

Université KASDI-MERBAH Ouargla

Faculté des sciences appliquées

Département de Génie des Procédés



Mémoire

Présenté pour l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies.

Filière : Industries Pétrochimiques.

Spécialité : Génie du Pétrochimique.

Présenté par : **SENOUSSI Ghizlane**

MANSOURI Manel

Thème :

Optimisation du temps d'adsorption et de régénération des tamis moléculaires a l'unité d'Ohanet.

Soutenu publiquement le : 01/10/2020

Devant le jury composé de :

Mr. Tabchouche Ahmed	MAA	Président	UKM Ouargla.
Mme. IZZA Hidaya	Pr	Examineur	UKM Ouargla.
Mr. GOUDJIL Med Bilal	MCB	Rapporteur	UKM Ouargla.

Année universitaire : 2019/2020



Dédicace

Avec tout l'amour éternel et avec l'intensité de mes sentiments je dédie ce mémoire à mes chers parents Lila et Nadir.

À ma grande sœur Badia et mon frère Anis.

À mon binôme et ma moitié Manel.

À ma deuxième famille mama Samia et ma sœur Sofia et mon frère Ghilles.

À mes alliés de parcours Houda, Imane, Oussama, Maninou, Omayma, Nadir, Rabeh, et Islem.

À mes proches Bouchra, Abdou, Wejdane, Sarah et Maissa.

À toute la famille Senoussi et Bougaba.

Ghizlane



Dédicace

*Avec tout l'amour éternel et avec l'intensité de mes sentiments je dédie ce mémoire à
ma chère maman Samia.*

À ma grande sœur Sofia et mon frère Ghilles.

À mon binôme et ma moitié Ghizlane.

*À ma deuxième famille mama lila et papa Nadir et ma sœur Badia et mon frère
Anis.*

*À mes alliés de parcours Houđa, Imane, Oussama, Maninou, Omayma, Nadir,
Rabeh, et Islem.*

*Au gens qui m'ont beaucoup soutenu Fouad, Moize, Tata nadia, ma chère Lyna,
Zrax, Walid, Mounir et Racym*

Manel

REMERCIEMENTS

En premier lieu, nous tenons à remercier le bon Dieu, notre créateur pour nous avoir donné la force d'accomplir ce travail.

Nous tenons à exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur Mr. Goujl Med Bilal pour ses conseils et les efforts fournis durant ce travail

A tous les enseignants qui nous ont aidés tout au long de notre formation.

Nous voudrions aussi exprimer toute notre gratitude à Tout le personnel de la région d'OHANET pour l'orientation, les conseils et le support documentaire dont ils nous ont fait profiter durant notre stage (Samir, Abdelhamid, Redouane, Tahar, Hassene, Rachid, Samy, Karim, Hanene, Mounira, Imane, Nesrine, Mokhtaria, Amine, Achour, noureddine, Farid)

Enfin nous tenons à remercier tous ceux qui nous ont aidés de près ou de loin durant nos études, en particuliers nos familles.

Ghizlane et Manel

ولا يزال وجود المياه في الغاز الطبيعي يشكل قيدا إلى تلف مرافق الإنتاج وخفض القيمة الحرارية .

الغاز الطبيعي، هذه الرطوبة هي سبب تكوّن الهيدرات والتآكل، والتي تؤدي بدورها بعد انخفاض الضغط في رواسب أو هانيت مع انخفاض التدفق إن أجهزة نزع المياه تضمن، مقارنة بتدفق التصميم، جفاف المياه لكنها لا تُستغ

لذا فان مهمتنا تتلخص في وقت الامتصاص و التجديد لشحنة الغريبال الجزيئية من اجل استغلال افضل لهذه الاخيرة من خلال زيادة مدة استخدامها.

: تجفيف الغاز, شحنة الغريبال الجزيئي,

Résumé

La présence d'eau dans le gaz naturel est une contrainte dans la production du gaz naturel, cette humidité est la cause de la formation d'hydrates et de corrosion qui à leurs tours endommagent les installations de production et baissent le pouvoir calorifique.

Suite à la chute de pression dans le gisement d'Ohanet avec la diminution de débit d'alimentation par rapport au débit de design, les déshydrateurs assurent la déshydratation du gaz mais ils sont sous exploités.

Donc notre travail consiste à optimiser le temps d'adsorption et de régénération des tamis moléculaires pour une meilleure exploitation de ces derniers en augmentant leur durée d'utilisation.

Mot clés : Gaz, déshydratation, tamis moléculaire, déshydrateur.

Abstract:

The presence of water in the natural gas is remain a constraint in the production of natural gas, this moisture is the cause of the formation of hydrates and corrosion which in turn damage the production facilities and lower the calorific value.

Following the pressure drop in the Ohanet deposit with the decrease in flow Feed compared to design flow, dehydrators ensure dehydration gas but they are underexploited so our job is to optimize the adsorption and regeneration time of the molecular sieves for a better exploitation of these latter by increasing their duration of use.

Key words: Gas, dehydration, molecular sieves, dehydrator.

Liste des tableaux

Tableau I.1: Les propriétés physiques du gaz naturel.....	04
Tableau II.1 : Caractéristiques des trois structures d’hydrates.....	14
Tableau -II.2 : Les principales caractéristiques physiques des adsorbants.....	20
Tableau IV-01 : Paramètres opératoires cas design.....	32
Tableau IV.02 : Composition du gaz naturel à déshydrater	32
Tableau IV.03 : Paramètres critiques et pseudo-critiques	33
Tableau IV-04 : Comparaison des résultats à ceux du design	37
Tableau IV-05 : Paramètres opératoires cas design.....	38
Tableau IV-06 : Composition actuelle du gaz naturel à déshydrater.....	38
Tableau IV-07 : Paramètres critiques et pseudo-critiques actuels.....	39
Tableau IV-08 : Comparaison des résultats actuels à ceux du design	41
Tableau IV-09 : Temps d’adsorption maximal.....	42
Tableau IV-10 : Nombre de cycles dans les différents cas.....	44
Tableau IV-11 : Séquence de la déshydratation	45

Liste des figures

Figure I.1 : les étapes du procédé de PRITCHARD	05
Figure I.2 : les étapes du procédé d'HUDSON.....	06
Figure I.3 : chimie du méthane	10
Figure II.1 : Géométrie des cavités 5^{12} (a), $5^{12}6^2$ (b), $5^{12}6^4$ (c), $4^35^66^3$ (d), $5^{12}6^8$ (e).....	11
Figure II.2 : Structures cristallines d'unités d'hydrates : (a) SI, (b) SII, (c) SH.....	13
Figure II.3 : courbe de formation des hydrates	15
Figure-II.4: Unité de déshydratation de gaz naturel au tri éthylène glycol	17
Figure II-5 : le gel de silice	18
Figure III.1 : SONATRACH à l'international	21
Figure III.2 : Situation géographique d'Ohanet.....	22
Figure III.4 : Vue générale des différentes unités du CPF.....	26
Figure III.5 : Section de déshydratation.....	28
Figure IV.1 : Début et fin d'adsorption dans le cas actuel.....	41

Abréviations et Nomenclature

AE : Aéroréfrigérant
CPF : Centre Processing Facilities
E : Echangeur
F : Filtre
GNL : Gaz Naturel Liquéfié
GPL : Gaz de Pétrole Liquéfié
H : Four
T: colonne
TK: bac de stockage
V: séparateur
B , C : Constantes
C_{SS} : Facteur de correction de saturation pour le tamis
C_T : Facteur de correction de température
d_g : Densité du gaz à déshydrater
D_{min} : Diamètre minimal du déshydrateur [m]
D_{std} : Diamètre standard [m]
H_B : Enthalpie du gaz de régénération à T_B [Kj/Kg]
H_{hot} : Enthalpie du gaz de régénération à T_{hot} [Kj/Kg]
H_t : Temps de chauffage [h]
L : Hauteur du lit calculée [m]
L_B : Hauteur du lit design [m]
L_{MTZ} : Hauteur de la zone de transfert de masse [m]
L_s : Hauteur de la zone d'équilibre [m]
M_{air} : Masse molaire de l'air [Kg/Kmol]
M_g : Masse moléculaire du gaz à déshydrater [Kg/Kmol]
m : Masse du tamis moléculaire calculée [Kg]
m_B : Masse du lit design [Kg]
m_{st} : Masse de l'acier [Kg]
 _{ads} : Débit massique du gaz à déshydrater [Kg/h]
 _{rg} : Débit massique du gaz de régénération [Kg/h]
P : Pression du gaz à déshydrater [Bar]
P_{pc} : Pression pseudo critique
P_r : Pression réduite
q_{mol} : Débit molaire du gaz à déshydrater [Kmol/h]
q_v : Débit volumique du gaz à déshydrater dans les conditions opératoires [m³/h]
q_{vs} : Débit volumique standard du gaz à déshydrater [Sm³/h]
Q_{ht} : Quantité de chaleur perdue [Kj]
Q_{si} : Quantité de chaleur nécessaire pour chauffer le tamis à T_{rg} [Kj]
Q_{st} : Quantité de chaleur nécessaire pour chauffer la colonne et la tuyauterie à T_{rg} [Kj]
Q_{tr} : Quantité de chaleur totale pour la régénération [Kj]
Q_w : Quantité de chaleur nécessaire pour la désorption de l'eau [Kj]
R : Constante des gaz parfaits [Kmol.K/bar.m³]
S_s : Masse du tamis moléculaire dans la zone de saturation [Kg]
t : Epaisseur de la virole de la colonne [mm]
t_{ads} : Temps d'adsorption [h]
T : Température du gaz à déshydrater [°C]
T_i : Température du gaz d'alimentation [°C]
T_{pc} : Température pseudo critique
T_r : Température réduite
T_{rg} : Température de gaz de régénération. [°C]
V_{max} : Vitesse superficielle maximale [m/h]

Abréviations et Nomenclature

V_{adj} : Vitesse superficielle ajustée [m/h]

W_r : Quantité d'eau éliminée par un cycle [Kg]

Y_{H_2O} : Masse de l'eau contenue dans le gaz à déshydrater [Kg/MM Sm³]

Z : Facteur de compressibilité

(P/L)_{max} : Perte de charge maximale [KPa/m]

P_B : Pertes de charges tout au long du lit [KPa]

ρ_g : Masse volumique du gaz à déshydrater [Kg/m³]

ρ_B : Masse volumique du tamis moléculaire. [Kg/m³]

μ : Viscosité [mPa.s]

Sommaire

Remerciement	I
Dédicace	II
Résumé	IV
Liste des figures	V
Liste des tableaux	VI
Liste des abréviations	VII
Introduction générale	01

Chapitre I : Généralités sur le Gaz naturel


I.1. Définition	02
I.2. Les sources du gaz naturel	02
I.3. Les catégories du gaz naturel	02
I.3.1. Les gaz conventionnels	02
I.3.2. Les gaz non conventionnels	03
I.4. Propriétés physico-chimiques du gaz naturel.....	03
I.4.1. Propriétés chimiques	03
I.4.2. Propriétés physiques	04
I.5. Les procédés de traitement de gaz naturel	05
I.5.1. Le procédé PRITCHARD	05
I.5.2. Le procédé HUDSON.....	05
I.5.3. Procédés mixtes	06
I.6. Les étapes de traitement.....	06
I.6.1. Élimination de l'eau	06
I.6.2. Extraction des hydrocarbures liquides.....	07
I.6.3. La stabilisation et le fractionnement.....	07
I.7. Stockage et transport du gaz naturel.....	07
I.7.1. Stockage.....	07
I.7.2. Transport.....	09
I.8. L'utilisation du gaz naturel dans l'industrie pétrochimique.....	09

Chapitre II : prévention des hydrates

II-1- généralités sur les hydrates	11
II-1-1- définition.....	11

Sommaire

II-1-2- la cavité.....	11
II.1.3- la structure	12
II .1.4 : Courbe (P, T) de formation d'hydrates	14
II-2. La déshydratation	15
II-2.1 Principe de la déshydratation	15
II-2.2 Différents procédés de déshydratation	15
II-3 : Les différents types d'adsorbants.....	17
II-3.1 charbons actifs.....	17
II-3.2 Tamis moléculaires carbonés	17
II-3.3 Gels de silice	17
II-3.4 Alumines activées.....	18
II-3.5 Terre naturelle et terre activée.....	18
II-3.6 Adsorbants à base de polymères	18
II-3.7 Zéolithes (Tamis moléculaires).....	19
Chapitre III : présentation de la région d'Ohanet	
III. Introduction	21
III.1. Situation géographique.....	22
III.2. Historique de la région	23
III.3. Description du complexe de gaz.....	25
III.3.1. Unité 300 (Système d'entrée et séparation primaire)	26
III.3.2. Unité 500 (Système d'élimination du CO ₂)	27
III.3.3. Unités (100, 200) ‘ Trains de Process ‘	27
III.3.4. Unité 600 (Ré-compression et export du gaz).....	30
III.3.5. Unité 700 (Stockage des produits).....	30
Chapitre IV : partie calcul	
Objectif de l'optimisation.....	31
IV.1. Cas design.....	32
IV.2. Cas actuel.....	38
IV.3. Interprétation des résultats	46
Conclusion générale	47
Références bibliographiques	48
Annexe	



Introduction générale

Introduction générale

Le gaz naturel est une ressource énergétique clé, dont les réserves sont abondantes et qui permet également d'alimenter la pétrochimie ou le pool essence, pour les composés les plus lourds. [1]

Le gaz naturel est considéré comme un combustible plus propre que la plupart des autres combustibles fossiles (Charbon et pétrole).

Le gaz brut contient plusieurs impuretés et de l'eau. La présence de l'eau dans le GN diminue le pouvoir calorifique ainsi qu'elle peut corroder les pipes et les boucher à cause de la formation des hydrates à des basses températures et des pressions élevées

Pour éviter tous les problèmes liés à la présence de l'eau dans le gaz naturel on fait appel aux procédés de déshydratation basés sur différentes techniques de traitement telles que la déshydratation par membrane, par absorption ou par adsorption.

L'objectif du présent travail ; qui s'inscrit dans le cadre du projet de fin de formation ; porte principalement sur l'optimisation du temps d'adsorption et de régénération suite à la réduction de la charge du train en tenant compte de la réduction de pression pour assurer la bonne exploitation des déshydrateurs et prolonger la durée de vie des tamis moléculaires.

- ✚ Le premier chapitre parle sur le gaz naturel et les procédés de traitement.
- ✚ La déshydratation est détaillée au deuxième chapitre.
- ✚ Une présentation sur la région d'Ohanet est donnée au troisième chapitre.
- ✚ Finalement, nous accomplirons ce document par une partie calcul sur l'optimisation du temps d'adsorption et de régénération et une conclusion générale.



Chapitre I

I.1. Définition :

Le gaz naturel est un combustible fossile présent naturellement sous forme gazeuse dans les roches poreuses du sous-sol, c'est un mélange dont le constituant principal, de 75 % à 95 %, est le méthane (CH_4) mais on y trouve aussi l'éthane, le propane ainsi que le butane.

Le gaz naturel est généré à partir de la sédimentation de la matière organique vieille de plusieurs millions d'années. Le plus souvent enterré dans le sous-sol et sous l'effet de la pression et de la température, la matière organique se transforme d'abord en kérogène lorsque la température augmente (entre 50 et 120°C), le kérogène se décompose, (pyrolyse), expulsant le pétrole et le gaz naturel, qui constituent dans une roche imperméable. Ces derniers sont présentés dans les mêmes gisements entre 1.5 et 3km de profondeur.

