



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



**Université Amar Thelidji- Laghouat**

**FACULTE : TECHNOLOGIE  
DEPARTEMENT : GENIE PROCEDES**

## **MEMOIRE DE MASTER**

**Présenté par : Taleb Abdelhak  
Ben Ahmed Maamoun**

**DOMAINE : Sciences et Technologies  
FILIERE : Industries Pétrochimiques  
OPTION : Génie Pétrochimie**

### **Thème**

# **Simulation de déshydratation du gaz naturel par TEG**

### **Jury de soutenance :**

<b>Nom et Prénom</b>	<b>Grade</b>	<b>quality</b>
Mechraoui Omar	MCA	Président
Merigui Khaled	MAA	Examinateur
Brahimi Djamila	MCB	Rapporteur

**Promotion : JUIN 2024**

# DEDICACE

الحمد لله وكفى والصلاة على الحبيب المصطفى وأهله ومن وفى

*Nous dédions ce travail :*

*A nos chers parents, sources*

*Amour et tendresse inépuisables*

*A nos chers frères ;*

*À toutes nos familles élargies.*

*À nos amis qui nous ont aidés.*

*Ceux qui nous connaissent de près ou de loin sans citer  
leur nom.*

*ABDELHAK-MAAMOUN.*

# Remerciement

*Merci*

*Tout d'abord, nous remercions Dieu pour la force et la patience qu'il nous a données*

*Nous avons travaillé dur pour atteindre notre objectif, et pour ceux qui nous ont  
beaucoup appris*

*Pour ceux qui ont eu la gentillesse d'en faire une activité très rentable.*

*Tout d'abord, nous tenons à remercier notre encadrante, Mme Brahimi*

*Pour nous avoir donné l'opportunité de réaliser ce travail, ce qui nous a donné  
l'opportunité de l'acquérir*

*L'expérience dans le domaine du génie pétrochimique nous soutient*

*Beaucoup de patience et de pédagogie tout au long de ce mémoire.*

*Et enfin, nos remerciements à tous ceux qui*

*Contribuer directement ou indirectement à la réalisation de ces travaux.*

*Abdelhak – Maamoun.*



## Liste des abréviations

BP	British Petroleum.
CO <sub>2</sub>	Dioxyde De Carbone.
CNDG	Centre national de distribution de gaz.
ESD	Electrostatic discharge.
ESDV	Vanne d'arrêt d'urgence.
GN	gaz naturel.
GTC	Générateur Turbo Compresseur.
GTG	Générateur à turbine à gaz.
H <sub>2</sub> S	Sulfure d'hydrogène.
HMN	Hassi Moumen.
HP	Haute pression.
HRM	Hassi Rmel.
HSE	Hygiène Sécurité Environnement.
DEG	Di éthylène glycol.
MMSCF	Millions de pieds cubes standard.
LP	Basse pression.
MDEA	Méthyl Di-éthanol aminé activé.
MEG	Mono éthylène glycol.
MSDS	Fiche de données de sécurité.
PFD	Diagrammes de flux de processus.
PLC	Contrôleur logique programmable.
PV	Valve de pression.
SDV	Vanne d'arrêt.
TEG	Tri-éthylène glycol.
UA	Utility Air.

# Table des Matières

Dédicace	
Remerciement	
Liste des abréviations.....	I
Table de matière .....	II
List de figure .....	V
List de tableau .....	V
Introduction générale .....	1

## Chapitre. I : Généralités sur gaz naturel et traitement du gaz

I.1	Généralités sur gaz naturel.....	9
I.1.1	Introduction .....	9
I.1.2	Le gaz naturel dans le monde.....	9
I.1.2.1	Réserves de gaz naturel dans le monde.....	9
I.1.2.2	Les réserves gazières en Algérie.....	10
I.1.3	Composition du gaz naturel.....	11
I.1.3.1	Composition du gaz naturel en pourcentage de volume .....	14
I.1.4	Caractéristiques du gaz .....	15
I.1.4.1	Caractéristiques physiques du .....	16
I.1.4.2	Densité .....	16
I.1.4.3	Pouvoir calorifique .....	16
I.1.4.4	Autres informations.....	17
I.1.5	Conditions d'exploitation du gaz.....	18
I.1.6	Les type de gaz naturel.....	18
I.1.6.1	Le gaz sec.....	18
I.1.6.2	Le gaz humide .....	18
I.1.6.3	Le gaz à condensât .....	18
I.1.6.4	Le gaz associé.....	18
I.2	Généralités sur procédés de traitement du gaz brut .....	19
I.2.1	Techniques de traitement du gaz naturel .....	19

I.2.2	Procédé de traitement du gaz naturel .....	20
I.2.2.1	Procédé Pritchard .....	20
I.2.2.2	Procédé Hudson .....	21
I.2.2.3	Procédé d'Alrar.....	22
I.2.3	Description du procédé proposé pour le traitement du gaz .....	22
I.2.3.1	Section séparation .....	22
I.2.3.2	Section compression.....	22
I.2.3.3	Section décarbonatation .....	22
I.2.3.4	Section déshydratation du gaz.....	23
I.2.3.5	Section dew-pointing.....	23
I.2.3.6	Section traitement d'eau de production.....	23
I.2.3.7	Section du condensat.....	23
I.2.3.8	Section utilités.....	24

## **Chapitre. II : Déshydratation du gaz naturel**

II.1	Introduction.....	26
II.2	Principe de la déshydratation du gaz naturel.....	26
II.3	Les hydrate du gaz naturel.....	27
II.3.1	Nature et Structure.....	27
II.3.2	Prévention des hydrates .....	28
II.4	Problèmes liés à la présence d'eau dans le gaz naturel .....	29
II.5	Méthodes de déshydratation .....	29
II.5.1	Déshydratation par Absorption .....	29
II.5.1.1	Description du procédé .....	29
II.5.1.2	Les propriétés recherchées pour le liquide de lavage .....	30
II.5.1.3	Types d'absorbants .....	31
II.5.2	Déshydratation par adsorption .....	31
II.5.3	Déshydratation par perméation gazeuse.....	32
II.5.4	Déshydratation par abaissement de température.....	33
II.6	Glycol.....	34
II.6.1	Raisons de préférer l'utilisation du glycol pour sécher les gaz de la vapeur d'eau ....	34

II.6.2	Les composés de glycol utilisés dans le séchage du gaz.....	34
II.6.3	Les avantages et les inconvénients de l'utilisation de TEG et DEG.....	37
II.7	Facteurs affectant le processus de séchage du gaz naturel.....	37
II.8	Description du processus de séchage .....	38
II.9	Conclusion.....	37

### **Chapitre. III : Simulation du procédé de déshydratation**

III.1	Introduction.....	43
III.2	Présentation de HYSYS .....	43
III.3	Utilisation de HYSYS .....	45
III.4	Les étapes de simulation.....	45
III.5	Schéma de simulation .....	48
III.6	Outils et conditions utilisés dans la simulation .....	48
III.7	Résultat de simulation .....	52
III.8	Interprétation des résultats.....	53
III.8.1	Comparaison des résultats entre gaz entrée (gaz humide) et gaz sortie (gaz sec) .....	53
III.8.2	Influence de la concentration du solvant sur l'élimination d'eau.....	53
III.8.3	Estimation des pertes .....	54
III.9	Conclusion .....	55
	Conclusion générale.....	57
	Références bibliographiques .....	59

### **List de Figure**

Figure I.1	Répartition des réserves gazières en Algérie .....	11
Figure I.2	Composants du gaz naturel .....	12
Figure I.3	Profil de la production et des réserves de gaz naturel .....	13
Figure I.4	Réseaux de distribution de gaz naturel .....	15
Figure I.5	Les étapes du procédé Pritchard .....	20
Figure I.6	Les étapes du procédé Hudson .....	21
Figure II.1	Formation d'hydrates dans un pipeline de transport de gaz naturel .....	28
Figure II.2	Schéma du procédé de déshydratation par absorption .....	30
Figure II.3	Procédé de déshydratation par adsorption .....	31

Figure II.4	Trois principaux types d'adsorbants solides .....	32
Figure II.5	Schéma de principe de permutacion gazeuse .....	32
Figure II.6	Déshydratation par abaissement de la température .....	33
Figure II.7	Colonne de Contact .....	38
Figure II.8	Plateaux à bouchons à bulles .....	39
Figure II.9	Unité de déshydratation au glycol .....	40
Figure III.1	Modèle de simulation de déshydratation par HYSYS .....	48
Figure III.2	Courbe représentant la dilution du TEG avec H <sub>2</sub> O et son efficacité sur le séchage H <sub>2</sub> O du gaz naturel.....	53
Figure III.3	Le zoom de la courbe représentant la dilution du TEG avec H <sub>2</sub> O et son efficacité sur le séchage H <sub>2</sub> O du gaz naturel à (Fraction molaire du solvant diluant TEG avec H <sub>2</sub> O, 0.99 à 01.....	54
Figure III.4	Courbe représentant la différence entre la quantité de TEG utilisée dans le séchage et la quantité récupérée et la quantité perdue.....	55

### **List de tableau**

Tableau I.1	Composition du gaz naturel en % de volume .....	14
Tableau I.2	Caractéristiques physiques du gaz .....	16
Tableau I.3	Informations supplémentaires sur le GN .....	17
Tableau II.1	Propriétés physiques des espèces de glycol .....	36
Tableau II.2	Avantages et inconvénients des différents solvants.....	37
Tableau III.1	Composition du gaz.....	46
Tableau III.2	Composition du solvant (TEG).....	47
Tableau III.3	Conditions du GAZ et TEG .....	47
Tableau III.4	Conditions de la colonne de l'absorbeur .....	48
Tableau III.5	Conditions de la valve .....	49
Tableau III.6	Conditions du heater.....	49
Tableau III.7	Conditions du séparateur.....	49
Tableau III.8	Conditions d'échangeur de chaleur .....	50

Tableau III.9 Conditions de la colonne de distillation .....	50
Tableau III.10 Conditions du pump.....	50
Tableau III.11 Conditions du SET.....	51
Tableau III.12 Résultats de simulation HYSYS .....	52

# **INTRODUCTION**

## **GENERAL**



# Introduction générale

---

## Introduction générale

À la lumière du développement technologique et économique du monde, les besoins les plus importants du marché mondial restent les sources de production d'énergie, où le pétrole et le gaz naturel sont au sommet de l'économie sur le marché mondial en termes de production énergétique et pétrochimique, en plus des industries chimiques.

Ce qui fait du gaz naturel l'un des concurrents les plus importants pour l'économie et le marché mondial pour sa structure qui est basée sur la production d'énergie pour une combustion simple, qui est un mélange complexe d'hydrocarbures gazeux, dont le plus important est le méthane, qui représente plus de 90% de ses composés, en plus de l'éthane, du propane et de certaines petites molécules comme l'azote, l'oxygène, le dioxyde de carbone et le soufre, ces derniers doivent être éliminés du gaz car ils sont considérés comme poison.

La présence d'eau dans le gaz naturel pose de sérieux problèmes, le mélange de gaz avec l'eau peut poser le problème d'hydrates dans certaines conditions de pression et de température, ces hydrates forment des bouchons notamment dans le transport par canalisation où la pression sera très élevée, d'autre part l'existence de l'eau dans le mélange de gaz pose le problème de corrosion des installations, c'est pour cette raison qu'il faut éliminer l'eau du mélange gazeux avant son transport par canalisation.

Ils existent plusieurs façons de sécher le gaz naturel. Cependant, le séchage du gaz naturel à l'aide de solvant TEG est plus largement utilisé à l'échelle industrielle car moins onéreuse et coûteuse.

Notre étude s'articule sur le procédé d'élimination d'eau par un solvant qui est le TEG donc nous avons divisé notre mémoire en trois chapitres comme suit :

- 1. Chapitre I : Généralités sur le gaz naturel et le traitement du gaz**
- 2. Chapitre II : la déshydratation du gaz naturel**
- 3. Chapitre III : Simulation du procédé de déshydratation**

**CHAPITRE I**  
**GENERALITES SUR LE**  
**GAZ NATUREL ET**  
**TRAITEMENT DU GAZ**

## **I.1. Généralités sur le gaz naturel**

### **I.1.1. Introduction**

Le gaz naturel est une source d'énergie fossile qui joue un rôle essentiel dans notre société moderne. C'est un combustible à base de carbone qui se forme naturellement dans les profondeurs de la terre, résultant de la décomposition de la matière organique au fil des millions d'années. Il se trouve généralement dans des réserves souterraines et peut être extrait pour être utilisé dans une variété d'applications.

Ce combustible fossile est principalement composé de méthane (CH<sub>4</sub>), un gaz à effet de serre puissant mais à plus faible impact climatique que d'autres combustibles fossiles tels que le charbon et le pétrole. Sa composition peut également inclure d'autres hydrocarbures tels que l'éthane, le propane et le butane, ainsi que des traces d'azote, de dioxyde de carbone et d'autres gaz.

Le gaz naturel est devenu une ressource précieuse en raison de ses caractéristiques attrayantes. Il est abondant, largement distribué à travers le globe et relativement facile à extraire. Son utilisation est polyvalente, allant de la production d'électricité et de chaleur à l'alimentation des véhicules et à la fabrication de produits chimiques. Il est également utilisé comme matière première dans l'industrie, en particulier dans le secteur de la production d'acier et de l'industrie chimique [2].

### **I.1.2. Le gaz naturel dans le monde**

#### **I.1.2.1. Réserves de gaz naturel dans le monde :**

Les réserves prouvées de gaz naturel conventionnel s'élèvent à 200 Tm<sup>3</sup> au 01.01.2012 [1]. Et représentent plus de 60 ans de consommation au niveau actuel. Le renouvellement des réserves prouvées a été beaucoup plus rapide que leur production. En 1970, les réserves prouvées s'élevaient à 40 Tm<sup>3</sup> seulement. Ainsi, alors que durant les quarante dernières années 83 Tm<sup>3</sup> ont été consommés, des réserves supplémentaires, représentant 240 Tm<sup>3</sup>, ont été identifiées. Il n'existe actuellement aucune indication d'une inversion significative de cette tendance. Au contraire, les nouvelles découvertes de gisements géants réalisées au cours de la dernière décennie (Afrique de l'Est, bassin du Levant, Golfe de Guinée, offshore du Brésil) et l'inclusion des réserves de gaz non conventionnel, actuellement limitée aux seuls pays où ces gaz sont exploités commercialement (Amérique du Nord, Australie), renforcent la tendance à la hausse des réserves et leur durée de vie.

Les ressources restantes récupérables de gaz sont estimées à 752 Tm<sup>3</sup>, dont 421 Tm<sup>3</sup> pour le gaz conventionnel et 331 Tm<sup>3</sup> pour le gaz non conventionnel. Ce potentiel représente 250 ans de production actuelle. Les ressources ultimes (incluant la production cumulée, environ 100 Tm<sup>3</sup>) s'élèvent à près de 850 Tm<sup>3</sup> [1].

