



وزارة البحث العلمي والتعليم العالي
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم
Université Abdelhamid Ibn Badis - Mostaganem
كلية العلوم والتكنولوجيا
Faculté des Sciences et de la Technologie
DEPARTEMENT DE GENIE DES PROCÉDES



N° d'ordre : M2/GC-GPE/2020

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES DE MASTER ACADIMIQUE

Filière : Génie des procédés

Option : Génie Chimique – Génie de l'Environnement

Thème

Réduction de la teneur en eau du gaz naturel par le glycol et ses dérivés

Présenté par

1- Mr. Ouadenni Mohamed Seddik

2- Mr. Touati Tengour

Soutenu le 29/06/ 2020 devant le jury composé de :

Président :	Termoul Mourad	MCA	Université de Mostaganem
Examineur :	Benzekri Benallou Mokhtar	MCA	Université de Mostaganem
Rapporteur :	Mr. Bestani Benaouda	Pr.	Université de Mostaganem

Année Universitaire 2019/2020

Sommaire

SOMMAIRE	I
LISTE DES FIGURES	II
LISTE DES TABLEAUX	II
REMERCIEMENTS	IV
DEDICACES	V
RÉSUMÉ	VI
INTRODUCTION GENERALE	1

CHAPITRE I : Gaz naturel

I.1.Introduction.....	2
I.2. Définition du gaz naturel.....	2
I.3.Caractéristiques du gaz naturel.....	3
I.4.Gaz naturel liquéfié.....	4
I.4.1. Procédé général de liquéfaction du gaz naturel.....	4

CHAPITRE II : Déshydratation du gaz

II.1. Introduction.....	5
II.2. Les Hydrates.....	5
II.2.1. Définition.....	5
II.2.2. Structures des hydrates	5
II.2.3. Condition déformation	6
II.2.4. Prévention déshydrates.....	6
II.3. Les procédés de déshydratation.....	7
II.3.1. Pourquoi déshydrater le gaz naturel.....	7
II.3.2. Le Principes de la déshydratation.....	7
II.3.3. Différents procédés de déshydratation.....	7
II.3.3.1. Déshydratation par absorption.....	7
II.3.3.3.1. Principe.....	7
II.3.3.1.2. Type d'absorbant.....	8
II.3.3.1.3. Pourquoi le glycol ?	8
II.3.3.1.4. Différents types de glycol.....	9
II.3.3.1.5. Fabrication des glycols.....	9

II.3.3.1.6. Propriétés physico-chimiques du glycol.....	10
II.3.3.1.7. Définition du Tri éthylène glycol	12
II.3.3.1.8. Principe de fonctionnement d'une unité de déshydratation par absorption.....	12
II.3.3.1.9. Les avantages et les inconvénients des glycols.....	15

CHAPITRE III : Simulation

III.1. Introduction.....	16
III.2. Méthodes de simulation	16
III.3. Modèle et simulation	16
III.4. Types de simulation	17
III.4.1. Simulation statique	17
III.4.2. Simulation dynamique	17
III.5. Logiciels de simulation des procédés	17
III.5.1. Présentation de HYSYS	18
III.5.2. Utilisation de HYSYS	19
III.5.3. Conception et simulation d'une unité de production	20
III.5.3.1. Conditions opératoires	20
III.5.3.2. Composants du procédé	22
III.5.3.3. Résultats de la simulation par le solvant (TEG)	24
III.5.3.4. Résultats de la simulation par le solvant Mono Ethylène Glycol (MEG)	24
III.5.3.5 Résultats de la simulation par le solvant (TEG)	25
III.5.3.6. Interprétation des résultats.....	26
Conclusion.....	27
Bibliographie.....	28

Liste des Figures

Figure I.1 : Schéma du procédé de liquéfaction.

Figure II.1 : Structure des hydrates de gaz

Figure II.2 : Structures des hydrates (Sloan, 2003).

Figure II.3 : Bouchage d'une conduite par le givrage des hydrates.

Figure II.4 : Variation des viscosités des solutions de triéthylène glycol avec la température.

Figure II.5 : Variation de la conductivité thermique des solutions de TEG avec la température

Figure II.6 : Schéma de procédé de déshydratation de gaz naturel.

Figure II.7 : Colonne d'absorption (appelée aussi Contacteur) avec refroidisseur en tête

Figure II.8 : Régénérateur de TEG.

Figure III.1 : Schéma nécessaire pour la modélisation et la simulation d'un processus

Figure III.2 : Constituants du gaz humide à traiter

Figure III.3 : Modèle de simulation de déshydratation par HYSYS

Figure III.4 : Pourcentage des compositions du GN (1^{er} cas)

Figure III.5 : Pourcentage des compositions du GN avec MEG (2^{ème} cas)

Figure II.6 : Composition du gaz pauvre (3^{ème} cas)

Figure II.7 : Pourcentage des compositions dans les produits au niveau de la colonne.

Liste des Tableaux

Tableau I.1 : Quelques compositions types de gaz naturel ne contenant pas de H₂S.

Tableau II.1 : Les types de glycol

Tableau II.2: Propriétés physico-chimiques du glycol.

Tableau II.3 : Différences entre les types de glycol.

Tableau III.1 : Indication de l'alimentations du procédé.

Tableau III.2 : Paramètre du refroidisseur.

Tableau III.3 : Paramètre du contacteur.

Tableau III.4 : Paramètre de vanne.

Tableau III.5 : Paramètre de séparateur.

Tableau III.6 : Paramètre d'échangeur 1.

Tableau III.7 : Paramètre de pompe.

Tableau III.8 : Paramètre d'échangeur.

Tableau III.9 : Paramètre de régénérateur.

Tableau III.10 : Récapitulatif des résultats obtenus dans le tableau suivant.

Remerciements

Toute notre parfaite gratitude, grâce à Allah le plus puissant qui nous a donné la force, le courage et la volonté pour élaborer ce travail. C'est une profonde reconnaissance et considération particulière que nous adressons à notre encadreur Pr. Bestani Benaouda pour son aide précieuse, ses conseils, sa sollicitude, sa patience apportés au cours de l'élaboration de ce projet de fin d'études, ainsi qu'à tous les professeurs du département de génie des procédés qui ont contribué à notre formation.

Nous remercions également les membres du jury qui nous ont fait l'honneur de présider et d'examiner ce modeste travail.

Nous remercions aussi toute personne ayant contribué de près ou de loin au bon déroulement de ce modeste travail.

Dédicaces

Nous avons le grand honneur de dédier ce travail à ceux qui ont fait de nous des hommes, nos très chères mères et nos très chers pères.

Et

A nos chères frères et sœurs.

A toutes nos familles.

A notre encadreur **Mr. Bestani. B**

A tous nos amis.

A tous ceux qui sèment le bonheur sur nos chemins.

A tous ceux qu'on aime.

Résumé

La présence d'eau dans le gaz naturel entraîne différents problèmes pour les exploitations : suivant les conditions de température et de pression qui règnent dans une installation, la vapeur d'eau peut se condenser et provoqué la formation d'hydrates. Pour éviter ces phénomènes, il est nécessaire de réduire la teneur en eau du gaz naturel au moyen des techniques de traitement appropriées.

Dans notre étude la déshydratation du gaz naturel est réalisée par le procédé d'absorption, en utilisant le glycol et ses dérivés comme solvants d'extractions de l'eau. Cette étude montre que le TEG (tri éthylène glycol) est le meilleur solvant qui peut être utilisé efficacement dans l'unité de déshydratation.

Abstract

The presence of water in natural gas causes different problems during exploitation: Taking into account of the main conditions of temperature and pressure which reign in an installation, the steam condensation ends up with formation of hydrates. To avoid these phenomena, it is necessary to reduce the water rate content of natural gas by means of the suitable techniques of treatment.

In our study the natural gas dehydration is carried out by the process of absorption, using glycol solution and its derivatives as a solvent of water removal. This study shows that the TEG (tri-ethylene - glycol) is the best solvent that can be used in the dehydration unit.

ملخص

تواجد الماء في الغاز الطبيعي يشكل مختلف المشاكل في الاستغلال: حسب شروط الحرارة والضغط، فإن بخار الماء يحرص على تشكيل الماءات، من اجل تفادي هذه الظواهر يجب التقليل من نسبة الماء في الغاز الطبيعي بتقنيات المعالجة المناسبة.

في دراستنا يتم تجفيف الغاز الطبيعي بطريقة الامتصاص من خلال استعمال الغليكول ومشتقاته كمحلول استخلاص الماء، هذه الدراسة اثبتت ان ثلاثي الاثيري هو انس وافضل محلول لاستخلاص الماء .

Introduction générale

Le gaz naturel joue un rôle énergétique croissant, l'importance de ses réserves et les avantages qu'il présente sur le plan environnemental favorisent son utilisation. Les coûts techniques de production, de traitement et surtout de transport du gaz naturel restent toutefois élevés et représentent un handicap. Cette difficulté est d'autant plus réelle que la part des réserves de gaz naturel situées en mer ou dans des zones difficiles (Arctique et Sibérie) tend à augmenter.

