

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université 8mai 1945 Guelma

Faculté des Sciences et de la Technologie

Département de Génie des Procédé

Mémoire de Projet de Fin d'Etudes
2^{ème} Année Master

**Etude de l'efficacité d'injection de gaz chaud pour la prévention et
l'élimination des hydrates**

Filière : Génie des Procédés

Spécialité : Génie des Procédés

Présenté par :

KHALLA Dounya
NAILI Assia

Sous la direction de :

Pr : BENHAMZA M. E. Hocine

Co-encadreur :
Dr : KSOURI Rabeh

23-09-2020



Remerciement

Avant tout nous remercions "Allah" tout puissant qui nous a donné le courage, la volonté et la force pour accomplir ce modeste travail et de nous avoir éclairé le chemin de la réussite.

*Nous remercions vivement notre Encadreur Pr **BENHAMZA M. E. H.** pour son aide précieuse et ses conseils judicieux ainsi que **Dr. KSOURI R.** et tous les enseignants du département de Génie des Procèdes pour leur contribution et leur disponibilité. Nos remerciements vont aussi aux membres de jury qui ont accepté de juger notre travail.*

*Nos sincères gratitudes s'adressent aussi aux responsables du champ gazier d'Oued Noumer et particulièrement à Mr : **NAAM Ridha** et tous les opérateurs sans exception.*

Finalement, nos remerciements à nos amis et à tous ceux ou celles qui ont contribué de près ou de loin à l'accomplissement de ce travail.



Dédicace

Nous dédions ce travail :

*A nos très chers parents, sources inépuisables
d'amour et de tendresse*

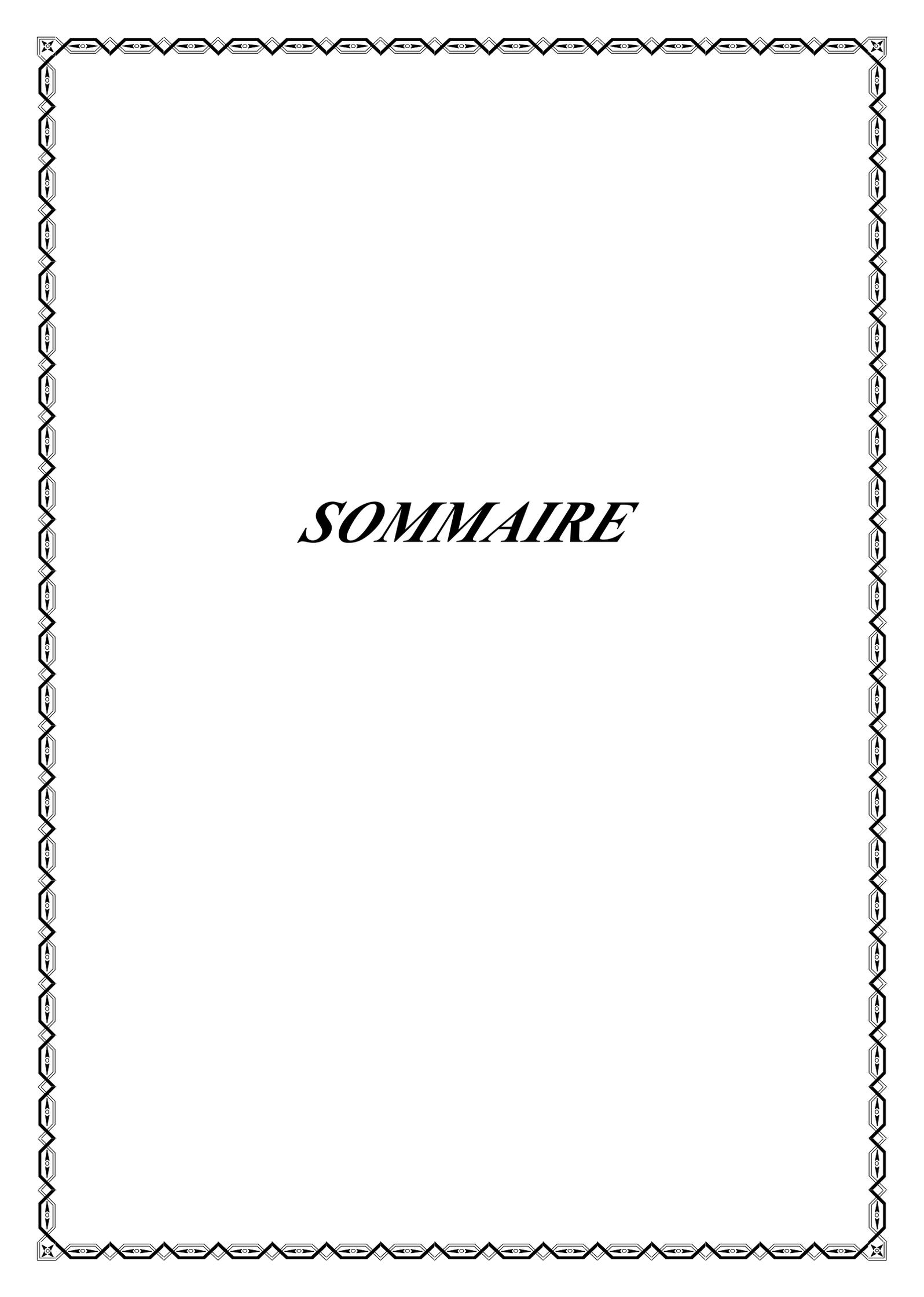
En reconnaissance

Des sacrifices consentis avec dévouement

Pour notre éducation et notre formation.

A nos amis et à toute notre famille ainsi

*Qu'à tous ceux qui nous sont chers veuillez trouver
ici le symbole de l'amour*



SOMMAIRE

SOMMAIRE

INTRODUCTION GÉNÉRALE.....01-02

CHAPITRE I : GÉNÉRALITÉS SUR LE GAZ NATUREL

I.1. Introduction.....04

I.2. Définition du gaz naturel.....04

I.3. Formation du gaz naturel.....04

I.4. Production du gaz naturel.....04

I.5. Le gaz naturel dans le monde.....05

 I.5.1. Les réserves de gaz naturel.....05

 I.5.2. La production de gaz naturel.....06

 I.5.3. La consommation de gaz naturel.....06-07

I.6. Description et caractéristique technique de gaz naturel.....07

I.7. Propriétés du gaz naturel.....08

 I.7.1. Propriétés volumique du gaz.....08

 I.7.1.1. La masse volumique.....08

 I.7.1.2. Le volume massique ou spécifique.....08

 I.7.1.3. La densité.....08

 I.7.2. La viscosité.....08

 I.7.3. La conductivité thermique.....08

 I.7.4. La tension superficielle et inter faciale08

 I.7.5. Le pouvoir calorifique.....09

 I.7.5.1. Pouvoir calorifique supérieur (PCS).....09

 I.7.5.2. Pouvoir calorifique inférieur (PCI).....09

I.8. Les différents types de gaz naturel.....09

 I.8.1. Gaz naturel bactérien (biochimique).....09

 I.8.2. Gaz thermique.....09

I.8.3. Gaz inorganique.....	09
I.8.4. Gaz sec.....	09
I.8.5. Gaz humide.....	09
I.8.6. Gaz à condensat	10
I.8.7. Gaz associé.....	10
I.9. Le gaz naturel en Algérie	10
I.9.1. Richesse Algérienne en gaz naturel.....	11
I.9.2. Approvisionnement en gaz naturel en Algérie.....	11
I.9.3. Transport du gaz par la GRTG.....	11
I.9.4. Le givrage des postes de détente.....	12
I.9.4.1. Givrage externe.....	12
I.9.4.2. Givrage interne.....	12-13
CHAPITRE II : DESCRIPTION DÉTAILLÉ DE L'UNITÉ D'OUED NOUMER	
II.1. Introduction.....	15
II.2. Représentation de la région Hassi R'mel.....	15
II.2.1. Situation géographique de Hassi R'mel.....	15
II.2.2. Historique du champ de Hassi R'mel.....	15
II.3. Situation géographique d'Oued Noumer.....	15-16
II.4. Gisements.....	16
II.4.1. Présentation des gisements.....	16
II.5. Organigramme d'Oued Noumer.....	16
II.6. Capacité des installations.....	17
II.6.1. Données techniques.....	17-19
II.6.2. Date de début de construction.....	19
II.6.3. Date de démarrage.....	19
II.7. Description générale de processus du champ d'Oued Noumer.....	19
II.7.1. Unité de traitement de brut et de gaz d'ONR.....	19-20

II.7.1.1. Unité 20 (traitement de brut et de gaz d'ONR).....	20
a. Séparation de brut haute pression 20-B-01.....	20
b. Séparation de gaz haute pression 20-B-02.....	20
c. Séparation moyenne pression 20-B-03.....	21
d. Séparation basse pression 20-B-04.....	21
II.7.1.2. Unité 30 (unité de compression).....	21-22
II.7.2. Description de la section de fractionnement de GP.....	22-23
II.7.2.1. Unité 100 : Pré refroidissement et déshydratation.....	23-24
II.7.2.2. Unité 200 : Récupération de GPL.....	24-25
II.7.2.3. Unité 300 : Recompression du gaz traite.....	25-26
II.7.2.4. Unité 400 : Fractionnement du GPL.....	26-28
II.7.2.5. Unité 500 : Stockage et expédition de GPL.....	28
II.7.2.6. Unité 600 : Circulation d'huile chaude.....	29
II.7.2.7. Unité 700 : Ethanol et réseau de torche.....	29
a. Système méthanol.....	29
b. Système torche froide.....	29
c. Système de ramassage des égouts huileux.....	30
II.7.2.8. Unité 800: Système d'air et gaz inerte.....	30
II.7.2.9. Unité 900: sous-station électrique.....	30