Selon les évaluations actuelles, les ressources de gaz de schiste s'élèvent à 208 Tm<sup>3</sup>, celles de tight gas à 76 Tm<sup>3</sup> et celles de gaz de houille à 47 Tm<sup>3</sup>. Les hydrates de gaz représentent une ressource supplémentaire mais elles sont encore très mal connues. Bien que l'estimation des ressources de gaz non conventionnels soit encore incertaine puisque peu de travaux exploratoires n'ont encore été réalisés en dehors de l'Amérique du Nord, la révolution des gaz de schiste aux États-Unis montre que des ressources qui sont complètement négligées aujourd'hui, pourraient être monétisées à l'avenir [1].

#### **I.1.2.2. Les réserves gazières en Algérie :**

En janvier 2003 les réserves prouvées de gaz naturel sont estimées à 4,077.109 m<sup>3</sup>. Au cours des dix dernières années les bassins de BERKINE et d'ILLIZI ont enregistré les taux de réussite les plus élevées dans l'exploration, avec respectivement 51% et 50%. Parmi les autres bassins de BERKINE qui se classent comme les plus fructueux figure le bassin d'OUED MYA ou ils ont effectué une autre découverte de gaz et de pétrole en 2002, ainsi que les bassins de TIMIMOUN et HASSI MESSAOUD [2].

Il est estimé actuellement que des investissements de l'ordre de 7 Milliards de \$ devront être débloqués les prochaines années afin de développer toutes les découvertes réalisées [2].

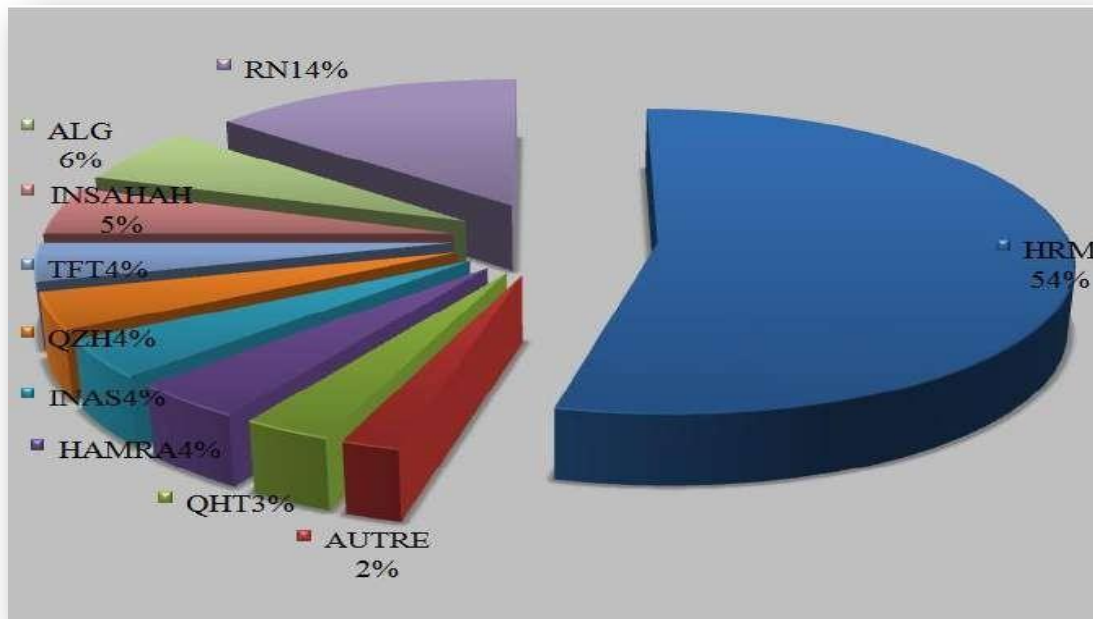


Figure I.1 : Répartition des réserves gazières en Algérie [2].

### I.1.3. Composition du gaz naturel

Le gaz naturel, comme son nom l'indique, peut être défini comme tout matériau gazeux, généralement combustible, et émergeant normalement du sol soit sans aide extérieure, uniquement sous sa propre pression, soit à partir d'un trou de forage foré depuis la surface dans un sous-sol. Réservoir. Les gaz combustibles ne sont pas très nombreux et le gaz naturel contient donc invariablement du méthane, généralement de l'éthane, parfois du propane et des butanes Figure I.2 montre une composition approximative en volume. D'autres composants combustibles occasionnels sont les analogues insaturés de l'éthane, du propane et du butane, l'éthylène, le propylène et les butylènes, l'hydrogène et le monoxyde de carbone, le sulfure d'hydrogène, l'ammoniac qui peut être présent à l'état de traces.

Outre les combustibles, certains gaz naturels contiennent également des gaz inertes, tels que l'azote, le dioxyde de carbone et des traces de gaz inertes tels que l'hélium, l'argon et le xénon. La composition du gaz naturel dépend dans une large mesure du fait que le gaz, ou le condensat, est sec ou produit en association avec du pétrole brut. Dans le premier cas, le composant principal sera le méthane et les hydrocarbures supérieurs plus lourds que l'éthane ne seront présents qu'à l'état de traces ; dans ce dernier cas, on passera progressivement des hydrocarbures « en permanence » gazeux (méthane, éthane) aux hydrocarbures liquéfiables sous pression (propane, butane) et aux hydrocarbures en permanence liquides (pentane et plus lourds). Les hydrocarbures intermédiaires tels que le

propane et le butane seront ainsi généralement présents en concentration plus importante dans le gaz associé que dans le gaz sec[3].

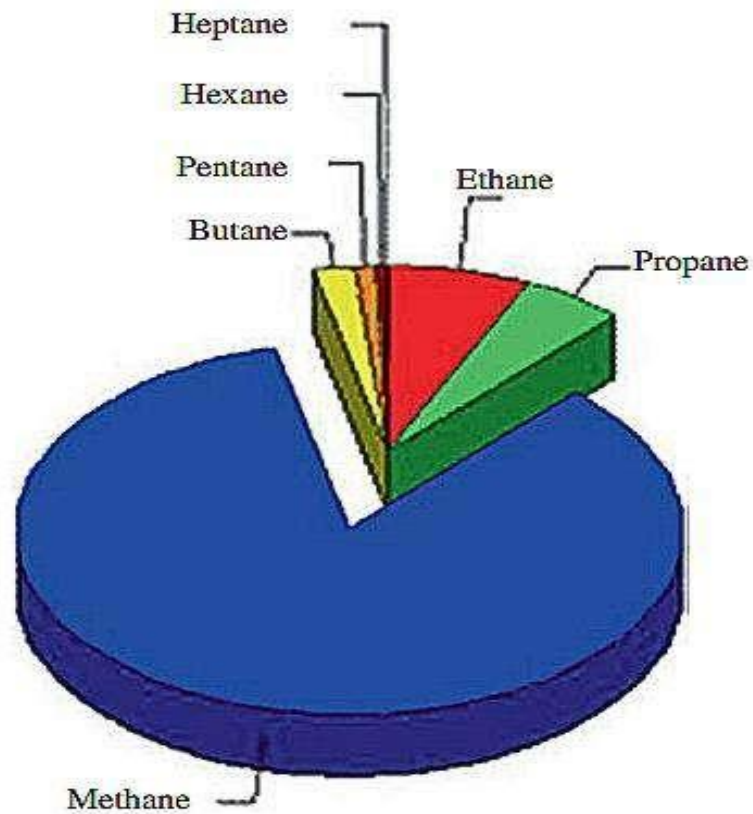
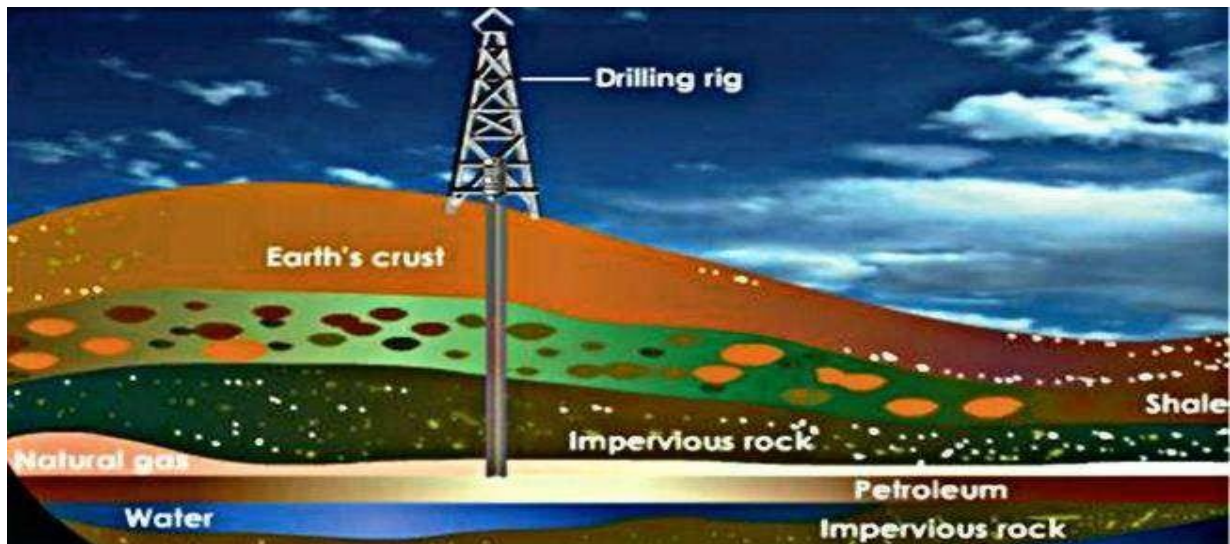


Figure I.2 : Composants du gaz naturel [3].



**Figure I.3 :** Profil de la production et des réserves de gaz naturel [3].

La présence d'inertes tels que l'azote et le dioxyde de carbone est imprévisible et dépend des conditions géologiques et géophysiques locales. Un certain nombre de compositions typiques de gaz naturel sont produites, c'est-à-dire avant tout traitement éventuel pour éliminer les impuretés. Un diagramme schématisant les réserves de gaz et la plateforme de forage est illustré à la Figure I.3, avec le profil des différentes régions de la croûte terrestre.

Clairement, afin d'arriver à une composition aussi proche que possible de l'uniformité, l'élimination des composants autres que le méthane et l'éthane semble être une approche raisonnable. Malheureusement, cela n'est pas toujours possible car, par ex. La séparation de l'azote des gaz restants nécessiterait un refroidissement à des températures extrêmement basses (-180 °C). D'autres composants tels que le dioxyde de carbone et le sulfure d'hydrogène, qui sont des gaz acides, peuvent être éliminés en épurant le gaz avec une solution alcaline, de préférence une solution qui peut être régénérée et réutilisée. Les hydrocarbures plus lourds, du propane vers le haut, peuvent être condensés en comprimant et en refroidissant le gaz et en séparant la partie non condensée, qui est maintenant principalement du méthane avec un peu d'éthane, des composants liquides, principalement du propane/butane avec quelques hydrocarbures supérieurs [3].

**I.1.3.1. Composition du gaz naturel :**

La composition du gaz naturel en % de volume est donnée dans le tableau I.1 suivant

**Tableau I.1 :** Composition du gaz naturel en % de volume [4].

Composant		Masse molaire	Fraction moyenne %	Tolérance	L.I.I	L.S.I
Méthane	CH <sub>4</sub>	16,043	83	±0,3	5	15
Ethane	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30,07	7,1	±0,15	2,8	15,5
Propane	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44,097	2,25	±0,1	2,2	9,5
i-Butane	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,123	0,4	±0,07	1,5	8,5
n-Butane	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,123	0,6	±0,08	1,5	8,5
i-Pentane	i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,15	0,12	±0,03	1,5	7,8
n-Pentane	n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,16	0,15	±0,04	1,5	7,8
Hexane	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86,177	0,18	±0,05	1,2	7,7
Azote	N <sub>2</sub>	28,0135	5,8	±0,2	0	0
Dioxyde de Carbone	CO <sub>2</sub>	44,01	0,21	±0,03	0	0
Hydrogène	H <sub>2</sub>	2,015	0	±0	4	75,6
Hélium	He	4,002	0,19	±0,02	0	0

Autres éléments contenus dans le gaz :

- Teneur en eau : < à 90 ppm/m<sup>3</sup>
- Teneur en H<sub>2</sub>S : nulle
- Teneur en soufre : insignifiante

### I.1.4. Caractéristiques du gaz :

L'importance d'une composition bien définie et constante du gaz naturel n'est pas sans rapport avec le fait que chaque composant possède certaines caractéristiques chimiques, physiques, physiologiques et de performance qui, dans le cas d'un combustible largement utilisé comme le gaz naturel, devraient varier. Aussi petit que possible. Cependant, avant de considérer les valeurs numériques des différentes caractéristiques des divers composants, considérons un instant quels aspects de la technologie du gaz dépendent de chaque caractéristique.

Les gaz naturels sont produits, purifiés, comprimés, expédiés et stockés sous forme comprimée ou liquéfiée, distribués et éventuellement brûlés ou convertis en produits chimiques. Les caractéristiques du gaz naturel qui revêtent une importance particulière pour chaque opération sont généralement obtenues à partir du puits de gaz, puis traitées pour répondre aux exigences du procédé, comme illustré à la Figure I.4 [3].

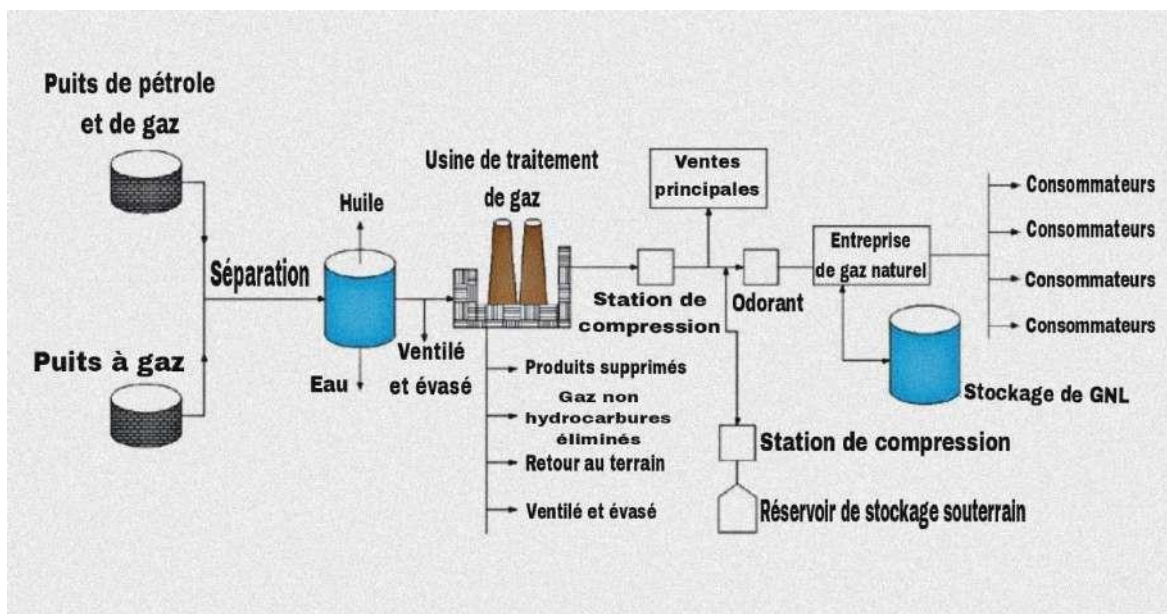


Figure I.4 : Réseaux de distribution de gaz naturel [3].

