



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



Université Echahid Hamma Lakhdar. El Oued
Faculté de la Technologie

Mémoire de Fin d'Etude
En vue de l'obtention du diplôme de
MASTER ACADEMIQUE

Domaine: Sciences et Technologies
Filière: Industries pétrochimiques
Spécialité: Génie des Raffinage

Présenté par:
MOUSSAOUI Chaima

Thème

Etude l'effet de la déshydratation sur les
propriétés thermodynamiques du gaz naturel

Soutenu le 02 /06/2019

Devant le Jury:

M ^{me} : N. Lami	Président	Université d'El Oued.
Mr: Med. Fouad Ferhat	Examineur	Université d'El Oued.
Mr: M.T. Oucif Khaled	Rapporteur	Université d'El Oued.

2018/2019

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

Mes chers parents qui m'ont soutenu pour réussir à mes études.

À toute ma famille mon frères et mon sœurs

À tous mes amis qui ont m'accompagner dans cette étape Universitaire

À tous les enseignants de génie de procédés et raffinage

particulièrement mon encadreur : M.T. Oucif Khaled

À tous les travailleurs Rhourde Nouss

à tous ceux qui nous ont encouragés et guidés pour le mieux

MOUSSAOUI CHAIMA

Remerciement

*En premier lieu, je tenues à remercier mon DIEU,
pour m' avoir la force pour accomplir ce travail.
Je aimeraï exprimer ma profonde gratitude pour
Mon professeur et encadrant M. T.OUCIF Khaled
pour son suivi et pour son énorme soutien.*

*Je voudrais à remercier les membres de jury qui ont
bien voulu je faire l'honneur de participer à ce jury.
Je voudrais aussi remercier tous mon enseignants du
département de génie des procédés chimiques et raffinage.*

*je tenues à remercier tout tous le personnel de
Rhourde Nouss ILLIZI.*

*Merci à tous ceux qui nous a contribués de près ou de
loin à l'élaboration
de ce Mémoire.*

Nomenclature

C_p: Chaleur spécifique à pression constante

C_v: Chaleur spécifique à volume constante

C₁: Méthane

C₂: Ethane

C₃: Propane

C₄: Butane

C₅₊: Condensat

CO₂: Dioxyde de carbone

C_p: Chaleur spécifique à pression constante

CPF: Centre de Performance et de Facilités de Quartzite de Hamra CPF

C_v: Chaleur spécifique à volume constante

d: Densité du gaz

dT: Est le changement de température.

dU: Est le changement de l'énergie interne.

F: La force

G60-GA-24-01A/B: L'échangeur

G60-GC-24-01: Régénération

G60-VD-24-01: Séparateur

G60-VJ-24-01: Le coalesceur gaz/liquide

GN: Gaz naturel

GNL: Gaz naturel liquéfié

GPL: Gaz pétrolier liquéfié

H: Enthalpie

H₂O: L'eau

Hg: Mercaptan

MM S m³/d: Millions standard mètre cube par jour

N₂: L'azote

PCI: Pouvoir calorifique inférieur

PCS: Pouvoir calorifique supérieur

ppm: Partie par million

QH: Quartzite de Hamra

RNS: Rhourde-Nouss

Nomenclature

SO_2 : Dioxyde de soufre

ρ : La masse volumique du gaz

24-FV-401: la vanne

Liste des tableaux

Tableau I .1 : Les propriétés physiques du gaz naturel.	6
Tableau II.1: Les échelles de température.	10
TableauII.2 : Pouvoir calorifique des principaux constituants du gaz naturel.	14
Tableau II .3: Ordre de grandeur de la conductivité thermique à température ambiante (20°C).	16
Tableau III.1 : Données cristallographiques sur les hydrates.	21
Tableau III.2: Comparaison entre l'adsorption physique et l'adsorption chimique..	25
Tableau III.3: Principales propriétés du silica gel.	26
Tableau III.4: Principales propriétés des tamis moléculaire.	27
Tableau III.5: Principales propriétés du charbon actif.	28
Tableau III.6: Principales propriétés de alumine active (Al ₂ O ₃).	28
Tableau III.7: Composition chimique du tamis UOP UI 94	29
Tableau IV.1: La charge traité au niveau du CPF.....	39
Tableau V.1: Composition de la charge d'alimentation de gaz naturel dans l'unité déshydratation de région RHOURE NOUSS.....	53
Tableau V.2: Comparaison de l'état des simulations et de l'état design	58
Tableau V.3: Les propriété thermodynamique du gaz en fonction de la teneur en H ₂ O après la simulation dans les chaque Stream.	59
Tableau V.4: Variation des propriétés thermodynamiques des gaz en fonction du teneur d'eau (H ₂ O) dans les Stream entrée aéro.	59
Tableau V. 5: Variation des propriétés thermodynamiques des gaz en fonction du teneur d'eau (H ₂ O) dans les Stream sortie aéro.	60
Tableau V.6: Evolution des propriétés thermodynamiques des gaz en fonction du teneur d'eau (H ₂ O) dans les Stream sortie séparateur.	60
Tableau V.7: Evolution des propriétés thermodynamiques des gaz en fonction du teneur d'eau (H ₂ O) dans les Stream sortie sécheur.	60

Liste des figures

Figure II.1: La branche de La thermodynamique.	9
Figure II.2: Entraînement par pression de piston.	9
Figure II.3: Les différentes pressions.	12
Figure III.1: Structure des hydrates de gaz.....	19
Figure III.2 : Structures des hydrates (Sloan, 2003).	21
Figure III.3 : Bouchage d’une conduite par le givrage des hydrates	22
Figure III.4: Les selica gel (SiO_2NH_2).	26
Figure III.5: Des tamis moléculaire.	27
Figure III.6: De alumine active (Al_2O_3).	28
Figure III.7: Différentes étapes de transfert d'un soluté lors d e son adsorption sur un matériau microporeux; d'après WEBER et SMITH [in De Laat, 1988]	30
Figure III.8: Cinétique de l'adsorption: courbe de percée pour un lit fixe (<< break through curve »).	31
Figure III.9: Schéma de unité de déshydratation du gaz naturel.	32
Figure IV.1: Situation géographique de la région RHOUD NOUSS.	33
Figure IV.2: L’organigramme de la région de Rhourde-Nouss.	35
Figure IV.3: L’organigramme de la division d’exploitation.	36
Figure IV.4: Schéma simplifie du phase A et B ; CSC ; CPF.	38
Figure IV.5: Centre de Performance et de Facilites CPF.	38
Figure IV. 6: Schéma bloc du CPF.	39
Figure IV.7: schéma du procédé simplifie CPF.	41
Figure IV.8: L’unité de déshydratation du gaz utilise trois sècheurs de tamis moléculaire dans RNS l'usine CPF.	42
Figure IV.9 : Présentation d’une charge du sècheur G60-VK-24.	48
Figure IV.10 : Schéma du sècheur G60-VK-24.	49
Figure IV.11 : Schéma de déshydratation du gaz brut.	50
Figure V.1 : Variation de pouvoir calorifique (Kcal/sm^3) en fonction du teneur d'eau H_2O	61

Figure V.2 : Variation de l'enthalpie (Kcal/kg) en fonction du teneur d'eau de H ₂ O.	62
Figure V.3 : Variation de la chaleur specifique (Kj/Kg mole°C) en fonction du teneur d'eau H ₂ O.	63
Figure V.4 : Variation de la conductivité thermique (Kcal/m-hr-°C) en fonction du teneur d'eau H ₂ O.	64
Figure V.5 : Variation du pouvoir calorifique supérieur (P.C.S) (Kcal/sm ³) en fonction du teneur d'eau H ₂ O dans sécheur.	65
Figure V.6 : Variation de l'enthalpie (Kcal/kg) en fonction du teneur d'eau H ₂ O dans sécheur.	66
Figure V.7 : Variation de la chaleur specifique (Kj/Kg mole °C) en fonction du teneur d'eau H ₂ O dans sécheur	66
Figure V.8 : Variation de la conductivité thermique (Kcal/m-hr-°C) en fonction du teneur d'eau H ₂ O dans sécheur.	67

Sommaire

Dédicace	
Remerciement	
Nomenclature.....	I
Liste de Tableaux.....	II
Liste de figures.....	V
Introduction générale.....	1
I.1. Généralités sur le gaz naturel.....	2
I.1.1. Définition du gaz naturel:.....	2
I.1.2. Les sources du gaz naturel:	2
I.1.3. Les composants:	2
I.1.4. Origine des constituants du gaz naturel:.....	3
I.1.5. Caractéristiques du gaz naturel:.....	3
I.1.6. Les différents types de gaz naturel:.....	4
I.1.7. Les types de procédés de traitement :	4
I.1.8. Les étapes de traitement de gaz naturel :.....	5
I.1.9. Propriétés physiques et chimiques :	6
I.1.10. Avantages et inconvénients du gaz naturel:.....	7
II.1: Introduction:	8
II.2. Définition du thermodynamiques:.....	8
II.2.1. Le travail:	9
II.2.2. La température:	10
II.2.3. La pression:	10
II.3. Définition de propriétés thermodynamique de gaz naturel:	12
II.3.1. Le pouvoir calorifique:	12
II.3.1.1. Le pouvoir calorifique supérieur (P.C.S):	13
II.3.1.2. Pouvoir calorifique inférieur (PCI):	13
II.3.1.3. Estimation du pouvoir calorifique :	13
II.3.2. La conductivité thermique :	15
II.3.3. Enthalpie (H) :	16
II.3.4. Chaleur spécifique:	17
III.1. Introduction :	19
III.2. Généralités sur les hydrates de gaz:	19
III.3. Les Hydrates:	19
III.4. Les procédés Déshydratation:	23
III.4. 1. Définition Déshydratation:	23
III.4. 2. Le Principes De La Déshydratation:	23
III.4. 3. Différents procédés Déshydratation :	23

III.4. 4. Déshydratation par l'adsorption:.....	24
III.4. 5.Principe de l'adsorption:	25
III.4. 6. Types d'adsorbant:	26
III.4. 8.la composition chimique de tamis moléculaires :	29
III.4. 9.Caractéristiques des adsorbants :	29
III.4. 10.La désorption :	29
III.4. 11. Mécanisme l'adsorption	30
III.4. 12. Concept de la zone de transfert de masse:	30
III.4.13 .Avantages et inconvénients de la déshydratation par adsorption :	32
III.4.14 .Schéma simple de unité de déshydratation du gaz naturel.....	32
IV. Représentation de La région Rhourde-Nouss (RNS):.....	33
IV.1.Situation géographique:	33
IV.2.Description des champs de RHOURE-NOUSS:	34
IV.3.Description du complexe de RHOURE-NOUSS:	34
IV.3.1.Charge et produits:	34
IV.3.2.Réseaux collectes :	34
IV.4.orgnigramme de la direction régionale de rhourde nouss:	35
IV .5. Division d'exploitation:	35
IV.6.Présentation les différents complexes de la région :	36
IV.6.1.La phase A:.....	36
IV.6.2.Phase B:.....	36
IV.6.3.Description Usine Le Centre de Séparation et de Compression CSC :.....	37
IV.6.4 .Centre de Performance et de Facilites de Quartzite de Hamra CPF(QH) :	37
IV.6.5. Schéma Simplifie Du Phase A et B ; CSC ; CPF:	38
IV.7. Description générale de Centre de Performance et de Facilites (CPF) Quartzite de Hamra (QH):	38
IV.7. 1.Charge traitée l'usine du Centre de Performance et de Facilites (CPF).....	39
IV.7. 2.schéma bloc du Centre de Performance et de Facilites(CPF):	39
IV.7. 3.Description générale de Centre de Performance et de Facilites CPF Quartzite de Hamra (QH):	40
IV.7. 4.Schéma du procédé simplifie Centre de Performance et de Facilites (CPF):.....	41
IV.8. Description l'unité de déshydratation de l'usine Composition base sèche de l'alimentation(CPF) :	42
IV.8. 1.Equipments :.....	43
IV.8.1. 1.Entrée de l'unité :	43
IV.8.1. 2.Echangeurs entrée déshydratation :	44
IV.8.1.3.Séparateur entrée unité de déshydratation gaz :.....	44

IV.8.1. 4. Coalesceur gaz liquide :	44
IV.8.1.5.Sécheurs de tamis moléculaire :	44
IV.8.1. 6. Filtres des tamis moléculaires :	45
IV.8.1. 7. Four de régénération :	45
IV.8.1. 8. Aérorefroidisseur du gaz de régénération :	45
IV.8.1. 9. Séparateur du gaz de régénération :	46
IV.8.1. 10. Compresseurs du gaz de régénération :	46
IV.8.2. Cycles des sécheurs de tamis moléculaire :	47
IV.8.3. Charge en eau vers les sécheurs :	47
IV.8.4. Types de tamis et vieillissement des tamis :	47
IV.8.5. Description du sécheur G60-VK-24 :	48
V.1. Introduction :	51
V.2.Définition de HYSYS	51
V.3.l'utilisation de logiciel HYSYS.....	51
V.4.Les modèles thermodynamique de HYSYS :	51
V.5.Equation de PENG-ROBINSON (PR) :	52
V.6. La composition du gaz naturel de région RHOURE NOUSS:	53
V.7. Les Paramètres de gaz naturel de la région RHOURE NOUSS utilisé dans la simulation:	53
V.8. Les étapes des simulations :	54
V.9. Validation de l'utilisation du logiciel HYSYS:	58
V.10. Présentation des résultats des propriétés thermodynamiques du gaz d'alimentation après simulation:	60
Conclusion.....	68
Bibliographies	69
Annexe .A.1.....	I
Annexe .A.2.....	II
Annexe .A.3.....	III
Résumé	

Introduction générale

Introduction générale

Le pétrole et le gaz ont une grande importance mondiale pour la production d'énergie, le gaz naturel est une énergie primaire non renouvelable bien répartie dans le monde, en raison de la quantité d'énergie produite par la combustion simple. Le gaz naturel est un mélange gazeux d'hydrocarbures contenant certaines impuretés, telles que la vapeur d'eau, le sulfure d'hydrogène (H_2S), le dioxyde de carbone, l'hélium et l'azote et d'autres composés non combustibles. Ces impuretés indésirables conduisent à des problèmes tels que l'eau, qui est la principale cause de la formation d'hydrate et de la corrosion des équipements et des canalisations ainsi que la diminution de la valeur thermique. Afin d'obtenir de bonnes valeurs thermiques et un combustible propre et sec adapté au transport et à l'utilisation, il doit être traité de différentes manières pour éliminer les impuretés. y compris l'élimination du liquide entraîné (les condensats), l'élimination des gaz acides, de mercure et enfin suivie d'une déshydratation afin de réduire sa teneur en eau. L'eau est un composé indésirable dans le gaz, qui doit être éliminé. Dans ce travail, nous étudierons l'effet de l'eau sur les propriétés thermodynamiques du gaz à la sortie de l'unité de déshydratation afin de connaître les valeurs thermiques et énergétiques du gaz à l'aide de simulateurs HYSYS.

Cette étude contient cinq chapitre essentiels :

- Le chapitre I: généraliste sur le gaz naturel.
- Le chapitre II: les propriétés thermodynamiques du gaz naturel.
- Le chapitre III : Déshydratation du gaz naturel.
- Le chapitre IV: Représentation de La région Rhourde-Nouss (RNS).
- Le chapitre V: Partie pratique: comprend la partie simulation d'effet de l'eau sur les propriétés thermodynamiques du gaz en utilisant le logiciel HYSYS.

En fin une conclusion générale résume les résultats obtenus.

Chapitre. I:

Généralité du Gaz naturel

I.1. Généralités sur le gaz naturel

Le gaz naturel est un combustible fossile, telle que le pétrole ou le charbon. Le gaz extraite dans les roches poreuses naturelle sous forme gazeuse. C'est un mélange son composant principal est le méthane (CH_4) compris entre 70% et 95%. Le gaz naturel est plus léger que le pétrole, c'est le plus léger des hydrocarbures . Il est considéré comme l'une des sources d'énergie alternatives pour le pétrole.

I.1.1. Définition du gaz naturel

Le gaz naturel est une énergie primaire non renouvelable bien répartie dans le monde propre et de plus en plus utilisé, dispose de nombreuses qualités : abondance relative, souplesse d'utilisation, qualités écologiques, prix compétitifs. La mise en œuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de production, de traitement et de transport. Le gaz naturel, matière première de plus en plus recherchée tant pour des raisons d'environnement que d'efficacité, est désormais considéré comme une énergie de premier choix pour les 21^{ème} siècle, en raison de sa disponibilité et de sa qualité d'énergie propre qui joue un rôle de plus en plus grand dans la génération électrique.

Le gaz naturel est une énergie fossile comme l'huile ou le charbon présent naturellement dans des roches poreuses sous forme gazeuse. C'est un mélange dont le constituant principal, de 70 % à 95% est de méthane (CH_4). Il est donc composé majoritairement d'hydrogène et de carbone, d'où son nom d'hydrocarbure [1].

I.1.2. Les sources du gaz naturel

Le gaz naturel remplit les pores et les fractures des roches sédimentaires par les profondeurs de la terre et des fonds marins. La partie d'une formation sédimentaire qui renferme le gaz naturel est souvent désignée sous les noms de "réservoir", "champ" ou "gisement". Le gaz naturel existe partout dans le monde, seul ou associé à du pétrole brut. Il peut être piégé dans différents types de roches sédimentaires, notamment des grès, des carbonates, des filons couches de charbon et des lits de schistes argileux ou "shales" [2].

I.1.3. Les composants

Se compose de trois gaz essentiels différents

- Le méthane CH_4 représente la plus grande proportion de gaz (70%-90%).
 - Gaz d'éthane C_2H_6 (5%-15%).
 - Le propane est une petite proportion du poids du gaz .
- et contient d'autres gaz qui sont très faibles pourcentages sont : mercure Hg,

l'azote N_2 , sulfure d'hydrogène, de l'eau H_2O , dioxyde de carbone CO_2 et l'hélium He, les proportions de ces composants varient d'un champ à l'autre.

I.1.4. Origine des constituants du gaz naturel

- **Constituants hydrocarbures**

Il existe trois modes possibles pour la formation des hydrocarbures gazeux naturels :

- **Gaz bactérien** : Ce mode est dû à l'action de bactéries sur les débris organiques qui accumulent le sédiment, le gaz formé est appelé gaz bactérien ou organique.

- **Gaz inorganique**

Ce mode reste très secondaire les gaz volcaniques ou les sources hydrothermales contiennent parfois du méthane et les inclusions fluides des roches métamorphiques ou magmatiques renferment souvent des hydrocarbures légers, principalement du méthane.

- **Gaz thermique**

Au cours de l'évolution des sédimentaires, les sédiments sont portés à des températures et pressions croissantes, vont subir une dégradation thermique qui va donner à côté des hydrocarbures une large gamme de composés non hydrocarbonés [2].

I.1.5. Caractéristiques du gaz naturel

- **La densité du gaz naturel**

La densité se définit par le rapport de sa masse volumique dans les conditions de références choisies (Ex : 1 atm et $15^\circ C$) à celle de l'air dans les mêmes conditions ($1,225 \text{ Kg/m}^3$).

Elle peut aussi être obtenue à partir de sa masse moléculaire que l'on peut définir au moyen de sa composition chimique en utilisant la relation suivante :

$$\text{Densité de gaz} = \text{masse moléculaire} / 28,97 \text{ [3].}$$

- **Le pouvoir calorifique (PC)**

C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une quantité unitaire du gaz, la combustion étant effectuée à la pression atmosphérique et à une température le pouvoir calorifique s'exprime en joules par mètre cube (J/m^3), il existe en deux:

- **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.

- **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 est restée à l'état vapeur [4].

I.1.6. Les différents types de gaz naturel

Selon la nature des phases en présence dans les conditions du gisement et de surface, on distingue quatre types de gaz :

- **Gaz sec** : ne formant pas de phase liquide dans les conditions de production, il est concentré en méthane et peu d'hydrocarbure plus lourds que l'éthane.
- **Gaz humide** : formant une phase liquide en cours de production dans les conditions de surface, il est moins concentré en méthane que le gaz sec.
- **Gaz à condensat** : formant une phase liquide dans le réservoir en cours de production riche en produits lourds.
- **Gaz associé** : coexistant dans le réservoir avec une phase « huile ». Le gaz associé comprend le gaz de couverture (phase gazeuse présente dans le réservoir) et le gaz dissous [5].

I .1.7. Les types de procédés de traitement

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

Les procédés de traitement du gaz sont multiples de par le monde, et le choix de l'une d'elles se base sur les critères suivants :

- qualité de l'effluent brut.
- taux de récupération des hydrocarbures liquides visés.
- spécification des produits finis.
- coût global des investissements [6].

Pour les types de procédés qui sont mis en œuvre, il y a :

I .1.7. 1.Procédé PRITCHARD

Basé sur le refroidissement du gaz par des échanges thermiques et par des détentes avec utilisation d'une boucle de propane comme système réfrigérant pour atteindre en fin de cycle des températures voisines de (-30°C) [6].

I .1.7. 2.Procédé HUDSON

Basé sur le refroidissement du gaz par des échanges thermiques et par une série de détente complétée d'une détente à travers une machine dynamique appelée « turbo expander »,

il permet d'atteindre un niveau de température de (-70°C). Ce procédé est plus performant et permet une meilleure récupération des hydrocarbures liquides [6].

I .1.8. Les étapes de traitement de gaz naturel

Touts Les procédés de traitement de gaz basent sur quatre étapes essentielles :

I .1.8. 1.Elimination de l'eau

L'eau libre contenue dans la charge est éliminée par décantation au niveau des ballons de séparation et ce après un refroidissement l'eau de saturation des hydrocarbures est éliminée par adsorption sur des tamis moléculaires [7].

I .1.8. 2.Extraction des hydrocarbures liquides

Elle se fait par un abaissement progressif de la température du gaz brut, suivant les procédés cités, obtenant ainsi un gaz très sec répondant aux spécifications commerciales [7].

I .1.8. 3.La stabilisation et le fractionnement

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

I .1.8. 3.1. La stabilisation

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

I .1.8. 3.2. Le fractionnement

Il consiste à séparer les hydrocarbures liquides stabilisés en condensât et GPL [7].

I .1.8. 4. Recompression des gaz moyenne pression

Les gaz des séparateurs à moyenne pression ont les mêmes qualités que le gaz sec produit, pour cela ils sont récupérés puis décomprimés avant d'être mélangés au gaz sec. Leur récupération permet d'éviter le torchage du gaz [7].

I .1.9.Propriétés physiques et chimiques

Le gaz naturel est un mélange gazeux d'hydrocarbures saturés, il a le comportement physique d'un gaz.

I .1.9.1.Propriétés physiques

Les différentes propriétés physiques du gaz naturel sont présentées dans le tableau I -1

Tableau I .1 :Les propriétés physiques du gaz naturel [8].

Etat physique	Gaz
Odeur et apparence	Gaz incolore et inodore mais contenant un produit odorant (mercaptan pour la détection d'une fuite)
Masse molaire	18.9 g/mole
Densité de vapeur à 15 °C	0.58 (plus léger que l'air =1)
Masse volumique	0.72 g/cm ³
Point de liquéfaction	109 K
Point de solidification	88 K
Solubilité dans l'eau	0.00023 g/mole
%de substances volatiles par volume	100%
Conductivité thermique	300-330 (10 ⁴ Wm ⁻¹ K ⁻¹)
Viscosité dynamique	105-120 (10 ⁷ Pas)
Indice de réfraction 10⁻⁶(n-1) du gaz	400-480
Pouvoir calorifique du gaz	30-42 (MJm ⁻³)
Indice de Wobbe	40-52 (MJm ⁻³)
Susceptibilité magnétique des gaz	-150 à -170(10 ⁻⁶ unites EMCGS)
Constant diélectrique (10⁻⁴(ε⁻¹))	8 - 9.5

I .1.9.2.Propriétés chimiques

- Le gaz naturel est le combustible fossile le moins polluant composé essentiellement de méthane, sa forme gazeuse lors de la combustion, libéré une importante quantité de chaleur [8].
- Le gaz naturel est essentiellement utilisé pour produire de l'énergie thermique de nouvelles utilisations permettent de transformer cette énergie en électrique ou en énergie mécanique [9].

