



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université 20 août 1955 -SKIKDA
Faculté de Technologie
Département de Pétrochimie



Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de

Master

Filière: Génie Pétrochimique

Spécialité: Génie Pétrochimique

Thème:

**Optimisation des paramètres de fonctionnement
du débutaniseur « C-102 » à l'aide de l'outil
HYSYS au niveau du Module Processing Plant
IV (MPPIV) de Hassi R'mel**

Réalisé par:

- NETTOUR Hemza
- REMLI Dhirar

Encadré par:

Dr. RAHAL Hassiba

Année Universitaire 2022/2023

في الوقت الحاضر، شهد غاز البترول المكثف والمكثفات السائلة توسعًا كبيرًا. نظرًا لأهميتها وتكلفتها المرتفعة، فإن تحسين استعادتها من الغاز الخام هو الهدف الرئيسي لوحدات معالجة حاسي الرمل وأساسًا من الوحدة 4. يعود أول استغلال لمنبع حاسي الرمل إلى عام 1972. حيث تراجع الضغط على مر السنين. مما أدى إلى انخفاض في التدفق مصحوبًا بتغيير في تركيبات الغاز الخام، لذلك يجب تعديل معلمات التشغيل للآلات

الدراسة الحالية التي قمنا بها هي تحسين معلمات التشغيل لجهاز التفكيك و التقطير C-102 على مستوى الوحدة 4 في حاسي الرمل والتي لها علاقة بفرن H-102، ومبرد الهواء E-108 (مكثف) وكرة تدفق D-108 .

الكلمات المفتاحية: الغاز، الضغط، استغلال الغاز، وحدة التفكيك و التقطير .

Résumé

De nos jours, les GPL et Condensât liquides ont vue une expansion considérable. Vue leur importance et leur coût élevé, l'optimisation de leur récupération à partir du Gaz brut est l'objectif principal des unités de traitement de Hassi R'mel et essentiellement de l'unité Module 4.

La première exploitation de gisement de Hassi R'mel remonte à 1972 au fil des années, la pression a diminué. Cela entraine une diminution du débit accompagné d'un changement dans les compositions de gaz brut, où les paramètres opératoires des machines doivent être modifiés.

La présente étude qui nous avons fait est d'optimisation des paramètres opératoires de débutaniseur C-102 au niveau du module 4 à Hassi R'mel qui a une relation avec le four H-102 (Rebouiller), l'aéroréfrigérant E-108 (Condenseur) et le ballon de reflux d-108.

Mots clés : Gaz, pression, exploitation de gisement, débutaniseur

Abstract

Nowadays, LPG and Liquid Condensate have seen considerable expansion. Given their importance and their high cost, the optimization of their recovery from raw gas is the main objective of the Hassi R'mel treatment units and essentially of the Module 4 unit.

The first exploitation of the Hassi R'mel deposit dates back to 1972. Over the years, the pressure has decreased. This leads to a decrease in flow accompanied by a change in the raw gas compositions, where the operating parameters of the machines must be modified.

The present study which we have done is to optimize the operating parameters of the C-102 debutanizer at the level of module 4 at Hassi R'mel which has a relationship with the H-102 furnace (Reboil), the E-108 air cooler (Condenser) and the reflux flask d-108

Key words : Gas, pressure, deposit exploitation, débutaniseur .

DEDICACE

A nos très chers parents, sources inépuisables d'amour et de tendresse, en reconnaissance des sacrifices qu'ils ont consentis avec dévouement pour notre éducation et notre formation.

A nos chers frères et sœurs qui par leur présence nous ont aidé à surmonter des épreuves difficiles, et à leurs familles.

A Saci Fouad, nos amie proche.

A notre deuxième famille, la promotion 2018. A notre famille, à nos amis et à tous ceux que nous aimons et ceux qui nous aiment.

A tous ceux qui nous ont aidés de près ou loin.

NETTOUR Hemza

REMLI Dhirar

Remerciements

Ce travail de mémoire a été réalisé au niveau de l'unité de traitement de gaz (MPP4) de Hassi R'mel.

Mes remerciements vont en premier lieu à **Allah** le tout puissant pour m'avoir accordé la puissance, la patience, le courage et la volonté de terminer ce modeste travail.

Nous tenons particulièrement à exprimer notre gratitude à notre directrice de mémoire, Madame **Hassiba Rahal**, Maître de conférences classe « A » à l'Université 20 Août 1955- Skikda, pour avoir proposé et dirigé ce travail. Son soutien, sa disponibilité, ses précieux conseils pédagogiques, et ses connaissances scientifiques et techniques indispensables, tout au long de cette mémoire, nous ont permis d'acquérir une grande confiance et de mener à terme ce travail.

Nous remercions également tous les membres de l'unité de traitement de gaz (MPP4) de Hassi R'mel et spécialement les ingénieurs et les techniciens d'exploitation pour leur chaleureuse hospitalité et leur bon comportement, que nous avons permis de réaliser ce stage dans les meilleures conditions.

Nous exprimons nos remerciements à nos enseignant du département Pétrochimie de l'université 20 Août 1955-Skikda.

Mes remerciements s'adressent également aux membres du jury d'accepter de juger notre travail.

Nous voudrions aussi remercier à toutes les personnes qui ont, de près ou loin, contribué à la réussite de ce travail.

Enfin, un grand merci à tous les membres de notre famille, en particulier à nos parents et à tous ceux qui nous sont chers, pour notre soutien et nos encouragements toujours à tout moment. Nous leurs dédions ce travail.

Table des matières

<i>Liste des figures</i>	i
<i>Liste des tableaux</i>	iii
<i>Liste des abréviations</i>	iv
<i>Introduction générale</i>	1

Chapitre I

***Présentation de la région de Hassi R'mel et
du module processing plant 4***

I.1. Introduction.....	4
I.2. Situation géographique du Hassi R'mel.....	4
I.3. Historique et les principales étapes de développement du Hassi R'mel.....	5
I.4. Installations gazières à Hassi R'mel.....	6
I.4.1. Installations productrices.....	7
I.4.2. Installations récupératrices.....	7
I.4.2.1. Centre de stockage et de transfert des hydrocarbures (CSTF).....	7
I.4.2.2. Centre national de dispatching gaz (CNDG).....	7
I.4.2.3. Centre de traitement d'huiles (CTH).....	7
I.4.2.4. Station de compression.....	8
I.4.2.5. Station de récupération des gaz associés (SRGA).....	8
I.4.2.6. Stations BOOSTING	8
I.5. Présentation du MPP4.....	8
I.5.1. Définition.....	8
I.5.2. Description du procédé de l'unité de traitement de gaz (Module 4)	10
I.5.2.1. Section de séparation à haute pression.....	10
I.5.2.2. Section séparation à basse pression.....	12
I.5.2.3. Section de recompression et de transfert du gaz.....	14
I.5.2.4. Unité de régénération du glycol.....	15

I.5.2.5. Sections d'utilités.....	16
I.6. conclusion.....	18

Chapitre II

Description du gaz naturel

II.1. Introduction.....	20
II.2. Gaz naturel.....	20
II.2.1. Historique du gaz naturel.....	20
II.2.2. Origine du gaz naturel.....	20
II.2.3. Composition du gaz naturel.....	21
II.2.4. Propriétés du gaz naturel	22
II.2.4.1. Propriétés physiques	22
II.2.4.2. Propriétés chimiques	23
II.2.5. Caractéristique du gaz naturel.....	23
II.2.5.1. Densité.....	23
II.2.5.2. Pouvoir calorifique.....	24
II.2.5.3. Composition chimique	25
II.2.6. Différents types du gaz naturel	25
II.2.7. Utilisations du gaz naturel.....	26
II.2.7.1. Chauffage.....	26
II.2.7.2. Production d'électricité.....	26
II.2.7.3. Carburant de transport.....	26
II.2.7.4. Fabrication d'engrais.....	27
II.2.7.5. Industrie pétrochimique.....	27
II.2.8. Avantages du gaz naturel.....	27
II.2.8.1. Aspect économique.....	27
II.2.8.2. Aspect environnemental.....	27
II.2.8.3. En termes d'abondance.....	28
II.2.8.4. En termes de transport.....	28
II.2.9. Opérations de production du gaz naturel	28

II.2.9.1. Exploration.....	28
II.2.9.2. Extraction	31
II.2.9.2.1. Forage vertical.....	32
II.2.9.2.2. Forage horizontal.....	32
II.2.9.2.3. Fracturation hydraulique.....	32
II.2.9.3. Traitement du gaz naturel	34
II.2.9.3.1. Opérations de purification de gaz naturel.....	36
II.2.9.3.2. Procédés de séparation de gaz naturel	39
II.3. Gaz naturel dans le monde et en Algérie	41
II.3.1. Dans le monde.....	41
II.3.1.1. Réserves de gaz dans le monde.....	41
II.3.1.2. Production mondiale de gaz naturel.....	42
II.3.1.3. Consommation mondiale de gaz naturel.....	43
II.3.2. En Algérie	43
II.4. Gaz naturel liquéfié	44
II.5. Transport du gaz naturel	45
II.5.1. Transport terrestre	45
II.5.2. Transport maritime sous forme liquéfiée.....	45
II.6. Conclusion.....	47

Chapitre III

<p>Description de la colonne du débutaniseur C-102 et le simulateur HYSYS</p>
--

III.1. Introduction.....	49
III.2. Définition.....	49
III.3. Colonne de rectification.....	49
III.3.1. Description de la colonne du débutaniseur C-102.....	50
III.3.2. Principe de fonctionnement de la colonne du débutaniseur C-102.....	51
III.1.4. Appareils d'échange thermique.....	52
III.4.1. Four H-102 (Rebouilleur).....	52
III.4.2. Aéroréfrigérant (Condenseur).....	53

III.4.3. Ballon de reflux D-108.....	54
III.5. Données d’exploitation de la section de débutaniseur.....	54
III.6. Optimiser les paramètres de fonctionnement du débutaniseur C-102 par simulation.	57
III.6.1. Définition de simulation	57
III.6.2. Principes de fonctionnement et rôle des simulateurs.....	57
III.6.3. Type de simulation.....	58
III.6.3.1. Simulation statique (steady state).....	59
III.6.3.2. Simulation dynamique (Transient state).....	59
III.6.4. Définition du logiciel Aspen HYSYS.....	59
III.6.5. Choix du modèle thermodynamique.....	60
III.6.5.1. Equations d’état (EoS).....	60
III.6.5.2. Equation de REDLICH-K WONG (RK).....	61
III.6.5.3. Equation de SOAVE-REDLICH-KWONG (SRK).....	61
III.6.5.4. Equation d’état de PENG-ROBINSON (1976)	62
III.7. Conclusion.....	62

Chapitre IV

Résultats et discussion

IV.1. Introduction.....	65
IV.2. Problématique.....	65
IV.3. Vérification des paramètres désigne du débutaniseur.....	65
IV.3.1. Procédure de simulation.....	66
IV.3.2. Comparaison entre le cas design et le cas design simulé.....	68
IV.4. Vérification des paramètres actuels du débutaniseur.....	70
IV.4.1. Comparaison entre le cas actuel et le actuel design simulé.....	70
IV.4.2. Répartition des températures du cas actuel dans la colonne.....	72
IV.5. Optimisation des paramètres du cas actuel.....	73
IV.5.1. Effet de la diminution de température de rebouilleur.....	74
IV.5.2. Effet de la diminution du débit de reflux.....	78
IV.5.3. Résultats de simulation après l’optimisation.....	81

IV.5.4. Répartition des températures dans la colonne pour le cas optimisé.....	83
IV.6. Evaluation économique de l'optimisation réalisée dans le Rebouilleur et le condenseur...	84
IV.6.1. Evaluation économique de l'optimisation réalisée dans le Rebouilleur H102.....	84
IV.6.1.1. Calcul du débit de fuel gaz consommé pour un seul four.....	84
IV.6.1.2. Quantité du fuel gaz économisée au niveau du module 4.....	85
IV.6.1.3. Calcul de l'énergie économisée en Kcal et en BTU par Année dans le MPP4.....	85
IV.6.1.4. Estimation de l'économie réalisée en Dollars et en DA.....	86
IV.6.2. Evaluation économique de l'optimisation réalisée dans le condenseur E108.....	86
IV.6.2.1. Quantité d'énergie économisée au niveau du condenseur E108.....	86
IV.6.2.2. Estimation de l'économie réalisée en DA.....	87
IV.7. Conclusion	88
<i>Conclusion générale</i>	89
<i>Références bibliographiques</i>	92

Liste des figures

Figure	Titre	Page
Figure I.1	Situation géographique de Hassi R'mel.	4
Figure I.2	Répartition des installations gazières sur Hassi R'mel.	6
Figure I.3	Schéma de processus du module MPP4.	9
Figure I.4	Schéma de la section à haute pression.	11
Figure I.5	Schéma de la section à basse pression (Dééthaniseur).	13
Figure I.6	Schéma de la section à basse pression (Débutaniseur).	14
Figure II.1	Prospection géophysique (Levés sismiques) sur terre.	30
Figure II.2	Prospection géophysique (Levés sismiques) offshore.	30
Figure II.3	Processus de forage.	31
Figure II.4	Fracturation hydraulique.	33
Figure II.5	Schéma de la protection du puits et des aquifères par des cuvelages (Tubages) de diamètre décroissant.	34
Figure II.6	Schéma d'un puit protégé par des cuvelages (Tubages) de diamètre décroissant.	34
Figure II.7	Schéma de production et traitement du gaz.	36
Figure II.8	Schéma montrant les étapes du traitement des gaz.	37
Figure II.9	Vue d'une installation de traitement du gaz naturel.	39
Figure II.10	Classement des dix plus grands pays du monde producteurs de gaz naturel en 2021.	42
Figure II.11	Schéma du fonctionnement d'une chaîne GNL.	46
Figure II.12	Navire gazier, transport de gaz réfrigéré.	46
Figure II.13	Intérieur d'une citerne de gazier.	46
Figure III.1	colonne de rectification.	50
Figure III.2	Un vu réal d'un four tubulaire.	53
Figure III.3	Principe de condensation dans le débutaniseur C-102.	54
Figure III.4	Ballon de reflux dans le sal de contrôle.	54
Figure IV.1	Paramètres d'entrée pour converger l'alimentation.	66
Figure IV.2	Design de la colonne.	66
Figure IV.3	Position du plateau d'alimentation.	67

Figure IV.4	Degrés de liberté de la colonne.	67
Figure IV.5	Schéma du débutaniseur « C102 » retenu par la simulation.	68
Figure IV.6	Profil de la température pour les paramètres actuel du débutaniseur.	73
Figure IV.7	Effet de la température de rebouilleur sur les débits des produits GPL et du condensat	76
Figure IV.8	Effet de la température de rebouilleur sur les températures de tête et de fond de la colonne	76
Figure IV.9	Effet de la température de rebouilleur sur les teneurs de C ₅ ⁺ dans le produit GPL et sur la tension de vapeur Reid (TVR) du condensat	77
Figure IV.10	Effet du débit de reflux sur les débits des produits GPL et du condensat.	79
Figure IV.11	Effet de du débit de reflux sur les températures de tête et de fond de la colonne.	80
Figure IV.12	Effet de du débit de reflux sur les teneurs de C ₅ ⁺ dans le produit GPL et sur la Tension de Vapeur Reid (TVR) du condensat.	80
Figure IV.13	Profil de températures dans la colonne pour le cas optimisé	83

Liste des tableaux

Tableau	Titre	Page
Tableau I.1	Spécification des produits finis.	17
Tableau II.1	Composition des gaz.	22
Tableau II.2	Propriétés physiques du gaz naturel.	23
Tableau II.3	Principales réserves du GN dans le monde.	41
Tableau III.1	Débits de la charge d'alimentation de débuteuseur.	55
Tableau III.2	Paramètres d'alimentation de débuteuseur.	55
Tableau III.3	Paramètres de fonctionnement de débuteuseur.	56
Tableau III.4	Dimensions de la colonne.	56
Tableau IV.1	Comparaison des paramètres simulés avec ceux du cas design.	68
Tableau IV.2	Comparaison de compositions simulées avec ceux du cas design.	69
Tableau IV.3	Comparaison de spécifications des produits finis GPL et condensat simulées avec ceux du cas design.	70
Tableau IV.4	Comparaison entre les compositions actuelles et actuelles simulées des produits finis GPL et condensat.	70
Tableau IV.5	Comparaison entre les valeurs actuelles et actuelles simulées des paramètres de fonctionnement.	71
Tableau IV.6	Comparaison de spécifications actuelles et actuelles simulées des produits finis GPL et condensat.	72
Tableau IV.7	Effet de variation de la température du rebouilleur sur le fonctionnement de la colonne « C102 ».	74
Tableau IV.8	Effet de variation de la température du condenseur sur le fonctionnement de la colonne « C102 ».	78
Tableau IV.9	Ensemble des paramètres optimisés.	81
Tableau IV.10	Comparaison entre les paramètres optimisés et actuels.	82
Tableau IV.11	Caractéristiques du rebouilleur.	84
Tableau IV.12	Quantité du fuel gaz économisée.	85
Tableau IV.13	Estimation de l'économie réalisée en Dollars.	86
Tableau IV.14	Caractéristiques du condenseur.	87
Tableau IV.15	Evaluation de l'économie réalisée.	87

Liste des abréviations

Symbole	Désignation	Unité
BTU	British Thermal Unites	
C101	Déethaniseur	
C102	Débutaniseur	
C-301	Colonne de régénération de glycol	
CSTF	Centre de stockage et de transfert de fluides	
CTG	Centre de traitement de gaz	
CTH	Centre de traitement d'huile	
CNDG	Centre national de dispatching de gaz	
D	Distillat	
D-302	Ballon séparateur d'huile	
D408	Eliminateur de matière en suspension	
D101	Séparateur haute pression	
D001	Diffuseur	
D102	Séparateur final haute pression	
D103	Séparateur de moyenne pression	
D104	Séparateur de basse pression	
D105	Séparateur de condensat riche	
D106	Séparateurhydrocarbure glycol	
D107	Accumulateur de reflux déethaniseur	
D108	Accumulateur de reflux débutaniseur	
D003A	Ballon de détente condensat brut utilisé pour le stockage intermédiaire du condensat OFF SPEC	
D003B	Ballon de détente condensat brut utilisé pour le stockage intermédiaire du condensat ON SPEC	
D005A	Ballon de détente GPL brut utilisé pour le stockage intermédiaire du GPL OFF SPEC	
D005B	Ballon de détente GPL brut utilisé pour le stockage intermédiaire du GPL ON SPEC	
D007	Ballon de décharge du compresseur K001	

E101	Aéroréfrigérant N1	
E102	Echangeurgaz-gaz N1	
E103	Echangeurgaz-gaz N2	
E104	Echangeurgaz-gaz N3	
E106	Echangeurgaz-gaz N4	
E107	Aéroréfrigérant N2	
E108	Aéroréfrigérant N3	
E001	Aéroréfrigérant de HOLDING recompresseur de GPL	
E002	Aéroréfrigérant N4	
GPL	Gaz pétrole liquéfié	
GNL	Gas naturel liquéfié	
GNC	Gas naturel comprimé	
H101	Rebouilleur du déethaniseur (four)	
H102	Rebouilleur du débutaniseur (four)	
HR1	Hassi R'mel 1	
HYSYS	hyprotech system	
JGC	Japan gasoline co	
K002	Compresseur des Gaz moyennes pression	
K101	Turbo-Expandre	
K401	Compresseur d'air	
MEG	Mono Ethylène Glycol	
MPP4	Module Process Plant 4	
MMTBU	Million British Thermal unites	
pH	Potentiel hydrogène	
P101	Pompe de reflux chaude de reboiller h-101	
P102	Pompe de reflux de ballon D106	
P103	Pompe de reflux de ballon D 107	
P104	Pompe de reflux chaude de reboiller h-102	
P105	Pompe de reflux de ballon D 108	
PRC 108	VanneJoulThamson	
P005	Pompes d'injection du GPL dans le gaz de vente	
P004	Pompe aspiré le GPL a apartir de D005	
P003	Pompe aspiré le GPL OFF-Spec	

PIC003	Vanne sécurité vers torche	
PIC027	Vanne sécurité vers torche	
PCS	Pouvoir calorifique supérieur	
PCI	Pouvoir calorifique inférieure	
P	Pression	Bar, kg/cm ²
PFD	Process Flow Diagram	
PPM	Partie par million	
Q _R	Quantité de chaleur de rebouilleur	
Q _D	Quantité de chaleur de condenseur	
R	Residu	
R	Constante des gaz parfaits	Pas.m ³ /mol.k ^o
SRGA1	Station de récupération des gaz associés 1	
SRGA2	Station de récupération des gaz associés 2	
SCN	station de compression nord	°C
SCS	station de compression sud	mg/l
T	Température	
TVR	Tension de vapeur Reid	
T001	Bac de stockage du condensât	
T002	Sphère de stockage du GPL	
V	Volume	m ³

Introduction générale

Introduction générale

Le secteur des hydrocarbures joue un rôle très important dans l'économie des pays vu leurs demandes et leurs utilisations devenues indispensables dans chaque foyer et dans chaque entreprise dans le monde.

Le gaz naturel depuis sa découverte aux USA en 1921, est utilisé comme fuel gaz à l'usage domestique et son utilité ne cesse de croître dans le domaine industriel comme étant l'énergie principale utilisée pour le transport et la production d'électricité [1].

La production du gaz naturel, de son traitement jusqu'à son transport, est tout un procédé qui vise à améliorer la qualité du produit pour qu'il réponde aux spécifications demandées tout en limitant les pertes.

L'Algérie est classée parmi les plus grands pays exportateurs de gaz naturel et possède l'un des plus grands gisements mondiaux de gaz naturel et qui se situe à Hassi R'mel.

Avant qu'il arrive au consommateur, usines liquéfaction de gaz, il subit à un traitement au niveau de Hassi R'mel pour éliminer l'eau et de récupérer le maximum des hydrocarbures liquides (Condensat et GPL).

Mais cette récupération a connu une diminution très importante suite à la chute de pression de gisement, ainsi que le changement de la composition du gaz brut dans le gisement.

Le chute de pression a causé des perturbations dans les paramètres opératoire des machines dont les températures, les débits, la consommation d'énergie ...etc.

Pendant la période de stage dans le module quatre au Hassi R'mel, il nous a été proposé un thème, dans le but de résoudre les problèmes de diminution de débits d'alimentation à la section de stabilisation au niveau de module quatre, d'optimiser les paramètres de fonctionnement de la colonne de débutaniseur.

Pour clarifier bien notre étude, ce mémoire s'article sur deux parties :

✚ Partie théorique qui comporte trois chapitres :

- ✓ Le premier chapitre portera la présentation du champ de Hassi R'mel et la description du MPPIV.
- ✓ Le deuxième chapitre donnera plus de détails la description du gaz naturel.
- ✓ Le troisième chapitre comportera le fonctionnement de débutaniseur, les paramètres opératoire, généralités sur la simulation et le simulateur Aspen HYSYS

✚ Partie pratique qui comporte un chapitre :

- ✓ Le quatrième chapitre présentera les étapes détaillées d'optimisation des paramètres de fonctionnement du débutaniseur C-102, ainsi que les résultats et la discussion.

Enfin, nous terminerons ce mémoire par une conclusion générale qui résume l'ensemble des résultats de cette étude ainsi que les obstacles et les problèmes que nous avons rencontrés au niveau de module quatre de Hassi R'mel lors du traitement de gaz brute. En plus, nous présenterons des propositions et des recommandations pour améliorer la production du GPL et du condensat.

Chapitre I

*Présentation de la région du Hassi R'mel et du
module processing plant 4*

I.1. Introduction

Le champ gazier du Hassi R'Mel est le pôle économique le plus important au niveau national et international. Il est l'un des plus grands gisements de gaz à l'échelle mondiale. On le considère comme le poumon de l'Algérie, il est réparti en trois secteurs : Nord, Centre et Sud [2].

I.2. Situation géographique du Hassi R'Mel

Hassi R'mel est située à 550 km au sud d'Alger à une altitude de 760 m, le climat est caractérisé par une faible pluviométrie (140 mm par an) et humidité moyenne de 19% en été et de 34% en hiver. Les températures varient de - 2 °C en hiver à + 45 °C en été. Le champ de Hassi R'mel couvre une superficie de 3500 km² (70 km de long sur 50 km de large) (Voir la figure I.1).

Les réserves trouvées en place sont évaluées à plus de 2800.10⁹ m³. Les études du gisement ont prouvé que le réservoir contenait du gaz, du condensat et du GPL, les richesses initiales étaient de 200 g/m³ pour le condensat et de 80 g/m³ pour le GPL. D'autres études ont mis en évidence la présence du pétrole brut tout autour du gisement, mais plus particulièrement dans les parties « Est » et « Sud » du champ. On parle ainsi de présence d'anneaux d'huile pétrole brute [3].

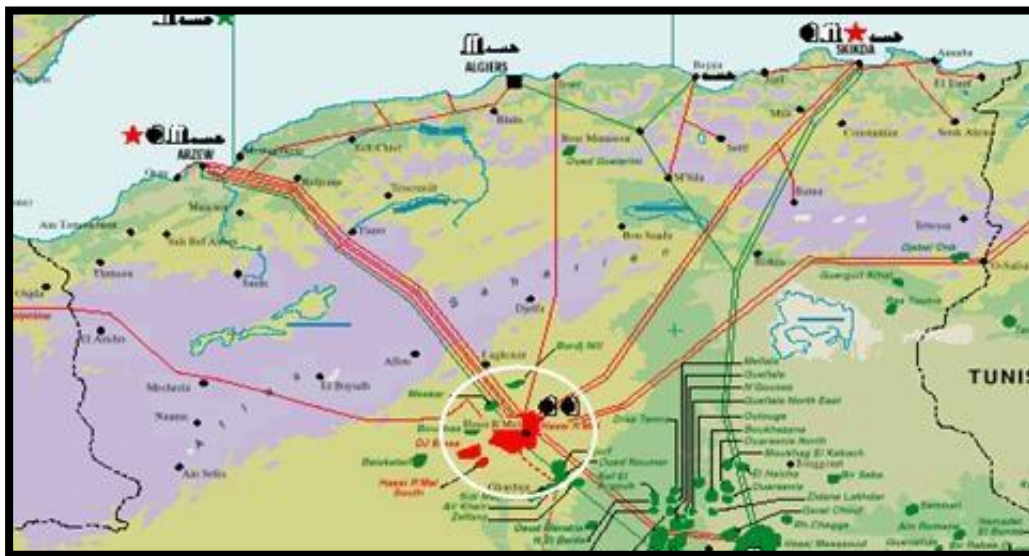


Figure I.1 : Situation géographique de Hassi R'mel [3].

I.3. Historique et les principales étapes du développement du Hassi R'mel

La première campagne intéressant la région a eu lieu en 1951, le forage du premier puit d'exploitation a eu lieu en 1952 à quelques Km de BERRIANE. Dans le champ de Hassi R'mel, le premier puit HR1 a été foré en 1956 sous le sommet de l'anticlinal que constitue le gisement de [4].

Le développement du gisement de Hassi R'mel a été réalisé en plusieurs étapes, répondant à l'évolution économique du pays et au développement technologique du marché du gaz naturel :

En 1961 : Réalisation de deux unités de traitement du gaz avec une capacité de 1,3 milliards m³/an;

En 1969 : Réalisation de 4 unités supplémentaires pour augmenter la capacité à 4 milliards m³/an;

En 1972-1974 : Réalisation de six unités supplémentaires pour arriver à une capacité de 14 milliards m³/an;

En 1975-1980 : Réussir et rendre effectif le plan de développement qui a visé les objectifs suivants :

- ✚ Augmenter la capacité de traitement du gaz de 14 à 94 milliards m³/an;

- ✚ Maximiser le GPL et récupération du condensat.

