



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur
et de la Recherche Scientifique



Université Echahid Hamma Lakhdar. El Oued

Faculté de la Technologie

Mémoire de Fin d'Etude

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie des Procédés/Industries pétrochimiques

Spécialité : Génie Pétrochimie

Présenté par :

Abadi Imad

Damech Akram

Bekakra Mehammad

Thème

**L'effet des paramètres de fonctionnement d'un tamis moléculaire
sur la déshydratation de gaz naturel : GPL-2/ CIS /HMD**

Soutenu le 21/06/2020

Devant le Jury :

Mr : Ben mya Omar	Président	Université d'El Oued.
Mr : Menaceur Souheila	Examineur	Université d'El Oued.
Mr : Ferhat Med Fouad	Rapporteur	Université d'El Oued.

2019/2020

Remerciements

Nous tenons à remercier tous ceux et celle qui ont contribué à finaliser ce modeste travail, surtout au docteur FERHAT Med Fouad notre encadreur pour nous avoir guidé pour la réalisation de ce projet.

Nos remerciements vont aussi à toute l'équipe pédagogique de l'université de HAMA LAKHDARE et Mr : Belkhir Ismaïl de la division exploitation de la région Hassi-Messaoud

Dédicaces

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

*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, pour ses encouragements, son
soutien, surtout pour son sacrifice afin que rien
n'entrave le déroulement de mes études.*

A tous mes frères et sœurs.

A Tous ceux que j'aime et je respecte.

A tous les habitants d'EL OUED.

Abadi Imad

Dédicaces

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

*A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir
de vivre.*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son
soutien, surtout*

*Pour son sacrifice afin que rien n'entrave le
déroulement de mes*

Études.

A tous mes frères et sœurs.

A tous ceux que j'aime et je respecte.

Bekakra mehammad

Dédicaces

Je dédie ce travail :

*A mon cher père et ma chère mère qui m'ont
toujours encouragé ;*

*A ma fiancée « IMAN » qui m'a vraiment aidé et
toute sa famille ;*

Mes chers frères SAKINA et YACINE ;

A la mémoire de mon grand-père « MAKI » ;

A la mémoire de ma grand-mère « SAKINA » ;

A mes très chers oncles et mes tantes ;

A mes amis en particulier : Bachir et Youcef ;

A toute ma famille et tous ceux que j'aime.

Damech Akram

Résumé

Dans le traitement du gaz naturel, la déshydratation est un processus très important, en particulier lorsque le gaz naturel est transporté sur de longues distances sous forme de GNL. Il existe des facteurs qui affectent un processus d'adsorption, ces facteurs vont des paramètres de fonctionnement de la colonne d'adsorption, des conditions d'entrée du gaz d'alimentation et d'autres facteurs qui varient d'une usine à l'autre. Dans la section de déshydratation de l'unité GPL-2 HMD, la performance du tamis moléculaire sous l'effet des conditions d'exploitation actuelles (95 bars et 50°C) a été étudiée par développement d'un calcul manuel.

On a pu observer que l'augmentation de la vitesse de gaz de 17,73 à 19,7 (ft/min), et la perte de charge de 1,6 à 4,89 (psia) peut réduire la durée de temps de percée de 8,62 à 5,16 (h).

Ces conditions opératoires peuvent favoriser l'entraînement de vapeurs et/ou liquides qui ont un effet néfaste sur la durée de vie du tamis moléculaire. A cet effet, nous proposons l'installation des filtres coalescents de gaz en amont de chaque ballon aspiration section Boosting en premier lieu, puis à l'entrée de chaque train.

Mots clés : déshydratation, adsorption, tamis moléculaire, temps de percée, performance

Abstract

In the processing of natural gas, dehydration is a very important process, especially when natural gas is transported over long distances in the form of LNG. There are factors that affect an adsorption process, these factors range from the operating parameters of the adsorption column, the inlet gas conditions, and other factors that vary from plant to other. In the dehydration section of the GPL-2 HMD plant, the performance of the molecular sieve under the effect of current operating conditions (95 bar and 50 ° C) was studied by developing a manual calculation.

It has been observed that increasing the gas speed from 17.73 to 19.7 (ft / min), and the pressure drop from 1.6 to 4.89 (psia) can reduce the duration of the breakthrough from 8.62 to 5.16 (h).

These operating conditions can favor the entrainment of vapors and / or liquids which have a detrimental effect on the lifetime of the molecular sieve. To this end, we propose the installation of coalescing gas filters upstream of each suction balloon in the Boosting section first, then at the entrance of each train.

Key words: dehydration, adsorption, molecular sieve, breakthrough time, performance.

ملخص

في معالجة الغاز الطبيعي، يعتبر التجفيف عملية مهمة للغاية، خاصة عندما يتم نقل الغاز الطبيعي لمسافات طويلة في شكل غاز طبيعي مسال. هناك عوامل تؤثر على عملية الامتزاز، وتتراوح هذه العوامل في عمليات التشغيل لعمود الامتزاز، وظروف مدخل غاز التغذية وعوامل أخرى تختلف من مصنع إلى آخر. في قسم التجفيف في وحدات GPL-2 HMD، تمت دراسة أداء المنخل الجزيئي تحت تأثير ظروف التشغيل الحالية (95 بار و 50 درجة مئوية) من خلال تطوير حساب يدوي.

وقد لوحظ أن الزيادة في سرعة الغاز من 17.73 إلى 19.7 (قدم / دقيقة) وفقدان حمولة الضغط من 1.6 إلى 4.89 (psia) يمكن أن تقلل من مدة

ظهور السائل مع الغاز عند مخرج المنخل من 8.62 إلى 5.16 (ساعة). كما يمكن أن تعمل ظروف التشغيل هذه على جلب الأبخرة و / أو السوائل

التي لها تأثير ضار على عمر المنخل الجزيئي. لهذا الغرض، نقترح تركيب فلاتر غاز الدمج في أعلى كل بالون شفط في قسم Boosting أولاً،

ثم عند مدخل كل قطار.

الكلمات المفتاحية: الجفاف، الامتزاز، المنخل الجزيئي، زمن الاختراق، الأداء

Liste des tableaux

Tableau 1: Cycle de fonctionnement des déshydrateurs.....	22
Tableau 2: Séquences de la phase de régénération.	22
Tableau 3: Capacité de traitement de l'unité GPL-2.....	29
Tableau 4: Production quotidienne de l'unité GPL-2.....	29
Tableau 5: Composition de la charge traitée à l'unité GPL-2.....	30
Tableau 6: Spécifications des différents produits de l'unité GPL-2.....	30
Tableau 7: Composition de la charge traitée à l'unité GPL-2.....	31
Tableau 8: pression et température pseudo-critiques	32
Tableau 9: Paramètres de l'équation de Ergun.....	47
Tableau 10: Tableau récapitulatif des résultats	48

Liste des figures

Figure 1: Bouchon d'hydrate obtenue après raclage de la conduite.....	4
Figure 2: Structure d'hydrate de gaz	5
Figure 3: Formation d'hydrates de gaz dans un réacteur agité transparent [3]	6
Figure 4: Chemin PT pendant la formation d'hydrates d'un essai PVT.[3]	7
Figure 5: Diagramme simplifié d'un système de déshydratation en lit solide à deux tours.[14]	12
Figure 6: Zone de transfert de masse passant à travers un lit de tamis moléculaire pendant un cycle de déshydratation.	12
Figure 7: Diagramme de Breakthrough dans un lit fixe.	13
Figure 8: Profil de température pour une opération à deux tours.	13
Figure 9: Schéma synoptique de l'unité GPL-2.	20
Figure 10: Abaque des facteurs de compressibilité Standing et Katz.[21]	33
Figure 11: Abaque viscosité (1atm) vs Ma	36
Figure 12: Abaque rapport de viscosité vs (Ppr&Tpr)	37
Figure 13: Teneur en eau des hydrocarbures gazeux [13]	39
Figure 14: Teneur effective en eau du CO2 dans les mélanges de gaz naturel en fonction de la température à différentes pressions[13]	40
Figure 15: Procédure de conception de la conception d'un déshydrateur solide.....	41
Figure 16: Isotherme d'adsorption du tamis moléculaires 4 A°	45

Liste d'abréviation

C1 :	Méthane
C2 :	Ethane
C3 :	Propane
C4 :	Butane
C5 :	Pentane
C6 :	Hexane
CIS :	Centre industriel sud
Condensât :	Fraction C5 et plus
Cs :	Concentration en sortie
DCS :	Distributed Control System
ESD :	Emergency Shut Down
°F :	Fahrenheit
GNL :	Gaz naturel liquéfié
GPL :	Gaz pétrolier liquéfié
H ₂ S :	Sulfure de dihydrogène
HMD :	Hassi-Messaoud
ICS :	Information Control System
IHV :	Glace-hydrate-vapeur
JGC :	Japan Gasoline Corporation
in :	Inches
LHV :	Liquide-hydrate-vapeur
Mesh :	Maillage
MIF :	Management Information Field
MMSCFD :	Million Metric Standard Cubic Feet A Day
Nm ³ :	Normo mètre cube
PFH :	Pression formation des hydrates
ppm :	Partie par million
ppmV :	Partie par million en volume
PS :	Pression de service
°R :	Rankine
Sm ³ :	Standard mètre cube
SRA :	Sieve resistance amine
TFH :	Température formation des hydrates
TS :	Température de service
ZTM :	Zone de transfert de masse

Nomenclature :

Lettres

d :	Diamètre interne de la tour ft.
D_p :	Diamètre de la particule ft
h_B :	Hauteur du lit ft
h_z :	Hauteur du ZTM ft
M_a :	Poids moléculaire apparent
M_i :	Poids moléculaire du nième composant du mélange
P :	Pression de service bars
p_{pc} :	Pression pseudo-critiques
p_{pr} :	Pression pseudo-réduite, adimensionnel
q :	Charge d'eau (lbs/ft^2h)
R :	Constante de gaz universelle, a la valeur 10,730 ($psiaft^3/lb\ mol^\circ R$)
RS :	Saturation relative du gaz d'entrée en %
T :	Température de service °C
T_{pc} :	Température pseudo-critiques
T_{pr} :	Température pseudo-réduite, adimensionnel
V :	Débit de gaz MMSCFD
V_B :	Volume du lit ft^3
V_g :	Vitesse superficielle admissible du gaz ft/mn
W_B :	Poids du lit (lb)
X_C :	Capacité utile du dessiccant d'eau par 100(lb) d'adsorbant (lb)
X_S :	Capacité dynamique à (25°C)
X'_S :	Capacité dynamique à saturation d'eau par 100(lb) d'adsorbant lb
Y_1 :	Teneur en eau du gaz d'alimentation $ppmv$
y_i :	Fraction molaire du composant i dans le mélange
Z :	Facteur de compressibilité

Symboles grecs

γ_g :	Densité relative
$\frac{\Delta P}{h_B}$:	Chute de pression par longueur de lit, (psi/ft)
θ_B :	Temps de percée
θ_C :	Temps de cycle
μ_g :	Viscosité de la phase gazeuse
v :	Volume spécifique (ft^3/lb)
ρ_B :	Masse volumique du tamis tassé lb/ft^3
ρ_g :	Masse volumique du gaz (lb/ft^3)

Table des matières

1. Contents

<i>Remerciements</i>	
<i>Dédicaces</i>	
<i>Résumé</i>	
<i>Abstract</i>	
<i>ملخص</i>	
<i>Liste des tableaux</i>	
<i>Liste des figures</i>	
<i>Liste d'abréviation</i>	
<i>Nomenclature</i>	
<i>Table des matières</i>	
<i>Introduction générale</i>	
2. Généralités sur les GPL et les hydrates de gaz	1
1.1 Les GPL	1
1.1.1 L'origine des GPL	1
1.1.2 Composition des GPL	1
1.1.3 Les caractéristiques des GPL	2
1.1.4 L'utilisation des GPL	2
1.1.5 Avantages écologiques des GPL en tant que carburant	3
1.1.6 Les risques des GPL	3
1.2 Les hydrates de gaz	3
1.2.1 Introduction.....	3
1.2.2 Les hydrates de gaz.....	4
3. Procédés de déshydratation dans l'industrie gazière	8
3.1 Introduction	8
3.2 Principe de la déshydratation	8
3.3 Les différents procédés de déshydratation	8
3.4 Déshydratations par de adsorbants solides	9
3.4.1 Capacité d'un adsorbant.....	9
3.4.2 Sélection d'un dessiccant	9
3.4.3 Description du processus	11
3.4.4 Considérations sur la conception	13
3.4.5 Problèmes d'exploitation	16
4. Description de l'unité GPL-2 (CIS) HMD	19
4.1 Introduction	19
4.2 La description de l'usine	19
4.2.1 Manifold	21

4.2.2	Section Boosting	21
4.2.3	Section de déshydratation	21
4.2.4	Section de refroidissement et détente	23
4.2.5	Section de fractionnement	24
4.2.6	Section d'huile chaude.....	25
4.2.7	Unité de dépropanisation	26
4.2.8	Section de stockage et pomperie.....	26
4.2.9	Système de fuel-gaz ou gaz combustible	26
4.2.10	Section utilités	27
4.2.11	Salle de contrôle.....	27
4.2.12	Réseau de torche	27
4.3	Les problèmes rencontrés sur la déshydratation	28
5.	Étude du système de déshydratation de l'unité GPL-2 HMD.....	29
5.1	Problématique.....	29
5.2	Capacité de traitement et production de l'unité GPL-2	29
5.3	Les conditions actuelles :	30
5.3.1	Conditions opératoires actuelles	30
5.3.2	Composition actuelle du gaz à l'entrée de gaz	31
5.3.3	Facteur de compressibilité Z [19]	31
5.3.4	Calcul de densité relative du gaz	33
5.3.5	Calcul de viscosité du gaz [19]	35
5.3.6	La saturation relative RS.....	38
5.3.7	La teneur en eau du gaz d'alimentation [22].....	38
5.4	Calcul du déshydrateur dans les conditions actuelles :	40
5.4.1	La quantité d'eau adsorbée à partir du gaz d'alimentation	42
5.4.2	La vitesse superficielle admissible à travers le lit.....	42
5.4.3	Diamètre minimum de la colonne [23]	42
5.4.4	La charge d'eau.....	43
5.4.5	La hauteur de la zone de transfert de masse.....	43
5.4.6	Capacité de dessiccant	44
5.4.7	La hauteur du lit.....	45
5.4.8	Vérification de la valeur de capacité utile maximale de dessiccant	45
5.4.9	Détermination du temps de percée (Breakthrough)	46
5.4.10	Calcul la pertes de charge totale à travers le déshydrateur [25].....	47
5.5	Résultats et discussions.....	48
	Conclusion et recommandations	
	Bibliographie	

Introduction générale

Dans le cadre de la stratégie SONATRACH 2030 initiée par le Top Management, l'Activité Liquéfaction & Séparation s'est affirmée en tant que maillon important dans la chaîne de valeur de SONATRACH s'érigeant en Activité à part entière, dont sa mission principale est la liquéfaction du gaz naturel et la séparation des GPL.

Désormais l'Activité est concentrée principalement sur l'exploitation et l'optimisation de l'outil de production tandis que le développement des grands projets structurants en matière de GNL et GPL est assuré par les nouveaux démembrements de la Direction Générale.

SONATRACH figure aujourd'hui, parmi les leaders mondiaux dans l'industrie du GNL et des GPL. Les exportations de GNL par voie maritime sont de l'ordre de 21 milliards de Cm^3 . [1]

Dans le traitement du GPL, la séparation et la réfrigération sont les sections les plus importantes. Durant ces deux procédés, plusieurs problèmes se posent comme la présence d'eau, qui entraîne diverses difficultés pour l'exploitation suivant les conditions de température et de pression aux niveaux des équipements où la vapeur d'eau peut se condenser et provoquer la formation des hydrates ou favoriser la corrosion. Le problème posé par la formation d'hydrates dans les conduites a pris une importance croissante ces dernières années.

Pour éviter ces problèmes, la déshydratation est une étape essentielle dans le traitement du GPL pour acquérir les spécifications exigées lors de son transport, pour éviter la condensation et l'apparition d'une phase aqueuse, qui peut induire la corrosion et la formation d'hydrates dans le réseau du transport.

L'objectif de notre travail consiste à étudier l'effet des paramètres de fonctionnement de la section déshydratation du complexe GPL 2/CIS (Hassi Messaoud).

Nous présenterons dans un premier lieu une généralité sur le GPL et les hydrates, par la suite dans une seconde partie, procédés de déshydratation dans l'industrie gazière et dans une troisième partie description du complexe GPL 2/CIS (Hassi Messaoud).

Dans le 4ème chapitre, nous détaillerons, notre travail en appliquant un programme de calcul, avec lequel nous déterminerons l'effet des paramètres de fonctionnement de la section déshydratation sur la performance de tamis moléculaire. Les résultats obtenus seront, par la suite, discutés.

Nous terminerons ce présent travail par une conclusion générale et des recommandations.

2. Généralités sur les GPL et les hydrates de gaz

1.1 Les GPL

Le gaz du pétrole liquéfié appelé communément GPL; est un mélange gazeux composé essentiellement du butane et du propane à la température ambiante et à la pression atmosphérique, mais il peut demeurer à l'état liquide sous des pressions relativement basse (4-18 atmosphère) , ceci présente l'intérêt de stocker une importante quantité d'énergie dans un volume réduit , ce qui permet de le transporter plus facilement que les gaz non condensable (méthane, éthane) qui exigent des pressions très élevées.

1.1.1 L'origine des GPL

Les GPL sont extraits à partir de diverses sources comme :

- Le pétrole brut après raffinage comme sous-produit.
- La récupération à partir des champs gaziers.
- La récupération à partir des unités de liquéfaction du gaz naturel (GNL).

1.1.2 Composition des GPL

Les GPL sont en majorité utilisés dans le vapocraquage pour l'obtention de bases oléfiniques et aromatiques. Il existe cependant d'autres usages pétrochimiques des GPL.

Propane :

Le propane est essentiellement utilisé comme combustible domestique, cependant l'industrie pétrochimique en consomme 18% comme charge pour l'obtention de différents composés à savoir :

- Acétaldéhyde, formaldéhyde, acide acétique par oxydation.
- Ethylène et propylène par pyrolyse.
- Nitroéthane et nitropropane par nitration.

