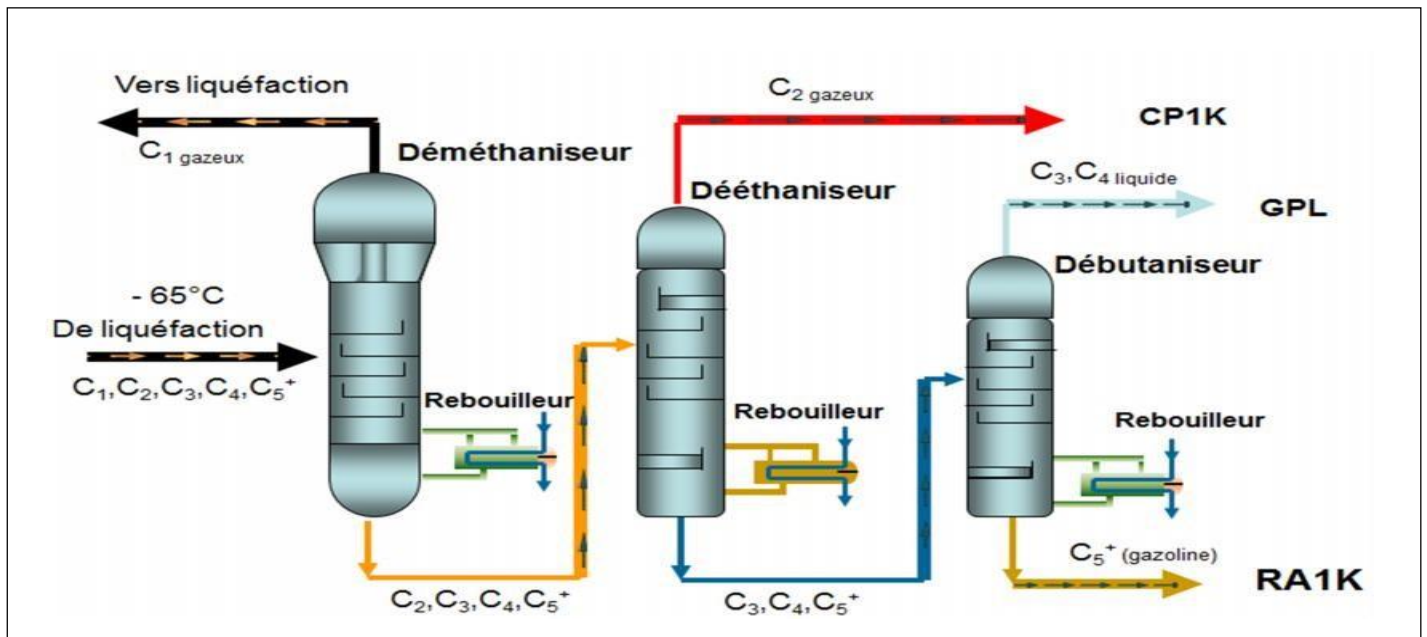


Figure II-14: Schéma simplifié du fractionnement des produits lourds

Le tableau II-5 représente les caractéristiques de toutes les colonnes utilisées dans le fractionnement.

Tableau 5: Description des colonnes de fractionnement

	Déméthaniseur	Dééthaniseur	Débutaniseur	Séparateur C <sub>3</sub> /C <sub>4</sub>
<b>Le rôle</b>	Séparer le C <sub>1</sub> de la charge	Séparer le C <sub>2</sub> de C <sub>3</sub> +	Séparer le C <sub>3</sub> /C <sub>4</sub> du C <sub>5</sub> +	Séparer le mélange C <sub>3</sub> /C <sub>4</sub>
<b>Nombre de Plateaux</b>	19 plateaux	32 plateaux	30 plateaux	20 plateaux
<b>L'entrée de la charge</b>	1 <sup>er</sup> plateau	13 <sup>ème</sup> ou 15 <sup>ème</sup> plateaux	15 <sup>ème</sup> plateaux	10 <sup>ème</sup> plateaux
<b>Pression de Service (bar)</b>	40	31	8,5	14,5
<b>T de tête (°C)</b>	-65	16	49	46
<b>T de fond (°C)</b>	65	102	127	93

## **Chapitre II : Présentation technologique du complexe GL1K**

Le tableau II.6 représente les débits des sous-produits après fractionnement.

*Tableau 6:représentation des débits des sous-produits*

	<b>Débit C<sub>2</sub> (Kg/h)</b>	<b>Débit C<sub>3</sub> (Kg/h)</b>	<b>Débit C<sub>4</sub> (Kg/h)</b>	<b>Débit C<sub>5</sub> (Kg/h)</b>
<b>GL<sub>1</sub> K</b>	10580	9500	4340	2800
<b>MEGA TRAIN</b>	22404	28235	23312	18757

## **Chapitre III : Simulation de l'unité de liquéfaction**

---

### **Chapitre III : Simulation de l'unité de liquéfaction**

#### **III .1. Introduction**

La simulation des procédés consiste à représenter, à l'aide de modèles de propriétés chimiques, physiques, biologiques, ainsi que celui des opérations unitaires et des procédés techniques associés. Les procédés industriels sont modélisés sous forme de diagrammes de flux des procédés (DFP), dans lesquels les opérations unitaires sont positionnées et interconnectées par des flux de matières premières ou de produits. Le simulateur a pour mission de résoudre les bilans de masse et d'énergie afin de déterminer un point de fonctionnement stable. L'objectif principal de la simulation d'un procédé est d'optimiser les conditions opératoires pour maximiser l'efficacité du procédé. Cette démarche s'inscrit dans un processus itératif visant à résoudre un problème d'optimisation complexe.