Le gaz naturel peut être de diverses natures : il est dit thermogénique lorsqu'il provient de la transformation de matière organique sous l'effet de la pression et de la chaleur et il est dit biogénique lorsqu'il est généré à partir de la fermentation de bactéries présentes dans les sédiments organiques. [2]

I.2. Les sources du gaz naturel :

Le gaz naturel remplit les pores et les fractures des roches sédimentaires par les profondeurs de la terre et des fonds marins. La partie d'une formation sédimentaire qui renferme le gaz naturel est souvent désignée sous les noms de "réservoir", "champ" ou "gisement". Le gaz naturel existe partout dans le monde, seul ou associé à du pétrole brut. Il peut être piégé dans différents types de roches sédimentaires, notamment des grès, des carbonates, des filons couches de charbon et des lits de schistes argileux ou "shales" [3].

I.3. Les catégories du gaz naturel :

I.3.1. Les gaz conventionnels :

- Le gaz concentré dans les roches est naturellement piégé sous pression sous une couverture imperméable permettant l'existence d'un gisement.
- Le gaz non associé : est présent dans les gisements de pétrole mais il n'est pas mélangé à ce dernier.

- Le gaz associé : est présent en solution dans le pétrole et doit être séparé lors de l'extraction de ce dernier. Autrefois considéré comme un déchet, il est aujourd'hui, soit réinjecté dans les gisements de pétrole pour y maintenir la pression soit valorisé. [2]

- Le gaz sec : ne formant pas de phase liquide dans les conditions de production et ce gaz est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane.

- Le gaz humide : un gaz est dit humide s'il y a production de phase liquide en surface ; un tel gaz est normalement moins concentré en méthane qu'un gaz sec. [3]

I.3.2. Les gaz non conventionnels :

Ils représentent d'importantes réserves souterraines dont l'exploitation demeure complexe et coûteuse.

- Le gaz de schiste : est un gaz piégé dans une roche-mère très peu poreuse et très peu imperméable.

- Le gaz de charbon : est naturellement présent dans les pores du charbon.

- Le gaz compact : est emprisonné dans des petits réservoirs souterrains difficiles d'accès. Les hydrates de méthane : sont piégés sous haute pression et à basse température.

Ils se trouvent sous les océans et dans les zones de permafrost (Alaska, Russie). [2]

I.4. Propriétés physico-chimiques du gaz naturel

I.4.1. Propriétés chimiques : [4]

Le gaz naturel est essentiellement utilisé pour produire de l'énergie thermique. De nouvelles utilisations permettent de transformer cette énergie en énergie électrique ou en énergie mécanique.

Contrairement au gaz propane, le gaz naturel est plus léger que l'air. À l'air libre, il s'élève et se dissipe rapidement. Le gaz naturel est inodore, mais on y ajoute un odorant pour des raisons de sécurité.– C'est le mercaptan qui lui donne une forte odeur d'œuf pourri. Cette odeur permet de détecter rapidement la présence de gaz naturel.

Le gaz naturel est incolore, inodore et sans goût. C'est un gaz stable qui n'est ni toxique, ni corrosif. S'il se trouve en contact avec de l'eau, il ne se mélange pas et ne la contamine pas. Il fait des bulles, remonte à la surface et se dissipe rapidement dans les airs. Le gaz naturel est une énergie très sécuritaire.

Chapitre I : Généralités sur le Gaz naturel

I.4.2. Propriétés physiques : [5]

Les différentes propriétés physiques du gaz naturel sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau I.1: Les propriétés physiques du gaz naturel [5]

État physique	Gaz
Odeur et apparence	Gaz incolore et inodore mais contenant un produit odorant (mercaptan pour la détection d'une fuite)
Masse molaire	16.7 g/mole
Densité de vapeur à 15	0.58 (plus léger que l'air =1) °C
Masse volumique	0.72 g/cm ³
Point de liquéfaction	109K
Point de solidification	88K
Solubilité dans l'eau	0.00023g/mole
% de substances volatiles par volume	100%
Conductivité thermique	300-330 (104 Wm ⁻¹ K ⁻¹)
Viscosité dynamique	105-120 (107 Pa s)
Vitesse du son	400-445 (m s ⁻¹)
Indice de réfraction 10-6 (n-1) du gaz	400-480
Pouvoir calorifique du gaz	30-42 (MJ m ⁻³)
Indice de Wobbe	40-52 (MJ m ⁻³)
Susceptibilité magnétique des gaz	-150 à -170 (10 ⁻⁶ unités EMCGS)
Constante diélectrique (10⁻⁴ (-1))	8 -9.5

Toutes ces propriétés sont mesurables mais certaines nécessitent parfois un appareillage compliqué, voire très coûteux d'un point de vue industriel.

Le méthane est inodore et coloré dans les conditions normales de température et de pression. Environ deux fois plus léger que l'air, il est explosif en milieu confiné (grisou). En milieu non confiné il se dilue dans l'air et s'échappe vers la haute atmosphère, et donc moins tendance à former des nuages explosifs que les gaz plus lourds que l'air (propane, butane) ; par contre c'est un gaz à effet de serre.

La solubilité du méthane dans l'eau dépend beaucoup de la température et de la pression (il diminue avec l'une et augmente avec l'autre). Selon l'Ineris (L'Institut national de l'environnement industriel et des risques), une eau à 10 °C initialement saturée en gaz de mine sous une pression de 10 bars (équivalente à 100 m de charge hydraulique), va perdre lors de sa détente environ 0,5 m³ de méthane et 12 m³ de CO₂ par m³ d'eau.

I.5. Les procédés de traitement de gaz naturel : [6]

Le traitement du gaz naturel consiste à le purifier et le débarrasser de certains des constituants présents à la sortie du puits tels que : l'eau les gaz acides (CO_2 , H_2S ...) et les hydrocarbures lourds (condensats) pour l'amener à des spécifications commerciales.

Plusieurs procédés ont été mis en œuvre citons :

I.5.1. Le procédé PRITCHARD :

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par des détentes simples avec en plus l'utilisation d'une boucle de propane (C_3H_8) comme fluide réfrigérant pour atteindre en fin de cycle des températures voisines de -23 C° .

Le principe de fonctionnement du procédé s'articule sur les quatre étapes présentées par le schéma suivant :

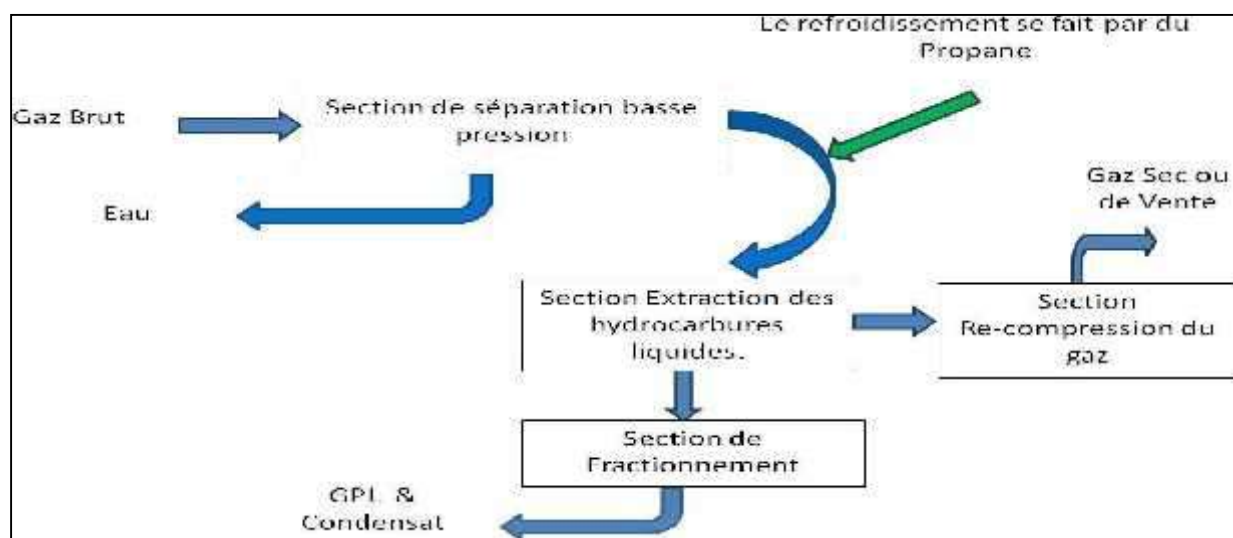


Figure I.1 : Les étapes du procédé PRITCHARD

I.5.2. Le procédé HUDSON :

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et complété par une détente à travers une machine dynamique appelée TURBO-EXPANDER, qui permet d'atteindre un niveau de température proche de -50 C° .

Le principe de fonctionnement du procédé s'articule sur quatre étapes présentées par le schéma suivant :

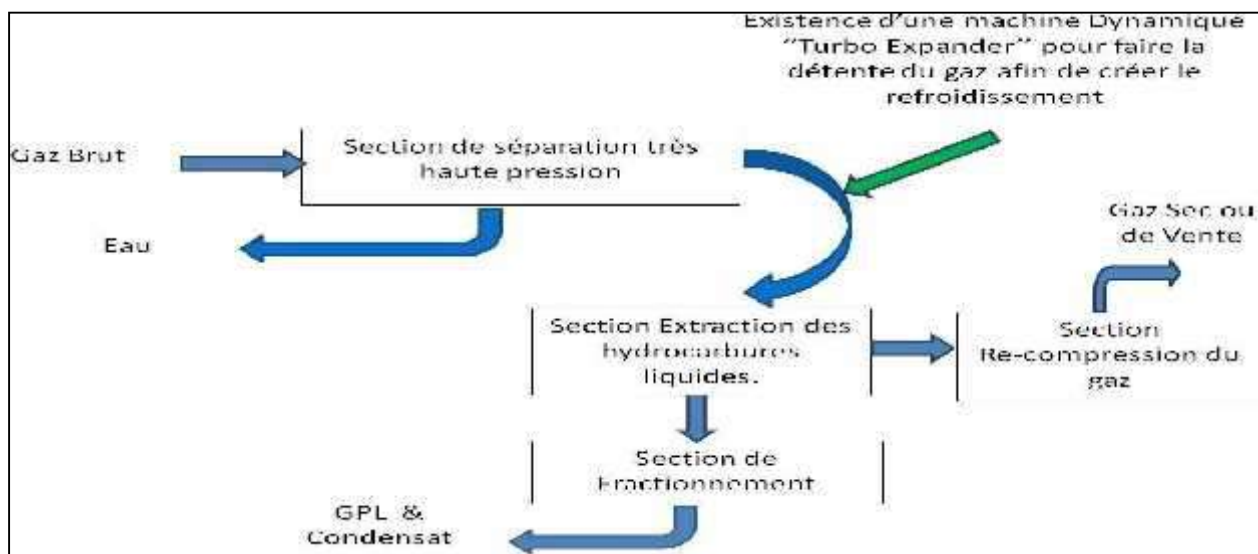


Figure I.2 : Les étapes du procédé HUDSON

I.5.3. Procédés mixtes :

Ce sont les procédés les plus utilisés car ils utilisent une mixture entre le procédé PRITCHARD et le procédé HUDSON.

Une vanne de détente Joule-Thomson ainsi qu'une machine dynamique (TURBO-EXPANDER) sont utilisées en plus d'une boucle de propane pour le refroidissement ce qui leur permet d'atteindre des températures plus basses allant jusqu'à -66°C .

Dans ces procédés la séparation du gaz de ses impuretés est plus efficace.

I.6. Les étapes de traitement :

Tous les procédés de traitement de gaz basent sur quatre étapes essentielles :

I.6.1. Élimination de l'eau :

L'eau libre contenue dans la charge est éliminée par décantation au niveau du premier ballon de séparation et c'est après un refroidissement à travers des aéroréfrigérants que l'eau de saturation des hydrocarbures est éliminée par absorption au glycol.

Le glycol hydraté ayant absorbé l'eau contenue dans les hydrocarbures est régénéré par distillations dans des unités appropriées puis recyclé de nouveau dans le circuit. Le glycol évite également la formation des hydrates dans les sections à basses températures.

I.6.2. Extraction des hydrocarbures liquides :

Elle se fait par un abaissement progressif de la température du gaz brut, suivant les procédés cités, obtenant ainsi un gaz très sec répondant aux spécifications commerciales.

I.6.3. La stabilisation et le fractionnement :

Cette section de la chaîne permet le traitement des hydrocarbures liquides extraits de l'effluent, en deux phases et par distillation.

A- La stabilisation : Elle permet d'éliminer tous les gaz légers tel que le méthane et l'éthane entraînés par les hydrocarbures liquides lors des différentes séparations dans les ballons.

B- Le fractionnement : Il consiste à séparer les hydrocarbures liquides stabilisés en condensât et GPL. [4]

I.7. Stockage et transport du gaz naturel :

I.7.1. Stockage :

Plusieurs méthodes permettent de stocker le gaz dans des sites aériens ou souterrains.

I.7.1.1. Le stockage aérien : [2]

Le stockage aérien ne nécessite pas de conditions géologiques particulières :

Les réservoirs de gaz : ils sont utilisés pour stocker le gaz à pression atmosphérique. Ils se présentent sous forme de réservoirs cylindriques. Leur capacité de stockage est comprise entre 500 et 10 000 m³ ;

➤ **Les réservoirs de GNL** : ils sont utilisés pour stocker le gaz à pression atmosphérique à l'état liquide. A environ -161°C, le gaz naturel se condense pour devenir un liquide, **le gaz naturel liquéfié (GNL)**. Celui-ci occupe près de 600 fois moins de volume qu'à l'état gazeux. Les réservoirs GNL sont des réservoirs cylindriques verticaux installés près des terminaux méthaniers pour réceptionner et stocker le GNL acheminé par navires méthaniers. Ces réservoirs métalliques ou en béton ont une double paroi et une isolation thermique puissante afin de maintenir le gaz à l'état liquide.

I.7.1.2. Le stockage souterrain : [2]

Privilegié par de nombreux pays lorsqu'il est possible, le stockage souterrain représente le moyen technique le plus efficace et le plus économique pour répondre aux fluctuations de la

demande en gaz. Il est également considéré comme un moyen sûr en matière de sécurité publique et de respect de l'environnement.

Un stockage aérien, pour un usage similaire, nécessite des installations sur plusieurs hectares avec des risques d'accidents accrus. Les types de stockage souterrain dépendent des structures géologiques disponibles :

- **Les gisements épuisés (dits « déplétés »)** : du gaz sous pression est injecté dans d'anciens gisements d'hydrocarbures naturellement imperméables, qui sont reconvertis pour le stockage. Cette méthode permet de stocker efficacement le gaz. Le soutirage du gaz est un flux continu avec peu de flexibilité et un rythme faible ;
- **Les nappes aquifères** : la technique du stockage en nappes aquifères consiste à reconstituer l'équivalent géologique d'un gisement naturel en injectant le gaz dans une couche souterraine de roche poreuse contenant de l'eau et recouverte d'une couche imperméable formant une couverture étanche, le tout ayant une forme de dôme. Le gaz injecté sous pression emplit le volume de la cavité non occupé par l'eau en poussant celle-ci vers la périphérie du réservoir. Tout comme les gisements épuisés, certaines contraintes géologiques rendent le soutirage moins flexible. Une quantité de l'ordre de la moitié du gaz stocké reste à demeure dans le stockage : c'est le « gaz coussin » ;
- **Les cavités salines** : la technique du stockage en cavités salines consiste à créer par dissolution à l'eau douce (lessivage) une cavité souterraine artificielle de grande taille (entre 100 000 et 1 million de m³) dans une roche sédimentaire composée de sel gemme (des cristaux de chlorure de sodium). L'imperméabilité naturelle du sel gemme permet le stockage du gaz. Le soutirage étant plus flexible, les cavités salines sont utilisées pour répondre à la demande notamment lors des pics de froid. Le débit du gaz est 5 à 6 fois plus important que celui des autres types de stockage souterrain.

Dans les stockages souterrains, le gaz est injecté sous pression (entre 40 et 270 bars). Cela facilite en retour le soutirage du gaz.

Le stockage en nappes aquifères et en cavités salines requiert en amont des travaux de prospection géologique coûteux dont il n'est pas certain qu'ils aboutissent à une recommandation ferme. Les travaux d'exploration et de mise en fonctionnement durent en moyenne 4 ans contre 2 ans pour un réservoir épuisé.

