

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR

ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département Génie des Procédés Chimiques et Pharmaceutiques



Mémoire de Master

Présenté par :

EL KRIAT Amir

NASRI Yassine

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Technologie de la pétrochimie

Thème

**Simulation et optimisation d'une unité
de déshydratation du gaz associé par le TEG**

Devant le jury :

Mr O. KADDOUR	Prof	UMBB	Président
Mme A. BENHATHAT	Prof	UMBB	Encadrant
Mme S. AIDEN	MCA	UMBB	Examineur

Année universitaire : 2023/2024

REMERCIEMENTS

En premier lieu, nous tenons à remercier Allah, pour le courage et la patience qu'il nous a donné pour accomplir ce travail.

*Nous tenons à remercier notre encadrante Mme **Amal Benhathat** du fond de nos coeurs pour ses orientations et conseils, sa patience, sa disponibilité et son expertise afin de mener à bien ce travail.*

Nous remercions aussi les membres du jury, qui nous ont fait l'honneur d'accepter le jugement de notre travail.

*Nous tenons à exprimer nos sincères gratitude envers Mr **Mellari Hemza** pour son précieux encadrement à HBNS, sa remarquable disponibilité, ses suggestions éclairées, ainsi que pour nous avoir accordé l'accès aux informations essentielles qui ont contribué à la réalisation fructueuse de ce travail.*

*C'est avec un grand plaisir que nous remercions infiniment Mr **Achour Mohammed**, pour nous avoir aidé à trouver ce stage.*

*Ainsi que Mr **Garmat Abdelmalek** et Mr **Khelifa Mohammed Nadhir** pour l'aide qu'ils nous ont fourni, ainsi que toute l'équipe de HBNS.*

Nous tenons à adresser nos plus sincères remerciements à tous ceux qui ont apporté leur contribution, qu'elle soit directe ou indirecte, à la réalisation de ce travail. Leur engagement et leur implication ont été des éléments déterminants pour mener à bien ce projet.

DEDICACES

C'est avec un grand honneur que je le dédie aux êtres les plus chers de ma vie :

*À mon modèle de sacrifice, d'amour et de générosité, la lumière de mon chemin et l'étoile de ma vie, **Ma très chère mère**, Que Dieu la garde et lui procure une bonne santé et une longue vie ;*

*À **mon père** qui ma toujours poussé et motivé dans mes études, qui ma offert tout le soutiendont j'avais besoin et sans lequel je n'aurais pas pu arriver à ce stade et accomplir ce travail, Que Dieu le Tout Puissant le protège et lui procure une bonne santé et une longue vie ;*

*À mes frères : **Imad** et **Haroun**, les rayons de soleil qui illuminent ma vie, vous avez toujours été présentes, prêtes à offrir votre soutien inconditionnel et votre affection sans faille. Que notre lien fraternel continue de grandir et renforcé par la complicité ;*

*À toutes **ma famille** de près ou de loin ;*

*À mon cher binôme **Amir**, Je suis vraiment reconnaissant d'avoir un binôme aussi fiable et compétent. Je te remercie du fond du cœur pour ton soutien constant, ta collaboration et ta camaraderie ;*

*À mes chers collègues de promotion **Lyazid** et **Nidhal**, Que notre chemin se poursuive dans la réussite et l'épanouissement professionnel ;*

À tous mes enseignants, c'est grâce à votre patience et à votre engagement, j'ai pu acquérir des connaissances, développer mes compétences et élargir ma perspective.

Yassine

DEDICACES

C'est avec un grand honneur que je le dédie aux êtres les plus chers de ma vie :

*À mon modèle de sacrifice, d'amour et de générosité, la lumière de mon chemin et l'étoile de ma vie, **Ma très chère mère**, Que Dieu la garde et lui procure une bonne santé et une longue vie ;*

*À **mon père** qui ma toujours poussé et motivé dans mes études, qui ma offert tout le soutiendont j'avais besoin et sans lequel je n'aurais pas pu arriver à ce stade et accomplir ce travail, Que Dieu le Tout Puissant le protège et lui procure une bonne santé et une longue vie ;*

*À mes frères : **Adem et Achref**, les rayons de soleil qui illuminent ma vie, vous avez toujours été présentes, prêtes à offrir votre soutien inconditionnel et votre affection sans faille. Que notre lien fraternel continue de grandir et renforcé par la complicité ;*

*À toutes **ma famille** de près ou de loin ;*

*À mon cher binôme **Yassine**, Je suis vraiment reconnaissante d'avoir un binôme aussi fiable et compétent. Je te remercie du fond du cœur pour ton soutien constant, ta collaboration et ta camaraderie ;*

*À mes chers collègues de promotion **Lyazid et Nidhal**, Que notre chemin se poursuive dans la réussite et l'épanouissement professionnel ;*

À tous mes enseignants, c'est grâce à votre patience et à votre engagement, j'ai pu acquérir des connaissances, développer mes compétences et élargir ma perspective.

Amir

ملخص

استكشاف وإنتاج الغاز الطبيعي عادة ما يترافقان مع كمية كبيرة من بخار الماء. من أجل الحفاظ على سلامة نظام الغاز ضد تكوين الهيدرات وتلبية مواصفات الغاز التجاري المقبول، من الضروري إزالة بخار الماء من تدفق الغاز الطبيعي، وهو العملية المعروفة بالتجفيف. التجفيف باستخدام الجلايكول هو الطريقة الأكثر شيوعًا واقتصاديًا لإزالة الماء من تدفقات الغاز الطبيعي.

تعتمد على استخدام ثلاثي إيثيلين جلايكول كعامل تجفيف، وتم إجراء نمذجتها باستخدام برنامج أسبن هايسيس. الهدف الرئيسي من هذه الدراسة هو إجراء تحليل حساسية على النتائج المحصلة من المحاكاة، ودراسة إمكانية تحسين العملية لتوقع المعلمات الأمثل في نظام تجفيف الغاز الطبيعي.

الكلمات الرئيسية: الغاز الطبيعي، الهيدرات، الجلايكول، هايسيس، التجفيف، التحسين.

Abstract

The exploration and production of natural gas are usually accompanied by a significant amount of water vapor. In order to preserve the integrity of the gas system against hydrate formation and meet marketable gas specifications, it is necessary to remove the water vapor from the natural gas stream, a process known as dehydration. Glycol dehydration is the most common and cost-effective method for removing water from natural gas streams. It relies on the use of triethylene glycol (*TEG*) as a dehydration agent, and its modeling has been performed using *Aspen HYSYS* software. The main objective of this study is to conduct a sensitivity analysis on the results obtained from the simulation, as well as to investigate the possibility of optimizing the process to predict optimal parameters in the natural gas dehydration system.

Key words: Natural Gas, Hydrates, Glycol, *HYSYS*, Dehydration, Optimization.

Résumé

L'exploration et la production de gaz naturel s'accompagnent généralement d'une quantité importante de vapeur d'eau. Afin de préserver l'intégrité du système de gaz contre la formation d'hydrates et de satisfaire aux spécifications de gaz commercialisable, il est nécessaire d'éliminer la vapeur d'eau du flux de gaz naturel ; un procédé connu sous le nom de déshydratation. La déshydratation par le glycol est la méthode la plus courante et la plus rentable pour éliminer l'eau des flux de gaz naturel. Elle repose sur l'utilisation du tri éthylène glycol (*TEG*) en tant qu'agent déshydratant, et sa modélisation a été réalisée à l'aide du logiciel *Aspen HYSYS*. L'objectif principal de cette étude consiste à effectuer une analyse de sensibilité sur les résultats obtenus à partir de la simulation, ainsi qu'à étudier la possibilité d'optimiser le processus afin de prédire les paramètres optimaux dans le système de déshydratation du gaz naturel.

Les mots clés : Gaz naturel, Les hydrates, Glycol, *HYSYS*, Déshydratation, Optimisation.

TABLES DES MATIERES

LISTES DES FIGURS, TABLEAUX, ABREVIATIONS ET DES SYMOLES

INTRODUCTION GENERALES

Chapitre I Généralités sur le gaz naturel

I.1	Le gaz naturel, formation et origine.....	17
I.1.1	Sources de gaz naturel	18
I.1.2	Types de gaz naturel	18
I.1.2.1	Gaz sec	19
I.1.2.2	Gaz humide.....	20
I.1.2.3	Gaz à condensât.....	20
I.1.2.4	Gaz associé	21
I.1.2.5	Utilisation du gaz associé.....	22
I.2	Caractéristiques générales du gaz naturel	23
I.3	Les techniques de traitement du gaz naturel	25
I.4	Production du gaz naturel en Algérie.....	25

Chapitre II La zone de Hassi Berkine

II.1	Situation géographique	28
II.2	Historique.....	28
II.3	Organisation du champ	29
II.4	Capacité du traitement	30
II.5	Présentation du <i>CPF</i> (Central processing facility).....	30
II.5.1	Système de séparation	31
II.5.2	Unité de compression et déshydratation du gaz.....	36
II.5.3	Système de réinjection de Gaz	39

Chapitre III Procédé de déshydratation et de régénération

III.1	Teneur en eau dans le gaz naturel	42
III.2	Les hydrates	43
III.3	Méthodes de déshydratation	44
III.3.1	Déshydratation par refroidissement	44
III.3.2	Déshydratation par membranes.....	45
III.3.3	Déshydratation par adsorption	46
III.3.4	Déshydratation par l'absorption.....	47
III.3.5	Régénération du glycol	48
III.3.6	Les colonnes à garnissage	49
III.3.7	Les colonnes à plateaux	51

Chapitre IV Calculs et vérification des paramètres de fonctionnement

TABLES DES MATIERES

IV.1	Détermination graphique « Méthode des abaques »	56
IV.1.1	Calcul de la densité du gaz.....	56
IV.1.2	Facteur de compressibilité.....	56
IV.1.3	Détermination de la masse volumique du gaz.....	57
IV.1.4	Teneur en eau dans le gaz humide.....	58
IV.1.5	Conditions de formations des hydrates	59
IV.1.6	Relation entre la concentration du glycol et le point de rosée	60
IV.1.7	Quantité d'eau dans le gaz humide à l'entrée de l'absorbeur.....	61
IV.1.8	Quantité d'eau à la sortie de l'absorbeur dans le gaz sec	61
IV.1.9	Rendement de l'absorbeur.....	62
IV.1.10	Température du rebouilleur	62

Chapitre V Simulation et optimisation

V.1	Présentation du logiciel <i>Aspen HYSYS</i>	64
V.2	Vérification du cas design.....	64
V.2.1	Conception et simulation de l'unité de déshydratation.....	64
V.2.1.1	Le choix du model thermodynamique	64
V.2.1.2	Informations sur le gaz humide	65
V.2.1.3	Paramètres du glycol <i>TEG</i>	66
V.2.1.4	Colonne d'absorption	66
V.2.1.5	Informations concernant le gaz d'épuisement (gaz de stripping)	67
V.2.1.6	Colonne de régénération.....	68
V.2.1.7	Résultats de la simulation	69
V.2.1.8	Déplacement de la courbe de formation des hydrates	70
V.2.2	Conception et simulation de l'unité de régénération (Composition du <i>TEG</i>)	71
V.3	Etude du cas service.....	72
V.3.1	Conception de l'unité de déshydratation.....	72
V.3.1.1	Informations concernant le gaz humide.....	72
V.3.1.2	Paramètres du <i>TEG</i>	73
V.3.1.3	Résultats de la simulation	73
V.3.1.4	Déplacement de la courbe de la formation des hydrates	74
V.3.2	Conception de l'unité de régénération	75
V.4	Optimisation.....	76

CONCLUSION GENERALE

BIBLIOGRAPHIE

LISTES DES FIGURES

Figure I.1.1 Les différentes sources de gaz naturel.....	18
Figure I.1.2 Digramme de phase d'un gaz sec où P_f : pression du fond, P_s : pression de surface, T_f : température du fond et T_s : température de surface.....	19
Figure I.1.3 Diagramme de phase d'un gaz humide	20
Figure I.1.4 Diagramme de phase d'un gaz à condensat.....	21
Figure I.1.5 Coupe schématique d'un gisement d'huile et de gaz associé.....	21
Figure I.4.1 Itinéraires d'exportation du gaz naturel en provenance d'Algérie	26
Figure II.1.1 Situation géographique du bassin de Berkine.....	28
Figure II.3.1 Organigramme du champ HBNS	29
Figure II.5.1 Les différents compartiments de l'installation CPF.....	31
Figure II.5.2 Procédé de séparation.	32
Figure II.5.3 Schéma de la section de dessalage.....	33
Figure II.5.4 Procédé de dessalage.....	34
Figure II.5.5 Procédé de stabilisation.....	35
Figure II.5.6 Compression de gaz de procédé.....	37
Figure II.5.7 Procédé de déshydratation et de régénération.....	39
Figure II.5.8 Procédé de compression et réinjection.....	40
Figure III.2.1 Polyèdre résumant les cavités des hydrates (dodécaèdre) et Structure de la glace (Structure II).	43
Figure III.3.1 Déshydratation par abaissement de la température.	45
Figure III.3.2 Module à fibre creuses / Module spiral.	45
Figure III.3.3 Procédé de déshydratation avec deux colonnes d'adsorption.	46
Figure III.3.4 Procédé de régénération du glycol.	49
Figure III.3.5 (a) Schéma d'une colonne à garnissage, (b) Garnissage structuré, (c) Garnissage en vrac, (d) Image d'un ruissellement de film liquide le long d'un garnissage	50
Figure III.3.6 Différents types de garnissage en vrac	50
Figure III.3.7 Interposition d'anneaux ordonnés entre une grille et du garnissage en vrac....	51
Figure III.3.8 Colonnes à plateaux.....	52
Figure IV.1.1 Diagramme généralisé donnant le facteur de compressibilité en fonction de pression et température réduites.	57
Figure IV.1.2 Abaque de la quantité d'eau dans le gaz en fonction de pression et température de service. [18].....	58
Figure IV.1.3 Abaque de la variation de température de formation d'hydrate en fonction la pression.....	59
Figure IV.1.4 Abaque de la variation de température de rosée en fonction de la pureté de TEG et de la température de service.	60
Figure IV.1.5 Abaque de la température du rebouilleur en fonction la pression de service et de la pureté du TEG.	62
Figure V.2.1 Choix du modèle thermodynamique.....	64
Figure V.2.2 Composition du Gaz humide.	65
Figure V.2.3 Paramètres du gaz humide.	65
Figure V.2.4 Paramètres du TEG à l'entrée du contacteur.	66
Figure V.2.5 Convergence du contacteur.....	67
Figure V.2.6 Composition du gaz d'épuisement.	67
Figure V.2.7 Paramètres du gaz d'épuisement.	68
Figure V.2.8 Convergence de la colonne de régénération.	68
Figure V.2.9 Modèle de simulation de déshydratation par HYSYS.....	69

LISTES DES FIGURES

Figure V.2.10 Déplacement de la courbe de formation des hydrates	70
Figure V.2.11 Composition du TEG riche.	71
Figure V.2.12 Composition du TEG pauvre.	71
Figure V.3.1 Paramètres du gaz humide.	72
Figure V.3.2 Composition du gaz humide.	72
Figure V.3.3 Paramètres du TEG pauvre à l'entrée du contacteur.....	73
Figure V.3.4 Déplacement de la courbe de formation des hydrates.	74
Figure V.3.5 Composition du TEG riche (avant la régénération).....	75
Figure V.3.6 Composition du TEG pauvre (après la régénération).	75
Figure V.4.1 Variations de la teneur en eau en fonction du débit du TEG.	76
Figure V.4.2 Variations de la pureté du TEG et la teneur en eau en fonction de la température du rebouilleur	77
Figure V.4.3 Variations de la pureté du TEG en fonction du débit de gaz de stripage.....	78

LISTES DES TABLEAUX

Tableau III.3.1 Principales différences entre les types de glycol. [12].....	48
Tableau IV.1.1 Données à l'entrée de l'absorbeur.....	55
Tableau IV.1.2 Composition du gaz à l'entrée de l'unité de déshydratation.....	55
Tableau IV.2.1 Coordonnées critiques et pseudo-critiques des constituants du gaz.	56
Tableau IV.2.2 Variation de la température de formation d'hydrates avec la pression.	59
Tableau IV.2.3 Variation de la température de point de rosée avec la pureté de TEG.	60
Tableau V.2.1 Différence entre les propriétés du gaz humide et du gaz sec.	69
Tableau V.3.1 Différence entre les propriétés du gaz humide et du gaz sec.	73
Tableau V.4.1 résultats des cas design, service et optimisé.....	79

Listes des abréviations

BP : Basse pression

CPF : Centre Processing Facilities

GPL : Gaz de pétrole liquéfié

HBN : Hassi Berkine Nord

HBNS : Hassi Berkine Nord Sud

HBNSE : Hassi Berkine Nord Sud Est

HP : Haute pression

IP : Pression intermédiaire

Medgaz : Méditerranéen Gas Pipeline

MEOH : Méthanol

Mmscf : Million Standard Cubic Feet

MP : Pression moyenne

OXY : Occidental Petroleum

PIC : Contrôleur et indicateur de pression

PWT : Produced water traitement

QBN : Quobba Nord

RBK : Rhourde Berkine

Sonatrach : Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures

TEG : Tri-éthylène de glycol

TFH : Température de formation d'hydrate

TIC : Contrôleur et indicateur de température

Transmed : Transport Méditerranéen

TVR : Tension de vapeur Reid

Listes des symboles

P_f	Pression de fond	[MPa]
P_s	Pression de surface	[MPa]
T_f	Température de fond	[K]
T_s	Température de surface	[K]
PCS	Pouvoir calorifique supérieur	[KWh] ou [MJ]
PCI	Pouvoir calorifique inférieur	[KWh] ou [MJ]
PC	Pouvoir calorifique	[KWh] ou [MJ]
d	Densité	/
M_{gaz}	Masse molaire du gaz	[g/mol]
M_{air}	Masse molaire de l'air	[g/mol]
P_r	Pression réduite	[MPa]
P_{pc}	Pression pseudo critique	[MPa]
P_c	Pression critique	[MPa]
P	Pression de service	[MPa]
T_r	Température réduite	[K]
T_{pc}	Température pseudo critique	[K]
T_c	Température pseudo critique	[K]

Listes des symboles

T	Température de service	[K]
ρ_g	Masse volumique du gaz	[lb/ft ³]
M_a	Poids moléculaire apparent	[g/mol]
C_g	Facteur de correction	/
W_i	Teneur en eau à l'entrée	[lb/mmscf]
W_0	Teneur en eau à la sortie	[lb/mmscf]
V_g	Débit volumique du gaz	[mmscf/jour]
$G_{\text{eau (e)}}$	Quantité d'eau dans le gaz humide à l'entrée du contacteur	[lb/jour]
$G_{\text{eau (s)}}$	Quantité d'eau dans le gaz humide à la sortie du contacteur	[lb/jour]
η	Rendement	/

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Les hydrocarbures sont le pilier de l'économie algérienne et restent la source d'énergie la plus utilisée dans le monde. Tant que l'humanité n'aura pas trouvé d'autres sources d'énergie, cette ressource continuera à jouer un rôle stratégique.

L'extraction du pétrole s'accompagne toujours d'une production simultanée de gaz, dit « gaz associé » ou « gaz de torche ». C'est un gaz qui existe en solution dans l'huile et qui est séparé lors de l'opération d'extraction. Ce gaz a longtemps été considéré comme un sous-produit, destiné à être éliminé par combustion, constituant ainsi un double problème : gaspillage d'énergie non renouvelable et pollution inutile.

La Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures (*Sonatrach*) a travaillé et investi au fil des années pour récupérer le gaz torché et réduire le taux de torchage du gaz associé dans diverses installations de récupération des gaz de torchère, comme celles de *Hassi Berkine*. A cet effet, des opérations d'ingénierie des procédés, impliquant notamment des procédés de séparation et de transfert de chaleur et de matière, ont été mises en œuvre en vue de récupérer ces gaz et de les traiter de manière appropriée.

Le groupement de *Hassi Berkine* s'est fixé l'objectif ambitieux de réduire significativement le torchage des gaz associés, au sein du champ de production, grâce à divers programmes de récupération de ces gaz, notamment leur réinjection dans les champs pétroliers, en vue d'accroître le rendement de l'extraction du pétrole brut, ainsi que l'installation de système de gaz lift et l'utilisation des gaz associés comme combustible pour les besoins énergétiques internes.

Une fois séparé du pétrole brut, le gaz associé contient une proportion importante d'eau de gisement, qui peut former des dépôts cristallins au sein de l'unité, rappelant le givre, communément appelés « hydrates ». La présence de ces composés est nocive car elle peut provoquer le colmatage des équipements et des canalisations de transport. Afin d'éviter les problèmes liés à la formation d'hydrates, il est nécessaire de soumettre le gaz associé à un traitement spécifique, à savoir une déshydratation à l'éthylène glycol, afin d'éliminer toute vapeur d'eau qui pourrait se condenser ultérieurement.

Au cours de notre étude, axée sur la section dédiée à la déshydratation, notre démarche consistera à utiliser le simulateur Aspen *HYSYS*, en mode statique, pour étudier l'opération de déshydratation par *TEG* au sein du champ de *HBNS*

Ce mémoire est structuré en cinq chapitres :

- Le premier chapitre présente les généralités sur le gaz naturel.
- Le deuxième chapitre présente la description de la zone de *Hassi Berkine*.
- Le troisième chapitre décrit le procédé de déshydratation et régénération.
- Le quatrième chapitre est destiné au calcul et vérification des paramètres de fonctionnement.
- Le cinquième chapitre est destiné au procédé de simulation et optimisation.

Chapitre I

Généralités sur le gaz naturel

Chapitre I Généralités sur le gaz naturel

Introduction

Le gaz naturel est considéré comme un combustible fossile. Il est composé d'un mélange d'hydrocarbures et varie en fonction des régions où il est extrait. Il contient également de l'eau ainsi que quelques impuretés présentes à des proportions variables. Le gaz naturel est la troisième source d'énergie la plus utilisée dans le monde, tel que son utilisation se développe rapidement.

Le gaz naturel présente de nombreuses qualités, notamment une abondance relative, une grande flexibilité d'utilisation, des caractéristiques écologiques favorables et un prix compétitif. L'exploitation de cette source d'énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui englobe l'extraction, le stockage, le transport et la distribution, avant d'atteindre les utilisateurs finaux.

I.1 Le gaz naturel, formation et origine

Le gaz naturel découle d'un processus naturel qui s'étend sur des millions d'années, impliquant la transformation de matières organiques telles que les végétaux et les animaux. Au fil du temps, ces résidus organiques subissent une décomposition et se retrouvent enfouis sous des couches de sédiments.

Sous l'influence de la pression et de la chaleur, ces couches de sédiments se métamorphosent progressivement en hydrocarbures, tels que le pétrole ou le gaz naturel, à l'intérieur d'une strate rocheuse connue sous le nom de "roche-mère". En raison de sa légèreté, le gaz naturel remonte à travers des roches plus poreuses jusqu'à ce qu'il rencontre une couche de roche imperméable, où il se trouve piégé, formant ainsi une réserve de gaz naturel. Ce processus nécessite plusieurs millions d'années pour se réaliser. [1]

Les différentes compositions du gaz naturel sont attribuables à la diversité de ses origines, qui peuvent inclure :

- Un gaz bactérien

Le mode bactérien se produit lorsque des bactéries agissent sur les débris organiques qui s'accumulent dans les sédiments, donnant ainsi naissance à ce qu'on appelle le gaz bactérien ou biochimique.

- Un gaz thermique

Pendant l'évolution des bassins sédimentaires, les sédiments sont exposés à des températures et des pressions croissantes, ce qui entraîne une dégradation thermique. Ce processus conduit non seulement à la formation d'hydrocarbures, mais également à une variété étendue de composés non hydrocarbonés.