Butane :

L'usage principal du butane est la fabrication d'essences, dont l'isobutane est utilisé pour la production d'alkylats et le n-butane est mélangé directement dans le pool essence pour régler la tension de vapeur, on utilise ainsi le butane pour l'obtention de :

- Butadiène par déshydrogénation du n-butane.
- Anhydride maléïque par oxydation.
- L'isobutylène formé lors de la déshydrogénation de l'isobutane, sert de matière première dans la préparation du caoutchouc butyl.

1.1.3 Les caractéristiques des GPL

Ci-dessous les propriétés générales des GPL :

- Non toxiques, incolores et inodores, mais pour des raisons de spécifications, ils doivent présenter une odeur caractéristique pour la détection des fuites, ils sont odorisés par des composés à base de soufre appelés mercaptans.
- Se trouvent à l'état gazeux à température ambiante et à pression atmosphérique, et de passer à l'état liquide sous une pression de quelques bars seulement ou par réfrigération.
- Non corrosifs vis à vis de l'acier, ce qui facilite considérablement leur transport dans des canalisations et leur stockage des bacs en acier.
- La tension de vapeur à (20°C) égale à 2bars pour le butane et 8 bars pour le propane.
- La température d'ébullition à la pression atmosphérique est de (-6°C) pour le butane et (-42°C) pour le propane.
- Se liquéfient à une température de l'ordre de (- 30°C) à la pression atmosphérique.
- A l'état gazeux, ils sont plus lourd que l'air ; la densité du propane égale 0.510 et celle du butane égale 0.580.
- A l'état liquide, ils ont un coefficient de dilatation important dont il faut tenir compte lors de leur stockage.
- Un pouvoir calorifique élevé : propane 12200 Kcal / Nm³ et butane 11800 Kcal / Nm³.
- Mise en bouteilles et transports faciles et inflammables dans des limites relativement faibles.
- Répondent aux spécifications : teneur en (C2-) ≤ 3% molaire et en (C5+) ≤ 0.4% molaire.

1.1.4 L'utilisation des GPL

Les domaines d'utilisations du propane et du butane sont très nombreux et diversifiés :

Utilisations domestiques (cuisine, chauffage,)

Utilisations pétrochimiques (production d'oléfines)

Utilisations industrielles :

- Climatisation et refroidissement à l'échelle industrielle
- Production de carburants
- Centrale électrique : combustible pour la génération électrique.

Utilisations agro- alimentaires :

- Culture : insecticide après traitement
- Élevage : chauffage couveuses.

1.1.5 Avantages écologiques des GPL en tant que carburant

La promotion des GPL dans le secteur du transport est surtout liée aux préoccupations environnementales ; en effet ce produit présente des caractéristiques non polluantes par rapport aux autres carburants. Les GPL présentent les avantages suivants :

- Ils sont très peu polluants : absence de plomb tétraéthyle, soufre ou de monoxyde de carbone.
- Absence d'additifs
- Indice d'octane élevé, supérieur à celui de l'essence.
- Durée de vie du moteur du véhicule plus longue.
- Moins cher que l'essence.

1.1.6 Les risques des GPL

Les GPL sont fréquemment stockés à l'état liquide sous pression, la fuite du liquide peut, par évaporation rapide, donner un grand volume de gaz inflammable difficile à maîtriser.

- La limite inférieure d'inflammabilité du gaz approximativement à 2% du volume du gaz dans l'air. Une petite portion de gaz dans l'air peut donner un mélange inflammable qui peut être enflammé par un élément chaud ou une étincelle à distance d'un point de fuite.
- Les GPL liquides par évaporation peuvent causer des brûlures sévères, des protections individuelles (vêtements de protection, gants, lunettes) doivent être portés.

1.2 Les hydrates de gaz

1.2.1 Introduction

Les hydrates de gaz ont été mis en évidence dans l'industrie pétrolière pour la première fois par Hammerschmidt [2] en 1934 qui montra que le fréquent bouchage des pipelines de gaz naturel aux Etats-Unis n'était pas causé par la formation de glace, mais plutôt par la formation d'hydrates de gaz.

La formation d'hydrates de gaz à l'intérieur des conduites pétrolières peut entraîner l'arrêt de la production et/ou des accidents engendrant des pertes économiques et humaines. En effet,

dans les conduites pétrolières circulent simultanément eau, huile et gaz qui, en raison des basses températures et haute pression.

La formation d'hydrates dans la conduite pétrolière peut avoir les conséquences suivantes :

- Augmentation de la viscosité du fluide ;
- Diminution de la pression dans la conduite due à la consommation du gaz pendant la formation des cristaux d'hydrate ;
- Agglomération des cristaux d'hydrate pouvant conduire à des dépôts ou même à la formation d'un bouchon qui bloque totalement la conduite (Figure 1).



Figure 1: Bouchon d'hydrate obtenue après raclage de la conduite

1.2.2 Les hydrates de gaz

1.2.2.1 Définition et structure

Les hydrates de gaz sont un type de composé d'insertion dans lesquels les molécules d'eau, liées par des liaisons hydrogène, créent un réseau de cavités suffisamment grandes pour piéger des molécules de gaz. Sous certaines conditions de pression et température, ces molécules de gaz piégées par des interactions de type van der Waals, sont capables de stabiliser thermodynamiquement la structure, qui autrement serait détruite par les forces attractives entre les molécules d'eau [3]. Ce sont des composés d'hydrocarbures glacés contenant environ 10% d'hydrocarbures et 90% d'eau. (Figure 2)

Les hydrates se forment selon trois structures, la structure cubique I (sI), la structure cubique II (sII) et la structure hexagonale H (sH) [4].

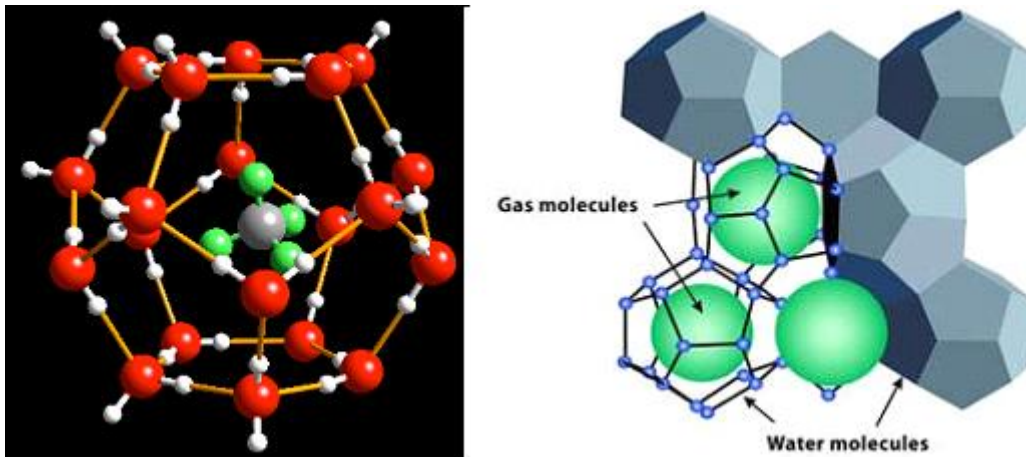


Figure 2: Structure d'hydrate de gaz

1.2.2.2 Types des hydrates

Il existe deux types d'hydrates :

- Des hydrates avec les hydrocarbures à chaîne courte (C1, C2, CO₂).
- Des hydrates avec les hydrocarbures plus longs (C3, C4).

1.2.2.3 Les conditions de formations des hydrates

- Présence d'eau dans le gaz naturel.
- Les basses températures.
- Les haute Pression.
- TS (température de service) < TFH (formation des hydrates).
- PS (pression de de service) > PFH.
- Présence d'eau libre.

1.2.2.4 Les conditions d'équilibre thermodynamique de formations des hydrates

Les conditions d'équilibre thermodynamique de formation des hydrates sont définies comme les conditions pour lesquelles une quantité infinitésimale de la phase hydrate se trouve en équilibre avec les autres phases présentes dans le système : eau (à l'état liquide ou solide) et hydrocarbures (à l'état liquide ou vapeur). Les domaines thermodynamiques d'équilibre sont délimités par des courbes d'équilibre triphasique liquide-hydrate-vapeur (LHV) ou glace-hydrate-vapeur (IHV) dont la détermination est essentielle pour prévenir les risques associés aux hydrates et pour tester les inhibiteurs susceptibles d'empêcher la formation des hydrates de gaz dans la production pétrolière.

Les méthodes expérimentales de mesure des conditions de formation des hydrates de gaz sont la visualisation et les mesures de PVT (Pression-Volume-Température).

La méthode visuelle consiste à maintenir les phases eau et gaz à pression et température constantes et à détecter la formation de l'hydrate par observation à travers un réacteur transparent ou un hublot. La Figure 3 montre un réacteur transparent agité où il est possible d'observer la formation de cristaux d'hydrates de gaz.



Figure 3: Formation d'hydrates de gaz dans un réacteur agité transparent [3].

La méthode PVT consiste à enregistrer les variations de pression dans un réacteur à volume constant tout en augmentant la température, lors de la formation et de la dissociation des hydrates.

L'évolution de la pression et de la température (P , T) pendant les tests PVT est illustrée à la Figure 4. Le mélange est refroidi au point $P1$ jusqu'à ce que l'hydrate se forme. Cette formation est attestée par une déviation exothermique sur la température et par une chute de pression rapide jusqu'à $P2$. Après que la formation d'hydrate soit terminée (pression constante $P2$), le mélange est ensuite lentement réchauffé jusqu'à la dissociation complète. Pendant la dissociation, entre $P2$ et $P3$, la pression du système augmente puisqu'il y a libération du gaz contenu dans les hydrates. Le point $P3$ marque une rupture de pente et retour à la courbe (P, T).

La précision de la méthode PVT dépend essentiellement de la validité de l'hypothèse d'équilibre thermodynamique dans le système. Les conditions d'équilibre sont assurées en opérant avec des programmes thermiques de très faible vitesse, qui conduisent à des temps d'expérimentation très longs : après chaque augmentation de la température, la pression augmente jusqu'à une valeur constante correspondant à l'équilibre.[3]

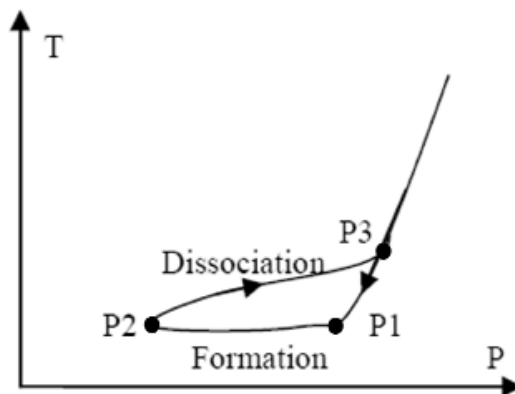


Figure 4: Chemin PT pendant la formation d'hydrates d'un essai PVT.[3]

L'objectif de ces deux méthodes est de déterminer les points d'équilibre (P , T) de formation d'hydrate. La méthode PVT est la plus recommandée, autant dans le milieu industriel qu'en recherche. La détection optique pose en effet des problèmes lorsque les systèmes étudiés ne sont pas parfaitement transparents.

1.2.2.5 Prévention de la formation d'hydrate

Après avoir identifié la zone de formation des hydrates, la solution conventionnelle consiste à empêcher que les fluides dans le pipeline l'atteignent, en se plaçant en dehors des conditions thermodynamiques de formation. Ceci peut être réalisé en augmentant la température à une pression donnée, ou en abaissant la pression à une température donnée.

Si c'est impossible, soit de réduire la teneur en eau du gaz par opération de séchage, soit d'utiliser des inhibiteurs.

Les inhibiteurs agissent comme les "antigels", ce sont des solvants miscibles en phase aqueuse, qui modifiant la fugacité de l'eau, permettant d'abaisser la température de formation des hydrates.

1.2.2.6 Remédiation de la formation d'hydrate

Dans les dernières années, une nouvelle tendance a été observée et appelée remédiation. Elle consiste dans le couplage de toutes les techniques : isolation des conduites, injection d'additif lors des phases critiques (démarrage, arrêt), réchauffement de la conduite par la circulation d'eau chaude lors des bouchages accidentels.

Pour éviter ces phénomènes dans les installations d'exploitation, il est nécessaire de réduire la teneur en eau du gaz au moyen de la technique de traitement approprié.

3. Procédés de déshydratation dans l'industrie gazière

3.1 Introduction

Les gaz naturels, associés ou de queue contiennent généralement de l'eau, sous forme liquide et / ou vapeur, à la source et / ou à la suite de l'adoucissement avec une solution aqueuse. L'expérience d'exploitation et une ingénierie approfondie ont prouvé qu'il est nécessaire de réduire et de contrôler la teneur en eau du gaz pour garantir un traitement et une transmission en toute sécurité. Les principales raisons de retirer l'eau du gaz naturel sont les suivantes :[5]

- 1) **Pour empêcher la formation d'hydrates.** Les hydrates se développent sous forme de cristaux et peuvent s'accumuler dans les plaques à orifices, les vannes et d'autres zones non soumises à un écoulement complet. Ainsi, les hydrates peuvent obstruer les lignes et retarder l'écoulement de gaz.
- 2) **Pour éviter les problèmes de corrosion.** La corrosion se produit souvent lorsque de l'eau liquide est présente avec des gaz acides, qui ont tendance à se dissoudre et à se dissocier dans la phase aqueuse, formant des solutions acides.
- 3) **Exigences de traitement en aval.** Dans la plupart des procédés d'hydrocarbures commerciaux, la présence d'eau peut provoquer des réactions secondaires, un moussage ou une désactivation du catalyseur. Par conséquent, les acheteurs exigent généralement que les charges d'alimentation en gaz et en GPL répondent à certaines spécifications pour une teneur en eau maximale. Cela garantit que les problèmes liés à l'eau n'entraveront pas les opérations en aval.

3.2 Principe de la déshydratation

La déshydratation du gaz naturel est le processus d'élimination de la vapeur d'eau du flux gazeux pour abaisser le point de rosée de ce gaz. L'eau est le contaminant le plus courant des hydrocarbures. Il est toujours présent dans les mélanges gaz-huile issus des puits. Le point de rosée est défini comme la température à laquelle la vapeur d'eau se condense du flux gazeux.[6]

3.3 Les différents procédés de déshydratation

Les méthodes de déshydratation les plus utilisées pour le traitement du gaz sont les suivantes :

1. **Absorption**, en utilisant les dessiccants liquides (par exemple, les glycols et le méthanol)
2. **Adsorption**, à l'aide de dessiccants solides (par exemple, l'alumine et le gel de silice)
3. **Refroidissement/condensation en dessous du point de rosée**, par détente et/ou réfrigération.

Ceci s'ajoute aux procédures d'inhibition des hydrates décrites précédemment[7].

3.4 Déshydratations par de adsorbants solides

Les systèmes de déshydratation par adsorbants solides fonctionnent sur le principe de l'adsorption. L'adsorption implique une forme d'adhésion entre la surface du dessiccant solide et la vapeur d'eau dans le gaz. L'eau forme un film extrêmement mince qui est maintenu à la surface déshydratante par des forces d'attraction, mais il n'y a pas de réaction chimique.

Les déshydrateurs aux lits solides sont généralement plus efficaces que les déshydrateurs au glycol, car ils peuvent sécher un gaz à moins de 0,1 ppmV.

3.4.1 Capacité d'un adsorbant

La capacité d'un adsorbant pour l'eau s'exprime normalement en masse d'eau adsorbée par masse d'adsorbant. La capacité dynamique de sorption d'humidité d'un adsorbant dépendra d'un certain nombre de facteurs, tels que l'humidité relative du gaz d'entrée, le débit de gaz, la température de la zone d'adsorption, le maillage du granulé et la durée de service et le degré de contamination du adsorbant et non des moindres sur le adsorbant lui-même [8]. La capacité de sorption d'humidité n'est pas affectée par les variations de pression, sauf lorsque la pression peut affecter les autres variables énumérées précédemment.

3.4.2 Sélection d'un dessiccant

Divers dessiccants solides sont disponibles sur le marché pour des applications spécifiques. Certains sont bons uniquement pour déshydrater le gaz, tandis que d'autres sont capables d'effectuer à la fois la déshydratation et l'élimination des composants lourds d'hydrocarbures. La sélection de l'adsorbant approprié pour une application donnée est un problème complexe. Pour les dessiccants solides utilisés dans la déshydratation des gaz, les propriétés suivantes sont souhaitables [9, 10].

- (1) **Haute capacité d'adsorption à l'équilibre.** Cela réduit le volume d'adsorbant requis, permettant l'utilisation de petits récipients avec des dépenses en capital réduites et un apport de chaleur réduit pour la régénération.
- (2) **Haute sélectivité.** Cela minimise le retrait indésirable de composants précieux et réduit les dépenses d'exploitation globales.
- (3) **Régénération facile.** La température de régénération relativement basse minimise les besoins énergétiques globaux et les dépenses d'exploitation.
- (4) **Faible chute de pression.**
- (5) **Bonnes propriétés mécaniques** (telles qu'une résistance élevée à l'écrasement, une faible attrition, une faible formation de poussière et une stabilité élevée contre le vieillissement). Celles-ci les facteurs réduisent les besoins globaux de maintenance en

réduisant la fréquence des changements d'adsorbant et en minimisant les temps d'arrêt liés pertes de production.

- (6) **Peu coûteux**, non corrosif, non toxique, chimiquement inerte, haute densité apparente et aucun changement de volume significatif lors de l'adsorption et désorption d'eau.

Les dessiccatifs commerciaux les plus couramment utilisés dans les déshydrateurs à lit sec sont le gel de silice (Sorbead), les tamis moléculaires et l'alumine activée.

3.4.2.1 Le gel de silice

Le gel de silice (un nom générique pour un gel fabriqué à partir d'acide sulfurique et de silicate de sodium) est un adsorbant largement utilisé, qui peut être utilisé pour la déshydratation de gaz et de liquide et la récupération d'hydrocarbures à partir de gaz naturel. Il est :

- Idéal pour la déshydratation normale du gaz naturel.
- Facilement régénéré que les tamis moléculaires.
- A une capacité en eau élevée, où il peut adsorber jusqu'à 45% de son propre poids en eau.
- Coûte moins cher qu'un tamis moléculaire.
- Capable de points de rosée jusqu'à -140°F .