I.7.2. Transport :

Son transport comporte des contraintes qui influent sur le développement de son commerce international.

I.7.2.1. *Le transport par Gazoduc :*

C'est l'option la plus répandue. Elle est quatre ou cinq fois plus coûteuse que le transport du pétrole par pipe-line. Le gaz naturel doit être comprimé tous les 120 à 150 km par des stations de compression, car la différence de pression provoque le déplacement du gaz à une vitesse de 15 à 20 km/heure. [7]





I.7.2.2. *Le transport par méthaniers :*

Les méthaniers sont des navires de plusieurs centaines de mètres de long, propulsés à une vitesse moyenne de 18 nœuds (soit 33 km/h). Offrant une plus grande flexibilité d'approvisionnement que l'option gazoduc, il devrait connaître un bel essor dans les années à venir. On y a recours en cas de longues distances ou de difficultés liées aux conditions géopolitiques ou géographiques des pays traversés. Cela nécessite de liquéfier le gaz naturel le temps de son transport. Il est alors appelé GNL (gaz naturel liquéfié) et transporté par mer avant d'être gazéifié dans le pays acheteur. Les terminaux méthaniers comportent des installations de déchargement et de stockage et des installations de regazéification de GNL : un procédé à un réchauffage du gaz en utilisant de l'eau de mer ou de l'eau chauffée. [7]

I.8. L'utilisation du gaz naturel dans l'industrie pétrochimique :

Le gaz naturel entre dans la fabrication de la pâte à papier, du papier, de certains métaux, produits chimiques, pierres, argile, verre et dans la transformation de certaines denrées. Il peut également être employé pour le recyclage des déchets, pour l'incinération, le séchage, la déshumidification, le chauffage et la climatisation. [8]

Le gaz naturel est aussi la matière première d'une bonne partie de l'industrie chimique et pétrochimique : à la quasi-totalité de la production d'hydrogène, de méthanol et d'ammoniac, trois produits de base, qui à leur tour servent dans diverses industries

-  Engrais
-  Résines
-  Plastiques
-  Solvants

Chapitre I : Généralités sur le Gaz naturel

🚧 Raffinage du pétrole

Ci-après est la présentation de la chimie du méthane dans l'industrie pétrochimique :

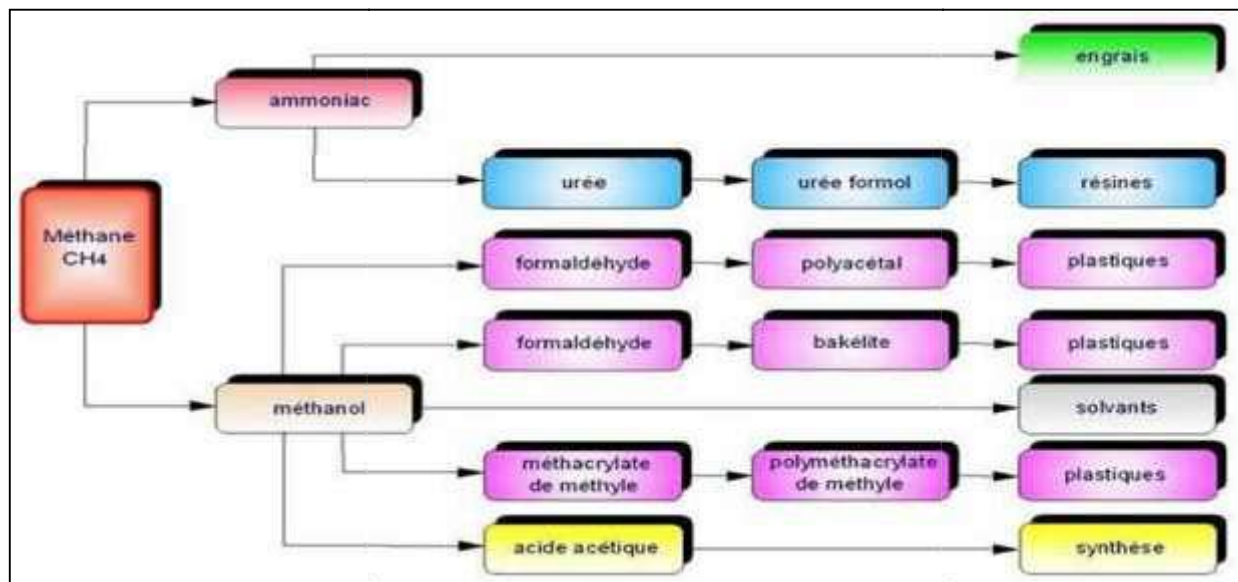


Figure I.3 : Chimie du méthane.

Le méthane est un précurseur dans la synthèse de l'ammoniac (NH_3) et l'urée ($\text{CO}(\text{NH}_2)_2$), qui sont le point de départ de l'industrie des engrais. En 2006, globalement, l'usage du gaz naturel est en expansion, la plupart des pays favorisent son usage accru partout où il peut se substituer au pétrole. Il présente en effet plusieurs avantages en comparaison avec ce dernier : moins cher en général, moins polluant. [7]



Chapitre II

II.1. Généralités sur les hydrates :

II.1.1. Définition :

Un hydrate est une combinaison physique de l'eau et d'autres petites molécules de gaz, produisant un solide qui a une apparence semblable à la glace, mais de structure différente de celle-ci. [2]

II.1.2. La cavité :

Une cavité étant délimitée par plusieurs faces quasi planes et polygones, chacune de ces faces est caractérisée par son nombre de cotés n affecté de l'exposant m ; m représente le nombre de fois où la face intervient dans la construction de la cavité. Ainsi, la cavité $4^35^66^3$ est limité par trois faces carrées, six faces pentagonales et trois faces hexagonales.

Il existe plusieurs types de cavités dont 5 types sont plus courants et mieux connus. Ce sont : 5^{12} , $5^{12}6^2$, $5^{12}6^4$, $4^35^66^3$ et $5^{12}6^8$ respectivement notés C1, C2, C3, C4 et C5.

Les atomes d'oxygène sont localisés aux points d'intersections des lignes. Chaque ligne représente une liaison moléculaire oxygène-hydrogène en interaction avec l'atome d'oxygène voisin. Nous n'avons représenté que les 5 types de cavités. (Figure II.1) [9.10]

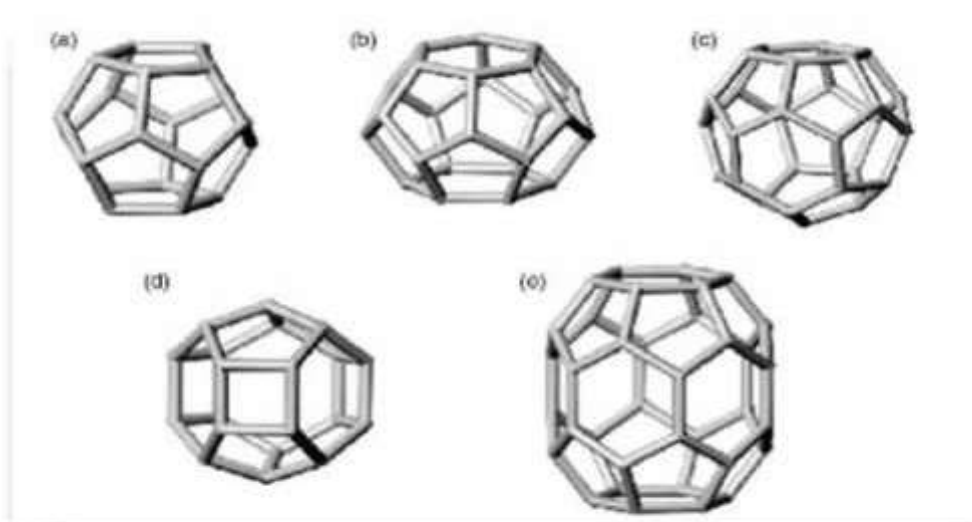


Figure II.1 : Géométrie des cavités 5^{12} (a), $5^{12}6^2$ (b), $5^{12}6^4$ (c), $4^35^66^3$ (d), $5^{12}6^8$ (e) [11].

II.1.3. La structure :

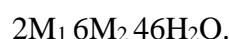
Trois types de structures ont été clairement identifiés : cubique SI, cubique SII et hexagonale SH. Leur stabilité dépend de la pression, de la température et de la composition des gaz.

II.1.3.1. Structure SI :

La structure SI est constituée de deux types de cavités :

- Deux cavités constituées de 12 faces pentagonales (5^{12}).
- Six cavités constituées de 12 faces pentagonales et 2 faces hexagonales ($5^{12}6^2$).

Cette structure est composée de 46 molécules d'eau d'où la nomenclature suivante :



M_1 désigne une molécule occupant les cavités 5^{12} , M_2 désigne une molécule occupant les cavités $5^{12}6^2$. Ici, l'hydrate est supposé complètement rempli. [10]

II.1.3.2. Structure SII :

La structure SII est constituée de deux types de cavités :

- Seize cavités constituées de 12 faces pentagonales (5^{12}).
- Huit cavités constituées de 12 faces pentagonales et 4 faces hexagonales ($5^{12}6^4$).

Cette structure est composée de 136 molécules d'eau d'où la nomenclature suivante : $16M_1 8M_3 136H_2O$.

M_1 désigne une molécule occupant les cavités 5^{12} ; M_3 désigne une molécule occupant les Cavités $5^{12}6^4$. [10]

II.1.3.3. Structure SH :

La structure H est composée de trois types de cavités :

- Trois petites cavités constituées de 12 faces pentagonales (5^{12}).
- Une grande cavité constituée de 12 faces pentagonales et 8 faces hexagonales ($5^{12}6^8$).

Chapitre II : Prévention des hydrates

- Deux cavités intermédiaires entourées de 3 faces carrées, 6 faces pentagonales et 3 faces hexagonales ($4^3 5^6 6^3$). Cette structure est composée de 34 molécules d'eau d'où la nomenclature suivante : $C3M_1 2M_4 34H_2O$.

M_1 désigne une molécule occupant les cavités 5^{12} , M_4 désigne une molécule occupant les Cavités $4^3 5^6 6^3$, M_5 désigne une molécule occupant les cavités $5^{12} 6^8$ [10]

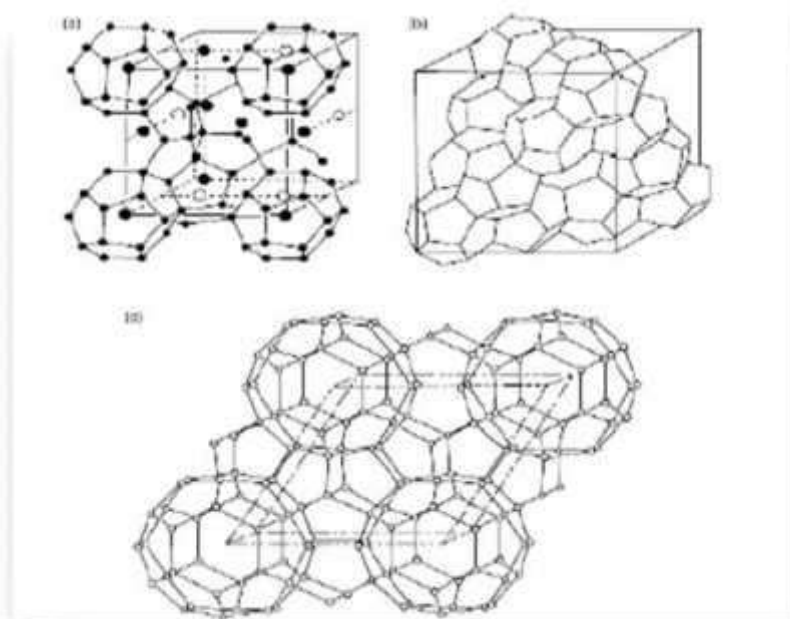


Figure II.2 : Structures cristallines d'unités d'hydrates : (a) SI, (b) SII, (c) SH [10].

Chapitre II : Prévention des hydrates

Tableau II.1 : Caractéristiques des trois structures d'hydrates [10].

Structure d'hydrate	sI		sII		sH		
	Petite	Grande	Petite	Grande	Petite	Moyenne	Grande
Description	5 ¹²	5 ¹² 6 ²	5 ¹²	5 ¹² 6 ⁴	5 ¹²	4 ³ 5 ⁶ 6 ³	5 ¹² 6 ⁸
Le nombre de cavité participant à la formation de la maille de chaque structure	2	6	16	8	3	2	1
Le rayon moyen de cavité (Å)	3.95	4.33	3.91	4.37	3.91	4.07	5.71
Le nombre de coordinations ou d'atome d'oxygène par cavité	20	24	20	28	20	20	36
Le nombre total de molécules d'eau qui constituent la maille de chaque structure	46		136		34		

II.1.4. Courbe (P, T) de formation d'hydrates :

Pour un gaz naturel donné, en présence d'eau liquide, les hydrates se forment à une certaine température pour une pression donnée.

Les conditions de formation d'hydrates dans un domaine (P, T) sont définies par une courbe séparant le plan en 2 zones (Figure II.3). La zone à hautes pressions et basses

Chapitre II : Prévention des hydrates

températures (à gauche de la courbe) est la zone de formation des hydrates. La zone à basses pressions et hautes températures (à droite de la courbe) est la zone de non formation des hydrates. [11]

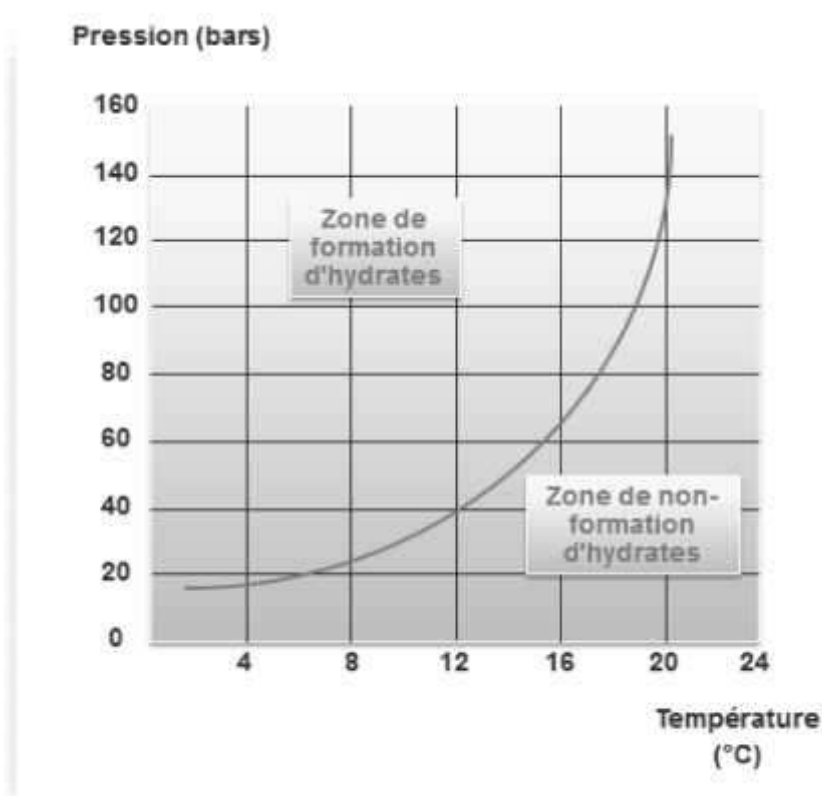


Figure II.3. Courbe de formation des hydrates [11]

II.2. La déshydratation :

II.2.1. Principe de la déshydratation :

La présence d'eau entraîne différents problèmes pour les exploitants, suivant les conditions de température et de pression qui règnent dans une installation, la vapeur d'eau peut se condenser et provoquer la formation d'hydrates, se solidifier ou favoriser la corrosion si le gaz contient des composants acides.

