



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



**Université Amar Thelidji- Laghouat**

**FACULTE : TECHNOLOGIE**

**DEPARTEMENT : GÉNIE DES PROCÉDÉS**

## **MEMOIRE DE MASTER**

**Présenté par : Benoudina Abderrahmane**

**Touati Abdelkarim Omar**

**DOMAINE : Sciences et Technologies**

**FILIERE : Industrie pétrochimie**

**OPTION : Génie pétrochimique**

### **Thème**

# **L'EFFET DE LA PRESSION SUR LA TENEUR EN EAU DANS CPF EL MERK (OUARGLA)**

### **Jury de soutenance :**

<b>Nom et Prénom</b>	<b>Grade</b>	<b>Qualité</b>
TOUNSI Aissa	MCA	Président
MERIGHI Khaled	MAA	Examinateur
MECHRAOUI Omar	MCA	Rapporteur Co-rapporteur (s'il y a lieu)

**Promotion : 2024 / 2025**



## Remerciement

En premier lieu, nous remercions ALLAH le Tout-Puissant de nous avoir donné la volonté et la patience pour accomplir ce travail.

Nous tenons à remercier également notre encadrant Dr Omar Mechraoui et tous les enseignants de l'université de LAGHOUAT pour leur grande soutien et pour tout ce qu'ils nous ont transmis. Un grand merci à tous les employés de CPF El-Merk, ainsi qu'à Salah Arif et Rezli Dia Eddine pour tous les efforts et le soutien sur le terrain.

Nous exprimons aussi notre profonde gratitude au Dr Ilyas Otmane pour son aide précieuse et ses conseils éclairés durant la réalisation de ce mémoire.

Que tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail trouvent ici nos sincères reconnaissances

Sans oublier de remercier tous les membres de nos familles respectives pour leur soutien et leurs encouragements, en particulier nos parents.

## Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

À ma mère bien-aimée, source inépuisable d'amour, de patience et de sacrifices. Sans son soutien constant, ses prières silencieuses et sa confiance en moi, je n'aurais jamais pu accomplir ce parcours. Merci pour ta tendresse infinie et ton courage exemplaire.

À mon père, pilier de ma vie, pour son amour indéfectible, ses conseils sages et son appui sans faille. Ta force et ta générosité m'ont toujours guidé et motivé à aller de l'avant.

À mon frère Mohamed et mes sœurs, pour leur affection et leur soutien tout au long de mon parcours.

À la mémoire de mes deux tantes maternelles, que Dieu les ait en sa miséricorde. Qu'Allah leur accorde Sa lumière et les accueille dans Son vaste paradis.

À mes chers amis **Abdelatif, Ilyas, Adam, Abdelmalek, Aymen, Anis, Tarek et Ammar**, pour leur amitié sincère, leur soutien moral et les moments inoubliables partagés ensemble.

À mon binôme et mon cher ami **Abdelkarim**, pour sa collaboration durant ce travail.

À toutes les personnes qui m'ont soutenu, de près ou de loin.

Abderrahmane

# DEDICACES

Je dédie ce travail à mes plus chers êtres au monde :

Ma mère et mon père. Aucun hommage ne pourrait être à la hauteur de l'amour Dont ils ne cessent de me combler.

Que dieu leur procure bonne santé et longue vie.

A mes chères sœurs

A toute ma famille, et mes amis surtout « Abderrahmane » et mes collègues

A mon copain de ce travail et mon cher ami Ilyas

A tous ceux que j'aime

Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour que ce projet soit possible, je vous dis

Merci.

**Abdelkarim**

## Liste des tableaux

Tableau 1.1: Top 10 des pays possédant les plus grandes réserves de gaz naturel au monde [4]	6
Tableau 1.2: Consommation mondiale de gaz naturel (en milliards de mètres Cubes)[5]	6
Tableau 1.3: Spécifications typiques pour un gaz commercial [10]	12
Tableau 2.1: Conditions de fonctionnement et de conception des aéro réfrigérations [19].	22
Tableau 2.2: Conditions de fonctionnement et de conception [19].	23
Tableau 2.3 : Conditions de fonctionnement et de conception [19].	24
Tableau 2.4: Conditions de fonctionnement et de conception Couche du tamis moléculaire de gaz.	27
Tableau 2.5: Conditions de fonctionnement et de conception Ballon de drainage du tamis moléculaire de gaz [19]	27
Tableau 2.6: Conditions de fonctionnement et de conception Filtrés de couche du tamis moléculaire de gaz.	28
Tableau 2.7: Conditions de fonctionnement et de conception compresseur de gaz de régénération	29
Tableau 2.8: Conditions de fonctionnement et de conception refroidisseur du gaz de régénération de la déshydratation du gaz [19].	30
Tableau 2.9: Conditions de fonctionnement et de conception séparateur de régénération de la déshydratation du gaz.	31
Tableau 3.1: spécifications du produit finis "brut"	42
Tableau 3.2: spécifications du produit finis "Condensat"	43
Tableau 3.3 : spécifications du produit finis "GPL"	43
Tableau 3.4: spécifications du produit finis "IGC"	44
Tableau 4.1: Composition de la charge d'alimentation de gaz naturel dans l'unité déshydratation de région EL merk.	50
Tableau 4.2 : Comparaison de l'état des simulations et de l'état design.	55
Tableau 4.3 : le tableau suivant représente les résultats obtenus pour les cas précédents.	58
Tableau 4.4: La composition du gaz naturel avant et après le changement	61
Tableau 4.5: Le tableau suivant représente les paramètres proposes pour la correction :	63

## Liste des figures

Figure 1.1 : Répartition des réserves prouvées de gaz naturel dans le monde en 2021 (© d'après BP)	5
Figure 1.2: Les voies d'exportations gazières algériennes	7
Figure 2.1: Formation des cristaux d'hydrates dans un filtre. Cas d'El merk.	15
Figure 2.2: Tamis moléculaire sous ses différentes formes	19
Figure 2.3: Section de déshydratation du gaz	20
Figure 2.4: Couche du tamis moléculaire de gaz.	25
Figure 2.5: Positions des vannes de commutation de l'adsorbeur d'arrêt [19].	26
Figure 3.1: Localisation des Blocs du projet El MERK	34
Figure 3.2: Localisation De Pipeline d'export De Gaz Et De Brut	34
Figure 3.3 : Vue panoramique de CPF d'el MERK	35
Figure 3.4: Schéma pour les différentes sections de CPF	42
Figure 3.5: procédé de déshydratation et régénération	44
Figure 4.1: procédé de déshydratation et régénération la variation de composition d'eau en fonction les différents cas du pression	59
Figure 4.2: la modification de constructeur (petrofac) au pression	60

## **Abréviation**

**AGC** : Compresseur de gaz associés

**Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>** : alumines actives

**C<sub>1</sub>**: Méthane

**C<sub>2</sub>** : Ethane

**C<sub>3</sub>** : Propane

**C<sub>4</sub>** : Butane

**C<sub>5+</sub>** : Condensat

**CCR** : Salle de contrôle central

**CO<sub>2</sub>** : Dioxyde de carbone

**CPF** : Installation de traitement centrale

**EMK** : EL Merk

**GN** : Gaz naturel

**GNL** : Gaz naturel liquéfié

**GPL** : Gaz pétrolier liquéfié

**H** : Enthalpie

**H<sub>2</sub>O** : L'eau

**H<sub>2</sub>O** : L'eau

**H<sub>2</sub>S** : sulfure d'hydrogène

**Hg** : Mercaptan

**MM S m<sup>3</sup> /d** : Millions standard mètre cube par jour

**MMSCFD** : Million standard cubic feet per day

**N<sub>2</sub>** : L'azote

**PCI** : Pouvoir calorifique inférieur

**PCS** : Pouvoir calorifique supérieur

**PPM** : Partie par million

**PR** : Equation de PENG-ROBINSON

**RGC** : Compresseur de gaz résiduaire

**SiO<sub>2</sub>** : gel de silice

**SO<sub>2</sub>** : Dioxyde de soufre

## Table des matières

Introduction Générale.....	1
Chapitre 1 Généralités sur le gaz naturel .....	3
1.1. Gaz naturel dans le monde : .....	4
1.1.1. Passé et présent : .....	4
1.1.2. Réserves mondiales du gaz naturel : .....	4
1.1.3. La consommation du gaz naturel .....	6
1.2. Gaz naturel en Algérie : .....	7
1.2.1. Richesse Algérienne en gaz naturel : .....	7
1.2.2. Les réserves gazières en Algérie : .....	7
1.3. Spécifications et propriétés du gaz naturel : .....	8
1.3.2. Pouvoir calorifique .....	8
1.3.2.1. Pouvoir calorifique supérieur (PCS).....	8
1.3.2.2. Pouvoir calorifique inférieur (PCI).....	8
1.3.3. Estimation du pouvoir calorifique : .....	9
1.3.4. Composition chimique : .....	9
1.4. Différents types du gaz naturel : .....	9
1.4.1. Le gaz sec .....	9
1.4.2. Le gaz humide .....	10
1.4.3. Le gaz à condensât .....	10
1.4.4. Le gaz associé.....	10
1.4.5. Gaz de charbon.....	10
1.4.6. Gaz de schiste : .....	10
1.5. Les techniques de traitement du gaz naturel : .....	11
1.5.1. Généralités sur le traitement : .....	11
1.5.2. Les procédés de traitement du gaz naturel : .....	11
Chapitre 2 Déshydratation Du Gaz Naturel Et Les Hydrates.....	13
2.1. Les Hydrates .....	14
2.1.1. Présence D'eau Liquide .....	14
2.1.2. Présence D'hydrocarbures Légers .....	14
2.1.3. Réalisation De Certaines Conditions De Température Et De Pression .....	14
2.1.4. Prévention Des Hydrates .....	15
2.2. Méthodes De Déshydratation .....	16
2.2.1. Séchage Par Compression Ou Refroidissement .....	16
2.2.2. Séchage Par Absorption : .....	16
2.2.3. Déshydratation par membrane .....	16
2.2.4. Déshydratation Par Adsorption (Cas D'el MERK) .....	17

2.2.4.1.	L'adsorption physique .....	17
2.2.4.2.	L'adsorption chimique .....	17
2.2.5.	Avantages Et Inconvénients De La Déshydratation Par Adsorption .....	17
2.3.	Types D'adsorbant : .....	18
2.3.1.	Le gel de silice (SiO <sub>2</sub> ).....	18
2.3.2.	Les charbons actifs .....	18
2.3.3.	Les alumines actives (Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ) .....	18
2.3.4.	Les Tamis Moléculaires : .....	18
2.4.	La description de procédé.....	19
2.5.	Principes de procédé .....	19
2.5.1.	Conditionnement préalable .....	20
2.5.2.	Adsorption .....	20
2.5.3.	Régénération.....	20
2.5.4.	Admission Du Refroidisseur De Gaz De La Déshydratation Du Gaz .....	22
2.5.5.	Ballon Tampon D'alimentation De La Déshydratation De Gaz.....	23
2.5.6.	Coalesceur D'admission De La Déshydratation Du Gaz .....	24
2.6.6.	Couches Du Tamis Moléculaire Et Auxiliaires .....	25
2.6.7.	Configuration De La Couche D'adsorption .....	25
2.6.8.	Commutation Du Mode De Fonctionnement De L'adsorbent .....	26
2.6.9.	Couche du tamis moléculaire de gaz.....	27
2.5.10.	Ballon de drainage du tamis moléculaire de gaz.....	27
2.5.11.	Filtres de couche du tamis moléculaire de gaz.....	28
2.5.12.	Compresseur De Gaz De Régénération.....	28
2.5.13.	Réchauffeur Au Gaz De Régénération .....	29
2.5.14.	Refroidisseur Et Séparateur Du Gaz De Régénération De Déshydratation Du Gaz	29
2.5.15.	Refroidisseur du gaz de régénération de la déshydratation du gaz .....	30
2.5.16.	Séparateur De Régénération De La Déshydratation Du Gaz .....	31
Chapitre 3	Présentation du complexe .....	32
3.1.	PRESENTATION DU COMPLEXE D'EL MERK .....	33
3.1.1.	Localisation du site.....	33
3.2.	Présentation du CPF .....	35
3.2.1.	Dimensionnement des installations : .....	35
3.2.2.	Présentation des différentes sections de complexe .....	36
3.2.2.1.	Section de réception .....	36
3.2.2.2.	Section de traitement du brut .....	37
3.2.2.3.	Section de Compression des gaz.....	38

3.2.2.4.	Section de Déshydratation .....	39
3.2.2.5.	Section de Récupération des GPL.....	39
3.2.2.6.	Section de Compression des gaz résiduaire.....	40
3.2.2.7.	section de Compression du gaz d'injection.....	40
3.2.2.8.	section de Stockages et export .....	41
3.3.	Spécifications des produits finis .....	42
Problématique.....		45
Chapitre 4	Partie pratique : comprend la partie simulation la variation de pression du gaz en utilisant le logiciel HYSYS .....	47
4.1.	Définition de HYSYS .....	48
4.2.	L'utilisation de logiciel HYSYS .....	48
4.3.	Les modèles thermodynamique de HYSYS .....	48
4.4.	Equation de PENG-ROBINSON (PR) .....	49
4.5.	Les Paramètres de gaz naturel de la région El merk utilisé dans la simulation.....	50
4.6.	Les étapes des simulations.....	51
4.7.	Validation de l'utilisation du modèle HYSYS.....	54
4.8.	Objectif .....	56
4.9.1.	Température.....	56
4.9.2.	Débit .....	57
4.9.3.	Pression .....	57
4.10.	Interprétation des résultats : .....	59
4.11.	Interprétation des résultats .....	62
4.11.1.	Avant le changement .....	62
4.11.2.	Après le changement .....	62
Conclusion générale .....		63
Références Bibliographie .....		68



# *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<sub>2</sub>S), 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 présente dans le gaz, qui provoque la formation d'hydrate causant 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 son utilisation, le gaz naturel 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 pour réduire la teneur en eau.

Ce qui nous amène à nous intéresser à l'usine d'El Merk, qui exploite le pétrole, le condensat et le GPL, Récemment, au CPF EL MERK, le département Exploitation a été confronté à de nombreux problèmes dans l'ensemble de l'unité de GPL, générés par la formation d'hydrates. Qui a engendré des circonstances profondes identifiées par :

- La faible efficacité de l'unité de déshydratation.
- La perte de production et l'impact économique pour le CPF sont impliqués.
- La présence d'eau avec des grandes quantités à celles calculées à la construction pour dimensionner l'unité.

Ce travail tente de trouver des solutions pour atténuer le problème des hydrates en offrant une brève explication des phénomènes et de la méthode de calcul, accompagnée de quelques recommandations.

Dans ce travail, nous étudions l'effet de la variation de pression sur l'efficacité de la séparation avant l'entrée des tamis moléculaires afin de connaître la teneur d'eau du gaz brut à l'aide de simulateurs HYSYS.

Cette étude contient quatre chapitres essentiels :

- ❖ Le chapitre I : généraliste sur le gaz naturel.

- ❖ Le chapitre II : Déshydratation du gaz naturel et les hydrates.
  
- ❖ Le chapitre III : Représentation de La région EL MERK.
  
- ❖ Le chapitre IV : Partie pratique : comprend la partie simulation la variation de pression du gaz en utilisant le logiciel HYSYS.

En fin une conclusion générale résume les résultats obtenus.

# *Chapitre 1 Généralités sur le gaz naturel*

Le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures présents naturellement sous pression dans les roches poreuses du sous-sol ou en solution avec du pétrole brut ou du condensât, il compose principalement de méthane (CH<sub>4</sub>).

Pendant longtemps, le gaz naturel a été considéré comme un sous-produit du pétrole, il était brûlé à la torche sur de nombreux gisements. Il a commencé à être utilisé au monde, dans l'industrie d'abord, puis pour des usages domestiques en se substituant peu à peu au gaz manufacturé. Comme son nom l'indique, il est extrait de réserves naturelles souterraines et n'est pas un produit chimiquement unique. Lorsqu'il est extrait d'un gisement de gaz ou qu'il est obtenu en même temps que le pétrole brut, il contient un mélange de gaz et de liquides (dont certains ne seront pas transformés en produits énergétiques).

Ce n'est qu'après avoir été traité qu'il devienne un des gaz commercialisables du mélange d'origine. À ce stade, le gaz naturel reste un mélange de gaz, d'eau avec quelques impuretés de proportions variables (N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, composés sulfurés, etc.). Mais c'est la teneur en méthane qui prédomine (généralement plus de 85%). [1]

## **1.1. Gaz naturel dans le monde :**

### **1.1.1. Passé et présent :**

Longtemps considéré comme un élément dangereux présent dans les gisements de pétrole, le gaz est progressivement exploité. Depuis les années 1970, les qualités énergétiques du gaz sont reconnues et la demande ne cesse d'augmenter. Le développement de nouvelles techniques d'exploration gazière permet de répondre efficacement à cette demande croissante puisque de nouvelles réserves sont découvertes. En 20 ans, les réserves de gaz conventionnel ont augmenté de presque 60%.

