

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE POPULAIRE

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR

ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Sciences Appliquées

Département de génie des procédés

Mémoire

MASTER ACADÉMIQUE

Domaine : Science et Technologie

Filière : Industries pétrochimiques

Spécialité : Génie du Raffinage

Présenté par : BACHEIKH Othmane & TOUIL Amira

Thème

*Problèmes de déshydratation du gaz naturel au complexe
D'El Merk (Groupement Berkane): causes, impacts et solutions
techniques*

Soutenu publiquement le : 18.06.2025

Devant le jury :

Mokhbi Yasmine	President	MCB	Univ. Ouargla
Siboukr Hicham	Examineur	MCA	Univ. Ouargla
Benabidi Bilal	Encadreur	MCA	Univ. Ouargla

Année universitaire : 2024/2025

Remerciements

*Louange à Dieu qui nous a aidés à réaliser ce travail.
Nous tenons à exprimer notre sincère gratitude à notre
enseignant superviseur, le **Dr Ben Abidi Bilal**, pour son soutien
et ses précieux conseils.
Nous remercions également le comité de discussion pour leurs
remarques constructives et l'intérêt qu'ils ont porté à notre
travail.
Votre accompagnement a eu un impact significatif sur la
réussite de ce projet.
Que Dieu bénisse vos efforts et les inscrive dans la balance de
vos bonnes actions.
Merci encore à tous.*

DEDICACE

*Je dédie ce travail à toutes les personnes qui ont cru en moi,
Soutenu mes efforts et partagé mes moments de doute comme de réussite.*

À ma famille,

Pour leur amour inconditionnel et leur soutien constant.

À mes amis,

Pour leur présence et leurs encouragements.

Ce diplôme marque la fin d'un chapitre et le début d'un nouveau voyage.

Merci à tous

Ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à cette réussite

BACHEIKH Othmane

DEDICACE

Louange à Dieu, Le Très-Haut, pour Sa grâce infinie, Sa lumière qui éclaire nos pas et Sa miséricorde qui ne cesse de nous envelopper.

Je dédie humblement ce travail à ceux qui ont été pour moi des signes d'amour, de patience et de lumière dans ce voyage de la vie.

*À ma chère tante **Noura**, tu as été et tu restes ma seconde mère, par ta tendresse, ta chaleur et ton soutien constant, Et à ton époux **Lyes**, source de ma force et de mes valeurs un simple merci ne suffirait jamais.*

*À mes chers parents, ma douce mère **Akila**, dont les prières et l'amour sont un trésor inestimable.*

*À mes grands-parents **Mustapha** et **Anissa**, que Dieu les garde ou leur accorde Sa miséricorde, pour leurs prières silencieuses et leur tendresse.*

À toutes mes tantes, mes oncles et leurs enfants, ma grande et belle famille qui m'a entouré d'amour.

*À mes deux petits oiseaux, **Maram** et **Manar**, éclats de pureté et de joie.*

*À mes professeurs, qui ont planté les graines du savoir avec patience. Notre encadreur **Dr. Bilal benabidi***

À mes amis de parcours, compagnons d'effort et de rêves.

*À mon partenaire de travail **Othmane**, fidèle allié dans les défis professionnels.*

*À ma chère amie **Nesrine**, pour sa présence réconfortante et sincère.*

*À **Doussa**, dont l'amitié est une bénédiction rare.*

Que Dieu récompense chacun d'entre vous, vous comble de Sa lumière, vous protège et vous garde dans Sa paix.

À vous tous, merci du fond du cœur.

TOUIL Amira

الملخص

هدف هذا العمل إلى تحسين عملية تجفيف الغاز الطبيعي في وحدة "إل مرك". حاليًا، تعمل المحطة بنسبة 67.5% فقط من طاقتها، مع رطوبة عند المدخل أقل من المتوقع. وعلى الرغم من ذلك، لا يتم استغلال المناخل الجزيئية بشكل فعال، ويتم الاعتماد على دورة زمنية ثابتة مدتها 21.5 ساعة، مما يؤدي إلى هدر الطاقة وانخفاض الكفاءة.

كما تبين أن بعض المعدات، مثل الفاصل والمجففات، مبالغ في حجمها وغير مناسبة تمامًا لظروف التشغيل الفعلية. وقد سُجّلت خسائر في الضغط أعلى من القيم المصممة، مما قد يؤثر على الأداء السليم للوحدة.

المعالجة هذه المشاكل، تقترح الحلول التالية :

- إعادة تصميم المجففات بما يتناسب مع معدل التدفق الحالي للغاز.
- تعديل ومن الدورة تلقائيًا حسب نسبة الرطوبة في الغاز.
- استبدال الفاصل النموذج أكثر ملاءمة .
- تحسين استغلال قدرات المعدات لتقليل استهلاك الطاقة.

الكلمات المفتاحية: الغاز الطبيعي – التجفيف – مجمع إل مرك

RESUME:

Ce travail vise à améliorer le séchage du gaz naturel dans l'unité d'El Merk. Aujourd'hui, l'installation ne tourne qu'à 67,5 % de sa capacité, avec une humidité à l'entrée plus faible que prévu. Malgré cela, le système utilise mal les tamis moléculaires et garde un cycle fixe de 21,5 heures, ce qui gaspille de l'énergie et limite l'efficacité.

On a aussi constaté que certains équipements, comme le séparateur et les sécheurs, sont surdimensionnés et mal adaptés aux conditions réelles. Les pertes de charge sont plus élevées que prévu, ce qui peut nuire au bon fonctionnement de l'unité.

Pour y remédier, on propose :

- De redimensionner les sécheurs selon le débit actuel.
- D'ajuster automatiquement le temps de cycle en fonction de l'humidité du gaz.
- De remplacer le séparateur par un modèle plus adapté.
- De mieux exploiter les capacités des équipements pour réduire la consommation d'énergie.

Mots-clés : Gaz naturel – Déshydratation – Complexe EL MERK

Abstract :

This work aims to improve the natural gas dehydration process at the El Merk facility. Currently, the plant is operating at only 67.5% of its capacity, with an inlet moisture content lower than initially expected. Despite this, the system does not efficiently use the molecular sieves and maintains a fixed 21.5-hour cycle, which leads to energy waste and reduced efficiency.

It was also observed that some equipment, such as the separator and dryers, is oversized and not well adapted to actual operating conditions. Pressure drops are higher than expected, which may affect the unit's proper functioning.

To address these issues, the following solutions are proposed:

- Resize the dryers according to the current gas flow rate.
- Automatically adjust the cycle time based on the gas moisture level.
- Replace the separator with a more suitable model.
- Better utilize the equipment's capacity to reduce energy consumption.

Keywords: Natural gas – Dehydration – EL MERK complex

Liste des figures

Figure I-1: évolution du prix du gaz naturel	7
Figure I-2: Les sphères de stockage de gaz.....	8
Figure I-3: bac de stockage cylindriques	9
Figure I-4: Répartition des réserves pétrolières (prouvées, probables, possibles).....	12
Figure I-5: Classement des dix plus grands pays producteurs de gaz naturel en 2023.....	13
Figure I-6: Consommation totale de gaz naturel en France par secteur (TWh PCS1).....	14
Figure I-7: Production annuelle de gaz naturel sec par disposition, Algérie (2011-2021) milliards de pieds cubes par jour.	15
Figure I-8: Carte géologiques et des gisements pétroliers et gaziers de l'Algérie	16
Figure II-1: Schéma du procédé de déshydratation de gaz naturel avec du TEG.....	22
Figure II-2: Schéma du procédé de Déshydratation par adsorption	24
Figure II-3 : Assortiments de zéolithes naturelles à gauche et synthétiques (billes, cylindres extrudées) à droite. (sources : photo SOMEZ).....	25
Figure II-4: Billes Le gel de silice.	26
Figure II-5: Billes d'alumine activée.....	27
Figure III-1: la situation géographique du bassin d'EL MERK.	29
Figure III-2: vue panoramique de CPF d'EL MERK.....	31
Figure III-3: schéma global de la section de déshydratation.	38
Figure III-4: schéma couche du tamis moléculaire de gaz.	42
Figure III-5: Positions des vannes de commutation de l'absorbeur d'arrêt.....	43
Figure III-6: schéma présenté le cycle de l'adsorbeur - Chauffage progressif / Chauffage constant.....	46
Figure III-7: schéma présenté le cycle de l'adsorbeur – Refroidissement	47
Figure III-8: schéma présenté le cycle de l'adsorbeur – Attente.	48
Figure III-9: procédé de déshydratation et régénération.	49
Figure IV-1 : Évolution de la température du lit du tamis moléculaire en fonction du temps de régénération.....	62

Liste des tableaux

Tableau I-1: Spécifications typiques pour un gaz commercial.....	11
Tableau I-2: réserves de gaz en Afrique (L'Algérie détient 26,5 % des réserves des principaux producteurs).....	19
Tableau II-1: Avantages et inconvénients des procédés d'adsorption	28
Tableau III-1: normes commerciales d'huile et de condensat produites.....	30
Tableau III-2: spécifications du produit finis "GPL".	30
Tableau III-3: La répartition du temps pour les différents mode de fonctionnement.....	44
Tableau IV-1: représente la composition de gaz. (Annexe figure -A. I)	53
Tableau IV-2: Propriétés critiques du gaz naturel.	54
Tableau IV-3: la densité relative du gaz	56
Tableau IV-4: Résultats de calcul obtenus (cas été).....	68
Tableau IV-5: Comparaison des résultats du design.	69

Liste des abréviations et Symboles

API	American petroleum instate
AGC	Compresseur de gaz associes
BOD	Bases de connection
BRC	Brown & Root Condor
CCR	Salle de contrôle central
CPF	Installation de traitement centrale
EKT	EL Kheit el Tessekha
EME	EL Merk Est
EMK	Champ Groupé d'El MER
EMN	El Merk Nord
FGS	Station collectrice
HBNS	Hassi Berkine Nord
IGC	Compresseur de gaze á injection
IGF	Flottation de gaz induit
J-T	joule-Tomson
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
MLN	Menzel Ladjmat Nord
MMSCFD	million standard cubic feet per day
BS&W	Basic Sediment and Water
MP	Moyen Pression
BP	Basse pression
HP/LT	Haute Pression/Basse Température
MLSE	Menzel Ladjmat Sud-Est
LGN	Liquides de gaz naturel
PDF	Diagramme de fonctionnement de procède

Remerciements

Dédicace

Résumé

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations et Symboles

Introduction générale.....	1
Chapitre I: Généralités sur le gaz naturel	3
I. 1 Introduction:	3
I. 2 Définition.....	3
I. 3 L'origine du gaz naturel :	3
I. 4 Types des gaz naturels	4
I. 5 Caractéristiques du gaz naturel.....	5
I. 5. 1 La masse volumique.....	5
I. 5. 2 Volume massique	5
I. 5. 3 La densité	5
I. 5. 4 Pouvoir calorifique.....	5
I. 5. 5 Composition chimique	6
I. 6 Le Marché de gaz	6
I. 6. 1 Le marché à terme	6
I. 6. 2 Le marché spot	6
I. 7 Stockage du gaz naturel.....	7
I. 7. 1 Les moyens de stockage :.....	8
I. 8 Les techniques de traitement du gaz naturel :.....	9
I. 9 Gaz naturel dans le monde :	11

I. 9. 1	Réserves de gaz :	11
I. 9. 2	Classement des réserves de gaz :	12
I. 9. 3	Production mondiale de gaz naturel :	13
I. 9. 4	Consommation mondiale de gaz naturel :	14
I. 10	Le gaz naturel en Algérie.....	15
I. 10. 1	Principaux gisements d’hydrocarbures de l’Algérie	16
I. 11	Les réserves gazières en Algérie :	19
I. 12	Conclusion:	19
Chapitre II:	La déshydratation	20
II. 1	Introduction :	20
II. 2	Les hydrates :	20
II. 3	Conditions doivent être réunies pour que des hydrates se forment :	20
II. 4	Problématique des hydrates :	20
II. 5	Structures des hydrates :	21
II. 6	Les différents procédés de déshydratation :	21
II. 6. 1	Les unités d’absorption aux différents glycols (D.E.G.) et (T.E.G.) :	22
II. 6. 2	Déshydratation par adsorption :	23
II. 7	Type d’adsorbants :	25
II. 7. 1	Les zéolithes :	25
II. 7. 2	Le gel de silice (Silicagel) :	26
II. 7. 3	L’alumine activée :	26
II. 8	Avantages et inconvénients de la déshydratation par adsorption :	27
II. 9	Conclusion :	28
Chapitre III:	Présentation du bassin d’EL MERK	29
III. 1	Introduction:	29

III. 2	Situation géographique	29
III. 3	Activité du projet d'EL MERK :	30
III. 4	Présentation du CPF d'El Merk :	31
III. 5	Dimensionnement des installations :	31
III. 6	Présentation des différentes sections de complexe:	32
III. 6. 1	Section de réception :	32
III. 6. 2	section de traitement du brut :	33
III. 7	section de Compression des gaz :	34
III. 8	Section de Déshydratation :	35
III. 9	Section de Récupération des GPL :	35
III. 10	Séparation des GPL :	35
III. 10. 1	Fractionnement des GPL :	36
III. 11	Section de Compression des gaz résiduaire :	36
III. 12	Section de Compression du gaz d'injection :	37
III. 13	Section de Stockages et export :	37
III. 14	Description de l'unité de déshydratation :	38
III. 14. 1	Procédé de déshydratation.....	38
III. 15	Régénération :	38
III. 15. 1	Adsorption et régénération du tamis moléculaire :	39
III. 16	Description de l'unité :	40
III. 16. 1	Admission du refroidisseur de gaz de la déshydratation du gaz :	40
III. 16. 2	Ballon tampon d'alimentation de la déshydratation de gaz :	40
III. 16. 3	Coalesceur d'admission de la déshydratation du gaz :	40
III. 16. 4	Couches du tamis moléculaire et auxiliaires :	41
III. 17	Couche du tamis moléculaire de gaz :	42

III. 17. 1 Configuration de la couche d'adsorption :.....	42
III. 17. 2 Commutation du mode de fonctionnement de l'absorbeur :.....	42
III. 17. 3 Ballon de drainage du tamis moléculaire de gaz :.....	44
III. 17. 4 Filtres de couche du tamis moléculaire de gaz.....	44
III. 17. 5 Compresseur de gaz de régénération :.....	44
III. 17. 6 Réchauffeur au gaz de régénération :.....	44
III. 18 Réchauffement graduel :.....	45
III. 19 Refroidissement :.....	46
III. 20 Attente :.....	47
III. 20. 1 Refroidisseur et séparateur du gaz de régénération de déshydratation du gaz :.....	49
III. 21 Conclusion:.....	49
Chapitre IV: Résultats et discussion.....	51
IV. 1 Présentation du problème :.....	51
IV. 2 Données Opératoires.....	51
IV. 2. 1 Données sur les dés hydrateurs V01-2602 A/B/C/D :.....	51
IV. 2. 2 La fiche technique du tamis moléculaire :.....	52
IV. 2. 3 Conditions opératoires actuel : (date de prélèvement : 15/06/2025).....	52
IV. 2. 4 Conditions opératoires du cas-design :.....	52
IV. 2. 5 La composition de gaz :.....	53
IV. 3 Calcul du facteur de compressibilité Z :.....	53
IV. 4 Calcul de la densité relative du gaz [23] :.....	55
IV. 5 Calcul de la masse volumique du gaz :.....	56
IV. 6 Calcul de la vitesse d'écoulement du gaz :.....	56
IV. 7 II.4 Calcul de la vitesse superficielle de gaz au travers du déshydrateur :.....	57
IV. 8 Calcul du diamètre minimum du déshydrateur :.....	57

IV. 9	Calcul de la quantité de tamis moléculaire pour adsorption :.....	58
IV. 9. 1	La quantité d'eau à adsorber :	58
IV. 10	La Hauteur de lit :	58
IV. 10. 1	Calcul du flux d'adsorption d'eau :.....	58
IV. 10. 2	Calcul de la hauteur de la zone de transfert de masse :.....	59
IV. 10. 3	Hauteur minimale (d'adsorption) du déshydrateur :.....	59
IV. 10. 4	Hauteur totale de déshydrateur :.....	60
IV. 11	Calcul les pertes de charge à travers le déshydrateur. [24].[25]	60
IV. 11. 1	Calcul des pertes de charge à travers le lit de tamis moléculaire 1/8 :.....	60
IV. 11. 2	Calcul des pertes de charge à travers les billes de céramique :.....	61
IV. 11. 3	Calcul des pertes de charge à travers les billes de céramique 1/2.....	61
IV. 11. 4	Calcul des pertes de charge à travers les billes de céramique 1/4.....	61
IV. 11. 5	Pertes de charge totale au travers du déshydrateur	61
IV. 12	Calcul du débit de gaz de régénération :	62
IV. 12. 1	Phase de chauffage :	62
IV. 12. 2	Quantité de chaleur nécessaire pour chauffer le lit de tamis moléculaires :	63
IV. 12. 3	Quantité de chaleur absorbée par le métal (virole) :	63
IV. 12. 4	Calcul de la masse des billes de céramique :	64
IV. 12. 5	Quantité de chaleur nécessaire pour désorber l'eau :	65
IV. 12. 6	Quantité de chaleur nécessaire pour désorber les hydrocarbures :.....	66
IV. 12. 7	Quantité de chaleur totale à fournir :.....	66
IV. 13	Débit de gaz de régénération en phase de chauffage :.....	67
IV. 14	Phase de refroidissement :	67
IV. 15	Débit de gaz de régénération en phase de refroidissement :.....	67
IV. 16	Résultats et discussions :.....	68

IV. 17 Discussion des résultats :70

Conclusion générale71

Références Bibliographiques.....73

Annexe.....75

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Introduction générale

Avec l'expansion de la population mondiale et les préoccupations environnementales causées par le charbon et le pétrole, la demande mondiale de gaz naturel augmentera plus rapidement que celle des combustibles fossiles au cours de la période allant jusqu'en 2035. [1]

Le gaz naturel est un type d'énergie fossile de haute qualité et propre. Il jouera un rôle important pendant une longue période historique avant que la société humaine n'atteigne la phase où l'énergie renouvelable sera la principale forme d'énergie. Actuellement, le gaz naturel représente environ 23 % de la structure énergétique mondiale, ce qui constitue une clé pour accéder à une énergie sûre, propre et moderne. [2]

L'importance du gaz naturel (NG) n'a jamais été aussi cruciale qu'en ce moment, dans un contexte d'écosystèmes rigoureux, de renforcement de la sécurité énergétique et d'augmentation de la concurrence, ce qui a fait grimper la demande de gaz naturel et a accru l'offre et l'infrastructure pour garantir sa disponibilité à des prix compétitifs. Cette demande croissante de gaz naturel génère des fonds suffisants et suscite un intérêt pour l'étude des différents aspects de la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel dans le but de le transformer en énergie efficace et rentable en même temps. [3]

Le séchage (déshydratation) du gaz naturel est une étape essentielle pour garantir la qualité de l'énergie extraite, car il contribue à éliminer l'humidité et les impuretés qui peuvent affecter l'efficacité d'utilisation du gaz. Avec l'augmentation de la demande mondiale de gaz naturel, l'importance de développer des techniques efficaces de séchage du gaz se fait ressentir, ce qui contribue à améliorer la performance environnementale et à réduire l'impact négatif sur le climat. Dans un contexte de préoccupations croissantes concernant les effets des combustibles fossiles, le séchage du gaz naturel devient un élément vital pour promouvoir la durabilité énergétique, soutenant ainsi les efforts mondiaux visant à garantir la sécurité énergétique et à fournir des options d'énergie propre et efficace. [4]

L'objectif de notre travail consiste à effectuer une étude pour faire une vérification de notre section de déshydratation et prendre en considération les différentes températures d'entrée pour déterminer les paramètres optimaux (la température d'entrée, le temps de cycle). On choisira les solutions qui nous permettent d'économiser plus d'énergie, acceptable pour le domaine de la déclaration en DCS,

et de préserver la durée de vie du tamis sans pour autant 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 déshydrateur fonctionnant selon le design.

Ce mémorandum comporte quatre chapitres :

Chapitre I :

Le chapitre 1 présente les caractéristiques du gaz naturel, notamment sa définition, ses composants et ses différents types. Il aborde également l'évolution du marché du gaz naturel et des méthodes de stockage, soulignant son importance comme source d'énergie majeure dans le monde.

Le chapitre II :

Se concentre sur le processus d'élimination de l'humidité du gaz naturel, expliquant la formation des hydrates et leur impact sur la production. Il aborde les techniques d'élimination de l'humidité, telles que l'absorption et l'adsorption, et passe en revue leurs applications pratiques sur les sites de production.