Dans ces conditions, les progrès techniques permettent de réduire ces coûts, devraient jouer dans l'avenir un rôle majeur dans le développement du commerce international du gaz naturel.

Le gaz naturel à sa sortie des puits n'est pas directement utilisé avant qu'il soit traité et débarrassé de ses constituants indésirables. Son traitement consiste à séparer certains constituants présents à la sortie des puits tel que l'eau, dont la teneur qui doit être réduite représente entre autres une des opérations aussi bien nécessaires qu'importantes dans la mesure où elles conduisent à l'amélioration de la valeur commerciale du gaz sec et permettent le bon déroulement du procédé et le ralentissement du processus de corrosion des pipelines.

La présence de l'eau dans le gaz occasionne dans les conditions idéales de température et de pression, la formation de « clathrates » appelées communément les hydrates de gaz naturel, qui engendrent à leur tour l'obturation des tubes d'échangeurs, et peuvent en cas échéant conduire même à l'arrêt momentané du processus de traitement.

C'est un problème largement connu dans l'industrie gazière, qui pour le maîtriser est dotée de systèmes d'inhibition de la formation des hydrates, basés sur l'emploi de plusieurs types de produits chimiques déshydratants.

Le tri éthylène glycol est l'un des glycols, qui se prête le mieux à l'inhibition, toute fois l'injection et la régénération du TEG s'accompagnent de pertes quotidiennes ; nous avons fait une étude de simulation d'absorption de l'eau du GN par le glycol et ses dérivés, et ce dans le but de savoir qui est le meilleur solvant simulé qui peut être utiliser dans l'unité de déshydratation.

Ce mémoire est composé de deux parties principales : Une première partie consacrée à la théorie d GN, son importance économique, sa purification, sa liquéfaction etc. Une deuxième partie présentant l'étude de la réduction du taux de l'eau dans le GN par simulation en utilisant le HYSIS comme simulateur.

Chapitre I

Le gaz naturel (GN)

I.GAZ NATUREL

I.1. Introduction

Le gaz naturel est une énergie primaire bien répartie dans le monde, propre et de plus en plus utilisée. Elle dispose de nombreuses qualités de par son abondance relative, sa souplesse d'utilisation, ses qualités écologiques et son prix compétitif. La mise en œuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de l'extraction aux utilisateurs, en passant par le stockage, le transport et la distribution.

Le gaz naturel est une énergie fossile comme la houille, le charbon ou le lignite. C'est un mélange dont le constituant principal est le méthane (CH₄) représentant 75 % à 95 % [1].

I.2. Définition du gaz naturel

Le gaz naturel est un hydrocarbure naturel. Les hydrocarbures forment une classe de composés organiques constitués principalement de carbone et d'hydrogène. Le pétrole brut, le gaz naturel et le charbon en font partie. Le composant principal du gaz naturel (GN) est le méthane, viennent ensuite les hydrocarbures saturés plus lourds (éthane, propane, butane etc.) dont les proportions décroissent avec l'augmentation du nombre d'atomes de carbone comme le montre le Tableau 1 [2].

Les hydrocarbures en C₃ et C₄ forment la fraction GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié). La fraction la plus lourde correspondant aux hydrocarbures à cinq atomes de carbone ou plus (fraction C₅⁺) est appelée gazoline [3]. Le gaz naturel peut contenir des constituants autre que des hydrocarbures, notamment de l'eau et des gaz acides tels que le dioxyde de carbone et l'hydrogène sulfuré, ainsi que de l'azote, de l'Hélium, de faibles quantités d'argon et même parfois des impuretés métalliques (mercure et Arsenic) [4].

Le gaz naturel peut être utilisé aussi bien comme source d'énergie, que comme matière première. Non renouvelable mais relativement abondant et assez bien réparti dans le monde, il dispose de nombreuses qualités (souplesse d'utilisation et qualités écologiques) et présente donc, potentiellement une large gamme d'usages massifs. Toutefois, il reste difficile à le transporter car il doit être concentré, soit par compression pour transiter dans les gazoducs, soit par liquéfaction à très basse température et haute pression pour être chargé dans des méthaniers. [2]

Tableau I.1 : Quelques compositions types de gaz naturel ne contenant pas de H₂S.

Composants	Type de gaz			
	Gaz brut	Gaz épuré à l'entrée du liquéfacteur		
	Algérie	Algérie	Libye	Libye « gaz associé » ⁽²⁾
He	0,19	0,19	1,1	
N ₂	5,60	5,61		1,4
CO ₂	0,21	0,01		
CH ₄	83,40	83,57	84,9	63,0
C ₂ H ₆	7,60	7,62	7,3	19,1
C ₃ H ₈	1,90	1,90	3,5	10,0
i-C ₄ H ₁₀	0,30	0,30	0,9	2,1
n-C ₄ H ₁₀	0,40	0,40	0,9	2,2
i-C ₅ H ₁₂	0,12	0,12	0,4	0,8
n-C ₅ H ₁₂	0,13	0,13	0,4	0,8
C ₆ H ₁₄ et C ₆ +	0,15	0,15	0,6	0,6
Total (% mol)	100,00	100,00	100,00	100,00
H ₂ O (ppm _v)	15	< 1	< 1	< 1

⁽²⁾ :Gaz récupéré lors d'une extraction de pétrole.

(ppm) : partie par million, en volume

I.3 Caractéristiques du gaz naturel

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

I.3.1. Densité : Pour un gaz, elle est définie comme étant le rapport de sa masse volumique à celle de l'air dans les conditions déterminées de la température et de la pression.

I.3.2. Pouvoir calorifique : C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion d'une unité de volume du gaz, mesurée dans les conditions de référence. Il s'exprime en (J/m³).

I.3.3. Pouvoir calorifique supérieur (PCS): C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau formée étant liquide.

I.3.4. Pouvoir calorifique inférieur (PCI) : C'est la chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau restée à l'état vapeur [5].

I.4. Gaz naturel liquéfié

I.4.1. Procédé général de liquéfaction du gaz naturel

Le principe de la liquéfaction du gaz naturel consiste à abaisser son enthalpie par réfrigération jusqu'à une température de stockage de -162°C .

Afin de mieux discerner la diversité des besoins, il suffit d'énumérer les différentes opérations sur le GNL depuis sa production jusqu'à sa regazéification. Les principales étapes sont :

- * Liquéfaction.
- * Stockage-transfert.
- * Transport.
- * Déchargement-stockage.
- * Ajustement éventuel.
- * Regazéification.

Toutes ces opérations s'effectuent à des niveaux de pression et de température très différents et sont généralement le siège d'une formation de deux phases l'une liquide et l'autre gazeuse, dont les compositions et les importances respectives varient selon leurs natures [6].

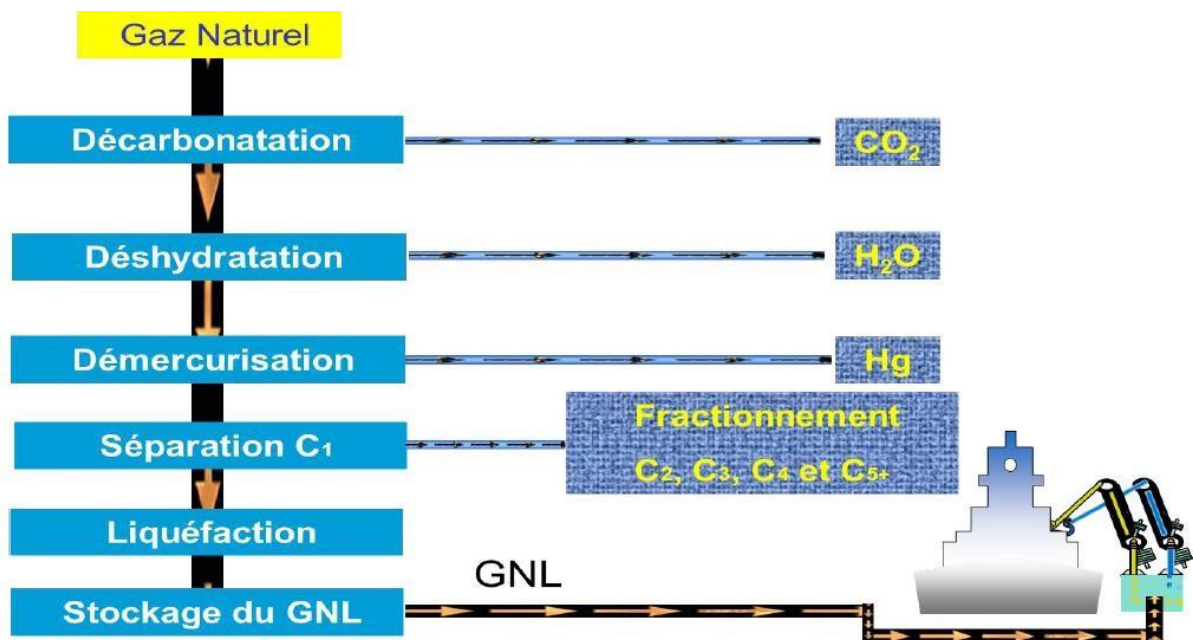


Figure.I.1 : Schéma du procédé de liquéfaction du GN

Chapitre II

Déshydratation du gaz naturel par absorption

II. DESHYDRATATION DU GAZ

II.1. Introduction

La présence d'eau dans le gaz pose de gros problèmes pendant le fonctionnement car elle provoque le phénomène de corrosion des canalisations et des équipements et formation d'hydrates ralentissant ainsi la circulation des courants d'hydrocarbures gazeux. La présence d'eau diminue également la valeur thermique du gaz et ses spécifications commerciales. La déshydratation, une technique permettant d'éviter ces problèmes et de réduire le contenu en eau.

