

## **Remerciement :**

*En préambule à ce mémoire, je souhaite adresser ici mes remerciements à :*

*Mes promoteurs : de l'université : Mr AKLIOUAT Hacene et de l'entreprise HOCINE Hocine, pour l'implication Qu'il a pu avoir tout au long de ce projet, son suivi ses Conseils et ses orientations.*

*Je remercie les membres des jurys, pour l'honneur qu'ils je fais En acceptant d'examiner ce mémoire et pour leur Bienveillante attention.*

# Sommaire

I.	Introduction Générale :	6
II.	Sonatrach :	8
II.1	Les différentes filières de la sonatrach sont :	8
II.1.1	Activité exploration-production (E&P):	8
II.1.2	Activité Transport par Canalisations (TRC) :	8
II.1.3	Activité Liquéfaction, Raffinage et Pétrochimie (LRP) :	9
III.	Présentation du complexe GNL3/Z :	9
III.1	Position du site :	10
IV.	Le gaz naturel en Algérie :	12
IV.1	Introduction :	12
IV.2	Richesse Algérienne en gaz naturel :	13
IV.3	Les réserves gazières en Algérie:	13
IV.4	Caractéristiques du gaz naturel :	14
IV.4.1	Densité :	14
IV.4.2	Pouvoir calorifique :	14
IV.4.3	Pouvoir calorifique supérieur (PCS):	15
IV.4.4	Pouvoir calorifique inférieur (PCI):	15
IV.5	Les types de gaz naturel :	15
IV.5.1	Le gaz sec :	15
IV.5.2	Le gaz humide :	15
IV.5.3	Le gaz à condensât :	15
IV.5.4	Le gaz associé :	15
V.	Principe de fonctionnement	9
V.1	Operations utilisées pour obtenir la liquéfaction du gaz naturelle	9
V.1.1	Prétraitement du gaz brut de séparation	9
V.1.2	Déshydratation du gaz de séparation	9
V.1.3	Precede par Absorption	9
V.1.4	Déshydratation par Adsorption	10
V.1.5	Élimination des gaz acides H <sub>2</sub> S etCO <sub>2</sub>	11
V.1.6	Cas de Présence de mercure dans le gaz decharge	12

V.1.7	Élimination ou réduction de la présence d'Azote dans le gaz décharge	12
V.2	Procédés de liquéfaction du GN	14
V.2.1	Énoncé du principe de l'équivalence:	15
VI.	Description du principe courant de liquéfaction	17
VI.1	Description de la première étape	19
VI.2	Description de la deuxième étape(Fractionnement)	20
VI.2.1	dé-propaniseur	23
VI.2.2	débutaniseur	25
VI.2.3	Vue d'écran DCS d'un Débutaniseur enopération	25
VI.3	Troisième étape: Liquéfaction du Gaz deProcédé	26
VII.	Stockage du GNL	28
VIII.	Conclusion générale :	32
IX.	Référence bibliographique	33

## Listre de figure

<b>Figure 1 : position du site GNL3/Z .....</b>	<b>10</b>
<b>Figure 2 : Répartition des réserves gazières en Algérie .....</b>	<b>14</b>
<b>Figure 3 : Courbe de liquéfaction du GN .....</b>	<b>14</b>
<b>Figure 4 : Schéma de principe de l'ensemble des opérations effectuées pour aboutir à la liquéfaction du GN .....</b>	<b>16</b>
<b>Figure 5 : "Block diagram" général des opérations de pré-traitement et de liquéfaction du GN .....</b>	<b>17</b>
<b>Figure 6 : d'une courbe de liquéfaction d'un gaz Naturel par le procédé conventionnel à cascade .....</b>	<b>18</b>
<b>Figure 7 : Schéma d'un fractionnement: Déméthaniseur, Deéthaniseur, Dépropaniseur et Débutaniseur .....</b>	<b>21</b>
<b>Figure 8 : Figure représente Dééthaniseur.....</b>	<b>22</b>
<b>Figure 9 Vue d'écran DCS d'un Dééthaniseur en opération .....</b>	<b>23</b>
<b>Figure 10: Principe de fonctionnement dépropaniseur.....</b>	<b>24</b>
<b>Figure 11 : Vue d'écran DCS d'un Dépropaniseur en opération .....</b>	<b>25</b>
<b>Figure 12 : Vue d'écran DCS d'un Débutaniseur en opération .....</b>	<b>26</b>
<b>Figure 13 Formes des courbes de détente.....</b>	<b>27</b>
<b>Figure 14 Principe de construction d'un bac de GNL enterré (pour sites à risques .....</b>	<b>30</b>

# ***Introduction Générale***

## **I. Introduction Générale :**

SONATRACH est la compagnie algérienne de recherche, d'exploitation, de transport par canalisation , de transformation et de commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés, Elle a pour mission essentielles l'exploitation des installation existantes de liquéfaction de gaz naturel et de séparation de GPL , de raffinage ,de pétrochimie et de gaz industriels (Hélium et Azote ).

Dans le cadre de l'obtention d'un diplôme de licence (système LMD) en industrie Pétrochimique spécialité génie de formulation, nous avons élaboré ce mémoire avec tous les moyens qu'on a, et à l'aide de plusieurs gents, afin de un travail considérable .Le stage pratique a été réaliser au sien du SONATRACH d'Arzew (complexe GNL3/Z).

Mon travail consiste à étudier liquéfaction du Gaz Naturel, on a décomposé mon travail en 3 chapitres qui les suivants:

Chapitre 1 : présentation de SONATRACH et le complexe GNL3

Chapitre 2 : généralité sur liquéfaction du Gaz Naturel

Chapitre 3 : processus de liquéfaction du Gaz Naturel

Et enfin une conclusion générale.

# *Présentation de* *l'entreprise*

## **II. Sonatrach :**

Sonatrach est la société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures.

Sonatrach est un acteur majeur au service de la satisfaction de la demande domestique en énergie. Première compagnie d'hydrocarbures en Afrique est aussi un important fournisseur d'énergie dans le monde.

### **II.1 Les différentes filières de la sonatrach sont :**

#### **II.1.1 Activité exploration-production (E&P):**

L'Activité E&P, a pour objectifs, l'augmentation du niveau de la production et des réserves pour répondre à la demande nationale en hydrocarbures et pérenniser et développer nos marchés à l'international.

Face à une demande domestique et mondiale en énergie sans cesse croissantes, le pétrole et le gaz demeurent les ressources nécessaires pour y répondre.

Néanmoins, l'exploitation de ces ressources devra prendre en compte de nouveaux paramètres et de nouveaux défis aux plans techniques, économiques, sociétaux et environnementaux.

A titre d'exemple, les produits énergétiques propres et économiques comme le gaz naturel dont les Réserves restent importantes, devront désormais être recherchés de plus en plus loin, de plus en plus profondément en utilisant des technologies de plus en plus sophistiquées.

En 2015, la mise en œuvre par SONATRACH de sa stratégie d'optimisation de l'exploration et de la production, a permis une augmentation des volumes d'hydrocarbures à l'export et de la demande nationale, évaluée à 3 millions de TEP pour ce qui concerne le marché domestique

#### **II.1.2 Activité Transport par Canalisations (TRC) :**

L'Activité Transport par Canalisations est un maillon important de la chaîne des hydrocarbures et ce, d'un point de vue historique, stratégique et opérationnel.

L'histoire de SONATRACH a débuté avec cette activité lorsqu'elle s'est lancée dès 1966 dans la construction du premier oléoduc algérien, l'OZ1, d'une longueur de 805 KM, reliant Haoud El Hamra à Arzew.

Depuis, notre réseau de transport par canalisations n'a eu de cesse de se densifier et de se complexifier en fonction du développement des activités de l'Amont et de l'Aval pétrolier et gazier de SONATRACH, en national et en international.

La longueur de notre réseau de transport des hydrocarbures dépasse aujourd'hui les 19 000 Km et le nombre de pipelines est passé de un (01) à trente-sept (37).

Trois gazoducs transcontinentaux nous relient à l'Europe à travers les pays du Maghreb.

### **II.1.3 Activité Liquéfaction, Raffinage et Pétrochimie (LRP) :**

Dans la Liquéfaction, le Raffinage, la Pétrochimie, maillons essentiels de la transformation et de la valorisation des hydrocarbures, SONATRACH s'est dotée de plus d'une vingtaine de complexes et d'unités industrielles depuis 1964, date de mise en production par l'Algérie du premier complexe de liquéfaction de gaz naturel au monde ,dénommé GL4Z (ex CAMEL).

Depuis cette date, SONATRACH s'est hissée au rang de leader de l'industrie du GNL, a développé ses gisements gaziers et conforté son rôle de pionnière dans l'industrie internationale du gaz, notamment dans la production et la commercialisation du GNL.

En 2015, la production totale de GNL totalise 26,8 millions de m3. Cette production s'appuie sur quatre (04) complexes de GNL, dont :

- Un (01) méga train à Skikda, le GL1K d'une capacité de 10 millions de m3 de GNL par an.

Un (01) méga train à Arzew (GL3Z), d'une capacité de 10,5 millions m3 de GNL par an.

### **III. Présentation du complexe GNL3/Z :**

Le complexe GL3Z est une usine entièrement nouvelle qui se compose d'un méga train de GNL .La capacité de production annuelle du train de GNL est de 4 ,7 millions de tonnes (nettes dans les cargos de GNL).

L'usine GL3/Z produit du GNL mais aussi de l'éthane, du propane, du butane, de la gazoline et un courant de l'hélium brut. Le GAZ Naturel liquéfié produit dans l'usine de GNL est exporté vers les marchés internationaux, tandis que les composants plus lourds, comme le GPL et la gazoline sont extraits et exportés séparément.