3.4.2.2 Les tamis moléculaires

Les tamis moléculaires sont des aluminosilicates cristallins de métaux alcalins comprenant un réseau d'interconnexion tridimensionnel de silice et d'alumine tétraédrique. La structure est un ensemble de cavités reliées par des pores uniformes avec des diamètres allant d'environ 3 à 10°A , selon le type de tamis. Une discussion détaillée sur les différents types de tamis moléculaires et leurs applications est donnée par Bruijn et al. et Meyer [11, 12].

Un tamis moléculaire est l'adsorbant le plus polyvalent car il peut être fabriqué pour une taille de pores spécifique, en fonction de l'application. C'est :

- Capable de déshydratation à moins de 0,1 ppm de teneur en eau.
- Le choix écrasant pour la déshydratation avant les processus cryogéniques (particulièrement pour le GNL).
- Excellent pour l'élimination de H_2S , le CO_2 et H_2O à une haute température de déshydratation, ainsi les hydrocarbures liquides lourds avec une élimination très sélective.
- Plus cher que le gel de silice, mais offre une plus grande déshydratation.
- Nécessite des températures plus élevées pour la régénération, a donc un coût d'exploitation plus élevé.

3.4.2.3 L'alumine activée

L'alumine activée est une forme d'oxyde d'aluminium fabriquée ou d'origine naturelle qui est activée par chauffage. Il est largement utilisé pour la déshydratation des gaz et des liquides et produira un point de rosée inférieur à $-158\text{ }^{\circ}\text{F}$ s'il est appliqué correctement. Il faut moins de chaleur pour régénérer l'alumine que pour le tamis moléculaire et la température de régénération est plus basse. Cependant, les tamis moléculaires donnent des points de rosée d'eau de sortie inférieurs [13].

Il convient de noter qu'aucun dessiccant n'est parfait ou meilleur pour toutes les applications. Dans certaines applications, le choix du dessiccant est déterminé principalement par l'économie. Parfois, les conditions du processus contrôlent le choix de l'adsorbant. Si une unité est conçue correctement, il est assez rare que les dessiccants puissent être interchangeables. Il est souvent possible de remplacer au sein d'une classe d'adsorbants, c'est-à-dire le tamis moléculaire d'un fournisseur par le tamis moléculaire d'un autre.

3.4.3 Description du processus

Le processus d'adsorption est un processus discontinu, avec plusieurs lits déshydratants utilisés en fonctionnement cyclique pour sécher le gaz sur une base continue. Le nombre et la disposition des lits déshydratants peuvent varier de deux tours, s'adsorbant alternativement (figure 5), à de nombreuses tours. Trois fonctions ou cycles distincts doivent alternativement être exécutés dans chaque tour de déshydrateur :

- Cycle d'adsorption ou de séchage au gaz
- Cycle de chauffage ou de régénération
- Cycle de refroidissement (prépare le lit régénéré à un autre cycle d'adsorption ou de séchage au gaz).

La figure 5 est un organigramme d'une unité de déshydratation à deux tours typiques.

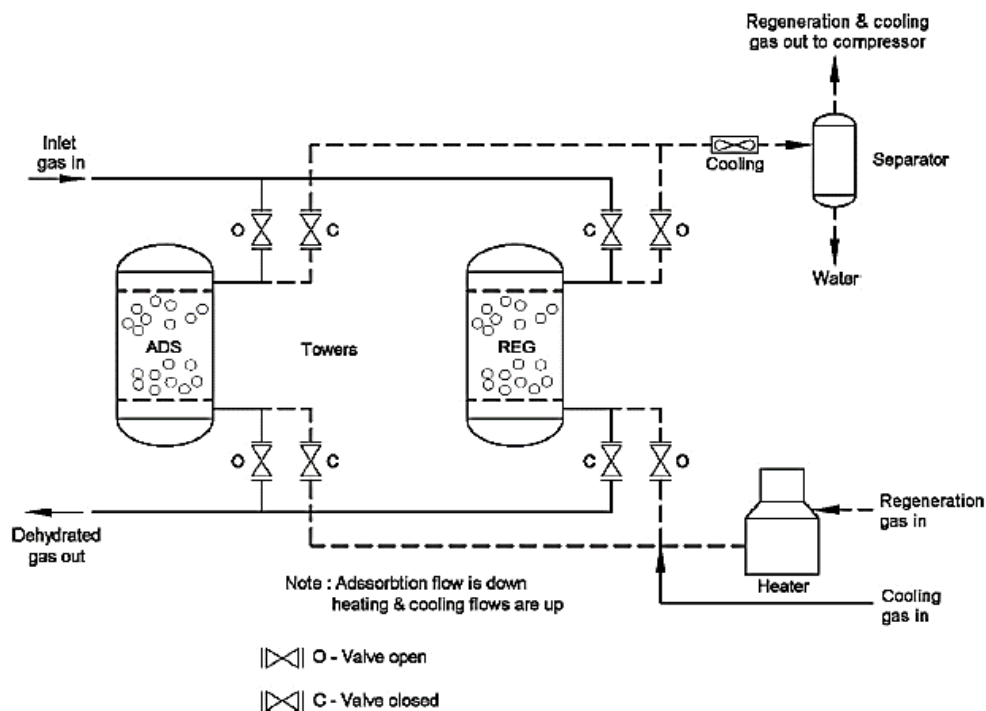


Figure 5: Diagramme simplifié d'un système de déshydratation en lit solide à deux tours.[14]

La deuxième zone est la zone de transfert de masse (MTZ) et est en cours de chargement. La troisième zone n'est toujours pas utilisée et active. La progression de la saturation et la représentation des différentes zones sont illustrées à la figure 6.

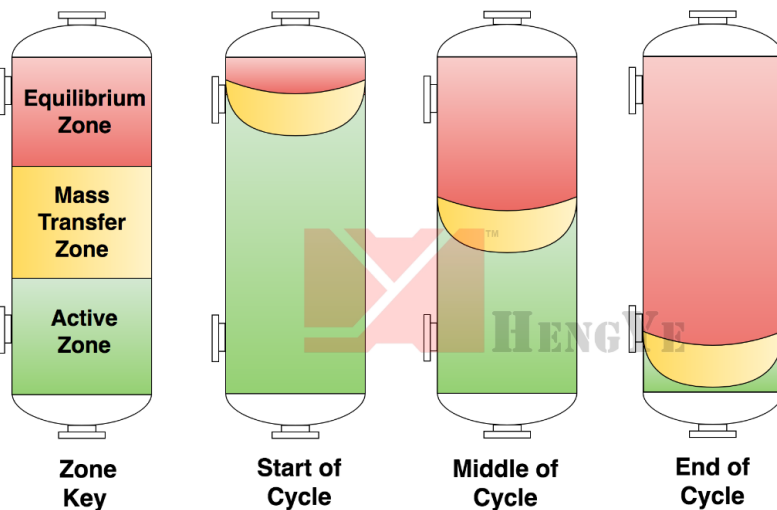


Figure 6: Zone de transfert de masse passant à travers un lit de tamis moléculaire pendant un cycle de déshydratation.

Pendant le fonctionnement du lit, la concentration en sortie a une très faible concentration en eau (C_s) et le ZTM se déplace vers le bas. À un certain point, la teneur en eau de sortie monte au point qui est équivalente à la teneur initiale en gaz humide (C_0) comme s'il n'y avait pas de lit. Ainsi, le début de cette période est appelé la période de percée (B). Cette situation est illustrée à la figure 7.

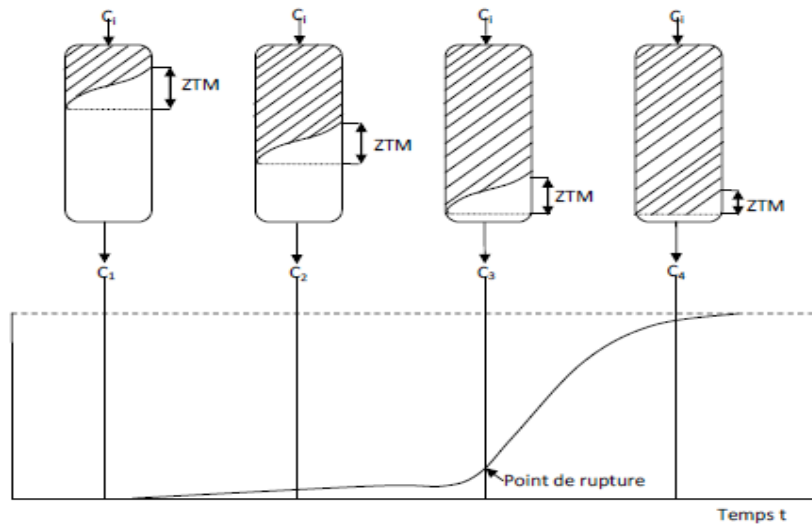


Figure 7: Diagramme de Breakthrough dans un lit fixe.

Le fonctionnement du processus est contrôlé par l'ouverture de la vanne (O) et la fermeture de la vanne (C), qui sont illustrées à la figure 5. Après que le lit a été utilisé et chargé d'eau, il est ensuite régénéré par du gaz chaud (disons 6 h, comme temps de chauffage H) puis refroidi en passant au gaz froid (disons pendant 2 h, C).

Le profil de température approximatif pour la température du gaz d'admission pendant le chauffage et le refroidissement du lit (T_i) pour désorber l'eau, puis le refroidissement du lit pour le préparer au cycle suivant et la température des gaz de sortie (T_o) au cours de la même période sont illustrés à la figure 8.

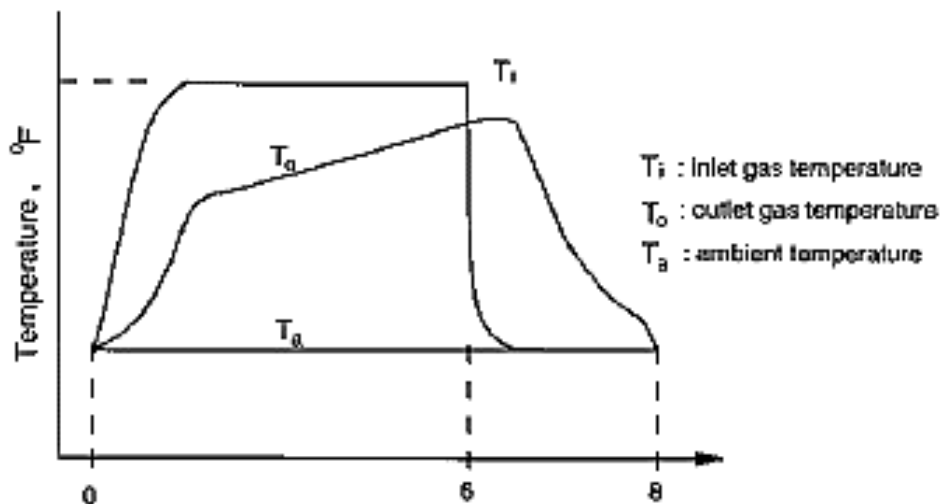


Figure 8: Profil de température pour une opération à deux tours.

3.4.4 Considérations sur la conception

Les considérations suivantes constituent une bonne approximation pour estimer le comportement de déshydratation des dessiccants solides. Ces informations ne servent que de

base pour effectuer des calculs de conception préliminaires basés sur une longueur de cycle donnée, le nombre de cuves et leur configuration, et un adsorbant donné.

Par conséquent, il est fortement recommandé de se référer aux fournisseurs d'adsorbant pour concevoir une unité de déshydratation d'adsorbant solide, car la capacité utile d'un dessiccant dépend fortement de son comportement de vieillissement. Pour prendre en compte le vieillissement, l'expérience est très importante et aucune corrélation publiée n'existe, car chaque fournisseur de dessiccant considère cela comme sa propre propriété intellectuelle et son savoir-faire. Utiliser uniquement les données de la littérature entraînera soit des unités non économiques, soit des unités potentiellement non fonctionnelles.

3.4.4.1 La longueur de la zone de transfert de masse

La ZTM est très importante dans la conception d'une unité de déshydratation, car elle influe directement sur la charge totale en eau du lit dénommée (capacité utile). Afin de maximiser la capacité utile, la zone de transfert de masse doit être aussi courte que possible, parce que la charge d'eau de la zone de transfert de masse est faible comparée à la zone de saturation.

La présence de composants Co-adsorbables dans le gaz peut augmenter de manière importante la longueur de la zone de transfert de masse. Par conséquent la zone de transfert de masse sera plus courte si l'agent adsorbant peut exclure les autres composants Co-adsorbables.

Un tamis moléculaire type 4A° offre une longueur de zone de transfert de masse plus courte parce qu'il n'existe pas de composants lourds (C3 et plus) Co-adsorbables, ce qui permet d'obtenir une capacité utile plus importante et donc de compenser la différence de prix des tamis moléculaires plus onéreux.

3.4.4.2 Diamètre du lit et vitesse du gaz

En général, pour des conditions données les lits courts et de grands diamètres sont plus efficaces que les lits longs et de faibles diamètres. En phase gazeuse, la vitesse superficielle maximale dans les opérations à courant ascendant est limitée par le mouvement du lit et les considérations de fluidisation. Dans les opérations à courant descendant où le danger de fluidisation du lit est éliminé, il est possible de fonctionner à des vitesses élevées.

3.4.4.3 La teneur résiduelle d'adsorbât

La quantité d'adsorbât présente dans le lit après régénération affecte la capacité utile. Plus la teneur résiduelle d'adsorbât est élevée, plus faible sera la capacité d'adsorption.

3.4.4.4 Phase

La phase liquide ou gazeuse dans laquelle opère les agents adsorbants influence de manière importante la longueur des zones de transfert de masse. Le taux de transfert d'une phase liquide est inférieur souvent par un facteur dix fois ou plus. Le faible taux de transfert de masse de la phase liquide est compensé par un temps de contact plus important.

3.4.4.5 Dimensions des particules

Une particule plus petite a un taux d'adsorption plus important. Les dimensions des particules influencent la longueur de la zone de transfert de masse et la distribution des fluides d'adsorption et de régénération.

3.4.4.6 Température

L'efficacité de la déshydratation diminue lorsque la température du gaz d'alimentation augmente. Cette température doit être aussi faible que possible à condition qu'elle soit au moins de 5°C au-dessus du point de formation des hydrates.

La température du gaz de régénération entrant et sortant du lit pendant le cycle de chauffage affecte fortement l'efficacité de l'unité et la vie de l'adsorbant.

La température maximale de régénération quittant les sécheurs est de 28°C plus faible que la température du gaz de régénération entrant dans les sécheurs.

3.4.4.7 Pression :

L'efficacité de l'adsorption diminue avec la pression, car à température constante, la teneur en eau du gaz d'entrée à saturation augmente lorsque la pression diminue.

3.4.4.8 Durée du cycle d'adsorption :

La durée du cycle de déshydratation détermine les dimensions des équipements et la charge d'adsorbant. Plus l'adsorption est longue, ceci diminue le nombre de régénérations, et prolonge la vie de l'adsorbant.

3.4.4.9 Teneur en humidité du gaz d'alimentation :

Les tamis moléculaires possèdent une efficacité meilleure comparativement aux autres adsorbants. Cette caractéristique est due au fait que les tamis moléculaires affichent une courbe d'équilibre plate entre 20 et 100% humidité relative.

3.4.4.10 Direction du courant gazeux

La direction d'écoulement du gaz de chauffage est à contre-courant de la direction du gaz d'adsorption qui est habituellement vers le bas. Ceci permet d'éviter la fluidisation du lit qui

peut endommager gravement le matériau adsorbant et d'éviter la formation du chemin préférentiel.

3.4.4.11 Sources de gaz de régénération

La source du gaz de régénération est prise en aval des déshydrateurs (gaz sec). Ceci aide à éliminer certains problèmes d'exploitation, par contre, l'utilisation du fuel gaz à basse pression offre les avantages suivants :

Meilleure régénération due à la faible pression (meilleure régénération due à la plus grande contenance en eau des gaz à basse pression) et une faible teneur en eau du fuel gaz.

Une régénération à faible pression implique une boucle ouverte et donc les contaminations par CO₂ et H₂S ne sont pas recyclés

3.4.4.12 Disposition des lits

Utilisation de déshydrateurs à lits combinés : la section supérieure contient des particules de plus grand diamètre alors que la section inférieure est remplie de particules plus petites offrant ainsi une longueur de zone de transfert de masse moins importante et donc un gain en coût d'exploitation. L'inconvénient majeur est la chute de pression légèrement plus importante et l'effritement des petites particules.

3.4.5 Problèmes d'exploitation

Les problèmes opérationnels qui peuvent survenir en raison d'une conception, d'un fonctionnement et d'un entretien médiocres dans une unité de dessiccation solide sont décrits dans cette section [15].

3.4.5.1 Contamination du lit

La cause la plus fréquente est l'élimination incomplète des contaminants dans le séparateur de gaz d'entrée. De plus, si le gaz de régénération sortant du séparateur est mélangé avec le gaz d'alimentation aux déshydrateurs, un dysfonctionnement du séparateur peut contaminer le dessiccant par des hydrocarbures liquides et de l'eau.

Les séparateurs de régénération doivent généralement être équipés par des filtres au niveau d'entrée gaz pour éviter la recontamination.

3.4.5.2 Point de rosée élevé

Le point de rosée élevé est l'un des deux problèmes courants pouvant entraîner des problèmes de fonctionnement. Les causes possibles sont les suivantes :

1. Le gaz d'entrée « humide » contourne (bypasses) le déshydrateur à travers les fissures de l'isolation interne.
2. Les vannes qui fuient permettent également au gaz humide de contourner les déshydrateurs. Même une légère fuite de gaz chaud produit généralement une augmentation de température détectable dans ce qui devrait être le côté froid de la vanne. Les transmetteurs à ultrasons sont également utiles.
3. Une régénération déshydratante incomplète entraînera une perte soudaine de la capacité d'adsorption et une percée considérablement prématurée. Pour être sûr de bien régénérer les adsorbants, les températures d'entrée et de sortie de l'adsorbeur en régénération doivent être analysées. À la fin de l'étape de chauffage, la température de sortie doit être presque constante pendant un certain temps (30 minutes à 2 heures) selon la conception de l'adsorbeur, et la différence de température entre l'entrée et la sortie ne doit pas être supérieure à 15–20 °C selon la qualité de l'isolation thermique.
4. Teneur en eau excessive dans le gaz d'alimentation humide en raison d'un débit accru, de températures plus élevées et d'une pression plus basse. Il est très important de respecter la température d'entrée (température d'alimentation) des adsorbants en cas de gaz saturé. De petites variations de température entraîneront une augmentation significative de la teneur en eau.