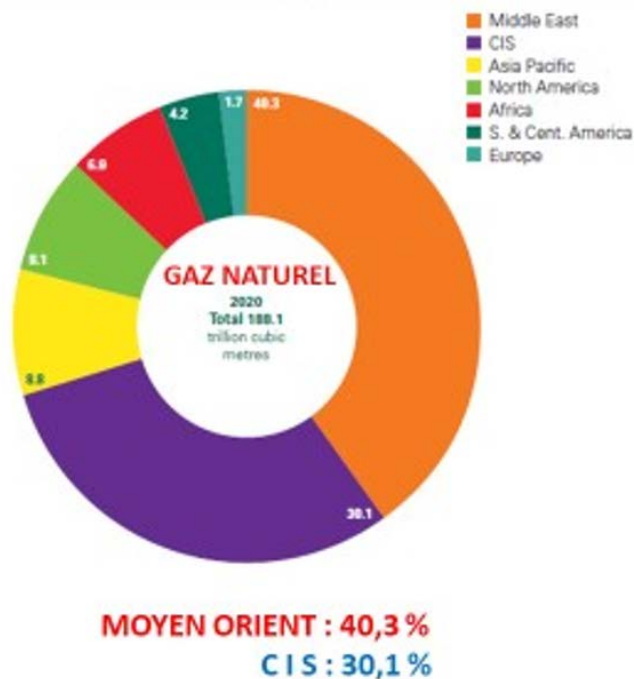
Cependant, la carte des réserves de gaz conventionnel est aujourd'hui connue et le rythme des découvertes ralentit. Depuis ces cinq dernières années, de nombreuses campagnes d'exploration consistent désormais en la recherche du gaz non conventionnel et plus particulièrement de gaz de schiste. [2]

### **1.1.2. Réserves mondiales du gaz naturel :**

Selon l'évaluation des statistiques énergétiques mondiales 2021 de BP, publiée le 8 juillet 2021, les réserves mondiales de gaz naturel qualifiées de "vérifiées" ont atteint 188,1 billions de mètres cubes à la fin de 2020. La Russie a une réserve moyenne de 37 400 milliards de m<sup>3</sup>, ce qui en fait le pays avec le plus de réserves.

La majorité des réserves mondiales de gaz naturel se trouvent au Moyen-Orient. Il y a seulement 40,3% des réserves de gaz prouvées, soit 75,8 billions de mètres cubes, concentrées ici.

L'Iran prend la tête du classement dans ce domaine. Le pays est propriétaire de 32,1 billions de mètres cubes de gaz naturel, ce qui représente 17,1 % des réserves mondiales. Le Qatar se classe en deuxième position dans le Moyen-Orient avec une réserve de 24,7 trillions de mètres cubes, soit 13,1% des réserves à la surface de la terre. L'Arabie Saoudite occupe la troisième place avec une quantité de 6 000 milliards de mètres cubes.[3]



**Figure 1.1 : Répartition des réserves prouvées de gaz naturel dans le monde en 2021 (© d'après BP)**

Ci-dessous, le top 10 des pays possédant les plus grandes réserves de gaz naturel au monde

**Tableau 1.1: Top 10 des pays possédant les plus grandes réserves de gaz naturel au monde [4]**

Pays	Réserves de gaz naturel (en milliers de milliards de m <sup>3</sup> )	Part des réserves mondiales
1. Russie	37.4	19,90 %
2. Iran	32.1	17,1 %
3. Qatar	24.7	13,1 %
4. Turkménistan	13.6	7,2 %
5. États-Unis	12.6	6,7 %
6. Chine	8.4	4,5 %
7. Venezuela	6.3	3,3 %
8. Arabie Saoudite	6	3,2 %
9. Émirats arabes unis	5.9	3,2 %
10. Nigéria	5.5	2,9 %

### 1.1.3. La consommation du gaz naturel :

La pandémie de COVID-19 a entraîné une récession importante de la consommation mondiale de gaz naturel. Malgré cette baisse générale, les États-Unis sont demeurés les plus grands consommateurs. La Chine et la Russie, pour leur part, ont enregistré une hausse de plus de 11 % de leur consommation. En Europe, les principales économies, telles que l'Allemagne, le Royaume-Uni et l'Italie, ont poursuivi leur tendance à l'augmentation de la demande en gaz naturel. La consommation mondiale est exprimée en milliards de mètres cubes.

**Tableau 1.2: Consommation mondiale de gaz naturel (en milliards de mètres Cubes)[5]**

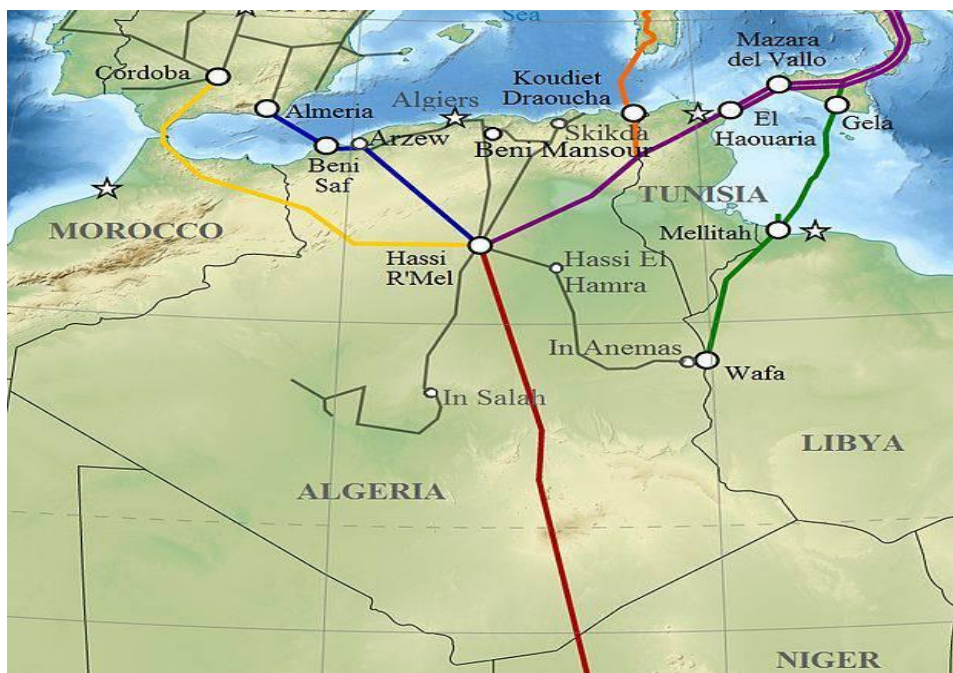
Pays	2020	2021	Évolution 2020-2021	Part dans la consommation mondiale
Etats-Unis	831.9	826.7	-0,6%	20,6%
Russie	432.5	471.6	11,4%	11,7%
Chine	336.6	387.7	12,5%	9,4%
Iran	234.3	241.1	7,3%	6,0%
Canada	113.3	119.2	2,9%	3,0%
Arabie Saoudite	113.1	117.3	3,8%	2,9%
Japon	104.1	103.6	-0,5%	2,6%
Allemagne	87.1	90.5	3,9%	2,2%
Mexique	83.7	88.2	5,4%	2,1%
Royaume Uni	73	76.9	5,3%	1,9%
Italie	67.6	72.5	7,2%	1,8%
France	40.6	43	5,9%	1,1%
Reste du monde	1352,70	1407.6	4,1%	35%
Total monde	3861,5	4036.9	4,5%	100%

## 1.2. Gaz naturel en Algérie :

### 1.2.1. Richesse Algérienne en gaz naturel :

L'Algérie dispose d'une industrie du gaz naturel particulièrement développée, se positionnant parmi les principaux producteurs mondiaux. Depuis les années 1980, elle s'est affirmée comme l'un des plus grands exportateurs de gaz naturel à l'échelle internationale. Une spécificité notable réside dans la mise en place par l'Algérie de plusieurs complexes de liquéfaction du gaz naturel, permettant sa transformation en phase liquide. Ce gaz naturel liquéfié (GNL) est ensuite exporté à travers des méthaniers vers divers marchés, notamment les États-Unis et l'Europe.

En parallèle à l'exportation par voie maritime, l'Algérie a également développé un réseau de transport terrestre grâce à des gazoducs reliant directement le champ gazier de Hassi R'mel à l'Europe **Figure 1.2**. Parmi ces infrastructures stratégiques figure le gazoduc transméditerranéen, qui assure l'acheminement du gaz algérien vers l'Italie et la Slovénie via la Tunisie, ainsi que vers l'Espagne.



**Figure 1.2: Les voies d'exportations gazières algériennes**

### 1.2.2. Les réserves gazières en Algérie :

Les réserves prouvées de gaz naturel de l'Algérie étaient estimées à 4 504 milliards de m<sup>3</sup> fin 2025, soit 54 années de production au rythme de 2015. Ces réserves classaient l'Algérie au 10<sup>e</sup> rang mondial avec 2,1 % du total mondial [6].

Au cours des dix dernières années les bassins de Berkine et d'Illizi ont enregistré les taux de réussite les plus élevées dans l'exploration, avec respectivement 50% et 51% d'exploitation.

### 1.3. Spécifications et propriétés du gaz naturel :

Le gaz naturel en tant qu'une source d'énergie est l'une des matières premières qui ont permis la diffusion du progrès économique et social. A son stade d'exploitation, il doit être caractérisé par certaines propriétés :

#### 1.3.1. Densité :

Elle est définie pour un gaz comme étant le rapport de sa masse volumique à celle de l'air dans des conditions déterminées de température et de pression.

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

$$\text{Densité du Gaz} = \text{Masse Moléculaire} / 28.966$$

#### 1.3.2. Pouvoir calorifique

Le pouvoir calorifique d'un combustible, qu'il soit liquide ou gazeux, désigne la quantité de chaleur libérée lors de la combustion complète d'une unité de masse ou de volume de ce combustible. Pour les gaz, le pouvoir calorifique est généralement exprimé en joules par mètre cube ( $\text{J}/\text{m}^3$ ), mesuré dans des conditions de référence standard.

On distingue deux types de pouvoir calorifique :

##### 1.3.2.1. Pouvoir calorifique supérieur (PCS)

Le pouvoir calorifique supérieur représente la quantité totale de chaleur dégagée lorsque les produits de combustion sont refroidis jusqu'à la température ambiante, avec la totalité de l'eau formée condensée à l'état liquide.

##### 1.3.2.2. Pouvoir calorifique inférieur (PCI)

Le pouvoir calorifique inférieur correspond à la chaleur libérée lorsque les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, mais en considérant que l'eau générée reste à l'état de vapeur et que la chaleur latente de vaporisation n'est pas récupérée.

### 1.3.3. Estimation du pouvoir calorifique :

Le pouvoir calorifique du gaz naturel peut être évalué par une pondération linéaire des pouvoirs calorifiques de ses différents constituants, en supposant que le gaz naturel ainsi que les produits issus de la réaction se comportent comme des mélanges de gaz parfaits [7]:

$$pC_i = \sum pC_i x_i$$

$pC_i$ : Pouvoir calorifique du constituant « i » (kJ/m<sup>3</sup> ou kJ/mol).

$x_i$ : La fraction molaire du constituant « i ».

### 1.3.4. Composition chimique :

En dehors du méthane, le gaz naturel peut contenir d'autres hydrocarbures : l'éthane, le propane, le butane, le pentane, et à des concentrations plus faibles des hydrocarbures lourds.

Les hydrocarbures (C3 – C4) forment fraction GPL (gaz de pétrole liquéfié) la fraction la plus lourde correspond aux hydrocarbures à cinq atomes de carbone ou plus (fraction C5 +) appelée gazoline.

La composition chimique d'un gaz est utilisée pour l'étude de vaporisation. Elle sert aussi à calculer certaines de ces propriétés en fonction de la pression et de la température (compressibilité, densité) et à définir les conditions de son traitement lors de l'exploration (extraction des produits liquides).

## 1.4. Différents types du gaz naturel :

Le gaz naturel se présente sous plusieurs formes, différenciées par leur origine, leur composition chimique ainsi que par le type de réservoirs où ils sont accumulés. Toutefois, quelle que soit sa forme, il est essentiellement constitué de méthane et résulte de la dégradation d'anciens organismes vivants. À ces différentes catégories de gaz naturel, il convient également d'ajouter le biogaz, considéré comme un substitut renouvelable.

### 1.4.1. Le gaz sec

Dans les conditions de production, le gaz sec ne génère pas de phase liquide. Il est principalement constitué de méthane et contient seulement des traces d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane.

### **1.4.2. Le gaz humide**

Dans les conditions de production, le gaz humide se caractérise par la formation d'une phase liquide au niveau des installations de surface. De plus, sa composition présente une teneur en méthane relativement plus faible par rapport aux autres composants.

### **1.4.3. Le gaz à condensât**

Sous les conditions de production, ce type de gaz entraîne la formation d'une phase condensée au sein du réservoir, caractérisée par une forte concentration en hydrocarbures lourds.

### **1.4.4. Le gaz associé**

Le gaz associé désigne le gaz dissous dans le pétrole brut, libéré lors des opérations d'extraction. Historiquement considéré comme un déchet, il était systématiquement brûlé à la torche, entraînant ainsi une perte importante de ressources énergétiques non renouvelables et une pollution atmosphérique évitable. De nos jours, une partie de ce gaz est soit réinjectée dans les réservoirs afin de maintenir la pression du gisement et d'optimiser la récupération du pétrole, soit valorisée à travers divers procédés industriels.

### **1.4.5. Gaz de charbon**

Le charbon contient naturellement du méthane et du CO<sub>2</sub> dans ses pores. Historiquement, ce gaz a surtout été connu pour la menace mortelle qu'il présente sur la sécurité des mineurs, il est alors resté dans la mémoire collective sous le nom de grisou.

Cependant, son exploitation est en plein développement, en particulier aux États-Unis. L'exploitation porte sur des strates de charbon riches en gaz et trop profondes pour être exploitées de façon conventionnelle. Il y a eu des essais en Europe également, mais la plupart des charbons européens sont assez pauvres en méthane [8].

### **1.4.6. Gaz de schiste :**

Certains schistes contiennent aussi du méthane piégé dans leurs fissurations. Ce gaz est formé par la dégradation du kérogène présent dans le schiste, mais, comme pour le gaz de charbon, il existe deux grandes différences par rapport aux réserves de gaz conventionnel. La première est que le schiste est à la fois la roche source du gaz et son réservoir. La seconde est que l'accumulation n'est pas discrète (beaucoup de gaz réunis en un point) mais continue (le gaz est présent en faible concentration dans un énorme volume de roche), ce qui rend l'exploitation bien plus difficile. [9]

## 1.5. Les techniques de traitement du gaz naturel :

### 1.5.1. Généralités sur le traitement :

Le traitement du gaz naturel consiste à séparer totalement ou partiellement certains des Constituants présents à la sortie du puits, tel que l'eau, les gaz acides et les hydrocarbures lourds. Ce traitement a pour but d'amener le gaz à des spécifications de transports ou commerciales.

Les procédés de traitement du gaz sont multiples, et le choix de l'un d'eux est basé sur les critères suivants :

Qualité de l'effluent brut.

Taux de récupération des hydrocarbures lourds visé.

Spécification des produits finis.

Coût global des investissements.

### 1.5.2. Les procédés de traitement du gaz naturel :

Les principaux traitements qui sont effectués sur le gaz naturel brut se résument à :

- a- La première étape : elle permet de réaliser la séparation des fractions liquides éventuellement contenues dans l'effluent des puits, fractions liquides d'hydrocarbures (gaz associé ou à condensât) et l'eau libre.
- b- La seconde étape de traitement : elle dépend du mode de transport. le gaz naturel et ses fonctions peuvent être transportés sous diverses formes :

Gaz naturel comprimé.

Gaz naturel liquéfié (GNL).

Gaz pétrolier liquéfié (GPL).

Produits chimiques dérivés (méthanol, ammoniac).

Chacune de ces filières apparaît comme une succession d'étapes et constitue une chaîne gazière. Certains composants du gaz naturel doivent être extraits, soit pour des raisons imposées par les étapes de traitement ou de transport, soit pour se conformer à des spécifications commerciales ou réglementaires, il est nécessaire d'éliminer au moins partiellement :

H<sub>2</sub>S : toxique et corrosif.

CO<sub>2</sub> : corrosif et de valeur thermique nulle.

Hg : corrosif dans certains cas.

H<sub>2</sub>O : conduisant à la formation des hydrates.

Les hydrocarbures lourds : condensant dans les réseaux de transport.

N<sub>2</sub> : de valeur thermique nulle.

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

La valeur du point de rosée des hydrocarbures dépend des conditions de transport et peut être par exemple fixée à 0°C pour éviter tout risque de formation de phase liquide par condensation rétrogradée.

Dans le cas d'un gaz commercial, les spécifications sont plus sévères et comprennent également une fourchette dans laquelle doit se situer le pouvoir calorifique.

Des spécifications typiques pour un gaz commercial sont présentées sur le tableau Suivant :

**Tableau 1.3: Spécifications typiques pour un gaz commercial [10]**

PCS	39100 à 39500 (KJ/m <sup>3</sup> )
Point de Rosée HC	Inférieur à – 6°C.
Teneur en eau	Inférieur à 150ppm Vol.
Teneur en C+5	Inférieur à 0,5% mol.

## ***Chapitre 2 Déshydratation Du Gaz Naturel Et Les Hydrates***

Quelle que soit son origine, le gaz naturel contient toujours de l'eau, qu'elle provienne directement du réservoir ou qu'elle soit introduite lors des différentes opérations de traitement. La présence d'eau entraîne différents problèmes pour les exploitants, suivant les conditions de température et de pression qui règnent dans une installation. La vapeur d'eau peut provoquer la formation d'hydrates, se solidifier ou se condenser favorisant la corrosion ou entraîner des problèmes d'opérabilité. [11].

Pour éviter ces phénomènes, il est nécessaire de réduire la teneur d'eau du gaz au moyen des techniques de traitement approprié.

### **2.1. Les Hydrates**

Le phénomène de formation d'hydrates constitue le problème majeur dans la production et le transport du gaz naturel [12].