Le chapitre III :

Le projet El Merk est un centre vital pour la production d'hydrocarbures en Algérie, où le pétrole brut, le gaz naturel et les liquides associés sont traités à l'aide de technologies modernes. Le projet se concentre sur l'unité de déshydratation du gaz, essentielle pour préparer le gaz à l'exportation.

Le chapitre IV :

Dans ce chapitre, le cycle d'absorption qui s'étend sur 16 heures est abordé, où il est recommandé d'utiliser trois sècheurs lorsque le taux de chargement descend en dessous de 75 % du débit nominal afin d'éviter une chute de la pression de fonctionnement.

CHAPITRE I :
GÉNÉRALITÉS
SUR LE GAZ
NATUREL

Chapitre I: Généralités sur le gaz naturel

I. 1 Introduction :

Le gaz naturel occupe aujourd'hui une place essentielle dans le paysage énergétique mondial. Il s'agit d'une énergie fossile formée naturellement à partir de la décomposition de matière organique, principalement constituée de méthane. Utilisé dans de nombreux secteurs tels que la production d'électricité, le chauffage, les transports ou encore l'industrie, le gaz naturel se distingue par sa grande efficacité énergétique

I. 2 Définition

Dans notre écosystème, le gaz naturel est une énergie fossile qui est naturellement présente. Il est formé à partir d'un mélange d'hydrocarbures gazeux et se forme dans les gisements souterrains à partir de la décomposition de matière organique sur de longues périodes. Il est généralement extrait du sous-sol à l'aide de forages pétroliers et gaziers. Il est transporté par gazoduc ou navires-méthaniers et peut être utilisé sans transformation majeure. Il se démarque par son excellente efficacité énergétique. Le gaz naturel est actuellement la source d'énergie la plus utilisée au monde après le pétrole, notamment pour la production de chaleur et d'électricité, mais aussi dans le refroidissement, les transports et l'industrie. [4]

I. 3 L'origine du gaz naturel :

Le composant principal du gaz naturel (GN) est le méthane (souvent plus de 80%), viennent ensuite les hydrocarbures saturés plus lourds (éthane, propane, etc.) dont les proportions décroissent avec l'augmentation du nombre d'atomes de carbone, On peut aussi y trouver de l'azote, de l'hélium, du dioxyde de carbone, parfois du sulfure de l'hydrogène qu'il faut éliminer et de la vapeur d'eau. [5]

La composition d'un gisement de gaz naturel dépend intrinsèquement de la nature de la roche mère et donc de l'origine géographique du site de production. [6]

Donc les différentes compositions du gaz naturel sont dues à la diversité de ses origines, qui peuvent être :

❖ **Un gaz bactérien**

- Le mode bactérien est dû à l'action de bactéries sur les débris organiques qui s'accumulent dans les sédiments, le gaz ainsi formé est appelé gaz bactérien ou biochimique.

❖ **Un gaz thermique**

- Au cours de l'évolution des bassins sédimentaires, les sédiments sont portés à des températures et pressions croissantes, subissant ainsi une dégradation thermique qui va donner à côté des hydrocarbures, une large gamme de composés non hydrocarbonés.

❖ **Un gaz inorganique**

- Le mode inorganique de formations des gaz d'hydrocarbures reste très secondaire. Les gaz volcaniques ou les sources hydrothermales contiennent parfois du méthane et les inclusions fluides des minéraux des roches métamorphiques ou magmatiques renferment souvent des hydrocarbures légers, principalement du méthane. [7]

I. 4 Types des gaz naturels

L'apparition d'une phase liquide dépend des conditions de température et de pression dans le réservoir et en surface, Ce qui conduit à distinguer les types suivants :

- ❖ **Gaz sec** : Ne formant pas de phase liquide dans les conditions de production, le gaz est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures lourdes
- ❖ **Gaz Humide** : Formant une phase liquide en cours de production dans les conditions de surface, il est moins concentré en méthane.
- ❖ **Gaz a condensât** : Formant une phase liquide dans le réservoir en cours de production, la phase condensée est riche en constituants lourds.
- ❖ **Gaz associé** : Coexistant dans le réservoir avec une phase « huile » (gisement de pétrole). Le gaz associé comprend le gaz de couverture (phase gazeuse présente dans le réservoir) et les gaz dissous. [7]

I. 5 Caractéristiques du gaz naturel

Au stade final de son exploitation le gaz naturel a les caractéristiques suivantes :

I. 5. 1 La masse volumique

C'est la masse de l'unité de volume du gaz exprimé en Kg / m³, elle est fonction de la température et de la pression, en d'hors des conditions spécifiées on se réfère à des conditions dites normales ou standards :

Condition normale : **T = 0°C, P = 1 atm.**

Condition standard : **T = 15°C, P = 1 atm.**

I. 5. 2 Volume massique

Représente le volume occupé par unité de masse de gaz, il est donc l'inverse de la masse volumique et s'exprime en m³ / Kg.

I. 5. 3 La densité

Elle est définie pour un gaz comme étant le rapport de sa masse volumique à celle de l'air dans des conditions bien déterminées de température et de pression, comme elle peut être obtenue à partir de sa masse moléculaire que l'on peut définir à partir de sa composition chimique en utilisant la relation :

Densité du gaz. = masse moléculaire / 28.966

I. 5. 4 Pouvoir calorifique

C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion d'une unité de volume du gaz, en J\m³. On distingue deux pouvoirs calorifiques :

- **Pouvoir calorifique supérieur PCS**

Il correspond à la chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau formée étant à l'état liquide.

- **Pouvoir calorifique inférieur PCI**

Il correspond à la combustion dans laquelle l'eau reste à l'état vapeur. Le PCI diffère du PCS d'une quantité de chaleur latente de vaporisation de l'eau.

I. 5. 5 *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.

Le gaz naturel peut contenir des constituants autres que des hydrocarbures notamment de l'eau et des gaz acides-dioxyde de carbone et hydrogène sulfuré ainsi que de l'azote de l'hélium, de faibles quantités d'hydrogène ou d'argon et même parfois des impuretés métalliques (mercure et arsenic).

La composition chimique d'un gaz est utilisée pour l'étude de vaporisation, et elle sert aussi à calculer certaines de ses propriétés en fonction de la pression et de la température Elle est déterminée par méthode chromatographique en phase gazeuse. [7]

I. 6 Le Marché de gaz

Dans les pays importateurs de gaz, ce combustible est acheté sur :

I. 6. 1 Le marché à terme

Il fait l'objet de contrat à long terme qui prévoit des clauses d'indexation du gaz. Sur celui de son principal substitut qui était dans les années 1980, le pétrole.

I. 6. 2 Le marché spot

Qui s'est découplé du marché à terme depuis que le pétrole n'est plus le substitut principal du gaz. Selon l'approvisionnement sur ces deux marchés, le prix se panache en fonction du prix spot et du prix FORWARD, Comme il est indiqué dans (**Figure I. 1**) :

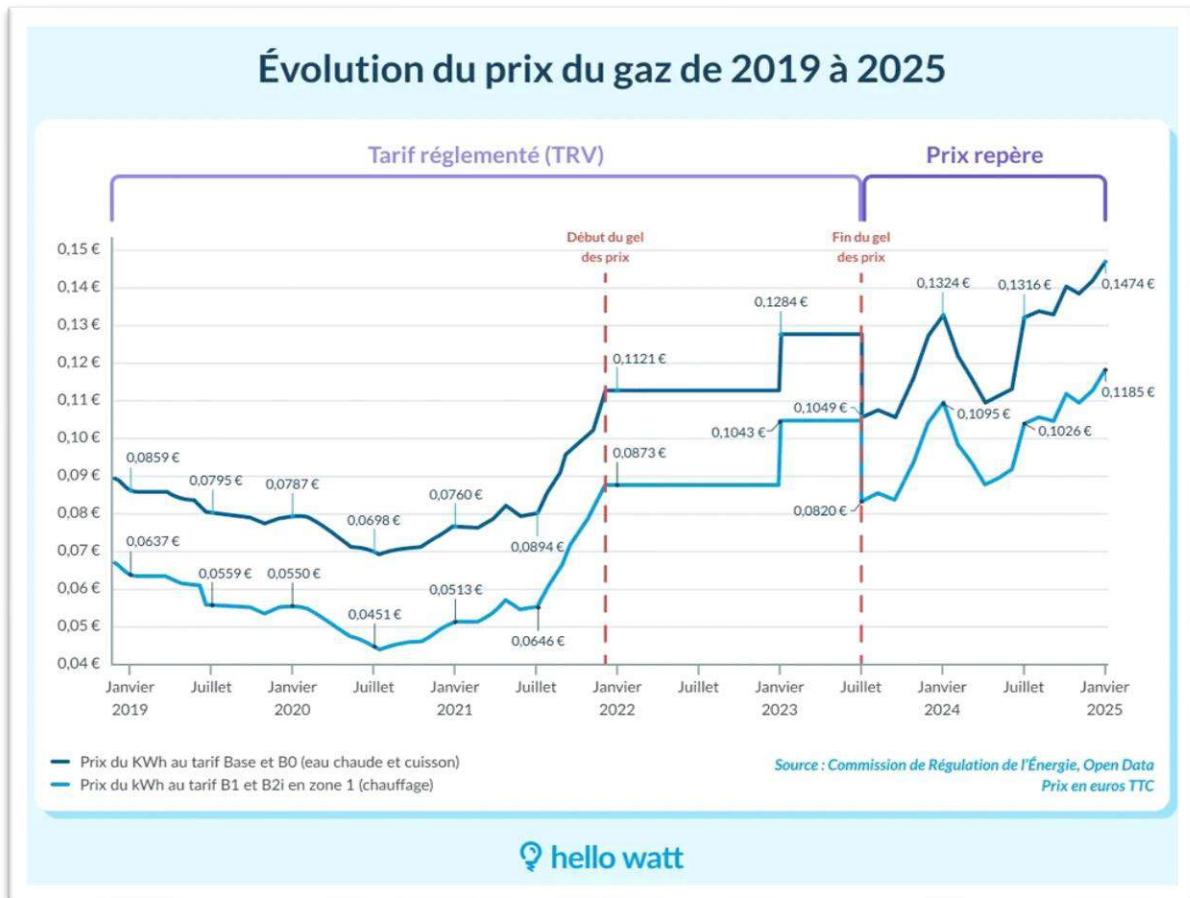


Figure I-1: évolution du prix du gaz naturel.[8]

I. 7 Stockage du gaz naturel

Avant d'être acheminé jusqu'au consommateur final, le gaz naturel transite par des sites de stockage installés près des gisements ou des zones de consommation.

Le stockage du gaz permet de répondre aux attentes des producteurs et des consommateurs. En stockant une partie du gaz extrait, les producteurs garantissent de pouvoir livrer des volumes stables de gaz tout au long de l'année. Pour les consommateurs, le stockage du gaz garantit un approvisionnement continu. Ainsi le gaz circulant vers les zones de consommation n'est pas forcément utilisé tout de suite. Il peut alors être stocké pour être réutilisé dès que la demande le justifie.

Le gaz naturel est stocké dans des réservoirs conçus à cet effet dans des sites de stockage dits « aériens » ou dans des sites de stockage dits « souterrains ».

Aujourd'hui, le stockage du gaz naturel constitue un maillon logistique incontournable pour assurer l'équilibre énergétique d'un pays. [9]

I. 7. 1 Les moyens de stockage :

I. 7. 1. 1 Les réservoirs de gaz :

Les réservoirs sont utilisés pour stocker le gaz à pression atmosphérique. Ils se présentent sous forme de réservoirs cylindriques. Leur capacité de stockage est comprise entre 500 et 10 000 m³.



Figure I-2: Les sphères de stockage de gaz

I. 7. 1. 2 Les réservoirs de GNL :

Les réservoirs sont utilisés pour stocker le gaz à pression atmosphérique à l'état liquide. A environ -161°C, le gaz naturel se condense pour devenir un liquide, le gaz naturel liquéfié (GNL). Celui-ci occupe près de 600 fois moins de volume qu'à l'état gazeux. Les réservoirs GNL sont des réservoirs cylindriques verticaux installés près des terminaux méthaniers pour réceptionner et stocker le GNL acheminé par navires méthaniers. Ces réservoirs métalliques ou en béton ont une double paroi et une isolation thermique puissante afin de maintenir le gaz à l'état liquide.



Figure I-3:Bac de stockage cylindriques

I. 8 Les techniques de traitement du gaz naturel :

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

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

Une première étape permet de réaliser la séparation de fractions liquides éventuellement contenues dans l'effluent du puits, fractions liquides d'hydrocarbures (gaz associé ou à condensât d'eau libre), et l'étape de traitement qui suit dépend du mode de transport adopté.

Le gaz naturel ainsi que ses différentes fractions peuvent être transportées sous forme

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

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

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

- L'hydrogène sulfuré H_2S : toxique et corrosif.
- Le dioxyde de carbone CO_2 : corrosif et de valeur thermique nulle.
- Le mercure : corrosif dans certain cas.
- L'eau : conduisant à la formation d'hydrates.
- Les hydrocarbures : se condensant dans les réseaux de transport.
- L'azote : de valeur thermique nulle.

Les spécifications à respecter pour le gaz traité sont liées aux conditions de transport par gazoduc, ces spécifications de transport visent à éviter la formation d'une phase liquide (hydrocarbure ou eau), le blocage de la conduite par des hydrates et une corrosion trop importante. On impose dans ce cas une valeur maximale aux points de rosée (eau et hydrocarbures). La valeur du point de rosée hydrocarbures dépend des conditions de transport et peut être par exemple fixée à $0^\circ C$ 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 lequel doit se situer le pouvoir calorifique. [10]

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

Tableau I-1: Spécifications typiques pour un gaz commercial.[11]

PCS	39100 - 39500 (KJ/M ³)
Point de Rosée HC	Teneur en C+5
Teneur en eau	Inférieur à 150 ppm Vol
Teneur en C ₅ ⁺	Inférieur à 0,5% mol

Compte tenu la différence entre les spécifications de transport et les spécifications commerciales, un traitement complémentaire peut être requis avant que le gaz ne soit envoyé dans le réseau de distribution.

I. 9 Gaz naturel dans le monde :

Les réserves de gaz sont constituées des volumes de gaz naturel récupérables dans des gisements exploités ou envisageables, en fonction des critères techniques et économiques. La variation des réserves de gaz dépend de la disponibilité des moyens techniques pour les exploiter et des prix de marché au moment de leur exploration.

Les réserves « prouvées » de gaz naturel dans le monde avoisinaient 188 000 milliards de m³ à fin 2020 (après avoir atteint un pic d'environ 190 268 milliards de m³ à fin 2019), soit l'équivalent d'environ 49 ans de consommation mondiale au rythme actuel. [12]

I. 9.1 Réserves de gaz :

La comparaison des taux d'épuisement des ressources d'hydrocarbures constate que le gaz naturel est une ressource énergétique relativement peu exploitée par rapport au pétrole brut.

À fin 2020, les cinq pays disposant des plus importantes réserves prouvées de gaz naturel au monde étaient la Russie (37 400 milliards de m³, en hausse par rapport à 2013), l'Iran (32 100 milliards de m³, en légère baisse), le Qatar (24 700 milliards de m³, stables), le Turkménistan (13 600 milliards de m³, en recul) et les États-Unis (12 600 milliards de m³, en forte progression). Les données révèlent des évolutions majeures depuis 2013, notamment l'expansion des réserves russes et américaines, alors que celles de l'Iran et du Turkménistan ont diminué.

I. 9. 2 Classement des réserves de gaz :

I. 9. 2. 1 Les réserves prouvées :

Concernent l'ensemble des quantités de gaz dont l'existence est établie et dont les chances de récupération et de rentabilisation, dans le cadre des données actuelles de la technique et de l'économie, sont d'au moins 90 %.

I. 9. 2. 2 Les réserves probables :

Ont été testées mais ne font pas l'objet d'une production. Elles concernent, pour un gisement identifié, les quantités de gaz ayant une probabilité supérieure à 50 % d'être économiquement exploitables.

I. 9. 2. 3 Les réserves possibles :

Concernent l'ensemble des quantités de gaz dont la probabilité de rentabilité est de 10%.

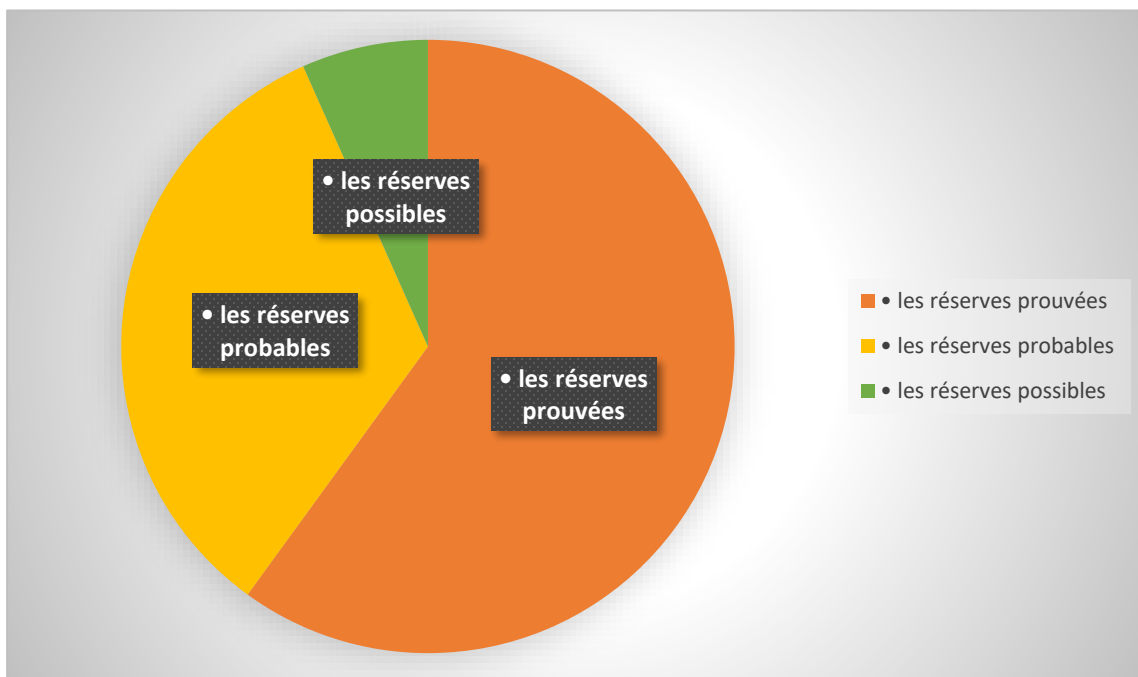


Figure I-4: Répartition des réserves pétrolières (prouvées, probables, possibles)

Ces critères ont un impact sur la vie économique des sociétés pétrolières ou gazières car ils influent directement sur leur valorisation boursière. Il existe une grande diversité de règlements de divulgation. Si une société souhaite être présente sur les marchés financiers à New York, elle doit se plier aux règlements de la SEC (Securities and Exchange Commission) qui harmonise les normes. La SEC ne rend obligatoire que la divulgation des réserves prouvées.

I. 9.3 Production mondiale de gaz naturel :

Les États-Unis se sont imposés comme le premier producteur mondial de gaz naturel, avec une production de 1 053,3 milliards de m³ en 2023, soit une croissance moyenne de +3,9 % par an entre 2013 et 2023. Sur la même année, la production mondiale s'est élevée à 4 059 milliards de m³, dominée par cinq pays : la Russie (586,4 milliards de m³), l'Iran (251,7 milliards de m³), la Chine (234,3 milliards de m³) et le Canada (190,3 milliards de m³).

La hiérarchie est un reflet à la fois des ressources géologiques disponibles et des stratégies énergétiques nationales, avec les États-Unis qui se démarquent nettement de leurs concurrents grâce à leur dynamisme technologique et industriel dans l'extraction non conventionnelle.