La simulation des procédés toujours utilise des modèles qui introduisent des approximations et des hypothèses basés sur le retour d'expériences et les recherches en laboratoires qui permettent la description des propriétés sur une large plage de températures et de pressions qui pourraient ne pas être couverts par les données réelles. Ces modèles permettent également d'interpolation et d'extrapolation dans certaines limites et de permettre la recherche des conditions en dehors de la gamme de propriétés connues. L'évolution des procédés industriels a nécessité le développement de simulateurs capables de résoudre des problèmes complexes, notamment lorsque les calculs manuels s'avèrent irréalisables. Ces outils sont souvent spécialisés selon les domaines d'application. Dans l'industrie des hydrocarbures, plusieurs simulateurs ont été élaborés, parmi lesquels HYSYS figure comme une référence incontournable [26], [27], [28], [29], [30][31].

#### **III .2 Présentation du simulateur Hysys**

Aspen HYSYS est aujourd'hui considéré comme l'un des logiciels de simulation de procédés les plus performants, en particulier dans les secteurs du pétrole, du gaz naturel et du raffinage, en raison de sa précision, de sa facilité d'utilisation et de ses capacités étendues en modélisation statique et dynamique des procédés pour la conception, l'optimisation.

Il offre ces services via une grande variété de fonctionnalités et applications internes comme la planification d'entreprise, la gestion d'actifs et de suivi des performances pour

## Chapitre III : Simulation de l'unité de liquéfaction

la production de pétrole et de gaz, le traitement du gaz, le raffinage du pétrole et de séparation de l'air [32].

Notre choix du simulateur **Aspen HYSYS** pour la modélisation de cet 'unité de liquéfaction du gaz naturel repose sur plusieurs critères techniques et pratiques qui en font un outil de référence dans l'industrie du pétrole et du gaz :

- Spécialisation dans les procédés gaz et cryogéniques
- Base thermodynamique robuste
- Interface intuitive et flexibilité de modélisation
- Reconnaissance industrielle
- Capacités d'analyse énergétique et économique

### III .3. Les étapes de simulation

Pour une meilleure compréhension de la méthodologie d'une simulation sous Hysys, plusieurs étapes sont requises pour réaliser une bonne simulation.

Après le lancement du simulateur, l'interface de Hysys semble à la figure suivant :

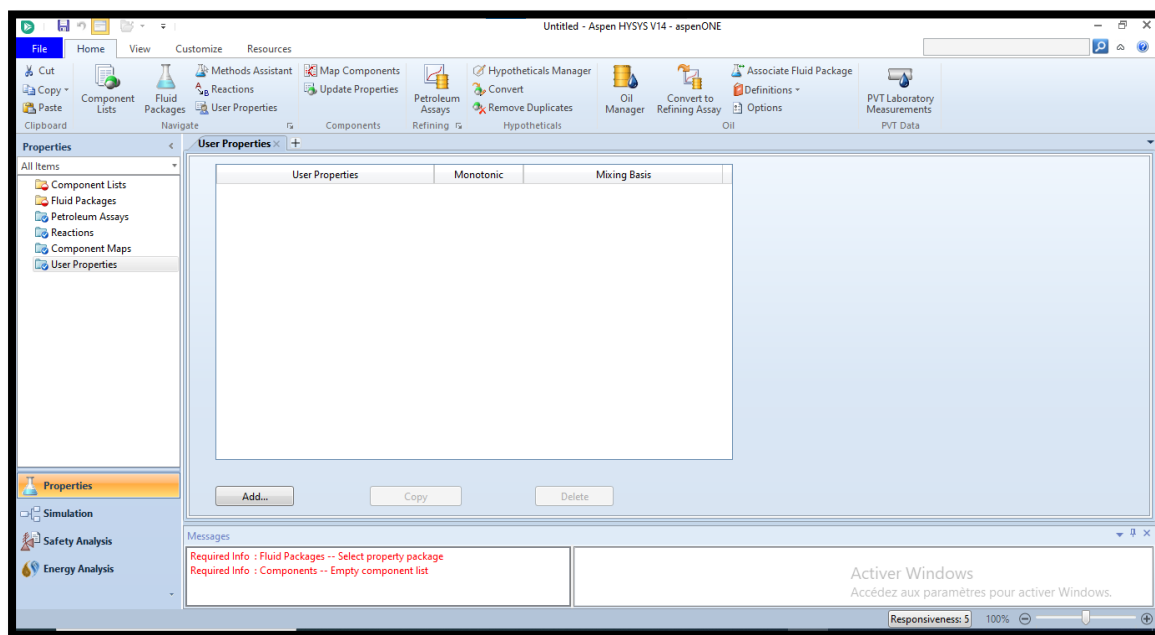


Figure III-15: interface de démarrage

1- Démarrer une nouvelle simulation sous HYSYS

## Chapitre III : Simulation de l'unité de liquéfaction

2- Début HYSYS, et cliquez sur le "Case New" pour ouvrir le "Gestionnaire de simulation de base", qui est l'endroit où tous les composants et leurs propriétés peuvent être spécifiés.

La composition du GNL de Skikda 3- Ajout de composants à la simulation

4- Pour ajouter des composants à la simulation, cliquez sur le bouton "Ajouter" dans le gestionnaire de base de simulation.

5- En cliquant sur "Ajouter" pour faire apparaître la "Vue des composants List" qui est une liste de tous les composants disponibles dans HYSYS.

6- Tapez le nom de l'appareil souhaité dans la fenêtre de match et cliquez sur "Ajouter Pure" pour l'ajouter à la simulation.