- Un gaz inorganique

Le mode inorganique de formation des gaz d'hydrocarbures reste très secondaire. Les gaz volcaniques ou les sources hydrothermales contiennent par fois du méthane et les inclusions fluides des minéraux des roches métamorphiques ou magmatiques renferment souvent des hydrocarbures légers, principalement du méthane. [2]

Chapitre I Généralités sur le gaz naturel

I.1.1 Sources de gaz naturel

On distingue généralement trois sources de gaz naturel :

- Le gaz naturel conventionnel : Il s'agit du gaz naturel extrait à partir de gisements conventionnels, où il est piégé dans des formations géologiques poreuses et perméables, permettant une extraction relativement facile.
- Le gaz associé « gas-cap gas » qui surmonte la phase huile dans le réservoir.
- Le gaz associé « dissous » dans l'huile dans les conditions de réservoir, Figure I.1.1 [2]

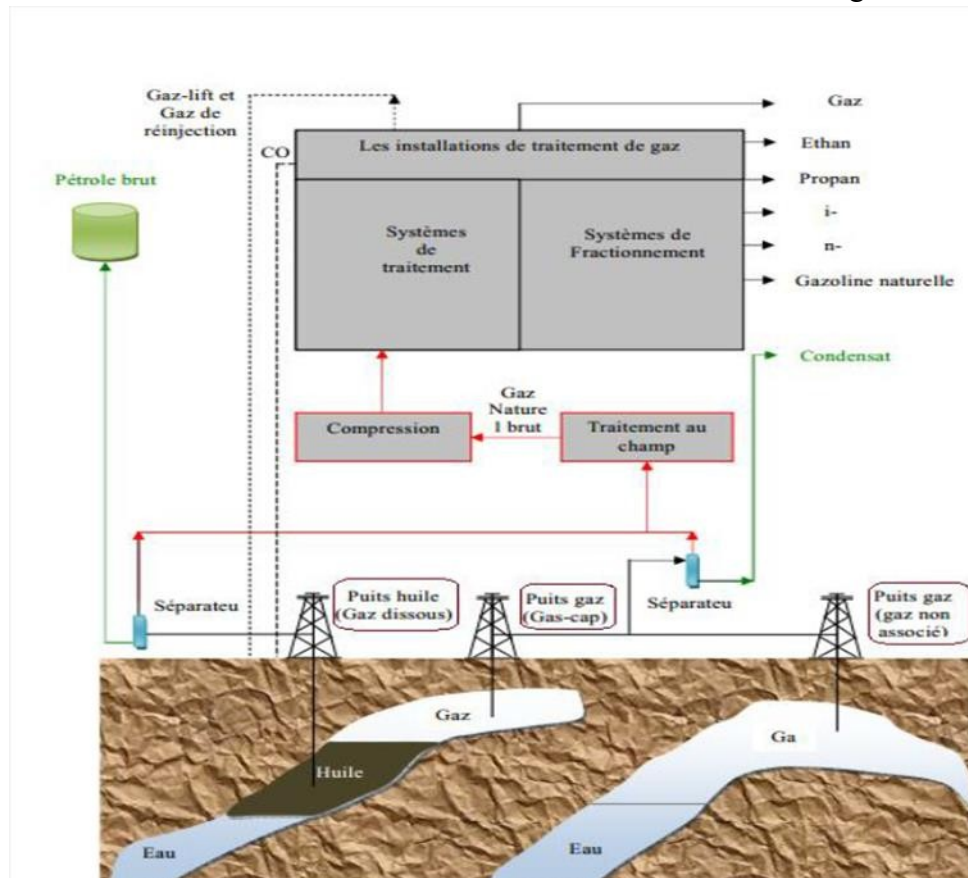


Figure I.1.1 Les différentes sources de gaz naturel.

I.1.2 Types de gaz naturel

Diverses formes de gaz naturel se distinguent en fonction de leur origine, de leur composition et du type de réservoir dans lequel ils se trouvent. La présence d'une phase liquide est conditionnée par les paramètres de température et de pression au sein du réservoir et en surface. Cela permet de distinguer les types de gaz naturel suivants :

- Le gaz sec ne se condense pas en phase liquide dans les conditions de production.
- Le gaz humide, quant à lui, a la capacité de se condenser en phase liquide lors de la production, dans les conditions de surface.
- Le gaz à condensat est caractérisé par sa capacité à se transformer en phase liquide à l'intérieur du réservoir pendant la production.
- Le gaz associé se réfère au gaz qui coexiste dans le réservoir avec une phase d'huile, c'est-à-dire un gisement de pétrole. Le gaz associé est composé du gaz de couverture,

Chapitre I Généralités sur le gaz naturel

qui se présente sous forme gazeuse dans le réservoir, ainsi que du gaz dissous, qui est dissous dans le pétrole. [3]

I.1.2.1 Gaz sec

Dans un contexte de production, où les conditions à la fois dans le réservoir et en surface se situent en dehors de la zone où une phase liquide se forme, il en résulte que le gaz est essentiellement composé de méthane avec une quantité négligeable d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane. Cela se traduit par l'absence de formation de phase liquide dans ces conditions de production (Figure I.1.2).

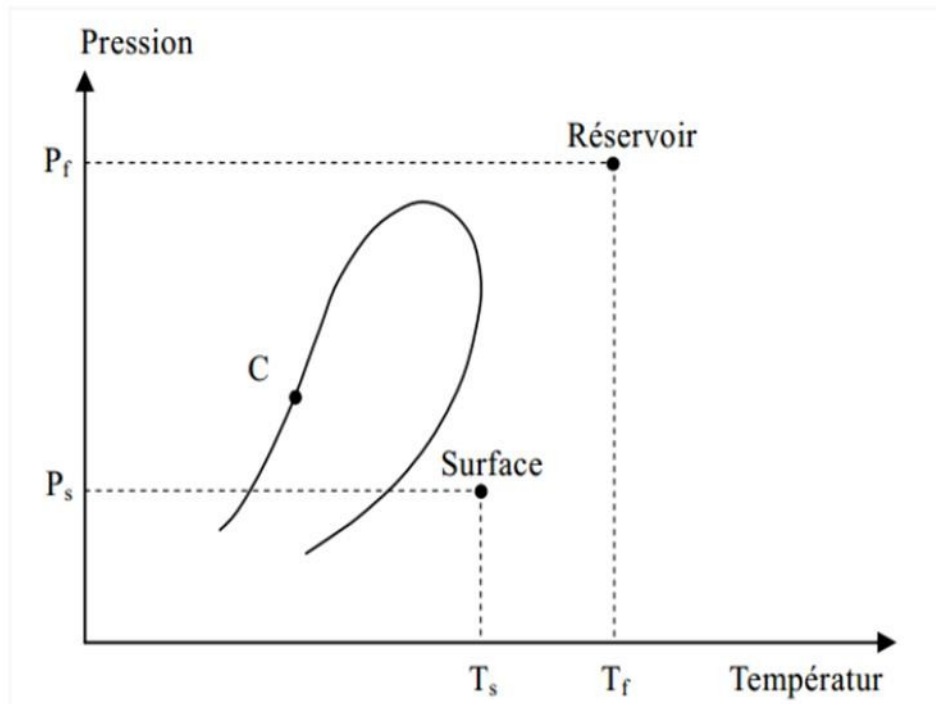


Figure I.1.2 Digramme de phase d'un gaz sec où **Pf** : pression du fond, **Ps** : pression de surface, **Tf** : température du fond et **Ts** : température de surface

Chapitre I Généralités sur le gaz naturel

I.1.2.2 Gaz humide

Un gaz est dit humide s'il y a production de phase liquide en surface sans qu'il y ait condensation rétrograde dans le gisement (Figure I.1.3).

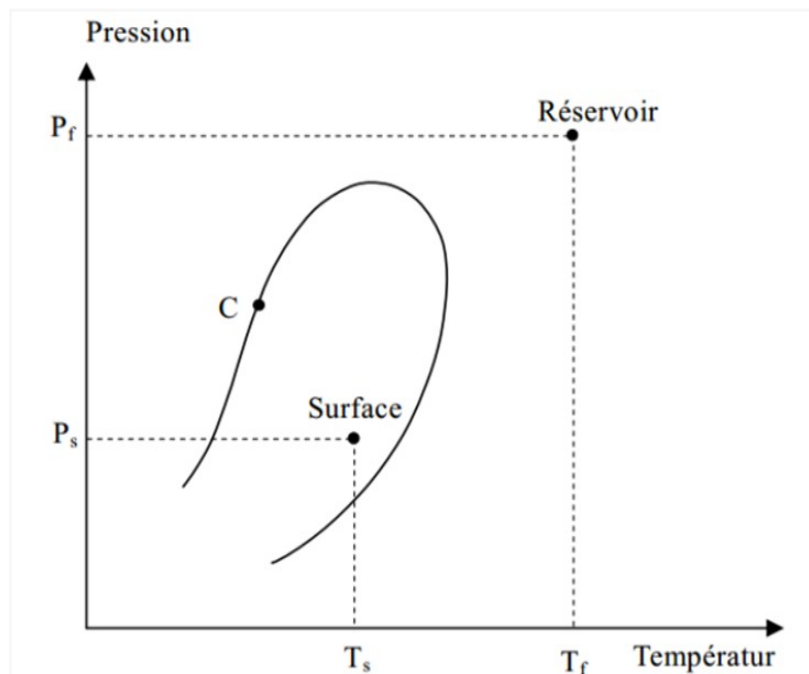


Figure I.1.3 Diagramme de phase d'un gaz humide

I.1.2.3 Gaz à condensât

Dans le cas d'un gaz à condensât, il est possible qu'une phase liquide se forme dans le réservoir par condensation rétrograde. La température du fond du réservoir, T_f , se situe entre la température critique et la température maximale à laquelle les liquides et la vapeur peuvent coexister. De plus, le point représentant les conditions dans le réservoir se trouve à l'intérieur ou au-dessus de la zone de condensation rétrograde (Figure I.1.4).

Lors du processus de production, à la température T_f , le gaz se décompose, ce qui entraîne la formation de phase liquide par condensation rétrograde. Cette phase liquide se dépose dans la roche réservoir. Pendant la remontée à travers le puits, le gaz se refroidit, ce qui provoque la production de liquide en surface.

Dans la plupart des cas, la pression initiale est proche de la pression de rosée rétrograde, ce qui signifie que la production commence rapidement à provoquer la condensation des hydrocarbures. La phase liquide condensée s'enrichit en constituants plus lourds, ce qui fait évoluer la composition du gaz produit au fil du temps. [3]

Chapitre I Généralités sur le gaz naturel

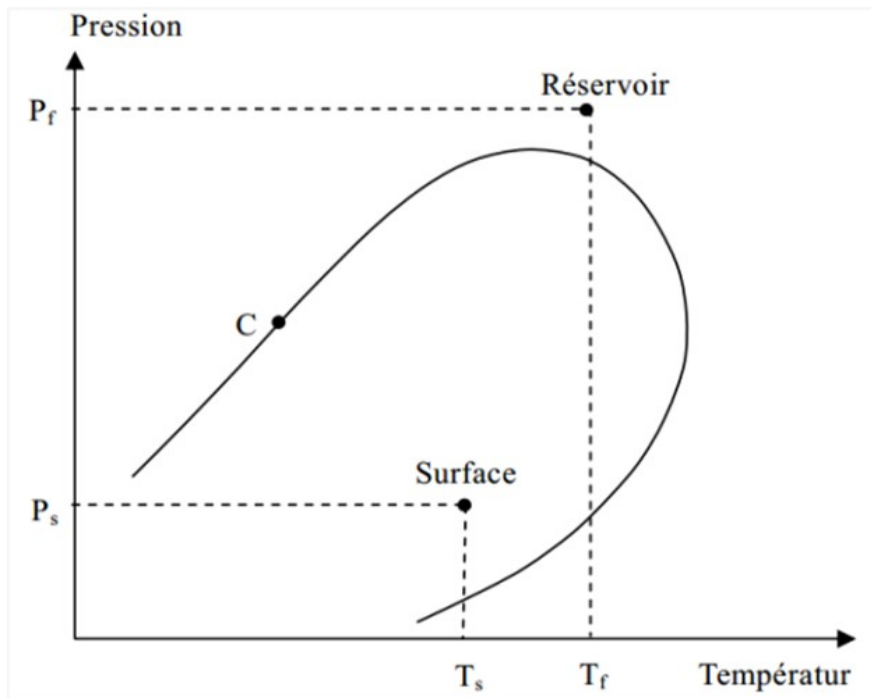


Figure I.1.4 Diagramme de phase d'un gaz à condensat.

I.1.2.4 Gaz associé

Le gaz associé est présent en coexistence avec un gisement de pétrole dans la roche réservoir. Il peut se trouver sous forme de gaz dissous dans l'huile, ou sous forme de gaz de couverture (gaz-cap) situé au-dessus de la réserve de pétrole (huile). La Figure I.1.5 illustre le cas spécifique d'un réservoir d'huile à gaz-cap. [4]



Figure I.1.5 Coupe schématique d'un gisement d'huile et de gaz associé.

Chapitre I Généralités sur le gaz naturel

I.1.2.5 Utilisation du gaz associé

Bien que la composition du gaz associé et du gaz non associé puisse être proche, cette distinction reste importante car elle conduit à des conditions d'exploitation et, plus généralement, à une problématique de valorisation tout à fait différente. La production de gaz associé est liée à celle du pétrole brut, c'est alors l'exploitation de celui-ci qui est prioritaire. [24]

Le gaz associé est une source d'énergie qui peut être employée dans des domaines très variés.

- Fuel gaz

Est utilisé comme gaz de combustion ; incinérateur, four, rebouilleur et aussi comme gaz de barrage ou d'étanchéité dans les machines tournantes (compresseur de régénération et export).

- Torche

Les réseaux de torche sont également nécessaires pour éliminer les gaz produits au démarrage des installations de production ou pendant les arrêts des systèmes de compression de gaz et l'excès de gaz en cas de haute pression. Les réseaux de torche suivants sont prévus dans le CPF :

- Torche commune haute pression HP.
- Torche commune basse pression LP.
- Torche atmosphérique AP (les gaz acides).

- Le gaz lift

Le gaz lift est une méthode de levage artificiel largement utilisée dans l'industrie pétrolière pour augmenter et activer la production des puits de pétrole. Il fonctionne en injectant du gaz haute pression dans le fluide de production dans le puits, réduisant ainsi la densité de la colonne de fluide et permettant au pétrole de remonter plus facilement à la surface. Cette méthode est souvent utilisée dans les puits où la pression naturelle du réservoir est insuffisante pour entraîner le pétrole vers la surface de manière efficace. Le gaz lift est particulièrement adapté aux puits comportant des fluides visqueux, des sables ou des problèmes de coning d'eau.

En bref, le gaz lift est une technique utilisée pour augmenter et activer la production de pétrole en injectant du gaz dans le puits pour réduire la densité du fluide de production, facilitant ainsi sa remontée à la surface. [25]

- Production d'électricité

Les installations électriques et les fournisseurs d'énergie indépendants emploient de plus en plus le gaz associé pour alimenter leurs centrales en raison de son coût d'exploitation. En général, les centrales fonctionnant au gaz associé sont moins coûteuses, plus rapides à construire, plus productives et moins polluantes que des centrales utilisant d'autres combustibles fossiles.

Chapitre I Généralités sur le gaz naturel

I.2 Caractéristiques générales du gaz naturel

Le gaz naturel traité en vue de sa commercialisation présente les caractéristiques suivantes : il est incolore, inodore et insipide. Sa composition en méthane se situe généralement entre 81 et 97%. Il est moins dense que l'air, avec une masse volumique d'environ $0,8 \text{ kg/m}^3$. À pression atmosphérique, il se trouve à l'état gazeux au-dessus d'environ $-161 \text{ }^\circ\text{C}$.

- Plus léger que l'air

En opposition au gaz propane ou GPL, le gaz naturel présente une caractéristique différente : il est plus léger que l'air. Lorsqu'il est relâché dans l'atmosphère, il a tendance à s'élever et à se dissiper rapidement. Sa densité par rapport à l'air est de 0,6, ce qui signifie qu'il est environ 0,6 fois moins dense que l'air.

- Inodore

Effectivement, cette propriété est d'une grande importance, car bien que le gaz naturel soit naturellement inodore, il peut présenter des risques en cas de fuite. Pour des raisons de sécurité, on lui ajoute un odorant spécifique. Les mercaptans, ainsi que des produits à base aromatique tels que le tétrahydro-thiophène, sont utilisés pour donner au gaz naturel une forte odeur d'œuf pourri. Cette odeur distincte permet de détecter rapidement la présence d'une fuite de gaz naturel, car même de faibles concentrations d'odeur peuvent être facilement perceptibles, ce qui permet d'agir rapidement et de prendre les mesures nécessaires pour assurer la sécurité.

- Ne s'enflamme pas facilement

Pour que le gaz naturel puisse s'enflammer, il doit atteindre une concentration spécifique qui se situe généralement entre 5 % et 15 % en volume dans l'air. De plus, la présence d'une source d'ignition, telle qu'une flamme nue, une étincelle ou une source de chaleur, est nécessaire pour initier la combustion.

En dehors de cette plage d'inflammabilité, c'est-à-dire lorsque la concentration de gaz naturel est inférieure à 5 % ou supérieure à 15 %, le gaz naturel ne s'enflammera pas en présence d'une source d'ignition. Il est donc considéré comme non inflammable dans ces conditions. Cependant, il est important de prendre des précautions de sécurité appropriées lors de la manipulation, du stockage et de l'utilisation du gaz naturel afin de prévenir les risques potentiels.

- Non toxique

Le gaz naturel présente plusieurs caractéristiques importantes. Il est incolore, inodore et sans goût, ce qui signifie qu'il ne peut pas être détecté par les sens humains. Il est également considéré comme un gaz stable, n'étant ni toxique ni corrosif.

Lorsqu'il entre en contact avec de l'eau, le gaz naturel ne se mélange pas avec celle-ci et ne la contamine pas. Au lieu de cela, il forme des bulles, remonte à la surface et se dissipe rapidement dans l'air.

Avec de telles propriétés, et en respectant les règles de sécurité de base, il est possible de manipuler et d'utiliser le gaz naturel de manière sûre et efficace. Cependant, il est toujours essentiel de suivre les directives appropriées et de prendre les précautions nécessaires lors de l'utilisation du gaz naturel pour assurer la sécurité des personnes et des installations.

Chapitre I Généralités sur le gaz naturel

- La densité

La densité d'un gaz est définie comme le rapport de sa masse volumique à celle de l'air, dans des conditions spécifiques de température et de pression. Il est possible de calculer cette densité en utilisant la masse moléculaire du gaz, qui peut être déterminée à partir de sa composition chimique, en utilisant la relation suivante :

Densité de gaz = masse moléculaire / 28,97

Où la masse molaire de l'air = 28,97g/mol

- Pouvoir calorifique

Le pouvoir calorifique d'un combustible est défini comme la quantité de chaleur qui serait dégagée par la combustion complète d'un mètre cube normal (Nm³) de gaz sec dans l'air, à une pression absolue constante de 1,01325 bar (1 atm), avec le gaz et l'air à une température initiale de 0°C. De plus, tous les produits de combustion sont ramenés à une température de 0°C et une pression de 1,01325 bar (1 atm).

Le pouvoir calorifique du gaz naturel peut être exprimé en termes d'énergie par unité de volume. Généralement, il est mesuré et exprimé en mégajoules (MJ) ou en kilowattheures (kWh) par mètre cube normal (Nm³). Cette mesure indique la quantité d'énergie libérée par la combustion d'un mètre cube normal de gaz naturel.

On distingue deux pouvoirs calorifiques :

- **PCS = pouvoir calorifique supérieur**

Il s'agit de la valeur calorifique exprimée en kWh ou en MJ, qui résulterait de la combustion intégrale d'un (1) mètre cube standard de gaz. La condensation de la vapeur d'eau générée pendant la combustion serait prise en compte, tandis que les autres produits de combustion resteraient à l'état gazeux.

- **PCI = pouvoir calorifique inférieur**

Le calcul s'effectue en soustrayant de la PCS (Pouvoir Calorifique Supérieur) la chaleur de vaporisation (2 511 kJ/kg) de l'eau générée pendant la combustion, ainsi que, le cas échéant, celle de l'eau présente dans le combustible.

PCS = PCI + Chaleur latente de condensation (ou de vaporisation) de l'eau

- **Chaleur latente de condensation (ou de vaporisation)**

Lors de la combustion d'un hydrocarbure, il se produit, entre autres, de la vapeur d'eau. Cette énergie est perdue si la vapeur d'eau contenue dans les gaz de combustion est évacuée avec eux à travers la cheminée, à moins d'être récupérée.

Chapitre I Généralités sur le gaz naturel

- **Estimation du pouvoir calorifique**

En ayant connaissance de la composition du gaz naturel, il est possible d'estimer son pouvoir calorifique en effectuant une pondération linéaire à partir du pouvoir calorifique de chacun de ses constituants, considérant le gaz naturel comme un mélange de gaz parfaits. [3]

$$PC = \sum PC_i * x_i$$

Où : PC_i représente le pouvoir calorifique du constituant « i » (kJ/m^3 ou kJ/mol). Et x_i est la fraction molaire du constituant « i ».

I.3 Les techniques de traitement du gaz naturel

Le traitement du gaz naturel vise à séparer les différents constituants présents à la sortie du puits, tels que l'eau, le gaz acide et les hydrocarbures lourds, afin de répondre aux spécifications de transport ou aux spécifications commerciales. La répartition de ces traitements entre les sites de production et de livraison dépend des considérations économiques. En général, il est préférable d'effectuer uniquement sur le site de production les traitements nécessaires pour rendre le gaz transportable.

Les principaux traitements qui sont effectués sont les suivants :

- La séparation de l'eau : L'eau présente dans le gaz naturel est séparée pour éviter les problèmes de corrosion et de formation d'hydrates.
- L'élimination des gaz acides : Les gaz acides tels que le dioxyde de carbone (CO_2) et le sulfure d'hydrogène (H_2S) sont éliminés pour des raisons de sécurité, de santé et pour prévenir la corrosion des équipements.
- La séparation des hydrocarbures lourds : Les hydrocarbures lourds, tels que les condensats, sont séparés du gaz naturel pour des raisons de spécifications commerciales et pour éviter des problèmes lors du transport.

Le gaz naturel, ainsi que ses différentes fractions liquides éventuelles contenues dans l'effluent des puits, sont ensuite transportés sous forme de gaz naturel comprimé à travers des gazoducs.

Les spécifications requises pour le gaz traité sont déterminées en fonction des conditions de transport afin de prévenir la corrosion et l'obstruction de la conduite par les hydrates. Dans ce contexte, des limites maximales sont imposées aux points de rosée (eau et hydrocarbures). La valeur du point de rosée hydrocarbures dépend des conditions de transport et peut être fixée, par exemple, à -2°C afin d'éviter tout risque de formation de phase liquide. [5]

I.4 Production du gaz naturel en Algérie

L'Algérie est l'un des principaux producteurs de gaz naturel au niveau mondial. Le pays possède d'importantes réserves de gaz naturel et joue un rôle crucial sur le marché international de l'énergie.

La production de gaz naturel en Algérie repose sur l'exploitation de gisements situés principalement dans les régions du Sahara. Les principaux champs gaziers comprennent *Hassi R'Mel*, *Reggane*, *Tiguentourine*, *In Salah*, *In Amenas*, et *Ohanet*, parmi d'autres. Ces gisements

Chapitre I Généralités sur le gaz naturel

renferment d'énormes quantités de gaz naturel, ce qui permet à l'Algérie de maintenir une production élevée.

Le développement de l'industrie gazière en Algérie est géré par la société nationale Sonatrach, qui détient le monopole de l'exploration, de la production et de la commercialisation du gaz naturel. Sonatrach collabore également avec des partenaires étrangers, notamment des sociétés pétrolières et gazières internationales, dans le cadre de contrats de partage de production.

L'Algérie exporte une grande partie de sa production de gaz naturel vers l'Europe, en particulier vers des pays tels que l'Espagne, l'Italie et la France. Les gazoducs transnationaux, tels que le gazoduc Medgaz reliant l'Algérie à l'Espagne et le gazoduc Transmed reliant l'Algérie à l'Italie, jouent un rôle essentiel dans le transport du gaz vers les marchés internationaux (Figure I.4.1).

L'industrie gazière en Algérie est un moteur économique majeur pour le pays, contribuant de manière significative aux revenus d'exportation et à l'économie nationale. Elle offre également des opportunités d'emploi et favorise le développement des infrastructures dans les régions gazières.

Cependant, l'Algérie est confrontée à des défis tels que la nécessité de maintenir et d'accroître la production dans un contexte de déplétion des réserves existantes, ainsi que la diversification des marchés d'exportation pour réduire sa dépendance à l'égard de l'Europe. Le pays investit dans de nouveaux projets d'exploration et de développement pour exploiter davantage ses ressources en gaz naturel et promouvoir une utilisation plus efficace et durable de cette importante ressource énergétique. [6]

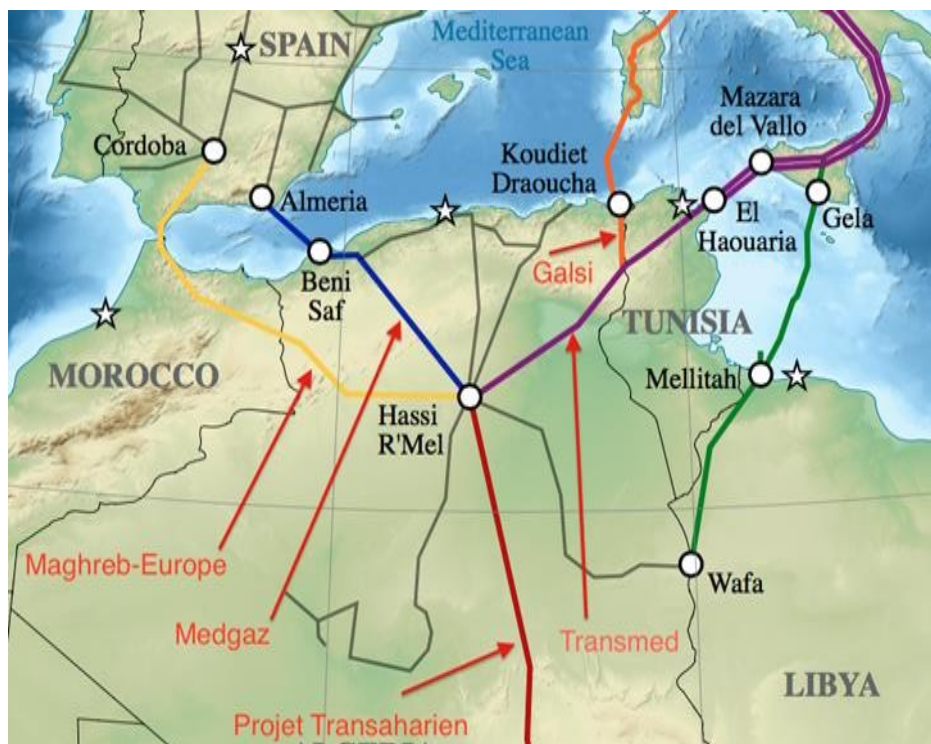


Figure I.4.1 Itinéraires d'exportation du gaz naturel en provenance d'Algérie

Chapitre II
La zone de Hassi Berkine

Chapitre II La zone Hassi Berkine

II.1 Situation géographique

Le Champ *HBNS* est situé dans la partie nord de la plateforme saharienne, à 1100 Km d'Alger, 300 Km au Sud-Est de Hassi-Messaoud, il est limité par :

- Les frontières Tunisienne (114 Km) et Libyennes (160 Km)
- Bassin d'Ilizi au sud.
- Dôme de Dahar au nord.
- Hassi Messaoud à l'ouest.