CHAPITRE III: LES HYDRATES DE GAZ

III.1. Définition des hydrates.....	32
III.2. Les conditions de formation des hydrates.....	33
III.3. Structure des hydrates.....	33
III.3.1. Structure I (S.I).....	33
III.3.2. Structure II (S.II).....	34
III.3.3. Structure H (S.H).....	34
III.4. Courbe (P, T) de formation d'hydrates.....	34
III.5. Inconvénients des hydrates.....	34

III.6. Propriétés thermiques des hydrates.....	35
III.6.1. Chaleur de formation/dissociation des hydrates.....	35
III.6.2. Capacité calorifique.....	35-36
III.6.3. Conductivité thermique.....	36
III.7. Prévention des hydrates.....	37
III.7.1. Chauffage.....	37
III.7.1.1. Circulation du fluide chaud dans un faisceau de pipe.....	37-38
III.7.1.2. Chauffage électrique.....	38
III.7.2. Réduction de pression.....	38
III.7.3. Utilisation d'inhibiteurs.....	39-40
III.7.4. Déshydratation.....	40
III.7.4.1. Déshydratation par adsorption.....	40
III.7.4.2. Déshydratation par absorption.....	41-42
III.7.4.3. Déshydratation par perméation gazeuse.....	42
III.7.4.4. Déshydratation par abaissement de température.....	43

CHAPITRE IV : CALCUL ET SIMULATION

IV.1. Problématique	45
IV.2. Partie calcul.....	45
IV.2.1. Calcul de temps nécessaire pour fusionner le bloc d'hydrate au niveau de la vanne LV2103.....	45
a. Diffusivité thermique.....	46
b. Vitesse d'écoulement	46
c. Coefficient de transfert de chaleur.....	46
d. Débit de chaleur	47
e. Masse de sphère.....	48
f. Energie nécessaire de fusion	48
g. Temps de fusion de bloc d'hydrate	48
IV.3. Partie simulation	51
IV.3.1. Introduction.....	51

IV.3.2. Définition de la simulation.....	51
IV.3.3. Présentation du logiciel HYSYS.....	51
IV.3.4. Définition de HYSYS.....	52
IV.3.5. Schéma de simulation de procédé.....	52
IV.3.6. Etablissement de schéma de simulation.....	53
IV.3.7. Simulation de cas design.....	53
IV.3.7.1. Les étapes de simulation du cas design.....	54
IV.3.7.2. Comparaison entre le cas design et le cas actuel de l'unité 400 fractionnement du GPL.....	55
IV.3.8. Simulation de cas d'injection du gaz naturel chaud.....	65
IV.3.8.1. Injection du gaz à la sortie du ballon 20B07	65
IV.3.8.2. Etude de l'effet de l'injection de gaz chaud sur les paramètres de fonctionnement de la colonne.....	67
CONCLUSION.....	77-78
RÉFÉRENCE	
ANNEXE	



LISTE DES TABLEAUX

LISTE DES TABLEAUX

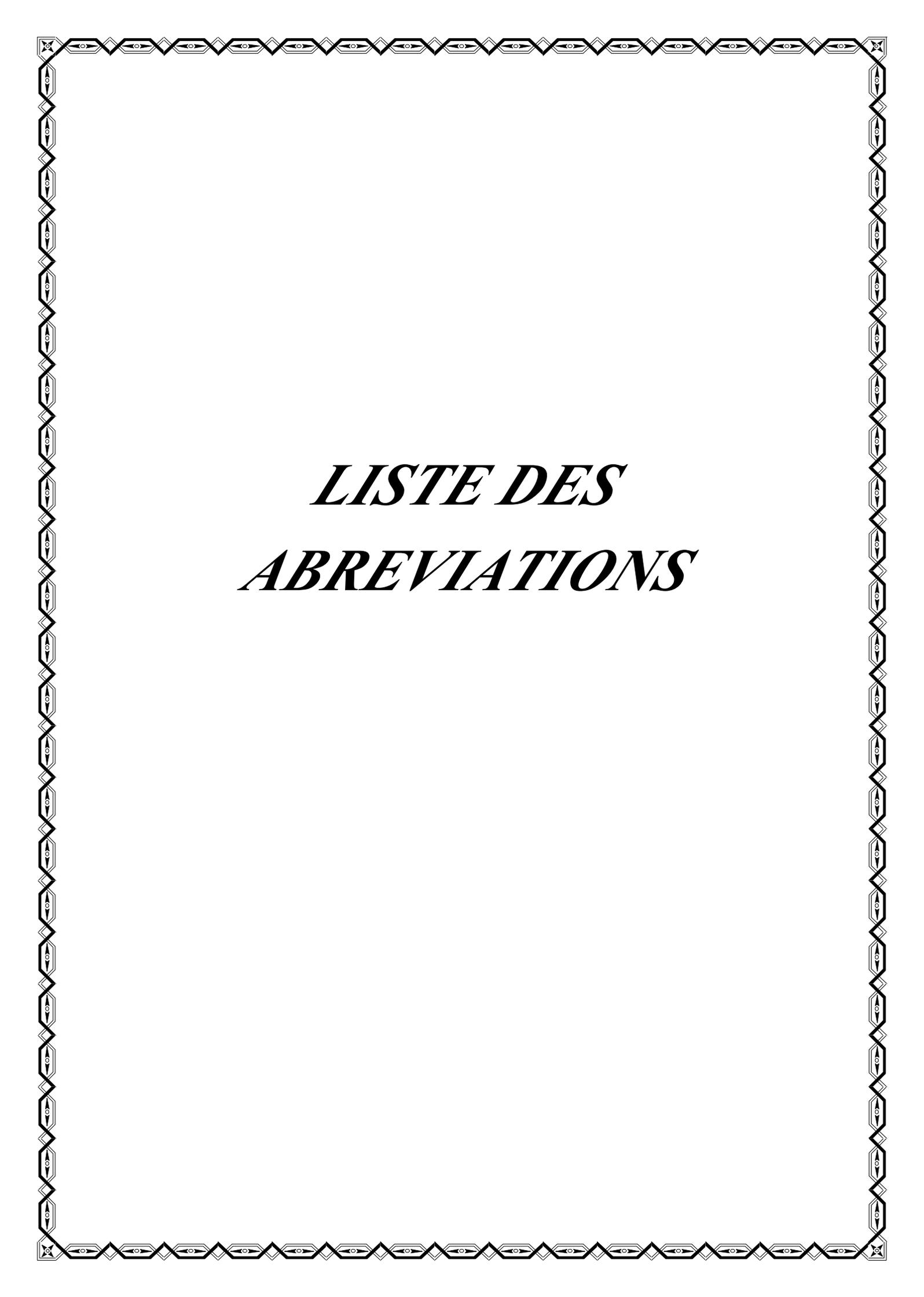
Tableau	Titre	Page
Tableau III.1	Chaleur de formation / dissociation des hydrates	49
Tableau III.2	Conductivités thermiques expérimentales	50
Tableau IV.1	Propriétés du gaz injecté de sortie de compresseur du turbo-expander 20-KE-01	60
Tableau IV.2	Propriétés du gaz injecté de sortie du compresseur 30KE01	62
Tableau IV.3	Comparaison entre cas actuel et cas design de la charge d'alimentation du dééthaniseur	68
Tableau IV.4	Comparaison entre cas actuel et cas désigne de paramètres de fonctionnement de la charge d'alimentation du dééthaniseur	68
Tableau IV.5	Comparaison entre cas actuel et cas désigne de produit de dééthaniseur	68
Tableau IV.6	Comparaison entre cas actuel et cas désigne de paramètres de fonctionnement de produit de dééthaniseur	68
Tableau IV.7	Composition de gaz à injecter	84
Tableau IV.8	Les paramètres du gaz injecté ainsi que celles de la charge froide.	84
Tableau IV.9	Evolution de température en fonction de débit injecté	84
Tableau IV.10	Composition du mélange avec un débit de 5 t/h	85
Tableau IV.11	Composition de la colonne (tête et fond) avec un débit de 5 t/h	85
Tableau IV.12	Composition du mélange avec un débit de 10t/h	85
Tableau IV.13	Composition de colonne (tête et fond) avec un débit de 10t/h	86
Tableau IV.14	Composition du mélange avec un débit de 15t/h	86
Tableau IV.15	Composition de colonne (tête et fond) avec un débit de 15t/h	86
Tableau IV.16	Les paramètres du gaz injecté ainsi que celles de la charge froide	87
Tableau IV.17	Evolution de température en fonction de débit du gaz injecté de sortie decompresseur 30-KE-01	87
Tableau IV.18	Composition de mélange avec un débit de 5 t/h	87
Tableau IV.19	Composition de la colonne (tête et fond) avec un débit de 5t/h	88
Tableau IV.20	Composition du mélange avec un débit de 10t/h	88
Tableau IV.21	Composition de la colonne (tête et fond) avec un débit de 10t/h	88
Tableau IV.22	Composition du mélange avec un débit de 15t/h	89
Tableau IV.23	Composition de la colonne (tête et fond) avec un débit de 15t/h	89