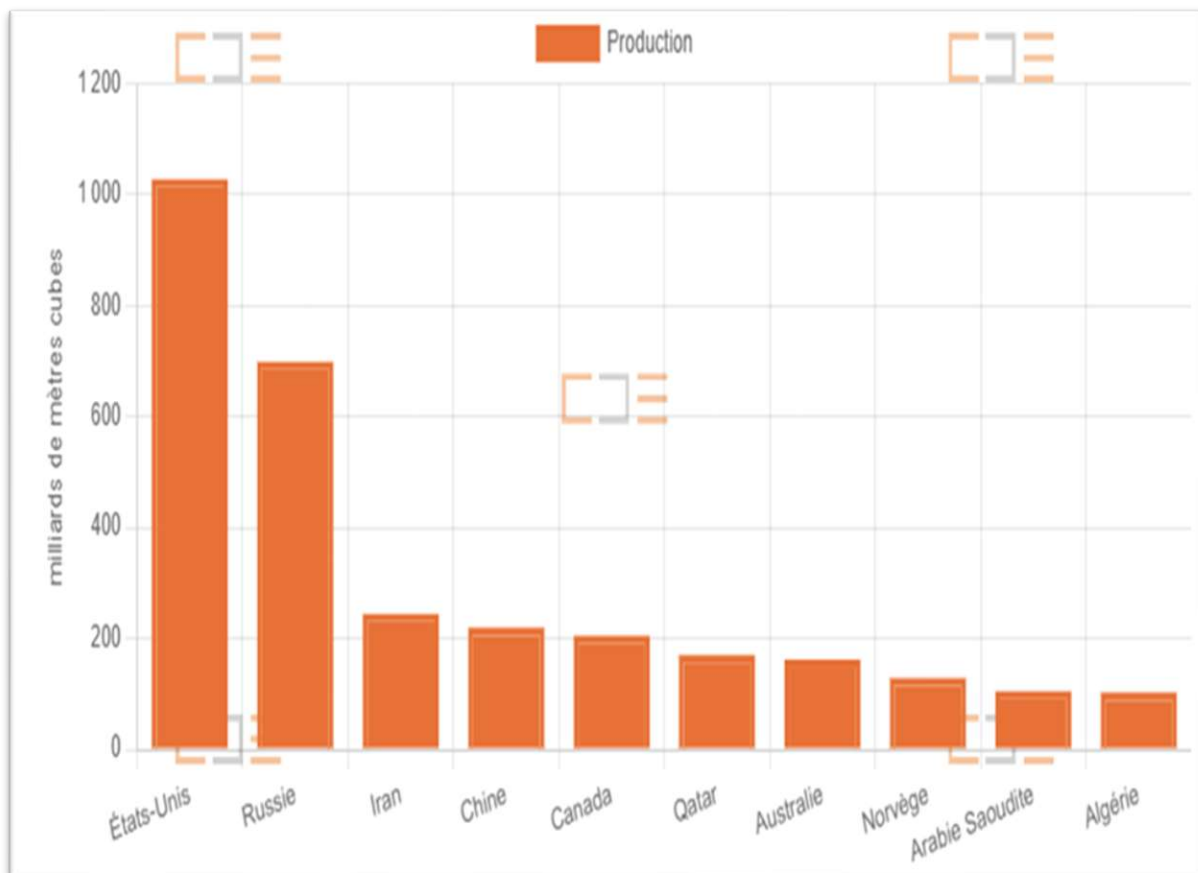


Figure I-5: Classement des dix plus grands pays producteurs de gaz naturel en 2023.

I. 9. 4 Consommation mondiale de gaz naturel :

En 2023, la consommation mondiale de gaz naturel a atteint 4 010,2 milliards de mètres cubes. Parmi les plus grands consommateurs figurent les États-Unis avec 886,5 milliards de m³, suivis de la Russie (453,4 milliards), la Chine (404,8 milliards), l'Iran (245,6 milliards) et le Canada (120,73 milliards). En Europe, l'Allemagne se démarque avec une utilisation de 75,7 milliards de m³, surpassant nettement la France, qui a consommé 33,9 milliards de m³ cette année-là. À l'échelle individuelle, les écarts sont particulièrement marqués : au Qatar, un pays du Moyen-Orient, la consommation annuelle par habitant dépasse les 50 000 m³, tandis qu'en France, elle reste légèrement au-dessus de 600 m³ par personne. Ces chiffres illustrent des disparités énergétiques importantes entre les régions du globe.

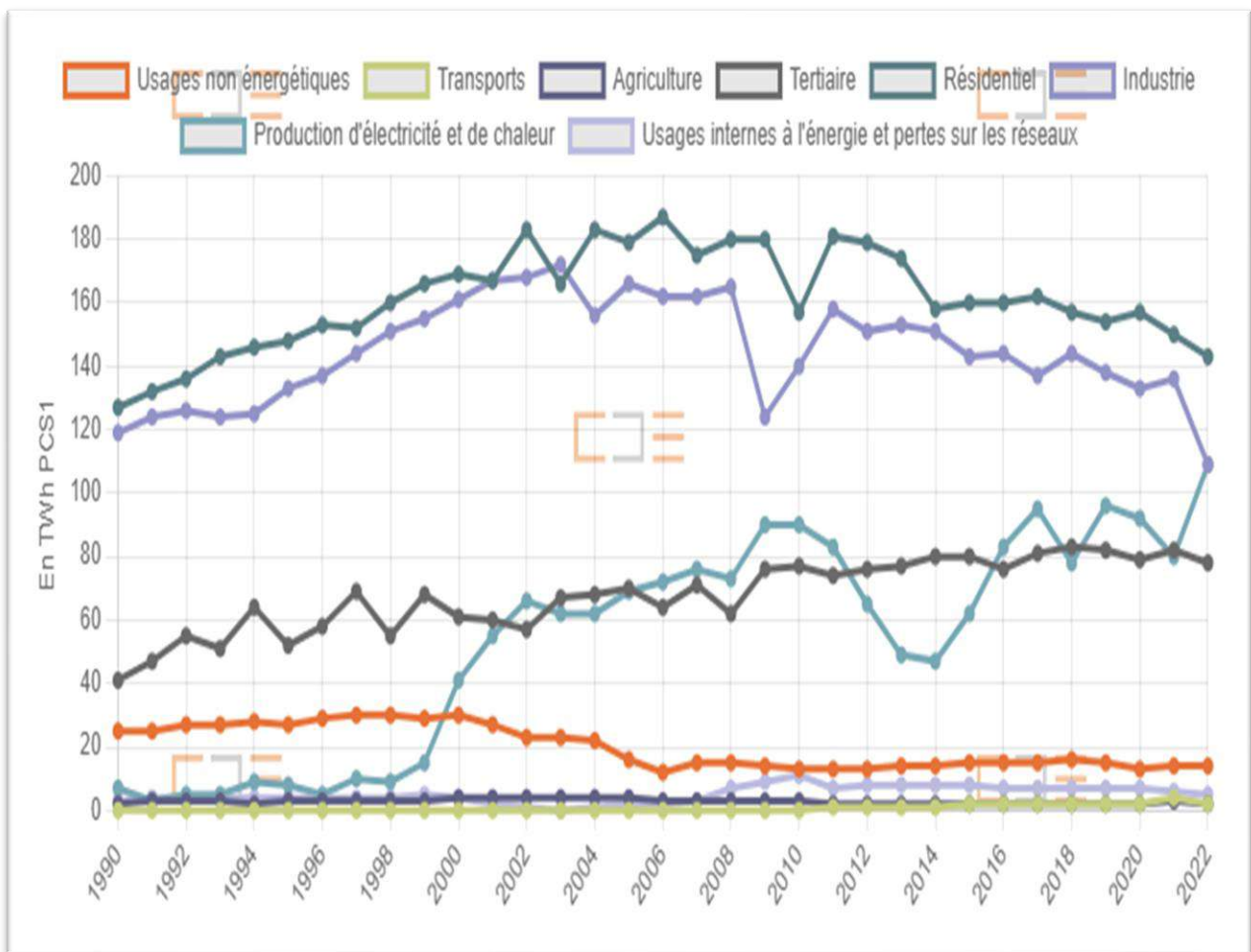


Figure I-6: Consommation totale de gaz naturel en France par secteur (TWh PCS1).

I. 10 Le gaz naturel en Algérie

En 2021, l'Algérie a atteint un niveau record de production de gaz naturel depuis le début des statistiques en 1980, selon une analyse récente. Le pays a produit une moyenne de 9,9 milliards de pieds cubes par jour (Gcf/j) de gaz naturel sec cette année-là, en hausse de 23,4 % par rapport à 8,0 Gcf/j en 2011. 53 % ont été exportés, en baisse par rapport à 60 % en 2011. Bien que la part des exportations ait diminué, le volume total des exportations en 2021 était toujours supérieur à celui de 2011, ce qui reflète la croissance globale de la production. [13]

Au cours de la dernière décennie, la consommation intérieure de gaz naturel en Algérie a progressivement augmenté, en réponse aux besoins énergétiques croissants du pays. En même temps, les investissements récents dans l'infrastructure d'exportation, y compris les terminaux et pipelines de GNL, ont amélioré la capacité du pays à transporter plus de gaz vers les marchés internationaux. Ces améliorations permettent à l'Algérie de jouer un rôle stratégique dans les approvisionnements énergétiques mondiaux, notamment pour l'Europe, avec la réalisation de l'équilibre entre leurs priorités locales. Pour plus de précisions, voir (Figure I. 7)

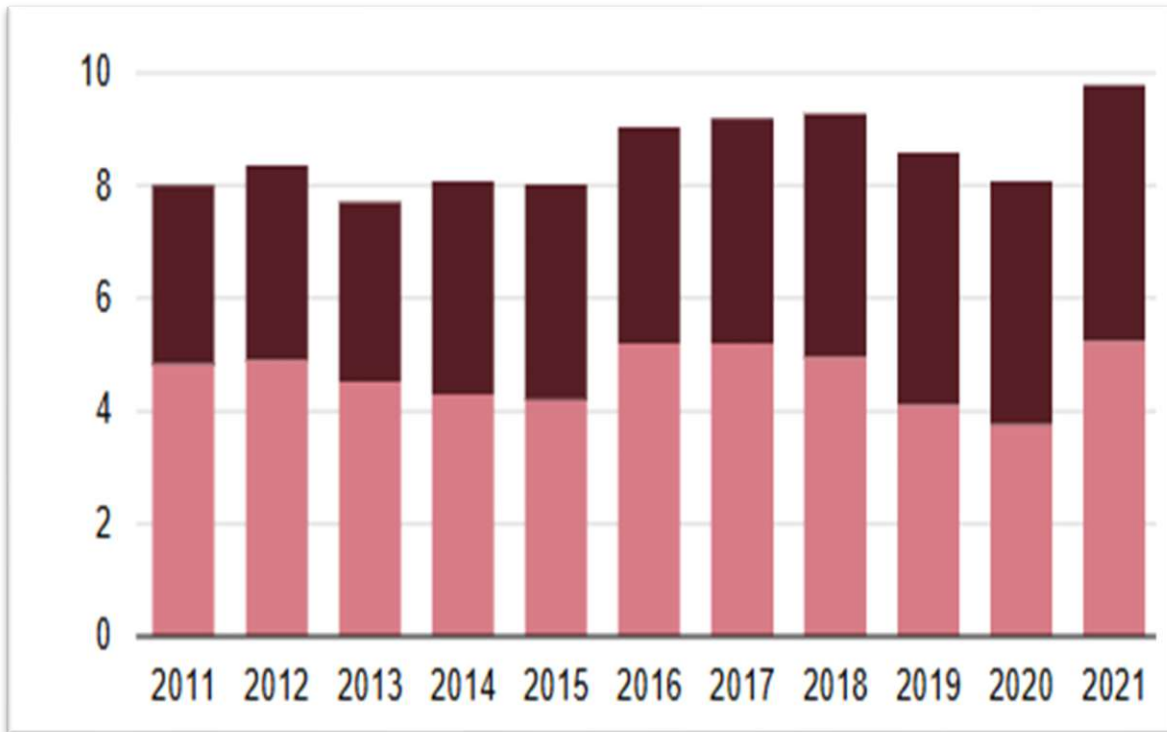


Figure I-7: Production annuelle de gaz naturel sec par disposition, Algérie (2011-2021) milliards de pieds cubes par jour.

I. 10.1 Principaux gisements d'hydrocarbures de l'Algérie

Les bassins les plus productifs d'hydrocarbures demeurent ceux de l'Oued Mya où se trouvent les gisements géants de Hassi Messaoud et de Hassi R'mel, et de Berkine où se trouvent les gisements d'Ourhoud et Hassi Berkine Sud.

Quant aux bassins du Sud-Ouest, ils constituent un pôle d'exploration gazière relativement important, ainsi que de développement tout aussi important avec la mise en production des gisements gaziers de la région d'In Salah, et de la région d'Adrar.

Plus de deux cents gisements sont Aujourd'hui reconnus. Les réservoirs sont gréseux dans leur quasi-totalité et se trouvent essentiellement dans les niveaux du Cambro-Ordovicien, du Siluro-Dévonien, du Carbonifère et du Trias.

Les hydrocarbures produits sont très largement soutenus par des opérations de récupération assistée, tant par injection d'eau que par injection de gaz. [14]

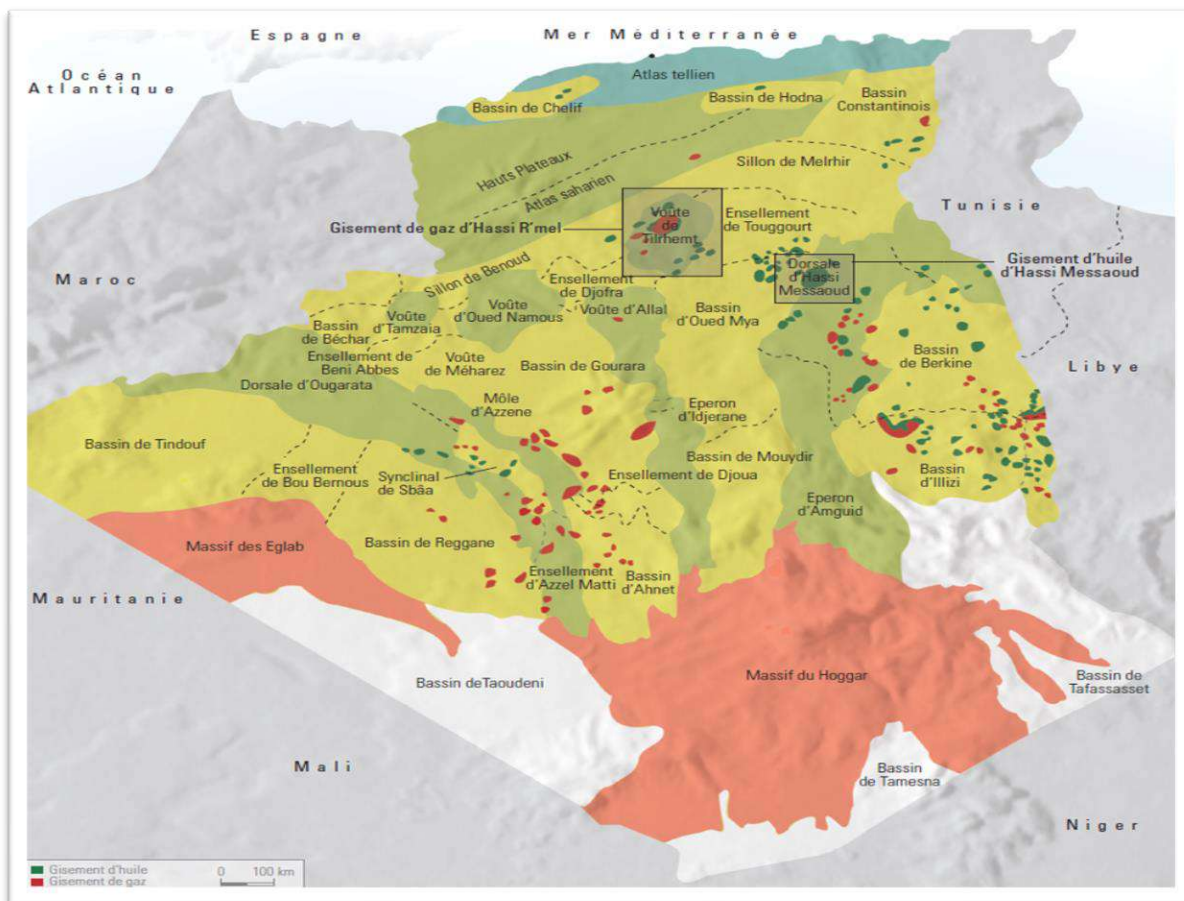


Figure I-8: Carte géologiques et des gisements pétroliers et gaziers de l'Algérie [14]

I. 10. 1. 1 Champ de Hassi Messaoud

Le gisement d'huile légère de Hassi Messaoud a été découvert en 1956 par le forage MD1 qui a traversé les réservoirs de grès du Cambro-Ordovicien à 3 337 mètres de profondeur. Le gisement, de dimensions 40 x 40 km, est situé dans le Sahara algérien, à 800 km au sud d'Alger.

Le gisement de Hassi Messaoud présente une structure en dôme anticlinal, largement héritée de la phase orogénique hercynienne dont le paroxysme s'est produit à la fin du Paléozoïque.

I. 10. 1. 2 Champ de Hassi Berkine Sud

Le champ de Hassi Berkine Sud (HBNS) a été découvert en janvier 1995 par l'association Sonatrach/Anadarko par le forage du puits HBNS-1b. Il a été mis en exploitation en 1998.

Le gisement est d'âge triasique. Il possède une structure anticlinale asymétrique au relief très peu prononcé.

I. 10. 1. 3 Champ d'Ourhoud

Le champ d'Ourhoud se situe dans la partie centrale du bassin de Berkine, à 320 km au sud-est de Hassi Messaoud. Il s'étend sur trois blocs d'exploration, 404a, 405, 406a.

Le gisement a été découvert par le puits BKE-1 (Berkine Est-1) foré en juillet 1994 par l'association Sonatrach et Anadarko.

La structure d'Ourhoud correspond à un horst complexe limité vers l'est par une faille majeure régionale dont le rejet vertical varie entre 200 et 300 mètres.

I. 10. 1. 4 Champ de Haoud Berkaoui

Le gisement de Haoud Berkaoui est situé à environ 100 km à l'ouest de Hassi Messaoud. Il fait partie du Bloc 438C et constitue, avec les structures de Benkahla et Guellala, un pôle principal de la dépression de l'Oued Mya.

Il a été découvert en 1965 par le puits OK101 et produit dans les grès de la série argilo-gréseuse triasique inférieure.

I. 10. 1. 5 Champ D'EDJELEH :

Le champ d'Edjeleh est situé dans le Bloc 241, dans la partie sud-est du bassin d'Illizi, à environ 50 km au Sud Est d'In-Amenas. Localisé sur le haut-fond de TIHEMBOKA, il s'étend sur une superficie d'environ 30 km².

Le gisement a été découvert en 1956, puis mis en exploitation quelques années plus tard. La présence d'hydrocarbures dans ce gisement a été confirmée dans six niveaux réservoirs superposés et distincts.

I. 10. 1. 6 Champ de Hassi R'mel:

Le gisement de Hassi R'mel a été découvert en 1956 et mis en production en 1961. Il est situé dans le Sahara algérien, à 550 km au sud d'Alger. Il s'étend sur environ 3500 km². Le champ est un gisement de gaz à condensat avec un anneau d'huile sur le flanc Est. La structure de Hassi R'mel est un anticlinal de forme elliptique dont l'axe principal est orienté NE-SO.

I. 10. 1. 7 Rhourde Nouss:

La région de Rhourde Nouss (RN) est située à 230 km au sud-est du champ de Hassi Messaoud. Le premier forage a été réalisé en 1961. Une série de réservoirs contenant du gaz à condensat a été rencontrée à partir de la cote 2 685 mètres.

Cette région est caractérisée par la présence de treize accumulations comportant jusqu'à une dizaine de réservoirs.

I. 10. 1. 8 Gisement de Krechba (In Salah)

Le gisement de Krechba est situé dans la partie de la région d'In Salah. Le gisement a été découvert en 1957 par le forage de KB1 qui a rencontré les réservoirs tournaisiens du Carbonifère et siegenien-gédinnien du Dévonien inférieur à une profondeur de 1 700 à 3 350 mètres. Les différents puits forés ont donné des débits de gaz dans les trois réservoirs.

Ce gisement constitue, avec ceux de Teg et Reg et, plus au sud, ceux de la région d'In Salah (Hassi Moumen, Garet el Befinat, Gour Mahmoud et la structure d'In Salah), un grand ensemble gazier exploité dans le cadre de l'association Sonatrach-BP-StatOil. Après traitement, le gaz produit est transporté jusqu'à Hassi R'mel situé à 450 km au nord de Krechba.

I. 11 Les réserves gazières en Algérie :

L’Afrique du Nord est un véritable trésor énergétique, abritant près de la moitié des réserves de gaz naturel de toute l’Afrique. D’après les statistiques du portail Statista, l’Algérie, avec ses réserves impressionnantes de 4,504 milliards de mètres cubes, est considérée comme un acteur clé dans le domaine des hydrocarbures.