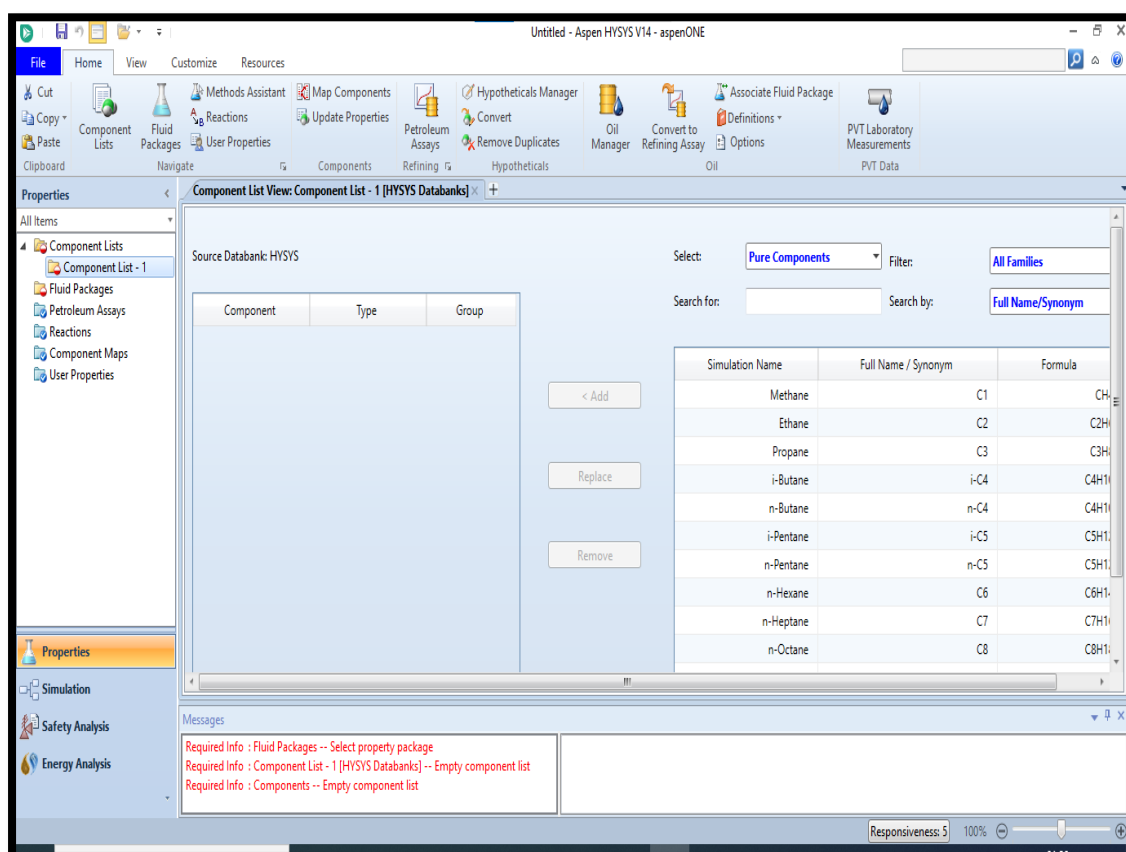


Figure III-16: Interface d'insertion de la List-composants

7- lorsque tous les composants sont sélectionnés. Fermer la vue Component List.

8- Sélection d'un Fluide package (fluide package1)

## Chapitre III : Simulation de l'unité de liquéfaction

9- Dans le gestionnaire de base de simulation, cliquez sur le bouton "Ajouter" pour spécifier un package fluides. Cela vous amènera à une liste de toutes les différentes équations d'état HYSYS utilise.

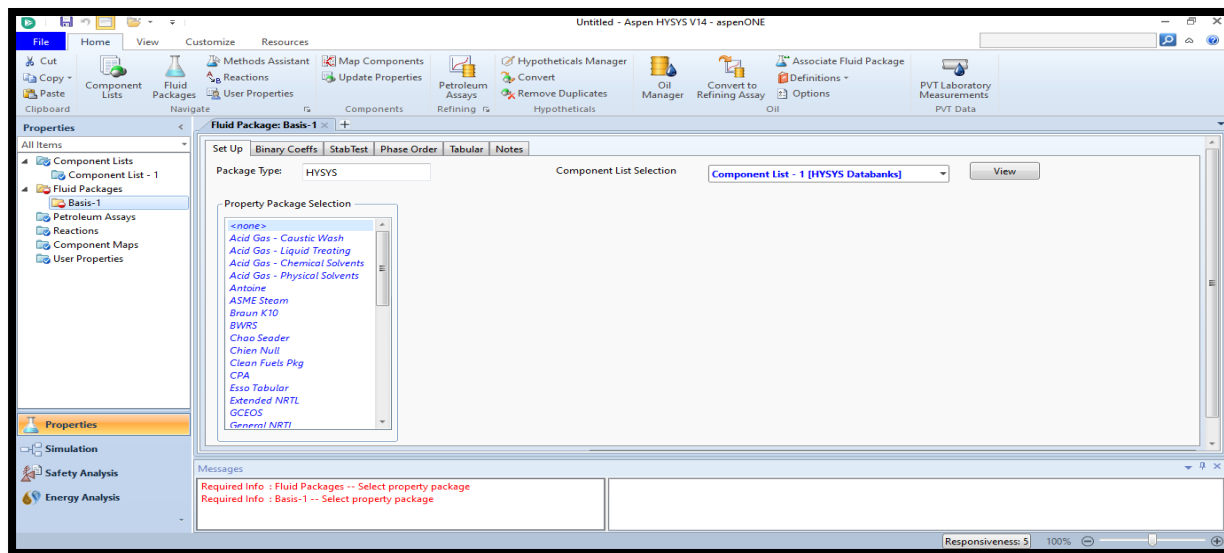


Figure III-17: interface de fluides packages

10- Une fois le modèle thermodynamique et la composition sont choisies, cliquer sur « return to simulation environnement ».