LISTE DES FIGURES

LISTE DES FIGURES

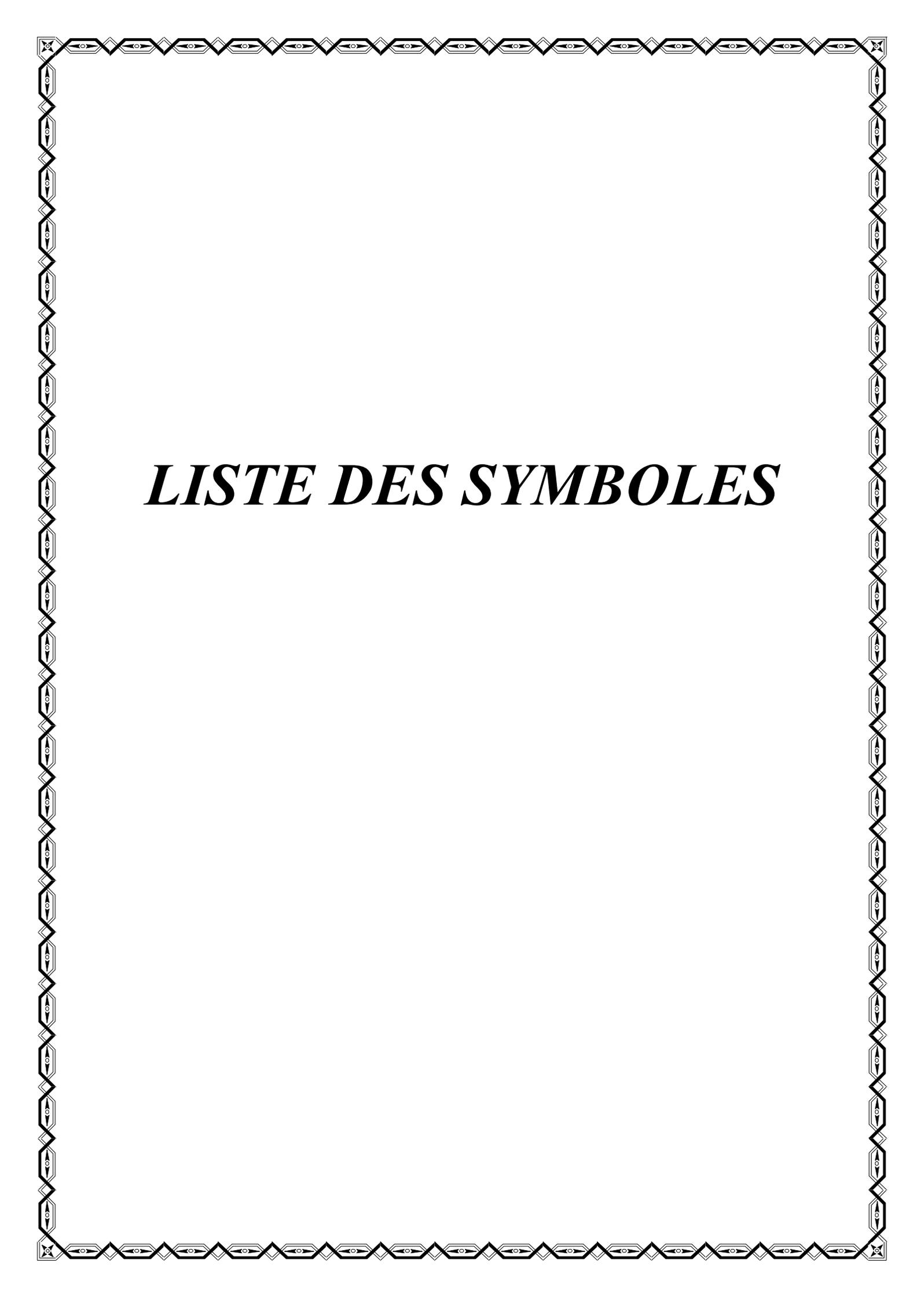
Figure	Titre	Page
Figure I.1	Répartition des réserves de gaz naturel en 2009	19
Figure I.2	Production de gaz naturel en millions de tonnes équivalent pétrole sur la période 1970-2009	20
Figure I.3	Consommation de gaz naturel en million de tonnes équivalent pétrole de 1965 à 2009	21
Figure I.4	Production du gaz naturel en Algérie	25
Figure I.5	Givrage du pilote du poste et de la partie aval de régulateur	26
Figure II.1	Carte géographique représentative d'Oued Noumer	30
Figure II.2	organisation de la direction d'Oued Noumer	32
Figure II.3	Schéma d'unité de traitement et récupération de gaz	34
Figure II.4	Schéma de l'unité de séparation (Unité 20)	35
Figure II.5	Schéma de l'unité de compression du gaz brut (Unité 30)	36
Figure II.6	Schéma de process unité de production de GPL	37
Figure II.7	Schéma de l'unité de déshydratation du gaz brut (Unité100)	38
Figure II.8	Schéma de l'unité de détente et récupération du GPL (Unité200)	39
Figure II.9	Schéma de l'unité de ré-compression du gaz sec (Unité300)	40
Figure II.10	Schéma de l'unité de fractionnement section dééthaniseur (Unité 400)	41
Figure II.11	Schéma de l'unité de fractionnement section débutaniseur (Unité 400)	42
Figure II.12	Schéma de l'unité de stockage du GPL (Unité 500)	42
Figure II.13	Schéma de l'unité de stockage du GPL (Unité 500)	43
Figure III.1	Structure d'hydrate (a) et structure cristallin de glace (b).	46
Figure III.2	Courbe de formation des hydrates	48
Figure III.3	Technique de chauffage des pipes	51
Figure III.4	Principe de dissociation sur la courbe d'équilibre de l'hydrate de méthane	52
Figure III.5	Trois principaux types d'adsorbants solides	54
Figure III.6	Procédé de déshydratation par absorption	55
Figure III.7	Schéma de principe de perméation gazeuse	56
Figure III.8	Schéma simplifié de la déshydratation par abaissement de température	57
Figure IV.1	Schéma de simulation de procédé	67
Figure IV.2	Schéma PFD de simulation l'unité 400	67
Figure IV.3	Schéma PFD simulation de cas injection de gaz naturel chaud	80
Figure IV.4	Tableau synoptique de la salle de contrôle (DCS) de l'unité fractionnement GPL 400	81
Figure IV.5	Profil de pression en fonction du nombre de plateaux	81
Figure IV.6	Profil de température en fonction de nombre de plateaux.	82
Figure IV.7	Profil de débit molaire en fonction du nombre de plateaux	82
Figure IV.8	Profil de pression en fonction du nombre de plateaux	82
Figure IV.9	Profil de température en fonction de nombre de plateaux.	83
Figure IV.10	Profil de débit molaire en fonction du nombre de plateau	83