Le bassin de *Berkine* (Figure II.1.1) constitue la partie occidentale d'un plus grand bassin (celui de Ghadamès) qui se prolonge vers la Lybie et au sud de la Tunisie, la partie Algérienne de ce bassin est connue sous le nom du grand Erg-oriental.

La production totale comprend les quatre gisements satellites *HBNSE*, *BKNE*, *RBK* et *QBN*. Le brut est transporté par des oléoducs au *CPF* pour y être traité et expédié. [7]

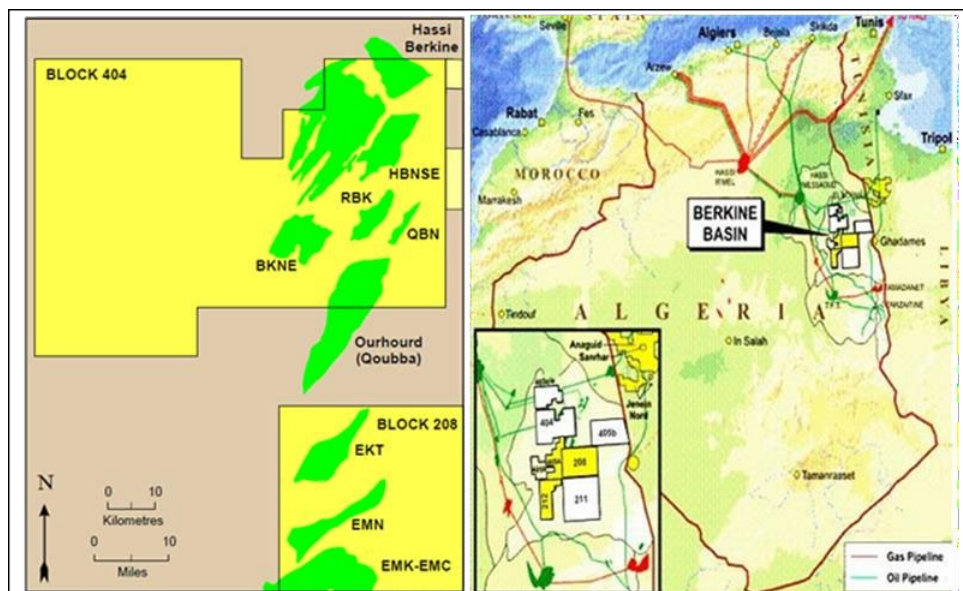


Figure II.1.1 Situation géographique du bassin de Berkine.

II.2 Historique

L'entreprise mixte Algéro-Américaine d'ingénieur et de construction *BROWN* et *ROOT CONDOR* ont entamé en 1996 les travaux de la phase initiale du *CPF*. En 1999, *BROWN* et *ROOT* ont commencé l'ingénierie du projet d'extension de *Hassi Berkine*. Aussi *GEPCO* (Société Générale de Préfabrication et Construction) et *ENTGTP* (Entreprise Nationale de grands Travaux Pétroliers) comptent parmi les entreprises qui ont participé à la réalisation de ce projet qui est passé par les étapes suivantes [8] :

Octobre 1989 : signature du contrat d'exploitation entre *SONATRACH* et *ANADARKO ALGERIA CORPORATION*.

Février 1996 : attribution de PEA (permis provisoire d'exploitation) pour *HBNS*.

Chapitre II La zone Hassi Berkine

Mai 1998 : première introduction des hydrocarbures dans le *CPF*.

Septembre 1998 : signature de la réception provisoire du train 1.

Janvier 1999 : expédition journalière du brut via le pipeline 30"OH3.

Août 1999 : attribution du contrat de construction de 26 mois pour la phase 2.

Septembre 2001 : réception provisoire du train 2.

Janvier 2002 : réception provisoire du train 4.

Mars 2002 : première production de *HBNSE*.

Octobre 2003 : inspection triennale de l'unité de traitement et injection d'eau et démarrage des unités de comptage dynamique.

Mars 2004 : inspection triennale du train 3.

Mai 2020 : *ANADARKO* a vendu sa participation à l'entreprise américaine *Occidental Petroleum*, et ainsi *OXY* est devenu le partenaire officiel de *SONATRACH* à Groupement *Berkine*.

II.3 Organisation du champ

L'organisation administrative du champ de Hassi Berkine est sommairement illustrée par la figure II.3.1.

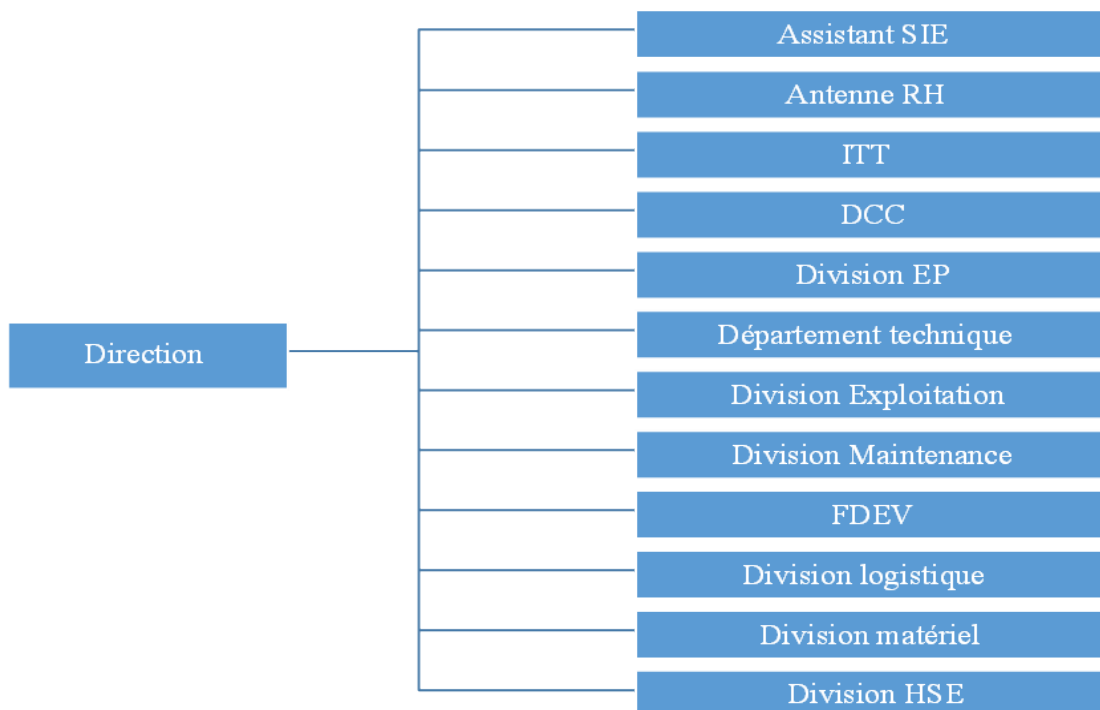


Figure II.3.1 Organigramme du champ HBNS

Chapitre II La zone Hassi Berkine

II.4 Capacité du traitement

Les trains de traitement du pétrole brut présentent une similitude frappante dans leur conception, mais ils fonctionnent de manière autonome les uns par rapport aux autres. Les trains 2, 3 et 4 ont été spécifiquement conçus pour traiter chacun 75 000 barils de pétrole brut par jour, tandis que le train 1 a été conçu pour traiter 63 000 barils par jour. Il convient également de noter que chaque train est dédié à un gisement de pétrole spécifique. Ainsi, les trains 1, 2 et 3 sont affectés au gisement *HBNS* et satellites, tandis que le train 4 est dédié au gisement *HBN*. [7]

II.5 Présentation du *CPF* (Central processing facility)

L'objectif de cette installation est d'éliminer le gaz, les sels et l'eau du pétrole brut à des niveaux spécifiés et cela en la faisant passer par les différents appareils traitant ce brut, afin de produire une huile stabilisée, de caractéristiques désirées et demandées par les marchés pour l'exportation. La capacité de traitement d'huile de conception pour l'installation est d'environ 300000 bbl/jour, mais actuellement il produit en moyen 80 000 bbl/jour.

Le *CPF* possède trois compartiments : la séparation d'huile, le dessalement d'huile et la stabilisation.

Le produit est, par la suite, envoyé au stockage avant d'être exporté par les pipelines.

Par ailleurs, le gaz associé est pressé et déshydraté, une partie est utilisée pour produire du fuel gaz, tandis que le reste est comprimé à une pression appropriée avant d'être distribué aux puits producteurs pour maintenir leur pression et un débit élevé.

L'eau produite est traitée, stockée dans un réservoir et utilisée pour maintenir le volume et la pression du gisement.

Il est à noter que les différents systèmes du *CPF* (Figure II.5.1) sont :

- **Système de production d'huile**

Le système de production d'huile comprend, lui-même, une collecte de 7 systèmes satellites, dont chacun inclus :

- Un manifold de collecte pour 4 à 5 puits en fonction du satellite avec 2 connexions additionnelles.
- Un débitmètre multi phasique.
- Une connexion du manifold vers la ligne principale de raccordement.

- **Système gaz lift**

Le gaz lift est prévu pour chaque tête de puits BP et comprend un système de distribution individuel et collectif qui suit le système de collecte d'huile par les satellites correspondants.

- **Système d'injection gaz**

Les trois systèmes d'injection de gaz, sont situés à l'extrême nord du champ. Une seule ligne principale alimente le manifold d'injection de gaz au satellite 7 (le satellite le plus au nord du *CPF*), ou le gaz est séparé en trois lignes de distribution alimentant les puits. Les lignes sont dimensionnées pour permettre une complète injection de gaz vers chacun des puits.

Chapitre II La zone Hassi Berkine

- Système d'injection d'eau

L'eau de production traitée et injectée par des pompes d'injection d'eau. Ces pompes délivrent l'eau vers 2 collecteurs. Chacun d'eux alimente les lignes d'injection des puits par un manifold d'injection d'eau. [9]

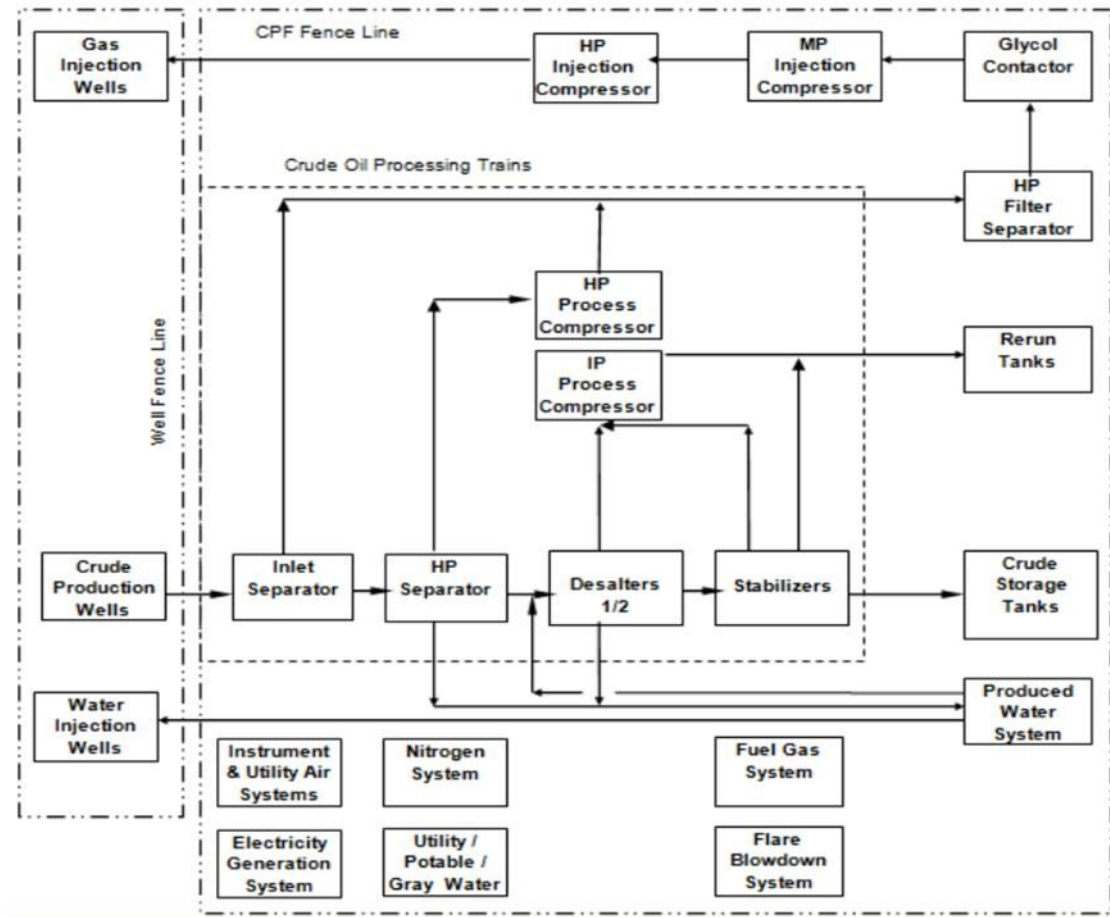


Figure II.5.1 Les différents compartiments de l'installation CPF.

II.5.1 Système de séparation

La séparation est un procédé physique basée sur la différence de densités des constituants du pétrole brut. Elle se passe dans des équipements appelés séparateurs dans des conditions thermodynamiques déterminées (pression et température), Figure II.5.2

- Séparateur d'entrée

Le dispositif dénommé séparateur d'entrée ou séparateur *inlet* est spécialement conçu pour réaliser la séparation tri-phasique des éléments constitutifs d'un flux : le gaz, l'huile et l'eau. Fonctionnant sous une pression de 43 bars, ce dispositif est capable d'éliminer les gouttelettes de liquide. L'eau récupérée est ensuite dirigée vers l'unité de traitement des eaux produites, le gaz est acheminé vers l'unité de déshydratation, et enfin l'huile est introduite dans le préchauffeur côté tube.

Chapitre II La zone Hassi Berkine

- Préchauffage

Une fois sortie du séparateur *Inlet*, l'huile subit un préchauffage dans l'échangeur grâce à l'huile chaude issue de la colonne de stabilisation. L'huile froide circule du côté tube tandis que l'huile chaude est acheminée du côté calandre. La température d'huile en sortie d'échangeur est réglée à 57,8°C. Cette huile préchauffée est ensuite dirigée vers le séparateur haute pression.

- Séparateur HP

Lorsque l'huile est évacuée de l'échangeur de préchauffage, elle pénètre dans le séparateur haute pression où le jet d'alimentation frappe le déflecteur, amorçant ainsi le processus de séparation des éléments constitutifs (eau, huile et gaz) grâce à leur différence de densité. Les gouttelettes de liquide sont éliminées et l'eau est acheminée vers l'unité de traitement des eaux produites, tandis que le gaz est envoyé vers l'unité de compression. L'huile est introduite dans les deux dessaleurs travaillant en série. [4]

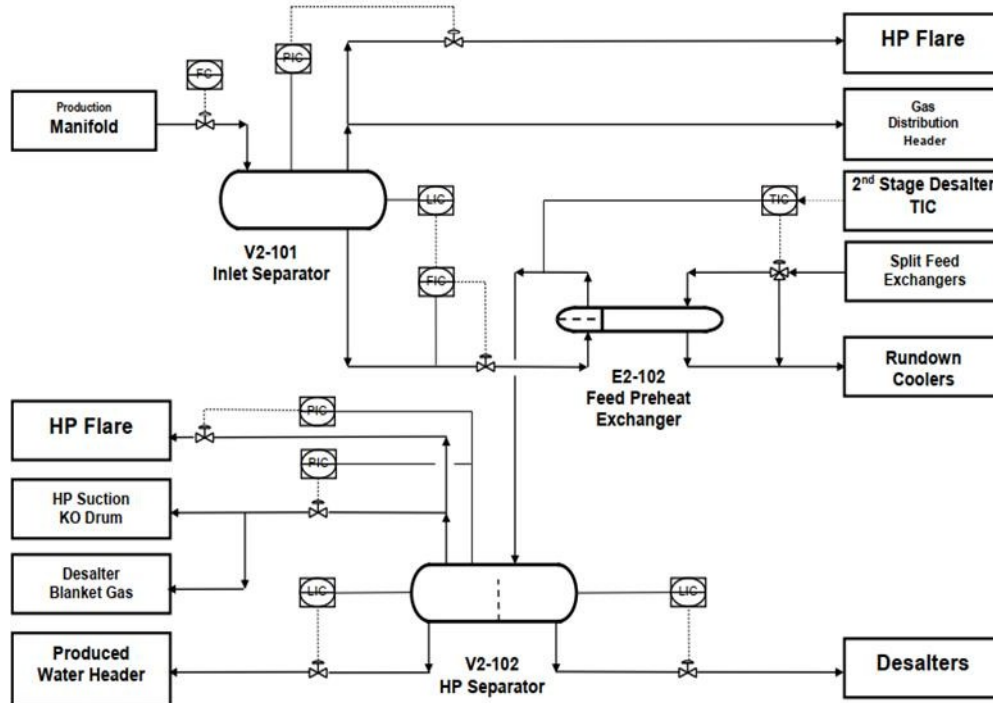


Figure II.5.2 Procédé de séparation.

Chapitre II La zone Hassi Berkine

- Dessalage

Les deux dessaleurs ont une construction identique, chacun étant subdivisé en deux compartiments distincts. Le premier compartiment est dédié à la séparation tri-phasique des éléments constitutifs (gaz, huile et eau) tandis que le second, nommé "côté dessalage électrique", permet une séparation bi-phasique de l'eau et de l'huile afin d'améliorer le processus de dessalage, une quantité d'eau douce (environ 5% de la charge totale) est injectée pour l'induction. L'eau récupérée sera ensuite purgée vers l'unité *PWT* (traitement des eaux produites) pour traitement. L'huile résultante est ensuite dirigée vers le deuxième dessalage où elle subit le même processus que pour le premier compartiment, Figures II.5.3 et II.5.4 [4]

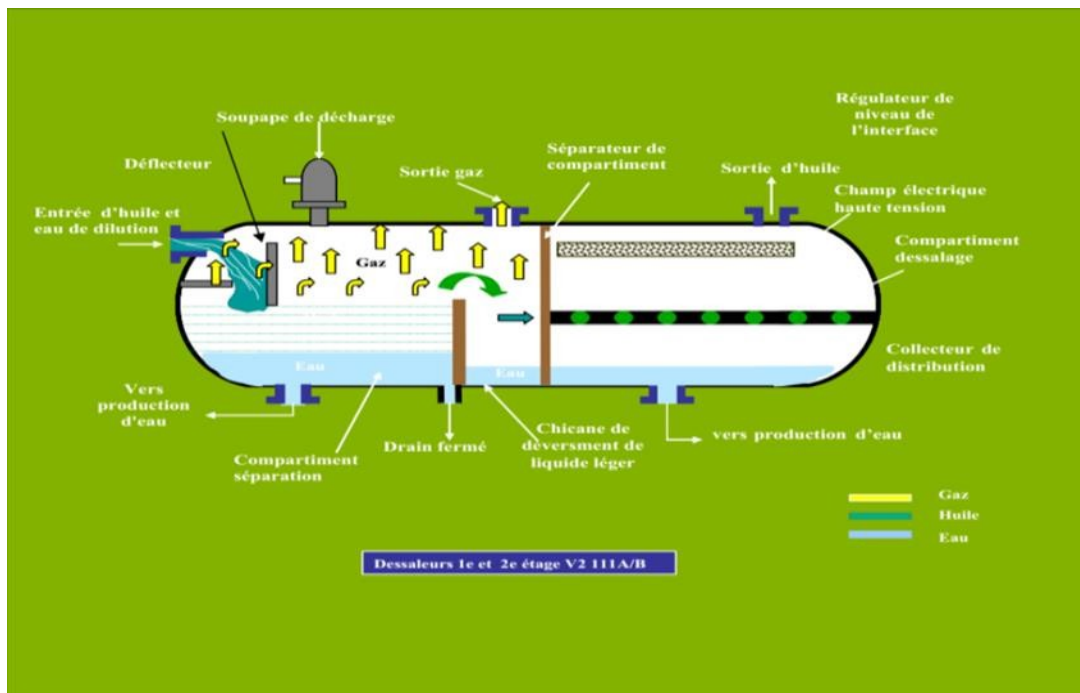


Figure II.5.3 Schéma de la section de dessalage.

Chapitre II La zone Hassi Berkine

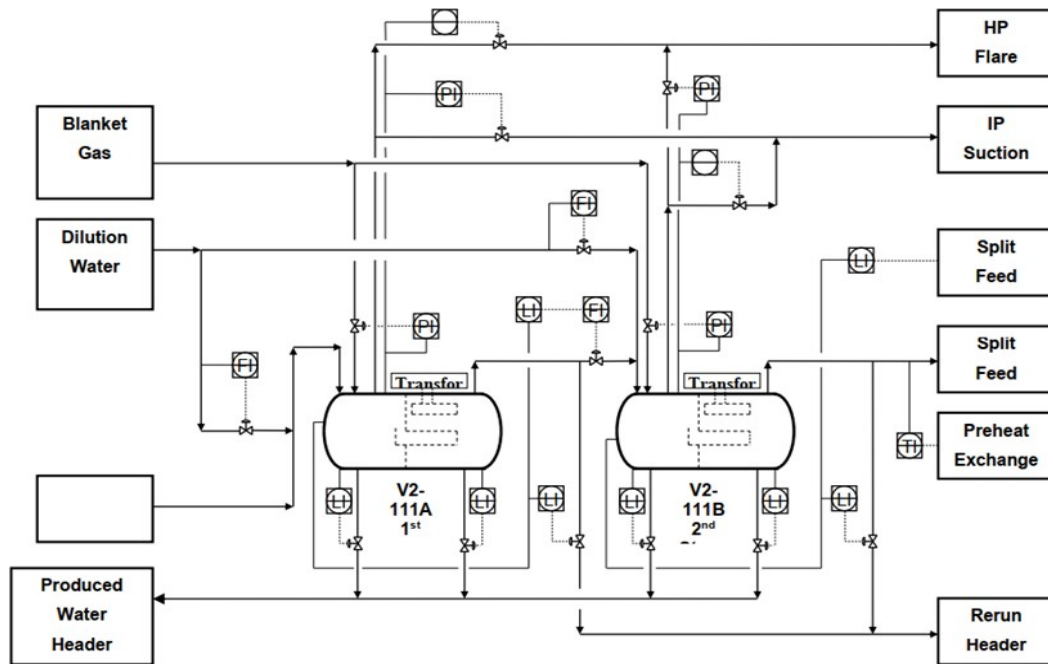


Figure II.5.4 Procédé de dessalage

- Stabilisation

La finalité de la stabilisation consiste à éliminer les composants hydrocarbonés légers présents dans le pétrole brut, ainsi qu'à diminuer la pression de vapeur de l'huile, afin de produire du brut répondant à des normes spécifiques de qualité apte à l'exportation, Figure II.5.5.

✓ La colonne de stabilisation

L'objectif principal de la colonne de stabilisation d'huile est de réduire la tension de vapeur de l'huile en éliminant les hydrocarbures légers pour obtenir un brut de bonne qualité répondant à des spécifications spécifiques, avec un *TVR* inférieur à 10 psis en hiver et 7,4 psis en été.

Le système de stabilisation reçoit l'huile du deuxième étage de dessalement B qui est divisée en deux parties, soit environ 2/3 de l'huile est envoyée à l'échangeur d'alimentation fractionnée, tandis que 1/3 est directement introduit en haut de la colonne de stabilisation comme reflux froid. L'huile qui passe par l'échangeur d'alimentation est chauffée en échangeant de la chaleur avec l'huile stabilisée sortant du bas de la colonne, permettant de réduire la charge sur le four et d'améliorer l'efficacité du système.

Les plateaux sont des plaques horizontales installées à l'intérieur de la colonne de stabilisation et sont conçus pour maximiser le contact entre les vapeurs et les liquides en circulation dans la colonne. Les plateaux sont perforés avec des trous pour permettre aux vapeurs de monter à travers la colonne, tandis que les liquides sont distribués uniformément sur chaque plateau. La différence de densité entre les vapeurs et les liquides permet à ces derniers de descendre en cascade à travers les plateaux inférieurs, entraînant avec eux les hydrocarbures légers. Les vapeurs, qui contiennent principalement du gaz naturel, remontent vers le sommet de la colonne où elles sont récupérées et refroidies pour former un reflux liquide qui redescend dans la colonne pour améliorer l'efficacité du processus de stabilisation.

Chapitre II La zone Hassi Berkine

✓ Four

Le four chauffe l'huile non stabilisée à la base de la colonne jusqu'à une température d'environ 166°C. Cette huile chauffée est ensuite injectée dans la partie inférieure de la colonne où les hydrocarbures légers se séparent de l'huile pour remonter sous forme gazeuse. Lorsque le gaz remonte à travers les plateaux de la colonne, il entre en contact avec l'huile qui descend du haut, ce qui permet l'élimination des hydrocarbures légers. Ainsi, l'huile stabilisée se trouve au fond de la colonne tandis que le gaz léger est principalement présent dans la partie supérieure.