Le complexe GNL-3Z comprend Un train du GNL pour:

**Traitement du gaz d'entrée**

**Fractionnement**

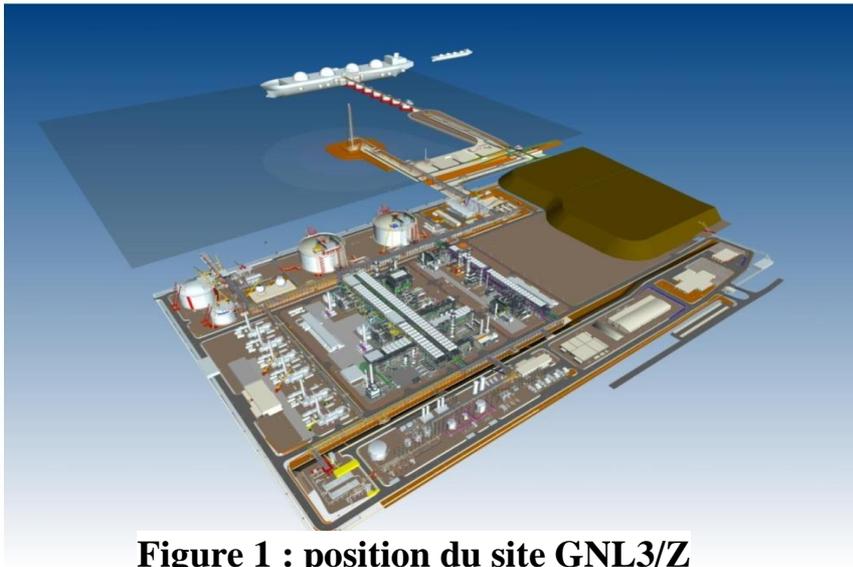
**Liquéfaction du méthane**

**Toutes les infrastructures nécessaires : utilités, stockages, jetée pour chargements des navires, etc.**

### **III.1 Position du site :**

Le site se situe le long de la côte Méditerranéenne à Bethioua, à l'est d'Arzew, dans la zone du port Industriel de Arzew El Djedid.

Il s'étend sur une superficie de 54,6 ha



**Figure 1 : position du site GNL3/Z**

# *Chapitre 2 : Partie* *théorique*

## **IV. Le gaz naturel en Algérie :**

### **IV.1 Introduction :**

L'Algérie a une importante industrie du gaz naturel avec un important producteur de gaz au niveau mondial.

A la fin de 1953, plusieurs campagnes sismiques aboutirent à la mise en évidence d'une zone haute pouvant constituer un anticlinal, notamment dans la région de HASSI R'MEL, un premier forage (HR1) a été réalisé en 1956. Huit puits sont alors réalisés, délimitant ainsi une structure anticlinale constituant un grand réservoir de gaz.

Ce premier développement du champ permet de préciser les niveaux géologiques et d'approfondir les connaissances sur le réservoir et son effluent.

Quatre puits sont reliés à un centre de traitement permettant l'exploitation commerciale du champ, Dès février 1961 deux unités livrent du gaz à GL4-Z à travers un gazoduc reliant HASSI-R'MEL à ARZEW, le condensât était évacué à HAOUDH EL HAMRA via l'oléoduc «N°8 ».

Depuis la mise en exploitation, plusieurs étapes ont été marquées avant d'atteindre la phase actuelle de développement.

De **1961** à **1971**, la production annuelle de gaz brut passe de 0,8 à 3,2 milliards de m<sup>3</sup> et celle du condensât passe de 126 000 à 623 000 tonnes.

De **1971** à **1974** : des études des réservoirs permettent de définir le mode d'exploitation du champ.

En **1974**, parallèlement à ces études, une extension du centre de traitement était réalisée par l'adjonction de six nouvelles unités d'une capacité totale de 300.106 m<sup>3</sup>/j.

Un programme de forage complémentaire était porté sur 23 nouveaux puits réalisés entre **1971** et **1974**.

Depuis **1980**, l'Algérie est devenue l'un des grands exportateurs mondiaux de gaz naturel. Une particularité à souligner est que l'Algérie a pu réaliser diverses installations de liquéfaction de gaz naturel qui lui permettent de le commercialiser sous forme liquide et le transporter dans des méthaniers vers le marché extérieur (Etats-Unis, Europe.. etc.).

Parallèlement à ce mode de transport l'Algérie a pu transporter son gaz par des gazoducs reliant directement HASSI-R'MEL à l'Europe, c'est ainsi qu'elle exploite actuellement le fameux gazoduc transméditerranéen qui relie l'Algérie à l'Italie et la Slovaquie via la Tunisie et à l'Espagne via la Maroc.

## **IV.2 Richesse Algérienne en gaz naturel :**

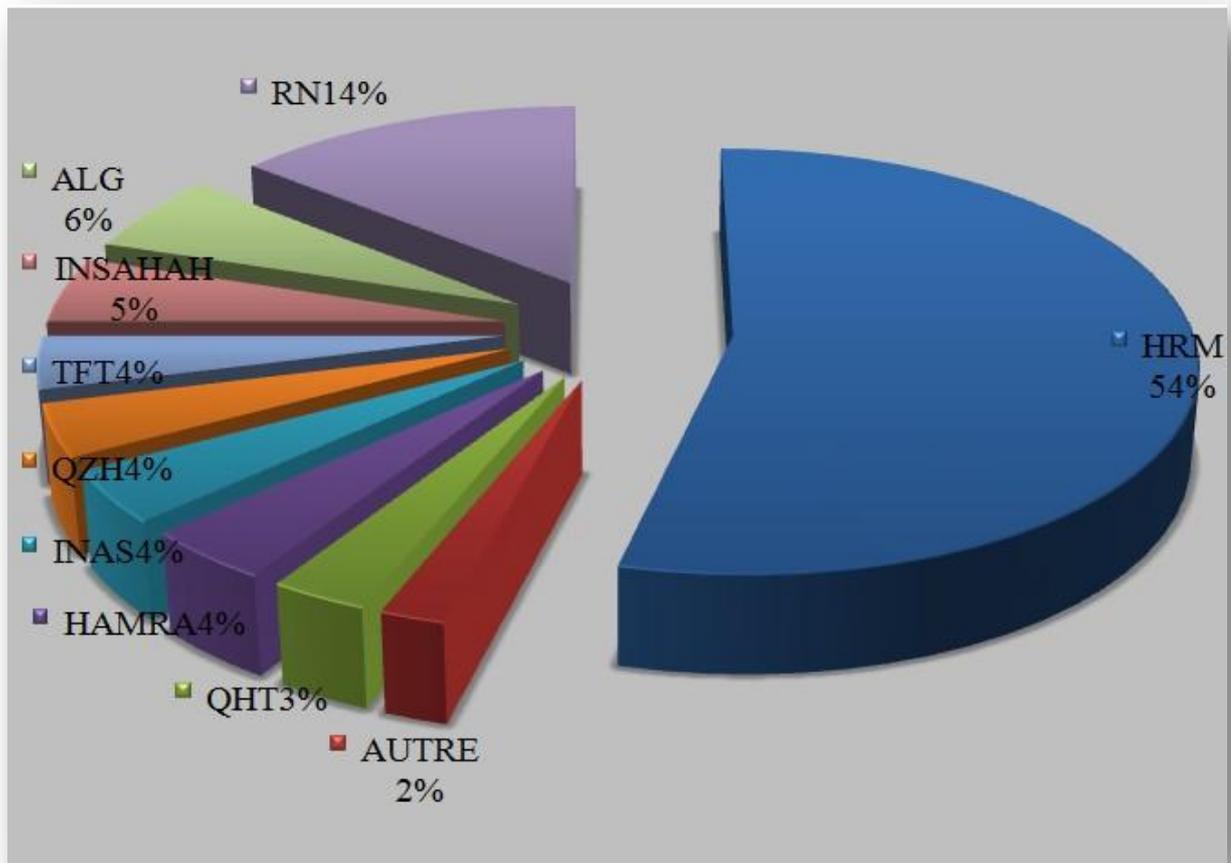
L'Algérie possède des réserves immenses en gaz naturel à savoir le champ de HASSIR'MEL, qui est le plus grand à l'échelle mondiale et celui de AIN-SALAH qui sera exploité en l'an 2002. L'Algérie est placée au quatrième rang, en possédant 10% environ des réserves mondiales.

L'exploitation de gaz naturel en provenance de l'Algérie atteindra 80 milliards m<sup>3</sup> de production. Autrement dit l'Algérie deviendra le premier exportateur dans ce secteur.

## **IV.3 Les réserves gazières en Algérie:**

En janvier 2003 les réserves prouvées de gaz naturel sont estimées à 4,077.109 m<sup>3</sup>. Au cours des dix dernières années les bassins de BERKINE et d'ILLIZI ont enregistré les taux de réussite les plus élevée dans l'exploration, avec respectivement 51% et 50%. Parmi les autres bassins de BERKINE qui se classent comme les plus fructueux figure le bassin d'OUED MYA ou ils ont effectué une autre découverte de gaz et de pétrole en 2002, ainsi que les bassins de TIMIMOUN et HASSI MESSAOUD.

Il est estimé actuellement que des investissements de l'ordre de 7Milliards de \$ devront être débloqués les prochaines années afin de développer toutes les découvertes réalisées. [1]



**Figure 2 : Répartition des réserves gazières en Algérie**

#### **IV.4 Caractéristiques du gaz naturel :**

Au stade final de son exploitation, le gaz naturel peut être caractérisé par les propriétés suivantes :

##### **IV.4.1 Densité :**

Pour un gaz elle est définie par le rapport de sa masse volumique à celle de l'air dans les conditions déterminées de la température et de la pression.

##### **IV.4.2 Pouvoir calorifique :**

C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion d'une unité de volume du gaz, mesurée dans les conditions de référence. Le pouvoir calorifique pour le gaz naturel s'exprime en (j/m<sup>3</sup>).

Il existe deux valeurs de pouvoir calorifique :

#### **IV.4.3 Pouvoir calorifique supérieur (PCS):**

Le PCS est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramènés à la température ambiante, l'eau formée étant liquide.

#### **IV.4.4 Pouvoir calorifique inférieur (PCI):**

Le PCI C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramènés à la température ambiante, l'eau restée à l'état vapeur.

#### **IV.5 Les types de gaz naturel :**

La présence et l'apparition d'une phase liquide avec le gaz selon les conditions de pression et la température dans le réservoir de gisement et en surface conduit à distinguer.

##### **IV.5.1 Le gaz sec :**

Dans les conditions de production de ce gaz, il n'y a pas une formation de phase liquide et le gaz est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane.

##### **IV.5.2 Le gaz humide :**

Dans les conditions de production de ce gaz, il y'a une formation de phase liquide dans les conditions de surface et le gaz est moins concentré en méthane.

##### **IV.5.3 Le gaz à condensât :**

Dans les conditions de production de ce gaz, il y'a une formation de phase condensée riche en constituants lourds dans le réservoir.

##### **IV.5.4 Le gaz associé :**

C'est un gaz de couverture qui existe avec la phase d'huile dans le réservoir d'huile (Gisement de pétrole). [2]

# *Chapitre 3 : Partie* *expérimentale*

## **V. Principe de fonctionnement**

### **V.1 Operations utilisées pour obtenir la liquéfaction du gaz naturelle**

Deux grands types d'opérations sont nécessaires pour parvenir à la liquéfaction du Gaz Naturel:

- Une section de préparation du Gaz brut de séparation appelée Prétraitement du gaz
- Une section de liquéfaction proprement dite, dans laquelle le refroidissement progressif amène le GN de son point de rosée à son point de bulle autrement dit à sa liquéfaction totale.