I .1.10.Avantages et inconvénients du gaz naturel

I .1.10.1.Avantages

- Le gaz nature est une source d'énergie relativement propre.
- Legaz naturel est une source d'énergie bon marché(le KWh de gaz naturel est environ deux fois moins cher que celui du fuel).
- Le gaz naturel possède un pouvoircalorifique raisonnable (PCS=10 kwh/Nm³).
- Le gaz naturel permet de produire de nombreux produits de base pour l'industrie chimique et pétrochimique , comme l'hydrogène, le méthaneol et l'ammoniac.

Il est mieux réparti à la surface du globe que le pétrole, lequel a ses réserves massivement concentrées dans les pays du moyen orient il contient de constituans mineurs produisant de la pollution locale (soufre, particules, métaux lourds, etc.) que le pétrole ou le charbon [10].

I .1.10.2.Inconvénient

- Les réserves du gaz naturel sont limitées.
- Le délicat stockage du gaz naturel.
- Le prix du gaz naturel est indexé sur celui du pétrole [10].

Chapitre. II:

propriétés thermodynamique de gaz naturel

II.1. Introduction

La connaissance du comportement et des composants du gaz naturel, qui est plus léger que le pétrole est un mélange complexe d'hydrocarbures légers et de faibles quantités de composés organiques, est très importante pour connaître ses caractéristiques thermodynamiques et physico-chimiques, les quelles sont essentielles pour la conception de systèmes de production et de traitement du gaz naturel, et le de systèmes de distribution de gaz aux consommateurs.

Dans ce chapitre, nous étudions les caractéristiques thermodynamiques du gaz naturel.

II.2.Définition du thermodynamiques

Le terme thermodynamique est à l'origine d'un mot grec composé de deux parties (**Thermo**), c'est-à-dire chaleur et (**Dynamique**) d'énergie, ainsi le terme thermodynamique c'est une branche de la chimie physique, traite des changements d'énergie associés aux réactions chimiques Ou une branche de la chimie: qui étudie les relations quantitatives entre la chaleur et diverses formes d'énergie telles que l'énergie cinétique, nucléaire, chimique.

La science de la thermodynamique est une science expérimentale intéressée à étudier tout ce qui est lié à la température énergie thermique ou flux thermique associé aux modifications des systèmes chimiques ou physiques.

Cette science est basée sur le concept de grande expérience humaine, c'est-à-dire que l'énergie existe et ne peut être ni créée ni construite à partir de cette réalité, différentes relations mathématiques peuvent être développées entre les propriétés de la matière, impliquant l'absorption de chaleur [11].

La thermodynamique est la branche de la science consacrée à la chaleur et à la température et à leur relation avec l'énergie et le travail.

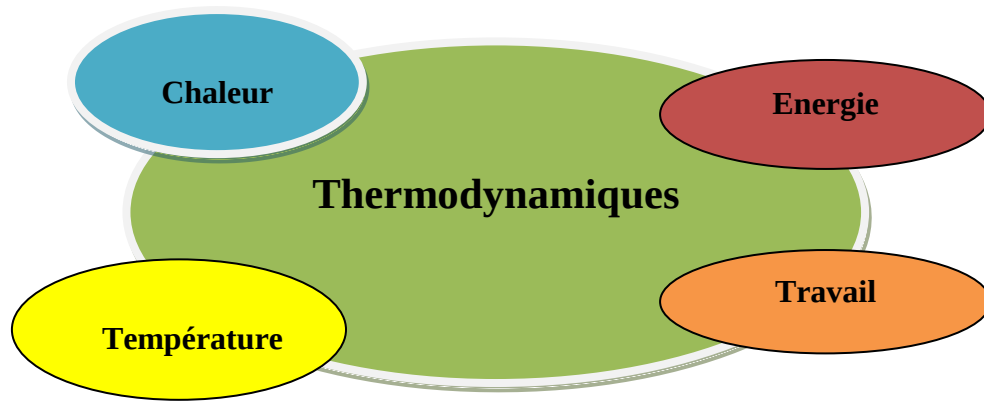


Figure II.1: La branche de la thermodynamique [11].

II.2.1. Le travail

Le travail est, par définition, le produit scalaire du vecteur force par le vecteur déplacement.

Le travail élémentaire échangé correspondant à un déplacement élémentaire $d\ell$ sera noté δW et non dW de façon à bien indiquer que δW n'est pas égal à la variation élémentaire d'une fonction d'état :

$$\delta W = F d\ell$$

Lorsque la force F est colinéaire à $d\ell$ (F et $d\ell$ étant des grandeurs algébriques) :

$$\delta W = F d\ell$$

Considérons un piston infiniment léger de surface S , se déplaçant sans frottements dans un cylindre contenant n moles d'un gaz parfait.

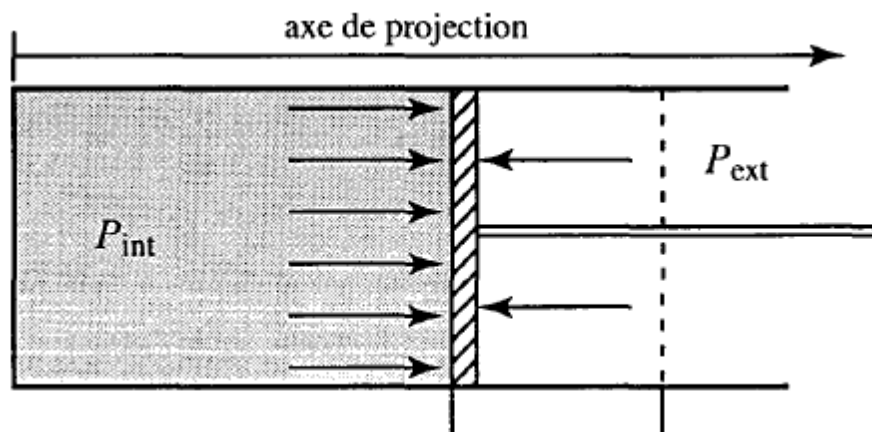


Figure II.2: Entraînement par pression de piston [12].

On suppose que le piston subit un petit déplacement $d\ell$ (par exemple au cours d'une réaction chimique se produisant avec une variation du nombre de moles gazeuses).

Le travail élémentaire échangé δW s'écrit alors :

$$\delta W = F d\ell$$

La force F s'exerçant sur le piston peut s'exprimer par :

$$F = - P_{\text{ext}} S$$

(car la projection de la force F sur l'axe choisi est négative)

Soit :
$$\delta W = - P_{\text{ext}} S d\ell$$

$$\delta W = -P_{\text{ext}} dV$$

Si $d\ell > 0$, il y a expansion du gaz et $dV > 0$

$$\Rightarrow \delta W < 0 : \text{le système fournit du travail contre } P_{\text{ext}}$$

Si $d\ell < 0$, il y a compression du gaz et $dV < 0$

$$\Rightarrow \delta W > 0 : \text{le système reçoit du travail du milieu extérieur}$$

Si $d\ell = 0$: le piston est à l'équilibre

$$\Rightarrow \delta W = 0 \quad [12].$$

II.2.2. La température

La température est une grandeur physique macroscopique qui permet de rendre compte de l'état thermique d'un corps.

Elle est un indicateur de l'agitation des particules constituant le corps plus la température est élevée et plus les particules ont des mouvements agités. La température est une grandeur intensive, qui peut être mesurée de deux façons différentes :

- À l'échelle atomique, elle est liée à l'énergie cinétique moyenne des constituants de la matière ;
- Au niveau macroscopique, certaines propriétés des corps dépendant de la température (volume massique, résistivité électrique, etc...) peuvent être choisies pour construire des échelles de température. Les échelles de température [12] :

$$\theta(^{\circ}\text{C}) = T(\text{K}) - 273,15$$

Tableau II.1: Les échelles de température [12].

Unités	Point congélation de l'eau	Point d'ébullition de l'eau
Kelvin (K)	273,15	273,15
Celsius($^{\circ}\text{C}$)	0	100

II.2.3. La pression

Soit un gaz exerçant une force pressante de valeur F sur une portion de paroi d'aire S .

La pression exercée par le gaz est alors définie par le rapport :

$$P = \frac{F}{S} \quad \left\{ \begin{array}{l} P : \text{pression du gaz (Pascal : Pa)} \\ F : \text{force exercée par le gaz (N)} \\ S : \text{surface sur laquelle est exercée cette force (m}^2\text{)} \end{array} \right.$$

L'unité de pression est légalement le Pascal (Pa) mais il existe deux autres unités :

- Le bar : 1 bar = 10^5 Pa
- L'atmosphère : 1 atm = 1013 h Pa (valeur de la pression atmosphérique).

La pression atmosphérique est la pression qu'exerce l'air qui nous entoure.

Différents types de pression:

- **La pression absolue** : C'est la pression réelle, dont on tient compte dans les calculs sur les gaz.
- **La pression atmosphérique ou pression barométrique** :
La pression atmosphérique moyenne au niveau de la mer, à 15°C, est d'environ 1013 mbar. Elle peut varier, de ± 25 mbar, avec la pluie ou le beau temps. Elle est fonction de l'altitude (hydrostatique).
- **La pression relative** : C'est la différence de pression par rapport à la pression atmosphérique. Elle est le plus souvent utilisée, car la plupart des capteurs, sont soumis à la pression atmosphérique, pour mesurer une pression absolue, il faut faire un vide poussé dans une chambre dite de référence.
- **Pression différentielle** : C'est une différence entre deux pressions, dont l'une sert de référence. Une pression différentielle peut prendre une valeur négative.
- **Le vide** : Il correspond théoriquement à une pression absolue nulle. Il ne peut être atteint, ni dépassé. Quand on s'en approche, on parle alors de vide poussé.
- **Pression de service ou pression dans la conduite** : C'est la force par unité de surface exercée sur une surface par un fluide s'écoulant parallèlement à la paroi d'une conduite [12].

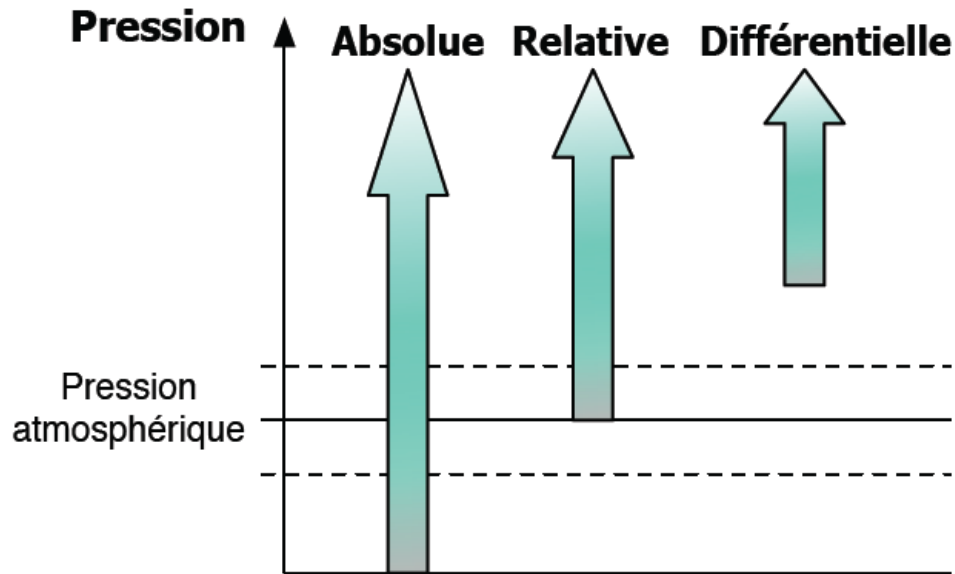


Figure II.3: Les différentes pressions [12].

II.3. Définition de propriétés thermodynamique de gaz naturel

Connaître leurs propriétés physico-chimiques et thermodynamiques est la première étape fondamentale de tous les processus importants et nécessaires de l'industrie des gaz.

Les éléments gazeux dans les gaz naturels ont des propriétés physiques différentes et varient entre eux dans de très larges régions.

Il est donc particulièrement important de connaître ces caractéristiques lors de la conception, de la production, de la transformation, du transport et du stockage du gaz naturel. L'une des plus importantes de ces caractéristiques peut être les quantités chimiques ou les agents chimiques [13].

Le gaz naturel contient des propriétés thermodynamiques une choies dans notre étude a quatre propriétés .Ces propriétés sont les suivantes: pouvoir calorifique PC, le chaleur spécifique à pression constante CP, le chaleur spécifique à volume constante CV, l'enthalpie H et la conductivité thermique λ .

II.3.1.Le pouvoir calorifique

C'est la quantité e chaleur en joules ou en calories dégagée lors de la combustion totale d'un mètre cube, d'un kilogramme ou d'une mole de gaz généralement à 15°C et sous la pression atmosphérique. L'unité du pouvoir calorifique est donc : (J/m³), (J/kg) ou (J/mol).

En d'autre terme, le pouvoir calorifique représente l'enthalpie de combustion par unité de volume, de masse ou de mole du gaz à la température de 15°C [14].

II.3.1.1. Le pouvoir calorifique supérieur (P.C.S)

Le pouvoir calorifique supérieure est la quantité de chaleur exprimée en kWh ou MJ, qui serait dégagée par la combustion complète de un (1) mètre cube normal de gaz.

Le pouvoir calorifique supérieur (PCS) donne le dégagement maximal théorique de la chaleur lors de la combustion, y compris la chaleur de condensation de la vapeur d'eau produite lors de la combustion. L'eau formée pendant la combustion étant ramenée à l'état liquide et les autres produits étant à l'état gazeux.

Le pouvoir calorifique supérieur est la quantité d'énergie dégagée par la combustion complète d'une unité de combustible, la vapeur d'eau étant supposée condensée et la chaleur récupérée [3].

Compte tenu de ce qui suit:

1. Le gaz en combustion, l'air nécessaire à la combustion et les gaz résultant de la combustion doivent avoir la même pression et la chaleur.
2. Traitement de l'eau trouvée dans les gaz en combustion résultant de la combustion sous forme liquide après la combustion [13].

II. 3.1.2. Pouvoir calorifique inférieur (PCI)

Le pouvoir calorifique inférieur PCI est la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une unité de combustible, la vapeur d'eau étant supposée non condensée et la chaleur non récupérée. Pouvoir calorifique inférieur PCI qui exclut la chaleur dégagée la chaleur de condensation de l'eau supposée restée à l'état de vapeur à l'issue de la combustion.

Le pouvoir calorifique inférieur se calcule en déduisant par convention, du PCS la chaleur de condensation (2511 kJ/kg) de l'eau formée au cours de la combustion et éventuellement de l'eau contenue dans le combustible [14].

II.3.1.3. Estimation du pouvoir calorifique

Connaissant la composition du gaz naturel, son pouvoir calorifique peut être estimé par pondération linéaire à partir du pouvoir calorifique de chacun des constituants, en assimilant le mélange gazeux de départ et les produits de réaction à des mélanges de gaz parfait :

$$PC = \sum_i PC_i X_i \dots \dots \dots (II.1)$$

Dans la relation au-dessus PCI désigne le pouvoir calorifique du constituant i (PCI ou PCS) exprimé en kJ/m³(n) ou kJ/mol, xi la fraction molaire du constituant i dans le gaz naturel et PC le pouvoir calorifique du gaz naturel exprimé en kJ/m³ (n) ou kJ/mol.

La valeur du PCS ainsi calculée diffère peu de la valeur réelle, l'écart pouvant être estimé comme inférieur à 50 J/mol, (Le tableau II.2) indique le pouvoir calorifique inférieur et supérieur des principaux constituants du gaz naturel [15].

Tableau II.2 : Pouvoir calorifique des principaux constituants du gaz naturel [15].

Constituant	Formule Chimique	Mass molaire (Kg/ K mol)	Masse Volumique (kg/m ³)	PCI (KJ/m ³ (n))	PCS (KJ/m ³ (n))
Méthane	CH ₄	16,043	0,7175	39 936	35 904
Ethane	C ₂ H ₆	30,070	1,355	70 498	64 404
Propane	C ₃ H ₈	44,097	2,010	101 364	93 146
n-Butane	n - C ₄ H ₁₀	58,123	2,709	134 415	123 910
i -Butane	i- C ₄ H ₁₀	58,123	2,707	153 851	123 356
n-Pentane	n - C ₅ H ₁₂	72,150	3,51	172 189	159 045
n- Hexane	n- C ₆ H ₁₄	86,177	4,31	210 226	194 445
n- Heptane	n- C ₇ H ₁₆	100,200	5,39	261 390	242 007
Benzène	C ₆ H ₆	78,114	3,83	162 219	155 582
Toluène	C ₇ H ₈	92,141	4,84	207 717	198 242
Hydrogène sulfuré	H ₂ S	34,082	1,536	25 369	23 338

Connaissant les valeurs de la masse molaire et de la masse volumique qui sont indiquée sur le tableau II.2, le pouvoir calorifique peut être également exprimé en kJ/kg et kJ/mol. Pour une paraffine quelconque, le pouvoir calorifique exprimé en kJ/m³ (n) relié à la masse molaire *M* exprimé en grammes par les relations approchées suivantes:

$$PCS = 6571 + 2093M \dots \dots \dots (II.2)$$

$$PCI = 4311 + 1967M \dots \dots \dots (II.3)$$

Des corrélations plus précises, s'appliquant à un hydrocarbure quelconque, ont été développées plus nouvellement. Ces corrélations sont basées sur des méthodes de contributions de groupes (Benson et al. 1969), une méthode un peu moins précise mais d'utilisation plus simple que la méthode de Benson a été proposée par Cardoso (1986).

Cette méthode consiste à généraliser une corrélation développée dans le cas des alcanes, en introduisant des termes de correction qui tiennent compte des groupements fonctionnels présents.

Dans le cas d'un constituant gazeux, cette corrélation s'écrit :

$$PCI = 198,435 + 614,924 N \text{ en KJ/mol} \dots\dots\dots (II.4)$$

Le paramètre de longueur de chaîne N est déterminé par la relation :

$$N = N_c + \sum_i \Delta Ni \dots\dots\dots (II.5)$$

Avec :

N_c : nombre d'atomes de carbone ;

ΔNi : terme de correction tenant compte de la présence de groupement fonctionnel ; les valeurs du terme de correction ΔNi ont été publiées sous forme de tables par Cardoso (1991, 1986) pour différents groupes fonctionnels.

Elle a été étendue ultérieurement au calcul des enthalpies de formation, de vaporisation et de sublimation [15].

II.3.2. La conductivité thermique

La conductivité thermique λ (souvent observée K dans les pays anglo-saxons) est exprimée par définition, capacité des matériaux à conduire la chaleur. La conductivité thermique est le flux de chaleur qui traverse la surface de l'unité pour un sujet soumis à un gradient de température égale à l'unité. La conductivité thermique s'exprime en $\mathbf{W.m^{-1}.K^{-1}}$.

La conductivité thermique dépend de:

- Nature physico-chimique de la matière .
- Nature de la phase étudiée (solide, liquide et gazeuse).
- La température .
- Orientation dans des matériaux anisotropes .

Tableau II .3: Ordre de grandeur de la conductivité thermique à température ambiante (20°C) [16].

Type de matériau	Conductivité thermique λ (W.m ⁻¹ . k ⁻¹)
Gaz à la pression atmosphérique	0.006- 0.18
Matériaux isolants	0.025- 0.25
Liquides non métalliques	0.1-1.0
Solides non métalliques	0.025- 3
Liquides métalliques	8.5- 85
Alliages métalliques	10- 150
Métaux purs	20- 400

La conductivité thermique dépend de la température lorsqu'on considère les plages étendues de température. Dans ce cas, cependant, on peut souvent considérer la différence linéaire avec T, sous la forme:

$$\lambda = \lambda_0. (1 + b. T)$$

Où: λ_0 désigne la conductivité à $T = T_0$ et b est une constante expérimentale [16].

II.3.3. Enthalpie (H)

La fonction enthalpie désignée par la lettre (H) correspond à l'énergie totale d'un système thermodynamique. Elle comprend l'énergie interne (U) du système, à laquelle est additionné le travail que ce système doit exercer contre la pression extérieure pour occuper son volume. L'enthalpie est un potentiel thermodynamique. Il s'agit d'une fonction d'état qui est une grandeur extensive.

L'enthalpie est couramment utilisée lors de l'étude des changements mettant en jeu l'énergie d'un système dans de nombreux processus chimiques, biologiques et physiques. La variation d'enthalpie correspond à la chaleur absorbée (ou dégagée), lorsque le travail n'est dû qu'aux forces de pression. Dans ce cas, la variation d'enthalpie est positive ou négative dans le cas où la chaleur est libérée. L'enthalpie (H) est définie par la relation suivante:

$$H = U + PV$$

- C'est une énergie exprimée en [Joules] ou en [calories].
- C'est aussi une fonction d'état, comme l'énergie interne.

On a déjà vu que pour une transformation infinitésimale : [17].

$$\partial U = \partial Q + \partial W$$

Or:
$$\partial U = \partial Q - P\partial V$$

$$\partial H = \partial U + \partial(PV) = \partial U + P\partial V + V\partial P$$

$$\partial H = \partial Q - P\partial V + P\partial V + V\partial P$$

Soit:

$$\partial H = \partial Q + V\partial P$$

II.3.4. Chaleur spécifique

La capacité calorifique ou thermique massique ou molaire est aussi appelée chaleur massique ou chaleur spécifique. Elle est déterminée par la quantité d'énergie à apporter par échange thermique pour élever d'un kelvin la température de l'unité de masse d'un système. C'est donc une grandeur intensive qui dépend de la masse du système étudié.

Son unité en système international est le [J/Kg. K] si elle massique ou bien [J/mol. K] si elle est molaire [17].

Étant donné que tous les matériaux changent de volume ou de pression avec le changement de la température, il est nécessaire de distinguer les températures spécifiées à pression fixe et constante. Exprimé par Cp et Cv, respectivement [15].

- **Chaleur spécifique à volume constante (Cv)**

La capacité thermique de toute chaleur Cv obtenue lorsqu'une taille fixe est exploitée uniquement pour augmenter l'énergie cinétique de molécules,

a) Pour une transformation isochore (V = cst)

$$\partial U = \partial Q \quad (\partial V = 0, \text{ donc } \partial W = 0)$$

D'où :
$$\Delta U = Q = mC_v\Delta T = Q_v$$

Ce qui donne :
$$C_v = (\partial U / \partial T)_v$$

Cv : Capacité calorifique à volume constant.

tandis que:

- **Chaleur spécifique à pression constante (C_p)**

La chaleur obtenue à pression constante de C_p est exploitée pour un travail particulier en raison de la dilatation et de la contraction du gaz, en plus de l'augmentation de l'énergie des particules et mathématiquement peut être exprimé comme suit:

b) Pour une transformation isobare ($P = \text{cst}$)

$$\partial H = \partial Q \quad \partial P = 0$$

D'où :
$$\Delta H = \Delta Q m C_p \Delta T$$

Ce qui donne :
$$C_p = (\partial H / \partial T)_p$$

C_p : Capacité calorifique à pression constante [17].

Chapitre. III:

Déshydratation du gaz

III.1. Introduction

La présence d'eau dans le gaz pose de gros problèmes pendant le fonctionnement corrosion des canalisations et des équipements et formation d'hydrates ralentissant la circulation des courants d'hydrocarbures gazeux, principale cause de blocage et de corrosion des canalisations et des équipements. La présence d'eau diminue également la valeur thermique du gaz et les spécifications commerciales du gaz, la déshydratation permettant pour d'éviter ces problèmes et de réduire le contenu en eau. La technique de traitement appropriée est la déshydratation.

III.2. Généralités sur les hydrates de gaz

Les hydrates de gaz ont été découverts par hasard à la fin du XVIIIème siècle par le chimiste anglais J. Priestley. C'est cependant qu'à partir des années 1930, où il a été mis en évidence que ces composés pouvaient se former dans les conduites de transport de gaz et les obturer, que l'intérêt scientifique qui leur était porté s'est fortement développé [18].

III.3. Les Hydrates

III.3.1. 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 quel sont les conditions d'apparition des pressions élevées et des températures basses. La cage est formée de molécules d'eau par les liaisons hydrogène, comme illustré à la figure III.1. En outre, les problèmes posés par les hydrates de gaz ressemblent à ceux de la glace, car les cristaux d'hydrates de gaz ressemblent à des cristaux de glace.