✓ Aéro-réfrigérants

Le brut, qui provient du fond de chaque colonne de stabilisation, est refroidi dans les aéro-réfrigérants jusqu'à atteindre une température comprise entre 35 et 40 °C, puis il est envoyé vers le skid (conforme/hors spécifications). S'il répond aux spécifications commerciales, il est envoyé vers la station de comptage. Sinon, il est basculé vers le système hors spécification.

L'huile Stabilisée est envoyée vers le stockage en passant par l'unité de comptage, tandis que le gaz est dirigé vers le premier étage de compression de procédé pour être comprimé à 40 bars. [4]

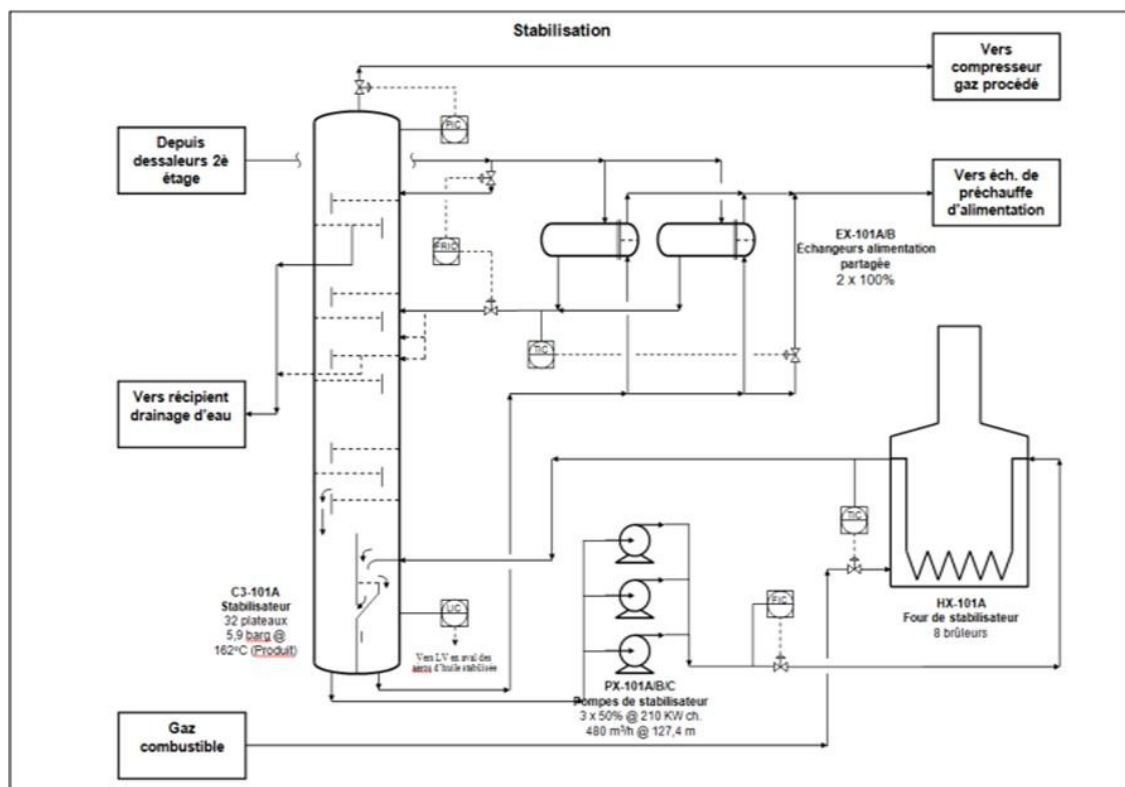


Figure II.5.5 Procédé de stabilisation.

Chapitre II La zone Hassi Berkine

II.5.2 Unité de compression et déshydratation du gaz

- Compression de gaz de procédé

Le système de gaz de procédé a pour objectif de comprimer les gaz provenant des séparateurs haute pression, des dessaleurs de premier et deuxième étage, ainsi que de la colonne de stabilisation, afin de les ramener à la pression du séparateur d'entrée, qui est de 41 bars. Les gaz issus du séparateur d'entrée et du système de compression de gaz de procédé sont dirigés vers le système de déshydratation au glycol pour éliminer l'eau qu'ils contiennent. Le CPF est équipé de quatre systèmes de compression de gaz de procédé pratiquement identiques, répartis sur les quatre trains, avec un système de compression de gaz de procédé commun en réserve, pouvant être utilisé par l'un des quatre trains, Figure II.5.6. [10]

Le gaz provenant des dessaleurs et de la colonne de stabilisation est transporté jusqu'au ballon vide-vite d'aspiration *IP* (pression intermédiaire) (V2-203) à une température de 48°C et à une pression d'environ 4,3 barg réglée par PIC-V2-203-9. Le régulateur contrôle les variations de pression du gaz et est également utilisé pour réguler le gaz d'alimentation fourni par le séparateur HP lors du démarrage du compresseur *IP* (K2-201A). Le compresseur *IP*, contrôlé par le régulateur tampon UIC-K2-201A-10 d'anti-pompage, aspire le gaz du ballon vide-vite en ramenant sa pression à environ 18,2 barg et sa température à 115°C en fonctionnement normal (avec un débit d'environ 26 878 Nm³/h). Le gaz refoulé par le compresseur *IP* est ensuite refroidi à travers les aéro-réfrigérants (A2-202-A/B), la température étant réglée par TIC-A2-202A-9.

Le processus décrit ici concerne la compression et le traitement du gaz de procédé. Le gaz est comprimé à travers plusieurs étapes de compression, afin de le ramener à la pression souhaitée.

Tout d'abord, le gaz provenant des dessaleurs et de la colonne de stabilisation est envoyé vers le ballon vide-vite d'aspiration *IP* à une température de 48°C et une pression de 4,3 barg environ. Le compresseur *IP* aspire le gaz du ballon vide-vite et le comprime à environ 18,2 barg à une température de 115°C.

Ensuite, le gaz refoulé par le compresseur *IP* est refroidi à environ 50°C et rejoint le gaz du séparateur HP. Il passe ensuite dans le ballon vide-vite d'aspiration HP à une pression d'environ 16,7 barg et une température d'environ 46°C. Le compresseur HP comprime alors le gaz à une pression de 41,4 barg et une température d'environ 102°C.

Enfin, le gaz sortant des aéro-réfrigérants est envoyé au ballon vide vite de décharge. Le liquide entraîné par le gaz est séparé et accumulé au fond des ballons vide vite pour être collecté et expédié vers les destinations appropriées.

Différents contrôleurs de débit et de niveau sont utilisés pour réguler le processus de compression et de traitement du gaz de procédé.

Chapitre II La zone Hassi Berkine

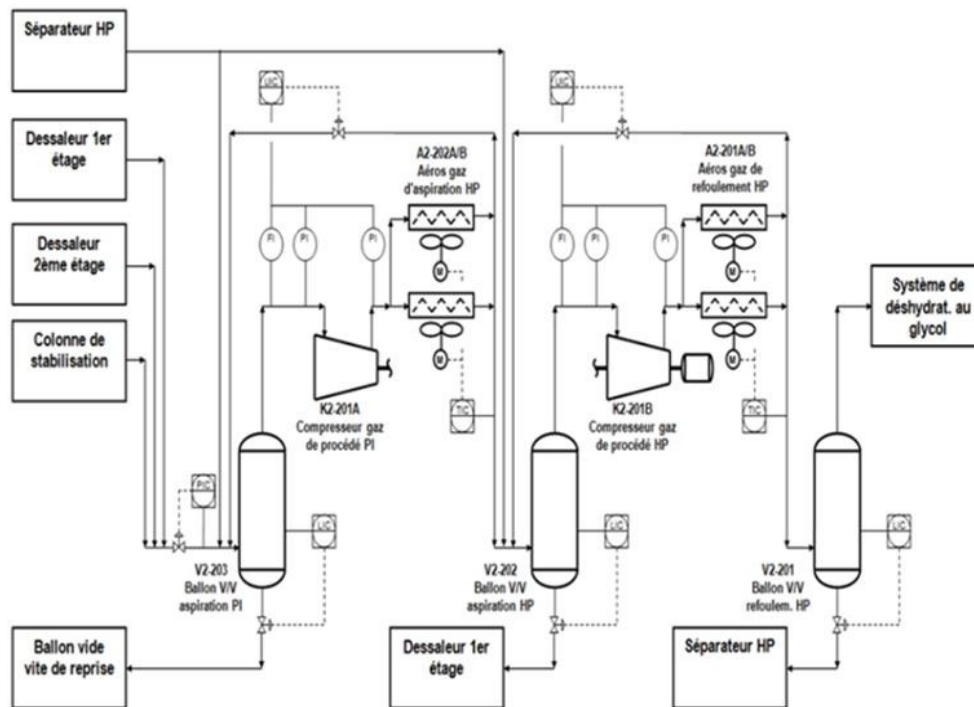


Figure II.5.6 Compression de gaz de procédé.

- Unité de Déshydratation

Elle est constituée de deux unités de déshydratation au glycol (A et B) qui se révèlent être identiques et qui fonctionnent simultanément au CPF. Chacune de ces unités est conçue pour traiter une quantité maximale de gaz de l'ordre de $348000 \text{ Nm}^3/\text{h}$.

Le procédé de déshydratation implique le mélange d'un gaz avec une solution chimique absorbante appelée tri-éthylène glycol (TEG). Le gaz, provenant des filtres séparateurs HP, est soumis à une pression d'environ 40,2 bar (583 psig) et une température de $52,3 \text{ }^\circ\text{C}$ ($126,2 \text{ }^\circ\text{F}$) avant d'être introduit dans le contacteur de glycol (C8-301 A/B) par la partie inférieure. À l'intérieur du contacteur, le gaz monte et traverse une section à garnissage structuré où il entre en contact avec le glycol qui s'écoule vers le bas.

Lorsque le gaz et le glycol circulent à contre-courant dans la section à garnissage, le glycol absorbe la vapeur d'eau présente dans le gaz et s'accumule dans le bas de la colonne, ce qui forme ce qu'on appelle le glycol saturé ou glycol riche. Le garnissage est conçu pour disperser de manière homogène le glycol, ce qui assure un meilleur mélange glycol/gaz et donc un maximum de contact entre le TEG et le gaz humide pour un transfert optimal de l'eau du gaz humide vers le glycol.

Le gaz en cours d'assèchement continue à monter et traverse un dispositif rebrumiser avant de quitter le contacteur par le haut. Le gaz sec est ensuite dirigé vers un échangeur de gaz/glycol pauvre (E8-301A/B), où il est chauffé (côté tubes) tandis que le glycol pauvre est refroidi (côté calandre), afin d'entrer dans le contacteur à une température adéquate.

Enfin, le gaz asséché est dirigé vers le collecteur de gaz avant d'être orienté vers les compresseurs d'injection de gaz. [10]

Chapitre II La zone Hassi Berkine

- Unité de régénération

Elle est constituée : d'un rebouilleur de glycol V8-302A1, d'une colonne d'extraction de glycol V8-302A3, d'un filtre de gaz combustible de réchauffeur V8-303A, d'un ballon tampon de glycol V8-302A2, d'un ballon de détente de glycol V8-306A, d'une colonne de distillation V8-302A4, d'un condenseur de glycol E8-303A1, de deux échangeurs de glycol E8-302A1/A2, de deux filtres à cartouches V8-304A1/A2, d'un filtre à charbon V8-305A et de deux pompes de transfert P8-301A1/B1, Figure II.5.7.

Le *TEG* provenant de la section de déshydratation est saturé en eau et contient également de faibles quantités d'hydrocarbures et probablement d'autres espèces chimiques.

Afin de pouvoir réutiliser le *TEG*, il est nécessaire d'éliminer l'eau, les hydrocarbures et les autres espèces chimiques qu'il contient, cette opération est appelée régénération.

Le glycol riche provenant du contacteur de glycol est dirigé vers le condenseur via une vanne à trois voies, qui régule la température de la tête du condenseur à environ 90 °C. Le condenseur fournit un reflux interne pour la colonne de distillation du glycol, ce qui préchauffe le *TEG* riche.

La séparation des hydrocarbures et l'évaporation de l'eau contenue dans le glycol sont réalisées grâce à une combinaison de diminution de pression et d'augmentation de la température du glycol riche.

Le *TEG* est chauffé successivement par E8-303A1 et E8-302A2. Puis, il est acheminé dans un récipient de détente dont la pression est de 3,8 barg et la température d'environ 75°C pour éliminer les hydrocarbures liquides qui surnagent et sont ensuite versés dans un seau. Le glycol qui sort du récipient de détente est filtré par des cartouches pour retirer les impuretés solides, puis passe par un filtre à charbon actif pour absorber les différents contaminants.

Le glycol est ensuite chauffé pour la troisième fois dans l'échangeur E8-302A, où il circule dans les tubes tandis que le glycol chaud du ballon V8-302A2 circule dans la calandre.

Le *TEG* est chauffé une dernière fois dans le rebouilleur V8-302A1 à l'aide d'un tube à flamme. Le glycol riche est chauffé jusqu'à environ 204°C pour évaporer l'eau et déborder dans la colonne d'épuisement V8-302A3.

Le *TEG* qui s'écoule vers le bas de la colonne rencontre le gaz de stripping en contre-courant, qui retire les vapeurs d'eau piégées dans le glycol. Le glycol régénéré est acheminé vers le ballon tampon V8-302A2, d'où il passe dans deux échangeurs côté calandre pour se refroidir à environ 93°C.

Enfin, il est pompé vers le contacteur pour être réutilisé. [10]

Chapitre II La zone Hassi Berkine

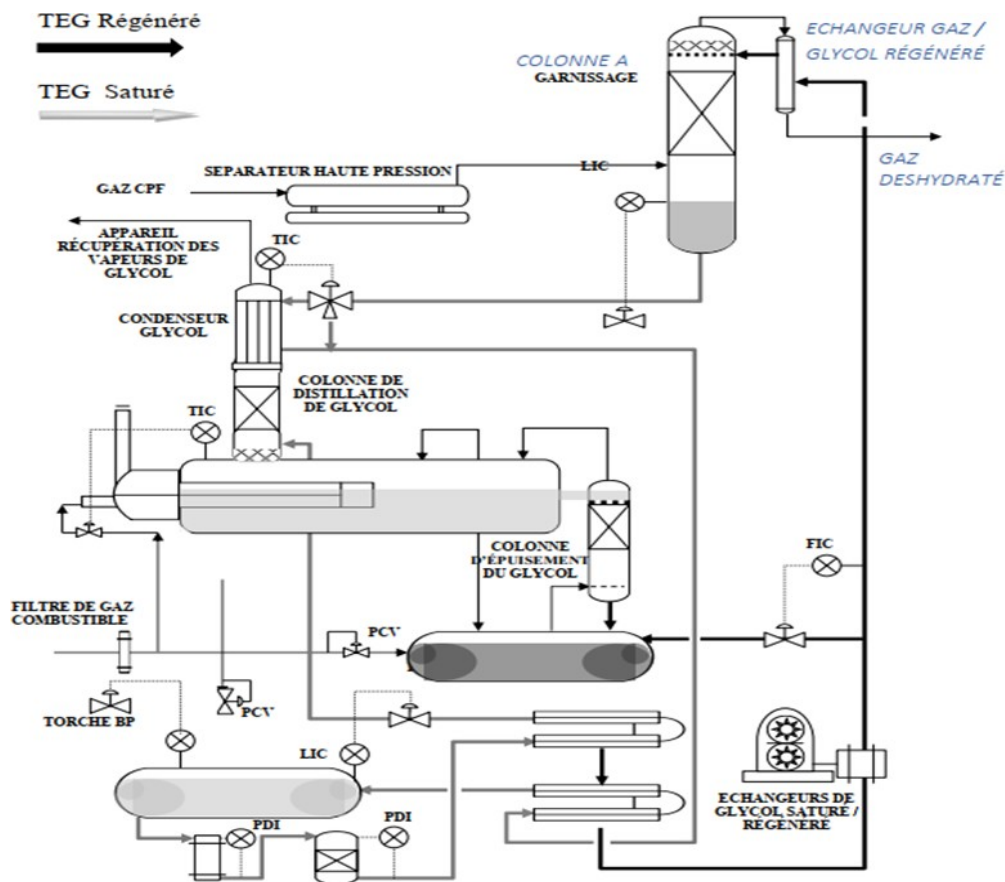


Figure II.5.7 Procédé de déshydratation et de régénération.

II.5.3 Système de réinjection de Gaz

Les objectifs visés par les dispositifs de compression d'injection consistent en l'accroissement de la pression du gaz émergeant du processus de déshydratation à une pression élevée qui sera nécessaire pour faciliter la remontée du pétrole en surface à travers les puits. Les compresseurs d'injection employés à cet effet sont des compresseurs centrifuges qui sont actionnés par une turbine à gaz. [10]

L'installation de réinjection est composée de trois trains de compression identiques et d'un quatrième appelé solaire, d'une capacité inférieure. Chaque compresseur comprend deux étages de compression, tous deux sont entraînés par l'arbre de la turbine à gaz, Figure II.5.8.

Le ballon de garde de moyenne pression (MP) a pour fonction de protéger le compresseur contre les effets de l'entraînement liquide. Il contient un dispositif de démoissage qui empêche l'entraînement des liquides. Les liquides sont collectés dans un pot de purge et évacués vers le réseau de condensat, tandis que le gaz est acheminé vers le premier étage de compression. Ce dernier permet d'augmenter la pression du gaz de 40 bars à 120 bars, avant d'être refroidi à l'aide de ventilateurs et d'un échangeur tubulaire à deux passes. Le gaz passe ensuite au deuxième étage de compression à travers un ballon de garde de haute pression (HP), qui fonctionne selon le même principe que le ballon MP. Dans cet étage, le gaz est comprimé de 120 bars à environ 300 bars, puis refroidi de la même manière qu'auparavant avant d'être injecté dans les puits. [10]

Chapitre II La zone Hassi Berkine

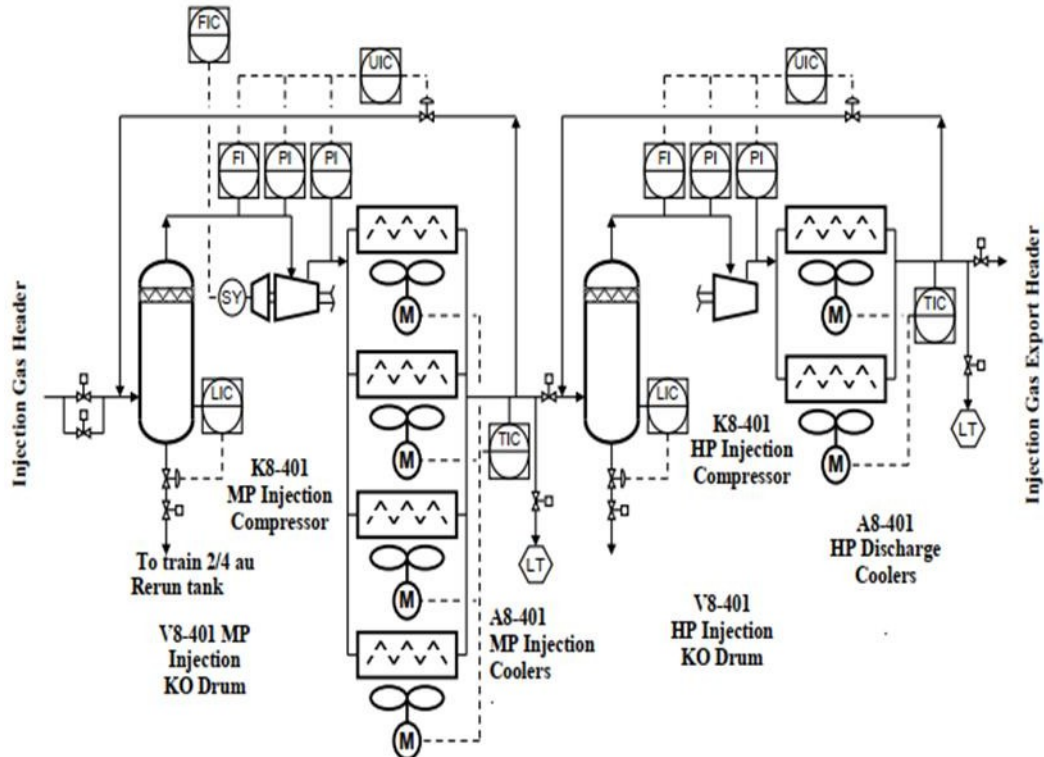


Figure II.5.8 Procédé de compression et réinjection.

Chapitre III
Procédé de déshydratation et de régénération

Chapitre III procédé de déshydratation et régénération

Introduction



Hydrate sorti d'une canalisation.

Dès le début du XXe siècle, l'exploitation du gaz naturel s'est heurtée à des difficultés liées aux bouchages des canalisations par des dépôts de cristaux. Ces cristaux sont des hydrates de gaz naturel qui se forment lors de la combinaison physique des molécules d'eau avec celles du gaz et en tout premier lieu le méthane. Pour éviter ce bouchage des canalisations, les installations de production et de transport doivent être protégées contre des risques de formation d'hydrates. Pour se faire, une première solution consiste à déshydrater le gaz naturel.

III.1 Teneur en eau dans le gaz naturel

La teneur en eau dans le gaz naturel dépend essentiellement de la température et de la pression. Les sels en solution dans l'eau réduisent sa pression partielle en phase vapeur et la teneur en eau du gaz se trouve donc diminuée.

La teneur en vapeur d'eau peut être mesurée selon trois méthodes, à savoir :

- Observation du point de rosée ;
- Rétention d'eau sur un adsorbant ;
- Absorption dans un liquide (Karl-Fisher). [11]

La teneur en eau libre élevée peut être à l'origine de nombreux problèmes qui influent directement sur les équipements en aval de la section de déshydratation, tel que :

- Risque de corrosion des pipes (surtout en présence de gaz acide).
- Risque de formation des hydrates.
- Écoulement diphasique et augmentation de la perte de charge.
- Risque de solidification dans les procédés cryogéniques.
- Diminution du pouvoir calorifique du gaz.

Chapitre III procédé de déshydratation et régénération

III.2 Les hydrates

Les hydrates de gaz sont des composés cristallins qui appartiennent à la famille des clathrates ou « composés cages ». Ce sont des substances solides formées de cages de molécules d'eau qui contiennent une ou plusieurs molécules de gaz.

Les deux structures connues du réseau cristallin, appelées structure I et structure II, sont données dans la Figure III. 2.1. Dans ces structures, le motif de base est un pentagone formé par les molécules d'eau reliées par des liaisons hydrogènes. Alors que la face dans sa structure la plus courante (structure II) est formée d'anneaux hexagonaux empilés. Ces motifs pentagonaux s'assemblent dans l'espace en formant des dodécaèdres à faces pentagonales.

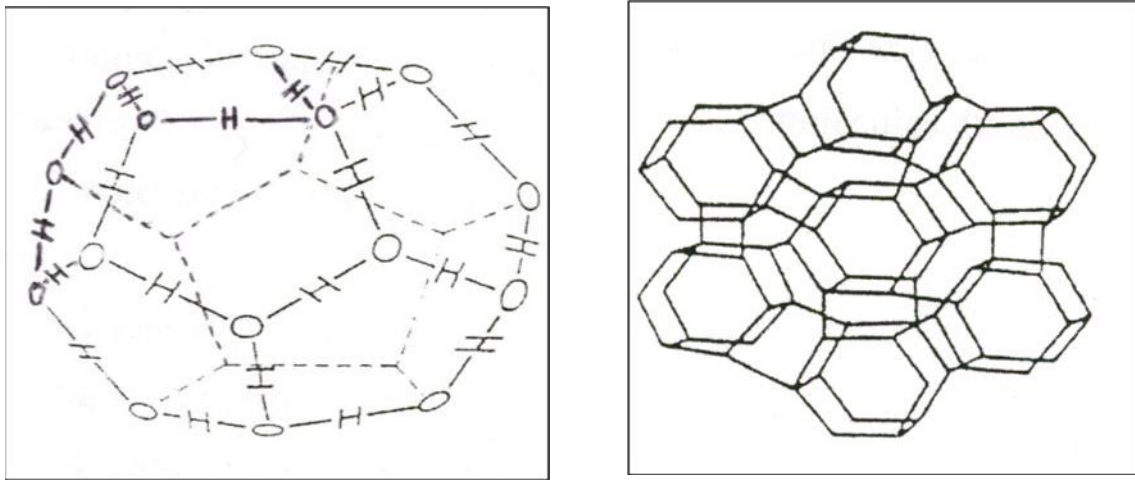


Figure III.2.1 Polyèdre résumant les cavités des hydrates (dodécaèdre) et Structure de la glace (Structure II).

- **Hydrates de structure I**

Aux conditions d'équilibre de pression, de température de formation et de dissociation des hydrates, le cristal unitaire de cette structure, $2M_1 6M_2 46H_2O$ appelée structure I, est composé de 46 molécules d'eau mélangées avec des composants gazeux : méthane, éthane, dioxyde de carbone. [2]

Où : M_1 représente deux petites cavités (polyèdres constitués de 12 faces pentagonales et référencées 5¹²), et M_2 représente les six grandes cavités (polyèdres constitués de 12 faces pentagonales et de 2 faces hexagonales et référencées 5¹² 6²).