***LISTE DES
ABREVIATIONS***

LISTE DES ABREVIATIONS

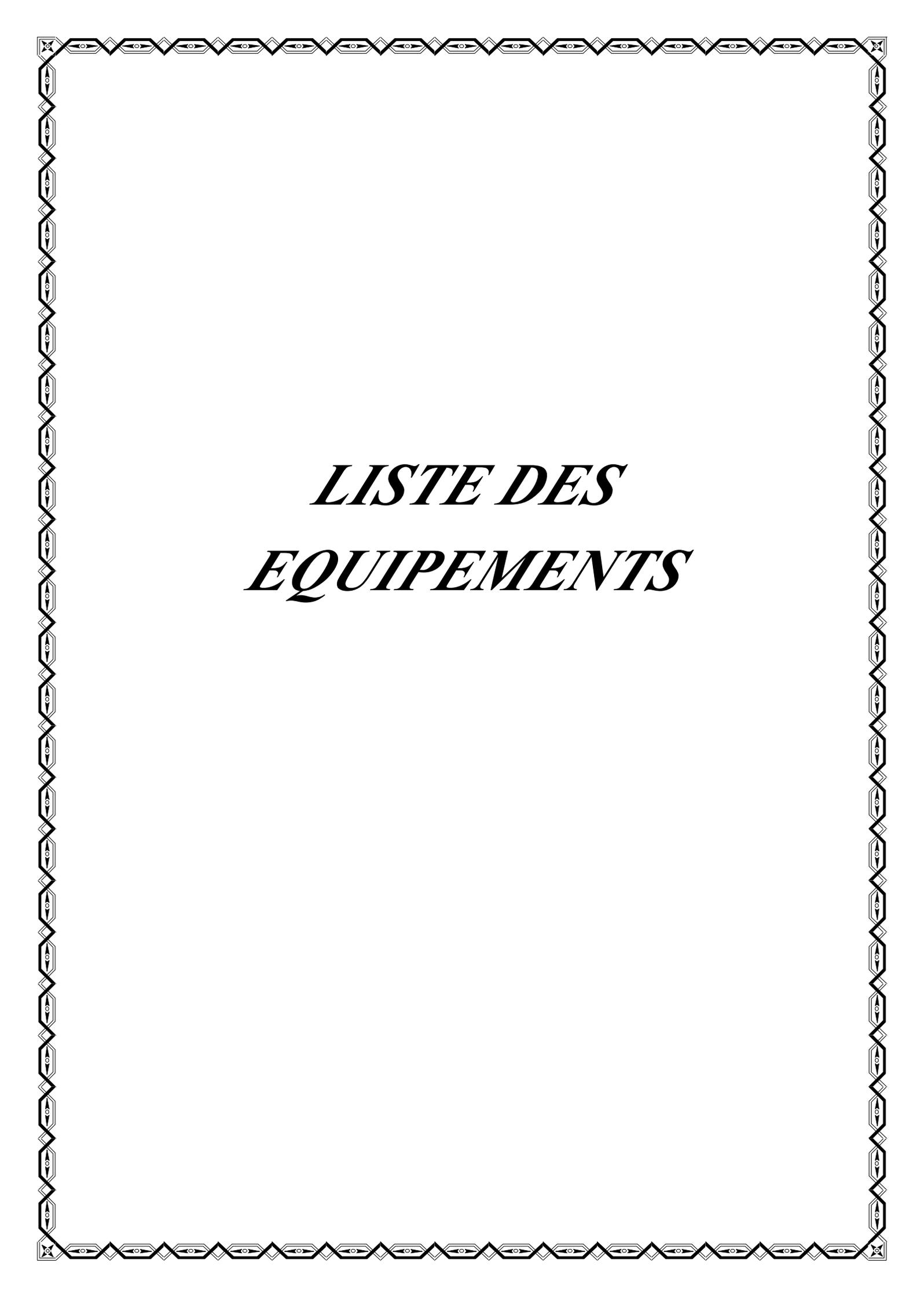
Abréviation	Explication
HR1-8	Puits de Hassi R'mel
GRTG	Gestionnaire du Réseau Transport Gaz
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
GPL	Gaz Pétrole Liquéfié
ATK	Ait-Kheir
MKD	Makouda
ONR	Oued Noumer
XP	Xploitation
TVR	Tension de Vapeur Reid
MEA	Mono-Ethanol Amine
MEG	Mono éthylène glycol
DEG	Di-éthylène glycol
TEG	Tri-éthylène glycol
BP	Basse Pression
MP	Moyenne Pression
HP	Haut Pression



LISTE DES SYMBOLES

LISTE DES SYMBOLES

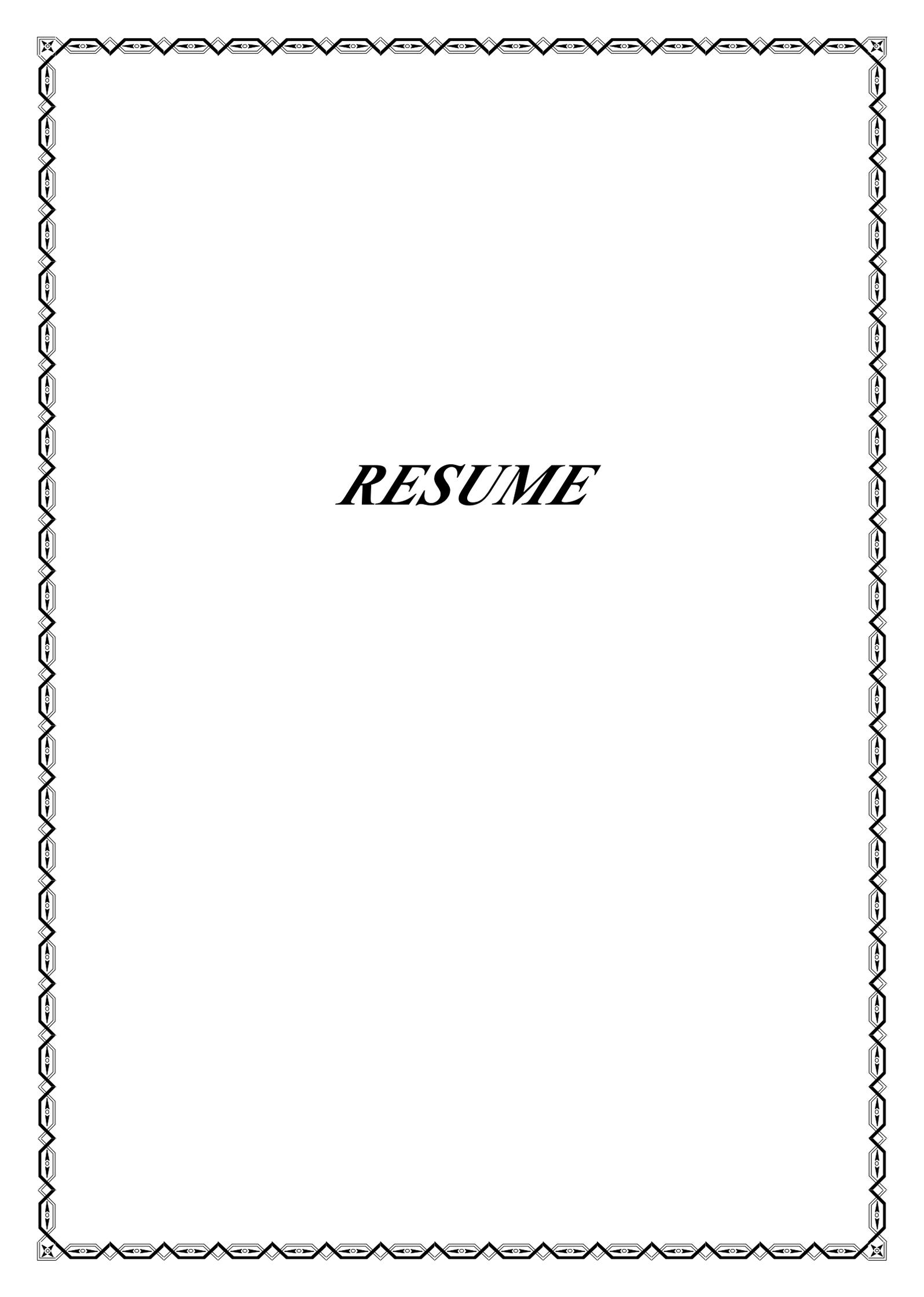
Symbol s	Désignation	Unité
PCS	Pouvoir calorifique supérieur	(J/m ³)
PCI	Pouvoir calorifique inférieur	(J/m ³)
ρ	Masse volumique	(kg/m ³)
μ	La viscosité	(Pa .m)
λ	La conductivité thermique	W/ (m. K)
C_p	Chaleur spécifique	(J/Kg. °c)
D	Diffusivité thermique	(m ² /s)
U	Vitesse d'écoulement	(m/s)
Q_{inj}	Débit d'injection	(kg/s)
$S_{écoul}$	Section d'écoulement	(m ²)
$d_{hydrate}$	diamètre d'hydrate	(m)
h	Coefficient de transfert de chaleur	(W/m ² . °C)
Nu	Nombre de Nusselt	Sans unité
Re	Nombre de Reynolds	
Pr	Nombre de prandlt	
Q_h	Débit de chaleur	(J/s)
ΔT	La différence de température entre le gaz d'injection et le bloc d'hydrate	(C°)
m_{sph}	Masse de sphère	(Kg)
V_s	Volume de sphère	(m ³)
ρ_h	masse volumique d'hydrate	(kg/m ³)
E	Energie nécessaire de fusion	(KJ)
H_{fusion}	Enthalpie de fusion de l'eau	(KJ/Kg)
T	temps de fusion de boc d'hydrate	(s)
α	Volatilité relative	Sans unité
ω	Facteur acentrique	
K	Volatilité absolue	
T_r	Température réduite du gaz	
a, b	Constantes	
P_C	Pression critique du gaz	Pa
R	Constante des gaz parfaits	J/mol.K



***LISTE DES
EQUIPEMENTS***

LISTES DES ÉQUIPEMENTS

Equipements	Explication
PCV02006	Vanne Régulatrice de Pression
R1 ,R2 ,R3,R4	Bacs de stockage
20-B-01	Séparateur de brut haute pression
20-B-02	Séparateur de gaz haut pression
20-F-01	Fours de Stabilization de L'huile
20-B-03	Séparateur Moyenne Pression
20-B-04	Séparateur Basse Pression
031/032/033	Les unités de Compression du Gaz
031 K01 ,031 K02, 20-K-01, 80-K-02	Compresseurs
031 KG 01	Une Turbine à Gaz
31B01- 31B02	Séparateurs Filtre
HP 20B02	Séparateur
10-R-01 A/B/C	Les déshydrateurs
20-KE-01	Compresseur de Turbo-Expander
10-E-02-A/B/C	Réchauffeur
10-A-01A/B ,20-A-01 ,30-A-01, 40-A-04,40-A-02, 60-A-01	L'aéro-réfrigérants
20-E-02A/B,20-E-03,10-02A/B/C,10- E-01, 20-E-01	Les échangeurs
40-C-01	Dééthaniseur
20- B-06 ,20-B-07 , 20-B08; 80-B-01, 10-B-01	Séparateurs
30-K-01	Compresseur du Turbine Solar
30-E-01	Le Récupérateur de Chaleur
40-C-02	Débutaniseur
40-E-03	L'échangeur de Reflux de Dééthaniseur
40-B-02,40-B-03	Ballon du Reflux
40-P-06A/B,40-P-05A/B, 50-P-01 A/B/C, 50-P-02 A/B, 70-P-02, 70-P- 03 A/B	Pompes
40-E-02	Rebouilleur de Déébutaniseur
20-F-01A/B, 60-F-01	Fours
30-KT-01	Turbine Solar
60-S-01 A/B	Filtres
70-B-01	Réservoir de Stokage de Méthanol
80-K-01	Compresseur d'air
80-B-02	Accumulateur d'air instrument
80-W-01	Sécheur
LV2013	Vanne Controle de Débit



RESUME

Résumé:

L'exploitation du gaz naturel s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage des canalisations par dépôts des hydrates (formation des bouchons). Pour éviter ce problème, les exploitants cherchent à déterminer les conditions auxquelles se forment ces bouchons et d'y remédier.