En 1985 : Réalisation de l'unité de la récupération de gaz d'évasement et production du GPL des modules 0 et 1 ;

En 1981-1993 : Réalisation du centre de traitement d'huile;

En 1987-2000 : Le début en haut des centres de traitement d'huile;

En 1999 : Réalisation de l'unité de récupération du gaz de l'associés SRGA1;

En 2001 : Démarrage du projet Boosting [5];

En 2005 : Mise en service du Boosting;

En 2007 : Mise en service de la station de récupération des gaz associés (SRGA2) complétant la production avec la SRGA1;

En 2013 : Démarrage du projet unité de glycol;

En 2014 : Mise en service d'unité de glycol [6];

En 2021 : Réalisation et mise en service du projet BOOSTING 2 qui est sensé augmenter la pression à l'entrée des modules [7].

I.4. Installations gazières à Hassi R'mel

Les installations gazières à Hassi R'mel sont réparties dans trois zones (Voir la figure I.2) :

✚ Zone centre :

- ✓ Modules de traitement de gaz 0,1 et 4 et les installations communes (Phase B).
- ✓ Centre de stockage et de transfert de fluides (CSTF).
- ✓ Centre national de dispatching de gaz (CNDG).
- ✓ Station de récupérations des gaz associés (SRGA1 et SRGA2).

✚ Zone nord :

- ✓ Module de traitement de gaz 3.
- ✓ Station de compression nord (SCN).

✚ Zone sud :

- ✓ Module de traitement de gaz 2.
- ✓ Station de compression sud (SCS).
- ✓ Centre de traitement de gaz CTG/Djebel Bissa.
- ✓ Centre de traitement de gaz CTG/HR-Sud [7].

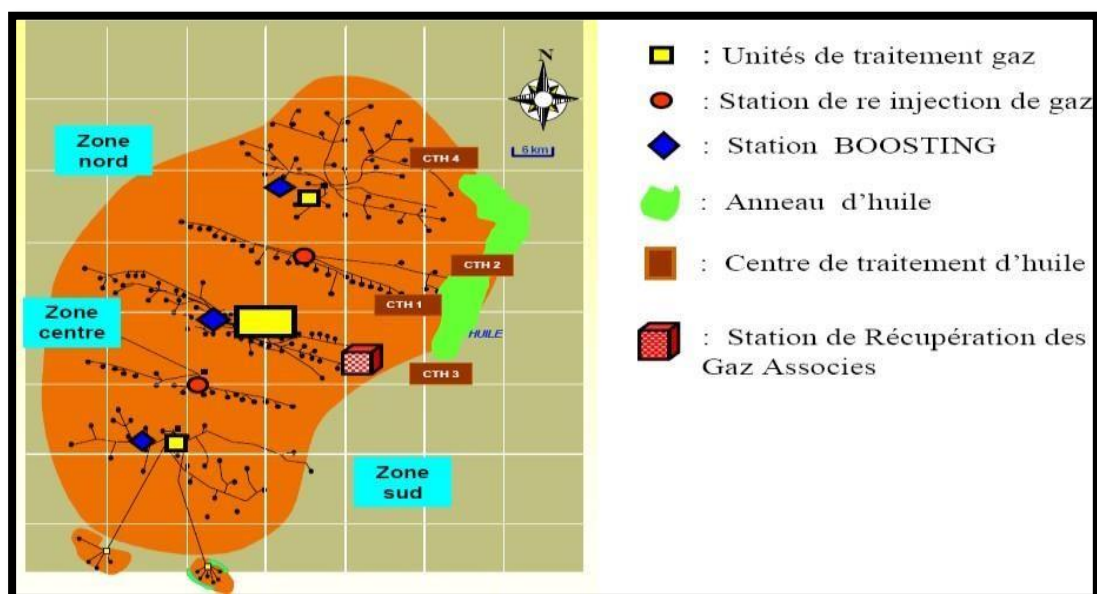


Figure I.2 : Répartition des installations gazières sur Hassi R'mel [8].

I.4.1. Installations productrices

Un module de traitement de gaz est le diminutif de « Module Processing Plant » ou MPP. Il s'agit d'une usine de transformation du gaz brut en produits finis, dont le premier module a été déployé dans le champ de Hassi R'mel, dès les années 1960. Il est le module 0 d'une capacité de 30 millions de m³ et dispose de deux trains de production. Le module 1 d'une capacité de 60 millions de mètres cubes et ses trois trains de production ont ensuite été installés. Chacun de ces modules fonctionne selon le procédé PRITCHARD pour la production de gaz sec, de condensat et du GPL.

Un ensemble d'équipement implanté au milieu des modules permet de produire à partir du GPL le propane liquéfié nécessaire au refroidissement au niveau des modules 0 et 1. Le butane est expédié vers NAFTAL/HR.

Les modules 2, 3 et 4 d'une capacité de 60 million de m³ sont caractérisés par le procédé HUDSON, lequel est basé sur le refroidissement par détente isentropique qu'assure le «Turbo-expander».

I.4.2. Installations récupératrices

Les installations récupératrices à Hassi R'mel sont :

I.4.2.1. Centre de stockage et de transfert des hydrocarbures (CSTF)

La production des modules se traduit essentiellement par l'envoi du gaz de vente vers le CNDG et le condensat avec le GPL sont acheminés vers le CSTF où ils vont être débarrassés de l'eau résiduelle avant d'être expédiées vers la station de pompage SP4.

I.4.2.2. Centre national de dispatching gaz (CNDG)

Le CNDG a pour rôle de collecter toutes les quantités de gaz produits au niveau des installations productrices et des les dispatchers vers les centres de consommation nationale et internationale Italie et Espagne.

I.4.2.3. Centre de traitement d'huiles (CTH)

Cette unité permet de récupérer le pétrole brut stocké dans le champ de Hassi R'mel. Une fois l'eau salée et le gaz associé séparés, le pétrole brut subit une opération de

dessalement avant d'être envoyé au module 0 pour un stockage intermédiaire avant l'expédition à El Hamra.

I.4.2.4. Station de compression

Depuis la pression diminue avec la poursuite de l'exploitation. Cette station assure le maintien de la pression du gaz au niveau du gisement. Ceci est réalisé par réinjection du gaz sec dans le gisement à une certaine pression, ce qui permet de récupérer le maximum des liquides (GPL et condensat).

I.4.2.5. Station de récupération des gaz associés (SRGA)

Les gaz associés provenant des CTH sont recueillis au niveau de SRGA pour être comprimés et injectés dans le collecteur de gaz brut du module 4. SRGA est une unité qui permet de récupérer les gaz initialement brûlés.

I.4.2.6. Stations BOOSTING

La pression du gaz provenant du puits vers les modules diminue progressivement avec le temps. Cela a un impact direct sur la quantité et la qualité des produits et sur l'usine car il est capable de fonctionner à une pression d'entrée compris entre 140 et 100 bars. Pour cette raison, Les stations BOOSTING sont implantées, dont le rôle est d'augmenter la pression du gaz brut reçu par les modules de 100 à 120 bars. Les modules 2 et 3 ont leurs propres stations de BOOSTING alors que les autres modules 0, 1 et 4 en ont un commun [9].

I.5. Présentation du MPP4

I.5.1. Définition

Le MPP4 est un ensemble d'installations qui permettent de récupérer les hydrocarbures lourds des gaz bruts recueillis à partir de nombreux puits et de fabriquer des gaz de vente ou de réinjection. Il se compose de trois trains de même capacité et comportant le même appareillage. Sa production journalière est de 60 000 000 m³/j de gaz sec, 6200 t/j de condensat et de 2400 t/j de GPL [9]. Le schéma du processus du module MPP4 est représenté dans la figure I.3.

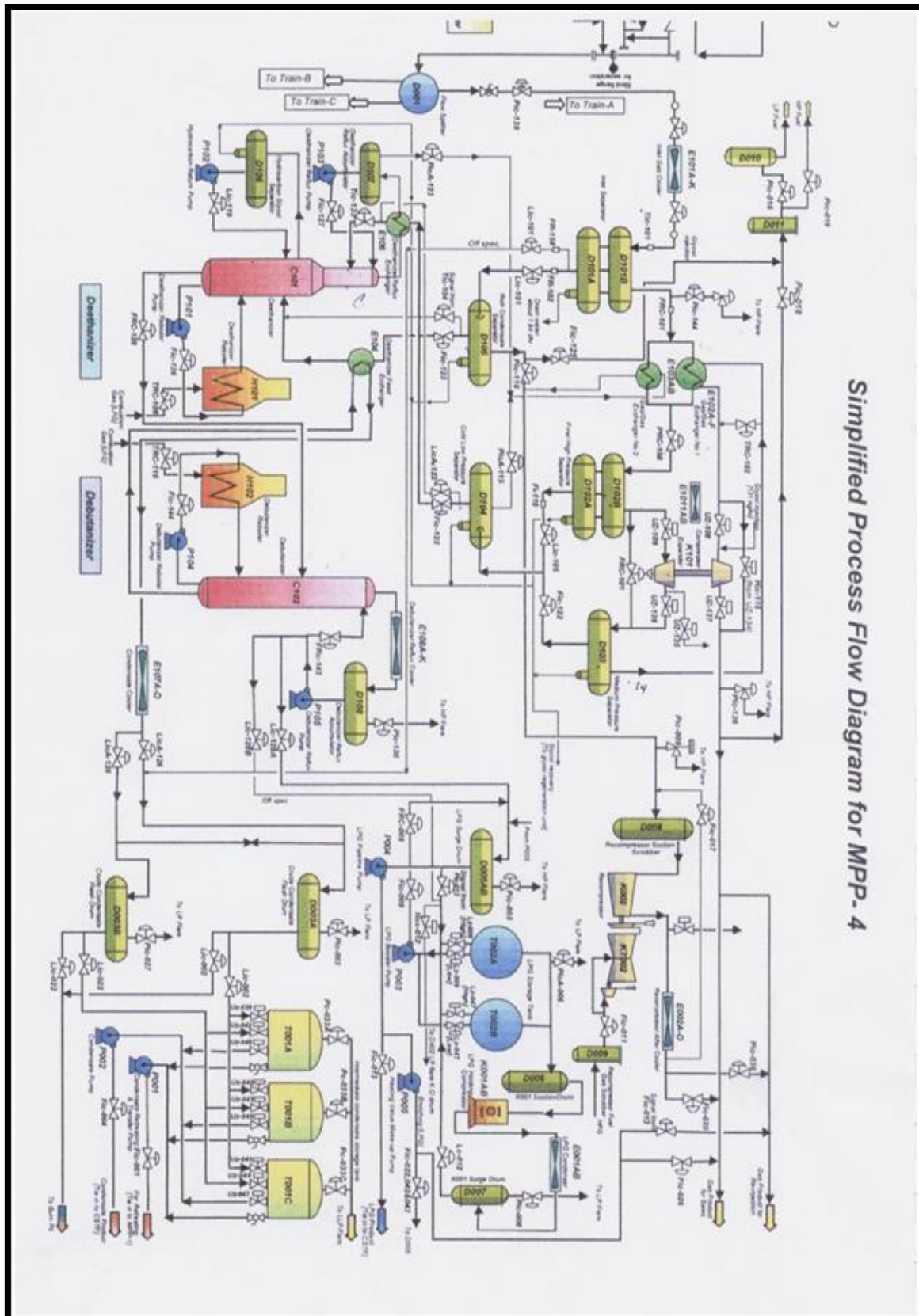


Figure I.3 : Schéma du processus du module MPP4 [11].

I.5.2. Description du procédé de l'unité de traitement de gaz (Module 4)

Les exploitations du MPP4 traite le gaz humide de Hassi R'mel, en œuvrant par le procédé Hudson. Le gaz brut en écoulement à partir des puits, va alimenter le manifold du module à travers les cinq collecteurs de gaz : E1, E2, W4, W6 et W8 [12].

I.5.2.1. Section de séparation à haute pression

Cette section a pour fonction de refroidir le gaz brut à l'aide des aéroréfrigérants E101A/K, des échangeurs gaz/gaz E102A/F, E103 A/B et du turbo-expander K101 afin de condenser et séparer les constituants lourds du gaz. Le schéma de la section à haute pression est montré dans la figure I.4.

Lorsque le gaz naturel brut entre dans le module, sa première destination est vers le ballon diffuseur D001, où il le divise de manière homogène alimentant les trois trains identiques du module à la pression de 100 kg/cm^2 et la température de $60 \text{ }^\circ\text{C}$. La première séparation a lieu après que le gaz brut passe à travers les aéroréfrigérants E101A/K pour abaisser sa température à environ $40 \text{ }^\circ\text{C}$, puis il est dirigé vers D101. Ce type de séparateur (Horizontal double) est dimensionné d'une manière à avoir une grande capacité de récupération d'hydrocarbures liquides et l'eau, qui à son tour sépare les hydrocarbures condensés et l'eau. Le gaz ainsi obtenu passe à travers une batterie d'échangeurs gaz/gaz E102 et E103 coté tubes pour se refroidir à contre courant avec le gaz produit, la température de sortie est de l'ordre de $-6 \text{ }^\circ\text{C}$ et avec une pression de l'ordre de 115 kg/cm^2 , ensuite il est détendu à travers la vanne JOULE -THOMSON indice PRC108, jusqu'à 100 kg/cm^2 . Ce qui a pour effet une diminution de température de l'ordre de $-16 \text{ }^\circ\text{C}$ (Cette détente isenthalpique assure la pression de service de la machine de détente dite : Turbo-expander). Après se diriger vers le ballon D102 où se séparent le gaz et les hydrocarbures liquides.

La formation d'hydrates au niveau de cette batterie d'échangeurs E102 et E103 est une conséquence inévitable de cette chute de température qui se produit sous haute pression. Pour éviter leur bouchage par formation d'hydrates, une solution de monoéthylène glycol (MEG) contenant 80% d'éthylène glycol est injectée en permanence dans le tube d'entrée de la chaleur et elle est capable d'absorber la vapeur d'eau du gaz saturé. Et puis, le glycol hydraté est récupéré au niveau de même ballon tri-phasique D102 qui le sépare par différence de densité. Le glycol hydraté est dirigé vers l'unité de régénération de glycol.

Le gaz provenant du séparateur D102 à 100 kg/cm^2 et -14 °C , se dilate isentropiquement dans le turbo-expander K101, pour abaisser encore sa température jusqu'à -35 °C , les hydrocarbures liquides ainsi obtenus sont séparés dans le ballon D103, et le gaz sec obtenu par cette séparation passe coté calandre des échangeurs E102A/F pour être préchauffé par le gaz brut, puis se dirige vers le coté compresseur du turbo-expander K101 pour acquérir une pression de 74 kg/cm^2 , il est ensuite transféré vers le CNDG qui assure son expédition.

Les hydrocarbures récupérés dans le ballon d'admission D101 se dirigent vers le séparateur de condensat riche D105 où les constituants légers à savoir le C2 sont rectifiés par flash. Les hydrocarbures liquides récupérés vont alimenter la section de fond du déethaniseur C101 (Coté chaud). Les liquides récupérés dans le séparateur D102 et D103 se dirigent vers le ballon D104 puis vers la section supérieure du déethaniseur C101 (Coté froid).

Le gaz provenant du séparateur D104 et celui venant de l'accumulateur de reflux du déethaniseur D107, passent à travers l'échangeur E103, afin de refroidir le gaz brut, puis s'écoulent vers la section de recompression K002 [13].

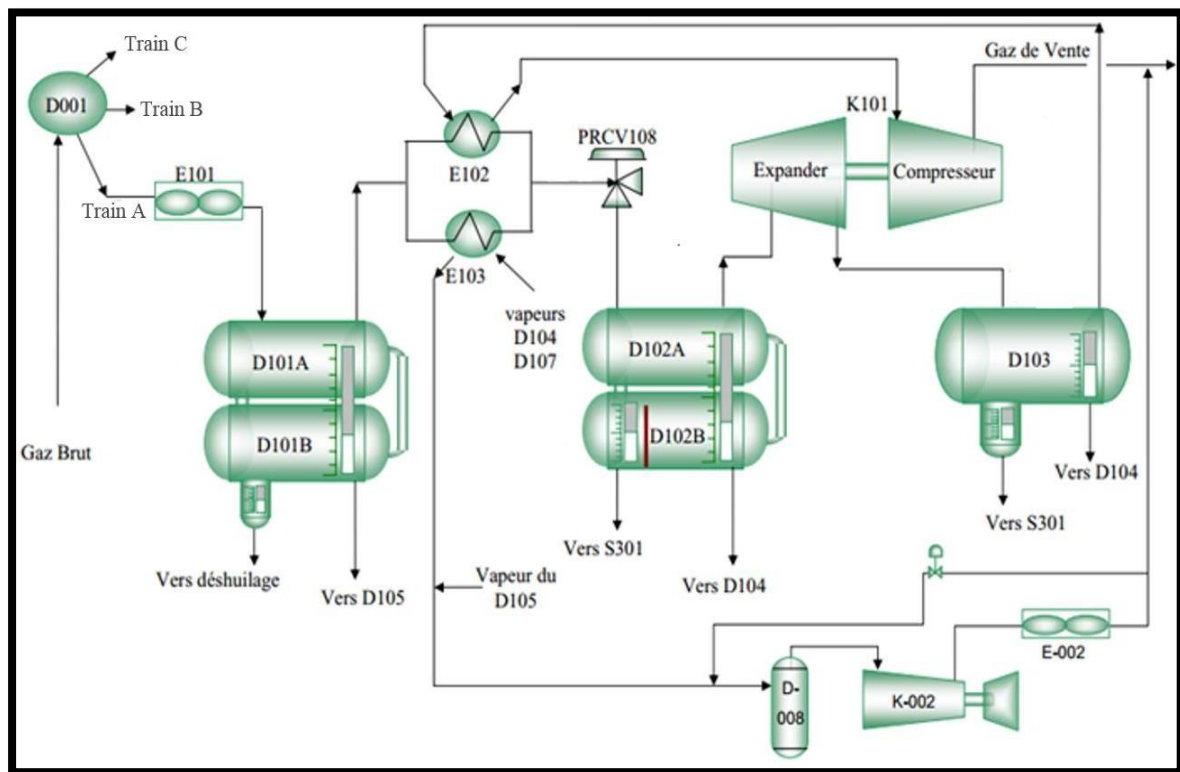


Figure I.4 : Schéma de la section à haute pression [10].

I.5.2.2. Section séparation à basse pression

Après la séparation et la production de gaz dans la section de séparation à haute pression, il en est résulté des quantités d'hydrocarbures condensés à différentes températures. La séparation de ces hydrocarbures en GPL et condensat est l'objectif principal de cette section, et cela se fait en deux étapes, la première étant au niveau de déethaniseur puis la deuxième étape est dans le débutaniseur [13].

a. Colonne de stabilisation C101 (Déethaniseur)

C101 est une colonne de distillation avec condenseur et rebouilleur, elle est utilisée pour séparer les C2 - (Méthane et éthane) du mélange GPL et condensat en tête de colonne et pour minimiser les entraînements du propane avec la vapeur du ballon de reflux D107 de la colonne. La colonne est composée de deux parties froide et chaude séparées par le douzième plateau, appelé plateau accumulateur, alimentée par deux courants. La colonne C101 fonctionne à une pression de 26,52 kg/cm².

La partie froide est composée de douze plateaux et alimentée par la charge issue du D104 au cinquième plateau à - 26,4 °C, avant son entrée à la colonne, elle est utilisée comme fluide réfrigérant du produit de tête de la C101 à travers le condenseur de tête E106. La partie chaude est constituée de seize plateaux, elle est alimentée au vingt et unième plateau par le courant en provenance du séparateur à basse pression D105, après avoir été préchauffée à 130 °C dans l'échangeur E104 côté calandre. La vapeur en tête de colonne est partiellement condensée dans l'échangeur E106 puis flashée dans le ballon D107 à la température - 28,2 °C.

Le Gaz généré du flash est envoyé à la section de compression K002, tandis que le liquide est pompé au premier plateau comme reflux à - 28,2 °C. Pour éviter la formation des hydrates dans le condenseur et la partie froide de la colonne, une solution monoéthylène glycol (MEG) est injectée dans le côté tube du E106 ainsi que du côté refoulement des pompes de reflux P103A/B (Voir la figure I.5). Les hydrocarbures liquides accumulés dans le douzième plateau, sont acheminés à l'extérieur de la colonne et séparés du glycol dilué dans le séparateur D106. Les liquides issus du point de flash sont réintroduits au treizième plateau, la partie chaude de la colonne, tandis que la vapeur est envoyée au douzième, partie froide de la colonne. La chaleur nécessaire pour la vaporisation partielle du résidu, produit de fond de la C101 est assurée par le rebouilleur H101, ainsi les hydrocarbures lourds quittant le fond de la colonne alimentent directement le vingt et unième plateau du débutaniseur [5].

Une quantité du produit de fond du débutaniseur est transféré par la pompe P104, ce liquide circule vers le rebouilleur H102 d'où il sort avec une température de 212 °C puis retourne à la partie inférieure de la colonne.

Le produit de fond du débutaniseur est extrait en tant que condensat, après avoir effectué un échange thermique dans l'échangeur d'alimentation du déethaniseur E104, il est ensuite refroidi dans le réfrigérant à condensat E107, ces résidus s'écoulent vers la section stockage et de transfert des condensats [5] (Voir la figure I.6).

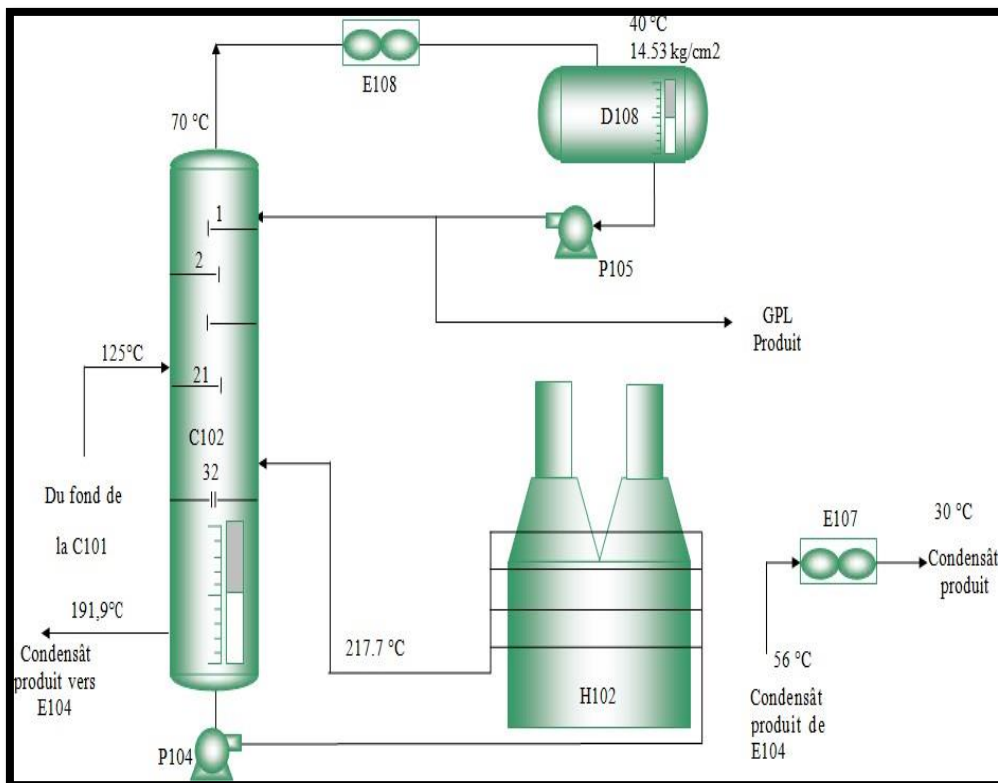


Figure I.6 : Schéma de la section à basse pression (Débutaniseur) [7].

I.5.2.3. Section de recompression et de transfert du gaz

a. Stockage et expédition du GPL

Le GPL est obtenu en tête de débutaniseur dans le ballon de reflux D108, une partie assure le reflux froid de cette colonne, et l'autre partie est refoulée vers le ballon D005A-B, à partir desquels il est aspiré par les pompes P004A/C qui refoulent vers CSTF comme produit final et parfois une quantité de GPL est refoulée vers l'aspiration des pompes P005A/C d'injection du GPL dans le gaz de vente pour l'enrichir.

Le GPL off-spec est transféré vers les sphères T002A-B, à partir des quels il est aspiré par les pompes P003A-B pour son retraitement au niveau des trains.

b. Holding-recompresseur de GPL

L'augmentation de la pression des vapeurs de GPL produites dans les sphères T002A-B conduit les opérateurs à faire démarrer le compresseur K001A-B. Ce dernier est un compresseur du type à piston et sa rotation est assurée par un moteur électrique, il permet la compression des vapeurs jusqu'à 7 kg/cm^2 , ainsi comprimées ces vapeurs qui passent à travers les aéroréfrigérants E001 pour se condenser, le GPL liquide est ensuite collecter dans le ballon D007 (Ballon de décharge du compresseur K001), puis retourne dans les sphères.

c. Stockage et expédition du condensat

Le module contient trois bacs de stockage T001A/C pour le stockage du condensat on-spec et off-spec. Actuellement le condensat produit est directement transféré à partir du ballon D003B vers le CSTF par le biais des pompes P002A/C. Le produit off-spec est envoyé vers le bac T001A pour être retraité dans le débutaniseur.

Au niveau des ballons D003A/C, il y a vers les torches à basse pression à travers les PIC003 et PIC027.

Les bacs de stockages contiennent également, par sécurité, l'évacuation des gaz et vapeurs vers les torches à très basse pression par les vannes PIC033A/C [13].

I.5.2.4. Unité de régénération du glycol

Le glycol hydraté venant des trains A-B-C, et ayant une concentration en glycol de 73%, une pression égale à 8 Kg/cm^2 et à une température de -10 °C . Il entre directement dans le condenseur de tête (Tube en U) incorporé dans le haut de la colonne. Ainsi préchauffé à 25 °C , le glycol hydraté passe ensuite par la batterie d'échangeurs E103 A/F, des quels il sort avec une température avoisinant les 100 °C . L'huile contenue dans le glycol est séparé dans le ballon séparateur d'huile D302, le glycol est ensuite transféré à travers les filtres de glycol S302 A/B, pénètre dans la colonne C301 au niveau du plateau intermédiaire.

Au niveau de la colonne, l'excès d'eau est séparé dans le glycol, et cela en maintenant une température de tête et une température de fond fixes. La température de tête assurée par le

condenseur de tête a pour rôle de garder la concentration du glycol régénéré à 80% et la température de fond de la colonne est assurée par le rebouilleur H-301.

Le reflux chaud est assuré par le rebouilleur H-301, qui est alimenté du fond de la colonne à 120 °C, et entre dans la colonne sous le dernier plateau avec une température de 130 °C. Le produit final est soutiré du fond de la colonne avec les pompes, pour être refouler à 9 kg/cm² et 120 °C à travers le coté calandre des échangeurs, il est ensuite acheminé vers le ballon tampon de glycol D202 A/B à 40 °C. A partir de ce ballon, le glycol à 80% est injecté dans les trains par des pompes à pistons avec 135kg/cm². Ces ballons sont reliés à un bac de stockage de glycol pur [15].

I.5.2.5. Sections d'utilités

a. Traitement des eaux

Cette unité est conçue pour le traitement des eaux brutes pour des utilisations spécifiques, telles que : Eau potable, eau de service, eau de refroidissement et eau incendie [13].

b. Air instruments et air service

L'unité de production de l'air produit la quantité d'air instruments et service pouvant satisfaire les besoins du module. Mais actuellement l'air service est livré par de nouveaux compresseurs installés au CSTF, si le besoin accroit, l'un des compresseurs du module sera démarré. L'air service est utilisé généralement pour le nettoyage des équipements lors de leur révision, l'air service est tout simplement l'air atmosphérique débarrassé des poussières et des particules solides et cela au niveau des filtres [5].

c. Gaz inerte

La méthode utilisée au module 4 pour obtenir le gaz inerte est l'adsorption. L'air comprimé arrivant du compresseur d'air K401 passe par un éliminateur de matière en suspension (D408). Ensuite il entre dans l'un des ballons qui travail alternativement (S408) où l'oxygène est adsorbé par des granulés de charbon actif et l'humidité est éliminée par des tamis moléculaires. L'azote sortant a une pureté de 99% [13].

d. Gaz combustible

Cette section permet d'envoyer le gaz combustible vers les différents équipements :

- ✚ 4 kg/cm² pour l'alimentation des fours;
- ✚ 14 kg/cm² pour l'alimentation de K002;
- ✚ 7 kg/cm² pour les torches [13].

e. Torches

Il existe trois types de torches : Torche à haute pression, à basse pression et à très basse pression.

f. Electricité

L'énergie est fournie par le réseau SONELGAZ arrive au poste de livraison de 30 KV (Extérieur), implanté dans la zone MPP4.

j. Laboratoire

Le laboratoire est effectué pour les analyses des produits finis comme le GPL, le condensat et le gaz de vente pour voir s'ils répondent aux spécifications demandées [13].