Il y a formation d'hydrates lorsque les conditions suivantes sont simultanément réalisées :

#### **2.1.1. Présence D'eau Liquide**

Un gaz naturel saturé ou non en eau ne donne pas lieu à la formation d'hydrates. Celle-ci ne peut intervenir qu'en présence d'eau liquide par exemple libérée par le gaz au cours d'un changement des conditions de pression ou de température.

#### **2.1.2. Présence D'hydrocarbures Légers**

Seuls les quatre premiers hydrocarbures (méthane, éthane, propane, butane) sont susceptibles de former des hydrates en présence d'eau liquide.

#### **2.1.3. Réalisation De Certaines Conditions De Température Et De Pression**

En plus des conditions précédentes, pour que des hydrates puissent se former, il faut pour un gaz donné que la pression soit suffisamment élevée et que la température suffisamment basse.

La formation des hydrates est favorisée par un certain nombre de facteurs :

- ❖ Tourbillons
- ❖ Vitesse du gaz
- ❖ Coude, orifice, changement de phase.
- ❖ Haute pression
- ❖ Basse température



**Figure 2.1: Formation des cristaux d'hydrates dans un filtre. Cas d'El merk.**

**Remarque :**

Le début de formation d'un bouchon d'hydrates augmente la perte de charge dans la conduite, donc crée une détente supplémentaire du gaz, ce qui a pour effet de le refroidir et donc d'entretenir et d'accélérer la formation des hydrates.

Il conduit à l'obstruction des conduites et des équipements donc à des arrêts de production et des risques de surpression pour les installations.

Les dépôts d'eau par condensation dans les conduites ou les entraînements d'eau libre de gisement peuvent engendrer de fortes pertes de charge avec des risques d'érosion et de "coup de bélier" des bouchons liquides.

Chaque gaz naturel a son propre domaine de formation d'hydrate qui est fonction :

- De la densité du gaz par rapport à l'air.
- De sa composition et des facteurs d'équilibres solides vapeur à P et T pour les méthodes les plus précises.

Dans le cas du bouchage d'une tuyauterie par des hydrates, l'adhérence aux parois et la dureté du bloc d'hydrates est telle qu'aucun moyen mécanique normal de débouchage ne peut être mis en œuvre. [13]

#### **2.1.4. Prévention Des Hydrates**

La formation d'hydrates peut être évitée en se placent en dehors des conditions thermodynamiques de formation (Température et Pression de rosée). Ceci peut être réalisé en

augmentant la température à une pression donnée, ou en abaissant la pression à une température donnée. (Sur une installation de traitement de gaz ou de transport, on doit éviter si possible d'abaisser la pression).

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. [14].

### 2.2. Méthodes De Déshydratation

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

#### 2.2.1. Séchage Par Compression Ou Refroidissement

La teneur en eau saturée du gaz avec la montée de la pression ou la baisse de la température. Par conséquent la compression et/ou le refroidissement sont généralement utilisés comme étape de pré-déshydratation, avant un procédé d'adsorption ou d'absorption. La température qui puisse être atteinte est déterminée par le point de formation des hydrates.

#### 2.2.2. 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.

#### 2.2.3. Déshydratation par membrane

La déshydratation La déshydratation par membrane repose sur la séparation sélective des mélanges gazeux, sous l'effet d'un gradient de pression, à travers une couche mince et continue constituée d'un polymère spécifique. Le mélange gazeux est introduit dans le perméateur à haute pression (typiquement de l'ordre de plusieurs dizaines de bars), À la sortie deux flux sont récupérés :

- **Le rétentat**, constitué des composants non perméés, est prélevé à une pression proche de celle de l'alimentation (hors pertes de charge).
- **Le perméat**, enrichi en composants ayant traversé la membrane, est récupéré à une pression nettement inférieure.

Ce mécanisme de transfert est régi par la théorie de la diffusion [15].

On peut injecter le méthanol qui est utilisé dans les systèmes de collecte de gaz naturel et dans les conduites de transport. Dans les usines de traitement de gaz, des

Injections intermittentes de méthanol sont fréquemment utilisés lorsqu'il existe une légère formation d'hydrates.

#### 2.2.4. Déshydratation Par Adsorption (Cas D'el MERK)

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 maintenues à la surface des pores par des forces qui dépendent des réactions ou des interactions physiques.

D'une façon générale on admet deux types d'adsorption :

##### 2.2.4.1. L'adsorption physique

Utilisée pour le traitement de gaz, caractériser par :

- Mise en jeux des forces résiduelles de van der waals.
- Elle est exothermique (dégagement de chaleur).

##### 2.2.4.2. L'adsorption chimique

Utilisé dans le domaine catalytique, caractériser par :

- Mise en jeux des forces d'attraction dues aux liaisons chimiques ioniques.
- Elle est sélective mais la désorption nécessite une température élevée [16].

#### 2.2.5. 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 :

- Aptitude à fournir des points de rosée très bas.
- 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 :

- Cout initial important.
- Besoins calorifiques pour la régénération relativement importants.
- Pertes de performances et d'efficacité avec le temps d'où nécessité de procéder à des changements. [9]

### 2.3. Types D'adsorbant :

La majorité des adsorbants industriels sont capables d'adsorber les gaz ou les fluides organiques ou inorganiques mais leurs caractéristiques d'adsorption rendent chacune plus ou moins spécifique à une application particulière.

Dans l'industrie de traitement de gaz, il existe différents types d'adsorbants à savoir

#### 2.3.1. Le gel de silice ( $\text{SiO}_2$ )

C'est un produit dur, granulaire, très poreux et disponible sous forme de poudre ou des grains, utilisé généralement pour la déshydratation de l'air.

#### 2.3.2. Les charbons actifs

Le charbon actif, principal adsorbant utilisé dans les procédés industriels, est dérivé de matières organiques telles que le bois ou la tourbe, qui sont d'abord carbonisées puis activées. Selon les applications, le charbon actif peut se présenter sous forme de poudre, avec des pores de quelques micromètres, ou sous forme de grains.

Ce matériau se distingue par sa capacité élevée à fixer et retenir les fluides en contact avec sa surface, grâce à une structure microporeuse favorable à l'adsorption [17].

#### 2.3.3. Les alumines actives ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ )

Commercialisées sous forme de poudre granulée. Utilisé comme déshydratants pour les gaz et les liquides. Capacité d'adsorption est pratiquement faible.

#### 2.3.4. Les Tamis Moléculaires :

Les tamis moléculaires sont des cristaux de zéolithes synthétiques appartenant à la famille des aluminosilicates métalliques. Ils sont largement utilisés dans les procédés de déshydratation du gaz naturel, en raison de leur grande capacité d'adsorption sélective de l'eau. Toutefois, leur régénération nécessite des températures élevées, ce qui impose des conditions spécifiques d'exploitation [18].



Figure 2.2: Tamis moléculaire sous ses différentes formes

#### 2.4. La description de procédé

Le but de cette partie est de familiariser les participants avec le système de Déshydratation de l'Installation de traitement centrale d'El Merk (CPF) [19]. Elle comprendra la description de procédé, le principe d'exploitation.

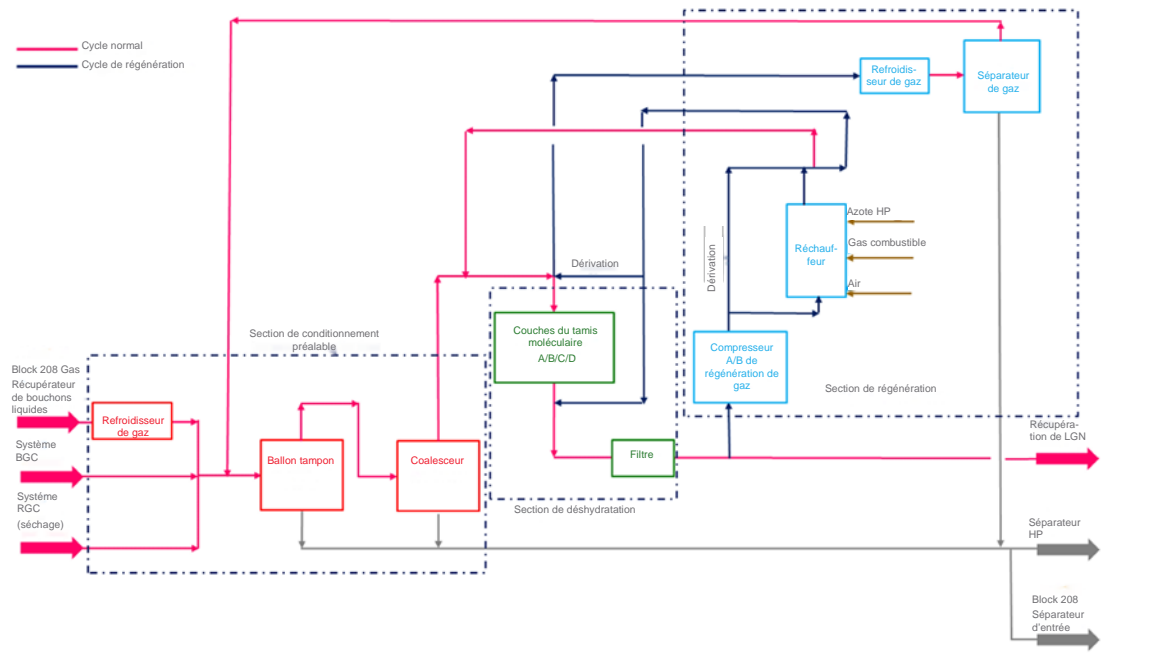
Certains équipements à l'intérieur du système de récupération de GPL fonctionnent à des températures négatives, par conséquent l'eau doit être retirée du gaz pour éviter qu'elle gèle et/ou la formation d'hydrates. Ceci est effectué dans l'unité de Déshydratation utilisant les couches adsorbants d'un tamis moléculaire pour obtenir un écoulement de gaz ayant une teneur en eau de moins de 0,1 ppmv.

Le CPF a un train unique de Déshydratation (capacité 1 x 100%) avec une capacité nominale de traitement de 600 MMSCFD de gaz pouvant fonctionner à une capacité effective de 30%.

#### 2.5. Principes de procédé

L'installation de traitement centrale a une capacité de 100% du système de déshydratation comprenant trois sections :

- Conditionnement préliminaire.
- Adsorption.
- Régénération.



**Figure 2.3: Section de déshydratation du gaz**

### 2.5.1. Conditionnement préalable

Cette étape vise à éliminer l'eau libre, les hydrocarbures liquides ainsi que les particules solides présents dans le gaz à l'admission. Ce prétraitement est essentiel pour protéger les lits de tamis moléculaire situés en aval, en prolongeant leur durée de vie et en assurant un fonctionnement optimal de l'unité de déshydratation [20].

### 2.5.2. Adsorption

La déshydratation du gaz est effectuée pour éviter que l'eau gèle et/ou la formation d'hydrates à l'intérieur du système de récupération des LGN. Elle réduit la teneur en eau du gaz humide de 2797 ppmv à moins de 0,1 ppmv [19].

Un tamis moléculaire 4A°, qui a un diamètre de pore de 4 angströms, est sélectionné pour ce procédé car

1. La concentration de composé de gaz sulfuré est très basse
2. Il a la plus haute charge d'eau
3. Il exige le taux le plus bas de gaz de régénération car il peut être régénéré à haute température (280° C)

### 2.5.3. Régénération

La régénération du tamis moléculaire épuisé est effectuée en utilisant un écoulement de gaz sec de produit. L'écoulement de gaz sec est conditionné dans cette section pour qu'il puisse

être utilisé pour la régénération des couches épuisées du tamis moléculaire aussi bien que pour la surchauffe du gaz d'alimentation aux couches du tamis moléculaire.

Adsorption et régénération du tamis moléculaire.

La déshydratation est le procédé utilisé pour éliminer l'eau du gaz naturel et des liquides de gaz naturel et elle est requise pour

- Éviter la formation d'hydrates et la condensation d'eau libre dans les installations de traitement et de transport.
- Pour satisfaire une spécification de teneur en eau.
- Pour éviter la corrosion des équipements en aval.

La suite décrit certaines des techniques utilisées pour déshydrater le gaz naturel, les condensats de gaz associés et les GPL

- Absorption utilisant des déshydratants liquides.
- Adsorption utilisant des déshydratants solides.
- Déshydratation avec  $\text{CaCl}_2$ .
- Déshydratation par réfrigération.
- Déshydratation par perméation
- Déshydratation par désorption de gaz
- Déshydratation par distillation.

La technique de déshydratation utilisée dans le CPF est l'adsorption utilisant des déshydratants solides. Il y a plusieurs déshydratants solides possédant la caractéristique physique d'adsorption de l'eau du gaz naturel. Ces déshydratants sont généralement utilisés dans des systèmes de déshydratation comprenant des couches et l'équipement associé de régénération. La/les couches sont en service adsorbant l'eau du gaz tandis que la/les autres tours sont en régénération et refroidies. Du gaz chaud est utilisée pour chasser l'eau adsorbée par le déshydratant, après quoi la tour est refroidie par un écoulement de gaz non chauffé. Les couches sont commutées avant que la tour en service ne soit saturée d'eau.

Pour les procédés où des températures cryogéniques sont rencontrées, une déshydratation par solides est préférée à l'injection conventionnelle de méthanol pour éviter la formation de glace et d'hydrates. Les déshydratants solides sont souvent utilisés pour le séchage et l'adoucissement des liquides de gaz naturel.

Certains des déshydratants solides utilisés communément sont comme suit

- Gels (gels de silice ou d'alumine).
- Alumine (fabriquée ou naturelle sous forme d'oxyde d'aluminium).
- Tamis moléculaires (fabriqués ou les alumino-silicates naturels).

Les déshydratants solides utilisés par le CPF sont des tamis moléculaires. Les tamis moléculaires sont une classe d'alumino-silicates qui possèdent la plus haute capacité d'eau, qui produiront les points de rosée les plus bas et qui peuvent être utilisés pour adoucir et sécher simultanément des gaz et des liquides. Ces usines fonctionnent en général à des températures très basses et exigent un gaz d'alimentation très sec pour éviter la formation d'hydrates [19].

#### 2.5.4. Admission Du Refroidisseur De Gaz De La Déshydratation Du Gaz

Le gaz humide du récupérateur de bouchons liquides (V08-1003) est refroidi à 60°C à l'admission du refroidisseur de gaz de la déshydratation du gaz (A01-2601). Le flux de gaz ne doit pas être trop refroidi car cela entraînerait une accumulation de LGN dans le train de pétrole. L'admission du refroidisseur de gaz est un refroidisseur à circulation forcée.

**Tableau 2.1: Conditions de fonctionnement et de conception des aéro réfrigérations [19].**

Température de fonctionnement côté tube (IN / OUT), °C	72,6 / 55,0 à 35,0
Pression de fonctionnement côté tube (IN / OUT), barg	69,8 / 69,1
Température de fonctionnement côté tube (MAX / MIN), °C	90,0 / -39,0
Pression de conception, barg	84,0
Passes / Ventilateurs par baie	2/2
En service, MMk cal/heure	3,35
MOC	DSS 2205 (Tubes) Aluminium (ailettes)
Type d'ailette	Extrudé

Ci-dessous, certaines des caractéristiques du refroidisseur de gaz

- Il y a deux baies dans le refroidisseur d'air
- 50 % des ventilateurs de chaque baie sont fournis avec un entraînement à fréquence variable (VFD) pour le contrôle de la vitesse.

- Des grilles d'aération à commande manuelle sont fournies pour les variations saisonnières.
- Des points de pression sont prévus à l'admission et l'extérieur du refroidisseur pour le contrôle de la performance
- Le point d'injection de méthanol est prévu en amont du refroidisseur d'air.

### 2.5.5. Ballon Tampon D'alimentation De La Déshydratation De Gaz

Les flux suivants sont recueillis dans un collecteur et acheminés vers le ballon tampon d'alimentation de la déshydratation du gaz

- Gaz venant de l'admission du refroidisseur de gaz de la déshydratation du gaz (A01-2601) c.-à-d. gaz humide du récupérateur de bouchons liquides (V08-1003)
- Refoulement des précompresseurs (K01/02/03-2503)
- Gaz de régénération recyclé venant du séparateur de gaz de régénération de la déshydratation du gaz (V01-2606)

Le ballon tampon d'alimentation de la déshydratation du gaz est conçu avec des organes internes pour la séparation en vrac de liquides. Le liquide libre du ballon tampon est séparé et drainé vers le séparateur d'admission de condensats du Bloc 208 (V08-1005) ou vers le séparateur haute pression (quand le séparateur d'admission n'est pas disponible). Le gaz du ballon tampon est envoyé vers le coalesceur d'admission de la déshydratation du gaz (V01-2601).

**Tableau 2.2: Conditions de fonctionnement et de conception [19].**

Pression de fonctionnement, barg	69,1
Température de fonctionnement, 0°C	42,5 à 55
Pression de conception, barg	84 / FV
Température de conception (Max / Min), °C	90,0 / -39,0
MOC	CS + SS316L CLAD

Ci-dessous, certaines des caractéristiques du ballon tampon :

- Le dispositif d'admission est prévu pour améliorer la séparation des phases
- Un ensemble à ailettes ainsi qu'une agglomération sont prévus à la sortie de gaz du séparateur pour éliminer les gouttelettes de liquide entraîné

- Un tuyau de drainage d'élimination de brouillard est immergé sous le niveau Bas – Bas du liquide (LLLL)
- Une conduite de recyclage venant du refoulement de RGC est fournie pour faciliter le séchage et la mise en service de l'unité.
- Une conduite de raccordement de 12 pouces est fournie pour permettre une régénération future du tamis moléculaire avec du gaz résiduel au lieu du gaz sec d'alimentation.