Les molécules d'eau sont généralement formées à l'état gazeux et peuvent être à l'état liquide [18,19].

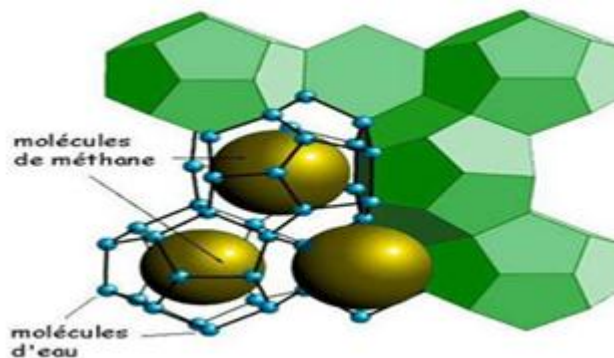


Figure III.1: Structure des hydrates de gaz [19].

III.3.2. Structures des hydrates

a- Hydrates de Structure I

Quand vous mélangez chaque les petites molécules des gaz (CH_4 , C_2H_6 et H_2S) avec de 46 molécules d'eau Aux conditions d'équilibre de pression et température de formation et de dissociation des hydrates, est formé un corps centré de structure cubique nommé structure I.

La maille élémentaire de la structure I est un cube de 12°A de diamètre , composé de 2 cavités à 12 faces pentagonales (5^{12}) et 6 cavités à 12 faces pentagonales et 2 faces hexagonale(5^1) [20,21].

b- Hydrates de structures II

les grandes molécules (C_3H_8 et $\text{i-C}_4\text{H}_{10}$) forment la structure II avec 17 molécules d'eau pour une molécule de gaz. la maille élémentaire de la structure SII est un cube de 17.3°A de diamètre, composé de 16 cavités à 12 faces pentagonales, (5^{12}) et 8 cavités à 12 faces pentagonales et 4 faces hexagonales ($5^{12}6^4$) [21].

c- Hydrates de structure H

Les grandes molécules (C_{10}H_8) présentent une configuration sphérique et forment la structure H. La maille élémentaire de la structure H est composée de 3 cavités à 12 faces pentagonales (5^{12}), 2 cavités à 3 faces carrées , 6 faces pentagonales et 3 faces hexagonales ($4^35^66^3$), 1 cavité à 12 faces pentagonales et 8 faces hexagonales ($5^{12}6^8$) [21].

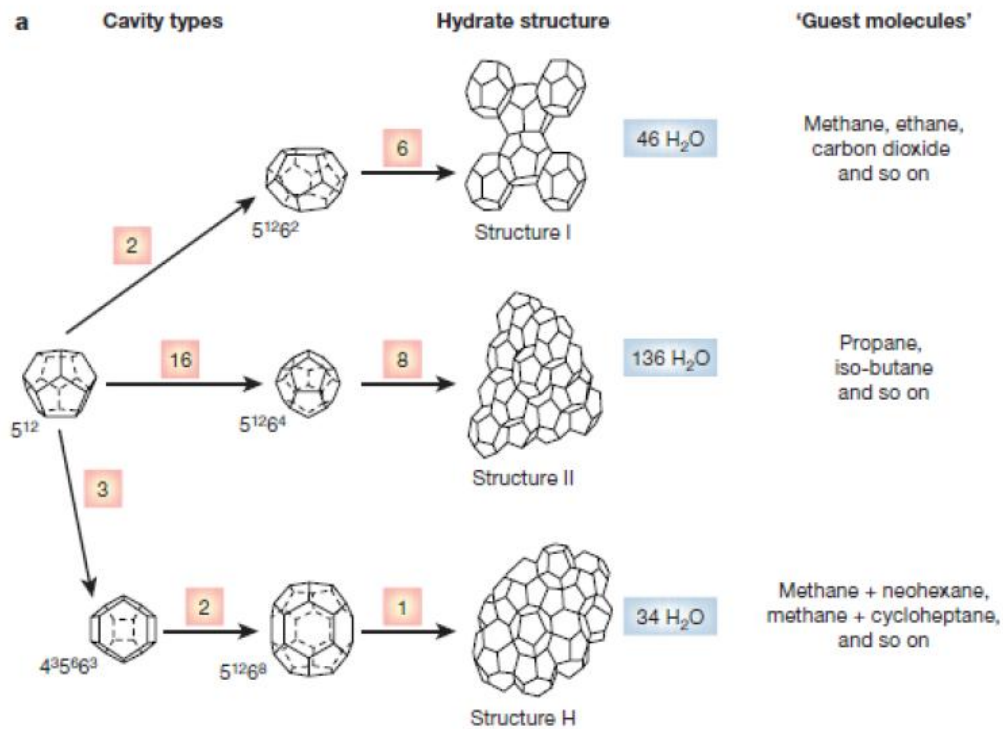


Figure III.2 : Structures des hydrates (Sloan, 2003) [22].

Le tableau III.1 résume les données cristallographiques des trois structures.

Tableau III.1 : Données cristallographiques sur les hydrates [22].

Structure d'hydrate	SI		SII		SH		
Type de cavité	5 ¹²	5 ¹² 6 ²	5 ¹²	5 ¹² 6 ⁴	5 ¹²	4 ³ 5 ⁶ 6 ³	5 ¹² 6 ⁸
Nombre de coordinations totales(z)	20	24	20	28	20	20	36
Nombre de cavité/ unités d'hydrates	2	6	16	8	3	2	2
Nombre de cavité/ nombre de molécule d'eau (V _m)	1/23	3/23	2/17	1/17	3/34	2/34	1/34
Nombre de molécules d'eau /unités d'hydrates	46		136		34		
Type du cristal	Cubique		Cubique		Hexagonale		
Taille du réseau (°A)	12		17.2		a=12.26 c=10.17		

III.3.2.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 du gaz naturel.



Figure III.3: Bouchage d'une conduite par le givrage des hydrates [23].

III.3.3.Prévention des hydrates

La formation des hydrates peut être évitée en se plaçant en dehors des conditions thermodynamiques (P-T) de leur formation. Ceci peut être réalisé en augmentant la température à une pression donnée ou en abaissant la pression à une température donnée. Si c'est impossible, 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.

III.3.3.1.Chauffages

Pour maintenir le gaz au-dessus de la température de formation des hydrates, le chauffage de la conduite est une solution particulièrement appropriée dans le cas d'une ligne de collecte de faible longueur, si le transport du gaz est effectué sur une distance relativement importante, cette méthode en général ne suffit pas ou devient d'un coût élevé. Un dispositif d'isolation des conduites est associé à un chauffage électrique d'appoint : il est assuré soit par des rubans de chauffage, soit par induction d'un courant électrique superficiel dans la conduite à chauffer.

III.3.3.2.Réductions de pression

Une baisse de pression effectuée à température constante représente un des moyens pour sortir du domaine de formation des hydrates. Toutefois, une détente du gaz s'accompagne généralement d'une baisse de température qui va à l'encontre de l'effet recherché. Une dépressurisation ne permet d'éliminer un bouchon d'hydrates que si elle est menée de manière presque isotherme, ceci implique que la conduite ne soit pas isolée et que le processus de détente soit suffisamment lent.

III.3.3.3. Utilisations d'inhibiteurs

Ce sont des produits chimiques jouant le rôle d'antigel (abaissant le point de formation d'hydrates) tels que le méthanol, le glycol ...etc.

Il est intéressant de souligner que le méthanol a un rôle préventif, c'est-à-dire, qu'il n'est, efficace que quand il est injecté avant le début de formation d'hydrates [24].

III.4. Les procédés Déshydratation

III.4. 1.Définition Déshydratation

La déshydratation consiste à éliminer les molécules d'eau présentes dans les gaz et à l'état liquide ou dans les vapeurs, en utilisant des moyens physiques ou chimiques comme catalyseurs afin d'éviter les problèmes suivants:

- Le risque de corrosion et d'obstruction des conduites (surtout en présence de gaz acides tels que le CO_2 et le H_2S).
- Le risque d'hydrates provoquant le bouchage des canalisations et des installations de production et de transport.
- Manque de débit d'hydrocarbures et diminution de la pression.
- Le risque de rigidité dans les processus réfrigérés.
- faible valeur thermique du gaz [14].

III.4. 2.Le Principes 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, cela implique corrosion si le gaz contient des composants acides pour éviter ces phénomènes, il convient de réduire la teneur en eau du gaz naturel, utiliser des techniques de traitement appropriées [14].

III.4. 3. Différents procédés Déshydratation

Le procédés de déshydratation du gaz naturel contient différents types des procédés les principaux procédés de déshydratation utilisés sont:

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

III.4. 3.1. Séchage par refroidissement ou compression

La teneur en eau saturée du gaz baisse avec la montée de la pression ou la baisse de la température. Les gaz chauds saturés en eau peuvent être facilement séchés par refroidissement direct ou par compression suivi d'un refroidissement.

III.4. 3.2. Séchage par absorption

Le séchage des gaz est assuré dans ce cas par lavage à contre courant avec un solvant présentant une forte affinité pour l'eau, ce solvant est un glycol. Le gaz déshydraté sort en tête de colonne, le glycol sort en fond, et régénéré par distillation et recyclé.

III.4. 3.3. Déshydratation par membrane

Il n'existe pas à l'heure actuelle de procédé industriel de déshydratation par membrane. La déshydratation par membrane permet de séparer des mélanges gazeux par transfert sélectif, sous l'effet de différences de pression, à travers une couche mince et continue d'un polymère sélectif. Le perméateur est donc alimenté par le mélange gazeux à séparer sous haute pression (plusieurs dizaines de bars). Le retentât est récupéré à une pression égale (aux pertes de charge près) à celle de l'alimentation, le perméat est lui récupéré à une pression très inférieure à celle de l'alimentation, ce transfert basé sur la théorie de la diffusion.

III.4. 3.4. Déshydratation par Adsorption

L'adsorption est un phénomène de surface qui correspond à la fixation des molécules d'un fluide à la surface d'un solide. Lorsque les molécules gazeuses sont en contact avec une surface solide, la vapeur d'eau dissoute dans le gaz est d'abord condensée dans les pores puis maintenue à la surface des pores par des forces qui dépendent des réactions ou des interactions physiques [24].

III.4. 4. Déshydratation par l'adsorption

III.4. 4. 1. Définition l'adsorption

Le terme adsorption a été utilisé pour la première fois par Kayser (1881) [ROUQUEROL et collab. 1999] pour décrire l'adsorption est le phénomène de condensation de gaz à la surface, contrairement à l'absorption, il s'agit d'un phénomène dans lequel la molécule de gaz est connectée à la surface de l'acier. Sans interaction, par conséquent, l'adsorption est connue comme un processus au cours duquel des particules liquides (gaz, liquide) ou l'acier (adsorbé) sur une surface solide (adsorbants). D'autre part, en fonction de la nature et de l'intensité des forces de liaison concernées [25].

III.4. 5.Principe de l'adsorption

Quand un fluide riche en composés adsorbables entre en contact avec un adsorbant solide ce dernier attire et fixe les composés sur la surface suivant la nature des forces mises en jeu . L'adsorption sera dite chimique ou physique [26].

- **L'adsorption physique :**

L'adsorption physique ou physisorption implique des liens faibles, du type de forces Van der Waal, semblable à ceux impliqués dans la monétisation, ça arrive bien avant que le gaz atteigne une pression égale à la pression de la vapeur de saturation, les températures sont très basses et proches du point d'ébullition au stade absorbé, sont dans Le dépôt de vapeur réversible général peut être comparé à un mur froid. L'équilibre est obtenu lorsque les taux d'évaporation et de condensation sont égaux. Adsorption physique Alors préférez une température basse [27].

- **La chimisorption:**

Dans d'autres cas, l'adsorption implique des énergies de liaison importantes. On parle puis adsorption chimique ou chimisorption. L'adsorption chimique est accompagnée de un changement profond dans la distribution des charges électroniques des molécules adsorbées Les forces impliquées sont du même type que celles impliquées dans l'entraînement liaisons chimiques. Souvent irréversible (ou à peine réversible) et génère un couche mono-moléculaire [27].

Tableau III.2: Comparaison entre l'adsorption physique et l'adsorption chimique [28].

Propriétés	Adsorption physique	Adsorption chimique
Types de liaison	Liaison de Van Der Waals	Liaison chimique
Température du processus	Relativement faible comparé à la température d'ébullition de l'adsorbât	Plus élevée que la température d'ébullition de l'adsorbât
Désorption	Facile	Difficile
Cinétique	Rapide, indépendant de la Température	Très lente
Chaleur d'adsorption	Inférieur à 10kcal/mol	Supérieur à 10 kcal/mol
Energie mise en jeu	Faible	Elevée
Type de formation	Formation en multicouche et monocouche	Formation en monocouche

III.4. 6. Types d'adsorbant

La plupart des adsorbants industriels sont capables d'adsorber des gaz ou des liquides organiques ou inorganiques, mais leurs propriétés d'adsorption rendent chacun d'eux plus ou moins spécifique à une application spécifique. Dans l'industrie du traitement du gaz, il existe différents types d'adsorbants à savoir [29].

- **Les selica gel (SiO_2NH_2)**

Ce sont des matériaux amorphes très actifs avec une structure solide, granulaire et très poreuse disponible sous forme de poudre ou céréales, généralement utilisées pour l'air sec. Facile à renouveler et adsorption lourde d'hydrocarbures. Ils sont sensibles à l'eau liquide [23,29].

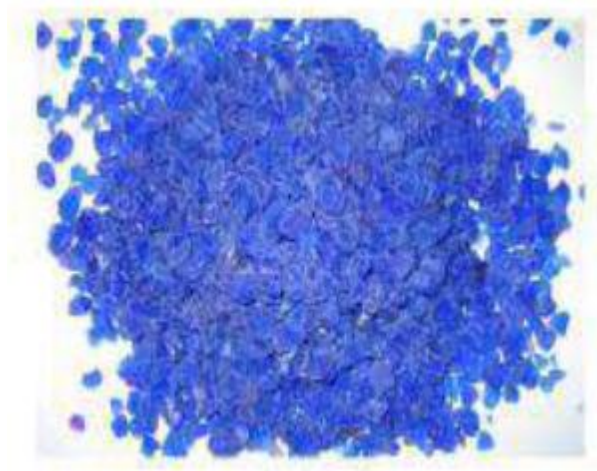


Figure III.4: Les selica gel (SiO_2NH_2) [30].

Tableau III.3: Principales propriétés du silica gel [27].

Taille des particules	De 1 à 6 mm
Masse Volumique globale	1.1 g / cm ³
Chaleur spécifique	0.25
Volumes des pores	0.37 cm ³ /g
Surfaces spécifique	700 m ² /g
Diamètres moyens des pores	21 °A

- **Le tamis moléculaire**

Ce sont des cristaux minéraux de zéolite en aluminosilicate qui nécessitent une régénération à très haute température. Largement utilisé dans le domaine de la déshydratation du gaz naturel [29].



Figure III.5: Des tamis moléculaire [30].

Tableau III.4: Principales propriétés des tamis moléculaire [27].

Désignation	3A	4A	5A	10A	15x
Nature du cation	potassium	Sodium	calcium	calcium	Sodium
Taille des particules	poudre cristalline 0.6 à 5μ				
	Granules cylindriques 1.6 et 3.2mm				
Masse volumique globale g/cm ³	0.75	0.7	0.7	0.6	0.6
Chaleur spécifique a 40 C	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19
Volume des cavités cm ³ /g	0.28	0.28	0.28	0.35	0.35
Surface interne m ² /g				700 à 800	
Surface externe m ² /g				3 à 10	
Diamètres effectif des pores(A°)	3	4.2	5	8	10

- **Charbon actif**

Le charbon actif ou charbon activé est un matériau constitué essentiellement de matière carbonée à structure poreuse. On appelle charbon actif tout charbon ayant subi une préparation particulière et qui, de ce fait, possède à un haut degré la propriété de fixer et de retenir les fluides amenés à son contact. Il s'agit d'une structure amorphe composée principalement d'atomes de carbone, généralement obtenue après une étape de carbonisation à haute température en absence d'air, présentant une très grande surface spécifique qui lui confère un fort pouvoir adsorbant. Il est suivi par une activation par la vapeur d'eau à haute température, de chlorure de zinc, chlorure de magnésium ou de l'acide phosphorique. D'une manière générale, l'activation se fait par l'élimination, par un traitement chimique et thermique des substances bloquant des pores et créant ainsi de nouveaux pores et donc sa surface spécifique est augmentée [27].

Tableau III.5: Principales propriétés du charbon actif [27].

Taille des particules	De 1 à 6 mm
Masse Volumique globale	0.7 g / cm ³
Chaleur spécifique	0.3
Volumes des pores	0.6 cm ³ /g
Surfaces spécifique	100 m ² /g
Diamètres moyens des pores	24 Å°

La température d'utilisation ne doit pas dépasser 150 C. [27]

- **Les alumines actives(Al₂O₃)**

L'alumine activée permet d'obtenir une grande pureté dans les gaz traités et la teneur en eau le résidu peut être pour ppm. Les hydrocarbures lourds sont adsorbés mais ne peuvent pas être ensuite désorbés au cours de la régénération. De ce fait, le gaz traité doit être sec ou dégazoliné [27].

Figure III.6: De alumine active (Al₂O₃) [30].Tableau III.6: Principales propriétés de alumine active (Al₂O₃) [27].

Taille des particules	De 0.8 à 12 mm
Masse Volumique globale	1 g / cm ³
Chaleur spécifique	0.21
Volumes des pores	0.35 cm ³ /g
Surfaces spécifique	290 m ² /g
Diamètres moyens des pores	48 Å°

III.4. 8.la composition chimique de tamis moléculaires

La composition typique du tamis moléculaire UOP UI 94 est donnée dans le tableau III.7

Tableau III.7: Composition chimique du tamis UOP UI 94 [31].

Composition	Al ₂ O ₃	SiO ₂	Na ₂ O	K ₂ O	CaO	MgO	Fe ₂ O	TiO ₂	P ₂ O ₅
UOP UI-94 1/8" (% mass)	36-35	47-46	16-15	<1	<1	<0.5	<1	<0.5	<0.5

III.4.9.Caractéristiques des adsorbants

Caractéristiques des adsorbants:

Un adsorbant doit avoir les caractéristiques suivantes:

- grande capacité d'adsorption.
- L'adsorption est réversible à la régénération de l'adsorbant.
- Bonnes propriétés mécaniques (résistance à l'écrasement).
- inactivité chimique.
- Densité élevée (occupe un volume faible dans la colonne).
- Pas d'effet de dilatation de volume avec la température.
- Faible dégradation des performances en fonction de la durée de service [26].

III.4. 10.La désorption

La désorption est l'opération inverse de l'adsorption, elle peut être effectuée par différentes méthodes :

- Abaissement de la pression.
- Balayage par un gaz inerte, ou par du gaz traité, pour abaisser la pression partielle du constituant à désorber.
- Chauffage pour accélérer la désorption mais suivant une procédure évitant les chocs thermiques.
- Densité élevée (occupe un volume faible dans la colonne).
- Pas d'effet de dilatation de volume avec la température.
- Faible dégradation des performances en fonction de la durée de service [26].

III.4. 11. Mécanisme l'adsorption

Au cours de l'adsorption d'une espèce sur un solide, le transfert de masse des molécules se fait de la phase fluide vers le centre de l'adsorbant telle que C.-à-d. ; ce processus s'opère au sein d'un grain d'adsorbant en plusieurs étapes [32].

- **1^{ère} étape** (la diffusion externe) : le transfert des molécules de soluté de la phase liquide externe vers la phase liquide liée à la particule solide (par diffusion et par convection).
- **2^{ème} étape** (la diffusion interne) : le transfert du soluté à travers le film liquide vers la surface externe de l'adsorbant (caractérisé par le coefficient de transfert K_f) [33].
- **3^{ème} étape** Diffusion de surface : pour certains adsorbants, il peut exister également une contribution de la diffusion des molécules adsorbées le long des surfaces des pores à l'échelle d'un grain d'adsorbant [32].
- **4^{ème} étape** : l'adsorption [33].

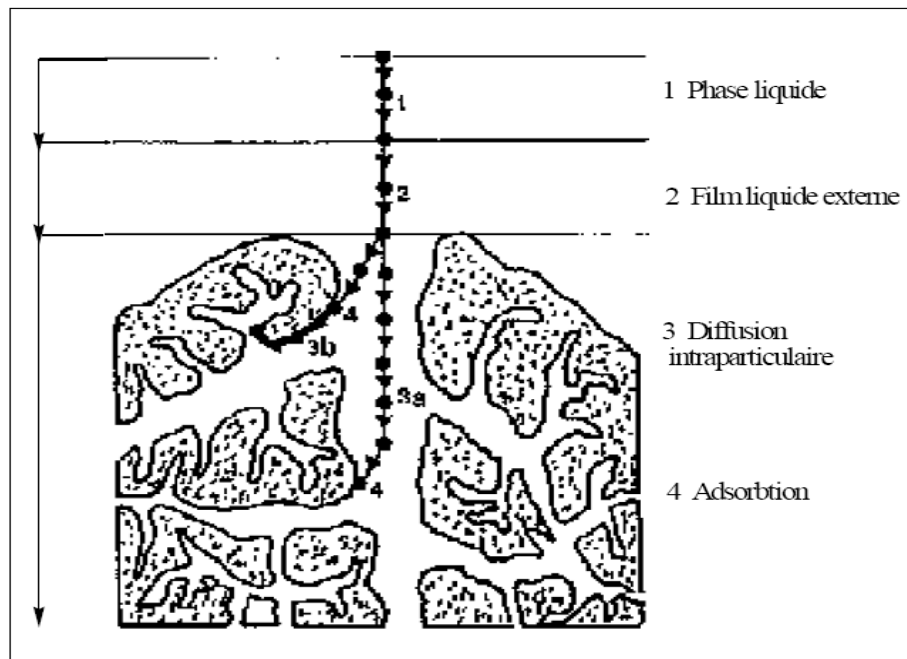


Figure III.7: Différentes étapes de transfert d'un soluté lors de son adsorption sur un matériau microporeux; d'après WEBER et SMITH [in De Laat, 1988] [33].

IV.4. 12. Concept de la zone de transfert de masse

Un autre facteur important pour l'analyse d'un adsorbant est son comportement dynamique. Ces analyses se font à l'aide de courbes de percée (« Break through Curve » en anglais). Ces courbes (Figure III.9) représentent la concentration à la sortie d'une espèce d'intérêt d'un mélange gazeux qui traverse une colonne d'adsorption remplie d'un adsorbant donné (le lit) en fonction du

temps, à partir du moment où le gaz pénètre dans le lit. La courbe de percée illustrée dans la (Figure III.9) s'explique de la façon suivante.

L'adsorbat (un mélange de gaz) pénètre dans la colonne d'adsorption par le bas. Tant que l'espèce chimique suivie est absorbée dans le lit, sa concentration à la sortie est nulle (de $t = 0$ à $t = t_1$). Au fur et à mesure que le temps progresse, la capacité d'adsorption dans la zone inférieure de la colonne diminue. Une fois l'adsorbant saturé, le processus d'adsorption cesse. La zone saturée est indiquée en gris foncé dans les colonnes d'adsorption de la (Figure III.9). La zone où l'adsorption continue à se produire est la zone de transfert de masse (ZTM), indiquée en gris pâle sur la (Figure III.9).

La percée de l'adsorbat à travers la colonne se produit lorsque la ZTM a migré complètement à travers de la colonne (colonne 3 de la Figure III.9). À ce moment l'adsorbant est saturé et ne peut plus adsorber d'espèces chimiques.

La concentration de l'espèce suivie à la sortie de l'adsorbeur correspond alors à sa concentration à l'entrée, (colonne 4 de la Figure III.9), et la colonne devient inerte. Les courbes de percée permettent ainsi de quantifier la cinétique d'adsorption.