II.2. Les hydrates

II.2.1 Définition

Les hydrates de gaz sont des structures cristallines du gaz naturel. La structure de la cage contient une molécule de gaz tel que le méthane et apparaissent à des pressions élevées et des températures basses. La cage est formée de molécules d'eau par les liaisons hydrogène, comme illustré à la figure II.1. En outre, les problèmes posés par les hydrates de gaz ressemblent à ceux de la glace. Les molécules d'eau sont généralement formées à l'état gazeux et peuvent aussi exister à l'état liquide [7, 8].

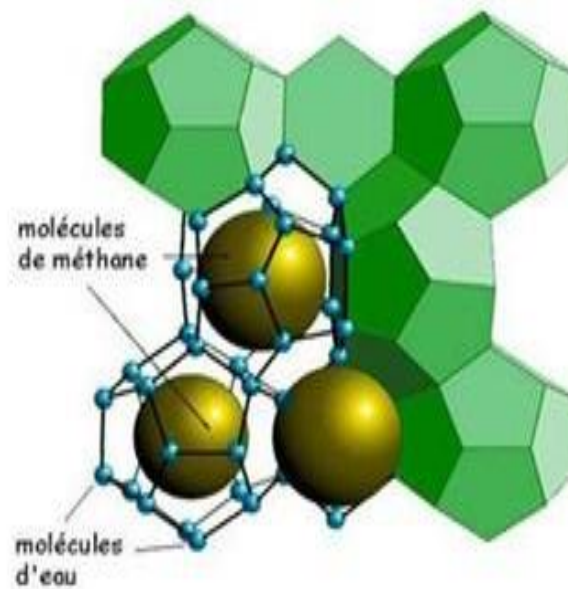


Figure II.1 : Structure des hydrates de gaz [8]

II.2.2 Structures des hydrates

L'analyse par rayons X des cristaux de différents hydrates a permis d'identifier les trois structures suivantes :

- La structure II
- La structure I
- La structure H

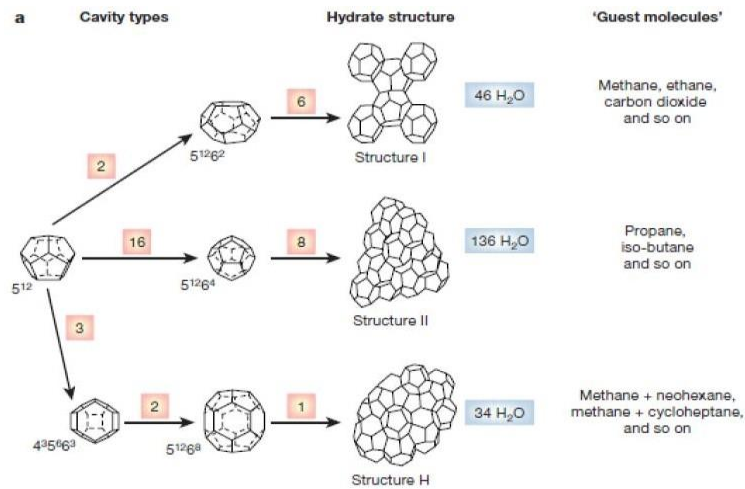


Figure II.2 : Structures des hydrates (Sloan, 2003) [9].

II.2.3. Condition de formation

L'hydrate se forme dans des conditions de basse température et de haute pression en présence d'eau sous forme de gaz ou de liquide dans le gaz naturel. La formation des hydrates ne sera plus possible si un des trois éléments nécessaires à cette formation est altéré.



Figure II.3 : Bouchage d'une conduite par le givrage des hydrates [10].

II.2.4. Prévention des hydrates

La formation des hydrates peut être évitée en se plaçant en dehors des conditions thermodynamiques de température et de pression de leur formation. Ceci peut être réalisé en augmentant la température à une pression donnée ou en abaissant la pression à une température donnée. Dans le cas où ça ne fonctionne pas, il est nécessaire pour éviter la formation des hydrates soit de réduire la teneur en eau du gaz par une opération de séchage soit d'utiliser des inhibiteurs.

II.3. Les procédés de déshydratation

II.3.1. Pourquoi déshydrater le gaz naturel ?

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

II.3.2. Principe de la déshydratation

La présence d'eau dans le gaz pose de nombreux problèmes pendant le fonctionnement, à la suite de conditions de température et de pression lors de l'installation, vapeur d'eau ce qui provoque la formation d'hydrates, impliquant une corrosion, si le gaz contient des composants acides. Pour éviter ces phénomènes, il convient de réduire la teneur en eau du gaz naturel, en utilisant des techniques de traitement appropriées [11].

II.3.3. Différents procédés Déshydratation

Les procédés de déshydratation du gaz naturel sont de différents types, les principaux procédés de déshydratation utilisés sont :

- Déshydratation par absorption.
- Déshydratation par adsorption.
- Déshydratation par condensation par refroidissement.
- Déshydratation par membrane.

Dans cette étude, on s'est basé sur la déshydratation par absorption en utilisant le glycol et ses dérivées pour une efficacité meilleure.

II.3.3.1. Déshydratation par absorption

II.3.3.1.1. Principe

Le séchage du gaz naturel est assuré dans ce cas par un lavage à contre-courant avec un solvant présentant une forte affinité pour l'eau, cette solution est le plus souvent un glycol ou un de ces dérivés. Le gaz déshydraté sort en tête de la colonne ; le glycol sortant en fond est régénéré par distillation.

Les propriétés recherchées pour le solvant sont les suivantes : [12]

- Grande affinité pour l'eau ;
- Caractère non corrosif ;
- Stabilité à l'égard des hydrocarbures ;
- Stabilité thermique ;
- Régénération facile ;
- Viscosité réduite ;
- Faible tension de vapeur ;
- Solubilité dans les hydrocarbures réduite ;
- Faible tendance au moussage et à la formation d'émulsion.

II.3.3.1.2. Type d'absorbants [13]

- Ethylène glycol (MEG) $C_2H_6O_2$;
- Di éthylène glycol (DEG) $C_4H_{10}O_3$;
- Tri éthylène glycol (TEG) $C_6H_{14}O_4$;

II.3.3.1.3. Pourquoi le glycol ?

Le choix de la solution de glycol est lié directement à son hygroscopicité « sa tendance à absorber l'eau », qui dépend de sa concentration. La vapeur d'eau est absorbée par la solution de glycol, cette absorption est réalisée dans le cas où la pression partielle de la vapeur d'eau dans le gaz en contact avec cette solution est supérieure à celle de l'eau dans la solution.

La compatibilité moléculaire du solvant et de soluté (glycol – eau) joue également un rôle important pour la détermination de l'hygroscopicité. En général la grande attraction

moléculaire entre le solvant et le soluté ; (le glycol avec leurs groupes d'hydroxydes), ont une forme intermoléculaire similaire à l'eau, par conséquent, ils ont une haute affinité pour l'eau et hautement associés avec les liaisons hydrogène.

Le mono éthylène glycol (MEG), di éthylène glycol (DEG), et le tri éthylène glycol (TEG) sont les principaux produits utilisés pour la déshydratation du gaz naturel. Les facteurs qui ont amené à leur emploi sont leur stabilité excellente à la chaleur ainsi que leurs basses tensions de vapeur [13 ,14].

II.3.3.1.4. Différents types de glycol

La forme générale des glycols est $:(C_2H_4O)_n HOH$. Il existe plusieurs types de glycol

Tableau II.1 : Les types de glycol

Noms	Sigle	Formule
Mono éthylène glycol	MEG	HO-CH ₂ CH ₂ OH
Di éthylène glycol	DEG	CH ₂ -CH ₂ -OH-O- CH ₂ -CH ₂ -OH
Tri éthylène glycol	TEG	$\begin{array}{c} CH_2O-CH_2-CH_2-OH \\ \\ CH_2O-CH_2-CH_2-OH \end{array}$
Tetra ethylene glycol	T4EG	$\begin{array}{c} CH_2-CH_2-O-CH_2-CH_2-OH \\ / \quad \backslash \\ O \\ \backslash \quad / \\ CH_2-CH_2-O-CH_2-CH_2-OH \end{array}$

II.3.3.1.5. Production des glycols

L'oxydation de l'éthylène se fait directement en présence d'un catalyseur à l'argent, à température élevée [13].