- **Hydrates de structures II**

Le cristal unitaire de cette structure est composé 136 molécules d'eau mélanges avec les hydrocarbures suivants : propane, iso butane, n-butane : Structure II de formule $16M_3 8M_4 136H_2O$.

Où : M_3 représente les huit grandes cavités (polyèdres constitués de 12 faces pentagonales et de 4 faces hexagonales et référencées 5¹² 6⁴).

Chapitre III procédé de déshydratation et régénération

- **Hydrates de structure H**

Une autre structure d'hydrates appelée structure H, composé de 34 molécules d'eau : $3M1\ 2M3\ 34H_2O$ s'ajoute aux deux structures précitées.

Où : **M1** représente les petites cavités, **M2** représente la cavité intermédiaire, **M3** représente la grande cavité. [12]

La formation d'hydrates est un problème majeur en production et transport de gaz naturel. Les hydrates se forment lorsque les conditions suivantes sont réunies simultanément :

- **Présence d'eau liquide**

Un gaz naturel saturé ou non en eau ne donne pas lieu à la formation d'hydrates.

Celle-ci ne peut intervenir qu'en présence d'eau liquide par exemple libérée par le gaz au cours d'un changement des conditions de pression ou de température.

- **Présence d'hydrocarbures légers**

Seuls les quatre premiers hydrocarbures (méthane, éthane, propane, butane) sont capables de former des hydrates en présence d'eau liquide. D'autres substances telles que le dioxyde de carbone ou le sulfure d'hydrogène peuvent former également des hydrates avec l'eau.

- **Conditions de température et de pression**

En général, les hydrates se forment à des pressions suffisamment élevées et à des températures assez basses. La densité du gaz par rapport à l'air (méthode de KATZ), sa composition et les facteurs d'équilibres solides-vapeur (méthode de CARSON et KATZ) y jouent aussi un grand rôle dans leurs formations. [7]

Par conséquent, la déshydratation du gaz naturel est devenue une nécessité dans l'industrie de traitement du gaz, un processus de déshydratation approprié doit être choisi et conçu pour éliminer la vapeur d'eau présente dans le gaz naturel. Les critères de conception dépendent de la quantité d'eau présente dans le gaz naturel et de la présence d'effluents gazeux acides. Elle est réalisée par différents types de procédés : adsorption, absorption, membranes, refroidissement par fonctionnement et condensation.

III.3 Méthodes de déshydratation

III.3.1 Déshydratation par refroidissement

La déshydratation du gaz par réfrigération (Figure III.3.1) est un procédé de déshydratation à faible coût. L'eau se condense quand le gaz est refroidi ; l'eau est ensuite retirée dans un séparateur. La méthode de séparation peut être effectuée plusieurs fois. La méthode est plus efficace à haute pression. La quantité d'eau dans le processus de réfrigération est souvent insuffisante. En raison du faible coût du processus de réfrigération sont souvent utilisés avant les autres processus de déshydratation.

Cette méthode est utilisée pour contrôler simultanément les points de rosée d'eau et hydrocarbures du gaz naturel, elle est également préconisée à l'amont d'un autre procédé de déshydratation. [13]

Chapitre III procédé de déshydratation et régénération

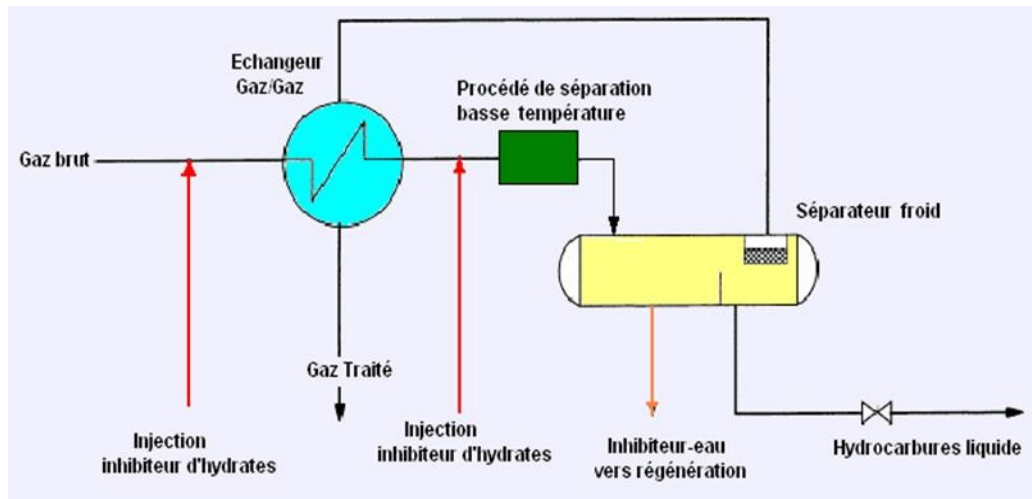


Figure III.3.1 Déshydratation par abaissement de la température.

III.3.2 Déshydratation par membranes

Il n'existe pas à l'heure actuelle de procédé industriel de déshydratation par perméation gazeuse (Figure III.3.2). Toutefois, différentes études ont montré l'intérêt potentiel d'un tel procédé, qui par rapport à une unité de déshydratation au glycol, pourrait s'avérer plus économique et plus compact, ce qui est particulièrement important dans le contexte de la production en mer.

Ces différents avantages n'apparaissent clairement que dans le cas d'un fonctionnement à un seul étage, sans recyclage ni re-compressions du perméat, à condition de sélectionner des polymères adaptés, des valeurs très élevées du facteur de sélectivité intrinsèque.

Le mécanisme de transport d'un gaz à travers une membrane comprend une sorption du pénétrant du côté alimentation, une diffusion du pénétrant à travers la membrane, puis une désorption du gaz du côté perméat et enfin une résorption du gaz du côté perméat.

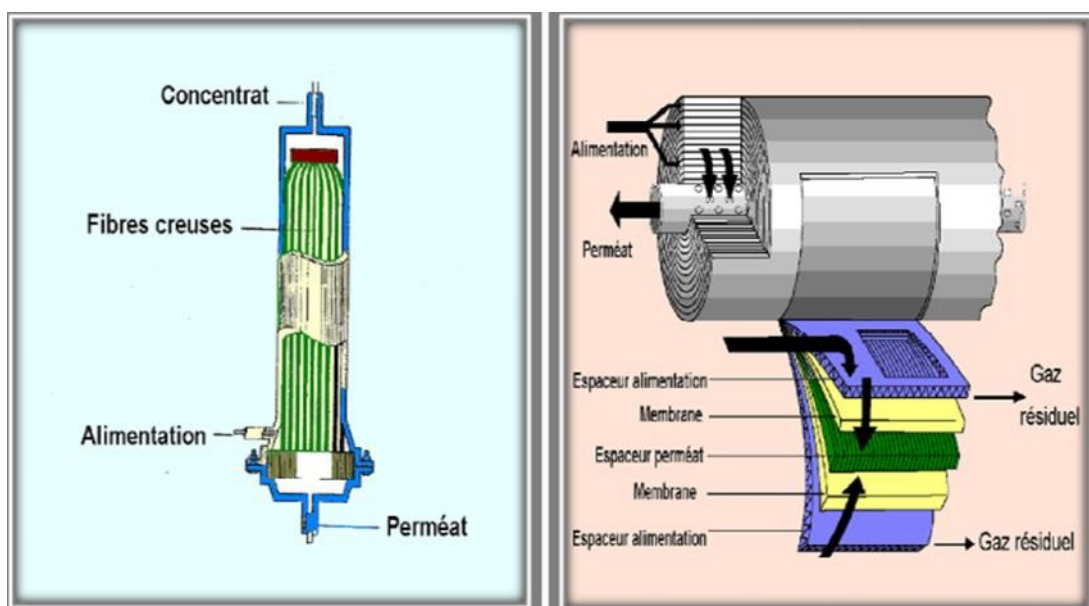


Figure III.3.2 Module à fibre creuses / Module spiral.

Chapitre III procédé de déshydratation et régénération

III.3.3 Déshydratation par adsorption

L'adsorption est une technique très utilisée pour déshydrater le gaz à des teneurs très faibles. Généralement cette technique est effectuée par des adsorbants qui sont utilisés dans des systèmes de déshydratation à une ou plusieurs tours, associée avec un équipement de régénération. La figure (Figure III.3.3) montre un système à deux tours.

Une tour adsorbe l'eau contenue dans le gaz, tandis que l'autre tour est en phase de régénération et de refroidissement. Un gaz chaud est utilisé pour chasser l'eau adsorbée par le sécheur, ensuite celui-ci sera refroidi par un gaz non chauffé. Les tours doivent se permuter avant que l'adsorbant soit totalement saturé en eau. Dans cette configuration, une partie du gaz séché est utilisée pour la régénération et le refroidissement. Le gaz de régénération utilisé pour le chauffage de lit sera réinjecté dans le procédé, une fois refroidi et séparé de son eau par un ballon.

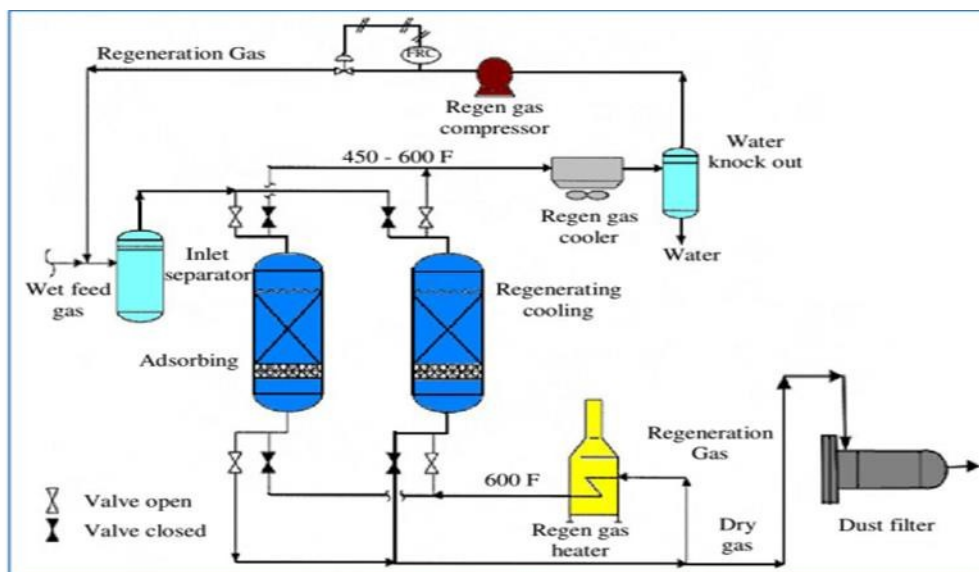


Figure III.3.3 Procédé de déshydratation avec deux colonnes d'adsorption.

Pour qu'un adsorbant soit efficace, il doit présenter les caractéristiques suivantes :

- Capacité d'adsorption à l'équilibre importante.
- Adsorption réversible permettant de régénérer l'adsorbant.
- Cinétique d'adsorption rapide.
- Faible perte de charge.
- Pas d'effet de dilatation de volume avec la température et la saturation.

Chapitre III procédé de déshydratation et régénération

III.3.4 Déshydratation par l'absorption

L'absorption consiste en un transfert de matière entre une phase gazeuse et une phase liquide, cette dernière étant constituée d'un corps pur ou d'un mélange de plusieurs substances (solvant). Par ailleurs, on admet que la phase gazeuse est formée uniquement par deux composants, celui qui est en transfert ou soluté, et le gaz porteur, inerte ou diluant.

La récupération, souvent nécessaire de la substance qui s'est dissoute dans le liquide, est appelée désorption.

L'absorption peut être purement physique ou s'accompagner d'une réaction chimique. Cette dernière nécessite toujours une désorption par stripping à la vapeur ou par distillation, dont le coût peut devenir prohibitif dans certains cas.

L'absorption physique est préférée quand le mélange de gaz d'alimentation et le constituant à absorber sont présents en grande quantité, à pression élevée. La fraction de gaz non absorbé doit présenter une très grande pureté. Alors que l'absorption par réaction chimique est préférée quand la récupération du solvant n'exige pas une grande quantité d'énergie et que les constituants à séparer à partir du mélange d'alimentation sont présents en faible concentration sous une basse pression.

Le solvant d'absorption doit posséder une capacité d'absorption, une réactivité, une sélectivité, ...

Dans notre cas d'étude le solvant chimique que nous avons utilisé est le glycol. C'est le moyen le plus couramment utilisé et le plus rentable pour éliminer l'eau du flux de gaz et ce depuis le début du XXe siècle. Il existe plusieurs types de glycols utilisés dans l'industrie pour la déshydratation du gaz naturel :

- Le mono-éthylène glycol (*MEG*) $C_2H_6O_2$.
- Le di-éthylène glycol (*DEG*) $C_4H_{10}O_3$.
- Le tri-éthylène glycol (*TEG*) $C_6H_{14}O_4$. [12]

Le tableau III.3.1 résume quelques avantages et inconvénients des différents types de glycol.

Chapitre III procédé de déshydratation et régénération

Tableau III.3.1 Principales différences entre les types de glycol. [12]

Glycol	Avantages	Inconvénients
MEG	Travaille à basse température. Un cout moyen.	Présente quelque tendance au moussage. Donc il exige un anti moussage ou des inhibiteurs.
DEG	Ne se solidifie pas dans une solution concentrée. Stable en présence de soufre, oxygène et de CO ₂ . Moins coûteux par rapport aux autres.	Difficilement régénéré à 95%. Une différence du point de rosée entre l'entrée et la sortie de l'absorbeur minimal par rapport au TEG.
TEG	Ne se solidifie pas dans une solution concentrée. Stable en présence de soufre, et de CO ₂ . Solubilité négligeable pour les hydrocarbures. Grande différence du point de rosée à la sortie de l'absorbeur. Température de décomposition plus élevée par rapport aux autres solvants.	Présente quelques tendances au moussage donc il exige un anti-moussage ou des inhibiteurs

D'après les avantages et les inconvénients du tableau III.3.1, il semble évident que le tri-éthylène glycol est le plus adéquat pour les procédés de déshydratation du gaz par absorption.

III.3.5 Régénération du glycol

Les éléments principaux de chaque unité de régénération de glycol sont le rebouilleur de glycol, le contacteur (*glycol & stripping gas*) et le condenseur comme indiqués par la figure III.3.4. L'objectif de l'unité de régénération de glycol est de retirer l'eau et une faible teneur en hydrocarbures légers absorbée par le glycol riche qui sort par le fond du contacteur de glycol. La séparation entre le glycol, l'eau et les hydrocarbures légers est accomplie par la combinaison d'une élévation de température du glycol humide et d'un abaissement de la pression d'exploitation. Le *TEG* régénéré est filtré pour enlever les impuretés et des produits chimiques sont ajoutés pour ajuster son pH et minimiser le moussage. Le *TEG* est refroidi pour le rendre convenable au recyclage vers un contacteur.

Le contacteur de glycol fonctionne à environ 40 barg tandis que les unités de régénération du glycol fonctionnent pratiquement à la pression atmosphérique. L'écoulement du glycol riche du premier système vers le second se fait donc par différence de pression. Le recyclage du glycol pauvre vers le contacteur se fait par pompage.

Chapitre III procédé de déshydratation et régénération

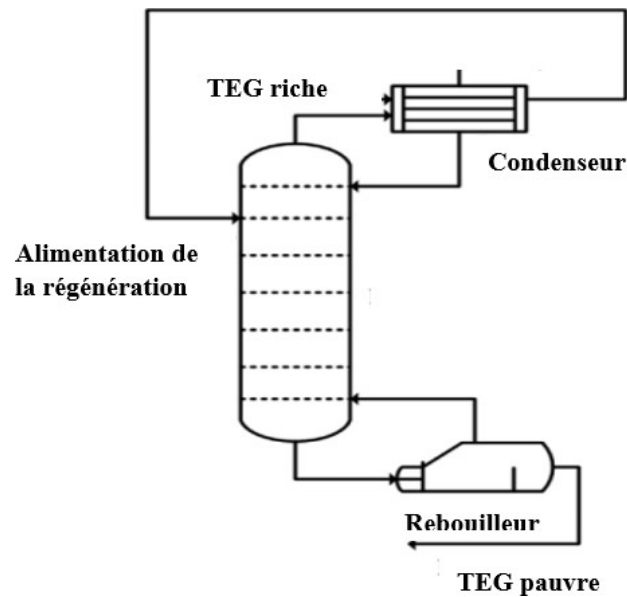


Figure III.3.4 Procédé de régénération du glycol.

❖ Contacteurs gaz-liquide

Les transferts de matières et de chaleur s'établissent au moyen de dispositifs de contact qui engendrent de grandes surfaces d'échange entre les deux phases. Pour ce faire, il existe deux variantes : la dispersion du gaz dans une phase liquide continue et la dispersion du liquide dans une phase gazeuse continue.

Bien que dans certains cas particuliers on utilise un équipement spécifique afin de garantir une certaine efficacité, la tendance actuelle va à l'utilisation d'éléments très semblables à ceux décrits pour la distillation : colonnes à plateaux ou colonnes à garnissages, qui doivent permettre un contact intime du gaz et du liquide.

Le choix du contacteur se fait en fonction des performances à établir un contact parfait entre les deux phases en contact (bonne efficacité du transfert de matière) et du volume de liquide mis en œuvre.

La colonne est généralement en tôles d'acier soudées, son épaisseur est fonction de la pression intérieure (rarement inférieure à 10 mm). Une colonne comporte toujours intérieurement des dispositifs dans lesquels s'effectue l'échange de matière. Il y a deux types de colonnes :

III.3.6 Les colonnes à garnissage

La colonne à garnissage est sans doute le plus simple et le plus traditionnel des contacteurs gaz-liquide. En principe, il s'agit d'une colonne munie d'un plateau support, et remplie de garnissage de types très divers. Ces garnissages sont mis en place d'une manière aléatoire le plus fréquemment et parfois d'une manière ordonnée. Le liquide ruisselle par gravité le long de ce garnissage après avoir été distribué au moyen d'un plateau situé au sommet de la colonne. Le gaz circule généralement à contre-courant du liquide, quoique des réalisations à co-courant ou à courants croisés soient utilisées. Les garnissages sont des pièces formées régulièrement en métal, céramique, verre, graphite, ou matière plastique. Le nombre de types de garnissages inventés depuis une cinquantaine d'années est impressionnant.

Chapitre III procédé de déshydratation et régénération

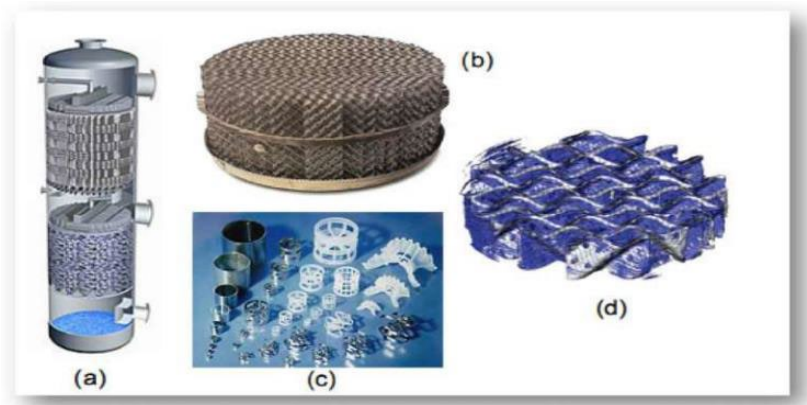


Figure III.3.5 (a) Schéma d'une colonne à garnissage, (b) Garnissage structuré, (c) Garnissage en vrac, (d) Image d'un ruissellement de film liquide le long d'un garnissage

Il existe une gamme très importante de garnissage qui diffèrent par la forme, les dimensions et les matériaux de construction (céramique, acier, porcelaine ...). Le choix du type de garnissage dépend d'un grand nombre de facteurs dont les principaux sont :

- Le prix de matériau ;
- La résistance à la corrosion : elle impose souvent le choix d'éléments en verre, en inox, en céramique ou parfois en métaux précieux ;
- La surface spécifique : une grande surface accélère les échanges. Les pertes de charge sont généralement élevées lorsque la surface spécifique est grande ;
- Le pourcentage de vacuité : s'il est élevé, on diminue les pertes de charge, ce qui permet de travailler sous pression réduite dans le rebouilleur. [15]

On peut distinguer :

- **Garnissages en vrac**

Les principaux types de Garnissages en vrac sont : Anneaux Raschig, Anneaux Pall, Selles de Berl, Selles Intalox.

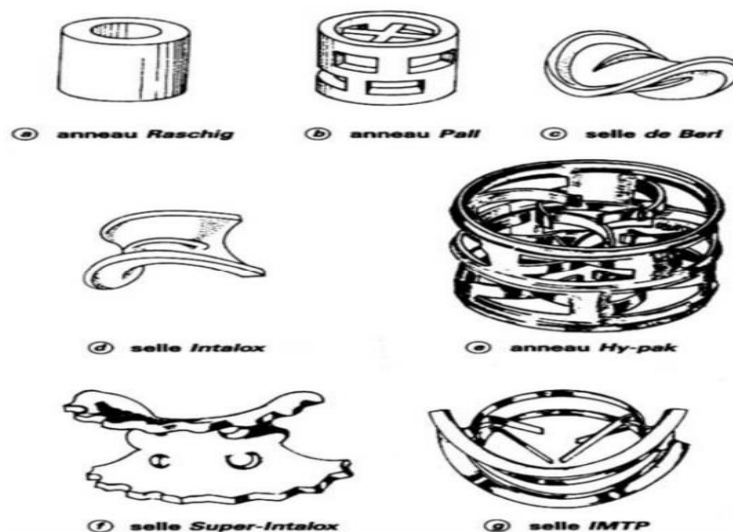


Figure III.3.6 Différents types de garnissage en vrac

Chapitre III procédé de déshydratation et régénération

- **Garnissages systématiques**

Les principaux types de Garnissages systématiques sont : Anneaux ordonnés et Matelas.

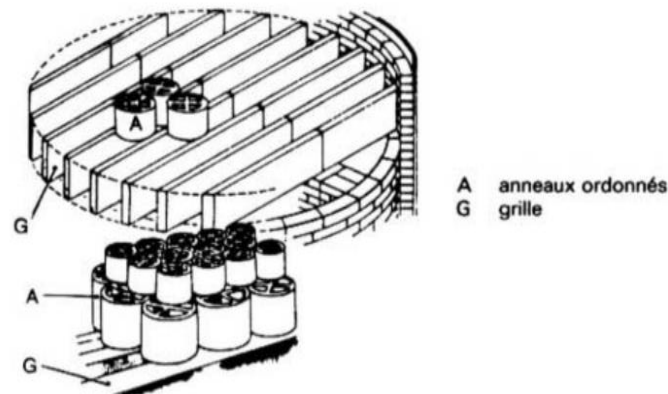


Figure III.3.7 Interposition d'anneaux ordonnés entre une grille et du garnissage en vrac

III.3.7 Les colonnes à plateaux

Les dispositifs (Figure III.3.8) les plus employés pour la mise en contact des phases liquide et vapeursont les suivants :

- **Les plateaux perforés**

C'est le type de plateaux le plus simple, constitué simplement de perforations. Le liquide descend d'un plateau à l'autre par les tubes déversoirs. La vapeur traverse verticalement les trous du plateau supportant une certaine épaisseur de liquide, assurant ainsi un contact entre les deux phases.

- **Les plateaux à calottes ou à cloches**

Les cloches forcent la vapeur à pénétrer plus ou moins horizontalement sur le plateau, assurant ainsi un meilleur contact entre les phases. Les plateaux à calottes sont largement utilisés. La calotte est constituée d'un tube au-dessus duquel se trouve une coupelle perforée. Le liquide tombe du déversoir du plateau supérieure et arrive à la hauteur du tube de la calotte. Les vapeurs ascendantes passent à travers les trous dans la calotte et sont forcées de faire des bulles dans le liquide, se condensant en partie, en fonction de la température à laquelle le plateau est situé.

- **Les plateaux à clapets ou à soupapes**

Les clapets ont pour objectif de fermer les trous des plateaux lors de faibles vitesses vapeurs, et ainsi d'éviter le pleurage (liquide retombant par les trous sur le plateau inférieur). Ils permettent également à la vapeur d'entrer sur le plateau supérieur avec une vitesse horizontale et non verticale, assurant ainsi un meilleur contact des deux phases. [14]

Chapitre III procédé de déshydratation et régénération

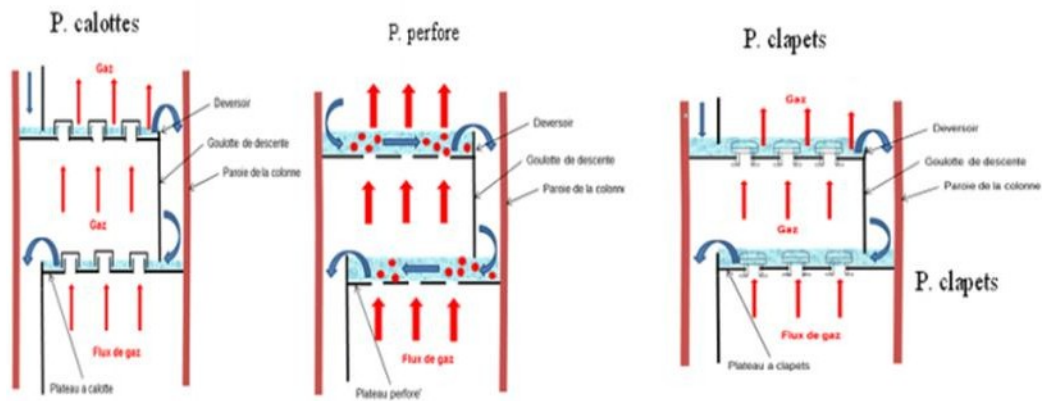


Figure III.3.8 Colonnes à plateaux.