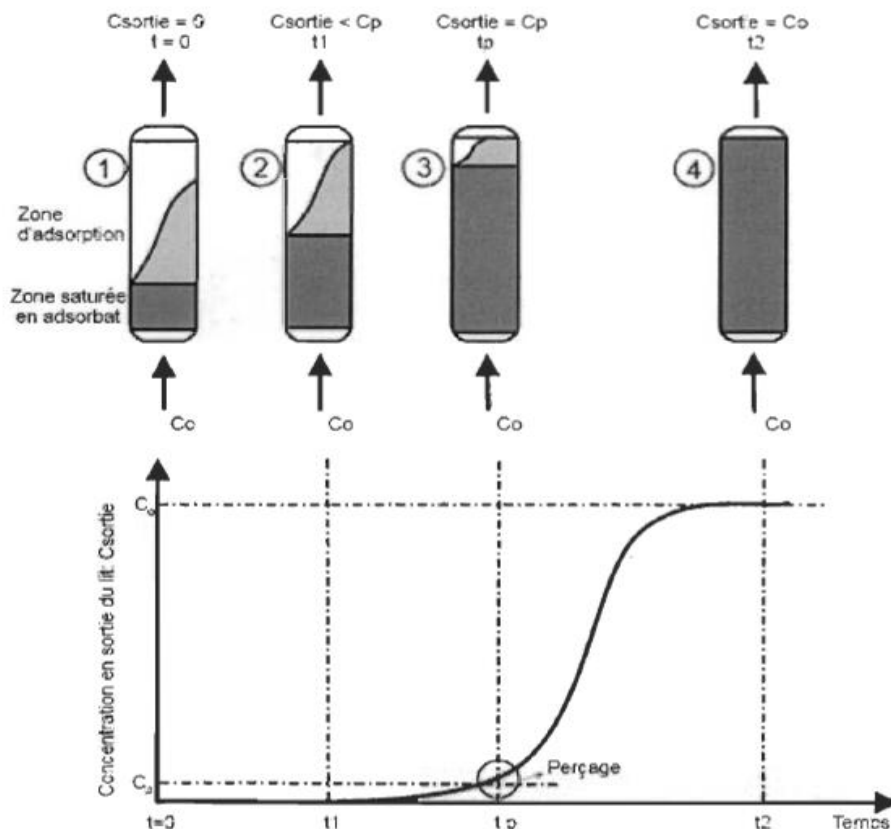


Figure III.8: Cinétique de l'adsorption: courbe de percée pour un lit fixe (« break through curve ») [34].

C_{sortie} est la concentration de l'espèce chimique suivie à la sortie de la colonne, C_o est sa concentration à l'entrée. C_p est sa concentration lorsque la zone de transfert de masse atteint la

sortie de la colonne, et correspond à la concentration maximale tolérée (perçage) avant qu'une régénération de la colonne soit nécessaire pour qu'elle demeure active [34].

IV.4.13 .Avantages et inconvénients de la déshydratation par adsorption

Par rapport aux autres procédés de déshydratation, les unités de déshydratation par adsorption présentent les avantages suivants :

- insensibilité du dessiccant aux variations modérées de température, de débit ou de pression du gaz.
- simplicité de fonctionnement et de conception des unités.
- non corrosif et non toxique.
- pertes de charge modérées

Le procédé présente les inconvénients suivants :

- coût initial important.
- besoins calorifiques pour la régénération relativement importants.

êtres de performances et d'efficacité avec le temps d'où nécessité de procéder à des changements [31].

IV.4.14 .Schéma simple de unité de déshydratation du gaz naturel

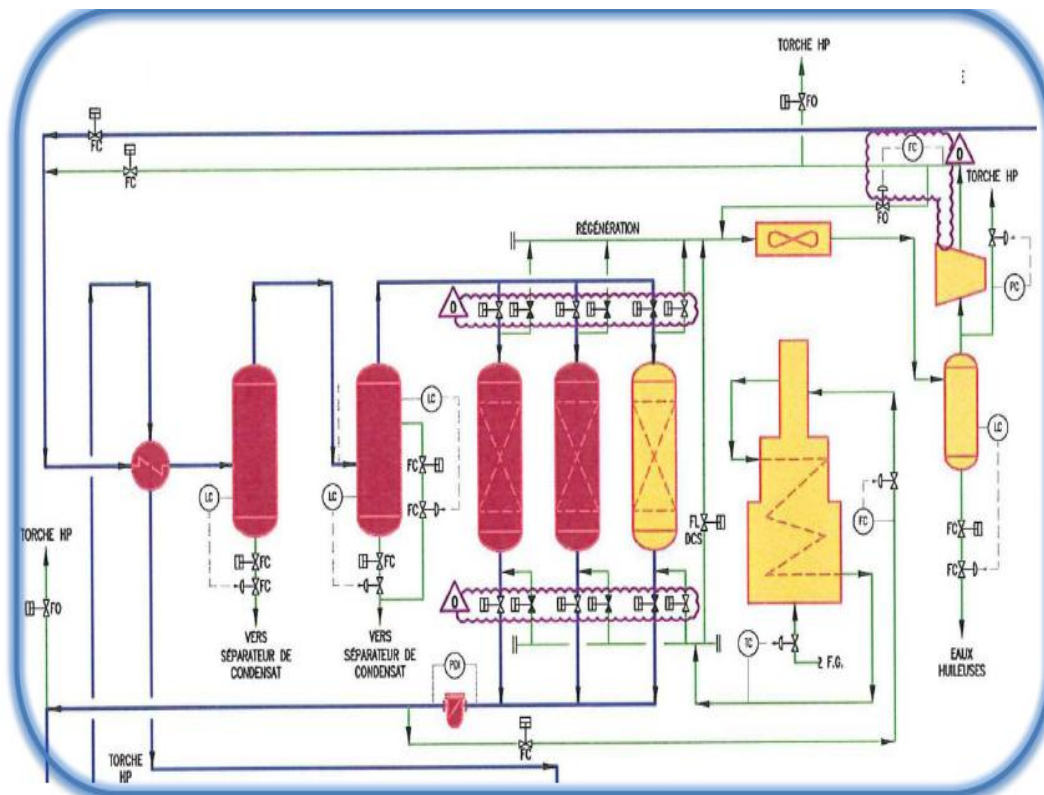


Figure III.9: Schéma de unité de déshydratation du gaz naturel [31].

Chapitre IV:

Représentation de La région Rhourde-Nouss (RNS)

IV. Représentation de La région Rhourde-Nouss (RNS)

IV.1.Situation géographique

La région de Rhourde- Nouss fait partie de la Willaya d'ILLIZI. Elle est située à 350 Km au Sud/Sud-est de OUARGLA, à 1200 Km au Sud/Sud-est d'ALGER et à 270 Km au Sud/Sud-est de HASSI MESSAOUD. Elle est reliée à la route nationale N3 (OUARGLA-ILLIZI) par une bretelle de 30km goudronnée.

- La Direction Régionale de RHOURE-NOUSS se trouve a la lisière de l'ERG ORIENTAL avec une alternance de HAMADA (ou GASSI) et d'ERG (ou SIOUF) de direction généralement Nord/Sud.
- L'altitude moyenne est située à 275m par rapport au niveau de la mer.
- Son climat est désertique (sec avec un très faible taux d'humidité).
- Ecart important de température entre l'hiver et l'été (-5°C à 50°C).
- Elle enregistre une pluviométrie très faible (2 à 4 mm/an).
- Terrain accidenté vu la position de la région (limite de l'erg oriental).
- Fréquence importante des vents de sable.

La région de RHOURE NOUSS est composée de plusieurs champs (Gisements) sur un rayon de 100 Km par rapport au siège de la direction régionale qui est située dans le champ de RHOURE-NOUSS centre.

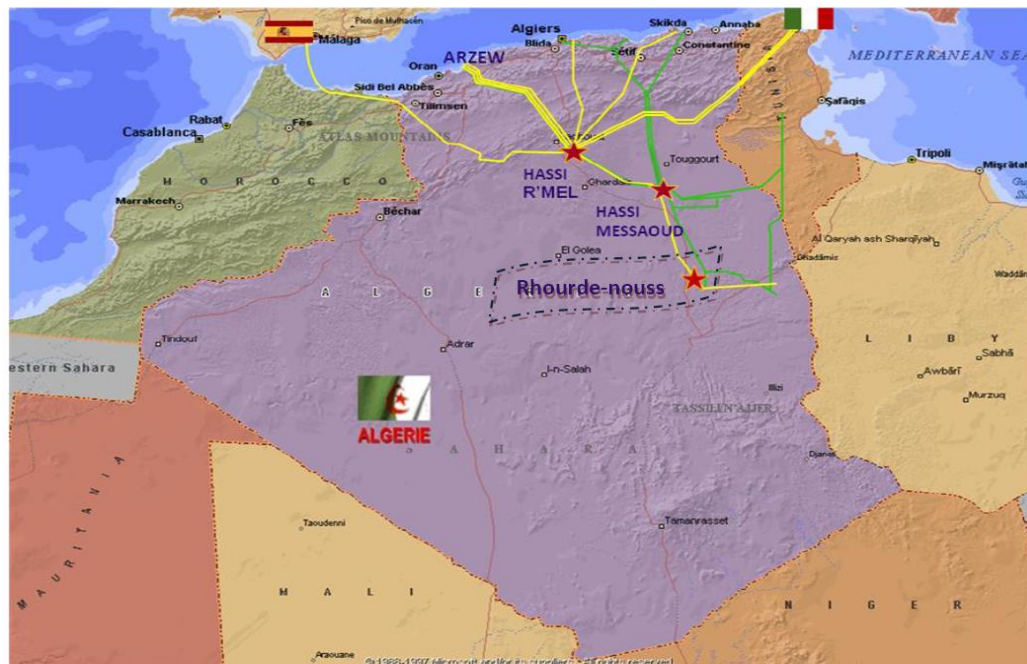


Figure IV.1: Situation géographique de la région RHOURE NOUSS.

IV.2.Description des champs de RHOURE-NOUSS

Les principaux champs mis en exploitation sont :

- RHOURE-NOUSS centre.
- RHOURE-NOUSS Nord-est.
- RHOURE-NOUSS sud-est.
- RHOURE-NOUSS sud-ouest.
- RHOURE-CHOUFF.
- RHOURE-ADRA.
- RHOURE-HAMRA.
- HAMRA.

D'autres champs, de moindre importance, ont été découverts et seront développés dans le futur, il s'agit de :

- Champ de Rhourde-Hamra Sud-est
- Champ de Mouilah
- Champ de Meksem
- Champ de Draa Allal
- Champ d 'Elketaia
- Champ de Rhourde Adra Sud-est

IV.3.Description du complexe de RHOURE-NOUSS

1V.3.1.Charge et produits

La capacité globale de RHOURE NOUSS est portée à :

Gaz brut : 51 millions sm^3/j . Commercialisation : 20 millions sm^3/j .

Réinjection : 75% environ, soit GPL : 3986 T/j.

32 millions SM^3/j gaz sec.

Condensât : 5000 T/j. Pétrole brut : 500T/j.

1V.3.2.Réseaux collectes

Cette production est assurée par un certain nombre de puits producteurs et injecteurs de gaz, un ensemble de collectes et manifolds.

- Puits producteurs de gaz : 76.
- Puits injecteurs de gaz : 36.
- Puits d'huile : 16.
- Collectes : 780 Km (diamètre de 4 a20").
- Manifolds : 37.

IV.4.organigramme de la direction régionale de rhourde nouss

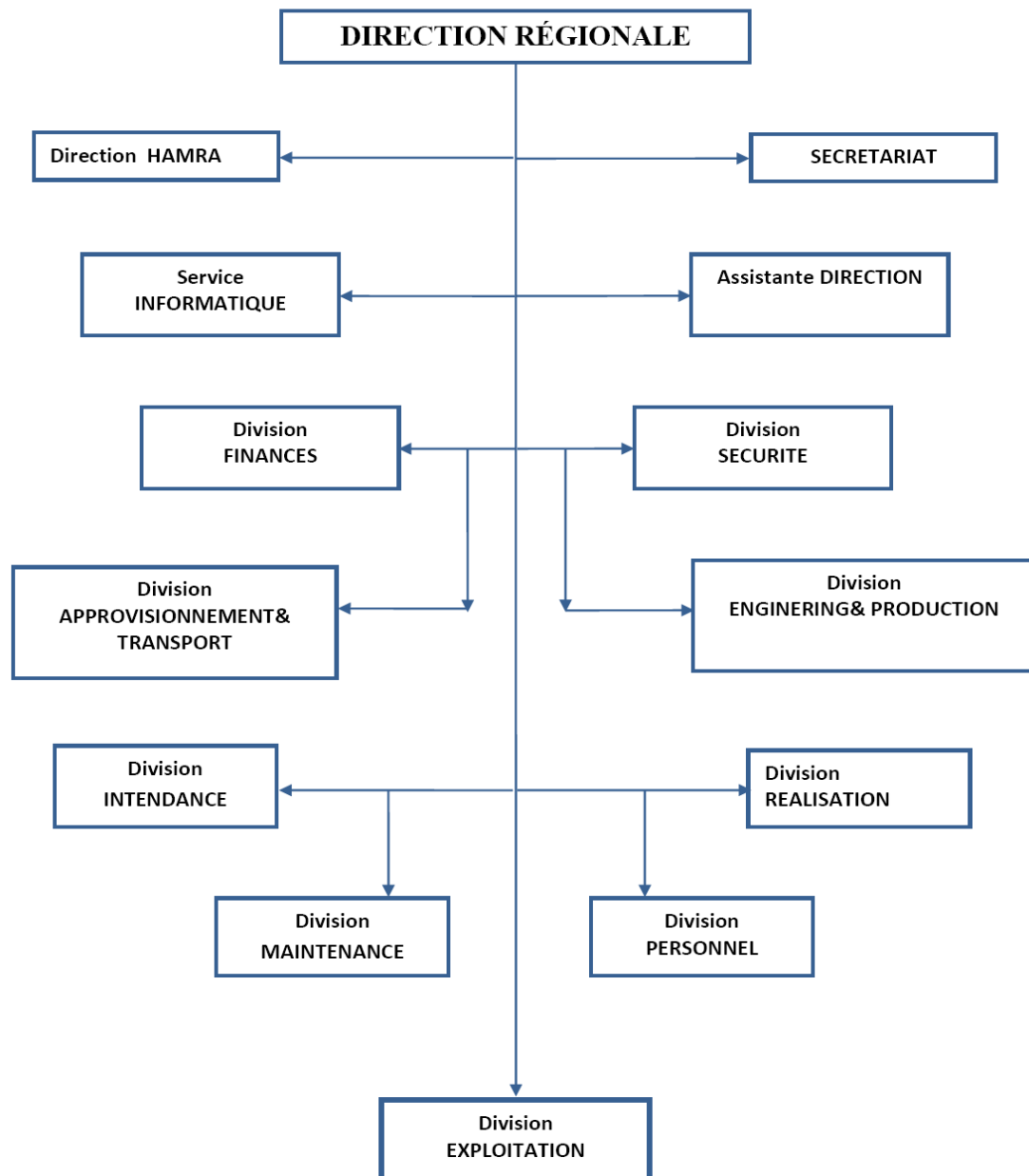


Figure IV.2: L'organigramme de la région de Rhourde-Nouss.

IV .5. Division d'exploitation

Cette division est structurée comme suit

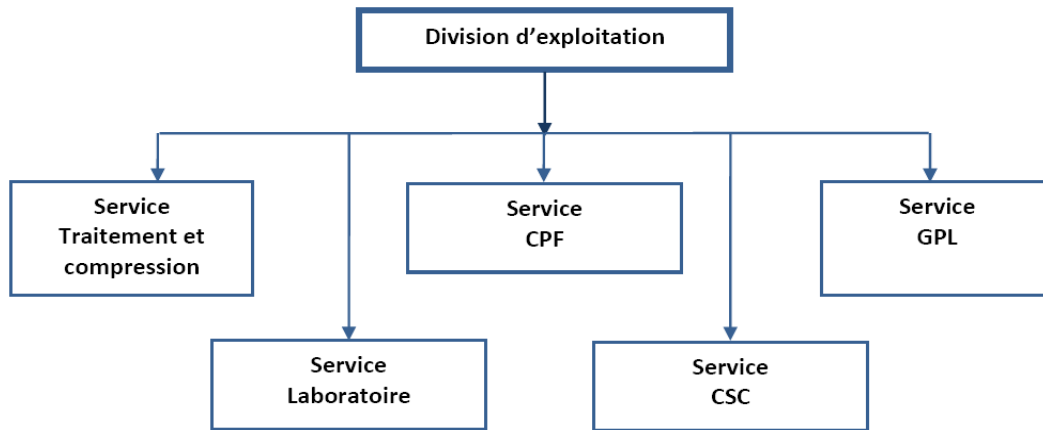


Figure IV.3: L'organigramme de la division d'exploitation.

IV.6.Présentation les différents complexes de la région

La région de RHOUD NOUSS est à vocation principalement gazière. Elle est dotée de :

La phase A : production de 50 million sm^3/j de gaz.

La phase B: Traitement de 30 million sm^3/j pour récupérer le GPL, et les traces du condensât.

CSC : Un centre de compression et de séparation pour la production d'huile.

CPF (Quartzite de Hamra) : Traitement de 10 million sm^3/j de gaz.

IV.6.1.La phase A

Le complexe de la phase A est composé de quatre trains identique, qui font la séparation et le traitement du gaz brut venant des puits producteurs, chacun comporte un ensemble d'équipements (ballons séparateur, échangeurs, sécheurs) dans le but de : Réaliser une bonne séparation afin de récupérer le maximum du condensât (C_{5+}), assurer la compression du gaz (partie HP) vers la phase B et le recyclage du gaz sec traité (C_1 et C_2) vers la réinjection et l'expédition. Le cinquième train (U-70) fait seulement le traitement du gaz brut. L'usine existante traite actuellement une charge de 43 million sm^3/j de gaz brut avec une production de 2600 t/j du condensât.

IV.6.2.Phase B

Les installations de cette usine sont conçues pour récupérer le GPL contenus dans le gaz de vente produit par l'usine (phase A). Le GPL produit est envoyé dans un pipeline vers HAOUDH ELHAMRA (HEH), le condensat résultant du fractionnement est renvoyé vers stockage dans la phase A, et le gaz résiduaire est aussi renvoyé aux installations de la phase A pour être dirigé vers la vente ou la réinjection.

IV.6.3.Description Usine Le Centre de Séparation et de Compression CSC

Le Centre de Séparation et de Compression (CSC) a pour but de séparer l'huile, l'eau et le gaz provenant des 33 puits. Ils sont regroupés suivant leur niveau de pression et sont connectés à trois séparateurs pour séparer le gaz et le condensat. Les gaz provenant de la ligne de tête des trois séparateurs de différentes pressions (MP, BP, TBP) sont comprimés dans le système de compression pour obtenir la pression de batterie à l'usine de gaz Rhourde Nouss, qui est de 83 bars où ils sont acheminés. Les bruts récupérés au séparateur TBP sont expédiés au dessaleur de brut, et puis sont envoyé vers la colonne de stabilisation ; après le traitement, le brut dessalé et stabilisé provenant de la colonne est stocké dans le bac de stockage de brut avant son expédition vers HAOUDH ELHAMRA (HEH).. L'objectif prioritaire de cette installation est la production d'huile.

La capacité journalière du (CSC) d'après le design est de $1000 \text{ m}^3/\text{jour}$ pour le brut et de 8.7 MMSCMD pour le gaz.

IV.6.4 .Centre de Performance et de Facilites de Quartzite de Hamra CPF(QH)

La nouvelle installation de traitement de Quartzite de Hamra (QH) est conçue pour traiter 11 millions Sm^3/jour de gaz (base sèche) provenant de 33 puits de production dans quatre (4) champs, dans la région de RHOURE-NOUSS. L'usine a une production nominale de 10 millions Sm^3/jour et produit du gaz résiduaire sec ayant un pouvoir calorifique supérieur (PCS) entre 9 800 et 9 900 Kcal/ Sm^3 et un contenu de CO_2 inférieur à 2,0 % molaire. Le gaz d'exportation est envoyé vers le gazoduc GR4 du réseau de transport TRC.

- Condensat non stabilisé à diriger vers la phase A.
- Gaz (associé) lourd à diriger vers la phase A.
- Le dioxyde de carbone CO_2 dirigé vers l'incinérateur.

IV.6.5. Schéma simplifié du phase A et B ; CSC ; CPF

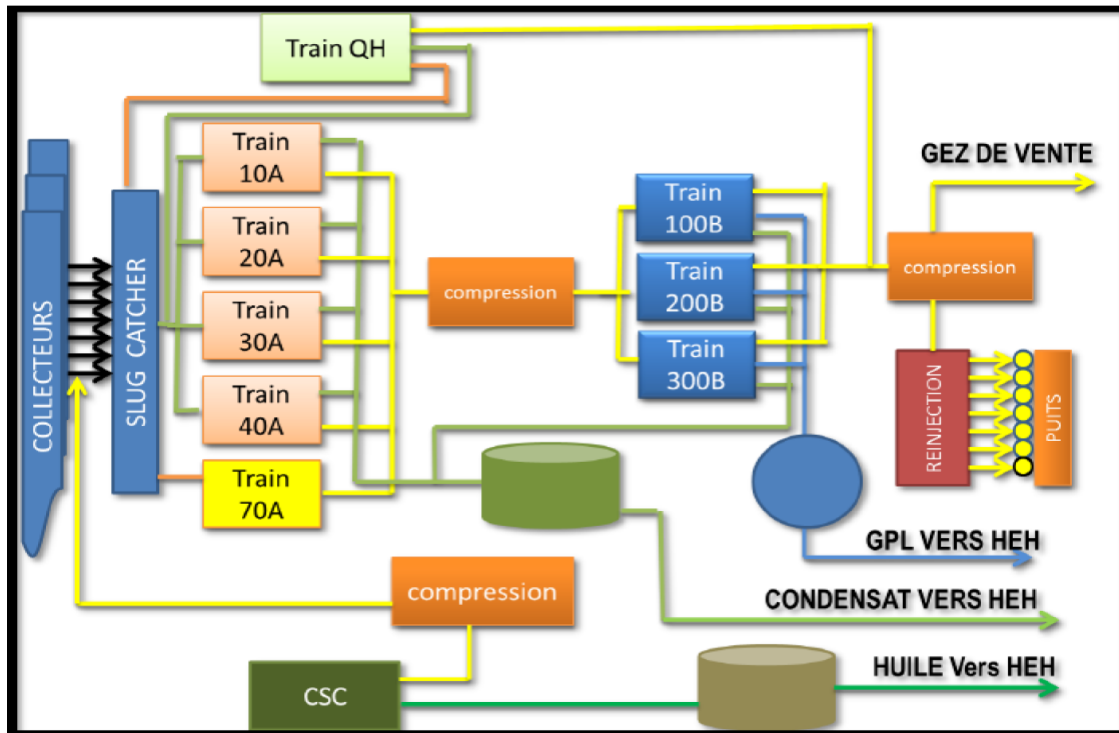


Figure IV.4: Schéma simplifié du phase A et B ; CSC ; CPF.

IV.7. Description générale de Centre de Performance et de Facilités (CPF) Quartzite de Hamra (QH):



Figure IV.5: Centre de Performance et de Facilités CPF.

IV.7. 1.Charge traitée l'usine du Centre de Performance et de Facilités (CPF)

La composition du gaz brut traité au niveau du CPF est donnée par le tableau I.2

Tableau I.1 : La charge traitée au niveau du CPF.