3.4.5.3 Percée (*Breakthrough*) prématurée

Des points de rosée satisfaisants sont observés au début mais pas pendant toute la durée du cycle de séchage. La capacité de dessiccation devrait diminuer avec l'utilisation mais devrait se stabiliser à 55–70% de la capacité initiale [16]. Cependant, les symptômes prématurés de la « vieillesse » sont causés par une augmentation non reconnue de la charge d'eau en entrée, une augmentation des hydrocarbures lourds (C4 +) dans les gaz d'alimentation, de la vapeur de méthanol dans les aliments, une contamination par dessiccant ou une régénération incomplète.

3.4.5.4 Dommages hydrothermaux

Le chauffage de l'adsorbeur sans utiliser de rampe de chauffage ou d'étape de chauffage intermédiaire conduit à une forte différence de température dans la cuve.

Au fond, le tamis moléculaire sera très chaud et désorbant rapidement l'eau adsorbée tandis que les couches en haut de l'adsorbeur sera toujours à la température d'adsorption. L'eau désorbée dans la couche inférieure se condensera dans la couche supérieure. Ce phénomène est appelé reflux. Le chauffage en cours chauffera l'eau liquide et fera bouillir les tamis moléculaires dans l'eau liquide. Des dommages hydrothermaux apparaîtront en conséquence, ce qui est différent selon le type de tamis moléculaire.

Afin d'éviter les dommages hydrothermaux des tamis moléculaires, il est non seulement important de choisir la bonne formulation du tamis moléculaire (liant et zéolite) mais les conditions de fonctionnement ; les conditions de régénération doivent être déterminées avec soin [12]. En effet, plus la température de régénération est élevée et plus la quantité d'eau liquide présente sur les tamis est élevée, plus les dégâts des tamis moléculaires sont lourds.

Dans une unité industrielle, il est également important de limiter la quantité d'eau apparaissant en phase liquide (eau de condensation due à une sursaturation de la phase gazeuse), car cela diminue la température où la destruction hydrothermale peut se produire avec l'eau jouant le rôle de stabilisateur pour les intermédiaires formés par dissolution des zéolithes [17].

3.4.5.5 Transfert de liquide (*Liquid Carryover*)

Le transfert liquide (en particulier d'amines) dans le lit de tamis moléculaire a un impact négatif sur le processus de séchage (c.-à-d. mauvaise distribution du flux de gaz due au *cake* (couche pâteuse) ou de la formation des fines particules à la suite d'une attaque chimique provoquant une augmentation de la chute de pression et une diminution du temps d'adsorption).

Afin de réduire le transfert de liquide (*Liquid Carryover*) dans les adsorbants, les séparateurs doivent être modifiés pour améliorer leur efficacité. La procédure de régénération doit également être modifiée afin d'avoir une augmentation de température modérée pour éviter la re-condensation de l'eau. Bien que les modifications mécaniques sur site de l'unité de séchage puissent améliorer les performances, cependant, la bonne action corrective peut être trouvée en utilisant un tamis moléculaire plus résistant, c'est-à-dire SRA. L'adsorbant SRA (sieve resistance amine) est un tamis plus résistant aux amines et offre une meilleure résistance mécanique que les conditions normales de fonctionnement pour simuler l'étape de régénération thermique d'une unité de purification de gaz naturel [18].

3.4.5.6 Support inférieur

Parfois, les opérateurs ont des problèmes avec la grille de support et des fuites de tamis moléculaires à travers la grille de support. En conséquence, ils doivent remplacer tout le lit. Le point important ici est la bonne conception mécanique du lit de support, en mettant trois treillis métalliques sur la grille de support (4, 10, 20 Mesh) et en installant la quantité et la taille correctes de billes en céramique.

4. Description de l'unité GPL-2 (CIS) HMD

4.1 Introduction

Le pétrole brut à sa sortie des puits n'est pas directement utilisable, il faut le traiter pour obtenir toute la gamme de produits allant des gaz jusqu'aux fuels. Dans le cadre de la stratégie globale du développement du pays ; la société nationale SONATRACH a lancé un ambitieux programme de développement, en vue d'augmenter la contribution des GPL dans les exportations globales d'hydrocarbures et d'accroître ainsi les recettes en devises du pays. Elle a investi dans un projet d'implantation d'une usine de traitement de gaz, il s'agit de l'usine de GPL-2.

Les enjeux économiques et industriels de l'utilisation du gaz résident principalement dans son traitement. En effet, il peut contenir des gaz acides (dioxyde de carbone et sulfure d'hydrogène notamment), et d'autres impuretés (eau, azote, ...) qu'il faut éliminer avant sa commercialisation. Lors des opérations de traitement, la présence d'eau (sous forme liquide ou vapeur), même en très faibles quantités (quelques dizaines de ppm molaire), peut être à l'origine de nombreux problèmes qui influent directement sur les équipements en aval de la section de déshydratation (la formation d'hydrates), engendrant rapidement un fonctionnement anormal et une perturbation des installations cryogéniques de l'unité. Car le bon fonctionnement d'une unité GPL dépend de la bonne marche des sections qui la composent.

Dans le cadre de la préparation du mémoire fin d'étude, nous avons choisi pour notre thème sur l'unité de récupération des gaz de pétrole liquéfié appelée GPL-2 implantée au centre industriel sud (CIS) de la Direction Régionale de HASSIMESSAOUD.

Ce qui nous avons amené à poser les questions suivantes :

- Quel est le rôle de l'unité GPL-2, et quelle est son influence sur le centre et la région de HASSIMESSAOUD en général ?
- Quelles sont les techniques utilisées par l'unité pour récupérer le gaz du pétrole liquéfié ?
- Existe-t-il des problèmes techniques après 23 ans de sa mise en œuvre ?

4.2 La description de l'usine

L'unité GPL-2 a été mise en service en juillet 1997 suite à un contrat de partenariat entre la société nationale **Sonatrach** et la firme japonaise **JGC** (Japan Gasoline Corporation).

L'usine GPL-2 est destinée à récupérer le maximum du mélange butane-propane appelé GPL contenu dans la charge pour être expédié vers les terminaux d'Arzew au moyen des stations de pompage (figure 9).

Une partie de ce GPL (C3, C4) sera recyclée pour être fractionnée dans le dépropaniseur pour la production du propane et butane commerciaux. Les deux produits sont livrés au centre enfûteur de Hassi-Messaoud (Naftal) pour les besoins domestiques.

Les condensâts stabilisés produits sont remélangés avec le brut, tandis que le gaz résiduel constitué principalement des gaz méthane et éthane est renvoyé vers les stations de compression pour être réinjecté dans le gisement, une partie du gaz résiduel étant utilisée comme fuel-gaz combustible pour alimenter les turbines et les fours.

Cette unité se compose de trois trains identiques et a été conçue pour traiter une capacité de gaz brut de 24 millions Sm³/jour avec une capacité de production de :

- 4490 tonnes / jour de GPL
- 1050 tonnes / jour de Condensât
- 240 tonnes / jour de Propane
- 160 tonnes / jour de Butane

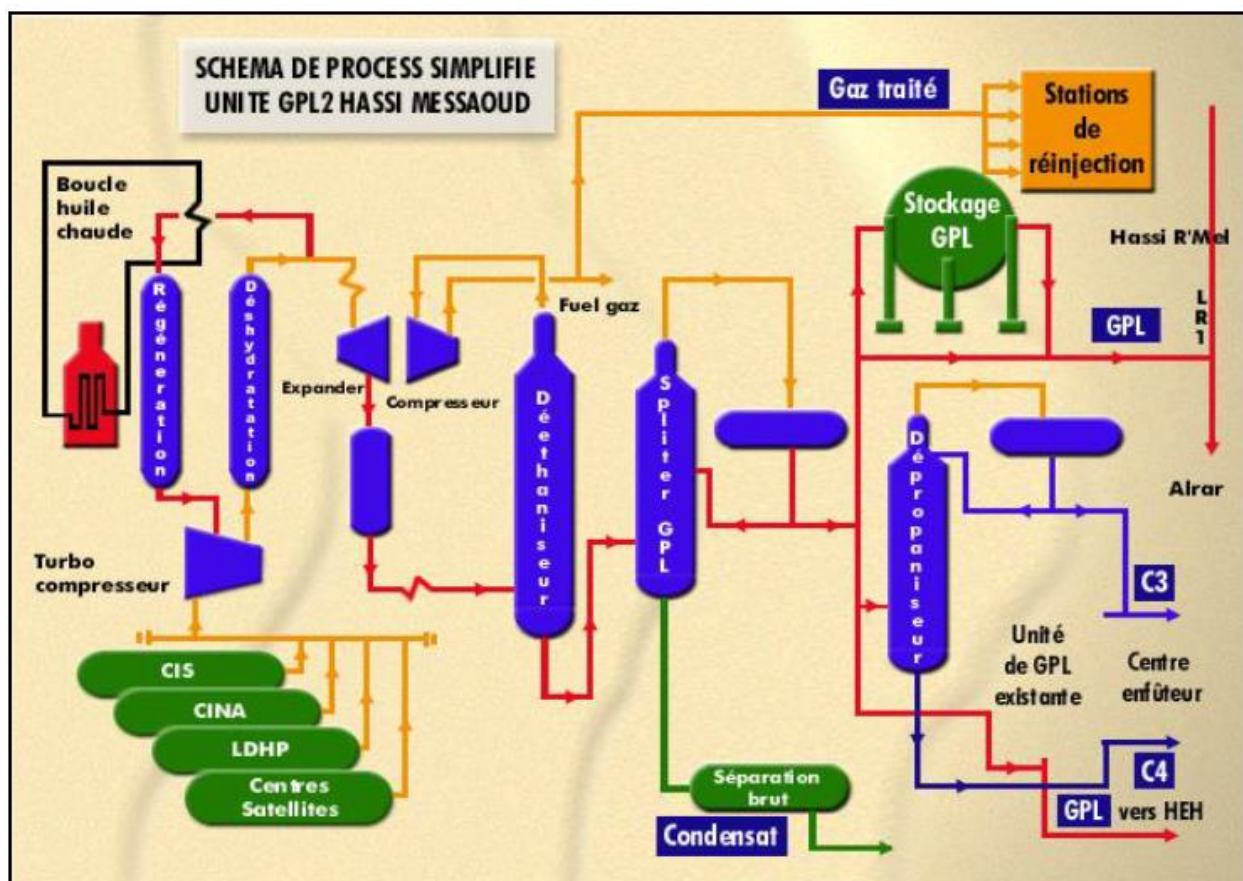


Figure 9:Schéma synoptique de l'unité GPL-2.

L'usine GPL2 est constituée principalement des sections suivantes :

4.2.1 Manifold

Les gaz issus de la séparation du pétrole brut à partir des champs satellites et des complexes industriels Nord et Sud sont collectés au niveau du manifold à une pression de 28 bars pour alimenter les deux unités de récupération de GPL (unité GPL1 et unité GPL2).

Le gaz résiduel de ces deux unités composées principalement de méthane et éthane retourne vers les unités de réinjection pour être comprimé à 420 bars et réinjecter dans le gisement pour le maintien de pression.

La capacité de ce manifold est d'environ 40 millions Nm³/jour. Il est muni d'une sécurité de surpression grâce aux vannes de torches qui y sont installées.

4.2.2 Section Boosting

La section Boosting est composée de quatre compresseurs Nuovo Pignone de type BCL 506 A d'une puissance unitaire de 30000 CV (cheval-vapeur) entraînés par turbine à gaz.

Le gaz provenant du manifold à une pression de 28 bars après passage dans les ballons d'aspiration (D-101-A/B/C/D) est comprimé dans les compresseurs (k101-a/B/C/D), à une pression de 97.3 bars et ressort à une température de 125°C. Ces gaz sont ensuite refroidis à une température de 50°C par des aéroréfrigérants puis dirigé vers les ballons de refoulement où a lieu la séparation de l'eau condensée.

Les gaz issus de ces séparateurs sont collectés dans un collecteur commun de 34'' qui alimente les trois trains. Chaque compresseur est doté d'une vanne anti-pompage pour éviter le pompage.

4.2.3 Section de déshydratation

Le rôle de cette section est d'éliminer l'eau contenue dans le gaz afin d'éviter la formation d'hydrates dans la zone cryogénique de l'unité où la température atteint -48°C.

La teneur en eau du gaz d'alimentation est de 1600 ppmv. Celui-ci traverse de haut en bas les sècheurs contenant un lit de tamis moléculaires type 4 A° qui élimine et réduit la teneur en eau à moins de 1 ppmv.

Deux filtres en aval des trois sècheurs retiennent les éventuelles particules de poussière afin d'éviter les bouchages dans les instruments de mesure et les appareils sensibles ainsi que l'érosion de ces derniers.

Des hygromètres en ligne placés à la sortie de la section de déshydratation servent à mesurer la teneur en eau du gaz séché. Une partie de ce gaz déshydraté sert de gaz de régénération.

En exploitation normale, deux sécheurs sont en phase de service en parallèle (adsorption) alors que le troisième est en phase de régénération (chauffage ou refroidissement).

Températures de fonctionnement :

- En service (phase d'adsorption) 55°C.
- En régénération (phase de chauffage) 275 °C.

Les différentes phases de fonctionnement des déshydrateurs sont représentées dans le tableau 1.

Tableau 1: Cycle de fonctionnement des déshydrateurs.

Temps	0	4	8	12	16	20	24
D 201 A	Service		Régénération	Service		Régénération	
D 201 B	Régénération	Service		Régénération	Service		
D 201 C	Service	Régénération	Service		Régénération	Service	

Les étapes et les phases séquentielles de la régénération des sécheurs se font automatiquement à l'aide d'un *Timer* contrôlé par le logigramme du système de contrôle DCS (Distributed Control System), comme indiqué dans le tableau 2, représentant les différentes étapes, séquence et temps de fonctionnement de la période de régénération.

Tableau 2: Séquences de la phase de régénération.

Etapes	Séquences	Temps (mn)
1	Fermeture vannes d'adsorption entrée et sortie du sécheur	1
2	Ouverture vannes de régénération entrée et sortie du sécheur	1
3	Ouverture vannes de sortie des réchauffeurs. TC 205 Auto, SV=180°C FV 201 Manual/Auto, Ouverture FV 202 Manual/Auto, Fermeture	5
4	Fermeture vanne de by-pass des sécheurs XV 214	1
5	Chauffage suivant rampe ascendante. TC 205 cas, SV = 180°C à 275°C.	20
6	Chauffage avec température constante (275°C) TC 205 auto.	126

7	Chauffage suivant une rampe descendante. TC 205 cas, SV=275°C à 200°C.	15
8	Fermeture vanne de sortie des réchauffeurs. TC 205 Manual, TV 205 Fermée FV 201 Manual/Auto, Fermeture FV 202 Manual/Auto, Ouverture	5
9	Refroidissement FV 202 Manual/Auto, Ouverture	71
10	Ouverture vanne de by-pass des sécheurs XV 214	1
11	Attente	1
12	Fermeture vannes de régénération entrée et sortie du sécheur	1
13	Ouverture vannes d'adsorption entrée et sortie du sécheur	1

La phase de régénération consiste en deux étapes :

- Une étape de chauffage qui dure 2 heures et 6mn.
- Une étape de refroidissement qui dure de 1 heure et 54mn.

La phase de chauffage se compose de trois séquences :

a. Heating rump up :

Le lit est chauffé graduellement pendant 20 mn, temps durant lequel la température du gaz de régénération passe de 180 à 275 °C.

b. Heating steady :

Chauffage du gaz de régénération avec une température constante de 275 °C pendant environ 1h 31mn.

c. Heating rump down :

La température du gaz de régénération diminue graduellement pendant 15 mn durant lesquelles la température passe de 275 à 200 °C.

Le cycle de refroidissement qui suit le cycle de chauffage, refroidit le lit à la température d'adsorption de 55 °C et dure 01h 54 mn.

4.2.4 Section de refroidissement et détente

Le schéma de process se présente comme suit :

Le gaz entre dans la section de réfrigération à une pression de 97.6 bars et une température de 55°C en deux flux dans les deux échangeurs E-203 et E-204 disposés en parallèles pour un premier refroidissement à une température de 14.3°C.

Les deux flux se recombinent et le gaz est refroidi dans l'échangeur E-205 à une température de 12°C.

Le produit passe ensuite dans la séparatrice haute pression D-203 où la phase liquide séparée est envoyée comme deuxième charge du dééthaniseur tandis que la phase gazeuse subie une détente dans le turbo-Expandeur K-201 à une pression finale de 21 bars et la température chute à une température négative de - 43°C. Le liquide obtenu après détente est séparé dans le séparateur D-204.

Les gaz froids du D-204 auxquels s'ajoutent les gaz du ballon de reflux du dééthaniseur D-205 refroidissent les gaz de tête du dééthaniseur et le gaz de charge dans deux échangeurs E-208 et E-203. Les températures de ces gaz sorties E-208 et E-203 sont respectivement de - 24.2°C et de 42.3°C. Ces gaz appelés gaz résiduels sont comprimés dans le compresseur du turbo-Expandeur K-201 avant d'être envoyé vers l'unité de réinjection.

Le liquide provenant du D-203 refroidi le gaz de charge dans l'échangeur E-204 et alimente le dééthaniseur à une température de 9°C.

Le liquide provenant du D-204 refroidi les gaz de tête du dééthaniseur et les gaz de charge dans les échangeurs E-207 et E-205. Ses températures à la sortie de chaque échangeur sont respectivement de - 16°C et - 5.7°C. Celui-ci alimente la colonne dééthaniseur C-201.

4.2.5 Section de fractionnement

a. Dééthaniseur :

Deux circuits garantissent l'alimentation de la colonne :

- Charge supérieure : Alimentation provenant du ballon D 204 introduite au 13^{ème} plateau à une température de -5,7°C.
- Charge inférieure : C'est le liquide en provenance du D 203 introduit au 21^{ème} plateau à une température de 9°C.