## Chapitre III : Simulation de l'unité de liquéfaction

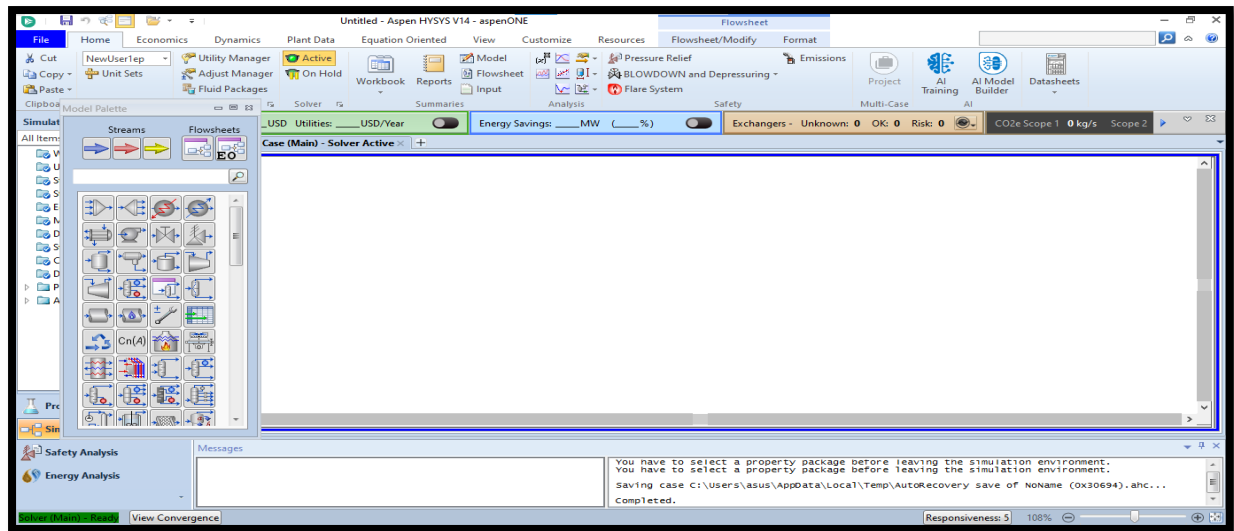


Figure III-18: interface de simulation

L'interface se compose de deux parties espace de travail et palette des équipements.

11- Sélectionner le flux matériel pour introduire les data de ce dernier.

Dans notre cas :

La pression = 41.20bar

La température= 25°C

Le débit= 42938 kmole/h.

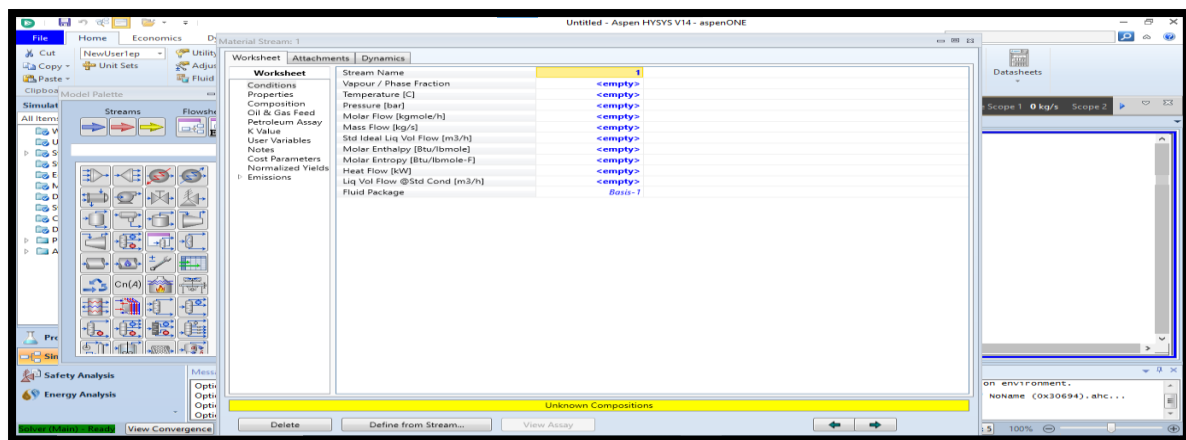


Figure III-19: Interface des conditions de la charge

## Chapitre III : Simulation de l'unité de liquéfaction

### III .3. Les résultats de la simulation

Lors de la simulation de l'unité de liquéfaction de gaz naturel, nous avons modélisé un schéma basé sur l'architecture **C3/MRC (Propane Pre-cooled Mixed Refrigerant Cycle)**, qui se compose de trois sections principales :

- Section de purification du gaz naturel
- Section de pré-refroidissement au propane
- Section de liquéfaction avec un réfrigérant mixte (MR)

Chacune de ces sections a été simulée dans **Aspen HYSYS V-14**, en tenant compte des conditions opératoires réalistes, et en respectant les enchaînements thermodynamiques du procédé.