Au niveau de ce laboratoire, trois types d'analyses sont réalisées : les analyses de routine, les analyses programmes et les analyses occasionnelles (Voir tableau I.1) [16].

Tableau I.1 : Spécification des produits finis [16].

Produit	Analyse	Spécification
Les analyses de routine		
GAZ	Composition molaire	9350 Kcal /m ³ ≤ PCS ≤ 9450 Kcal /m ³ (Le PCS mesuré a 15 °C et 1 bars) La teneur maximale en C ₅ ⁺ : 0,5%
	Humidité	≤ 50 ppm
	Point de rosée	≤ -6 °C a 80 bars
GPL	Composition molaire	La teneur en C ₂ ⁻ < 3% La teneur en C ₅ ⁺ < 0,4%
Condensat	Tension de vapeur Reid	≤10 psi (pound square inch)

	(TVR à 37,8°C)	
Eau des séparateurs D101	pH	Suivi de l'évolution en fonction de l'injection de l'inhibiteur de corrosion
	Salinité	
	Fer	
Les analyses programmées		
Eau des collecteurs	pH	Suivi de l'évolution en fonction de l'injection de l'inhibiteur de corrosion
	Salinité	
	Fer	
Eau de refroidissement	PH	
	Salinité	
	Fer	
Air instrument	Point de Rosée a pression de service	$\leq - 10^{\circ}\text{C}$
Huile de lubrification	Viscosité cinématique à 40°C	Selon le type d'huile
Les analyses occasionnelles		
<ul style="list-style-type: none"> ✚ Les analyses de pH, salinité, et fer de l'eau libre des puits producteurs de gaz. <ul style="list-style-type: none"> ➤ Ces analyses sont réalisées à la demande du service puits. ✚ Les analyses de glycol, gaz, GPL.... En cas perturbation du processus. <ul style="list-style-type: none"> ➤ Ces analyses sont réalisées à la demande du service d'exploitation local. 		

I.6. Conclusion

Ce chapitre est consacré à la présentation de la région Gazière de Hassi R'mel, qui comprend plusieurs unités de traitement comme le MPP4 et d'autres unités d'utilités comme boosting, CNDG, CSTF...etc. La situation géographique et le développement de la région de Hassi R'mel ont été présentés. Ensuite, nous avons parlé sur le procédé de traitement des gaz utilisé dans le MPP4 qui comporte : La section de séparation à haute pression, la section de séparation à basse pression et la section d'utilité du module.

Dans le chapitre qui suit, nous présenterons la description du gaz naturel.

Chapitre II

Généralités sur le gaz naturel

II.1. Introduction

Le gaz naturel est la troisième source d'énergie primaire la plus utilisée dans le monde, après le pétrole et le charbon en raison de ses avantages sur le plan économique et environnemental. Il compte aujourd'hui pour plus de 20% de la consommation énergétique mondiale. Avec la demande croissante du gaz naturel, la mise en œuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de l'extraction aux utilisateurs, en passant par le stockage, le transport et la distribution [17].

II.2. Gaz naturel

Le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures à tendance paraffinique incolore, inodore, insipide et plus léger que l'air utilisé comme source d'énergie. Il est considéré comme un combustible plus propre et plus respectueux de l'environnement que la plupart des autres combustibles fossile

II.2.1. Historique du gaz naturel

Le XIX siècle est considéré comme le point de départ de l'industrie du gaz. Tout d'abord le gaz manufacturé obtenu à partir du charbon, le gaz est principalement utilisé pour l'éclairage. Le gaz formé d'un mélange d'oxyde de carbone et d'hydrogène est produit par gazéification du charbon en présence de vapeur d'eau. Le « gaz de ville » ou « gaz à l'eau » est encore utilisé en France au lendemain de la seconde guerre mondiale.

L'exploitation à grande échelle du gaz naturel présent dans le sous-sol est relativement récente. Son essor a suivi celui du pétrole, car la valorisation d'un « gaz » s'avérait plus difficile que celui d'une « Huile », du fait notamment d'une plus grande difficulté de transport [18].

II.2.2. Origine du gaz naturel

Sur notre planète, vivent et meurent en permanence une multitude d'organismes, appartenant aux règnes animal et végétal, composés pour l'essentiel de carbone, d'hydrogène, d'azote et d'oxygène. Le gaz naturel est un combustible fossile formé par la décomposition de matière végétale et animale enfouie dans des roches sédimentaires. Sous l'effet de la chaleur et de la pression, cette matière se transforme en hydrocarbures solides, liquides ou gazeux. On peut classer les gaz naturels selon leur origine en :

- ✚ **Gaz bactérien** : Ce mode est dû à l'action de bactéries sur les débits organiques qui accumulent le sédiment, le gaz formé est appelé gaz bactérien ou organique. Un tel gaz est produit à des profondeurs qui généralement, n'excèdent pas quelques centaines de mètres et comprend du méthane relativement pur. Le méthane bactérien représente environ 20% des réserves actuellement connues;
- ✚ **Gaz inorganique** : Ce mode reste très secondaire. Les gaz volcaniques ou les sources hydrothermales contiennent parfois du méthane et les inclusions fluides des roches métamorphiques ou magmatiques renferment souvent des hydrocarbures légers, principalement du méthane.
- ✚ **Gaz thermique** : Ce mode est formé par la dégradation de la matière organique, appelée « Kérogène », accumulée dans les sédiments fins, en particulier les argiles. Cette dégradation se produit sous l'effet combiné de la température et de la pression, vont subir une dégradation thermique qui va donner à cote des hydrocarbures une large gamme de composés non hydrocarbonés [17].

II.2.3. Composition du gaz naturel

Le composant principal du gaz naturel est le méthane (souvent plus de 75% à 95%), viennent ensuite les hydrocarbures saturés (Ethane, butane, propane et pentane) dont les proportions décroissent avec l'augmentation du nombre d'atomes de carbone et à des concentrations plus faibles, des hydrocarbures plus lourds [19].

Les hydrocarbures en C3 et C4 forment la fraction gaz pétrole liquéfié (GPL). La fraction la plus lourde correspondant aux hydrocarbures à cinq atomes de carbone ou plus (FractionC₅⁺) est appelée condensât (Gazoline). Le gaz naturel peut contenir des constituants autres que des hydrocarbures, notamment de l'eau, des gaz acides (Le dioxyde de carbone et l'hydrogène sulfuré), de l'azote, de l'hélium, de faibles quantités d'hydrogène ou d'argon et même parfois des impuretés métalliques telles que le mercure et l'arsenic. La composition du gaz naturel n'est jamais la même [20].

A titre indicatif, les gammes de compositions des principaux constituants des gaz sont reportées dans le tableau II.1 ainsi que les valeurs extrêmes observées sur certains champs plus atypiques.

Tableau II.1 : Composition des gaz [21].

Composé	Gamme moyenne	Min – Max observé
CO ₂	2 à 20% vol	0 – 70% vol
H ₂ S	0 à 20% vol	0 – 40% vol
CH ₄	70 à 95% vol	30 – 98% vol
C ₂ H ₆	2 à 10 % vol	0 – 20% vol
C ₃ H ₈	0 à 4% vol	0 – 15% vol
C ₄ ⁺	0 à 3% vol	0 – 10% vol
BTX (Benzène, Toluène, Xylènes)	0 à 0,1% vol	0 – 0,5% vol
RSH	0 à 400 ppmv	0 – 1 000 ppmv
COS	0 à 100 ppmv	0 – 400 ppmv
CS ₂	0 à 5 ppmv	0 – 10 ppmv
H ₂ O	0 à 0,2% vol	0 – 0,5% vol
N ₂	0 à 5% vol	0 – 30% vol

II.2.4. Propriétés du gaz naturel

Le gaz naturel est un mélange gazeux d'hydrocarbures saturés, il possède des propriétés physiques et chimiques.

II.2.4.1. Propriétés physiques

Les propriétés physiques du gaz naturel sont résumées dans le tableau II.2.

Tableau II.2 : Propriétés physiques du gaz naturel [22].

Propriété	Indication
Odeur et apparence	Gaz incolore et inodore mais contenant un produit odorant (mercaptan pour la détection des fuites)
Masse molaire	16,7g/mole
Densité de vapeur à 15°C	0,58 (plus léger que l'air =1)
Masse volumique	0,72 g/cm ³
Point de liquéfaction	109 K
Point de solidification	88 K
Solubilité dans l'eau	0,00023 g/mole
Pourcentage de substances volatiles (%)	100%

II.2.4.2. Propriétés chimiques

Le gaz naturel est le combustible fossile le moins polluant, il est composé principalement de méthane (95%) et d'éthane (2%) avec un peu d'inerte : CO₂ (< 2%) et N₂ (< 3%). La forme gazeuse du gaz naturel, lors de la combustion, libère une importante quantité de chaleur. La teneur maximale en inerte est réglementée mais pas la composition en hydrocarbure, c'est le pouvoir calorifique qui est réglementé [23].

II.2.5. Caractéristique du gaz naturel

Les gaz naturels au stade final de leur exploitation peuvent être caractérisés essentiellement par trois propriétés : La densité, le pouvoir calorifique et la composition chimique.

II.2.5.1. Densité

La densité d'un gaz est définie comme le rapport de la masse volumique du gaz dans des conditions de référence sur la masse volumique de l'air dans les mêmes conditions, en se référant soit aux conditions normales, soit aux conditions standards. On se réfère à des conditions dites normales et standards :

- ✚ Conditions normales: Température : 0 °C, Pression : 1 atm = 101 325 Pa (1 atm).
- ✚ Conditions standards : Température : 15 °C, Pression : 1 atm = 101 325 Pa (1 atm).

La densité d'un gaz naturel est mesurée par des balances qui permettent de comparer à une même température la poussée d'Archimède exercée sur un flotteur par de l'air et par le gaz à étudier.

La densité d'un gaz peut être aussi obtenue à partir de sa masse moléculaire que ton peut définir au moyen de sa composition chimique en utilisant la relation suivante [18].

$$\text{Densité du gaz} = \frac{\text{Masse moléculaire}}{28,966} \quad (\text{II.1})$$

II.2.5.2. Pouvoir calorifique

Les transactions commerciales sur le gaz naturel sont généralement basées sur le contenu énergétique du gaz, obtenu en multipliant les volumes mesurés par le pouvoir calorifique supérieur.

Le pouvoir calorifique d'un combustible à T (°C) est la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une quantité unitaire de ce combustible, la combustion étant effectuée à la pression atmosphérique, les éléments de combustion étant pris à T (°C) et les produits de combustion ramenés à cette même température.

Pour un gaz le pouvoir calorifique s'exprime en joules par mètre cube mesuré dans les conditions de référence. Différentes températures de référence sont considérées : 0 °C, 15 °C, et 25 °C. Ce choix affecte peu la valeur du pouvoir calorifique [18].

On a coutume d'utiliser deux valeurs de pouvoir calorifique:

- ✚ **Pouvoir calorifique supérieur (PCS)** : Correspond à la chaleur totale dégagée lorsque tous les produits de la combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau formée étant à l'état liquide.
- ✚ **Pouvoir calorifique inférieur (PCI)** : Correspond à une réaction de combustion dans laquelle l'eau resterait à l'état de vapeur. Le pouvoir calorifique Supérieur diffère du pouvoir calorifique inférieur d'une quantité qui est égale à la chaleur latente de vaporisation de l'eau.

On mesure le pouvoir calorifique d'un gaz par combustion dans un calorimètre. On peut aussi le déterminer indirectement à partir de sa composition chimique.

Le pouvoir calorifique supérieur d'un gaz naturel dépend de sa composition et est de l'ordre de 40 méga joules par mètre cube nominal [24].

II.2.5.3. Composition chimique

Plus que le type du gaz naturel, c'est la composition chimique du gaz qui est la plus importante puisqu'elle conditionne les traitements qu'il devra subir afin de répondre aux spécifications de son transport. Elle indique la nature des composés hydrocarbures et autres constituant du gaz et leur importance relative dans le mélange par l'intermédiaire de leur fraction volumique ou moléculaire.

La composition chimique d'un gaz est utilisée pour les études de valorisation. Elle sert aussi à calculer certaines de ses propriétés en fonction de la pression et de la température (Compressibilité, densité) et à définir les conditions de son traitement lors de l'exploitation (Extraction des produits liquides). Plusieurs exemples de composition chimique de gaz seront utilisés dans la suite de cet ouvrage [24].

II.2.6. Différents types de gaz naturel

Il existe plusieurs formes de gaz naturel, se distinguant par leur composition et le type de réservoirs dans lesquels ils se trouvent.

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 (non associé) :** Dans les conditions de production de ce gaz, il n'y a pas une formation de phase liquide et le gaz est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane, c'est-à-dire les conditions de formation ne favorisent pas la phase liquide.
- ✚ **Gaz humide :** Est le gaz formant une phase liquide en cours de production dans les conditions de surface sans qu'il y ait condensation rétrograde dans le gisement. La phase liquide est formée suite à la pression élevée et l'action des bactéries anaérobies. Un tel gaz est normalement moins concentré en méthane qu'un gaz sec.
- ✚ **Gaz associé :** Le gaz de pétrole associé (APG), ou gaz associé, est une forme de gaz naturel qui coexiste dans la roche-réservoir avec un gisement de pétrole et peut être présent sous forme de gaz dissous dans l'huile, ou sous forme de gaz de couverture situé au-dessus de la réserve de pétrole.

- ✚ **Gaz à condensat:** Dans le cas d'un gaz à condensat, une phase liquide se forme dans le réservoir, au cours de la production par condensation rétrograde, la phase condensée est riche en constituants lourds et la composition du gaz produit évolue en fonction du temps [25].

II.2.7. Utilisations du gaz naturel

Le gaz naturel est une source d'énergie polyvalente qui peut être employée dans des domaines très variés.

II.2.7.1. Chauffage

Le chauffage au gaz fonctionne grâce à la combustion d'un gaz naturel comme source d'énergie. Ce gaz naturel est acheminé jusqu'au logement par un réseau et des installations dédiés.

II.2.7.2. Production d'électricité

Les centrales électriques au gaz nécessitent des investissements et des coûts opératoires plus faibles. Celui-ci est essentiel dans les endroits qui n'ont pas accès à l'hydroélectricité ou à d'autres formes de production d'électricité.

La flexibilité et la souplesse d'utilisation des centrales au gaz assurent une parfaite complémentarité avec les énergies renouvelables, qui sont par nature intermittentes (La part du gaz dans la production d'électricité mondiale est passée de 18% en 2000 à 24% en 2016).

II.2.7.3. Carburant de transport

Lorsque le gaz naturel est utilisé comme carburant pour le transport, il est soit comprimé (gaz naturel comprimé ou GNC), soit liquéfié (gaz naturel liquéfié ou GNL). Plusieurs entreprises du secteur des transports misent aujourd'hui sur une flotte de véhicules au gaz naturel. Sur le territoire canadien par exemple, plus de 20 000 de ces véhicules sont utilisés pour transporter des voyageurs ou des marchandises. Cette utilisation grandissante du gaz naturel en tant que carburant n'est pas le fruit du hasard. En effet, les avantages de ce combustible sont nombreux pour les compagnies de transport :

- ✚ Les véhicules au gaz naturel émettent de 10 à 25% moins de gaz à effet de serre (En comparaison avec les véhicules diesel).

- ✚ Les véhicules au gaz naturel permettent des économies de carburant de l'ordre de 30 à 40% par kilomètre parcouru.
- ✚ Les véhicules au gaz naturel sont beaucoup plus silencieux, c'est un avantage surtout dans les villes urbaines surpeuplées.

II.2.7.4. Fabrication d'engrais

Les engrais azotés simples sont fabriqués à partir de l'ammoniac, obtenu par la combinaison de l'azote de l'air et de l'hydrogène provenant du gaz naturel. En 2021, le gaz naturel est la matière première adoptée pour 72% des capacités mondiales de production de NH_3 , soit 20% de la demande de gaz naturel [26].

II.2.7.5. Industrie pétrochimique

L'avenir de la pétrochimie passe par le gaz naturel. Il pourrait même devenir « la matière première des grands monomères ». De nombreux produits pétrochimiques sont dérivés du gaz naturel, dont l'éthane, le butane et le propane, les éléments de base utilisés dans la fabrication de plastiques. Ce qui est un composant indispensable dans la plupart des industries [27].

II.2.8. Avantages du gaz naturel

Le gaz naturel présente de nombreux avantages par rapport aux autres sources d'énergie fossiles, notamment plusieurs aspects qui en font augmenter la demande jour après jour, dont les plus importants sont peut être les suivants :

II.2.8.1. Aspect économique

Le gaz naturel est plus rentable que les autres combustibles fossiles. En fait, la centrale électrique la plus efficace alimentée avec du gaz naturel a un coût d'investissement de 1 100 dollars par kilowatt, selon l'IEA, par rapport au coût de 3 700 dollars associé à la centrale la plus efficace alimentée avec du charbon.

II.2.8.2. Aspect environnemental

Le gaz naturel, lorsqu'il est consommé, émet 25% moins de dioxyde de carbone que le pétrole, et moitié moins que le charbon, avec respectivement 55,75 et 100 kilogrammes de CO_2 émis par Giga joule de chaleur produite. Le gaz naturel émet par ailleurs très peu de particules fines (cinq fois moins que le mazout), lesquelles peuvent être responsables

d'importants troubles respiratoires. Par rapport aux autres énergies fossiles, la combustion produit également moins d'oxyde d'azote, un gaz à effet de serre.

II.2.8.3. En termes d'abondance

Il est estimé que les réserves de gaz de la planète comptent presque 7 quadrillions de pieds cubes. Selon l'Agence Internationale de l'Énergie (IEA), avec la consommation courante, les quantités récupérables de gaz naturel pourraient être suffisantes pour au moins deux siècles sans compter les innovations anticipées en termes de sources renouvelables.

II.2.8.4. En termes de transport

Tous les carburants doivent être transportés de leurs sources jusqu'aux maisons ou espaces commerciaux où ils seront utilisés pour générer de l'énergie et le transport du gaz naturel est le plus sûr et le plus facile. Il est plus léger que le pétrole et le charbon. Il est facile à transporter par pipelines ou, sous forme liquéfiée, par navires-citernes [28].

II.2.9. Opérations de production du gaz naturel

II.2.9.1. Exploration

Le pétrole et le gaz se trouvent dans les profondeurs du sous-sol depuis des millions d'années. La prospection du pétrole et du gaz nécessite des connaissances en géographie, en géologie et en géophysique. Le pétrole brut et le gaz est présent, en général, dans des formations géologiques particulières, que l'on trouve sous divers types de terrains et dans des climats très divers. Les études peuvent se réaliser sur la terre (on shore) et en mer (offshore) (Voir la figure II.1 et II.2)

Après avoir choisi une zone intéressante, on procède à de nombreux levés géophysiques et à des mesures afin d'obtenir une évaluation précise des formations souterraines et d'identifier les réserves potentielles de gaz techniquement et économiquement exploitables, notamment, aux levés suivants:

- ✚ **Levés magnétométriques :** Des magnétomètres suspendus à des avions mesurent les variations du champ magnétique terrestre afin de localiser les formations de roches sédimentaires dont le magnétisme est généralement inférieur à celui d'autres roches.
- ✚ **Levés photogrammétriques aériens :** Des photographies prises d'avion et avec des appareils spéciaux permettent d'obtenir des vues de la Terre en trois dimensions, qui

sont utilisées pour localiser les formations terrestres susceptibles de recéler des gisements de pétrole et de gaz.

- ✚ **Levés gravimétriques :** Comme la présence d'énormes masses de roche dense augmente la force de la pesanteur, on utilise des gravimètres qui permettent d'obtenir des données sur les formations sous-jacentes en mesurant les infimes variations de la pesanteur.
- ✚ **Levés stratigraphiques :** L'échantillonnage stratigraphique consiste à analyser des carottes de roches souterraines afin d'y rechercher des traces de gaz et de pétrole. Une longueur de roche cylindrique, appelée carotte, est découpée par un trépan creux et poussée vers le haut dans un tube (carottier) attaché au trépan. Le carottier est ramené à la surface et la carotte est retirée pour être analysée
- ✚ **Levés radiographiques :** La radiographie consiste à utiliser des ondes radio pour obtenir des informations semblables à celles fournies par les levés sismiques
- ✚ **Levés sismiques :** Les études sismiques fournissent des informations sur les caractéristiques générales de la structure souterraine. La sismique réflexion est la méthode principale des physiciens pour repérer des gisements potentiels. On obtient les mesures à partir d'ondes de choc produites par l'explosion de charges placées dans des trous de petit diamètre, à l'aide d'appareils sur terre et dans l'eau qui produisent des vibrations ou des percussions, et par des décharges sous-marines d'air comprimé. Le temps qui s'écoule entre le début de l'onde de choc et le retour de l'écho sert à déterminer la profondeur des couches réfléchissantes. L'utilisation des ordinateurs à grande puissance pour produire des images en trois dimensions améliore considérablement l'évaluation des résultats des essais sismiques [29].

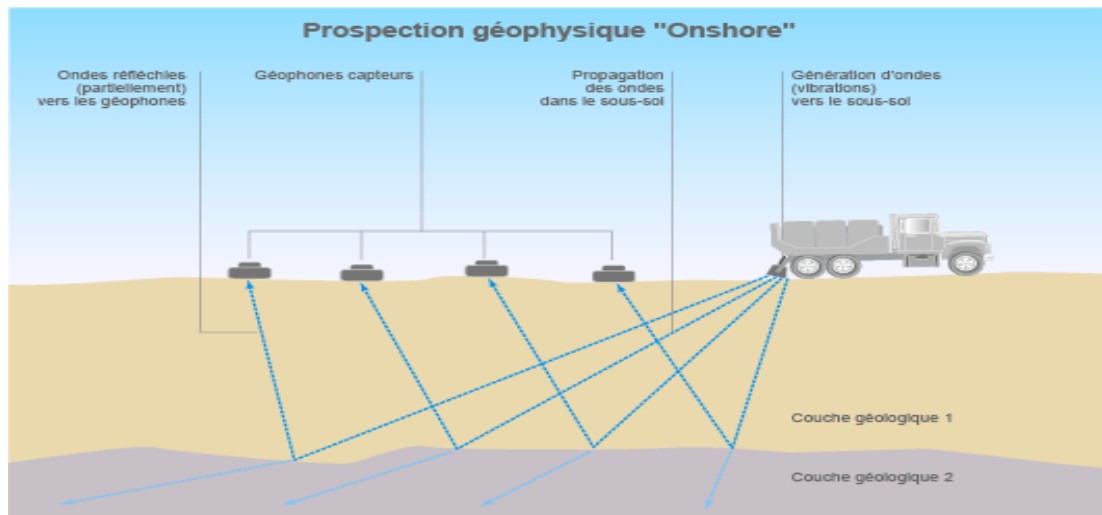


Figure II.1 : Prospection géophysique (Levés sismiques) sur terre [30].

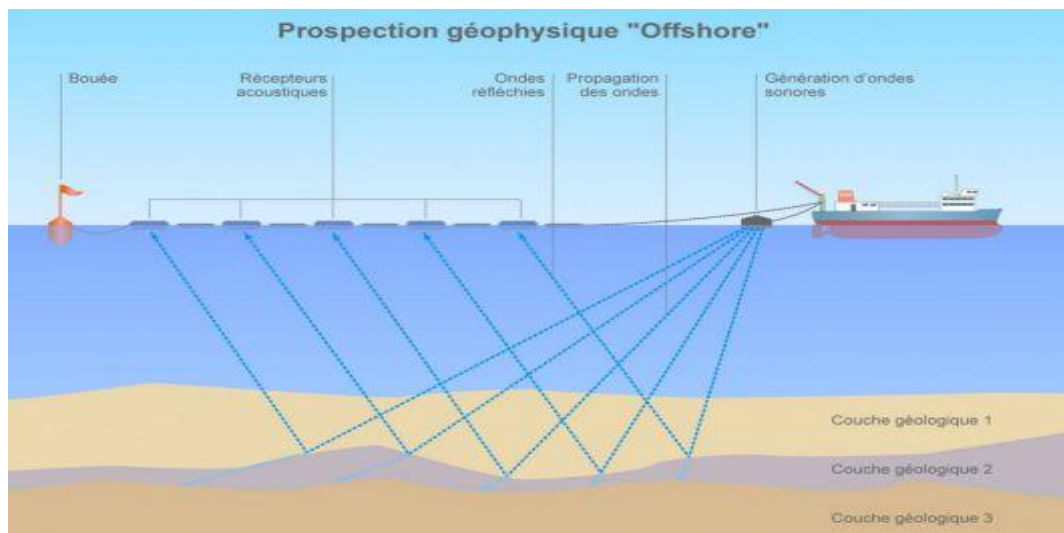


Figure II.2 : Prospection géophysique (Levés sismiques) offshore [30].

Après l'analyse des données géologiques et les levés géophysiques, on procède au forage de puits d'exploration, à terre ou en mer pour déterminer s'il y a ou non du pétrole ou du gaz et, dans l'affirmative, si celui-ci est extractible et exploitable en quantités commercialement viables. Le forage d'exploration permet de lever ou de réduire de nombreuses incertitudes sur le prospect, sur la présence ou non d'hydrocarbures, sa nature et les volumes des réserves, mais les interrogations peuvent subsister sur la rentabilité, sur la forme du gisement et sur l'homogénéité de ses caractéristiques. Il est donc nécessaire de forer plusieurs puits en divers emplacements du gisement, pour mieux délimiter celui-ci et pouvoir choisir les meilleurs emplacements pour les futurs puits de production. Ces puits complémentaires constituent le programme d'appréciation, au terme duquel on décidera

d'exploiter le gisement ou de l'abandonner. Ceux qui permettent de découvrir du pétrole ou du gaz sont appelés « puits de découverte ». Un forage qui ne permet pas de trouver du pétrole ou du gaz, ou seulement d'en trouver trop peu pour une exploitation économique, est appelé « puits sec » ou « forage improductif ». Malgré les avancées technologiques récentes, aucune méthode ne garantit le succès et l'exploration reste incertaine tant que des puits n'ont pas été forés et testés [29].

II.2.9.2. Extraction

Une fois le potentiel d'un gisement confirmé, d'imposantes infrastructures de forage sont installées sur terre ou en mer à la verticale du puits de forage. En pratique, une tour de forage est érigée pour manœuvrer une tête de forage équipée de dents en acier très dur ou en diamant (Voir la figure II.3).

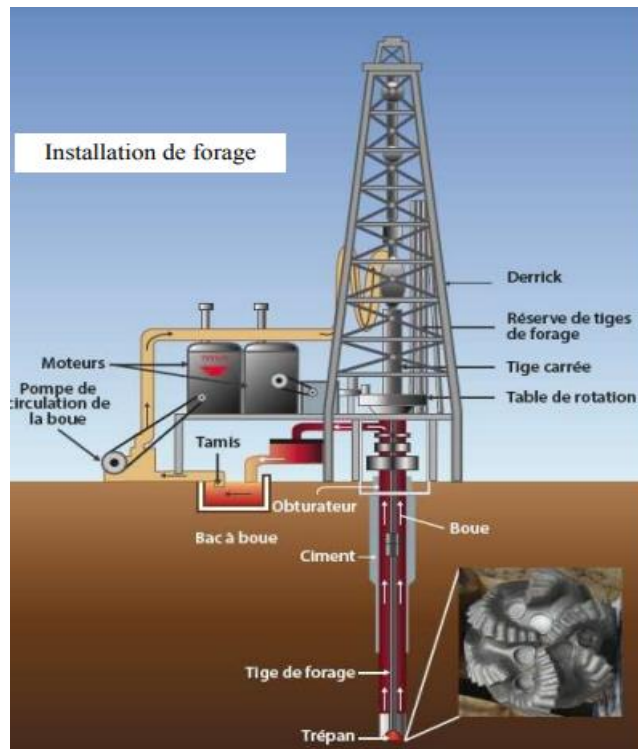


Figure II.3 : Processus de forage [31].