La colonne de dééthanisation est munie de 48 plateaux à clapets fonctionnant à une pression de 23.6 bars et à une température de tête de - 8.2°C. Les vapeurs condensées dans les échangeurs E-207 et E-208 sont récupérées dans le ballon de reflux D-205 pour être refoulées dans la partie supérieure du dééthaniseur C-201.

Le rebouillage est assuré par le rebouilleur E-209 qui garantit une température de fond de 90°C.

b. Débutaniseur :

C'est une colonne à 33 plateaux à clapets fonctionnant à une pression de 14 bars. Celle-ci est conçue pour séparer le produit de fond du déethaniseur en :

- Produit de tête : GPL
- Produit de fond : condensât (fraction C5 et plus)

Les vapeurs de tête à 66.6°C sont entièrement condensées dans les aéroréfrigérants E-210 où le GPL est recueilli au ballon de reflux D-206 à une température 55.4°C. Une partie servira de reflux en tête de colonne, l'autre est acheminée vers le stockage.

Le système de rebouillage assure une température de fond de 152°C dans le rebouilleur E-211. Les condensâts chauds sortant de ce dernier sont refroidis dans l'aéroréfrigérant E-212 à une température de 55°C pour être envoyés vers l'unité de traitement de brut.

4.2.6 Section d'huile chaude

Un système d'huile chaude est prévu afin d'assurer le chauffage du gaz dans :

- Le rebouilleur du déethaniseur E-209
- Le rebouilleur du débutaniseur E-211
- Le rebouilleur du dépropaniseur 14-E-301
- Les réchauffeurs de gaz de régénération des déshydrateurs E-201- A/B/C

Ce système d'huile se compose :

- Du four H-231
- Du ballon tampon d'huile chaude D-231
- Des pompes d'huile chaude G-231- A/B/C
- Du refroidisseur d'huile chaude E-231
- Des récupérateurs de chaleur échappement des boosters 10-H-101A/B/C/D.
- Du ballon d'appoint 10-D-103
- De la pompe d'appoint 10-g-101.

Le chauffage est assuré par un fluide colporteur (Torada TC). L'huile chaude refoulée par les pompes G-231- A/B/C est transférée du ballon tampon D-231 au récupérateur de chaleur 10-H-101-A/B/C/D afin de subir un préchauffage à une température de 206.8°C (récupération de la chaleur des gaz chauds d'échappement des turbines) et est ensuite chauffée à une température à 288°C dans le four (H-231).

Après avoir libéré ses calories dans les rebouilleurs et échangeurs l'huile revient au ballon tampon d'huile le circuit d'huile étant un circuit fermé.

4.2.7 Unité de dépropanisation

Le but de cette unité est de fractionner une partie de GPL et de produire du propane et du butane commercial suivant les besoins et la demande locale.

La charge de GPL issue de la sphère de stockage, à une température de 55.4°C alimente le splitter de propane 14-C-301.

Le dépropaniseur fonctionne à une pression de service de 20 bars, une température de tête de 59.5°C et une température de fond de 111°C.

L'équipement constituant cette section se compose de :

- Le ballon de reflux 14-D-301.
- Le condenseur de propane 14-E-301.
- Le rebouilleur 14-E-302
- Les pompes de reflux 14-G-301-A/B.
- Le refroidisseur de butane 14-E-303

Le propane (produit de tête) et le butane (produit de fond) sont respectivement refroidis dans les échangeurs 14-E-301 et 14-E-303 à une température de 55°C avant d'être envoyés vers le stockage des produits finis de l'unité GPL1 pour livraison à Naftal.

4.2.8 Section de stockage et pomperie

Le stockage comprend :

- Trois sphères de stockage de GPL 15-T-401-A/B/C
- Une sphère de stockage 15-T-402 d'une capacité de 500 m³ prévue pour le stockage des éventuels produits off spécifications (produits non conformes devant être recyclés pour retraitement).
- Trois pompes d'expédition verticales 15-G-401- A/B/C disposées en parallèle (une en service –deux en réserves).
- Deux pompes de recyclage verticales de propane-butane 15-G- 402-A/B pour alimenter le dépropaniseur ou pour recycler les produits off -spécification vers le dééthaniseur ou le débutaniseur.

Le GPL produit est expédié vers Arzew via un pipe d 'expédition appelé LR1 et transitant par SP1 (station de pompage de Haoud El Hamra distante d'environ 20Km).

4.2.9 Système de fuel-gaz ou gaz combustible

La source du gaz combustible est prise à partir du gaz résiduel (gaz sec). Celui-ci alimente :

- Les quatre turbines à gaz KT-101 à une pression de 6 bars
- Les trois fours H-231 à une pression de 1.5 bars
- Les quatre pilotes du réseau de torches à une pression de 1 bar

4.2.10 Section utilités

a. Réseau d'air instrument et d'air service

L'air fourni par les compresseurs axiaux des turbines à gaz et les compresseurs d'air à vis sert ; d'une part pour fournir l'air service (besoins unité, utilités utilisation pour soufflage nettoyage ou autres) d'autre part l'air instrument (air séché par des sècheurs d'air à alumine) pour les vannes de contrôle et l'instrumentation de l'unité.

b. Unité de production d'azote

Pour des raisons de sécurité les procédures imposent un inertage des capacités ou équipements avant chaque ouverture ou intervention avec feu (soudure, chalumeau,).

Une unité de production d'azote a été installée à cet effet pour production d'azote gazeux avec une pureté de 98% et un débit d'environ 300 Nm³/hr. Le système de gaz inerte est constitué :

- Du générateur de gaz inerte 16-V-521
- Du compresseur de gaz inerte 16-K-521
- Du réservoir de gaz inerte (16-D-521).

Le gaz inerte est transféré du 16-V-521 au 16-K-521 après passage dans le 16-D-521, il est distribué dans l'usine de GPL-2 par un réseau de distribution.

4.2.11 Salle de contrôle

La salle de contrôle de l'unité GPL2 est équipée d'un système de contrôle récent et sophistiqué appelé Distributed Control System (DCS), de huit consoles I.C.S (Information Control System) assurant l'interface entre l'opérateur et les équipements. Des imprimantes permettent de faire ressortir tous les paramètres gérés par le M.I.F (Management Information Field) Il existe un système de gestion d'arrêt d'urgence appelé E.S.D (Emergency Shut Down)

4.2.12 Réseau de torche

Le système de torche est constitué de trois torches distinctes.

a. Torche compresseurs :

Elle assure la décompression des compresseurs fonctionnant à une pression de 97.3 bars en moins de 5minutes.

b. Torche haute pression :

Chaque train est doté d'une torche de décompression pour assurer la sécurité de l'installation et des équipements en cas de déclenchement électrique, l'augmentation de pression ou autres incidents.

c. Torche froide :

Les produits de tête de chaque train sont combinés et envoyés vers la torche via le ballon tampon de torche froide 17-D-601.

4.3 Les problèmes rencontrés sur la déshydratation

Le fonctionnement de la section de déshydratation revêt une importance particulière du fait qu'en dépend la marche de tout le train.

L'historique de la section de déshydratation des trois trains de l'unité GPL 2 démontre que la problématique d'exploitation de cette section est due à trois causes principales, à savoir :

- Défaut des supports du tamis moléculaire.
- Entraînement d'eau liquide vers les tamis moléculaires (présence d'eau libre dans le collecteur d'alimentation 34'').
- Colmatage des filtres.

5. Étude du système de déshydratation de l'unité GPL-2 HMD

5.1 Problématique

"Comment garder une usine stable et permanent ?" est une question qui est posée par chaque opérateur dans chaque usine de traitement de gaz. Le système de déshydratation est un aspect souvent négligé de la conception de l'usine qui affecte la stabilité d'une installation de récupération de LGN / GPL.

Aussi simple que soit la conception d'un système de tamis moléculaire, les choix effectués dans la phase de conception peuvent créer des perturbations qui influencent la stabilité des unités de traitement cryogénique en aval. Dans l'unité GPL-2/CIS HMD est exploitée depuis plus de 23 ans, au cours des dernières années, il a été observé que les systèmes de déshydratation introduisaient des fluctuations cycliques du fonctionnement, de la composition de l'alimentation d'entrée et la dégradation rapide des tamis.

L'objectif de cette étude est de fournir une introduction aux systèmes de tamis moléculaire, en particulier en ce qui concerne l'unité GPL-2/CIS HMD, de fournir une explication et des exemples de perturbations possibles causées par les systèmes de tamis moléculaire, de montrer les effets associés et de proposer des stratégies de conception alternatives qui les concepteurs de systèmes de déshydratation peuvent mettre en œuvre pour minimiser ces perturbations dans les projets futurs, afin d'offrir une maîtrise parfaite du séchage et une production permanente.

5.2 Capacité de traitement et production de l'unité GPL-2

L'unité GPL-2 est d'une capacité de traitement de 24 000 Nm³/jour de gaz associé provenant du manifold 28 bars, se compose de trois trains identiques traitant une quantité de 8 000 Nm³/jour chacun.

Tableau 3: Capacité de traitement de l'unité GPL-2

	Capacité de traitement (x 1000 Nm ³ /jour)		
	Design	Actuelle	Gaz pauvre
Gaz d'alimentation	24000	24000	24000

Tableau 4: Production quotidienne de l'unité GPL-2

	Production (tonnes/jour)		
	Design	Actuelle	Gaz pauvre
GPL	4890	3800	2650
Condensâts	1050	800	600
Propane	240	240	240
Butane	160	160	160

Tableau 5: Composition de la charge traitée à l'unité GPL-2

Composants (% molaire)	Gaz riche	Gaz pauvre
H ₂ O	0,73	0,73
N ₂	2,68	2,69
CO ₂	1,53	1,41
C1	63,14	69,00
C2	18,13	17,50
C3	9,16	4,54
iC4	0,84	0,51
nC4	2,43	1,75
iC5	0,39	0,28
nC5	0,55	0,41
C6	0,31	0,26
C7	0,11	0,10
Total	100	100

Tableau 6: Spécifications des différents produits de l'unité GPL-2

Produits	Spécifications	Teneurs
GPL	(Méthane +éthane) C2-	Moins de 3% mole
	(Pentane et +) C5+	Moins de 0.4% mole
	Eau	Moins de 50 ppmv
Gaz traité	Pression	28 bars
	Température	55°C
	Eau	Moins à 3 ppmv
Propane	(Butane et +) C4+	Moins de 2.5% en vol
	TVR	Moins de 14.34 bars
Butane	(Pentane et +) C5+	Moins de 2% en vol
	TVR	Moins de 4.83 bars

5.3 Les conditions actuelles :

5.3.1 Conditions opératoires actuelles

Le design prévoit un cycle de fonctionnement des déshydrateurs de 12 heures soit : 08 heures de service et 04 heures de régénération. Deux déshydrateurs en service en parallèle et un déshydrateur en régénération

Tamis moléculaire type "4A 1/8" "

Capacité d'adsorption théorique : 22 lb d'eau/100lb de tamis

Masse volumique du tamis tassé ρ_B : 46,63 lb/ft³

Température : 50°C, Pression : 95 bars

Débit total de gaz d'alimentation : $24 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j} = 895,819 \text{ MMSCFD}$

Diamètre de la particule : $D_p(ft) = 1/8'' = 0,01042 \text{ ft}$

Hauteur du lit : 5,2 m et le diamètre intérieur de la colonne : 3,5 m

5.3.2 Composition actuelle du gaz à l'entrée de gaz

Les propriétés du gaz naturel varié considérablement selon les changements de température, la pression et la composition du gaz. Les propriétés du gaz jouent un rôle très important dans la production de gaz, la prévision et l'évaluation. La plus importante de ces propriétés sont :

- Masse molaire du mélange gazeux.
- Constant des gaz.
- Facteur de compressibilité du gaz.
- La masse volumique du gaz

Tableau 7: Composition de la charge traitée à l'unité GPL-2

Composants (%molaire)	Gaz riche	Gaz pauvre
H ₂ O	0,73	0,73
N ₂	2,68	2,69
CO ₂	1,53	1,41
C1	63,14	69,00
C2	18,13	17,50
C3	9,16	4,54
i-C4	0,84	0,51
n-C4	2,43	1,75
i-C5	0,39	0,28
n-C5	0,55	0,41
C6	0,31	0,26
C7	0,11	0,10
Total	100	100

5.3.3 Facteur de compressibilité Z [19]

Le facteur de compressibilité Z est un facteur adimensionnel, indépendant de la quantité de gaz et déterminé par le caractère du gaz, la température et la pression.

Le facteur de compressibilité du gaz Z est défini comme le rapport du volume réel de n-moles de gaz à T et p au volume idéal du même nombre de moles au même T et p :

$$Z = \frac{V_{actual}}{V_{ideal}} = \frac{V}{(nRT)/p} \quad (1)$$

5.3.3.1 Calcul des températures et pressions pseudo-réduite du mélange

Les études des facteurs de compressibilité des gaz pour les gaz naturels de diverses compositions ont montré que les facteurs de compressibilité peuvent être généralisés avec des précisions suffisantes pour la plupart des besoins d'ingénierie lorsqu'ils sont exprimés en termes des deux propriétés adimensionnelles suivantes :

- Pression pseudo-réduite
- Température pseudo-réduite

Chapitre IV : Étude du système de déshydratation de l'unité GPL-2 HMD

Ces termes adimensionnels sont définis par les expressions suivantes :

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \quad (2) \quad \text{et} \quad T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (3)$$

Où

p : pression du système, psia

p_{pr} : pression pseudo-réduite, adimensionnel

T : température du système, °R

T_{pr} : température pseudo-réduite, adimensionnel

p_{pc}, T_{pc} : pression et température pseudo-critiques, respectivement, et définis par les relations suivantes :

$$p_{pc} = \sum_{i=1} y_i p_{ci} \quad (4) \quad \text{et} \quad T_{pc} = \sum_{i=1} y_i T_{ci} \quad (5)$$

Les résultats de pression et température pseudo-critiques sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau 8: pression et température pseudo-critiques

Constituant	Mi	% molaire	yi *Mi	Pc	yi *Pci	Tc	yi*Tci
				Psia		°R	
N ₂	28,02	2,70	0,76	493,00	13,31	227,60	6,15
CO ₂	44,01	1,55	0,68	1071,00	16,60	547,90	8,49
C1	16,04	63,61	10,20	667,80	424,79	343,37	218,42
C2	30,07	18,27	5,49	707,80	129,32	550,09	100,50
C3	44,09	9,22	4,07	616,30	56,82	666,01	61,41
iC4	58,12	0,84	0,49	529,10	4,44	734,98	6,17
nC4	58,12	2,44	1,42	550,70	13,44	765,65	18,68
iC5	72,15	0,40	0,29	490,40	1,96	829,10	3,32
nC5	72,15	0,55	0,40	488,60	2,69	845,70	4,65
C6	86,17	0,31	0,27	436,90	1,35	913,70	2,83
C7	100,2	0,11	0,11	396,80	0,44	972,80	1,07
Total		100,00	24,17		665,16		431,69

Il convient de souligner que ces propriétés pseudo-critiques, c'est-à-dire p_{pc} et T_{pc} , ne représentent pas les propriétés critiques réelles du mélange gazeux. Ces pseudo-propriétés sont utilisées comme paramètres de corrélation dans la génération des propriétés du gaz.

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} = \frac{1377,86}{665,16} = 2,071 \quad \text{et} \quad T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} = \frac{581,67}{431,69} = 1,347$$

5.3.3.2 Calcul du facteur de compressibilité Z du mélange

Sur la base du concept de propriétés pseudo-réduites, Standing et Katz (1942) [20] ont présenté un graphique généralisé des facteurs de compressibilité des gaz, comme le montre la figure suivante. Le graphique représente les facteurs de compressibilité du gaz naturel doux en fonction de p_{pr} et T_{pr} . Ce graphique est généralement fiable pour le gaz naturel avec une petite

quantité de non-hydrocarbures. Il s'agit de l'une des corrélations les plus largement acceptées dans l'industrie pétrolière et gazière.

La figure 10 donne une lecture graphique du coefficient de compressibilité Z à partir de pressions et température réduites donne $Z = 0,675$.