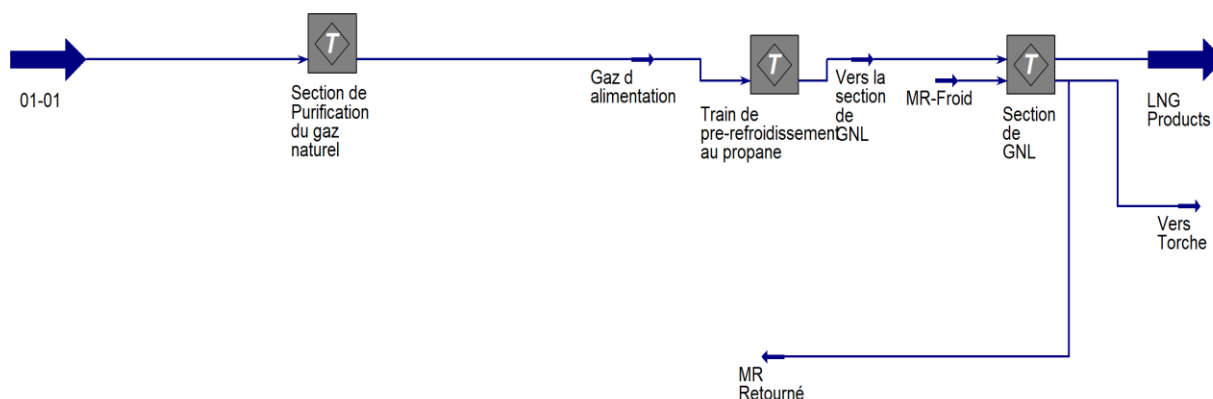


Figure III-20: Propane Pre-cooled Mixed Refrigerant Cycle (C3/MRC)

#### III .3. 1 Résultats de la section de purification

Cette étape vise à éliminer les impuretés indésirables telles que le CO<sub>2</sub>, l'eau et certains hydrocarbures lourds afin d'éviter la formation de solides (hydrates, glace sèche) à basse température.

- Température d'entrée du gaz brut : 25 °C
- Pression d'entrée : 41 bars
- Composants retirés :
  - CO<sub>2</sub> : 0.21 %
  - H<sub>2</sub>O : 0.01 %

## Chapitre III : Simulation de l'unité de liquéfaction

Gaz naturel purifié en sortie :

- Sa composition

Tableau 7: composition du gaz naturel purifié

<b>H2O</b>	<b>0%</b>
<b>N</b>	5.79%
<b>Hélium</b>	0.19%
<b>CO2</b>	0%
<b>Méthane</b>	82.67%
<b>Ethane</b>	7.27%
<b>Propane</b>	2.36%
<b>i-Butane</b>	0.47%
<b>n-Butane</b>	0.68%
<b>i-pentane</b>	0.15%
<b>n-Pentane</b>	0.19%
<b>n-Hexane</b>	0.23%

- Température : 22.5 °C
- Pression : 64bar

La suivantes illustre le modèle de la section de purification

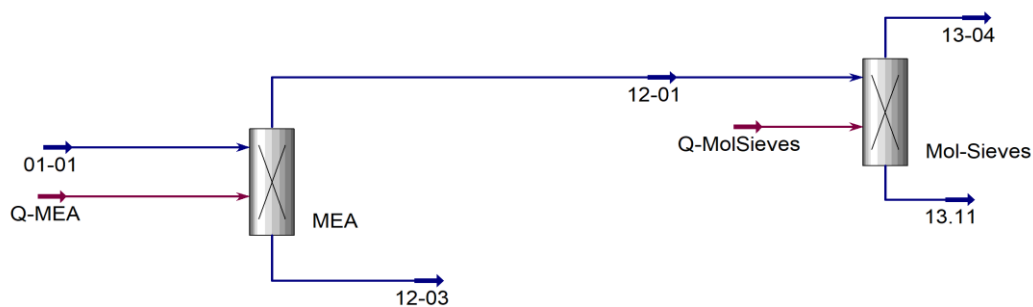


Figure III-21: Section de Purification du gaz naturel

## Chapitre III : Simulation de l'unité de liquéfaction

### III .3.2 Résultats de la section de pré-refroidissement au propane

Dans cette section, le gaz naturel est refroidi jusqu'à environ **-35°C à -40°C** à l'aide d'un cycle de réfrigération au **propane** ( $C_3$ ), ce qui permet d'abaisser sa température avant la liquéfaction finale.

- Température du GN en entrée : 22.5°C
- Température après pré-refroidissement : -35 °C
- Pression moyenne : 62.69 bars
- Puissance frigorifique fournie par le cycle propane : 42.18MW
- Énergie spécifique de pré-refroidissement : 0.98kWh/kmole GNL

De ce qui suit le schéma du modèle de simulation de section pré-refroidissement au propane

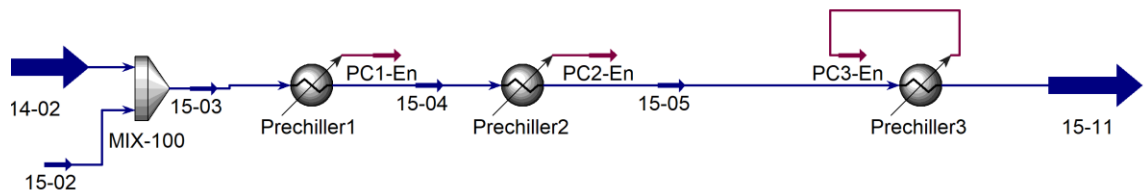


Figure III-22: Train de pré-refroidissement au propane

### III .3.3 Résultats de la section de liquéfaction (MRC)

La liquéfaction finale est effectuée à l'aide d'un **mélange réfrigérant** (isobutane, méthane, éthane, propane, etc.) dans un cycle fermé. Ce fluide passe par des détendeurs et échangeurs pour liquéfier le gaz naturel.

