



Department of Process Engineering

قسم هندسة

الطرائق

Ref :...../U.M/F.S.T/2024

رقم :..... / ج.م.ك.ع.ت//2024

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES DE MASTER ACADEMIQUE

Filière : INDUSTRIES PÉTROCHIMIQUES

Option : GÉNIE PÉTROCHIMIQUE

THÈME

**Amélioration de l'Efficacité de Séparation du Condensat au Ballon Séparateur
G787 dans la Section de Déshydratation Du Complexe GL1/Z**

Présenté par

1-BELOUDDANE MOHAMED

2-BENNEDJAR ZAKARIA

Soutenu le 25 /09 / 2024 devant le jury composé de :

Président :	MEZOUAGH	MCB	Université de Mostaganem
	Amina		
Examineur :	Larbi Nour El	MAB	Université de Mostaganem
	Houda		
Rapporteur :	BELARBI Ilhem	MAB	Université de Mostaganem

Année Universitaire 2023/2024

★ Remerciements ★

Tout d'abord, nous remercions Dieu, notre créateur de nous avoir donné les forces, la volonté et le courage afin d'accomplir ce modeste travail

Ce travail a été réalisé au niveau de l'unité de production du

complexe GNL1/Z./SONATRACH

Au terme de ce travail, nous tenons à exprimer notre gratitude et nos vifs remerciements à notre encadrante Mme J. BELARBI, Docteur à l'université de Mostaganem pour avoir assuré la direction de ce travail, pour nous avoir apporté la rigueur scientifique nécessaire à son

bon déroulement et sa grande disponibilité, ses conseils et son aide

précieuse durant l'élaboration de ce travail.

Il nous est agréable d'adresser nos remerciements à Mme A.

MEZOUAGH, Maître de conférence de l'université de Mostaganem

de nous avoir fait l'honneur de présider le jury. u

*Nous remercions Mme N. H, Larbi Maître-assistant à
l'université de Mostaganem, d'avoir accepté d'examiner notre travail.*

*Nos remerciements vont à Monsieur Derkaoui Yahia, Boubou,
sofiane et Abderrahmen, Ingénieurs en process au sein du complexe*

GENI/Z pour leurs aides précieuses, leurs conseils et leurs disponibilités

*tout au long de la réalisation de ce mémoire. Qu'ils trouvent ici notre profonde
gratitude et reconnaissance.*

*Nous remercions l'ensemble des enseignants de la faculté des sciences et de la
technologie.*

*Nos derniers remerciements et ne sont pas les moindres vont à tous ceux qui ont
contribué de près ou de loin pour l'enrichissement de ce travail.*

Dédicace



Ce modeste travail est dédié :

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père Allah yarhamah, Que dieu l'accueille dans son vaste paradis.

A ma chère sœur et son mari, pour leurs soutiens et leurs conseils précieux tout au long de mes études.

A tous mes frères et sœurs.

A tous mes neveux et nièces.

A Ma chère grand-mère et mon chère grand-père. A toute ma famille

BELOUDDANE et BEZZEKHAMI,

A tous mes amis et mes proches.

BELOUDDANE MOHAMED

Dédicace



Je dédie ce modeste travail :

*A ma très chère maman qui m'a soutenu et encouragée durant mes années
d'étude*

*A mon très chère père Allah yarhamah, Que dieu l'accueille dans son vaste
paradis*

A mes sœurs pour leurs soutiens

*A ma famille, mes proches et à ceux qui me donnent de l'amour et de la
vivacité.*

*A tous mes amis qui m'ont toujours encouragé, et à qui je souhaite plus de
succès*

A tous ceux que j'aime.

BENNEDJAR ZAKARIA

ملخص

منذ بعض الوقت، كانت المشكلة في قسم التجفيف في مجمع GL1/Z تتمثل في تدهور المناخل الجزيئية في المجففات، بسبب ارتفاع محتوى الماء في الغاز الطبيعي عند مخرج الفاصل (مدخل المجفف). ويرجع دخول الماء إلى المجففات إلى سوء الفصل في الفاصل G787.

ومن خلال الحسابات التي أجريناها، وجدنا أن هذا الانحباس المائي ناتج عن انخفاض حجم خزان الفاصل القديم المركب في قطارات التسييل.

قمنا بتغيير حجم أسطوانة الفاصل ووجدنا أن طولها غير كافٍ لعملية الفصل. كانت النتائج التي تم الحصول عليها مطابقة لتلك التي تم الحصول عليها مع أسطوانة الفاصل الجديدة المركبة.

الكلمات المفتاحية: الغاز الطبيعي، التجفيف، المنخل الجزيئي، الفاصل.

Résumé

Le problème qui se pose depuis quelques temps, au niveau de la section déshydratation du complexe GL1/Z, est la dégradation des tamis moléculaires des sécheurs causés par l'entraînement d'une forte teneur en eau du gaz naturel à la sortie du séparateur (entrée du sécheur). L'entraînement de l'eau vers les sécheurs est dû à une mauvaise séparation au niveau du séparateur G787.

A travers nos calculs, on a trouvé que cet entraînement d'eau est causé par le sous dimensionnement de l'ancien ballon séparateur installé au niveau des trains de liquéfaction.

Nous avons redimensionné le ballon séparateur et on a trouvé que sa longueur était insuffisante pour le processus de séparation ; les résultats obtenus étaient identiques au nouveau ballon séparateur installé.

Mot clés : Gaz Naturel, déshydratation, tamis moléculaire, ballon séparateur.

Summary:

For some time, the dehydration section of the GL1/Z complex has experienced issues with the degradation of the molecular sieves in the dryers. This problem has been attributed to high water content in the natural gas at the separator outlet (dryer inlet). The excessive water entrainment into the dryers is a result of inadequate separation performance by the G787 separator. Our calculations revealed that the old separator drum, which was undersized for the liquefaction trains, was causing this water entrainment. After resizing the separator drum, we

found that its length was still insufficient for effective separation. The results obtained with the resized drum were consistent with those from the new separator drum that was installed.

Key words: Natural gas, dehydration, molecular sieve, separator.

Liste des abréviations et grandeurs

T	: Température du gaz naturel	°R	: degré Rankine
Tr	: température réduite		
Ts	: Temps de surge		
T _H	: Temps de rétention		
T _{cm}	: Température critique du mélange	°R	: degré Rankine
U _a	: vitesse admissible des vapeurs	ft /sec	: pied par seconde
U _v	: vitesse verticale des vapeurs	m/s	: mètre par seconde
V _{cm}	: volume critique du mélange	ft ³	: pied cube
V _S	: volume de surge (d'alarme)		
V _H	: volume de rétentions		
X _v	: vanne de sécurité		
X	: fraction liquide		
Y	: fraction vapeur		
Z	: coefficient de compressibilité du gaz naturel		
Z _{cm}	: coefficient de compressibilité critique du mélange		
BP	: Basse pression		
D	: diamètre du ballon séparateur	ft	: pied
D _{vd}	: diamètre du démister	ft	: pied
DCS	: système de contrôle numérique		
E _c	: énergie cinétique		
GN	: gaz naturel		
GNT	: gaz naturel traité		
GNL	: gaz naturel liquéfié		
GPL	: gaz de pétrole liquéfié		
ρ _L	: masse volumique du liquide	lb/ft ³	: livres par pied cube
ρ _g	: masse volumique du gaz	lb/ft ³	: livres par pied cube
HP	: haute pression		
HL	: haut niveau		
HHL	: très haut niveau		

HH : hauteur du hold up

Hs : hauteur de surge

HLLL : hauteur minimale du liquide

HLin : distance entre HLLL et le centre de la tubulure d'alimentation

HT : hauteur totale

K : coefficient de souders - brown

LL : bas niveau

Lv : vanne de contrôle de niveau

Mw : masse moléculaire du gaz naturel

MP : moyenne pression

MCR : multi composants réfrigérants

MEA : MonoEthanoAmine

PCS : pouvoir calorifique supérieur

PCI : pouvoir calorifique inférieure

P : pression du gaz naturel

Barg : bar gauge

Ps : pression de service

psi : livre par pouce carré

Pr : pression réduite

Pcm : pression critique du mélange

atm : atmosphère

Qv : débit volumique du gaz

ft³/sec : pied cube par seconde

QL : débit volumique du liquide

R : constante du gaz

psi.ft³/lb mol. °R

S : section de passage Ppm : partie par million

Sommaire

Résumé

Liste des abréviations et grandeurs

Introduction Générale..... 1

Chapitre I : Généralités sur le gaz naturel

I.1. Définition 2

I.2. Les types de gaz naturel 3

I.2.1. Gaz Naturel Associé..... 3

I.2.2. Gaz Naturel Conventionnel Non Associé 3

I.2.3. Gaz de Schiste 3

I.2.4. Gaz de Charbon (ou Gaz de Mine)..... 3

I.2.5. Gaz Biogénique 3

I.3. Caractéristiques du gaz naturel 4

I.3.1. Pouvoir calorifique..... 4

I.3.1.1. Le pouvoir calorifique supérieur (P.C.S.) 4

I.3.1.2. Le pouvoir calorifique inférieur (P.C.I.) 4

I.3.2. Composition chimique 4

I.3.3. Densité du gaz..... 5

I.3.4. Volume massique..... 6

I.3.5 Masse molaire moyenne..... 6

I.4. Propriété du gaz naturel 7

I.4.1. Le Point de rosée 7

I.4.2. Le point de rosée de l'eau 7

I.4.3. Teneur en H₂S et CO₂ 7

I.4.4. Teneur des odorants..... 8

I.5. Etapes d'acheminement du gaz naturel..... 8

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

I.5.1.1. Décarbonatation 8

I.5.1.2. Déshydratation	10
I.5.1.3. Démercurisation	12
I.6. La séparation	12
I.6.1. Principales opérations de séparation	12
I.6.2. Objectifs de la séparation	13
I.6.3. Constitution des séparateurs	13
I.6.4. Comparaison entre les séparateurs gaz-liquide :	14