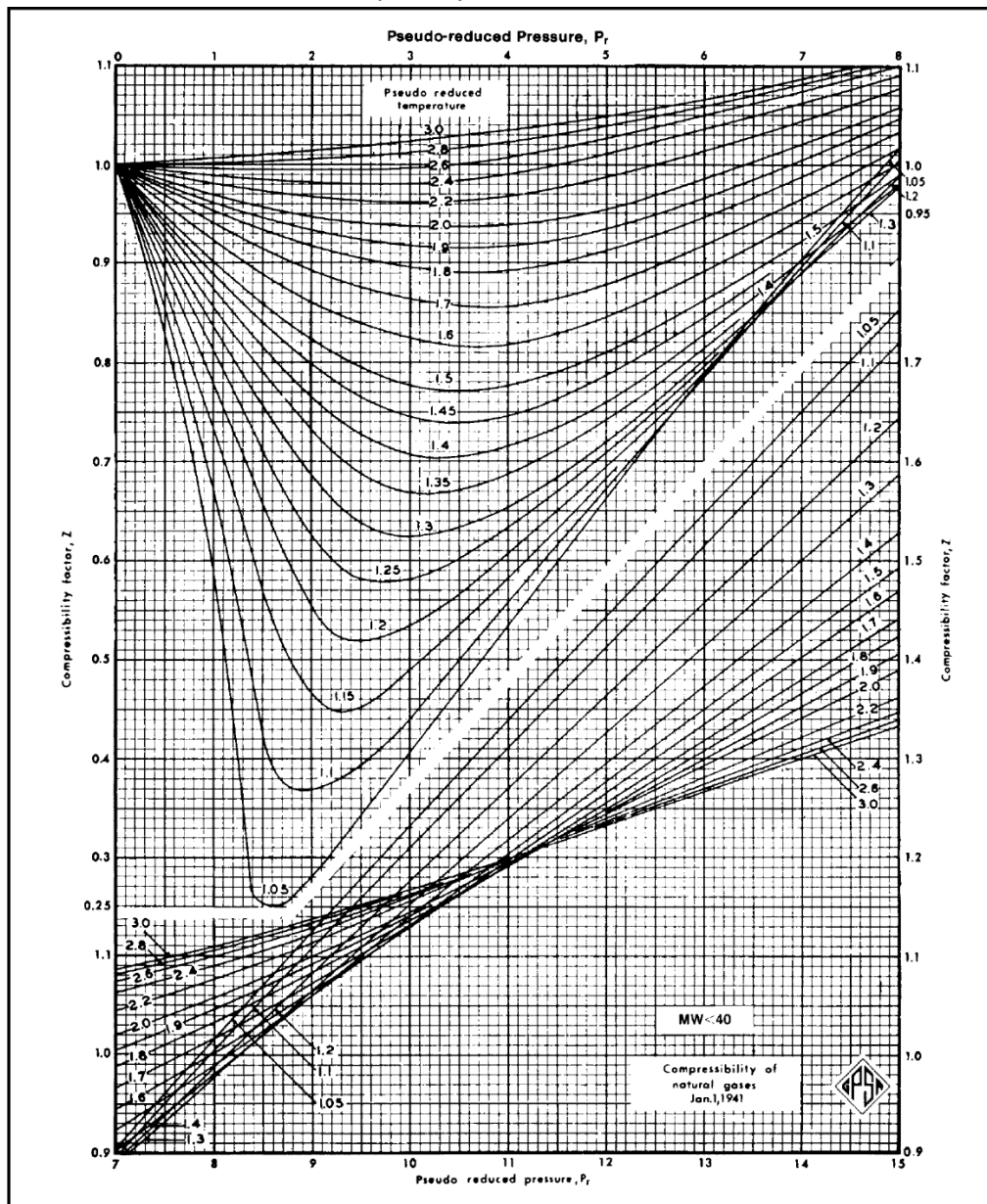


Figure 10: Abaque des facteurs de compressibilité Standing et Katz. [21]

5.3.4 Calcul de densité relative du gaz

Fondamentalement, l'amplitude des écarts des gaz réels par rapport aux conditions de la loi des gaz idéaux augmente avec l'augmentation de la pression et de la température et varie considérablement avec la composition du gaz. Les gaz réels se comportent différemment des gaz idéaux. La raison en est que la loi des gaz parfaits a été dérivée en supposant que le volume

Chapitre IV : Étude du système de déshydratation de l'unité GPL-2 HMD

des molécules est insignifiant et qu'aucune attraction ou répulsion moléculaire n'existe entre elles. Ce n'est pas le cas pour les gaz réels.

De nombreuses équations d'état ont été développées dans le but de corréliser les variables pression-volume-température pour les gaz réels avec des données expérimentales. Afin d'exprimer une relation plus exacte entre les variables p , V et T , le facteur de déviation du gaz, ou simplement facteur Z , doit être introduit pour tenir compte du départ des gaz de l'idéalité.

L'équation a la forme suivante :

$$pV = ZnRT \quad (6)$$

Peut-être écrit en termes de poids moléculaire apparent M_a et de poids du gaz m .

$$pV = Z \left(\frac{m}{M_a} \right) RT \quad (7)$$

En résolvant la relation ci-dessus pour le volume et la densité spécifiques du gaz, donne :

$$v = \frac{V}{m} = \frac{ZRT}{pM_a} \quad (8)$$

$$\rho_g = \frac{1}{v} = \frac{pM_a}{ZRT} \quad (9)$$

$$M_a = \sum_{i=1} y_i M_i \quad (10)$$

La densité relative :

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{air}} \quad (11)$$

En supposant que le comportement du mélange gazeux et de l'air est décrit par l'équation du gaz idéal, La densité relative peut alors être exprimée comme suit :

$$\gamma_g = \frac{\frac{p_{sc} M_a}{RT_{sc}}}{\frac{p_{sc} M_{air}}{RT_{sc}}} = \frac{M_a}{M_{air}} = \frac{M_a}{28,96} \quad (12)$$

Où

v : volume spécifique, (ft^3/lb)

ρ_g : masse volumique, (lb/ft^3)

M_a : poids moléculaire apparent

M_i : poids moléculaire du i ème composant du mélange

y_i : fraction molaire du composant i dans le mélange

R : la constante de gaz universelle, a la valeur $10,730 \text{ (psiaft}^3/\text{lb mol}^\circ\text{R)}$

$$M_a = \sum_{i=1} y_i M_i = 24,17$$

$$\rho_g = \frac{pM_a}{ZRT} = \frac{1377,86 * 24,17}{0,675 * 10,73 * 581,67} = 7,83 \text{ (lb/ft}^3\text{)}$$

$$\gamma_g = \frac{M_a}{28,96} = \frac{24,17}{28,96} = 0,8345$$

5.3.5 Calcul de viscosité du gaz [19]

La viscosité du gaz n'est pas couramment mesurée en laboratoire car elle peut être estimée avec précision à partir de corrélations empiriques. Comme toutes les propriétés intensives, la viscosité d'un gaz naturel est complètement décrite par la fonction suivante :

$$\mu_g = (p, T, y_i)$$

Où μ_g = la viscosité de la phase gazeuse.

La relation ci-dessus indique simplement que la viscosité est fonction de la pression, de la température et de la composition.

Plusieurs corrélations de viscosité des gaz largement utilisées peuvent être considérées comme des modifications de cette expression.

Corrélation de Carr-Kobayashi-Burrows Method

Carr, Kobayashi et Burrows (1954) ont développé des corrélations graphiques pour estimer la viscosité du gaz naturel en fonction de la température, de la pression et de la gravité du gaz. La procédure de calcul d'application des corrélations proposées est résumée dans les étapes suivantes :

Étape 1. Calcul le poids moléculaire apparent du gaz : $M_a = \sum_{i=1} y_i M_i = 24,17$

Étape 2. Détermine la viscosité du gaz à 1 atm et 140°F à partir de la figure 11 : $\mu_1 = 0,011 \text{ cp}$

Étape 3. Calcule p_{pr} et T_{pr} : $p_{pr} = 2,071$ et $T_{pr} = 1,347$

Étape 4. Détermine les taux de viscosité à partir de la figure 12 : $\mu_g/\mu_1 = 1,38$

Étape 5. Calcule la viscosité du gaz : $\mu_g = \frac{\mu_g}{\mu_1} (\mu_1) = 1,38 * 0,011 = 0,01518 \text{ cp}$

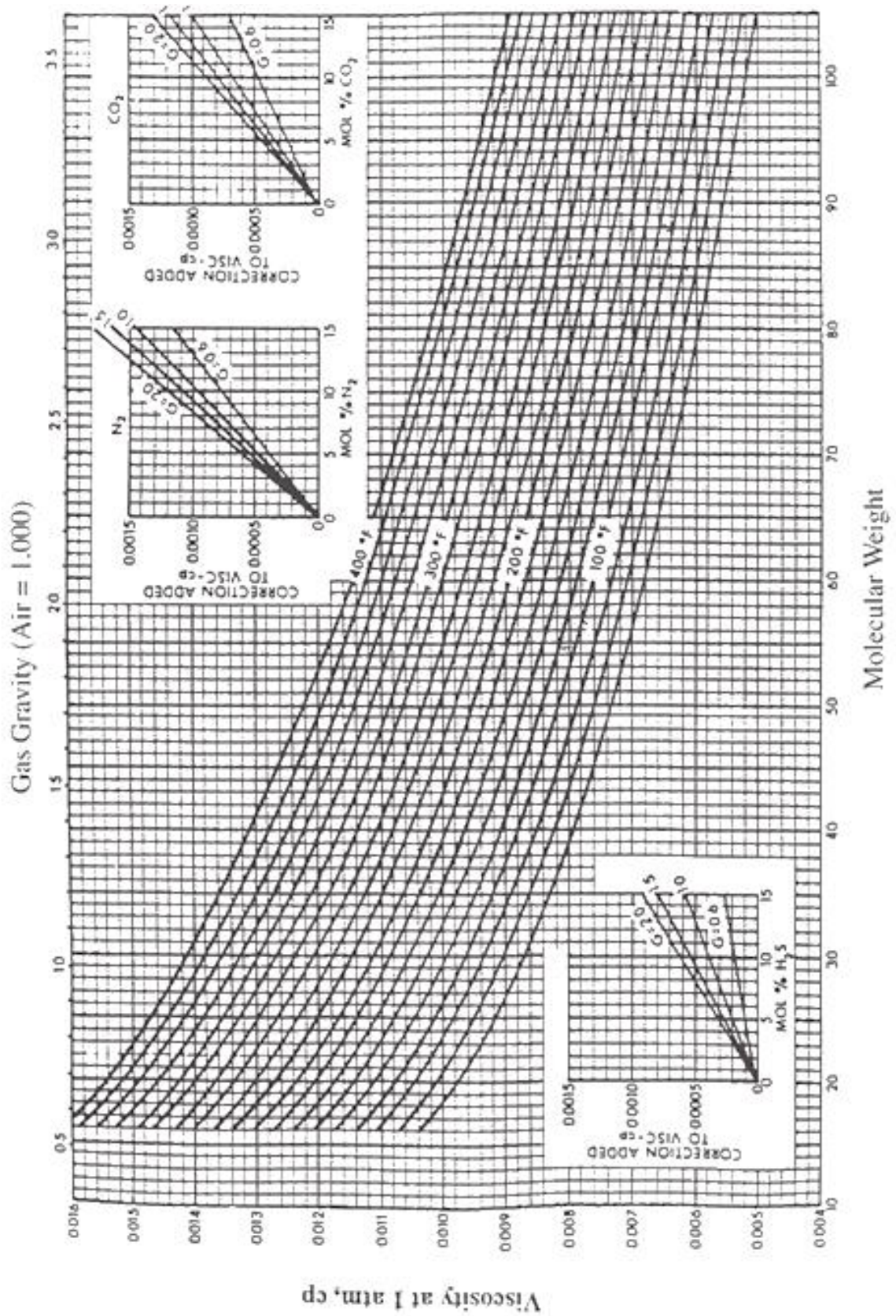


Figure 11: Abaque viscosité (1atm) vs Ma

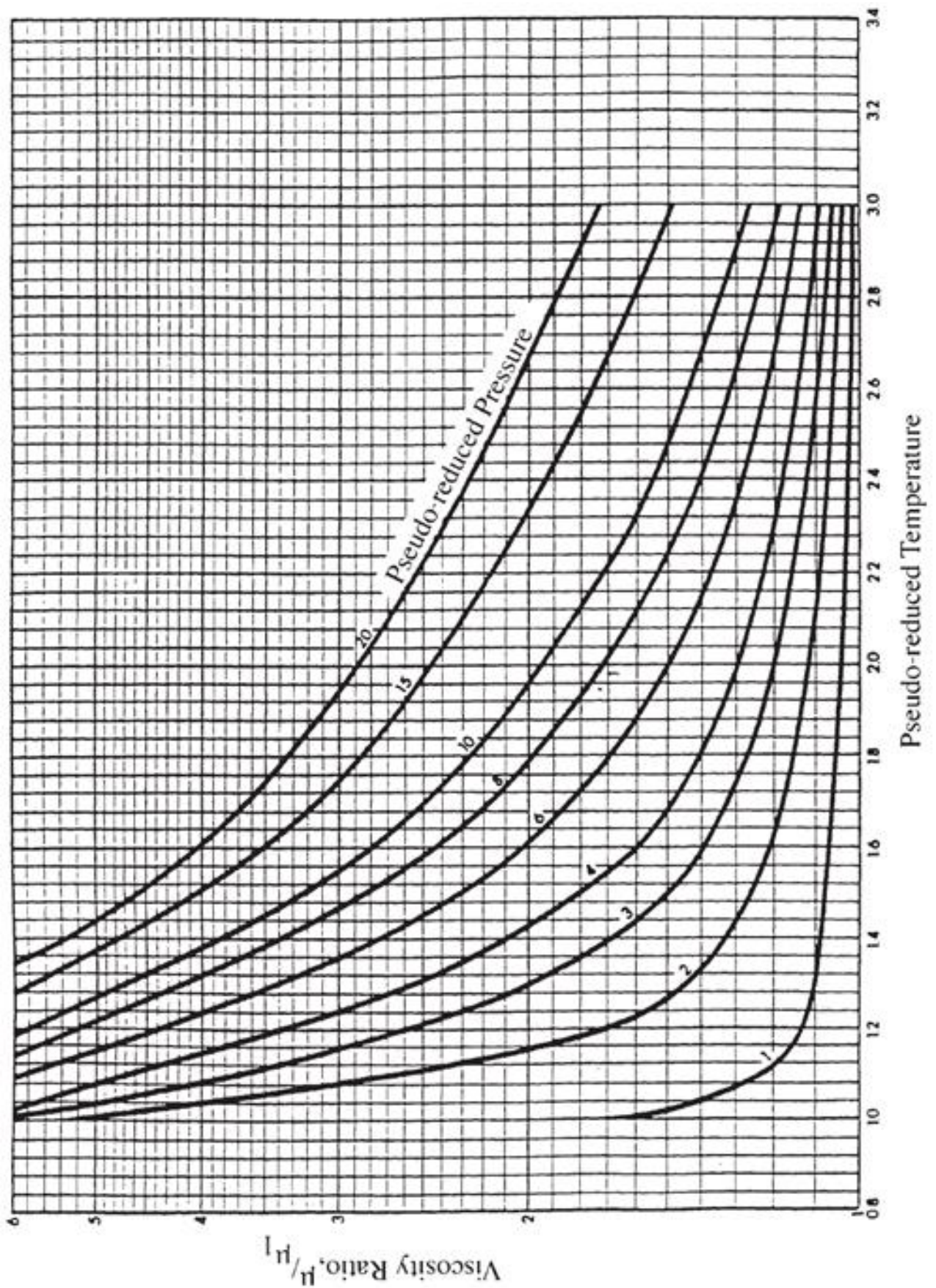


Figure 12: Abaque rapport de viscosité vs (Ppr&Tpr)

5.3.6 La saturation relative RS

La saturation relative en gaz est fixée par la dernière pression et température auxquelles l'eau liquide était présente - le dernier séparateur produisant de l'eau ou le gisement. Si de l'eau est évacuée de l'entrée du laveur (scrubber), le gaz d'entrée est saturé. Sinon, la teneur en eau saturée au contact précédent divisée par celle au déshydrateur donne la valeur de saturation relative (*RS*) sous forme de fraction.

RS : Saturation relative du gaz d'entrée en % (100% pour notre cas)

5.3.7 La teneur en eau du gaz d'alimentation [22]

La teneur en eau saturée d'un gaz dépend de la pression, de la température et de la composition. L'effet de la composition augmente avec la pression et est particulièrement important si le gaz contient du CO₂ et/ou du H₂S. Pour les gaz naturels pauvre et doux contenant plus de 70% d'éthane et de petites quantités d'hydrocarbures lourds, les corrélations pression-température généralisées conviennent à de nombreuses applications. La figure 12 est un exemple d'une telle corrélation qui a été largement utilisée pendant de nombreuses années dans la conception de déshydrateurs de gaz naturel "doux". Il a été publié pour la première fois en 1958 et était basé sur les données expérimentales disponibles à l'époque [13].

En dessous de 40% de composants de gaz acide, une méthode d'estimation de la teneur en eau utilise l'équation ci-dessous et la figure 13 et 14.

$$Y_1 = y_{HC} * Y_{HC} + y_{CO2} * Y_{CO2} + y_{H2S} * Y_{H2S} \quad (13)$$

Où :

Y : teneur en eau du gaz, mg/standard m³

y : fraction molaire en phase gazeuse

Pour les conditions de service actuelles : Pression : 95 bars (9500 kPa) et Température : 50 °C.

$$Y_1 = 0,9845 * 1300 + 0,015 * 16,74 = 1296,6 \text{ mg/Sm}^3$$

$$Y_1 = 80,94 \text{ (lb/MMSCF)} = 1740,21 \text{ (ppmv)}$$

La teneur d'eau du gaz dans les conditions de pression et température actuelles est supérieure à celui du design.