- Température d'entrée du GN : -35 °C
- Température finale du GNL : -166 °C
- Pression finale du GNL : 1.01 bar

## Chapitre III : Simulation de l'unité de liquéfaction

- Puissance totale consommée (compression du MR) : 243.739MW
- Débit de GNL produit : 38640Kmol/h tel que 736900 kg/h
- Taux de liquéfaction : 89.9 %

De ce qui suit le modèle de la simulation de Section de liquéfaction avec un réfrigérant mixte(MR)

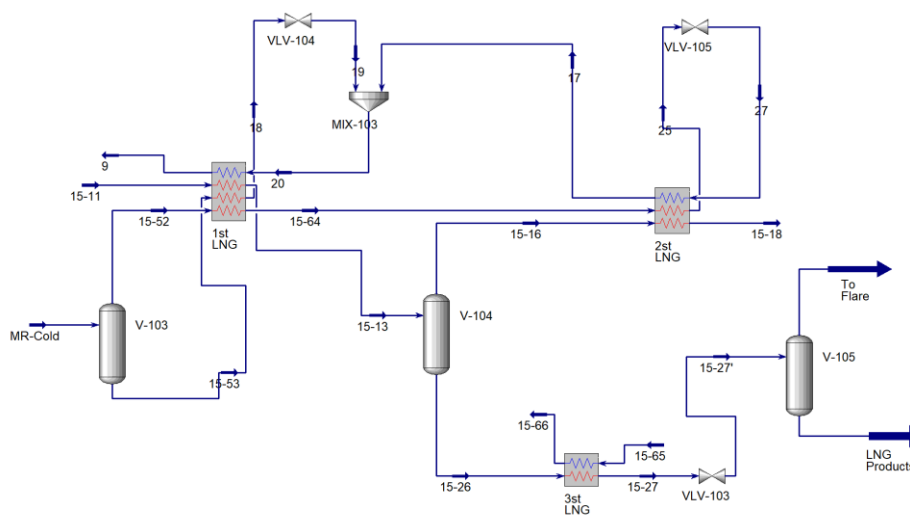


Figure III-23: Section de liquéfaction avec un réfrigérant mixte (MR)

### III .3.4 Bilan énergétique global de l'unité

Le tableau suivant résume les performances globales de l'unité simulée

Tableau 8: Bilan énergétique global de l'unité

Paramètre	Valeur obtenue
<b>Débit de gaz naturel traité</b>	42940kmole/h
<b>Débit de GNL produit</b>	38640kmole/h
<b>Taux de liquéfaction</b>	89.9 %
<b>Température finale du GNL</b>	-166 °C
<b>Consommation totale d'énergie</b>	285.919MW
<b>Énergie spécifique de liquéfaction</b>	6.65 kWh/Kmole de GN

## Chapitre III : Simulation de l'unité de liquéfaction

### III .4. Analyse comparative des performances

#### III .4. 1. Comparaison entre valeurs simulées et valeurs réelles (Écarts observés)

La comparaison des résultats de la simulation du cycle C3MR sur Aspen HYSYS avec les données opérationnelles réelles a permis d'identifier les écarts suivants :

Tableau 9: Comparaison entre valeurs simulées et valeurs réelles

Paramètre	Résultats de la simulation	Résultats mesurés	Ecart
<b>Température finale du GNL</b>	-166.6 °C	-160.35°C	6.25 °C
<b>Consommation totale d'énergie</b>	285.919MW	<b>220 MW</b>	<b>65.919 MW</b>
<b>Débit de GNL produit</b>	38640kmole/h	35645kmole/h	2995kmole/h
<b>Pression finale du GNL</b>	1.01bar	1.34bar	0.33bar
<b>Taux de liquéfaction</b>	89.9 %	83.01%	6.89%

#### III .4. 2. Analyse des écarts et interprétation des résultats

Les écarts relevés lors de la comparaison entre les résultats simulés et les données mesurées sur le terrain reflètent les nombreuses interactions physiques et les incertitudes liées à l'exploitation industrielle, qui ne peuvent pas toujours être modélisées avec précision. Plusieurs raisons peuvent expliquer ces écarts

- **Température finale du GNL (écart de +6.25 °C) :**

Le modèle de simulation prédit une température de -166.6 °C, alors que la température réelle mesurée est de -160.35 °C. comme écart détecter niveau des résultats de la simulation. Dans la simulation, les conditions idéales sont souvent supposées, ce qui explique la différence. C'est à dire les pertes thermiques dans les lignes cryogéniques ne sont pas prisent en compte, les échangeurs de chaleur

## **Chapitre III : Simulation de l'unité de liquéfaction**

---

principaux ou une efficacité réelle des échangeurs inférieure à celle modélisée. Il est également possible que les conditions de charge ne soient pas parfaitement stables, ce qui influence la température de sortie.

- **Débit de GNL produit (écart de  $-2\,995$  kmol/h) :**

Le débit réel est inférieur à celui prévu par le simulateur. Cette réduction de capacité de liquéfaction en conditions réelles, peut être causée par une variabilité dans la composition du gaz naturel d'alimentation, d'un fonctionnement non optimal des compresseurs, ou encore de pertes non prises en compte dans la simulation, comme des purges, des fuites mineures, ou des recirculations. En réalité, les conditions ne sont jamais parfaitement constantes, ce qui affecte directement la quantité de GNL obtenue.

- **Pression finale du GNL (écart de  $+0.33$  bar) :**

peut être attribué à des pertes de charge dans les tuyauteries, à une différence de réglage des vannes de détente ou à un choix délibéré de l'opérateur pour adapter la pression de stockage ou de transfert du GNL. Ces paramètres peuvent varier légèrement au cours du temps, ce qui n'est pas toujours pris en compte dans un modèle statique.