### 2.5.6. Coalesceur D'admission De La Déshydratation Du Gaz

Le coalesceur d'admission de la déshydratation du gaz fonctionne comme un filtre / séparateur. Le flux de vapeur sortant du ballon tampon est mélangé avec du gaz de régénération et s'écoule vers le coalesceur d'admission de la déshydratation du gaz dans lequel l'eau libre, les condensats et les particules solides entraînées sont éliminés. Ce coalesceur est équipé d'une conduite en dérivation pour la maintenance. Le liquide séparé du flux de gaz est drainé vers le séparateur d'admission de condensats du Bloc 208 (V08-1005) ou vers le séparateur haute pression.

Le refroidisseur et le ballon tampon doivent être à couplage direct et être adjacents au coalesceur pour assurer une performance satisfaisante du coalesceur et éviter que des hydrocarbures liquides encrassent les couches du tamis moléculaire.

**Tableau 2.3 : Conditions de fonctionnement et de conception [19].**

Pression de fonctionnement, barg	68,8
Température de fonctionnement, 0°C	55
Pression de conception, barg	84
Température de conception (Max / Min), °C	90,0 / -14,0
MOC	CS + SS316L CLAD SS 316L (Organes internes)

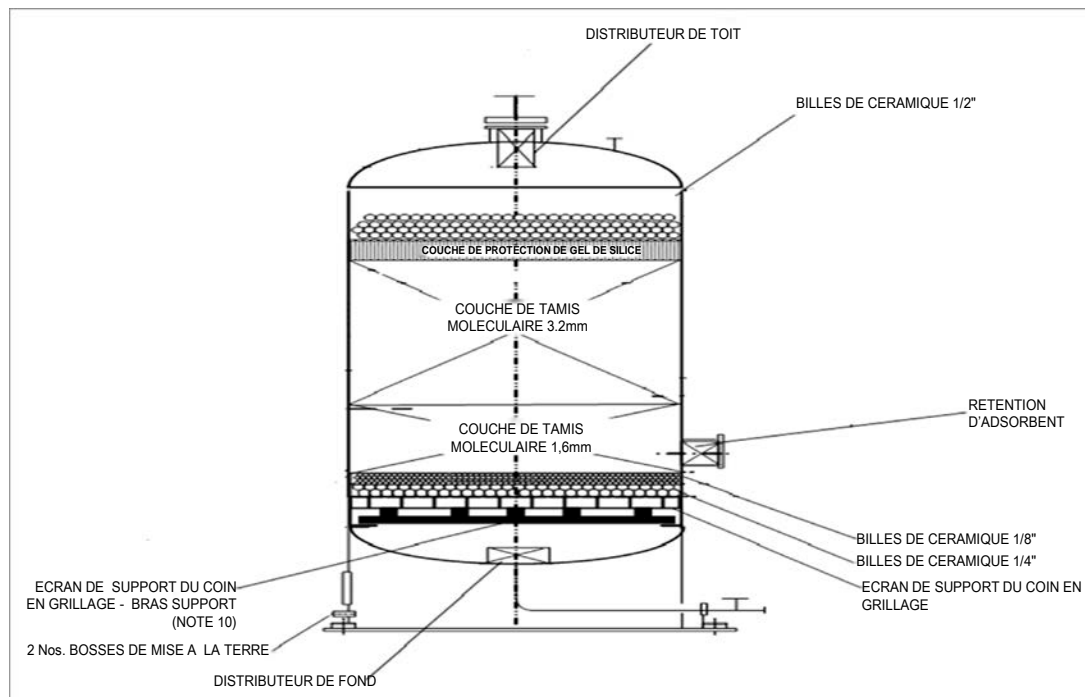
Ci-dessous, certaines des caractéristiques du coalesceur

- Le coalesceur fonctionne comme un filtre / séparateur
- Un déflecteur anti tourbillon est fourni à la sortie de liquide de la section du coalesceur.

### 2.6.6. Couches Du Tamis Moléculaire Et Auxiliaires

Après séparation et filtrage, le flux de vapeur humide est surchauffé de 2° C (d'environ 55°C à environ 57° C) en utilisant un écoulement de gaz chaud provenant de la sortie du réchauffeur de gaz de régénération. Ceci permet de prolonger la durée de vie des tamis moléculaires en évitant la condensation de liquide dans la couche. Ce flux surchauffé pénètre dans la couche du tamis moléculaire de gaz (V01-2602A/B/C/D) par le haut et ressort par le bas. Il y a quatre couches de tamis moléculaire, une en mode de régénération et les autres en mode d'adsorption. Le changement de couche peut être effectué à des temps prédéfinis ou basé sur les calculs de charge d'eau. Ceci peut être fait manuellement ou par une séquence automatique.

Le gaz sec quittant les fonds de couche du tamis moléculaire est filtré pour éliminer les particules entraînées du tamis moléculaire par le filtre de couche du tamis moléculaire de gaz (S01-2602A/B). Un écoulement est prélevé sur le gaz déshydraté et utilisé comme gaz de régénération. Le gaz sec net est envoyé vers le système de récupération de LGN pour récupérer le GPL et les produits condensés. Un analyseur d'humidité est fourni en aval des couches du tamis moléculaire de gaz [19].



**Figure 2.4: Couche du tamis moléculaire de gaz.**

### 2.6.7. Configuration De La Couche D'adsorption

La couche d'adsorption peut être exploitée comme suit :

1. Opération à quatre couches (3 adsorptions et 1 régénération) ou
2. Opération à trois couches (2 adsorptions et 1 régénération).

Indépendamment de la configuration de couche le cycle de régénération de couche est fixé c.-à-d :

A → B → C → D

### 2.6.8. Commutation Du Mode De Fonctionnement De L'adsorbeur

La commutation entre les modes de fonctionnement à quatre et trois couches ne peut être lancée que par un opérateur non automatiquement.

#### 1. Mode de fonctionnement de quatre à trois couches

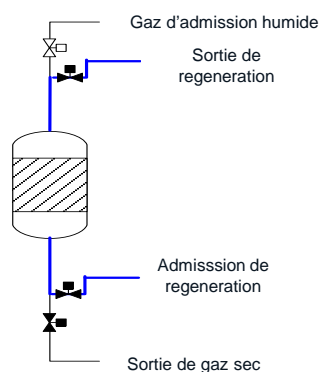
Lors d'un fonctionnement en mode à quatre couches la séquence ne permettra que la commutation au mode à trois couches si :

- Si le ratio de l'usine est  $< 75\%$  du débit de conception de manière à éviter une forte chute de pression d'adsorption.
- Un adsorbeur a été sélectionné pour l'arrêt.

#### 2. Mode de fonctionnement de trois à quatre couches

Lors d'un fonctionnement en mode à trois couches la séquence ne permettra la commutation au mode à quatre couches que si :

- Aucun adsorbeur n'a été sélectionné pour un arrêt.
- Les vannes de commutation d'adsorbeur de l'adsorbeur d'arrêt sont dans la position correcte comme indiqué dans la figure suivante :



**Figure 2.5: Positions des vannes de commutation de l'adsorbeur d'arrêt [19].**

L'adsorbeur d'arrêt qui doit être remis en service sera incorporé dans le mode de fonctionnement à quatre couches lorsque la régénération de cet adsorbeur sera planifiée, c.-à-d. que l'adsorbeur qui a été arrêté sera régénéré avant d'être remis en adsorption. Cela veut dire que dans le cas le plus défavorable il pourrait y avoir trois cycles de régénération ( $3 \times 4 = 12$

heures) avant qu'un vrai fonctionnement à quatre couches soit amorcé et que le ratio de l'usine soit autorisé à dépasser 75 % du taux de conception.

Le système est ainsi conçu pour toujours s'assurer que l'adsorbeur commuté sur le service d'adsorption a toujours été complètement régénéré.

### 2.6.9. Couche du tamis moléculaire de gaz.

**Tableau 2.4: Conditions de fonctionnement et de conception Couche du tamis moléculaire de gaz.**

Conditions d'exploitation	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mode d'adsorption : 68,3 barg, 25-57° C</li> <li>• Mode de régénération : 70,7 barg, 35-280° C</li> </ul>
Pression de conception, barg	84 / FV
Température de conception (Max / Min), °C	310 / -18,0
MOC	CS SS 316 L (Organes internes)

Ci-dessous certaines des caractéristiques des couches de tamis

- Un distributeur est prévu au sommet et à la base de la couche de tamis.
- Des couches de billes en céramique, de gel de silice de protection et le tamis moléculaire sont fournis dans la couche du tamis.

### 2.5.10. Ballon de drainage du tamis moléculaire de gaz

Le ballon de drainage est un récipient horizontal prévu pour collecter le liquide condensé du collecteur de gaz d'admission. Il est fourni au point le plus bas.

**Tableau 2.5: Conditions de fonctionnement et de conception Ballon de drainage du tamis moléculaire de gaz [19]**

Pression de conception, barg	68,3
Température de fonctionnement, 0°C	25 à 57
Pression de conception, barg	84 / FV
Température de conception (Max / Min), °C	90,0 / -14,0
MOC	CS

Le ballon de drainage est placé dans une fosse.

### 2.5.11. Filtres de couche du tamis moléculaire de gaz

Ces filtres sont fournis pour éliminer toute poussière / particules entraînées avec l'adsorbant (< 3 microns) vers le système aval. Ces filtres sont du type gouttière [19].

**Tableau 2.6: Conditions de fonctionnement et de conception Filtres de couche du tamis moléculaire de gaz.**

Débit (Max), m <sup>3</sup> /h	13 404
Pression de fonctionnement, barg	67,4
Température de fonctionnement, 0°C	59
Taille des particules à éliminer, µm	>3
Pression différentielle maximum admissible, bars	0,1
Pression de conception, barg	84
Température de conception (Max / Min), °C	120,0 / -20,0

### 2.5.12. Compresseur De Gaz De Régénération :

Une partie du gaz venant de l'unité de déshydratation sera prise comme gaz de régénération. La pression du gaz de régénération est augmentée (au moins 6,4 bars) par le compresseur de gaz de régénération du gaz de déshydratation (K01-2601A/B) pour fournir une pression suffisante en vue de recycler le gaz de régénération à la section amont du système de déshydratation [19].

**Tableau 2.7: Conditions de fonctionnement et de conception compresseur de gaz de régénération**

Type	Centrifuge
Débit nominal, MMSCFD	139,0
Pression de refoulement en fonctionnement, barg	73,3
Température de refoulement en fonctionnement (Normal), °C	66,0
Pression différentielle, bar	6,4
Service, kW (Puissance absorbée)	656,0
Pression de conception, barg	84,0
Température de conception (Max / Min), °C	90,0 / -20,0

### 2.5.13. Réchauffeur Au Gaz De Régénération

Le gaz de régénération refoulé par le compresseur de gaz de régénération est chauffé à 280° C dans le lot de réchauffeur au gaz de régénération du gaz de déshydratation (H01-2601). Ce gaz réchauffé est utilisé pour la régénération des couches saturées du tamis moléculaire aussi bien que pour surchauffer le gaz d'alimentation vers les couches du tamis moléculaire.

Le gaz de régénération pénètre dans le fond de la couche du tamis moléculaire saturé d'eau. Ce gaz chaud de régénération enlève (résorbe) l'eau du tamis moléculaire et l'entraîne à l'extérieur par le sommet de la couche.

Une dérivation, avec contrôle de débit, autour du réchauffeur est fournie en vue de fournir du gaz de refroidissement pour refroidir la couche régénérée du tamis moléculaire avant qu'il ne soit commuté sur le mode de déshydratation.

Pendant une partie du cycle de fonctionnement du réchauffeur (refroidissement /attente/adsorption parallèle des couches du tamis moléculaire) une partie importante du débit de gaz de régénération sera dérivée autour du réchauffeur. Le réchauffeur a un débit moyen d'environ 5 % du service normal du réchauffeur [19].

### 2.5.14. Refroidisseur Et Séparateur Du Gaz De Régénération De Déshydratation Du Gaz

Le refroidisseur du gaz de régénération de la déshydratation du gaz (A01-2602), refroidit le gaz de régénération à la sortie de la couche du tamis moléculaire à 55°C pour condenser l'eau. L'eau est séparée du gaz dans le séparateur aval du gaz de régénération de la déshydratation du

gaz (V01-2606) et le gaz est recyclé en amont du ballon tampon d'alimentation (V01-2607). Le liquide séparé du flux de gaz est drainé vers le séparateur d'admission de condensats du Bloc 208 (V08-1005) ou vers le séparateur haute pression [19].

### 2.5.15. Refroidisseur du gaz de régénération de la déshydratation du gaz

**Tableau 2.8: Conditions de fonctionnement et de conception refroidisseur du gaz de régénération de la déshydratation du gaz [19].**

Température de fonctionnement côté tube (IN / OUT), °C	280,0 / 55,0
Pression de fonctionnement côté tube (IN / OUT), barg	69,8 / 69,3
Température de fonctionnement côté tube (MAX / MIN) , °C	310 / -20,0
Pression de conception, barg	84,0 / FV
Passes	2
En service, MMk cal/heure	19,9
MOC	SS 316L (Tubes) Aluminium (ailettes)
Type d'ailette	Encastré

Ci-dessous figurent certaines des caractéristiques du refroidisseur :

- Il y a trois baies dans un refroidisseur de gaz
- 50 % des ventilateurs sont fournis avec un entraînement à fréquence variable (VFD) pour le contrôle de la vitesse
- Des grilles d'aération à commande manuelle sont fournies pour les variations saisonnières.
- Des points de pression sont prévus à l'admission et à l'extérieur du refroidisseur de gaz pour contrôler la performance

### 2.5.16. Séparateur De Régénération De La Déshydratation Du Gaz

**Tableau 2.9: Conditions de fonctionnement et de conception séparateur de régénération de la déshydratation du gaz.**

Pression de fonctionnement, barg	69,1
Température de fonctionnement, 0°C	35 à 55
Pression de conception, barg	84 / FV
Température de conception (Max / Min), °C	90,0 / -20,0
MOC	CS + SS316L CLAD

Ci-dessous figurent certaines des caractéristiques du séparateur :

- Le dispositif d'admission est prévu pour améliorer la séparation des phases
- Un éliminateur de brouillard à ensemble d'aubes ainsi qu'un agglomérateur sont fournis à la sortie du gaz du séparateur pour éliminer les gouttelettes de liquide entraînées [19].

## *Chapitre 3 Présentation du complexe*

### 3.1. PRESENTATION DU COMPLEXE D'EL MERK

#### 3.1.1. Localisation du site

Le site d'El Merk est situé à environ 350 km au sud-est de Hassi Messaoud et à près de 80 km du site HBNS. Le développement de ce pôle énergétique s'inscrit dans une démarche collaborative, menée en synergie entre plusieurs associations industrielles: Sonatrach/Anadarko, Sonatrach/ENI et Sonatrach/Pertamina (anciennement ConocoPhillips).

Dans cette optique, six partenaires – à savoir Sonatrach, Anadarko, ENI, Maersk, Pertamina (Ex ConocoPhillips) et Talisman – ont conclu un protocole d'accord (Memorandum of Understanding) visant à encadrer le développement du projet El Merk. L'objectif principal de cet accord porte sur la réalisation d'une usine de traitement centralisée (Central Processing Facility - CPF) dédiée au traitement du pétrole brut et du gaz humide, à la récupération des hydrocarbures, ainsi qu'à leur expédition. Plus précisément, le pétrole est acheminé vers HEH via le point kilométrique PK0, tandis que le GPL et les condensats sont dirigés vers le site de Gassi Touil via les lignes LR1 et OH2. [21]

Dans ce chapitre nous décrivons les caractéristiques ainsi que les activités réalisées dans le champ EL MERK par le groupement BERKINE. La zone de production a été découpée en 4 secteurs [22]:

- Le block 208 (El MERK), qui regroupe 4 champs
  - EKT (El KHEIT el TESSEKHA).
  - EMN (El MERK Nord).
  - EME (El MERK Est).
  - EMK / MLSE (champ groupé d'El MERK et de MENZEL LEDJMAT SUD-EST).
- Le Block 405A (MENZEL LEDJMET), déjà partiellement exploité avec les installations de production et d'export de MENZEL LEDJMAT Nord (MLN). Le gisement TAGI du sud-est de MENZEL LEDJMAT (MLSE) sera envoyé vers le CPF d'El MERK et traité en même temps que la production du site.
- Les Blocks 404 et 403a sont déjà opérés par le Groupement Berkine à l'aide du CPF d'Hassi Berkine qui traite la production des champs HBNS et de ses satellites, ainsi que les champs HBN. Ce CPF ne possédant pas d'unité de récupération de GPL, les gaz riches récupérés pourraient, dans le futur, être envoyés vers le CPF d'El MERK pour y être traités.