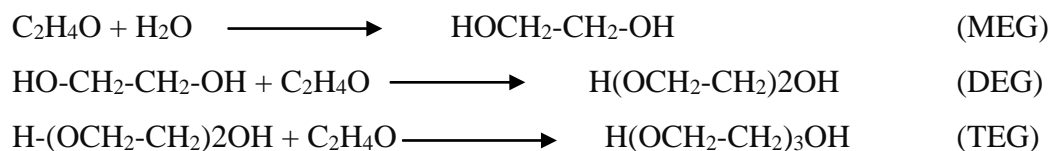
La réaction est la suivante :



L'énergie thermique est récupérée pour produire de la vapeur. Le principal sous-produit est le dioxyde de carbone obtenu selon la réaction :



Une faible partie de l'oxyde d'éthylène se transforme également en acétaldéhyde CH₃-CHO, décomposé par la suite en CO₂ et H₂O, il n'en reste que des traces (de l'ordre de ppm). Les glycols sont ensuite obtenus à partir de l'oxyde éthylène selon les réactions suivantes :



Toutes ces réactions ont lieu en phase liquide à haute pression.

Matière première : [13]

Ethylène à 99.9% (en mole) de pureté minimale.

Oxygène à 99.5% (en mole) de pureté minimale.

II.3.3.1.6. Propriétés physico-chimiques du glycol

Le tableau suivant résume les propriétés physico-chimiques de différents types de glycols qui sont utilisés pour déshydrater [15] :

Leur obtention à l'état pure nécessite des fractionnements par distillation sous vide. Les glycols les plus lourds sont les plus hygroscopiques. Le tri éthylène glycol (TEG) représente le meilleur compromis coût / performances et il est le plus fréquemment employé.

Tableau II.2: Propriétés physico-chimiques du glycol

	Mono éthylène glycol	Di éthylène glycol	Tri éthylène glycol	Tétra éthylène glycol
SIGLE	MEG	DEG	TEG	T4EG
Formule chimique globale	C ₂ H ₆ O ₂	C ₄ H ₁₀ O ₃	C ₆ H ₁₄ O ₄	C ₈ H ₁₈ O ₅
Masse molaire (kg/K mol)	62,068	106,122	150,175	194,228
Point de fusion (°C)	-13	-10,45	-07,35	-5
Point d'ébullition (°C)/101325 Pa	197,3	245	277,85	307,85
Tension de vapeur à 25°C(Pa)	12,24	0,27	0,05	0,007
Densité à 25°C (kg/m ³)	1,110	1,115	1,122	1,122
Viscosité absolue 25°C (Pa.s)	0,01771	0,03021	0,03673	0,04271
Viscosité absolue à 60°C (Pa.s)	0,00522	0,00787	0,00989	0,01063
Chaleur spécifique à 25°C (J/kg K)	2395	2307	2190	2165
Point éclair (°C)	111,1	123,89	176,67	196,11

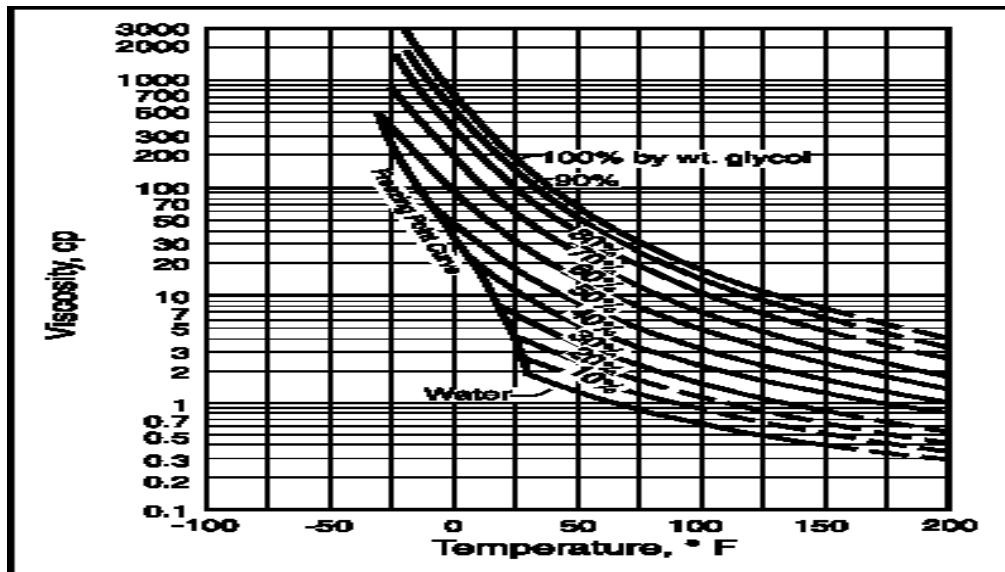


Figure II.4 : Variation des viscosités des solutions de TEG avec la température :[15]

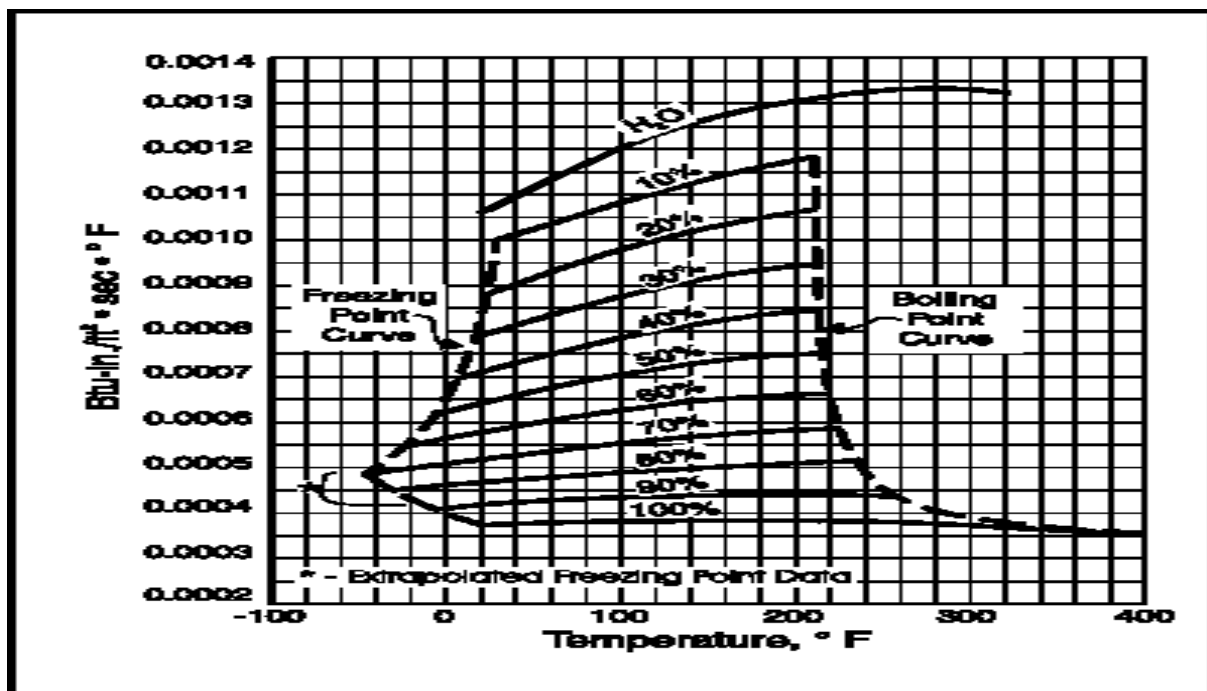


Figure II.5: La variation de la conductivité thermique des solutions de TEG avec la température :[15]

Dans les graphes ci-dessus sont représentés les principales propriétés physiques du triéthylène glycol ainsi que la variation de la viscosité, de la densité et de la conductivité thermique et de la chaleur spécifique des solutions aqueuse de TEG avec la température.

II.3.3.1.7. Définition du Tri éthylène glycol

Est un diol vicinal de formule chimique $\text{HO-CH}_2\text{CH}_2\text{-O-CH}_2\text{CH}_2\text{-O-CH}_2\text{CH}_2\text{-OH}$ (désigné TEG). Il s'agit d'un liquide visqueux incolore, inodore, il fond à -7 °C et bout à 285 °C . Il est utilisé comme plastifiant pour vinyle, comme désinfectant, comme absorbeur d'humidité pour le gaz naturel et dans les systèmes de climatisation, ou encore comme additif pour fluides hydrauliques et liquides de frein. Il est miscible avec l'eau et soluble dans l'éthanol, l'acétone, l'acide acétique, le glycérol, la pyridine et les aldéhydes. Il est faiblement miscible dans l'éther diéthylique et non miscible dans les huiles, les graisses et les hydrocarbures.