#### **V.1.1 Prétraitement du gaz brut de séparation**

Avant de commencer le procédé de liquéfaction proprement dit le gaz brut de séparation a été séparé de ses condensats par les opérations de "Dégazolinage"

Il doit subir ensuite plusieurs traitements qui permettent de l'amener au premier stade de la liquéfaction ce sont les opérations suivantes:

- La déshydratation du gaz de séparation
- l'élimination des gaz acides tels qu' H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> et aussi impureté présence de Mercure

A titre de rappel, on trouvera ci-dessous les résumés des principales techniques de déshydratation du gaz

#### **V.1.2 Déshydratation du gaz de séparation**

#### **V.1.3 Précédé par Absorption**

Le procédé aujourd'hui encore le plus utilisé est l'"absorption" de la vapeur d'eau par un produit très hydrofuge que sont les trois Glycols :

- Le Mono Ethylène Glycol (M.E.G) (le moins utilisé à cause, entre autres, de sa température d'ébullition trop basse)

- Le Di Ethylène Glycol (D.E.G)
- Le Tri Ethylène Glycol (TEG) (le plus couramment utilisé)

Le gaz humide débarrassé de:

- L'eau libre
- Des condensats hydrocarbures

Et introduit par le bas d'une colonne appelée absorbeur, ou encore "Contacteur" le gaz s'élève en "contactant" le T.E.G introduit lui par le haut et en contact avec le gaz ascendant par la surface d'anneaux placés sur des lits constituants des étages appelés Packing.

Le gaz maintenant anhydre, avec un point de rosée pouvant parvenir à  $-60^{\circ}\text{C}$  avec certaines variantes de re-concentration du T.E.G. quitte le "Contacteur" pour subir éventuellement d'autres traitements.

Le T.E.G. est régénéré dans un ensemble Rebouilleur et colonne de stripping

#### **V.1.4 Déshydratation par Adsorption**

Ce procédé très répandu à travers le monde, sèche le gaz humide en passant dans des sècheurs dans lesquels de petites billes très hygroscopiques adsorbent l'humidité du gaz elles sont constituées:

- D'alumine ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ )
- De tamis moléculaires constitués d'alumine spéciale ayant subi un traitement thermique

Ces couches de billes sont disposées sur des lits horizontaux et adsorbent au passage la vapeur d'eau du gaz humide

Les batteries de sècheurs sont constituées en général de trois tours de séchage fonctionnant par cycles:

- Une en phase d'adsorption (séchage)
- La seconde en phase de régénération par circulation inverse d'une partie du gaz

séché et réchauffé à travers les lits

- La troisième en refroidissement, mais qui peut être placée à la demande en phase
- d'adsorption, en cas de saturation de vapeur d'eau de la tour en phase de séchage

Ce procédé permet d'obtenir un gaz anhydre avec un point de rosée voisin de  $-80^{\circ}\text{C}$ , voire plus bas ce qui est bien compatible avec les unités en aval telles que GPL et GNL.

Les centres de production du gaz étant souvent éloignés des unités de GNL et ou GPL et la pression disponible du gaz à l'issue de la déshydratation étant souvent insuffisante pour permettre d'arriver aux spécifications de pression, imposées par la partie commune à tous les procédés de liquéfaction (auto refroidissement du gaz par détente), Il y a souvent obligation de re-comprimer le gaz avant expédition aux unités en aval.

Par exemple en Indonésie sur l'île de Kalimantan (ex Bornéo dans le delta de la Mahakan River), entre les différents centres de production de gaz à condensats sortant de différents gisements de gaz anciens CPA CPU et plus récents comme Peciko et NPU, la chaîne de traitement entre tous ces centres et les unités de GNL, GPL est complexe. Il y a les gaz de gisements anciens à re-comprimer fortement et les gaz récents à 100 Bars en tête de puits. Après avoir été acheminés par plusieurs pipelines intermédiaires, tous se retrouvent, après dégazolinage et déshydratation, dans le même pipeline à destination des unités de liquéfaction à des dizaines de Kms (183 Kms pour la ligne la plus longue).

Finalement, le gaz arrive à Bontan (unité de liquéfaction) à une pression de plus de 50 bar. Il faut impérativement avoir une pression supérieure à 47 bar à l'entrée des trains de liquéfaction afin que l'effet d'auto-réfrigération soit optimal.

### **V.1.5 Élimination des gaz acides $\text{H}_2\text{S}$ et $\text{CO}_2$**

C'est encore un procédé par **A**bsorption qui est le plus couramment utilisé pour enlever les deux gaz acides les plus fréquents  $\text{H}_2\text{S}$  et  $\text{CO}_2$

Cette fois c'est la famille des amines qui est mise à contribution par l'une d'entre elles, la Di Éthanol Amine (D.E.A.), qui a une grande affinité pour l' $\text{H}_2\text{S}$  et le  $\text{CO}_2$

Le procédé est analogue à celui de la déshydratation au T.E.G. à savoir:

- Une tour "absorbeur" dans laquelle circule de bas en haut le gaz acide

- La DEA est introduite par le haut, elle absorbe H<sub>2</sub>S et CO<sub>2</sub> contenus dans le gaz, en les "contactant" sur des anneaux (caractérisés par une très grande surface pour un petit volume)
- La D.E.A. est ensuite régénérée dans une unité de distillation avec rebouilleur, et le gaz acide dont elle est purifiée, est soit brûlé à une torche spéciale, ou bien utilisé pour fabriquer du soufre dans une unité au procédé "Claus"

Le gaz traité anhydre et sans H<sub>2</sub>S ni CO<sub>2</sub> peut maintenant subir soit:

- Un fractionnement dans une unité G.P.L. pour récupérer les Butane et Propane
- ou entreprendre la liquéfaction des gaz restants Éthane et Méthane (ce qui est le but recherché, car ce dernier est le constituant le plus important généralement entre 70 et 85 % dans les champs gazifères)

### V.1.6 Cas de Présence de mercure dans le gaz décharge

Comme il avait été signalé en préambule (introduction de ce module) la présence de Mercure dans les gaz bruts provoque une corrosion importante dans les échangeurs en aluminium qui constituent la majeure partie des boucles de refroidissement du GN.

Le mercure en **présence d'humidité aux températures positives** forme avec l'aluminium un amalgame qui provoque la corrosion dans les échangeurs.

Pour éviter la destruction de ces équipements le Mercure doit être détecté dans le gaz à la sortie de la section de déshydratation et piégé par adsorption dans un adsorbant spécial.

Quand les unités sont arrêtées il faut maintenir la batterie d'échangeurs cryogéniques en **température négative**, par exemple en les balayant avec les vapeurs froides de GN des bacs de stockage.

**Remarque :** le mercure forme avec l'alliage d'aluminium un amalgame qui n'est pas nuisible tant qu'il n'est pas en contact d'humidité. Pour pallier à cette éventualité, une solution efficace, appliquée sur certains sites, est de maintenir les échangeurs concernés en température négative avec des vapeurs de GN venant des bacs de stockage de GNL.

### V.1.7 Élimination ou réduction de la présence d'Azote dans le gaz décharge

La plupart des gaz de gisements gazifères contiennent de l'azote généralement autour de

5 à 7% et quelquefois même dans des proportions importantes (26% dans le cas du gaz de Yadana au Myanmar ex Birmanie).

Si l'azote n'est pas un facteur de trouble du point de vue du procédé (point de rosée à 192°C) étant donné sa caractéristique d'être inerte son PCS (voir définition du PCS dans le glossaire) est nul donc sa présence pénalise le PCS du GNL commercialisé. Il est donc nécessaire de minimiser son incidence pour ceci faire plusieurs solutions sont envisageables:

- Accroître le PCS du gaz en lui ajoutant un composant à fort PCS (ce fut le cas du gaz de Yadana auquel avait été rajouté de l'Iso-heptane).
- Accepter une baisse du prix de vente du gaz pour garder l'acheteur.
- Éliminer l'azote du GN afin de satisfaire les spécifications de composition du gaz à vendre.

Cette dernière possibilité est très coûteuse du point de vue procédé. En effet il fait appel à une unité dite: Nitrogen Recovery Unit (N.R.U.). Cette unité de Récupération d'azote est intégrée dans l'usine de GNL.

L'objectif de cette N.R.U. (ou Unité de Récupération d'Azote) est :

- D'extraire l'Azote sous forme gazeuse afin de le purger
- Parvenir aux spécifications du gaz à vendre
- Respecter la composition du GNL

L'équipement incontournable qui demande le plus gros investissement est un étage de re-compression du gaz de charge, si sa pression est inférieure à 45 Bar.

Ensuite plusieurs procédés sont envisageables pour éliminer l'azote.

Le procédé le plus fréquent est son extraction par distillation cryogénique en fin de liquéfaction ce qui sera décrit dans la cinquième étape du procédé

Un autre procédé plus simple est aussi possible mais n'est envisageable que pour des débits gazeux réduits il s'agit du procédé par filtration moléculaire à travers des membranes (procédé Kvaerner), dans ce cas l'extraction se fait évidemment en phase vapeur en amont de la liquéfaction.

## V.2 Procédés de liquéfaction du GN

Ensuite à la fin des opérations de préparation, le GN Traité est apte à subir les différents procédés de liquéfaction existants des quelques bailleurs de licence disponibles sur le marché, tous basés sur les bons vieux principes de base et universellement connu de la loi de Joule et du principe d'équivalence du travail et de la chaleur.