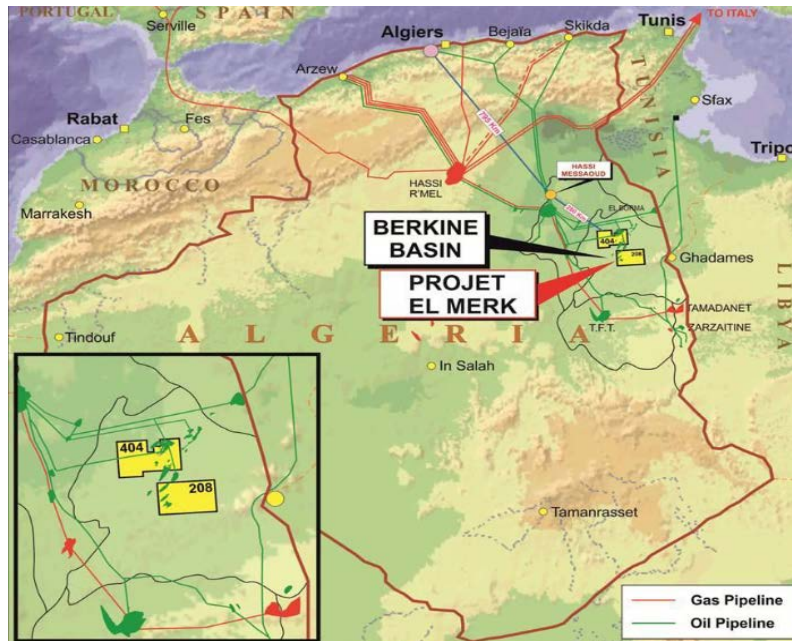


Figure 3.1: Localisation des Blocs du projet El MERK

Le CPF d'El MERK est voisin d'un certain nombre de pipeline d'export de gaz et de brut. La production des installations rejoint un réseau de pipelines existant à Gassi Touil, à environ 160 km à l'ouest d'El MERK. [21]

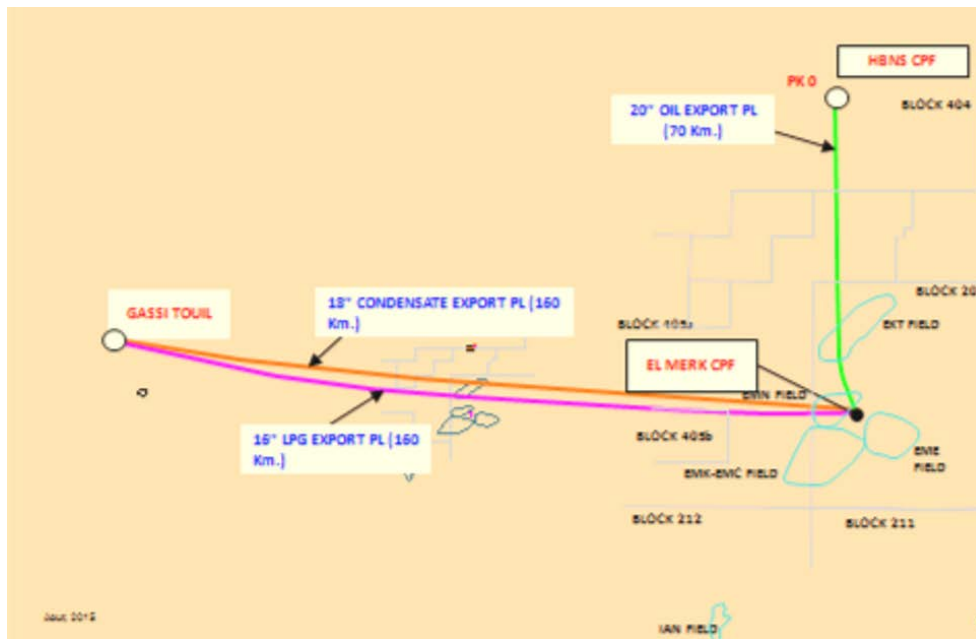
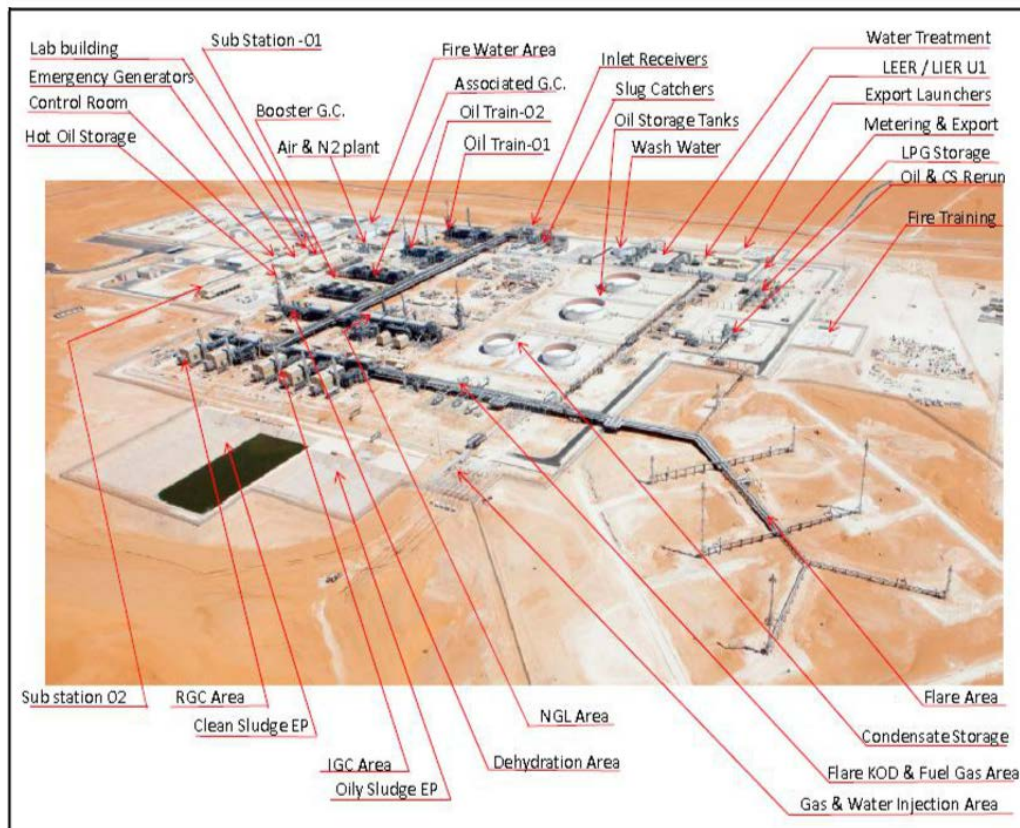


Figure 3.2: Localisation De Pipeline d'export De Gaz Et De Brut

### 3.2. Présentation du CPF

La figure ci dessous représente une vue panoramique du CPF d'el MERK.



**Figure 3.3 : Vue panoramique de CPF d'el MERK**

#### 3.2.1. Dimensionnement des installations :

L'installation de production centrale (CPF : Central Production Facility) a été conçue avec une durée de fonctionnement prévue de 25 ans.

Elle est composée d

- 2 trains de traitement du brut d'une capacité de 65000 barils/jour chacun.
- 1 train de récupération des GPL d'une capacité de 600 MMSCFD ( $16,8 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3/\text{j}$ ).

Le taux d'exportation maximal nominaux (à l'exclusion de la production future de NGL des blocks 404 et 403a) est : **[19]**

- 98 307 STBPD de brut.
- 28 825 STBPD de condensats.
- 31 079 STBPD de GPL.

La totalité du gaz produit, moins la récupération des GPL et le Fuel Gaz utilisé sur le site, sera réinjectée dans les réservoirs.

La récupération du pétrole sera facilitée par drainage / injection d'eau et de gaz dans des puits injecteurs. La capacité d'injection est de :

- 155000 barils/jour pour l'eau.
- 500 MMSCFD pour le gaz ( $14.10^6 \text{Nm}^3/\text{j}$ ).

La puissance électrique importée pour faire fonctionner l'ensemble des installations sera d'environ 50 MW.[21]

### 3.2.2. Présentation des différentes sections de complexe [21]

Le complexe comprend principalement :

#### 3.2.2.1. Section de réception

D'une manière générale, on commence par séparer la production en 3 phases :

- Le gaz, qui est envoyé vers l'unité de récupération des GPL. Selon sa pression, il est préalablement comprimé à une pression suffisante.
- Les hydrocarbures liquides, envoyés vers les 2 trains de séparation huile/condensats.
- L'eau produite, séparée par décantation : cette eau est traitée puis réinjectée dans les réservoirs.

Au CPF, la production des différents puits est réceptionnée dans 3 unités de traitement, dont le rôle est de réaliser une première séparation bi-phasique (gaz/liquide) ou tri-phasique (gaz/hydrocarbures/liquides).

Une première unité est dédiée à la réception du mélange gaz/condensats du block 208 :

- L'eau produite par décantation est envoyée sur une unité de traitement spécifique.
- Les hydrocarbures liquides sont envoyés vers les trains de séparation brut/condensats.
- Le gaz à haute pression (environ 70 bar) est envoyé vers l'unité de déshydratation, au

Refoulement des compresseurs booster.

- Une seconde sortie de gaz, à pression plus faible (environ 40 bar) est envoyée à l'aspiration des compresseurs booster.
- Une seconde unité est dédiée à la réception de l'huile produite sur le block 208.

- Une dernière unité est dédiée à la réception des gisements groupés d'El MERK (EMK) et de Menzel LEDJMAT SUD-EST (MLSE).

Pour ces 2 dernières installations :

- L'eau produite est traitée dans des installations adaptées, puis envoyée vers les puits d'injection d'eau.
- Le gaz, à une pression d'environ 40 bars, est envoyé à l'aspiration des compresseurs Booster.

#### 3.2.2.2. Section de traitement du brut

Le CPF est équipé de 2 trains de traitement, chaque train étant dimensionné pour assurer 50% de la capacité nominale du CPF.

Les hydrocarbures liquides sont admis sur chaque train où ils subissent les traitements suivants :

a- Nouvelle séparation triphasique :

- Le gaz récupéré dans le séparateur HP est envoyé à l'aspiration du second étage des compresseurs jumelés (AGC).
- L'eau produite est envoyée vers l'installation de traitement des eaux.
- Les hydrocarbures liquides sont envoyés vers la partie dessalage.

b- Dessalage :

Les sels en suspension dans les hydrocarbures sont éliminés par un lavage à l'eau de source, suivi d'une décantation :

- Le dégazage des séparateurs est envoyé à l'aspiration du 1er étage des compresseurs jumelés (AGC).
- Les hydrocarbures sont envoyés vers la partie stabilisation du brut.
- L'eau de lavage, chargée en sels, est envoyée vers l'installation de traitement des eaux, avant réinjection vers les réservoirs.

c- Stabilisation du brut :

Les caractéristiques du brut (principalement tension de vapeur) sont ajustées par distillation et élimination des fractions les plus volatiles (condensats) :

- Le brut stabilisé est envoyé vers le stockage dédié.
- Les condensats sont envoyés vers l'unité de récupération des condensats.
- Récupération et stabilisation des condensats :

Où les caractéristiques des condensats (tension de vapeur et densité) sont ajustées par mélange, puis envoyés vers leur stockage dédié.

### 3.2.2.3. Section de Compression des gaz

L'unité de récupération des GPL fonctionne avec une pression d'entrée voisine de 70 bars, mais doit être en mesure de traiter les différents dégazages du CPF. De ce fait la ré-compression de ceux-ci s'avère nécessaire.

La compression des gaz est réalisée à l'aide de 2 séries de compresseurs :

- Les compresseurs jumelés (ACG) : (associated gas compressors)  
Permettent de compresser les dégazages issus des trains de traitement du brut.
- Ces 3 compresseurs ont chacun une capacité correspondant à 50% du débit nominal : en fonctionnement normal, 2 compresseurs opèrent, le 3ème étant en secours.
- Les compresseurs AGC sont des compresseurs centrifuges, à 2 étages de compression:
  - Le 1er étage comprime le dégazage des équipements de la zone de dessalage de 1 bar à 15 bars.
  - Le 2nd étage comprime jusqu'à 39,5 bar la sortie du 1er étage (après refroidissement et élimination des condensats) mélangée au dégazage des séparateurs HP des trains de traitement du brut.
- Les compresseurs boostés :  
Qu'élèvent la pression du gaz à environ 70 bars :
- Ces compresseurs centrifuges sont au nombre de 3, chaque compresseur ayant une capacité équivalant à 33% de la capacité nominale de l'unité.
- Ils sont alimentés par :

Le refoulement des compresseurs jumelés, après refroidissement et élimination des condensats.

Le dégazage de la partie « basse pression » de la réception de la production des puits « gaz » du block 208.

Le dégazage des séparateurs à la réception de la production des puits « huile ».

Le refoulement des compresseurs booster, après refroidissement, est mélangé au dégazage de la partie « haute pression » de la réception de la production des puits « gaz » du block 208, puis envoyé dans la section déshydratation.

#### 3.2.2.4. Section de Déshydratation

Le procédé de récupération des GPL nécessite des températures très basses pour liquéfier le propane et le butane. Afin de ne pas geler dans les équipements (diminution du transfert thermique, risque de bouchage), il est nécessaire d'éliminer toute trace d'humidité dans le gaz.

Le gaz à traiter subit tout d'abord une première étape d'élimination grossière de l'humidité à l'aide d'un séparateur vertical, suivi par un filtre coalesceur. Les condensats récupérés sont réinjectés dans le procédé. Le gaz est ensuite légèrement surchauffé (+2°C) par injection de gaz sec chaud, puis circule dans des sécheurs garnis de tamis moléculaire où l'humidité restante est éliminée par adsorption.

Après un filtre de sécurité, pour éliminer les fines éventuellement entraînées, le gaz est admis sur le train de récupération des GPL.

En cas d'indisponibilité de celui-ci, un by-pass permet d'injecter le gaz sec directement au refoulement des compresseurs de gaz résiduaux, afin de ne pas arrêter l'installation.

Les sécheurs sont régénérés par la circulation de gaz sec réchauffés dans un four au Fuel Gaz. Le gaz de régénération est ensuite refroidi puis renvoyé à l'entrée du séparateur initial après élimination des condensats, recyclés dans le procédé.

#### 3.2.2.5. Section de Récupération des GPL

Le train de récupération des GPL est dimensionné pour récupérer 90% du propane et du butane dans le gaz.

##### a- Séparation des GPL

La séparation des GPL est réalisée par refroidissement du gaz sous pression en 2 étapes

- Un refroidissement par optimisation de la récupération d'énergie sur le procédé
- Le gaz riche en GPL est refroidi par les gaz résiduaux froids, sortie absorbeurs dans une Série d'échangeurs.
- Le GPL liquide récupéré dans un séparateur, est détendu avant son envoi vers le dé-éthaniseur ; cette détente contribue à abaisser la température du mélange bi-phasique, qui est utilisé pour refroidir le gaz riche et condenser du GPL.
- Un refroidissement par détente adiabatique du gaz dans les turbo-éxpandeurs (2 machines disposées en parallèle).

En cas d'indisponibilité d'un turbo-éxpandeur, le gaz peut également être refroidi par détente

à L'aide d'une vanne spéciale (vanne « Joule-Thomson ») au prix d'une légère perte d'efficacité.

#### **b- Fractionnement des GPL**

Le liquide et le gaz pauvre sont envoyés vers la section fractionnement composée de 3 colonnes

- Un absorbeur, dont le rôle est d'optimiser la récupération des GPL dans le gaz pauvre.
- Un dé-éthaniseur, qui permet d'éliminer les fractions volatiles présentes dans le liquide.
- Un dé-butaniseur, qui permet d'éliminer les fractions lourdes présentes dans le GPL.

En sortie de débutaniseur, le GPL est envoyé vers son stockage dédié. Le fond du dé-butaniseur, composé de condensats légers, est retourné vers la partie récupération et stabilisation des condensats.

Les gaz résiduaux sortant en tête de l'absorbeur, sont envoyés vers les compresseurs de gaz résiduaux. Ces gaz froids sont utilisés pour refroidir les gaz riches et commencer la liquéfaction des GPL.

#### **3.2.2.6. Section de Compression des gaz résiduaux**

Le gaz sortant en tête de l'absorbeur contient essentiellement du méthane et de l'éthane. Il est utilisé :

- Comme source d'énergie (Fuel Gaz) dans les fours du site et les turbines à gaz.
- Comme fluide utilité (réseaux de drain).
- Comme gaz d'injection.

Lorsque l'installation ne fonctionne pas à pleine capacité, il est possible d'améliorer le taux de récupération des GPL en recyclant une partie des gaz résiduaux à l'entrée du train de récupération des GPL. De manière à permettre ce recyclage, les gaz résiduaux sont comprimés à une pression d'environ 70 bars à l'aide de 2 compresseurs centrifuges entraînés par une turbine au gaz.

Chaque compresseur possède 2 étages de compression et à une capacité équivalente à 50% du débit nominal.

#### **3.2.2.7. section de Compression du gaz d'injection**

La totalité du gaz produit, à l'exception des GPL récupérés et de la consommation de

Fuel Gaz, est réinjectée dans les réservoirs :

- Pour augmenter le taux de récupération des hydrocarbures.
- Pour faciliter la récupération de l'huile (injection de gaz-lift).

Les gaz résiduaire sont comprimés jusqu'à une pression de 340 bar par 3 compresseurs centrifuges, chaque compresseur ayant une capacité égale à 33% de la capacité nominale de l'unité.

Le gaz d'injection est envoyé par des collecteurs vers les sites d'injection.

Un dispositif de vaporisation de GPL est prévu de manière à pouvoir garantir le fonctionnement du CPF en cas d'indisponibilité de l'export GPL, en réinjectant le GPL excédentaire dans les gisements.

#### **3.2.2.8. section de Stockages et export**

Le CPF dispose de 3 stockages dédiés :

- Un stockage de brut.
- Un stockage de condensats.
- Un stockage de GPL.

Chaque stockage possède des capacités dédiées au produit conforme aux spécifications et d'autres capacités utilisées pour le recyclage dans les installations du produit hors -specs, à l'exception du stockage de condensats qui envoie les produits non conforme vers le bac de brut non conforme.

L'export du produit est réalisé par pompes équipées de booster.

Le comptage commercial du produit est réalisé en limite de batterie du CPF.