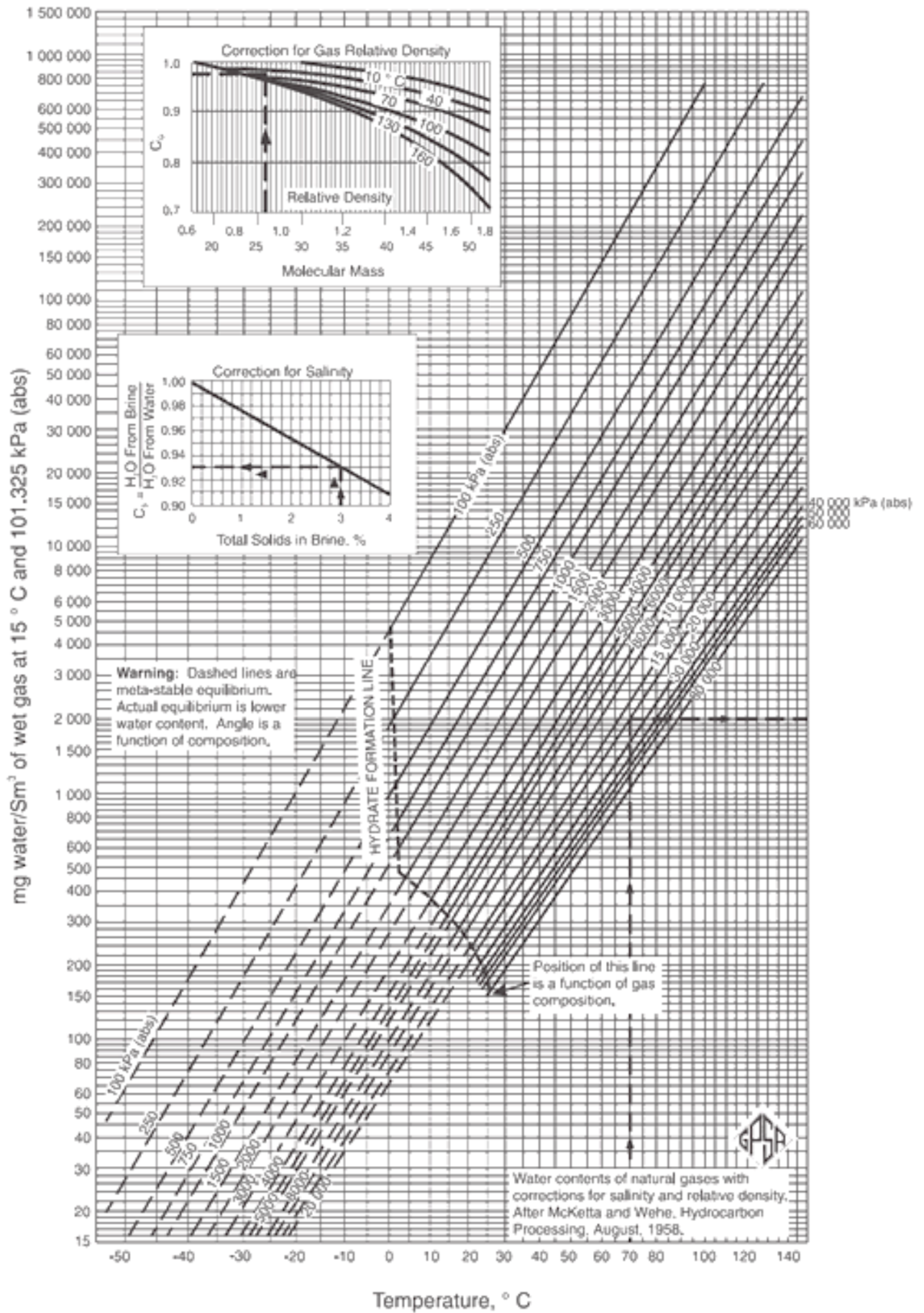


Figure 13: Teneur en eau des hydrocarbures gazeux [13]

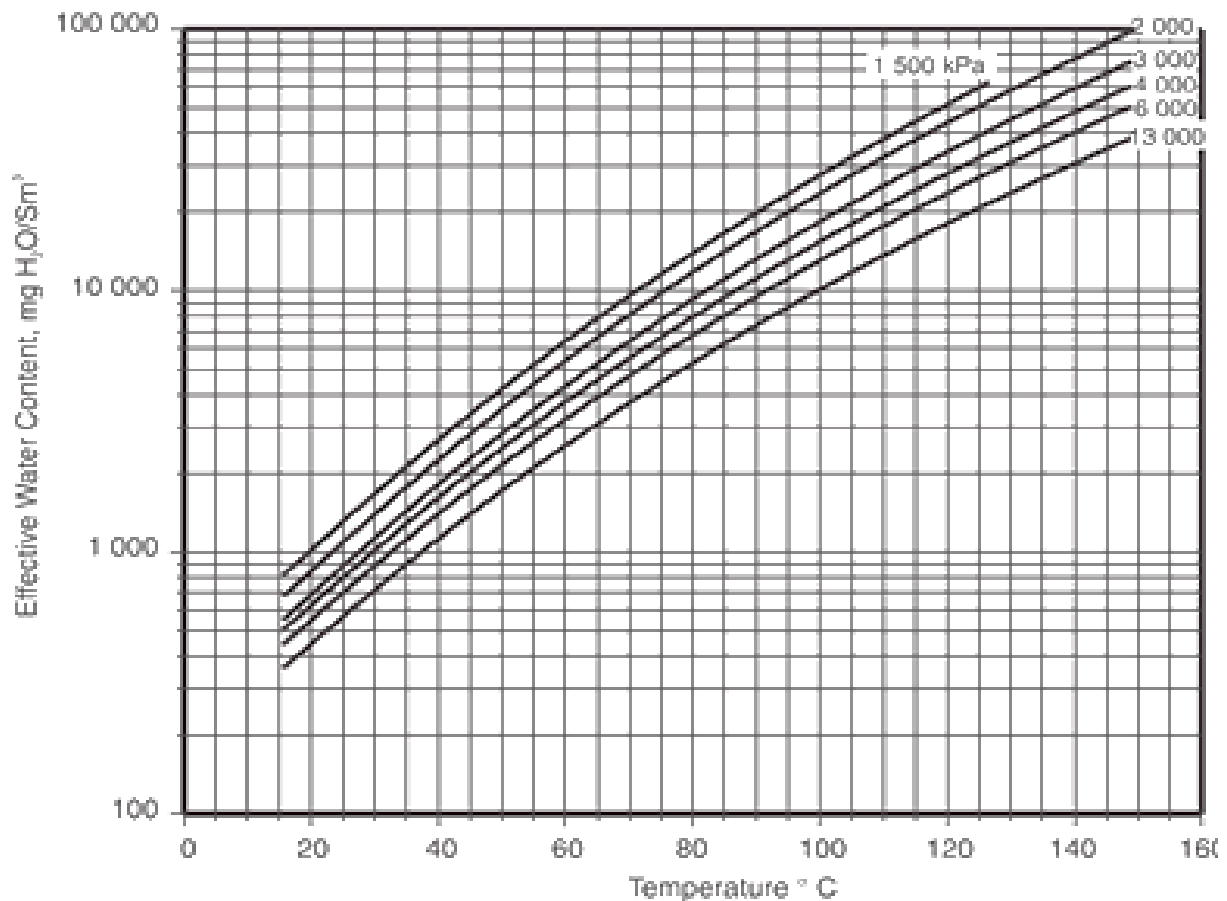


Figure 14: Teneur effective en eau du CO₂ dans les mélanges de gaz naturel en fonction de la température à différentes pressions[13]

5.4 Calcul du déshydrateur dans les conditions actuelles :

Habituellement, les conditions de processus données sont le débit de gaz V (MMSCFD), la température T (R), la teneur en eau gazeuse Y_1 (lbs H₂O/MMSCF), la taille des particules de adsorbant D_p (ft), la densité de gaz g (lbs/ft³) et la pression de service P (psia).

La capacité maximale de dessiccateur utile X_c (lb H₂O/100 lb de dessicant) est donnée par le vendeur, elle changera si les conditions de stockage ne sont pas bonnes. Elle doit être supposée puis vérifiée dans les calculs.[6]

La durée du cycle de fonctionnement du lit est généralement supposée être de 12 h ; ainsi, un jour a deux cycles. Le point de rosée désiré à la sortie déshydrateur est (1 ppm H₂O).

La vitesse superficielle admissible à travers le lit est le premier paramètre à estimer. La chute de pression à travers le lit est liée à la vitesse superficielle. Il est recommandé que la chute de pression soit inférieure à 8 psia.

Les données actuelles de processus sont récapitulées dans le tableau ci-dessous :

La procédure de conception est illustrée dans la figure 10.

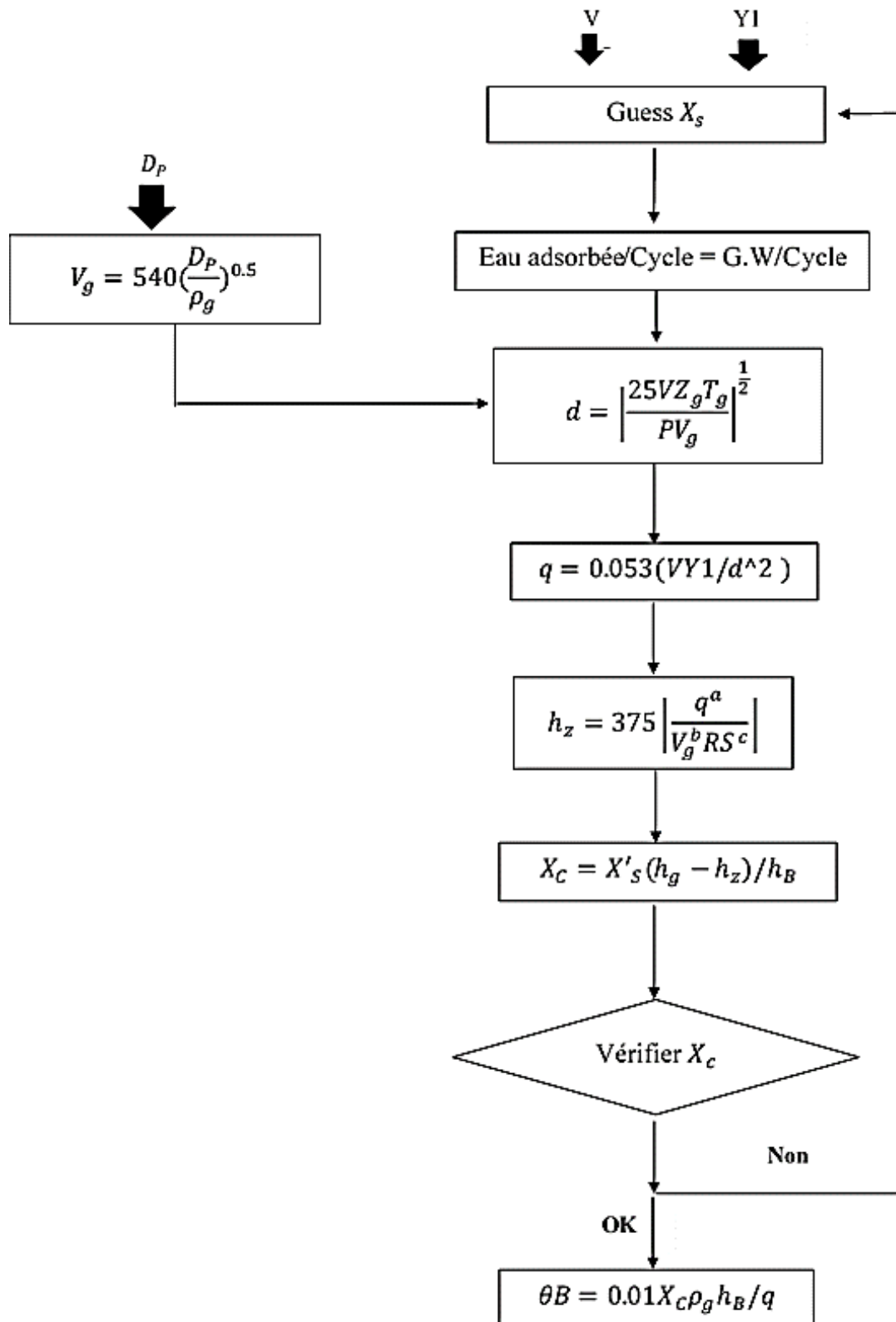


Figure 15: Procédure de conception de la conception d'un déshydrateur solide.

5.4.1 La quantité d'eau adsorbée à partir du gaz d'alimentation

Pour le débit de gaz donné V (MMSCFD) et la teneur en eau Y_1 (lbs H₂O/MMSCF), on calcule l'eau à adsorber à partir du gaz d'alimentation d'un train, en supposant deux cycles, chaque cycle dure 12 h en une journée.

$$Eau\ adsorbée(lb) = \frac{V * Cycle * Y_1}{24 * (nombre\ de\ train)} \quad (14)$$

$$Eau\ adsorbée = \frac{849,5 \left(\frac{MMSCF}{day}\right) * 12(h) * 80,94 \left(\frac{lbsH_2O}{MMSCF}\right)}{24(h/day) * 3} = 11459,755(lb) = 5198,05 (kg)$$

5.4.2 La vitesse superficielle admissible à travers le lit

Si la taille des particules du lit est connue $D_p(ft)$, La vitesse superficielle admissible à travers le lit est le premier paramètre à estimer.

$$V_g \left(\frac{ft}{min}\right) = 540 \left(\frac{D_p}{\rho_g}\right)^{\frac{1}{2}} \quad (15)$$

Où ρ_g est la densité du gaz (lb / ft³).

Pour la densité du gaz actuel 7,83 (lb/ft³):

$$V_g \left(\frac{ft}{min}\right) = 540 \left(\frac{0,01042}{7,83}\right)^{1/2} = 19,7 \left(\frac{ft}{min}\right)$$

Pour la densité du design 9,67 (lb/ft³):

$$V_g \left(\frac{ft}{min}\right) = 540 \left(\frac{0,01042}{9,67}\right)^{1/2} = 17,7 \left(\frac{ft}{min}\right)$$

À mesure que la vitesse du gaz diminue pendant le cycle de séchage, la capacité d'adsorbant à déshydrater le gaz augmente en :

- Abaissant la teneur en humidité des effluents,
- Augmenter le temps de cycle de séchage.

5.4.3 Diamètre minimum de la colonne [23]

En surface, il semblerait souhaitable d'opérer à des débits minimaux pour utiliser pleinement l'adsorbant. Cependant, de faibles vitesses linéaires :

- Exigent des colonnes avec de grandes surfaces transversales pour gérer un débit de gaz donné.
- Laissent le gaz humide passer et donc ne pas être correctement déshydraté.
- Un compromis doit être fait entre le diamètre et l'utilisation maximale de l'adsorbant.

Vitesses linéaires élevées :

- Efficacité d'adsorption plus faible
- Peut causer des dommages déshydratants

Le diamètre minimum de la tour à partir les conditions actuelles des peut être déterminer par l'équation (26).

$$d = \left(\frac{25VZ_gT_g}{PV_g} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (16)$$

Où :

d: Diamètre interne de la tour,ft.

V: Débit de gaz, MMSCFD

T_g: Température du gaz, R

Z_g: Facteur de compressibilité

V_g: vitesse superficielle du gaz, ft./min

P: pression de service de la tour, psia

$$d(ft) = \left(\frac{25VZ_gT_g}{PV_g} \right)^{\frac{1}{2}} = \left(\frac{25 * 283,16 * 0,675 * 581,67}{1377,86 * 19,7} \right)^{\frac{1}{2}} = 10,12 (ft) = 3,1 (m)$$

5.4.4 La charge d'eau

Pour calculer la charge d'eau q (lbs/ft²h) pour le tamis actuel $d = 11,48$ (ft) en utilisant la formule suivante [24]:

$$q = 0,053 \left(\frac{VY_1}{d^2} \right) \quad (17)$$
$$q = 0,053 \left(\frac{283,16 * 80,94}{11,48^2} \right) = 9,21 (lbs/ft^2h)$$

La charge d'eau q (lbs/ft²h) pour le tamis calculé $d = 10,12$ (ft)

$$q = 0,053 \left(\frac{283,16 * 80,94}{10,102^2} \right) = 11,86 (lbs/ft^2h)$$

5.4.5 La hauteur de la zone de transfert de masse

La hauteur ZTM, L ZTM, dépend de la composition du gaz, du débit, de la RS (saturation relative) de l'eau dans le gaz et de la capacité de charge de l'adsorbant. La pression n'a qu'un faible effet, en particulier au-dessus de 300 psia.

Pour le gel de silice, la hauteur du ZTM (in) peut être estimée à partir de l'équation suivante :

$$h_z(in) = 375 \left[\frac{q^{0.7895}}{Vg^{0.5506} RS^{0.2646}} \right] \quad (18)$$

Pour l'alumine et les tamis moléculaires, la longueur de zone déterminée à l'aide de la même équation multipliée respectivement par 0,8 et 0,6. Des zones plus courtes sont obtenues avec ces matériaux car ils ont une moindre capacité en hydrocarbures.

$$h_z(ft) = 31,25 \left[\frac{q^{0.7895}}{Vg^{0.5506} RS^{0.2646}} \right] \quad (19)$$

$$\text{Actuelle: } h_z(ft) = 31,25 \left[\frac{9,21^{0.7895}}{19,7^{0.5506} 100^{0.2646}} \right] = 13,91 \text{ (ft)}$$

$$\text{Calculée: } h_z(ft) = 31,25 \left[\frac{11,86^{0.7895}}{17,7^{0.5506} 100^{0.2646}} \right] = 13,37 \text{ (ft)}$$

5.4.6 Capacité de dessiccant

La capacité dynamique « X'_S » doit refléter le vieillissement par dessiccation et d'autres facteurs de ce type. Il s'agit de la capacité effective de l'adsorbant pour l'eau derrière la zone d'adsorption. Étant donné que l'adsorbant se dégrade en service, la valeur utilisée doit refléter une capacité à un moment futur pour optimiser le coût de remplacement de l'adsorbant.

$$X'_S(lb) = X_S(1,518 - 0,00673T_B) \quad (20)$$

X_S est la capacité dynamique à (25°C) 77 °F et T_B (°F) est la température du lit et peut être calculée en utilisant la saturation relative du gaz (RS) à 77 °F :

$$X_S = 7,407 + 0,0935RS \quad (21), \quad X_S = 7,407 + 0,0935 * 100 = 16,75$$

$$X'_S(lb) = 16,75 * (1,518 - 0,00673 * 122) = 11,7 \text{ (lb } H_2O/100 \text{ lb dessiccant)}$$

$$X'_S(lb) = 0,117 \text{ (lb } H_2O/ \text{ lb dessiccant)}$$

D'après la figure 16, la capacité d'adsorption théorique : 22 (lb H_2O /100 lb dessiccant).

En pratique, il est tenu compte du vieillissement de l'adsorbant et de la perte d'efficacité qui expérimentalement est de 70%.