**I.1.4.1. Caractéristiques physiques du gaz :**

Le tableau I.2 suivant donne les caractéristiques physiques du gaz.

**Tableau I.2 :** Caractéristiques physiques du gaz [4].

Désignation	Moyenne	Minimum	Maximum
Masse molaire du GN (Kg/Kmole)	19.099	18.711	19.487
Densité moyenne relative / à l'air	0.66	0.657	0.663
Masse volumique moyenne relative	0.808	0.799	0.85
Limite d'inflammabilité inférieure	4.7	/	/
Limite d'inflammabilité supérieure	15.6		
Cp/Cv (*)	1.27		

(\*) À la température moyenne d'écoulement de 40 °C (station de compression en service)

Température moyenne d'écoulement (plage de 10 à 60 °C) : 40 °C.

Au stade final de son exploitation, le gaz naturel peut être caractérisé par les propriétés suivantes : [2].

**I.1.4.2. Densité :**

Pour un gaz elle est définie par le rapport de sa masse volumique à celle de l'air dans les conditions déterminées de la température et de la pression.

**I.1.4.3. 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. Le pouvoir calorifique pour le gaz naturel s'exprime en (j/m<sup>3</sup>).

Il existe deux valeurs de pouvoir calorifique : [2].

### 1) 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.

### 2) Pouvoir calorifique inférieur (PCI) :

C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau restée à l'état vapeur.

#### I.1.4.4. Autres informations

Ils existent d'autres informations supplémentaires qu'on peut connaître sur le gaz qui sont récapitulées dans le tableau I.3.

**Tableau I.3** : Informations supplémentaires sur le GN [4].

Célérité maximale de déflagration	0,365 m/s
Température de combustion air-gaz	1928 °C
Température de combustion oxygène gaz	2720 °C
<b>Pouvoir comburivore m<sup>3</sup> air / m<sup>3</sup> gaz</b>	11,716
Pouvoir fumigène (X) m <sup>3</sup> fumées/m <sup>3</sup> gaz	9,652
Température de service du gaz	+ 5°C à +45 °C
Vitesse du gaz	20 /s

**I.1.5. Conditions d'exploitation du gaz : [4].**

- Débit max. : 11688 Kg/h (Puissance en Pointe, Température ambiante mini  $-1$  °C)
- Température de calcul : 90 °C
- Température max d'entrée : + 86 °C (à l'interface FG1)
- Température mini d'entrée : + 21 °C (à l'interface FG1)
- Pression de calcul : 28 bar-g
- Pression max d'entrée : 24,5 bar-g (à l'interface FG1)
- Pression mini d'entrée : 19 bar-g (à l'interface FG1)

**I.1.6. Les différents types de gaz naturel : [4].**

La présence et l'apparition d'une phase liquide avec le gaz selon les conditions de pression et la température dans le réservoir de gisement et en surface conduit à distinguer.

**I.1.6.1. Le gaz sec :**

Dans les conditions de production de ce gaz, il n'y a pas une formation de phase liquide et le gaz est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane.

**I.1.6.2. Le gaz humide :**

Dans les conditions de production de ce gaz, il y'a une formation de phase liquide dans les conditions de surface et le gaz est moins concentré en méthane.

**I.1.6.3. Le gaz à condensât :**

Dans les conditions de production de ce gaz, il y'a une formation de phase condensée riche en constituants lourds dans le réservoir.

**I.1.6.4. Le gaz associé :**

C'est un gaz de couverture qui existe avec la phase d'huile dans le réservoir d'huile (Gisement de pétrole).

## I.2. Généralités sur les procédés de traitement du gaz brut

### I.2.1. Techniques de traitement du gaz naturel

Le traitement du gaz naturel consiste à séparer les constituants présents à la sortie de puits tel que l'eau, le gaz acide et les hydrocarbures lourds pour amener le gaz à des spécifications de transport ou des spécifications commerciales

La répartition de ces traitements entre les lieux de production et de livraison résulte des considérations économiques. Il est généralement préférable de ne réaliser sur le site de production que les traitements qui rendent le gaz transportable.

Les principaux traitements qui sont effectués sont une première étape permet de réaliser la séparation de fractions liquides éventuellement contenues dans l'effluent du puits : fractions liquides d'hydrocarbures (gaz associé ou à condensat d'eau libre) ; et l'étape de traitement qui suit dépend du mode de transport adopté [5].

Le gaz naturel peut-être transporté sous forme :

- Gaz naturel comprimé (transport par gazoduc).
- Gaz du pétrole liquéfié (GPL).
- Gaz naturel liquéfié (GNL).
- Produits chimiques dérivés (méthanol, ammoniac).

Certains composants du gaz naturel doivent être extraits soit pour des raisons imposées par les étapes ultérieures de traitement ou de transport soit pour se conformer à des spécifications commerciales ou réglementaires.

Il peut être ainsi nécessaire d'éliminer au moins partiellement :

- L'hydrogène sulfuré  $H_2S$  : toxique et corrosif.
- Le dioxyde de carbone  $CO_2$  : corrosif et de valeur thermique nulle.
- Le mercure : corrosif dans certains cas.
- L'eau conduisant à la formation d'hydrates

- Les hydrocarbures qui se condensent dans les réseaux de transport.
- L'azote : de valeur thermique nulle.

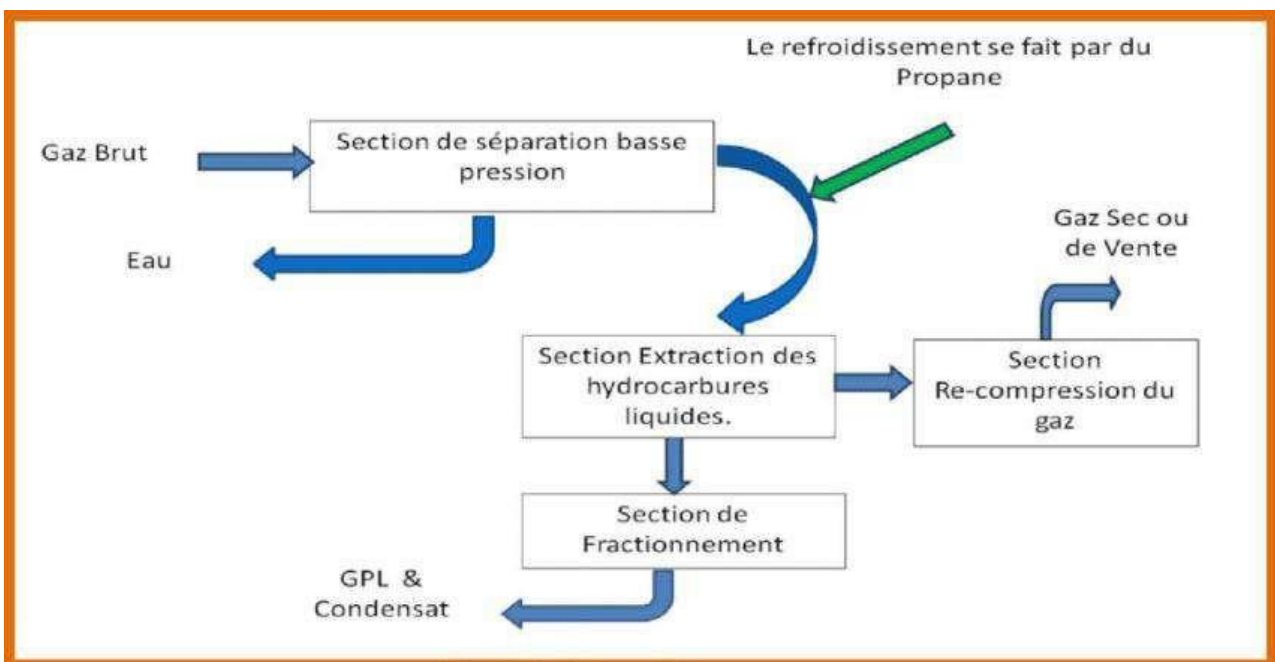
Les spécifications à respecter pour le gaz traité sont liées aux conditions de transport par gazoduc, ces spécifications de transport visent à éviter la formation d'une phase liquide (hydrocarbure ou eau), le blocage de la conduite par des hydrates et une corrosion trop importante. On impose dans ce cas une valeur maximale aux points de rosée (eau et hydrocarbures). Le degré d'épuration de ces contaminants dépend de la l'utilisation finale du gaz

## I.2.2. Procédé de traitement du gaz naturel

### I.2.2.1. Procédé Pritchard

Le gaz brut est refroidit à travers une série d'échangeurs de chaleur avant d'être détendu isenthalpiquement dans une vanne Joule-Thompson jusqu'à une température voisine de  $-23\text{ °C}$ .

Pour son fonctionnement normal, le procédé Pritchard Figure.I.5 utilise une boucle de propane pour ses besoins en frigories. Notons que le propane d'appoint est produit dans une unité indépendante.

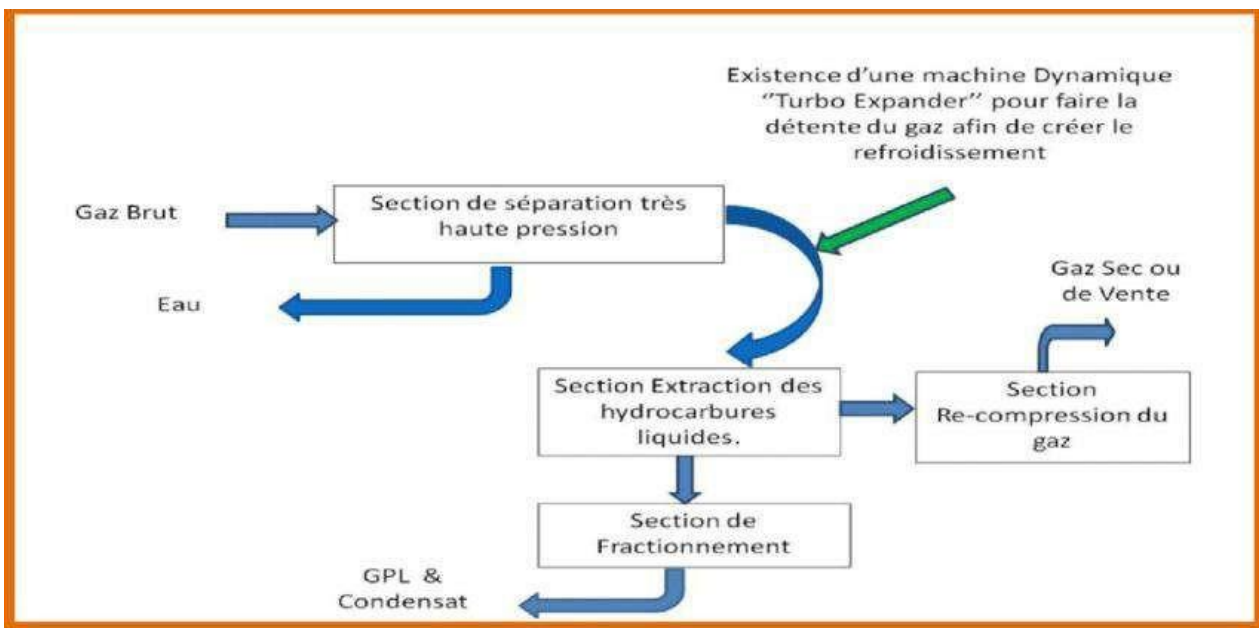


**Figure I.5 :** Les étapes du procédé Pritchard [6].

Les liquides récupérés dans les différents ballons séparateurs sont stabilisés dans le débutaniseur puis fractionnés en condensât et en GPL dans le débutaniseur. Les gaz moyen pression venant du débutaniseur sont déshydratés dans un contacteur au tri éthylène glycol (TEG). Sur le site, il est nécessaire d'avoir une unité de régénération de TEG et une section pour la recompression des gaz moyen pression [6].

### I.2.2.2. Procédé Hudson

Le procédé Hudson Figure I.6 est basé sur le refroidissement du gaz par échanges thermiques et par une série de détente complétées d'une détente à travers une machine dynamique appelée turboexpandre qui permet d'atteindre un niveau de température de  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Les hydrocarbures liquides récupérés dans les différents ballons de séparation sont stabilisés au niveau du débutaniseur puis envoyés au débutaniseur pour être séparés en condensat et GPL.



**Figure I.6 :** Les étapes du procédé Hudson [6].

L'énergie obtenue grâce à la détente isentropique est utilisée pour comprimer le gaz sec par le compresseur de turboexpandre à la pression du gazoduc de gaz de vente [6].

### **I.2.2.3. Procédé d'Alrar :**

Procédé mixte dans ce procédé de traitement de gaz on trouve une combinaison entre les deux autres procédés de traitement pour assurer les besoins en frigories, il utilise à la fois une boucle de propane et un turboexpandre. La température finale obtenue grâce aux refroidissements successifs peut atteindre  $-65\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Les liquides obtenus à différents niveaux sont stabilisés puis fractionnés en GPL et condensat [6].

### **I.2.3. Description du procédé proposé pour le traitement du gaz**

Le procédé proposé dans notre étude doit se composer par plusieurs sections de traitement, chaque section détient plusieurs équipements dans la fonction est bien spécifier. les plus importantes sections sont :

#### **I.2.3.1. Section séparation**

Le gaz brut arrive au centre de production à partir des clusters via les manifolds de production, chaque manifold est connecté au collecteur d'entrée de CPF. Le gaz aux conditions d'entrée  $32,5\text{ bar}$  et  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ , se trouve à un état bi-phasique, donc il va se séparer dans le séparateur d'entrée (slug catcher) c'est un séparateur tri-phasique dont l'eau de gisement est séparée comme étant un liquide lourd, le condensat (liquide légère) et la partie gaz à la partie supérieur de ce dernier [7].

#### **I.2.3.2. Section compression**

La partie gaz va subirai une montée de pression à travers des compresseur centrifuge ou la pression touche les  $94\text{ bars}$ , la température va être régler à  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$  via des airs coolers. par défaut un séparateur vertical est préconisé dans la partie aspiration du compresseur pour éviter tout risque d'entraînement de liquide dans le corps compresseur. Et un autre dans la partie refoulement après refroidissement, le gaz devient automatiquement bi-phasique [7].