Ce travail a été réalisé sur le champ d'Oued Noumer de la région de Hassi R'mel, un champ qui a connu des problèmes de formation d'hydrate. Ces problèmes se trouvent généralement au niveau de l'unité fractionnement de GPL (400), lesquels ont provoqués la déstabilisation de toute l'unité de fractionnement et de récupération de GPL.

L'objectif de notre travail est de proposer une solution à ce problème afin d'éviter la formation des hydrates. Et ceci par l'injection du gaz naturel chaud soit provenant de la sortie du compresseur de turbo expander ou de la sortie du compresseur de turbine solar. L'étude se porte sur ces deux cas d'injection, par voie d'une simulation en utilisant le logiciel de HYSYS. Le modèle thermodynamique Peng Robinson est appliqué car il est le plus adéquat pour l'étude de ce type de comportement des gaz.

La procédure de simulation a été validée en comparant les résultats obtenus par notre simulation avec des données mesurées au niveau des installations (données de fonctionnement actuels).

Cette étude propose l'injection du gaz naturel chaud à l'entrée de la vanne LV2103 (de la colonne dééthaniseur 40C01), et les résultats obtenus par estimation des paramètres de fonctionnement à savoir température, pression, débit et produit de fond, sont probants.

ABSTRACT

The exploitation of natural gas encountered difficulties related to the clogging of pipelines by hydrate deposits (formation of plugs). To avoid this problem, operators seek to determine the conditions under which these plugs form and try to solve it.

This work is carried out on the Oued Noumer gas field in the Hassi R'mel region, a field that has experienced hydrate formation problems. These problems are generally found at the level of the LPG fractionation unit (400); which caused the destabilization of the entire LPG fractioning and recovery unit.

The objective of our work is to propose a solution to this problem and avoid the formation of hydrates. This is done by injecting hot natural gas either from the outlet of the turbo expander compressor or from the outlet of the solar turbine compressor. This study focuses on these two injection cases, by simulation using HYSYS software. A Peng Robinson thermodynamic model which is suitable for this type of gas behavior is used.

The simulation procedure is validated by comparing the results obtained by our simulation with current operating data.

This study proposes the injection of hot natural gas at the inlet of the LV2103 valve (of the 40C01 deethanizer column), and the results by estimation of operating parameters, namely temperature, pressure, flow rate and bottom product are convincing.

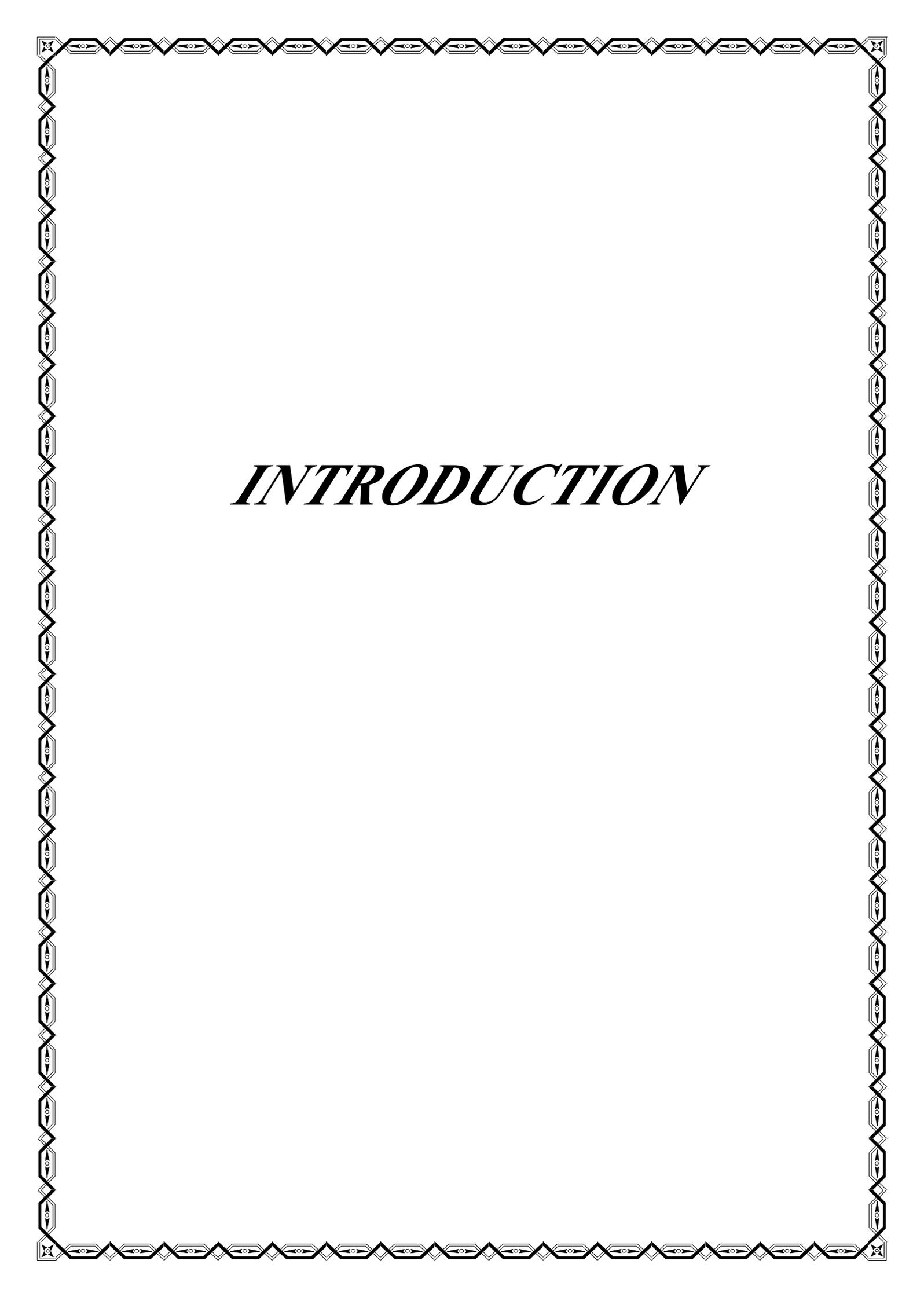
ملخص

واجه استغلال الغاز الطبيعي صعوبات مرتبطة بانسداد الأنابيب برواسب هيدراتية (تكوين سدادات). لتجنب هذه المشكلة ، يسعى المشغلون إلى تحديد الظروف التي تتشكل فيها هذه المقابس ومعالجتها. تم تنفيذ هذا العمل في حقل الغاز لواد النور بمنطقة حاسي الرمل ، وهو حقل عانى من مشاكل في تكوين الهيدرات ، وتوجد هذه المشاكل بشكل عام على مستوى وحدة تجزئة غاز البترول المسال (400) ؛ مما تسبب في زعزعة استقرار وحدة تجزئة واستعادة غاز البترول المسال بالكامل.

الهدف من عملنا هو اقتراح حل لهذه المشكلة لتجنب تكون الهيدرات. يتم ذلك عن طريق حقن الغاز الطبيعي الساخن إما من مخرج ضاغط التوربين المتوسع أو من مخرج ضاغط التوربينات الشمسية. تتركز الدراسة على حالتى الحقن هاتين و باستعمال المحاكاة وباستخدام برنامج HYSYS اعتمادا على النموذج الديناميكي الحراري ل Peng Robinson المناسب لدراسة هذا النوع من سلوك الغازات.

تم التحقق من صحة إجراء المحاكاة من خلال مقارنة النتائج التي تم الحصول عليها من خلال المحاكاة لدينا مع البيانات المقاسة على مستوى التركيبات (بيانات التشغيل الحالية).

تقترح هذه الدراسة حقن الغاز الطبيعي الساخن عند مدخل صمام LV2103 (لعمود إزالة الإيثان C0140) ، والنتائج المتحصل عليها و ذلك بتقدير معاملات التشغيل (درجة الحرارة والضغط ومعدل التدفق والمنتج السفلي) ، مقنعة.

A decorative border with a repeating geometric pattern of diamonds and arrows, framing the page.

INTRODUCTION

INTRODUCTION GÉNÉRAL

Les hydrocarbures sont la source d'énergie la plus utilisée pour le bon fonctionnement de l'économie mondiale et ils continueront à jouer ce rôle stratégique dans le future. Le secteur des hydrocarbures est le pilier de l'économie nationale, actuellement 98% des recettes à l'exportation de la vente des hydrocarbures sont la principale source de financement de tous les projets.