Le gaz naturel est extrait avec plusieurs méthodes selon la géologie, incluant le forage vertical ou horizontal et la fracturation hydraulique.

II.2.9.2.1. Forage vertical

Le forage vertical est la méthode d'extraction traditionnelle et était la seule disponible jusqu'aux années 1980, lorsque le forage horizontal a été inventé. Le forage vertical est encore utilisé dans certains cas, quand les gisements se trouvent juste sous la surface. Les puits sont alors forés directement dans le sol jusqu'aux roches poreuses qui contiennent le gaz naturel. Le gaz naturel extrait de cette façon est dit « conventionnel ».

II.2.9.2.2. Forage horizontal

Le forage horizontal a été utilisé à partir des années 1980 pour atteindre les gisements de gaz naturel auparavant inaccessibles. En utilisant cette technologie, il est possible de courber un puits vertical à une profondeur cible, puis de forer horizontalement à travers le gisement de gaz naturel. Cette technique est utilisée notamment pour contourner les obstacles de surface et également en réalisant plusieurs forages à partir d'une unique plateforme, Cela limite le nombre de sites en surface et permet d'utiliser les installations déjà existantes. Les puits horizontaux peuvent ainsi atteindre des productivités cinq à dix fois supérieures que les puits verticaux pour les gisements de faibles épaisseur et de grandes étendues.

II.2.9.2.3. Fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique est une technologie et un processus utilisés pour récupérer le pétrole et le gaz naturel piégés dans des formations rocheuses non poreuses ou « étanches », comme le schiste, ces formations coûtaient auparavant trop cher à produire efficacement (Voir la figure II.4). Lors de la fracturation hydraulique, un fluide est pompé dans le puits à haute pression pour briser la roche du gisement et libérer ainsi le gaz naturel. Le gaz naturel ainsi obtenu est dit « non conventionnel ». Le fluide de fracturation hydraulique est composé d'eau et de sable à environ 98,5%. Le 1,5% restant comprend les additifs qui confèrent au fluide de fracturation certaines propriétés antibactériennes et anticorrosives. La composition du fluide varie d'une formation rocheuse à l'autre. Il suffit habituellement de fracturer la formation une seule fois pour l'exploiter ensuite pendant 20 à 30 ans.

Cette technique est très controversée du fait de son impact environnemental important, elle est utilisée depuis plus de 60 ans dans des pays tels que Canada, mais elle est interdite en Europe car elle présente trop de risques de contamination des nappes phréatiques [32].

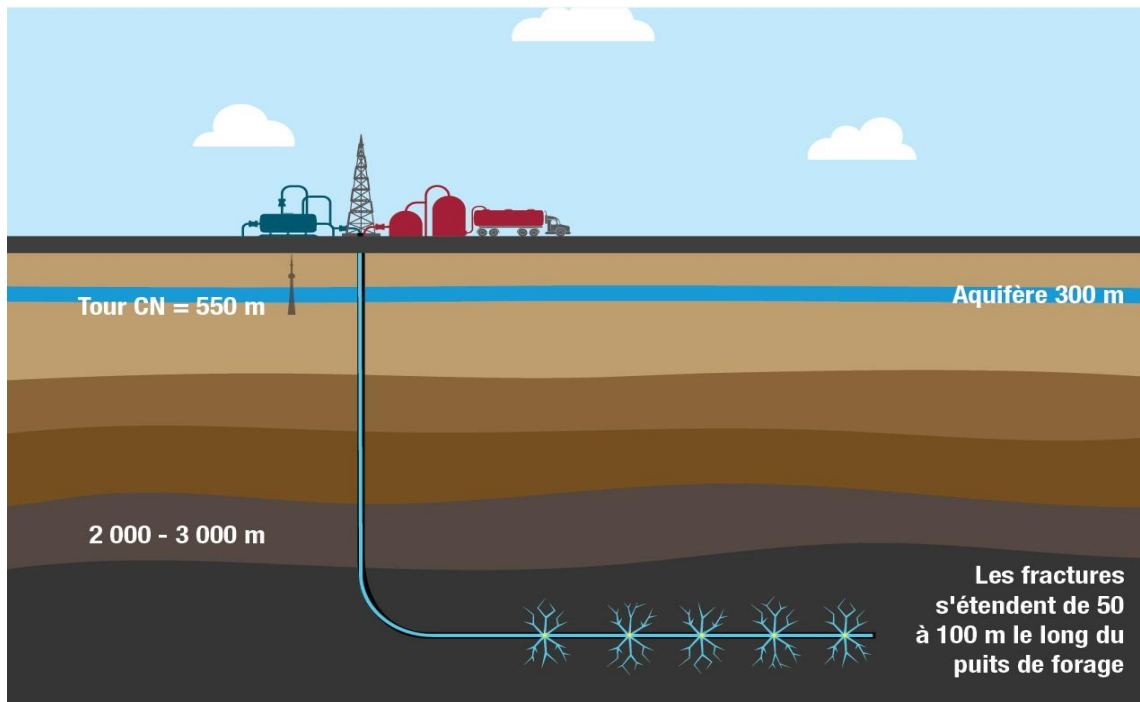


Figure II.4 : Fracturation hydraulique [32].

Afin d'empêcher l'éboulement des parois et à protéger les nappes phréatiques en évitant toute fuite de la boue qui remonte vers la surface pendant les opérations de forage on fait appel à un multi tubage dans les couches géologiques supérieures qui crée une barrière solide entre le puits et les sources d'eaux souterraines, un tubage intermédiaire est installé encore plus profondément sous les sources d'eaux souterraines afin d'ajouter un niveau de protection supplémentaire. Le tubage est d'abord posé près de la surface pour guider la tige de forage. Il est alors fixé par cimentation, un laitier de ciment est injecté dans la tige de forage et est refoulé vers le haut par l'espace compris entre le tubage et les parois du puits. On continue à forer en utilisant un trépan de diamètre plus petit (Voir la figure II.5 et II.6) [12]. La durée de vie d'un gisement est variable, en général de 15 à 30 ans. Pour un gisement conséquent, cela peut aller jusqu'à 50 ans et pour les gisements en mer profonde, plus coûteux à exploiter de 5 à 10 ans. Le gaz naturel sortira des puits sans intervention extérieure du fait de la pression, mais parfois, des équipements de pompage sont nécessaires. Les réserves ne sont jamais totalement épuisées, ainsi le taux de récupération de gisement de gaz atteint les 60 à 80%, ce qui est relativement plus élevé que celui des gisements de pétrole qui ne dépasse pas 50% [33].

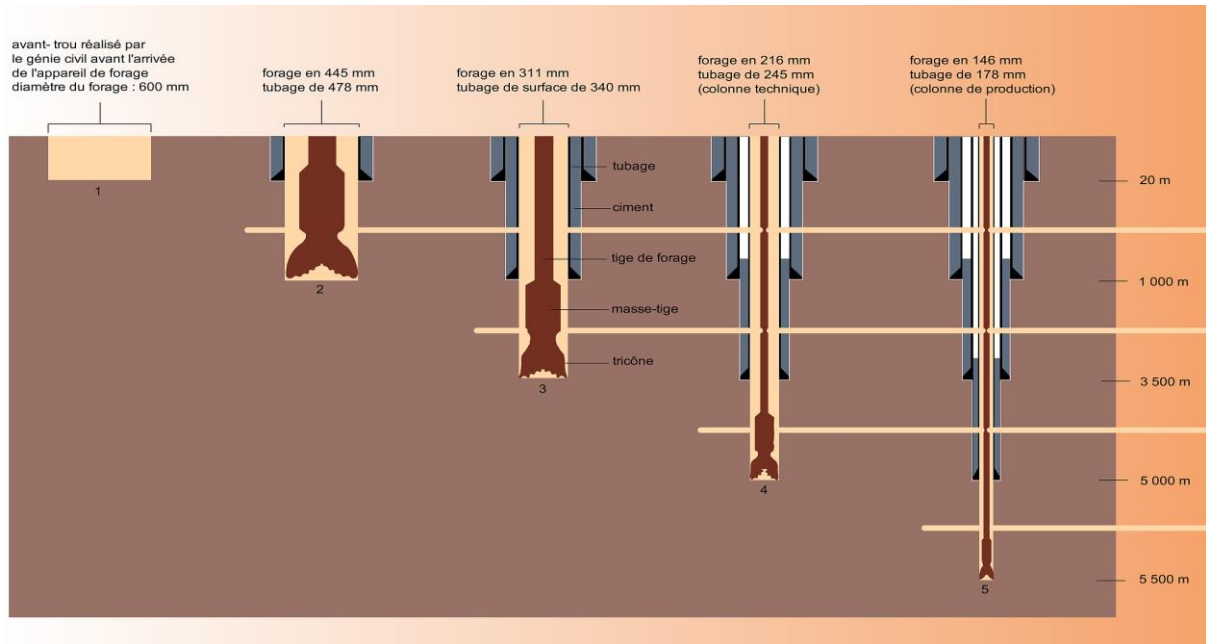


Figure II.5 : Schéma de la protection du puits et des aquifères par des cuvelages (Tubages) de diamètre décroissant [34].

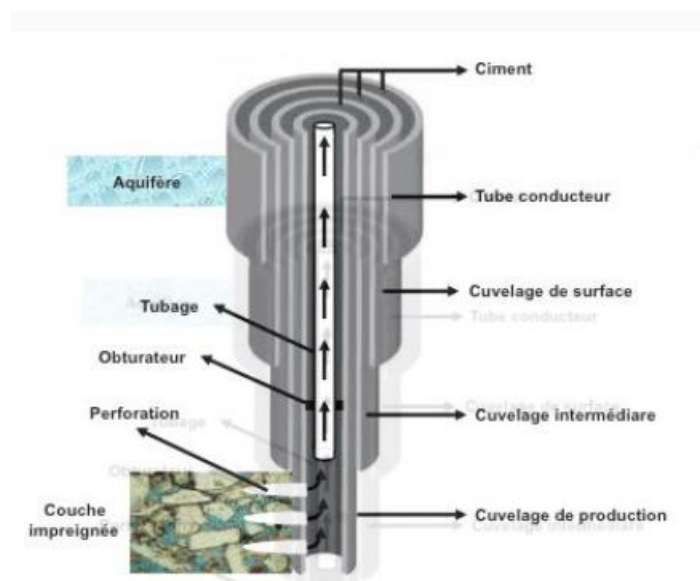


Figure II.6 : Schéma d'un puits protégé par des cuvelages (Tubages) de diamètre décroissant [33].

II.2.9.3. Traitement du gaz naturel

Le traitement du gaz naturel est l'ensemble des opérations que l'on fait subir au gaz brut extrait du gisement afin de le rendre utilisable en éliminant les éléments nocifs qui le composent et en conservant ceux qui peuvent être commercialisés.

Certains des composants présents dans un gaz naturel doivent être extraits, soit pour des raisons imposées par les étapes ultérieures de traitement ou de transport, soit pour se conformer à des spécifications commerciales ou réglementaires. Il peut être ainsi nécessaire d'éliminer au moins partiellement :

- ✚ L'hydrogène sulfuré H_2S toxique et corrosif;
- ✚ Le dioxyde de carbone CO_2 , corrosif et de valeur thermique nulle;
- ✚ Le mercure, corrosif dans certains cas;
- ✚ L'eau, conduisant à la formation d'hydrates;
- ✚ Les hydrocarbures lourds, condensant dans les réseaux de transport;
- ✚ L'azote, de valeur thermique nulle [18].

Le producteur est, en effet, contraint de livrer à la consommation un gaz conforme aux spécifications réglementaires édictées par les pouvoirs publics pour assurer la sécurité du transport et des usagers, le gaz naturel doit :

- ✚ Etre « sec », dans les conditions de température et pression de transport, c'est-à-dire qu'il devra ne pas présenter de phase liquide sous forme d'eau ou d'hydrocarbures.
- ✚ Etre débarrassé de ses composants acides ou ses corps toxiques.
- ✚ Avoir un pouvoir calorifique et une densité invariable.

Si seulement ces trois conditions sont satisfaites, alors le gaz naturel pourra être utilisé. En tête de puits, une première séparation est effectuée, de telle manière à isoler le gaz des hydrocarbures les plus lourds, puis le gaz est éventuellement comprimé, avant de subir les traitements et séparation, permettant de produire le gaz de vente (Vers pipe) et les coupes propane et butane, qui constituent les GPL (Gaz de pétrole liquéfié), C_5^+ (Hydrocarbures à 5 atomes de carbone et plus), les condensats et le soufre (Voir la figure II.7) [21].

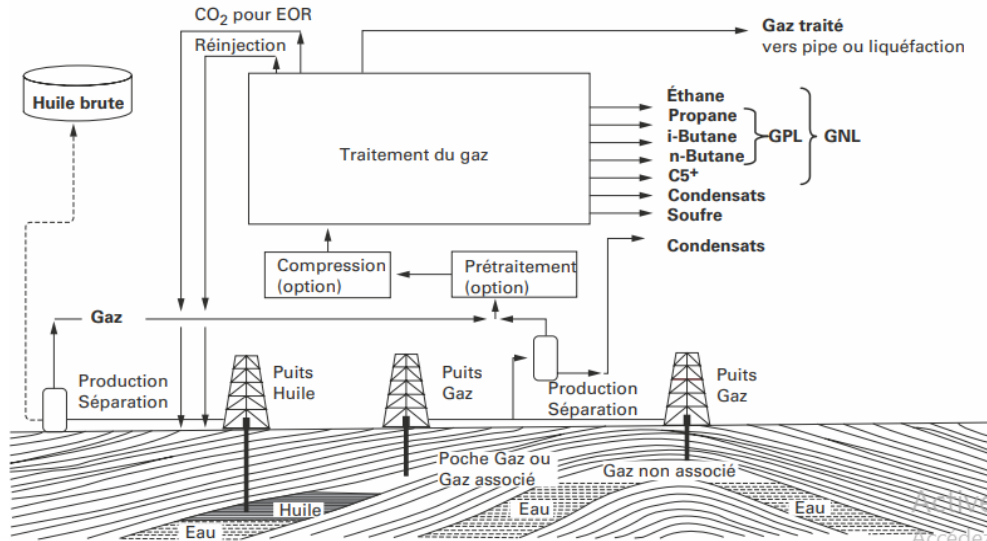


Figure II.7 : Schéma de production et traitement du gaz [21].

II.2.9.3.1. Opérations de purification de gaz naturel

La chaîne de traitement du gaz naturel, depuis la tête de puits jusqu'à une utilisation commerciale, comporte plusieurs étapes successives qui vont dépendre de la nature du gaz (Composition H_2S , CO_2 , COS , mercaptans, hydrocarbures lourds, aromatiques...), des conditions de disponibilité (Température, pression, débit), de l'application visée (Gaz naturel liquéfié ou non) et des spécifications imposées, du fait de l'application visée mais aussi variables selon les pays.

Les différentes opérations permettant d'épurer le gaz brut extrait du gisement sont (Voir la figure II.8):

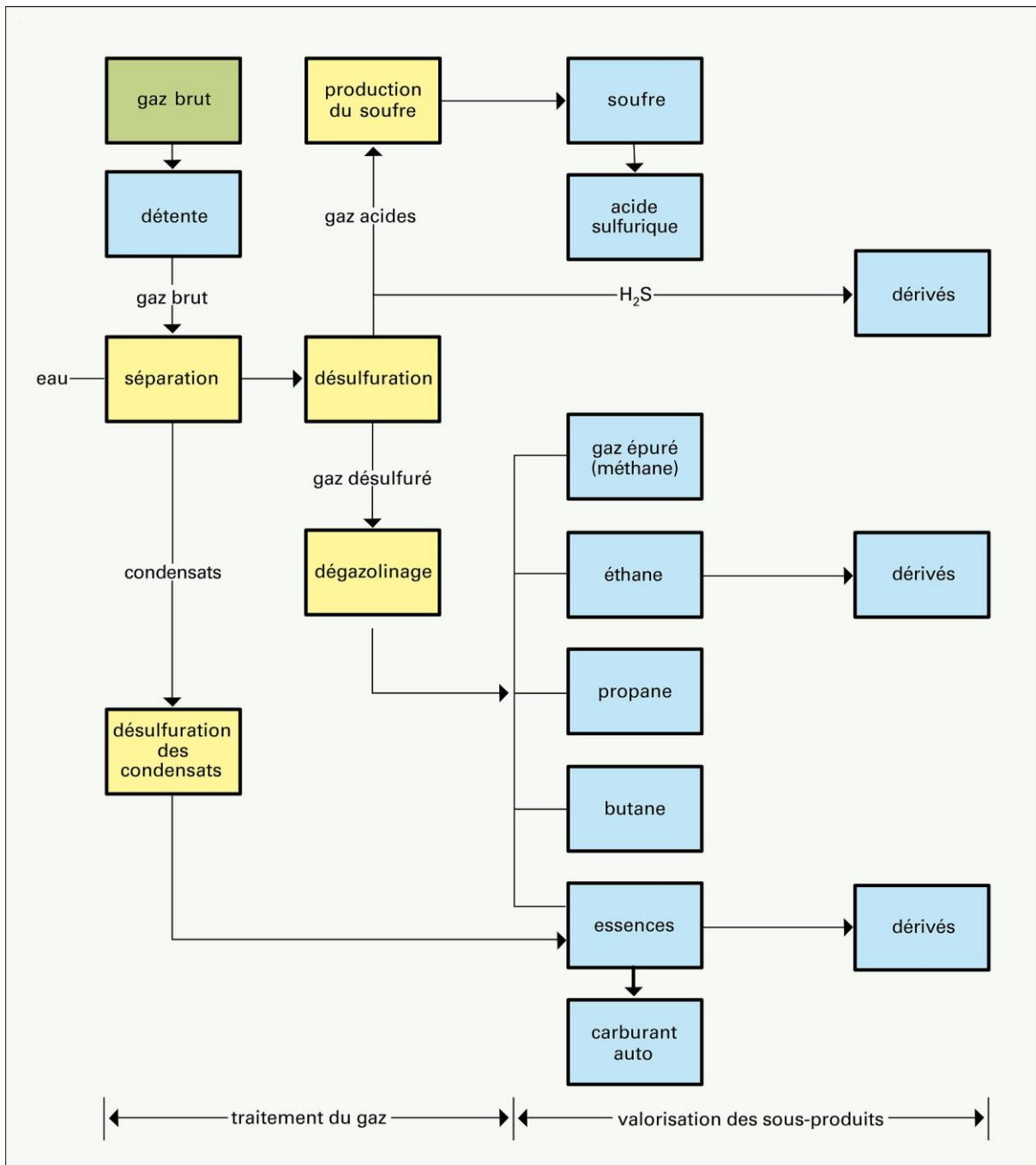


Figure II.8 : Schéma montrant les étapes du traitement des gaz [35].

- + **Détente** : Pour pouvoir être transporté dans de bonnes conditions, il faut réduire la pression et la température du gaz naturel. Il sort du puits à une pression de plusieurs centaines de bars et à plus de 100 °C. On lui fait donc subir une détente qui ramène sa pression autour de 80 bars et sa température à près de 50 °C.

- ✚ **Décarbonatation et la déshydratation** : Dans cette section, le gaz carbonique (CO₂) est absorbé par une solution de Mono-Ethanol-Amine (MEA) à 15% de concentration selon la réaction suivante : $2(\text{NH}_2\text{-R}) + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \longrightarrow \text{-----}(\text{R-NH}_2)_2 + \text{H}_2\text{CO}_3$

L'opération d'absorption se fait à contre-courant dans une colonne à plateaux. La solution de MEA riche en CO₂ est reprise dans une colonne de régénération et ensuite recyclée vers la colonne principale.

Le gaz naturel chaud débarrassé de CO₂ (Teneur < 70 ppm) sera refroidi à 21 °C par le propane (15,2 bars et 18,3 °C) afin de réduire au maximum la quantité de vapeur d'eau que devront retirer les sécheurs.

On sèche le gaz naturel en éliminant l'eau qu'il contient naturellement lors de la combustion, de la vapeur d'eau se dégage, sous cette forme, elle n'est pas gênante, en revanche à l'état liquide elle provoque la corrosion des canalisations, le blocage des détendeurs par la formation d'hydrate de gaz qui risquent de colmater les conduites.

- ✚ **Désulfuration** : Le sulfure d'hydrogène (H₂S) est un composé toxique, corrosif et fragilisant pour les canalisations. Pour éliminer cette substance, le gaz est mis en contact avec un réactif organique qui l'adsorbe, le gaz et le réactif sont séparés puis le réactif est régénéré, et le sulfure d'hydrogène transformé en soufre pour être commercialiser.
- ✚ **Dégazolinage** : Cette opération permet de récupérer l'hydrocarbure lourd présent dans le gaz naturel, la technique de dégazolinage fait appel au phénomène de condensation rétrogradé des gaz composé d'hydrocarbures.
- ✚ **Odorisation** : Le gaz naturel est inodore, l'odorisation est une mesure de sécurité, il faut communiquer au gaz naturel une odeur caractéristique qui ne puisse être confondue avec aucune autre et qui soit décelable par tous

Les différents composants du gaz naturel sont ensuite séparés. Ainsi on distingue :

- ✚ Le méthane et l'éthane représentent les produits majoritaires extraits du gaz naturel, appelés gaz de vente.
- ✚ Les hydrocarbures C₃ à C₄ (Propane, butane) sont vendus sous le nom de GPL (Gaz de pétrole liquéfié).
- ✚ Le condensât C₅⁺ [36].



Figure II.9 : Vue d'une installation de traitement du gaz naturel [36].

II.2.9.3.2. Procédés de séparation de gaz naturel

Elle se fait par abaissement progressif de la température du gaz. Les procédés de traitement du gaz naturel sont multiples et le choix de type de traitement est basé sur les critères suivants :

- + Quantité de l'effluent brut.
- + Taux de récupération d'hydrocarbures liquides visé.
- + Spécification des produits finis.
- + Coût global des investissements.

Tous les procédés de séparation de gaz basent sur quatre étapes essentielles :

- + **Élimination de l'eau :** L'eau libre contenue dans la charge est éliminée par décantation au niveau du premier ballon de séparation et c'après un refroidissement à travers des aëroréfrigérants. L'eau de saturation des hydrocarbures est éliminée par absorption au glycol.
- + **Extraction des hydrocarbures liquides :** Elle se fait par un abaissement progressif de la température du gaz brut.

- ✚ **La stabilisation** : Elle permet par distillation d'éliminer tous les gaz légers tel que le méthane et l'éthane entraînés par les hydrocarbures liquides lors des différentes séparations dans les ballons.
- ✚ **Le fractionnement** : Il consiste à séparer les hydrocarbures liquides stabilisés en condensât et GPL [37].

Pour réaliser ces opérations, il existe des procédés de traitement de gaz naturel tels que :

- ✚ **Le procédé Pritchard** : Connue aussi sous le nom de réfrigération mécanique est le plus simple et le plus direct procédé pour la récupération des liquides. Le gaz brut est refroidit à travers une série d'échangeurs de chaleur avant d'être détendu isenthalpiquement dans une vanne Joule-Thompson jusqu'à une température voisine de - 23 °C. Notons que le propane d'appoint est produit dans une unité indépendante. Les liquides récupérés dans les différents ballons séparateurs sont stabilisés dans le déethaniseur puis fractionnés en condensât et en GPL dans le debutaniseur. Les gaz moyen pression venant du déethaniseur sont déshydratés dans un contacteur au TEG (triéthylène glycol). Sur le site, il est nécessaire d'avoir une unité de régénération de TEG et une section pour la recompression des gaz moyen pression.
- ✚ **Procédé Hudson** : Le même principe de PRIDCHARD, mais elle est basé sur le refroidissement du gaz par échanges thermiques et par une série de détentes complétées d'une détente à travers une machine dynamique appelée Turbo-Expander qui permet d'atteindre un niveau de température de - 40 °C. L'énergie obtenue grâce à la détente isentropique est utilisée pour comprimer le gaz sec par le compresseur de Turbo-Expander à la pression du gazoduc de gaz de vente. Comme nous arrivons à des températures beaucoup plus basses, le procédé Hudson est plus performant, il permet une meilleure récupération des hydrocarbures liquides.
- ✚ **Procédé mixte** : Dans ce procédé de traitement de gaz on trouve une combinaison entre les deux précédant procédés de traitement pour assurer les besoins en frigories, il utilise à la fois une boucle de propane et un Turbo-Expander. La température finale obtenue grâce aux refroidissements successifs peut atteindre - 65 °C. Les liquides obtenus à différents niveaux sont stabilisés puis fractionnés en GPL et condensat [37].

II.3. Gaz naturel dans le monde et en Algérie

II.3.1. Dans le monde

II.3.1.1. Réserves de gaz dans le monde

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% [19].

Selon le rapport Revue statistique de l'énergie mondiale 2021 de BP (British Petroleum Company), publié le 8 juillet 2021, les réserves de gaz naturel dites « prouvées » dans le monde se chiffraient à 188,1 milliers de milliards de m³ à la fin de l'année 2020. Les réserves actuelles de gaz naturel devraient permettre d'assurer environ 48,8 années de production. Pour ce qui est des zones géographiques, certaines régions du globe possèdent davantage de réserves de gaz naturel que d'autres. L'essentiel des réserves de gaz naturel est concentré dans une région du monde « Le Moyen-Orient ». Il concentre à lui seul 40,3% des réserves de gaz prouvées, soit 75,8 milliers de milliards de m³ [38].

Dans le tableau II.3, on présente quelques éléments d'appréciation des principales réserves prouvées du gaz naturel dans le monde (en m³).

Tableau II.3 : Principales réserves du GN dans le monde [38].

Pays	Réserves de gaz naturel (en milliers de milliards de m ³)*	Part des réserves mondiales
1. Russie	37,4	19,90%
2. Iran	32,1	17,1%
3. Qatar	24,7	13,1%
4. Turkménistan	13,6	7,2%
5. États-Unis	12,6	6,7%
6. Chine	8,4	4,5%
7. Venezuela	6,3	3,3%
8. Arabie Saoudite	6	3,2%

9. Émirats arabes unis	5,9	3,2%
10. Nigéria	5,5	2,9%

II.3.1.2. Production mondiale de gaz naturel

La production mondiale de gaz naturel s'est élevée à 3 890 milliards de m³ (Gm³) en 2020, cette production a repris sa forte croissance après la baisse d'activité économique due à la pandémie de la covid. La Russie a notamment accru sa production de près de 10% mais reste largement derrière les Etats-Unis (La production américaine, soutenue par l'exploitation des gaz de schiste), premier producteur dans ce secteur, comme dans celui du pétrole [39]. La figure II.10 montre les principaux pays de la production de gaz.