#### **I.2.3.3. Section décarbonatation**

Cette section de compose principalement d'un absorbeur, dont le gaz d'entré et la solution amine (a-AMDEA) se mets en contact direct. Cette solution à un pouvoir de sélectivité par rapport au  $\text{CO}_2$ . Donc il va être absorbé puis désorbé dans la colonne de

---

régénération d'amine. Le gaz sortant de la tête d'absorbeur se dirige vers une unité de déshydratation après la réduction de la teneur en CO<sub>2</sub> de 7 au 2% molaire [7].

#### **I.2.3.4. Section déshydratation du gaz**

Le gaz sortant de l'unité décarbonatation est saturé en eau, pour cela la déshydratation de ce dernier est obligatoire. Il existe plusieurs procédés de déshydratation, parmi eux le procédé avec solution glycol TEG est sélectionné suite à sa consommation modérée d'énergie par rapport à d'autre procédé. Le principe de fonctionnement est similaire par rapport à la solution amine, sauf que la sélectivité du glycol est pour la molécule d'eau. A la sortie de cette unité le gaz doit avoir une teneur en eau inférieur à 50 ppmv [7].

#### **I.2.3.5. Section dew-pointing**

Cette section est caractérisée par l'utilisation d'un turboexpandre, qui joue le rôle d'organe de détente et de compression en même temps. Car cette machine est composée d'une turbine qui tourne par l'énergie de fluide, donc le gaz va subir une chute de pression accompagné par une chute de température, là où les hydrocarbures lourds vont être condensés suite à la chute de température, d'où la nécessité d'un ballon de séparation à la sortie expandre pour récupérer l'hydrocarbure condensé. Ce gaz va descendre en température d'environ 17 °C, puis le gaz va être ré-comprimé dans la partie ré-compresseur pour atteindre la pression de réseau du gaz de vente. A la sortie le gaz répond aux spécifications commerciales est prêt pour être acheminé vers le centre de dispatching gaz de Sonatrach [7].

#### **I.2.3.6. Section traitement d'eau de production**

L'eau de production récupérée dans le différent séparateur doit être traitée dans des bassins API avant de l'être envoyée vers le bassin d'évaporation, tout en assurant que la teneur en hydrocarbure est inférieure à la valeur limite exigée par la réglementation environnementale algérienne 10 mg/l [7].

#### **I.2.3.7. Section du condensat**

Le condensat récupéré au niveau du slug catcher, est stabilisé dans différents séparateurs par dépression puis par chauffage, jusqu'à ce qu'il atteigne une tension de vapeur inférieure ou égale à 7 psia. A cette tension de vapeur, le condensat est prêt d'être stocké ou commercialisé à condition que la teneur en eau inférieure à 0.5% volumique [7].

**I.2.3.8. Section utilités**

Cette section regroupe toutes les utilités nécessaires pour achever le traitement du gaz naturel. Dont on trouve : unité fuel gaz, unité huile chaud, unité de production d'air et du nitrogène, unité de production d'eau déminéralisé, unité de production d'électricité...etc. [7].

**CHAPITRE II**

**DESHYDRATATION**

**DU GAZ**

**NATUREL**

## II.1. Introduction

Production, en plus des gaz acides tels que  $H_2S$  et  $CO_2$ , contient parfois d'autres impuretés telles que de la vapeur d'eau ou de l'eau libre. La quantité d'eau dans les gaz d'hydrocarbures varie en fonction de la pression et de la température, et l'eau est soit en sous forme de gouttelettes liquides ou de vapeur d'eau. La température du gaz naturel diminue lorsqu'il traverse le tube de puits vers la surface en raison de la diminution de la pression et de la perte de chaleur dans la zone entourant le tube de formation, qui est plus froide.

L'eau est l'impureté la plus indésirable du gaz naturel et une partie de l'eau (eau libre) est éliminée du pétrole et du gaz au moyen de séparateurs.

Le gaz naturel devant être transporté vers les marchés par pipelines doit répondre à certaines conditions en termes de teneur en eau ou en vapeur d'eau dans la plage de 6 à 8 livres d'eau par million de pieds cubes standard de gaz naturel. Est de débarrasser le gaz de l'eau et de réduire le point de rosée. Avant de l'envoyer par des canalisations à l'usine de GPL, afin d'éviter le gel à la suite de la formation de liquides appelés (hydrates), qui sont des matériaux solides qui ressemblent à de la neige ou à des cristaux résultant de l'union du gaz naturel avec de l'eau à une température supérieure au point de congélation de l'eau pure. La principale raison de l'élimination de la vapeur

Parmi les facteurs qui favorisent la formation et la solidification de ces liquides figurent la chute soudaine de pression, la chute de température et la présence d'eau parmi les composants gazeux [8].

## II.2. Principe de la déshydratation du gaz naturel

La déshydratation du gaz naturel est le processus d'élimination de la vapeur d'eau du flux gazeux pour abaisser le point de rosée de ce gaz. L'eau est le contaminant le plus courant des hydrocarbures. Il est toujours présent dans les mélanges gaz-huile issus des puits. Le point de rosée est défini comme la température à laquelle la vapeur d'eau se condense du flux gazeux [9].

## II.3. Les hydrates du gaz naturel

### II.3.1 Nature et structure

Les hydrates sont des composés solides dans lesquels l'eau est associée aux hydrocarbures par des liaisons de type physique et chimique. Les hydrates sont des cristaux qui ont l'aspect de la neige, ils flottent sur l'eau et leur masse volumique est comprise entre 800 et 900 kg/m<sup>3</sup>. la structure des hydrates est telle qu'on peut les considérer comme des solutions de gaz dans des solides cristallins.

Les hydrates associent à un hydrocarbure donné un nombre déterminés de molécules d'eau et ce nombre dépend de la taille de molécules d'hydrocarbure. Les hydrates peuvent se former lorsque certaines conditions thermodynamiques de pression et de température sont réunies. ceci explique leur formation lors de la détente isenthalpique (détente de Joule-Thomson) du gaz.

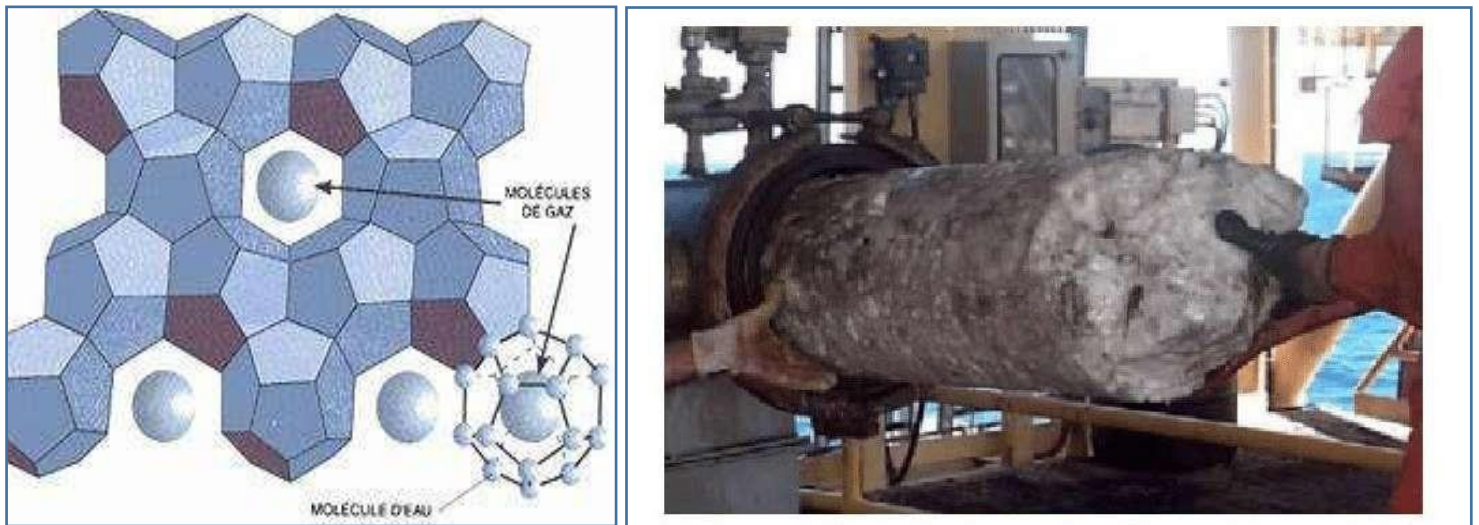
De manière générale, la formation des hydrates est favorisée par la présence de fines particules jouant le rôle de germes de cristallisation telles que microcristaux d'hydrate et particules solides (poussières, oxydes de corrosion) ; elle est généralement favorisée par les facteurs

Qui contribuent à augmenter la turbulence de l'écoulement, tels que vitesse d'écoulement élevée, la pulsation de pression et tout type d'agitation.

Les principales formules chimiques des hydrates de gaz naturel sont :

- CH<sub>4</sub>.7H<sub>2</sub>O
- C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>.8H<sub>2</sub>O
- C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>.18H<sub>2</sub>O
- CO<sub>2</sub>.7H<sub>2</sub>O

Parmi les principaux hydrocarbures qui constituent le gaz naturel et qui forment des hydrates en présence de l'eau, le méthane, l'éthane, le propane et l'isobutane. Le butane normal n'en forme qu'aux températures inférieures à 1 °C. On n'a pas mis en évidence l'existence des hydrates de pentane ni d'hexane [10].



**Figure II.1 :** Formation d'hydrates dans un pipeline de transport de gaz naturel [11].

### II.3.2 Prévention des hydrates

Les hydrates ne pouvant se former sans que l'eau liquide soit en contact avec le gaz, toute action tendant à empêcher la production de ceux-ci passe par : [10].

- Les traitements mécaniques ayant pour but d'extraire l'eau ou thermiques permettant d'élever la température des effluents gazeux.
- L'emploi de substances solubles dans l'eau.
- Sous une pression donnée, la réduction de la température de formation des hydrates dans un gaz peut être obtenue si l'on incorpore {l'eau des substances telles que les alcools, susceptibles d'abaisser son point de congélation}.
- Des constituants tels que l'ammoniaque, qui agissent sur sa structure.
- Des sels qui en solution, réduisent son activité.

## II.4. Problèmes liés à la présence d'eau dans le gaz naturel :

- 1- Le gaz naturel peut se combiner avec l'eau pour former des hydrates qui peuvent augmenter les pertes de charge, boucher les conduites et minimiser l'efficacité des échangeurs de chaleur.
- 2- L'eau peut se condenser dans les conduites, dont il peut se produire un écoulement diphasique (slug flow) et une possibilité d'érosion des parois des tubes.
- 3- La présence de la vapeur d'eau réduit le volume de gaz ainsi que son pouvoir calorifique.
- 4- Le gaz naturel contient du  $\text{CO}_2$  et du  $\text{H}_2\text{S}$ . Ces deux molécules sont corrosives en présence d'eau.

Pour éviter tous ces problèmes, il est nécessaire de réduire la teneur en eau du gaz naturel aux moyens de techniques de traitement appropriées [12].

## II.5. Méthodes de déshydratation

### II.5.1. Déshydratation par absorption

#### II.5.1.1. Description du procédé

Ce procédé met en œuvre le principe du lavage à contre-courant du gaz par un solvant physique (dissolution sélective).

Le gaz à traiter circule, sous pression, à contre-courant avec un solvant plus ou moins sélectif dans une colonne à plateaux ou à garnissage appelée « absorbeur ». Le solvant arrivant en tête de colonne est pur, puis se charge en impuretés en descendant par gravité dans la colonne. Ainsi, en jouant sur le débit de solvant et le nombre de plateaux ou la hauteur de garnissage dans la colonne, il est possible d'amener le gaz sortant en haut de l'absorbeur à la spécification désirée. Le solvant sortant du bas de la colonne est chargé en impuretés retirées du gaz (solvant riche). Il est d'abord partiellement régénéré par simple détente, pour récupérer le gaz naturel dissous, puis sa régénération se poursuit dans une autre colonne à garnissage où sont réalisées, suivant le type de liquide de lavage, des opérations de distillation, de décomposition du complexe chimique formé, et de stripping au gaz naturel ou à la vapeur. Après avoir été refroidi, pour favoriser sa capacité d'absorption, le solvant régénéré (solvant pauvre) est recyclé sous pression en tête d'absorbeur par une pompe de reprise. La Figure II.1 suivante illustre le schéma du procédé : [12].

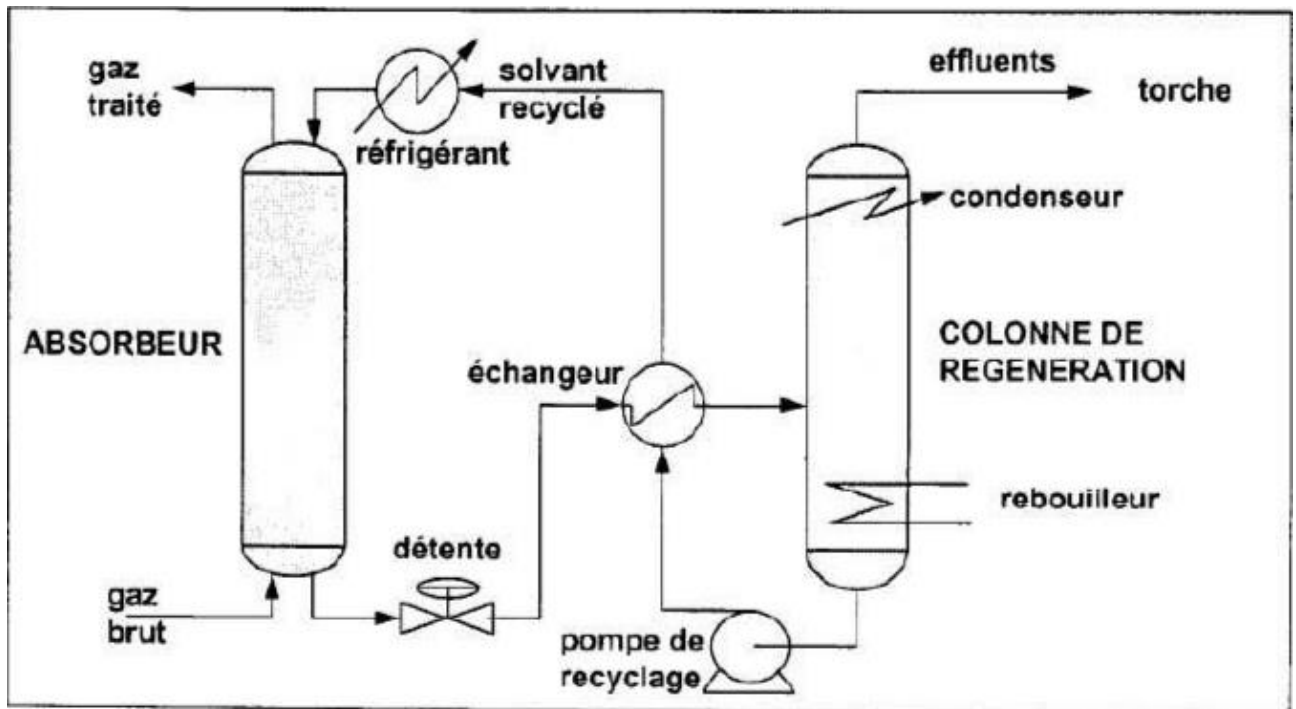


Figure II.2 : Schéma du procédé de déshydratation par absorption.