Chapitre II: partie expérimentale

II.1. Introduction	16
II.1.1. La problématique	16
II.1.2. Ballon séparateur au niveau de la section de déshydratation du complexe GL1/Z	16
II.1.3. Description du séparateur des sécheurs	16
II.1.3.1. Nouveau ballon séparateur :	16
II.1.3.2. Ancien ballon séparateur	17
II.1.4. Fonctionnement du nouveau ballon séparateur ...	18
II.1.4.1. La coalescence	19
II.2. Dimensionnement	21
II.2.1. Calcul de la vitesse verticale des vapeurs	21
II.2.2. Calcul de la masse volumique du gaz naturel	23
II.2.3. Calcul du débit volumique de la vapeur Q_v	26
II.2.4. Calcul du diamètre du séparateur D	27
II.2.5. Calcul de débit volumique du liquide Q_L :.....	28
II.2.6. Calcul du volume de rétention V_H :	28
II.2.6. Calcul du volume du surge V_s :.....	28
II.2.7. Calcul la hauteur minimale du liquide H_{LLL} :	29
II.2.8. Calcul de la hauteur du hold up H_H :	29

II.2.9. Calcul de la hauteur du surge H_s	29
II.2.10. Calcul la hauteur H_{LIN} (Distance entre H_{LL} et le centre de la tubulure d'alimentation)	29
II.2.11. Calcul de la hauteur de dégagement de la vapeur H_D	30
II.2.12. Calcul de la hauteur totale H_T :.....	30
II.2.13. Vérification si H_T/D est supérieure à 1.5	30
II.2.14. Résultats du dimensionnement du ballon séparateur	30
II.3. Interprétation des résultats	31
Conclusion générale	33
Références bibliographiques	
Annexes	

Liste des tableaux

Tableau I.1 :les compositions de 04 gaz algériens issus de variétés gazières.	5
Tableau I.2 :Critères de choix d'un séparateur	15
Tableau I.3 :Type de séparateur en fonction du diamètre des particules	15
Tableau II.1 :Paramètres de service.....	21
Tableau II.2 :Résultats obtenus	25
Tableau II.3 :Résultats du calcul de dimensionnement du ballon séparateur.....	30
Tableau II. 4 : comparaison entre les ballons séparateurs	31

Introduction générale

Introduction Générale

Le gaz naturel est une source d'énergie primaire non renouvelable, largement répandue à travers le monde, qui est à la fois propre et de plus en plus utilisée. Il présente de nombreux avantages ; relative abondance, flexibilité d'utilisation, qualités écologiques, et prix compétitifs. Son exploitation repose sur une maîtrise technique complète de la chaîne gazière, qui comprend l'extraction, le stockage, le transport, la distribution, et l'utilisation finale.

Il est principalement constitué de méthane (CH_4), qui représente environ 75% à 95% de sa composition. Ce mélange d'hydrogène et de carbone est donc appelé hydrocarboné.

En Algérie, où le gaz et le pétrole sont abondants, l'économie nationale dépend fortement de l'industrie des hydrocarbures. Le développement de diverses unités de traitement dans ce secteur nécessite l'installation d'équipements sophistiqués. Dans ce contexte, les avancées techniques visant à réduire les coûts jouent un rôle crucial dans l'avenir du commerce international des combustibles.

L'introduction d'eau liquide ou d'eau huileuse dans ces équipements peut entraîner des problèmes de corrosion, de colmatage et d'érosion, affectant directement le fonctionnement des installations et pouvant entraîner des pertes de production importantes. Dans le cas des unités de gaz naturel liquéfié (GNL), l'impact de l'eau sur certains équipements et accessoires, tels que les tamis moléculaires des sécheurs, les compresseurs, et les équipements cryogéniques, peut être particulièrement significatif.

L'objectif de cette étude est d'optimiser le condensat récupéré au niveau du ballon séparateur G787 dans la section de déshydratation, afin d'améliorer l'exploitation des tamis moléculaires et d'augmenter leur durée de vie.

Le travail se déroulera en deux phases :

- Une phase d'étude théorique sur le gaz naturel et les ballons séparateurs.
- Une phase de calculs et de vérification du dimensionnement.

I.1. Définition

Le gaz naturel (GN) est un mélange naturel d'hydrocarbures gazeux présents à l'état naturel dans le sous-sol. Il est composé principalement de méthane (CH₄). Le GN a connu un tournant significatif dans son utilisation industrielle en 1941 à Cleveland, aux États-Unis, marquant le début de son exploitation à grande échelle dans le secteur de l'énergie. Depuis les années 1950, il a joué un rôle crucial dans l'industrie énergétique, utilisé notamment pour le chauffage et la production d'électricité. Cependant, l'exploitation du GN présente certains défis : son infrastructure est souvent encombrante, nécessitant des installations complexes pour l'extraction, le transport et le stockage. De plus, son utilisation comporte des risques, notamment les fuites de méthane qui peuvent avoir des conséquences dangereuses pour l'environnement en raison de leur potentiel de réchauffement climatique [1,2,3].

Depuis 2006, le GN a bénéficié d'une expansion significative [4], devenant une ressource clé dans divers secteurs. Son utilisation s'est étendue au-delà du chauffage et de la production d'électricité pour inclure des applications dans l'industrie chimique et pétrochimique [5,6], où il est utilisé comme matière première essentielle. Cette croissance est due en partie à ses avantages environnementaux, notamment une réduction des émissions de dioxyde de carbone par rapport à d'autres sources d'énergie fossile [7].

L'Algérie est le plus grand producteur de gaz naturel sur le continent africain. Elle est également un important fournisseur de gaz pour l'Europe, grâce à ses pipelines reliant le pays à divers marchés européens. À l'échelle mondiale, l'Algérie se classe généralement entre la 7^{ème} et la 9^{ème} position parmi les plus grands producteurs de GN, selon les années et les sources. Ce classement témoigne de son rôle significatif dans le marché global du GN

L'économie algérienne dépend fortement du secteur du GN, qui constitue une source majeure de revenus pour le pays. En 2024, l'Algérie possède une capacité annuelle de production de gaz naturel de 64 milliards de mètres cubes (m³). Le pays est également un important exportateur de gaz naturel liquéfié (GNL), avec une capacité de production de 44 milliards de m³ de GNL par an. Cette capacité est soutenue par cinq complexes de liquéfaction répartis à travers le pays, qui permettent de convertir le GN en une forme liquide pour faciliter son transport et son exportation. Parmi ces complexes, le complexe GL1/Z, situé à Arzew, joue un rôle clé, avec une capacité de production de 10 milliards de m³ de GNL par an. Ces infrastructures permettent à l'Algérie de maintenir sa position de leader en tant que premier

producteur de GN en Afrique et l'un des principaux fournisseurs de GNL sur le marché international.

I.2. Les types de gaz naturels [8]

Le gaz naturel est une ressource énergétique qui se présente sous différentes formes en fonction de sa composition, son traitement et son utilisation. Voici les principaux types de GN :

I.2.1. Gaz Naturel Associé

Le gaz associé se trouve en même temps que le pétrole brut dans les réservoirs géologiques. Il peut se présenter sous forme de gaz dissous dans le pétrole ou comme une phase gazeuse libre au-dessus du pétrole dans le réservoir.

I.2.2. Gaz Naturel Conventionnel Non Associé

Ce type de gaz est trouvé dans des réservoirs géologiques qui contiennent exclusivement du gaz naturel sans pétrole brut. Il est souvent extrait à l'aide de méthodes de forage conventionnelles.

I.2.3. Gaz de Schiste

Le gaz de schiste est un type de gaz non conventionnel extrait des formations de schiste à l'aide de techniques telles que la fracturation hydraulique (fracking). Ce gaz est piégé dans des couches de roche de schiste à faible perméabilité.

I.2.4. Gaz de Charbon (ou Gaz de Mine)

Le gaz de charbon est produit lors de l'extraction du charbon. Il se trouve dans les couches de charbon et est libéré lors du processus de minage.

I.2.5. Gaz Biogénique

Le gaz biogénique est produit par la décomposition de matières organiques dans des environnements anaérobies, comme les décharges ou les marais. Ce processus est causé par des bactéries qui décomposent la matière organique en absence d'oxygène.

I.3. Caractéristiques du gaz naturel [9]

Le GN brut est caractérisé par ses particularités énergétiques, notamment le :

I.3.1. Pouvoir calorifique

Il représente l'énergie libérée au cours de sa combustion, exprimée en calories ou en joules, qu'il s'agisse d'un mètre cube, d'un kilogramme ou d'une mole de gaz à 15° C et à la pression atmosphérique, ce qui fait de lui une grandeur de type molaire ou massique ou volumique. Le pouvoir calorifique est une enthalpie de combustion par unité de gaz à une température de 15° C.

I.3.1.1. Le pouvoir calorifique supérieur (P.C.S.)

C'est le pouvoir calorifique du gaz si l'eau produite par la combustion est liquide.

I.3.1.2. Le pouvoir calorifique inférieur (P.C.I.)

C'est le pouvoir calorifique du gaz si l'eau issue de la combustion est à l'état de vapeur.

I.3.2. Composition chimique

L'analyse élémentaire exprime le pourcentage en nombre d'éléments et de composés constituants d'un gaz permet d'apprécier la vaporisation, de déterminer une masse moléculaire et d'autres propriétés en fonction de pression et/ou de température : compressibilité, densité... La composition d'un gaz peut être aussi donnée en fraction massique des constituants. Ceux qui sont retrouvés dans le GN sont tous des hydrocarbures de la famille des alcanes (C_nH_{2n+2}), auxquels viennent se joindre : N_2 , H_2S , CO_2 . Voici les compositions de 04 gaz algériens issus de variétés gazières (Tableau I.1)

Tableau I.1 : les compositions de 04 gaz algériens issus de variétés gazières.