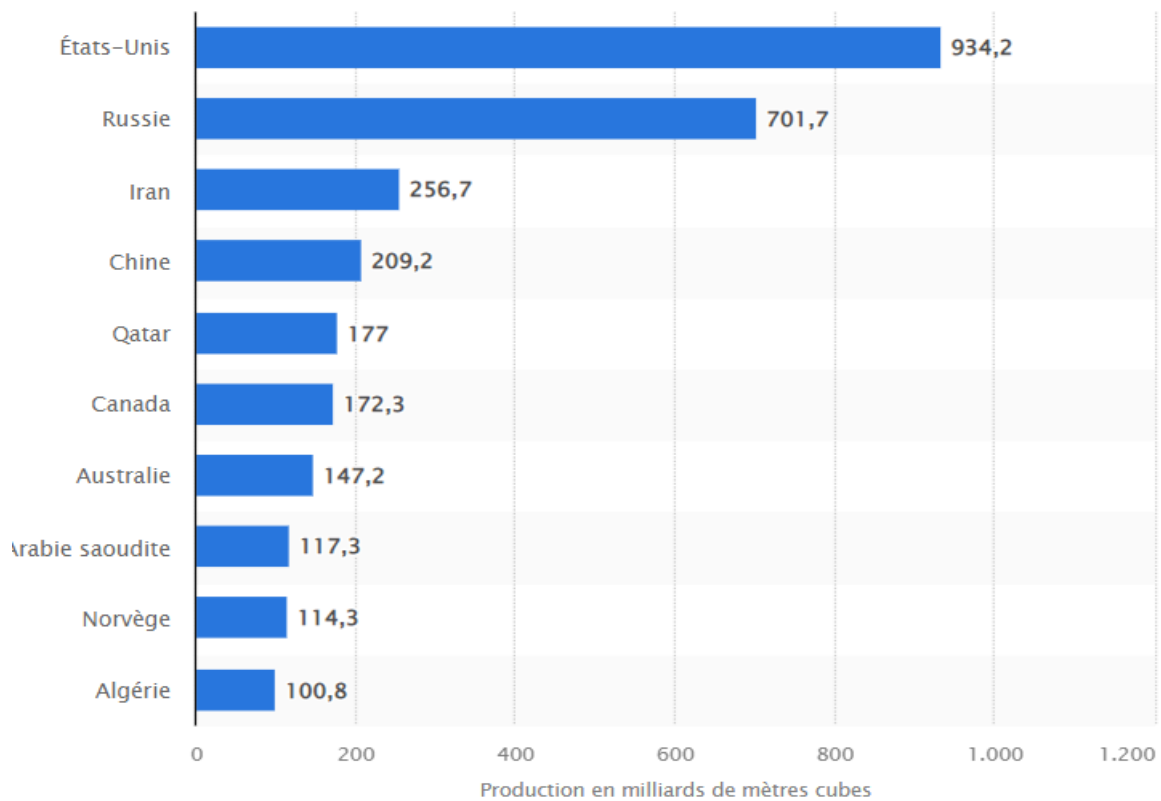


Figure II.10 : Classement des dix plus grands pays du monde producteurs de gaz naturel en 2021 [40].

II.3.1.3. Consommation mondiale de gaz naturel

Plus de 110.000 m³ de gaz naturel sont consommés chaque seconde dans le monde, soit 3.469 milliards de mètres cubes en 2015 (selon CEDIGAZ et Tota) [41].

Parmi les plus importants consommateurs, deux pays absorbent en 2013 près d'un tiers de la consommation mondiale de gaz alors qu'ils constituent seulement 6,5% de la population mondiale :

- ✚ Les États-Unis : 737,2 milliards de m³ en 2013, soit 22,2% de la consommation mondiale.
- ✚ La Russie : 413,5 milliards de m³, soit 12,3% de la consommation mondiale.

Suivent l'Iran (162,2 milliards de m³) et la Chine (161,6 milliards de m³) qui comptent chacun pour près de 4,8% de la consommation mondiale. Les trois premiers pays consommateurs de gaz sont également les trois plus importants producteurs au monde.

II.3.2. En Algérie

Premier producteur de gaz naturel en Afrique, l'Algérie Membre de l'OPEEC, posséderait la troisième plus grande réserve de gaz de schiste au monde après la Chine et l'Argentine. L'Algérie est un important exportateur de gaz vers l'Europe. Le pays approvisionne l'Espagne et l'Italie par des gazoducs qui traversent la Méditerranée, et d'autres pays européens par liquéfaction [42].

La découverte du gaz naturel pour la première fois en Algérie, remonte à l'année 1956 dans les champs de Hassi R'mel et Ain Amenas au sud du pays, ces champs renferment l'une des plus importantes réserves mondiales du gaz naturel. Un premier forage (HR1) a été réalisé dans la même année.

De 1961 à l'heure actuelle la production annuelle de gaz et de GNL augmenté de 0,8 à 65 Milliards de mètre cube. Ce qui lui a permis de devenir l'un des grands exportateurs mondiaux de gaz naturel. Une particularité à souligner est que l'Algérie a pu réaliser diverses installations de liquéfaction de gaz naturel qui lui permettent de le commercialiser sous forme liquide et le transporter dans des méthaniers vers le marché extérieur. Les besoins énergétique de l'Algérie sont satisfaits, presque exclusivement, par les hydrocarbures, notamment le gaz naturel, l'énergie la plus disponible. Près de 66% du gaz actuellement commercialisé par SONATRACH proviennent du gisement gazier géant de Hassi R'mel [19].

II.4. Gaz naturel liquéfié

Lorsque refroidi à -160 °C , le gaz naturel passe de l'état gazeux à l'état liquide. Une fois liquéfié, il devient 600 fois moins volumineux qu'à l'état gazeux. Dans un même espace, il est donc possible d'emmagasiner 600 fois plus d'énergie sous forme de GNL que de gaz naturel à l'état gazeux, un avantage indéniable pour son transport et son entreposage [43].

La liquéfaction est également employée en plus petite capacité pour faire face aux variations saisonnières de consommation, en stockant une partie du gaz sous forme liquide en période de plus faible consommation, pour le vaporiser lorsque la demande est forte. Dans certains pays, le gaz naturel liquéfié GNL est livré par camion aux consommateurs éloignés des réseaux de distribution du gaz.

Une fois acheminé sur le site de liquéfaction, le gaz naturel est de nouveau purifié, cette fois pour pouvoir respecter les spécifications de vente, et également les impératifs de la liquéfaction : Tous les composés pouvant se solidifier au cours de la liquéfaction doivent être éliminés pour éviter le bouchage des échangeurs cryogéniques.

Le gaz purifié est ensuite liquéfié et stocké dans de vastes stockages cryogéniques avant d'être chargé dans un méthanier. À l'arrivée dans le pays consommateur, le méthanier est déchargé par un bras cryogénique vers un autre stockage cryogénique. Le gaz naturel liquéfié GNL est revaporisé au fur et à mesure des besoins pour maintenir la pression dans le circuit distributeur. La regazéification est généralement effectuée en pression, autour de 90 bars, en faisant ruisseler de l'eau de mer en grande quantité sur des faisceaux de tubes spéciaux dans lesquels passe le GNL.

Toutes les molécules lourdes pouvant provoquer des dépôts et des colmatages doivent être éliminés :

- ✚ L'eau doit être limitée à 0,1 ppm masse pour éviter que les hydrates ne bloquent les échangeurs cryogéniques.
- ✚ Le benzène doit être éliminé (1 ppm max), ainsi que le CO_2 (50 ppm).
- ✚ Le mercure pouvant corroder à l'arrêt les équipements en alliage d'aluminium doit donc être également éliminé. Les principales spécifications sont résumées [44].

II.5. Transport du gaz naturel

Les zones de consommation sont souvent très éloignées des zones d'exploitation. Le gaz naturel est donc transporté sur de longues distances. Le transport du gaz naturel est par nature beaucoup plus difficile et onéreux que celui du pétrole en raison de son état gazeux induisant une forte compressibilité et une faible densité énergétique.

Pour transporter le gaz naturel des gisements vers les lieux de consommation, les gazoducs sont le moyen le plus courant. Mais une part croissante, maintenant supérieure à 30%, du gaz consommé est transportée sous forme liquide, à - 162 °C et à pression atmosphérique, dans des navires méthaniers de la proximité du lieu de production vers les lieux de consommation. Cette technologie dite du « gaz naturel liquéfié » (GNL), qui permet de « condenser » l'énergie gazeuse sous un volume réduit, exige des investissements très lourds, tant pour la liquéfaction que pour le transport.

II.5.1. Transport terrestre

Le transport par gazoduc terrestre est le mode de transport de gaz naturel le plus développé dans le monde avec près de 1 000 000 km de canalisation. La longueur d'un gazoduc peut atteindre plusieurs milliers de kilomètres, avec des stations de recompression du gaz régulièrement espacées le long du tracé, tous les 120 à 150 km, pour compenser la baisse de pression due à l'écoulement (Perte de charge).

II.5.2. Transport maritime sous forme liquéfiée

Les méthaniers sont des navires de plusieurs centaines de mètre de long, propulsés à une vitesse moyenne de 18 nœuds (soit 33km/heure). La filière GNL repose sur la liquéfaction du gaz, procédé qui consiste à porter sa température à environ - 160 °C au moyen de cycles de réfrigération de fluides caloporteurs externes. L'autoconsommation en énergie du procédé est de 10 à 12% du gaz traité. La liquéfaction du gaz permet de réduire son volume par un facteur voisin de 600, ce qui rend le transport maritime économiquement intéressant. Pouvoir le transporter par bateau sur de très grandes distances, ou à travers des mers profondes (Lorsque le transport par gazoduc n'est pas économique). Le transport de gaz sous forme liquéfiée est donc basé sur l'agencement de plusieurs étapes (Voir la figure II.11) [45].

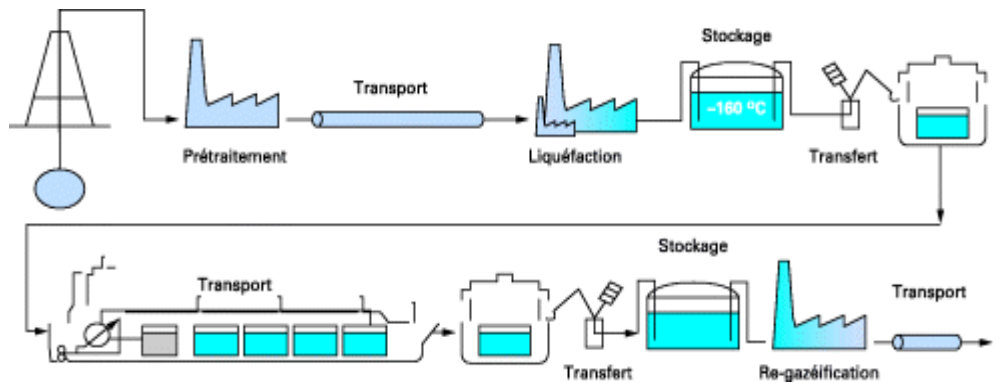


Figure II.11 : Schéma du fonctionnement d'une chaîne GNL [45].



Figure II.12 : Navire gazier, transport de gaz réfrigéré [46].



Figure II.13 : Intérieur d'une citerne de gazier [46].

II.6. Conclusion

Une étude bibliographique a été faite sur le gaz naturel ce qui nous a permis de montrer que le gaz naturel est devenu une ressource clé du système énergétique mondial, à la fois abondante, polyvalente et relativement peu émettrice de dioxyde de carbone (CO₂).

Dans le chapitre suivant, nous présenterons la colonne du débutaniseur C-102 et le simulateur Aspen HYSYS.

Chapitre III

Description de la colonne du débutaniseur C-102 et le simulateur HYSYS

III.1. Introduction

Les procédés de traitement basés sur le transfert de matière sont très importants pour la séparation des produits composés tels que le pétrole et le gaz naturel, ainsi par rectification on obtient à partir d'une charge (Par exemple le gaz brut, pétrole brute) une gamme très large de fractions pétrolières (Essence, kérosène,...etc.).

Par ce procédé également on fractionne les produits issus des diverses opérations pour obtenir d'autres produits (Gaz liquéfié, butane, propane...etc.) [47].

III.2. Définition de rectification

La rectification est un procédé physique de séparation d'un mélange composé en constituants pratiquement purs de composition dérivée et se base sur la mise en contact d'une phase liquide et d'une phase vapeur qui tendent à s'équilibrer mutuellement. Cela implique d'une part, l'équilibre de température et de pression et une redistribution des constituants entre les phases d'autre part [48].

Le transfert de matière d'une phase à une autre s'effectue par diffusion moléculaire. La force motrice de transfert d'une substance est la différence de concentration de l'élément dans les deux phases. Tous les phénomènes de transfert de matière sont réversibles, le sens de transfert est déterminé par les paramètres suivants :

- ✚ Les concentrations de l'élément dans la phase vapeur et la phase liquide.
- ✚ La température et la pression. A la suite de telle mise en contact la phase vapeurs enrichit en constituant le plus léger.

L'opération de rectification est basée sur le phénomène de séparation par diffusion des constituants d'une phase à une autre phase par des mises en contacts des deux phases. Une telle séparation est réalisée à contre-courant en continu dans un appareil appelé « Colonne de rectification », soit par étage dans une colonne à plateaux, soit dans une colonne à garnissage. La colonne de rectification est un appareillage cylindrique, vertical, de hauteur et de diamètre variable constitué à l'intérieur des compartiments horizontaux appelés (des plateaux ou des garnissages) [49].

III.3. Colonne de rectification

Le principe de fonctionnement d'une colonne de rectification consiste à déplacer à pression constante, les équilibres de phases à l'aide d'un gradient de température créée par une source froide (Le

condenseur (Q_D) qui génère un flux de liquide froid descendant dans la colonne et une source chaude (Bouilleur (Q_B)), générant un flux montant de vapeur chaude (Voir la figure III.1).

Pour assurer le transfert de chaleur et de matière, des éléments de contact sont placés à l'intérieur d'une virole. Ils sont constitués soit de plateaux dont le principe de base est de mettre en contact le flux de vapeur montant vers la tête de la colonne et la phase liquide se trouvant à la surface de l'aire active du plateau, soit par des garnissages dispersant les deux phases et assurant une bonne surface d'échange. A chaque contact la vapeur s'enrichit en constituants légers et le liquide se concentre en produits lourds [50].

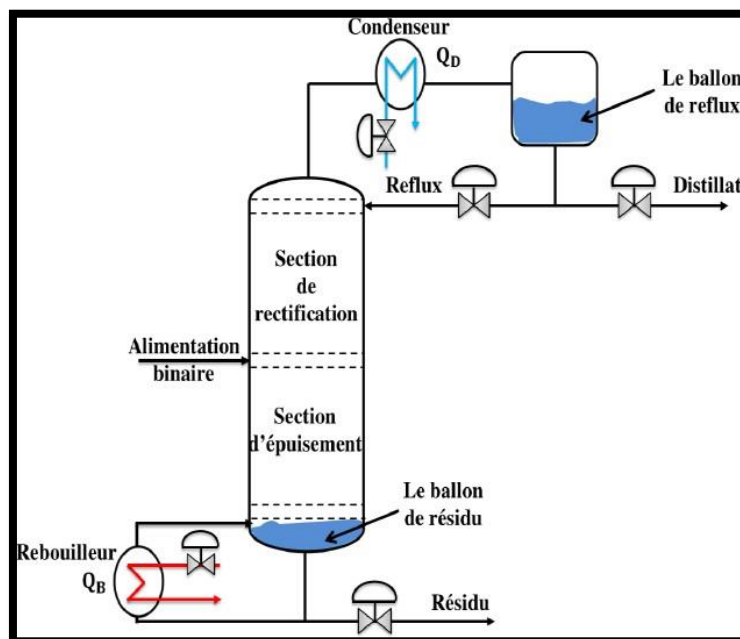


Figure III.1 : Colonne de rectification [51].

La colonne considérée dans notre étude est le débutaniseur C-102 au niveau du module 4 de la région de Hassi R'mel.

III.3.1. Description de la colonne du débutaniseur C-102

Le débutaniseur est une colonne de rectification à plateaux, avec une hauteur 35,750 m et de diamètre 3 m, formé d'une virole et de deux fonds. L'intérieur est divisé en compartiments horizontaux appelés plateaux. Elle est montée verticalement et repose sur une jupe [52]. Comme tous les colonnes, le débutaniseur compose de trois zones :

- ✚ Une zone d'alimentation dite (Zone de flash) ou l'alimentation est introduite à l'état liquide avec une température 159,1 °C
- ✚ Une zone située au-dessus de la zone de flash est appelée (Zone de rectification), caractérisée par un aéroréfrigérant (E108) qui sert à condenser totalement la vapeur sortante de la tête de colonne, une partie de ce mélange est envoyée en tant que (Reflux froid) à partir de ballon de reflux (D108) vers la partie supérieure de la colonne pour garder le gradient de température et corriger la composition des produits de tête. L'autre partie est extraite comme distillat à l'état liquide vers le ballon (D005)
- ✚ Une zone située au-dessous de la zone de flash est appelée (Zone d'épuisement), caractérisée elle aussi par la présence d'un rebouilleur (H-102), qui sert à apporter une certaine quantité de chaleur au liquide soutiré du dernier plateau (Reflux chaud) afin de récupérer les constituants légers entraînés par les lourds [48]

III.3.2. Principe de fonctionnement de la colonne du débutaniseur C-102

La colonne considérée dans notre étude est le débutaniseur C-102, c'est une colonne de distillation constituée de 32 plateaux à clapet type (V-1). Cette colonne permet la séparation en GPL et condensats. Elle opère à pression constante de l'ordre de 14,2 bars. Les vapeurs fractionnées dans la zone de rectification montent en tête de la colonne C-102 à température de l'ordre de 70 °C, puis une condensation totale de ces vapeurs est réalisée dans une batterie d'aéroréfrigérant E108 jusqu'à atteindre une température de l'ordre de 40 °C cette condensation totale permet de récupérer tout le GPL dans le ballon de reflux D108 remplie à 100%.

Le GPL aspiré par la pompe P105 est refoulé en deux flux, dont une partie sera utilisée comme liquide de reflux vers la tête de colonne C-102 afin de maintenir la température de tête, ce qui a pour effet un maintien du bon fractionnement au niveau du C-102. L'autre partie est refoulée sous contrôle d'une vanne de régulation de pression PIC130 qui contrôle LIC126 A vers section de stockage et de transfert (Produit distillat D), autrement dit vers un ballon tampon D005, quand le GPL est bien traité et correspond aux normes exigées. Si le GPL ne répond pas aux normes (off spec), il est refoulé vers deux sphères T002 sous contrôle de la vanne de régulation de niveau LIC126B, il subira un retraitement selon un programme bien établi. L'hydrocarbure liquide recueilli au fond du C102 dont une partie de celui-ci est utilisé

comme fluide de rebouillage dans un four H102, ceci permet d'évaporer le GPL dissous et de maintenir une température de fond du H102 de l'ordre de 212 °C. Le fluide aspiré par la pompe P104, est refoulé vers H102 sous contrôle de la vanne de régulation de débit FIC144.

La température du liquide chaud sortant de H102 est contrôlée par une vanne régulation TRC114 qui règle le débit du fuel gaz. L'autre partie du liquide du fond est du condensat stabilisé à haute température de l'ordre de 190 °C. Ces calories seront cédées au niveau de l'échangeur E104 côté tube et sort à une température de l'ordre de 60 °C, son passage à travers une batterie d'aéroréfrigérant E107 permet d'obtenir une température de condensat de production de l'ordre de 40 °C. A cette température le condensat est évacué vers ballon de stockage D003B, puis vers section de transfert et de stockage CSTF (Produit résidu R). Lorsque le produit ne répond pas aux spécifications de commercialisation (off spec), il passe dans le ballon de stockage T001A après son passage à travers D003A et sous contrôle de la LIC128B, puis un retraitement lui sera effectué [53].

III.4. Appareils d'échange thermique

III.4.1. Four H-102 (Rebouilleur)

Les rebouilleurs sont des échangeurs de chaleur dont le but est de permettre au liquide de s'appauvrir en constituant volatil et à la vapeur de s'en enrichir. La quantité vaporisée s'appelle le taux de rebouillage [54].

Dans notre étude le rebouillage se fait par le four H-102, poussé par une pompe, le liquide de fond de colonne (Condensat C5+) est partiellement vaporisé dans les tubes du four (Voir la figure III.2).



Figure III.2 : Une vue réal d'un four tubulaire [55].

III.4.2. Aéroréfrigérant (Condenseur)

La fonction principale du condenseur est de transformer la vapeur montante en liquide sur une surface froide, ou via un échangeur thermique maintenu froid par la circulation d'un fluide réfrigérant. Cependant la température du liquide ne doit pas être inférieure à la température d'ébullition du mélange à séparer, sans quoi le reflux serait trop froid et déséquilibrerait la colonne [54].

Pour le débutaniseur C-102, le condenseur est un aéroréfrigérant (E-108) qui diminue la température de produit venant de la tête de colonne (GPL) vers le ballon de reflux (D108) (Voir la figure III.3). Il y a deux types de condensation : Condensation totale et condensation partiel mais dans notre cas la condensation se fait totalement.

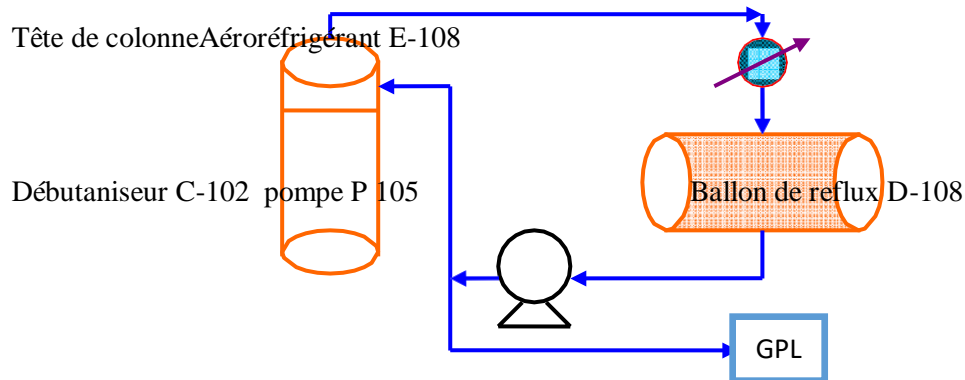


Figure III.3 : Principe de condensation dans le débutaniseur C-102 [56].

III.4.3. Ballon de reflux D108

C'est un ballon situé au-dessous de l'aéroréfrigérant pour accumuler le GPL condensés et surtout pour contenir le liquide de reflux vers stockage (Voir la figure III.4).

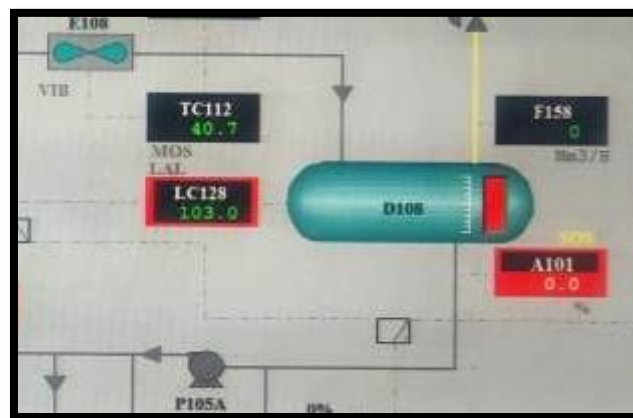


Figure III.4 : Ballon de reflux dans le sal de contrôle [55].

III.5. Données d'exploitation de la section du débutaniseur

Un désigne a été redéfini pour toute l'unité du débutaniseur par la société constructrice de la compagnie JGC. Les données d'exploitation de la section du débutaniseur pour le cas du désigne, sont représentées dans les tableaux III.1, III.2, III.3 et III.4.

Tableau III.1 : Débits de la charge d'alimentation de débutaniseur [56].

Constituants de la charge	Débits molaire (Kmol/h)	Fractions molaires	Débits massiques (Kg/h)	Fractions massiques
N ₂	0,79	0,0004	22,1303	0,0001
CO ₂	0,01	0,0000	0,4401	0,0000
CH ₄	0,01	0,0000	0,1604	0,0000
C ₂ H ₆	2,06	0,0009	61,9440	0,0003
C ₃ H ₈	391,12	0,1763	17247,2187	0,0856
iC ₄ H ₁₀	139,09	0,0627	8084,4672	0,0401
nC ₄ H ₁₀	289,08	0,1303	16802,4861	0,0834
iC ₅ H ₁₂	112,60	0,0507	8124,2027	0,0403
nC ₅ H ₁₂	160,50	0,0723	11580,2357	0,0575
C ₆ H ₁₄	213,99	0,0964	18441,2093	0,0915
C ₇ H ₁₆	208,31	0,0939	20873,7039	0,1036
C ₈ H ₁₈	168,49	0,0759	19246,9501	0,0955
C ₉ H ₂₀	138,79	0,0625	17801,0670	0,0883
C ₁₀ H ₂₂	101,36	0,0457	14422,0083	0,0716
C ₁₁ H ₂₄	78,82	0,0355	12320,5909	0,0611
C ₁₂ H ₂₆	214,03	0,0965	36457,6571	0,1809
Total	2219,05	1,0000	201486,4720	0,9998

Tableau III.2 : Paramètres d'alimentation de débutaniseur [56].

Spécifications	Valeurs
Débit molaire (Kmol/h)	2219,05
Débit massique (Kg/h)	201490
Pression (bar)	14,74
T (°C)	159,1

Tableau III.3 : Paramètres de fonctionnement du débutaniseur [56].

Paramètres	Valeurs
Température de tête (°C)	70,00
Température de fond (°C)	190
Température du GPL (°C)	57,60
Débit de GPL (Kg/h)	37060
Pression de tête (bar)	14,40
Température de condensat (°C)	212
Débit de condensat (Kg/h)	164430
Pression de fond (bar)	14,90
Température de rebouilleur	212
Quantité de chaleur QC (kcal/h)	$1,1 \times 10^7$
Quantité de chaleur QR (kcal/h)	$1,21 \times 10^7$

Tableau III.4 : Dimensions de la colonne [57].

Dimensions du plateau	Unité	Valeurs
Diamètre	mm	3000
Type de plateau	-	Aclapet (V-1)
Nombre de plateau		32
Nombre de passe	-	2
Longueur du déversoir	mm	2000
Largeur du déversoir	mm	2200
Hauteur du déversoir	mm	710
Distance entre deux plateaux	mm	610
Nombre de clapets	-	350

III.6. Optimiser les paramètres de fonctionnement du débutaniseur C-102 par simulation

III.6.1. Définition de simulation

Dans le but d'optimiser les paramètres de fonctionnement du débutaniseur C-102, nous avons réalisé une étude de simulation. La simulation peut être définie comme l'utilisation d'un modèle mathématique pour générer une description du comportement d'un système physique (Procédé). L'avantage majeur de la simulation est la fourniture d'un bon aperçu du comportement du système réel. Cet aperçu peut être difficile à avoir à travers l'expérience et l'intuition seule, en particulier pour les systèmes complexes avec plusieurs variables interactives.

Dès que le modèle mathématique répond aux ajustements de changement des paramètres comme un procédé réel, la simulation peut être classée comme une méthode commode qui ne coûte pas chère et sans danger pour la compréhension du comportement du procédé réel et sans intervention sur le procédé en cours de fonctionnement. Les simulateurs disponibles pour concevoir de nouvelles unités et pour optimiser les procédés industriels sont : ASPEN PLUS, Chem CAD-III, HYSIM, PROII et HYSYS.

Les différentes tâches qu'un simulateur de procédés devrait effectuer sont :

- ✚ La résolution des bilans matière et d'énergie.
- ✚ L'optimisation du procédé.
- ✚ Le dimensionnement des équipements.
- ✚ L'évaluation économique du procédé [58].

III.6.2. Principes de fonctionnement et rôle des simulateurs

Les simulateurs de procédés utilisés classiquement dans l'industrie, peuvent être considérés comme des modèles de connaissance. Ils sont basés sur la résolution de bilans de masse et d'énergie, des équations d'équilibres thermodynamiques, ... et sont à même de fournir l'information de base pour la conception. Ils sont principalement utilisés pour la conception de nouveaux procédés (Dimensionnement d'appareil, analyse du fonctionnement pour différentes conditions opératoires, optimisation), pour l'optimisation de procédés

existants et l'évaluation de changements effectués sur les conditions opératoires. Avant même de parler de modèles d'opération de transformation de la matière, il faut des modèles pour prédire les propriétés physiques de la matière. C'est pourquoi ces simulateurs disposent tous d'une base de données thermodynamiques contenant les propriétés des corps purs (Masse molaire, température d'ébullition sous conditions normales, paramètres des lois de tension de vapeur, ...). Cette base de données est enrichie d'un ensemble de modèles thermodynamiques permettant d'estimer les propriétés des mélanges.