### II.5.1.2. Les propriétés recherchées pour le liquide de lavage

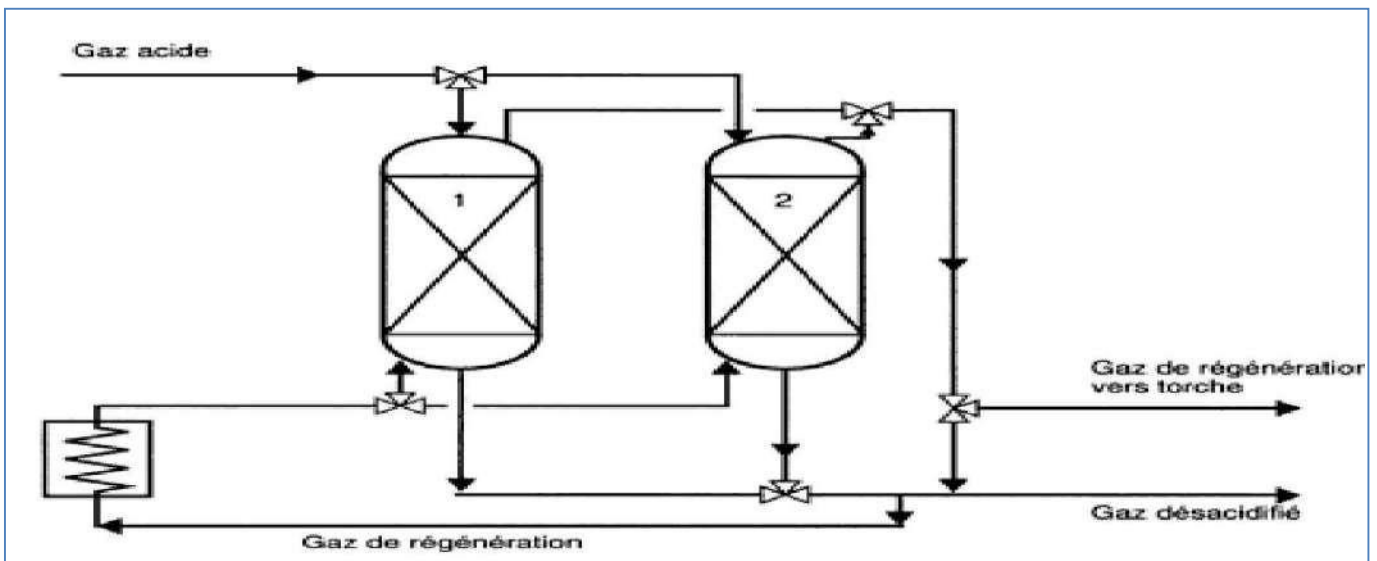
- Grande affinité pour l'eau ;
- Coût réduit ;
- Caractère non corrosif ;
- Stabilité à l'égard des hydrocarbures ;
- Facilité de régénération et stabilité thermique ;
- Viscosité réduite ;
- Faible tension de vapeur à la température de contact de l'absorbeur ;
- Solubilité dans les hydrocarbures réduite ;
- Faible tendance au moussage et à la formation d'émulsion [12].

### II.5.1.3. Types d'absorbants :

- a) Éthylène glycol (MEG)  $C_2H_6O_2$
- b) Di éthylène glycol (DEG)  $C_4H_{10}O_3$
- c) Tri éthylène glycol (TEG)  $C_6H_{14}O_4$
- d) Méthanol  $CH_3OH$
- e) Ammoniac  $NH_3$  [12].

### II.5.2. Déshydratation par adsorption

Le schéma de principe d'une opération de déshydratation par adsorption en lit fixe est représenté sur la Figure II.3, Le procédé fonctionne d'une manière alternée et périodique [13].



**Figure II.3 :** Procédé de déshydratation par adsorption [13].

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

- ✓ Pour 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.

Les adsorbants solides les plus courants utilisés pour la déshydratation du gaz sont illustrées sur la Figure II.4 : [14].



**Tamis moléculaires**



**Alumine activée**

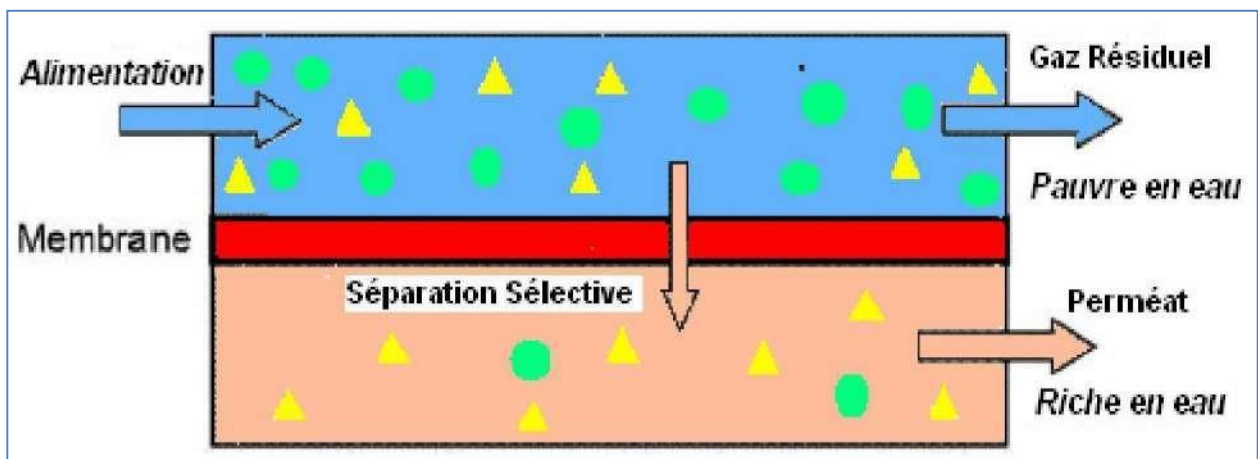


**Gels de silice**

**Figure II.4** : Trois principaux types d'adsorbants solides [14].

### II.5.3. Déshydratation par perméation gazeuse :

Le schéma de principe d'une opération de séparation par perméation gazeuse est représenté sur la Figure II.5 : [13].



**Figure II.5** : Schéma de principe de perméation

Pour que la séparation soit efficace, la membrane doit être très perméable vis-à-vis de l'impureté à séparer, qui passe à travers la membrane sous l'effet de la pression et très peu perméable vis-à-vis du méthane.

Les procédés de séparation par membranes mettent en jeu des surfaces de membranes élevées, qui s'expriment généralement en milliers de mètres carrés.

#### II.5.4. Déshydratation par abaissement de température

La déshydratation du gaz par réfrigération 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 [13].

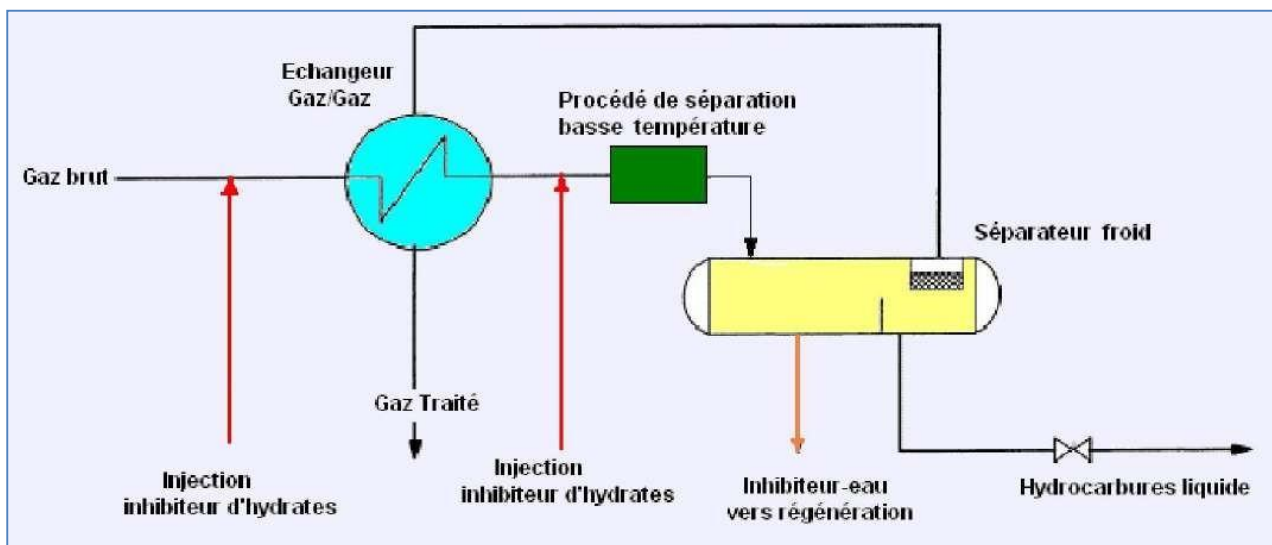


Figure II.6 : Déshydratation par abaissement de la température.

## II.6. Glycol :

Un liquide pur, inodore et au goût sucré qui se dissout dans une large gamme et complètement dans les solvants polaires tels que l'eau, les alcools et l'acétone, mais il a peu de solubilité

dans les solvants non polaires tels que le benzène, les colorants, le dichlorométhane et le chloroforme.

La méthode de séchage par absorption au glycol est considérée comme l'une des méthodes les meilleures et les plus courantes et largement utilisées, en particulier pour les composés gazeux, ainsi que lorsqu'il n'est pas nécessaire d'abaisser le point de rosée à un degré très bas. Le glycol est un liquide qui a la propriété d'absorber de l'eau en très grande quantité et de la perdre après chauffage, redevenant ainsi utilisable. Les molécules d'eau sont fermement maintenues en raison des liaisons hydrogène, et les groupes éthyle et hydroxyle du glycol forment des liaisons similaires avec les molécules d'eau [8].

### II.6.1. Raisons de préférer l'utilisation du glycol pour sécher les gaz de la vapeur d'eau

Plusieurs facteurs font du glycol l'un des matériaux déshydratants les plus recherchés :

Sa grande capacité à absorber la vapeur d'eau.

Il n'est pas affecté par une température élevée, à condition qu'elle ne dépasse pas 210 °C.

Il est également stable contre la dégradation chimique.

Faible pression de vapeur.

- Son coût est approprié.
- La possibilité de l'utiliser en continu grâce à la facilité de réactivation, ce qui réduit son coût. Où il peut être réactivé à une concentration de (89 - 99,95) %.

### II.6.2. Les composés de glycol utilisés dans la déshydratation du gaz

#### ➤ L'éthylène glycol (EG) a le symbole chimique $C_2H_6O_2$

L'éthylène glycol est utilisé dans des cas particuliers en raison de la difficulté de le reconcentrer et de le réutiliser sans en perdre de grandes quantités, il ne peut donc pas être considéré comme l'un des matériaux absorbants utilisés à grande échelle [8].

➤ **Di éthylène glycol (DEG), avec le symbole chimique  $C_4H_{10}O_3$**

Il est largement utilisé en raison de sa faible solubilité dans les liquides d'hydrocarbures.

La température requise pour sa réactivation varie entre (157,2-171,1) °C.

➤ **Tri éthylène glycol (TEG), avec le symbole chimique  $C_6H_{14}O_4$**

Le tri éthylène glycol se caractérise par un haut degré de dissolution allant jusqu'à 206 °C (les températures élevées affectent le glycol et conduisent à la formation d'acides corrosifs), et il se caractérise également par la possibilité de reconcentration avec un haut degré de pureté avec une augmentation dans une diminution du point de rosée du gaz, les températures nécessaires à sa réactivation se situent entre (190,6 – 204,4) °C.

➤ **Le tétra éthylène glycol (TREG) a pour symbole chimique  $C_8H_{18}O_5$**

Ce composé se caractérise par un degré de décomposition plus élevé que le tri éthylène glycol, et l'utilisation de tétra éthylène glycol entraîne une augmentation de la diminution du point de rosée d'environ 10 °F de plus que le degré obtenu en utilisant du tri éthylène glycol. Inconvénients est le coût élevé et la difficulté de le reconcentrer à des températures élevées Plage de températures requises pour le réactiver entre 207,2 – 221,1 °C.

Afin de réaliser le processus de séchage avec des matériaux liquides, il est préférable d'utiliser du TEG liquide.

La diminution du point de rosée est liée à un certain nombre de facteurs, à savoir : le taux de recyclage du glycol – la concentration en glycol – le nombre de plateaux – la température de contact entre le glycol et le gaz. Le facteur le plus important affectant le point de rosée est peut-être la température du gaz entrant, car le point de rosée diminue considérablement avec une augmentation de la température du gaz, et il augmente également avec une diminution de la température du gaz. La température du glycol ne doit pas dépasser 57 °C. Quant à l'effet de la pression, il est très limité, mais en général, l'efficacité du séchage augmente lorsque la pression diminue. De plus, si la température du glycol est inférieure à 21 °C, le glycol devient collant.

**Tableau II.1** : Propriétés physiques des espèces de glycol [8].

Caractéristiques physiques	Unité	DEG	TEG
Formule de composition chimique		<b>C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>O<sub>3</sub></b>	<b>C<sub>6</sub>H<sub>14</sub>O<sub>4</sub></b>
Masse moléculaire		106	150
Densité à 20/20 °C	Kg/L	1.1184	1.1254
Densité à 25/25 °C	Kg/L	1.1160	1.1220
Point d'ébullition à la pression atmosphérique	°C	245	287
Point de décomposition	°C	164	206
Point de congélation	°C	-9	-6
Viscosité spécifique à 0	Centpoise	127	155
Viscosité spécifique à 25	Centpoise	29	34
Chaleur spécifique à 25	Kcal /Kg. °C	0.550	0.540
Chaleur spécifique à 100 °C	Kcal /Kg. °C	0.610	0.615
Chaleur spécifique à 180 °C	Kcal /Kg. °C	0.680	0.695
Chaleur d'évaporation dans Pression atmosphérique	Kcal /Kg. °C	83.3	99.5
Point de rupture	°C	135	154
Tension superficielle	Dine/Cm <sup>2</sup>	44	45

### Comparaison des types de glycol

Comme indiqué dans le tableau, lors de l'activation de DEG, la température ne doit pas dépasser 164 °C car c'est le degré de sa dissociation pour atteindre une concentration de 96% ou plus, tandis que lors de l'activation de TEG, la température ne doit pas dépasser 204°C

(Qui est le degré de sa dissociation) pour atteindre une concentration jusqu'à 98,9%

### II.6.3. Les avantages et les inconvénients de l'utilisation de TEG et DEG

Les avantages et les inconvénients de DEG et TEG sont résumés dans le Tableau II.2.