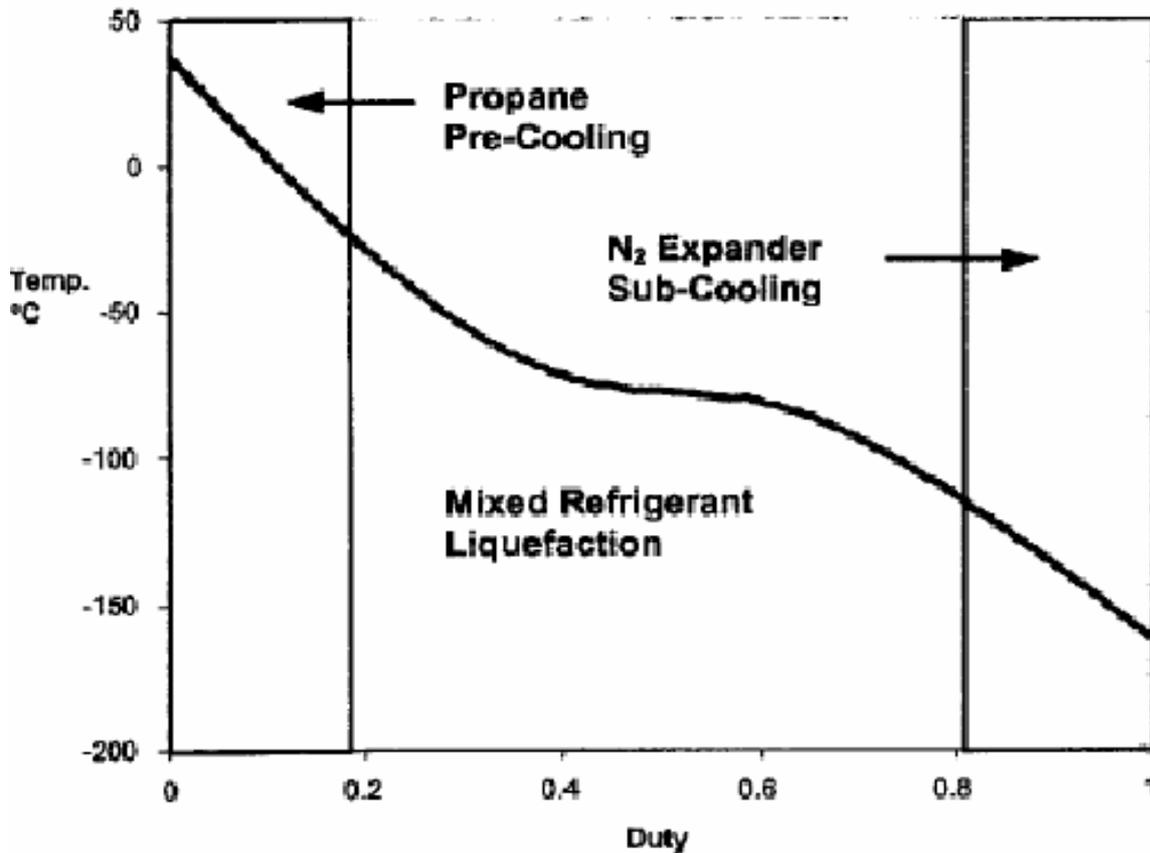


Figure 3 : Courbe de liquéfaction du GN

Les principales étapes étant en général:

- Réduction du pourcentage des gaz de condensation supérieure en Carbone: C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub> et éventuellement des **PPM de C<sub>5</sub>**
- Auto-refroidissement par détente progressive du GN dans son parcours à travers les échangeurs de la section liquéfaction
- Refroidissement par plusieurs boucles de réfrigération qui consistent à la

circulation d'un fluide frigorigène dans l'autre coté de ces mêmes échangeurs

- Et finalement obtention de la température finale de condensation du GN ( $-162^{\circ}\text{C}$ ) par détente à travers des vannes par effet Joule Thomson ou au travers d'un turbo expandeur qui donne une température plus basse et qui fournit un travail moteur disponible sur l'arbre

### V.2.1 Énoncé du principe de l'équivalence:

Durant un cycle thermodynamique la somme des quantités du Travail (Énergie mécanique) et de la quantité de chaleur (Énergie calorifique) reçues ou fournies par le système est nulle

Ce qui se traduit par l'équation fondamentale:

$$(W + Q)_{\text{cycle}} = 0$$

Ou encore en introduisant l'équivalent thermique ( la calorie ) "J" à l'unité d'énergie mécanique W ( le Joule ):

$$(W + JQ)_{\text{cycle}} = 0$$

ou "J" est égal à:

1/4.187 Joule ou à l'inverse 1 Calorie = 4.187 Joule















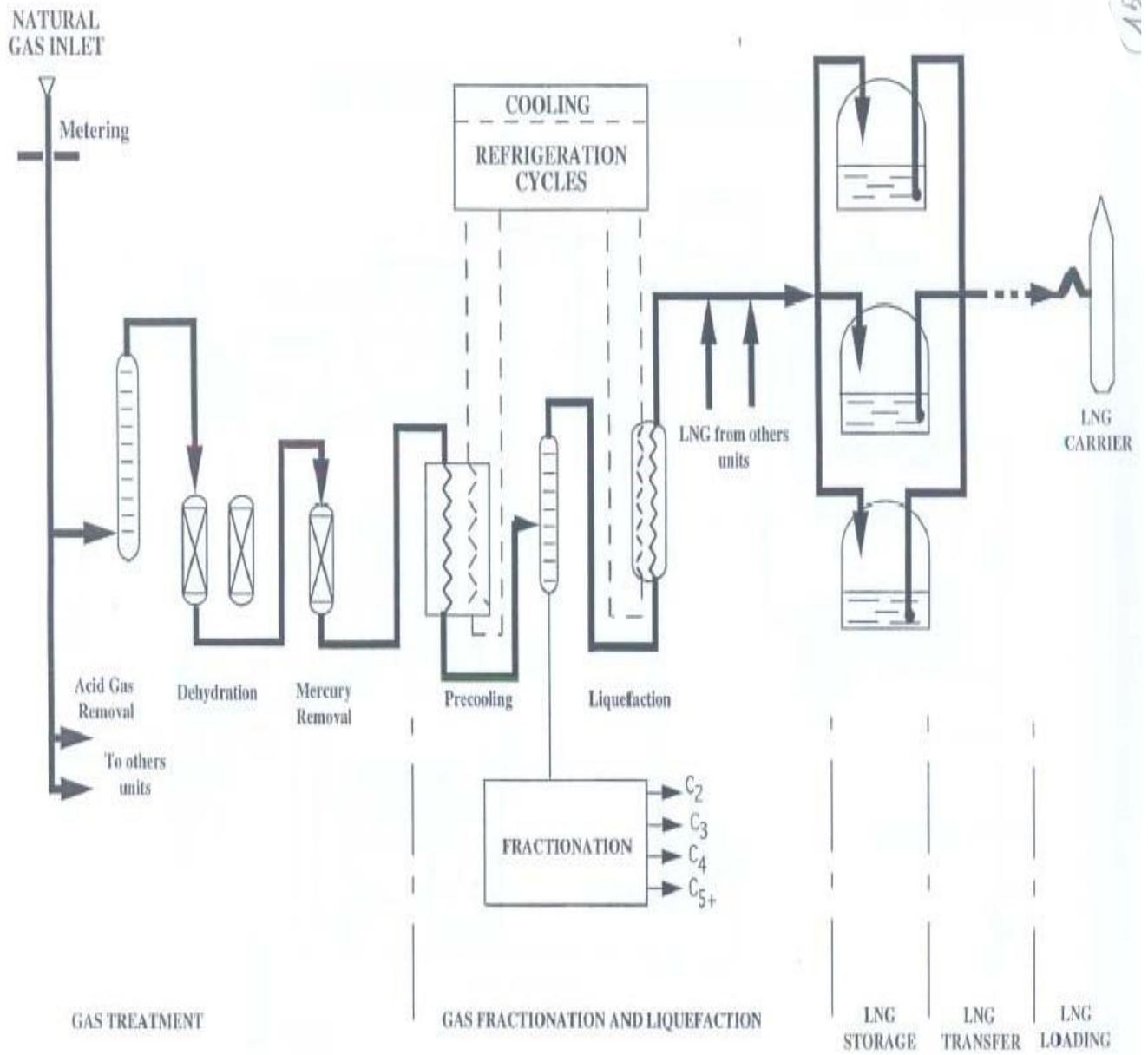


Figure 4 : Schéma de principe de l'ensemble des opérations effectuées pour aboutir à la liquéfaction du GN