Suite aux efforts déployés, l'entreprise pétrolière Algérienne SONATRACH se positionne en tant que groupe d'envergure parmi les firmes internationales. Elle maîtrise tous les métiers relatifs aux hydrocarbures, depuis la recherche, l'exploitation, la production jusqu'à la transformation des hydrocarbures et leurs dérivées.

Le gaz naturel joue un rôle énergétique croissant ; l'importance de ses réserves et les avantages qu'il présente sur le plan économique et environnemental, favorisent son utilisation.

Les coûts techniques de production, de traitement et surtout de transport du gaz naturel restent toutefois élevés et représentent un handicap d'exploitation.

Dans ces conditions, les progrès techniques qui permettent de réduire ces coûts, devraient jouer dans l'avenir un rôle majeur dans le développement du commerce international de gaz naturel.

Le gaz naturel à sa sortie des puits n'est pas directement utilisé avant qu'il soit traité et débarrassé de ses constituants indésirables. Ce traitement consiste à séparer certains constituants présents à la sortie des puits tel que l'eau, l'élimination ou du moins la réduction de la teneur en eau sont des opérations aussi bien nécessaires qu'importantes dans la mesure où elles conduisent à l'amélioration de la valeur commerciale du gaz sec et permettent le bon déroulement du procès et le ralentissement du processus de corrosion des pipes. La présence de l'eau dans le gaz occasionne dans les conditions idéales de température et de pression, la formation des hydrates de gaz naturel (hydrate de méthane entre autre), ces dernières engendrent à leur tour l'obturation des tubes d'échangeurs, et peuvent dans le cas échéant conduire même à l'arrêt momentané du traitement. La détermination des conditions auxquelles ces hydrates se forment est d'une importance capitale afin de pouvoir fixer les paramètres de service de telle sorte à éviter leur formation.

Ce problème est largement connu dans l'industrie gazière, qui pour maîtriser l'installation est dotée de système d'inhibition de la formation des hydrates, basés sur l'emploi de plusieurs types de produit chimiques déshydratants.

Le champ d'Oued Noumer est l'un des industries gazières qui connaît le problème de formation d'hydrate, et cela au niveau de l'unité fractionnement de GPL 400, qui provoque la déstabilisation de toute l'unité de fractionnement et récupération de GPL.

Pour cela, notre travail consiste à faire une étude préventive de la formation d'hydrate. En premier lieu, on détermine les conditions de formation de ces hydrates puis on essaye d'y remédier en proposant des solutions. L'une des solutions retenue consiste à injecter du gaz

naturel chaud au niveau de l'unité fractionnement de GPL 400. L'étude de l'effet de cette injection est obtenue par voie de simulation en utilisant le logiciel HYSYS.

Le travail que nous avons réalisé comporte quatre chapitres :

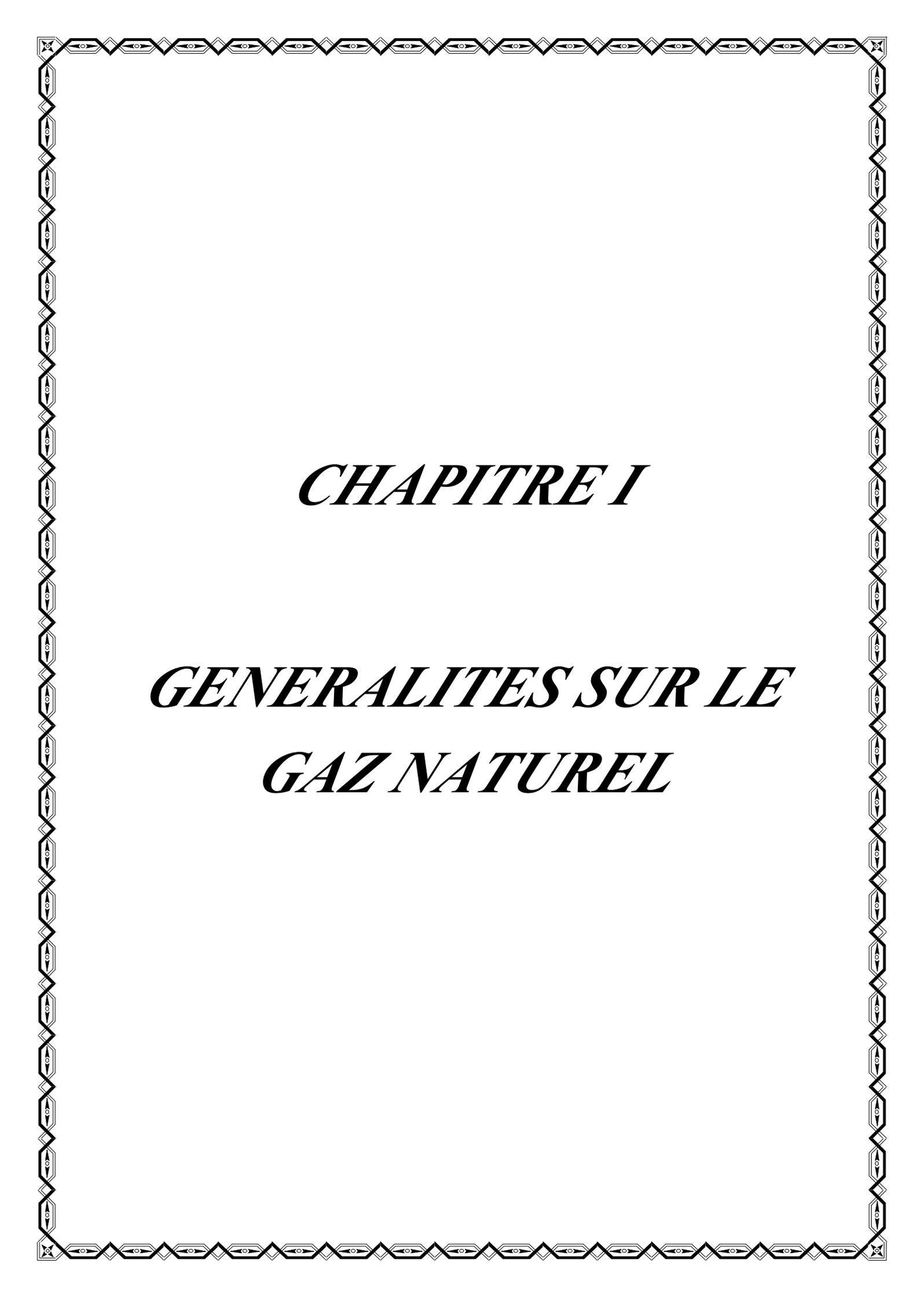
Le chapitre un est consacré aux généralités sur le gaz naturel dans le monde et plus particulièrement en Algérie.

Le second chapitre nous l'avons consacré à la présentation de la région du champ gazier Oued Noumer de Hassi-R'mel (Algérie), en se basant sur une description détaillée de la section de fractionnement GPL (cas de notre étude).

Le troisième chapitre présente les hydrates de gaz.

Le quatrième chapitre, a pour but la définition et la description de logiciel de simulation utilisé. Les résultats de simulation du cas design et cas actuel de l'unité fractionnement GPL 400 ainsi que du cas d'injection du gaz naturel chaud et son influence sur les paramètres de fonctionnement de la colonne dééthaniseur (débit, température, pression, produit de fond), sont présentés et interprétés.

Enfin, nous terminons notre étude par une conclusion générale.



CHAPITRE I

*GENERALITES SUR LE
GAZ NATUREL*

I.1. Introduction

Le gaz naturel est une énergie fossile, comme l'huile ou le charbon, présent naturellement dans des roches poreuses sous forme gazeuse. C'est un mélange dont le constituant principal, de 70% à 95% est de méthane (CH₄). Il est donc composé majoritairement d'hydrogène et de carbone, d'où son nom d'hydrocarbure [1].

I.2. Définition du gaz naturel

Le gaz naturel est une énergie primaire non renouvelable, bien répartie dans le monde, propre et de plus en plus utilisé. Il dispose de nombreuses qualités : abondance relative, souplesse d'utilisation, qualités écologiques et prix compétitifs. La mise en œuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de la production, du traitement et du transport. Le gaz naturel, matière première de plus en plus recherchée tant pour des raisons d'environnement que d'efficacité, est désormais considéré comme une énergie de premier choix pour les 21^{ème} siècle, et ceci en raison de sa disponibilité et de sa qualité d'énergie propre jouant un rôle de plus en plus grand dans la génération électrique [1].

I.3. Formation du gaz naturel

Le gaz naturel est un combustible fossile qui a été formé depuis des millions d'années par la décomposition de la matière végétale et animale enfouie dans des roches sédimentaires. Sous l'effet de la chaleur et de la pression, la matière organique se transforme en hydrocarbures solides, liquides ou gazeux.

Le gaz naturel remplit les pores et les fractures des roches sédimentaires dans les profondeurs de la terre et des fonds marins. La partie de la formation sédimentaire qui renferme le gaz naturel est souvent désignée sous les noms de réservoir, champ ou gisement. Le gaz naturel existe partout dans le monde, seul ou associé à du pétrole brut. Il peut être piégé dans différents types de roches sédimentaires, notamment des grès, des carbonates, des filons de couches de charbon et des lits de schistes argileux [1].