Pour éviter ces phénomènes il est nécessaire de réduire la teneur en eau du gaz naturel au moyen techniques de traitement approprié. [12]

II.2.2. Différents procédés de déshydratation :

La déshydratation de gaz naturel est réalisée par différents types de procédés :

- Déshydratation par membrane.
- Déshydratation par absorption.
- Déshydratation par adsorption.

II.2.2.1. Déshydratation par membrane :

Il n'existe pas à l'heure actuelle de procédé industriel de déshydratation par membrane.

La déshydratation par membrane permet de séparer des mélanges gazeux par transfert sélectif, sous l'effet de différences de pression, à travers une couche mince et continue d'un polymère sélectif. Le perméateur est donc alimenté par le mélange gazeux à séparer sous haute pression. Le retentât est récupéré à une pression égale (aux pertes de charge prés) à celle de l'alimentation, le perméat est lui récupéré à une pression très inférieure à celle de l'alimentation, ce transfert basé sur la théorie de la diffusion.[12]

II.2.2.2. Déshydratation par absorption :

Le séchage de gaz naturel est assuré dans ce cas par un lavage à contre –courant avec un solvant présentant une forte affinité pour l'eau, ce solvant est plus souvent un glycol.

Le gaz déshydraté sort en tête de la colonne ; le glycol sortant en fond est régénéré par distillation et recyclé [12].

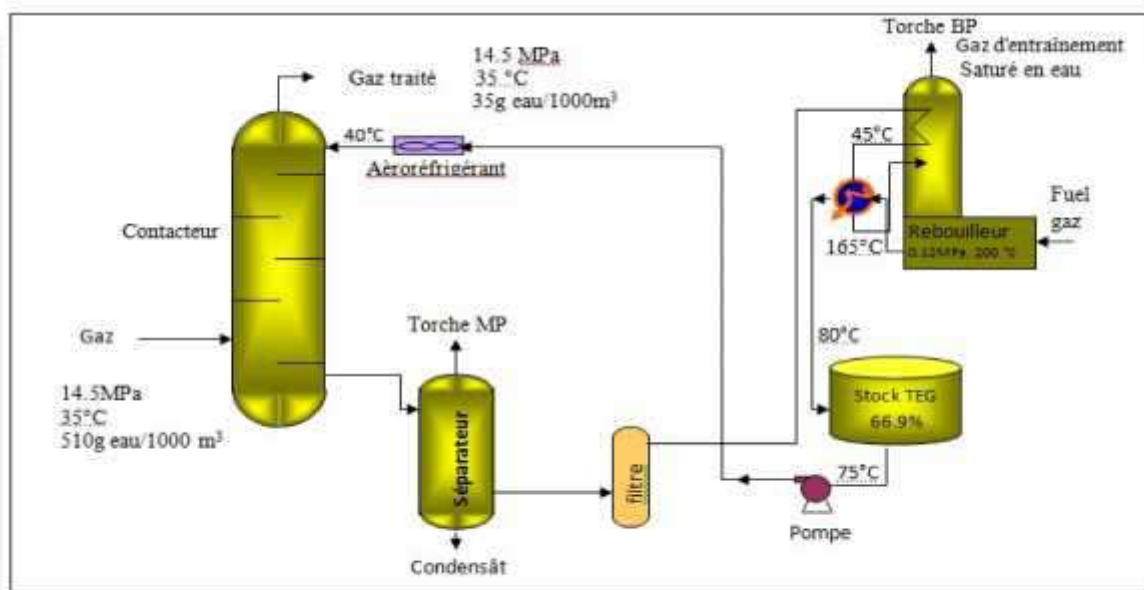


Figure II.4: Unité de déshydratation de gaz naturel au tri éthylène glycol. [12]

II.2.2.3. Déshydratations par adsorption :

Au cours de l'adsorption, le gaz à traiter est envoyé sur le lit adsorbant qui fixe l'eau. Lorsque le lit est saturé, du gaz chaud est envoyé pour régénérer l'absorbant. Après régénération et avant l'étape d'adsorption le lit doit être refroidi, ceci est réalisé en envoyant du gaz froid, après réchauffage, ce même gaz peut servir à effectuer la régénération.

Dans ces conditions, quatre lits sont nécessaires en pratique, deux lits opèrent simultanément en adsorption, un lit en refroidissement et un lit en régénération.[12]

Le procédé de déshydratation par adsorption fonctionne d'une manière alternée et périodique, chaque lit passant par des étapes successives d'adsorption et de désorption.

II.3. Les différents types d'adsorbants :

II.3.1. Charbons actifs :

Les charbons actifs sont de loin les adsorbants les plus fabriqués et utilisés industriellement. Ils peuvent être obtenus à partir d'un grand nombre de matériaux carbonés (bois, charbon, noix de coco, résidus pétroliers, etc.). [13]

II.3.2. Tamis moléculaires carbonés :

Les tamis moléculaires carbonés sont des charbons actifs dont la taille des micropores a été ajustée par des traitements spécifiques pour permettre des séparations sur la base du tamisage moléculaire.

La principale application des tamis moléculaire carbonés est aujourd'hui la production d'azote à partir de l'air. [13]

II.3.3. Gels de silice :

Les gels de silice ($\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$) peuvent être obtenus par précipitation de silice en faisant réagir une solution de silicate de sodium avec un acide minéral (sulfurique ou chlorhydrique).

Le gel obtenu est ensuite lavé, séché et activé. La surface des gels de silice est rendue polaire par les groupements hydroxyles et ces gels adsorbent de préférence les molécules polaires comme l'eau et les alcools.

Les utilisations principales des gels de silice sont : le séchage, la séparation des composés aromatiques, le traitement du gaz naturel, etc. [13]



Figure II.5 : Gel de silice

II.3.4. Alumines activées :

Les alumines activées sont obtenues par déshydratation thermique du trihydrate d'alumine. Comme les gels de silice, les alumines activées sont très hydrophiles et sont couramment utilisées pour le séchage des gaz. [13]

II.3.5. Terre naturelle et terre activée :

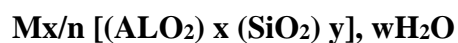
Ces adsorbants sont destinés au traitement de finissage des huiles, qui permet d'améliorer leurs qualités de différentes manières ; décoloration, élimination des produits aisément oxydables. [14]

II.3.6. Adsorbants à base de polymères :

Les adsorbants à base des polymères organiques ont trouvé des applications pour l'élimination des composés organiques, la purification des eaux ou la fabrication des médicaments. Les polymères de base sont des polystyrènes, des esters polyacryliques ou des résines phénoliques. [13]

II.3.7. Zéolithes (Tamis moléculaires) :

Les zéolithes sont des cristaux microporeux de silico-aluminates alcalins ou alcalinoterreux de formule générale :



N étant la valence du cation M, x et y des nombres entiers avec y/x égal ou supérieur à 1 et w le nombre de molécules d'eau par maille.

Le réseau cristallin est constitué par l'arrangement tridimensionnel de tétraèdres $[\mathbf{5SiO}_4]$ et $[\mathbf{AlO}_4]$ liés par leurs sommets. Ces enchaînements forment des polyèdres qui s'ordonnent selon une symétrie donnée pour former le cristal. L'espace vacant délimité par la charpente aluminosilicate est organisé en un réseau de cavités reliées par des pores de taille uniforme. Le diamètre effectif des pores, variable selon le type de zéolithe, est du même ordre de grandeur (3 à 10 Å) que celui de la plupart des molécules organiques, d'où le nom de tamis moléculaires donné à ces adsorbants. Les cations **M** et les molécules d'eau constituent les espèces extra-charpente. Les cations compensent les charges négatives induites par les atomes d'aluminium de la charpente et peuvent faire l'objet d'échanges pour ajuster les propriétés d'adsorption. Leur nombre dépend du rapport **Si/Al** de la charpente. L'eau occupant le réseau poreux peut être

Chapitre II : Prévention des hydrates

désorbée par chauffage sous vide ou balayage de gaz sec, libérant ainsi un volume microporeux qui représente 20 à 50 % du volume du cristal. [14]

Les zéolithes utilisées dans le domaine des séparations sont de types : **A (3A, 4A, 5A), X et Y.**

La nature des cations de compensation est un paramètre d'optimisation de la sélectivité de l'adsorbant. Ainsi, la zéolithe A est synthétisée sous la forme Na, qui présente un diamètre de pores effectif de **3,8 Å** (type **4A**). [14]

Par échange du Na avec du K on prépare le type 3A qui présente une ouverture de pore plus petite à cause de la plus grande taille de l'ion **K+**. Ceci permet d'obtenir une zéolithe laissant entrer les molécules d'eau mais excluant les oléfines, utilisées pour le séchage des coupes oléfiniques.

Au contraire, par échange partiel du **Na** par du **Ca** on prépare le type **5A** présentant une plus grande ouverture des pores et capable d'adsorber les paraffines linéaires en excluant les paraffines ramifiées. [14]

Tableau II.2 : Les principales caractéristiques physiques des adsorbants [13]

Adsorption	Surface spécifique (m ² /g)	Taille des pores (nm)	Porosité interne	Masse volumique apparente (kg/m ³)
Charbon actif	400 à 2000	1.0 à 4.0	0.4 à 0.8	300 à 600
Tamis moléculaires carboné	300 à 600	0.3 à 0.8	0.35 à 0.5	500 à 700
Gel de silice	600 à 800	2.0 à 5.0	0.4 à 0.5	700 à 800
Alumine activé	200 à 400	1.0 à 6.0	0.3 à 0.6	800 à 950
Adsorption à base polymère	100 à 700	4.0 à 20	0.4 à 0.6	400 à 700
Zéolite	500 à 800	0.3 à 0.8	0.3 à 0.4	600 à 750



Chapitre III

III. Introduction :

SONATRACH est la société nationale pour la recherche, la production, le transport par canalisations, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés. Elle a pour missions de valoriser de façon optimale les ressources nationales d'hydrocarbures.

Compagnie pétrolière intégrée, SONATRACH est un acteur majeur dans le domaine du pétrole et du gaz. Aujourd'hui, elle est considérée comme première compagnie d'hydrocarbures en Afrique.

Elle est présente dans plusieurs projets avec différents partenaires en Afrique, en Amérique Latine et en Europe.

Les différents pays dans lesquels SONATRACH opère sont présentés sur la figure ci-après :



Figure III.1 : SONATRACH à l'international.

Chapitre III : Présentation de la région d'ohanet

SONATRACH opère dans des gisements géants, dans différentes régions du Sahara algérien, tels que Hassi Messaoud, Hassi R'Mel, Hassi Berkine, Ourhoud, Tin Fouyé Tabankort, Rhourde Nous, In Salah et In Amenas, en effort propre ou en partenariat avec des compagnies étrangères.

Suite à la décentralisation de l'ancien district d'In-Amenas, la Direction Régionale Ohanet a été créée en 1977.

III.1. Situation géographique :

La région d'Ohanet est située à 1500 km au Sud-Est d'Alger et à 360km au Nord-Est d'Illizi, dont elle relève administrativement et elle est à 120 Km au Nord-Ouest d'In Amenas. La situation géographique est illustrée dans la figure ci-dessous :

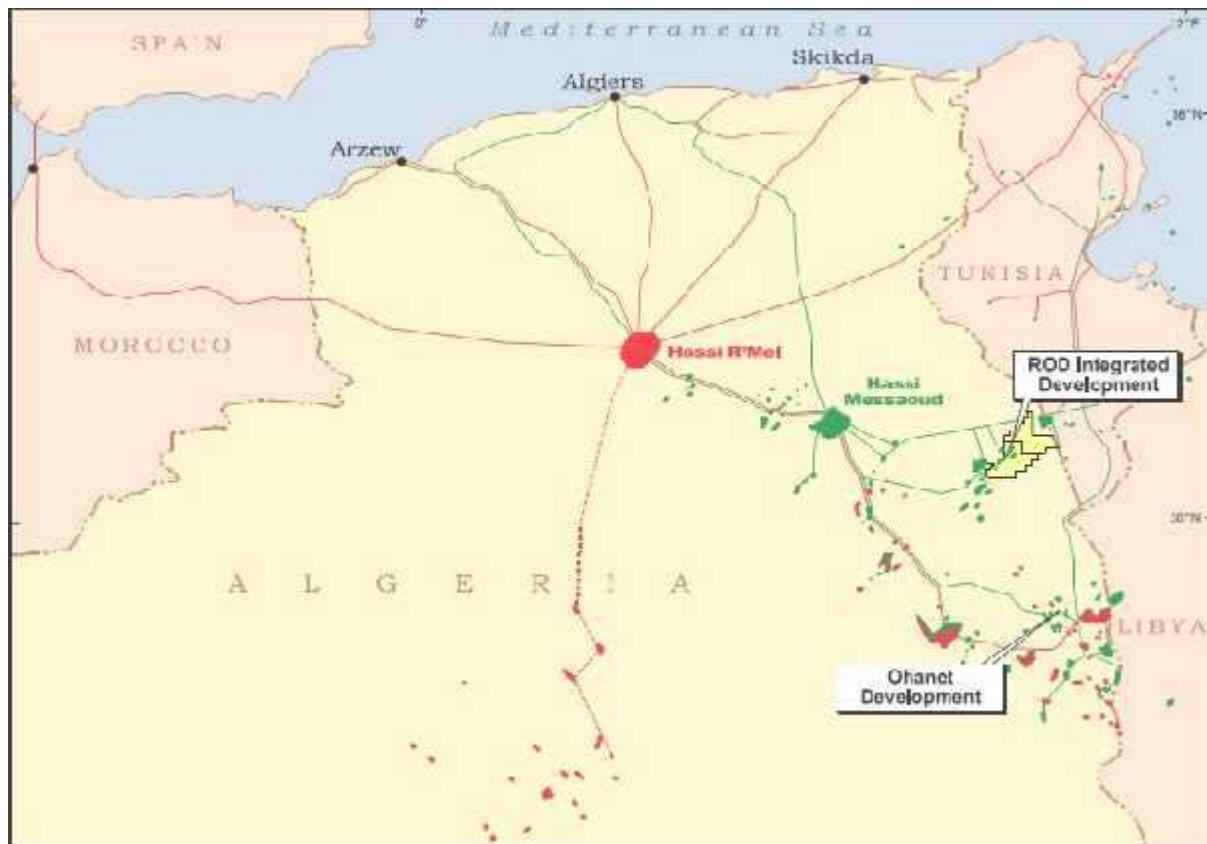


Figure III.2 : Situation géographique d'Ohanet.

III.2. Historique de la région :

Les plus importantes tâches dévolues à la direction régionale d'Ohanet sont :

- La conduite des opérations de production du pétrole brut avec les supports techniques et logistiques propres à la région.
- Le suivi et la réalisation des travaux de développement des différents gisements.
- La gestion et l'exploitation des champs pétroliers qui sont les suivants :

➤ **Champ d'Ohanet Nord et Sud**

Découvert en 1960 par l'intermédiaire du forage du puits Ohanet 101, il a été mis en exploitation en 1962.

➤ **Champ d'Acheb, Acheb ouest et Kreb**

Le champ d'Acheb a été découvert en 1963, situé à 40 km au Sud-Est d'Ohanet et 50 km au Nord-Ouest d'In Aménas, date de mise en production Mai 1966. Quant à l'ensemble de la structure Acheb Ouest et Kreb qui forme un gisement unique situé à environ 60 km au Nord-Ouest d'In Aménas et 54 km au Sud-Ouest d'Ohanet. La mise en production du champ de Kreb est intervenue en juillet 1965, celle d'Acheb Ouest en juillet 1966.

➤ **Champ de Timedratine et Timedratine Est**

Situé à 30km au Sud du champ d'Ohanet, il fut découvert vers la fin de 1964, sa production a débuté en juillet 1965.

➤ **Champ d'Askarene**

Situé à 10 km à l'Est du champ d'Ohanet, il fut découvert en Janvier 1962 par le forage ASK 101.