II.3.3.1.8. Principe de fonctionnement d'une unité de déshydratation par absorption au TEG

L'étape d'absorption est réalisée dans une colonne à plateaux ou à garnissage. Le nombre de plateaux est couramment compris entre 6 et 8. Pour les petits diamètres, des garnissages sont généralement employés, tandis que les colonnes plus importantes mettent en œuvre des plateaux à calottes ou à clapet. Pour de très grands diamètres, l'utilisation de garnissages structurés se développe actuellement. Une température plus basse permet en principe de réduire les pertes ainsi que la teneur en eau dans le gaz traité. Toutefois, compte tenu de l'augmentation de viscosité du glycol, une température de l'ordre de 10 °C est considérée comme une limite inférieure. Glycol exempté d'eau (pureté $> 99\%$) est introduit dans la partie supérieure d'un absorbeur (également connu comme un « contacteur de glycol ») où il est mis en contact avec le courant de gaz naturel humide (le gaz passe premièrement à travers un refroidisseur pour diminuer leur température). Le glycol élimine l'eau du gaz naturel par absorption physique et est réalisée au fond de la colonne. En sortant de l'absorbeur le courant de glycol est souvent désigné comme « glycol riche en eau ». Le gaz naturel sec quitte le sommet de la colonne d'absorption et est alimentée soit vers un système de canalisation ou à une usine à gaz.

Après avoir quitté l'absorbeur, le glycol riche est introduit dans un récipient de détente (séparateur vapeur – liquide) où les vapeurs d'hydrocarbures sont éliminées et les hydrocarbures liquides sont écrémés du glycol. Cette étape est nécessaire puisque l'absorbeur est typiquement utilisé à haute pression et la pression doit être réduite avant l'étape de régénération. En raison de la composition du glycol riche, une phase vapeur ayant une teneur en hydrocarbures se forme quand on abaisse la pression.

Après avoir quitté le récipient de détente, le glycol riche est chauffé dans une section de l'échangeur et introduit dans la colonne d'extraction (aussi connu comme un régénérateur). Le décapant de glycol est constitué d'une colonne, un condenseur de tête et d'un rebouilleur. Le glycol est régénéré thermiquement pour éliminer l'eau en excès et de retrouver sa pureté initiale.

Le glycol chaud, pauvre est refroidi par échange avec coupe riche glycol entrant dans la colonne d'extraction. Il est ensuite amené à une pompe de soudure où sa pression est élevée à celle de l'absorbeur de glycol. Le solvant pauvre est refroidi à nouveau avec un dispositif de refroidissement de garniture avant d'être renvoyé dans l'absorbeur. Ce refroidisseur de garniture peut être soit une section échangeur avec le gaz sec quittant l'absorbeur ou un échangeur refroidi par air [02,16].

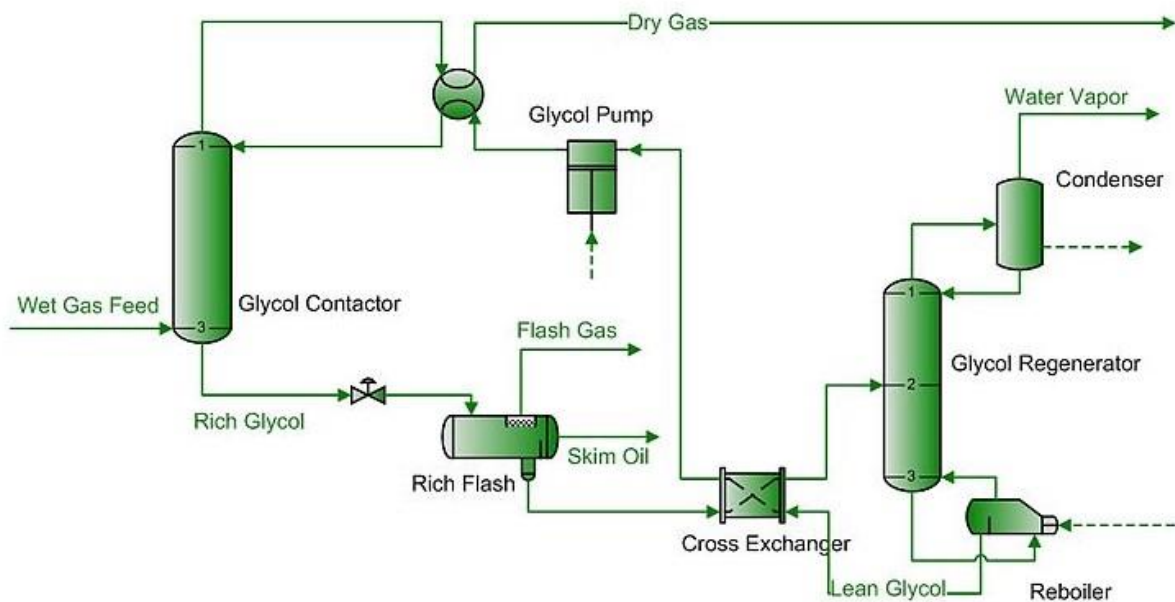


Figure II.6 : Schéma de procédé de déshydratation de gaz naturel [16]

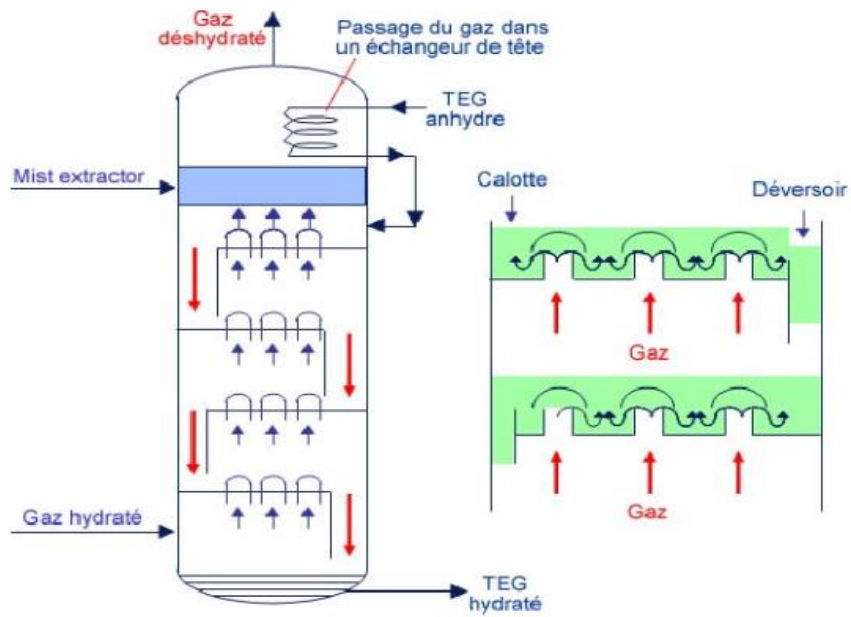


Figure II.7 : Colonne d'absorption (appelé aussi Contacteur) avec refroidisseur en tête [17]



Figure II.8 : Régénérateur de TEG [17]

II.3.3.1.9. Les avantages et les inconvénients des glycols

Tableau II.3 : Différences entre les types de glycol [18]

	Avantages	Inconvénients
MEG	Travaille à basse température. Un coût moyen.	Présente quelque tendance au moussage, donc il exige l'anti moussage ou des inhibiteurs qu'il faut ajouter.
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'absorber minimale par rapport au TEG.
TEG	Ne se solidifie pas dans une solution concentrée. Stable en présence de soufre, oxygène, et de CO ₂ . Solubilité négligeable pour les hydrocarbures. Grande différence du point de rosée à la sortie de l'absorbeur.	Très coûteux. Présente quelques tendances au moussage donc il exige l'anti moussage ou des inhibiteurs qu'il faut ajouter.

Chapitre III

Simulation

III.1. Introduction

La conception d'une unité de production chimique est une opération complexe qui demande des moyens financiers et humains très importants. Dans le contexte actuel, un procédé industriel doit répondre à trois critères : l'économie, la sécurité et l'environnement. Ainsi, lorsqu'un nouveau procédé est développé, le rôle de l'ingénieur consiste à trouver le système le plus adapté non seulement en termes d'efficacité et de sécurité, mais aussi de coût et de rentabilité pour fabriquer le produit. A ce titre, la simulation peut être d'une aide très précieuse en prenant en charge et en traitant ces problèmes. Surtout lorsque de nombreuses variables sont en jeu (diversité des composantes, complexité des interactions, non linéarité des phénomènes...).