Element	N ₂	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅
Fraction molaire	0.0051	0.0842	0.7927	0.0501	0.0193	0.0064	0.0065	0.0041
Element	nC ₅	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀	C ₁₁	C ₁₂₊
Fraction molaire	0.0021	0.0044	0.0045	0.003	0.0034	0.0027	0.0019	0.0096

IV.7. 2.schéma bloc du Centre de Performance et de Facilités(CPF)

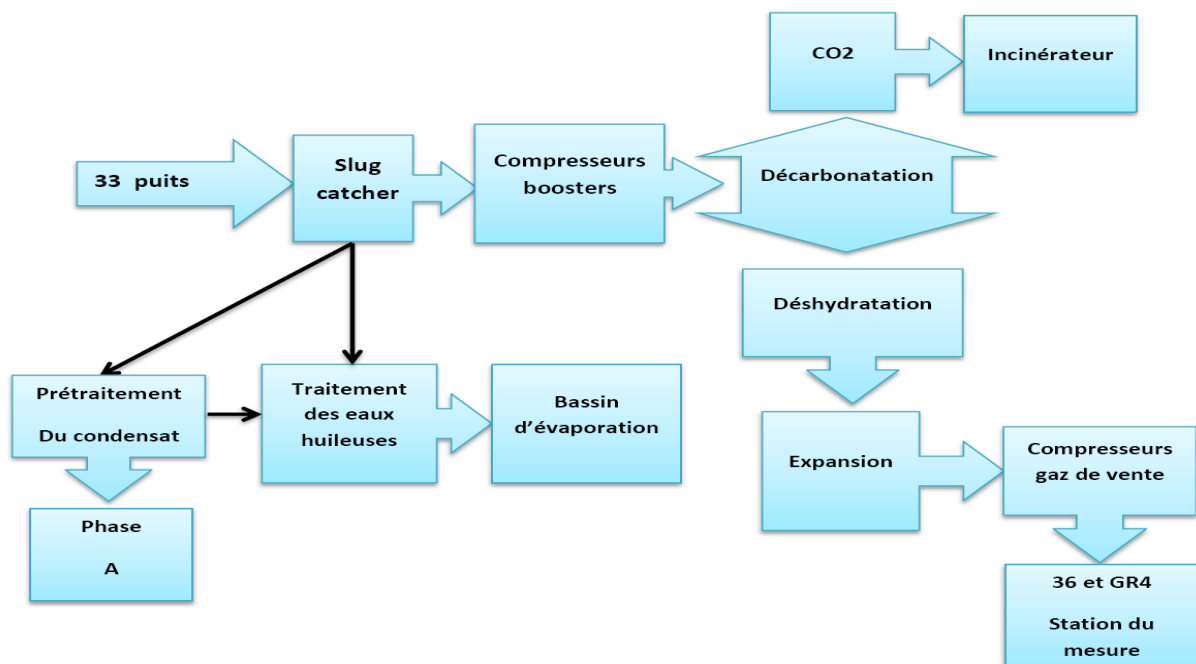


Figure IV. 6: Schéma bloc du CPF.

IV.7. 3.Description générale de Centre de Performance et de Facilités CPF Quartzite de Hamra (QH)

Le gaz brut à l'entrée de l'usine passe d'abord par une unité de séparation multiphasique (slug catcher). Le système est composé de deux ballons de séparations, il est conçu pour produire une séparation primaire (Gaz, hydrocarbures liquides et eau) et les produits sont envoyés séparément tel que la phase aqueuse est envoyée vers le système de traitement des eaux huileuses, le condensat d'hydrocarbures est envoyé vers le ballon séparateur du condensat et le gaz est éjecté vers l'unité de booster. Le gaz lourd récupéré dans le séparateur du condensat est envoyé vers une unité existante (phase A) et le condensat vers l'unité de prétraitement de condensat ainsi l'eau récupérée est acheminée vers l'unité de traitement des eaux huileuse. Le gaz humide séparé dans le Slug Catcher est envoyé dans le collecteur d'aspiration commun qui alimente les deux (2) compresseurs booster en parallèle. Les compresseurs sont entraînés par des turbines à gaz afin d'augmenter la pression du gaz de 40 barg (aspiration) à 83 barg.

Le gaz refoulé par les compresseurs boosters est refroidi par les aéroréfrigérateurs puis envoyé vers l'unité de décarbonatation. L'unité de décarbonatation est installée après l'unité de booster pour diminuer la concentration de CO_2 contenu dans le gaz (de 8,45% jusqu'à moins de 2 %). Ensuite le gaz décarbonaté est envoyé vers une unité de déshydratation, d'où elle est effectuée sur les trois sécheurs à tamis moléculaire en parallèle pour enlever l'eau du gaz afin de rencontrer la spécification de 0.1 ppm, tel que deux sécheurs en adsorption et l'autre en régénération. Le gaz en provenance de l'unité de déshydratation est détendu par turbo-expander ou la vanne Joule-Thomson, la détente permet de refroidir et de condenser la fraction lourde du gaz. Maintenant le gaz qui provient de l'unité d'expansion est sec et décarbonaté à une pression de 67 barg et à une température de 55 °C, est envoyé dans un collecteur d'aspiration commun qui alimente deux compresseurs parallèles de gaz de vente. Les trains de gaz de vente comprennent des ballons d'aspiration, des compresseurs de gaz de vente qui sont entraînés avec des turbines à régime variable et des aéroréfrigérateurs pour refroidir le gaz avant l'expédition.

IV.7. 4.Schéma du procédé simplifié Centre de Performance et de Facilites (CPF)

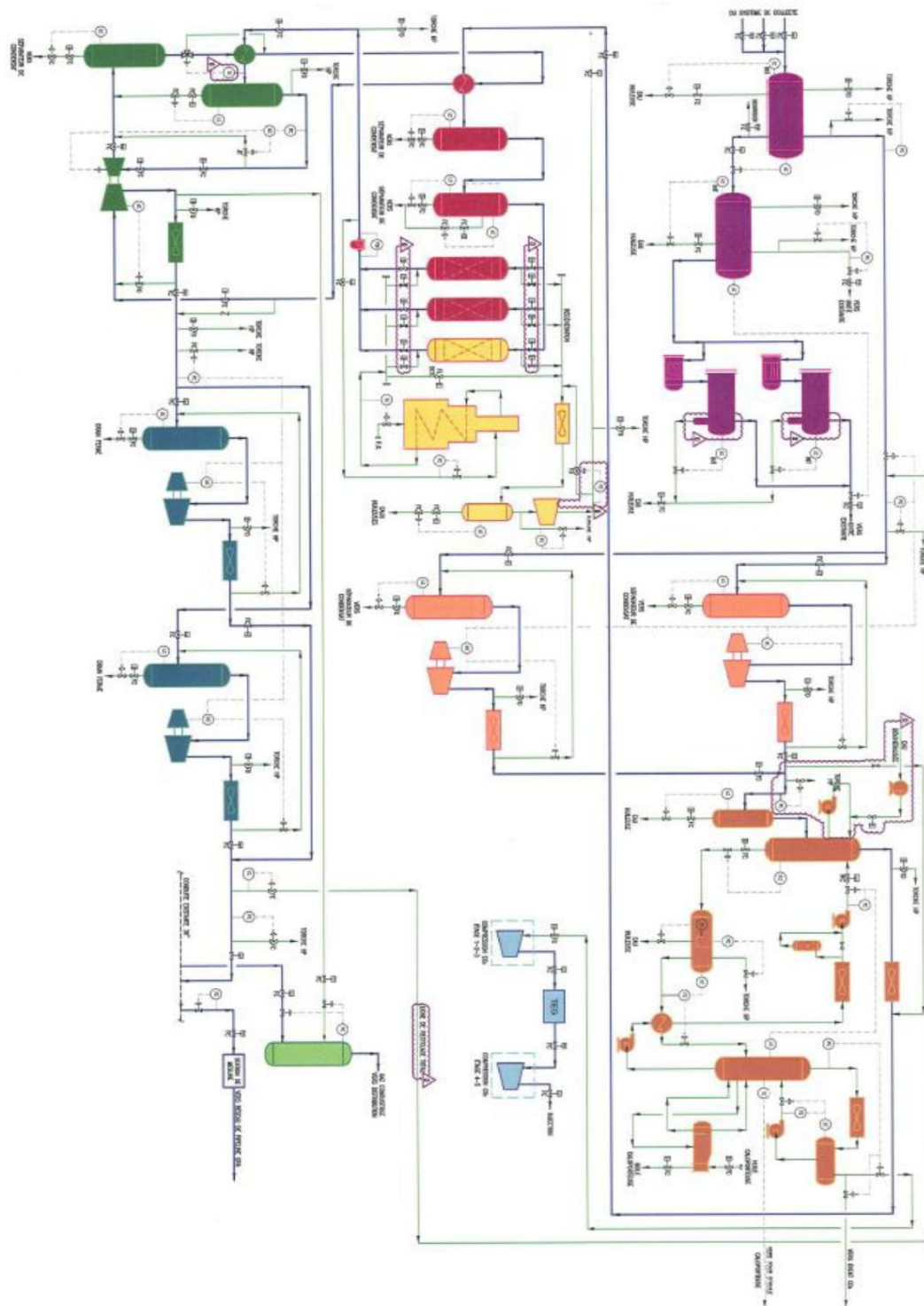


Figure IV.7: Schéma du procédé simplifié CPF.

IV.8. Description l'unité de déshydratation de l'usine Composition base sèche de l'alimentation(CPF)



Figure IV.8: L'unité de déshydratation du gaz utilise trois sécheurs de tamis moléculaire dans RNS l'usine CPF.

L'unité de déshydratation du gaz utilise trois sécheurs de tamis moléculaire en parallèle pour sécher le gaz afin de rencontrer la spécification de 0.1 ppm dans le produit. Les sécheurs suivent une séquence de contrôle cyclique d'une durée déterminée et durant laquelle ils alternent entre les cycles d'adsorption (2/3 du temps) et de régénération (1/3 du temps incluant l'attente). Dans les cycles, il y aura toujours deux sécheurs en adsorption pendant que le troisième se fait régénérer thermiquement. Avant d'entrer dans les sécheurs de tamis moléculaire, le gaz humide en provenance de l'unité de décarbonatation est refroidi au maximum dans l'échangeur G60-GA-24-01A/B pour retirer le plus d'eau libre possible. Le liquide, un mélange eau/condensat, est récupéré en majorité au séparateur G60-VD-24-01. Le coalesceur gaz/liquide G60-VJ-24-01 vient capter les fines gouttelettes restantes. Les liquides du séparateur et du coalesceur sont envoyés sur contrôle de niveau vers le séparateur du condensat à l'entrée G10-VA-20-01. Le gaz est ensuite dirigé vers les deux sécheurs en mode adsorption, avec écoulement de haut en bas, pour retirer l'humidité du gaz. Le gaz asséché passe par le filtre des tamis moléculaires G60-MB-24-01A/B, qui capte la fine poussière de tamis emportée, avant d'être acheminé vers l'unité d'expansion du gaz. Une fraction du gaz est soutirée en aval du filtre pour servir de gaz de régénération. Ce débit de gaz est contrôlé à 55 755 Sm³/h par la vanne 24-FV-401. Durant la période de chauffage de 4,5 heures, le four de régénération G60-FA-24-01

chauffe le courant jusqu'à une température de 275°C. Le gaz de régénération, qui s'écoule du bas vers le haut du sécheur, enlève l'eau qui a été captée durant le cycle d'adsorption. Le gaz chaud et humide est ensuite refroidi à 55°C dans l'aérefroidisseur du gaz de régénération G60-GC-24-01, pour que la majorité de l'eau condense. L'eau est ensuite séparée et évacuée sur contrôle de niveau dans le séparateur du gaz de régénération G60-VA-24-01. Le compresseur du gaz de régénération G60-KA-24-01 A/B prend la totalité du gaz et fournit la pression nécessaire pour le retourner à l'entrée de l'unité en amont des échangeurs. Le séparateur est aussi muni d'une vanne de contrôle de pression, normalement fermée, qui évacue le surplus de gaz vers la torche et qui peut aussi être utilisée lors d'arrêts des compresseurs. Le cycle de régénération comprend également une période de refroidissement de 1,5 heure et une période d'attente de 2,0 heures durant laquelle le gaz de régénération contourne les sécheurs. Pendant ces deux périodes du cycle, les brûleurs du four sont éteints et les ventilateurs de l'aérefroidisseur fonctionnent à basse vitesse ou sont à l'arrêt. Le compresseur demeure constamment en marche même durant la période d'attente [35].

IV.8. 1.Equipments

- Échangeurs entrée déshydratation.
- Séparateur entrée déshydratation.
- Coalesceur gaz/ liquide .
- Sécheurs de tamis moléculaire .
- Filtre des tamis moléculaire .
- Four de régénération.
- Aérefroidisseur du gaz de régénération.
- Séparateur du gaz de régénération.
- Compresseur du gaz de régénération.

IV.8.1. 1.Entrée de l'unité

La conduite d'alimentation de l'unité de déshydratation du gaz est munie d'un module de vannes d'isolation avec conduites de pressurisation à l'entrée de l'unité. Le gaz d'alimentation est un gaz humide saturé en eau ayant une pression d'environ 81 barg. Sa température moyenne est de 60°C lorsque l'unité de décarbonatation est en service ou de 55°C si le gaz provient directement de l'unité des compresseurs booster. Le débit du gaz de régénération à 63°C s'ajoute au courant d'alimentation en amont des échangeurs entrée déshydratation. Ce gaz de régénération contient aussi, en mode chauffage, une certaine quantité d'eau [35].

IV.8.1. 2.Echangeurs entrée déshydratation

Le gaz humide s'écoule sur le côté tube des échangeurs il est refroidi par le gaz épuré en provenance de l'unité d'expansion du gaz. Lorsque l'unité est à pleine capacité, la température de sortie des tubes ne doit pas excéder 40°C, car la charge en eau vers les sécheurs de tamis moléculaire pourrait être supérieure à leur capacité de conception. Un contrôle serré de température n'est cependant pas nécessaire et on peut laisser la température fluctuer sous les 40°C, selon le refroidissement extérieur et selon la détente dans l'unité d'expansion, l'objectif étant de maximiser le refroidissement en tout temps pour éliminer le plus possible d'eau libre [35].

IV.8.1.3.Séparateur entrée unité de déshydratation gaz

Le refroidissement condense une petite quantité de liquide qui est surtout composée d'eau. Le gaz refroidi est alors dirigé vers le séparateur d'entrée. Le séparateur est muni d'un débrumiseur conçu pour capter les gouttelettes de 10 microns et plus.

Le contrôleur de niveau module d'une vanne en continu, mais un mode de contrôle tout-ou-rien est également disponible pour l'opération à basse charge, si l'ouverture de la vanne en mode modulant est trop faible. Le liquide est acheminé vers le séparateur de condensat à l'entrée qui sépare l'eau du condensat [35].

IV.8.1. 4. Coalesceur gaz liquide

Un coalesceur gaz/liquide est installé en aval du séparateur pour capter les plus fines gouttelettes afin de protéger les lits de tamis moléculaire qui s'endommagent au contact de liquide. Le coalesceur est conçu pour traiter une concentration maximale de liquide de 1000 ppm et pour en laisser au maximum 0.1 ppm dans le gaz de sortie. L'équipement est divisé en deux étages de séparation. Le premier étage utilise des plaques de type "Vanes Pack" pour séparer la majorité du liquide. Le deuxième étage contient 83 cartouches coalescentes capables de capter des gouttelettes jusqu'à 0.3 microns [35].

IV.8.1.5.Sécheurs de tamis moléculaire

Les tamis moléculaires sont des adsorbants d'aluminosilicate (zéolite) ayant une structure cristalline bien définie avec plusieurs canaux et pores qui offrent une énorme surface interne pour capter des contaminants. L'eau et l'ammoniac sont des molécules polaires qui vont être adsorbées ou capturées dans les pores préférentiellement à d'autres molécules comme le CO₂, le H₂S, les oléfines et les paraffines. Les tamis moléculaires produisent ainsi un gaz qui a un point de rosée le plus bas possible. L'adsorption est une faible réaction exothermique qui fait augmenter la température du gaz de 1 ou 2°C environ. La capacité d'adsorption des tamis

moléculaires diminue grandement avec la température. Le chauffage des tamis au-dessus de 150°C avec un courant de gaz sec permet donc de retirer les molécules adsorbées. Cette opération est appelée régénération.

L'opération continue de séchage est maintenue avec deux sècheurs en alternance de cycles d'adsorption et de régénération [35].

IV.8.1. 6. Filtres des tamis moléculaires

Le gaz asséché est dirigé vers un des filtres pour capter les fines particules de tamis qui peuvent être emportées. Chaque filtre est conçu pour prendre le plein débit de gaz (2 x 100%) et possède huit (8) cartouches filtrantes en polypropylène pouvant capter des particules de 0.3 microns et plus. Le gaz s'écoule de l'extérieur des cartouches vers l'intérieur pour accéder à la partie inférieure (propre) du filtre avant sa sortie.

Un indicateur de pression différentiel est installé pour permettre le suivi de l'état des cartouches. Les cartouches peuvent soutenir une pression différentielle maximale de 2.0 bar. Cependant, il est suggéré de les remplacer plutôt, entre 0.5 et 1.0 bar, car cela représente une surcharge non-négligeable sur les compresseurs de gaz de vente. Le passage d'un filtre à un autre est une opération manuelle.

Il est possible qu'il y ait une petite accumulation de liquide dans les filtres par temps froid ou pendant la nuit. L'efficacité de filtration des cartouches est affectée par la présence de liquide et un plus grand différentiel de pression est créé. Les filtres devront donc être drainés de façon routinière vers le réseau de drain fermé [35].

IV.8.1. 7. Four de régénération

Le gaz de régénération est le gaz asséché soutiré en aval des filtres. La vanne de contrôle de débit, située en amont du four, est munie d'une butée mécanique pour empêcher la fermeture complète et assurer un débit minimum. L'allumage et l'extinction des brûleurs entre les modes sont entièrement gérés par la séquence de contrôle des tamis. Par contre, l'allumage initial des pilotes et des brûleurs et ceux suivants une mise hors service devront être effectué localement par les opérateurs. En mode chauffage, la température à la sortie du four est 275°C [35].

IV.8.1. 8. Aérorefroidisseur du gaz de régénération

L'aérorefroidisseur sert à refroidir le gaz de régénération en mode chauffage pour condenser le maximum d'eau avant de recycler le gaz à l'entrée de l'unité. La charge thermique maximale requise arrive en fin de période de chauffage lorsque la température d'entrée du gaz est de 255°C. Une charge thermique importante est requise pour condenser l'eau, mais la

désorption de la majeure quantité d'eau s'effectue à une température de 150°C environ. À 255°C, il ne reste pratiquement plus d'eau dans le gaz de régénération. L'aérefroidisseur possède une baie et deux ventilateurs, dont un à vitesse variable. La température du gaz à l'entrée varie selon les cycles des sècheurs. Elle passera de 40°C au début de la période de chauffage jusqu'à 255°C à la fin, pour ensuite redescendre à 40°C lors de la période de refroidissement et d'attente. La température de consigne à la sortie de l'aérefroidisseur est fixée à 50°C.

Il n'est pas requis de toujours maintenir un ventilateur en marche. Le maintien d'un ventilateur en marche à la fin de la période de refroidissement et pendant le temps d'attente risque de trop refroidir le gaz et de condenser des hydrocarbures [35].

IV.8.1. 9. Séparateur du gaz de régénération

Le séparateur du gaz de régénération qui sépare l'eau condensée dans l'aérefroidisseur lors de la période de chauffage et agit comme ballon de garde pour les compresseurs du gaz de régénération. Le séparateur est muni d'un débrumiseur conçu pour capter les gouttelettes de 10 microns et plus. L'eau s'accumulera au séparateur principalement durant la période de chauffage. Le débit de pointe survient environ 45 minutes après le début du chauffage et possède une durée de 1 heure environ.

Le niveau de liquide est vidangé jusqu'au bas niveau à la fin de la période de chauffage. L'excès de pression dans le circuit de régénération est évacué vers la torche HP par la d'évent installée sur la conduite de gaz à la sortie du séparateur [35].

IV.8.1. 10. Compresseurs du gaz de régénération

Les compresseurs du gaz de régénération fournissent la pression nécessaire pour retourner le gaz de régénération à l'entrée de l'unité de déshydratation. Chaque compresseur a pleine capacité est conçu pour la plus grande résistance, c'est-à-dire pour les plus grandes pertes de charge dans le circuit. Celles-ci arrivent en fin de vie des tamis moléculaires et avant le remplacement des cartouches filtrantes et coalescentes.

Chaque compresseur possède une vanne anti-pompage qui recycle le gaz en amont de l'aéro-refroidisseur du gaz de régénération. De plus, les compresseurs sont protégés par des interrupteurs de fin de course installés sur les vannes d'isolation qui donnent le permissif de démarrage sur pleine ouverture seulement. La vanne d'isolation à l'aspiration du compresseur hors-service doit demeurer fermée pour éviter qu'il n'y ait rotation inverse.

Une crépine est installée à l'aspiration du compresseur pour le protéger des solides. Après les chargements de tamis aux sècheurs, il est recommandé d'installer des mailles plus

serrées afin de capter de plus fines particules et d'empêcher qu'elles ne retournent vers le coalesceur [35].

IV.8.2. Cycles des sécheurs de tamis moléculaire

Dans les cycles, il y aura toujours deux sécheurs en adsorption pendant que le troisième se fait régénérer. La durée de base du cycle, celle associée à la garantie de performance, est de 24 heures. Des durées plus longues sont également programmées par tranche de 3 heures pour tenir compte de la plus grande capacité des tamis en début de vie ou d'une opération à basse charge. Chaque pas étape de la séquence est dirigé par le temps [35].

IV.8.3. Charge en eau vers les sécheurs

En opération, la charge en eau alimentée dépendra du débit de gaz à traiter en plus de sa composition, de sa température et de sa pression. Les effets typiques de ces paramètres sur la teneur en eau (solubilité) dans le gaz sont :

- L'effet de la température est le plus marqué sur la teneur en eau dans le gaz.
- Une opération sous 40°C permettra d'opérer sur de plus longs cycles.
- La capacité du tamis risque d'être excédée aux températures supérieures à 40°C.
- Un gaz non décarbonaté contient plus d'eau qu'un gaz décarbonaté.
- Un gaz riche ne contient pas une charge en eau significativement plus grande [35].

IV.8.4. Types de tamis et vieillissement des tamis

Chaque sécheur de l'unité de déshydratation du gaz a un lit de tamis moléculaire «combiné» qui comprend deux types de tamis. Une charge de 6615 Kg du tamis UOP type UI-94 est installé dans le bas et par-dessus laquelle on charge 25785 Kg du tamis UOP type UI-945. La structure de ces deux tamis est de type 4A.

Les tamis vieillissent et perdent graduellement un peu de leur capacité avec l'âge. Les chauffages répétitifs de la régénération est une des causes du vieillissement des tamis. Des températures supérieures à 280°C peuvent engendrer un vieillissement prématuré. Les tamis UI-94 et UI-945 n'ont pas une résistance à long terme aux concentrations élevées en CO₂ (formation d'acide carbonique) et l'opération du CPF sans l'unité de décarbonatation doit être limitée à 1 semaine par année. Les tamis moléculaires vont également s'endommager et perdre de leur capacité ou de leur durée de vie au contact de liquides (hydrocarbure ou eau), d'amine et de chlore. Une couche protectrice d'alumine activée UOP D-201 de 300 mm d'épaisseur est installée au-dessus du tamis UI-945. En plus de cette couche et du coalesceur en amont, la

tuyauteur a été conçue pour éviter la condensation et l'accumulation de liquide en minimisant les points morts et en fournissant du traçage électrique.

Des couches inertes de billes de céramique sont installées au-dessus et en fond de lit pour assurer le support et une meilleure distribution du gaz [35].

IV.8.5. Description du sécheur G60-VK-24

Le sécheur G60-VK-24 est une colonne, constituée d'une virole et de deux fonds bombés, Il comporte (voir figure I.5) :

- ◆ Deux distributeurs, d'entrée et de sortie
- ◆ Plusieurs tubulures (Deux trous d'hommes, un évent)
- ◆ Un support pour le lit
- ◆ Des poutres et des grilles capables de supporter le lit du tamis
- ◆ Une grille constituée par une toile métallique au-dessus du lit du tamis moléculaire
- ◆ Une grille constituée par une toile métallique au-dessous du lit du tamis moléculaire
- ◆ Une couche de 100 mm de billes en céramique de 1/4"
- ◆ Une couche de 100 mm de billes en céramique de 1/2"
- ◆ Une couche de 4600 mm de tamis moléculaire de type UOP UI 945 1/8"
- ◆ Une couche de 1200 mm de tamis moléculaire de type UOP UI 94 1/16"
- ◆ Une couche de 150 mm de bille en céramique de 1/2" [35].



Figure IV.9 : Présentation d'une charge du sécheur G60-VK-24 [35].