Région Composition	Hassi R'mel	GTFT	In Aminas	Reggane
N₂	5.80	1.71	0.545	0.72
CO₂	0.21	1.41	4.000	5.3
H₂S	0	0	0	0
C1	83	75.95	81.807	86.49
C2	7.10	10.30	7.521	05.10
C3	2.25	5.17	2.964	01.16
i-C₄	0.40	0.61	0.546	00.13
n-C₄	0.60	1.73	0.667	0.25
i-C₅	0.12	0.39	0.279	0.08
n-C₅	0.15	0.55	0.236	0.07
n-C₆H₁₄	0	0.59	0.333	0.09
n-C₇H₁₆	0	0.52	1.103	0.01
n-C₈H₁₈	0	0.39	0	0.06
n-C₉H₂₀	0	0.22	0	0.07
n-C₁₀H₂₂	0	0.17	0	0
n-C₁₁H₂₄	0	0	0	0
n-C₁₂H₂₆	0	0	0	0

I.3.3. Densité du gaz

Pour étudier le GN et ses différentes caractéristiques, il est important de connaître ses propriétés physiques. Sa densité dépend de sa composition chimique mais aussi de ses conditions de température et de pression. En règle générale, dans les conditions standard de température et de pression (STP), la densité du gaz naturel est d'environ 0,75 kg/m³. En thermodynamique, les conditions standard de température et de pression sont couramment définies comme une température de 0 °C et une pression de 1 atm. Toutefois, il est important de souligner que la densité du GN peut varier considérablement en fonction de sa composition. Par exemple, il est possible de dire que le GN qui contient une concentration plus importante de méthane aura une densité plus importante que le GN qui contient lui une concentration plus

importante de gaz carbonique. La densité du GN est communément utilisée pour calculer la quantité de gaz qui peut être stockée dans un réservoir, ou bien pour déterminer la pression de son transport nécessaire à travers les pipelines. La densité est donc donnée par l'équation suivante :

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

Dans les conditions standard de température et de pression (0°C et 1 atm), on obtiendra ρ (air)=1,29 kg/m³ Pour cela, nous avons été également amenés à changer l'équation de l'état des gaz parfaits en ajoutant le facteur de compressibilité (Z) :

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

De façon plus générale et théorique, une mole de gaz, tel que l'air, dans des conditions normales, remplit un volume de V=22,4 L. Ensuite, le rapport de densité peut être assimilé à un rapport de masse molaire car les volumes sont égaux.

I.3.4. Volume massique

Le volume massique du GN est l'inverse de la masse volumique, c'est-à-dire le volume occupé par une unité de masse de gaz. Il dépend également de la composition chimique et des conditions de température et de pression. À des conditions standard de température et de pression (STP), qui sont définies comme une température de 0°C et une pression de 1 atmosphère (101,325 kilopascals), le volume massique du gaz naturel est d'environ 1,54 m³/kg. Cela signifie qu'un kilogramme de gaz occupe un volume d'environ 1,54 mètres cubes à ces conditions standard. Cependant, comme pour la densité, le volume massique du GN peut varier considérablement en fonction de sa composition chimique et des conditions de température et de pression.

I.3.5 Masse molaire moyenne

Le GN est un mélange de divers hydrocarbures, tels que le méthane, l'éthane, le propane, le butane et d'autres constituants en plus faibles quantités. Par suite, sa masse molaire moyenne dépend de sa composition chimique. De manière générale, la masse molaire moyenne du GN est d'environ 16 grammes par mole (g/mol) à la marge. Ceci est dû à la prédominance du méthane constituant en effet environ 70 à 90% de la composition du GN et ayant une masse molaire de 16,04 g/mol.

Il y a cependant lieu de noter que la composition du GN peut être extrêmement variable en fonction de son origine et de son traitement. Par suite, sa masse molaire moyenne peut également être variable. Dans les applications où une meilleure précision est nécessaire, il est prépondérant de connaître la composition spécifique du GN en question pour pouvoir calculer précisément sa masse molaire moyenne.

I.4. Propriété du gaz naturel [8]

I.4.1. Le Point de rosée

Le Point de rosée, également appelé point de saturation, désigne la température à partir de laquelle la vapeur d'eau présente dans le GN se transforme en liquide. Le point de rosée est intrinsèquement lié à la composition des gaz naturels et plus particulièrement à leur teneur en eau. Ce point est à environ 55 °C pour le GN et autour de 50 °C pour le GPL

I.4.2. Le point de rosée de l'eau

Le point de rosée de l'eau des réservoirs du GN varie en fonction de la composition du GN ainsi que de la pression qui est stocké. D'une manière générale, pour le gaz naturel, le point de rosée de l'eau est d'environ -20°C (-4 F) à la pression atmosphérique normale. Cela signifie que, si la température du GN chute en dessous de la température de -20°C, l'eau dans le GN commence à se condenser, et donc l'eau contenue se transforme en liquide. Si l'eau dans le gaz n'est pas éliminée avant la distribution du GN, elle peut causer des problèmes de corrosion et de blocage dans les conduites de gaz. Pour empêcher ces problèmes, le GN est souvent traité pour éliminer l'eau avant la distribution. Cette déshydratation peut être effectuée à l'aide de divers équipements.

I.4.3. Teneur en H₂S et CO₂

Le H₂S est un gaz réputé pour sa toxicité, sa corrosivité et son inflammabilité qui peut être trouvé dans des concentrations allant du simple à des pourcentages élevés de GN tandis que le dioxyde de carbone est une molécule parfaitement inoffensive qui peut engendrer des soucis si sa concentration est trop élevée, car elle réduit le pouvoir calorifique du GN. Il est noté que les quantités de H₂S et de CO₂ présentes dans le gaz varient en fonction de la provenance du GN mais elles sont contractualisées dans l'industrie. En réalité, c'est souvent nécessaire de réaliser un traitement du GN afin d'éliminer ces composés pour assurer la qualité et la sécurité de distribution du gaz.

I.4.4. Teneur des odorants

Le gaz naturel est inodore, ce qui signifie qu'il n'a pas d'odeur propre. Cependant, on y rajoute un odorant afin de faciliter la détection des fuites de gaz et de garantir la sécurité des consommateurs en cas de fuite.

Dans la plupart des cas, les composés odorants choisis pour le GN sont le mercaptan et le tétrahydrothiophène (THT). Ces composés sont généralement rajoutés à des concentrations faibles qui se comptent en unités très faibles (ppm), soit quelques ppm. Ils sont en outre à l'origine de l'odeur à la fois caractéristique et particulièrement désagréable qu'exhale le gaz lors d'une fuite.

I.5. Etapes d'acheminement du gaz naturel

L'unité est conçue pour produire 90000 m³ par jour pour un seul train selon l'ordre suivant :

Décarbonation

Déshydratation

Démercurisation

Fractionnement

Liquéfaction

Stockage du GNL

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

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

I.5.1.1. Décarbonatation

Le but de ce traitement consiste à éliminer le CO₂ contenu dans le gaz naturel 0.21 %, car le CO₂ cristallise à une température négative de l'ordre -70°C, formant des bouchons de glace qui obstruent les canalisations de service d'une part, d'autre part le CO₂ a un comportement particulier au niveau de la corrosion, où la pression partielle du CO₂ va décider du phénomène de corrosion, pour ce traitement de décarbonatation il est fait aussi recours à une amine qui est la (MEA) autrement dit la monoéthanolamine (C₂H₅ONH₂) cette amine a la propriété d'absorber le CO₂ présent dans le gaz naturel.

Cette section comporte deux étapes importantes à savoir :

- ✚ Absorption
- ✚ Régénération

L'absorption du CO₂ par la MEA, qui est réalisée afin de transférer le CO₂ du gaz naturel vers cette dernière, est un phénomène de transfert qui dépend du gradient de concentration de CO₂ dans la MEA, qui vise au préalable la purification du gaz naturel lui-même. On notera d'autre part que cette absorption se fait sous basse température et haute pression, dans les conditions opératoires suivantes (T : 38°C et P : 40 Bars).

La régénération de l'amine c'est la valorisation de l'amine pour être utilisée à nouveau dans l'installation de décarbonatation. Cette opération de régénération est réalisée sous les conditions de température et de pression suivantes : 107° C et 0,7 bar (en-dessous de la pression atmosphérique), CO₂ étant évacué en tête de colonne (F502) sous le seul effet de la température du rebouilleur, l'amine, considérée comme relativement pure, est soutirée en fond de colonne de régénération, puis réinjectée en tête de colonne d'absorption (F501) de manière à maintenir le cycle clos.

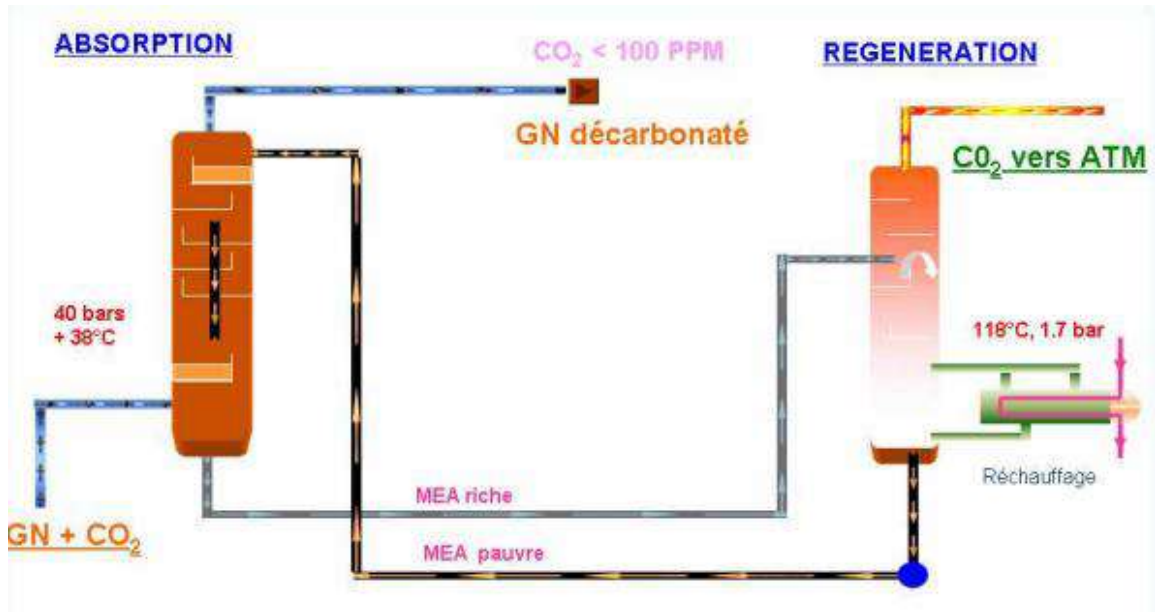


Figure I.1: section de décarbonatation.