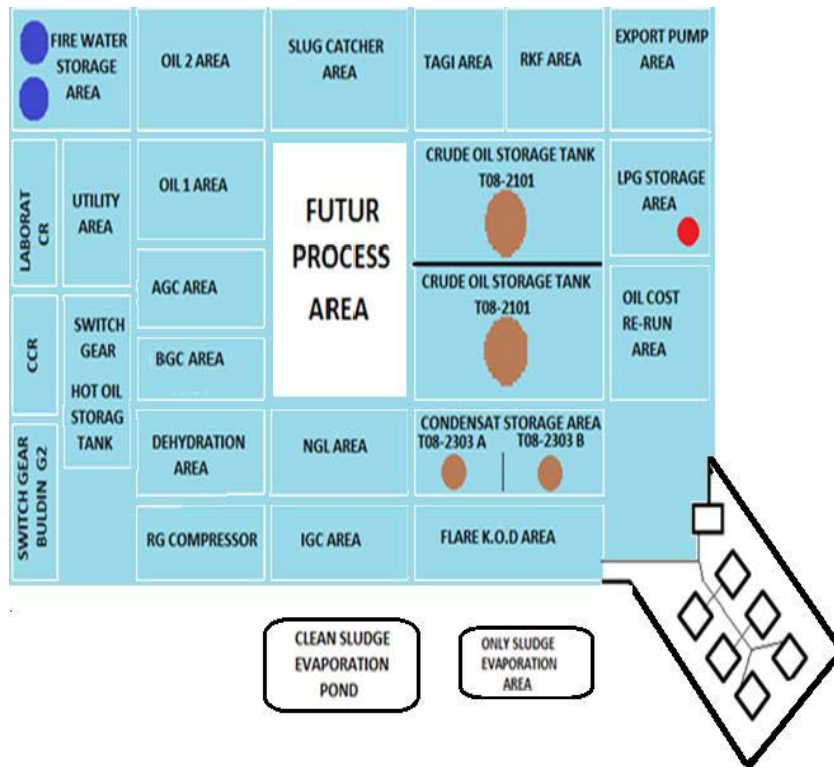


Figure 3.4: Schéma pour les différentes sections de CPF

### 3.3. Spécifications des produits finis [23], [24]

Ce tableau représente les spécifications du brut du CPF d'el MERK :

Tableau 3.1: spécifications du produit finis "brut"

paramètres	Spécifications
A L'été (Max Température)	0,5 bar (7,25 PSI)
<b>TVR</b> A L'hiver (Min Température)	0,724 bar (10,5 PSI)
<b>Gravity à 15 0C</b>	43,5 à 47,50API
<b>SpecificGravity à 15 0C</b>	0,8082 à 0,7902
<b>BS &amp;W</b>	0,5 VOL ‰ MAX
<b>Sel (Na Cl)</b>	40 PPMW MAX
<b>Sulpher (à éliminer S)(≤ 1)</b>	0,2 Wt ‰ MAX
<b>La Température MAX de L'export</b>	60°C
<b>La pression d'export (à moyenne charge)</b>	15 bars
<b>La pression d'export (à plein de charge)</b>	23 bars
<b>La pression dans les pipelines</b>	96,5 bars

Le tableau ci dessous représente les spécifications du condensat du CPF d'el MERK :

**Tableau 3.2: spécifications du produit finis "Condensat"**

Paramètres	Spécifications
A L'été (Max Température)	0,5 bar (7,25 PSI)
<b>TVR</b> A L'hiver (MinTempérature)	0,83 bar (12,0 PSI)
<b>Gravity à 15 0C</b>	65 to 70API
<b>Specific Gravity à 15 °C</b>	0,7201 to 0,7002
<b>BS &amp;W</b>	<b>Trace</b>
<b>Sel (Na Cl)</b>	Null
<b>Sulpher (à éliminer S)(≤ 1)</b>	0,005 Wt % <sub>o</sub> MAX
<b>La Température MAX de L'export</b>	60 0C
<b>La pression d'export (à moyenne charge)</b>	29,5 bars
<b>La pression d'export (à plein de charge)</b>	37 bars
<b>La pression dans les pipelines</b>	48 bars

- Le tableau ci dessous représente les spécifications du GPL du CPF d'el MERK :

**Tableau 3.3 : spécifications du produit finis "GPL"**

Paramètres	Spésification
<b>Ethane</b>	2,6 mol% <sub>o</sub> MAX
<b>C<sub>3</sub></b>	/
<b>IC<sub>4</sub></b>	/
<b>nC<sub>4</sub></b>	/
<b>Iso &amp; normal pentane</b>	0,39 mol % <sub>o</sub> MAX
<b>Pression de vapeur, PSI</b>	/
<b>Pouvoir calorifique BTU : CF</b>	/
<b>Densité à 15 <sup>0</sup>C</b>	0,525 à 0,580 pour 15 <sup>0</sup> C

Le tableau ci-dessous représente les spécifications du gaz d'injection du CPF d'el MERK :

Tableau 3.4: spécifications du produit finis "IGC"

Paramètres	Spécifications
C1	78.36
C2	17.22
C3	2.15
i-C4	0.03
n-C4	0.03
i-C5	0.00
CO <sub>2</sub>	1.50
N <sub>2</sub>	0.70
Density à 15 °C, Kg/M <sub>3</sub>	0.8303

La figure ci dessous représente le procédé de déshydratation

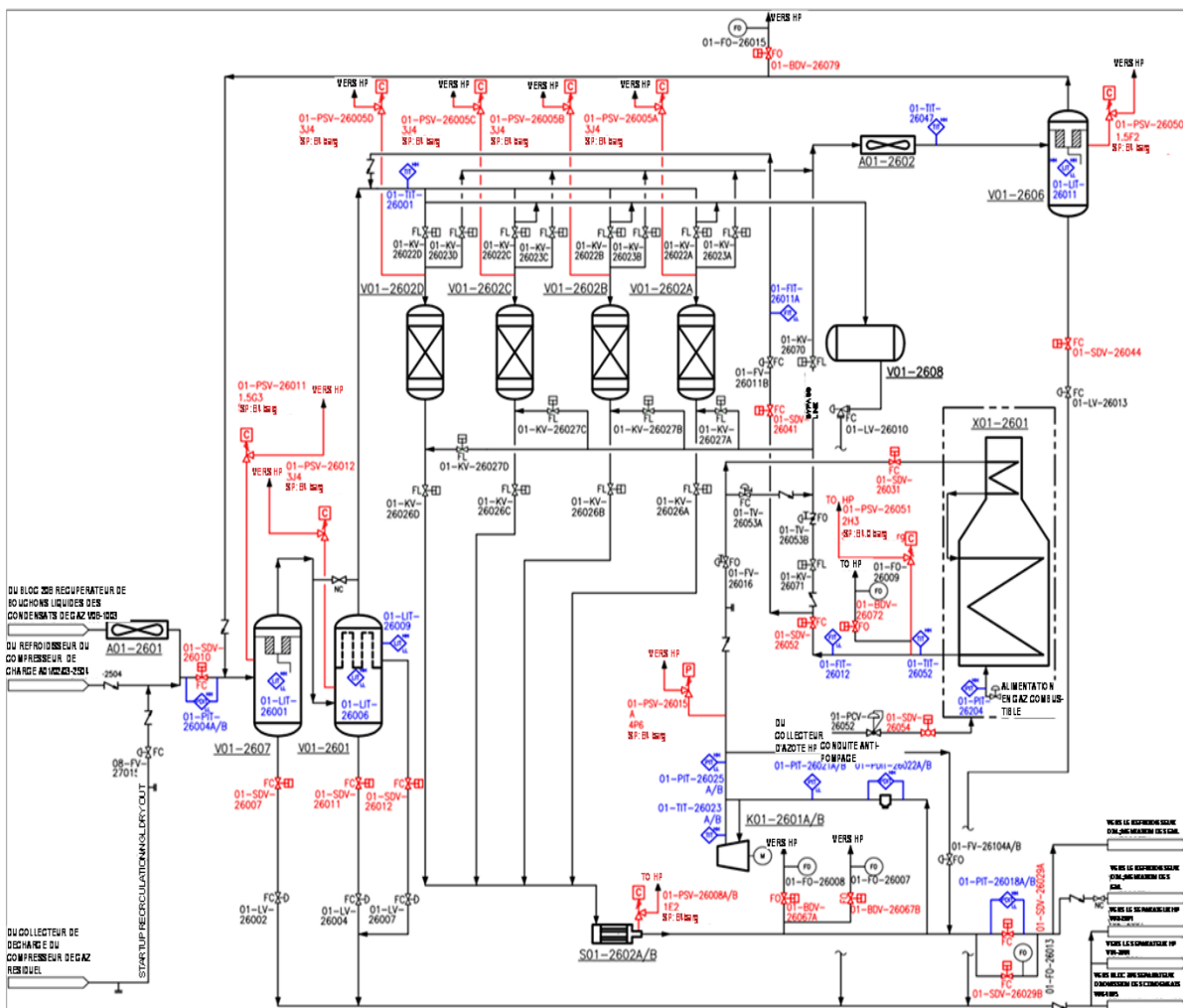


Figure 3.5: procédé de déshydratation et régénération

# *Problématique*

---

## Problématique

Dans le but d'optimiser le fonctionnement de la section de déshydratation du complexe EL MERK, notre travail consiste à effectuer une étude en prenant en considération la variation de pression d'entrée aux entrées des sécheurs (sortie de coalesceur).

Le design de la section de déshydratation de charge a été conçu pour ;

- 110% du débit maximal de gaz d'entrée (cas Peak Gas Summer) ce qui équivaut à :
  - Débit de gaz d'entrée net de 670 MMscfd (728 595 kg / h) ;
  - Flow Débit de gaz de régénération de 125 MMscfd (136 500 kg / h) ;
  - Débit de gaz de surchauffe de 6,8 MMscfd (7461 kg / h) ;
  - Débit d'adsorption total de 801,8 MMscfd (872 556 kg / h).
- Charge d'eau nominale de 8 070 kg d'eau par lit, ce qui équivaut à :
  - Teneur en eau du gaz d'adsorption de 2797 ppmv, où
  - Concentration de gaz d'admission + gaz de régénération de 2822 ppmv - eau saturée à 54,6 ° C et 68,75 barg;
- Teneur en eau du gaz de sortie <0,1 ppmv (<-65 ° C point de rosée de l'eau à 20 barg);
- Durée de vie garantie du tamis moléculaire d'au moins 3 ans.

Actuellement l'unité travaille avec un ratio de 74,6%, la teneur en eau du gaz à l'entrée est passée de valeur de design à valeur supérieur. La teneur d'eau à la sortie de déshydrateur n'atteint pas 0.1ppm.

L'objectif de notre travail consiste à effectuer une étude pour faire une vérification de notre section de déshydratation est-elle influencée par la diminution de la pression d'entrée de gaz en considération les modifications du PETROFAC en Mai 2020.

On choisira les solutions qui nous permettent de diminuer la teneur en eau à la sortie de Coalesceur sans perturber la capacité de production et la qualité du produit final.

Avant toute application, nous nous assurons de la fiabilité de la méthode adoptée par la suite dans un chapitre intitulé « Validité de la méthode » où les calculs seront faits pour un conditionnement préalable selon le design.

***Chapitre 4 Partie pratique :  
comprend la partie simulation la  
variation de pression du gaz en  
utilisant le logiciel HYSYS***

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 la variation de la pression sur la teneur d'eau dans le gaz.

#### **4.1. 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.

#### **4.2. 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 procédés 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

#### **4.3. 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 thermodynamiques 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.

**4.4. Equation de PENG-ROBINSON (PR)**

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

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

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

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

Avec :

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

$$a = 0.45724 \left( \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \right) \alpha \dots\dots\dots(4)$$

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

$$m = 0.37464 + 1.54226 \omega - 0.26992 \omega^2 \dots\dots\dots(6)$$

$$b = 0.0778 \left( \frac{R T_c}{P_c} \right) \dots\dots\dots (7).$$

**Tableau 4.1: Composition de la charge d'alimentation de gaz naturel dans l'unité déshydratation de région EL merk.**

<b>Composition chimique</b>	<b>Fraction Molaire</b>
N <sub>2</sub>	0.0065
CO <sub>2</sub>	0.0146
CH <sub>4</sub>	0.6889
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.1444
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.0746
i - C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.0117
n- C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.0311
i - C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.0070
n- C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.0071
n- C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0.0044
n- C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0.0026
n- C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0.0012
n- C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0.0004
n- C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0.0001
n- C <sub>11</sub> H <sub>24</sub>	0.0000
H <sub>2</sub> O	0.0046

#### **4.5. Les Paramètres de gaz naturel de la région El merk utilisé dans la simulation**

Température (°C) = 54.98

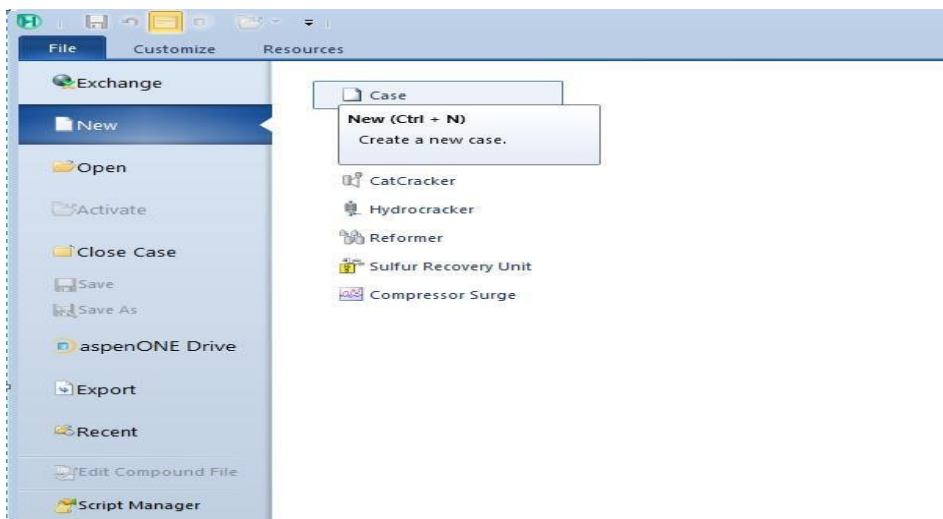
Pression ( bar) = 70.09

Débit massique (Kg/h) = 664280.21

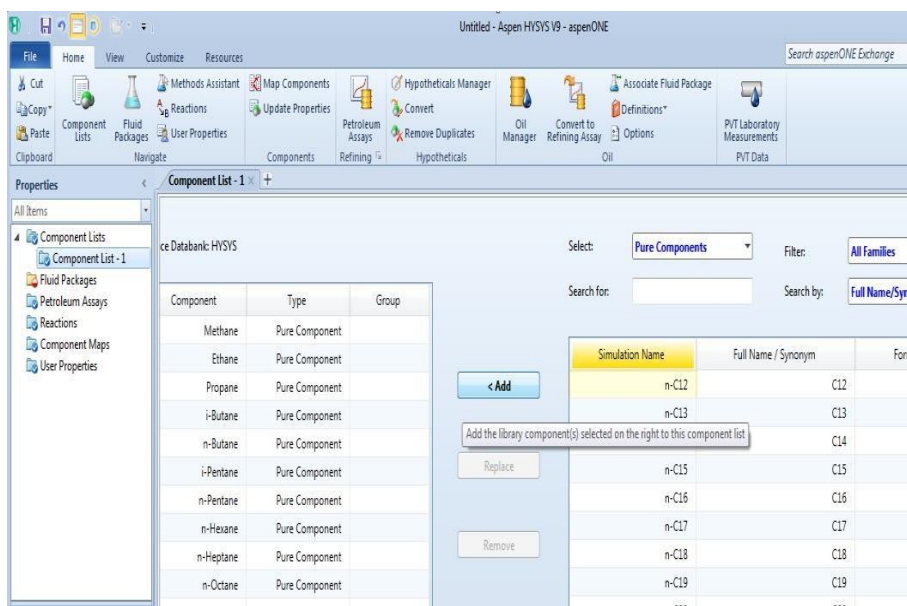
### 4.6. Les étapes des simulations

Durant la simulation on fait garder les conditions opératoires de la région EL MERK (Température, Pression, Débit molaire, Débit massique) et on fait varier la teneur en H<sub>2</sub>O dans le gaz d'alimentation.

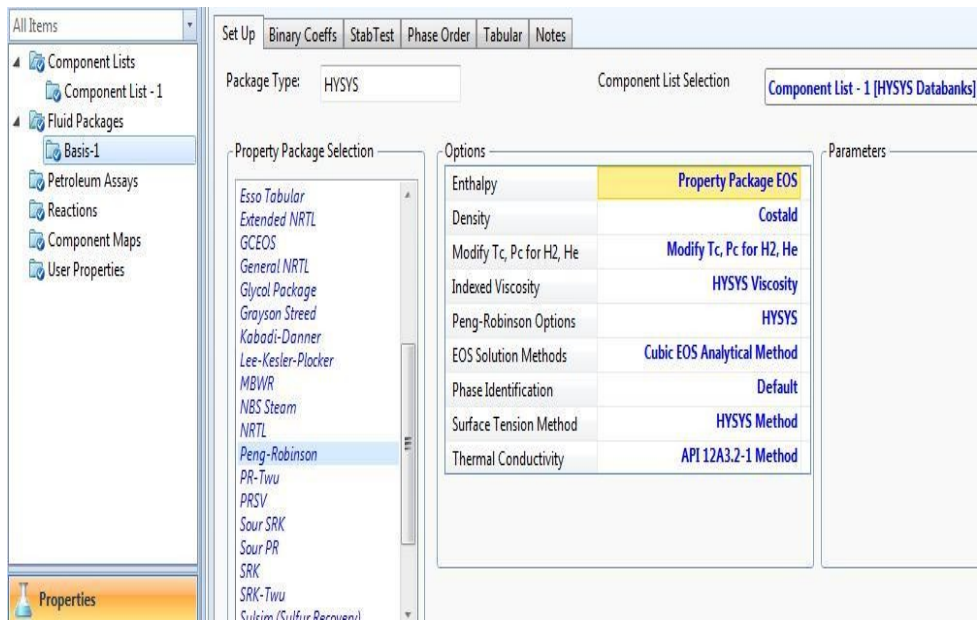
**Etapes 1 :** démarrez le logiciel Hysys Ensuite, nous obtenons la fenêtre suivante, nous cliquons sur (File) et cliquez sur (New) et choisi (Case) ouvre la page de travail.