Le pays occupe la deuxième place sur le continent en termes de réserves de gaz naturel, juste derrière le Nigéria, grâce à ses ressources parmi les plus abondantes en Afrique. De plus, la capacité de production de GNL (gaz naturel liquéfié) en Algérie est en constante augmentation. Un atout qui lui donne la possibilité de se positionner en tant que partenaire incontournable pour de nombreux marchés internationaux et un pilier stratégique pour l’Afrique.

Tableau I-2: réserves de gaz en Afrique (L’Algérie détient 26,5 % des réserves des principaux producteurs).

pays	Réserves en (milliards de m ³)	Pourcentage
Nigéria	5.943	35 %
L’Algérie	4.504	26,5 %
Mozambique	2.840	16,7 %
L’Égypte	2 209	13 %
Libye	1.505	8,8 %

I. 12 Conclusion :

En conclu, le gaz naturel est une ressource énergétique stratégique, à la fois par sa diversité d’usage et par sa disponibilité relativement importante dans plusieurs régions du monde. Sa composition, ses propriétés physiques et ses conditions de traitement influencent directement sa valeur commerciale et ses modalités de transport. Dans un contexte de transition énergétique, le gaz naturel joue un rôle d’énergie de transition, offrant une alternative plus propre au charbon et au pétrole.

CHAPITRE II: LA DÉSHYDRATATION

Chapitre II: La déshydratation

II. 1 Introduction :

Le gaz naturel contient souvent de l'eau qui, sous certaines conditions de température et de pression, peut former des hydrates. Ces derniers peuvent bloquer les conduites et perturber la production. Pour éviter cela, des procédés de déshydratation sont mis en place, notamment l'absorption par glycol et l'adsorption sur des solides. Ce chapitre présente ces procédés et leur application, notamment sur le site d'El Merk en Algérie

II. 2 Les hydrates :

Les hydrates sont des solides constitués par des molécules d'hydrocarbures légers piégées dans un réseau de molécules d'eau regroupées en cages. Ils ont l'aspect de la glace mais sont inflammables et peuvent se former à des températures supérieures à 0°C. Seules les molécules des gaz les plus légers peuvent former des hydrates :

- Méthane (CH₄), éthane (C₂H₆), propane (C₃H₈)
- Dioxyde de carbone (CO₂), hydrogène sulfuré (H₂S)

Les hydrates peuvent stocker de grandes quantités d'énergie. En effet, le méthane est environ 160 fois plus concentré dans les hydrates qu'aux conditions de température et de pression normales.

[15]

II. 3 Conditions doivent être réunies pour que des hydrates se forment :

- Eau liquide libre
- Molécules d'hydrocarbures légers (C₁ à C₄) ou gaz acide (CO₂, H₂S) ou azote (N₂)
- Pression suffisamment élevée et/ou température suffisamment basse
- Température suffisamment basse

II. 4 Problématique des hydrates :

La formation, la prévention et la remédiation des hydrates est un sujet important auquel un cours spécial est consacré. Cette section vise uniquement à présenter le problème des hydrates. Nous n'allons donc pas examiner en détail ici les techniques de prévention et de remédiation des hydrates.

Les hydrates, une fois formés, augmentent en taille et se regroupent jusqu'à finir par obstruer les lignes de production et d'export. Comme nous allons le voir plus loin, la principale technique

utilisée pour éliminer les bouchons d'hydrates consiste à dépressuriser le système. Mais cette opération peut être très dangereuse car lorsque le bouchon d'hydrate se détache de la paroi de la conduite, il est projeté par le différentiel de pression de part et d'autre du bouchon. Ainsi, lorsque la différence de force de chaque côté du bouchon est supérieure aux forces d'adhérence contre les parois, le bouchon devient un projectile à l'intérieur du pipeline. Plusieurs bouchons peuvent se former dans un pipeline. La situation est alors plus problématique car ces bouchons multiples peuvent piéger la pression intermédiaire entre eux. À des pressions élevées, les hydrates peuvent apparaître à des températures supérieures à la température de formation de la glace : 4°C à 12 bar, 20°C à 100 bar par exemple. On rencontre habituellement ces pressions dans les systèmes de production sous-marins en eaux profondes où la température du fond de la mer est normalement de 4°C et où la pression hydrostatique est élevée en raison de la profondeur de l'eau.

Les effluents de puits contiennent aussi des hydrocarbures légers et de l'eau libre.

Les systèmes de production en eaux profondes sont donc particulièrement exposés au risque d'hydrates. [15]

II. 5 Structures des hydrates :

En présence d'un gaz léger, les molécules d'eau peuvent former une structure cristalline régulière comprenant des cavités ou cages, dans lesquelles sont piégées les molécules de gaz. Il y a deux structures cristallines pour les hydrates à savoir :

- Les petites molécules des gaz (CH₄, C₂H₆ et H₂S) forment avec l'eau, un corps centré de structure cubique qui s'appelle (structure I) ;

Les grandes molécules (C₃H₈ et i-C₄H₁₀) forment la (structure II) avec 17 molécules d'eau pour une molécule de gaz. [16]

II. 6 Les différents procédés de déshydratation :

La création d'hydrates peut être prévenue en se maintenant en dehors des paramètres thermodynamiques favorables à leur formation. Cela peut être accompli en élevant la température à une pression fixe ou en diminuant la pression à une température spécifique. Si cela n'est pas réalisable, il est essentiel de prévenir la formation des hydrates en soit réduisant la quantité d'eau présente dans le gaz grâce à un processus de séchage, soit en recourant à des agents inhibiteurs.

II. 6. 1 Les unités d'absorption aux différents glycols (D.E.G.) et (T.E.G.) :

Ce procédé est le procédé « traditionnel » de déshydratation au TEG et représente une unité d'absorption de gaz et de régénération du solvant d'extraction. Il vise à diminuer la teneur en eau dans du gaz naturel par le tri éthylène glycol (TEG), utilisé comme solvant d'extraction de l'eau. L'eau peut provoquer la formation d'hydrates à basse température ou causer des problèmes de corrosion en présence de dioxyde de carbone ou d'hydrogène sulfuré, composés régulièrement présents dans le gaz naturel. [17]

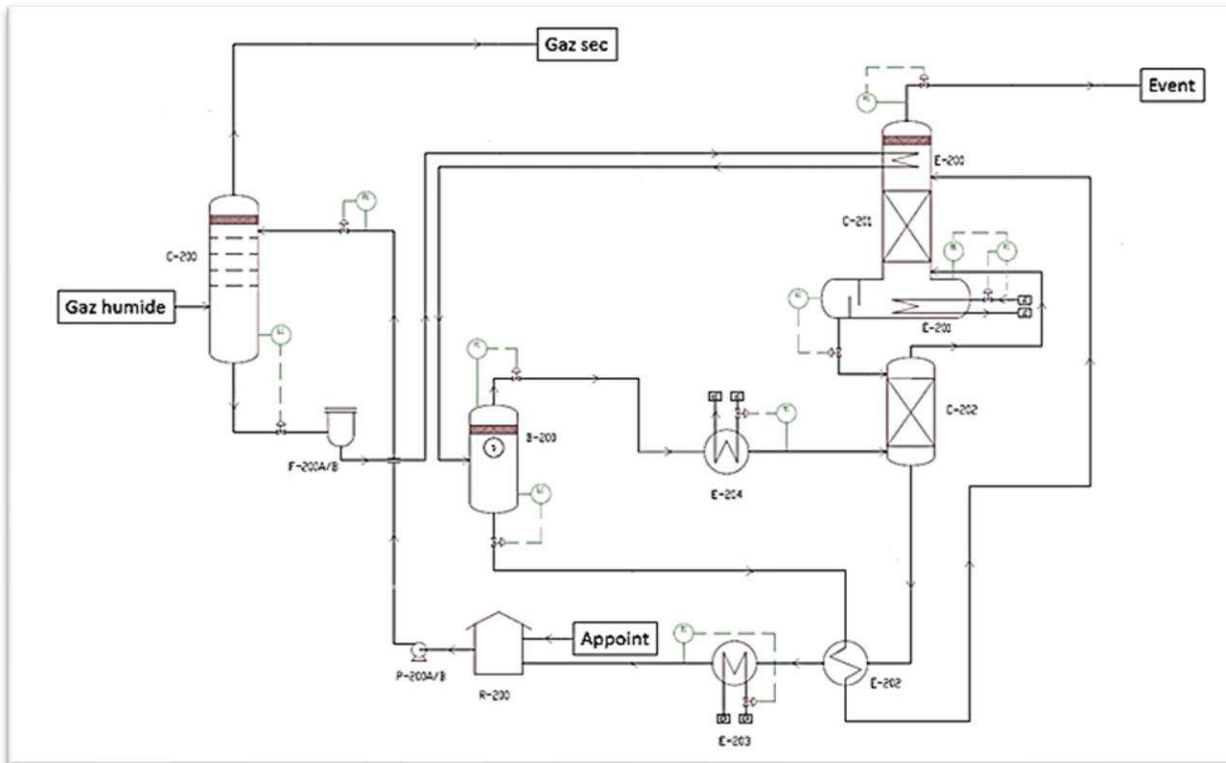


Figure II-1: Schéma du procédé de déshydratation de gaz naturel avec du TEG

Le gaz humide alimente le contacteur D200 (courant 01) à une pression de 71 barg. Cette colonne permet l'absorption d'une partie de l'eau contenue dans le gaz dans une solution de TEG. Au terme de la boucle de régénération, le TEG sec alimente la colonne en tête (courant 16) tandis que le TEG humide est récupéré en pied de colonne (courant 03). Le soutirage se fait sous régulation de niveau. Il est ensuite détendu à 5 barg (vanne V200). Il passe ensuite à travers un filtre à cartouche (F200 A/B) qui permet de retenir les particules solides pouvant provenir de corrosion ou de dégradation du TEG.

Les particules solides ou la dégradation du TEG n'étant pas prises en compte dans le modèle, cette filtration n'a pas d'impact en termes de simulation et n'est donc pas représentée. Une fois filtré, le TEG humide est utilisé comme fluide froid dans le condenseur (E200) de la colonne de régénération du TEG (C201). Il est à noter que dans la simulation, ce condenseur est représenté séparément de la colonne. La quantité de chaleur à enlever dans le condenseur de la colonne C201 est transférée par un courant d'information dans le module échangeur E200. Le TEG humide est ensuite récupéré dans le ballon B200 (courant 05). La phase gaz, constituée d'hydrocarbures qui étaient solubilisés dans le TEG, va être préchauffée dans l'échangeur E204 (courant 07) pour servir de gaz de stripping dans la colonne C202 (courant 08). La phase liquide est préchauffée dans le récupérateur de chaleur E202 (courant 06) puis alimente le régénérateur C201 (courant 09). Cette colonne permet de vaporiser l'eau contenue dans le TEG. Elle fonctionne à pression atmosphérique. Les vapeurs de tête sont constituées de l'eau et des hydrocarbures qui étaient dissous dans le TEG et sont retirées (courant 10) par le gaz effluent (Event). Le pied de colonne alimente la tête de la colonne de stripping C202. Cette colonne permet de diminuer la concentration en eau dans le TEG par stripping avec les vapeurs d'hydrocarbures en provenance de B200. Le TEG sec est alors soutiré en pied (courant 11) vers le stockage R200. La simulation étant continue, le stockage n'a pas de signification en termes de modélisation. Néanmoins, ce stockage permet de gérer l'en-cours de TEG dans l'installation et est donc représenté par un mélangeur. Des appoints de TEG (courant 14) sont effectués périodiquement pour compenser les pertes par entraînement dans les gaz ou par dégradation. Le TEG sec est ensuite repris par la pompe P200 A/B pour alimenter la tête du contacteur D200 (courant 16).

II. 6. 2 Déshydratation par adsorption :

Pour ces procédés, la vapeur d'eau est adsorbée sur la surface solide de matériaux adsorbants qui ont une très grande surface spécifique. Le procédé fonctionne en deux étapes comme indiqué dans les généralités : adsorption de l'eau du gaz sur une charge fixe d'adsorbant, puis régénération du lit « saturé » par passage d'un flux de gaz chaud ce qui nécessite de disposer d'au moins deux adsorbants. Le gaz utilisé pour régénérer le lit saturé est condensé pour séparer les impuretés puis il est recyclé en tête de l'adsorbant pour y être traité avec le gaz « brut ». Ce principe est surtout utilisé lorsqu'une déshydratation poussée s'impose comme en amont des unités de liquéfaction (souvent en aval d'une unité de lavage au glycol qui assure une première étape de déshydratation).

[18]

Ce type de déshydratation s'effectue en 3 étapes :

- Adsorption à basse température et haute pression.
- Régénération par un gaz chaud.
- Refroidissement par un gaz froid.

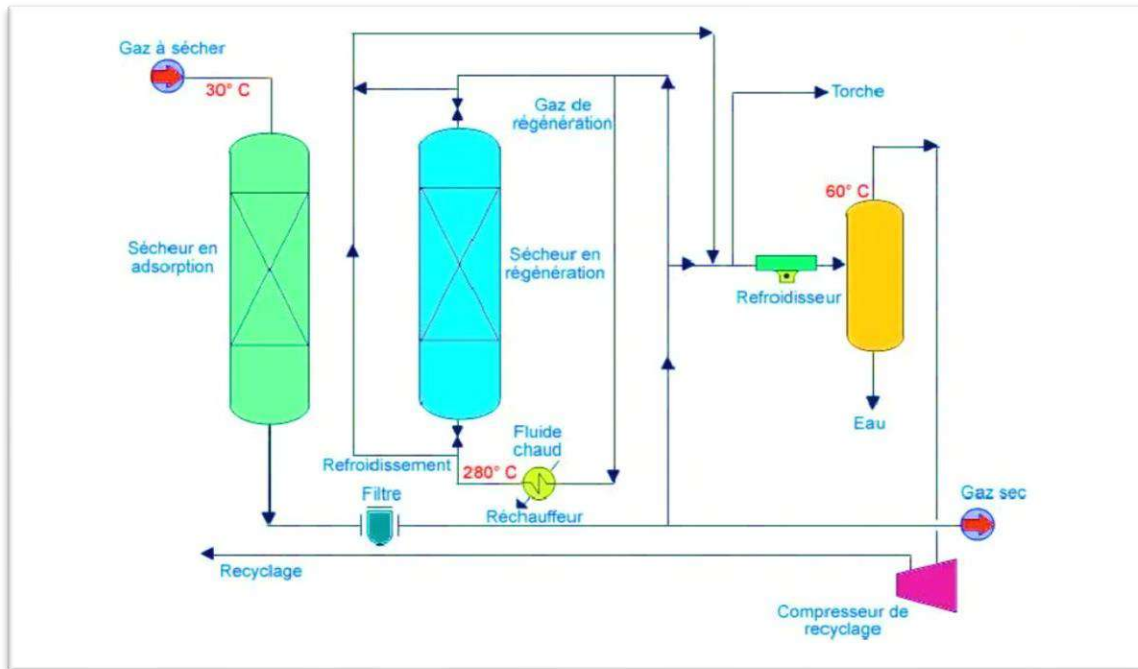


Figure II-2: Schéma du procédé de Déshydratation par adsorption

Le gaz chargé d'humidité, qu'elle soit liquide ou sous forme de vapeur, entre dans l'adsorbeur à haute pression et à une température relativement basse (entre 25°C et 50°C). Il traverse le lit contenant l'adsorbant, où il sera privé de son humidité. Une fois que le lit atteint un état de saturation, un gaz chaud est introduit pour restaurer les capacités de l'adsorbant. Après ce processus de régénération, le lit doit être refroidi avant de passer à l'étape d'adsorption.

Ce refroidissement s'effectue grâce à l'injection de gaz froid. Un filtre à poussière est installé en aval de chaque adsorbeur pour préserver l'intégrité de l'équipement qui suit.

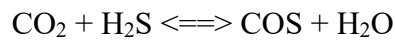
II. 7 Type d'adsorbants :

Les adsorbants les plus couramment utilisés sont les suivants :

II. 7.1 Les zéolithes :

Les zéolithes sont des aluminosilicates de métaux alcalins ou alcalinoterreux, d'origine naturelle ou synthétique, caractérisés par des pores uniformes de très petite taille à l'échelle des molécules (3 A, 4 A, 5 A suivant la nature du cation de compensation).

Les zéolithes fonctionnent comme des « tamis moléculaires » très sélectifs pour l'eau et d'autres impuretés telles que H₂S et les mercaptans. A noter que la déshydratation d'un gaz contenant de l'H₂S et du CO₂ par les zéolithes conduit à la formation de l'oxysulfure de carbone (COS) lequel doit être considéré comme de l'H₂S potentiel dans le gaz lorsque ce dernier est au contact d'eau liquide (stockage souterrain). L'équilibre mis en jeu est le suivant :



Lorsque l'eau est retirée (déshydratation), l'équilibre est déplacé vers la droite et inversement lorsque le gaz traité (contenant du COS) est humidifié dans les stockages souterrains. [19]



Figure II-3 : Assortiments de zéolithes naturelles à gauche et synthétiques (billes, cylindres extrudés) à droite. (Sources : photo SOMEZ)

II. 7. 2 Le gel de silice (Silicagel) :

Le gel poreux, amorphe et produit de manière synthétique. Ses pores ne sont pas uniformes et sont plus larges que ceux des zéolithes (10 à 100 Å). La sélectivité par rapport à l'eau est donc moins importante que celle des zéolithes. Le gel de silice est généralement utilisé pour éliminer l'eau et les hydrocarbures lourds du gaz naturel.

La teneur résiduelle en eau du gaz traité est de l'ordre de 10 ppm et le silicagel est facilement régénéré à une température comprise entre 120 et 200°C. A noter que le silicagel est détruit par l'eau liquide qui fait éclater les granulés. [20]



Figure II-4: Billes Le gel de silice.

II. 7. 3 L'alumine activée :

Le procédé à l'alumine utilise une alumine activée par calcination d'alumine hydratée. Les pores ne sont pas uniformes et sont plus larges que ceux des zéolithes (10 à 700 Å). A noter que l'alumine hydrolyse le COS en H₂S. [19]



Figure II-5: Billes d'alumine activée.

II. 8 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 :

Tableau II-1: Avantages et inconvénients des procédés d'adsorption

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> + Point de rosée très bas (sous 70 bar) : <ul style="list-style-type: none"> Zéolithes -90°C Alumine : -73°C Silice : -60°C + Insensible aux changements de température, pression et débit. + Simplicité de la mise en œuvre et du design. + Pas de problème de moussage ni de colmatage. + Grande s électivité (absence de rejet d'aromatiques). 	<ul style="list-style-type: none"> + Investissements importants. + Pertes de charge élevées. + Sensibles à l'empoisonnement. + Demandent une importante quantité de chaleur pour la régénération.

II. 9Conclusion :

La déshydratation du gaz naturel est essentielle pour prévenir la formation d'hydrates et protéger les installations. Les procédés étudiés, comme l'absorption et l'adsorption, permettent d'éliminer efficacement l'eau du gaz. Leur choix dépend des conditions d'exploitation, comme c'est le cas sur le site d'El Merk.

CHAPITRE III:
PRÉSENTATION
DU CHAMP D'EL
MERK

Chapitre III: Présentation du bassin d'EL MERK

III. 1 Introduction :

Le site d'El Merk est un important centre de production d'hydrocarbures en Algérie. Il traite le brut, le gaz naturel et les liquides associés grâce à des installations modernes. Ce chapitre présente le site, son fonctionnement général et met l'accent sur l'unité de déshydratation du gaz, essentielle pour préparer le gaz à l'exportation.

III. 2 Situation géographique

Le block 208 (El Merk), qui regroupe 4 champs :

- ✚ EKT (El Kheit eh Tessekha).
- ✚ EMN (El Merk Nord).
- ✚ EME (El Merk Est).
- ✚ EMK/MLSE: champ groupé d'El Merk/Menzel Ledjmat Sud-Est.

❖ Le block 405A (Menzel Ledjmet), déjà partiellement exploité avec les installations de production et d'export de Menzel Ledjmet Nord (MLN). Le gisement TAGI du sud-est de Menzl 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 LPG, les gaz riches récupérés pourraient, dans le futur, être envoyés vers le CPF d'El Merk pour y être traités.