Problèmes rencontrés dans les colonnes à plateaux

- Pleurage :

Il y a pleurage lorsque le liquide s'écoule d'un plateau à un autre par les orifices du plateau. Ce phénomène peut avoir lieu si les trous dans le plateau sont trop grands ou si le débit de gaz est trop faible. En effet, si la pression du gaz passant par un orifice n'est pas suffisante pour créer une bulle et supporter la charge du liquide, ce dernier commence à s'écouler par les trous.

- Engorgement

Pour des débits de gaz et de liquide trop importants, on peut atteindre les limites suivantes :

L'engorgement des trop-pleins si le débit de liquide est trop important, le niveau de liquide dans le déversoir atteint le plateau supérieur, qui ne peut plus se vider. Son épaisseur de liquide augmente, On parle alors d'engorgement de la colonne.

L'engorgement par entraînement si le débit du gaz augmente trop, à un moment, le mélange de liquide et de gaz peut former une émulsion. Cette émulsion peut remplir tout l'espace entre les plateaux et atteindre le plateau supérieur. Cela va diminuer l'efficacité du plateau supérieur, et donc de la colonne.

- Entraînement

On parle de phénomène d'entraînement lorsque le liquide est transporté par le gaz d'un plateau au plateau supérieur. L'entraînement des gouttelettes du liquide sur le plateau supérieur est dû à une vitesse trop élevée du gaz dans la zone de contact des phases.

L'efficacité du plateau est réduite. Dans ce cas, la colonne s'approche du point d'engorgement, car la quantité du liquide sur le plateau supérieur augmente.

Chapitre III procédé de déshydratation et régénération

- Mauvaise distribution du liquide

Ce phénomène engendre une réduction de la surface de contact entre les phases et une diminution de l'efficacité de la colonne. Ce problème peut se produire lorsque les plateaux ne sont pas placés horizontalement ou le débit du liquide est trop grand ou encore le débit du gaz est trop faible. [16]

Chapitre IV
Calculs et vérification des paramètres de fonctionnement

Chapitre IV Calculs et vérification des paramètres de fonctionnement

IV.1 Problématique

La présence d'eau dans le gaz naturel ou dans le gaz associé agit directement sur l'intégrité des équipements et la formation des hydrates au niveau des pipes et des puits de réinjection.

L'objectif de cette partie de notre travail concerne donc, dans un premier temps, le calcul et la vérification de quelques paramètres pour assurer le bon fonctionnement de l'unité par la méthode des abaques afin de faire une comparaison entre le cas de design et le cas de service.

Le deuxième volet de l'étude consiste en une simulation de l'unité de déshydratation et l'optimisation des paramètres de fonctionnement par *Aspen Hysys* et ce, afin de réduire au mieux la quantité d'eau à la sortie de la colonne.

Nous disposons, à cet effet, de données 'cas design' et 'cas service' à l'entrée de l'absorbeur, telqu'indiqué par le tableau IV.1.1.

Tableau IV.1.1 Données à l'entrée de l'absorbeur.

	Température (°C)	Pression (KPa)	Débit (m ³ /h)
<i>Cas design</i>	55	4601	348000
<i>Cas service</i>	46	4501	351000

La composition du gaz traité est obtenue au niveau du laboratoire d'analyse et les valeurs sont représentées dans le tableau IV.1.2.

Tableau IV.1.2 Composition du gaz à l'entrée de l'unité de déshydratation.

Molécules	Fraction molaire
H ₂ O	0.0003
N ₂	0.0059
CO ₂	0.0056
Méthane	0.6804
Ethane	0.1753
Propane	0.1091
i-butane	0.0073
n-butane	0.0076
i-pentane	0.0025
n-pentane	0.0032
n-hexane	0.0028

Chapitre IV Calculs et vérification des paramètres de fonctionnement

IV.2 Détermination graphique « Méthode des abaques »

Pour la détermination de la teneur en eau du gaz entrant dans la colonne, on utilise la corrélation de *MACKETTA*. L'abaque de *MACKETTA* est l'une des méthodes pratiques la plus simple pour une estimation relativement précise de la teneur en eau d'un gaz. Cette méthode s'applique pour des gaz naturels de densité ≤ 0.8 .

IV.2.1 Calcul de la densité du gaz

La densité du gaz est obtenue via la relation (1).

$$D = M_{\text{gaz}}/M_{\text{air}} \quad (1)$$

Où $M_{\text{gaz}} = \sum M_i y_i$. M_i et y_i : masse molaire et fraction molaire de constituant (i), respectivement.

D'après les données chromatographiques réalisées en **septembre 2022**, au niveau du site, M_{gaz} vaut **23.35 g/mol** et M_{air} vaut **28.964 g/mol**. Ce qui conduit, d'après la relation (1), à une valeur de densité de l'ordre de **0.804**.

IV.2.2 Facteur de compressibilité

Pour la détermination du facteur de compressibilité Z , on utilise les coordonnées réduites P_r et T_r des corrélations empiriques :

$$P_r = P/P_{pc} \quad (2)$$

$$T_r = T/T_{pc} \quad (3)$$

Avec P : pression de service (4501 KPa), T : température de service (46°C), P_{pc} : pression pseudo critique en Mpa ($P_{pc} = \sum n y_i P_c$) et T_{pc} : température pseudo critique en K

($T_{pc} = \sum n y_i T_c$).

P_c , T_c et y_i étant respectivement la pression critique (MPa), la température critique (K) et la fraction molaire (Tableau IV.2.1)

Tableau IV.2.1 Coordonnées critiques et pseudo-critiques des constituants du gaz.

Composition	Fraction molaire	Tc (K)	Pc (MPa)	Tpc (K)	Ppc (MPa)
H2O	0.0003	647.5	22.054	0.19425	0.00661
N2	0.0056	126.1	3.394	0.74399	0.20024
CO2	0.0059	304.19	7.382	1.70346	0.04133
Méthane	0.6804	190.56	4.604	129.657	3.13256
Ethane	0.1753	305.52	4.88	53.5576	0.85546
Propane	0.1091	370	4.249	40.367	0.46356
i-butane	0.0073	408.1	3.648	2.9793	0.02663
n-butane	0.0076	425.2	3.797	3.2315	0.02885
i-pentane	0.0025	461	3.33	1.1525	0.00832
n-pentane	0.0032	409.6	3.369	1.3107	0.01078
n-hexane	0.0028	507.6	3.012	1.4212	0.00843

Chapitre IV Calculs et vérification des paramètres de fonctionnement

Du tableau IV.2.1, il ressort que $P_{pc} = 4.6025 \text{ MPa}$ et $T_{pc} = 236.31\text{K}$, ce qui conduit d'après les calculs à $T_r = 1,349$ et $P_r = 0,978$.

Le diagramme généralisé de la figure IV.1.1 permet l'accès au facteur de compressibilité

$$Z = 0,88. [7]$$

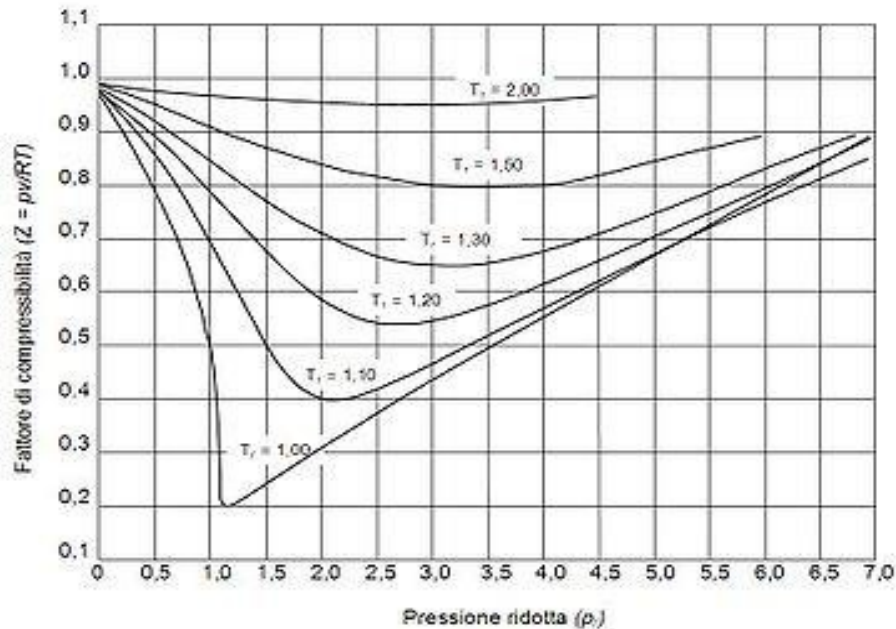


Figure IV.1.1 Diagramme généralisé donnant le facteur de compressibilité en fonction de pression et température réduites.

IV.2.3 Détermination de la masse volumique du gaz

La masse volumique du gaz est déterminée via la relation caractéristique des gaz réels ($R = 0,082 \text{ L. atm/K. mol}$).

$$PV = n ZRT \quad (4)$$

Dans l'équation (4), la quantité de matière (n) peut être écrite en termes de poids moléculaire apparent (M_a), du poids du gaz (m) et de la densité spécifique du gaz $\rho_g = m/V$, équation (5).

$$\rho = \frac{PM_a}{ZRT} \quad (5)$$

La masse volumique du gaz (ρ_g) vaut alors, d'après l'équation (5) : 44.55 kg/m^3 (2.746 lb/ft^3).

Chapitre IV Calculs et vérification des paramètres de fonctionnement

IV.2.4 Teneur en eau dans le gaz humide

- Cas design

La pression fixée au niveau de l'installation est de 4601 KPa (667,31 psia) alors que la température est de 55°C soit 131 °F. La teneur de CO₂ dans le gaz est presque négligeable donc on utilise l'abaque de *MACKETTA-WEHE* : $W_i = 170 \text{ lb/mmscf}$.

La densité étant égale à **0,804** et le facteur de correction $C_g = 0,98$, ce qui donne une teneur : $W_i = 0,98 * 170 = 166,6 \text{ lb/mmscf}$.

- Cas service

La pression de service au niveau de l'installation est de 4501 KPa (652,81 psia) alors que la température de service est de 46°C soit 114,8 °F. La teneur de CO₂ dans le gaz est presque négligeable donc on utilise l'abaque de *MACKETTA-WEHE* : $W_i = 90 \text{ lb/mmscf}$.

La densité étant égale à **0,804** et le facteur de correction $C_g = 0,98$, ce qui donne une teneur : $W_i = 0,98 * 90 = 88,2 \text{ lb/mmscf}$.

L'utilisation de la méthode de l'abaque (Figure IV.1.2) nécessite une bonne lecture et donne donc des résultats plus moins fiables alors que la méthode de simulation conduit à des résultats nettement plus précis.

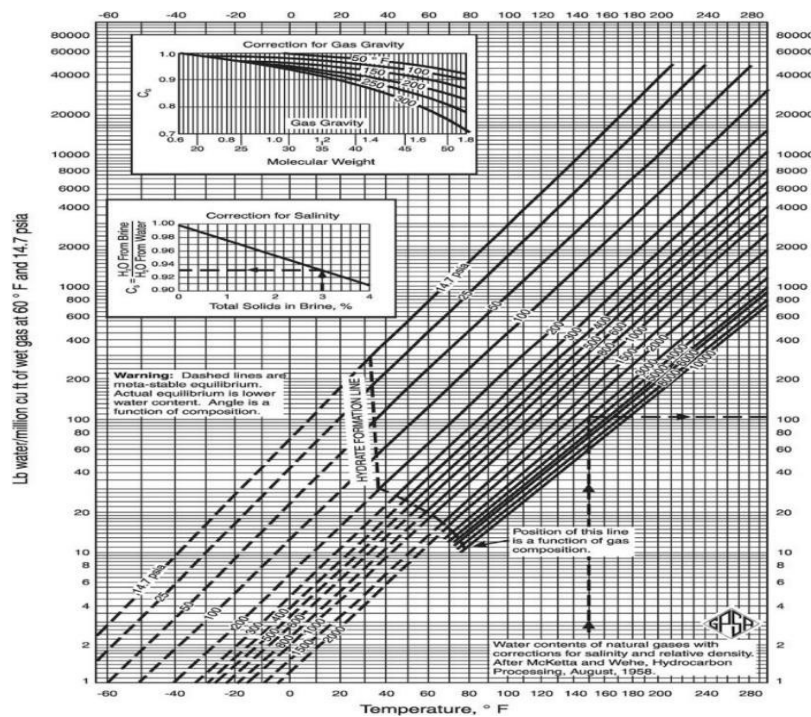


Figure IV.1.2 Abaque de la quantité d'eau dans le gaz en fonction de pression et température de service. [18]

Chapitre IV Calculs et vérification des paramètres de fonctionnement

IV.2.5 Conditions de formations des hydrates

La température de formations d'hydrates est l'un des critères les plus importants dans le calcul de déshydratation. La méthode d'abaques développée par *L. Katz* [20] consiste à déterminer la TFH (température de formation d'hydrate) en fonction de la densité du gaz et la pression de service. L'application de cette méthode est basée sur la très faible teneur du gaz en CO₂ et N₂ et surtout l'absence de H₂S. C'est le cas dans notre gaz.

La formation d'hydrate au niveau de la colonne d'absorption et les puits d'injection est inévitable donc pour l'éviter il faudra se placer en dehors des conditions de formation. On utilise l'abaque (Figure IV.1.3) pour déterminer la variation de température de formation d'hydrate selon la pression.

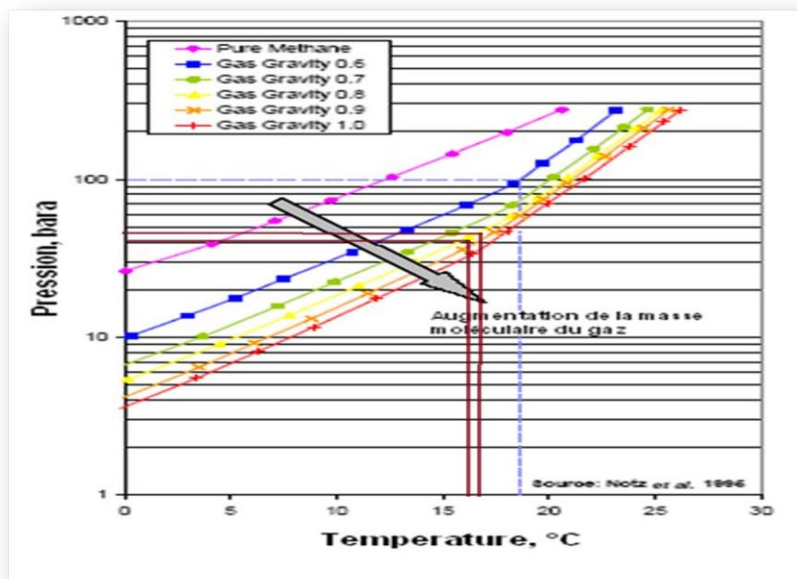


Figure IV.1.3 Abaque de la variation de température de formation d'hydrate en fonction de la pression.

Donc d'après le tableau IV.2.2, on remarque que la TFH augmente dans le même sens que l'élévation de la pression. Ce pendant l'écart $T_{\text{service}} - \text{TFH}$ diminue, ce qui implique l'augmentation du risque de formation des hydrates.

Tableau IV.2.2 Variation de la température de formation d'hydrates avec la pression.

P (bar)	40	45	50
TFH (°C)	16.5	17	18
$T_{\text{service}} - \text{TFH}$	29.5	29	28

Chapitre IV Calculs et vérification des paramètres de fonctionnement

IV.2.6 Relation entre la concentration du glycol et le point de rosée

Le point de rosée d'un gaz soumis à un refroidissement à pression constante est déterminé par la valeur de la température à laquelle apparaît la première goutte de liquide constitué d'hydrocarbures. [19]

- **Cas design**

On utilise l'abaque de la figure IV.4 pour une température de 55°C, soit 131°F et une pureté de TEG égale à 99.7%. Donc la température de rosée vaut 11°F (-11,66 °C)

- **Cas service**

Le tableau IV.2.3 montre la relation entre la pureté du TEG et la température de point de rosée pour une température de service de 46°C.

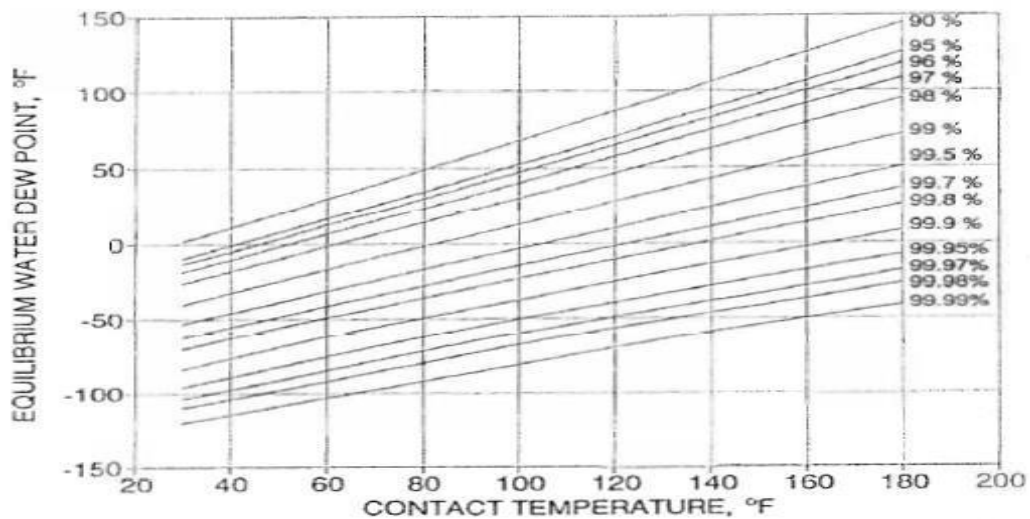


Figure IV.1.4 Abaque de la variation de température de rosée en fonction de la pureté de TEG et de la température de service.

Tableau IV.2.3 Variation de la température de point de rosée avec la pureté de TEG.

Pureté TEG (%)	99.7	99.8	99.5	99	98
Température de point de rosée (°C)	-26.33	-20.55	-9.44	-2.22	7.2

Pour notre cas la pureté de TEG égale 98% et la température de rosé 45°F (7.2 °C).

Chapitre IV Calculs et vérification des paramètres de fonctionnement

IV.2.7 Quantité d'eau dans le gaz humide à l'entrée de l'absorbeur

La quantité d'eau dans le gaz humide à l'entrée de l'absorbeur est donnée par la relation (6).

$$G_{\text{eau}}(e) = V_g \cdot W_i \quad (6)$$

Avec : V_g , débit volumique du gaz mmscf/jour et W_i , la teneur en eau à l'entrée lb/mmscf.

- **Cas design**

Le débit volumique étant de 348000 m³/h (8352000 m³/j) ou encore 295 mmscf/j et d'après la partie (2.4) la teneur en eau dans le gaz d'entrée vaut **166.6 lb/mmscf**. Soit donc, une quantité d'eau de l'ordre de **295*166.6 = 49147 lb/jour**.

- **Cas service**

Le débit volumique étant de 351000 m³/h (8424000 m³/j) ou encore 297 mmscf/j et d'après la partie (2.4) la teneur en eau dans le gaz d'entrée vaut **88,2 lb/mmscf**. Soit donc, une quantité d'eau de l'ordre de **297*88,2 = 26239 lb/jour**.

IV.2.8 Quantité d'eau à la sortie de l'absorbeur dans le gaz sec

La quantité d'eau à la sortie de l'absorbeur dans le gaz sec est donnée par la relation (7)

$$G_{\text{eau}}(s) = V_g \cdot W_0 \quad (7)$$

Avec : V_g , débit volumique du gaz mmscf/jour et W_0 , teneur en eau à la sortie lb/mmscf.

- **Cas design**

D'après la valeur obtenue au niveau du laboratoire d'analyse **W₀ = 3.2 lb/mmscf** et la quantité d'eau à la sortie :

$$G_{\text{eau}}(s) = 3.2 \cdot 295 = 944 \text{ lb/jour}$$

- **Cas service**

D'après la valeur obtenue au niveau du laboratoire d'analyse **W₀ = 5.8 lb/mmscf** et la quantité d'eau à la sortie :

$$G_{\text{eau}}(s) = 5.8 \cdot 297 = 1725 \text{ lb/jour}$$

Soit une quantité d'eau totale à enlever :

- **Cas design**

$$G = G_{\text{eau}}(e) - G_{\text{eau}}(s) = 49147 - 944 = 48203 \text{ lb/jour.}$$

- **Cas service :**

$$G = G_{\text{eau}}(e) - G_{\text{eau}}(s) = 26238 - 1725 = 24513 \text{ lb/jour.}$$

Chapitre IV Calculs et vérification des paramètres de fonctionnement

IV.2.9 Rendement de l'absorbeur

- **Cas design**

Le rendement du cas design est donné par la relation (8).

$$\eta = \frac{W_i - W_0}{W_i} = \frac{166.6 - 3.2}{166.6} = 98.1\% \quad (8)$$

- **Cas service**

Le rendement du cas service est donné par la relation (9).

$$\eta = \frac{W_i - W_0}{W_i} = \frac{88.2 - 5.8}{88.2} = 93.4\% \quad (9)$$

IV.2.10 Température du rebouilleur

- **Cas design**

La pression de fonctionnement du rebouilleur est de 1 bar avec une pureté de 99.7%. L'abaque de la figure IV.5 nous fournit la température du rebouilleur qui est d'environ **200 °C**.

- **Cas service**

La pression de fonctionnement du rebouilleur est de 1 bar avec une pureté de 98%. L'abaque de la figure IV.1.5 nous fournit la température du rebouilleur qui est d'environ **170 °C**.

D'après les résultats obtenus nous remarquons qu'il y a une divergence entre les rendements ce qui montre qu'un dysfonctionnement dans la colonne d'absorption.

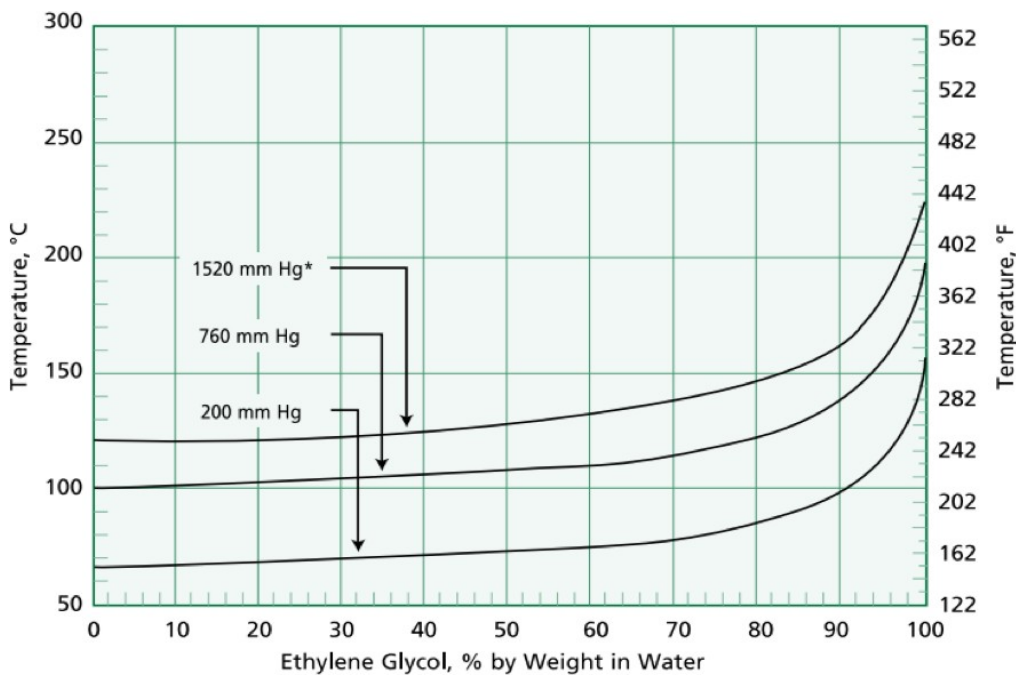


Figure IV.1.5 Abaque de la température du rebouilleur en fonction la pression de service et de la pureté du TEG.

Chapitre V
Simulation et optimisation

Chapitre V simulation et optimisation

Introduction

La simulation est un outil utilisé dans divers domaines de l'ingénierie et de la recherche. En général, elle est utilisée pour analyser et optimiser le comportement du système en testant différentes solutions et conditions de fonctionnement. Cela implique de développer un modèle du système et d'exécuter des scénarios. Un module ne constitue pas une reproduction authentique de la réalité physique, mais il est seulement capable de reproduire les aspects les plus significatifs du système d'analyse.

La simulation de procédés industriels, notamment ceux du pétrole et du gaz, est gérée par plusieurs simulateurs tels que : *Aspen Plus*, *ChemCAD*, *HYSIM*, *HYSYS*, *Pro-II*. *HYSYS Simulator* est l'un des logiciels de simulation les plus puissants.

L'objectif de cette étude est de proposer une simulation du processus de déshydratation par absorption du *TEG* et d'optimiser les paramètres de fonctionnement de cette méthode via le logiciel *Aspen HYSYS*.