## VI. Description du principe courant de liquéfaction

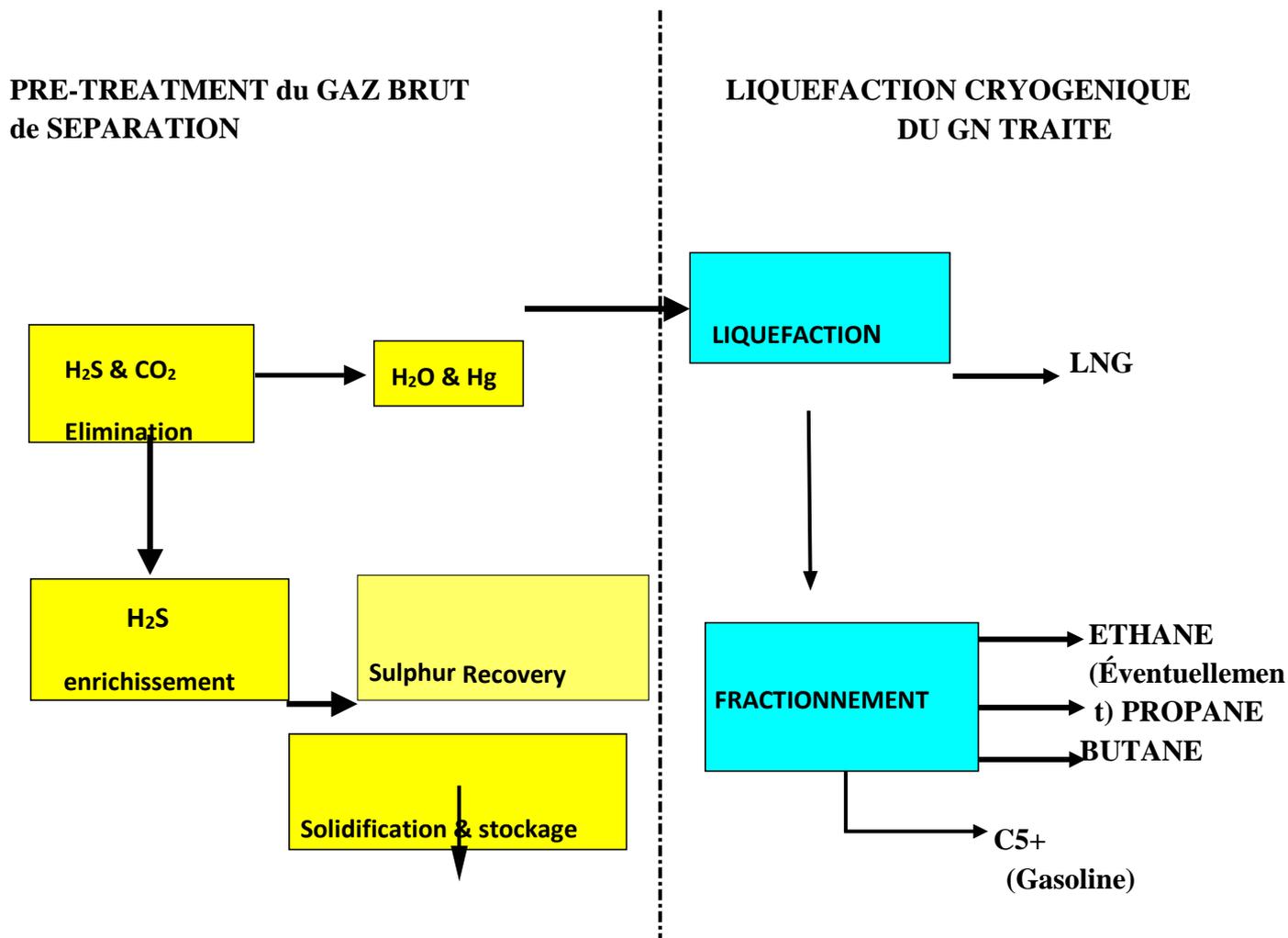
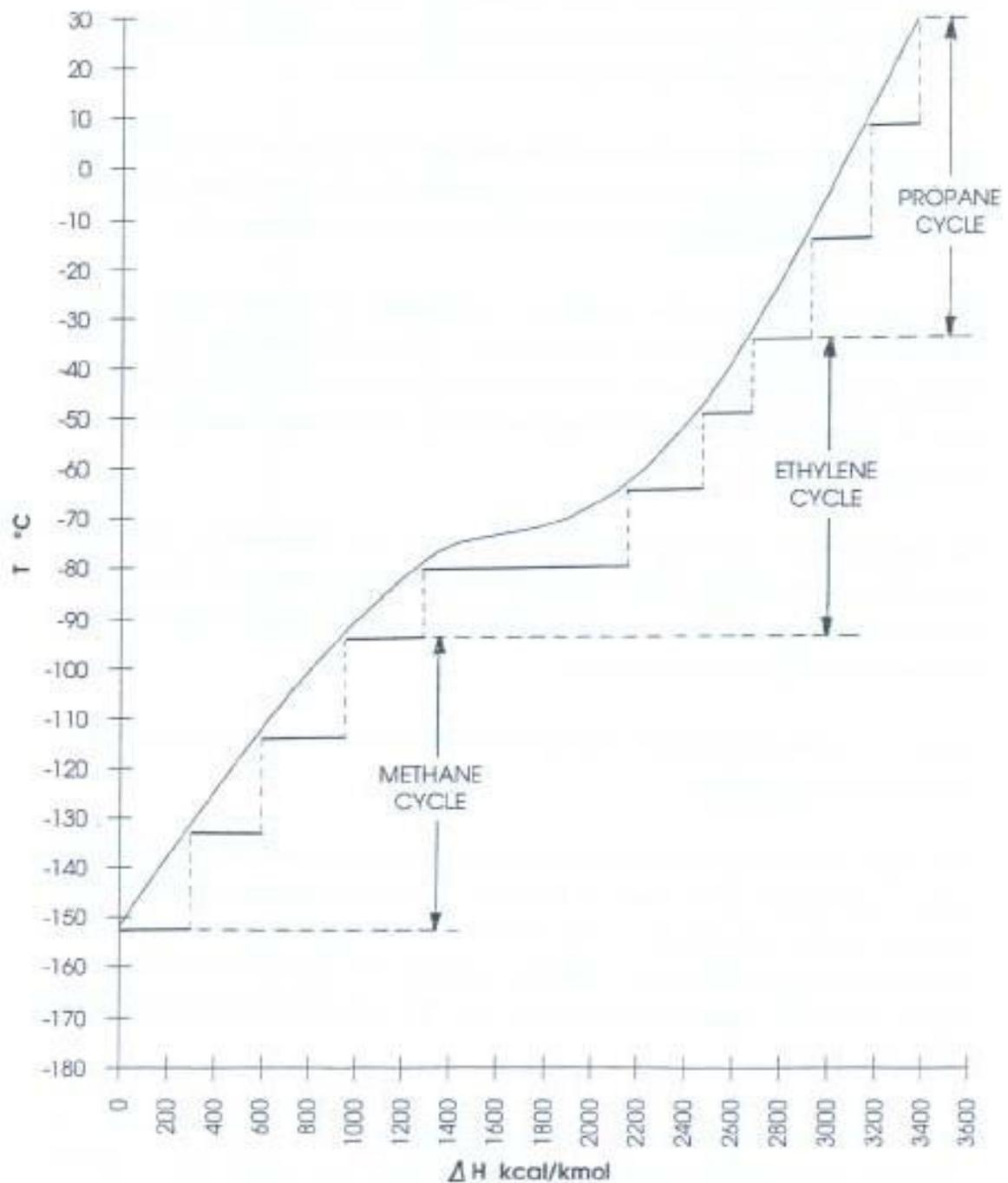


Figure 5 : "Block diagramme" général des opérations de prétraitement et de liquéfaction du GN



**Figure 6 : d'une courbe de liquéfaction d'un gaz Naturel par le procédé conventionnel à cascade**

## VI.1 Description de la première étape

Après avoir été pré-refroidi dans un échangeur Gaz de charge / gaz de tête de la colonne "Scrubb" le gaz de procédé est introduit par le fond dans une colonne "Scrubb" (nettoyage) il circule vers le haut, là il en ressort refroidi par un débit reflux de condensat provenant d'un ballon de reflux sa température est alors aux environs de  $-50 - 60^{\circ}\text{C}$ .

Le liquide condensé est récupéré dans un ballon de reflux, c'est lui qui est ensuite utilisé comme reflux au sommet de la colonne "Scrubb" pour refroidir le gaz et condenser la coupe  $\text{C}_3 / \text{C}_4$ , ainsi que les hydrocarbures lourds et aromatiques (si non extraits auparavant) potentiellement congelables dans les équipements cryogéniques aval. Ils sont extraits du reflux et récupérés dans le fond de la colonne "Scrubb".

Tandis que la coupe  $\text{C}_3 / \text{C}_4$  peut être envoyée à la section fractionnement où elle est extraite comme produit latéral commercialisable

Toutefois une fraction de cette coupe est conservée dans le gaz de procédé pour:

- remonter le PCS (en anglais High Heat Value - HHV) du gaz vendu
- Et surtout pour être utilisée en appoint dans les boucles de réfrigération concernées

Excepté si le GN est exempt ou a été épuré des Aromatiques en amont (comme déjà signalé auparavant) cette extraction est toujours nécessaire pour éviter leur congélation dans les circuits de liquéfaction plus froids.

Si la coupe  $\text{C}_3 / \text{C}_4$  n'est pas valorisée pour commercialisation elle est réinjectée dans le gaz procédé en aval du ballon de reflux pour être livré avec le GNL

- La quantité maximale limite en aromatiques est de 2 ppm volume
- Et celle pour les Hydrocarbures lourds 10ppm volume

Si les Mercaptans n'ont pas été éliminés auparavant dans la section Prétraitement. Grâce à leurs propriétés thermodynamiques ils sont aussi condensés dans la « Scrubb » avec les autres coupes citées ci-dessus.

En aval dans la section Fractionnement ils se concentrent dans la coupe LPG (C<sub>3</sub> / C<sub>4</sub>) et seront transformés en huile disulfide (DSO) par lavage à la soude dans les unités spéciales Merox , Sulfrex ou autres.

Étant donné sa haute teneur en Soufre cette DSO n'est pas commercialisable elle doit donc être éliminée par incinération. Les 'DSO' sont aussi parfois utilisées comme odorisant pour gaz de ville ou additif des charges de vapocraqueurs comme source de soufre pour éviter la décarburation de l'acier des tubes de chauffe.

Cependant elle peut être traitée en raffinerie s'il en existe une à proximité sur le site Par contre le dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>) qui sort de ces unités est envoyé dans l'unité de récupération du soufre (procédé Claus) le soufre condense sous forme liquide.

## **VI.2 Description de la deuxième étape(Fractionnement)**

Où qu'elle soit interposée la section de fractionnement des coupes supérieures au C<sub>1</sub> est constituée généralement de trois ou quatre colonnes qui procèdent au fractionnement par distillation cryogénique par ordre de condensation en carbone (le plus bas en condensation étant le premier vaporisé)

Ces colonnes sont par ordre logique du procédé:

- ✓ **Le Dééthaniseur** dans laquelle l'éthane est vaporisé, la coupe plus lourde (C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub> aromatiques) est condensée en fond
  
- ✓ **Le Dépropaniseur** dans la quelle le propane est vaporisé, accompagné d'un peu de C<sub>2</sub> qui n'a pas été complètement vaporisé dans le Dééthaniseur, le C<sub>4</sub> , les lourds et les aromatiques sont condensées dans le fond.

- ✓ Le **Débutaniseur** dans laquelle le Butane est vaporisé, accompagné d'un peu de C<sub>3</sub> qui n'a pas été complètement vaporisé dans le Dépropaniseur, les lourds et les aromatiques sont condensés dans le fond
- ✓ **Butanes "splitter"** plus rarement cette colonne est utilisée quand il est intéressant du point de vue commercial de scinder le n-butane et les Iso butane