III.2. Méthodes de simulation [19]

- Méthodes de Runge-Kutta pour le traitement numérique des équations différentielles ;
- Méthode des éléments finis ou Méthode des caractéristiques pour le traitement des équations aux dérivées partielles ;
- Simulation atomistique en physique des matériaux ;
- Méthode de Monte-Carlo en physique statistique, physique des matériaux, physique nucléaire, physique des particules, mathématiques, statistiques et économétrie ;
- Méthode ab initio en mécanique quantique, chimie quantique ;
- Dynamique moléculaire, Dynamique d'amas en chimie, physique ;

III.3. Modèle et simulation

Lorsque le système réel que l'on souhaite observer devient trop complexe et que de nombreuses variables sont en jeu, la modélisation intervient pour prendre en charge et traiter les problèmes : un modèle est élaboré pour essayer de rendre compte de la complexité du système tout en essayant de réduire le nombre de paramètres. la figure (III.1) présente schéma simple de la modélisation et la simulation d'un processus. [19]

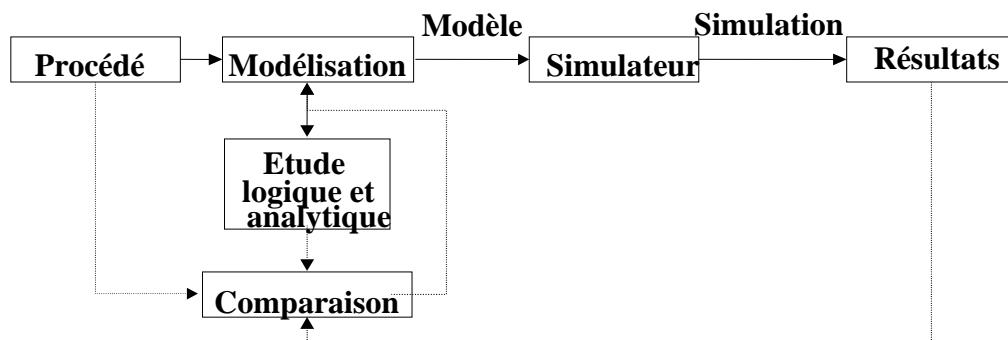


Figure III.1 : Schéma nécessaire pour la modélisation et la simulation d'un processus

L'analyse du système, la modélisation et la simulation constitue les trois étapes fondamentales de l'étude du comportement dynamique des systèmes complexes [20] :

- **L'analyse du système**

Consiste à définir les limites du système à modéliser, à identifier les éléments importants ainsi que les types de liaison et d'interaction entre ces éléments et à les hiérarchiser.

- **La modélisation**

Visé à représenter de la meilleure façon possible un objet réel par un ou des modèles sous forme mathématique. D'une manière générale, lors de l'élaboration du modèle, trois types de données sont nécessaires : les paramètres chimiques (réactions, produits formés, cinétiques et mécanismes), les paramètres de transfert (matière, énergie, quantité de mouvement) et l'hydrodynamique caractérisant les équipements.

- **La simulation**

Étudie le comportement d'un système. Elle permet, en particulier, d'étudier l'évolution du système en faisant varier un ou plusieurs facteurs et en confrontant les valeurs calculées aux valeurs observées.

III.4. Types de simulation

On peut distinguer principalement deux types de simulation dans le cas des procédés chimiques : la simulation statique (steady state) et la simulation dynamique (transient state).

III.4.1. Simulation statique

La simulation statique d'un procédé vise à définir les propriétés des flux (débit, température, fraction vaporisée, ...), ainsi que les bilans matière et d'énergie en régime stabilisé. Le procédé est décomposé en blocs représentant les différentes opérations unitaires mises en œuvre. Les blocs sont liés entre eux par des flux de matière ou d'énergie.

III.4.2. Simulation dynamique

La simulation dynamique d'un procédé vise à définir les propriétés des courants en fonction du temps, pendant des situations transitoires où le régime n'est pas stable.

III.5. Logiciels de simulation des procédés

Les logiciels de simulation des procédés chimiques les plus utilisés dans le domaine pétrolier sont :

- <http://www.aspentec.com/> (Aspen)
- <http://www.ideas-simulation.com/home.php>

(Ideas)

- <http://www.chemstations.net/> (Chemcad)
- <http://www.winsim.com/> (DesignII)
- <http://www.hyprotech.com/> (Hysys)
- <http://www.simsci-esscor.com/us/eng/default.htm> (ProII)
- <http://www.rsi-france.com/> (Indiss)
- <http://www.prosim.net/english.html> (Prosim)
- <http://www.rsi-france.com/> (Sim42)

III.5.1. Présentation de HYSYS [21]

Le logiciel dont nous disposons est le logiciel Aspen HYSYS de la société Hyprotech qui est une filiale du groupe Aspentech. Il existe deux versions du logiciel : HYSYS. Process (simulation à l'état stationnaire) et HYSYS. Plant (simulation dynamique).

Présentation de HYSYS [21]

HYSYS n'est pas le logiciel de simulation le plus flexible, ni le plus utilisé dans l'industrie, mais il a l'avantage d'être convivial et facile à utiliser une fois que les éléments de base sont compris.

Le logiciel HYSYS a été développé pour l'industrie du pétrole, il a été conçu pour permettre le traitement d'une vaste gamme de problème allant des séparations bi et tri – phasiques simple, de compression à la distillation et la transformation chimique bien qu'il soit utilisé pour d'autres types de procédés chimiques. Les simulations sont accomplies en utilisant les outils des menus. En plus, il dispose d'une interface graphique pour la construction des diagrammes du procédé (PFD – Process Flow Diagrams). Une importante banque de données sur les corps purs est incorporée avec le logiciel HYSYS, ces corps sont regroupés en plusieurs familles :

- Hydrocarbures : paraffines normales et iso paraffines, oléfines, naphènes, aromatiques
- Hydrocarbures oxygénés, azotes et sulfurés (amine, alcools, nitriles, aldéhydes...)
- Halogènes
- Solides (soufre)
- Corps hypothèques (pures, complexes, solides)
- Divers (O_2 , N_2 , CO_2 , H_2O , HCl)

Le HYSYS présent plusieurs modèles thermodynamiques avec leur domaine d'application on peut avoir :

- Modèles spéciaux pour les amines ;
- Modèles utilisant la pression de vapeur (équation d'Antoine, NK10et table Esso) ;
- Modèles spéciaux pour la vapeur d'eau (ASTM stream, NBS stream) ;

- Modèles semi empiriques ;
 - Modèles hybrides (pour les systèmes à forte polarité, forte déviation par rapport à l'idéalité, azéotropes)
 - Modèles basés sur les équations d'état ; tels que Peng -Robinson (PR), Soave – Redlick-Kwong (SRK), le domaine d'application de ces modèles aux calcule les équilibres entre les phases et limité aux fluides normaux ;
 - Aux équations SRK, PR, il convient d'ajoute l'EDE de Lee-Kesler-Plocker (LKP) leur domaine de préférence est l'industrie de raffinage, de la pétro- chimie et de traitement du gaz.
- Le Simulateur HYSYS est un ensemble de modèles mathématiques des opérations unitaire (ballon, colonne de distillation, compresseur, vanne...etc.), ces opérations sont connectées dans un schéma de procédé PFD par le courant d'information généré dans ces opérations.
- Donc le HYSYS est un programme informatique pour la simulation des procédés de l'industrie de gaz, des procédés de raffinage et de la pétrochimie,
- A l'état stationnaire.
 - En situation dynamique.

III.5.2. Utilisation de HYSYS : [21]

Le HYSYS peut être utilisé pour :

- Engineering.
- Établissement des bilans matière et d'énergie d'un procédé industriel.
- Dimensionnement des équipements.
- Réajustement des paramètres de fonctionnement dans le cas de changement de composition de l'alimentation.
- Détermination des performances des équipements.

Pour l'utilisation du HYSYS l'utilisateur doit :

- Choisir un modèle thermodynamique et les constituants.
- Établir le schéma de procédées PFD.
- Spécifier les paramètres nécessaires de chaque opération.
- Il peut aussi dimensionner des équipements.

III.5.3. Conception et simulation d'une unité de production

Les étapes de simulation sont :

- 1- Le choix de model thermodynamique : UNIQUAC-Ideal.
- 2- Le choix de la composition du gaz et du tri éthylène de glycol (TEG) :

III.5.3.1. Conditions opératoires

L'alimentations du procédé présenté ci-après.