I.4. Production du gaz naturel

Lorsqu'un puits débouche sur une accumulation de gaz naturel, on y introduit un cuvelage (conduite en acier), autour duquel on injecte du ciment pour sceller les fissures. Le cuvelage est ensuite perforé à la hauteur de la zone de production.

On y insère un tube de production en acier relié à des vannes et à des canalisations situées en surface. Puisque le gaz naturel dans les réservoirs est sous haute pression, sa pression diminuant, le gaz naturel souterrain prend de l'expansion, s'introduit dans les perforations du cuvelage et remonte à la surface par le tube de production, sans l'aide de compresseurs ou de pompes. Une fois à la surface, il faut le traiter pour le débarrasser de l'eau et des impuretés [1].

I.5. Le gaz naturel dans le monde

I.5.1. Les réserves de gaz naturel

Ces réserves, bien que limitées sont très importantes et les estimations concernant leur taille continuent de progresser à mesure que de nouvelles techniques d'exploration ou d'extraction sont découvertes.

Les ressources de gaz naturel sont abondantes et très largement distribuées à travers le monde, comme la montre la figure I.1, [2].

On estime qu'une quantité significative de gaz naturel reste encore à découvrir.

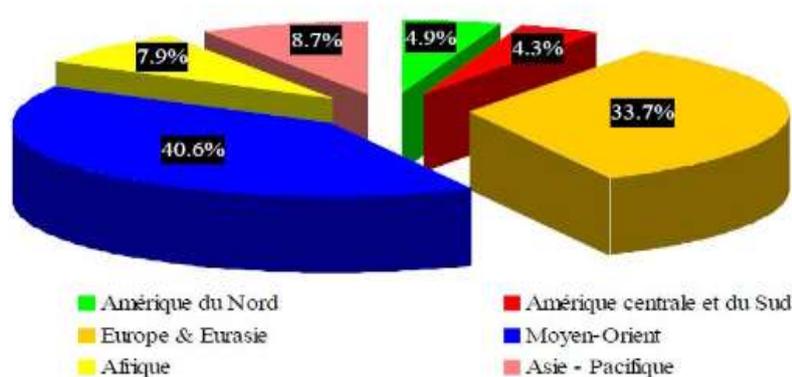


Figure I.1 : Répartition des réserves de gaz naturel en 2009 [3].

Les pays d'Europe & Eurasie et du Moyen Orient se partagent plus de 74% des réserves mondiales de gaz naturel (respectivement 40,6% et 33,7% ceci en 2009).

Les réserves mondiales de gaz naturel ont plus que doublé au cours des vingt dernières années et s'élevait à 187,5 trillions de mètres cubes (2009).

Le rapport mondial des réserves prouvées de gaz naturel par rapport à la production à son niveau actuel était supérieur à 63ans en 2009. Ceci représente le temps restant avant l'épuisement des réserves en supposant que les taux actuels de production globale soient maintenus [2].

I.5.2. La production de gaz naturel

Les principaux pays producteurs sont l'Europe, Eurasie & l'Amérique du Nord avec respectivement 32,5% et 27,4% de la production mondiale (2009). A noter que l'Europe, Eurasie & l'Amérique du nord ont produit 59,9% de la production globale en (voir la Figure I.2).

La production mondiale totale était de 2696 millions de tonnes équivalent pétrole en décroissance de 2,4% par rapport à l'année précédente (2008) [4].

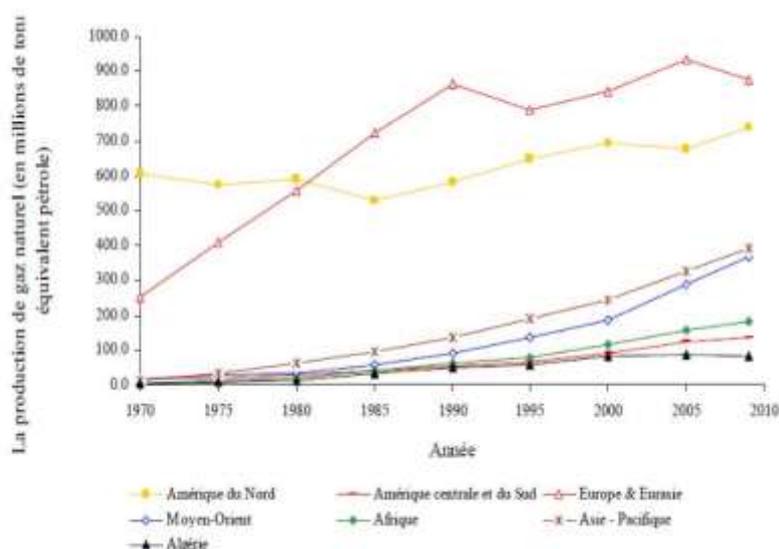


Figure I.2 : Production de gaz naturel en millions de tonnes équivalent pétrole sur la période 1970-2009 [5].

I.5.3. La consommation de gaz naturel :

Le gaz naturel représente près du quart de la consommation énergétique mondiale. Comme le montre clairement la figure I.3 ci-dessous.

Cette consommation a considérablement augmenté au cours des 30 dernières années [2].

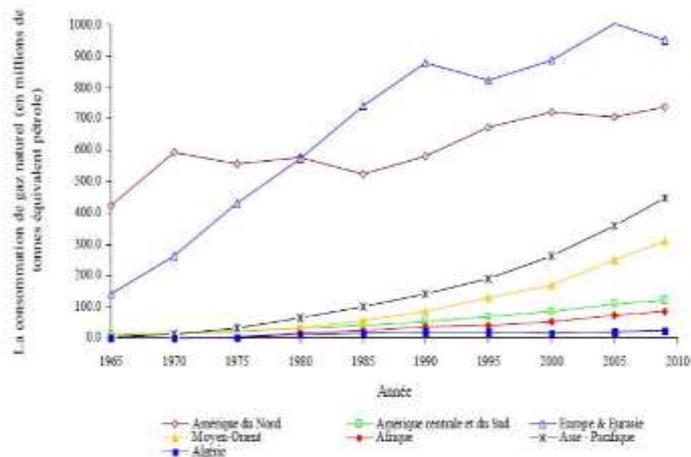


Figure I.3 : Consommation de gaz naturel en million de tonnes équivalent pétrole de 1965 à 2009 [5].

I.6. Description et caractéristiques techniques de gaz naturel

Le gaz naturel est incolore, inodore, sans forme particulière et plus léger que l'air. Il se présente sous sa forme gazeuse au-delà de 161°C. Pour des raisons de sécurité, un parfum chimique, le mercaptan, qui lui donne une odeur d'œuf pourri, lui est souvent ajouté afin de permettre de détecter une fuite de gaz éventuelle.

Le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures légers comprenant du méthane, de l'éthane, du propane, des butanes et des pentanes. D'autres composés tels que le CO₂, l'hélium, le sulfure d'hydrogène et l'azote peuvent également s'y trouver. Bien que la composition du gaz naturel varie, son composant principal est le méthane (au moins 90%). Le gaz naturel n'est pas corrosif, sa température de combustion est élevée et il possède un intervalle restreint d'inflammabilité, ce qui en fait un combustible fossile sûr comparé à d'autres sources d'énergie. En outre, en raison de sa densité de 0,60 qui est inférieure à celle de l'air (1,00) ; le gaz naturel a tendance à s'élever et peut, par conséquent, disparaître facilement du site où il se trouve par n'importe quelle fissure [6].

I.7. Propriétés du gaz naturel

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

I.7.1. Propriétés volumique du gaz

- **Masse volumique** : La masse volumique d'un gaz représente la masse d'une unité de volume du gaz et s'exprime en (kg/m^3). Elle est fonction de la température et de la pression. On se réfère à des conditions dites normales (Température 0°C , Pression 1atm).

- **Le volume massique (ou spécifique)** : Le volume massique d'un gaz représente le volume occupé par unité de masse du gaz. Il est donc égal à l'inverse de la masse volumique, et s'exprime en (m^3/kg).

- **La densité** : La densité d'un gaz est définie comme étant le rapport entre la masse volumique du gaz dans les conditions de référence et la masse volumique de l'air dans les mêmes conditions, en se référant soit aux conditions normales, soit aux conditions standards.

I.7.2. La viscosité

La connaissance de la viscosité des gaz et du condensat est nécessaire pour effectuer les calculs d'écoulement aux différents stades de la production et notamment pour connaître les pertes de charge. Le gaz naturel et les condensats se comportent généralement comme des fluides Newtoniens.

I.7.3. La conductivité thermique

La conductivité thermique d'un milieu se définit à partir de l'équation de Fourier, qui exprime la proportionnalité entre le flux thermique Q traversant l'unité de surface de ce milieu dans une direction donnée et le gradient de température dT/dx dans cette même direction.

I.7.4. La tension superficielle et inter faciale

Lors de la production de gaz naturel, la phase gazeuse se trouve fréquemment en présence d'une phase hydrocarbure liquide et parfois également en présence d'une phase liquide aqueuse. Il peut donc être nécessaire de connaître la tension superficielle de chacune des phases liquides et éventuellement leur tension inter faciale. La tension superficielle représente également le travail à fournir pour obtenir un accroissement d'une unité de surface.

Cette tension superficielle caractérise la surface d'un liquide placé en présence d'une phase vapeur en équilibre ou d'un gaz inerte.

La tension inter faciale est définie de la même façon mais pour la surface séparant deux liquides [8].