- **Taux de liquéfaction (écart de  $-6.89$  %) :**

Cet écart peut être dû à une efficacité réduite du processus de condensation, à un déséquilibre dans le rapport entre les flux chauds et froids, ou encore à une régulation automatique du procédé qui cherche à maintenir la stabilité plutôt que la performance maximale.

- **Consommation énergétique totale :** En se basant sur l'analyse des écarts observés au niveau des autres paramètres, on peut supposer que cet écart entre les résultats de simulation et les données réelles pourrait être dû soit à l'écart entre les deux débits, soit à l'incapacité du simulateur à reproduire fidèlement les caractéristiques techniques de l'équipement réel.

Enfin, il est important de rappeler que les simulations, même détaillées, restent des représentations simplifiées de la réalité. Les incertitudes sur les propriétés physiques, les hypothèses thermodynamiques, ou encore l'absence de données en

## **Chapitre III : Simulation de l'unité de liquéfaction**

---

temps réel dans certains cas, peuvent contribuer à ces écarts. D'où l'importance de croiser les résultats simulés avec des données expérimentales fiables et représentatives du fonctionnement réel.

### **III .4.3. Propositions d'amélioration et optimisation**

Les écarts relevés entre les résultats de la simulation et celles réelles ne doivent pas être compté comme des erreurs, mais plutôt comme des opportunités d'amélioration de ce procédé. Ils mettent en évidence les limites du modèle, les particularités des conditions réelles d'exploitation, et nous permettent d'optimiser et d'améliorer la performance du procédé.

Tout d'abord, l'écart observé sur la température finale du GNL (+6,25 °C par rapport à la simulation), Une vérification de l'isolation thermique, un nettoyage régulier des échangeurs, permet de limiter ces pertes et une révision de la composition du MR, en ajustant sur les proportions de propane ou de méthane, peut renforcer la capacité de refroidissement dans les dernières étapes du cycle.

En ce qui concerne le débit de GNL produit, une différence de près de 3 000 kmol/h a été constatée, des ajustements au niveau des débits du MR et du gaz d'alimentation, en utilisant une régulation automatique plus fine, afin d'adapter les conditions opératoires aux fluctuations de charge.

Par ailleurs, la pression finale du GNL mesurée (1,34 bar) est supérieure à celle obtenue en simulation (1,01 bar). Il est recommandé de ré-calibrer le modèle en intégrant ces pertes réelles, tout en vérifiant les performances des vannes de régulation situées en aval des échangeurs cryogéniques.

Le taux de liquéfaction mesuré est également inférieur de près de 7 % à celui prévu.

L'optimisation des pressions intermédiaires du cycle MR, voire à envisager l'ajout de refroidisseurs ou d'échangeurs supplémentaires pour maximiser l'absorption de chaleur.

En résumé, l'ajustement du modèle de simulation et l'optimisation des paramètres de terrain permettrait non seulement de réduire les écarts constatés, mais aussi augment les performances de l'unité de liquéfaction en conditions réelles.

## Conclusion

Ce mémoire avait pour objectif de simuler l'unité de liquéfaction du GNL de Skikda, d'analyser ses performances en comparant les résultats de la simulation aux données réelles, et de proposer des pistes d'optimisation.

Grâce à l'utilisation du simulateur Aspen HYSYS, la modélisation du procédé C3MR a permis de mettre en évidence des écarts notables, notamment au niveau de la consommation énergétique et des débits. Malgré les efforts fournis pour reproduire au mieux les conditions réelles, certaines limitations du simulateur, notamment l'impossibilité de modéliser certains équipements spécifiques, ont conduit à des hypothèses simplificatrices qui expliquent en partie ces écarts.

L'ajustement des conditions opératoires et le recalibrage de certains paramètres d'entrée pourraient permettre d'améliorer la précision de la simulation. Par ailleurs, il serait pertinent d'explorer des approches hybrides intégrant des données en temps réel, afin de mieux représenter la dynamique réelle du procédé.

Enfin, l'optimisation automatique du procédé, à travers l'utilisation d'algorithmes d'intelligence artificielle, représente une perspective prometteuse. De même, l'intégration de systèmes de récupération de chaleur pourrait contribuer à améliorer significativement l'efficacité énergétique globale de l'unité.