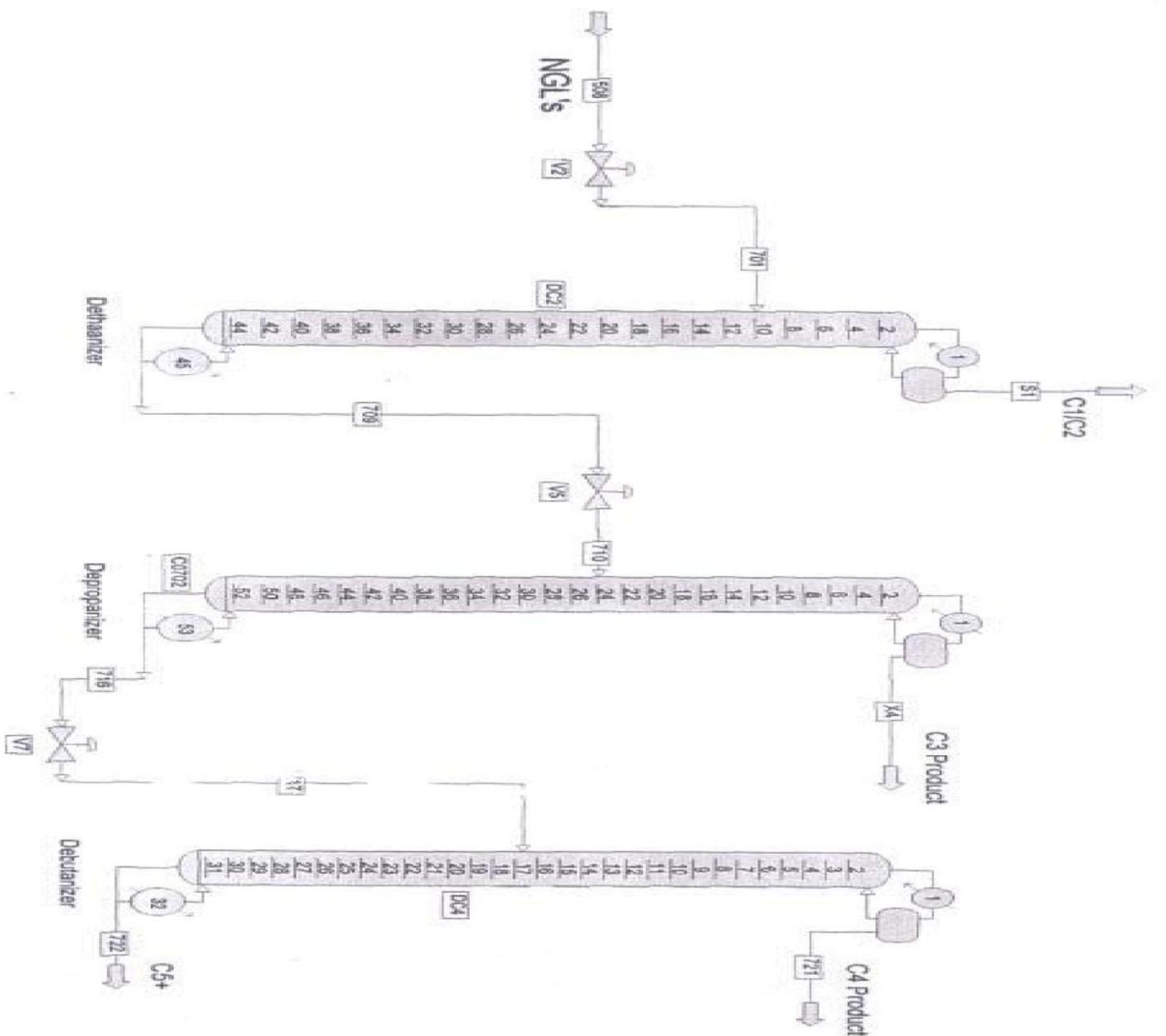
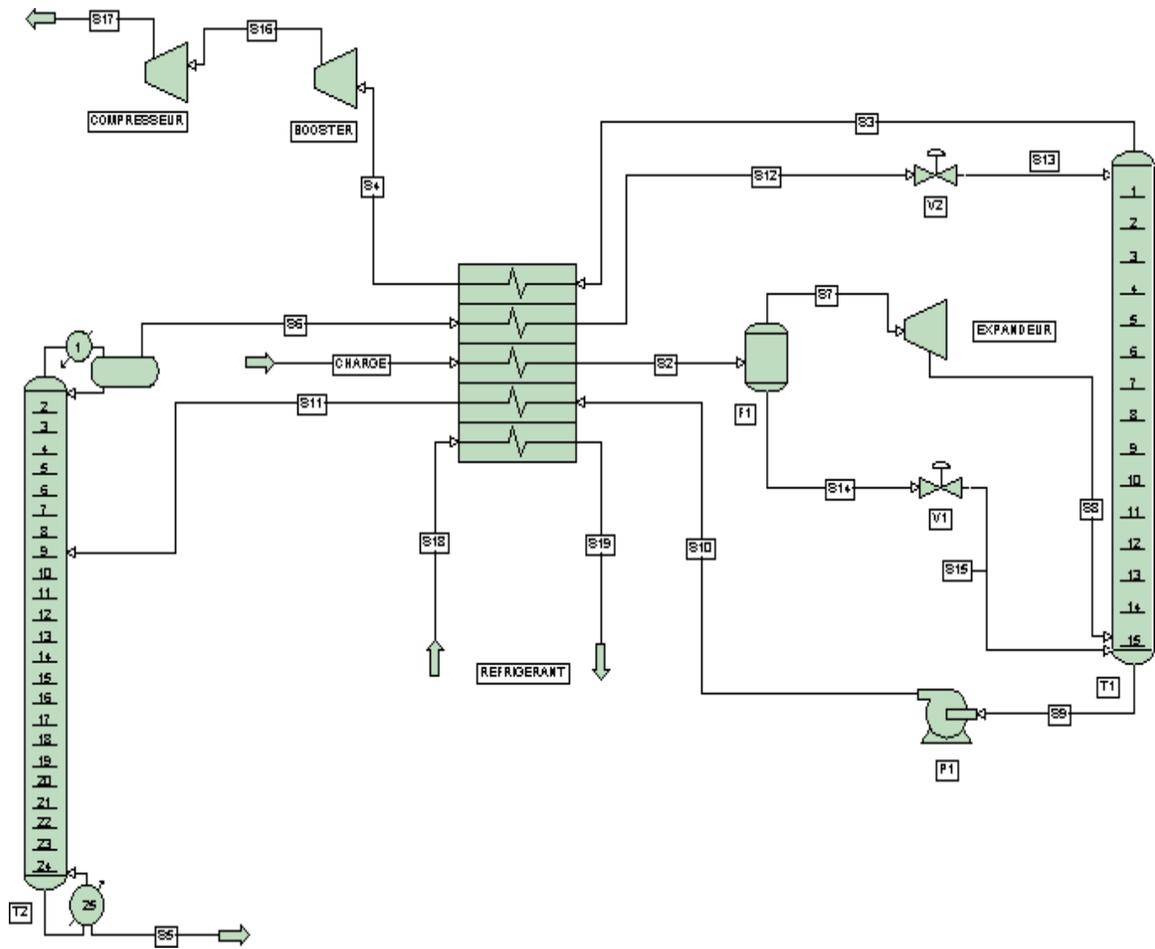


Figure 7 : Schéma d'un fractionnement: Déméthaniseur, Deéthaniseur, Dépropaniseur et Débutaniseur



**Figure 8 : Figure représente Dééthaneur**

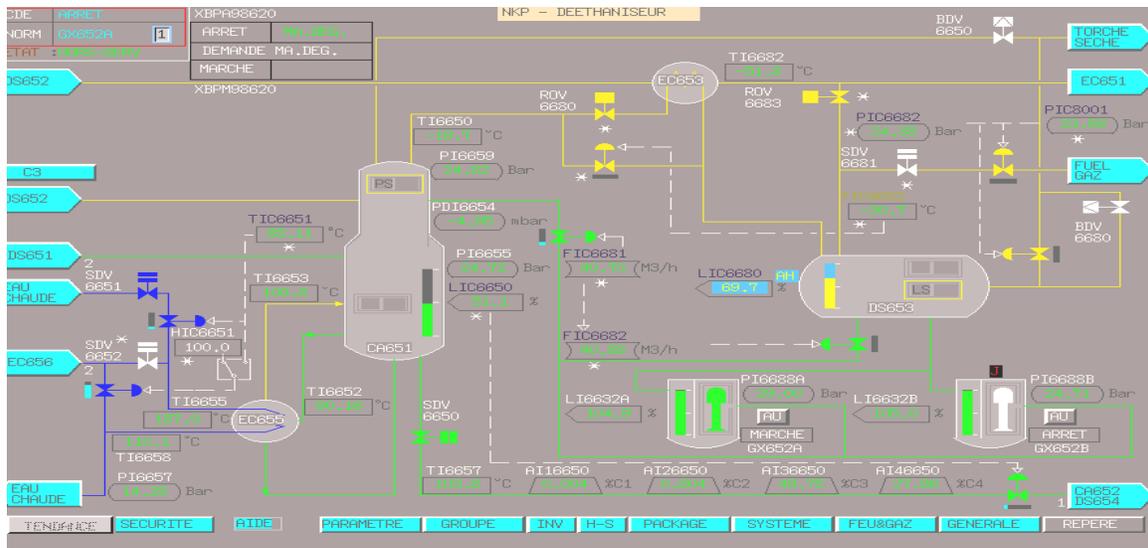


Figure 9 Vue d'écran DCS d'un Déethaniseur en opération

## VI.2.1 dé-propaniseur

Le Dé-propaniseur est une colonne de distillation généralement à plateaux où se produit progressivement la distillation du propane comme distillat, sous forme vapeur, ensuite condensée par passage dans un condenseur de tête et récupéré dans le ballon de reflux puis envoyé au stockage avant transport maritime ou routier.

Les C<sub>4+</sub> se regroupent au fond et sont envoyés à la colonne suivante le Débutaniseur. Mieux qu'une explication le schéma d'une telle colonne ci-dessous montre sa conception et les équipements nécessaires à son fonctionnement.