➤ **Champ de Guelta**

Chapitre III : Présentation de la région d'ohanet

Se trouvant à environ 30km à l'Est du champ d'ohanet, il fut découvert en Août 1962 avec le forage du puit Guelta 101, sa date de mise en exploitation octobre 1962.

➤ **Champ d'Edeyen**

Se situe à 100 km au Sud-Ouest d'ohanet, il fut découvert en septembre 1964 et mis en production le 14 juillet 1974.

- La gestion et l'exploitation des gisements gaziers qui sont :
 - ❖ Gisement de Dimeta Ouest Dévonien.
 - ❖ Gisement d'In Adaoui Dévonien.
 - ❖ Gisement d'ohanet Dévonien.
 - ❖ Gisement d'ohanet Ordovicien.

En 1997, SONATRACH a invité des sociétés étrangères pour développer ces 4 gisements. Ensuite, le contrat de service à risques a été attribué et signé en Juillet 2000 par BHP Billiton et ses partenaires Japon Ohanet Oil & Gaz Co. Ltd, Petrofac Resources (Ohanet) LLC et Wood Side Energy (Algeria) Pty.Ltd (15%).

Le contrat a compris un plan de développement pour une usine de traitement pouvant traiter 20MM Sm³/j de gaz à partir de 47 puits.

SONATRACH et BHP Billiton exploiteront le champ pour une durée de 8 ans au minimum et 12 ans au maximum par le biais d'une organisation d'opérations conjointe, prénommée « Organe d'Operating Conjoint » (OOC).

Le contrat du programme de conception, de fourniture et de construction des installations a été accordé à ABB Lummus Global BV et à Petrofac International. Ltd. On s'attendait à ce que la première production a Ohanet débute vers la fin de 2003.

Le partenaire étranger prend en charge les risques :

Chapitre III : Présentation de la région d'ohanet

→ Du développement (coûts, programme... etc.) dont il finance les 55% des coûts opératoires qui sont répartis comme suit : BHP Billiton 45 %, Japan Ohanet Oil & Gas (JOOG) 30 %, Petrofac resources 10 %, Woodside Energy 15 %.

→ De production (le projet doit produire assez de condensât et de GPL, sinon le partenaire ne reçoit pas la totalité du remboursement et de la rémunération).

La SONATRACH prend en charge le transport de la totalité des quantités de GPL et Condensât depuis le point de livraison jusqu'au port de chargement, et finance les coûts de transport correspondants.

En 2011, le contrat d'association entre SONATRACH et BHP Billiton a pris fin et la société nationale SONATRACH a pris en charge l'exploitation des gisements de gaz.

III.3. Description du complexe de gaz :

Le complexe de traitement du gaz naturel a pour but de séparer et récupérer le GPL et le condensât associé.

Le complexe de traitement de gaz d'Ohanet est conçu pour traiter environ 20 MM Sm³/jr, le gaz est collecté puis transporté via les manifolds et les conduites principales jusqu'à l'entrée de l'usine. Cette dernière est composée des unités suivantes :

- Unité 100 : Premier Train de traitement.
- Unité 200 : Deuxième Train de traitement.
- Unité 300 : Système d'entrée et séparation primaire (collecte les puits dévoniens et les puits ordovicien).
- Unité 400 : Utilités.
- Unité 500 : Élimination du CO₂.
- Unité 600 : Ré-compression et export du gaz.
- Unité 700 : Stockage GPL et condensat.

Les différentes unités dans le complexe de traitement sont illustrées sur la figure suivante :



Figure III.3 : Vue générale des différentes unités du CPF

III.3.1. Unité 300 (Système d'entrée et séparation primaire) :

Le gaz naturel traité dans cette usine, comprend deux types de gaz, le dévonien qui est un gaz humide et l'ordovicien riche en CO_2 . Les fluides provenant des gisements par canalisations sont traités dans deux séparateurs (V-301A/Bet V302), qui ont pour but de séparer le gaz, l'eau et les hydrocarbures liquides. Le gaz séparé du V302 est dirigé vers l'unité de l'élimination du CO_2 . Par contre, le gaz issu de V-301A/B est dirigé vers un compresseur pour le comprimer avant de l'introduire aux trains de production.

III.3.2. Unité 500 (Système d'élimination du CO_2) :

Chapitre III : Présentation de la région d'ohanet

Le CO₂ contenu dans le gaz est éliminé dans l'unité de décarbonatation par un procédé d'absorption à l'aide d'une solution d'amine (MDEA) et ceci pour réduire la teneur du CO₂ contenu dans le gaz de 3,4% à 1,2% par volume pour être conforme aux spécifications. Le gaz adouci est acheminé vers la section de déshydratation et l'amine enrichie en CO₂ subit une régénération avant sa réutilisation.

III.3.3. Unités (100, 200) ‘ Trains de Process ‘ :

La déshydratation, la récupération du GPL et la stabilisation du condensât s'effectuent au niveau des trains.

III.3.3.1. Déshydratation :

La déshydratation du gaz d'alimentation se fait en deux étapes discontinues, la séparation mécanique et l'adsorption. La séparation mécanique se fait en refroidissant le gaz à 25 °C à travers les chillers E-101/1 & 2 pour condenser l'eau et les hydrocarbures lourds et qui seront séparés du gaz par la suite dans un séparateur à deux phases V-102. Le gaz sortant du V-102 et avant d'atteindre les tamis V-104 A/B/C, il passe d'abord à travers un filtre déshydrateur F-104.

Après un temps de service, le tamis moléculaire perd sa capacité d'attirer l'eau sur sa surface et nécessite une régénération.

L'adsorbant saturé est régénéré en passant un flux de gaz chauffé sec sur le lit à contre-courant du flux de gaz d'alimentation normal. Ce flux de gaz de régénération sec et chaud à 275 °C emporte l'humidité qui a été adsorbée par le tamis moléculaire. Le gaz de régénération saturé en eau est alors refroidi à travers l'aéroréfrigérant AE-106 pour condenser l'eau. Les phases aqueuses et gazeuses sont ensuite éparées dans le séparateur V-106 à partir duquel le gaz est envoyé au réseau d'admission. L'eau est rejetée vers le système de séparation eau/huile V-408. Après la régénération à chaud, les lits de tamis moléculaire sont refroidis en passant sur eux un flux de gaz sec et froid.

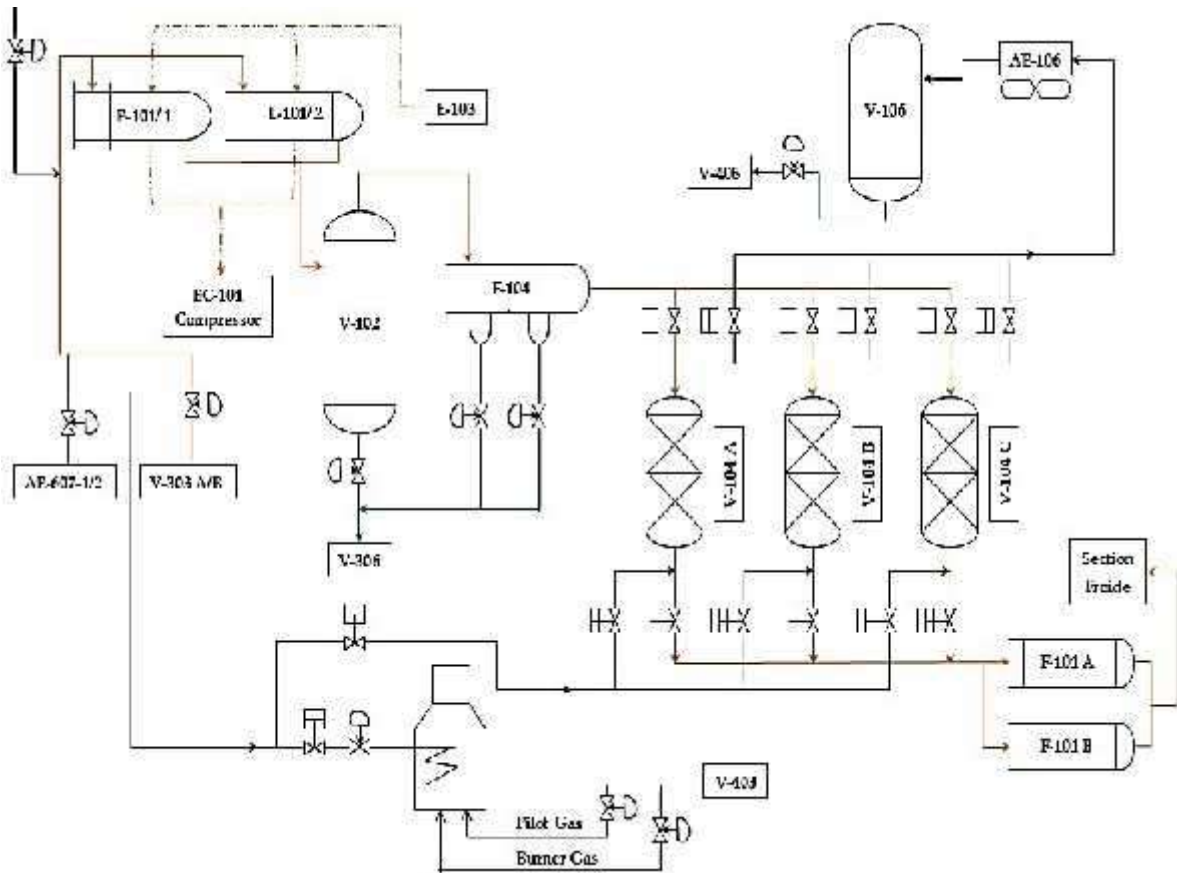


Figure III.4 : Section de déshydratation

III.3.3.2. Section froide :

Le gaz sec provenant de la déshydratation est divisé en deux courants distincts 22 % du gaz est refroidi dans un échangeur gaz-liquide (E-102) et 78 % dans un refroidisseur gaz-gaz (E-103). L'écoulement bi-phasique provenant des refroidisseurs s'écoule dans le ballon d'entrée de l'expander V-108, dans lequel le gaz et les hydrocarbures condensés sont séparés. Les condensats provenant du séparateur V-108 sont acheminés vers le refroidisseur gaz-liquide comme agent réfrigérant du gaz déshydraté. Le gaz séparé une fois acheminé vers l'entrée du turbo-expander sera refroidi puis détendu. Les fluides réfrigérés sont ensuite acheminés de la sortie de l'expander vers le séparateur de sortie V-109. Le gaz provenant du séparateur V-109, s'achemine vers l'échangeur gaz-gaz afin de refroidir une partie du gaz déshydraté. Le liquide condensé dans le séparateur V-109 est aspiré puis refoulé pour être chauffé dans l'échangeur de chaleur E-113 avant son entrée au déethaniseur.

III.3.3.3. Déethaniseur :

Le déethaniseur T-101 a pour but de fractionner le courant d'alimentation afin de produire principalement du méthane et de l'éthane par la tête, et un liquide du fond comme le propane, le butane et le pentane.

Le liquide provenant du séparateur de sortie de l'expander V-109 est pompé vers le condenseur du déethaniseur E-113 afin d'être préchauffé par échange avec l'écoulement de vapeur des distillats de tête du déethaniseur. L'écoulement bi-phasique issu du condenseur pénètre dans la colonne T-101. Ainsi le liquide sortant du séparateur d'entrée de l'expander V-108 est réchauffé dans le refroidisseur gaz-liquide, puis s'écoule dans le déethaniseur.

Le distillat soutiré de la tête du déethaniseur subit une condensation partielle. Les gaz résiduels sont séparés du liquide dans le ballon de reflux qui sera pompé au plateau supérieur de la colonne comme reflux froid. Les produits lourds s'écoulent par gravité jusqu'au fond de la colonne. La vapeur chaude générée dans le rebouilleur est également renvoyée vers le déethaniseur au-dessous du dernier plateau, les produits soutirés du fond sont acheminés vers la colonne de séparation du GPL après être chauffés.

III.3.3.4. Stabilisation du condensat :

Le stabilisateur du condensat T-103 élimine principalement l'eau et les composants C_1 et C_2 de son alimentation.

Les condensats sont collectés dans le ballon de détente V-306, 70% du liquide est chauffé et injecté dans la colonne de stabilisation, or que les 30% du liquide restant est acheminé vers le plateau supérieur du stabilisateur qui fournit un reflux à la colonne. Les produits de tête provenant du stabilisateur contiennent les hydrocarbures légers volatils qui seront utilisés comme fuel gaz. La colonne est chauffée par le rebouilleur qui est alimenté par le liquide inférieur. Le condensat stabilisé est soutiré au fonds de la colonne puis acheminé vers le débutaniseur des GPL.

III.3.3.5. Débutaniseur :

La colonne de séparation T-102 délivre le GPL (C_3 , C_4) comme produits de tête et les condensats (C_5^+) comme produit de fond.

Chapitre III : Présentation de la région d'ohanet

Le débutaniseur a deux alimentations, les produits de fond du stabilisateur de condensat et ceux du dééthaniseur. Les produits lourds provenant de cette colonne représentent essentiellement du condensat qui va être refroidi puis stocké. Les distillats de tête sont condensés puis s'écoulent dans le ballon de reflux dans lequel les liquides des GPL condensés sont collectés. Une partie du liquide condensé est envoyée vers le stockage et l'autre partie est utilisée comme reflux pour le débutaniseur.

III.3.4. Unité 600 (Ré-compression et export du gaz) :

Le gaz comprimé provenant des deux trains du process est combiné puis acheminé vers les compresseurs avant d'être exporté. La section de ré-compression se compose de trois trains de compresseurs centrifuges en parallèles. Cette section a pour but de comprimer le gaz. Une partie du gaz est prise du refoulement des compresseurs et alimentera la section fuel gaz, la quantité restante considérée comme gaz sec produit est mesurée et exportée.

III.3.5. Unité 700 (Stockage des produits) :

Les produits finaux (GPL et condensat) qui ne conforment pas aux spécifications sont stockés et ceux qui ont atteint les spécifications de qualité sont soit stockés soit exportés directement.

III.3.5.1. Stockage du GPL :

Le GPL est stocké dans des sphères d'une capacité de 500 m³ à des températures ambiantes à 15 bar, dont trois sphères TK-701A/B/C servent pour le stockage de GPL conforme aux spécifications, et une sphère TK-701D pour le GPL qui n'a pas atteint les spécifications de qualité.

III.3.5.2. Stockage des condensats :

Il existe deux réservoirs TK-703A/B pour le stockage du condensat conforme aux spécifications. En temps normal l'un est rempli, tandis que l'autre est vidé vers la canalisation d'exportation des condensats et un autre réservoir TK-704 pour stocker le condensat hors spécification afin de le recycler.



Chapitre IV

Objectif de l'optimisation

La déshydratation par adsorption sur tamis moléculaire est recommandée pour les grands débits ainsi qu'elle permette d'obtenir des puretés très élevées du gaz traité.

Le procédé de déshydratation nécessite un fonctionnement discontinu (Adsorption-Désorption) ce qui engendre la dégradation du tamis moléculaire.

Le design du système de déshydratation des trains 100 et 200 est conçu pour le traitement d'environ 400 tonnes/h de gaz brut à 67 bars et 31 °C avec des cycles Adsorption/Désorption (12h/6h soit 18h).

Actuellement les trains fonctionnent à 75 % du design et à 59 bars et 25 °C avec des cycles Adsorption/Désorption (16h/8h soit 24h). (Optimisation récente faite par la Div Exp)

L'objectif de notre étude est de calculer le nombre de cycles Adsorption/Désorption optimal tout en tenant compte de l'optimisation effectuée récemment et voir la possibilité de prolonger d'avantage la durée de vie de nos tamis moléculaires et évaluer la hauteur de la couche de sécurité actuelle.