V.1 Présentation du logiciel *Aspen HYSYS*

Le logiciel *HYSYS* est l'un des logiciels de simulation de procédés chimiques. Il a été développé par la société canadienne *HYPROTECH*. Ce logiciel comprend une grande base de données de substances pures. Il a été conçu pour traiter un large éventail de problèmes, de séparations de phases, de la compression à la distillation et aux transformations chimiques. Bien qu'il soit utilisé dans d'autres types de processus chimiques, tels que les simulations statiques et dynamiques. [21]

V.2 Vérification du cas design

V.2.1 Conception et simulation de l'unité de déshydratation

V.2.1.1 Le choix du modèle thermodynamique

Avant de procéder à la simulation, on choisit le modèle thermodynamique qui est dans ce cas le package de glycol (Figure V.2.1). Ce modèle est particulièrement recommandé pour la modélisation de la déshydratation par *TEG*, car il fournit des estimations précises du contenu en eau, des coefficients d'activité et de la température de point de rosée. [22]

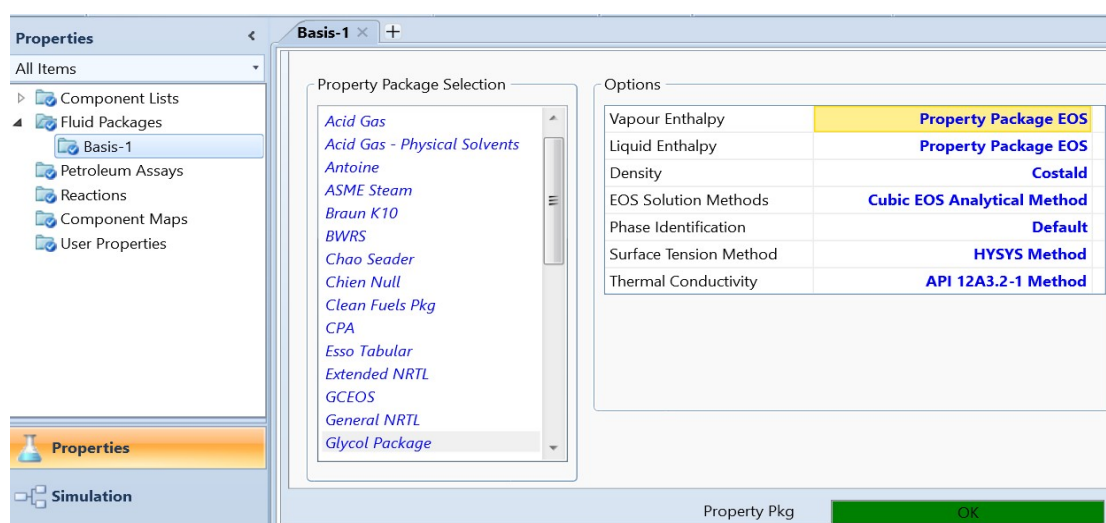


Figure V.2.1 Choix du modèle thermodynamique.

Chapitre V simulation et optimisation

V.2.1.2 Informations sur le gaz humide

Pour commencer, on choisit la composition ainsi que les paramètres du fluide

(Figures V.2.2, V.2.3).

	Mole Fractions	Vapour Phase
H2O	0.0034	0.0034
Nitrogen	0.0040	0.0040
CO2	0.0046	0.0046
Methane	0.6556	0.6556
Ethane	0.1728	0.1728
Propane	0.1181	0.1181
i-Butane	0.0089	0.0089
n-Butane	0.0212	0.0212
i-Pentane	0.0031	0.0031
n-Pentane	0.0038	0.0038
n-Hexane	0.0045	0.0045
TEGlycol	0.0000	0.0000

Total: 1.00000

Figure V.2.2 Composition du Gaz humide.

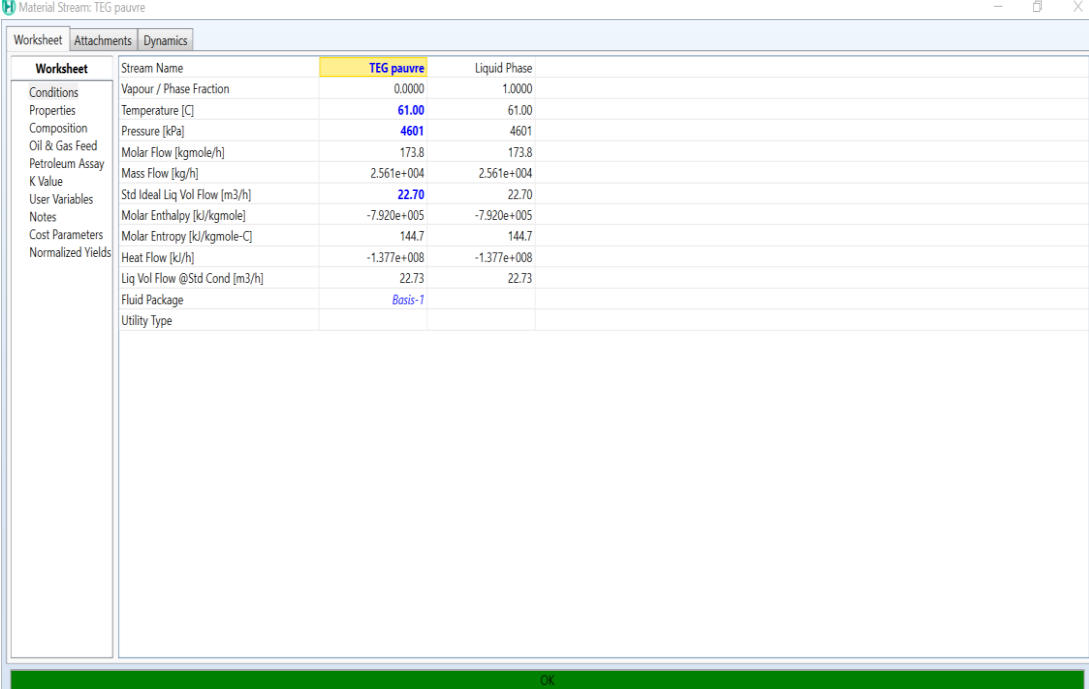
Stream Name	Gaz humide	Vapour Phase
Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000
Temperature [C]	55.00	55.00
Pressure [kPa]	4601	4601
Molar Flow [kgmole/h]	1.480e+004	1.480e+004
Mass Flow [kg/h]	3.543e+005	3.543e+005
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	960.5	960.5
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-8.445e+004	-8.445e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	159.6	159.6
Heat Flow [kJ/h]	-1.250e+009	-1.250e+009
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	3.480e+005	3.480e+005
Fluid Package	Basis-1	
Utility Type		

Figure V.2.3 Paramètres du gaz humide.

Chapitre V simulation et optimisation

V.2.1.3 Paramètres du glycol TEG

Dans cette fenêtre, on fait entrer les paramètres du TEG à l'entrée du contacteur (Figure V.2.4).



The screenshot shows a software window titled "Material Stream: TEG pauvre" with a "Worksheet" tab selected. The window displays a table of parameters for a liquid phase stream. The table has three columns: "Stream Name", "Value", and "Phase". The "Stream Name" is "TEG pauvre" and the "Phase" is "Liquid Phase". The parameters and their values are as follows:

Stream Name	Value	Phase
Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000
Temperature [C]	61.00	61.00
Pressure [kPa]	4601	4601
Molar Flow [kgmole/h]	173.8	173.8
Mass Flow [kg/h]	2.561e+004	2.561e+004
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	22.70	22.70
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7.920e+005	-7.920e+005
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	144.7	144.7
Heat Flow [kJ/h]	-1.377e+008	-1.377e+008
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	22.73	22.73
Fluid Package	Basis-1	
Utility Type		

Figure V.2.4 Paramètres du TEG à l'entrée du contacteur.

V.2.1.4 Colonne d'absorption

La colonne d'absorption de H₂O se caractérise par un mode de fonctionnement où les gaz diffusent verticalement vers le haut, tandis que la solution du TEG s'écoule dans le sens inverse, en direction de la base de la colonne. Cette disposition ingénieuse favorise le transfert efficace de l'H₂O de la phase gazeuse vers la phase liquide, permettant ainsi une purification adéquate de la substance. La convergence de la colonne est l'une des tâches les plus importantes dans la simulation (Figure V.2.5).

Chapitre V simulation et optimisation

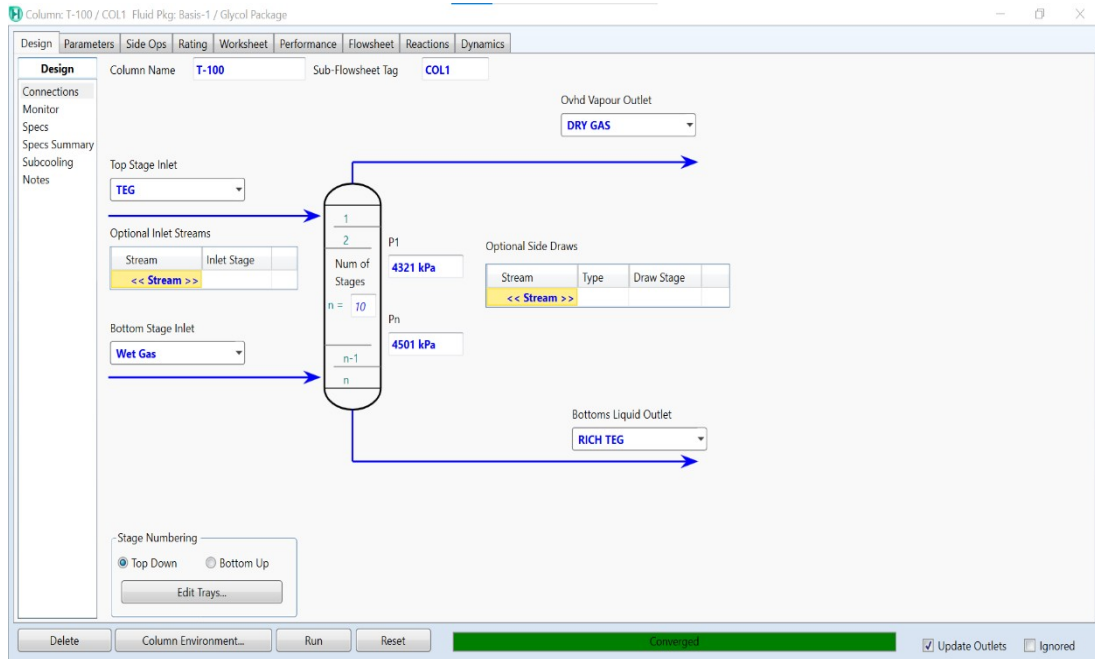


Figure V.2.5 Convergence du contacteur.

V.2.1.5 Informations concernant le gaz d'épuisement (gaz de stripage)

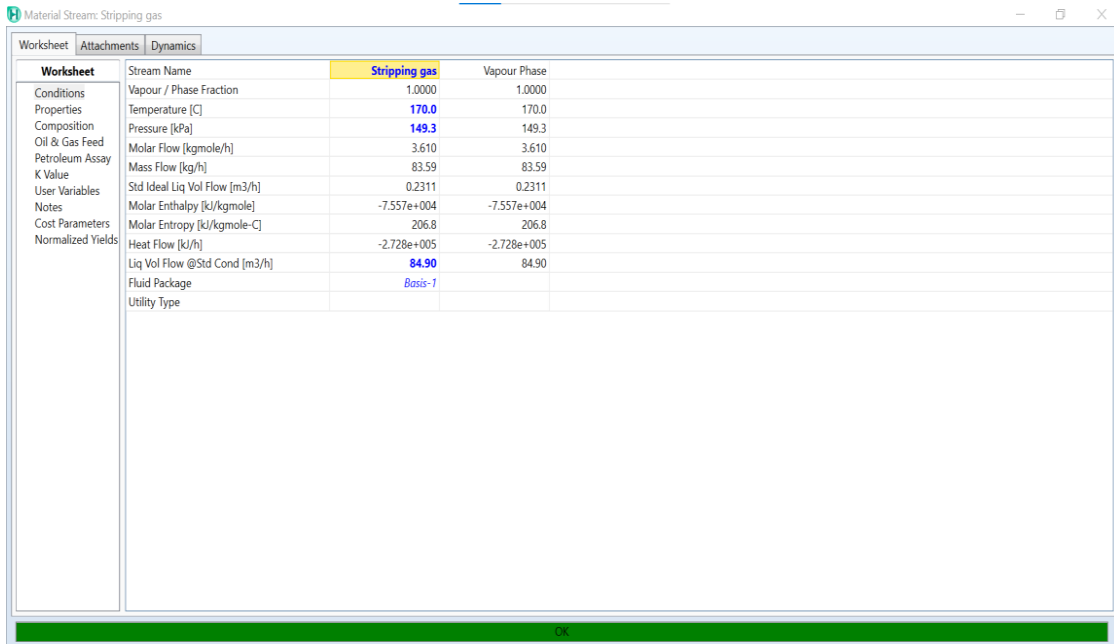
La composition du gaz de stripage est donnée dans la capture d'écran (Figure V.2.6). Il est constitué essentiellement de gaz légers méthane, éthane, ... La figure V.2.7 montre les principaux paramètres de ce gaz.

	Mole Fractions	Vapour Phase
H2O	0.0000	0.0000
Nitrogen	0.0059	0.0059
CO2	0.0056	0.0056
Methane	0.6782	0.6782
Ethane	0.1722	0.1722
Propane	0.1062	0.1062
i-Butane	0.0070	0.0070
n-Butane	0.0170	0.0170
i-Pentane	0.0024	0.0024
n-Pentane	0.0030	0.0030
n-Hexane	0.0025	0.0025
TEGlycol	0.0000	0.0000

Total: 1.00000

Figure V.2.6 Composition du gaz d'épuisement.

Chapitre V simulation et optimisation



Worksheet	Attachments	Dynamics	
Worksheet	Stream Name	Stripping gas	Vapour Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000
Properties	Temperature [C]	170.0	170.0
Composition	Pressure [kPa]	149.3	149.3
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	3.610	3.610
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	83.59	83.59
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	0.2311	0.2311
User Variables	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7.557e+004	-7.557e+004
Notes	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	206.8	206.8
Cost Parameters	Heat Flow [kJ/h]	-2.728e+005	-2.728e+005
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	84.90	84.90
	Fluid Package	<i>Basis-1</i>	
	Utility Type		

Figure V.2.7 Paramètres du gaz d'épuisement.

V.2.1.6 Colonne de régénération

La colonne de désorption de H₂O (Figure V.2.8), est une colonne à garnissage. Elle se compose d'un système de chauffage en son fond, sous forme d'un rebouilleur, permettant d'assurer la fourniture de l'énergie thermique nécessaire au solvant riche. Un condenseur est installé en partie haute de la colonne pour assurer l'extraction des vapeurs d'eau purifiée et le gaz d'épuisement humide.

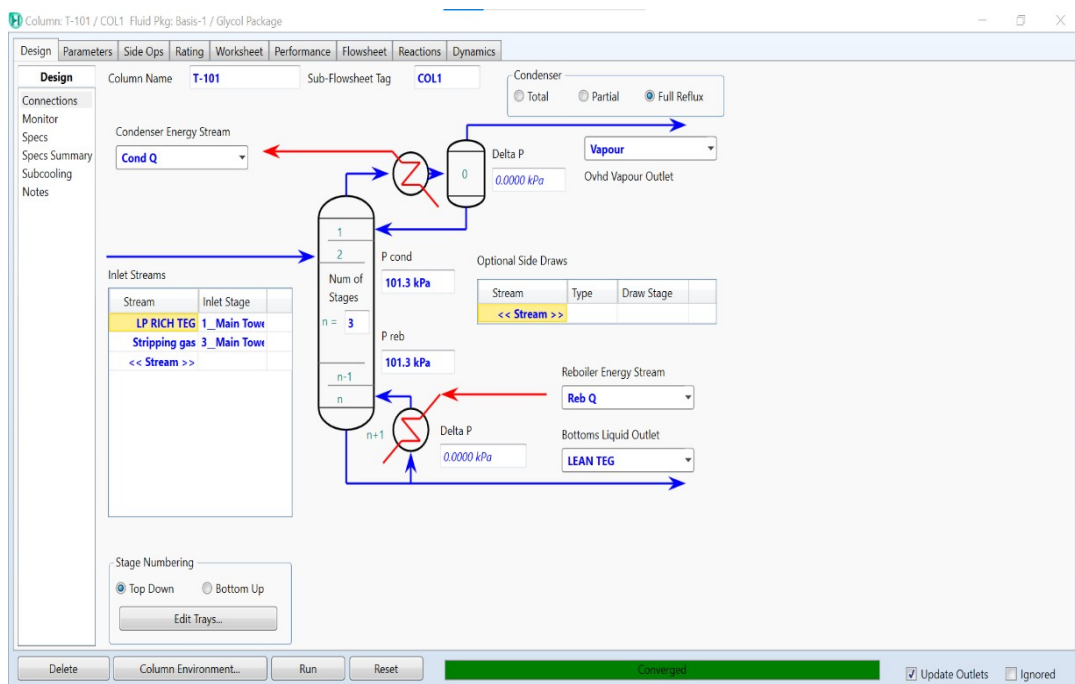


Figure V.2.8 Convergence de la colonne de régénération.

Chapitre V simulation et optimisation

V.2.1.8 Déplacement de la courbe de formation des hydrates

Il est possible d'affirmer que la formation d'hydrates dans la colonne d'absorption ou dans les canalisations est un phénomène inévitable. Pour éviter cette occurrence, il est impératif de se situer hors des conditions de formation, ce qui rend le traitement au TEG absolument incontournable.

Afin de déplacer la zone de formation d'hydrates dans le gaz naturel, l'utilisation des courbes de la figure V.2.10 s'avère judicieuse pour positionner de manière optimale les conditions actuelles.

Ces figures représentent le diagramme de phases de formation d'hydrates où on remarque que la ligne de formation des hydrates intercepte la ligne de point de rosée à une température de -11°C c'est-à-dire qu'elle est déplacée en dehors des conditions du gaz. Ça signifie que le flux de gaz sec peut être transporté en toute sécurité à des températures supérieures à cette valeur. Destempératures en dessous de cette valeur provoqueront la formation des hydrates.

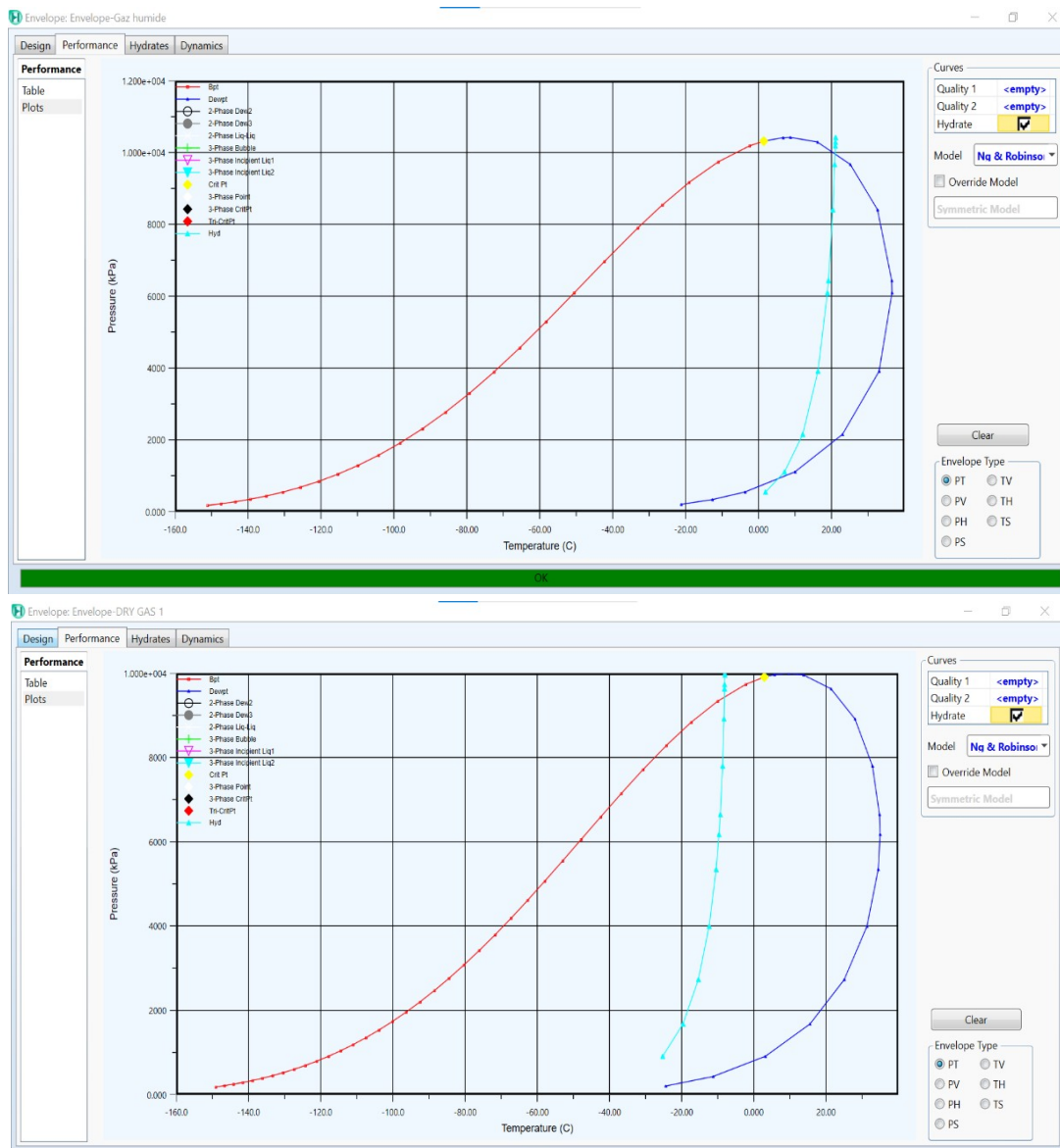


Figure V.2.10 Déplacement de la courbe de formation des hydrates

Chapitre V simulation et optimisation

V.2.2 Conception et simulation de l'unité de régénération (Composition du TEG)

La composition du glycol avant la régénération (sortie du contacteur) est donnée par la Figure V.2.11. Alors que la composition du TEG après la régénération c – à – d à la sortie de la colonne de régénération est donnée par la figure V.2.12

Ces figures représentent la pureté du TEG avant et après la régénération où l'on remarque que le TEG pauvre qui sort de la colonne de la régénération avec une pureté de 98 % contient une quantité d'eau négligeable environ 1,5 % et cela signifie que l'unité a bien fonctionné.

	Mole Fractions	Liquid Phase
N2O	0.0024	0.0024
CO2	0.0010	0.0010
Methane	0.0148	0.0148
Ethane	0.0106	0.0106
Propane	0.0122	0.0122
i-Butane	0.0005	0.0005
n-Butane	0.0013	0.0013
i-Pentane	0.0002	0.0002
n-Pentane	0.0002	0.0002
n-Hexane	0.0002	0.0002
n-Heptane	0.0000	0.0000
n-Octane	0.0000	0.0000
n-Nonane	0.0000	0.0000
n-Decane	0.0000	0.0000
H2O	0.0250	0.0250
TEGlycol	0.9317	0.9317

Total: 1.00000

Figure V.2.11 Composition du TEG riche.

	Mole Fractions	Liquid Phase
N2O	0.0003	0.0003
CO2	0.0001	0.0001
Methane	0.0003	0.0003
Ethane	0.0004	0.0004
Propane	0.0008	0.0008
i-Butane	0.0000	0.0000
n-Butane	0.0001	0.0001
i-Pentane	0.0000	0.0000
n-Pentane	0.0000	0.0000
n-Hexane	0.0000	0.0000
n-Heptane	0.0000	0.0000
n-Octane	0.0000	0.0000
n-Nonane	0.0000	0.0000
n-Decane	0.0000	0.0000
H2O	0.0158	0.0158
TEGlycol	0.9821	0.9821

Total: 1.00000

Figure V.2.12 Composition du TEG pauvre.

Chapitre V simulation et optimisation

V.3 Etude du cas service

V.3.1 Conception de l'unité de déshydratation

V.3.1.1 Informations concernant le gaz humide

Pour commencer, on fait entrer la composition du gaz humide actuel ainsi que ses paramètres (Figures V.3.1, V.3.2).

	Mole Fractions	Vapour Phase
H2O	0.0003	0.0003
Nitrogen	0.0059	0.0059
CO2	0.0056	0.0056
Methane	0.6804	0.6804
Ethane	0.1753	0.1753
Propane	0.1091	0.1091
i-Butane	0.0073	0.0073
n-Butane	0.0076	0.0076
i-Pentane	0.0025	0.0025
n-Pentane	0.0032	0.0032
n-Hexane	0.0028	0.0028
TEGlycol	0.0000	0.0000

Total: 1.00000

Figure V.3.2 Composition du gaz humide.

	Gaz humide	Vapour Phase
Stream Name		
Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000
Temperature [C]	46.00	46.00
Pressure [kPa]	4501	4501
Molar Flow [kgmole/h]	1.492e+004	1.492e+004
Mass Flow [kg/h]	3.423e+005	3.423e+005
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	952.4	952.4
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-8.321e+004	-8.321e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	158.7	158.7
Heat Flow [kJ/h]	-1.242e+009	-1.242e+009
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	3.510e+005	3.510e+005
Fluid Package	Basis-1	
Utility Type		

Figure V.3.1 Paramètres du gaz humide.

Chapitre V simulation et optimisation

V.3.1.2 Paramètres du TEG

Cela consiste à fixer le débit de glycol TEG entrant dans la colonne d'absorption (Figure V.3.3).