Tout simulateur industriel de procédés chimiques est organisé autour des modules suivants :

- ✚ Une base de données des corps purs et un ensemble de méthodes pour estimer les propriétés des mélanges appelés aussi modèles thermodynamiques;
- ✚ Un schéma de procédé permettant de décrire les liaisons entre les différentes opérations unitaires constituant l'unité (PFD pour Process Flow Diagram);
- ✚ Des modules de calcul des différentes opérations unitaires contenant les équations relatives à leur fonctionnement : Réacteur chimique, colonne de distillation, colonne de séparation, échangeurs de chaleur, pertes des charges, etc.

Un ensemble de méthodes numériques de résolution des équations des modèles. Avec ce type de logiciel, les ingénieurs peuvent à partir de la donnée des corps purs présents dans le procédé et du schéma de procédé, développer un modèle du processus reposant sur la mise en commun des équations décrivant les différentes opérations unitaires, les réactions chimiques, les propriétés des substances et des mélanges, qui puisse aussi communiquer avec d'autres applications comme Excel, Visual Basic et Matlab, ...etc [59].

III.6.3. Type de simulation

On peut distinguer principalement deux types de simulation dans le cas des procédés chimiques :

III.6.3.1. Simulation statique (Steady state)

La simulation statique a pour caractéristique fondamentale d'être dédiée aux calculs de bilan matière et enthalpique ainsi qu'aux calculs d'équilibres entre phases. Les performances des appareils sont estimées à partir des valeurs fournies par l'utilisateur tout en calculant l'évolution du système en régime stationnaire. Le procédé est décomposé en blocs représentant les différentes opérations unitaires mises en œuvre. Les blocs sont liés entre eux par des flux de matière ou d'énergie.

III.6.3.2. Simulation dynamique (Transient state)

La simulation dynamique d'un procédé vise à définir les propriétés des courants en fonction du temps, pendant des situations transitoires où le régime n'est pas stable. Par les moyens de simulation dynamique, il est possible de suivre le comportement des variables principales du procédé quand elles sont sujettes de perturbations quelconque dans les opérations industrielles [60].

III.6.4. Définition du logiciel Aspen HYSYS

Aspen HYSYS est un outil de modélisation de processus de simulation en régime permanent, la conception performance, le suivi, l'optimisation et la planification des activités pour les produits chimiques, les produits chimiques de spécialité, la pétrochimie et les industries et la métallurgie [61].

On définit les principaux concepts de base et vocabulaires associés, qui sont utilisés pendant les étapes de construction d'un modèle dans le simulateur HYSYS :

- ✚ **Flowsheet** : C'est un ensemble d'objets « Flowsheet Elements » (Courants de matière, d'énergie, d'opérations unitaires, de variables opératoires) qui constituent tout ou une partie du procédé simulé et qui utilisent la même base de données thermodynamique « Fluid Package ».
- ✚ **Fluid Package** : Il permet de définir les composants chimiques présents dans le procédé simulé et leur affecte les propriétés chimiques et physiques contenues dans la base de données des corps purs. Il permet aussi de définir les modèles

thermodynamiques qui seront utilisés pour le calcul des propriétés des mélanges et de définir les cinétiques des réactions chimiques mises en jeu dans le procédé.

- ✚ **Process Flow Diagram** : Ce diagramme permet de visualiser les courants et les opérations unitaires, représentées par des symboles dans le « Flowsheet », ainsi que la connectivité entre les courants, les opérations unitaires et les tableaux des propriétés des courants.
- ✚ **Workbook** : Il permet d'avoir accès à l'information sur les courants et les opérations unitaires sous forme de tableau de données.
- ✚ **Desktop** : C'est l'espace principal de HYSYS pour visualiser les fenêtres lors de la conception.
- ✚ **Property view** : Il contient l'information décrivant un objet (Opération ou courant)
- ✚ **Simulation Case (fichier de simulation)** : C'est l'ensemble des Fluid Package, Flowsheets et Flowsheet Elements qui constituent le modèle [62].

III.6.5. Choix du modèle thermodynamique

Une méthode thermodynamique est un ensemble de propriétés physico-chimiques permettant la modélisation d'un système afin de mener une étude prédictive sur la qualité et la quantité autour de ce système. Les méthodes thermodynamiques existent sous deux formes notamment le modèle de coefficient d'activité et le modèle des équations d'états.

Le travail de la simulation commence par le choix du modèle thermodynamique convenable à notre système, et qui assure le minimum d'écart de résultats par apport aux données de design [63].

III.6.5.1. Equations d'état (EoS)

Les équations cubiques d'état sont largement utilisées dans la simulation de processus et les calculs d'équilibre liquide-vapeur ont été appliquées à la représentation de propriétés de composés purs et de mélanges. L'historique de l'apparition de ces équations d'état remonte en 1662.

La loi de Boyle était la première expression d'une équation d'état, le physicien et le chimiste irlandais Robert Boyle a exécuté une série d'expériences. Il a noté que le volume du gaz a varié inversement avec la pression ($PV = \text{constant}$). Cette relation a été aussi attribuée à Edme Mariotte et appelée la loi de Mariotte. Cependant, le travail de Mariotte n'a pas été publié jusqu'à 1676 [64].

Les modèles thermodynamiques basés sur les équations d'état sont utilisés pour le calcul des systèmes d'hydrocarbure et des systèmes de faible non idéalité. Ils peuvent être utilisés pour calculer des propriétés thermodynamiques telle que la constante d'équilibre K, l'entropie, l'enthalpie et la densité. Leurs supériorités par rapport aux autres modèles résident dans le fait de l'utilisation des coefficients d'interaction binaires [65].

III.6.5.2. Equation de REDLICH-K WONG (RK)

Considérer comme la plus simple des équations d'état, elle est très utilisée pour prédire d'état de la phase vapeur [66].

$$R = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{\sqrt{T} \frac{1}{V(V+B)}} \quad (\text{III.1})$$

Où a et b sont uniquement fonction des composés chimiques, et de la composition, ainsi :

$$\left\{ \begin{array}{l} a = a^* \frac{R^2 T_C^{2,5}}{P_C} \\ b = b^* \frac{R^2 T_C}{P_C} \end{array} \right. \quad (\text{III.2})$$

Avec : $a^* = 0,4278023$ et $b^* = 0,08664035$.

III.6.5.3. Equation de SOAVE-REDLICH-KWONG (SRK)

Cette équation modifiée celle de REDLICH-KWONG, par l'introduction d'une fonction (T) qui dépend du facteur acentrique [67].

$$R = \frac{RT}{V-b} - \frac{a(T)}{V(V+b)} \quad (\text{III.3})$$

SOAVE a introduit les relations suivantes pour exprimer la fonction (T) :

$$a(T) = a_c a(TR) \quad (III.4)$$

Avec :

$$a(T_R) = (1 + m(1 - \sqrt{T_R}))^2 \quad (III.5)$$

III.6.5.4. Equation d'état de PENG-ROBINSON (1976)

L'équation de PENG-ROBINSON diffère de l'équation de SOAVE par l'expression du terme d'attraction. Elle a été introduite en vue d'améliorer les résultats obtenus par l'équation de SAOVE, notamment en ce qui concerne le calcul des densités en phase liquide, sans modifier le nombre de paramètres :

$$R = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V^2+2V-v^2} \quad (III.6)$$

Pour un corps pur, les paramètres a et b sont calculés à partir des coordonnées du point critique (mesurables expérimentalement) selon :

$$a = 0,45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \alpha \quad (III.7)$$

$$b = 0,077796 \frac{RT_c}{P_c} \quad (III.8)$$

L'équation de Peng-Robinson est recommandée pour les calculs d'équilibre liquide-vapeur des hydrocarbures sous pression (Application en pétrochimie, au gaz naturel).

Ses résultats sont comparables à l'équation SRK. Avec cette dernière, l'équation de Peng-Robinson est essentielle et relativement irremplaçable pour les calculs d'équilibre liquide-vapeur sous pression [67].

III.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons abordé deux parties, la première partie est une étude menée sur le débutaniseur C-102 de MPPIV à Hassi R'mel, et ici nous pouvons nous renseigner sur le fonctionnement de cette colonne avec toutes les conditions et les paramètres qui ont été fournis par l'entreprise japonaise JGC lors de la première exécution de MPPIV.

Dans la deuxième partie, une étude bibliographique a été faite sur la simulation qui nous permet de connaître les principes de fonctionnement de simulation et le simulateur Aspen HYSYS que nous utiliserons dans notre simulation du débutaniseur C-102 pour optimiser les paramètres de cette colonne.

Dans le chapitre qui suit nous présenterons les différents résultats et discussion de notre étude qui consiste à l'optimisation des paramètres de fonctionnement du débutaniseur C-102 de MPPIV à Hassi R'mel.

Chapitre IV

Résultats et discussion

IV.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous allons présenter les résultats et les problématiques avec discussions de nos expériences liées à l'optimisation des paramètres de fonctionnement du débutaniseur C-102 dans le but de réduire la consommation du fuel gaz au niveau du four « H102 » et de la minimisation de la consommation de l'énergie électrique au niveau du condenseur « E108 », réalisés au niveau du MPP4 de Hassi R'mel. La minimisation de la consommation d'énergie s'inscrit dans les objectifs de la réduction des coûts d'exploitation de l'entreprise.

IV.2. Problématique

Le champ de Hassi R'Mel comme tout site gazier tout en continuant à exploiter, enregistre une chute de la pression du gisement, et une diminution remarquable de la richesse en hydrocarbures liquides lourdes condensat et GPL, engendrée par le changement graduel et significatif de la composition de la charge du gaz brut. C'est ce qui répercute par la suite sur les différentes installations de traitement de gaz, du moment qu'il induit des changements perpétuels dans leurs conditions de fonctionnement.

Ce problème a été pris en charge par la mise en service d'une station Boosting, à partir de 2004 afin d'augmenter la pression à l'entrée des modules jusqu'à la pression de service selon le design.

Néanmoins, ces variations induisent souvent une déstabilisation de la section de fractionnement, ce qui nécessite une optimisation des paramètres d'exploitation et surtout pour le débutaniseur qui est la partie la plus sensible du train. La baisse de richesse implique la diminution de la charge d'alimentation du débutaniseur qui induit un changement des paramètres de fonctionnement du débutaniseur.

IV.3. Vérification des paramètres design du débutaniseur

Dans cette première étape, notre objectif est de vérifier la validité du modèle thermodynamique choisi (Peng-Robinson), pour son utilisation ultérieure.

IV.3.1. Procédure de la simulation

La procédure du calcul du débutaniseur dans l’environnement Hysys nécessite les données suivantes :

- Paramètres d’entrée pour converger l’alimentation : Composition, débit, température et pression de la charge. La figure IV.1 représente les fenêtres de contrôle de ces paramètres.

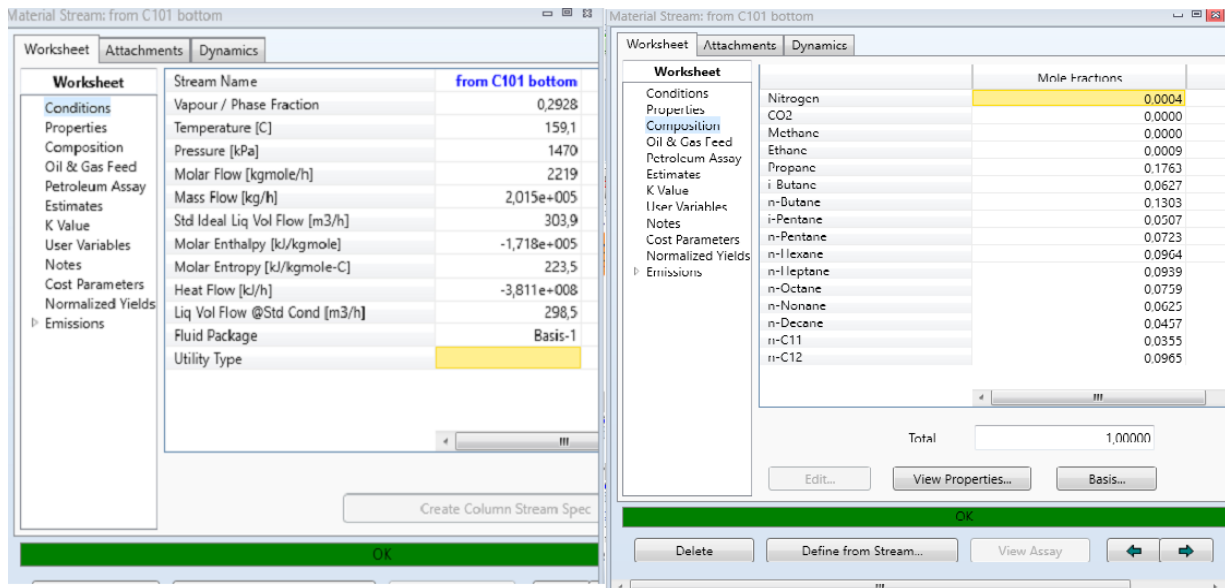


Figure IV.1 : Paramètres d’entrée pour converger l’alimentation.

- Le design de la colonne tels que : Diamètre, type et nombre total de plateaux. Est représenté dans la figure IV.2.

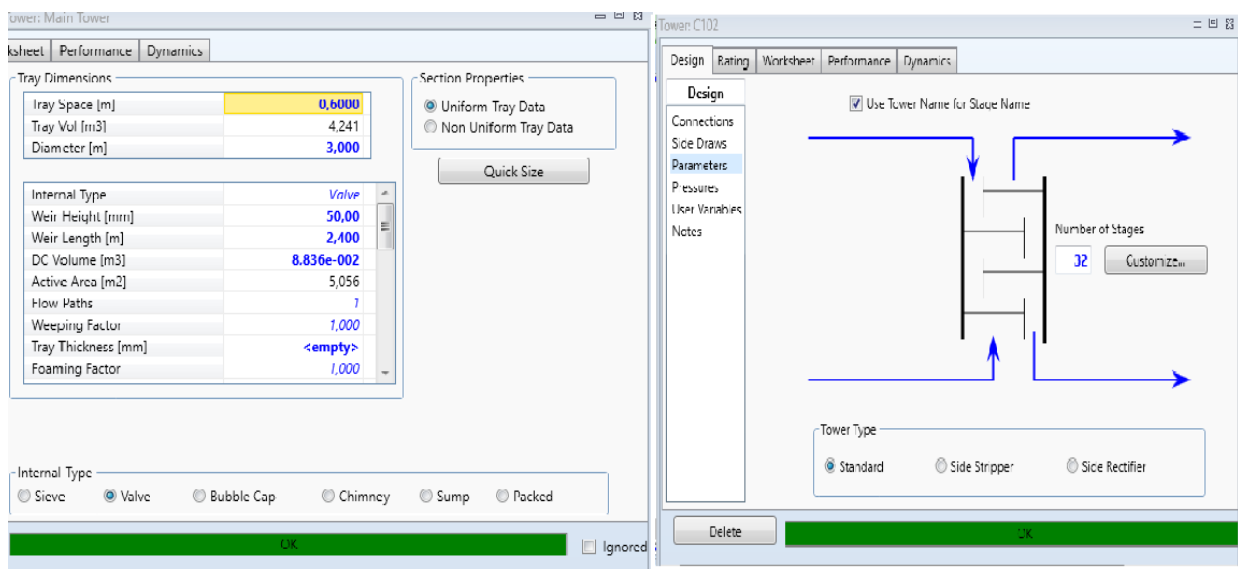


Figure IV.2 : Design de la colonne.

✚ La position du plateau d'alimentation est illustrée dans la figure IV.3.

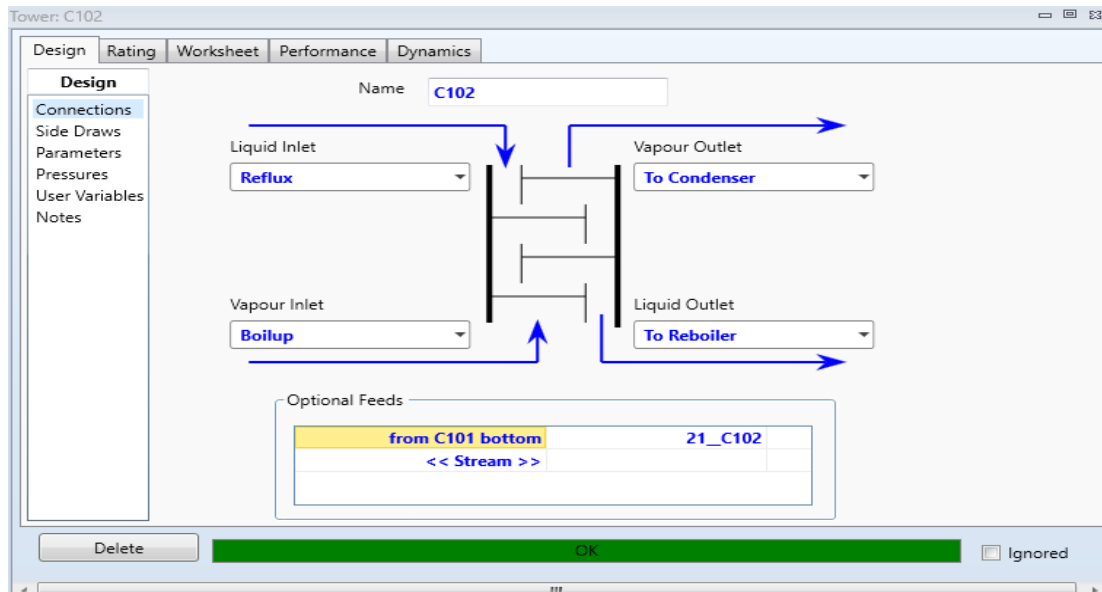


Figure IV.3 : Position du plateau d'alimentation.

Par ailleurs, le simulateur nécessite la spécification de deux autres paramètres opératoires à savoir le débit de reflux froid (Reflux de tête) et le débit de condensat produit. Ces derniers représentent le degré de liberté de la colonne. La figure IV.4 illustre la fenêtre représentative de ces paramètres dans l'environnement HYSYS.

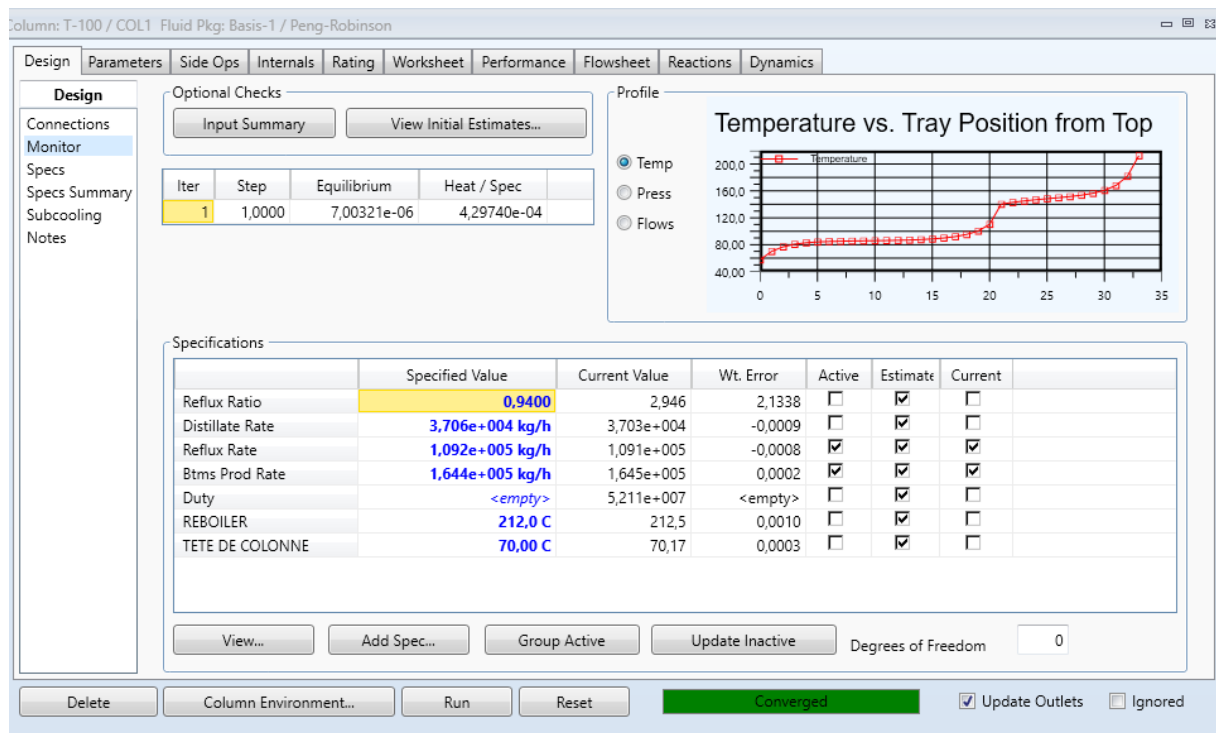


Figure IV.4 : Degrés de liberté de la colonne.

La figure IV.5 représente le schéma de la colonne du débutaniseur retenu par la simulation.

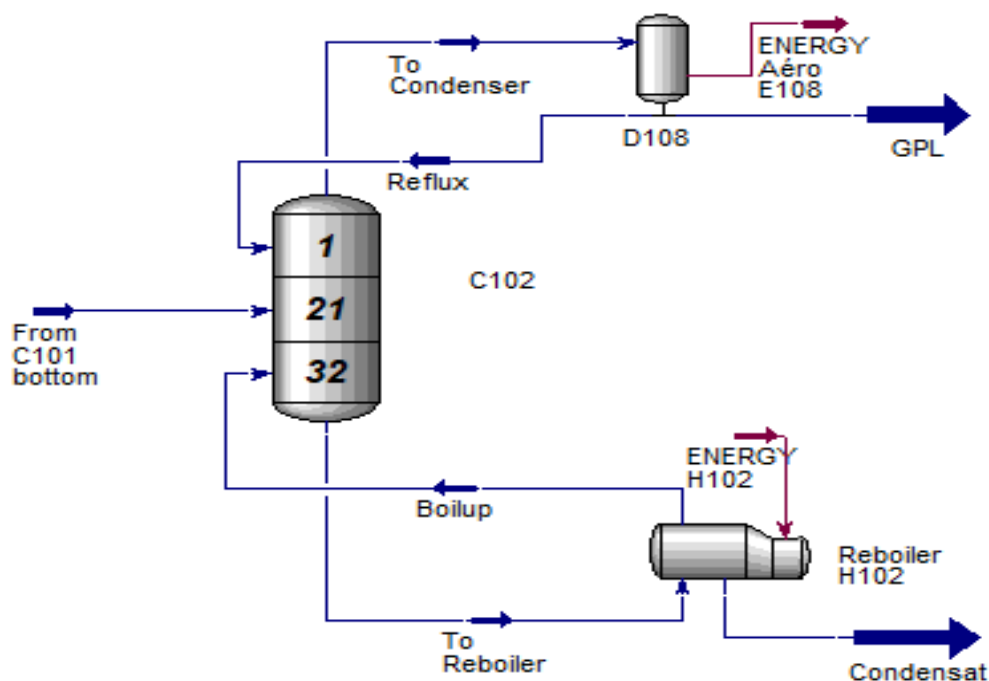


Figure IV.5 : Schéma du débutaniseur C-102 retenu par la simulation.

IV.3.2. Comparaison entre le cas design et le cas design simulé

Après avoir simulé la colonne du débutaniseur C-102 avec les paramètres opératoires sélectionnés, La comparaison des paramètres et de compositions simulées avec ceux du cas design sont regroupé dans les tableaux IV.1 et IV.2.

Tableau IV.1 : Comparaison des paramètres simulés avec ceux du cas design.

	Paramètres	Design	Design simulé	Écart relatif (%)
Tête de colonne	La température (°C)	70	70,16	0,22%
	Le débit de reflux (kg/h)	109160	109100	0,05%
GPL	La température (°C)	57	57,6	1,05%

	Le débit (kg/h)	37060	37030	0,08%
Condensat	La température (°C)	190	188,3	0,89%
	Le débit (kg/h)	164430	164500	0,04%
	Quantité de chaleur Q_C (kcal/h)	$1,1 \times 10^7$	$1,099 \times 10^7$	0,1%
	Quantité de chaleur Q_R (kcal/h)	$1,21 \times 10^7$	$1,24 \times 10^7$	2,47%

Tableau IV.2 : Comparaison de compositions simulées avec ceux du cas design.

Composition	Design		Design simulé	
	GPL	Condensat	GPL	Condensat
N₂	0,0000	0,0000	0,0011	0,0000
CO₂	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CH₄	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
C₂H₆	0,0028	0,0000	0,0028	0,0000
C₃H₈	0,5329	0,00025	0,5331	0,0001
iC₄H₁₀	0,1725	0,0084	0,1762	0,0066
nC₄H₁₀	0,2895	0,0516	0,2868	0,0530
iC₅H₁₂	0,0008	0,0753	0,0000	0,0758
nC₅H₁₂	0,0001	0,1079	0,0000	0,1080
C₆H₁₄	0,0000	0,144	0,0000	0,1440
C₇H₁₆	0,0000	0,1401	0,0000	0,1402
C₈H₁₈	0,0000	0,1133	0,0000	0,1134
C₉H₂₀	0,0000	0,0934	0,0000	0,0934
C₁₀H₂₂	0,0000	0,0682	0,0000	0,0682
C₁₁H₂₄	0,0000	0,0530	0,0000	0,0531
C₁₂H₂₆	0,0000	0,1440	0,0000	0,1441
Total	0,9986	0,9994	1,0000	0,9998

Tableau IV.3 : Comparaison de spécifications des produits finis GPL et condensat simulées avec ceux du cas design.

Paramètres	Design	Design simulé
Teneur en C ₂ ⁻ GPL (%)	0,2823	0,2803
Teneur en C ₅ ⁺ GPL (%)	0,09	0,0901
TVR Condensat (Kg/cm ²)	0,5097	0,5048

Discussion des résultats

Après avoir comparé les résultats du cas design avec le cas design simulé, on a remarqué que les écarts relatifs sont inférieurs à 3%, ce qui montre la validité du modèle choisi. Donc le modèle Peng-Robinson est un modèle adéquat pour décrire le comportement des mélanges d'hydrocarbures étudiés dans la colonne de fractionnement.

IV.4. Vérification des paramètres actuels du débutaniseur

Dans cette étape, notre objectif est de vérifier la performance du simulateur, pour son utilisation ultérieure.

IV.4.1. Comparaison entre le cas actuel et le cas actuel design simulé

Les compositions chimiques actuelles de l'alimentation du débutaniseur C-102 et le produit GPL sont obtenus par analyse chromatographique au niveau du laboratoire du module 4 (Voir tableau IV.4 et IV.5).

Tableau IV.4 : Comparaison entre les compositions actuelles et actuelles simulées des produits finis GPL et condensat.

Composition	Cas actuel		Cas actuel simulé	
	Alimentation	GPL	GPL	Condensat
N ₂	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CO ₂	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CH ₄	0,0022	0,0040	0,0044	0,0000

C₂H₆	0,0054	0,0110	0,0107	0,0000
C₃H₈	0,2573	0,5033	0,5096	0,0000
iC₄H₁₀	0,0935	0,1822	0,1843	0,0009
nC₄H₁₀	0,1455	0,2890	0,2810	0,0074
iC₅H₁₂	0,0869	0,0100	0,0094	0,1659
nC₅H₁₂	0,0981	0,0005	0,0007	0,1975
NC₆H₁₄	0,0588	0	0,0000	0,1188
NC₇H₁₆	0,0616	0	0,0000	0,1244
NC₈H₁₈	0,0604	0	0,0000	0,1220
NC₉H₂₀	0,0348	0	0,0000	0,0703
NC₁₀H₂₂	0,0955	0	0,0000	0,1929
NC₁₁H₂₄	0,0000	0	0,0000	0,0000
NC₁₂H₂₆	0,0000	0	0,0000	0,0000
Total	1,0000	1,0000	1,0001	1,0001

Tableau IV.5 : Comparaison entre les valeurs actuelles et actuelles simulées des paramètres de fonctionnement.