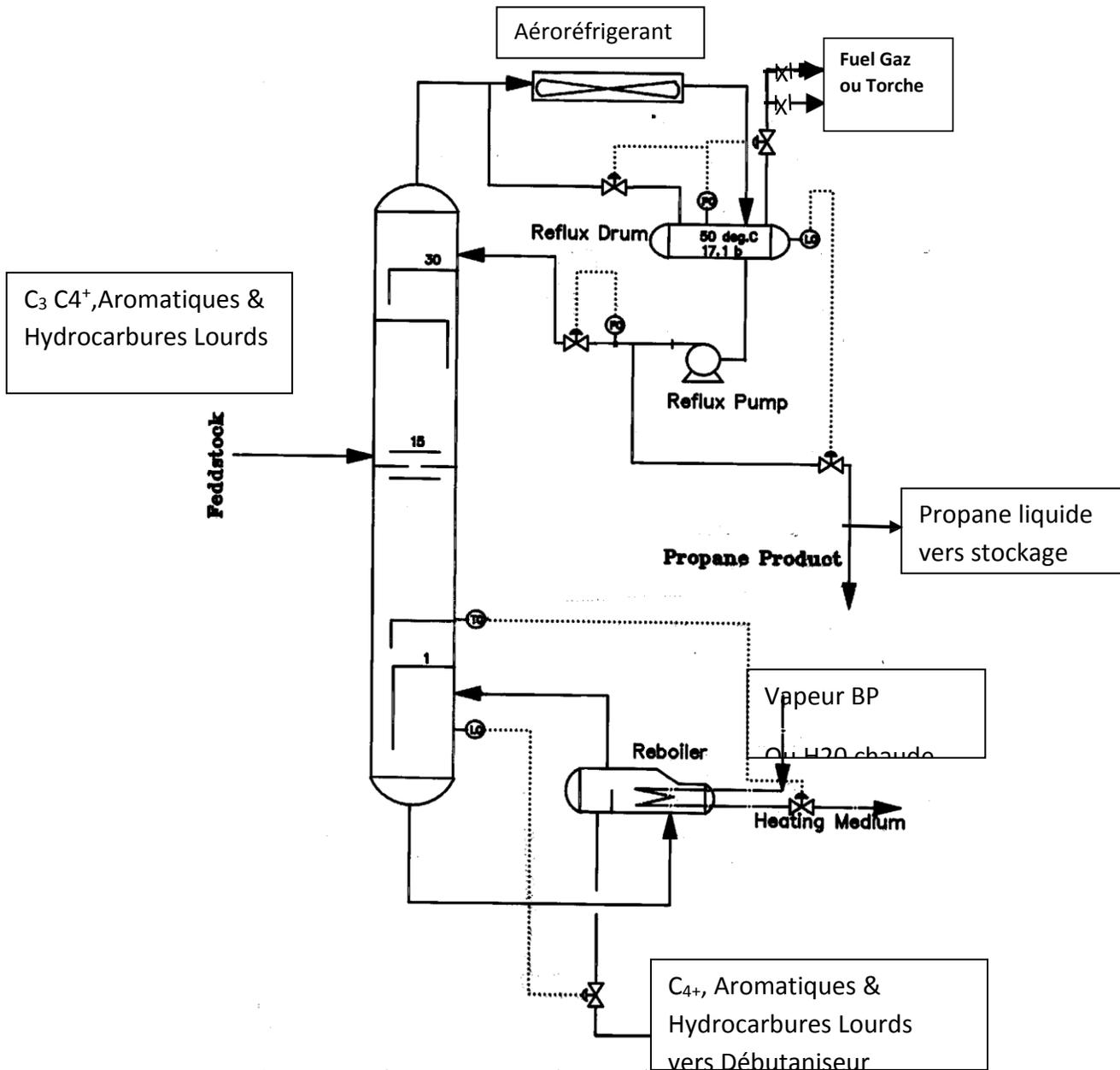


Figure 10: Principe de fonctionnement dépropaniseur

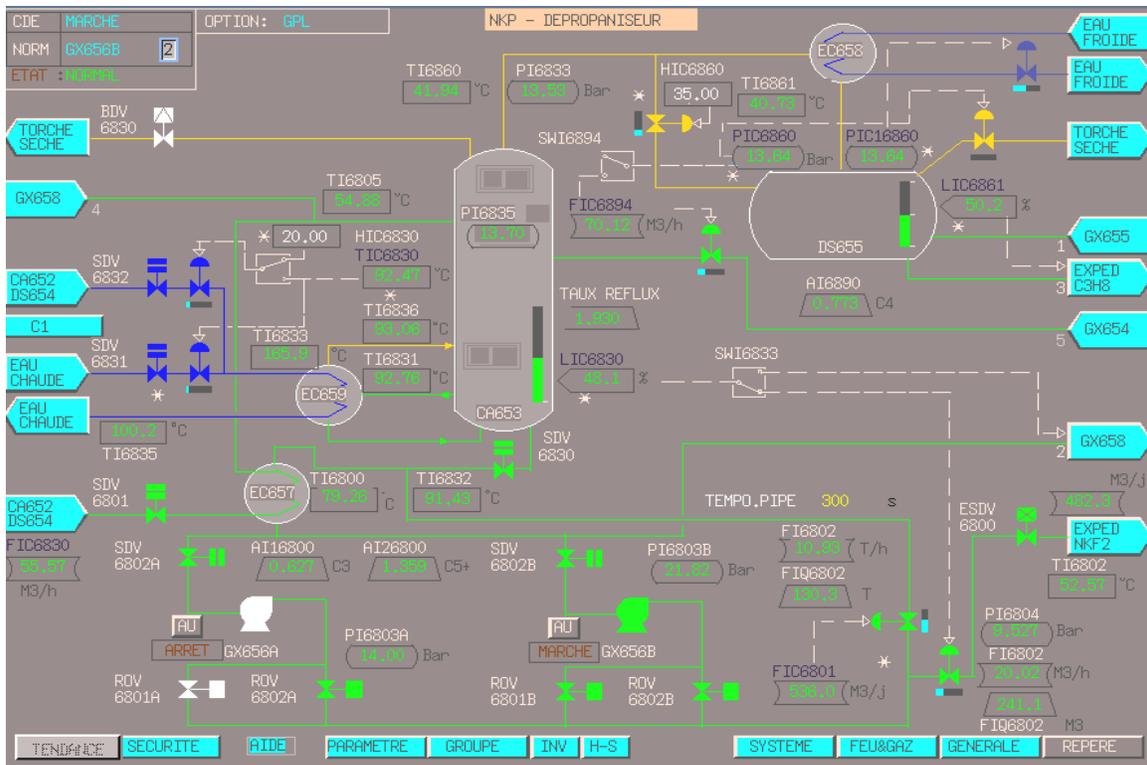


Figure 11 : Vue d'écran DCS d'un Dépropaniseur en opération

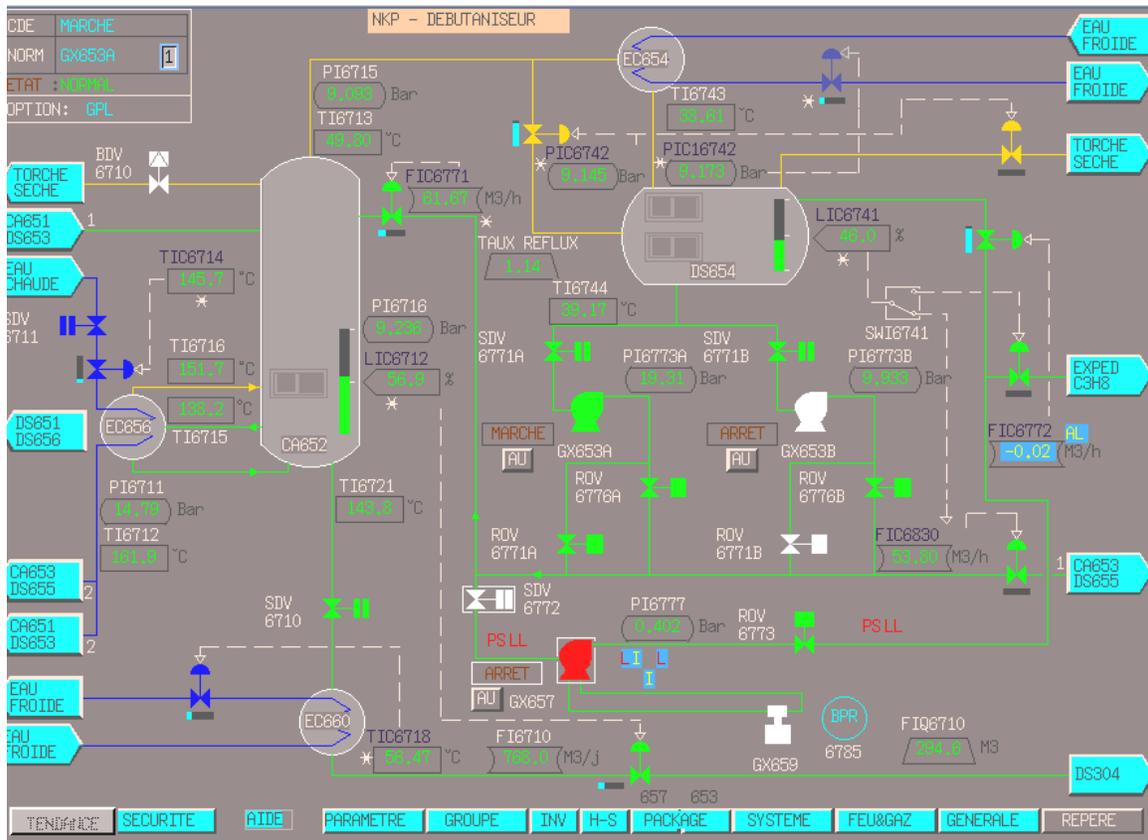
## VI.2.2 débutaniseur

Les C<sub>4+</sub>, Aromatiques et Hydrocarbures Lourds sortant par le fond du Dépropaniseur entrent dans la troisième colonne le Débutaniseur dans laquelle les Butanes (ce peut être un mélange de deux isomères le n-Butane et l'Isobutane) qui sont vaporisés en tête de colonne.

Dans le fond se récupèrent la coupe des derniers composants que sont les hydrocarbures lourds et les composés benzéniques

## VI.2.3 Vue d'écran DCS d'un Débutaniseur en opération

Notez les paramètres opératoires, Pression, Température et organes de régulation de la colonne, le fluide de rebouillage : eau chaude



**Figure 12 : Vue d'écran DCS d'un Débutaniseur en opération**

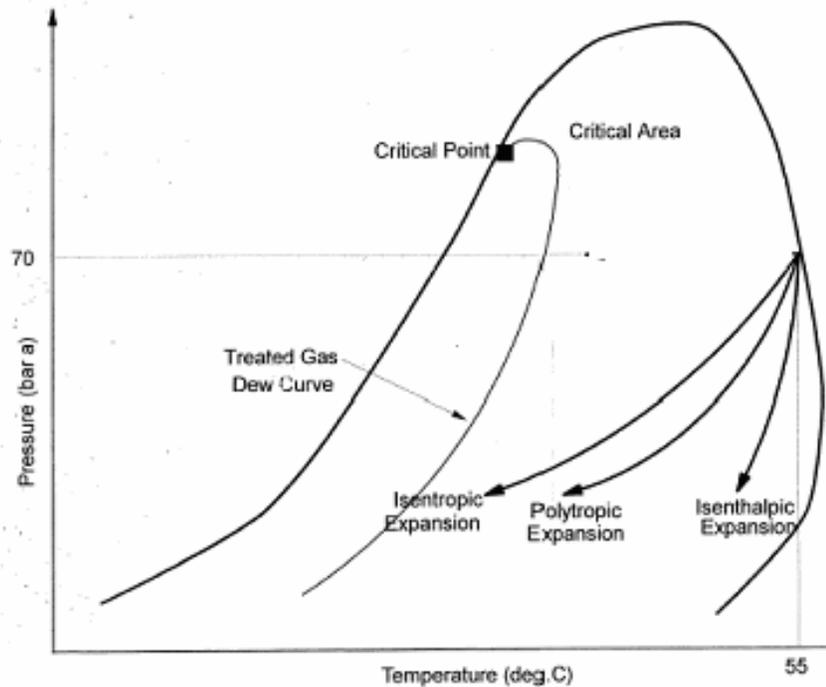
### **VI.3 Troisième étape: Liquéfaction du Gaz de Procédé**

La phase non condensée dans la colonne " Scrubb " essentiellement constituée de C<sub>1</sub> et d'Azote résiduel sort du ballon de reflux à - 40 / - 50°C et commence son refroidissement en passant dans un ( ou plusieurs échangeurs cryogéniques ) à la sortie desquels sa température atteint les - 145 / - 150°C. Aux pertes de charge près sa pression n'a pas changé et comme on ne peut pas le stocker dans des bacs, à pression très proche de P<sub>0</sub>, il doit nécessairement être détendu à une pression proche de celle des bacs.

C'est précisément à ce stade que sont appliquées les deux lois de Joule énoncées précédemment assorti d'un exemple concret de:  $W + JQ = 0$  de récupération de froid par détente d'un gaz.