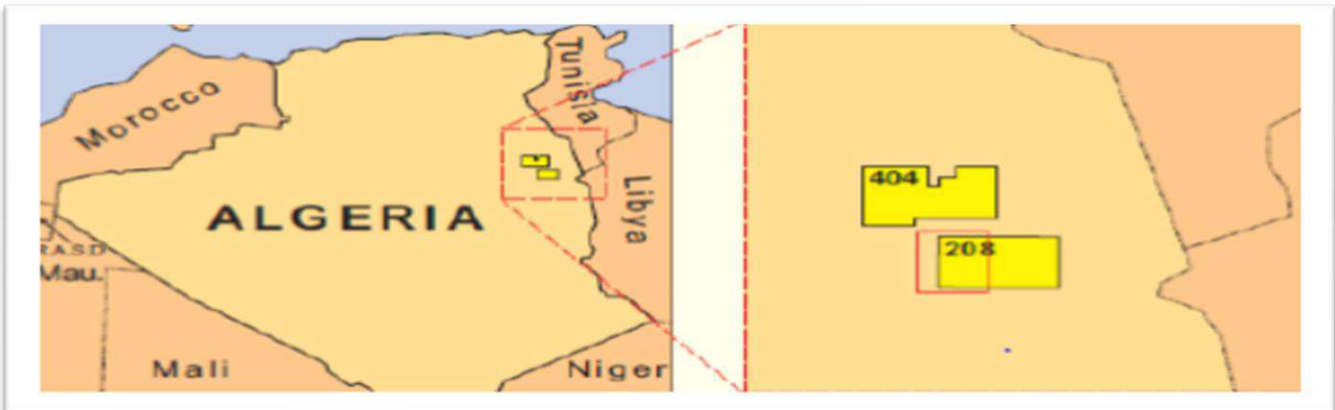


Figure III-1: *la situation géographique du bassin d'EL MERK.*

III. 3 Activité du projet d'EL MERK :

L'activité principale du projet d'EL MERK est de mettre des gisements en production afin de recueillir plusieurs produits qui doivent répondre à des normes et des spécifications. Pour cela, il a fallu mettre en œuvre plusieurs procédés :

-procédé de traitement, stabilisation du brut et récupération de condensat afin d'obéir aux normes de la TVR, salinité et la BSW selon le tableau suivant :

Tableau III-1: Normes commerciales d'huile et de condensat produites.

NORME	HUILE	CONDENSAT
TVR (Tension de Vapeur Reid) ETE	0,50 bar	0,50 bar
TVR (Cas Hiver)	0,72 bar	0,83 bar
Densité à 15 °C (en API)	43,5 à 47,5°API	65 à 70° API
Poids spécifique à 15°	0,8082 à 0,7902	0,7201à 0,7002
Eau sédiment (BSW)	0,5% max en volume	Traces
Teneur en Sel (NaCl)	40 PPM max en poids	Nul

Spécifications du produit finis "**GPL**" en respectant les normes commerciales suivants :

Tableau III-2: Spécifications du produit finis "**GPL**".

NORME	GPL
Ethane	2,6 mol % MAX
Iso & normal pentane	0,39 mol % MAX
Densité à 15 °C	0,525 à 0,580 pour 15 °C

III. 4 Présentation du CPF d'El Merk :

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

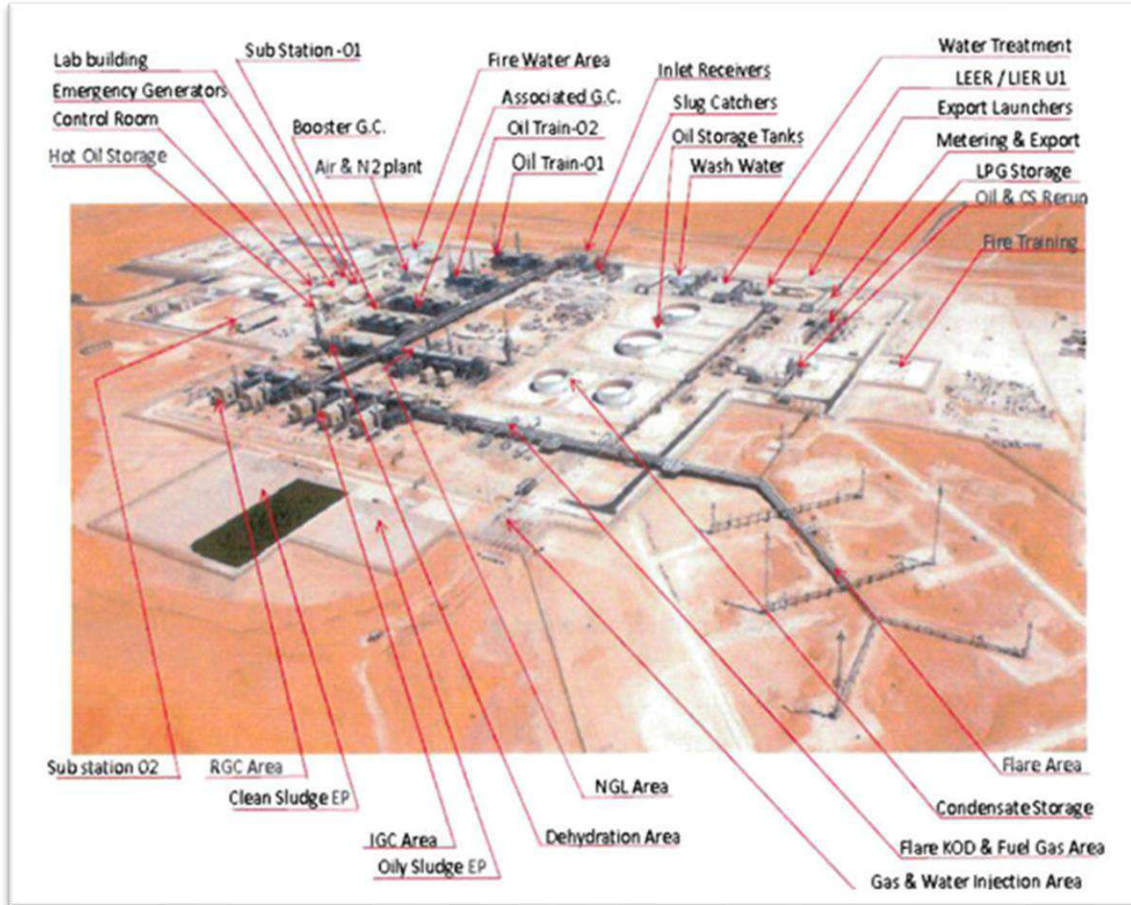


Figure III-2: vue panoramique de CPF d'EL MERK.

III. 5 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 de :

- 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 (29,5.10⁹ Nm³/j).

Les installations permettront de produire au maximum (en incluant le traitement du gaz naturel liquéfié des blocks 404 et 403a) :

- 90000 barils/jour de brut.
- 42000 barils/jour de condensats.

- 70000 barils/jour 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 (24,6.10⁹Nm /j).

La puissance électrique importée pour faire fonctionner l'ensemble des installations sera d'environ 50 MW.8.

III. 6 Présentation des différentes sections de complexe :

Le complexe comprend principalement :

III. 6. 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'EI 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.

III. 6. 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 :

- Nouvelle séparation tri-phasique :
- 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.

III. 6. 2. 1 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.

III. 6. 2. 2 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.

III. 6. 2. 3 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.

III. 7 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 :

III. 7. 1. 1 Les compresseurs jumelés (ACG) :

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 1^{er} 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 1^{er} étage (après refroidissement et élimination des condensats) mélangée au dégazage des séparateurs HP des trains de traitement du brut.

III. 7. 1. 2 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.

III. 8 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 sècheurs 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 résiduels, afin de ne pas arrêter l'installation.

Les sècheurs 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.

III. 9 Section de Récupération des GPL :

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

III. 10 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 résiduaire 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.

III. 10. 1 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 résiduaire sortant en tête de l'absorbeur, sont envoyés vers les compresseurs de gaz résiduaire. Ces gaz froids sont utilisés pour refroidir les gaz riches et commencer la liquéfaction des GPL.

III. 11 Section de Compression des gaz résiduaire :

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 résiduaire à l'entrée du train de récupération des GPL. De manière à permettre ce recyclage, les gaz résiduaire 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.

III. 12 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.

III. 13 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 conformes 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.

III. 14 Description de l'unité de déshydratation :

III. 14. 1 Procédé de déshydratation

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

- Conditionnement préliminaire.
- Adsorption.
- Régénération.

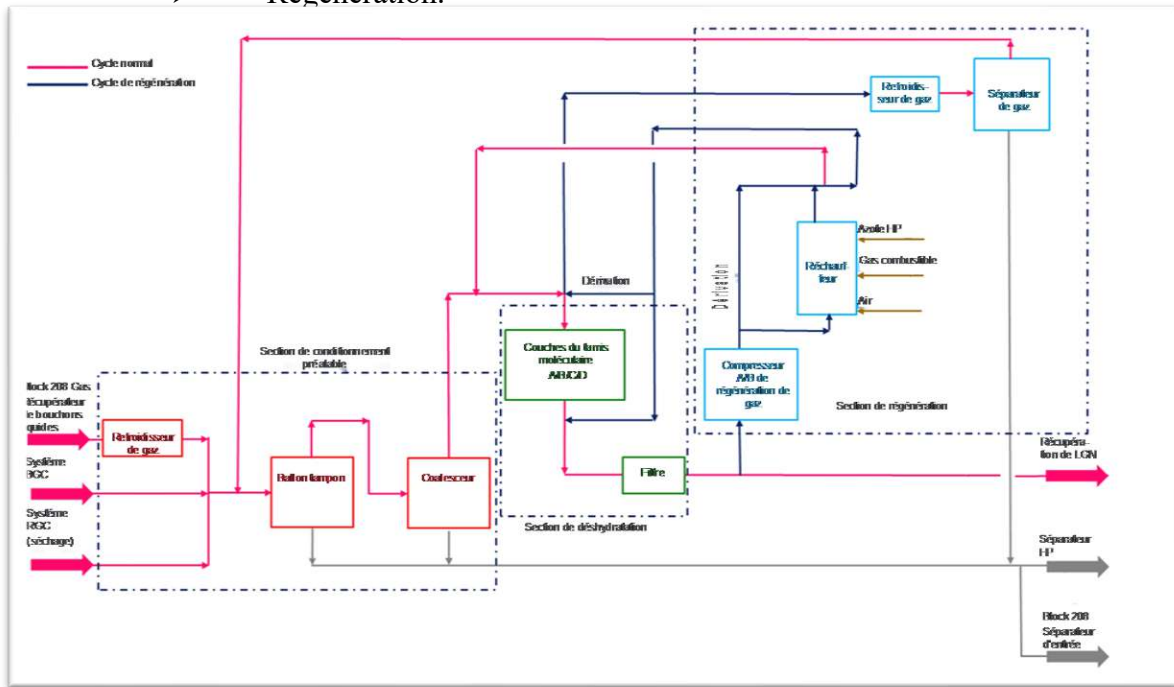


Figure III-3: Schéma global de la section de déshydratation.

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

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

III. 15 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.

III. 15. 1 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 (LGN) 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 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 associée 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 ou des températures cryogéniques sont rencontrées, une déshydratation par déshydratants 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 LGN.

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 aluminosilicates naturels).

Les déshydratants solides utilisés par le CPF sont des tamis moléculaires. Les tamis moléculaires sont une classe d'aluminosilicates 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.

III. 16 Description de l'unité :

III. 16. 1 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.

III. 16. 2 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 prés compresseurs (K01/02/03-2503)
- Gaz de régénération recycle 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).

III. 16. 3 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.

III. 16. 4 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.

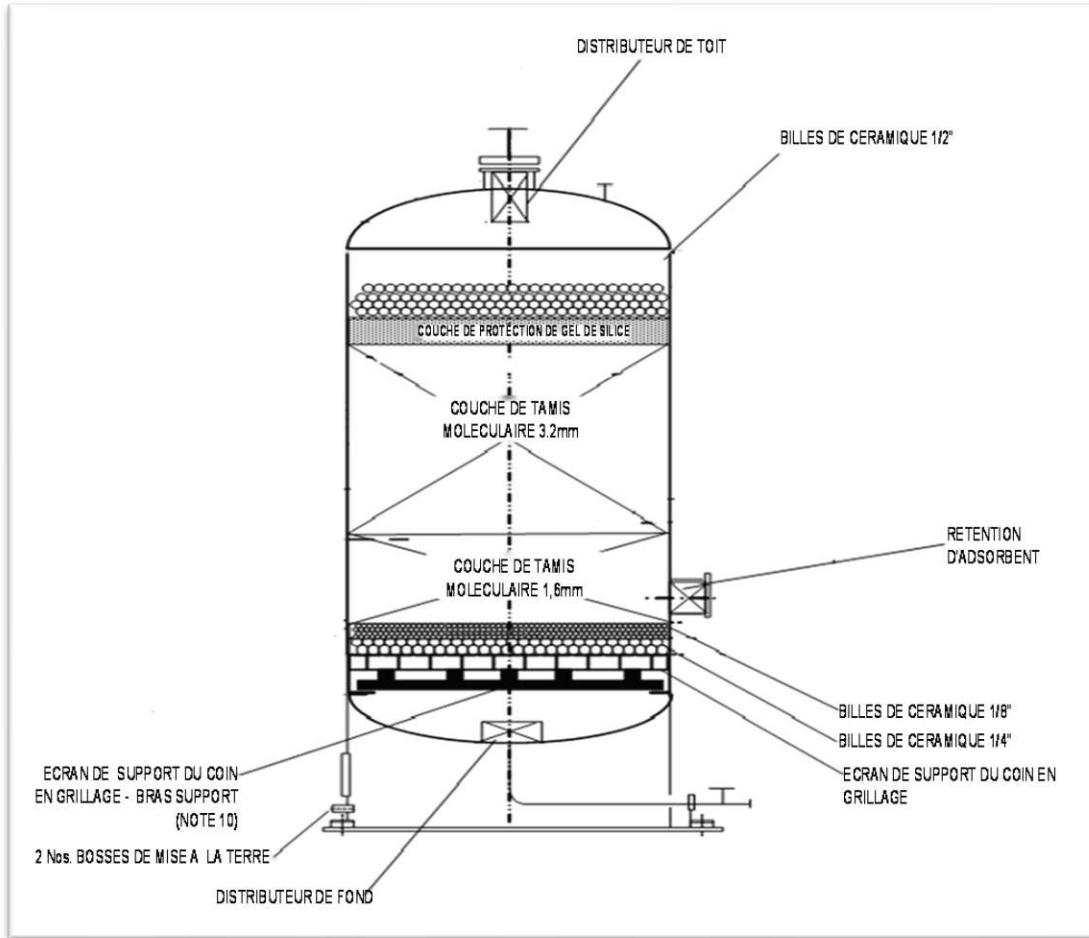


Figure III-4: Schéma couche du tamis moléculaire de gaz.

III. 17 Couche du tamis moléculaire de gaz :

III. 17. 1 Configuration de la couche d'adsorption :

La couche d'adsorption peut être exploitée comme suit :

Opération à quatre couches (3 adsorptions et 1 régénération) où Opération à trois couches (2 adsorptions et 1 régénération). Indépendamment de la configuration de couche le cycle de régénération de couche est fixé,

A → B → C → D

III. 17. 2 Commutation du mode de fonctionnement de l'absorbeur :

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

III. 17. 2. 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.

III. 17. 2. 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.

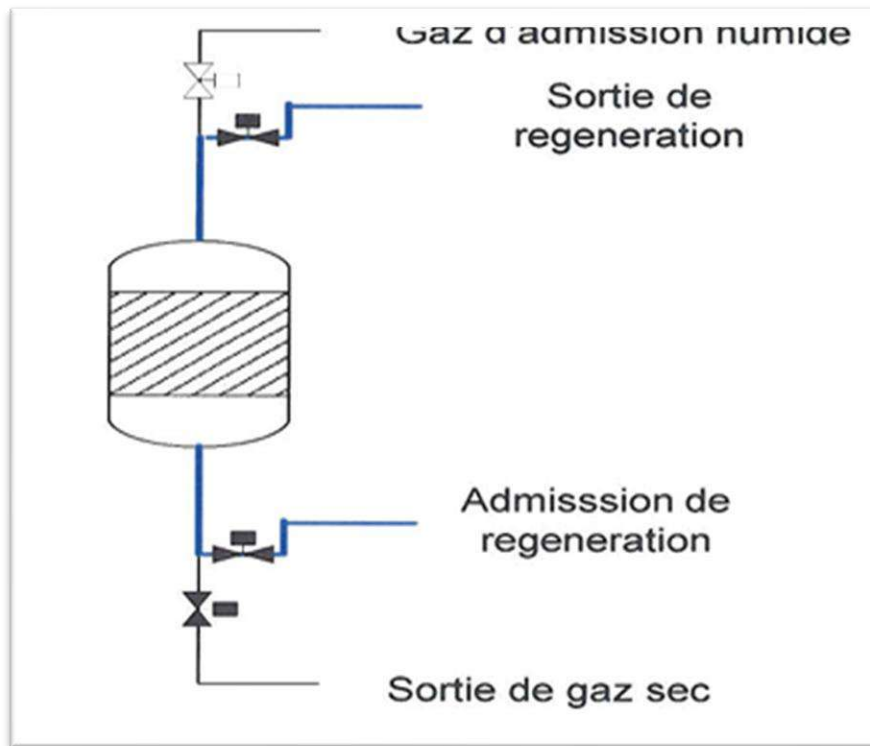


Figure III-5: Positions des vannes de commutation de l'absorbeur d'arrêt

L'absorbeur 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-a-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 x 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'adsorbant commuté sur le service d'adsorption a toujours été complètement régénéré.

Tableau III-3: La répartition du temps pour les différents mode de fonctionnement.

	Fonctionnement à quatre couches	Fonctionnement à trois couches Alternative-1	Fonctionnement à trois couches Alternative-2
Adsorption	12 heures	12 heures	8 heures
Chauffage	2,85 heures	2,85 heures	2,85 heures
Refroidissement	0,9 heures	0,9 heures	0,9 heures
Attente	0,25 heures	2,25 heures	0,25 heures

III. 17. 3 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.

III. 17. 4 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.

III. 17. 5 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.

III. 17. 6 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.

La régénération s'est effectuée selon la séquence suivante :

III. 18 Réchauffement graduel :

La couche saturée est réchauffée progressivement par le gaz chaud de régénération. La température du gaz de régénération sera augmentée progressivement d'environ 55 C° à 280C° à un taux de <5 C%/minute dans le réchauffeur Réchauffement constant La température de la couche est maintenue à 280C°.

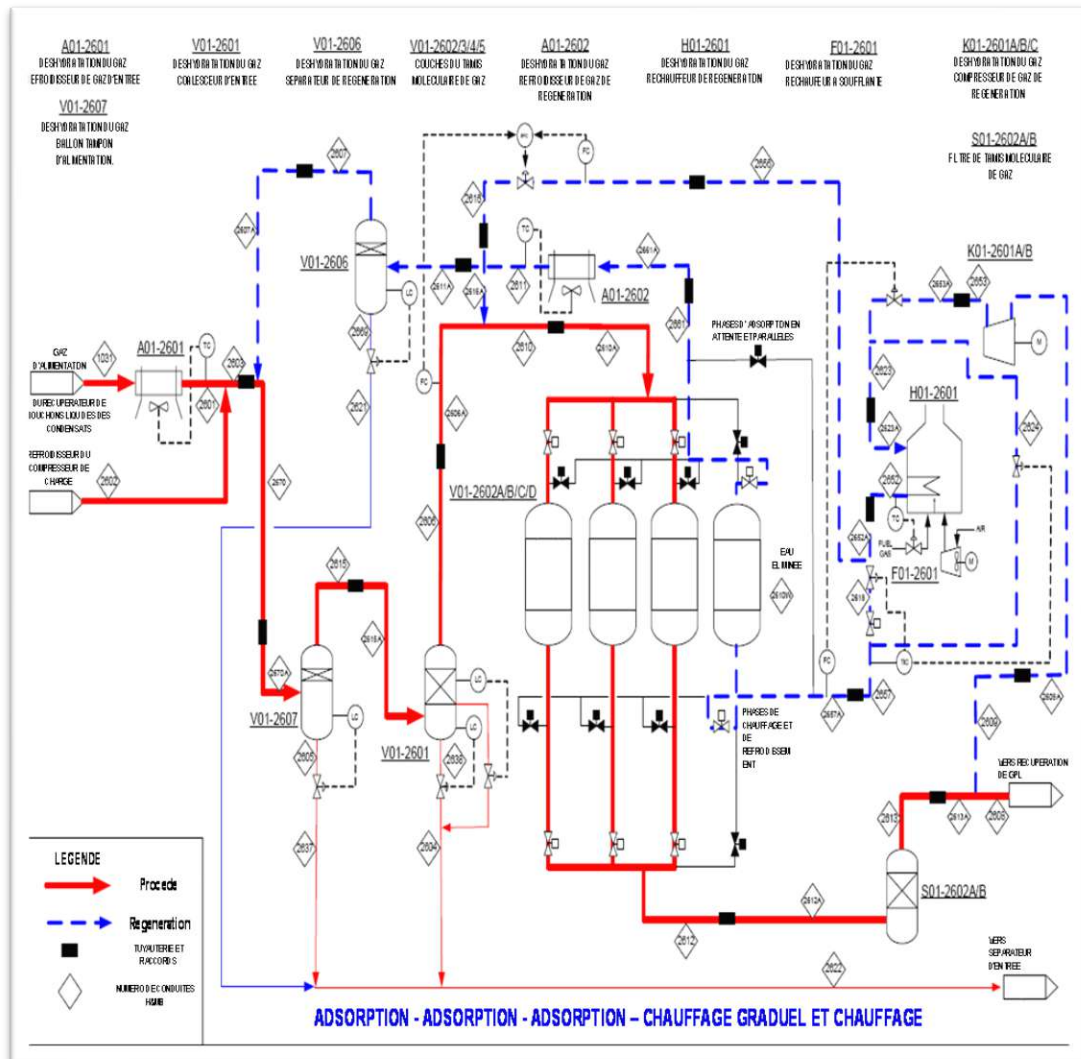


Figure III-6: Schéma présenté le cycle de l'adsorbeur - Chauffage progressif / Chauffage constant.