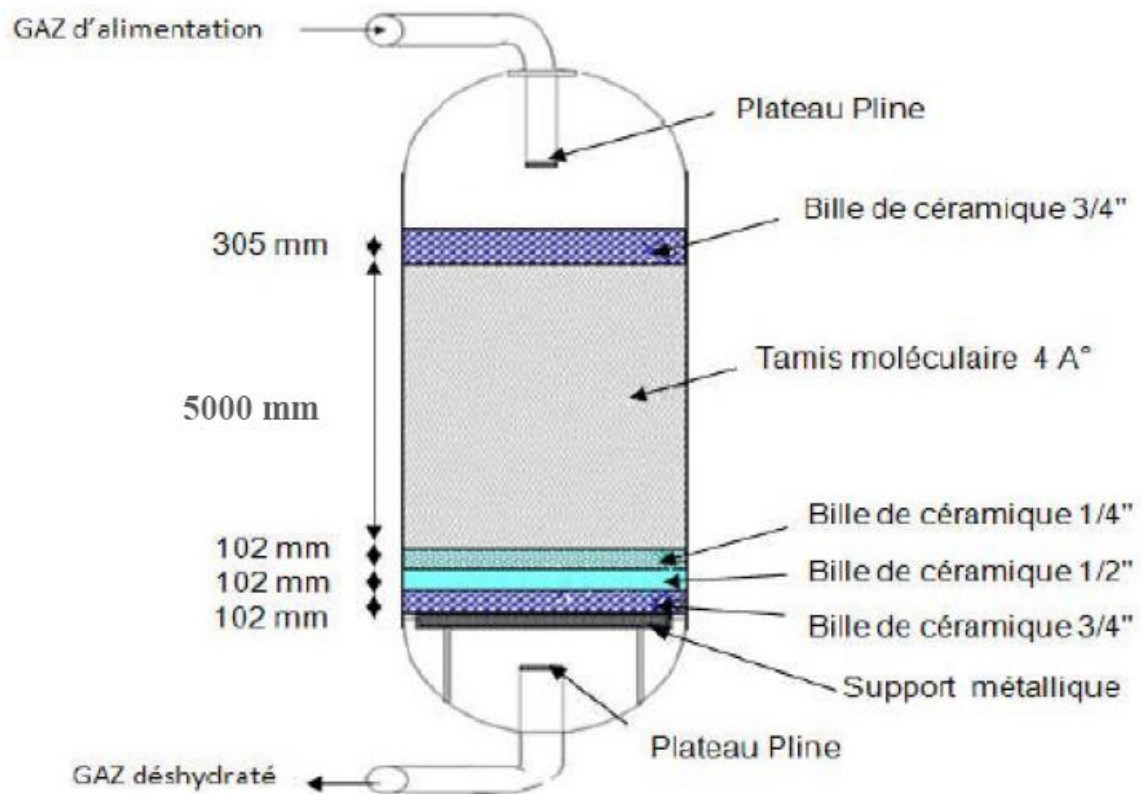


Figure IV.10 : Schéma du sécheur G60-VK-24 [35].

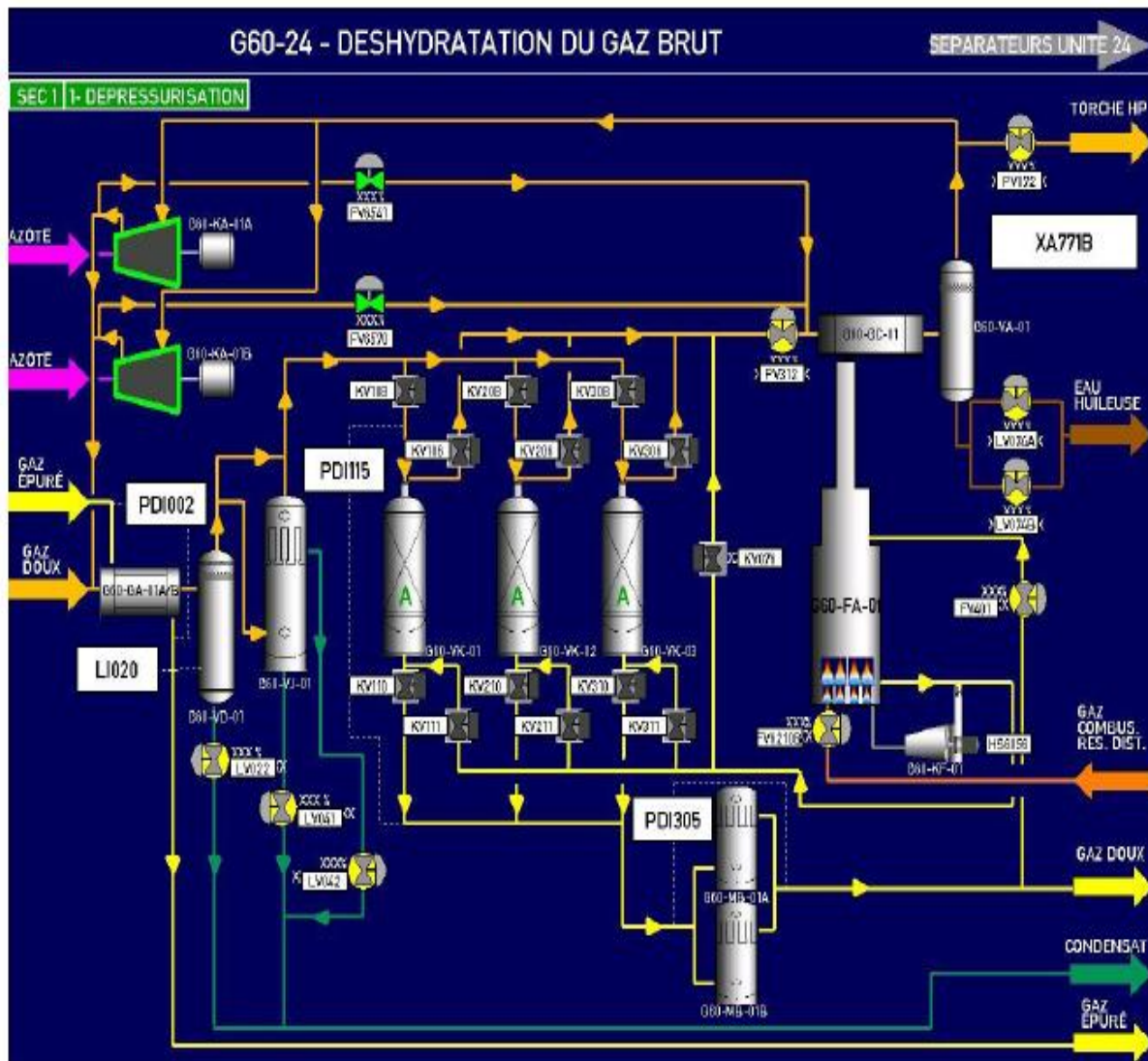


Figure IV.11 : Schéma de déshydratation du gaz brut [35].

Chapitre. IV:

partie pratique

V.1. Introduction

L'objectif de ce chapitre est donner les résultats propriété du gaz naturel déterminées par la simulation dans d'unité déshydratation du gaz naturel déterminer l'effet de l'eau sur les propriétés thermodynamiques dans le gaz naturel.

V.2.Définition de HYSYS

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 [36].

V.3.l'utilisation de logiciel HYSYS

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.

Le HYSYS résout le schéma du procédé, les résultats sont des bilans de matières et d'énergie [36].

V.4.Les modèles thermodynamique de HYSYS

Le logiciel de simulation donne accès à plusieurs modèles thermodynamiques pour

la prédiction de l'équilibre liquide vapeur, d'enthalpie et d'entropie ainsi que les propriétés de transports.

La réussite de la simulation dépend du choix du modèle thermodynamique, parce que ce dernier est établi pour une classe de fluide et un domaine de conditions P et T recommandés en utilisant des hypothèses et des suppositions pratiques. Les modèles thermodynamiques basés sur les équations d'état sont utilisés pour le calcul des systèmes d'hydrocarbure et des systèmes de faible non idéalité. Ils peuvent être utilisés pour calculer des propriétés thermodynamique tel que : le facteur de compressibilité, le volume molaire, la masse volumique, l'enthalpie résiduelle, l'énergie libre résiduelle, le coefficient de fugacité, la constante d'équilibre et l'ensemble des dérivées de ces propriétés par rapport à la température et aux fractions molaires. Le modèle thermodynamique utilisé pour notre travail est basé sur l'équation de Peng- Robinson, ce dernier est le plus recommandé pour le domaine de gaz et de brut [37].

V.5.Equation de PENG-ROBINSON (PR)

Elle est très recommandée pour le traitement du gaz, notamment au voisinage du point critique.

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V^2+2bV-b^2} \quad \dots\dots\dots (1)$$

L'équation cubique en Z (coefficient de compressibilité) s'écrit :

$$Z^3 - (1 - B) Z^2 + Z (A - 3B - 2B^2) - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad \dots\dots\dots (2)$$

Avec:

$$A = a \frac{P}{R^2 T^2}, \quad B = b \frac{P}{R T}, \quad Z = \frac{PV}{RT} \quad \dots\dots\dots (3)$$

$$a = 0,45724 \left(\frac{R^2 T_c^2}{P_c} \right) \alpha \quad \dots\dots\dots (4)$$

$$\alpha^{1/2} = 1 + m \left(1 - T_r^{\frac{1}{2}} \right) \quad \dots\dots\dots (5)$$

$$m = 0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2 \quad \dots\dots\dots (6)$$

$$b = 0,0778 \left(\frac{RT_c}{P_c} \right) \quad \dots\dots\dots (7)$$

[37].

V.6. La composition du gaz naturel de région RHOURE NOUSS

Tableau V.1: Composition de la charge d'alimentation de gaz naturel dans l'unité déshydratation de région RHOURE NOUSS.

Composition chimique	Fraction Molaire
N_2	0.5664
CO_2	2.1242
CH_4	87.4709
C_2H_6	5.4288
C_3H_8	2.0206
i - C_4H_{10}	0.6337
n- C_4H_{10}	0.6232
i - C_5H_{12}	0.3455
n- C_5H_{12}	0.1673
n- C_6H_{14}	0.2492
n- C_7H_{16}	0.1528
n- C_8H_{18}	0.0523
n- C_9H_{20}	0.0282
n- $C_{10}H_{22}$	0.0102
n- $C_{11}H_{24}$	0.0001
n- $C_{12}H_{26}$	0.0069
H_2O	0.5197
Total	100

V.7. Les Paramètres de gaz naturel de la région rhourde nouss utilisé dans la simulation

Température(°C) = 73

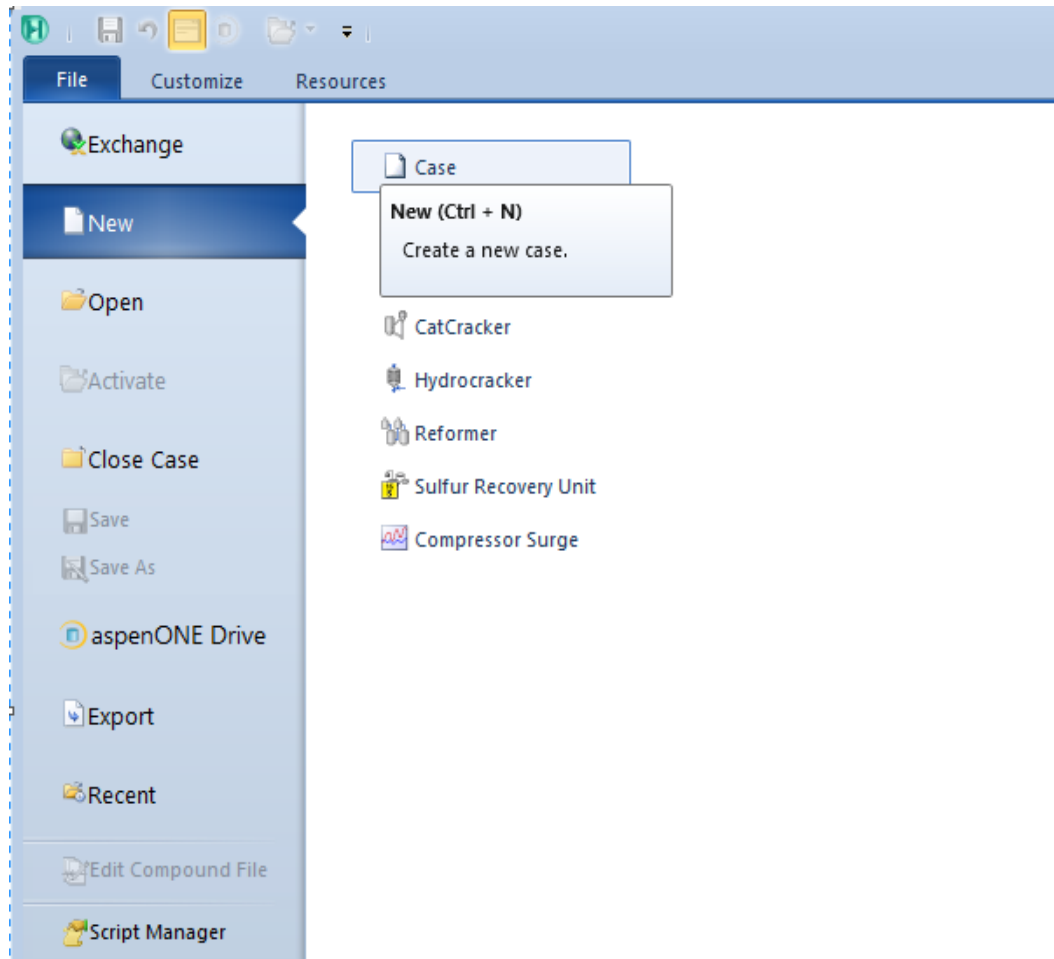
Pression (bar) = 84.3

Débit massique(Kg/h) = 332600

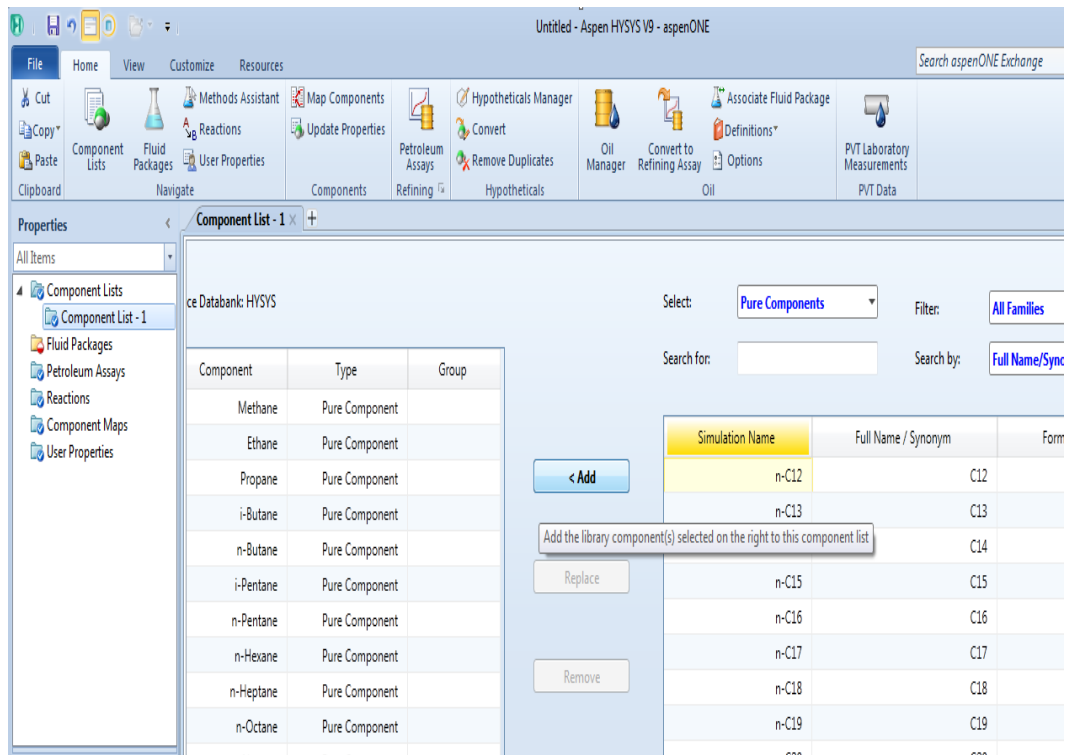
V.8. Les étapes des simulations

Durant la simulation on fait garder les conditions opératoire de la région RHOURE NOUSS (Température, Pression , Débit molaire, Débit massique) et on fait varier la teneur en H_2O dans le gaz d'alimentation.

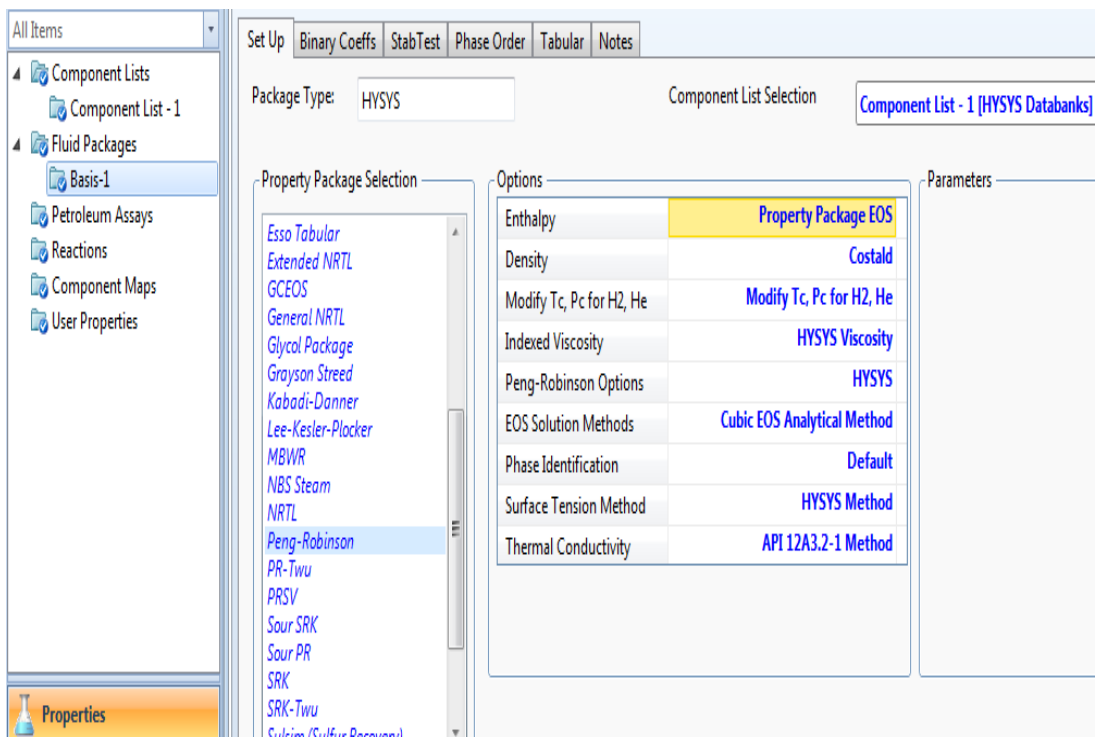
Etapes 1: démarrez le logiciel Hysys Ensuite, nous obtenons la fenêtre suivante, nous cliquons sur (File) et cliquez sur (New) et choisi (Case) ouvre la page de travail.



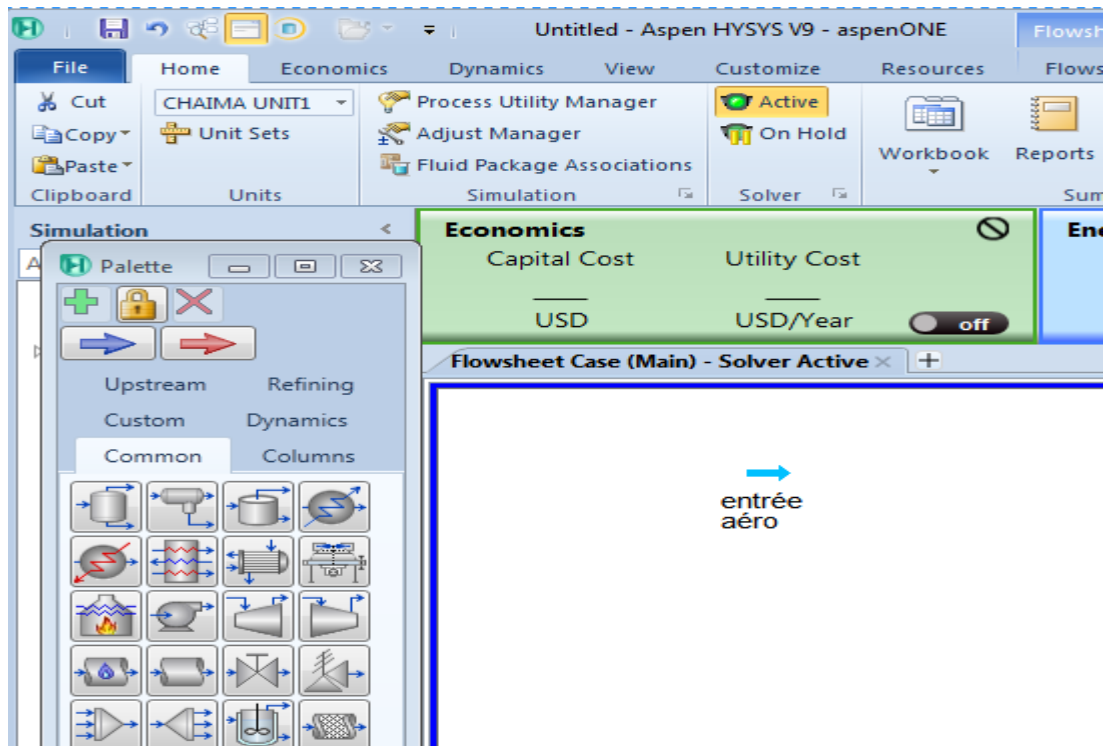
Etapes 2: Cliquez sur(Component List) puis choisi les composants en cliquant sur (Add) .



Etapes 3:cliquez sur (Fluid Packages) et choisi (Peng-Robinson).



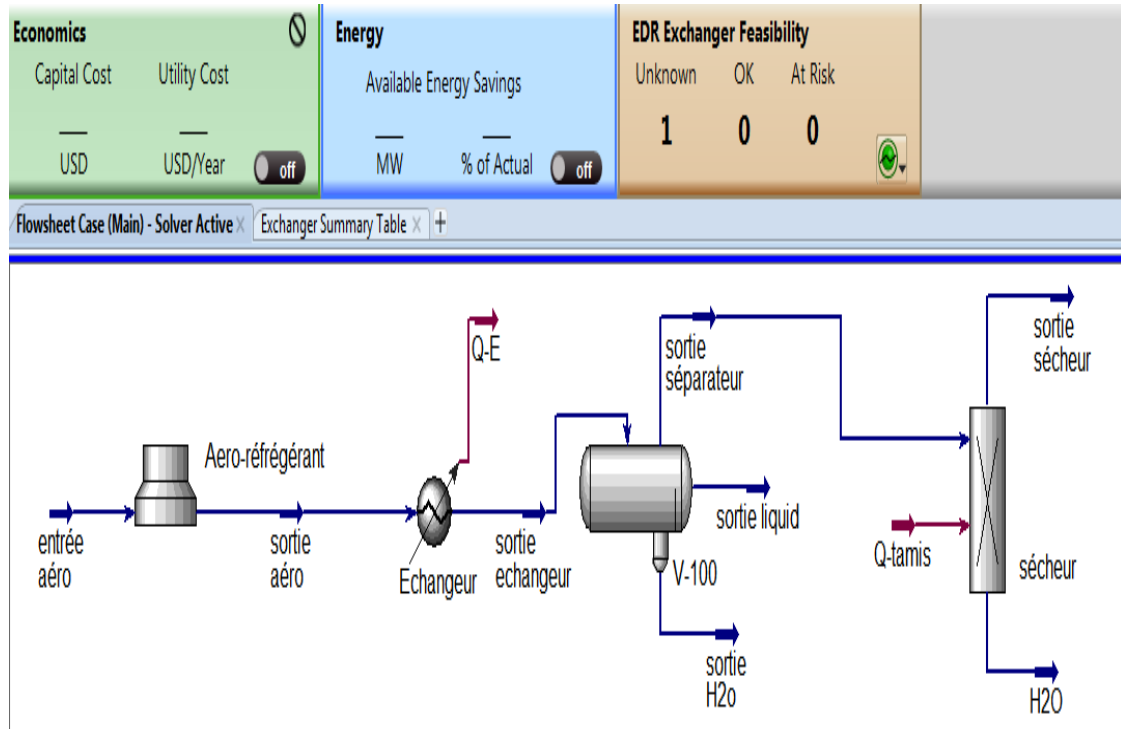
Etapes 4: Click deux fois sur la flash (Material Stream).