Paramètres	Cas actuel	Cas actuel simulé	Écart relatif (%)
Température de la charge (°C)	119	119	0
Débit de la charge (T/h)	52	52	0
Température de tête (°C)	70	70,04	0,05
Température au fond de la colonne (°C)	190	188	1,05
Température de rebouilleur (°C)	212	212,5	0,23
Débit de reflux (T/h)	33,1	33,1	0
Débit de GPL produit (T/h)	17,50	17,50	0
Température de GPL produit (°C)	40	40	0
Débit de condensât produit(T/h)	34,5	34,5	0

Tableau IV.6 : Comparaison de spécifications actuelles et actuelles simulées des produits finis GPL et condensat.

Paramètres	Cas actuel	Cas actuel simulé
Teneur en C ₂ ⁻ GPL (%)	0,0150	0,0151
Teneur en C ₅ ⁺ GPL (%)	0,105	0,0101
TVR condensat (Kg/cm ²)	0,5200	0,5233

✚ Discussion des résultats

D'après les résultats de simulation obtenus, on note que :

- ✓ Les paramètres de fonctionnement du cas actuel simulé sont conformes à ceux du cas actuel réel de la colonne, avec des écarts relatifs inférieurs à 3%.
- ✓ La composition du GPL est bien représentée par le simulateur HYSYS, et très proche de celle du cas actuel obtenue par analyse chromatographique au niveau du laboratoire du module 4.
- ✓ La teneur en C₂⁻ et C₅⁺ du GPL, ainsi que la TVR du condensat dans le cas actuel simulé est presque identique à celle du cas actuel.

Par conséquent, nous notons que les paramètres du cas actuel simulé sont conformes à ceux du cas actuel réel de la colonne. Ce qui confirme la performance du simulateur utilisé.

IV.4.2. Répartition des températures du cas actuel dans la colonne

Le profil de températures le long de la colonne est un paramètre représentatif de la stabilité de cette dernière. La figure IV.6 montre l'allure de la répartition de la température dans le cas actuel. Pour obtenir le gradient de température imposé du fond à la tête, il faut bien maintenir les températures de tête, du fond et de l'alimentation. Pour le cas actuel on a les paramètres suivants :

- ✚ Débit de l'alimentation = 52 t/h

✚ $T_{\text{Alimentation}} = 119 \text{ °C}$

✚ $T_{\text{Tête}} = 70 \text{ °C}$

✚ $T_{\text{Fond}} = 190 \text{ °C}$

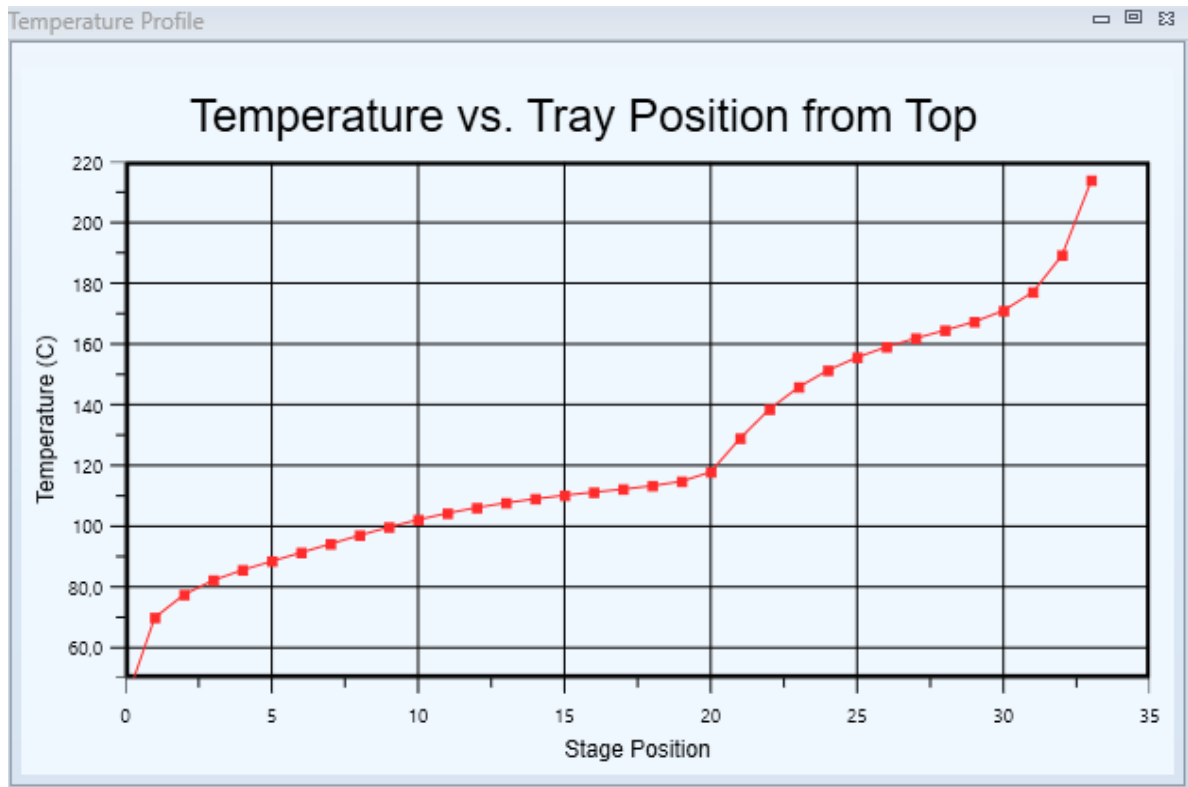


Figure IV.6 : Profil de la température pour les paramètres actuel du débutaniseur.

Cette courbe est considérée comme une référence pour comparer la répartition des températures dans la suite de la simulation.

IV.5. Optimisation des paramètres du cas actuel

La simulation dans l'environnement Hysys permet d'étudier et de représenter les différents phénomènes qui se font dans un procédé industriel. Parmi ces différents phénomènes, on a choisi l'étude de l'effet de variation de la température rebouilleur et du débit de reflux sur les spécifications des produits finis et sur les températures de fond et de tête de la colonne.

L'objectif de la présente simulation est de chercher des nouveaux paramètres de fonctionnement du débutaniseur permettant une bonne stabilisation avec un gain d'énergie. Trois paramètres sensitifs sont pris en considération :

- ✚ La température de tête et le débit de distillat.
- ✚ La température de fond et le débit de condensat.
- ✚ Les contraintes des produits finis : pour le GPL les teneurs de C_2^- et C_5^+ doivent être tels que : $C_2^- < 3\%$ et $C_5^+ < 0,4\%$, pour le condensat la Tension de Vapeur Reid (TVR) doit être inférieure ou égale à $0,7 \text{ kg/cm}^2$ ($\text{TVR} \leq 10 \text{ psi}$ ou $\text{TVR} \leq 0,7 \text{ kg/cm}^2$).

IV.5.1. Effet de la diminution de la température de rebouilleur

La procédure de simulation effectuée dans l'environnement Hysys en se basant sur les paramètres actuels est décrite comme suit :

Nous avons choisi un intervalle de température entre $200 \text{ }^\circ\text{C}$ et $214 \text{ }^\circ\text{C}$, on diminuant la température de chauffe (Rebouilleur) progressivement, au moment où le débit de reflux est fixé à sa valeur initiale ($33,1 \text{ tonne/h}$). Puis, nous avons noté pour chaque variation de température on choisi les paramètres suivants :

- ✚ Température de tête et de fond de la colonne.
- ✚ Débit des produits finis (GPL, Condensat)
- ✚ Spécifications des produits finis.
- ✚ L'énergie fournie par le rebouilleur.

Les résultats obtenus à partir de cette procédure de simulation sont résumés dans le tableau IV.7.

Tableau IV.7 : Effet de variation de la température du rebouilleur sur le fonctionnement de la colonne « C-102 ».

Paramètres	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4	Cas 5	Cas 6	Cas 7	Cas 8	Cas 9
$T_{\text{Rebouilleur}} \text{ (}^\circ\text{C)}$	214	211	210	208	206	204	203	202	200
Débits de reflux (tonne/h)	33,1	33,1	33,1	33,1	33,1	33,1	33,1	33,1	33,1

Débits du GPL (tonne/h)	17,86	17,31	17,18	16,93	16,67	16,4	16,27	16,13	15,84
Débits du Condensat (tonne/h)	34,14	34,69	34,82	35,07	35,33	35,6	35,73	35,87	36,16
Q_{Rebouilleur} (kcal/h).10⁶	5,147	5,040	5,012	4,955	4,898	4,842	4,813	4,783	4,724
T_{Tête} (°C)	71,05	69,66	69,46	69,05	68,61	68,14	67,89	67,64	67,11
T_{Fond}(°C)	189,2	186	184,7	182,3	179,8	177,5	176,3	175,2	173
TVR de condensat (kg/cm²)	0,5167	0,5585	0,5753	0,6092	0,6438	0,6792	0,6969	0,7174	0,7508
Teneur de C₅⁺ dans le GPL (mol)	0,0134	0,0001	0,0001	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Teneur de C₂⁻ dans le GPL (mol)	0,0149	0,0153	0,0155	0,0155	0,0159	0,0160	0,0162	0,0163	0,0166

Discussion des résultats

On remarque que la valeur optimum de la température du rebouilleur est celle qui donne un gain d'énergie et maintient les spécifications des produits finis.

$$T_{\text{rebouilleur}} = 203 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

$$Q_{\text{Rebouilleur}} = 4,813 \cdot 10^6 \text{ (kcal/h)}.$$

Les figures IV.7, IV.8 et IV.9 représentent l'évolution des spécifications des produits GPL et condensat, ainsi que les températures de tête et de fond du débutaniseur en fonction de la température de rebouilleur.

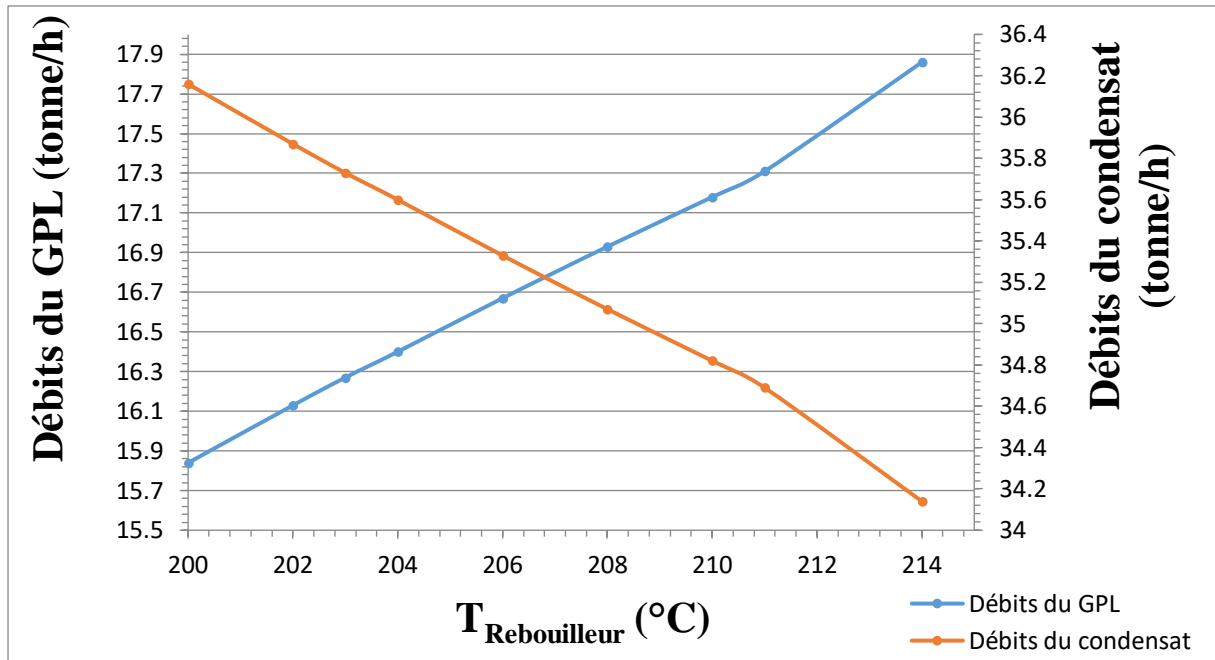


Figure IV.7 : Effet de la température de rebouilleur sur les débits des produits GPL et du condensat.

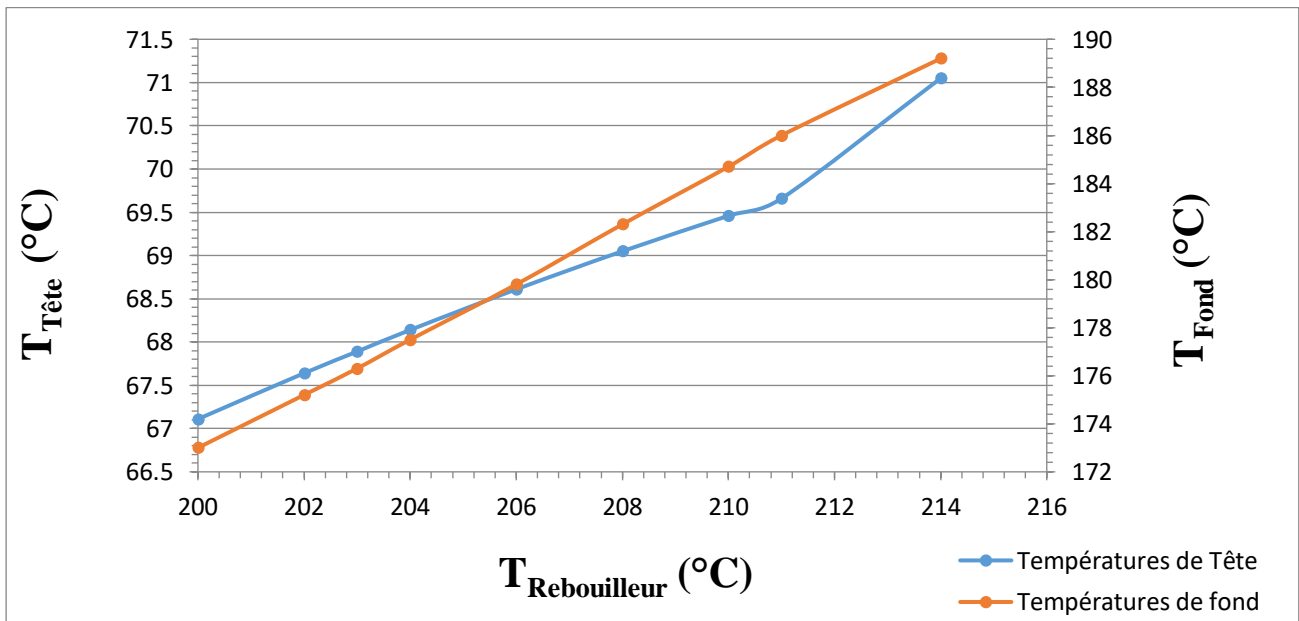


Figure IV.8 : Effet de la température de rebouilleur sur les températures de tête et de fond de la colonne.

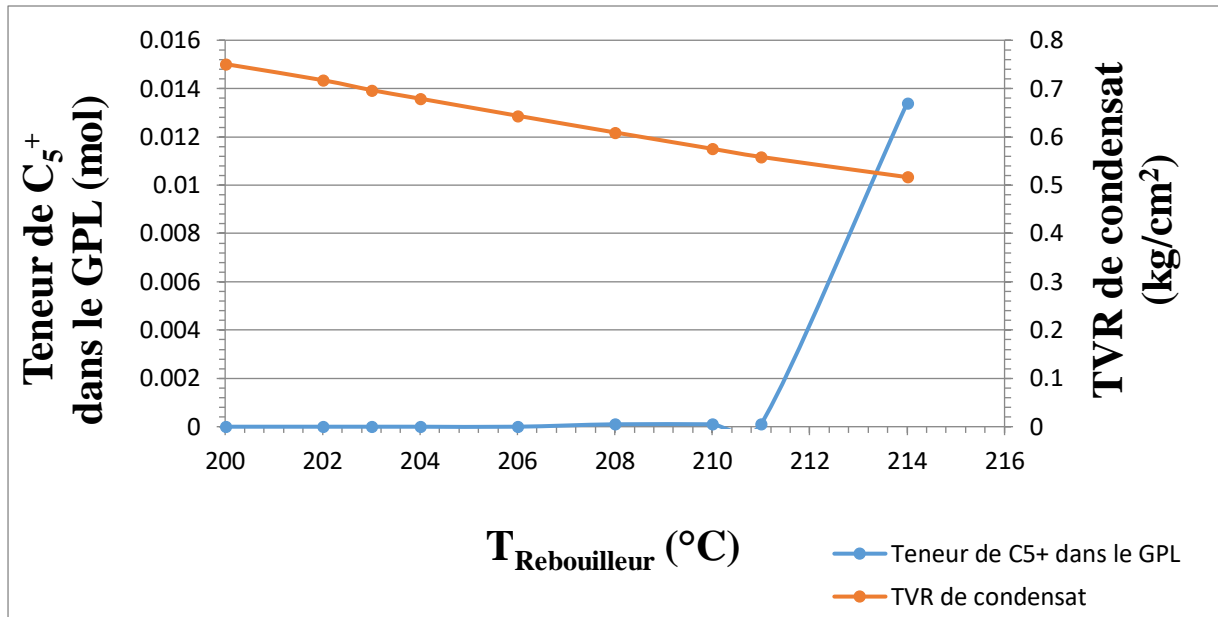


Figure IV.9 : Effet de la température de rebouilleur sur les teneurs de C₅⁺ dans le produit GPL et sur la Tension de Vapeur Reid (TVR) du condensat.

Discussion des résultats

L'étude de l'effet de la température du rebouilleur sur les différentes variables tels que : Les débits du GPL produit et du condensat, les températures de tête et de fond de la colonne et sur les teneurs de C₅⁺ dans le GPL produit et aussi sur la tension de vapeur Reid (TVR) du condensat a montré que :

L'augmentation de la température du rebouilleur provoque l'accroissement des températures de tête et de fond de la colonne. Alors que, l'augmentation du débit du GPL correspond à une diminution du débit du condensat, cela est dû à l'augmentation de la température de fond au dessus de la température d'ébullition de C₄⁻. C'est ce qui entraîne son évaporation du fond vers la tête de la colonne et par identification la Tension de Vapeur Reid (TVR) diminue suite à l'abaissement de la quantité des légers C₄⁻ au fond de la colonne.

D'autre part, si on augmente d'autant plus la température de chauffe, les C₅⁺ commencent à s'évaporer du fond vers la tête de la colonne ce qui prouve qu'on a atteint la température d'ébullition de ses derniers.

D'après ces figures nous observons que la valeur optimale de la température de chauffe est de 203 °C qui correspond à une TVR $\leq 0,7 \text{ kg/cm}^2$, ce qui induit une diminution de l'énergie du rebouilleur.

IV.5.2. Effet de la diminution du débit de reflux

Pour étudier l'effet du débit de reflux sur les spécifications des produits finis, on a fait varier le débit de reflux qui vient du condenseur E108, dans l'intervalle entre 32 (tonne/h) et 20 (tonne/h) tout en fixant la température du rebouilleur à 203 °C. Pour chaque valeur de température choisie, on vérifié les contraintes du procédé imposées.

Les résultats obtenus en respectant la procédure indiquée ci-dessus, sont regroupés dans le tableau IV.8.

Tableau IV.8 : Effet de variation de la température du condenseur sur le fonctionnement de la colonne « C-102 ».

Paramètres	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4	Cas 5	Cas 6	Cas 7	Cas 8
Débits de reflux (tonne/h)	32	30	28	26	24	23	22	20
T _{Rebouilleur} (°C)	203	203	203	203	203	203	203	203
Débits du GPL (tonne/h)	16,26	16,26	16,28	16,28	16,29	16,29	16,33	16,54
Débits du Condensat (tonne/h)	35,74	35,74	35,72	35,72	35,71	35,71	35,67	35,46
Energie évacuée au condenseur (KW)	4824	4623	4429	4230	4032	3932	3841	3693
Q _{Rebouilleur} (kcal/h) .10 ⁶	4,716	4,552	4,382	4,209	4,032	3,950	3,865	3,713
T _{Tête} (°C)	67,89	67,91	67,94	67,97	68,02	68,07	68,31	69,86
T _{Fond} (°C)	176,4	176,7	177	177,3	177,6	177,7	177,9	177,7
TVR de condensat (kg/cm ²)	0,6976	0,6975	0,6973	0,6978	0,6985	0,701	0,708	0,7089

Teneur de C₅⁺ dans le GPL (mol)	0,0000	0,0000	0,0001	0,0002	0,0004	0,0008	0,0028	0,0169
Teneur de C₂⁻ dans le GPL (mol)	0,0162	0,0162	0,0162	0,0162	0,0162	0,0162	0,0162	0,0162

Discussion des résultats

Cette étude nous a permis de déterminer la valeur optimale du débit de reflux, afin de garder un équilibre entre un maximum de condensat produit et une consommation d'énergie minimale tout en respectant les spécifications exigées.

Débit de reflux = 24 (tonne/h)

Q_{condenseur} = 4032 KW

Les figures IV.10, IV.11, IV.12 représentent l'évolution des spécifications des produits GPL et condensat, ainsi que les températures de tête et de fond du débutaniseur en fonction du débit de reflux.

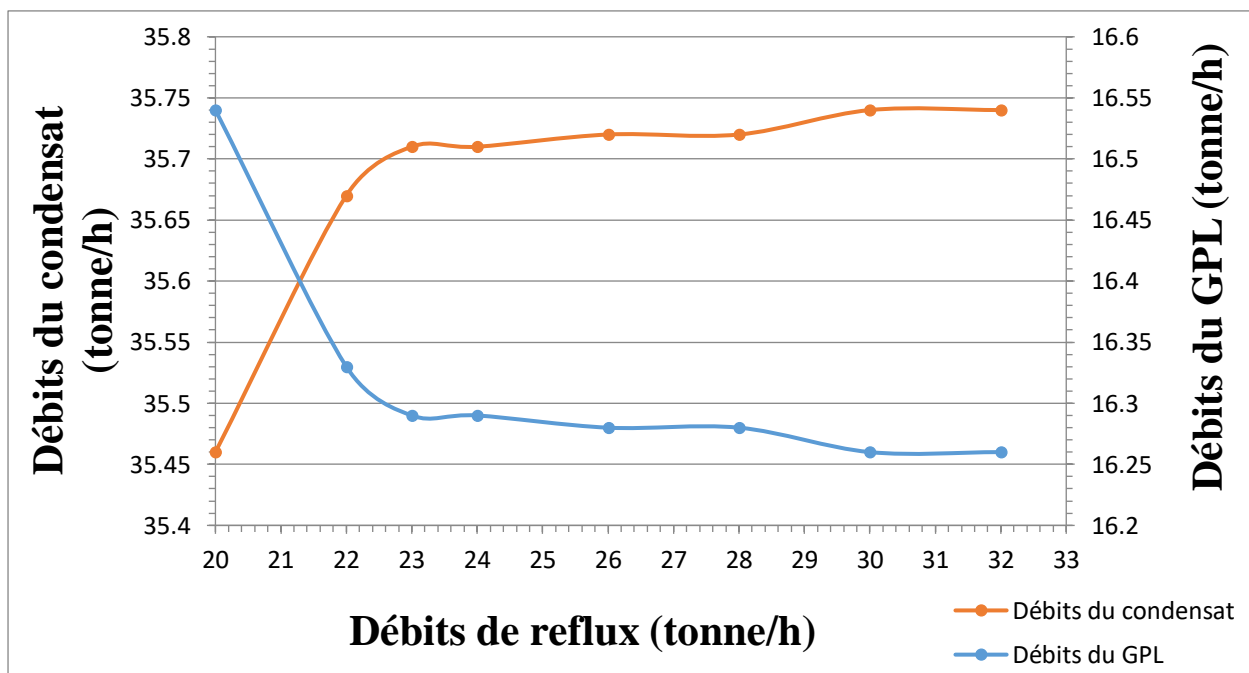


Figure IV.10 : Effet du débit de reflux sur les débits des produits GPL et du condensat.

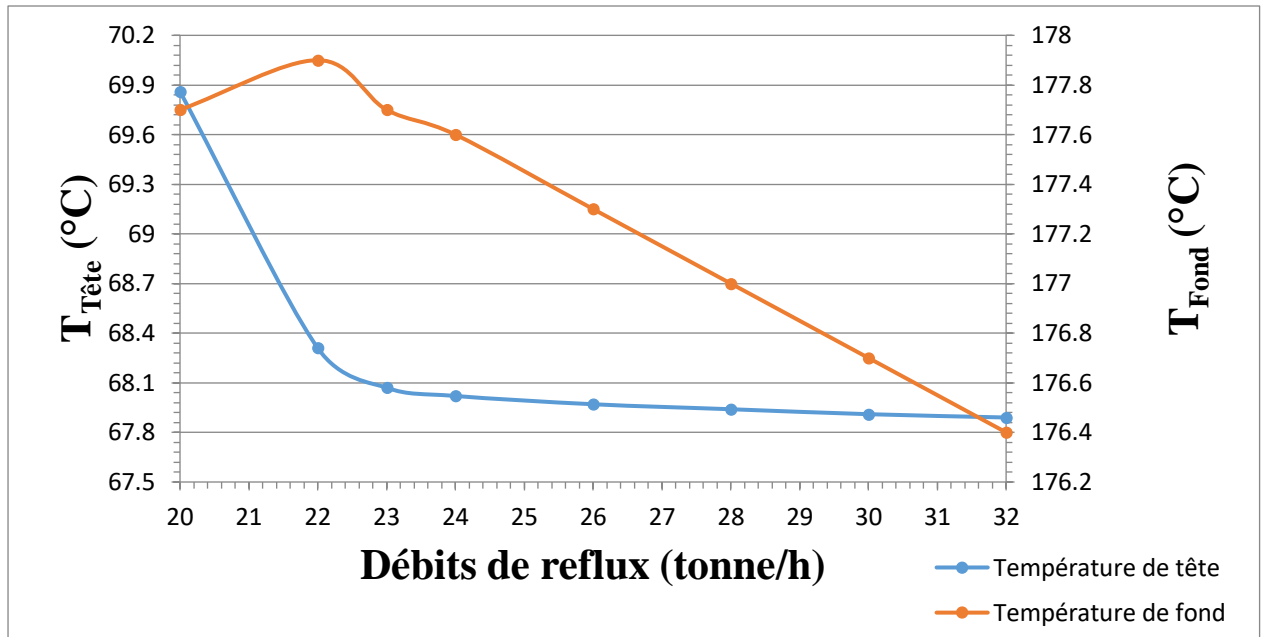


Figure IV.11 : Effet de du débit de reflux sur les températures de tête et de fond de la colonne.

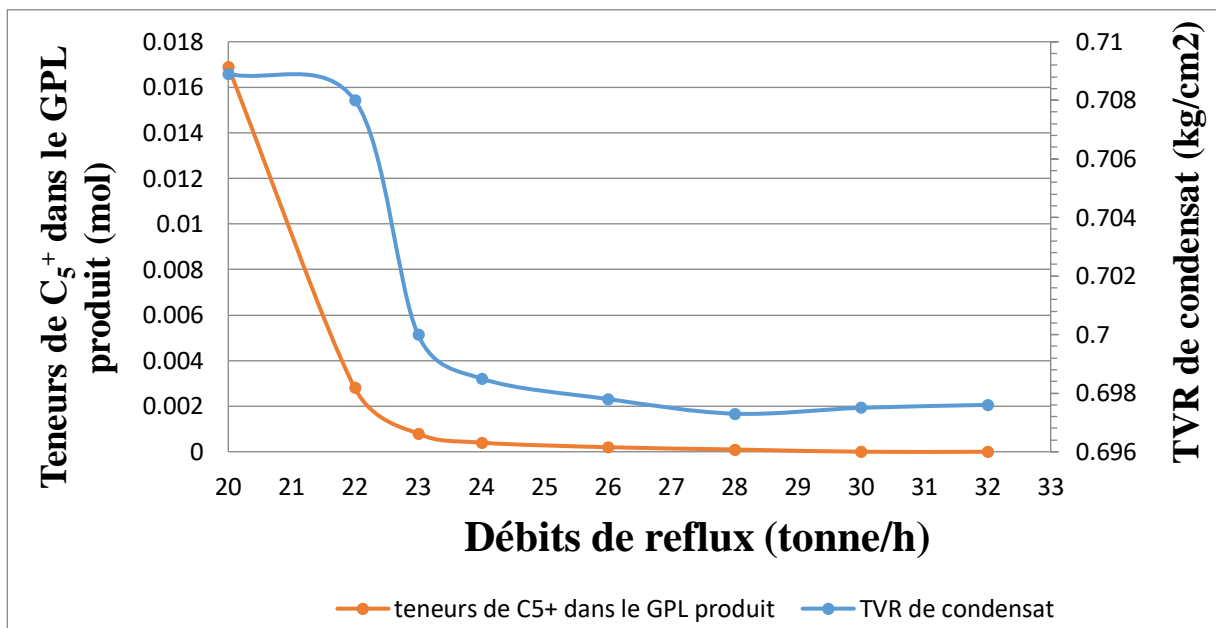


Figure IV.12 : Effet de du débit de reflux sur les teneurs de C₅⁺ dans le produit GPL et sur la Tension de Vapeur Reid (TVR) du condensat.