I.5.1.2. Déshydratation

Le gaz sortant de la colonne (F502) étant humide parce qu'il a été en contact avec l'eau de la solution MEA absorbée, celui-ci est refroidi à 21°C au moyen du propane (à 6,9 barg et 18°C) via le refroidisseur (E521), avant de traverser le séparateur (G787) où ont lieu des décantations (une réduction en dessous de 1 ppm doit être opérée pour la teneur en eau).

Le gaz refroidi émergent du ballon à (20°C et 41 bar) est ainsi conduit vers le sécheur (R310) puis envoyé dans un des sécheurs (R311) où la vapeur d'eau compartimentée dans le gaz est adsorbée sur la couche de tamis moléculaire dont les zones actives sont limitées à des cycles de séchage de 12 heures.

Les filtres (P312) à la sortie des sécheurs permettent de piéger toute particule solide qui pourrait résulter de l'usure ou simplement de la réduction de taille du tamis moléculaire en fonction de la charge.

I.5.1.2.1. Régénération des sécheurs

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

La régénération consiste en l'élimination de l'eau absorbée par le tamis moléculaire, le cycle de régénération passe par deux étapes :

a- Le réchauffage

la soufflante (k301) aspire le gaz déshydraté après le filtre (P312 A/B), à 41 Bars et 20°C pour souffler à 45 Bars et 30°C vers le four (E317) afin de le chauffer à 280°C par la vapeur 60 bars, puis ce courant de gaz passe vers le haut à travers la couche de tamis moléculaire pendant (7 heures) ou l'eau absorbée par la couche est entraînée par le gaz de réchauffage vers l'aéroréfrigérant (315) pour le refroidir de 280°C à 45°C, puis passe dans le séparateur (G314) où toute l'eau condensée est séparée avant d'être décantée, le gaz de tête est renvoyé vers l'absorbeur .

b- Refroidissement :

La couche chaude est ensuite refroidie par un gaz soufflé par la (R301) à 45 bar et 30°C, ce courant passe du haut vers le bas pendant (5 heures), puis passe dans le (E315) où il est refroidi de 43°C à 30°C, puis dans le (G314) où l'eau est décantée et le gaz est envoyé vers l'absorbeur. Le sécheur est prêt à être remis en service.

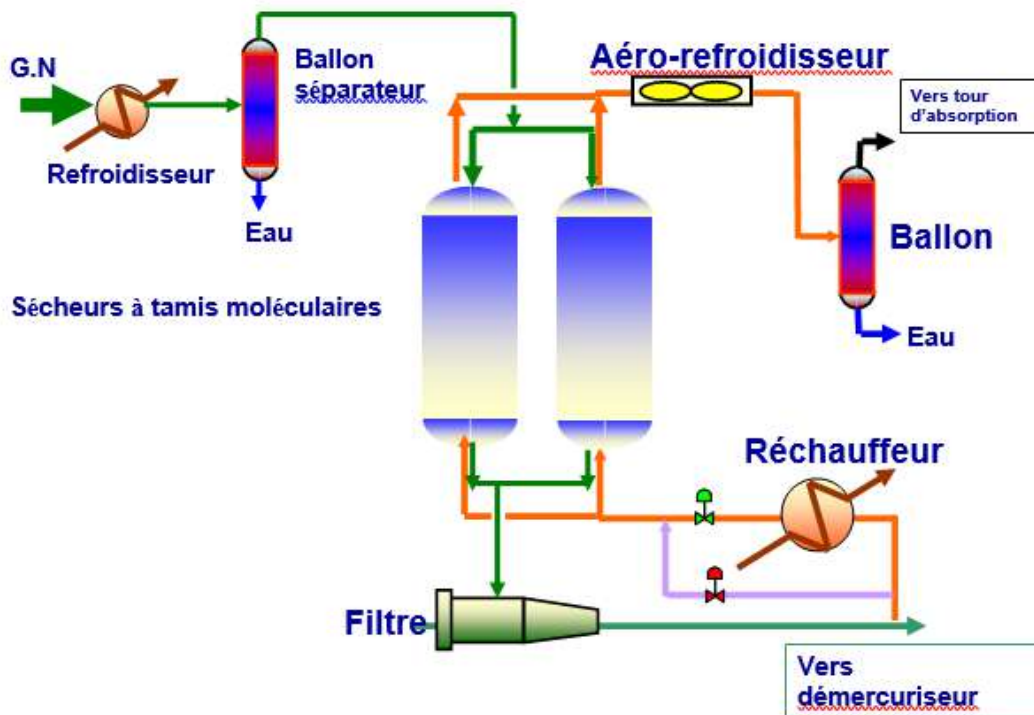


Figure I.2 : La section déshydratation au niveau de GL1/Z.

I.5.1.3. Démercurisation

Le démercuration est un procédé essentiel de l'unité de traitement du gaz naturel. Il consiste à piéger le mercure (Hg) afin de protéger des éléments en Aluminium (Al) comme l'échangeur principal de la section de liquéfaction qui est la principale victime du mercure. Le Démercuriseur (R312) est rempli d'une charge interne d'un produit à base de charbon actif pour adsorber le mercure contenu dans le gaz naturel. En sortie de ce démercuriseur, des filtres (P314 A/B) récupèrent les dernières traces de mercure. La concentration en mercure du gaz en sortie de cette section doit être de l'ordre de 7 ng/Nm³.

I.6. La séparation

Les techniques de séparation des mélanges servent à isoler ou à séparer certains constituants des mélanges dans lesquels ils se trouvent. Il est souvent nécessaire, pour obtenir une substance pure, de la séparer de toutes les autres substances qui l'accompagnent. Le principe d'un procédé de séparation est d'utiliser une différence de propriétés entre le composé d'intérêt et le reste du mélange. Plus la différence de propriété sera grande, plus la séparation sera aisée. Le choix de la technique varie en fonction du mélange, de la substance que l'on doit séparer du reste du mélange et des phases qui le constituent. [9]

I.6.1. Principales opérations de séparation

La séparation d'un mélange hétérogène s'effectue dans un appareillage le plus souvent par décantation. Les opérations de séparation basées sur une sélectivité d'équilibre peuvent être classées selon le type d'agent de séparation (matière ou énergie) et aussi selon la nature des phases présentes :

a-La distillation : est l'opération de base la plus souvent mise en œuvre. La charge est souvent liquide mais la distillation réfrigérée peut être utilisée pour fractionner un mélange gazeux. Elle s'effectue avec la phase qui se génère en fond de colonne par chauffage (reflux vapeur) et en tête par refroidissement (reflux liquide). Les autres opérations, nécessairement plus complexes, ne sont en règle générale mises en œuvre que si la différence de volatilité des constituants à séparer est insuffisante pour effectuer la séparation par distillation dans des conditions satisfaisantes.

b-Par réfrigération : également, il peut être dans certains cas possible de générer une phase solide dans laquelle se trouve concentré un constituant ou une fraction à séparer. La principale application dans le raffinage des procédés de cristallisation concerne le déparaffinage.

La distillation extractive : fait intervenir à la fois un changement de phase par apport d'énergie et un apport de solvant, afin de procéder à la séparation d'un constituant à la fois en fonction de sa volatilité et de sa nature chimique.

L'utilisation d'un adsorbant : permet de réaliser des opérations de séparation complexes : séparation d'isomères (paraxylène/métaxylène), opérations de purification poussée. Selon les cas, la charge peut être à l'état liquide ou gazeux.

I.6.2. Objectifs de la séparation

La procédure de séparation répond à la nécessité de séparer l'huile du gaz et de l'eau afin de permettre de fournir au client des produits conformes ou à des normes ou spécifications définies :

- + Densité
- + Viscosité
- + Salinité
- + Tension de vapeur

En plus, dans les installations de traitement, il est absolument indispensable de protéger certains équipages contre certains fluides comme par exemple :

- Les gaz contenant des particules liquides ou solides où aspirés au niveau des compresseurs centrifuges, peuvent causer des dommages irréversibles aux compresseurs.
- Les pompes centrifuges peuvent cavité si elles se trouvent en présence de bulles de gaz dans le liquide pompé.

I.6.3. Constitution des séparateurs [4]

La séparation des diverses phases constituant un mélange d'hydrocarbures se réalise dans un groupe d'appareils appelé séparateur. Ces appareils sont des récipients métalliques de diverses formes et fonctionnant sous pression.

Un séparateur se compose généralement des éléments suivants :

I.6.3.1. Corps du séparateur : Le corps du séparateur est la structure principale de l'équipement, généralement en acier ou en alliages (aluminium, cuivre...) résistants à la corrosion et à la pression, qu'il faut dimensionner pour résister aux conditions de service. Son architecture pourra être en mode horizontal ou vertical selon les enjeux d'exploitation.

I.6.3.2. Entrée du fluide : L'entrée est le dispositif par lequel pénètre dans le séparateur le mélange de gaz et de liquide, cette infrastructure est souvent pourvue de dispositifs de déflections, afin de réduire les turbulences en favorisant l'uniformité de la distribution du fluide.

I.6.3.3. Déflecteur : Les déflecteurs sont des éléments internes des équipements qui participent à la réduction de la vitesse du fluide entrant et à rediriger le mélange vers la zone de séparation, ce qui sera fondamental pour améliorer la séparation en diminuant les mouvements turbulents.

I.6.3.4. Zone de séparation : Cette zone est consacrée au processus de séparation proprement dit, puisqu'elle est dédiée à maximiser la surface de contact et le temps de présence pour permettre la réunion des composants par l'effet de la pesanteur.

I.6.3.5. Plaques de coalescence : Insérées à l'intérieur de la zone de séparation, elles favorisent la coalescence des gouttes de liquides (exprimée dans ce cas par la relation entre les dimensions et les masses de gouttes se rencontrant) et permettent de regrouper de petites gouttes de liquides en plus grosses gouttes afin d'optimiser l'efficacité de la séparation.

I.6.3.6. Système de contrôle de niveau : Un niveau de liquide et un niveau de la phase gaz sont mesurés à l'intérieur du séparateur pour le contrôler. La séparation peut être optimisée à partir de valeurs de hauteur à un niveau dans un domaine dit « optimal » à ajuster selon les conditions de fonctionnement.

I.6.3.7. Sortie de gaz : permet l'extraction du gaz séparé, généralement en haut du séparateur

I.6.3.8. Sortie de liquide : permet l'extraction des hydrocarbures liquides, généralement à la base du séparateur.