III. 19 Refroidissement :

La couche régénérée du tamis moléculaire est refroidie de 280° C à 25-55° C avant de revenir à la commutation au mode d'adsorption. Pendant cette phase, une majeure partie du gaz de régénération contournera le réchauffeur.

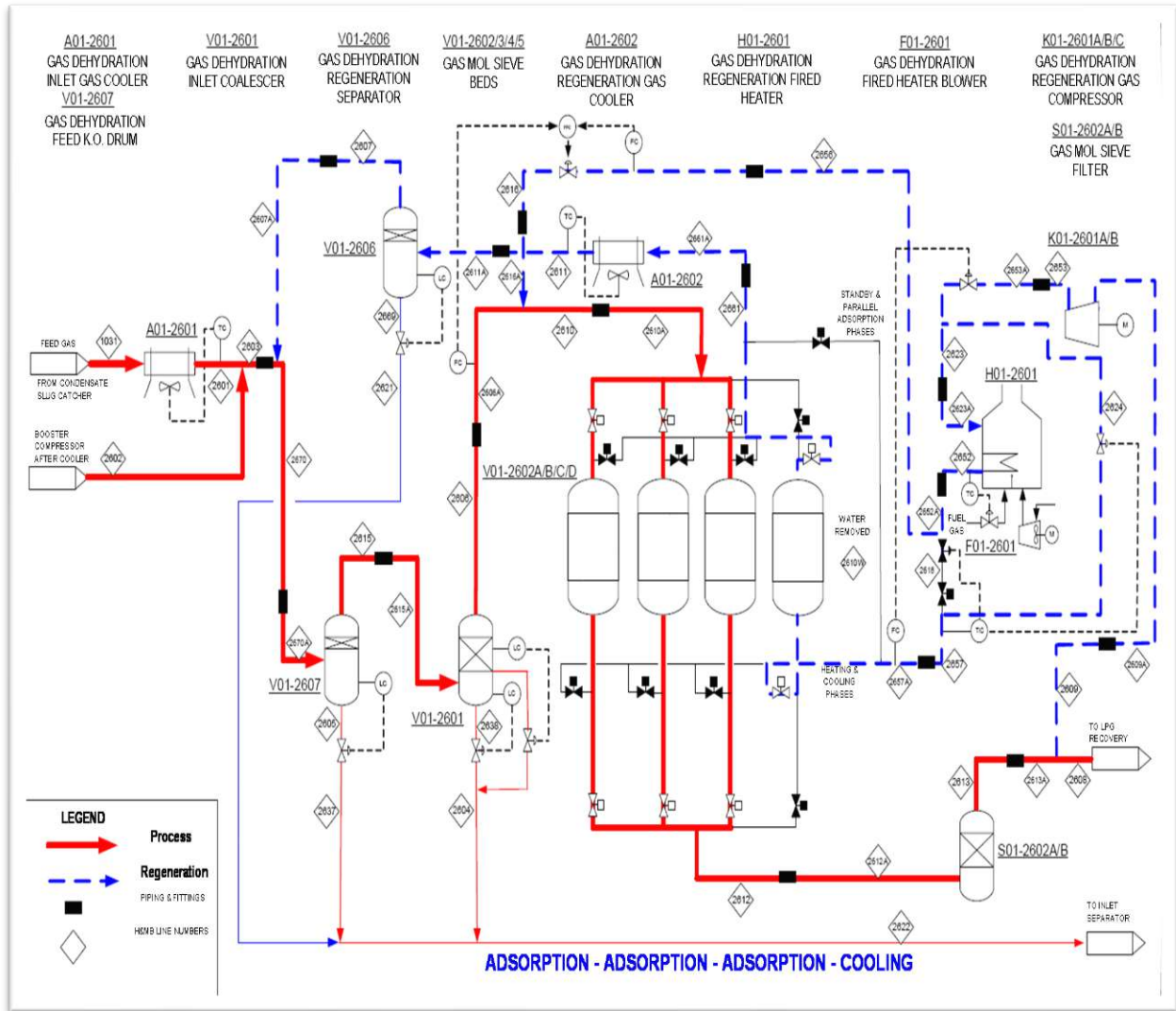


Figure III-7: Schéma présenté le cycle de l'adsorbent – Refroidissement

III. 20 Attente :

Dans ce mode la couche est maintenue à la pression d'adsorption mais sans débit de gaz d'admission à travers.

III. 20. 1 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 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. [21]

La figure ci-dessous représente le procédé de déshydratation

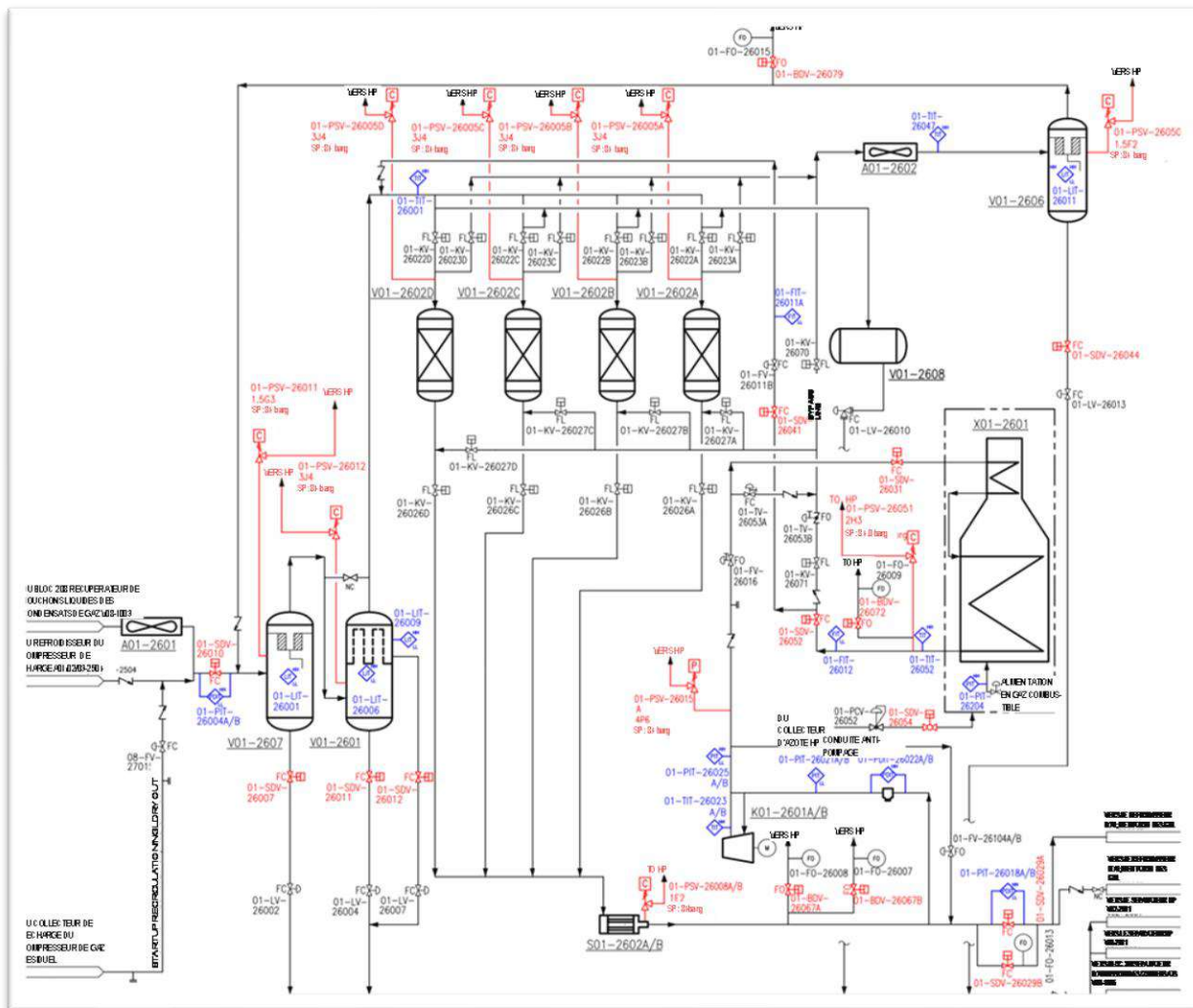


Figure III-9: Procédé de déshydratation et régénération.

III. 21 Conclusion :

En résumé, le CPF d'El Merk constitue une installation intégrée et optimisée pour la valorisation du brut, du gaz et des GPL. Chaque section (dessalage, séparation, déshydratation, compression,

fractionnement, stockage) joue un rôle clé dans le respect des normes et l'efficacité du procédé. L'unité de déshydratation, par tamis moléculaire, garantit l'absence d'humidité dans le gaz, ce qui est crucial pour la fiabilité et la durabilité des opérations, notamment dans la récupération des GPL.

CHAPITRE IV:
PARTIE CALCUL

Chapitre IV: Partie Calcul

IV. 1 Présentation du problème :

Avant la récupération du gaz de pétrole liquéfié (GPL), le gaz traité est soumis à une étape de séchage de base pour éliminer toute humidité résiduelle. La présence d'eau dans le flux de gaz peut entraîner la formation de glace au cours des étapes de refroidissement subséquentes, causant de graves dommages à l'équipement et perturbant l'ensemble du processus.

Dans ce contexte, la section de séchage chargée de l'accumulateur est conçue pour assurer une teneur en eau finale de 0,1 ppm à la sortie des séchoirs lorsque les quatre unités sont en fonctionnement avec le cycle d'absorption réglé sur 16 heures. Toutefois, si le taux de chargement est inférieur à 75 % du débit nominal, il est recommandé de passer au fonctionnement à trois sécheurs pour éviter une chute importante de la pression de fonctionnement.

Jusqu'à présent, l'unité a fonctionné à un taux réduit de 67,5 % par rapport au débit nominal. Entre-temps, la teneur en eau du gaz à l'entrée est passée de 2800 ppm (condition de conception) à 1532 ppm dans les conditions actuelles. Bien que la spécification d'humidité résultante (0,9 ppm) ait été atteinte, une analyse approfondie montre que la masse de tamis moléculaire utilisée n'a pas été pleinement exploitée. Le temps de cycle reste limité à 21,5 heures et est programmé dans le système DCS par le fabricant, sans possibilité d'ajustement flexible en fonction des variations de fonctionnement.

IV. 2 Données Opératoires

IV. 2. 1 Données sur les dés hydrateurs V01-2602 A/B/C/D :

Nombre de sécheurs : 4 identiques (3 en service et 1 en régénération)

- Diamètre du lit : 4,3 m
- Hauteur totale du lit : 6,185 m
- Épaisseur de l'acier : 0,154 m
- La masse du tamis : 65990 kg
- Temps de cycle : 16 heures
- Adsorption : 12 heures
- Régénération : 2.75 heures
- Refroidissement : 0.92 heures

- Stand-by : 0.33 heures

IV. 2. 2 La fiche technique du tamis moléculaire :

- Type du Tamis moléculaire : CECA
- Diamètre des pores du tamis : 4 Å
- Masse volumique de tamis tassé PB : $740 \text{ kg/m}^3 \approx 46.20 \text{ lb/ft}^3$
- Diamètre moyen des particules (1/8 in) D P (1/8) : 3,2 mm
- Diamètre moyen des particules (1/16 in) D P (1/16) : 1,6 mm
- Capacité d'adsorption à l'équilibre : 12,92 kg eau/100 Kg tamis.

IV. 2. 3 Conditions opératoires actuel : (date de prélèvement : 30/06/2025)

- Pression : 64.2 bars
- Température : 43 °C (adsorption) 280°C (régénération)
- Débit gaz associé : 22313 Kg\h

IV. 2. 4 Conditions opératoires du cas-design :

- Pression : 69.26 bars
- Température : 56.69°C (adsorption) 280°C (régénération)
- Débit gaz : 33089 Kg\h
- Teneur en eau : 2800 ppm

IV. 2. 5 La composition de gaz :

Tableau IV-1: Représente la composition de gaz. (Annexe figure -A. I)

Éléments	%Masse Molair e	Masse moléculaire Mi (g/mol)	Poids Moléculaire
Méthane (C1)	73.58	16.049	15.46
Ethane (C2)	17.15	30.08	0.561
Propane(C3)	4.07	44.11	0.122
i-Butane (i C4)	0.54	58.141	0.014
n-Butane (n C4)	1.33	58,141	0.0201
i-Pentane (Ic5)	0.37	72,17	0.0072
n-Pentane (n-C5)	0.4	72,17	0.0046
n-Hexane (C6)	0.33	86,202	0.0023
Heptane C7	0.12	100,21	0.120
Octane C8	0.05	114,23	0.057
Nonae C9	0.00	128,25	0.038
Decane C10	0.00	142,28	0.014
CO ₂	1.35	44,01	0.473
N ₂	0.71	28,013	0.0962
Total	100		16,7604

IV. 3 Calcul du facteur de compressibilité Z :

Pour déterminer le facteur de compressibilité du mélange, les températures et pressions critiques sont substituées par des constantes semi-critiques obtenues en calculant la moyenne des constantes critiques, pondérée par la fraction molaire ou volumique de chaque élément. [22]

$$T_c \text{ moy} = \sum(Y_i \cdot T_{c_i})$$

$$P_c \text{ moy} = \sum(Y_i \cdot P_{c_i})$$

Nous résumons les résultats dans le tableau suivant :

Tableau IV-2: Propriétés critiques du gaz naturel.

Yi. pc	PC (psi)	Yi. Tc	Tc (k)	Yi (mol)	Yi% (mol)	Éléments
495.36263	673.23	140.6114	191.1	0.7358	73.58	Méthane (C1)
121.51461	708.54	52.39325	305.5	0.1715	17.15	Ethane(C2)
25.12818	617.4	15.059	370	0.0407	4.07	Propane(C3)
2.85768	529.2	2.20374	408.1	0.0054	0.54	i-Butane (i C4)
7.331625	551.25	5.65516	425.2	0.0133	1.33	n-Butane (n C4)
1.789431	483.63	1.70348	460.4	0.0037	0.37	i-Pentane (Ic5)
1.95812	489.53	1.8792	469.8	0.004	0.4	n-Pentane (n-C5)
1.450449	439.53	1.67607	507.9	0.0033	0.33	n-Hexane (C6)
0.4764	397	0.64824	540.2	0.0012	0.12	C7
0.1765	353	0.28435	568.7	0.0005	0.05	C8
0	318	0	594.6	0	0	C9
0	295	0	617.7	0	0	C10
14.491575	1073.45	4.1067	304.2	0.0135	1.35	CO ₂
3.496395	492.45	0.89602	126.2	0.0071	0.71	N ₂
676.0336		227.1166		1	100	Totale

- **Détermination de la pression et température réduites :**

T_{ci} : Température critique du constituant i ;

P_{ci} : Pression critique du constituant i ;

Y_i : fraction molaire du constituant i ;

T_{rm}: Température réduite du mélange, elle est donnée par:

T_{cm} : Température critique du mélange [227.1166K]

$$T_{rm} = \frac{T}{T_{cm}}$$

T : Température de service, [316.15 k];

$T_{rm} = 1.3920$

$$P_{rm} = \frac{P}{p_{cm}}$$

P_{rm} : Pression réduite du mélange, elle donnée par :

P_{cm} : pression critique du mélange [676.0336psia];

P : pression de service, [930.9 psis] ;

$P_{rm} = 1.3773$

F Facteur de compressibilité est : Selon le graphique général de (Annexe figure -A.III)

A ($T_{rm} = 1.3920$ et $P_{rm} = 1.3773$) nous trouvons

$Z = 0.94$

IV. 4 Calcul de la densité relative du gaz [23] :

La concentration d'un gaz comparée à celle de l'air est établie comme le rapport entre le poids d'un volume donné de ce gaz et le poids d'un volume identique d'air, évalués sous les mêmes conditions de chaleur et de pression.

Tableau IV-3: la densité relative du gaz

Yi*Mi	Yi	Poids Moléculaire	Masse moléculaire Mi (g/mol)	%Masse Molaire
11.80885	0.7358	15.46	16.049	73.58
5.15872	0.1715	0.561	30.08	17.15
1.795277	0.0407	0.122	44.11	4.07
0.313961	0.0054	0.014	58.141	0.54
0.773275	0.0133	0.0201	58	1.33
0.267029	0.0037	0.0072	72.17	0.37
0.28868	0.004	0.0046	72.17	0.4
0.284467	0.0033	0.0023	86	0.33
0.120252	0.0012	0.12	100.21	0.12
0.057115	0.0005	0.057	114.23	0.05
0	0	0.038	128.25	0
0	0	0.014	142.28	0
0.594135	0.0135	0.473	44.01	1.35
0.198892	0.0071	0.0962	28	0.71
21.66066	1			100

M du gaz = $\sum y_i \times M_j = 21.66066 \text{ g/mol}$

$$d_{\text{gaz}}(\text{sans unite}) = \frac{M_{\text{du gaz}} \left(\frac{\text{g}}{\text{mol}}\right)}{M_{\text{de l'air}} \left(\frac{\text{g}}{\text{mol}}\right)} = \frac{21.66066}{29} = 0.7469$$

IV. 5 Calcul de la masse volumique du gaz :

AN:

$$\rho = \frac{1}{R} \left(\frac{P * M g}{Z * T} \right)$$

$$\rho = 0.00149406 \left(\frac{930.9 \times 21.66066}{0.94 \times 316} \right) = 0.104 \text{ g/cm}^3 = 6.49 \text{ lb/ft}^3$$

IV. 6 Calcul de la vitesse d'écoulement du gaz :

$$G = (c \times \rho_t \times \rho_g \times d_p \times g)^{0.5}$$

C: Constante :[0.25]

ρ_t : Masse volumique de dessicant (tamis) [740 kg/m³]

ρ_g :Masse volumique de gaz [43.96 kg/m³]

d_p : Diamètre des particules [3.2 mm = 0.0105 ft]

g : Accélération de la pesanteur [32,2 ft / s²]

Donc :

$$G=3.2161b/ft^2.s$$

IV. 7 II.4 Calcul de la vitesse superficielle de gaz au travers du déshydrateur :

La vitesse superficielle du gaz est donnée par l'équation suivant :

$$V_g = \frac{G \times T \times Z}{162 \times d_g \times P}$$

G : la vitesse d'écoulement du gaz [3.2161b/ft².s =11577.6lb / ft² .h] ;

T : température de service [316 K = 568.8 °R]

P : pression de service, [930.9psia]

d_g : Densité de gaz [0.9172]

Donc :

$$V_g = 44.7 \text{ ft / min.}$$

IV. 8 Calcul du diamètre minimum du déshydrateur :

$$D_{\min} = \sqrt{\frac{4 \times S}{\pi}}$$

S: Surface d'écoulement : $S = \frac{Q_g}{G}$

Q_g : débit massique du gaz [22313 kg/h=49196.9 lb/h]