Etapes 5: Écriture les conditions travail d'alimentation (température, pression, mass flow) .

Material Stream: 2818			
Worksheet Attachments Dynamics			
Worksheet	Stream Name	2818	Vapour Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	1,0000	1,0000
Properties	Temperature [C]	73,00	73,00
Composition	Pressure [bar]	84,30	84,30
Oil & Gas Feed	Molar Flow [MMSCFD]	348,6	348,6
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	3,326e+005	3,326e+005
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	989,8	989,8
User Variables	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-8,315e+004	-8,315e+004
Notes	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	153,7	153,7
Cost Parameters	Heat Flow [kJ/h]	-1,444e+009	-1,444e+009
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	4,091e+005	4,091e+005
	Fluid Package	Basis-1	
	Utility Type		

Etapes 6: Entrez les équipements (Aéro-réfrigérant, Echangeur, Séparateur, splitter) et les conditions travail dans les chaque équipements et obtienne Schéma.



Etapes 7: Ensuite, nous obtenons Les propriétés thermodynamiques du gaz dans sortie de sécheur.

Material Stream: sortie sécheur

Worksheet	Stream Name	sortie sécheur	Vapour Phase	Liquid Phase
Conditions	Molecular Weight	19,16	19,16	76,67
Properties	Molar Density [kgmole/m3]	3,593	3,593	8,070
Composition	Mass Density [kg/m3]	68,85	68,83	618,8
Oil & Gas Feed	Act. Volume Flow [m3/h]	4807	4807	0,1964
Petroleum Assay	Mass Enthalpy [kJ/kg]	-4375	-4376	-2387
K Value	Mass Entropy [kJ/kg-C]	7,799	7,801	2,026
User Variables	Heat Capacity [kJ/kgmole-C]	51,98	51,97	177,3
Notes	Mass Heat Capacity [kJ/kg-C]	2,712	2,713	2,312
Cost Parameters	LHV Molar Basis (Std) [kJ/kgmole]	8,979e+005	8,976e+005	3,445e+006
Normalized Yields	HHV Molar Basis (Std) [kJ/kgmole]	9,855e+005	9,852e+005	3,702e+006
	HHV Mass Basis (Std) [cal/g]	1,229e+004	1,229e+004	1,154e+004
	CO2 Loading	<empty>	<empty>	<empty>
	CO2 Apparent Mole Conc. [kgmole/m3]	<empty>	<empty>	8,970e-002
	CO2 Apparent Wt. Conc. [kgmol/kg]	<empty>	<empty>	1,450e-004
	LHV Mass Basis (Std) [cal/g]	1,120e+004	1,120e+004	1,074e+004
	Phase Fraction [Vol. Basis]	0,9998	0,9998	1,949e-004
	Phase Fraction [Mass Basis]	0,9996	0,9996	3,671e-004

Property Correlation Controls: ☒ Active

Preference Option: ☒ Active

OK

V.9. Validation de l'utilisation du modèle HYSYS

Comparaison de l'état des simulations et de l'état design pour vérifier la validité du programme Hysys.

Tableau V.2: Comparaison de l'état des simulations et de l'état design.

Composition	Sécheur					
	Sortie Sécheur			H ₂ O		
	Design (%)	Simulé (%)	Ecart (%)	Design (%)	Simulé (%)	Ecart (%)
Azote	0,5664	0,5664	0	0,5691	0,5694	0.0527
CO₂	1,7242	1,7242	0	1,7861	1,7331	2.9673
Méthane	87,4709	87,4709	0	87,8848	87,9332	0.0550
Ethane	5,4288	5,4288	0	5,4543	5,4571	0.0513
Propane	2,0206	2,0206	0	2,03	2,0309	0.0443
i-butane	0,6337	0,6337	0	0,6366	0,6368	0.0314
n-butane	0,6232	0,6232	0	0,6259	0,6262	0.0479
i-pentane	0,3455	0,3455	0	0,3468	0,347	0.0576
n-pentane	0,1673	0,1673	0	0,1679	0,168	0.0595
n-hexane	0,2492	0,2492	0	0,2498	0,2499	0.0400
n-heptane	0,1528	0,1528	0	0,1528	0,1528	0
n-octane	0,0523	0,0523	0	0,052	0,052	0
n-Nonane	0,0282	0,0282	0	0,0278	0,0277	0.3597
n-décane	0,0102	0,0102	0	0,0098	0,0098	0
n-C₁₁	0,0001	0,0001	0	0,0001	0,0001	0
n-C₁₂	0,0069	0,0069	0	0,006	0,0059	1.6666
H₂O	0,5197	0,5197	0	0,0003	0,0003	0
Totale	-	-	0	-	-	5.9688

V.10. Présentation des résultats des propriétés thermodynamiques du gaz naturel à la sortie de sécheur après simulation

Le tableau suivant représente la variation des propriétés thermodynamiques du gaz en fonction de la teneur en H₂O.

Tableau V.3: Les propriétés thermodynamiques du gaz en fonction de la teneur en H₂O après la simulation dans les différents Stream.

Stream	Entrée aéro	Sortie aéro	Sortie Séparateur	Sortie sécheur
H ₂ O ppm	5197	3198	1276	3
Masse Moléculaire (g/mol)	19,16	19,16	19,16	19,16
Débit Massique (kg/h)	332600	332000	331400	330900
Pression (abss)	84,3	82	80,5	78,2
Temperature (°C)	73	60	40,39	41,2
PCS (Kcal/ Sm ³)	9784	9802	9818	9829
Enthalpy (Kcal/Kg)	-1037	-1041	-1050	-1046
Conductivité thermique(kcal/m- hr- °C)	391,2	377	358,9	357
chaleur spécifique CP (Kj/Kg mole °C)	50,9679	51,219	52,4555	51,9708

Nous changeons la teneur en H₂O pour voir le changement ou la stabilité des caractéristiques thermodynamiques du gaz.

Tableau V.4: : Variation des propriétés thermodynamiques des gaz en fonction de la teneur d'eau H₂O dans les Stream Entrée aéro.

Stream	Entrée aéro				
H ₂ O%	0	25	50	75	100
Masse Moléculaire (g/mol)	19,15	19,22	19,3	19,39	19,40
Débit Massique (kg/h)	332600	326461	318648	310874	30981
Pression (abss)	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3
Temperature (°C)	73	73	73	73	73
PCS (Kcal/ Sm ³)	9826	9819	9808	9796	9784
Enthalpy (Kcal/Kg)	-1027	-1029	-1032	-1035	-1037
Conductivité thermique(kcal/m- hr- °C)	391,5	391,4	391,3	391,2	391,2
chaleur spécifique CP (Kj/Kg mole °C)	50,9631	50,991	50,9837	50,9758	50,9679

Tableau V. 5: Variation des propriétés thermodynamiques des gaz en fonction du teneur d'eau H₂O dans les Stream Sortie aéro.

Stream	Sortie aéro				
H ₂ O%	0	25	50	75	100
Masse Moléculaire (g/mol)	19,15	19,22	19,3	19,39	19,39
Débit Massique (kg/h)	332600	325769	317974	310219	30961
Pression (abss)	82	82	82	82	82
Temperature (°C)	60	60	60	60	60
PCS (Kcal/ Sm3)	9826	9819	9803	9803	9803
Enthalpy (Kcal/Kg)	-1035	-1037	-1040	-1041	-1041
Conductivite thermique(kcal/m- hr- °C)	377,2	377,1	377	377	377
chaleur specifique CP (Kj/Kg mole °C)	51,1966	51,2286	51,222	51,219	51,219

Tableau V.6: Evolution des propriétés thermodynamiques des gaz en fonction du teneur d'eau H₂O dans les Stream Sortie Séparateur.

Stream	Sortie Séparateur				
H ₂ O%	0	25	50	7,5	100
Masse Moléculaire (g/mol)	19,14	19,22	19,3	19,38	19,39
Débit Massique (kg/h)	332569	325095	317974	309371	309364
Pression (abss)	80,5	80,5	80,5	80,5	80,5
Temperature (°C)	40,39	40,39	40,39	40,39	40,39
PCS (Kcal/ Sm3)	9825	9818	9818	9818	9818
Enthalpy (Kcal/Kg)	-1047	-1050	-1050	-1050	-1050
Conductivite thermique(kcal/m- hr- °C)	359	358,9	358,9	358,9	358,9
chaleur specifique CP (Kj/Kg mole °C)	52,4222	52,4555	52,4555	52,4555	52,4555

Tableau V.7: Evolution des propriétés thermodynamiques des gaz en fonction du teneur d'eau (H₂O) dans le Stream Sortie sécheur.

Stream	Sortie sécheur				
H ₂ O%	0	25	50	75	100
Masse Moléculaire (g/mol)	19,14	19,22	19,3	19,38	19,39
Débit Massique (kg/h)	332569	324622	316785	309938	306783
Pression (abss)	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2
Temperature (°C)	41,2	41,2	41,2	41,2	41,2
PCS (Kcal/ Sm3)	9825	9828	9828	9829	9829
Enthalpy (Kcal/Kg)	-1046	-1046	-1046	-1046	-1046
Conductivite thermique(kcal/m- hr- °C)	357,1	357	357	357	357
chaleur specifique CP (Kj/Kg mole °C)	51,9297	51,9708	51,9708	51,9708	51,9708

A- Les courbes dans les cas globales l'unité déshydratation:

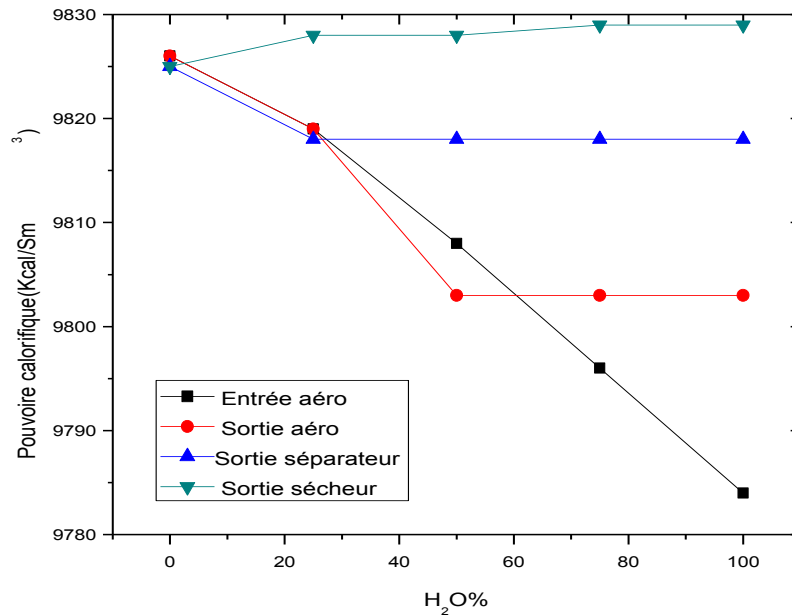


Figure V.1 : Variation de Pouvoir calorifique (Kcal/sm³) en fonction du teneur d'eau H_2O .

La figure V.1 montre l'évolution du pouvoir calorifique supérieur (P.C.S.) (Kcal/sm³) en fonction du teneur en H_2O , on peut remarquer l'augmentation rapide de la valeur de pouvoir calorifique supérieur (P.C.S.) du gaz au niveau de entrée aéro (9826- 9784 Kcal/sm³) avec le changement des pourcentages en H_2O et à la pression $P= 84.5\text{bar}$, la température $T=73^\circ\text{C}$. A la sortie aéro on peut remarquer la stabilité de la valeur de Pouvoir calorifique supérieur (P.C.S.) du gaz (9803 Kcal/sm³) cela au pourcentage H_2O entre 100% à 50% mais entre 50% à 0% on constate l'augmentation lente de (P.C.S) (9826- 9803 Kcal/sm³) avec à la pression $P= 82\text{ bar}$ et la température $T=60^\circ\text{C}$.

Au niveau de sortie séparateur on peut remarquer la stabilité de la valeur de Pouvoir calorifique supérieur (P.C.S.) du gaz (9818 Kcal/sm³) avec les teneurs en eau entre 100% à 25%, entre 25% à 0% on constate l'augmentation lente de (P.C.S) (9825 Kcal/sm³) le gaz est à la pression $P= 80.5\text{ bar}$ et température $T=40.39^\circ\text{C}$. A la sortie sécheur la valeur de (P.C.S.) du gaz est inchangé entre 0% à 100% en H_2O avec une valeur de (9829 Kcal/sm³), $P= 78.2\text{ bar}$ et $T= 41.2^\circ\text{C}$.

L'augmentation rapide de la valeur de Pouvoir calorifique supérieur (P.C.S.) dans l'entré aéro avec la diminution de la quantité d'eau peut être expliquer par l'absorption de la chaleur par la grandes quantités d'eau et que les lisions entre l'eau et le gaz nécessitent une température

élevée pour se désintégrer, le taux de combustion est donc important, la stabilité de la valeur de pouvoir calorifique supérieur (P.C.S) dans la sortie du séparateur entre 100% et 25% à cause que la quantité d'eau dans le sécheur soit importante, ce qui a conduit à l'absorption de l'énergie thermique du gaz et donc la diminution de la valeur de Pouvoir calorifique supérieur (P.C.S), alors que entre 25% et 0%, l'augmentation de leur valeur est due aux faibles quantités d'eau dans le gaz. Nous expliquons la stabilité de la valeur de Pouvoir calorifique supérieur (P.C.S) dans la sortie du sécheur à la stabilité de la température et la quantité d'eau reste constante lorsque le gaz sort du sécheur .

On peut conclure que la teneur en eau dans le gaz influe sur la valeur de Pouvoir calorifique supérieur (P.C.S). A la sortie du séparateur et à la sortie du sécheur les variations du pouvoir calorifique supérieur sont la résulte de l'effet de température.

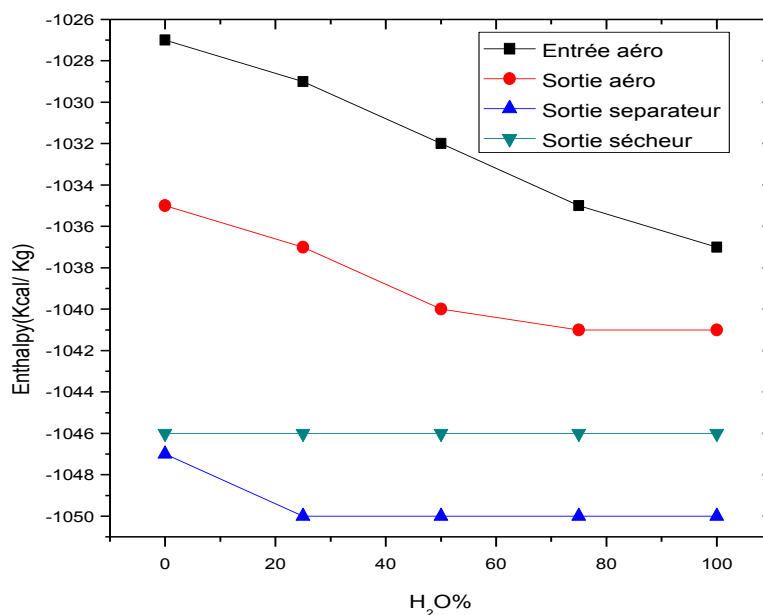


Figure V.2 : Variation de l'enthalpie (Kcal/kg) en fonction du teneur d'eau de H_2O .

La figure V.2 montre l'évolution de l'enthalpie en fonction du teneur en H_2O , on peut remarquer la diminution de l'enthalpie du gaz au niveau de l'entrée aéro (du -1027 à -1037 Kcal/Kg) et cela à la pression $P=84,3$ bar et la température $T=73^\circ C$, à la sortie de l'aéro on constate l'augmentation de l'enthalpie (du -1041 à -1035 Kcal/Kg à $P=82$ bar et $T=60^\circ C$), par contre aucune variation de l'enthalpie remarqué au niveau du gaz provenant du sécheur. A la sortie du séparateur, l'enthalpie du gaz est stable entre 25 à 100% en H_2O avec une valeur de -

1050Kcal/Kg, puis on remarque une augmentation lente entre 0 à 25% en H₂O jusqu'à la valeur $\Delta H = -1047 \text{ Kcal/Kg}$ avec $P = 80,5 \text{ bar}$ et $T = 40,39^\circ\text{C}$.

La diminution de l'enthalpie au niveau de l'aéro est due au baissement de la température entre l'entrée et la sortie de l'aéro, et la stabilisation de l'enthalpie du gaz de la sortie séparatrice peut être à la cause de la grande quantité d'eau présente dans le gaz.

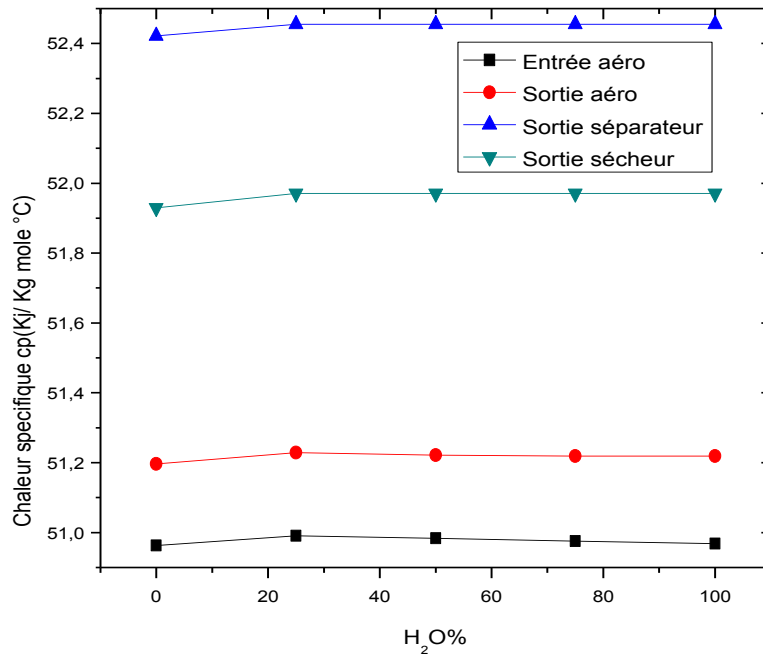


Figure V.3 : Variation de la chaleur spécifique ($\text{Kj/Kg mole}^\circ\text{C}$) en fonction du teneur d'eau H_2O .

La figure V. 3 représente l'évolution du C_p en fonction du pourcentage du H_2O , à partir de cette courbe est clair que la valeur de la capacité calorifique C_p reste constante avec la variation du pourcentage d'eau dans le gaz, comme il est clair que la capacité calorifique diminue avec du séparateur avec une température de $40,39^\circ\text{C}$ et la valeur minimale égale à $50,991 \text{ Kj/Kg mole}^\circ\text{C}$ à la température $T = 73^\circ\text{C}$ (gaz du l'entrée de l'aéro réfrigérant). Donc on peut conclure que le pourcentage de l'eau dans le gaz n'influe pas sur la capacité calorifique C_p et la variation du C_p remarquable est due au changement de la température. l'augmentation de la température, la valeur supérieure du C_p égale à $52,455 \text{ Kj/Kg mole}^\circ\text{C}$ à la sortie .

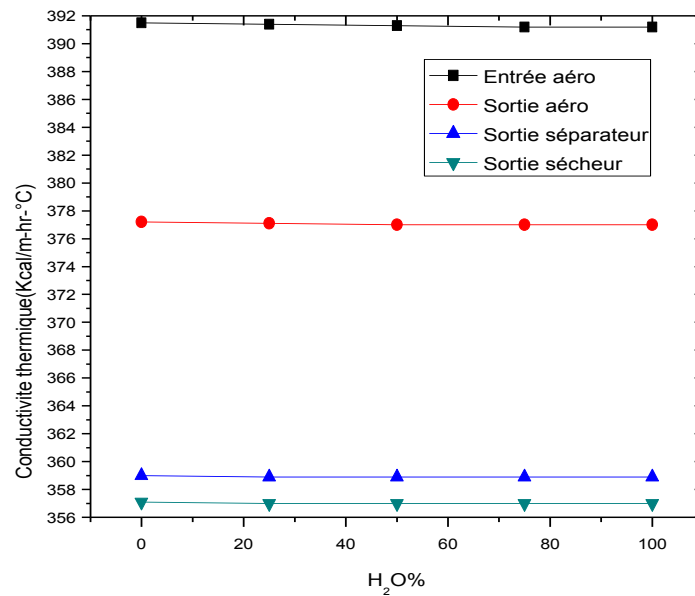


Figure V.4 : Variation de la conductivité thermique (Kcal/m-hr-°C) en fonction du teneur d'eau H₂O.

La figure V.4 montre l'influence du pourcentage d'eau dans le gaz sur la conductivité thermique du gaz (λ), ces courbes mettent en évidence que à l'entrée de l'aéro, λ reste constante en fonction de la variation du H₂O% et λ prend sa valeur supérieur 391.5 Kcal/ m-hr-°C à la température 73°C, même remarque, pour le gaz sortant du séparateur, λ constante à une température de 40°C et égale à 359 Kcal/ m-hr-°C. a sortie du sécheur λ reste inchangé en fonction de la variation du H₂O% à cette point $\lambda=357$ Kcal/m-hr-°C et T= 41°C. d'après ces remarques : la conductivité thermique du gaz (λ) ne varier pas avec la variation du pourcentage de l'eau dans le gaz mais λ augmente avec l'augmentation du température.

B- les courbe dans les cas entrée et sortie sécheur:

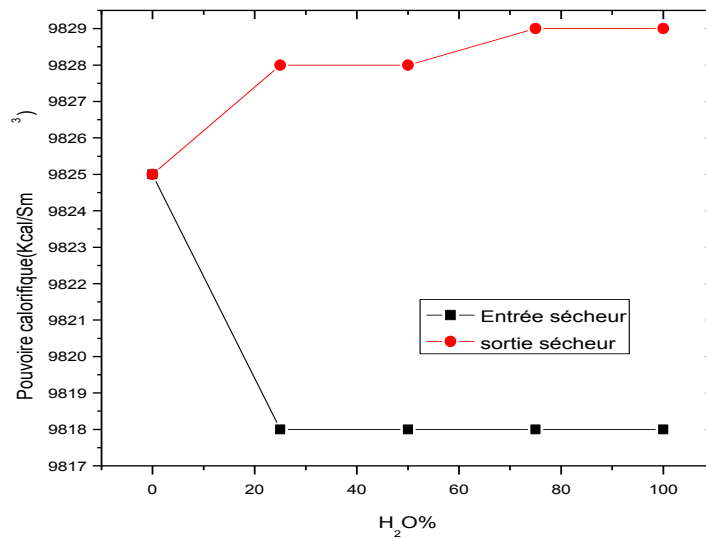


Figure V.5 : Variation du pouvoir calorifique supérieur (P.C.S) (Kcal/sm³) en fonction du teneur d'eau H₂O dans sécheur.

La figure V.5 montre l'évolution de Pouvoir calorifique supérieur (P.C.S) (Kcal/sm³) en fonction du teneur en H₂O, on peut remarquer la stabilité de la valeur de Pouvoir calorifique supérieur (P.C.S) du gaz au niveau d'entrée sécheur (9818 Kcal/sm³) avec les pourcentage entre 100% à 25%. Entre 25% à 0% on constate l'augmentation lente de (P.C.S) (9825 Kcal/sm³) avec à la pression $P = 80.5$ bar et la température $T = 40.39^{\circ}\text{C}$, puis on remarque la stabilité de la valeur de (P.C.S) du gaz entre 0% à 100% en H₂O dans la sortie sécheur jusqu'à la valeur (9829 Kcal/sm³) avec $P = 78.2$ bar et $T = 41.2^{\circ}\text{C}$.