La section de déshydratation se compose de :

- 2 Refroidisseurs de gaz d'alimentation E-101-1/2 ;
- 1 Séparateur haute pression V-102 ;
- 1 Filtre d'admission du déshydrateur F-104 ;
- 3 Déshydrateurs de vapeur V-104A/B/C (2 en service et 1 en régénération ou en stand-by)
- 2 Filtres de sortie de déshydratation de vapeur F-101A/B ;
- 1 Réchauffeur de régénération H-109 ;
- 1 Aéroréfrigérant AE-106 ;
- 1 Séparateur de gaz de régénération V-106.

✓ Avant de commencer nos calculs, faut d'abord faire converger notre méthode sur le cas design, autrement dit appliquée la méthode de calcul sur les

Chapitre IV : Partie calcul

paramètres opératoires cas design. Afin d'avoir, les mêmes, ou bien les proches résultats que le constructeur.

IV-1 Cas design :

✓ Dans cette partie ; le but principal des calculs est de trouver la masse du tamis moléculaire et pour cela nous devons tout d'abord retrouver le diamètre minimal 'D_{min}' et la hauteur du lit 'L' se basant sur les équations suivantes :

- *Le diamètre minimal :*

$$D_{\min} = \frac{\dots}{\times / \times} \dots \text{a}$$

- *La hauteur du lit :*

$$L = L_S + L_{MTZ} \dots \text{b}$$

- *La masse du tamis moléculaire :*

$$M = \times D_{\text{std}}^2 \times g / 4 \times L \dots \text{c}$$

Tableau IV-01 : Paramètres opératoires cas design

Paramètres opératoires	
Pression :	P = 67.5 bar
Température :	T = 31 °C
Masse moléculaire :	MW=20.54 Kg/K mol
Débit massique :	ads= 201549.15 Kg /h
Débit volumique :	Q _{mol} = 9813.65 K mol/h

Tableau IV-02 : Composition du gaz naturel à déshydrater.

Composants	H2O	N2	CO2	CH4	C2H6	C3H8	i-C4H10	n-C4H10	i-C5H12	n-C5H12	n-C6H14
Y _i (%)	0.090	0.790	1.310	80.360	10.390	4.310	0.750	1.030	0.360	0.270	0.340

Chapitre IV : Partie calcul

Tableau IV-03 : Paramètres critiques et pseudo-critiques.

Composants	Y _i (%)	Paramètres Critiques		Paramètres Pseudo Critiques	
		T _{ci} (K)	P _{ci} (Bar)	Y _i * T _{ci}	Y _i * P _{ci}
H ₂ O	0.090	647.100	220.640	0.582	0.199
N ₂	0.790	126.190	33.960	0.997	0.268
CO ₂	1.310	304.130	73.770	3.984	0.966
CH ₄	80.360	190.560	45.990	153.134	36.958
C ₂ H ₆	10.390	305.330	48.720	31.724	5.062
C ₃ H ₈	4.310	369.770	42.440	15.937	1.829
i-C ₄ H ₁₀	0.750	407.820	36.400	3.059	0.273
n- C ₄ H ₁₀	1.030	425.120	37.980	4.379	0.391
i-C ₅ H ₁₂	0.360	460.400	33.810	1.657	0.122
n- C ₅ H ₁₂	0.270	469.700	33.700	1.268	0.091
n-C ₆ H ₁₄	0.340	507.500	30.120	1.726	0.102
Total	100.000	--	--	218.447	46.261

IV-1-1 Diamètre minimal de la colonne :

$$D_{\min} = \sqrt{4 \times q_v / \dots} \dots \text{IV.1}$$

IV-1-2 Débit volumique :

$$q_v = \dots \text{IV.2}$$

IV-1-3 Masse volumique du gaz à déshydrater :

$$\rho_g = M_g \times P / Z \times R \times T \dots \text{IV.3}$$

- ✓ Concernant la masse et le débit volumique nous les utiliserons pour calculer la vitesse superficielle maximale et le diamètre respectivement

IV-1-4 Température et pression réduites du gaz à déshydrater :

$$T_r = T / T_C \dots \text{IV.4}$$

$$P_r = P / P_C \dots \text{IV.5}$$

Avec $Tr = 1.4$ et $Pr = 1.5$ et à partir de l'abaque de « Facteur de compressibilité en fonction des coordonnées réduites » (voir dans la partie annexe A1) on trouve le facteur de compressibilité $Z = 0.819$

Alors :

$$IV.3 \rightarrow g=67.0109\text{Kg/m}^3$$

$$IV.2 \rightarrow q_v=3007.706 \text{ m}^3/\text{h}$$

IV-1-5 Vitesse superficielle maximale :

$$V_{max} = \sqrt{\frac{(\frac{\Delta P}{L})_{max}}{C \times \rho g - (B \times \frac{\mu}{2} \times C \times \rho g)}} \dots\dots\dots IV.6$$

Pour tamis moléculaire UOP UI-94 type 3.2 mm sous forme de bâtonnets

$$B=0.0893 \quad C=5.23 \times 10^{-7}$$

Pour tamis moléculaire UOP UI-94 type 1.6 mm sous forme de bâtonnets

$$B=0.2945 \quad C=8.86 \times 10^{-7}$$

$$(P/L)_{max} = 7.5 \text{ K Pa/m}$$

IV-1-6 Densité du gaz à déshydrater :

$$D_g = M_g/M_{air} \dots\dots\dots IV.7$$

Alors :

$$D_g = 0.708$$

Et on a $P=67.5$ bar on trouve ; a partir des graphes représentés dans l'annexe « viscosité des gaz » (voir A2) ; $\mu = 0,0140 \text{ mPa.s}$

$$IV.6 = V_{max3.2} = 61.7196 \text{ m/h}$$

$$= V_{max1.6} = 355.4193 \text{ m/h}$$

Pour calculer le diamètre minimal on injecte $V_{max3.2}$ dans la formule IV.1 donc :

$$D_{min} : 2.88m$$

Afin d'obtenir la masse du tamis moléculaire 'm' on doit trouver la hauteur du lit 'L' qui est la somme de la hauteur de la zone d'équilibre ' L_S ' et la hauteur de la zone de transfert de matière ' L_{MTZ} '.

IV-1-7 Hauteur du lit :

$$L = L_S + L_{MTZ} \dots\dots\dots IV.8$$

IV.1.8. Hauteur de la zone d'équilibre :

$$L_S = 4 \times S_S / \times D^2_{min} \times B \dots\dots\dots IV.9$$

IV.1.9. Masse du tamis moléculaire nécessaire dans la zone de saturation :

$$S_S = (W_r / 0.13) \times C_{SS} \times CT \dots\dots\dots IV.10$$

IV.1.10. Quantité d'eau éliminée par un cycle :

$$W_r = Y_w \times q_{vs} \times t_{ads} \dots\dots\dots IV.11$$

IV.1.11. Volume du gaz à déshydrater dans les conditions standards par jour :

$$q_{vs} = q_{mol} \times 23.645 / 106 \dots\dots\dots IV.12$$

Alors : $q_{vs} = 0.23204 \text{ MM Sm}^3/\text{h}$

On a : $T = 31 \text{ }^\circ\text{C}$ et $P = 67.5 \text{ Bar}$

Y_w : teneur en eau dans l'alimentation

Chapitre IV : Partie calcul

D'après l'abaque de « Teneur en eau du gaz naturel » voir Annexe A3 on trouve :

$$Y_w = 685 \text{ Kg/MM Sm}^3.$$

Alors :

$$\text{IV.11} \rightarrow W_r = 1\,907.4 \text{ Kg}$$

Concernant S_s , W_r , q_{vs} , et Y_w nous aiderons à trouver la hauteur de la zone d'équilibre L_s .

On a un gaz saturé aux paramètres cités au-dessus, d'après ces conditions on trouve les facteurs de correction de saturation et de température respectivement voir Annexe A3 et A4.

$$C_{ss}=1 \text{ et } C_T=0.97$$

Alors :

$$\text{IV.10} \rightarrow S_s=15\,126 \text{ Kg}$$

$$\text{IV.9} \rightarrow L_s=3.62 \text{ m}$$

IV.1.12. Hauteur de la zone de transfert de matière :

$$L_{MTZ} = (V_{adj}/640)^{0.3} \times Z \dots\dots\dots \text{IV.13}$$

$Z = 0.26 \text{ m}$ pour le tamis moléculaire UOP UI-94 type 1.6 mm

IV.1.13. Vitesse superficielle maximale ajustée :

$$V_{adj} = V_{max} \times (D_{min} / D_{std})^2 \dots\dots\dots \text{IV. 14}$$

On suppose que : $D_{std} = 3.05\text{m}$

$$\text{Alors : } V_{adj} = 316.678 \text{ m/h}$$

$$\text{IV.13} \rightarrow L_{MTZ} = 0.21\text{m}$$

$$\text{IV.6} \rightarrow L=3.83 \text{ m}$$

Chapitre IV : Partie calcul

IV.1.14. Masse du tamis moléculaire :

$$m = \frac{\rho \times D_{std}^2 \times B}{4 \times L} \dots \dots \dots \text{IV.15}$$

Alors : **m=17900 Kg**

Tableau IV-04 : Comparaison des résultats à ceux du design

	Design	Résultats
D min (m)	3.05	2.93
LB et L (m)	3.85	3.83
M B et m (kg)	18000	17900

D'après cette comparaison, on remarque que les écarts entre les résultats calculés et ceux du design sont acceptable. Donc, la méthode utilisée pour le dimensionnement des déshydrateurs est bonne.

Pendant l'adsorption, le lit peut être considéré comme opérant avec trois zones. La zone supérieure est appelée zone de saturation ou d'équilibre. L'adsorbant dans cette zone est en équilibre avec le gaz d'entrée humide. La zone de milieu ou zone de transfert de masse est celle où la teneur en eau du gaz est réduite de sa concentration d'entrée. La zone inférieure est inutilisée et souvent appelée zone active.

On suppose que la masse de la zone inférieure d'une hauteur de **0.09 m** soit **684 Kg** de tamis moléculaire de type UOP UI-94 de 1.6" Sous forme de bâtonnets.

Chapitre IV : Partie calcul

IV.1.15. Pertes de charge ajustées :

$$(P/L)_{adj} = (P/L)_{max} \times (D_{min}/D_{std})^2 \dots\dots\dots V.16$$

Alors : $(P/L)_{adj} = 8.03 \text{ KPa/m}$

IV.1.16. Pertes de charges tout au long du lit :

$$P_B = (P/L)_{adj} \times L_B \dots\dots\dots IV.17$$

Alors : $P = 31.32 \text{ KPa}$

IV.2. Cas actuel :

- ✓ La composition du gaz brut a changé depuis le démarrage de l'unité ; donc les paramètres opératoires ont changé.

En suivant les mêmes étapes de calcul du cas design nous obtenons :

Tableau IV-05 : Paramètres opératoires cas design

Paramètres opératoires	
Pression	P = 59 bar
Température	T = 25 °C
Masse moléculaire	MW=19.9 Kg/K mol
Débit massique	$ads = 150\,000 \text{ Kg/h}$
Débit volumique	$Q_{mol} = 7\,539 \text{ K mol/h}$

Tableau IV-06 : Composition actuelle du gaz naturel à déshydrater

Composant s	H2O	N2	CO2	CH4	C2H6	C3H8	i-C4H10	n-C4H10	i-C5H12	n-C5H12	n-C6H14	n-C7H16	n-C8H18
Y _i (%)	0,061	0,73	2,459	82,62	9,223	3,021	0,491	0,791	0,249	0,187	0,214	0,063	0,025

Tableau IV-07 : Paramètres critiques et pseudo-critiques actuels.

Composants	Y'i (%)	Paramètres Critiques		Paramètres Pseudo-Critiques	
		T ci (K)	P ci (Bar)	Yi * T ci	Yi * P ci
H2O	0.061	647.100	220.640	0.394	0.134
N2	0.730	126.190	33.960	0.921	0.248
CO2	2.459	304.130	73.770	7.480	1.814
CH4	82.620	190.560	45.990	157.441	37.997
C2H6	9.223	305.330	48.720	28.159	4.493
C3H8	3.021	369.770	42.440	11.172	1.282
i-C4H10	0.491	407.820	36.400	2.002	0.179
n- C4H10	0.719	425.120	37.980	3.055	0.273
i-C5H12	0.249	460.400	33.810	1.147	0.084
n- C5H12	0.187	469.700	33.700	0.878	0.063
n-C6H14	0.152	507.500	30.120	0.771	0.046
n-C7H16	0.063	540.300	27.360	0.339	0.017
n- C8H18	0.025	568.800	24.870	0.144	0.006
Total	100.000	--	--	213.904	46.637

IV.2.1. Température et pression réduites du gaz à déshydrater :

Avec $T_r = 1.4$ et $P_r = 1.3$ et à partir de l'abaque de « Facteur de compressibilité en fonction des coordonnées réduites » (voir A1) on trouve le facteur de compressibilité : $Z = 0.840$.

Alors :

IV.3 = $p_g = 56.443 \text{ Kg/m}^3$

IV.2 = $q_v = 2657.548 \text{ m}^3/\text{h}$

IV.2.2 Densité du gaz à déshydrater :

$$\text{IV.7} \rightarrow ds = 0.7$$

Et on a $P=59\text{bar}$ on trouve ; à partir du graphe représenter dans l'annexe « viscosité du gaz » (voir A2) ; $\mu = 0,018 \text{ mPa.S}$

IV.2.3 Vitesse superficielle maximale :

$$\text{Alors : IV.6} \rightarrow V_{\text{max}} = 504.051 \text{ m/h}$$

IV.2.4 Hauteur du lit de tamis moléculaire :

On doit calculer d'abord

- Volume du gaz à déshydrater dans les conditions standards par jour ;
- Quantité d'eau éliminée par un cycle
- Masse du tamis moléculaire nécessaire dans la zone de saturation ;
- Hauteur de la zone d'équilibre ;
- Hauteur de la zone de transfert de matière.

$$\text{Alors} \quad \text{IV.12} \rightarrow q_{\text{vs}} = 0.178 \text{ MM Sms/h} = 4.278 \text{ Sms/jour}$$

On a : $T=25^\circ\text{C}$ et $P=59 \text{ Bar}$

D'après l'abaque de « teneur en eau du gaz naturel » voir annexe A2 on trouve :

$$W=520 \text{ KG/MM Sms}$$

$$\text{IV.11} \rightarrow W_r=1175\text{Kg}$$

$$\text{IV.9} \rightarrow L_s=2.7 \text{ m}$$

On a un gaz saturé dans les conditions opératoires, et d'après ces conditions on trouve les facteurs de correction voir Annexes A4 et A5.

$$C_{ss} = 1 \text{ et } C_t = 0.99$$

$$\text{IV.8} \rightarrow S_s = 9128 \text{ Kg}$$

$$\text{IV.11} \rightarrow L_{MTZ} = 0.20\text{m}$$

$$\text{IV.6} \rightarrow L = 2.90\text{m}$$

Chapitre IV : Partie calcul

IV2.5 Masse du tamis moléculaire :

Alors : IV.13 → $m=13553$ Kg

Tableau IV-08 : Comparaison des résultats actuels à ceux du design.

	Design	Résultats
Hauteur du lit (m)	3.85	2.90
Masse du lit (Kg)	18000	13554

Actuellement, et d'après les résultats de calcul, chaque déshydrateur fonctionne avec **75.3 %** de sa masse totale, c'est à dire, une masse de **4446 kg de tamis/sécheur** n'est pas utilisée.

La figure ci-après représente le tamis moléculaire utilisé par rapport au total.