## Bibliographie

- [1] Y. Jégourel, “De la transition environnementale à la crise énergétique: le gaz naturel a-t-il un avenir?,” Policy Center for the New South, 2021.
- [2] J.-P. Favennec, *Géopolitique et transition énergétique 2: D’un continent à l’autre, des situations contrastées*, vol. 2. ISTE Group, 2022.
- [3] A. AGUILAL and B. OUTTAJ, “Comment les énergies renouvelables sont liées aux émissions de CO<sub>2</sub> au Maroc entre 1990 et 2021: une investigation empirique,” *Rev. Int. la Rech. Sci.*, vol. 2, no. 2, pp. 384–399, 2024.
- [4] M. P. TOBALY, M. L. LUO, M. J.-N. JAUBERT, M. R. PRIVAT, M. S. LASALA, and M. R. HREIZ, “Modélisation et simulation numérique du comportement de chargement de gaz naturel liquéfié dans une cuve de méthanier.,” 2018.
- [5] K. Pajaczek, W. Kostowski, and W. Stanek, “Natural gas liquefaction using the high-pressure potential in the gas transmission system,” *Energy*, vol. 202, p. 117726, 2020.
- [6] T.-V. Nguyen, E. D. Rothuizen, W. B. Markussen, and B. Elmegaard, “Thermodynamic comparison of three small-scale gas liquefaction systems,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 128, pp. 712–724, 2018.
- [7] B. Shingan, “Cold utilization of LNG: process modification and optimization,” 2023, *School of Advanced Engineering, UPES, Dehradun*.
- [8] R. M. Rabiou, “Predictive Maintenance of Critical Equipment for Floating Liquefied Natural Gas Liquefaction Process,” 2022.
- [9] “I\_Generalites\_sur\_le\_gaz\_naturel\_I\_1\_Def(2).”
- [10] J. Charlier, “L’évolution récente des transports maritimes pétroliers,” *Bull. la Société Géographique Liège*, 1974.
- [11] “SH\_Nomination\_GECF\_Awards\_ENGLISH.pdf.”
- [12] D. Holleaux, *La vraie histoire du gaz-Quand l’énergie devient une arme géopolitique*. Cherche Midi, 2024.
- [13] C. Les, O. Du, G. A. Z. Naturel, and E. Gnl, “Gas Processing Liquefaction Production Exploration and Development Transport L N G Regasification Distribution and Transport Marketing and Sales Compréhension Options du gaz naturel et du GNL COMPRENDRE LES OPTIONS DU GAZ NATUREL ET DU GNL Production Exploration et Développement Regazéification Transport Distribution et Transport Marketing et des ventes Liquéfaction Traitement du gaz Financé par Développé par Partenaires contributeurs”, [Online]. Available: <https://energy.gov/ia/articles/understanding-natural-gas-and-lng-options>
- [14] P. P. : A. Mohammed and B. S. Eddine, “Mémoire De Fin D ’ étude Thème Étude Du Processus De Liquéfaction Du Gaz Naturel,” p. 79, 2019.
- [15] S. Faramawy, T. Zaki, and A.-E. Sakr, “Natural gas origin, composition, and processing: A review,” *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, vol. 34, pp. 34–54, 2016.
- [16] O.-E. BAHAMAOU, H. BAHOUTI, N. GHANDJOUR, and N. DAMBA, “Étude du problème de contamination de gaz de régénération par le gaz,” 2023, *UNIVERSITE AHMED DRAIA-ADRAR*.
- [17] B. Tahchi, “Algerian gas to strengthen energy security of the European Union: Policy, capacity and strategy,” *Energy Reports*, vol. 11, pp. 3600–3613, 2024.

- [18] A. Rojey, *Gaz naturel (Le): De la production aux marchés*. Editions Technip, 2013.
- [19] I. S. Noba, “Modélisation et simulation numérique du comportement de chargement de gaz naturel liquéfié dans une cuve de méthanier Ibrahim Sory Noba To cite this version : HAL Id : tel-02130262 soutenance et mis à disposition de l’ensemble de la Contact : ddoc-thes,” 2021.
- [20] S. MOHAMMEDI and I. E. ABIDI, “Vérification les paramètres de fonctionnement d’une colonne de détaniseur à l’aide de l’outil HYSYS,” *UNIVERSITÉ KASDI MERBAH OUARGLA*.
- [21] M. A. M. Pereira, “Energy Conversion and Management Energy and economic comparison of five mixed-refrigerant natural gas liquefaction processes,” 2022.
- [22] I. S. Al-Mutaz, X. Liu, and G. Mazza, “Natural gas liquefaction technologies - An overview,” *Oil Gas Eur. Mag.*, vol. 42, no. 4, pp. 213–218, 2016.
- [23] H. A. J. Watson, “[http://www.mendeley.com/research/dd069c6b-13b7-3b7c-8e55-133cd9e946f3/Robust simulation and optimization methods for natural gas liquefaction processes](http://www.mendeley.com/research/dd069c6b-13b7-3b7c-8e55-133cd9e946f3/Robust%20simulation%20and%20optimization%20methods%20for%20natural%20gas%20liquefaction%20processes),” 2018. [Online]. Available: <https://dspace.mit.edu/handle/1721.1/115702>
- [24] E. O. Faradji, A. Toumi, and M. SAKMECHE, “Etude du Problème de l’augmentation cyclique de la teneur en CO<sub>2</sub> dans la section de la décarbonation du gaz naturel,” 2021, *UNIVERSITE AHMED DRAIA-ADRAR*.
- [25] A. E. LAIFA and S. BOUTADJINE, “Etude comparative entre deux procédés de liquéfaction du gaz.”
- [26] M. Blais, “Modélisation et suivi du procédé par infusion de résine sur une nouvelle génération de renforts structuraux pour l’aéronautique,” 2016, *Université de Lyon*.
- [27] E. M. Leroy, “Etude et modélisation des propriétés de systèmes réactifs thermodurcissables en cours de réticulation pour la simulation du procédé RTM,” 2000, *INSA de Lyon*.
- [28] S. Nouredine and R. Mohammed, “Modélisation et Simulation Multi-Agents d’un Processus Industriel (Processus de Génération de Vapeur avec le Poste d’Eau)”.
- [29] J. Haydary, *Chemical process design and simulation: Aspen Plus and Aspen Hysys applications*. John Wiley & Sons, 2019.
- [30] S. K. Mondal, M. R. Uddin, S. Majumder, and J. Pokhrel, “HYSYS simulation of chemical process equipments,” *Chem. Eng. Process.*, pp. 1–7, 2015.
- [31] M. M. Ureta and V. O. Salvadori, “A review of commercial process simulators applied to food processing,” *J. Food Process Eng.*, vol. 46, no. 2, p. e14225, 2023.
- [32] A. Giwa, S. O. Giwa, and E. A. Olugbade, “Application of Aspen HYSYS process simulator in green energy revolution: A case study of biodiesel production,” *ARPN J. Eng. Appl. Sci*, vol. 13, no. 2, pp. 569–581, 2018.