**Tableau II.2 :** Avantages et inconvénients des différents solvants [8].

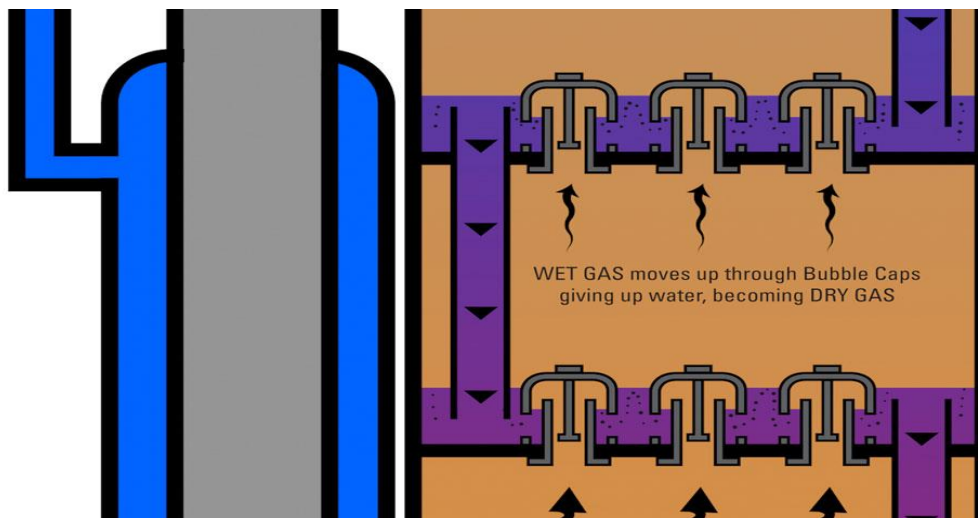
	<b>Avantages</b>	<b>Inconvénients</b>
<b>DEG</b>	1. Stable avec H <sub>2</sub> O et CO <sub>2</sub> à des températures de fonctionnement normales. 2. Humidité très absorbante. 3. Moins cher que le TEG.	1. Partiellement soluble dans les hydrocarbures liquides. 2. Lorsqu'il est réactivé, sa concentration ne dépasse pas 95% en poids sous pression atmosphérique.
<b>TEG</b>	1. Stable avec H <sub>2</sub> O et CO <sub>2</sub> à des températures de fonctionnement normales. 2. Humidité très absorbante. 3. Sa concentration atteint plus de 97%.	1. Plus cher que DEG. 2. Cela peut provoquer de la mousse. Ce qui peut nécessiter; injection de produits antimousse

### II.7. Facteurs affectant le Procédé de déshydratation du gaz naturel :

1. Composants de gaz.
2. Température de fonctionnement et pression de fonctionnement.
3. Efficacité du contact gaz-glycol de la phase gazeuse.
4. La température et la viscosité de la phase liquide.
5. La concentration d'eau dans le glycol actif [15].

## II.8. Description du procédé de déshydratation :

L'unité de séchage se compose généralement de deux parties : le contacteur – l'unité de régénération du glycol. La première section est pour le gaz, tandis que la deuxième section est pour le glycol, car le processus de séchage du gaz à lieu dans la tour de contact et le gaz en sort. En grande partie exempt d'humidité L'unité d'activation du glycol, dans laquelle le glycol est retiré de l'humidité en le chauffant, où il revient à environ 99% de sa concentration d'origine.



**Figure II.7 :** colonne de Contact.

Le glycol est pompé du réservoir de glycol par des pompes vers le haut de la tour de contact tandis que le gaz humide pénètre par le bas de la tour de contacteur, et la tour de contact contient généralement des plateaux, dont chacun contient des structures.

Caps qui sont dans cette forme approximativement  $\Pi$  dans laquelle le contact se produit entre le glycol et le gaz humide Lorsque le gaz forme des bulles à l'intérieur du glycol, qui fuit vers le haut et sort vers le plateau supérieur suivant, tandis que le glycol s'accumule dans un passage latéral appelé Downcomer pour descendre vers le bac inférieur comme indiqué sur la Figure II.7. Il existe des conceptions modernes de tours de contact dans lesquelles la distance entre le dernier plateau et l'extracteur de brouillard est grande pour réduire la perte de glycol et pour obtenir une plus grande séparation entre le glycol et le gaz. En outre, certaines conceptions modernes utilisent des tours de garnissage pour obtenir une plus grande surface de contact entre le gaz humide et le glycol [15].



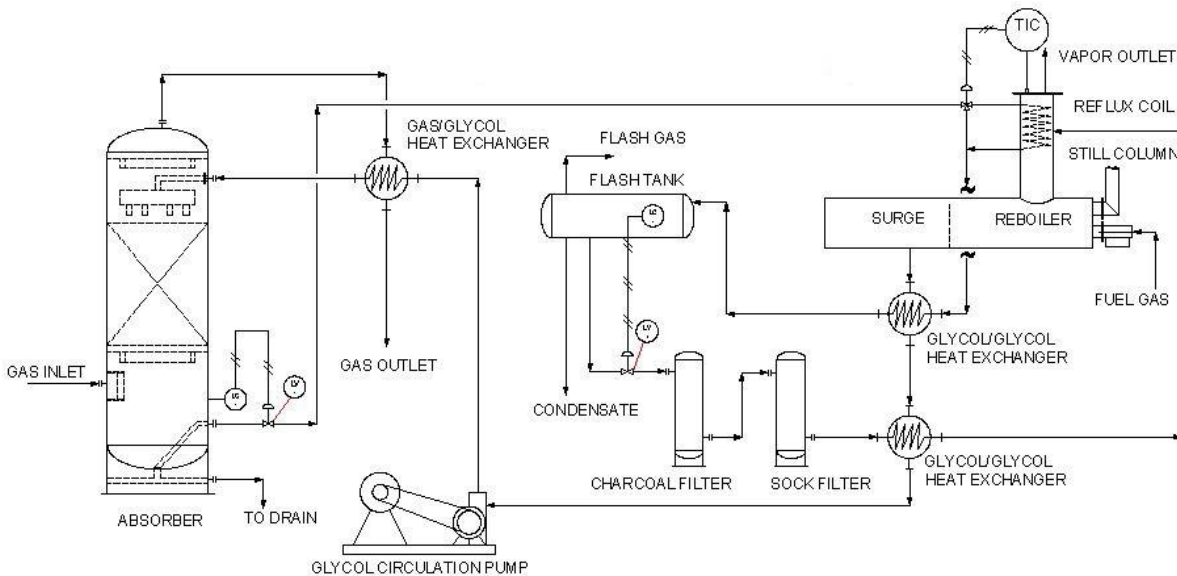
**Figure II.8 :** Plateaux à bouchons à bulles.

La différence de température entre le glycol entrant par le haut de la tour de contact et le gaz humide entrant par le bas de la tour de contact ne doit pas dépasser (5 °C). Par conséquent, le glycol est refroidi par un refroidisseur d'air à ventilateur à ailettes avant d'entrer dans la tour de contact pour assurer cette différence de température.

Le glycol humide sort de la tour de contact, où le niveau de glycol dans la tour de contact est contrôlé par un contrôleur de niveau, après quoi le glycol saturé passe dans un tampon horizontal appelé Flash Séparateur ou Flash Tank, dont le but est d'obtenir débarrasser du condensat qu'il contient, avec l'utilisation de gaz combustible pour éliminer le gaz H<sub>2</sub>S. De celui-ci, le glycol va ensuite vers les filtres, qui sont de deux types : le premier est un filtre à glycol humide pour débarrasser le glycol des solides, et le second est un filtre à charbon, qui élimine le glycol des liquides d'hydrocarbures ou du sulfure de fer.

Ensuite, il entre dans un échangeur de chaleur pour chauffer le glycol initialement avant d'entrer dans le réchauffeur, où il est chauffé dans le réchauffeur à un degré compris entre 195-200 °C pour se débarrasser de l'eau, avec la nécessité de maintenir la température du glycol inférieure à 204 °C (pour s'assurer qu'aucune décomposition du glycol), tandis que l'eau en sort sous forme de vapeur d'eau du haut de l'appareil de chauffage à travers un tube appelé Vent Stack, et certaines conceptions sont basées sur une méthode supplémentaire pour réduire la perte de glycol en faisant passer du glycol dans le serpentin à l'intérieur de la cheminée d'aération pour le chauffer.

Après activation, le glycol retourne dans le réservoir de glycol, parfois appelé réservoir tampon. De là, il est pompé par des pompes à glycol, qui sont généralement du type Pompe à déplacement positif (PDP), pour être à nouveau pompé vers la tour de contact. Ainsi, le cycle du glycol se poursuit. La Figure II.9 représente une unité de séchage idéale [15].



**Figure II.9 :** Unité de déshydratation au glycol [15].

**L'efficacité de la tour de contact dépend de :**

1. Débit de gaz en entrée.
2. La température, la pression et la concentration de glycol à l'intérieur.
3. Le débit de glycol.

Le gaz entrant dans la tour de contact peut être saturé de vapeur d'eau, tandis que la quantité d'eau absorbée augmente avec l'augmentation de la concentration de glycol, la diminution de la température du glycol, des débits plus élevés et l'augmentation du nombre de plateaux de la tour de contact. [15]

### **I.9. Conclusion :**

Le gaz naturel joue un rôle énergétique croissant. L'importance de ses réserves et les avantages qu'il présente sur le plan de l'environnement favorise son utilisation. L'exploitation du gaz naturel s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage, corrosion, l'érosion et même le risque de contamination des conduites à cause de la présence des gaz acides, de l'eau...etc.

Cependant, la présence d'eau dans le gaz naturel a été et restera une contrainte dans la production du gaz naturel, de par son rôle dans la formation des hydrates qui à leur tour endommagent et détériorent les installations de production. Pour éliminer tous ces impuretés, il est nécessaire de traiter le gaz afin de le rendre susceptible pour l'utilisation ainsi le mettre dans les normes de commercialisation. Pour l'inhibition de ces hydrates il y a diverses méthodes de déshydratation parmi eux : refroidissement, adsorption, absorption et par membrane.

A travers l'étude que nous avons réalisée, nous sommes arrivés aux conclusions suivantes :

L'une des méthodes les plus importantes utilisées pour éliminer l'eau est la déshydratation par absorption avec T.E.G & tamis moléculaires. La déshydratation réduit les risques de corrosion des pipes surtout en présence de molécules d'eau libres et élimine les risques de solidification dans les procédés cryogéniques. La présente invention a pour but de réaliser les différentes étapes de traitement d'un gaz naturel : déshydratation, séparation des hydrocarbures condensables et désacidification, dans un même procédé intégré. Dans la demande de brevet français N°2605 241, il est déjà décrit un procédé de traitement faisant appel à un solvant physique réfrigéré et permettant de réaliser l'ensemble des opérations de déshydratation, séparation des hydrocarbures supérieurs et désacidification. Ce procédé présente des avantages importants par rapport aux techniques antérieures [16].

**CHAPITRE III**

**SIMULATION DE LA**

**DESHYDRATATION**

**DU GAZ NATUREL**

### III.1. Introduction

La modélisation est une démarche qui permet, à partir de faits expérimentaux, de construire un outil mathématique reliant les sorties d'un système à ses entrées.

Elle est la plus répandue ; on la retrouve principalement dans les logiciels commerciaux de simulation statique ou dynamique. Ces logiciels extrêmement performants s'appuient sur des modèles thermodynamiques calculant les propriétés de mélange à partir de celles des corps purs (équilibre entre phases, enthalpie, entropie) et sur des variables intensives (température, pression et composition) [13].

### III.2. Présentation de HYSYS

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.

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 [13].

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 (PDF–Process Flow Diagrammes). 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);
- ✓ Diverses ( $O_2$ ,  $N_2$ ,  $CO_2$ ,  $H_2O$ ,  $HCl$  .....);

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, NK10 et 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 calculs des équilibres entre les phases est limité aux fluides normaux ;
- ✓ Aux équations SRK, PR, il convient d'ajouter l'EDE de Lee-Kaiser-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.3. Utilisation de HYSYS

Le HYSYS peut être utilisé pour [13].

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

Pour l'utilisation du HYSYS l'utilisateur doit : [13].

- Choisir un modèle thermodynamique et les constituants.
- Établir le schéma de procédés PFD.
- Spécifier les paramètres nécessaires de chaque opération.

Il peut aussi dimensionner des équipements.

### III.4. Les étapes de simulation

- Ouvrez le logiciel HYSYS ;
- Créer une nouvelle case ;
- Mettez le Component de gaz naturel et solvant (TEG) ;
- Le choix de model thermodynamique : Peng- Robinson ;
- Ouvert à la case de simulation ;

## ➤ Le choix de la composition du gaz :

Les constituants de gaz d'entrée dans la colonne d'absorption sont pris à partir d'une unité de traitement de gaz sont données comme suit Tableau III.1 :

**Tableau III.1** : Composition du gaz d'entrée.

Composition	Formule Chimique	Fraction molaire%
Méthane	CH <sub>4</sub>	0.9099
Ethane	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.0447
Propane	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.0186
I-Butane	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.0019
N-Butane	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.0041
I-Pentane	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.0010
N-Pentane	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.0010
N-Hexane	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0.0009
N- Heptane	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0.0008
N-Octane	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0.0008
N-Nonane	C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0.0004
N-Décane	C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0.0003
N-C11	C <sub>11</sub> H <sub>24</sub>	0.0001
N-C12	C <sub>12</sub> H <sub>26</sub>	0.0001
Hydrogène	H <sub>2</sub>	0.0007
Hélium	He	0.0002
Nitrogène	N <sub>2</sub>	0.0022
Carbone dioxide	CO <sub>2</sub>	0.0098
<b>Eau</b>	<b>H<sub>2</sub>O</b>	<b>0.0025</b>
Tri éthylène glycol	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> O <sub>4</sub>	0.0000

**TEG utilisé comme solvant :**

Pour le solvant TEG nous avons utilisé un solvant avec les caractéristiques données dans le Tableau III.2, On dilue le TEG avec de l'eau à 0,0025.