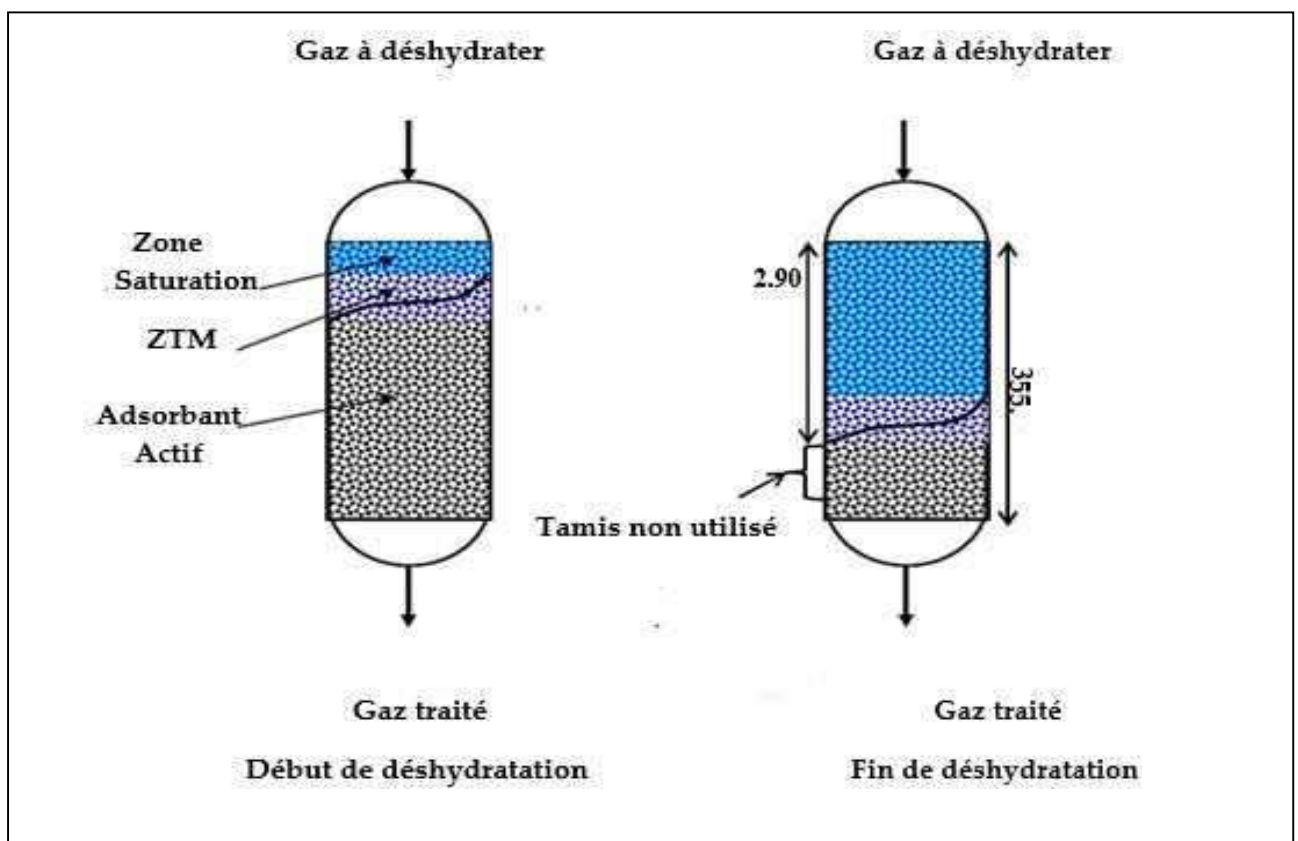




Figure IV-01 : Début et fin d'adsorption dans le cas actuel

Tableau IV-09 : Temps d'adsorption maximal.

tads	Résultats		Masse zone inférieure (Kg)
	Hauteur du lit L(m)	Masse du lit m (Kg)	
16 h	2.90	13 553	4 233
17 h	3.15	14 721	3 279
18 h	3.25	15 189	2 811
19 h	3.50	16 357	1 643
<u>20 h</u>	<u>3.70</u>	<u>17 292</u>	<u>708</u>
21 h	3.85	17 993	7

IV.2.6. Temps de régénération : la régénération se fait en 2 phases :

-  Régénération chaude ;
-  Régénération froide.

Chapitre IV : Partie calcul

L'objectif est de déterminer les besoins énergétiques nécessaire pour réaliser une régénération adéquate pour avoir les débits et les durées nécessaire de régénération.

IV.2.7. Temps de régénération chaude :

$$H_t = Q_{tr} / r_g \times (H_{hot} - H_B) \dots\dots\dots IV.18$$

IV.2.8. Quantité de chaleur totale nécessaire pour la régénération :

$$Q_{tr} = 2.5 \times (Q_w + Q_{si} + Q_{st} + Q_{hl}) \dots\dots\dots IV.19$$

IV.2.9. Quantité de chaleur nécessaire pour la désorption de l'eau :

$$Q_w = 4200(Kg / KJ) \times W_r \dots\dots\dots IV.20$$

Alors : $Q_w = 4935000 \text{ KJ}$

IV.2.10. Quantité de chaleur nécessaire pour chauffer le tamis moléculaire à la température de régénération :

$$Q_{SI} = S_S \times 1 (kJ / Kg. K) \times (T_{rg} - T_i) \dots\dots\dots IV.21$$

Alors : $Q_{si} = 2282051.25 \text{ KJ}$

IV.2.11. Quantité de chaleur nécessaire pour chauffer la colonne d'adsorption et les conduites :

$$Q_{st} = m_{st} \times 0.5 (KJ/Kg.K) \times (T_{rg} - T_i) \dots\dots\dots IV.22$$

IV.2.12. Masse de l'acier :

$$m_{st} = 29.8 \times (t + 3) \times (L_B + 0.75 \times D_{bed} + 0.91) \times D_{bed} \dots\dots\dots IV.23$$

IV.2.13. Épaisseur de la virole :

$$t = 1000 \times D_B \times P_{design} / 1300 - 1.2 \times P_{design} \dots\dots\dots IV.24$$

Alors : $t = 96.18 \text{ mm}$

IV.23 → $m_{st} = 58\ 868 \text{ Kg}$

IV.22 → $Q_{st} = 8\ 329\ 788.33 \text{ KJ}$

Chapitre IV : Partie calcul

IV.2.14. Quantité de chaleur de régénération perdue :

$$Q_{hl} = 0.1 \times (Q_w + Q_{si} + Q_{st}) \dots \dots \dots \text{IV.25}$$

Alors :

IV.19 → $Q_{tr} = 4128675.31 \text{ Kj}$

IV.18 → $H_t = 3.15 \text{ h}$

Tableau IV-10 : Nombre de cycles dans les différents cas.

		Cas Design		Cas Actuel		Cas Optimisé	
Temps du cycle		18.00 h	1 080 mn	24.00 h	1 440 mn	30.00 h	1800 mn
Temps d'adsorption		12.00 h	720 mn	16.00 h	960 mn	20.00 h	1200 mn
Temps de régénération	Chauffage	03.35 h	201 mn	03.16 h	190 mn	3h15	189 mn
	Refroidissement	01.10 h	66 mn	04.85 h	315 mn	05.85 h	351mn
	Stand-by	01.55 h	93 mn				
Nombre de cycles / 1 an		487		350		292	
Nombre de cycles / 3 ans		1 461		1 050		876	

Chapitre IV : Partie calcul

Le nombre de cycles (Chauffage/Refroidissement) annuel est de 487 sur la base de 12 h d'adsorption. Celui-ci est réduit à 350, pour des cycles d'adsorption de 16 h et réduit à 292 pour une adsorption pendant 20 h.

Tableau IV-11 : Séquence de la déshydratation.

		0	6	12	18
Cas design	A	V-104	Adsorption		Régénération
	B	V-104	Régénération	Adsorption	
	C	V-104	Adsorption	Régénération	Adsorption
		0	8	16	24
Cas actuel	A	V-104	Adsorption		Régénération
	B	V-104	Régénération	Adsorption	
	C	V-104	Adsorption	Régénération	Adsorption
		0	10	20	30
Cas optimisé	A	V-104	Adsorption		Régénération
	B	V-104	Régénération	Adsorption	
	C	V-104	Adsorption	Régénération	Adsorption

IV. 3. Interprétation Des Résultats :

D'après les résultats obtenus, nous avons réalisé :

- ✚ L'augmentation du temps d'adsorption grâce à la diminution de la température d'alimentation du sécheur.
- ✚ La réduction de nombre de cycles/an est due à l'augmentation du temps d'adsorption qui permet d'augmenter la durée de vie de tamis moléculaires.
- ✚ Le temps optimum pour exploiter un maximum de la masse du tamis moléculaire est 20h

A decorative graphic of a scroll with a red outline and grey shading at the corners, containing the text "Conclusion générale".

Conclusion générale

Conclusion générale

La présence d'eau dans le gaz naturel est une contrainte dans la production du gaz naturel, les installations de production sont endommagées à cause de formation des hydrates. Grâce à l'objectif de notre étude nous avons pu approfondir nos connaissances concernant les différents équipements dynamiques et statiques, ainsi les différents procédés industriels du traitement de gaz. En particulier la déshydratation.

Le fonctionnement du déshydrateur est basé essentiellement sur l'efficacité d'adsorption du tamis moléculaire, ce dernier adsorbe l'eau contenue dans le gaz. La variation de la teneur en eau dans le gaz implique un changement des paramètres de fonctionnement des déshydrateurs.

L'étude de la section de déshydratation du complexe de gaz a abouti aux conclusions suivantes :

- ✚ La diminution de la température d'alimentation du sécheur permet de réduire la teneur en eau dans le gaz brut, qui peut être exploitée en augmentant le temps d'adsorption.
- ✚ L'augmentation du temps d'adsorption permet de réduire le nombre de cycles/an et donc, augmenter la durée de vie de tamis moléculaires.

D'après les résultats obtenus, pour une meilleure exploitation de tamis moléculaire dans les conditions opératoires actuelles, il est nécessaire de travailler à une durée de cycle plus longue.

Un temps d'adsorption de 20 h est un temps optimum pour lequel on exploite le maximum de la masse du tamis moléculaire, donc le temps total du cycle est de 30 h dont 10h de régénération d'où le nombre de cycle a réduit à 292/ an.



Références Bibliographiques

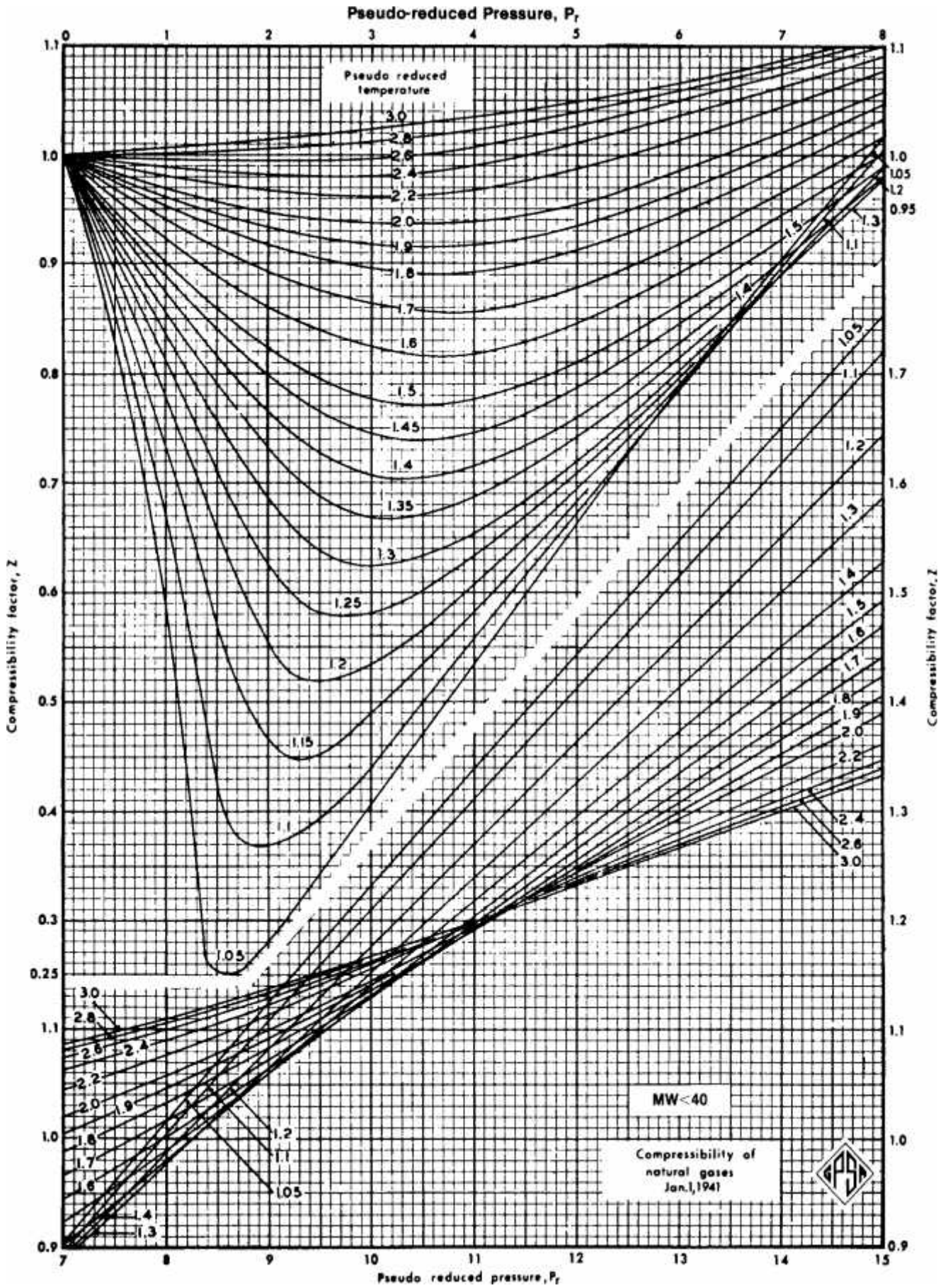
Références bibliographiques

- [1] MAGNÉ-DRISCH, Sébastien GONNARD. Opérations unitaires. Génie de la réaction chimique : Procédés industriels de base en chimie et pétrochimie (Traitement du gaz naturel) . 3^{ème} édition. Techniques d'ingénieur ; 2015
- [2] Connaissance des énergies [En ligne].[Consulté le 20 juin 2020] Disponible : <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/gaz-naturel>
- [3] ROJEY, Alexandre. Le gaz naturel, production traitement transport. 27 Rue Ginoux – 75737 Paris cedex 15 : TECHNIP, 1994.430p. (L'Institut Français du Pétrole).
- [4] Pierre COPIGNEAUX. Opérations unitaires. Génie de la réaction chimique : Opérations unitaires : séparation Gaz-Liquide (Distillation. Absorption - Colonnes garnies). Techniques d'ingénieur. 1993
- [5] YOUMBAI Zakaria, MENAGGUER Abdelhakim, DOUYEM Yahia. Étude de l'effet de la décarbonatation sur les propriétés thermodynamiques du gaz naturel : [Mémoire de Master]. El Oued : Université Echahid Hamma Lakhdar-El Oued, Faculté de technologie ; 2018
- [6] M. SELLAMI. (2013). Cours de traitement du gaz naturel : Université d'Ouargla.
- [7] BASSAM SIHAM. Étude des propriétés thermodynamiques, structurales et de transport du méthane liquide et des mélanges d'hydrocarbures par Dynamique Moléculaire de corps flexibles : [Magistère]. Oran : Université d'oran, Faculté des sciences ; 2008
- [8] TABET ROMAÏSSA. Étude de la section de réfrigération au propane pour une meilleure exploitation durant les périodes chaudes (T d'air ambiant > 42°C) : Modélisation mathématique : [Mémoire de Master]. Annaba : Université Badji Mokhtar-Annaba, Faculté des sciences d'Ingéniorat ; 2017
- [9] M.M.Moojier-Van den Heave, phase Behaviour and Structural Aspects of Ternary casthate hydrate systems, thèse de doctorat ,Technischeuniversité Delft (2004).
- [10] E.Dendy Sloan, Fundamental Principles and applications of Natural Gas Hydrate, centre for hydrate research, coloradoschool of mines, Nature publishing group, vol426, Novembre 2003.
- [11] A. Menidjel, Déshydratation du GN régénération des amines, SEMINAIRE, H.R'Mel(2010).
- [12] Manuel opératoire du l'usine d'Ohanet, 2001
- [13] A. Rojey - Le gaz naturel (production, traitement, transport) ; édition technip, 1994.
- [14] GABOUSSA Ali & GASMI Abdelkarim & MORSLI Siradj , Etude et optimisation de la section de déshydratation du complexe gazier d'Ohanet. SH DP ohanet 2016