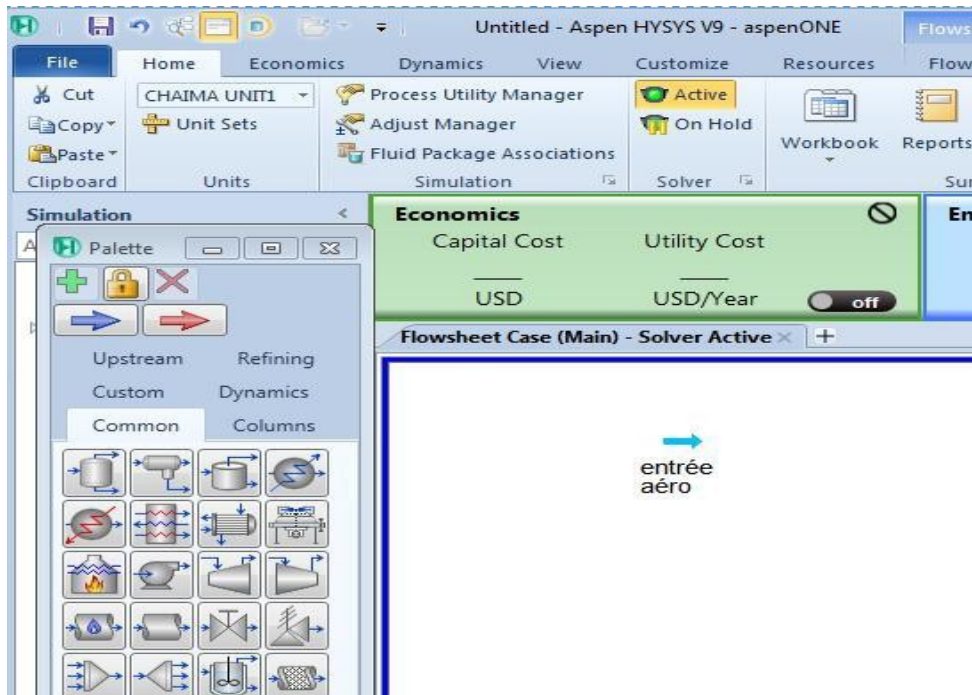
**Etapes 2 :** Cliquez sur (Component List) puis choisi les composants en cliquant sur (Add).



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



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



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

Material Stream: 2670

Worksheet	Stream Name	2670	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0,9887	0,9887	0,0096	0,0018
Properties	Temperature [C]	54,98	54,98	54,98	54,98
Composition	Pressure [bar.g]	70,09	70,09	70,09	70,09
Oil & Gas Feed	Molar Flow [MMNCMD*]	14,92	14,75	0,1426	2,635e-002
Petroleum Assay	Mass Flow [tonne/d]	1,596e+004	1,558e+004	359,5	21,18
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/d]	4,257e+004	4,191e+004	638,8	21,22
User Variables	Molar Enthalpy [kcal/kgmole]	-2,123e+004	-2,102e+004	-3,452e+004	-6,783e+004
Notes	Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	36,70	36,78	32,43	14,59
Cost Parameters	Heat Flow [MJ/h]	-2,464e+006	-2,411e+006	-3,829e+004	-1,390e+004
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/d]	1,566e+007	1,548e+007	626,5	20,87
	Fluid Package	Basis-1			
	Utility Type				

Étapes 6: Ensuite, nous obtenons Les propriétés thermodynamiques du gaz dans sortie de coalesceur.

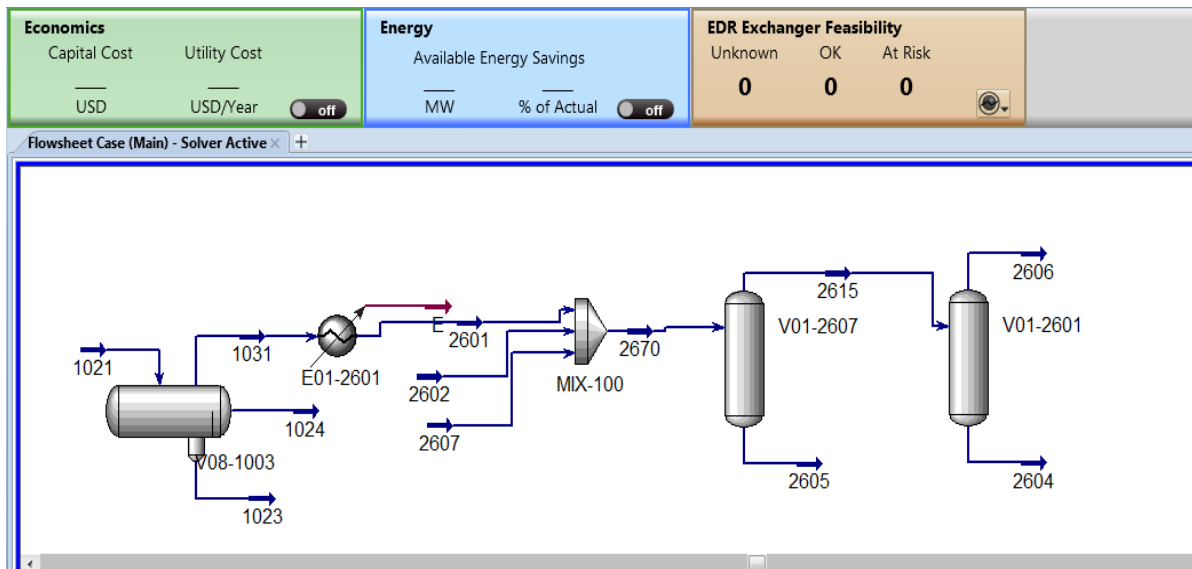
Material Stream: sortie sécheur

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:

Preference Option: **Active**

**Étapes 7:** Entrez les équipements (Aéro-réfrigérant, Echangeur, Séparateur, splitter) et les conditions travail dans les chaque équipements et obtienne Schéma.



**4.7. 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 4.2 : Comparaison de l'état des simulations et de l'état design.

Compositions	Entree 2601			Sortie de coaléceur 2606		
	Design (%) P= 70.10 bar T= 55 C	Simulé (%) P= 70.10 bar T=55.45 C	Ecart (%)	Design (%) P= 70.10 bar T= 55 C	Simulé (%) P= 70.10 bar T= 55 C	Ecart (%)
Nitrogène	0,0052	0.0052	<b>0.0000</b>	0,0065	0.0065	<b>0.0000</b>
CO2	0.0239	0.0235	<b>0.0004</b>	0.0147	0.0146	<b>0.0001</b>
Méthane	0.7294	0.7322	<b>0.0072</b>	0.6928	0.6957	<b>0.0029</b>
Ethane	0.1344	0.1345	<b>0.0001</b>	0.1447	0.1447	<b>0.0000</b>
Propane	0.0555	0.0557	<b>0.0002</b>	0.0744	0.0741	<b>0.0003</b>
n-Butane	0,0078	0,0076	<b>0.0002</b>	0,0116	0,0114	<b>0.0002</b>
i-Butane	0,0164	0,0160	<b>0.0004</b>	0,0307	0,0301	<b>0.0006</b>
n-Pentane	0,0047	0.0045	<b>0.0002</b>	0,0068	0.0066	<b>0.0002</b>
i-Pentane	0,0048	0,0046	<b>0.0002</b>	0,0069	0,0067	<b>0.0002</b>
n-Hexane	0,0043	0.0039	<b>0.0004</b>	0,0041	0.0037	<b>0.0004</b>
n-Heptane	0,0032	0.0028	<b>0.0004</b>	0,0023	0.0019	<b>0.0004</b>
n-Octane	0,0020	0,0016	<b>0.0004</b>	0,0010	0,0007	<b>0.0003</b>
n-Nonane	0,0008	0,0006	<b>0.0002</b>	0,0003	0,0002	<b>0.0001</b>
n-Décane	0,0003	0,0003	<b>0.0000</b>	0,0001	0,0001	<b>0.0000</b>
n-C11	0,0001	0,0001	<b>0.0000</b>	0,0000	0,0000	<b>0.0000</b>
RKF1	0.0005	0.0002	<b>0.0003</b>	0.0001	0.0000	<b>0.0001</b>
RKF2	0.0000	0.0000	<b>0.0000</b>	0.0000	0.0000	<b>0.0000</b>
RKF3	0.0000	0,0000	<b>0.0000</b>	0.0000	0,0000	<b>0.0000</b>
Composition (H2O)	0.0067	0.0067	<b>0.0000</b>	0.0028	0.0028	<b>0.0000</b>

**4.8. Objectif**

L'objectif de cette étude est d'examiner les performances actuelles de déshydratation des gaz du point de vue du processus et du contrôle. Nous espérons que cela identifiera tout problème ou mettre en évidence les domaines nécessitant une enquête plus approfondie. Une fois les problèmes résolus identifiées, les solutions et leur mise en œuvre devront être convenues et planifiées et prévu avec ELM.

L'étude considère à la fois des améliorations sur la teneur en eau à l'entrée des sécheurs.

**4.9. Les sources et les conditions de gaz d'admission :**

Le gaz d'entrée peut provenir soit du bloc 208 via le refroidisseur d'entrée de déshydratation A01-2601.

Refroidisseurs de suralimentation du compresseur BGC. Sur la base des données de température du gaz d'entrée, il semble que la majeure partie du gaz doit provenir du refroidisseur d'admission du compresseur BGC. Cela a été confirmé par ELM: 25% de refroidisseur de gaz d'admission, 75% de surpresseur de compresseur de BGC. Il serait utile après que ELM fournisse la composition opérationnelle de l'unité de déshydratation, masse moléculaire.

**4.9.1. Température**

La température commune des gaz d'entrée en aval du Coalesceur d'entrée (01TI26004) montre moins de variation de température que les sources de gaz d'entrée individuelles avec des variations inférieure à 1 ° C sur une période de 2 minutes.

Sur la période des données fournies, les données de température du gaz d'alimentation ont:

- Moyenne 46,2 ° C,
- Maximum 49,4 ° C,
- Minimum 43,5 ° C.

On ne sait pas dans quelle mesure cette variation est due à

- a) la température de l'air ambiant
- b) mauvais réglage du régulateur de température de sortie du refroidisseur en amont.

Analyse de la température les données semblent suggérer que la température de l'air ambiant est responsable à long terme variations et réglage du contrôleur pour les variations à court terme.

**4.9.2. Débit**

Le débit de gaz d'entrée est d'environ 70% de la valeur nominale. Le débit d'entrée varie généralement d'environ 2 à 3% sur des périodes de 2 à 3 minutes.

Le débit de gaz de régénération est généralement de 146 500 Sm<sup>3</sup> / h, ce qui équivaut à 135 150 kg / h (MW 21,81), ce qui est proche de la valeur nominale de 136 500 kg / h. La variation du débit de gaz de régénération est généralement de 1,5%, mais il y a des pointes régulières de 5-6%. Le contrôleur de débit semble être bien réglé et ne semble pas responsable des pointes. Il existe des preuves que les pointes de débit sont dues à des changements de pression du système, mais ce n'est pas toujours le cas. Les pointes du débit de gaz de régénération nécessitent plus d'investigations.

**4.9.3. Pression**

La pression d'entrée de déshydratation du gaz 01PI26014 flotte généralement entre 64 et 65 bars par rapport à la conception de 67,5 bars. Cela est probablement dû au fait que le débit de gaz ne représente que 74.6% du taux de conception. La pression de déshydratation des gaz est contrôlée par le Turboexpander / JT régulateur de pression d'entrée de vanne 01PIC127140 qui semble avoir un point de consigne d'environ 62.25 bars. Cela suggère qu'au taux de conception, la pression d'entrée de la déshydratation du gaz devrait s'élever à environ 67 bars. La pression de fonctionnement inférieure de l'unité de déshydratation des gaz augmente la charge d'eau vers les lits de tamis Mol d'environ 14,5%.

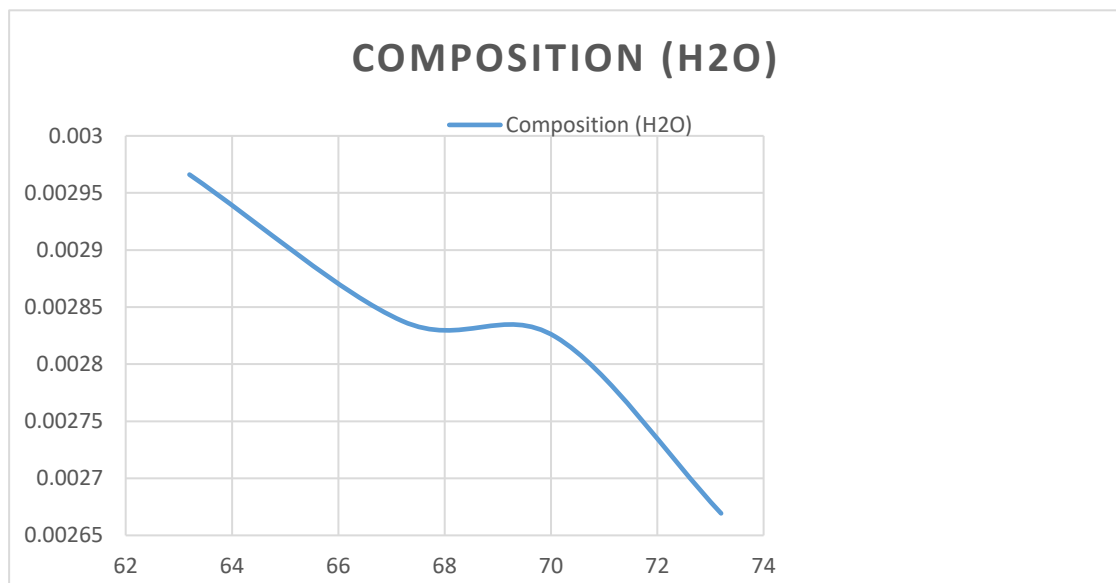
On a commencé notre travail par une étude de la variation du teneur en eau à la sortie de Coalesceur en fonction de la pression d'entrée en prenant en considération les autres paramètres sont constantes.

On prend quatre cas pour faire cet étude ;

- 1- La pression est égale 63.2 bars.
- 2- La pression est égale 67.2 bars.
- 3- La pression est égale 70.09 bars (le cas de conception).
- 4- La pression est égale 73.2 bars.

**Tableau 4.3 : le tableau suivant représente les résultats obtenus pour les cas précédents.**

La sortie de Coalesceur 2606				
Pressure (Bar)	<b>63.2</b>	<b>67.2</b>	<b>70.09</b>	<b>73.2</b>
Température (C)	54.3896	54.4232	54.9826	54.4432
Composition (Nitrogen)	0.00651598	0.00652667	0.00653037	0.0065405
Composition (CO2)	0.0146439	0.014617	0.0145913	0.0145729
Composition (Methane)	0.695332	0.695708	0.695609	0.696045
Composition (Ethane)	0.14495	0.144804	0.144687	0.144589
Composition (Propane)	0.0742741	0.0741491	0.0741135	0.0740085
Composition (n-Butane)	0.0301266	0.030097	0.0301455	0.0300983
Composition (i-Butane)	0.0114444	0.0114251	0.0114316	0.0114112
Composition (n-Pentane)	0.00663623	0.00663463	0.00666785	0.00665306
Composition (i-Pentane)	0.00662728	0.00662248	0.00664777	0.00663335
Composition (n-Hexane)	0.00369897	0.00371412	0.00376233	0.00375761
Composition (n-Heptane)	0.00185417	0.00188322	0.00193719	0.00194364
Composition (n-Octane)	0.000668067	0.000693232	0.000731329	0.000741331
Composition (n-Nonane)	0.000156044	0.000166996	0.000182162	0.000187693
Composition (n-Decane)	4.51E-05	4.98977E-05	5.63861E-05	5.92106E-05
Composition (n-C11)	5.68E-06	6.71584E-06	8.0453E-06	8.83394E-06
Composition (n-C12)	5.41E-05	6.25785E-05	7.40329E-05	7.95098E-05
Composition (n-C13)	6.30E-07	8.10298E-07	1.04482E-06	1.21554E-06
Composition (n-C14)	5.48E-08	7.3625E-08	9.84996E-08	1.1841E-07
Composition (H2O)	0.00296608	0.00283786	0.00282384	0.00266929