**Tableau III.2 :** Composition du solvant (TEG).

Composition	Formule Chimique	Fraction molaire%
Eau	H <sub>2</sub> O	0.0025
Tri éthylène glycol	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> O <sub>4</sub>	0.9975

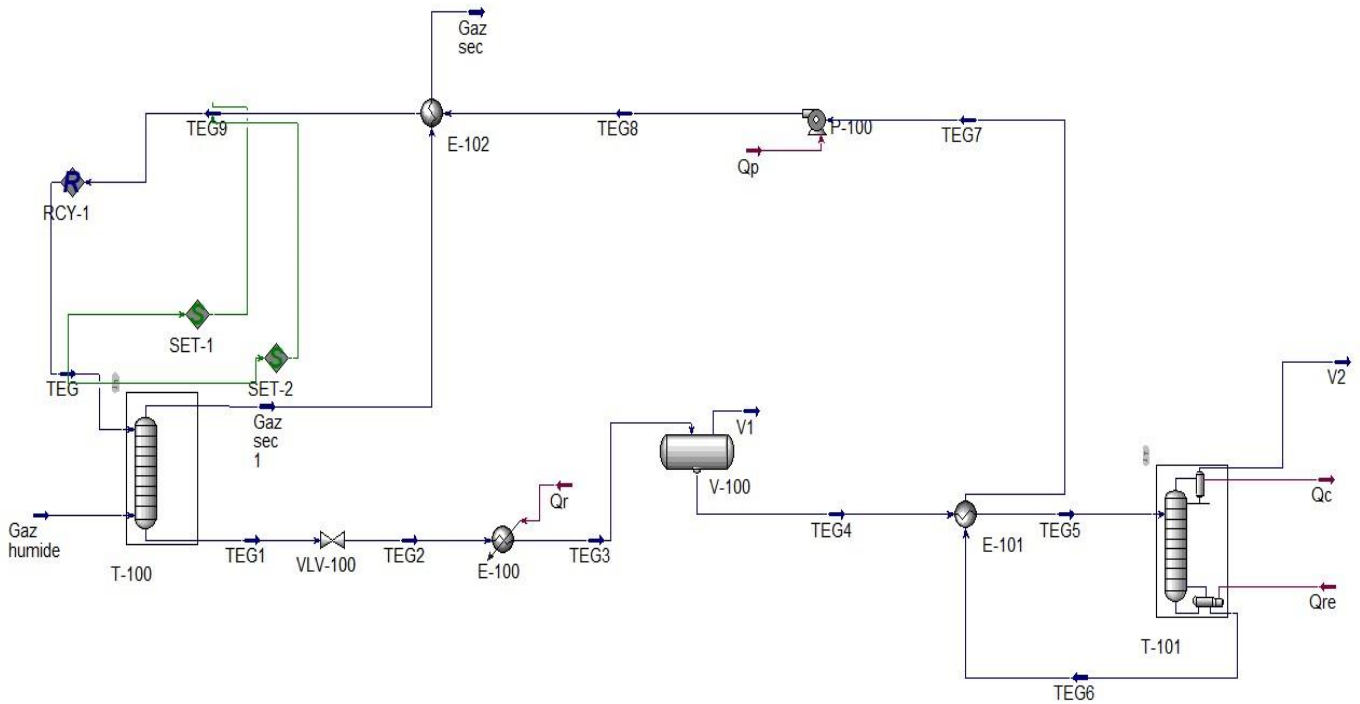
**Conditions opératoires**

Nous avons pris les mêmes conditions opératoires de gaz et de solvant TEG réels de l'unité de traitement de gaz à savoir la température, la pression et le débit molaire

**Tableau III.3 :** Conditions du GAZ et TEG.

	GAZ Humide Entrée	TEG Entrée
	Condition	
<b>T (°C)</b>	55.53	61.08
<b>P (KPa)</b>	8380	8379
<b>Q (Kmol/h)</b>	14228.230	111.7

**III.5. Schéma de simulation**



**Figure III.1:** Modèle de simulation de déshydratation par HYSYS.

**III.6. Outils et conditions utilisés dans la simulation**

Les différentes caractéristiques ainsi que les conditions opératoires des différents blocs utilisés dans la simulation sont récapitulées comme suit :

- ❖ **T-100 : Absorbeur.** Sous-schéma de la colonne de l'absorbeur ; Prend en charge les tirages latéraux, side-strippers et pump-arounds.

**Tableau III.4 :** Conditions de la colonne de l'absorbeur.

<b>T-100 : Absorbeur</b>		
	<b>1__Main Tower</b>	<b>3__Main Tower</b>
<b>Condition</b>		
<b>T (°C)</b>	57.06	56.61
<b>P (KPa)</b>	8190	8379
<b>Q (Kmol/h)</b>	14190.544	149.359

- ❖ **VLV-100 : Valve** : Soupape de commande Contrôle le débit, diminue la pression et effectue un calcul flash ; Prend en charge le dimensionnement et la notation.

**Tableau III.5** : Conditions de la valve.

<b>VLV-100 : Valve</b>	
<b>Condition</b>	
<b>T (°C)</b>	57.06
<b>Delta P (KPa)</b>	7691
<b>Percentage open %</b>	50 %

- ❖ **E-100 : Heater** : Réchauffeur simple spécifié via la température du flux de sortie, dT, ou service de chauffage.

**Tableau III.6** : Conditions du heater.

<b>E-100 : Heater</b>	
<b>Condition</b>	
<b>Delta T (°C)</b>	9.095

- ❖ **V-100 : Séparateur** : Divise le contenu du récipient en phases vapeur et liquide ; Prend en charge plusieurs flux

**Tableau III.7** : Conditions du séparateur.

<b>V-100 : Séparateur</b>	
<b>Condition</b>	
<b>Vessel T (°C)</b>	63.29
<b>Vessel P (KPa)</b>	514.5
<b>Liquide volume percentage %</b>	50 %

- ❖ **E-101 et E-102 : Echangeur de chaleur** : Transfère la chaleur entre 2 flux ; Modèle simple ou rigoureux pour le dimensionnement et la notation (par exemple, coque et tube)

**Tableau III.8** : Conditions d'échangeur de chaleur.

	<b>E-101 : Echangeur de chaleur</b>	<b>E-102: Echangeur de chaleur</b>
	<b>Condition</b>	
<b>Tube side Delta T (°C)</b>	63.71	4.555
<b>Shell side Delta T (°C)</b>	59.66	81.63
<b>Duty (KJ/h)</b>	33.46	111.4

- ❖ **T-101 : Colonne de distillation** : Sous-schéma de la colonne de distillation avec un condenseur et rebouilleur ; Prend en charge les tirages latéraux, les décapants latéraux et la pompe ...

**Tableau III.9** : Conditions de la colonne de distillation.

	<b>T-101 : Colonne de distillation</b>	
	<b>Condenser</b>	<b>Rebouilleur</b>
	<b>Condition</b>	
<b>T (°C)</b>	99.43	203.9
<b>P (KPa)</b>	102	105
<b>Q (Kmol/h)</b>	33.46	111.4

- ❖ **P-100 : Pump** : Augmente la pression d'un flux liquide ; Calcule pression, température ou rendement

**Tableau III.10** : Conditions du pump.

	<b>P-100 : Pump</b>
	<b>Condition</b>
<b>Delta T (°C)</b>	-1.529
<b>Delta P (KPa)</b>	8281
<b>Power (KW)</b>	46.95

- ❖ **SET-1 et SET-2** : Permet de définir la valeur d'une variable de procédé en relation à une autre variable de procédé ( $Y = MX + B$ ) (pour Température, pour Pression)

**Tableau III.11** : Conditions du SET.

	<b>SET-1</b>	<b>SET-2</b>
	<b>Condition</b>	
<b>Source Value</b>	8379 (Kpa)	61.08 (°C)
<b>Target Value</b>	8379 (Kpa)	61.08 (°C)
<b>Incrément</b>	0 (Kpa)	0 (°C)

- ❖ **RCY-1 : Recycleur** : Aide dans une boucle de convergence du solveur en transférant Conditions de flux jusqu'à l'itération

### III.7. Résultat de simulation

Les différents résultats de simulation sont donnés dans le Tableau III.12

**Tableau III.12** : Résultats de simulation HYSYS.

	Colonne d'absorption			Colonne de régénération	
	Gaz		TEG	TEG	
	Entrée	Sortie	Entrée	Entrée	Sortie
	<b>Condition</b>				
<b>T (°C)</b>	55.53	57.06	61.08	127	61.08
<b>P (KPa)</b>	8380	8190	8379	480	8379
<b>Q (Kmol/h)</b>	14228.230	14190.544	111.7	144.9	111.4
	<b>Composition</b>				
<b>Méthane</b>	0.9099	0.9121	0	0.0019	0.0000
<b>Ethane</b>	0.0447	0.0448	0	0.0005	0.0000
<b>Propane</b>	0.0186	0.0186	0	0.0005	0.0000
<b>i-Butane</b>	0.0019	0.0019	0	0.0000	0.0000
<b>n-Butane</b>	0.0041	0.0041	0	0.0000	0.0000
<b>i-Pentane</b>	0.0010	0.0010	0	0.0000	0.0000
<b>n-Pentane</b>	0.0010	0.0010	0	0.0000	0.0000
<b>n-Hexane</b>	0.0009	0.0009	0	0.0000	0.0000
<b>n-Heptane</b>	0.0008	0.0008	0	0.0000	0.0000
<b>n-Octane</b>	0.0008	0.0008	0	0.0000	0.0000
<b>n-Nonane</b>	0.0004	0.0004	0	0.0000	0.0000
<b>n-Décane</b>	0.0003	0.0003	0	0.0000	0.0000
<b>n-C11</b>	0.0001	0.0001	0	0.0000	0.0000
<b>n-C12</b>	0.0001	0.0001	0	0.0000	0.0000
<b>Hydrogène</b>	0.0007	0.0007	0	0.0000	0.0000
<b>Hélium</b>	0.0002	0.0000	0	0.0000	0.0000
<b>Nitrogène</b>	0.0022	0.0022	0	0.0001	0.0000
<b>CO<sub>2</sub></b>	0.0098	0.0098	0	0.0013	0.0000
<b>H<sub>2</sub>O</b>	<b>0.0025</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0025</b>	<b>0.2846</b>	<b>0.0773</b>
<b>TEG</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.0000</b>	<b>0.9975</b>	<b>0.7109</b>	<b>0.9227</b>

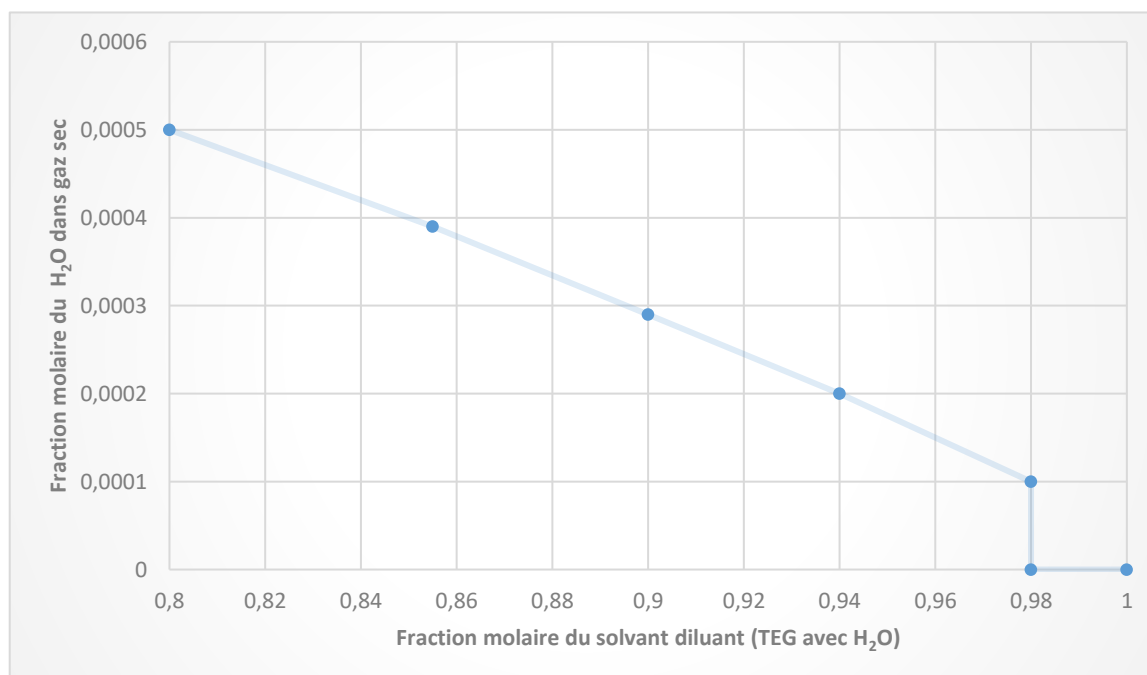
### III.8. Interprétation des résultats

#### III.8.1. Comparaison des résultats entre gaz entrée (gaz humide) et gaz sortie (gaz sec)

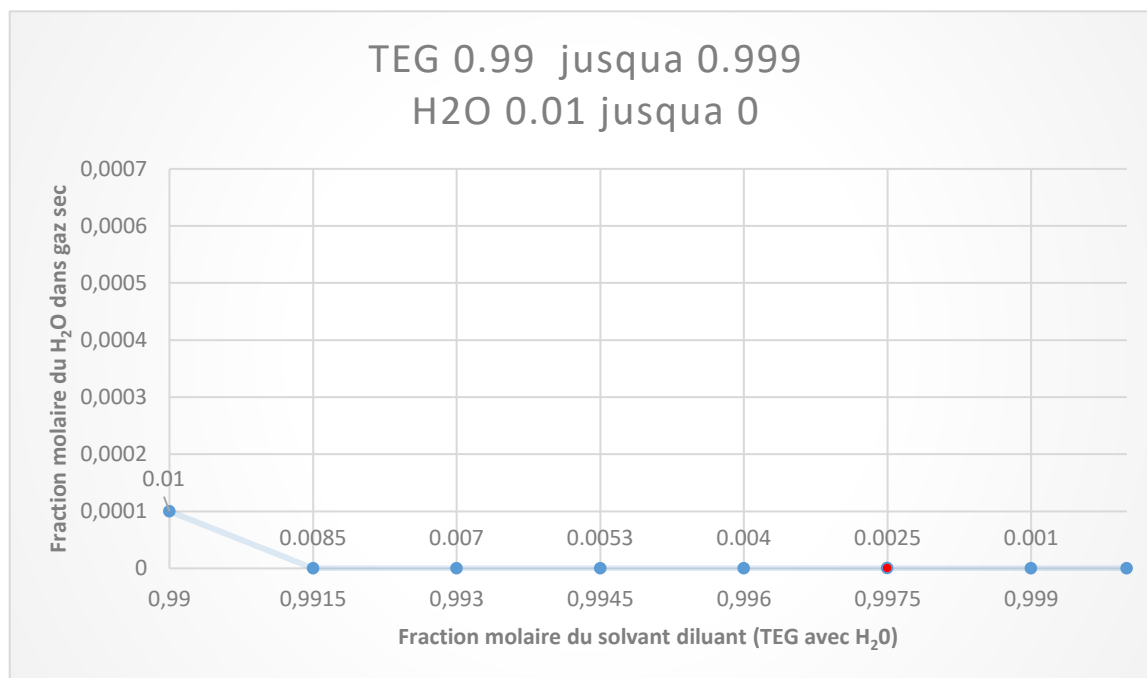
D'après les résultats de simulation données dans le tableau précédent nous pouvons constater que le solvant TEG a absorbé toute la fraction d'eau contenant dans le mélange de gaz, la fraction molaire d'eau a passé de 0.0025 au fond de la colonne d'absorption à 0 au sommet de la colonne d'absorption, d'autre part le solvant TEG qui sera chargé en eau au fond de la colonne d'absorption entre en colonne de régénération avec une fraction très élevée en eau et qui sera éliminer en majorité dans la colonne de régénération.