✚ Discussion des résultats

L'étude de l'effet du débit de reflux sur les différentes variables tels que : les débits des produits GPL et du condensat, les températures de tête et de fond de la colonne et sur les teneurs de C_5^+ dans le GPL produit et aussi sur la TVR du condensat a montré que :

La TVR varie inversement avec le débit de reflux froid, ce qui se traduit par le fait que les fractions légères ne soient pas présentes dans le condensat.

L'augmentation du débit de reflux froid abaisse la température du fond et surtout de la tête de la colonne. Cette baisse de la température de tête mène à la diminution de la teneur des C_5^+ dans le GPL, ce qui signifie que les fractions lourdes ne sont pas entraînées dans le GPL et restent au fond de la colonne. Ceci explique la diminution du débit de GPL correspondant à une augmentation continue du débit de condensat lorsque le reflux augmente.

En effet, après avoir comparé les différentes valeurs du débit de reflux on remarque que la valeur optimale qui vérifie les contraintes sur les teneurs de C_5^+ dans le produit $GPL \leq 0,4\%$ et la $TVR \leq 0,7 \text{ kg/cm}^2$ permet d'économiser l'énergie nécessaire pour faire fonctionner le condenseur, cette valeur est de 24 (tonne/h).

IV.5.3. Résultats de simulation après l'optimisation

D'après les calculs effectués dans l'environnement Hysys, les nouveaux paramètres optimaux sont résumés dans le tableau IV.9.

Tableau IV.9 : Ensemble des paramètres optimisés.

Paramètre	Valeur
Débit de reflux (tonne/h)	24
$T_{\text{Rebouilleur}} (\text{°C})$	203
$Q_{\text{Condenseur}} (\text{KW})$	4032
$Q_{\text{Rebouilleur}} (\text{kcal/h}).10^6$	4,032

Le tableau IV.10 illustre les paramètres optimisés et les spécifications des produits finis comparés à ceux du cas actuel.

Tableau IV. 10 : Comparaison entre les paramètres optimisés et actuels.

Paramètres	Cas actuel simulé	Cas actuel optimisée
T Rebouilleur (°C)	212,5	203
Débit de reflux (tonne/h)	33,1	24
Débit de GPL (Tonne/h)	16,50	16,29
Teneur en C ²⁻ du GPL (mol)	0,0151	0,0162
Teneur en C ₅ ⁺ du GPL (mol)	0,0101	0,0004
Débit De condensat (Tonne/h)	35,50	35,71
TVR Condensat à 37,8 °C (Kg/cm ²)	0,5233	0,6985
Energie fournit au condenseur Q _{Condenseur} (KW)	5113	4032
Energie du rebouilleur Q _{Rebouilleur} ·10 ⁶ (kcal/h)	5,068	4,032

Discussion des résultats

D'après les résultats obtenus figurants dans le tableau VI.10 nous remarquons que :

- ✓ La température du rebouilleur optimisée est inférieure à celle du cas actuel.
- ✓ Le débit du reflux froid optimisé est réduit par rapport au débit du reflux du cas actuel.
- ✓ Le débit du condensât produit dans le cas optimisé est légèrement supérieur à celui du cas actuel. Cela signifie une meilleure récupération des hydrocarbures lourds.
- ✓ Le débit du GPL produit dans le cas optimisé est légèrement inférieur à celui du cas actuel. Cette différence peut être expliquée par la présence d'une légère quantité de Condensât (C₅⁺) dans le GPL dans le cas actuel tout en respectant les spécifications en étant inférieur à 0,4%.

- ✓ La TVR du condensât est légèrement supérieure à celle du cas optimisé, à cause de la présence d'une quantité des légers C₄ dans le condensât tout en respectant les spécifications en étant inférieur à 0,7 Kg/cm².

IV.5.4. Répartition des températures dans la colonne pour le cas optimisé

La figure IV.13 montre l'allure de la répartition des températures pour le cas actuel optimisé. Sachant que :

- ✚ La température de rosé de la vapeur de tête est 55,05 °C.
- ✚ La température de bulle du liquide de fond est 176 °C.

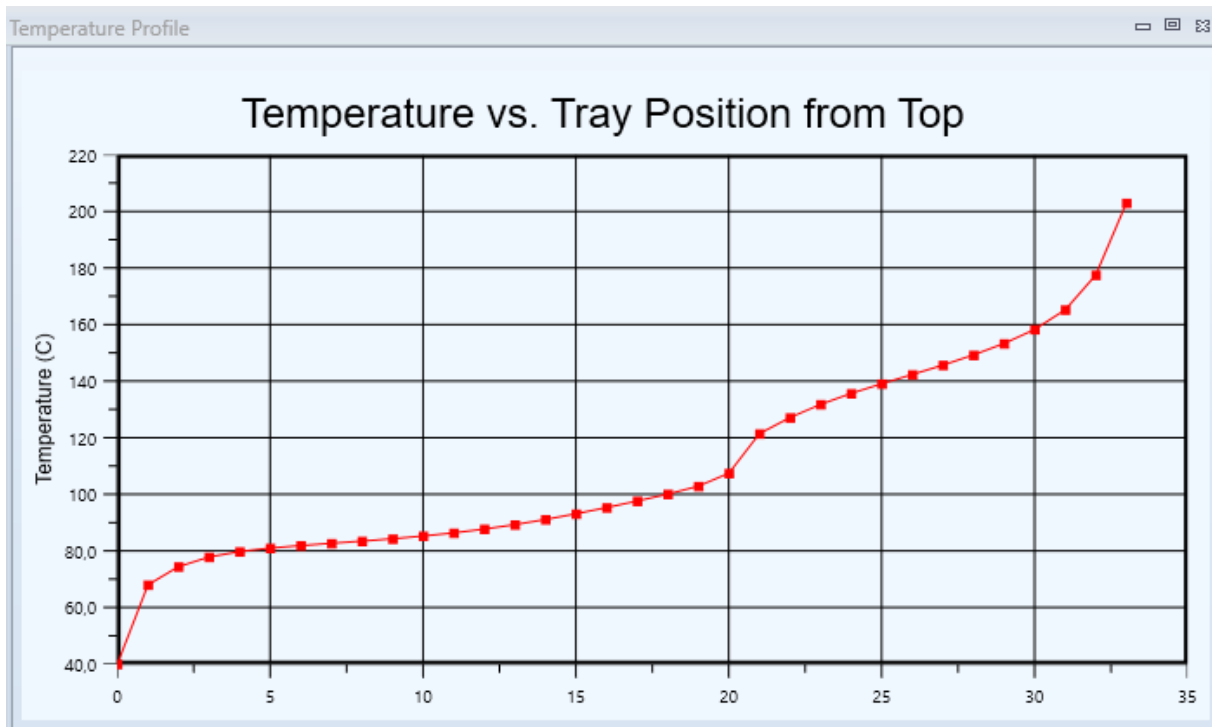


Figure IV.13 : Profil de températures dans la colonne pour le cas optimisé.

Le profil de températures est vérifié tout au long de la colonne fonctionnant sous les conditions optimales. Suivant ce profil, les températures de tête et de fond sont comme suit :

$$T_{\text{Tête}} = 68,02 \text{ °C} \quad \text{et} \quad T_{\text{Fond}} = 177,6 \text{ °C}$$

D'après la courbe, on remarque que l'allure des températures du sommet au fond de la colonne est la même que celle dans le cas actuel, ce qui montre la stabilité de la colonne.

IV.6. Evaluation économique de l'optimisation réalisée dans le rebouilleur et le condenseur

IV.6.1. Evaluation économique de l'optimisation réalisée dans le rebouilleur H102

IV.6.1.1. Calcul du débit de fuel gaz consommé pour un seul four

À partir des résultats donnés par le simulateur HYSYS, nous avons calculé le débit de fuel gaz consommé au niveau du four H102 avant et après l'optimisation des paramètres de la marche du débutaniseur C-102. Le calcul du débit se fait via la relation suivante :

$$\beta = \frac{Q_r}{PCS} \quad (IV.1)$$

Avec :

β : Débit du fuel gaz consommé (m^3/h).

PCS : Pouvoir calorifique supérieur du fuel gaz utilisé ($PCS = 9396 \text{ Kcal}/m^3$).

Q_r : Quantité de chaleur fournie par le rebouilleur pour chauffer la charge de rebouillage ($Kcal/h$).

Dans le tableau IV.11, nous avons fait une comparaison entre l'énergie nécessaire au four H102 en ($Kcal/h$), ainsi que le débit de fuel gaz consommé par ce dernier, avant et après l'optimisation.

Tableau IV.11 : Caractéristiques du rebouilleur.

Paramètre	Cas actuel simulé	Cas actuel optimisé	Ecart
$Q_{\text{fournie}} \cdot 10^6 \text{ (Kcal/h)}$	5,068	4,032	1,036
$\beta \text{ (m}^3/h)$	539,37	429,12	110,25

Evaluation du gain

- ✓ Le débit de fuel gagné pour un seul train du module est de $110,25 \text{ m}^3/h$.
- ✓ Le gain en fuel gaz par année est de $110,25 \times 24 \times 365 = 965790 \text{ m}^3/\text{an}$.

$$\text{Débit}_{\text{fuel}} = 965790 \text{ m}^3/\text{an}$$

IV.6.1.2. Quantité du fuel gaz économisée au niveau du module 4

La quantité du fuel gaz économisée au niveau du module 4 est représentée dans le tableau IV.12.

Tableau IV.12 : Quantité du fuel gaz économisée.

Economie en fuel gaz en m³/h dans un seul four	110,25
Economie en fuel gaz en m³/an dans un seul four « H102 »	965790
Economie en fuel gaz en m³/an dans le MPP4 (3 × « H102 »)	2897370

IV.6.1.3. Calcul de l'énergie économisée en Kcal et en BTU par Année dans le MPP4

✚ En Kcal

$$\text{Energie en Kcal} = \text{Débit du fuel gaz (m}^3/\text{an)} \times \text{PCS (Kcal/m}^3\text{)}$$

$$\text{Energie en kcal} = 27,233688520 \times 10^9$$

✚ En BTU

$$\text{Energie en BTU} = \text{Energie en Kcal} / 0,25$$

$$\text{Energie en BTU} = 108,894754080 \times 10^9$$

Et en million de BTU (MMBTU), l'énergie économisée est de : 108894,754080

IV.6.1.4. Estimation de l'économie réalisée en Dollars et en DA

L'estimation de l'économie réalisée en Dollars est illustrée dans le tableau V.13.

Tableau V.13 : Estimation de l'économie réalisée en Dollars.

MMBTU économisés dans un seul four « H102 »	36298,25
MMBTU économisés dans le module 4 (3 × « H102 »)	108894,754
Prix du MMBTU sur le marché international en Dollars	2,30
L'économie en Dollars au niveau d'un seul four « H102 »	83485,975
L'économie en Dollars au niveau du module 4 (3 × « H102 »)	250457,934

L'économie en Dollars réalisée au niveau des trois fours du module 4 est estimée à :

250457,934 Dollars/ans.

Pour le mois de mars 2023, et qui correspond à notre période de stage au sein du module IV, le million de BTU a enregistré sur le marché international une valeur égale à 292,53 DA. A partir de là nous pouvons dire que :

- ✚ L'économie en DA réalisée au niveau d'un seul four H102 est estimée à 10618327,0725DA/an; soit 10,5 M DA/ans.
- ✚ l'économie en DA réalisée au niveau des trois fours du module 4 est estimée à :

31854981,2175DA/ans; soit 32 M DA/ans.

IV.6.2. Evaluation économique de l'optimisation réalisée dans le condenseur E108

IV.6.2.1. Quantité d'énergie économisée au niveau du condenseur E108

Dans le tableau IV.14, nous avons comparés les énergies consommées au niveau du condenseur pour le cas actuel et le cas actuel optimisé.

Tableau IV.14 : Caractéristiques du condenseur.

Paramètre	Cas actuel simulé	Cas actuel optimisé	Ecart
Q Condenseur (kw/h)	5113	4032	1081

✚ Evaluation du gain

L'énergie électrique gagnée pour un seul condenseur du module 4 est estimée à 1081KW/h, ce qui fait que le gain en énergie électrique par année pour un seul condenseur est de :

$$Q_{condenseur} = 1081 \times 24 \times 365 = 9469560 \text{ KW/ans.}$$

IV.6.2.2. Estimation de l'économie réalisée en DA

L'évaluation de l'économie réalisée dans le condenseur est montrée dans le tableau IV.15.

Tableau IV.15 : Evaluation de l'économie réalisée.

L'énergie économisés en KW/h dans un seul condenseur « E108 »	1081
L'énergie économisés en KW/ans dans un seul condenseur « E108 »	9469560
L'énergie économisés en KW/ans dans le module 4 (3 × « E108 »)	28408680
Prix de l'unité KW sur le marché national en DA	4,179
L'économie par ans en DA au niveau d'un seul condenseur	39573291,24
L'économie en DA au niveau du module 4 (3 × condenseur)	118719873,72

L'économie en DA réalisée au niveau des trois condenseurs du module 4 est estimée à :

118719873,72 DA/ans; soit 119 M DA/ans.

IV.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous discutons les résultats que nous avons obtenus lors mis le point sur le problème de l'effet de la diminution du débit de la charge de la colonne du débutaniseur sur le choix des paramètres opératoires optimums du débutaniseur au niveau du module processing plant IV (MPPIV) de Hassi R'mel. On a essayé de contribuer à la résolution de ce problème par l'optimisation des paramètres de fonctionnement de la colonne pour avoir une bonne production de GPL et de condensat en qualité et en quantité avec un gain d'énergie au niveau du four « H102 » et du condenseur « E108 ».

Conclusion générale

Conclusion générale

Notre stage qui a été réalisé au niveau de l'unité de traitement de gaz (Module 4) de Hassi R'mel, nous a permis d'acquérir et d'approfondir nos connaissances théoriques en effet dans la pratique.

Pendant la période du stage, nous avons remarqué que l'un des principaux intérêts du SONATRACH est de contrôler les dépenses et de réduire le coût de l'exploitation de sa production, ce qui d'une grande importance dans l'économie de cette entreprise.

Nous tenons à rappeler que notre étude est axé sur l'optimisation des paramètres de la colonne de débutaniseur C-102 au niveau de module 4, pour réduire le fuel gaz consommé par le four H-102 qui est le rebouilleur pour cette colonne et pour réduire l'énergie électrique consommé par l'aéroréfrigérant qui est le condenseur pou cette colonne, pour que les spécifications des produites (GPL et condensat) restent les mêmes agréés pour la commercialisation.

À la lumière des résultats obtenus, on peut tirer les conclusions suivantes :

- ✚ Le débutaniseur joue un rôle plus important dans le procédé de traitement de gaz parce que c'est l'appareille de fractionnement qui assurer la séparation entre les légers (GPL) et les lourds (Condensat). Donc c'est nécessaire de devrais optimiser les paramètres liés a cette colonne de fractionnement
- ✚ Les paramètres opératoires de débutaniseur et les spécifications des produits qui nous avons vérifié pour assurer le bon déroulement du logiciel de simulation Aspen HYSYS sont acceptables et proches des paramètres et des spécifications du cas désigne qui nous avons pris comme référence à partir de département d'exploitation de module 4 a Hassi R'mel.
- ✚ Le modèle thermodynamique utilisée dans le simulateur Aspen HYSYS pour vérifier et optimiser ces paramètres est Peng-Robinson.
- ✚ Les paramètres principaux qui agissent directement sur le bon fonctionnement de la colonne sont : La température de la chauffe (Rebouilleur), la température du condenseur et le débit de reflux

- ✚ Le débit de fuel gagné pour un seul train du module est de 110,25 m³/h, d'où l'économie de 965790 m³ par an.
- ✚ Le débit de fuel gagné pour le module 4 est 2897370 m³ par an, cette optimisation peut être appliquée sur l'ensemble des modules.
- ✚ L'énergie électrique gagnée pour un seul condenseur du module 4 est estimée à 1081KW/h, ce qui fait que le gain en énergie électrique par année pour un seul condenseur est de 9469560 KW/ans
- ✚ Nous recommandons d'abaisser à la fois la température de four H-102 (Rebouilleur) et le débit de reflux pour économiser sur le gaz consommé par le four, pour un bon fractionnement qui permet d'augmenter la production du condensat qui est plus cher que le GPL
- ✚ Nous recommandons aussi de redimensionner la colonne C-102 et le four (H102) puisque la charge de la colonne est en décroissance continu

Et pour l'amélioration de la situation d'exploitation de gaz brut au niveau de module 4 de Hassi R'mel, nous le présenterons par des recommandations que nous jugeons utiles et qui s'inscrivent dans les ambitions stratégiques de SONATRACH afin de continuer à se développer dans le domaine de l'exploitation du gaz brut.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] S. A. Moussa, D. Boutassouna Djamel, Traitement du gaz naturel du Hassi R'mel (Module 01), Rapport de fin d'étude, Université AMAR THELIDJI-LAGHOUAT, 2023.
- [2] Rapport de stage du center stockage et transfert facilité, Centre de formation Hassi R'mel, 2010
- [3] <https://fr.scribd.com/document/376592487/I-docx#>.
- [4] Z. Benarima, Optimisation des paramètres de fonctionnement de débutaniseur, Mémoire fin de formation au niveau du hassi R'mal module 4, 2019.
- [5] F. Smahi. H. Morsli, Étude de l'impacte économique et environnementale généré à travers l'optimisation des paramètres de fonctionnement d'une colonne de distillation, Mémoire de Master, Université de béjaia, 2021.
- [6] A. Kerbouch, K. Boumadiane, Vérification et optimisation des paramètres de fonctionnement de la colonne du débutaniseur T202 à HASSIR'MEL MPP1, Mémoire de Master, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2019.
- [7] S. Bencheikh, Optimisation des paramètres de fonctionnement de section haute pression à l'aide de l'outil HYSYS à Hassi R'mel, Mémoire de Master, Université de Ghardaïa, 2022.
- [8] Manuel opératoire module 1, Hassi R'mel. Algérie, « Stone and Webster corporation », 1976.
- [9] L. Chebli, Y. ABBASSI, Calcul des paramètres de fonctionnement du dépropaniseur (Unité (38); traitement de GPL) « module III à Hassi R'mel », Mémoire de Master, Université Mohamed Khider-Biskra, 2014.
- [10] B. Baloul, H. L. Zeggar, Optimisation des débits d'injection du glycol dans le gaz d'alimentation en vue d'éviter la formation d'hydrates. Mémoire d'ingénieur d'état, Ecole Nationale Polytechnique, 2018.
- [11] Manuel opératoire module 4 « schéma de processus ».
- [12] M. H. Sellami, Procédés de traitement du gaz naturel, Cours, 2015.
- [13] Manuel description de module IV, SONATRACH.
- [14] Rapport annuel du Module Processing Plant 4. XP_Hassi R'mel, 2018.
- [15] Manuel opératoire module 4 de hassi r'mel, N°1.
- [16] Manuel opératoire module 4 de hassi r'mel, N°2
- [17] A. Rojey, B. Durand, C. Jaffret, S. Jullian, M. Valais, Le gaz naturel : production, traitement, transport, Editions Technip-Paris, 1994.

- [18] A. Rojey, Le gaz naturel: de la production aux marchés, Editions Technip, Paris, 2013.
- [19] R. Bouneb, H. Ferhat, Détermination des nouveaux paramètres de fonctionnement du débutaniseur du Module 4 de Hassi R'mel avec une nouvelle charge, Mémoire de Master, Université M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES (FHC), 2016.
- [20] S. Amokrane, Analyse et valorisation des gaz naturel et gaz torches par les complexes de liquéfaction, Thèse de Doctorat, Université des sciences et de la technologie-Houari Boumediene (USTHB), 2007.
- [21] Technique de l'ingénieur, Traitement de gaz.
- [22] A. Khezzane, I. Ahmouda, E. Souda, Etude des propriétés du gaz naturel traité destiné Aux procédés de liquéfaction de ce gaz, Mémoire de Master, Université Echahid Hamma Lakhdar EL Oued 2021.
- [23] GNL101 Initiation au Gaz Naturel Liquéfié, SNC. LAVALIN, 2016.
- [24] J. F. Gravier, Propriétés des fluides de gisement cours de production, Editions Technip, Tome 2, Paris, 1986.
- [25] S. Bouguern, S. Khelil, Étude de dimensionnement de déshydrateur au sein de complexe HAMRA de Sonatrach, Mémoire de Master, Université Aboubakr Belkaïd-Tlemcen, 2020.
- [26] <https://lelementarium.fr>, Ammoniac.
- [27] L'Association canadienne des producteurs pétroliers (Les utilisations du gaz naturel) <https://www.capp.ca>.
- [28] <https://www.newfortressenergy.com>. (Les avantages du gaz naturel).
- [29] <https://www.connaissancedesenergies.org>, Prospection / exploration gazière et pétrolière.
- [30] L'Association canadienne des producteurs pétroliers (L'extraction du gaz naturel) <https://www.capp.ca/>.
- [31] A. Abdoulaye, Contribution à la surveillance d'un processus de forage pétrolier, Thèse de Doctorat, Paris Tech-Institut de sciences et technologies, 2010.
- [32] <https://www.ilocis.org>, Richard S. Kraus, Chapitre 75, La prospection et l'extraction pétrolière, Encyclopédie de sécurité et de santé au travail, Le Bureau international du Travail.
- [33] M. Ghebbache, M. Serraya, Exploitation du gaz de schiste en Algérie, Mémoire de Master, Université Kasdi Merbahd'Ouargla, 2018.
- [34] D. Brigant, A. Leblond, « FORAGES », Encyclopédie Universalis [en ligne], consulté le 23 avril 2023. URL : <https://www.universalis.fr/encyclopedie/forages/>.
- [35] B. Clément, Évrard DE FOSSEUX, François DEBIEN, Jean-Pierre PERRET, Odile PUYRAIMOND, Patrick de RENÉVILLE, Michel RICHARD, « GAZ

- NATUREL », Encyclopædia Universalis [en ligne], consulté le 26 avril 2023.
URL : <https://www.universalis.fr/encyclopedie/gaz-naturel/5-traitement/>.
- [36] N. Ghamri, Etude comparative de quelques méthodes de liquéfaction du gaz naturel, Mémoire de Master, Université Mohamed Khider de Biskra, 2019.
- [37] B. Housseem Eddine, B. Kamel, Les problèmes de la production de gaz dans la région de Hassi R'mel, Mémoire de Master, Université KASDI MERBAH-OUARGLA, 2019.
- [38] <https://www.antargaz.fr/guide-pratique/gaz-naturel/reserves>.
- [39] <https://www.planete-energies.com/fr/media/chiffres/production-mondiale-gaz-naturel>.
- [40] <https://fr.statista.com/statistiques/565249/principaux-pays-en-terme-de-production-de-gaz-naturel-au-monde-en/>.
- [41] <https://www.planetoscope.com/Source-d-energie/1230-consommation-mondiale-de-gaz-naturel.html>.
- [42] https://wintershalldea.com/sites/default/files/media/files/220222_publ_fs_algerien_fr.pdf
- [43] <https://energir.com/fr/a-propos/nos-energies/gaz-naturel/gaz-naturel-liquefie/>.
- [44] <https://www-techniques-ingenieur-fr.snd11.arn.dz/base-documentaire/procedes-chimie-bio-agro-th2/operations-unitaires-traitement-des-gaz-42485210/liquefaction-du-gaz-naturel-j3601/procedes-de-liquefaction-j3601v2niv10002.html>
- [45] <https://www-techniques-ingenieur-fr.snd11.arn.dz/base-documentaire/energies-th4/combustibles-fossiles-42215210/gaz-naturel-be8555/midstream-be8555niv10002.html#niv-s17604670>.
- [46] Transport du GNL, <https://energiesaguenay.com/fr/navigation-gnl/transport-maritime-gnl/>.
- [47] B. Logbi, Optimisation des paramètres de fonctionnement d'une débutaniseuse, Mémoire de Master, Université de Boumerdes, 2006.
- [48] R. Aboullaev, V. Kossiakov, Théorie et calcul de la rectification des mélange complexes, Brochures, 2005.
- [49] A. Skoblo, I. Tregoubov, N. Egorov, Méthode et appareils de l'industrie du pétrole, Edition Technip-Paris, 1986.
- [50] I. K. Mekki, Modélisation et commande robuste d'une colonne de distillation, Thèse de Doctorat, USTO_MB, 2014.
- [51] F. H. Bouchama, M. Hassoun, Commande non linéaire et diagnostic d'une colonne de distillation en vue d'une application en pétrochimie Mémoire de Projet de Fin d'Etude pour

l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état et de Master en Automatique école national polytechnique-Alger, 2018.

[52] J. F. Gravier, Propriétés des fluides de gisements-cours de production TOME 2, Editions Technip, paris 1986.

[53] A. M. Mouhssen, Mostefa, Houssemeddine, Contribution à L'étude d'une colonne de distillation à plateaux : (Dé-butaniseur C-102 de Hassi R'MEL), Mémoire de Master, Université M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES, 2017.

[54] A. M. Lakhdar Aggoune, Détection de défauts dans les procédés industriels par l'utilisation des méthodes d'identification paramétrique, Thèse de Doctorat, Université FERHAT ABBAS - SETIF 1 UFAS, 2018.

[55] Manuel opératoire.

[56] F. Kara, Surveillance d'un condenseur d'une colonne de distillation par les méthodes analytique et graphique, Mémoire de Magister, Université de Farhat Abas de Sétif, 2008.

[57] Le cas design à partir d'Enterprise JGC.

[58] Z. Guellal, Optimisation des paramètres de débutaniseur C-102 module 4 hassi rmal, Rapport de formation d'ingénieur.

[59] A. Djebbari, Simulation d'une unité de production de méthanol à l'aide de l'aspen plus-hsys, Mémoire de Master, Université Mohamed Khider-Biskra, 2014.

[60] P. Rouchon, Simulation dynamique et commande non linéaire des colonnes à distiller, Thèse de doctorat, École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 1990.

[61] Jiménez, M. S. Basualdo, J. C. Gómez, Nonlinear dynamic modeling of multicomponent batch distillation: a case study, Brazilian journal of chemical engineering, vol. 19, no. 03, pp. 307-317, 2002.

[62] M. Mekcem, Dimensionnement d'un échangeur a tubes et calandre de l'unité de décarbonatation du complexe GL1/k Skikda, Mémoire de Master, Université de Badji Mokhtar-Annaba, 2017.

[63] T. D. Amine, Calcul technologique et simulation du procédé de distillation, Mémoire de Master, Université de Mohamed Khider de Biskra, 2022.

[64] P. Pierre, A to Z of Thermodynamics, Edition Press, University of Oxford, 1998.

[65] Rey G. Montemayor, Distillation and vapor pressure measurement in petroleum products, West Conshohocken, PA 19428–2959, 2008.

[66] Baptiste Bouillot, Introduction aux méthodes thermodynamique pour le génie des procédés, Cours, 2017.

[67] O. Touat, F. Belaidi, Analyse énergétique et exergetique d'une centrale à gaz, Mémoire de Master, Université de Bouira, 2018.