Tableau III.1 : Indication de l'alimentations du procédé

		GN	TEG
Température (°C)		48	48
Pression (bar)		92	63,50
Débit molaire total (Kg mol / h)		489	3,25
Compositions	Formule chimique	Fractions molaires du GN	Fractions molaires de TEG
Méthane	CH ₄	0,9066	0,00
Ethane	C ₂ H ₆	0,0456	0,00
Propane	C ₃ H ₈	0,0253	0,00
n-Butane	C ₄ H ₁₀	0,0015	0,00
i-Butane	C ₄ H ₁₀	0,0012	0,00
n-Pentane	C ₅ H ₁₂	0,0017	0,00
i-Pentane	C ₅ H ₁₂	0,0013	0,00
n-Hexane	C ₆ H ₁₄	0,0014	0,00
n-Heptane	C ₇ H ₁₆	0,0003	0,00
Nitrogène	N ₂	0,0018	0,00
Carbone dioxyde	CO ₂	0,0024	0,00
L'eau	H ₂ O	0,0050	0,02
TEG	C ₆ H ₁₄ O ₄	0,0000	0,98

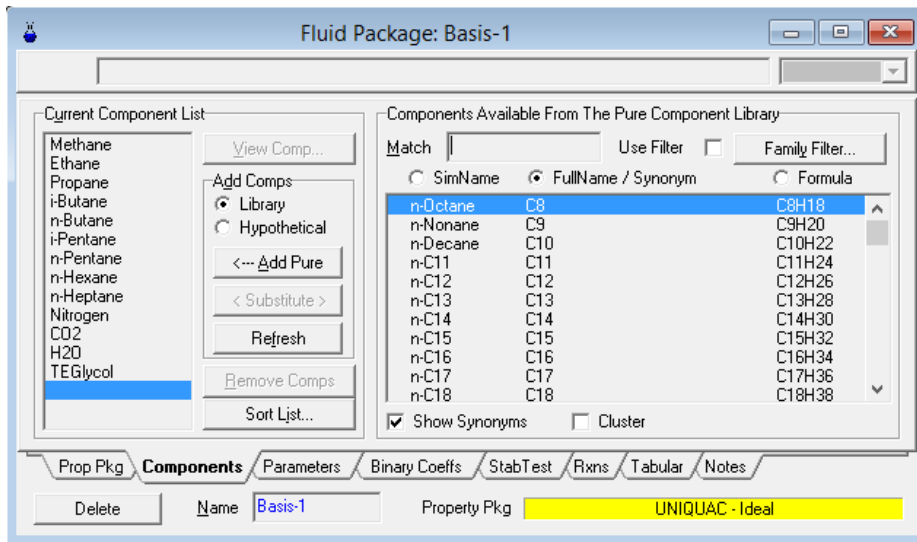


Figure III.2 : Constituants du gaz humide à traiter

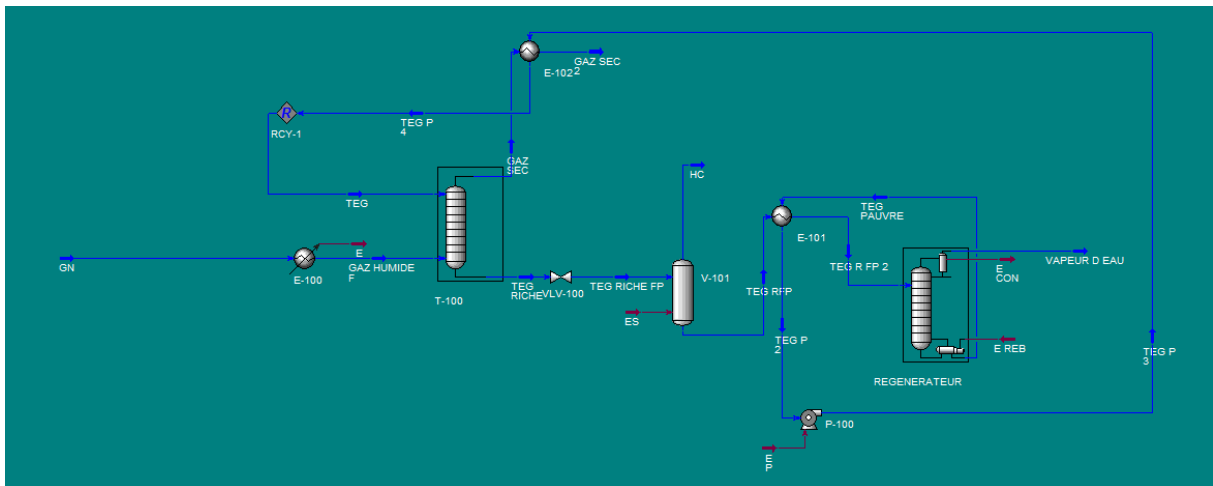


Figure III.3 : Modèle de simulation de déshydratation par HYSYS

Ce procédé est le procédé « traditionnel » de déshydratation au TEG et représente une unité d'absorption de gaz et de régénération du solvant d'extraction. Il vise à diminuer la teneur en eau dans du gaz naturel par le tri éthylène glycol (TEG), utilisé comme solvant d'extraction de l'eau. Le GN passe dans un refroidisseur E-100 pour diminuer la température du gaz humide alimente le contacteur T-100 à une pression de 92bar. Cette colonne permet l'absorption d'une partie de l'eau contenue dans le gaz dans une solution de TEG. Au terme de la boucle de régénération, le TEG sec alimente la colonne en tête tandis que le TEG riche en H₂O est récupéré en pied de la colonne. Il est ensuite détendu à 1,1 bar (vanne V100). La phase gaz, constituée d'hydrocarbures qui étaient solubilisés dans le TEG passe dans un séparateur diphasique L-V (V-101) pour éliminer les hydrocarbures. Il passe ensuite à travers un filtre à cartouche qui permet de retenir les particules solides pouvant provenir de corrosion ou de dégradation du TEG. Les particules solides ou la dégradation du TEG n'étant pas prises en

comptes dans le modèle, cette filtration n'a pas d'impact en termes de simulation et n'est donc pas représentée. Une fois filtré, la phase liquide est préchauffée dans un échangeur de chaleur E-101 puis alimente le régénérateur. Cette colonne permet de vaporiser l'eau contenue dans le TEG. Elle fonctionne à pression atmosphérique. Les vapeurs de tête sont constituées de l'eau qui était dissout dans le TEG. Le TEG sec est alors soutiré en pied vers l'échangeur de chaleur E-101 pour diminuer la température, ensuite est repris par la pompe P-100 pour alimenter la tête du contacteur T-100 qui était passé à travers l'échangeur de chaleur E-102 pour diminuer la température encore plus.

III.5.3.2. Composants du procédé

- Refroidisseur E-100

Tableau III.2 : Paramètre du refroidisseur

Paramètres de fonctionnement	Valeur
Température du GN humide (°C)	25
Δp (bar)	0,1

- Absorbeur – Contacteur T-100

Tableau III.3 : Paramètre du contacteur

Paramètres de fonctionnement	Valeur
Type de colonne	Absorbeur
Nombre d'étages théoriques	8
Pression de tête (bar)	61,90
Pression du fond (bar)	62,00

- La vanne V-100

Tableau III.4 : Paramètre de vanne

Paramètres de fonctionnement	Valeur
Type de vanne	Vanne de détente
Pression (bar)	1,1

- Séparateur V-101

Tableau III.4 : Paramètre de séparateur

Paramètres de fonctionnement	Valeur
Type de séparateur	Séparateur diphasique L-V
Type de flash	Flash à pression et quantité de chaleur échangé données
Quantité de chaleur échangée	Adiabatique

- Echangeur E-101

Tableau III.5 : Paramètre d'échangeur 1

Paramètres de fonctionnement	Valeur
Température de sortie (coté tube) (°C)	85
Δp (coté tube) (bar)	0,05
Δp (coté calandre) (bar)	0,05

- Pompe P-100

Tableau III.6 : Paramètre de pompe

Paramètres de fonctionnement	Valeur
Type de pompe	Pompe centrifuge
Δp (bar)	0,1
Puissance (kW)	$1,69 \times 10^{-3}$

- Echangeur E-102

Tableau III.7 : Paramètre d'échangeur 2

Paramètres de fonctionnement	Valeur
Type d'échangeur	Echangeur simple
Température de sortie (TEG pauvre) (°C)	48

- Paramètre de la colonne de régénération

Tableau III.8 : Paramètre de régénérateur

Paramètres de fonctionnement	Valeur
Nombres d'étages théorique	1
Plateau d'alimentation	1
Pression du condenseur (bar)	1,013
Pression du rebouilleur (bar)	1,013
Température du rebouilleur (°C)	205
Température du condenseur (°C)	105

III.5.3.3. Résultats de la simulation par le solvant (TEG)