#### III.8.2. Influence de la concentration du solvant sur l'élimination d'eau

Afin de connaître l'influence de la concentration du solvant TEG sur l'élimination de la fraction d'eau contenant dans le mélange de gaz, nous avons tracé la variation de la concentration en eau en fonction de TEG, d'après la Figure III.2 et Figure III.3 nous remarquons que lorsque la fraction d'eau diminue dans le solvant l'élimination d'eau dans le gaz sera



**Figure III.2 :** Effet de la dilution du TEG avec H<sub>2</sub>O et son efficacité sur le séchage du gaz naturel.



**Figure III.3 :** le zoom de la courbe représentant la dilution du TEG avec H<sub>2</sub>O et son efficacité sur le séchage du gaz naturel à (Fraction molaire du solvant diluant TEG avec H<sub>2</sub>O, 0.99 à 0.01).

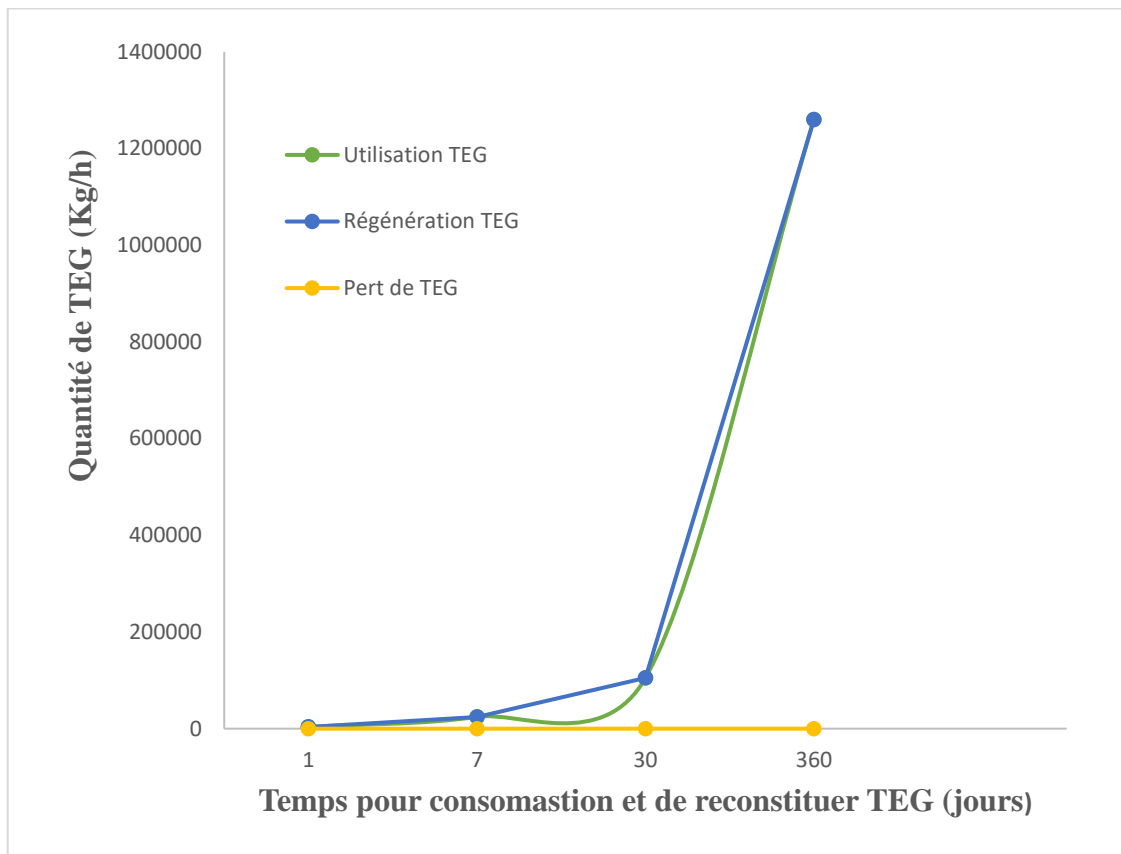
Sur la base des données étudiées dans les figures précédentes, nous trouvons le point le plus efficace pour diluer le solvant et donner des résultats satisfaisants qui est à une fraction molaire de 0,9975 de TEG et 0,0025 de H<sub>2</sub>O. Ce qui nous donne un grand effet sur le séchage du gaz et Atteindre un résultat idéal en éliminant la fraction de molécules d'eau dans le gaz séché, la fraction molaire de l'eau présente dans le gaz séché a été estimée à 0.0001.

### III.8.3 Estimation des pertes

Pour estimer les pertes de solvant TEG au cours du temps nous avons suivi la variation du débit de solvant en fonction du temps Figure III.4.

Dans notre travail, la quantité de débit de solvant de 15628,6 kg/h a été placée, de sorte qu'elle contenait un débit de 15473 kg/h de TEG et 155,6 kg/h d'eau dans la Colonne d'absorption pour sécher le gaz naturel, où elle produisait une quantité de 257839,6 kg/h de gaz naturel déshydraté.

Où l'on récupère du solvant dans la section de régénération (colonne de régénération) un débit de 15596,4 kg/h, dont 15441,2 kg/h est un débit de TEG et 155,2 kg/h est un débit d'eau nous concluons donc que 31,8 kg/h du débit de TEG sont perdus chaque heure.



**Figure III.4 :** Courbe représentant la différence entre la quantité de TEG utilisée dans le séchage et la quantité récupérée et la quantité perdue.

On remarque sur la Figure III.4 que la quantité de TEG est perdue dans la colonne de régénération négligée comme représenté par une courbe avec une croix rouge, et à partir de là la quantité de TEG récupérée dans la colonne de régénération est proche de la quantité de TEG utilisée dans le premier procédé tel qu'indiqué dans la subvention. Il représente la quantité de TEG utilisée dans le premier procédé de séchage avant le recyclage.

### III.9. Conclusion :

D'après les résultats obtenus nous pouvons conclure que le solvant TEG est un solvant efficace pour l'élimination de la fraction d'eau d'autre part le solvant étudié a une faible perte ce qui lui rend efficace et meilleur, il doit être choisie pour le séchage de gaz.

**CONCLUSION**

**GENERALE**

## Conclusion générale

---

### Conclusion générale

L'existence de la fraction d'eau dans le gaz naturel pose de nombreux problèmes, notamment la corrosion et le blocage dû à la formation des cristaux d'hydrates, et pour éviter ces phénomènes, il est nécessaire de réduire la teneur en eau du gaz par séchage du gaz naturel, dont la qualité dépend fortement du type de procédé choisi pour le séchage du gaz.

La simulation de déshydratation du gaz naturel par TEG en utilisant le logiciel HYSYS a permis de voir l'efficacité du solvant utilisé pour l'élimination d'eau présent dans le gaz naturel.

L'étude de l'influence de la concentration du solvant a permis de choisir la bonne concentration du solvant (Nous avons dilué le TEG avec de l'eau jusqu'à 0,0025 pour être efficace), les résultats ont montré que lorsque la concentration de TEG tend vers 1 l'élimination sera meilleure d'autre part l'étude sur les pertes en solvant a permis de conclure que les pertes sont négligeables ce qui rend le TEG un meilleur solvant pour le séchage de gaz.

**REFERENCES**

**BIBLIOGRAPHIQUE**

## Références bibliographiques

- [1] Sylvie Cornot-Gandolphe, Jean-Marie Jost, Bernard Durand (ingénieur). **Le gaz naturel, une énergie d'utilisation récente**. Du livre **Le gaz naturel de la production aux marchés**, Editions Technic, Paris 2013. Page 10
- [2] CHEBLI Laid et ABBASSI Youcef (**CALCUL DES PARAMÈTRES DE FONCTIONNEMENT DU DÉPROPANISEUR (UNITÉ (38) ; TRAITEMENT DE GPL) "MODULE III À HASSI R'MEL** ») mémoire de fin d'études Master Université MOHAMED KHIDER BISKRA 2012
- [3] G.G. Nasr ET N.E. Connor. **Fundamentals of Natural Gas**. Du livre **Ingénierie du gaz naturel et défis de sécurité**, Springer International Publishing Suisse 2014. Page 2\_4
- [4] AKKOUCHI KAMEL EDDINE ET ECHCHAOUI SEIF EDDINE (**Apport d'un dispositif <évent sure> à la prévention des risques d'incendies et d'explosion dans la station gaz naturel. Centrale TG ANNABA-port**) Mémoire de projet de fin d'études Ecole Nationale Polytechnique 2018
- [5] Adham Abdullah Ahmed Qaid et Hani Essaima Sarhan Dail et Chaima Chettouh (**Etude bibliographique sur la déshydratation du gaz naturel**) mémoire de fin d'études Master Université ECHAHID HAMMA LAKHDAR - EL OUED 2021
- [6] Dr. CHAOUCH Noura Chapitre 5 : **Traitement du gaz Naturel**. site [www.researchgate.net](http://www.researchgate.net) . April 2020
- [7] M. SELKH MUSTAPHA ' **Etude et Simulation d'une unité de traitement du gaz naturel dans la région d'Adrar** ' mémoire de fin d'études Master Université Africaine d'Adrar Ahmed Draya 2012
- [8] المهندس راند العبيدي , Natural Gas - Arabic Natural Gas Déshydrations– Part.1 Arabic, 2017-01-09
- [9] Abdi Imad, Dame Agram, Bekakra Mehammad ' **L'effet des paramètres de fonctionnement d'un tamis moléculaire sur la déshydratation de gaz naturel : GPL-2/ CIS /HMD** ' mémoire de fin d'études Master UNIVERSITE ECHAHID HAMMA LAKHDAR - EL OUED 2020
- [10] Dr. Sellais Mohamed Hassen, (**Procédés de traitement du gaz**). Site [www.researchgate.net](http://www.researchgate.net) . February 2015
- [11] Amir Samimi ET Soroush Zarinabadi (**Problems of Hydrate Formation in Oil and Gas Pipes Deals**) Australian Journal of Basic and Applied Sciences, 5(12): 741-745, 2011 ISSN 1991-817
- [12] ABDENNOUCHE Djida et MOUHOUB Faial ' **Etude préventive de la formation des hydrates lors de la déshydratation du gaz naturel de Hassi Rmel Optimisation de la consommation du glycol du module processing plant 4 : MPP4** ' mémoire de fin d'études Master Université Abderrahmane MIRA-Béjaia 2013
- [13] Zerrouk Ranche, Manane Tahar « **Optimisation et Simulation des Pertes du glycol au niveau de la section de déshydratation dans l'unité (RGTE) à In Amenas par HYSYS** " mémoire de fin d'études Master Université Kasei Merbah Ouargla 2015
- [14] BELAID Ousama, HAOUED MOUISSA Youcef, OUALI Hammou " **Déshydratation du gaz naturel par l'injection de Di Ethylène Glycol Champ Hassi Rmel** " mémoire de fin d'études Master Université Kasdi Merbah Ouargla 2017
- [15] المهندس راند العبيدي , Natural Gas - Arabic Natural Gas Dehydration – Part.2 Arabic ,2017-0109
- [16] Adham Abdullah Ahmed Said Hani Seam Sarah Dais Chaima Chettouh ' **Etude Bibliographique sur la déshydratation du gaz naturel** ' mémoire de fin d'études Master UNIVERSITE ECHAHID HAMMA LAKHDAR - EL OUED 2021

عنوان المذكرة : محاكاة تجفيف الغاز الطبيعي بواسطة TEG

المؤطر: براهيمى جميله

الإسم:- عبدالحق

اللقب:- طالب

- مأمون

- بن أحمد

ملخص: الغاز الطبيعي هو أحد أنواع الوقود الأحفوري الأكثر طلباً واستخداماً لتوليد الطاقة والهيدروكربونات للصناعات البتروكيماوية والكيميائية.

يتسبب وجود الماء في الغاز في مشاكل الهيدرات والتآكل، ولهذا السبب يجب التخلص منه.

يتكون عملنا من محاكاة لعملية تجفيف الغاز الطبيعي عن طريق الامتصاص باستخدام ثلاثي إيثيلين جلايكول TEG كمحلول لاستخراج المياه من خلال استغلال برنامج HYSYS، وأظهرت النتائج فعالية المذيب في التخلص من الماء.

كلمات مفتاحية: الهيدرات، جلايكول، التجفيف، HYSYS، TEG .

**Memory title :** Simulation de déshydratation du gaz naturel Par TEG

**Name:** - Abdelhak

**First name:** - Taleb

**Directed by:** Brahimi Djamila

- Maamoun

- Ben Ahmed

**Abstract:**

Natural gas is one of the most demanded and used fossil fuels for power generation and hydrocarbons, for the petrochemical and chemical industries.

The presence of water in the gas poses problems of hydrates and corrosion, which is why it must be eliminated.

Our work consists of a simulation of the process of dehydration of natural gas by absorption using triethylene glycol (TEG) as a water extraction solution by exploiting the HYSYS program, the results showed the effectiveness of the solvent in eliminating the water.

**Key words:** hydrates, glycol, HYSYS, dehydration, TEG

**Titre du mémoire :** Simulation de déshydratation du gaz naturel Par TEG

**Nom:** - Abdelhak

**Prénom:** - Taleb

**Encadreur:** Brahimi Djamila

- Maamoun

- Ben Ahmed

**Résumé :**

Le gaz naturel est l'un des combustibles fossiles les plus demandés et les plus utilisés pour la production d'énergie et les hydrocarbures, pour les industries pétrochimiques et chimiques.

La présence d'eau dans le gaz pose des problèmes d'hydrates et de corrosion c'est pour cette raison il faut l'éliminer.

Notre travail consiste en une simulation du processus de déshydratation du gaz naturel par absorption en utilisant du tri éthylène glycol (TEG) comme solution d'extraction de l'eau en exploitant le programme HYSYS, les résultats ont montré l'efficacité du solvant à éliminer l'eau.

**Mots clés :** les hydrates, glycol, HYSYS, déshydratation, TEG