I.6.3.9. Dispositifs de Réglage : Au niveau des sorties, des vannes ont été installées pour réguler le débit de chacune des phases séparées. Ces vannes assurent la régulation du processus et permettent un fonctionnement sûr et efficace.

I.6.3.10. Dispositifs de Sécurisation : Des dispositifs de sécurité, comme les soupapes de surpression, sont souvent intégrés pour éviter les surpressions et assurer la sécurité de fonctionnement du séparateur.

I.6.4. Comparaison entre les séparateurs gaz-liquide :

Les critères de choix du type de séparateurs du gaz, ainsi que les avantages et les inconvénients de chaque type sont représentés sur le tableau I.2 suivant :

Tableau I.2 : Critères de choix d'un séparateur

	horizontal	Vertical	Sphérique
Efficacité de la séparation	1	2	3
Stabilisation des fluides séparés	1	2	3
Souplesse (production par bouchons)	1	2	3
Facilité de réglage (niveau)	2	1	3
Capacité à diamètre égal	1	2	3
Prix par unité de capacité	1	2	3
Aptitude à admettre des corps étrangers	3	1	2
Aptitude au traitement des mousses	1	2	3
Facilité de transport	1	3	2
Encombrement vertical	1	3	2
Encombrement horizontal	3	1	2
Facilité d'installation	2	3	1
Facilité d'inspection et d'entretien	1	3	2
(1) le plus favorable (2) Intermédiaire (3) le moins favorable			

Les diverses technologies des ballons tampons mises en œuvre pour la séparation des charges gaz-liquide selon le diamètre des gouttelettes peuvent être regroupées dans le tableau I.3 ci-après :

Tableau I.3 : Type de séparateur en fonction du diamètre des particules

Technologies	Diamètre des gouttelettes à séparer
Séparateur par gravité	Jusqu'à 300 µm
Séparateur centrifuge	Jusqu'à 8-10 µm
Séparateur à demister horizontal	Jusqu'à 10 µm
Séparateur à demister vertical	Jusqu'à 10 µm

II.1. Introduction

II.1.1. La problématique

Le problème rencontré lors de l'étape de déshydratation est la dégradation prématurée du tamis moléculaire du sécheur, souvent avant d'atteindre la moitié de sa durée de vie prévue. Cette dégradation, ou colmatage, se manifeste par une augmentation de la perte de charge du gaz naturel lorsqu'il traverse le tamis moléculaire. Il est probable que cette dégradation soit causée par un excès d'eau provenant du ballon séparateur situé en amont des sécheurs. Voir le schéma (I.2).

II.1.2. Ballon séparateur au niveau de la section de déshydratation du complexe GL1/Z

Le séparateur des déshydrateurs (G787), qui est situé en aval du refroidisseur des déshydrateurs (E 521) a pour principale fonction l'évacuation des quantités d'eau liquide condensée à l'intérieur (E 521) [10].

II.1.3. Description du séparateur des sécheurs [11]

II.1.3.1. Nouveau ballon séparateur :

Le nouveau ballon séparateur des déshydrateurs (G787) est agencé en 3 étages de séparation :

1. Premier étage : Ce premier étage est muni d'un distributeur de gaz spécialement conçu pour homogénéiser le flux du gaz à travers le tamis débrimeur afin de permettre une séparation efficace et naturelle entre l'eau condensée sortie du refroidisseur des déshydrateurs et le gaz naturel à traiter.

2. Deuxième étage : ce second étage assure la séparation sur matelas dévésiculeur (débrimeur) des petites gouttelettes d'eau qui sont entraînées avec le gaz en provenance du distributeur. Ces gouttelettes de petite taille (inférieures à 5 microns) sont entraînées avec le gaz et un bon fonctionnement de cet étage est essentiel car la réduction de la teneur en eau liquide dans le gaz permet d'assurer le bon fonctionnement du 3ème étage.

3. Troisième étage : ce dernier étage assure l'élimination complète des aérosols solubles et solides à l'aide de 109 cartouches de coalescence. Les cartouches de coalescence liquide/gaz installées dans le nouveau séparateur sont prévues pour effectuer la séparation des aérosols liquides constitués de condensats d'hydrocarbures et d'eau. Les condensats d'hydrocarbures étant de masses volumiques relativement faibles, ces aérosols sont légers et difficiles à séparer d'où l'obligation de ne pouvoir recourir à une technologie fine de type coalescence.

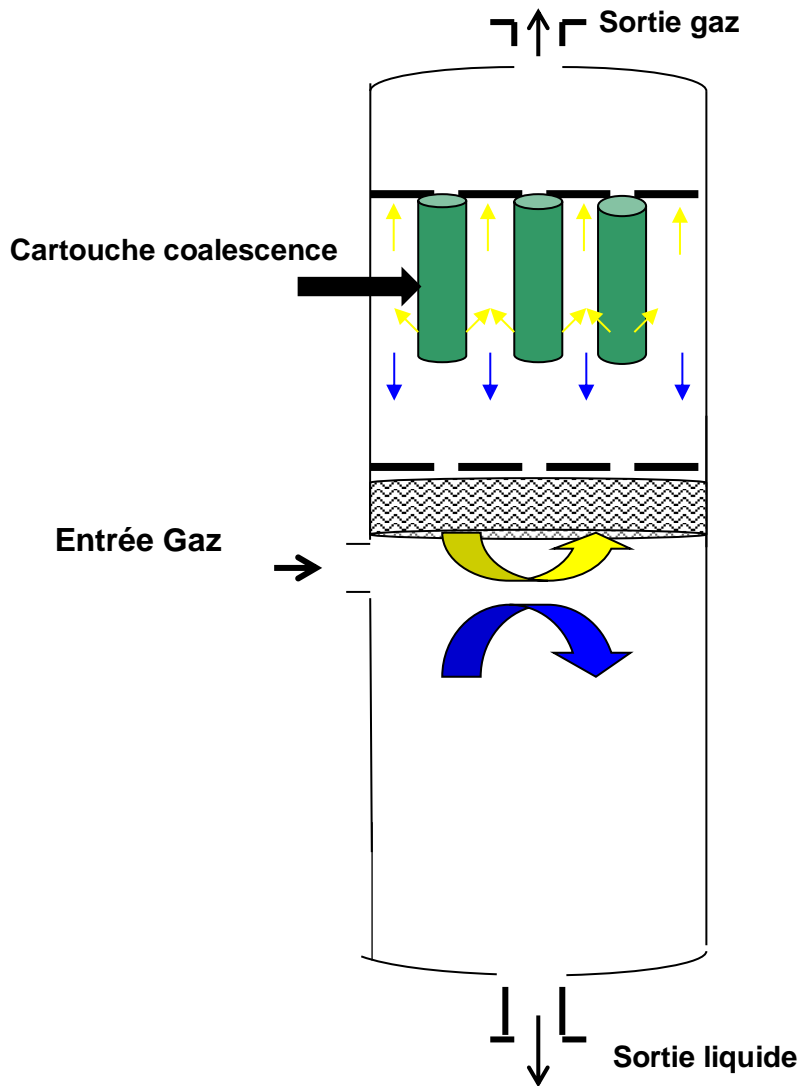


Figure II.1 : Nouveau ballon séparateur

II.1.3.2. Ancien ballon séparateur

Le vieux séparateur des sécheurs est identique à celui du neuf, à l'exception près qu'il ne dispose pas de cartouches coalescences.

La première étape fait intervenir des déflecteurs qui causes la séparation primaire en ce sens que la quantité de mouvement du liquide entraîné par la vapeur provoque le placage des larges gouttelettes sur les déflecteurs puis leur chute par gravité.

La deuxième étape consiste en la séparation secondaire lors du passage dans l'espace de désengagement des petites gouttelettes qui tombent par gravité lors d'un écoulement de vapeur.

Troisième et dernière étape consistera en l'élimination par coalescence et à la suite de contacts avec le démister des plus petites gouttelettes qui a grandes gouttelettes qui chuteront alors par gravité.

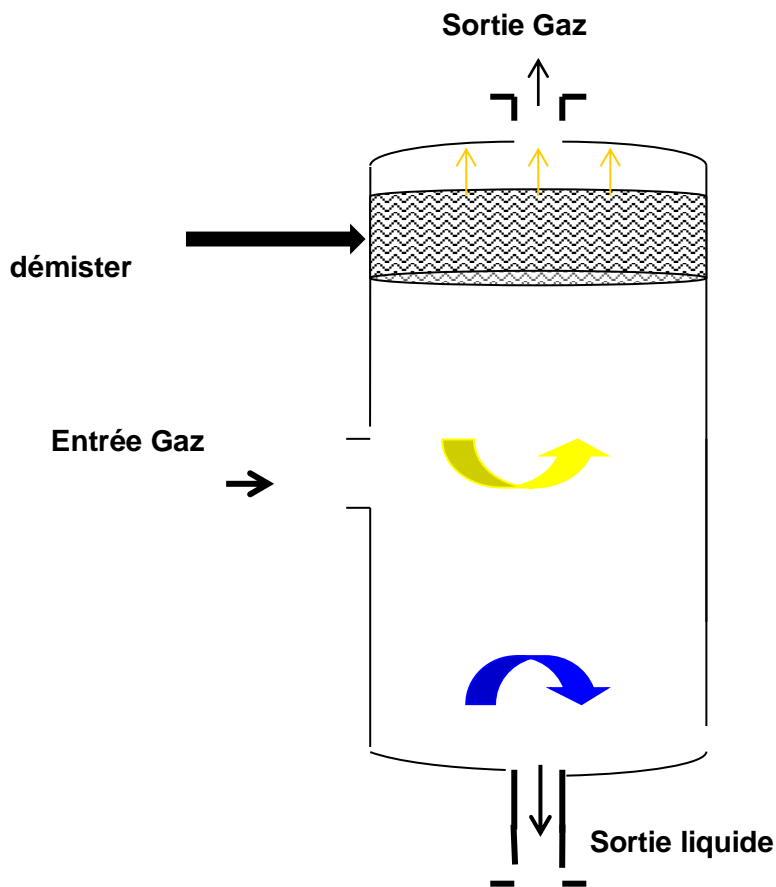


Figure II.2 : Ancien ballon séparateur.