G : vitesse de masse d'écoulement du gaz [3.2161b/ft².s=1157.96 lb/ft²]

$$Q_g = \frac{Qt}{2} = \frac{49196.9}{2} = 24598.45$$

$$S = \frac{Qg}{G} = \frac{24598.45}{1157.96} = 21.24 \text{ft}^2$$

Le Diamètre minimal du déshydrateur est :

$$D_{\min} = 1.585 \text{ m}$$

IV. 9 Calcul de la quantité de tamis moléculaire pour adsorption :

Données techniques pour tamis 4A° 1/8 :

- Capacité théorique [22 kg H₂O / 100 kg tamis]
- Teneur résiduelle après régénération (Yr) [0.2 kg H₂O / 100 kg tamis]
- Capacité d'adsorption utile (Mutil) Mutil [21.8lb H₂O/100lb tamis]

IV. 9. 1 La quantité d'eau à adsorber :

La quantité d'eau a adsorbée pendant le cycle d'heures dans un déshydrateur :

$$Q_{\text{eau}} = 70.67 \left(\text{Ib} \frac{\text{H}_2\text{O}}{\text{MMScf}} \right) \times 150 \left(\frac{\text{MMcf}}{d} \right) \times \left(\frac{1}{24} \right) \left(\frac{d}{\text{hr}} \right)$$

$$Q_{\text{eau}} = 5300.25 \text{ lbH}_2\text{O} / \text{mmscf de gaz}$$

La quantité de tamis moléculaire

$$M_t = \frac{Q_{\text{eau}} \times 100}{M_{\text{util}}} = \frac{5300.25 \times 100}{21.8} = 24312.61 \text{ lb tamis}$$

IV. 10 La Hauteur de lit :

IV. 10. 1 Calcul du flux d'adsorption d'eau :

Le flux d'adsorption d'eau est donné par l'équation suivant :

$$Q_{\text{eau}} = \frac{Q}{2} \times Y_w \times 4$$

$$D^2 \times \pi \times 24$$

Q : Débit volumique du gaz [507.7MMScf/Day]

D : Diamètre de lit [4,3 m=14.11ft]

Y_w : Teneur en eau dans l'alimentation, (Ib H₂O/MMScF de gaz) ;

En utilisant l'instrument qui évalue la quantité d'humidité dans le gaz. (Annexe figure -A.II) :

A (T = 109.13°F et P = 930.9 psi), on trouve $Y_w = 108 \text{ lb H}_2\text{O/MMScF}$ de gaz Le résultat des flux d'adsorption d'eau dans le cas de diamètre minimal

$$q_{eau} = 7.32 \text{ lbH}_2\text{O/h.ft}^2$$

IV. 10. 2 Calcul de la hauteur de la zone de transfert de masse :

La zone de transfert de masse est donnée par l'équation suivant :

$$h_z = 225 \times \left[\frac{q_{eau}^{0.7895}}{V_g^{0.5506} \times R_S^{0.2646}} \right]$$

A : constante, pour les tamis moléculaires [A =225] ;

h_z : hauteur de la zone de transfert de masse [ft] ;

q_{eau} : quantité d'eau dans le gaz par unité de surface du déshydrateur [lb / hr . ft²] ;

V_g : vitesse superficielle du gaz [ft / min] ;

RS: Saturation relative du gaz d'entrée en % [100% pour notre cas] ;

La hauteur de la zone de transfert de masse dans le cas de diamètre minimal :

$$H_z = 5.44 \text{ ft}$$

IV. 10. 3 Hauteur minimale (d'adsorption) du déshydrateur :

d'adsorption du déshydrateur est donnée par l'équation suivant :

$$h_{ad} = \frac{\theta_b \times q_{eau}}{0.01 \times X \times \rho_t}$$

X : Capacité d'adsorption à 1100 cycles [10 ,9%] ;

θ_b : Le temps d'adsorption [8h] ;

ρ_t: Mass volumique d tamis moléculaire [46.20 lb/ft³].

a : Hauteur minimale du déshydrateur dans le cas de diamètre minimal est égale :

$$h_{ad} = 11.62 \text{ ft}$$

IV. 10. 4 Hauteur totale de déshyrateur :

La hauteur totale d'un tamis moléculaire est calculée en additionnant les hauteurs de la zone d'adsorption et de la zone de transfert de matière, tout en incluant une hauteur de sécurité additionnelle de 10 % pour la zone d'adsorption, ce qui équivaut à un fonctionnement supplémentaire de 48 minutes.

$$h_t = 1.1(h_{ad}) + h_z$$

La mesure finale du déshydrateur dans le scénario de diamètre le plus réduit.

$$h_t = 18.22 \text{ ft.}$$

II.7.5 La masse totale du tamis moléculaire

La masse totale du tamis moléculaire est donnée par l'équation suivant :

$$M_t = \frac{\rho_t D^2 (\pi \times h_t)}{4}$$

ρ_t : masse volumique de tamis moléculaire [46.20 lb/ft³].

h_t : hauteur totale de lit.

D : diamètre de lit La masse du tamis moléculaire dans le cas de diamètre minimal

$$M_t = 108270.63 \text{ lb}$$

IV. 11 Calcul les pertes de charge à travers le déshydrateur. [24],[25]

IV. 11. 1 Calcul des pertes de charge à travers le lit de tamis moléculaire 1/8 :

Les pertes de charge à travers le lit de tamis moléculaire est donnée par l'équation suivant :

$$\frac{\Delta P}{H} = A \times \mu \times V_g \times B \times \rho_g \times V_g^2$$

μ : Viscosité dynamique en centpoises ;

ρ_g : Masse Volumique de gaz [43.96 kg/m³] ;

V : vitesse superficielle [13,62456m/min.] ;

A, B : constantes[0.054; 1.9×10^{-5}] ;

H : hauteur totale de lit actuel [4.3 m]

Donc :

$$\frac{\Delta P}{H} = 0.1638 \text{ bar/m}$$

$$\Delta P = 0.704 \text{ bar}$$

IV. 11. 2 Calcul des pertes de charge à travers les billes de céramique :

$$\frac{\Delta P}{H} = \left[0.025 \times \frac{(1 - \varepsilon)^2}{\varepsilon^3} \times \mu \times \frac{V_g}{D_p} \right] + \left[4.861 \times 10^{-6} \times \frac{(1 - \varepsilon)^2}{\varepsilon^3} \times dg \times \frac{V^2}{D_p} \right]$$

μ : Viscosité dynamique en Centpoises [**0.0135 cP**]

dg : Densité du gaz [**0.9172**]

V_g : Vitesse superficielle en [**13,62456m/min**]

D_p : Diamètre équivalent des billes en [**10.4mm**]

ε : Pourcentage de vide.

IV. 11. 3 Calcul des pertes de charge à travers les billes de céramique 1/2

$$\frac{\Delta P}{h_1+h_2} = \left[0.025 \times \frac{(1-0.4)^2}{0.4^3} \times 0.0135 \times \frac{13.624}{10.4} \right] + \left[4.861 \times 10^{-6} \times \frac{(1-0.4)^2}{0.4^3} \times 0.9172 \times \frac{13.62^2}{10.4} \right]$$

$$\frac{\Delta P}{h_1+h_2} = 0.00096 \text{ bar}$$

$$h_1+h_2 = 0.325 \text{ m}$$

IV. 11. 4 Calcul des pertes de charge à travers les billes de céramique 1/4

$$\frac{\Delta P}{h_3} = \left[0.025 \times \frac{(1-0.3)^2}{0.3^3} \times 0.0135 \times \frac{13.624}{10.4} \right] + \left[4.861 \times 10^{-6} \times \frac{(1-0.3)^2}{0.3^3} \times 0.9172 \times \frac{13.62^2}{10.4} \right]$$

$$\frac{\Delta P}{h_3} = 0.00947 \text{ bar/m}$$

IV. 11. 5 Pertes de charge totale au travers du déshydrateur

Les pertes de charge totale est donnée par l'équation suivant :

$$\Delta P_{\text{totale}} = \Delta P_{\text{tamis moléculaire}} + \Delta P_{\text{céramique}}$$

Donc :

$\Delta P = 0.705\text{bar}$

IV. 12 Calcul du débit de gaz de régénération :

IV. 12. 1 Phase de chauffage :

La quantité de chaleur fournie pour la régénération est égale à la chaleur nécessaire pour

Le chauffage du déshydrateur augmente la température de la température T_{abs} à la température de régénération.

Cette quantité de chaleur est la somme d'énergies suivantes :

- chauffage du lit du tamis moléculaire (intervalles A, B et C)
- chauffage des billes de céramiques (intervalles A, B et C)
- chauffage de la colonne vide (intervalles A, B et C)
- chauffage et désorption de l'eau (intervalles A et B)
- chauffage et désorption des hydrocarbures liquides entraînés (intervalle A)
- Les pertes vers l'extérieur

La variation de la température du lit du tamis moléculaire en fonction du temps

de régénération est représentée ci-dessous :

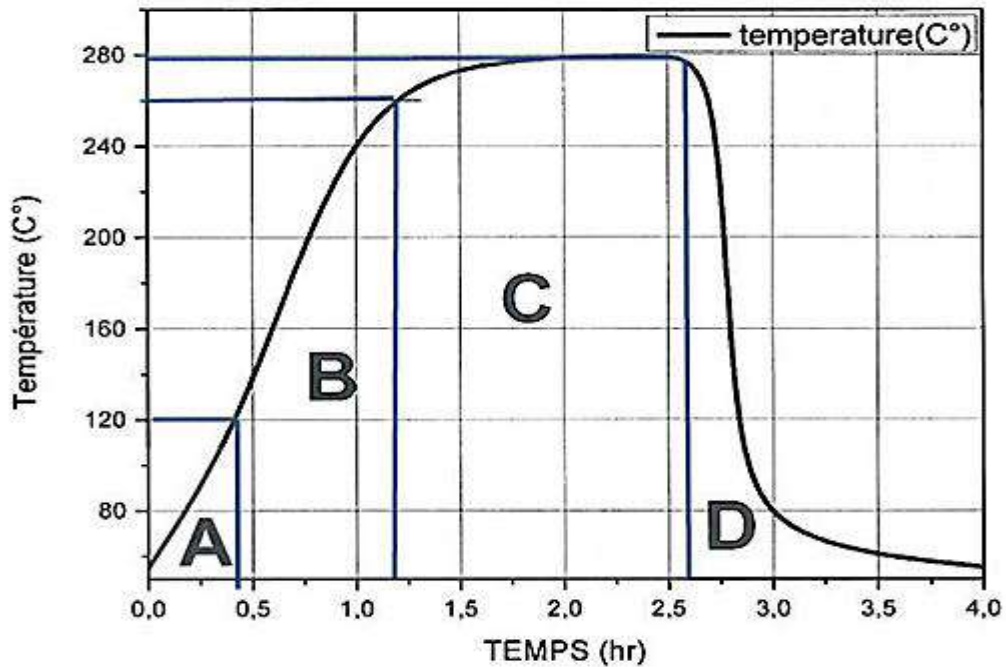


Figure IV-1 : Évolution de la température du lit du tamis moléculaire en fonction du temps de régénération

IV. 12. 2 Quantité de chaleur nécessaire pour chauffer le lit de tamis moléculaires :

La quantité de chaleur nécessaire pour chauffer le lit de tamis moléculaires est donnée par l'équation suivant :

$$Q_{tm} = m_{tm} \times C_{ptm} \times (T_{régénération} - T_{adsorption})$$

Où :

m_{tm} : Masse du tamis moléculaire contenu dans la colonne [65990 kg = **145515.86 lb**];

C_{ptm} : Chaleur spécifique du tamis moléculaire [2.66Kcal/kg.°c = **4.78 Btu /Lb °F**];

Température : 43 °C= **109.4 °F**(adsorption) 280°C = **536°F**(régénération)

Donc :

$$Q_{tm} = 296814524 \text{ Btu}$$

IV. 12. 3 Quantité de chaleur absorbée par le métal (virole) :

La quantité de chaleur absorbée par le métal est donnée par l'équation suivant :

$$Q_m = Q_{tm} \times C_{pm} \times (T_{régénération} - T_{adsorption})$$

Où :

Q_{tm} : Masse du tamis moléculaire contenu dans la colonne [320300 Lb];

C_{pm} : Chaleur spécifique du tamis moléculaire [**4.78 Btu /Lb °F**];

Donc :

$$Q_{tm} = 652866312.4 \text{ Btu}$$

II.9.4 Quantité de chaleur absorbée par les billes de céramique

La quantité de chaleur absorbée par les billes de céramique est donnée par l'équation suivant

$$Q_C = mc \times C_{pc} \times (T_{régénération} - T_{adsorption})$$

Où :

mc : Masse du tamis moléculaire contenu dans la colonne [4419.9 Kg = 9744.95 lb] ;

Température : 43 °C= 109.4 °F(adsorption) 280°C = 536°F(régénération)

Cpc : Chaleur spécifique du tamis moléculaire [4.78 Btu /Lb °F] ;

Donc

$$Q_{tm} = 19882933.6 \text{ Btu}$$

IV. 12. 4 Calcul de la masse des billes de céramique :

La masse de céramique est donnée par l'équation suivant :

$$\rho_{mC} = Vc' \times \rho_c$$

Avec:

$$Vc' = Vc \times (1 - \varepsilon)$$

$$Vc = S \times h$$

Vc' : Volume réel de céramique ;

ρ_c : Masse volumique de céramique [2200 Kg / m³] ;

Vc : Volume de céramique ;

S : Section du déshydrateur [9,701 m²] ;

h : Hauteur de céramique ;

ε : Pourcentage de vide ; [$\varepsilon = 0,4$]

a. Masse des billes de céramique :

On a : Hauteur des billes de céramique $1/2 = 0.15\text{m}$

Donc :

$$Vc \text{ 1/2" } = 9.701 \times 0.15 = 1.455 \text{ m}^3.$$

$$Vc' \text{ 1/2" } = 1.455 \times (1 - 0.4) = 0.875 \text{ m}^3$$

$$mC \text{ 1/2" } = 0.875 \times 2200$$

$$m_C 1/2'' = 1920.798 \text{ kg}$$

b. Masse des billes de céramique 1/4 est :

Hauteur des billes de céramique 1/4 = **0.075 m**

$$\varepsilon = 0,3$$

donc :

$$V_C 1/2'' = 9.701 \times 0.075 = \mathbf{0.727 \text{ m}^3}.$$

$$V'_C 1/2'' = 0.727 \times (1-0.3) = \mathbf{0.509 \text{ m}^3}$$

$$m_C 1/4'' = 0.509 \times 2200$$

$$m_C 1/4'' = 1119.9 \text{ kg}$$

$$m_C 1/8'' = 1120 \text{ kg}$$

$$m_C 1/16'' = 1130 \text{ kg}$$

$$m_{SG} = 2050 \text{ kg}$$

c. Masse totale des billes de céramique :

La masse totale des billes de céramique est :

$$m_C = m_C 1/2'' + m_C 1/4'' + m_C 1/8'' + m_C 1/16'' + m_{SG}$$

$$m_C = 4419.9 \text{ Kg} = 9744.95 \text{ lb}$$

Donc la quantité de chaleur absorbée par la céramique est :

$$Q_C = 9744.95 \times 4.78 \times (536 - 109.4)$$

$$Q_C = 1988706.9 \text{ Btu}$$

IV. 12. 5 Quantité de chaleur nécessaire pour désorber l'eau :

La quantité de chaleur nécessaire pour désorber l'eau est donnée par l'équation suivant :

$$Q_e = (m_e \times C_{pe} \times \Delta T) + (m_e \times \Delta H_e)$$

Où :

m_e : Quantité d'eau adsorbée par cycle [4036,001lb] ;

C_{pe} : Chaleur spécifique du tamis moléculaire [4.78 Btu /Lb °F] ;

ΔH_e : Chaleur latente de désorption de l'eau [530Btu / Lb] ;

$$\Delta T = (T_{régénération} - T_{ad}) = (536 - 109.4)$$

Donc :

$$Q_e = 10370915 \text{ Btu}$$

IV. 12. 6 Quantité de chaleur nécessaire pour désorber les hydrocarbures :

La quantité de chaleur nécessaire pour désorber les hydrocarbures est donnée par l'équation suivant :

$$Q_{hc} = (m_{hc} \times C_{phc} \times \Delta) + (m_{hc} \times \Delta H_{hc})$$

Où :

m_{hc} : quantité d'hydrocarbure adsorbée par cycle [374.299 Ib] ;

C_{phc} : chaleur spécifique du gaz [4.78 Btu /Lb °F] ;

ΔH_{hc} : chaleur latente de désorption des hydrocarbures [99.98Btu / Lb] ;

Donc

$$Q_{hc} = 800462.1 \text{ btu}$$

IV. 12. 7 Quantité de chaleur totale à fournir :

$$Q_{total} = Q_C + Q_e + Q_{hc}$$

$$Q_{total} = 1988707 + 10370915 + 800462.1$$

$$Q_{total} = 13160084 \text{ Btu}$$

La durée de chauffage est 2.75heures :

$$Q_{chauffage} = \frac{Q_{total}}{2.75} = 4785486.9 \text{ Btu/h}$$

IV. 13 Débit de gaz de régénération en phase de chauffage :

Le débit de gaz de régénération en phase de chauffage est donné par l'équation suivant :

$$g_{ch} = \frac{Q_{ch}}{C_{pch} \times (T_f - T_{moy})} = \frac{4,785,486.9}{2.987 \times (470.01 - 360.2)}$$

C_{pch} : Chaleur spécifique du gaz de régénération [2.987Btu / Lb°F] ;

ΔT_{moy} : Température moyenne [360.2°F] ;

DONC

$$Q_{ch} = 14590.4 \text{ lb/ h}$$

IV. 14 Phase de refroidissement :

Pour calculer la quantité de chaleur totale à enlever lors de la phase de régénération (ou refroidissement) d'un lit de tamis moléculaire, on utilise l'équation suivante :

$$Q_r = Q_{rtm} + Q_{rm} + Q_c + Q_r$$

- Q_{rtm} : Chaleur à éliminer du tamis moléculaire [6250430Btu]
- Q_{rm} : Chaleur à éliminer du métal (virole et structure) [15430870Btu]
- Q_c : Chaleur à éliminer des billes de céramique [1120650Btu]

Quantité de chaleur totale à enlever La quantité de chaleur totale à enlever est donnée par l'équation suivant :

$$Q_r = (Q_{rtm} + Q_{rm} + Q_c)$$

$$Q_r = 22801950 \text{ Btu}$$

La durée de refroidissement est 0.92 h

$$Q_{\text{refroidissement}} = \frac{Q_{total}}{0.92} = \frac{22801950}{0.92} = 26939922 \text{ Btu/h}$$

IV. 15 Débit de gaz de régénération en phase de refroidissement :

Le débit de gaz de régénération en phase de refroidissement est donné par l'équation suivant :

$$g_r = \frac{Q_r}{C_{pr} \times \Delta T_r}$$

Où :

g_r : Débit de gaz de régénération calculé [**26939922Btu/h**]

C_{pr} : Chaleur spécifique du gaz de refroidissement [**0.9Btu / Lb °F**]

ΔT_r : Différence de température moyenne [**178°F**]

Donc

$g_r=168149.3 \text{ lb /hr}$

IV. 16 Résultats et discussions :

Le tableau ci-dessous représente tous les résultats obtenus lors du dimensionnement du déshydrateur dans les conditions opératoires du design période d'été.

Tableau IV-4: Résultats de calcul obtenus (cas été).

Paramètres	Résultats
Coefficient de compressibilité Z	0.94
Teneur en eau (lbH₂O/ MMScf de gaz)	1532
Diamètre minimal de la colonne (m)	1.585
Hauteur de tamis (m)	5.5
Quantité de tamis (kg)	11027.06
Les pertes de charge (bar)	0.705
Débit de gaz de régénération (kg/h)	76278.58

Comparaison des résultats avec le design Le tableau suivant il représente une comparaison entre les résultats calculés du design et qui est représentant le design réellement.

Tableau IV-5: Comparaison des résultats du design.

Paramètres	Design	Calcul
Diamètre minimal de la colonne (m)	4.3	1.585
Teneur en eau (ppm)	2800	1532
Hauteur de tamis (m)	6.185	5.5
Quantité de tamis (kg)	65990	11027.06
Les pertes de charge (bara)	0.5	0.705
Débit de gaz de régénération (kg/h)	136500	76278.58

IV. 17 Discussion des résultats :

L'analyse comparative entre les conditions de conception initiales et les conditions opératoires actuelles montre des écarts notables qui ouvrent la voie à plusieurs possibilités d'optimisation du système de séchage. Voici une synthèse des principaux points identifiés.