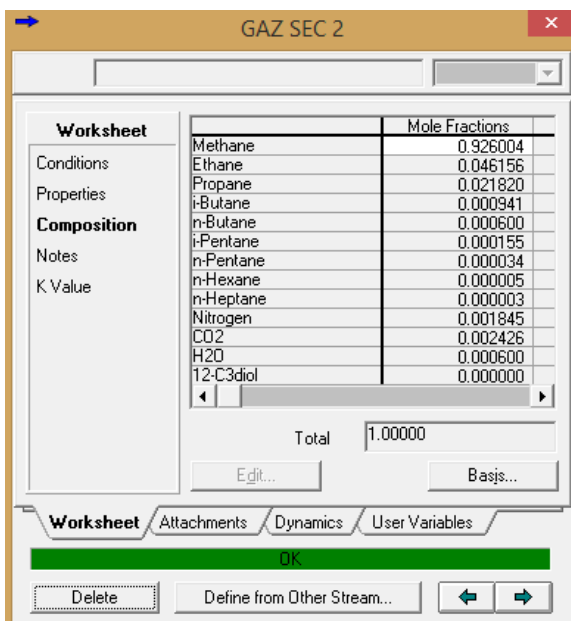
	Mole Fractions
Methane	0.926004
Ethane	0.046156
Propane	0.021820
i-Butane	0.000941
n-Butane	0.000600
i-Pentane	0.000155
n-Pentane	0.000034
n-Hexane	0.000005
n-Heptane	0.000003
Nitrogen	0.001845
CO2	0.002426
H2O	0.000941
DEGlycol	0.000000

Total: 1.00000

Figure III.4 : Pourcentage des compositions du GN

On constate que la fraction molaire d'H₂O dans le GN sec est de 0,000941 presque 0,1 %. Cela prouve que les glycols en général ont une grande affinité pour l'eau.

III.5.3.4. Résultats de la simulation par le solvant Mono Ethylène Glycol (MEG)



	Mole Fractions
Methane	0.926004
Ethane	0.046156
Propane	0.021820
i-Butane	0.000941
n-Butane	0.000600
i-Pentane	0.000155
n-Pentane	0.000034
n-Hexane	0.000005
n-Heptane	0.000003
Nitrogen	0.001845
CO2	0.002426
H2O	0.000600
1,2-C3diol	0.000000

Total: 1.00000

Figure III.5 : Pourcentage des compositions du GN avec MEG

On remarque que le pourcentage d'H₂O dans le GN sec est de 0,06 %. Si on le compare à celui obtenu lorsqu'on utilise la DEG on peut dire que l'utilisation du MEG présente un meilleur taux d'absorption que celui de la DEG.

III.5.3.5 Résultats de la simulation par le solvant (TEG)

	Mole Fractions
Methane	0.926004
Ethane	0.046156
Propane	0.021820
i-Butane	0.000941
n-Butane	0.000600
i-Pentane	0.000155
n-Pentane	0.000034
n-Hexane	0.000005
n-Heptane	0.000003
Nitrogen	0.001845
CO2	0.002426
H2O	0.000011
TEGlycol	0.000000

Total: 1.00000

Figure II.6 : Composition du gaz pauvre

On constate que la fraction molaire de H₂O dans le GN sec est de $1,1 \cdot 10^{-5}$ donc le pourcentage de l'eau éliminé est très élevé.

	TEG R.FP 2	VAPEUR D'EAU	TEG
Methane	0.0000000	0.0000000	C
Ethane	0.0000000	0.0000000	C
Propane	0.0000000	0.0000031	C
i-Butane	0.0000000	0.0000041	C
n-Butane	0.0000000	0.0000082	C
i-Pentane	0.0000000	0.0001614	C
n-Pentane	0.0000000	0.0002252	C
n-Hexane	0.0000000	0.0023283	C
n-Heptane	0.0000000	0.0037482	C
Nitrogen	0.0000000	0.0000000	C
CO2	0.0000000	0.0000000	C
H2O	0.0400000	0.9446474	C
TEGlycol	0.9600000	0.0003502	C

Figure II.7 : Pourcentage des compositions dans les produits au niveau de la colonne.

Dans la figure on peut remarquer que le pourcentage de H₂O libéré par la colonne de régénération est de 94,46 %.

Tableau III.9 : Récapitulatif des résultats obtenus dans le tableau suivant

	Solvants	% H ₂ O présenter dans le GN sec	Energie consommée (kcal / h)
1	DEG	0,1	4,62*10 ⁵
2	MEG	0,06	4,24*10 ⁵
3	TEG	0,0011	4,92*10 ⁵

On peut déduire que l'énergie consommée dans la section de déshydratation en utilisant le solvant MEG est inférieure par rapport à l'énergie consommée en utilisant les autres solvants.

III.5.3.6. Interprétation des résultats

D'après le tableau ci-dessous, le TEG est le meilleur solvant comparé aux autres solvants : MEG et DEG. Avec un pourcentage de présence du H₂O dans le gaz sec très base, il est avantageux mais point de vue coût il reste le plus onéreux.

L'énergie consommée dans le cas de l'utilisation de la TEG est grande par rapport aux autres solvants dans l'unité de la déshydratation.

Si on se base seulement sur la présence du H₂O dans le gaz sec (déshydraté), on peut déduire donc que la TEG semble le meilleur solvant pour cette simulation et peut être utiliser dans l'unité de déshydratation.

Conclusion

Le procédé de déshydratation du gaz naturel est l'un des procédés les plus importants dans la section d'épuration du gaz naturel car ce dernier doit être liquéfié et transporté.

La simulation de ce procédé à l'aide du logiciel de modélisation et de simulation Aspen HYSYS, s'avère une opération nécessaire, qui nous permet d'un côté de choisir le meilleur solvant pour l'absorption de H₂O avec une diminution de la valeur de la teneur en eau dans le gaz sec de moins de 1 ppm et la maîtrise des paramètres de fonctionnement du procédé tel que température, pression et qualité du solvant pour l'obtention d'un gaz naturel le plus possible. Dans notre cas, la solution du TEG par rapport à celle de MEG et DEG est de loin le meilleur solvant qui doit être utilisé pour obtenir un taux d'absorption de H₂O voulu. Par contre l'énergie consommée dans la section de déshydratation en utilisant le solvant MEG est inférieure par rapport à l'énergie consommée en utilisant les autres solvants. Néanmoins, la régénération de glycol est un procédé clé dans la déshydratation du gaz naturel avec absorption. Ceci permet d'économiser la quantité de TEG.

Bibliographie

- [1] L. CHEBLI, Y. ABBASSI ; « Rapport de stage de centre de formation » ; Hassi R'mel; Mars 2012.
- [2] PIERRE PETIT ; « Liquéfaction du gaz naturel » ;1995.
- [3] FERSCHNEIDER ET FISCHER ; « Liquéfaction du gaz naturel - Procédés de liquéfaction » ; juin 2010.
- [4] ROJEY ; « Le gaz naturel : production, traitement et transport » ;1994.
- [5] A. ROJEY, B. DURAND, C. JAFFRET, S. JULLIAN, M. VALAIS ; « Le gaz naturel : production, traitement, transport » ; Editions Technip-Paris ; 1994.
- [6] Monsieur FLESCHE ; « GAZ NATUREL LIQUEFIE : Procédés et Technologie » ; 1992.
- [7] Marvin José RICAURTE FERNÁNDEZ, (2012)"Séparation du CO₂ d'un mélange CO₂- CH₄ par cristallisation d'hydrates de gaz : influence d'additifs et effet des conditions opératoires", mémoire docteur, Université DE PAU ET DES PAYS DE L'ADOUR, p13.
- [8] KHAIRUL Rafik B ABDULLAH, gas deshydration process by using tri ethylene glycol and silica gel, Bachelor of Chemical Engineering, (Gas Technology), Faculty of Chemical & Natural Resources Engineering University Malaysia Pahang, APRIL2009.
- [9] Ziad Youssef, (2009)," Étude thermodynamique de la formation d'hydrates en absence d'eau liquide : mesures et modélisation", Autre. Université Claude Bernard - Lyon I Français, <NNT : 2009LYO10174>, <tel-00694018>, p 09.
- [10] Manuel de Formation Cours EXP-PR-PR130 Révision 0.119/04/2007, le process la déshydratation du gaz, p31.
- [11] SELLAMI Mohamed Hassan, (2014), "Procédés de traitement du gaz naturel (cours and exercices)", POLYCOPIE, UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA, p 03-04.
- [12] Arthur J. Kidnay, William R. Parrish, natural gas processing, page 2, (2006).
- [13] Ayhan Demirbas, methane gas hydrate, (2010).
- [14] Boyun Guo and Dr. Ali Ghalambor, natural gas engineering handbook, (2005).
- [15] Arthur J. Kidnay William R. Parrish, fundamentals of natural gas processing, (2006).
- [16] Site https://fr.qwe.wiki/wiki/Glycol_deshydration.
- [17] Support de formation TOTAL (2007).
- [18] Site www.sonatrach.com .
- [19] "Simulation informatique" Wikipédia encyclopedia.
- [20] Paola GOATIN " Analyse Numérique" Université du sud Toulon-Var 2005
- [21] Hysys Process Documentation, Hyprotech, Ing, AEA Groupe, Calgary, 2000 (CD.ROM).