II.1.4. Fonctionnement du nouveau ballon séparateur [12]

Le GN entre dans le séparateur (premier étage) via un distributeur par lequel arrivent par gravité les masses d'eau et hydrocarbures liquides, ces derniers étant recueillis dans la partie basse du ballon . Cette eau est ensuite évacuée vers le décanteur des hydrocarbures grâce à la vanne de contrôle de niveau LV-X2.01 installée sur la ligne d'évacuation . En ligne avec la vanne d'isolement XV-X02248, son ouverture permet l'isolation du gaz entre le séparateur et le décanteur d'hydrocarbures lorsque le niveau est très faible.

Ce niveau est équipé de deux sécurités, à savoir :

- Très bas niveau (LSLL-X2.257) qui entraîne la fermeture de la vanne XV-X02.48.

- Très haut niveau (LSHH-X02.256) qui entraîne la fermeture de la vanne XV-X02.52 qui est positionnée sur la ligne de gaz naturel manœuvrant l'alimentation de la section liquéfaction.

Le gaz qui est débarrassé d'une importante quantité d'eau traverse le matelas dévésiculaire installé horizontalement sur la bride d'entrée. Les aérosols d'un diamètre de quelques microns jusqu'à quelques dizaines de microns vont coalescer pendant leur passage dans le matelas. Les grosses gouttes les plus lourdes ainsi formées vont tomber par gravité dans la capacité située sous la bride d'entrée et se diriger vers le bas du ballon pour être évacuées avec l'eau déjà séparée dans le premier étage.

Le gaz partiellement épuré va ensuite passer à travers d'une plaque tubulaire. Cette plaque comporte 109 trous en son centre où est installée une cartouche de coalescence positionnée à la verticale sur un tube permettant de rehausser la cartouche par rapport à la plaque tubulaire.

Les aérosols de la plus faible dimension sont coalescés au fil des cartouches, où ils sont alors rapidement drainés en partie basse à l'intérieur de ces cartouches grâce au traitement oléophobique et hydrophobique dont celles-ci bénéficient. Lorsque des gouttes de liquides coalescés atteignent le bas de la cartouche, elles tombent dans la capacité étanche située sous les cartouches.

Précisons que le coalesceur a été étudié pour que l'espacement entre les cartouches soit suffisant à ce que le gaz épuré qui circule entre les cartouches et remonte ne puisse pas entraîner avec lui les gouttes de liquide coalescés drainés le long des cartouches. Le gaz épuré est évacué par le haut du corps de coalescence.

L'eau coalescée est récupérée sur la plaque tubulaire et évacuée vers le décanteur d'hydrocarbures à travers le pot d'instrumentation. Le niveau d'eau sur la plaque tubulaire est contrôlé automatiquement par la vanne LV-X02.01A. l'excès d'eau récoltée par le coalesceur est évacuée vers collecteur à travers une ligne indépendante à celle du premier étage. Sur la ligne d'évacuation, une vanne d'isolement XV-X02.248A est installée pour éviter le passage du gaz du séparateur vers le décanteur d'hydrocarbures en cas de très bas niveau.

II.1.4.1. La coalescence

La coalescence est un processus physique dans lequel de petites gouttelettes ou particules se combinent pour former des gouttes ou des particules plus grandes. La coalescence liquide/gaz plus spécifiquement consiste donc à séparer de très petites gouttes de liquide, appelées

communément aérosols, d'une phase gaz. Les aérosols présents dans un flux gazeux sont souvent de très petite taille, de quelques dizaines de microns à quelques microns voire submicroniques. Ces aérosols ne peuvent donc être séparés que par des technologies très fines que les technologies de séparation conventionnelles de type séparateurs par gravité, cyclones, voire matelas dévésiculeur et séparateurs à chocs, ne peuvent pas séparer efficacement.

Les coalésceurs **PALL** présentent sous la forme de cartouches de coalescence, constituées d'un média de coalescence fibreux et de différentes couches de support et de drainage, les cartouches sont positionnées sur une plaque tubulaire de manière verticale, face ouverte vers le bas, le gaz circulant de l'intérieur vers l'extérieur des cartouches. La couche la plus extrême de la cartouche est traitée de manière oléo phobique et hydrophobique (brevet **PALL**), de manière à faciliter le drainage des liquides coalescés le long des cartouches par gravité vers le bas. Le gaz épuré de liquides quant à lui est évacué par le haut du carter de coalescence. [13]

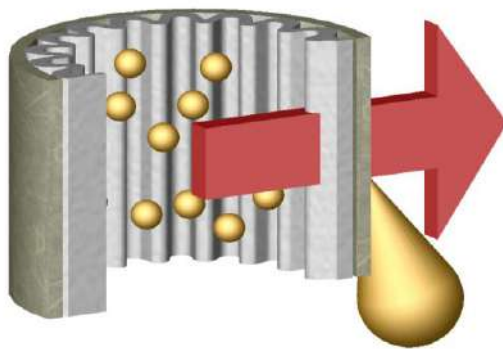


Figure II.3 : Le principe de la coalescence.



Figure II.4 : les cartouches coalescence.

Ces conséquences nous conduisent à étudier les dimensions du ballon séparateur afin de vérifier et d'apporter une solution à ce problème et limiter la dégradation rapide des tamis moléculaire, en donnant les paramètres de service dans le tableau II.1

Tableau II.1 : Paramètres de service

Gaz traité	Température d'entrée	Pression de fonctionnement	Débit a 100% de production	Débit max de gaz à traiter	Phase liquide
Gaz naturel	21 C°	41 Bars	255000 Nm ³ /hr	340000 Nm ³ /hr	eau/hydrocarbures

II.2. Dimensionnement**II.2.1. Calcul de la vitesse verticale des vapeurs**

La vitesse verticale des vapeurs U_v est donnée par l'équation suivante : [13]

$$U_v = \frac{4Q_v}{\pi D^2} \quad (\text{II.1}) \quad \text{avec} \quad Q_v = S \times V \quad (\text{II.2})$$

U_v : la vitesse verticale des vapeurs

Q_v : débit volumique

D : le diamètre du ballon

S : la section du passage

V : vitesse de fluide

La section du ballon Ω est obtenue par le rapport :

$$\Omega = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{Q_v}{U_v} \quad (\text{II.3})$$

Avec :

U_v : vitesse verticale des vapeurs en (m/s).

Q_v : débit volumique des vapeurs ascendantes en (m³/s).

D : diamètre du ballon séparateur en (m).

D'où :

$$D = \sqrt{\frac{1.27 Q_v}{U_v}} \quad (\text{II.4})$$

La vitesse des vapeurs verticales U_v est estimée par la corrélation suivante : [13]

$$U_v = \theta \cdot U_a \quad (\text{II.5})$$

Avec :

θ : facteur correctif de la vitesse admissible ($0,15 \leq \theta \leq 2,0$) .

U_a : la vitesse admissible

Pour les ballons séparateurs verticaux à démister, on prend $\theta=1$.

Par ailleurs, la vitesse admissible U_a est donnée par la relation de **SOUDERS - BROWN** : [14]

$$U_a = K \sqrt{\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g}} \quad (\text{II.6})$$

Avec :

ρ_L : la masse volumique du liquide (lb/ft³) .

ρ_g : la masse volumique du gaz naturel (lb/ft³) .

K: Sounders - Brown coefficient; K =0.35

a) Valeurs de K utilisées pour les séparateurs :

GPSA Handbook :

$0 < F < 1500$ FGHI : $K = 0.35 - 0.01 (p-100)/100$ (Psig+Patm=Psia)

Particularités :

- Vapeur sous vide : K=0.2
- Solution amine-glycol : multiplier K par 0.6 à 0.8
- Ballon d'aspiration d'un compresseur : $K=K*0.7$ à 0.8
- Ballon en amont d'un expandeur : $K=K*0.7$ à 0.8
- Ballon en amont d'un déshydrateur : $K=K*0.7$ à 0.8

Remarque : pour un ballon vertical ou horizontal sans demister divisé $K=K/2$

b) Notre cas :

$$K = Ki - 0.0001 (P - 100) \quad (\text{II.7})$$

Ki : 0.35

P : pression de service (psi)

P=41 Bars = 610.05 psi

K=0.30

Application

$$U_a = K \sqrt{\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g}} \quad (\text{II.8})$$

On a $K = 0.30$

Et $\rho_L = 1000 \text{ kg/m}^3 = 62.43 \text{ lb/ft}^3$

II.2.2. Calcul de la masse volumique du gaz naturel

on applique la loi des gaz réels

$$P.V = Z.n.R.T \quad (\text{II.9})$$

$$\text{Avec : } n = \frac{m}{M_w} \quad (\text{II.10})$$

D'où :

$$\rho_{GN} = \frac{m}{V} = \frac{M \times P}{Z \times R \times T} \quad (\text{II.11})$$

Avec :

P : la pression dans le séparateur (psi).

T : la température du gaz (°R).

M_m : la masse moléculaire du gaz (lb/lb moles).

m : la masse du gaz (lb).

V : le volume du gaz (ft³).

R : la constante des gaz (psi.ft³/lb mol. °R) .

Z : le coefficient de compressibilité du gaz naturel (relevé du diagramme du annexe 1)

Pour pouvoir utiliser le diagramme, il faut déterminer au préalable la pression et la température pseudo réduite.

$$P_{PR} = P / P_{cm} \quad (\text{II.12})$$

$$T_{PR} = T / T_{cm} \quad (\text{II.13})$$

Avec :

T_{cm} : la température critique du mélange en (°R).

P_{cm} : la pression critique du mélange est calculée à partir de l'équation suivante :

$$P_{cm} = \frac{R \times Z_{cm} \times T_{cm}}{V_{cm}} \quad (\text{II.14})$$

V_{cm} : le volume critique du mélange en (ft³).