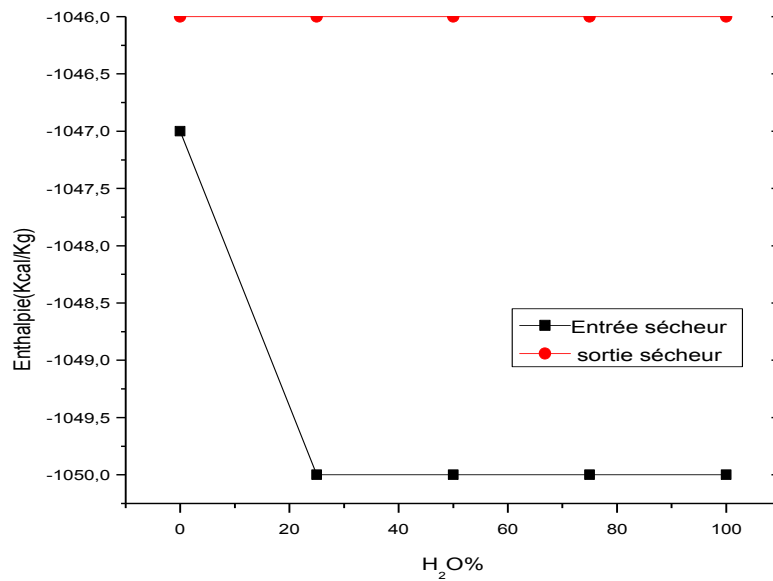


Figure V.6 : Variation de l'enthalpie (Kcal/kg) en fonction du teneur d'eau H₂O dans sécheur.

La figure V.6 montre l'évolution de l'enthalpie en fonction du teneur en H₂O, on peut remarquer la stabilité de la valeur de l'enthalpie du gaz au niveau d'entrée sécheur (du -1050 Kcal/Kg) et cela à la pression $P = 80.5$ bar et la température $T = 40.39^\circ\text{C}$, entre 25% à 0% en eau on constate l'augmentation lente de l'enthalpie (du -1050 à -1047 Kcal/Kg) puis on remarque la stabilité de la valeur de l'enthalpie du gaz entre 0% à 100% en H₂O à la sortie sécheur jusqu'à la valeur $\Delta H = -1046$ Kcal/Kg avec $P = 78.2$ bar et $T = 41.2^\circ\text{C}$.

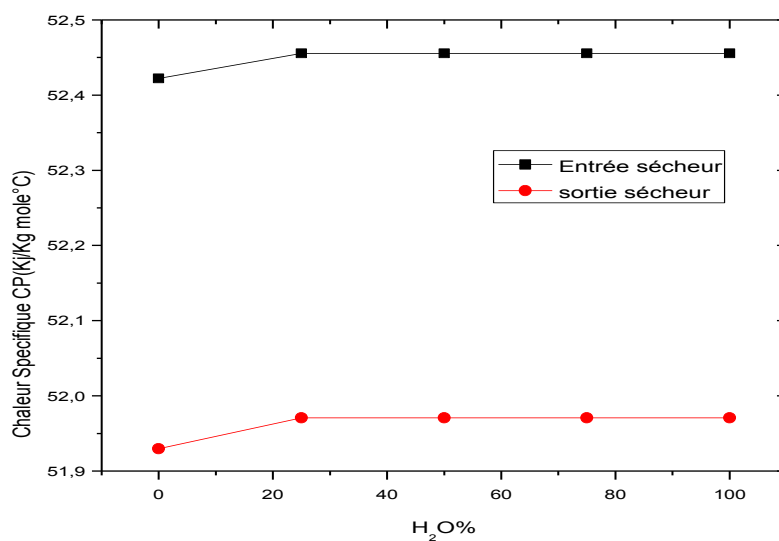


Figure V.7 : Variation de la chaleur spécifique (Kj/Kg mole °C) en fonction du teneur d'eau H₂O dans sécheur.

La figure V.7 représente l'évolution du C_p en fonction du pourcentage du H_2O , à partir de cette courbe est clair que la valeur de la capacité calorifique C_p reste constante avec la variation du pourcentage d'eau dans le gaz, dans l'entrée du sécheur et à la sortie sécheur. Bien que l'entrée soit plus grande que la sortie du sécheur, dans l'entrée sécheur ($C_p=52.4555\text{Kj/Kg mole}^\circ\text{C}$) avec une température de 40.39°C et la pression 80.5 bar et dans la sortie sécheur ($C_p =51.9708\text{Kj/Kg mole}^\circ\text{C}$) avec une température de 41.2°C et la pression 78.2 bar.

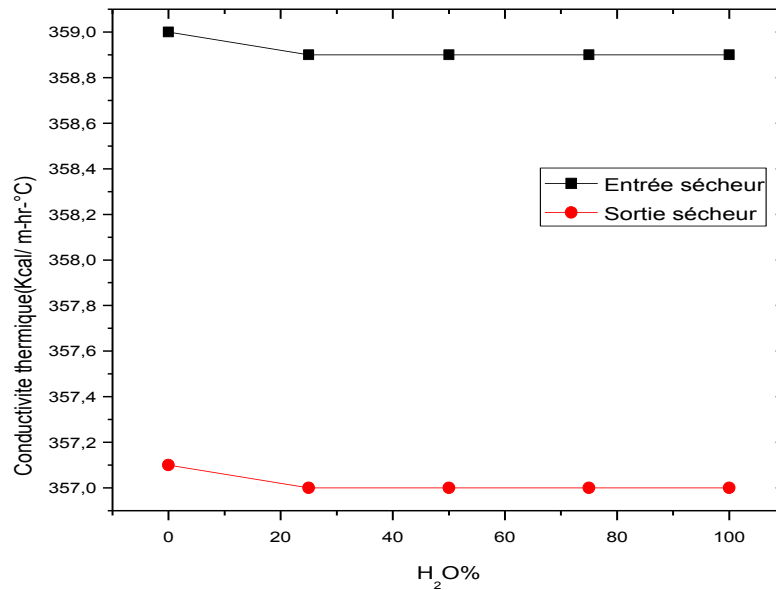


Figure V.8 : Variation de la conductivité thermique (Kcal/m-hr-°C) en fonction du teneur d'eau H_2O dans sécheur.

La figure V.8 représente l'évolution de la conductivité thermique λ en fonction du pourcentage du H_2O , à partir de cette courbe il est clair que la valeur de la capacité calorifique λ reste constante avec la variation du pourcentage d'eau dans le gaz, dans l'entrée sécheur et à la sortie sécheur, dans l'entrée sécheur ($\lambda=359\text{ Kcal/m-hr-}^\circ\text{C}$) avec une température de 40.39°C et la pression 80.5 bar et dans la sortie sécheur ($\lambda =357.1\text{ Kcal/m-hr-}^\circ\text{C}$) avec une température de 41.2°C et la pression 78.2 bar.

Conclusion

Conclusion

Le gaz naturel est considéré comme l'une des sources d'énergie les plus importantes dans le monde, il est composé principalement du méthane, propanes, propane et de certaines impuretés telles que le mercure, le soufre et l'eau. Pour être un produit commercialisé il faut le traité, afin d'éliminer les impuretés.

Dans cette rubrique, nous avons étudié l'effet de l'eau sur les propriétés thermodynamiques du gaz naturel. Où l'eau fait partie des impuretés dans l'installation du gaz qui accompagne lors de la sortie du puits, lorsque l'eau entraîne des risques importants lors de la transformation, du transport et de l'utilisation Parmi ces risques, il y a la formation d'hydrate, qui est la principale cause de corrosion des équipements et des conduites.

Nous avons étudié le gaz de la région RHOURE NOUSS, dans cette région l'unité déshydratation du gaz naturel est de type de procédé adsorption utilisant les tamis moléculaire.

Pour connaitre comment influé le teneur en eau sur les propriétés thermodynamiques du gaz naturel, nous avons utilisé le logiciel Hysys.

L'étude de simulation conduit aux résultats suivants:

- Le pouvoir calorifique supérieur diminue avec l'augmentation du teneur d'eau dans le gaz.
- La chaleur spécifique et la conductivité thermique sont stables avec l'augmentation du tenure d'eau.
- La variation de la quantité d'eau n'influé pas sur l'enthalpie du gaz.

Bibliographies

Bibliographies

- [1] SONATRACH. La Revue de SONATRACH. Edition N°54.Djenane el Malik Hydra-Alger : la Direction Communication et Stratégie d'Image, octobre 2007.p46. (Publication de l'Entreprise SONATRACH).ISSN 1111-1070.
- [2] ROJEY, Alexandre. Le gaz naturel, production traitement transport.27 Rue Ginoux – 75737Paris cedex 15 : TECHNIP, 1994. (L'Institut Français du Pétrole), p 430.
- [3] A.ROJET . Le gaz naturel production traitement et transport. Edition TECHNIP « PARIS » - 1997,p 253-299.
- [4] HAMDY Rafik, DJABOU Khaled, DOUROUTI Ahmed Amine, (2018), "Optimisation de la déshydratation du gaz naturel par absorption en utilisant le solvant TEG dans la région de Rhourde el baguel", Mémoire de Master Académique, Université d'El Oued, p 05.
- [5] Gas purification. Arthur Kohl, Richard Nielsen. Edition Gulf publishing Company Houston, Texas1997, ISBN 0-88415-220-0.
- [6] A.ROJEY. Le gaz naturel production traitement transport, édition technip, 1994.P- Wuithier : Raffinage et génie chimie « Edition technip1972, Paris».
- [7] Gaz naturel, production, traitement et transport. « Publication IFP, édition technip 1995 », p 23.
- [8] Revue trimestriel de Sonagraphe. Revue .Décembre 2007.
- [9] M.GHILANI Youcef,(2017), "Vérification et estimation la durée de vie du tamis moléculaire de l'unité de déshydratation CPF Rhourde-Nouss", projet professionnel de fin de formation pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé en exploitation, p09.
- [10] Site www.sonatrach.com
- [11] عمر بن عبد الله الهزاري , الفصل الثامن, "الكيميائي الترموديناميك", (2008), الصفحة 929.
- [12] Mehmet Ali OTURAN, Marc ROBERT," THERMODYNAMIQUE CHIMIQUE", Universitaires de Grenoble, p 44-45.
- [13] إيهاب حسن بركة, محمد ضحوك العبد الله, " تجفيف الغاز الطبيعي في الأراك ", مشروع تخرج اعد لنيل درجة الإجازة في هندسة البترول, الجامعة السورية الخاصة,الصفحة 17-18.
- [14] Dr. SELLAMI Mohamed Hassan, (2014), "Procédés de traitement du gaz naturel (cours and exercices)", POLYCOPIE, UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA, p 03-04.

- [15] YOUMBAI Zakaria, MENAGGUER Abdelhakim , DOUYEM Yahia,(2018), "Etude l'effet de la décarbonatation sur les propriétés thermodynamiques du gaz naturel", Master Académique, Université EL-Oued, p 26-27.
- [16] Dr Tayeb OUKSEL,(2017) ,"Cours Transfert Thermique", Département de Génie Mécanique, Université Larbi Ben M'hidi Oum El Bouaghi, p 12-13.
- [17] Mohamed BOUDIAF,(2016),"COURS DE THERMODYNAMIQUE", Département de Génie des Matériaux, Université Oran, p23-24-25.
- [18] 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, p 13.
- [19] KHAIRUL Rafik B ABDULLAH, gas dehydration process by using tri ethylene glycol and silica gel, Bachelor of Chemical Engineering, (Gas Technology), Faculty of Chemical & Natural Resources Engineering University Malaysia Pahang, APRIL 2009.
- [20] J.P.wauquier, "2 procédés de séparations" ,Publications de l'institut français .du pétrole.
- [21] BAYOUCF Boudjemaà,(2014), " Vérification de paramètres de fonctionnement du sécheur de gaz lourd", mémoire fin de formation Sonatrach, Rhourde- Nouss, p 13.
- [22] 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 .
- [23] Manuel de Formation Cours EXP-PR-PR130 Révision 0.119/04/2007,le process la déshydratation du gaz, p 31.
- [24] GABOUSSA Ali , GASMI Abdelkarim , MORSLI Siradj, 23/ 05 / 2016,"Etude et optimisation de la section de déshydratation du complexe gazier d'Ohanet", Mémoire de Master Académique , Université KASDI MERBAH Ouargla, p 08-09.
- [25] Daniella Nguemalieu Kouetcha.(2019) Adsorption dans un milieu carboné lamellaire nano poreux : simulation Monte Carlo Grand Canonique, synthèse et caractérisation. Autre [cond-mat. Othe]. Université d'Orléans, Français. <NNT : 2017ORLE2062>. <tel-02000664>, p21.
- [26] Boukahil Karim, (2004), "Etude de la Déshydratation du tamis moléculaire", Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé en gaz, p 23.

- [27] Mr. Mohammed Houcine SIBOUKEUR,(2017), "Etude de performance de l'unité de déshydratation en présence de gaz carbonique", mémoire fin de formation Sonatrach, Rhourde- Nouss, p15-16.
- [28] Mazouz Manel , Khelaifia Lemya,(2018)," Evaluation du pouvoir d'adsorption d'un charbon actif commercial, Mémoire Master Académique, Université Larbi Ben M'hidi Oum EL-Bouaghi, p 6.
- [29] Berretima El Hadj Belkacem et Aribi Lakhdar, (2013)," La déshydratation du gaz Techniques et Problèmes", Mémoire de Master Académique , Université KASDI MERBAH Ouargla, p 16.
- [30] BELAID Ousama, HAOUED MOUISSA Youcef, OUALI Hammou, (2017), "Déshydratation du gaz naturel par l'injection de Di Ethylène Glycol Champ Hassi R'mel", Mémoire de Master Académique , Université KASDI MERBAH Ouargla, p 9.
- [31] HADJ MOHAMMED Loukmane , DJAMEL Ahmed ,(2013), "Dimensionnement des déshydratation de gaz de l'unité GPL2 Hassi Messaoud: Calculs et vérification", Mémoire Master Académique, Université KASDI MERBAH Ouargla, p 12.
- [32] Ammari Saida, Messioughi Ala Eddine,(2018)" L'adsorption préférentielle et améliorée de différents colorants ; rouge de crésol, bleu d'évans, méthyle d'orange et vert de méthyle sur différents nanoparticules d'oxyde de fer dans un milieu aqueux : une étude comparative", Mémoire Master Académique, Université EL-Oued, p 46.
- [33] Melle Nouzha Bouziane, (30 mai 2007)," ELIMINATION DU 2-MERCAPTOBENZOTHIAZOLE PAR VOIE PHOTOCHIMIQUE ET PAR ADSORPTION SUR LA BENTONITE ET LE CHARBON ACTIF EN POUDRE", Mémoire MAGISTER EN CHIMIE, UNIVERSITE MENTOURI DE CONSTANTINE, p 26.
- [34] LUIS FERNANDO GOMEZ,(2016)," Etude des processus d'adsorption de mélanges gazeux sur des adsorbant fortement microporeux dans le contexte de la production de bio méthane", du doctorat en sciences de l'énergie et des matériaux, l'université du Québec à trois- rivières, p 14-15.
- [35] Manuel opératoire de procédé Volume II Système 24 UNITÉ DE DÉSHYDRATATION DU GAZ, DE RHOURE NOUSS QH SONATRACH, p1,2,3,4,5.
- [36] Hysys Process Documentation, Hyprotech, Ing, AEA Group, Calgary, 2000(CD.ROM).

[37] SEROUTI YOUNES et BELHADEF OMAR, (2012)," Déshydratation du gaz naturel ", Mémoire Master Académique, Université EL-Oued, p 53.

Annexe

Annexe

Annexe .A.1

Les propriétés thermodynamiques du gaz naturel: l'usine CPF.

Stream	Entrée aéro(2818)	Entrée Echangeur(2801)	Sortie Echangeur(2402)	Sortie Séparateur(2411)	Sortie Sécheur (2403)
H₂O ppm	5197	5307	4608	1276	3
Masse Moléculaire (g/mol)	19.16	19.18	19.21	19.19	19.19
Débit Massique (kg/h)	332615	332052	332597	327000	321586
Pression (abss)	84.3	82	81.3	80.5	78.2
Temperature (°C)	73	60	40.7	40.3	41.2
PCS (Kcal/ Sm³)	9791	9800	9821	9811	9834
Enthalpy (Kcal/Kg)	-1031	- 1042.5	-1060.4	-1052.6	-1043.8
Conductivité thermique(kcal/m- hr- °C)	390.7	373	359	357.3	355
chaleur spécifique CP (Kj/Kg °C)	0.6347	0.6380	0.6559	0.6534	0.6473

Annexe

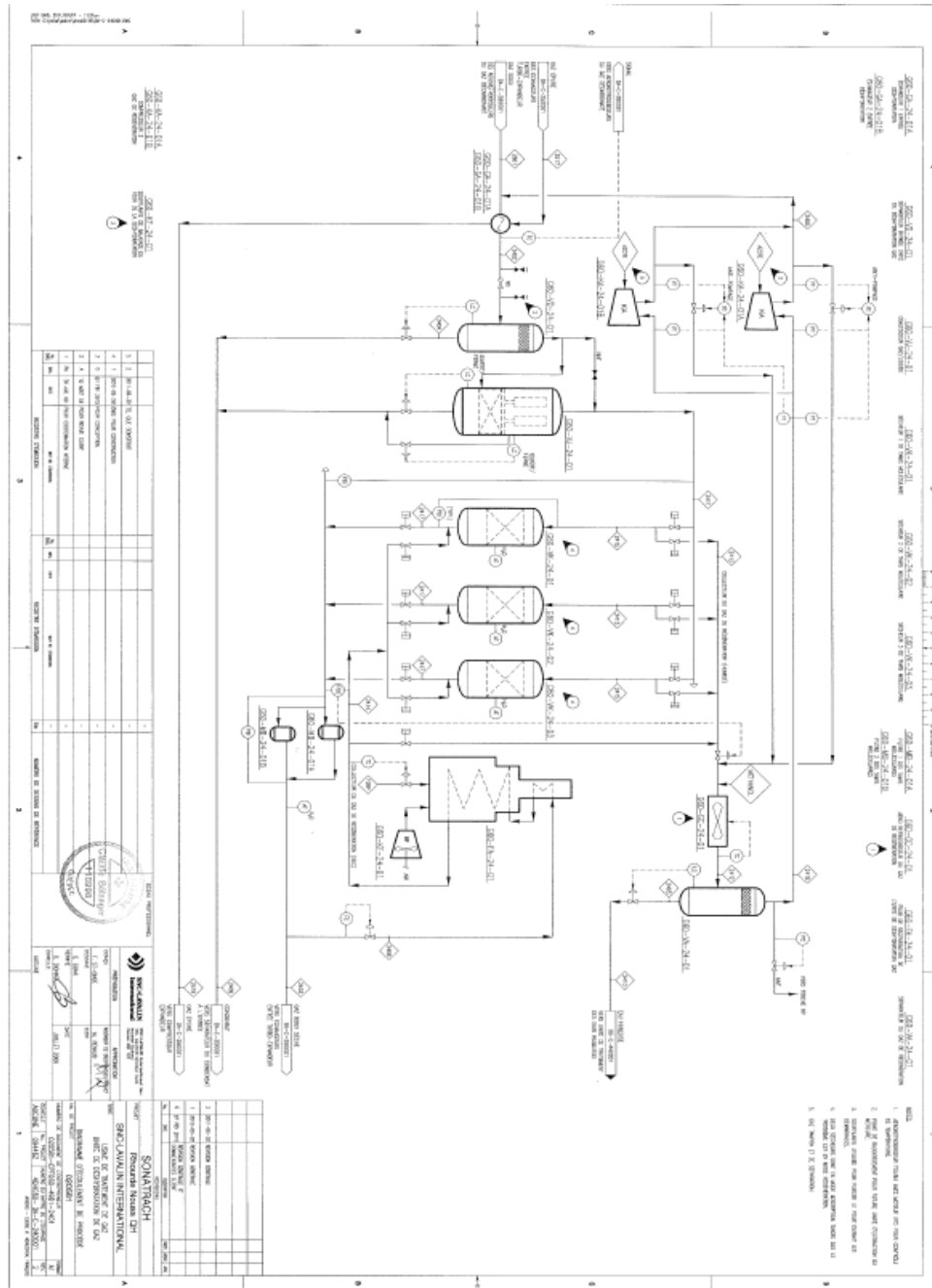
Annexe .A.2

La composition chimique du gaz naturel: l'usine CPF.

Composition chimique	Entrée aéro(2818)	Entrée Echangeur(2801)	Sortie Echangeur(2402)	Sortie Séparateur(2411)	Sortie Sécheur (2403)
N₂	0.5664	0.5658	0.5708	0.5729	0.5736
CO₂	1.7242	1.8134	1.8471	1.8531	01.8558
CH₄	87.4709	87.3820	87.4018	87.7142	87.8258
C₂H₆	5.4288	5.4232	5.4248	5.4423	5.4498
C₃H₈	2.0206	2.0184	2.0181	2.0239	2.0265
i - C₄H₁₀	0.6337	0.6330	0.6340	0.6353	0.6361
n- C₄H₁₀	0.6232	0.6225	0.6226	0.6237	0.6245
i - C₅H₁₂	0.3455	0.3451	0.3442	0.3443	0.3447
n- C₅H₁₂	0.1673	0.1671	0.1720	0.1719	0.1721
n- C₆H₁₄	0.2492	0.2489	0.2471	0.2457	0.2460
n- C₇H₁₆	0.1528	0.1526	0.1503	0.1479	0.1481
n- C₈H₁₈	0.0523	0.0522	0.0535	0.0515	0.0516
n- C₉H₂₀	0.0282	0.0281	0.0319	0.0296	0.0296
n- C₁₀H₂₂	0.0102	0.0102	0.0100	0.0091	0.0091
n- C₁₁H₂₄	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
n- C₁₂H₂₆	0.0069	0.0068	0.0102	0.0063	0.0063
H₂O	0.5197	0.5307	0.4608	0.1275	0.0003

Annexe .A.3

Schéma d'unité déshydratation du gaz naturel: l'usine CPF.



Résumé :

Le gaz naturel est l'une des principales sources d'énergie, c'est un mélange de gaz composé d'éthane, de méthane, de butane, de propane et de certaines impuretés de carbone, d'eau et de dérivés du mercure. L'eau présent dans le gaz est la cause majeure de la formation d'hydrates et qui absorbe l'énergie est diminuée la valeur thermique.

Nous avons étudié le gaz RHOURE NOUSS et étudié l'effet de l'eau sur les propriétés thermodynamiques du gaz par utilisation de Hysys.

L'étude de simulation conduit aux résultats suivants:

- Le pouvoir calorifique supérieur diminue avec l'augmentation de la teneur d'eau dans le gaz.
- La chaleur spécifique et la conductivité thermique sont stables avec l'augmentation de la teneur d'eau.
- La variation de la quantité d'eau n'influe pas sur l'enthalpie du gaz.

Mots Clés : Gaz naturel, Propriétés thermodynamiques, Déshydratation, H₂O, HYSYS .

المخلص:

يعتبر الغاز الطبيعي من أهم مصادر الطاقة وهو عبارة عن خليط من الغازات حيث يتكون أساساً من الميثان، الإيثان، البروبان و البوتان وبعض الشوائب كغاز الكربون والماء ومشتقات الزئبق. حيث أن وجود الماء يعتبر سبب رئيسي لتشكل الهيدرات ويعمل على امتصاص الطاقة الحرارية.

قمنا بدراسة غاز منطقة غرد النص بلليزي ودرسنا تأثير الماء على الخصائص الترموديناميكية للغاز باستعمال برنامج الهايسيس .

وتحصلنا على النتائج التالية :

- الحرارة النوعية للغاز تتناقص مع زيادة نسبة الماء في الغاز .
- السعة الحرارية و الناقلية النوعية تبقى ثابتة مع زيادة نسبة الماء في الغاز .
- التغيير في كمية الماء الموجودة في الغاز لا يؤثر على انتالبي الغاز .

الكلمات المفتاحية :

الغاز الطبيعي, الخصائص الترموديناميكية, H₂O, Déshydratation, هايسيس.