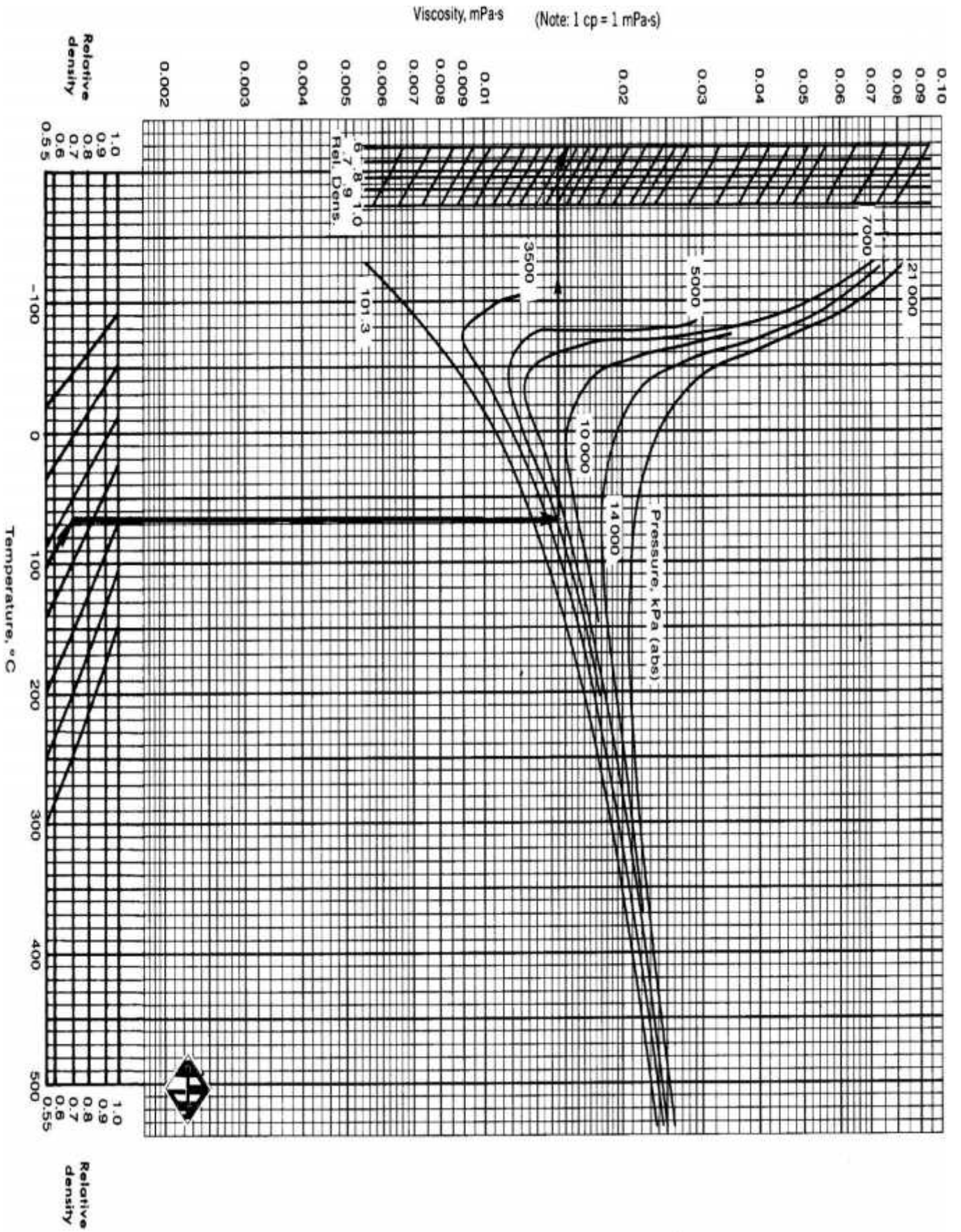


Annexe

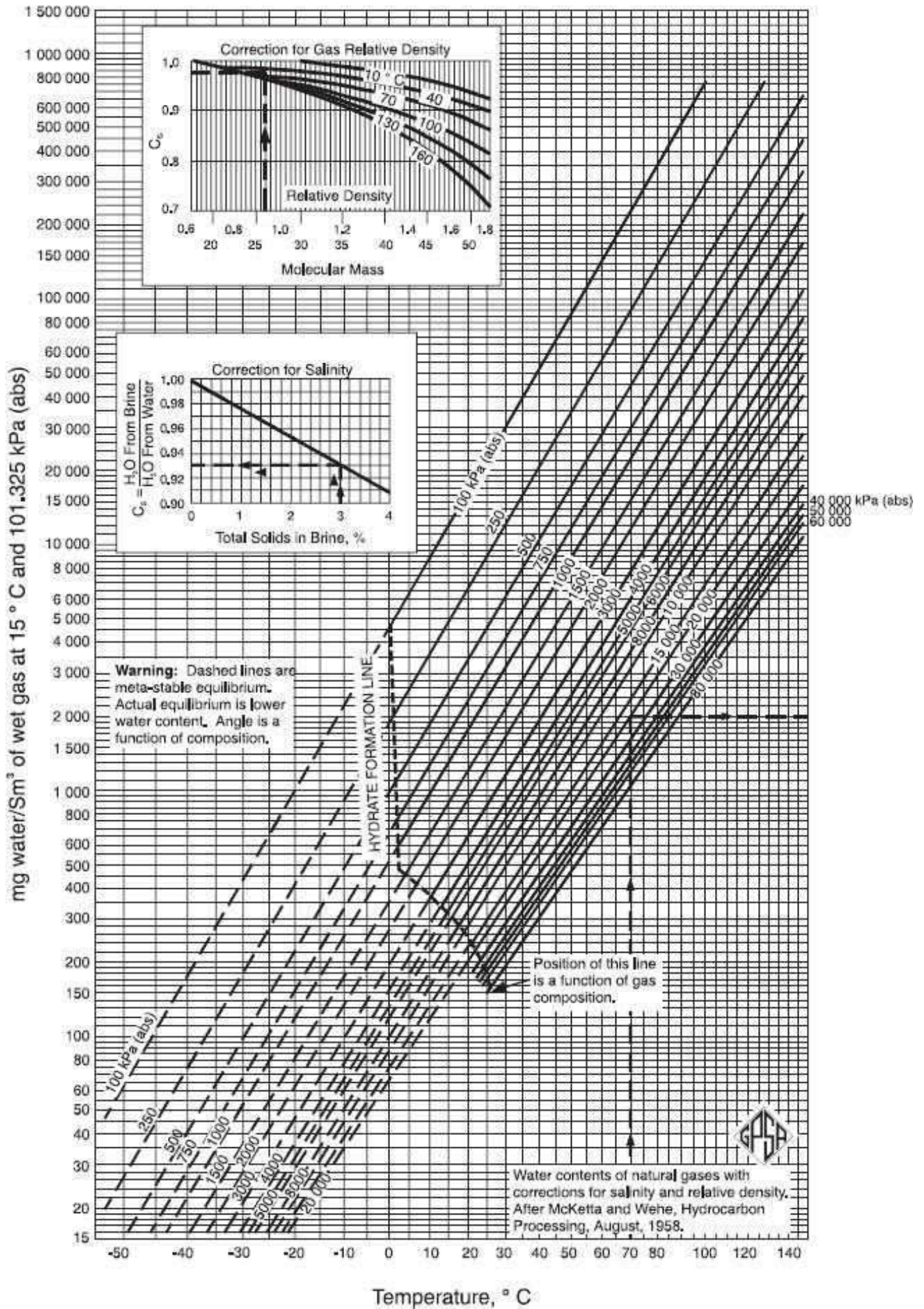
A1 : Facteur de compressibilité Z



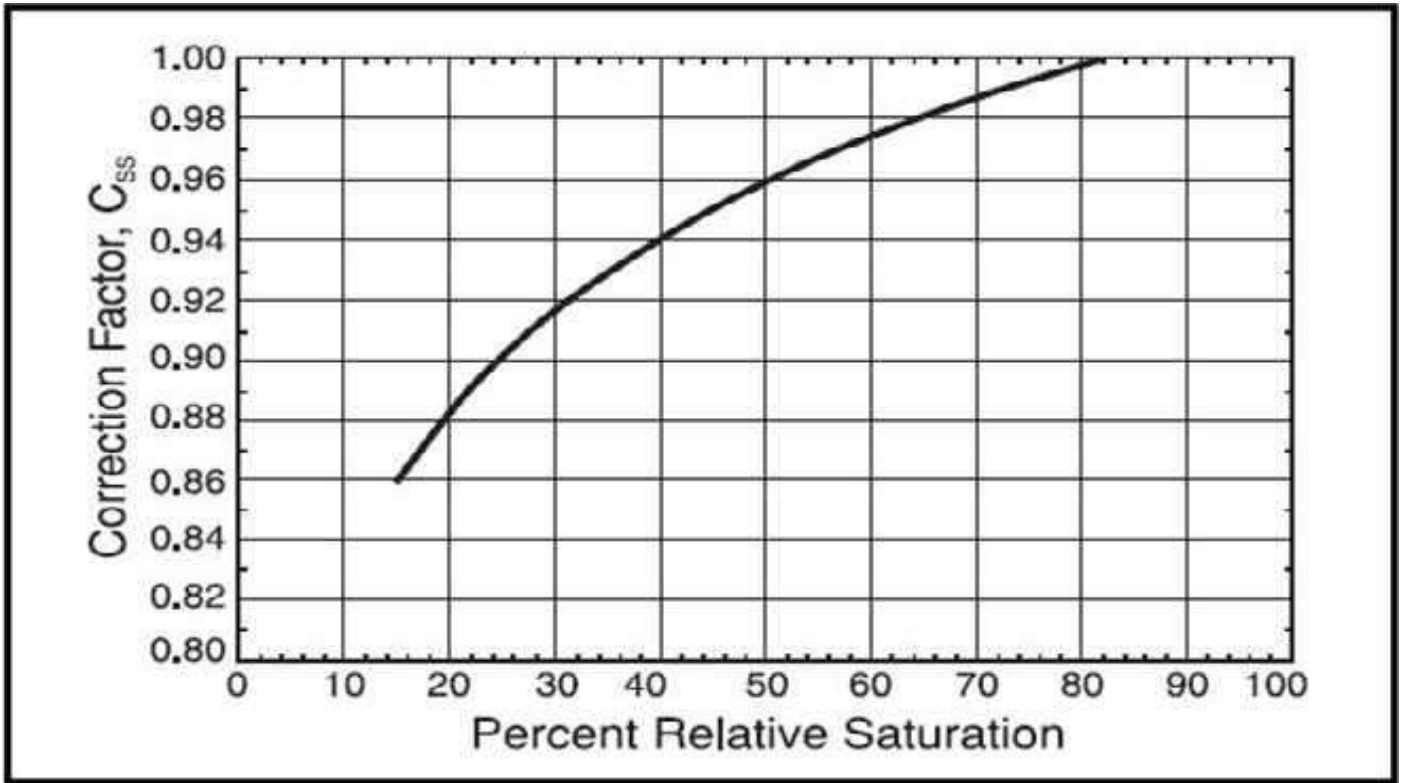
A2 : Viscosité des gaz



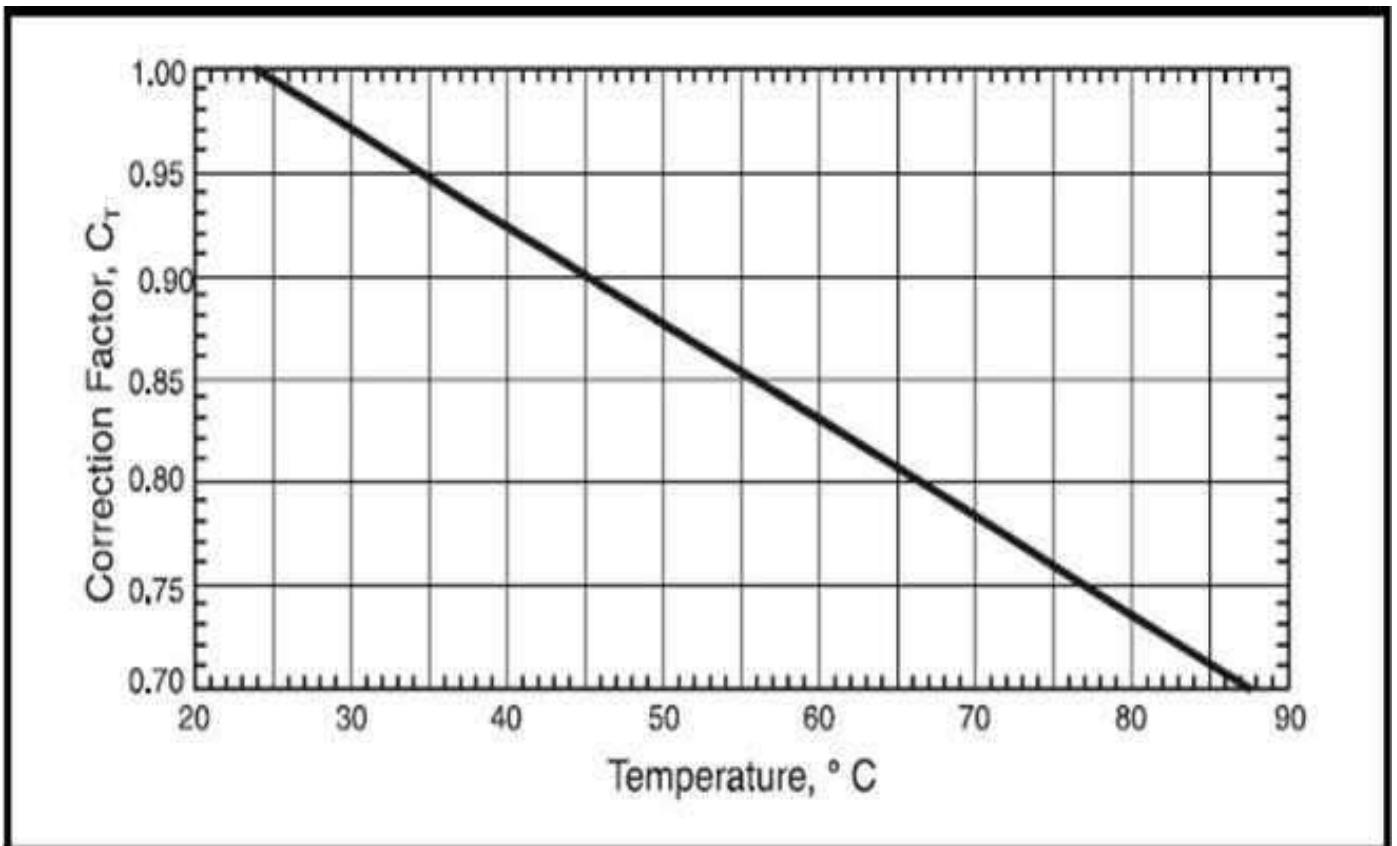
A3 : Teneur du gaz en eau



A4 : Correction de la capacité du tamis moléculaire si le gaz non saturé



A5 : Correction de la capacité de tamis moléculaire si la température > 24 °C



A6 : Enthalpie des hydrocarbures gazeux

ENTHALPY DATUM: 0 kJ/kg AT 0 kPa, 0 K