Z_{cm} : facteur de compressibilité critique du mélange.

$$\text{Avec :} \quad T_{cm} = \sum x_i . T_{ci} \quad (\text{II.15})$$

$$V_{cm} = \sum x_i . V_{ci} \quad (\text{II.16})$$

$$Z_{cm} = \sum x_i . Z_{ci} \quad (\text{II.17})$$

Les résultats obtenus sont résumés dans le tableau (II.2) suivant :

Tableau II.2 : Résultats obtenus

Substances	Masse moléculaire lb/lb mol	X_{ci} (Fraction molaire)	T_{ci} (R°)	V_{ci} (ft ³ /mol)	Z_{ci}
N ₂	28,01	0,0601	227.16	3291.36	0,290
He	4,00	0,0021	9.342	2037.33	0,302
CH ₄	16,04	0,8472	342.9	3640.72	0,288
C ₂ H ₆	30,07	0,0678	549.72	5442.7	0,285
C ₃ H ₈	44,01	0,0148	665.64	7465.32	0,281
i-C ₄ H ₁₀	58,12	0,0020	734.58	9671.82	0,283
n-C ₄ H ₁₀	58,12	0,0030	765.36	9377.62	0,274
i-C ₅ H ₁₂	72,15	0,0007	845.28	11179.6	0,262
n-C ₅ H ₁₂	72,15	0,0007	828.72	11253.15	0,273
H ₂ O	18,00	0,0016	527.4	2099.85	0,235

$$\left\{ \begin{array}{l} T_{cm} = 357.078^{\circ}\text{R} \\ V_{cm} = 3832.55 \text{ cm}^3/\text{mole} \\ Z_{cm} = 0,2876 \\ P_{cm} = \frac{R \times Z_{cm} \times T_{cm}}{V_{cm}} \\ P_{cm} = 660.074 \text{ atm} \end{array} \right.$$

On substitue dans l'équations II.12 et II.13 on trouve :

$$PPR = 0,916$$

$$TPR = 1,49$$

A travers le graph nous trouvons que :

$$Z = 0.91$$

Donc

$$\rho_{GN} = \frac{m}{V} = \frac{M \times P}{Z \times R \times T} \quad (\text{II.14})$$

$$\rho_{GN} = 2.21 \text{ lb/ft}^3$$

Et

$$U_a = K \sqrt{\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g}} \quad (\text{II.15})$$

$$U_a = 0.30 \sqrt{\frac{62.43 - 2.21}{2.21}} \quad (\text{II.16})$$

La vitesse admissible $U_a = 1.566 \text{ ft/sec}$

La vitesse des vapeurs verticales $U_v = \theta \cdot U_a \quad (\text{II.17})$

D'où $\theta = 1$

Donc $U_v = 1.566 \text{ ft/sec}$

II.2.3. Calcul du débit volumique de la vapeur Q_v

Les données :

Conditions normales : $T = 491.4^\circ R$; $P = 14.7 \text{ psi}$

Conditions de service : $T_s = 529.2^\circ R$; $P_s = 610.05 \text{ psi}$

$$Q_v = \frac{\text{ft}^3 \times P \times T_s \times Z \times \text{hr}}{\text{hr} \times P_s \times T \times \text{sec}} \quad (\text{II.18})$$

$$Q_v = 59.07 \text{ ft}^3/\text{sec}$$

II.2.4. Calcul du diamètre du séparateur D

$$D_{vd} = \sqrt{\frac{4Q_v}{\pi U_v}} = \sqrt{\frac{4 \times 59.07}{\pi \times 1.566}}$$

(II.19)

$$D_{vd} = 6.93 \text{ ft}$$

Ceci étant le diamètre du démister et le diamètre du ballon D doit être légèrement plus large.

$$D = D_{vd} + 6in = 6.75 + 6/12 \quad (II.20)$$

$$D = 7.43 \text{ ft}$$

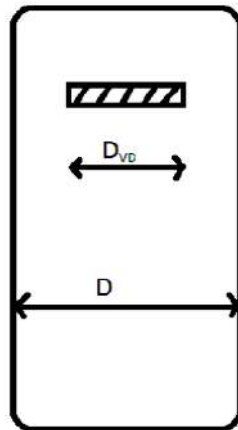


Figure II.5: Schéma montrant la disposition des diamètres D et D_{VD} .

Pour le calcul de la hauteur, le ballon est découpé en sections. La hauteur est calculée en additionnant les différentes hauteurs.

$$HT = HD + H_{LIN} + H_S + H_H + H_{LLL} + 1.5ft \quad (II.21)$$

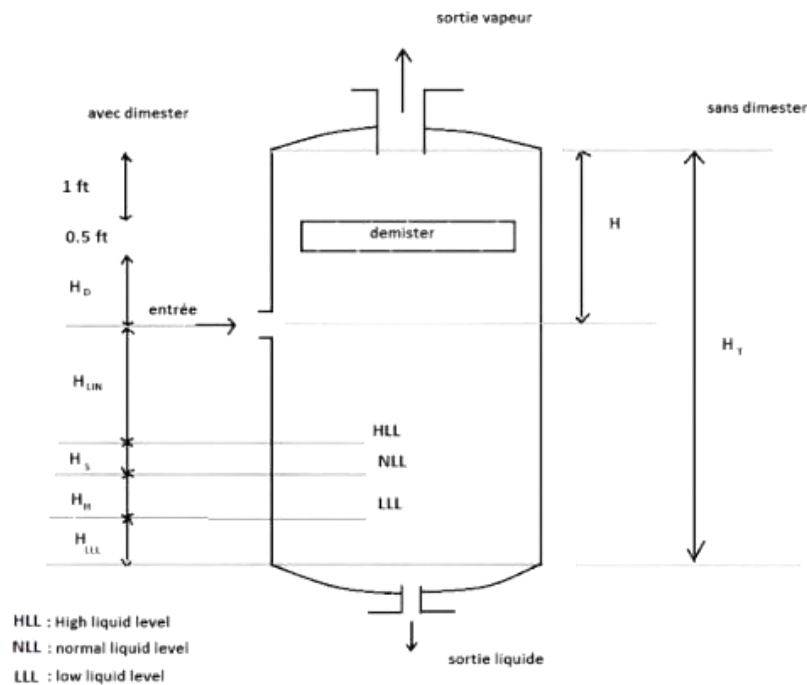


Figure II.6: les hauteurs du ballon.

II.2.5. Calcul de débit volumique du liquide Q_L :

$$Q_L = XH2O \cdot QV \quad (\text{II.22})$$

$$Q_L = 0.22 \text{ ft}^3/\text{sec} = 13.2 \text{ ft}^3/\text{min}$$

II.2.6. Calcul du volume de rétention V_H :

$T_H = 5 \text{ min}$ **a partir du Annexe2**

$$V_H = T_H \times Q_L = 5 \times 13.2 \quad (\text{II.23})$$

$$V_H = 66 \text{ ft}^3$$

Q_L : débit volumique du liquide (ft^3/min)

T_H : temps de rétention (min)

II.2.6. Calcul du volume du surge V_s :

$T_S = 5 \text{ min}$ **a partir du Annexe 2**

$$V_s = T_S \times Q_L = 5 \times 13.2 \quad (\text{II.24})$$

$$V_s = 66 \text{ ft}^3$$

Q_L : débit volumique du liquide (ft^3/min)

T_s : temps d'alarme (min)

II.2.7. Calcul la hauteur minimale du liquide H_{LLL} :

Obtenir la hauteur **à partir du Annexe 3**

$$H_{LLL} = 0.5 \text{ ft}$$

II.2.8. Calcul de la hauteur du hold up H_H :

$$(\text{II.25}) \quad H_H = \frac{4V_H}{\pi D^2} = \frac{4 \times 66}{\pi \times (7.43)^2}$$

$$H_H = 1.52 \text{ ft}$$

II.2.9. Calcul de la hauteur du surge H_s

$$H_s = \frac{4V_s}{\pi D^2} = \frac{4 \times 66}{\pi \times (7.43)^2} \quad (\text{II.26})$$

$$HS = 1.52 \text{ ft}$$

II.2.10. Calcul la hauteur H_{LIN} (Distance entre H_{LL} et le centre de la tubulure d'alimentation)

$$HLIN = 12 + dN \text{ (inch)} \quad (\text{II.27})$$

d_N : le diamètre de la tubulure d'entrée de gaz

$$d_N = \left[\frac{4Q_m}{\pi \times 60 \sqrt{\rho_m}} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (\text{II.28})$$

Q_m : débit moyen (ft^3/s)

$$Q_m = Q_L + Q_V = 0.22 + 59.07 = 59.29 \text{ ft}^3/\text{s} \quad (\text{II.29})$$

Q_v : débit volumique du gaz (ft^3/s).

ρ_m : masse volumique moyenne (lb/ft^3).

$$\rho_m = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda) \quad (\text{II.30})$$

λ : fraction du liquide dans le courant diphasique

$$\lambda = \frac{Q_L}{(Q_L + Q_V)} = 0.0037 \quad (\text{II.31})$$

$$\rho_m = 2.43 \text{ lb}/\text{ft}^3$$

ρ_L : masse volumique du liquide (lb/ft^3).

ρ_g : masse volumique du gaz (lb/ft^3).

$$dN = 0.898$$

$$HLIN = 12.07 \text{ ft}$$

II.2.11. Calcul de la hauteur de dégagement de la vapeur H_D

$$HD = 0.5 \times D = 0.5 \times 7.43 \quad (\text{II.32})$$

$$HD = 3.71 \text{ ft}$$

II.2.12. Calcul de la hauteur totale H_T :

$$HT = HLIN + HD + HS + HH + HLLL \quad (\text{II.33})$$

$$HT = 12.07 + 3.71 + 1.52 + 1.52 + 0.5 + 0.5 + 1 \quad (\text{II.34})$$

$$HT = 20.82 \text{ ft}$$

II.2.13. Vérification si H_T/D est supérieure à 1.5

$$\frac{H_T}{D} = \frac{20.82}{7.43} = 2.8 > 1.5 \quad (\text{II.35})$$

II.2.14. Résultats du dimensionnement du ballon séparateur

Les tableaux II.3 et II.4 regroupent l'ensemble des résultats obtenus

Tableau II.3: Résultats du calcul de dimensionnement du ballon séparateur

Les grandeurs		Les valeurs
Coefficient de compressibilité	Z	0.91
Masse volumique du gaz naturel	ρ_{GN} (lb/ft³)	2.21
Vitesse admissible	Ua (ft /sec)	1.56
Vitesse verticale des vapeurs	Uv (ft /sec)	1.56
Diamètre du ballon séparateur	D (ft)	7.43
Volume de rétention	V_H (ft³)	66
Volume de surge	V_S (ft³)	66
Hauteur minimale du liquide	H_{LLL} (ft)	0.5
Hauteur du hold up	H_H (ft)	1.52
Hauteur de surge	H_S(ft)	1.52
Hauteur HLIN	H_{LIN}(ft)	12.07
Hauteur de dégagement	H_D (ft)	3.71
Hauteur totale	H_T(ft)	20.82

Tableau II.4 : comparaison entre les ballons séparateurs

Les grandeurs	Ballon séparateur dimensionné	Ancien ballon séparateur	Nouveau ballon séparateur
Diamètre D(ft)	7.43	7.49	7.49
Hauteur totale H_T(ft)	20.82	13.05	21.16

II.3. Interprétation des résultats

Les résultats des calculs ont permis de déterminer qu'un séparateur de gaz de 255 000 Nm³/hr aurait besoin d'un ballon séparateur de diamètre 7.43 ft pour une hauteur totale de 20.82ft.