Le diamètre minimal calculé pour la colonne est de 1,585 mètre, alors que le diamètre réel utilisé est de 4,3 mètres. Ce constat indique un sur dimensionnement de l'équipement par rapport au débit actuel de 22 313 kg/h, soit environ 67,5 % du débit nominal. Cela suggère que le système pourrait fonctionner efficacement avec des unités plus petites. En outre, cela renforce l'intérêt d'envisager un passage à trois sécheurs, particulièrement pertinent lorsque le débit est inférieur à 75 % de la capacité nominale.

En ce qui concerne le tamis, la masse utilisée est de 11 027 kg contre une masse installée totale de 65 990 kg. Autrement dit, seule une fraction très faible, soit 16,7 % environ, de la capacité d'adsorption est exploitée. Cette sous-utilisation explique pourquoi la spécification d'humidité finale (0,9 ppm) est facilement atteinte malgré un temps de cycle fixe de 21,5 heures.

La teneur en eau à l'entrée est passée de 2 800 ppm dans les conditions de design à 1 532 ppm en opération actuelle. Cela représente une réduction de charge hydrique de près de 45 %. Bien que cela compense partiellement la baisse du débit, le temps de cycle reste figé à 21,5 heures, ce qui manque de flexibilité. Une adaptation dynamique du cycle permettrait une meilleure utilisation de la capacité adsorbante disponible.

Concernant les pertes de charge, celles-ci sont mesurées à 0,705 bar, supérieures aux 0,5 bar prévus en conception. Ces valeurs restent cependant acceptables mais sont dues à la hauteur de lit réelle de 6,185 mètres, supérieure à la hauteur minimale calculée de 5,5 mètres. Il est donc recommandé de surveiller régulièrement ces paramètres afin d'éviter tout risque de colmatage.

Le débit de gaz nécessaire à la régénération est aujourd'hui de 76 278 kg/h, contre 136 500 kg/h prévu en conception. Cela correspond à une diminution de 44 %, ce qui est cohérent avec la charge en eau réduite. Toutefois, l'absence de réglages dynamiques dans le système DCS empêche toute optimisation énergétique. De plus, la chaleur totale requise, estimée à 13,16 MM Btu, n'est pas pleinement exploitée en raison du temps de cycle rigide, limitant ainsi la récupération de chaleur résiduelle.

Une divergence est observée entre la hauteur totale calculée de lit adsorbant (5,5 m) et la hauteur réelle mise en œuvre (6,185 m). Cet écart suggère une surestimation des besoins en tamis dans les conditions opératoires actuelles. Par ailleurs, le diamètre minimal théorique de 1,585 m semble difficilement applicable en pratique car il pourrait entraîner des problèmes d'écoulement du gaz, tels qu'une mauvaise distribution ou une fluidisation instable. Ainsi, le choix initial d'un diamètre de 4,3 m apparaît justifié pour des débits nominaux.

Plusieurs leviers peuvent être actionnés pour améliorer l'efficacité du système. L'ajustement du temps de cycle est certainement une piste prioritaire : prolonger la durée d'adsorption, par exemple à 24 ou même 28 heures, permettrait d'utiliser davantage la capacité du tamis, réduisant ainsi la fréquence des phases de régénération et contribuant à réaliser des économies énergétiques.

En outre, passer à un fonctionnement avec trois sécheurs serait pertinent compte tenu du débit actuel inférieur à 75 % du nominal. Cela aurait pour effet de réduire la pression opératoire ainsi que les coûts liés à la régénération.

Enfin, une mise à jour du système DCS est nécessaire pour intégrer des algorithmes permettant d'ajuster automatiquement le temps de cycle et les débits en fonction des variations de charge en eau et du débit de gaz. Cela offrirait une meilleure réactivité et une gestion plus économique du processus.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Conclusion générale

Nous avons établi un diagnostic précis de la section de déshydratation et identifié l'entraînement d'eau liquide comme cause principale de formation d'hydrates dans la section cryogénique. Cette formation engendre des pertes de charge élevées (0.705 bar mesurés contre 0.5 bar prévus en design) et réduit l'efficacité des tamis moléculaires, affectant ainsi la performance globale de l'unité. Ce phénomène résulte d'une séparation initiale insuffisamment optimisée, ce qui nous a conduits à réviser le dimensionnement du ballon séparateur et les organes de séparation associés.

Selon nos calculs, l'ancien sécheur présentait un diamètre de 4.3 m et une hauteur totale de lit de 6.185 m, supérieurs aux dimensions minimales théoriques (diamètre minimal de 1.585 m, hauteur minimale de 5.5 m). Toutefois, ce sur dimensionnement, combiné à un débit opérationnel d'environ 22 313 kg/h (=67.5 % du débit nominal), a entraîné une sous-utilisation de la masse de tamis (11 027 kg utilisés sur 65 990 kg installés, soit 16.7 % de la capacité) et un temps de cycle rigide de 21.5 h programmé dans le DCS. Malgré cela, nous atteignons la spécification finale (<0.9 ppm à la sortie), en partie grâce à la réduction de la teneur en eau d'entrée (de 2 800 ppm en design à 1 532 ppm en exploitation actuelle).

Le redimensionnement recommandé aboutit à un nouveau sécheur de diamètre 2.5 m et de hauteur 5.5 m, dimensions proches du minimal calculé tout en garantissant une distribution de flux satisfaisante pour le débit actuel. Cela permettrait :

- De rapprocher la charge hydrique à adsorber de la capacité effective du lit, en rallongeant le temps de saturation (adsorption) pour mieux exploiter la masse de tamis disponible.
- De réduire les pertes de charge en limitant la hauteur de lit à la valeur calculée minimale, tout en évitant un diamètre trop étroit (le minimal de 1.585 m étant jugé difficile à mettre en œuvre seul) .
- De diminuer le débit de régénération et la consommation énergétique associée (actuellement 76 278 kg/h contre 136 500 kg/h en design) , en adaptant dynamiquement le cycle selon la charge réelle.

Recommandations opérationnelles:

- Remplacer le ballon séparateur sous-dimensionné par un nouvel équipement dont les dimensions et internes (plates-formes de séparation, coalesceurs, drains) sont conformes aux calculs réalisés.
- Mettre en place les sécheurs redimensionnés (diamètre 1.5 m, hauteur 5.5 m) pour le débit actuel, tout en gardant la possibilité de moduler le nombre d'unités en service (3 ou 4) selon la charge.
- Intégrer dans le DCS une logique d'ajustement dynamique des temps d'adsorption et régénération, fondée sur la mesure de la teneur en eau d'entrée et en sortie (installer un analyseur d'humidité en sortie du séparateur tampon et en aval des tamis) .
- Assurer un suivi régulier des pertes de charge et des paramètres de cycle afin d'anticiper tout colmatage ou déséquilibre de flux.
- Vérifier périodiquement l'efficacité du coalesceur et des cartouches filtrantes pour garantir l'élimination des fines gouttelettes et solides avant adsorption.

Ainsi, en corrigeant les points de dimensionnement et en adoptant une gestion plus flexible du cycle et de la séparation vapeur/liquide, on obtient une déshydratation robuste, économe en énergie et durable pour l'unité d'EL MERK.

RÉFÉRENCES
BIBLIOGRAPHIQUES

Références Bibliographiques

- [1] R. Song, M. Cui, and J. Liu, "Single and multiple objective optimization of a natural gas liquefaction process," *Energy*, vol. 124, pp. 19-28, 2017.
- [2] J. Xu, W. Lin, X. Chen, and H. Zhang, "Review of unconventional natural gas liquefaction processes," *Frontiers in Energy Research*, vol. 10, p. 915893, 2022.
- [3] M. S. Khan, I. Karimi, and D. A. Wood, "Retrospective and future perspective of natural gas liquefaction and optimization technologies contributing to efficient LNG supply: A review," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 45, pp. 165-188, 2017.
- [4] <https://www.edf-solutions-solaires.com/lexique/gaz-naturel>. (30/06/2025)
- [5] Liquéfaction du gaz naturel, Composition du gaz naturel, article de référence J3601, Date de publication: 10 mars 1996, Pierre PETIT.
- [6] Gaz naturel, Énergie fossile, article de référence BM2591, Date de publication : 10 juil. 2014, Richard TILAGONE, Bertrand LECOINTE.
- [7] Le gaz naturel, production traitement transport, Par Alexander ROJEY, 1994. Page 6-9- 17-38:45-364.
- [8] <https://www.hellowatt.fr/contrat-gaz-naturel/evolution-prix-gaz>. (30/06/2025)
- [9] <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/reserves-de-gaz-dans-le-monde>. (30/06/2025)
- [10] Speight, J. G. (2019). Handbook of Natural Gas Analysis . Wiley.Katz, D. L., & Lee, R. L. (1990). Natural Gas Engineering: Production and Storage . McGraw-Hill.
- [11] Sonatrach. (2020). Manuel de Spécifications Techniques pour le Gaz Commercialisable . Algérie.
- [12] <https://www.connaissancedesenergies.org/sites/connaissancedesenergies.org/files/pdf-actualites>. (30/06/2025).
- [13] <https://www.moroccomail.fr/2023/05/25/en-2021-lalgerie-a-produit-des-quantites-record-de-gaz-naturel>. (30/06/2025).
- [14] <https://www.energy.gov.dz/?article=principaux-gisements-drhydrocarbures-de-lralgerie>. (30/06/2025)
- [15] Nécessité du traitement sur champ du gaz naturel et associé. (2015). *Document de formation interne SH . Hassi Messaoud, Centre IAP. Non publié.*
- [16] Alexandre Rojey, Bernard Durand, Claude Jaffret, Sophie Jullian, Michel Valais, « Le gaz naturel production traitement transport ». Editions Technip (1994), publications de l'institut français du pétrole, P :3, 4, 72-76, 84, 90, 113, 256-262.

Références Bibliographiques

- [17] Fives ProSim. (2024). *Déshydratation de gaz naturel avec du TEG – Exemple d'application ProSimPlus*. Version Mars 2024. Labège, France : Fives ProSim. [Page 14].
- [18] Total. *Déshydratation du gaz naturel*. Document technique, p. 38. Consulté sur Scribd : <https://www.scribd.com/> (30/06/2025)
- [19] Baba, A., & Oudrane, A. (2020). *Étude et dimensionnement de l'unité de déshydratation: cas de l'usine groupement Reggane GRN* (Mémoire de Master, Université Ahmed Draïa Adrar, Algérie), p. 16.
- [20] M. Charron, "Traitement du gaz," Révision 2, p. 13, 1998, Document technique. https://pastel.hal.science/pastel00569430/file/1992TH_MAUERER_O_NS16734.pdf (30/06/2025)
- [21] 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.
- [22] <http://processs.free.fr/page/compressibilite-gaz/2011> (29/05/2025)
- [23] https://www.lcd.lu/exercices/sources/marche_gaz_2.htm (29/05/2025)
- [24] dimensionnement des colonnes d'adsorption, A-Nacer, IAP, 2002,
- [25] Campbelle j. »gaz conditioning and processing », volume 2, petroleum series, oklahoma, 1976.

ANNEXE

ANNEXE

Figure A.I :la composition de gaz almontation el merk 2025.

Gas Composition , Mole %						
Composition Mole%	01-08-SS-10100 Gas from Block 208 Gas Slugcatcher V08-1001	01-08-SS-10101 Gas from EMK Gas Slugcatcher to BGC	01-08-SS-10105 Gas from Block 208 Gas Cond Slugcatcher	01-08-SS-10110 Gas from V08-1005 to BGC Suction Manifold	01-01-SS-26094 Gas Mol Sieve Bed A /B/ C/D Common O/L	01-08-SS-25101 Gas from AGC-01 to BGC Suction
Date of Sampling	16/05/2025	16/05/2025	16/05/2025	16/05/2025	16/05/2025	21/05/2025
Time of Sampling	07H35	07H35	07H35	07H35	07H35	08H30
LIMS ID	100688	100689	100690	100691	100704	100837
C1	76.01	76.75	75.61	73.23	73.58	53.76
C2	15.76	16.52	16.24	18.14	17.15	30.56
C3	3.72	2.99	3.39	4.16	4.07	9.56
I-C4	0.43	0.28	0.37	0.46	0.54	1.08
n-C4	1.05	0.68	0.77	0.97	1.33	2.77
I-C5	0.21	0.16	0.22	0.23	0.37	0.34
n-C5	0.30	0.21	0.25	0.25	0.40	0.21
C6	0.25	0.23	0.34	0.27	0.33	0.03
C7	0.11	0.11	0.17	0.11	0.12	0.00
C8	0.05	0.03	0.04	0.04	0.05	0.00
C9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
C10+	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CO2	1.30	1.33	1.75	1.50	1.35	1.48
N2	0.81	0.71	0.85	0.64	0.71	0.21
Mean Mol Weight	20.92	20.50	20.97	21.38	21.59	25.13
Specific Garvity	0.7253	0.7104	0.7269	0.7412	0.7487	0.8731
Densiv @ 15 ° C.	0.8885	0.8702	0.8905	0.9080	0.9172	1.0695

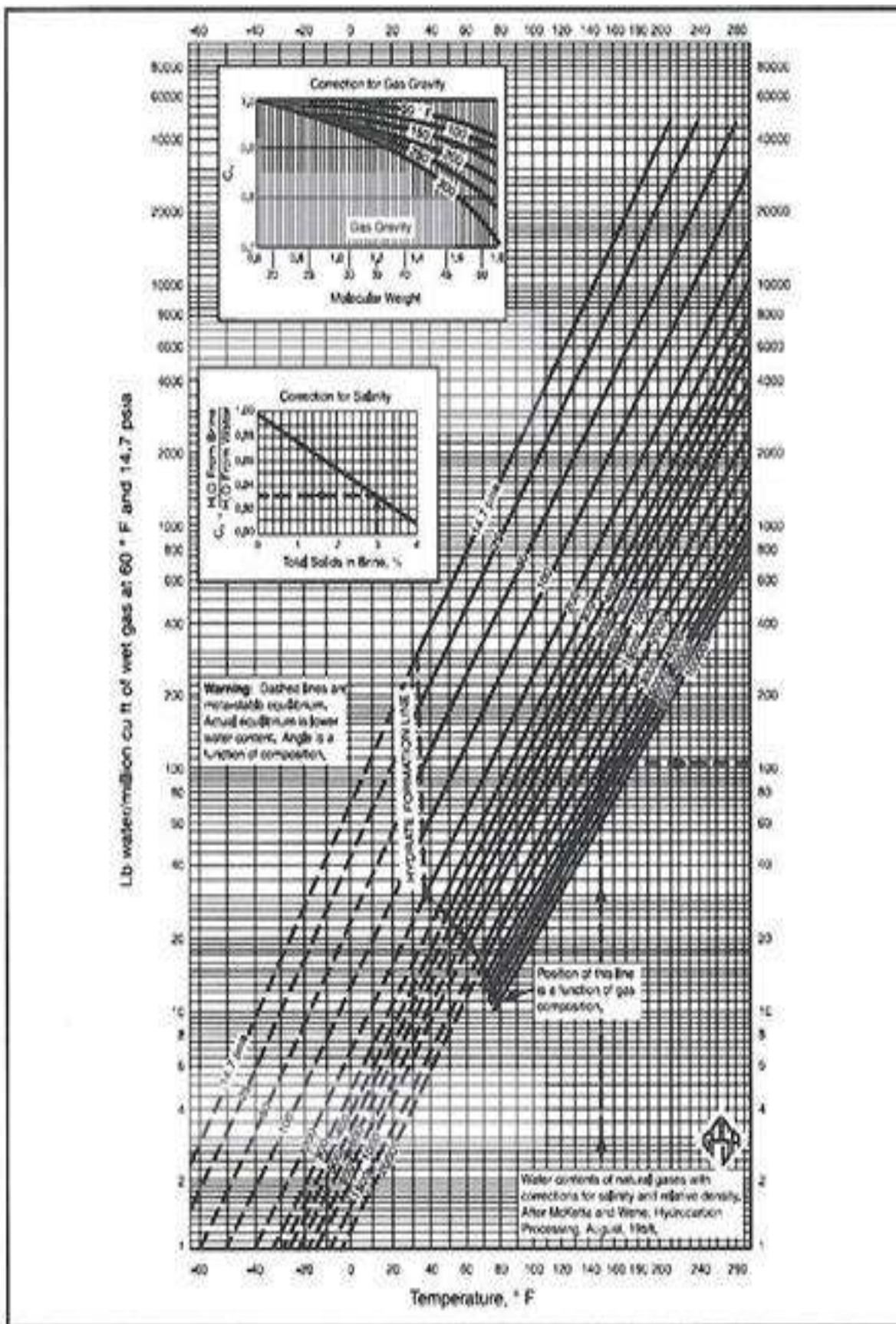


Figure A.II : Teneur en eau des hydrocarbures gazeux.

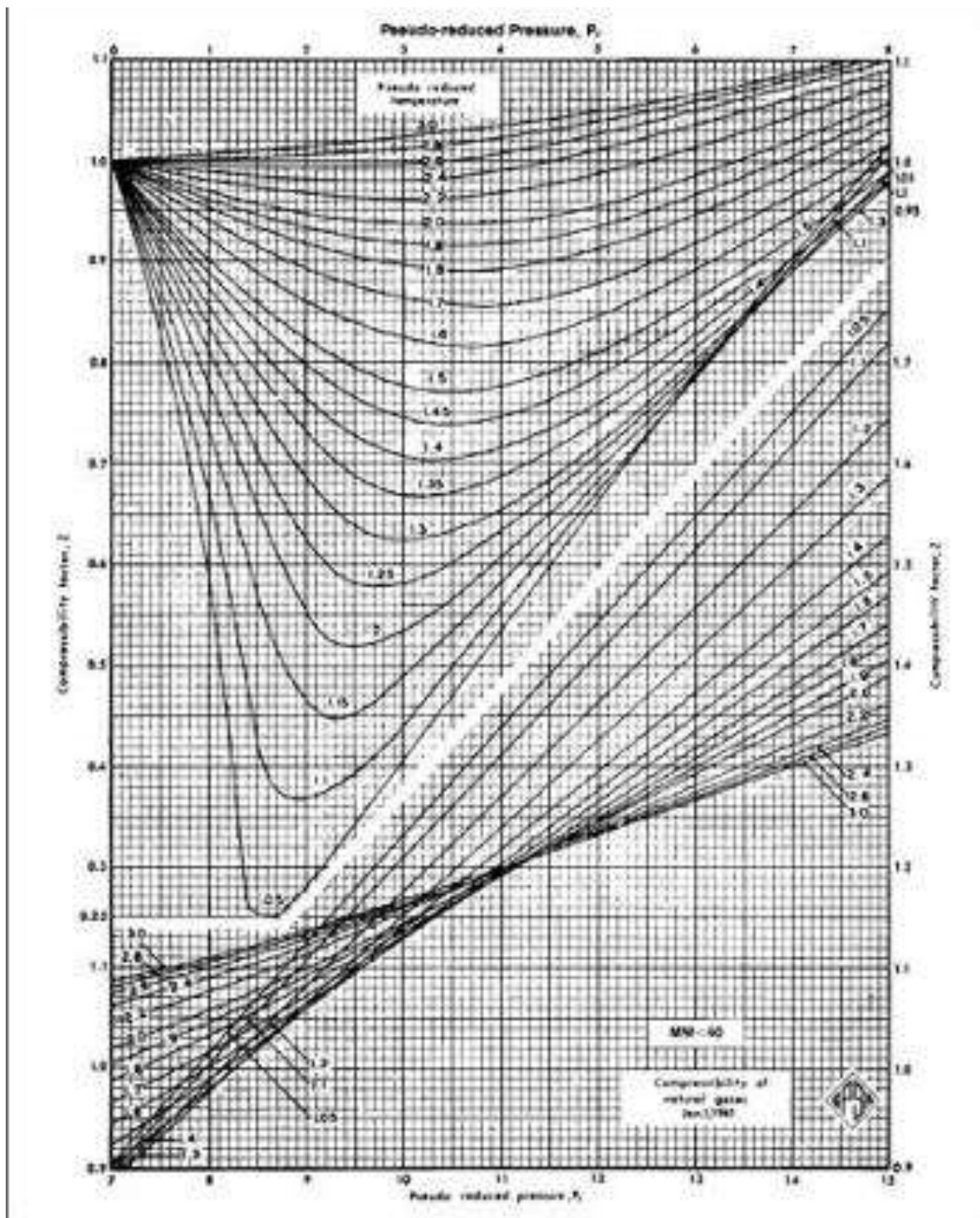


Figure A.III : Facteur de compressibilité pour le gaz.