Capacité d'adsorption pratique : $X_S = 22 * 0,7 = 15,4$ (lb H_2O /100 lb dessiccant)

$$X'_S(lb) = 15,4 * (1,518 - 0,00673 * 122) = 10,73 \text{ (lb } H_2O/100 \text{ lb dessiccant)}$$

$$X'_S(lb) = 0,107 \text{ (lb } H_2O/ \text{ lb dessiccant)}$$

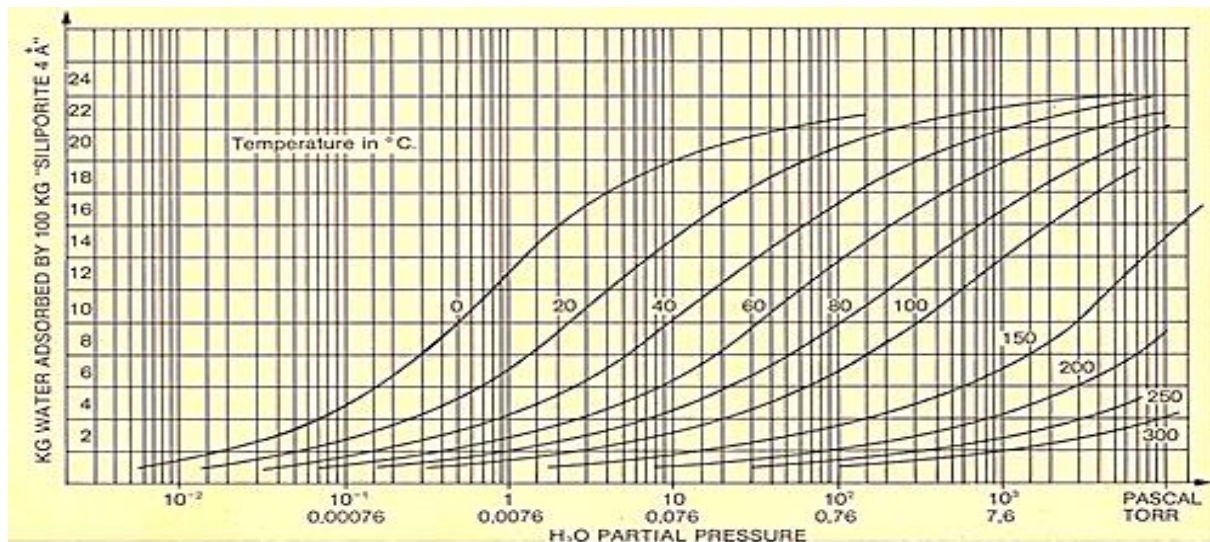


Figure 16: Isotherme d'adsorption du tamis moléculaires 4 A°

5.4.7 La hauteur du lit

Pour calculez la hauteur du lit $h_B(ft)$. Le poids du lit $W_B(lb)$ est calculé en utilisant :

$$W_B = \frac{\text{Quantité d'eau absorbée (lbs } H_2O)}{\text{Capacité de desiccant (lbs } H_2O/lb \text{ desiccant)}} \quad (22)$$

$$\text{Actuellement demandée: } W_B = \frac{11459,755(\text{lbs } H_2O)}{0,107 (\text{lbs } H_2O/lb \text{ desiccant})} = 106771,75 (lb)$$

$$\text{Design actuel : } W_B = 82400 (lb)$$

La densité déshydratante $\rho_B(lb/ft^3)$ est utilisée pour calculer le volume du lit $V_B(ft^3)$.

$$V_B = \frac{W_B}{\rho_B} \quad (23), \quad V_B = \frac{106771,75}{46,63} = 2289,77 (ft^3)$$

Le volume actuel est de $1765,73 (ft^3)$

La hauteur du lit $h_B(ft)$ est calculée en utilisant

$$h_B(ft) = \frac{V_B}{\pi d^2/4} \quad (24), \quad h_B(ft) = \frac{2289,77}{\pi 10,12^2/4} = 28,48 (ft) = 8,86 (m)$$

La hauteur du lit $h_B(ft)$ actuel : $17,1 (ft) = 5,2 (m)$

5.4.8 Vérification de la valeur de capacité utile maximale de dessiccant

La capacité utile maximale de dessiccant peut être calculée comme l'équation suivante [9]:

$$X_C = \frac{X'_s(h_B - 0,45 h_Z)}{h_B} \quad (25)$$

Cependant, il s'agit d'une équation empirique qui ne comprend pas avec précision tous les facteurs affectant la zone de transfert de masse. Il n'est raisonnable que dans une plage limitée de pression, de température, de mécanismes de vieillissement, de compositions, etc.

Où :

$X_C(lb)$: la capacité utile du dessiccant d'eau par 100(lb) d'adsorbant ;

$X'_S(lb)$: la capacité dynamique à saturation d'eau par 100(lb) d'adsorbant ;

$h_z(ft)$: la hauteur de ZTM,

$h_B(ft)$: la hauteur du lit.

La valeur numérique de (0,45) dans l'équation ci-dessus est un nombre moyen basé sur le test. Il est fonction de la hauteur de ZTM mais ne varie que de 0,40 à 0,52 dans une large gamme d'applications.

La valeur calculée de X_C à partir de l'équation ci-dessus est comparé à la valeur désirée et est réajusté de sorte que les valeurs désirée et calculées deviennent proches.

$$W_B = \frac{VY_1}{X_C} \quad (26),$$
$$X_C = \frac{VY_1}{W_B} = \frac{283,16 * 80,94}{97950,544} = 0,234$$

Le « X_C » obtenu à partir de l'équation ci-dessus sera la capacité utile de l'adsorbant vierge activé, qui est assez proche de notre cas 22 ($lb H_2O/100 lb dessiccant$). Ceci est supérieur à la capacité utile après dégradation.

Pour la capacité dynamique « X'_S » doit refléter le vieillissement le cas pratique 0,154:

$$X_C = \frac{15,4 * (28,48 - 0,45 * 13,37)}{28,48} = 0,121$$

En effet, l'équation ci-dessus donne une valeur assez proche de la valeur pratique de vieillissement 70%, et peut corriger simplement la quantité de lit inutilisée en raison de la hauteur de la zone ou la teneur résiduelle de 0,2 ($lb H_2O/100 lb dessiccant$) de tamis moléculaires qui peut être déterminer graphiquement en fonction du point de rosée du gaz et de la température d'adsorption respectivement de -60°C et 55°C .

5.4.9 Détermination du temps de percée (Breakthrough)

Des points de rosée satisfaisants sont observés au début mais pas pendant toute la durée du cycle de séchage. La capacité de dessiccation devrait diminuer avec l'utilisation, mais devrait se stabiliser à 55–70% de la capacité initiale [5].

Cependant, les symptômes prématurés de la « vieillesse » sont causés par une augmentation non reconnue de la charge d'eau en entrée, une augmentation des hydrocarbures lourds C4+ dans les gaz d'alimentation, de la vapeur de méthanol dans les aliments, une contamination par dessiccant ou une régénération incomplète.

Chapitre IV : Étude du système de déshydratation de l'unité GPL-2 HMD

Le temps de cycle θ_C (8 h) demandé doit être supérieur au temps de percée θ_B ($\theta_B > \theta_C$) :

$$\theta_B = \frac{0,01X_C\rho_B h_B}{q} \quad (27), \quad \theta_B = \frac{0,01 * 15,4 * 46,63 * 28,5}{11,86} = \frac{17,24}{2} = 8,62 \left(\frac{h}{cycle}\right)$$

Le temps de cycle θ_C (8 h) actuel est :

$$\theta_B = \frac{0,01X_C\rho_B h_B}{q} \quad (27), \quad \theta_B = \frac{0,01 * 15,4 * 46,63 * 17,1}{11,86} = \frac{10,33}{2} = 5,16 \left(\frac{h}{cycle}\right)$$

Le temps de percée (5,16 heures) est inférieur du temps cycle (8 heures) au pour 70% de la capacité initiale, la condition ($\theta_B > \theta_C$) n'est pas satisfaite. Dans la pratique, pour réaliser une opération d'adsorption sans risque de problème de fuite, il est nécessaire de limiter le temps de cycle d'adsorption à un temps légèrement inférieur au temps de rupture (temps limite).

Le volume de la colonne actuel est $50,03 \text{ m}^3$ pour un poids de (79223 lb) d'adsorbant, qui peut tenir 15,4 (lb d'eau/100 lb d'adsorbant) .

La quantité d'eau absorbée dans ces conditions est de 12200 (lb/cycle) et la valeur calculée 11459,755(lb/cycle), une éventuelle percée si la performance sera inférieure de 70%.

5.4.10 Calcul la pertes de charge totale à travers le déshydrateur [25]

Une méthode alternative pour déterminer la vitesse superficielle du gaz dans un lit de tamis moléculaire utilise l'équation Ergun (1952), qui relie ΔP à μ_g , V_g , ρ_g et à la taille du dessiccant, comme suit :

$$\frac{\Delta P}{h_B} = B * \mu_g * V_g + C * \rho_g * V_g^2 \quad (28)$$

$\Delta P/h_B$: la chute de pression par longueur de lit, (psi/ft);

μ_g : la viscosité en (cp) ;

ρ_g : la densité du gaz, (lb/ft³);

V_g : la vitesse superficielle du gaz, (ft/min).

Les constantes de l'équation ci-dessus sont données dans le tableau suivant :

Tableau 9: Paramètres de l'équation de Ergun

Type de particule	Coefficients	
	B	C
1/8-in. beads	0,0560	0,0000889
1/8-in. extrudate	0,0722	0,000124

$$\Delta P = (0,056 * 0,01518 * 19,7 + 8,89 * 10^{-5} * 7,83 * 19,7^2) * 26,13 = 4,89 \text{ (psi)}$$

$$\frac{\Delta P}{h_B} = 0,287 \left(\frac{psi}{ft}\right);$$

Chapitre IV : Étude du système de déshydratation de l'unité GPL-2 HMD

Une observation importante de l'équation (28), que plus la vitesse superficielle du gaz est élevée, plus la chute de pression à travers le lit est importante. La vitesse nominale du gaz est donc un compromis entre la vitesse maximale du gaz et la chute de pression acceptable.

La chute de pression nominale sur l'ensemble du lit doit être d'environ 5 psi ; des valeurs supérieures à environ 8 psi ne sont pas recommandées [13]. La plupart des conceptions sont basées sur un $\frac{\Delta P}{h_B}$ d'environ 0,31 à 0,44 (*psi/ft*); et des vitesses de gaz superficielles typiques de 30 à 60 (*ft/min*) [26]. Le tamis de GPL-2 est conçu pour une chute de pression de 1,6 (*psi*) pour la séquence de séchage et 0,43 (*psi*) pour celle de régénération.

On remarque que la perte de charge dans la colonne de séchage 4,89 (*psi*) est trois fois supérieure à celle de design, qui peut être expliquée par la présence de vapeur d'eau dû aux perturbations des paramètres d'entrée de gaz dans le sécheur.

5.5 Résultats et discussions

Les résultats des conditions actuelles et ceux de design sont regroupés dans le tableau 10 :

Tableau 10: Tableau récapitulatif des résultats

Paramètres	Actuel	Design	Écart %
$V(MMSCFD)$	283,16	283,16	0
$Y_1(ppmv)$	1740,21	1600	9
$\rho_g(lb/ft^3)$	7,83	9,67	19
Eau à adsorber (<i>lb/cycle</i>)	11460	10536	9
$V_g(ft/min)$	19,7	17,73	11
$q(lbs/ft^2.h)$	9,21	11,86	22
$h_z(ft)$	13,91	13,37	4
$W_B(lb)$	82400	106771,75	23
$V_B(ft^3)$	1765,73	2289,77	23
$\theta_B(h/cycle)$	5,16	8,62	40
$\Delta P(psi)$	4,89	1,6	206

D'après les résultats obtenus manuellement, on peut dire que sont fiables, car l'écart entre le design de l'unité et la situation actuelle est assez réel. Cet écart, d'après le calcul, a commencé par la réduction de température et pression du gaz naturel avant la déshydratation.

Il a été démontré que ce changement a influé directement sur les paramètres suivants :

La quantité d'eau dans la charge augmente de 1600 à 1740,21 ppmv et la quantité d'eau à adsorber de 10536 à 11460 (lb) par l'effet de changement des propriétés physique de gaz où le facteur de compressibilité Z devient 0,675 au lieu de 0,56.

La vitesse superficielle actuelle du gaz 19,7 (ft/min) est plus élevée par rapport au design 17,7 (ft/min). Plus la vitesse superficielle du gaz est élevée, plus la perte de charge à travers le lit est importante. Une perte de charge importante a été constatée dans l'exploitation actuelle et

Chapitre IV : Étude du système de déshydratation de l'unité GPL-2 HMD

supérieure 206% de perte de charge de design. La vitesse nominale du gaz est donc un compromis entre la vitesse maximale du gaz et la chute de pression acceptable.

Cette élévation de vitesse superficielle du gaz peut causer un écoulement non uniforme, une canalisation (channeling) et parfois un temps de contact inadéquat entre le gaz humide et le dessiccant en résulte.

La capacité d'adsorbant n'est pas une valeur fixe et diminue avec l'utilisation. Pendant les premiers mois de fonctionnement, un nouveau dessiccant a normalement une grande capacité d'élimination de l'eau.

Faible écart pour la longueur ZTM qui dépend de la composition du gaz, du débit, du RS de l'eau dans le gaz et la capacité de chargement du dessiccant. La pression n'a qu'un faible effet, en particulier au-dessus de 300 psia. La zone la plus courte est obtenue, car elle a une moindre capacité en liquide ou vapeur.

Reduction importante dans le temps de percée, de 8,62 à 5,16 (h) qui signale l'apparences des symptômes prématurés de la « vieillesse » qui sont causés par une augmentation non reconnue de la charge d'eau en entrée, une augmentation des hydrocarbures lourds (C4 +) dans les gaz d'alimentation, de la vapeur d'eau dans les aliments, une contamination par dessiccant ou une régénération incomplète.

Conclusion et recommandations

Après étude de la section de déshydratation et redimensionnement des déshydrateurs nous concluons que le problème provient de l'exploitation de cette section, précisément, du changement des paramètres d'entrée de gaz à déshydrater et ne provient pas de dimensionnement. L'analyse détaillée de cette section montre que le problème est principalement situé en amont des déshydrateurs, ce qui provoque l'entraînements de liquides condensés ou vapeur avec le gaz qui réduit l'efficacité et la durée de vie des tamis moléculaires.

Cette conclusion est le résultat de l'analyse des données calculées suivantes :

Avec le même volume de gaz entrant, l'augmentation de la vitesse du gaz se produisant à la pression inférieure à celle du design.

Le fonctionnement des déshydrateurs d'adsorption en dessous de la pression de conception nécessite que le tamis travaille plus fort pour un teneur en eau excessive dans le gaz.

La capacité d'adsorption diminue à mesure que la pression diminue et avec l'utilisation.

De petites variations de température entraîneront une augmentation significative de la teneur en eau.

En ce qui concerne les recommandations de ce travail :

Il est très important de respecter la température d'entrée (température d'alimentation).

Si un analyseur d'humidité est utilisé sur le gaz effluent, un cycle de séchage beaucoup plus long peut être réalisé

Si la vitesse du gaz pendant le cycle de séchage diminue, la capacité du tamis à déshydrater le gaz augmente par : (i) abaisser la teneur en humidité des effluents (ii) un temps de cycle de séchage plus longs.

En surface, il semblerait souhaitable d'opérer à des débits minimaux pour utiliser pleinement le tamis.

Laisser le gaz humide passer à travers le lit de dessiccateur et donc ne pas être correctement déshydraté, le temps de cycle peut être raccourci pour économiser les coûts de carburant de régénération et améliorer la durée de vie du dessiccant.

Retirez l'eau supplémentaire et maintenir le point de rosée d'effluent souhaité par l'installation des filtres à gaz coalisant (coalising) en amont de chaque ballon aspiration section Boosbting en premier lieu, puis à l'entrée de chaque train.

Bibliographie

- [1] <https://sonatrach.com/liquefaction-et-separation>.
- [2] E.J.I. Hammerschmidt, E. Chemistry, Formation of gas hydrates in natural gas transmission lines, 26 (1934) 851-855.
- [3] H. Le Ba, Formation et agglomération de particules d'hydrate de gaz dans une émulsion eau dans huile: Etude expérimentale et modélisation, in, 2009.
- [4] E.D. Sloan Jr, C.A. Koh, C. Koh, Clathrate hydrates of natural gases, CRC press, 2007.
- [5] S. Mokhatab, W.A. Poe, Handbook of natural gas transmission and processing, Gulf professional publishing, 2012.
- [6] H. Abdel-Aal, M. Aggour, M.J.I.N.Y.B. Fahim, Petroleum and gas field processing. Marcel Dekker, (2003).
- [7] H. Abdel-Aal, Surface Petroleum Operations, in, Saudi Publishing and Distributing House, Jeddah, 1998.
- [8] R.L. Huntington, Natural gas and natural gasoline, McGraw-Hill, 1950.
- [9] J.M. Campbell, R.N. Maddox, Gas conditioning and processing, Campbell Petroleum Series, 1974.
- [10] U. DAIMINGER, W.J.W.r. LIND, Adsorption-based processes for purifying natural gas, 14 (2004) 32-37.
- [11] J. De Bruijn, M. Huffmaster, J. van de Graaf, P. van Grinsven, H. Grootjans, Maximizing molecular sieve performance in natural gas processing, in: Annual Convention Proceedings-Gas Processors Association, 2002, pp. 209-226.
- [12] P.C. Meyer, P.J.G.P.A.E. La Défense, Hydrothermal Damaging of Molecular Sieves and how to prevent it, (2003).
- [13] F.G. Russell, S. Adler, L. Albaugh, G.J.G.P.S.A. Aldana, GPSA Engineering Data Book, 821 (2004).
- [14] K. Arnold, M. Stewart, Surface Production Operations. Vol. 2. Design of Gas-Handling Systems and Facilities. Chapter 7, in, Gulf Publishing Company. Book Division. Houston. TX. USA, 1988.
- [15] S. Mokhatab, B.F. Towler, Manning FS, Thompson RE. Oilfield Processing of petroleum, vol. 1—Natural Gas, Published 1991, 408pp., ISBN: 0-87814-342-2; vol. 2—Crude Oil,
-

Chapitre IV : Étude du système de déshydratation de l'unité GPL-2 HMD

Published 1995, 434pp., ISBN: 0-87814-354-8. Tulsa, OK: PennWell Publishing Company, in, Pergamon, 2006.

[16] D. Ballard, The fundamentals of gas dehydration, in: Gas Conditioning Conference at Nirman, Oklahoma, 1979.

[17] M. Suckow, W. Lutz, J. Kornatowski, M. Rozwadowski, M.J.G.s. Wark, purification, Calculation of the hydrothermal long-term stability of zeolites in gas-desulphurization and gas-drying processes, 6 (1992) 101-108.

[18] M.S. Contaminants, Gas Processors Association–Europe.

[19] T. Ahmed, Reservoir engineering handbook, Gulf Professional Publishing, 2018.

[20] M.B. Standing, D.L.J.T.o.t.A. Katz, Density of crude oils saturated with natural gas, 146 (1942) 159-165.

[21] G.J.G.P.S.A. GPSA, Engineering data book, 2 (2004) 16-24.

[22] S. Sharma, J.J.O. Campbell, G. J, Predict natural-gas water content with total gas usage, 4 (1969) 136-137.

[23] M. Stewart, K. Arnold, Gas dehydration field manual, Gulf Professional Publishing, 2011.

[24] E.J.I. Ledoux, E. Chemistry, Dynamic Cooling of Adsorbent Beds, 40 (1948) 1970-1977.

[25] S.J.C.E.P. Ergun, Fluid flow through packed columns, 48 (1952) 89-94.

[26] A.J.O. Coker, G. Journal, Program sizes solid desiccant dryer for natural gas, 92 (1994).