Or, la hauteur totale du ballon séparateur existant pour les six trains de liquéfaction est inférieure à celle-ci avec un écart de 7,77ft (2.368296 mètres), l'ancien ballon séparateur des sécheurs de gaz est donc sous dimensionné, ce qui provoque une mauvaise séparation gaz/liquide. Une trop faible hauteur de ce séparateur ne permet pas un temps de rétention suffisant pour les gouttelettes d'eau, mais également pour le temps de séjour du gaz naturel.

Les dimensions du nouveau ballon séparateur installé en équipements confirment les résultats de calculs. Cette conception développée permet une séparation effective et agit sur la durée de vie des tamis moléculaires et le coût du GNL.

Conclusion générale

Conclusion générale

Cette étude pratique nous a permis d'approfondir notre compréhension théorique des équipements dynamiques et statiques ainsi que des procédés industriels de traitement du gaz naturel. Elle nous a également permis de diagnostiquer les problèmes de déshydratation et d'accumulation d'eau liquide, responsables de la formation d'hydrates dans la section cryogénique.

Ces problèmes entraînent des pertes de charge importantes, réduisent l'efficacité et la performance des tamis moléculaires, et affectent indirectement la section de déshydratation et l'unité dans son ensemble.

Ces difficultés sont principalement dues à une séparation inadéquate, ce qui nous conduit à revoir le fonctionnement et le dimensionnement du ballon séparateur pour garantir une séparation plus efficace.

Les résultats du calcul de dimensionnement nous permettent de conclure que :

- La hauteur de l'ancien ballon séparateur était insuffisante pour assurer une séparation efficace.
- Les dimensions du nouveau ballon séparateur sont conformes aux résultats des calculs.

Il est également crucial de souligner l'importance des cartouches sur le démister, qui jouent un rôle essentiel dans la coalescence des gouttelettes d'eau de moins de 10 microns et des fines particules.

References

- [1] KIMMERLIN, G. (2010). Gaz naturel.
- [2] "Natural Gas: A Basic Overview" – U.S. Energy Information Administration (EIA)
- [3] "The History of Natural Gas" – International Energy Agency (IEA)
- [4] "Natural Gas and the Environment" – American Gas Association
- [5] "Natural Gas and Greenhouse Gas Emissions" – U.S. Environmental Protection Agency (EPA)
- [6] "The Role of Natural Gas in the Chemical Industry" – International Energy Agency (IEA)
- [7] "Natural Gas in Petrochemicals" – Petrochemical Review
- [8] "Natural Gas Infrastructure and the Environment" – Natural Gas Supply Association
- [9] "Environmental Impacts of Natural Gas Extraction and Use" – Environmental Defense Fund (EDF)
- [10] Files: « Main vessels/separator ».
- [11] Manuel opératoire « section déshydratation ».
- [12] Files: « PALL Corporation ».
- [13] KENNEDY, H.T, (Sept.1965). « Recent correlation of hydrocarbons properties
- [14] BROWN, KATZ, OBERFELL and ALDN, (1941). « Naturel Gasoline and the volatile hydrocarbons ».
- [15] Kister, H.Z. (1990). Distillation Design .McGraw-Hill.
- [16] "Methane Emissions from Natural Gas Systems" – Environmental Protection Agency (EPA)
- [17] The Oil and Gas Industry" – Global Methane Initiative

[18] "Statistical Review of World Energy 2023" – BP (British Petroleum)

[19] "Algerian Energy and Gas Sector" – International Energy Agency (IEA)

- Lien : IEA - Algerian Energy Sector

[20] "Natural Gas Production by Country" – U.S. Energy Information Administration (EIA)

[21] Analyses du Marché du Gaz Naturel :

- "Global Gas Report" – International Gas Union (IGU)

[22] Production et Exportation de Gaz Naturel :

- "Algeria Energy Profile 2024" – International Energy Agency (IEA)

[23] Capacité de Production de GNL :

- "Global Liquefied Natural Gas (LNG) Market Report" – International Gas Union (IGU)

[24] Infrastructures de Liquéfaction:

- "Natural Gas Liquefaction Facilities in Algeria" – Algerian Ministry of Energy
- "Economic Impact of Natural Gas Exports" – World Bank

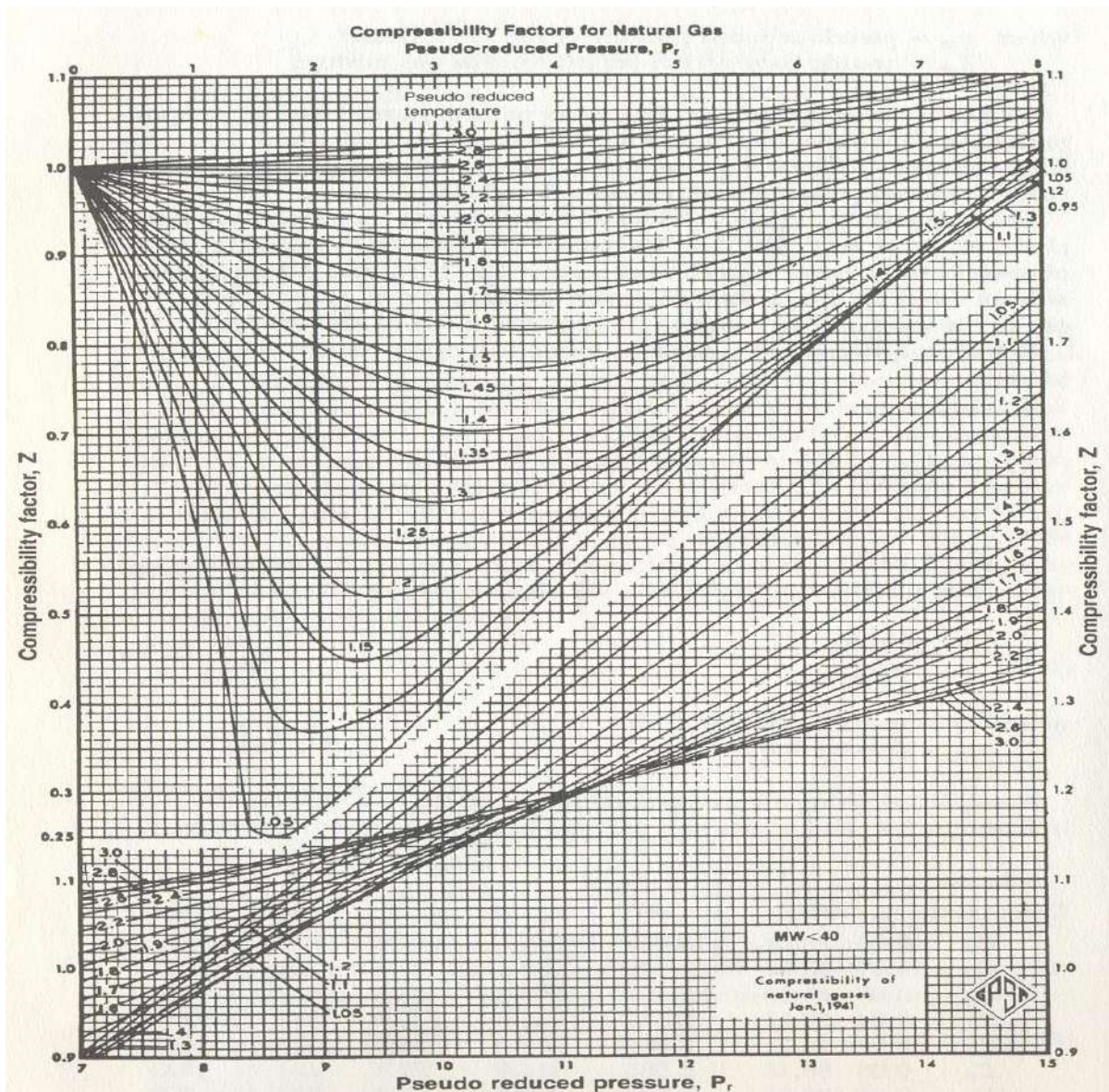
[25] "Natural Gas 101: The Basics" – U.S. Energy Information Administration (EIA)

[26] "The Impact of Shale Gas on the Natural Gas Market" – International Energy Agency (IEA)

[27] "Coalbed Methane: A Review" – Journal of Petroleum Technology

[28] "Biogas: Production, Utilization, and Potential" – Renewable Energy Reviews

Annexes



Annexe1 : Facteur de compressibilité

Annexe2 : Recommandation pour le choix de temps de rétention et le temps d'alarme en fonction du service du ballon

	Temps de rétention (min)	Temps d'alarme (min)
Ballon d'alimentation d'une unité	10	5
Ballon séparateur alimentant		
1 - une colonne	5	5
2 - un réservoir	5	2
a) avec une pompe a travers un échangeur	2	1
b) sans pompe	10	3
3 - alimentation d'un four		
Ballon accumulateur		
1- reflux uniquement	3	2
2 - reflux plus produit	+3	+2
Fond de colonne		
1 -alimentation d'une colonne	5	2
2 - alimentation d'une autre colonne		

ballon d'aspiration d'un compresseur	3 entre alarme et fermeture 10 entre ligne de soudure du fond et l'alarme	
--------------------------------------	--	--

Diamètre (ft)	ballon vertical		ballon horizontal
	< 300 psi	> 300psi	
< 4	15 in	6in	9in
6	15in	6in	10in
8	15in	6in	11in
10	6in	6in	12in
12	6in	6in	13in

Annexe3 : les valeurs de la hauteur minimale du liquide H_{LLL} en fonction du diamètre et la pression