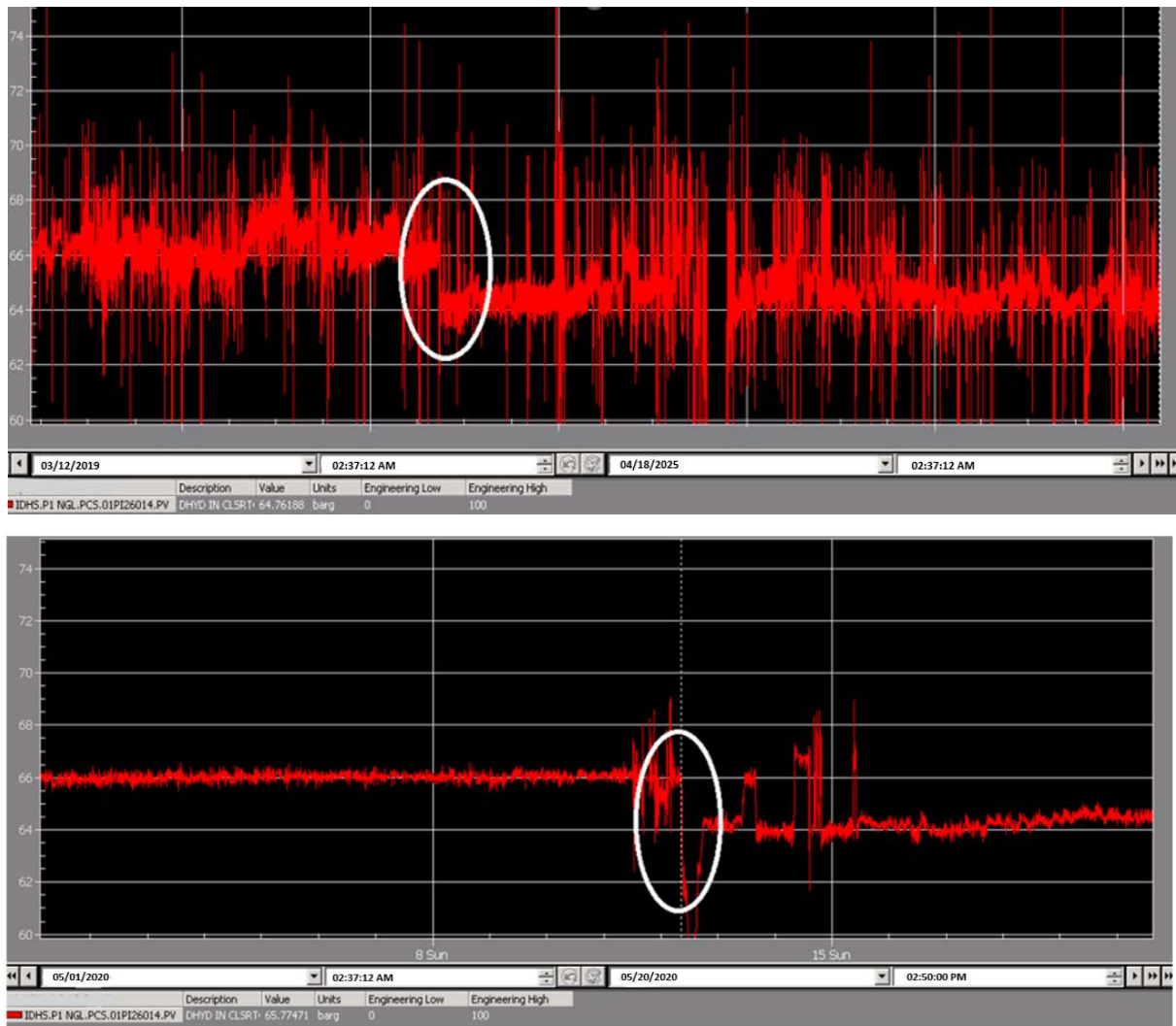


**Figure 4.1: procédé de déshydratation et régénération la variation de composition d'eau en fonction les différents cas du pression**

#### 4.10. Interprétation des résultats :

D'après le tableau et le graphe on remarque qu'il y a une diminution du teneur en eau à la sortie de Coalesceur quand la pression d'entrée augmente, cette variation influence sur l'efficacité de nos tamis moléculaire, ces résultats indiquent que : Au niveau de Coalesceur, et en fonction de la baisse de la pression opératoire, une partie du liquide se vaporise. On remarque aussi, que les autres fractions n'ont pas été influencées dans le domaine des pressions étudiées.

Ces résultats nous confirment que la modification de constructeur (PETROFAC) a influencé sur la performance de notre unité de déshydratation. la figure suivante représente la variation de la pression avant et après le changement.



**Figure 4.2: la modification de constructeur (petrofac) au pression**

Pour donner une explication approfondit sur le problème précèdent, on a étudié les deux cas opérationnels avant la date de changement de la pression (12/05/2020) et après cette date :

On a simulé les deux cas opérationnels par le logiciel Hysys ; les résultats est regroupé sur le tableau suivant ;

Tableau 4.4: La composition du gaz naturel avant et après le changement

Cases	Avant le changement	après le changement
Pressure ( bar_g)	66	64
Temperature ©	42.98	42.9117
Composition (Nitrogen)	0.00641755	0.00624843
Composition (CO2)	0.0161074	0.0171665
Composition (Methane)	0.710858	0.715069
Composition (Ethane)	0.143007	0.142005
Composition (Propane)	0.0695808	0.0676281
Composition (n-Butane)	0.0262922	0.0248305
Composition (i-Butane)	0.0103047	0.00991101
Composition (n-Pentane)	0.00551466	0.00532348
Composition (i-Pentane)	0.00560987	0.00540716
Composition (n-Hexane)	0.00285251	0.00285416
Composition (n-Heptane)	0.00127396	0.00131042
Composition (n-Octane)	0.000399935	0.000424981
Composition (n-Nonane)	8.12E-05	8.78E-05
Composition (n-Decane)	2.05E-05	2.18E-05
Composition (n-C11)	2.32E-06	2.77E-06
Composition (n-C12)	2.10E-05	1.92E-05
Composition (n-C13)	2.27E-07	2.59E-07
Composition (n-C14)	1.87E-08	2.07E-08
Composition (H2O)	0.00165619	0.00168916
fraction massique H2O	1.30E-03	1.30E-03
Flow massique Tonne/d	1.54E+04	1.77E+04

**4.11. Interprétation des résultats**

D'après le tableau on remarque qu'il y a une augmentation du débit massique à la sortie de Coalesceur quand la pression d'entrée diminue, et aussi une augmentation de la phase liquide.

**4.11.1. Avant le changement**

La quantité d'eau au niveau de la sortie de Coalesceur :

$$Q_{\text{eau}} = \text{Flow massique total} \times \text{Fraction massique H}_2\text{O}$$

$$= 15400 \times 0.0013 = 20.02 \text{ Tonne/d}$$

$$= 834.16 \text{ Kg/h}$$

**4.11.2. Après le changement**

La quantité d'eau au niveau de la sortie de Coalesceur :

$$Q_{\text{eau}} = \text{Flow massique total} \times \text{Fraction massique H}_2\text{O}$$

$$= 17700 \times 0.0013 = 23.01 \text{ Tonne/d}$$

$$= 958.75 \text{ Kg/h}$$

La quantité d'eau supplémentaire qui passe vers les sécheurs dans le cas de diminution de 2 bars est **124.59 Kg/h**.

A l'aide de simulateur Hysys, on essaye d'éliminer la quantité d'eau supplémentaire (après le changement) à la sortie de Coalesceur par la diminution du débit d'entrée.

**Tableau 4.5: Le tableau suivant représente les paramètres proposés pour la correction :**

Les paramètres	Après le changement	Cas proposé
Pression (barg)	64	64
Température (°C)	42.91	42.91
Débit de Slug Catcher (MMNCMD)	10.65	7.75
Débit de BGC (MMNCMD)	5.762	5.762
Débit de Régénération (MMNCMD)	3.377	3.377
Qtté d'eau calculée (Kg/h)	834	834

D'après ce tableau on déduit que pour atteindre à la même quantité d'eau que l'état initial, il faut réduire le débit de gaz de Slug Catcher par 2.9 MMNCMD (127556 Sm<sup>3</sup>/h).

## *Conclusion générale*

## Conclusion générale

La réalisation de ce travail a pour objet de réduire l'eau contenant dans le gaz naturel qui provient de puits et des industries pétroliers algériens, et de trouver une solution où un procédé qui permet de produire un gaz naturel de haut qualité exploitable, suivant les normes internationales, Pour coopérer au marché mondial.

Depuis, nous avons imposé le thème de la variabilité de la teneur en eau en fonction de la pression au niveau de la sortie.

Et nous avons organisé notre étude en premier lieu à comprendre les causes qui rend le GN de Merk sec maintenant par rapport au démarrage initial de l'installation de l'unité.

Nous avons commencé à analyser les problèmes de formation des hydrates, par exemple, le même principe qui était et est encore inconnu de la plupart des opérateurs dans ce domaine s'il n'affectait pas la production, mais aussi où ils se produisent, sans parler de leurs raisons qui sont, depuis 2020, constamment discutées Entre les chefs de service

Ils ont démontré qu'il y avait un changement de pression de gaz (une étude réalisée en 2020), qui ne prend pas en compte les effets sur la déshydratation de l'unité et à partir de ce moment, nous avons simulé deux cas opérationnels par HYSIS :

1- un cas avant la chute de pression

2- et le second après.

Pour la perte de charge de deux (2) bars à l'entrée de déshydratation, on a constaté qu'il y avait une augmentation de la quantité d'eau (vers l'entrée du sécheur) de 14,5%. Par conséquent, nous avons conclu qu'il existe une relation inverse entre la pression d'entrée et la teneur en eau à la sortie.

La simulation par HYSIS pour remédier à ce problème de l'état actuel après avoir changer, en prenant les mêmes paramètres à l'exception du débit d'entrée, jusqu'à obtenir la même quantité d'eau à la sortie comme dans le premier cas en le changeant.

Il a été conclu que le débit de gaz d'entrée devrait diminuer de  $127\,556\text{ m}^3/\text{h}$  (108,36 millions de miles cubes standard par jour), ce qui est en accord avec le design

Sur la base des objectifs mensuels de production et d'injection pour avril 2025, les pertes de

production sont :

Pétrole : 24467 barils / jour

Condenseur : 3282 Mo / j

GPL : 4687 barils / jou

Où injecter une grande quantité de méthanol (par exemple, la quantité de méthanol à injecter pour l'année 2022 est de 115,37 m<sup>3</sup>).

Enfin, nous notons que les deux options ci-dessus ont des impacts économiques sur l'entreprise, nous recommandons donc de revenir à l'état de conception initial et de réviser la modification éditée par Petrofac au niveau de l'unité GPL sans affecter les paramètres de déshydratation.

عنوان المذكرة: أثر الضغط على نسبة الماء في مجمع المعالجة " CPF إل مرك" (ورقلة)

المؤطر: مشراوي

الإسم: \*عبد الكريم

اللقب: \*تواتي

\*عبد الرحمان

\*بن أودينة

### ملخص:

الهدف من هذه المذكرة هو دراسة تأثير الضغط على محتوى الماء في الغاز الطبيعي عند مخرج الكواليسار على مستوى وحدة التجفيف بمركب المرك. وقد بنينا دراستنا على فهم سبب. ضعف الجفاف الحالي لغاز الميرك على عكس البداية الأولى للمصنع. تمت دراستنا عن طريق استخدام محاكي اسبين **HYSYS** حيث اكدت نتائج المحاكات ان هناك علاقة عكسية بين ضغط المدخل ومحتوى الماء في الغاز الطبيعي عند المخرج ومنه تم التأكد ان التغيير الذي قامت به مؤسسة بتروفاك في سنة 2020 على مستوى ضغط المدخل اثر على كمية الماء في الغاز الطبيعي حيث ان كل الافتراضات و الحلول الموضوعه لمعالجة المشكل تأثر اقتصاديا على الشركة لذلك نوصي بالعودة الى حالة التصميم الاولية ومراجعة تعديل بتروفاك على مستوى وحدة تمييع الغاز البترولي دون التأثير على وحدة التجفيف...

---

Memory title : The Effect of Pressure on the Water Content in the CPF El Merk (Ouargla)

Name: \*-Touati

First name: \*-Abdelkarim

Directed by: mechraoui

\*-benoudina

\*-abderrahman

### Abstract:

The aim of this thesis is to study the influence of pressure on the water content of natural gas at the outlet of the coalescer in the dehydration unit of the MERK complex. Our study was built around understanding why the dehydration performance of MERK gas has weakened compared to the initial start-up of the plant.

Our work is based on the application of the Aspen HYSYS simulator. The results confirmed that there is an irreversible relationship between the inlet pressure and the water content in the natural gas at the outlet. It was thus confirmed that the change made by Petrofac in 2020, concerning the inlet pressure, impacted the amount of water in the natural gas. All hypotheses and proposed solutions to address this problem affect the company's economic plan. In this regard, we therefore recommend returning to the original design state and reviewing the modifications made by Petrofac at the level of the liquefied petroleum gas unit, without affecting the dehydration unit.

---

Titre du mémoire : L'effet de la pression sur la teneur en eau dans le CPF El Merk (Ouargla)

Nom : \*-Touati

Prénom : \*-Abdelkarim

Encadreur : mechraoui

\*-benoudina

\*-abderrahman

### Résumé:

Le but de ce mémoire est d'étudier l'influence de la pression sur la teneur en eau du gaz naturel à la sortie de coalesceur au niveau de l'unité de déshydratation au niveau du complexe de MERK. Et nous avons construit notre étude à comprendre pourquoi La déshydratation du gaz Merk s'est affaiblie actuellement par rapport au démarrage premier de l'usine.

Notre travail est basé sur l'application de simulateur Aspen HYSIS. Ces résultats ont confirmé qu'il existe une relation irréversible entre la pression d'entrée et La teneur en eau dans le GN à la sortie, et ainsi, il a été confirmé que le changement effectué par Petrofac

en 2020 au niveau de pression d'entrée réagi sur la quantité d'eau dans le GN, car toutes les hypothèses et solutions proposées pour traiter ce problème affecte le plan économique de l'entreprise.

A ce propos, nous recommandons donc de revenir à l'état de conception initial et de revoir les modifications apportées par petrofac au niveau de l'unité de liquéfaction de gaz pétrolier sans affecter l'unité de déshydratation.



## ***Références Bibliographie***

- [1] : Agence internationale de l'énergie : publication AIE (janvier 2006).
- [2] : BP. Revue statistique de l'énergie mondiale, édition 2021. Académie des technologies (France). Disponible sur : <http://www.planete-energies.com/fr>
- [3] : Hamdi Mohamed Abdeljalil et Hamdoud Brahim. Simulation de décarbonatation du gaz naturel par une amine : master académique. Université Kasdi Merbah Ouargla ; 2022–2023.
- [4] : BP. Revue statistique de l'énergie mondiale 2021 : rapport. Publié le 8 juillet 2021.
- [5] : Fanti Arangu, Oscar. Revue statistique BP 2022 – Rapport complet. 2022.
- [6] : Lynda A. "Réserves mondiales de GAZ naturel 2025 : le classement de l'Algérie révélé." *Algerie360*, 12 décembre 2024.
- [7] : Bayoucef Boudjema. Optimisation des paramètres de fonctionnement de débuteur GPL : mémoire de master en génie chimique. Université d'Adrar ; 2018-2019.
- [8] : De Laat J. « Contribution à l'étude du mode de l'élimination de molécules organiques modèles sur le charbon actif en grain. Interaction entre les processus d'adsorption et de biodégradation » ; Thèse de doctorat de 3<sup>e</sup> cycle : Université de Poitiers ; 1988.
- [9] : Le gaz naturel, production, traitement et transport. Publication d'IFP. Edition Technique
- [10] : Manuel De Formation TOTAL Cours Exp-Pr-Pr130 Revision0.1
- [11] : Livre Opérations Unitaires. Génie De La Réaction Chimique
- [12] : Boukhemoucha, A., & Hafiane, A. (2020). Optimisation et calcul de vérification de la section de déshydratation du complexe gazier d'Ohanet (Mémoire de fin d'études).

- [13] : Manuel De Formation TOTAL Cours Exp-Pr-Pr130 Revision0.1
- [14]: Groupement Berkine, Manuel Training On Job Dehydratation, Cpf-El Merk.  
DEHYDRATATION
- [15]: BERTIMA El Hadj Belkacem. ARIBI Lakder. (2012). Déshydratation du gaz naturel  
Techniques et Problèmes. Mémoire de Master: Université d'Ouargla.
- [16]: Toth, J. (2002). Adsorption theory: Modeling and analysis. Hardcover Edition. 778  
pages.
- [17] : De Laat, J. (1988). Contribution à l'étude du mode de l'élimination de molécules  
organiques modèles sur le charbon actif en grain : Interaction entre les processus  
d'adsorption et de biodégradation. Université de Poitiers, 3<sup>e</sup> cycle, 1–XXX.
- [18] : Étude de l'effet de changement du diamètre des tamis moléculaires sur le système  
de séchage (unité GLA/HBK) : mémoire de master académique. Université Kassedj  
Merbah Ouargla
- [19] : ELM-PUL-OP-MAN-3007. Déshydratation : manuel opératoire du constructeur de  
l'unité El merk. Sonatrach, 2013.
- [20] : Benmahamed, S., & Benhamdi, G. (2020). Diagnostic de la section décarbonatation  
du complexe GNL2/Z : Identification, localisation des problèmes et solutions envisagées  
(Mémoire de fin d'études, soutenu le 30 juin 2020)
- [21] : Présentation globale du CPF EL MERK, manuel de formation ((SPIE)), p4-5; p11;  
p13-20. Rapport inédit, document de société.;
- [22] : Rachedi Mohamed El Amine et Bekhechi Mohammed Mehdi. Optimisation des  
paramètres physico-chimiques de traitement des eaux huileuses par désémulsification  
chimique de l'unité PWT-TAGI du champ El-Merk : mémoire d'ingénieur d'État.  
École Nationale Polytechnique (ENP) ; 2022–2023.
- [23] : Projet El Merk, Formation Spécialisée Du Personnel Du Maitre De L'ouvrage,  
Système De Déshydratation Du Gaz, Document N : Elm-Pul-Op-Prc-0077/A1,  
Février 2012, P 52:82.
- [24] : Laboratoire Du Cpf El Merk.