Donc le gaz de procédé va terminer de lui-même sa liquéfaction par sa détente à travers soit::

- ✓ Une vanne Joule Thompson d'un type similaire a celui d'une PCV mais à haute capacité de débit et dotée d'internes spéciaux limitant le bruit du à la détente. La détente subie par le gaz est une **détente Adiabatique (ou Isenthalpique)**
- ✓ Ci après, en rappel, figure montrant la forme des courbes de détente



**Figure 13 Formes des courbes de détente**

- ✓ Une turbine hydraulique qui détend le gaz par une détente **pratiquement isentropique.**
- ✓ Outre le gain de température plus basse atteinte par le gaz comparée à la détente avec la PCV à la sortie de la turbine, on récupère une quantité d'énergie motrice qui permet souvent d'entraîner un compresseur d'une boucle de refroidissement
- ✓ Il y a aussi une phase d'expansion du GNL qui entraîne une turbine hydraulique permettant de récupérer une énergie supplémentaire pouvant motoriser un autre équipement.

- ✓ L'énergie ainsi économisée grâce à la puissance délivrée par l'utilisation des deux turbines hydrauliques peut atteindre jusqu'à 4% de l'énergie totale nécessaire au procédé, ce qui rend possible une augmentation de production du GNL

## VII. Stockage du GNL

Une fois les opérations de liquéfaction accomplies le GNL est dirigé par une pression d'environ 1 Bar dans les bacs de stockage dans les premiers bacs il était introduit par le bas pour éviter un flash intempestif du fait de la détente de 1 bar à une centaine de mBar.

Et puis par la suite après avoir constaté que la température du GNL sous refroidi par la détente jusqu'à  $-166^{\circ}\text{C}$  le GNL a été introduit par le haut dont une partie en fine pluie contrôlée par une PCV pour maintenir la pression du bac et le flux principal acheminé par un distributeur conçu pour obtenir un écoulement type laminaire et ainsi éviter les mouvements de vagues augmentant le " Boil Off "

Dans les derniers bacs de stockage la coulée est scindée en deux une partie par le haut et l'autre par le bas contrôlées par des vannes motorisées

Les bacs d'une capacité courante de 100 000 m<sup>3</sup> et de 50 m de hauteur sont constitués de deux enveloppes et une couche de béton à l'extérieur:

- ✓ Une enveloppe extérieure réalisée en acier au carbone normale recouverte d'une chape en béton spécial à l'épreuve des missiles
- ✓ Une enveloppe interne très fine 1 à 2 mm pour éviter les craquelures dues aux chocs thermiques possibles pendant le remplissage quand le bac est en niveau bas et surtout pendant les chargements des méthaniers qui renvoient leurs vapeurs de GN afin d'être en équilibre de pression entre leurs cuves et les bacs. Cette deuxième enveloppe est réalisée en acier inoxydable capable de supporter (accidentellement) des températures de  $-180^{\circ}\text{C}$
- ✓ L'espace entre les deux enveloppes est rempli d'un ou plusieurs isolants thermiques :
- ✓ Des matelas de laine de roche ou plaques de polyuréthane directement appliqués sur la paroi de l'enveloppe interne constituent une première isolation qui peut suivre sans dommages les contractions ou dilatations de l'enveloppe.
- ✓ Derrière la laine de roche l'espace restant est rempli de grains de perlite bien tassés pour terminer l'isolement global de très bonne qualité.

Une mesure importante pour la sécurité est à signaler: la pressurisation permanente d'azote dans l'espace calorifugé.

En dessous du toit extérieur au dessus de la cuve GNL / Vapeurs GN est installé un toit suspendu qui termine la fermeture du stockage GNL / Vapeurs GN proprement dit.

Malgré tous ces équipements on ne parvient pas à enrayer complètement le " Boil Off " dû en partie à l'incidence de la température ambiante.

A noter un problème de retournements de couches qui se produit dans les bacs surtout si les coulées ne sont pas exactement dans les mêmes proportions des composants.

Ce phénomène se produit aussi à la longue dans un bac en statique de la façon suivante:

✓ La chaleur externe pénètre dans la masse liquide par la sole de fond et l'enveloppe latérale, la couche liquide du fond se réchauffe ainsi peu à peu et sans la pression hydrostatique des couches du dessus il y aurait vaporisation progressive (" Boil Off ") de cette couche, en conséquence il y a allègement de la densité de la couche inférieure.

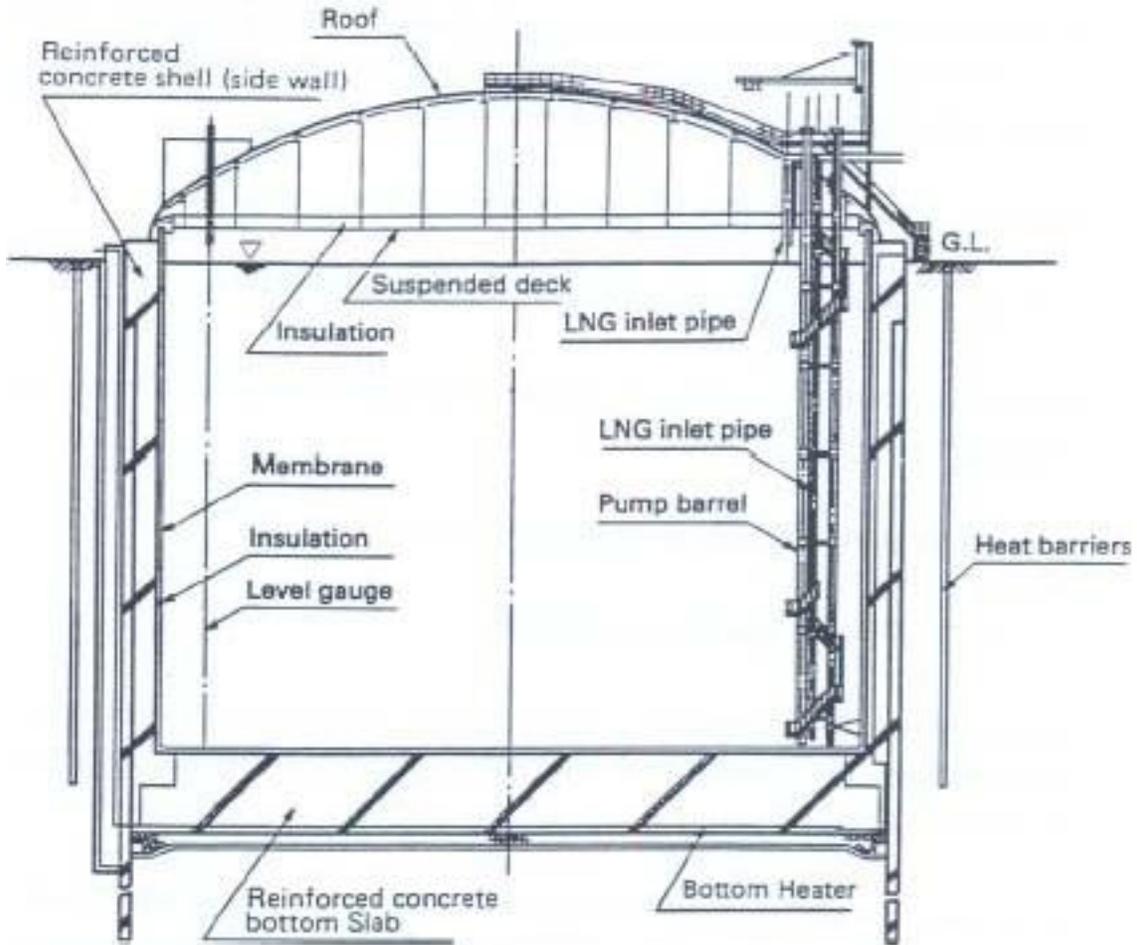
✓ A contrario sous l'incidence de ce réchauffement les couches supérieures plus légères vaporisent les phases légères Azote et C<sub>1</sub> ce qui a pour conséquence d'augmenter la densité de la couche supérieure

✓ Ces deux changements continus des densités des deux couches vont provoquer à la longue le basculement des deux couches: l'allégée inférieure va s'élever tandis que l'alourdie la descendre au fond ce basculement va être suivi d'un " Boil Off " important qui va augmenter les pertes de GNL du bac.

Pour éviter ce phénomène de basculement il a été installé la double coulée vers le haut et le bas plus des injecteurs sur la coulée inférieure, ce qui permet d'homogénéiser les couches de GNL pour diminuer les pertes par Boil Off

Dans les installations récentes pour diminuer les pertes par Boil Off le contrôle de pression des bacs se fait généralement par l'intermédiaire de compresseurs alternatifs qui reprennent les vapeurs GN des bacs et les envoient dans un ballon de GNL (Reliquéfacteur) qui re-liquéfie les vapeurs par immersion et contact dans le GNL, la température des vapeurs est ainsi rabaisée en dessous du point de rosée et le GNL est renvoyé dans les bacs.

L'expédition du GNL depuis les bacs est assurée par plusieurs pompes immergées au fond des bacs; Tout l'ensemble moteur électrique pompe est immergé au fond du bac dans des puits noyés dans le GNL. Elles sont accessibles depuis le toit des bacs après avoir été remontées dans un sas par un système de circulation inverse du GNL ou par grue montée sur le toit. Ces pompes ont souvent un débit de 2000 à 6000 m<sup>3</sup> / Heure et peuvent évidemment expédier à plusieurs en parallèle



Item	Contents
Inner dia. x liquid depth	64 m x 43.65 m
Membrane	2 mm thick stainless steel
Insulation	PUF & Glass Wool
Concrete structures	
Side wall thickness	3m
Bottom slab thickness	7.4m
Design parameters	
Liquid density	0.467 kg/l
Liquid temperature	-162°C
Design pressure	1,350mm Aq
Boil-off gas rate	0.1% day (at one month after commencement of operation)

Figure 14 Principe de construction d'un bac de GNL enterré (pour sites à risques)

# ***Conclusion générale***

## **VIII. Conclusion générale :**

Ce stage nous a permis de bien connaître l'organisation du complexe GNL3/Z et son procédé de production.

À l'issue de ce rapport, nous espérons que nous comprenons mieux le fonctionnement des différents départements du complexe GL3/Z ainsi que nous serons en mesure de définir les éléments indispensables dans le procédé de liquéfaction du gaz naturel. Et finalement nous serons capables de s'intégrer dans des complexes similaires.

## **IX. Référence bibliographique**

[1] : Revue trimestriel de SONATRACH, Revue n°15 ; Décembre 2005.

[2] : A.ROJEY, B.DURAND, C.JAFFRET, S. JULLIAN, M. VALAIS ; «Le gaz naturel : production, traitement, transport»; Editions Technip-Paris ; 1994.