Worksheet	Stream Name	TEG	Liquid Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0.0000	1.0000
Properties	Temperature [°C]	53.00	53.00
Composition	Pressure [kPa]	4501	4501
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	151.8	151.8
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	2.095e+004	2.095e+004
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	18.60	18.60
User Variables	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7.427e+005	-7.427e+005
Notes	Molar Entropy [kJ/kgmole-°C]	164.1	164.1
Cost Parameters	Heat Flow [kJ/h]	-1.127e+008	-1.127e+008
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	18.61	18.61
	Fluid Package	Basis-1	
	Utility Type		

Figure V.3.3 Paramètres du TEG pauvre à l'entrée du contacteur.

V.3.1.3 Résultats de la simulation

Le tableau V.3.1 montre les changements intervenus au niveau du gaz humide dans le contacteur dont la quantité d'eau est passée de 1606 mg/Nm³ (94,86 lb/mmscf) à 94,51 mg/Nm³ (5,59 lb/mmscf) soit un rendement de 94,1 %.

Tableau V.3.1 Différence entre les propriétés du gaz humide et du gaz sec.

	Gaz humide	Gaz sec
Temperature (°C)	46	48,01
Pression (KPa)	4501	4383
Debit molaire (Kmole/h)	1,492 * 10 ⁴	1,49 * 10 ⁴
Teneur en eau (mg/Nm ³)	1606	94,51
Point de rosée de l'eau (°C)	/	6,171

Chapitre V simulation et optimisation

V.3.1.4 Déplacement de la courbe de la formation des hydrates

Ces diagrammes de phases de formation d'hydrates (figures V.3.4) où l'on remarque que la ligne de formation des hydrates intercepte la ligne de point de rosée à une température de 6 °C c'est-à-dire qu'elle est déplacée en dehors des conditions du gaz. Cela signifie que le flux de gaz sec peut être transporté en toute sécurité à des températures supérieures à cette valeur mais ce n'est pas comme le cas de design. Des températures en dessous de cette valeur provoqueront la formation des hydrates.

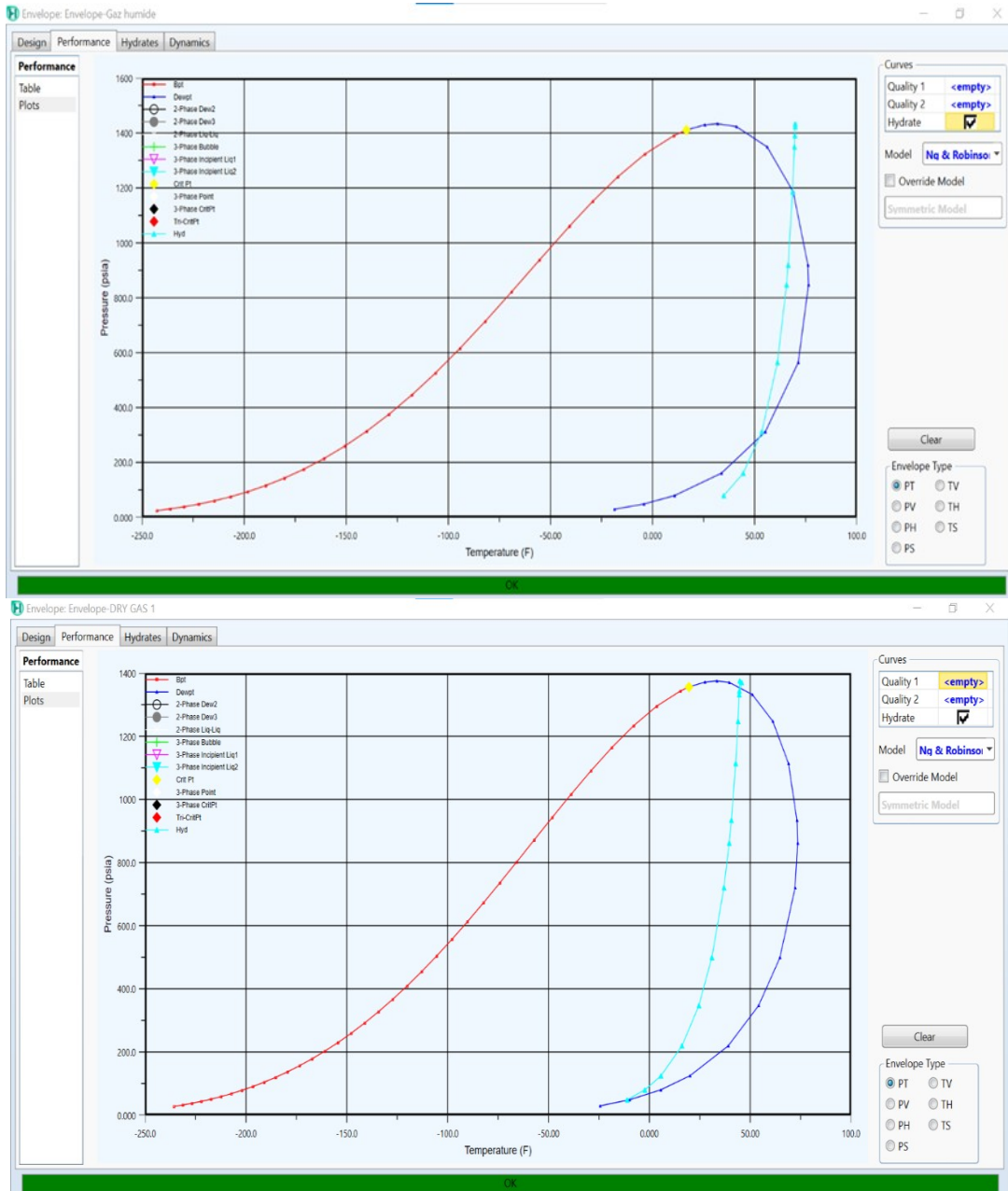


Figure V.3.4 Déplacement de la courbe de formation des hydrates.

Chapitre V simulation et optimisation

V.3.2 Conception de l'unité de régénération

Les figures V.3.5 et V.3.6 représentent la pureté du TEG avant et après la régénération où on remarque que le glycol pauvre sortant de la colonne de régénération atteint une pureté de 93,7 %. En d'autres termes ce glycol contient une quantité d'eau non négligeable (6,3%) et cela indique que l'unité ne fonctionne pas bien conformément aux conditions du *design*.

	Mole Fractions	Liquid Phase
N2O	0.0037	0.0037
CO2	0.0012	0.0012
Methane	0.0134	0.0134
Ethane	0.0096	0.0096
Propane	0.0100	0.0100
i-Butane	0.0003	0.0003
n-Butane	0.0004	0.0004
i-Pentane	0.0001	0.0001
n-Pentane	0.0001	0.0001
n-Hexane	0.0001	0.0001
n-Heptane	0.0000	0.0000
n-Octane	0.0000	0.0000
n-Nonane	0.0000	0.0000
n-Decane	0.0000	0.0000
H2O	0.1003	0.1003
TEGlycol	0.8607	0.8607

Figure V.3.5 Composition du TEG riche (avant la régénération).

	Mole Fractions	Liquid Phase
N2O	0.0001	0.0001
CO2	0.0000	0.0000
Methane	0.0000	0.0000
Ethane	0.0000	0.0000
Propane	0.0000	0.0000
i-Butane	0.0000	0.0000
n-Butane	0.0000	0.0000
i-Pentane	0.0000	0.0000
n-Pentane	0.0000	0.0000
n-Hexane	0.0000	0.0000
n-Heptane	0.0000	0.0000
n-Octane	0.0000	0.0000
n-Nonane	0.0000	0.0000
n-Decane	0.0000	0.0000
H2O	0.0630	0.0630
TEGlycol	0.9369	0.9369

Figure V.3.6 Composition du TEG pauvre (après la régénération).

Chapitre V simulation et optimisation

V.4 Optimisation

Le processus de déshydratation a été optimisé afin d'obtenir une concentration en eau acceptable dans le gaz sec, un pourcentage pondéral de *TEG* régénéré supérieur à la perte minimale de *TEG*, une charge minimale du rebouilleur et une température minimale pour la formation d'hydrates.

➤ Etude de cas 1

Le débit d'alimentation du *TEG* est le paramètre le plus important déterminant la performance du processus. Le débit d'alimentation du *TEG* doit être augmenté pour réduire la teneur en eau du gaz séché en sortie.

Dans cette étude de cas, on a essayé d'augmenter le débit du *TEG* qui entre au contacteur pour voir son influence sur la teneur en eau dans le gaz sec à la sortie de la colonne d'absorption. Les résultats sont représentés dans le graphique de la figure V.4.1.

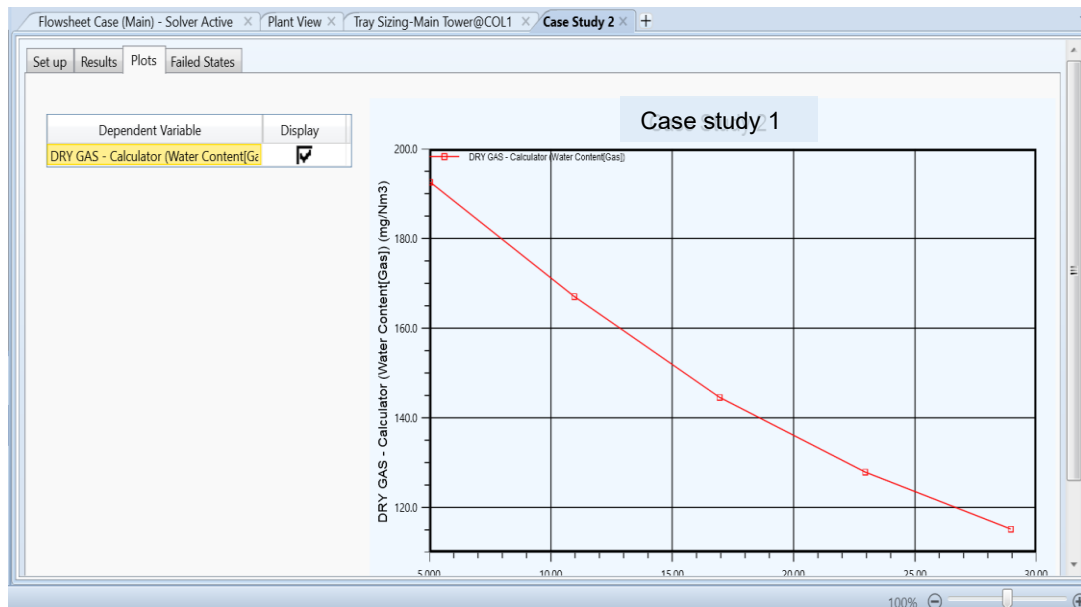


Figure V.4.1 Variations de la teneur en eau en fonction du débit du *TEG*.

D'après ce scénario, on peut déduire que l'augmentation du débit du *TEG* entraîne une diminution des proportions d'eau contenues dans le gaz sec car le *TEG* a une plus grande capacité d'absorption de l'eau. Cela montre clairement que le débit du *TEG* a une relation inversement proportionnelle avec la teneur en eau dans le gaz sec qui sort du contacteur.

Chapitre V simulation et optimisation

➤ Etude de cas 2

Dans ce cas 2, pour analyser l'effet de la température de rebouilleur sur la pureté du *TEG* au fond du régénérateur et même sur la teneur en eau contenue dans le gaz sec à la sortie du contacteur, une plage de 140 à 240°C avec un pas de 20°C a été choisie dans la section de l'étude de cas. Les résultats sont représentés sous forme d'un graphe (la figure V.4.2).

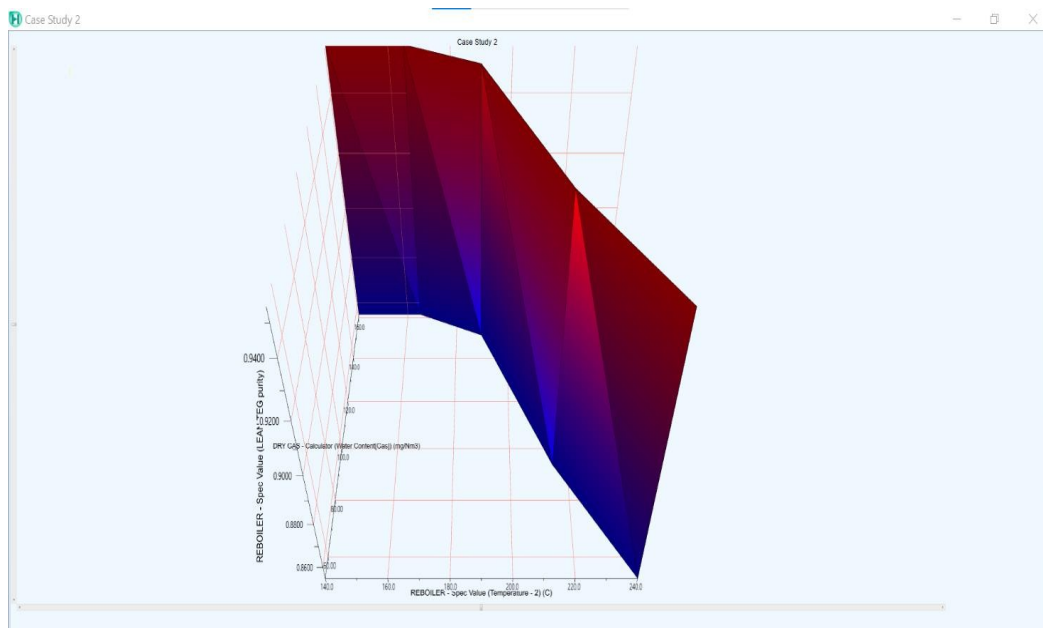


Figure V.4.2 Variations de la pureté du *TEG* et la teneur en eau en fonction de la température du rebouilleur

D'après les résultats obtenus, on remarque que la température du rebouilleur a une influence directe sur la pureté du *TEG* qui sort de l'unité de régénération et une influence indirecte sur la teneur en eau. Cependant, la pureté élevée du *TEG* aura une capacité d'absorption plus élevée et entraînera une teneur en eau plus faible du gaz naturel sec. D'après les résultats obtenus, pour atteindre une pureté de 99% il faut porter la température à 220°C ; qui dépasse la température de craquage thermique du *TEG* qui est de 206°C. Cela signifie qu'une température de rebouilleur plus élevée permettra d'obtenir une plus grande pureté du *TEG*. Cependant, elle ne doit pas dépasser la limite de la température de décomposition thermique du *TEG*.

Chapitre V simulation et optimisation

➤ Etude de cas 3

Le débit de gaz de stripping est en réalité un paramètre dans la colonne de régénération du *TEG*, qui est en fait une fonction de la charge du rebouilleur. De plus, les paramètres opérationnels des colonnes de régénération ont la plus grande influence sur la pureté du *TEG* introduit dans le cycle de déshydratation. Dans cette section, l'effet du gaz de stripping dans le processus est observé pour étudier l'effet sur la pureté du *TEG* et estimer les performances globales en vue de l'optimisation du processus.

Dans cette étude, on a envisagé d'augmenter le flux d'alimentation en gaz de stripping qui est injecté dans le régénérateur, et voir son influence sur la pureté du *TEG*. Les résultats de ce 3e cas d'étude sont représentés dans la figure V.4.3.

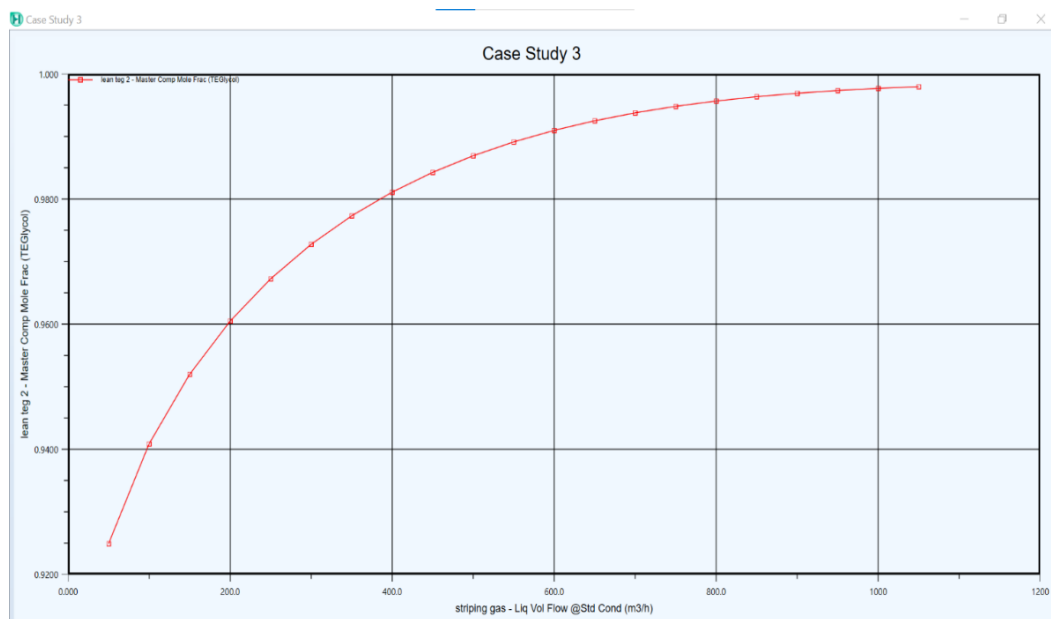


Figure V.4.3 Variations de la pureté du TEG en fonction du débit de gaz de stripping.

D'après ce scénario, l'augmentation du débit de gaz de stripping a un impact significatif sur la pureté du *TEG*. En effet, il est constaté que l'augmentation du débit de gaz va dans le sens de l'amélioration de sa pureté. Alors la relation entre le taux de gaz d'épuisement et la pureté du *TEG* est une relation proportionnelle. Et cela implique que la variation du débit de gaz d'épuisement a une influence indirecte sur la teneur en eau dans le gaz de sortie.

Chapitre V simulation et optimisation

Résultats de simulation obtenue pour les cas : design, service et optimisé

Tableau V.4.1 résultats des cas design, service et optimisé.

Les paramètres	Cas design	Cas service	Cas optimisé
Débit du gaz (m ³ /h)	348000	351000	351000
Débit du TEG (m ³ /h)	22.7	18.6	30
Température du gaz entrée contacteur (°C)	55	46	46
Température du TEG entrée contacteur (°C)	61	53	53
Pression du gaz entrée contacteur (KPa)	4601	4501	4501
Pression du TEG entrée contacteur (KPa)	4601	4501	4501
Débit du gaz stripping (m ³ /h)	84.9	84.9	1150
Température de Rebouilleur (°C)	200	170	204
Humidité du gaz sortie contacteur (mg/Nm ³)	51.34	94.51	60
La pureté de TEG (%)	99.7	98	99.9
Le point de rosée du gaz sortie contacteur (°C)	-11.66	7.2	-32

Chapitre V simulation et optimisation

Conclusion

Une unité de déshydratation du gaz naturel a été simulée à l'aide du logiciel *Aspen HYSYS* en utilisant le gaz associé avec des compositions et des conditions indiquées précédemment afin de simuler et d'évaluer l'effet de différents paramètres de fonctionnement sur la déshydratation du gaz naturel. À partir des résultats obtenus, on peut conclure que :

Un processus de déshydratation du gaz naturel a été simulé avec succès à l'aide d'*Aspen HYSYS*. La simulation du processus de régénération du *TEG* nécessite une attention particulière lors de la fixation des conditions de fonctionnement. Par conséquent, il était essentiel de procéder à des expérimentations avec différents paramètres tout au long de la simulation dans *HYSYS* avant d'atteindre une convergence cohérente des colonnes.

Toutes les propositions étudiées précédemment sur l'optimisation des procédés restent des solutions théoriques et ne sont pas forcément applicables dans la réalité, il existe plusieurs problèmes dans le domaine du travail qui entravent la mise en œuvre de ces solutions. Alors, on trouve que la condition de fonctionnement optimale pour le procédé de déshydratation du gaz associé ne peut pas être choisie très facilement.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

En conclusion, l'optimisation des usines de déshydratation de gaz par *TEG* est un aspect important de l'industrie du gaz naturel. Cette étude démontre l'importance de la déshydratation des gaz pour assurer la qualité et la sécurité du transport et de l'utilisation du gaz naturel. L'utilisation de *TEG* s'est avérée être une méthode efficace pour éliminer l'humidité des gaz, réduisant ainsi le risque de corrosion et de formation d'hydrates.

Il est demandé de procéder à une analyse d'absorption chimique de l'eau présent à une concentration de gaz associée, en utilisant le *TEG*. L'objectif est de réduire impérativement la teneur en eau de à moins de 50 ppm dans le gaz de la rejection.

L'exploration approfondie du cas design et du cas de service sur le plan théorique nous a offert une perspective concrète sur le fonctionnement de cette opération ainsi que les multiples problèmes opérationnels rencontrés concernant les dispositifs de déshydratation.

Plusieurs paramètres ont été étudiés pour optimiser l'unité de déshydratation du gaz par le *TEG*, tels que la température, la pression, le débit et la concentration de *TEG*.

Lors de cette étude d'optimisation, on a constaté :

- L'augmentation du débit du *TEG* assure une bonne déshydratation du gaz humide ;
- L'optimisation de la capacité d'absorption d'eau par le *TEG* est étroitement liée à la maîtrise précise du contrôle de la température du rebouilleur, constituant ainsi un paramètre de grande importance. Cependant, elle ne doit pas dépasser la limite de la température de décomposition thermique du *TEG* ;
- Afin d'assurer une régénération optimale du *TEG*, il est impératif de maintenir un débit de stripping gaz de 1150 m³/h, garantissant ainsi l'obtention d'un *TEG* d'une pureté exceptionnelle de 99,90% ;
- Lorsqu'il y a une altération de la pureté du *TEG* à l'intérieur de l'appareil de déshydratation, cela entraîne une diminution de l'efficacité de la déshydratation.

Il est possible de conclure que l'optimisation statique réalisée au niveau du champ du *HBNS* peut être considérée comme une ressource de données essentielle pour une simulation dynamique authentique.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

- [1] : M. Yvan LEONARD, formation professionnalisante : Traitement et conditionnement des Gaz- Flow assurance, Centre IAP, Avril 2015.
- [2] : Michael J. Economides Houston, Advanced Natural Gas Engineering, 2009.
- [3] : SAMER Saïd, Mesure et prédiction des conditions de formation de Hydrates de gaz à condensat, INH 2012.
- [4] : A. ROJET, Le gaz naturel : production traitement et transport. Edition TECHNIP
« PARIS » -1994
- [5] : M. Gerard ALEXANDRE, formation professionnalisante : Nécessité de traitement sur champ du gaz naturel et associé, Centre IAP, Avril 2016.
- [6] : M. Abdelkader BOURADA, formation professionnalisante : Fondamentaux de Géosciences et Réservoir Engineering, Centre IAP, Mars 2015.
- [7] : Groupement Berkine, Manuel opératoire du CPF, Consulté le 8 mars 2023.
- [8] : Groupement Berkine, Brochure d'induction, Description du projet d'extension de HASSIBERKINE, Janvier 2007.
- [9] : HBNS Project Services Guidelines, 2009, 2011.
- [10] : Groupement Berkine, Manuel de formation de consolidation des techniciens supérieurs, Edition 01.
- [11] : A Rojey, B, Durnand, C, Jaffret, S, Jullan et Vullais ; le gaz naturel, production, traitement et transport. Edition Technip 1994. Page 272.
- [12] : Zerrouk R., Manane T., Optimisation et Simulation des Pertes du glycol au niveau de la section de déshydratation dans l'unité (RGTE) à In Amenas par HYSYS, mémoire master, université kasdi Merbah Ouargla 2015.
- [13] : Dan Laudal Christensen, thermodynamic simulation of the water/ glycol mixture, Masterthesis, Aalborg University Esbjerg, February 2009.
- [14] : les colonnes à plateau.
https://www.azprocede.fr/Cours_GC/rectification_plateaux.html. Consulté le 10 avril 2023.
- [15] : les colonnes à garnissage, https://www.azprocede.fr/Cours_GC/rectification_garnissage.html. Consulté le 10 avril 2023.
- [16] : Saliha. Haddoum « cours opérations unitaire », ENP Alger, Département génie chimique 2022.
- [17] : WICHERT. E et AZIZ. K, Calculate Z for sour gases, Hydrocarbon processing, p119-126, May 1972.
- [18] : Engineer's data book, gas process suppliers' association (GPSA), third revision, USA, 1977.

BIBLIOGRAPHIE

- [19] : AFNOR Norme X20-522, Gaz Naturel, Calcul du pouvoir calorifique de la masse volumique et de la densité Association française de normalisation, Paris –la défense. Unité International ISO DIS 6976.1984.
- [20] : Zerrouk R., Manane T., Optimisation et Simulation des Pertes du glycol au niveau de la section de déshydratation dans l'unité (RGTE) à In Amenas par HYSYS, mémoire master, université kasdi Merbah Ouargla 2015.
- [21] : Hysys Process Documentation, Hyprotech, ING, AEA Groupe, Calgary, 2000.
- [22] : Jubilee Field, Papier de conférence : Natural Gas Dehydration Process Simulation and Optimisation -A Case Study, Aout 2020.
- [23] Pg Dip/MSc Energy Programme Introduction to Artificial Lift Methods Reservoir Engineering Fundamentals (ENM238) The Robert Gordon University 2009.
- [24] Le gaz naturel, ALEXANDRE ROJEY, Edition technip 1994.