I.7.5. Le pouvoir calorifique

C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion d'une unité de volume du gaz, mesurée dans les conditions de référence. Le pouvoir calorifique pour le gaz naturel s'exprime en (J/m³).

On peut rencontrer deux types de pouvoir calorifique :

- **Pouvoir calorifique supérieur (PCS)**

C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau formée étant liquide.

- **Pouvoir calorifique inférieur (PCI)**

C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau restée à l'état vapeur [9].

I.8. Les différents types de gaz naturel

On peut classer les gaz naturels selon leur origine :

- **Gaz naturel bactérien (biochimique)**

C'est un gaz formé par l'action de bactéries sur les débris organiques qui accumulent le sédiment, le gaz formé s'appelle gaz bactérien ou organique.

- **Gaz thermique**

C'est un gaz formé par la dégradation thermique des sédiments organiques grâce à des températures et pression croissantes au cours de l'évolution des bassins sédimentaires. On peut avoir aussi, à côté des hydrocarbures, une large gamme de composés non hydrocarbonés.

- **Gaz inorganique**

C'est un gaz d'origine inorganique qui se forme, à faible proportion, au cours de la formation des gaz hydrocarbures, 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. [6]

Comme ils sont classés aussi selon la nature des phases présentes dans les conditions du gisement et de surface. Lorsque la proportion d'hydrocarbures plus lourds augmente le domaine diphasique s'élargit et une phase liquide peut apparaître dans les conditions de production. L'apparition d'une phase liquide dépend des conditions de température et de pression dans le réservoir et en surface. Ceci conduit à distinguer les classes suivantes:

- **Gaz sec** : ne forme pas de gaz liquide dans les conditions de production.
- **Gaz humide** : forme une phase liquide au cours de production dans les conditions de surface, sans qu'il y ait condensation rétrograde dans le gisement.

- **Gaz a condensât** : forme une phase liquide dans le réservoir lors de productions par condensation rétrograde.
- **Gaz associé** : le gaz coexiste, dans le réservoir avec une phase liquide « Pétrole ». Le gaz associé comprend le gaz de couverture (phase gazeuse présente dans le réservoir) et le gaz dissous [10].

I.9. Le gaz naturel en Algérie

L'Algérie a une importante industrie de gaz naturel et est un important producteur de gaz au niveau mondial.

A la fin de 1953, plusieurs compagnes de prospection sismiques aboutirent à la mise en évidence d'une zone haute pouvant constituer un anticlinal, notamment dans la région de Hassi R'Mel où un premier forage (HR1) a été réalisé en 1956. Huit puits sont alors réalisés, délimitant ainsi une structure anticlinale constituant un grand réservoir du gaz.

Quatre puits sont reliés à un centre de traitement permettant l'exploitation commerciale du champ. Dès février 1961, deux unités livrent du gaz à GL4-Z à travers un gazoduc reliant Hassi R'Mel à Arzew, le condensât étant évacué à Haoudh El Hamra via un oléoduc.

Depuis la mise en exploitation, plusieurs étapes ont été nécessaires avant d'atteindre la phase actuelle du développement.

De 1961 à 1971, la production annuelle du gaz brut passe de 0,8 à 3,2 milliards de m³ et celle du condensat passe de 126 000 à 623 000 tonnes.

De 1971 à 1974, un certain nombre d'études sur les réservoirs ont permis de définir le mode d'exploitation du champ.

En 1974, parallèlement à ces études, une extension du centre de traitement a été réalisée par l'adjonction de six nouvelles unités d'une capacité totale de 300 10⁶ m³/J.

Un programme de forage complémentaire de 23 puits a été réalisé entre 1971 et 1974.

Depuis 1980, l'Algérie est devenue l'un des grands exportateurs mondiaux du gaz naturel.

Une particularité à souligner est que l'Algérie a pu réaliser diverses installations de liquéfaction du gaz naturel qui lui permettent de le commercialiser sous forme liquide et le transporter dans des méthaniers vers le marché extérieur (Etats-Unis, Europe, etc.).

Parallèlement à ce mode de transport, l'Algérie a pu transporter son gaz via des gazoducs reliant directement Hassi R'Mel à l'Europe. C'est ainsi qu'elle exploite actuellement le fameux gazoduc Trans-méditerranée qui relie l'Algérie à l'Italie et la Slovénie via la Tunisie [11].

I.9.1. Richesse Algérienne en gaz naturel

L'Algérie possède des réserves immenses en gaz naturel. Le champ de Hassi R'Mel est le plus grand à l'échelle mondiale, celui de Ain Salah a été exploité en l'an 2002.

L'Algérie est placée au quatrième rang, en possédant environ 10 % des réserves mondiales.

La production de l'Algérie en gaz naturel a atteint 80 milliards de m³ en 2010 (figure I.4). Autrement dit, l'Algérie est devenue parmi le premier exportateur dans ce secteur [15].

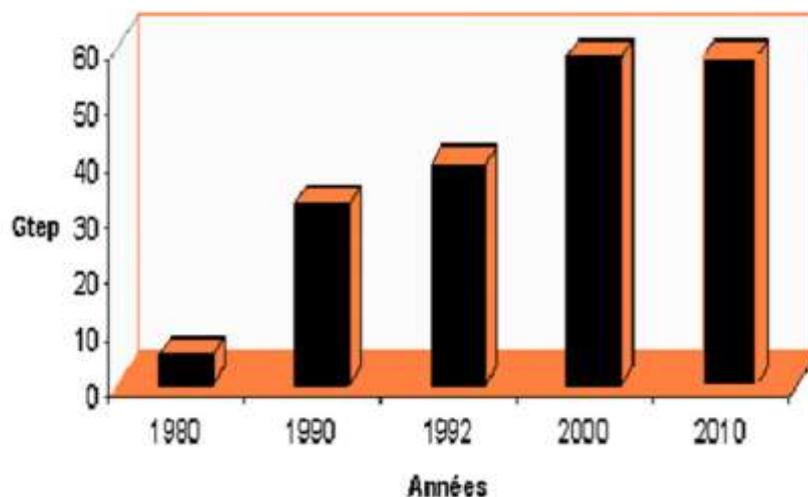


Figure I.4 : Production du gaz naturel en Algérie [11].

I.9.2. Approvisionnement en gaz naturel en Algérie

L'approvisionnement en gaz naturel se fait auprès de l'entreprise SONATRACH, qui exploite les différents gisements tel que celui de Hassi R'mel [11].

I.9.3. Transport du gaz par la GRTG

Le transport du gaz, se fait via un réseau de canalisations. En Algérie le réseau transport du gaz naturel se fait à travers des tubes en Acier, pouvant atteindre 16 à 20'' de diamètre. La gestion de ce réseau est assurée par le Gestionnaire du Réseau Transport Gaz (GRTG : Filiale du groupe SONELGAZ).

A l'arrivée aux points de livraison des clients industriels ou publics (villes, communes, villages...), il est nécessaire d'abaisser la pression du gaz en utilisant des postes de détente, afin qu'il puisse être utilisé dans les différents procédés industriels ou bien transiter dans les réseaux de distribution jusqu'au compteur de chaque utilisateur [11].

I.9.4. Le Givrage des postes de détente

Le givrage a été toujours un problème lié à l'industrie du gaz, en conséquence il est nécessaire et ceci par différentes dispositions, de réduire au minimum les effets de ce phénomène.

❖ Givrage externe

Les équipements d'un poste de détente unique peuvent tomber en panne à cause du givrage où la température ambiante de certaines régions froides accentue le problème.

Avec la chute de température accompagnant le détendeur du gaz la glace se dépose sur le régulateur ; par conséquent l'instrument sera inopérable.

Malgré la quantité énorme de glace sur le pré pilote et le pilote du régulateur le poste peut fonctionner normalement.

En conclusion le givrage externe n'a aucune incidence sur le fonctionnement de l'appareillage (voir photos ci-dessus) Figure I.5.

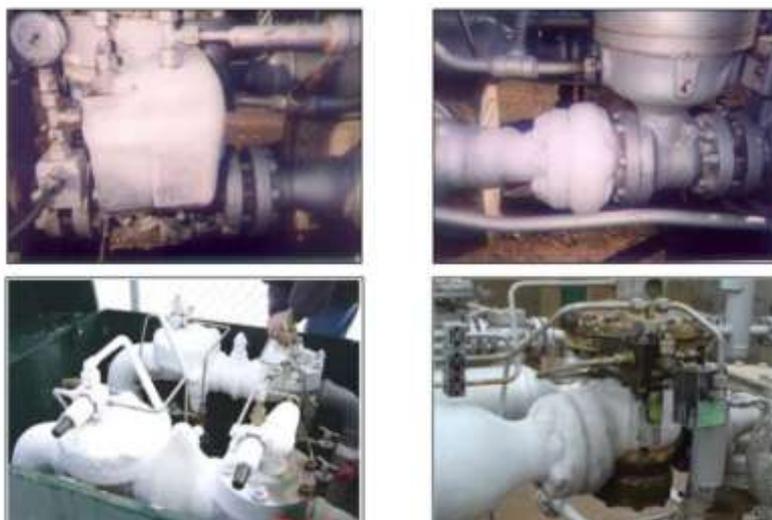


Figure I.5 : Givrage du pilote du poste et de la partie aval de régulateur [11].

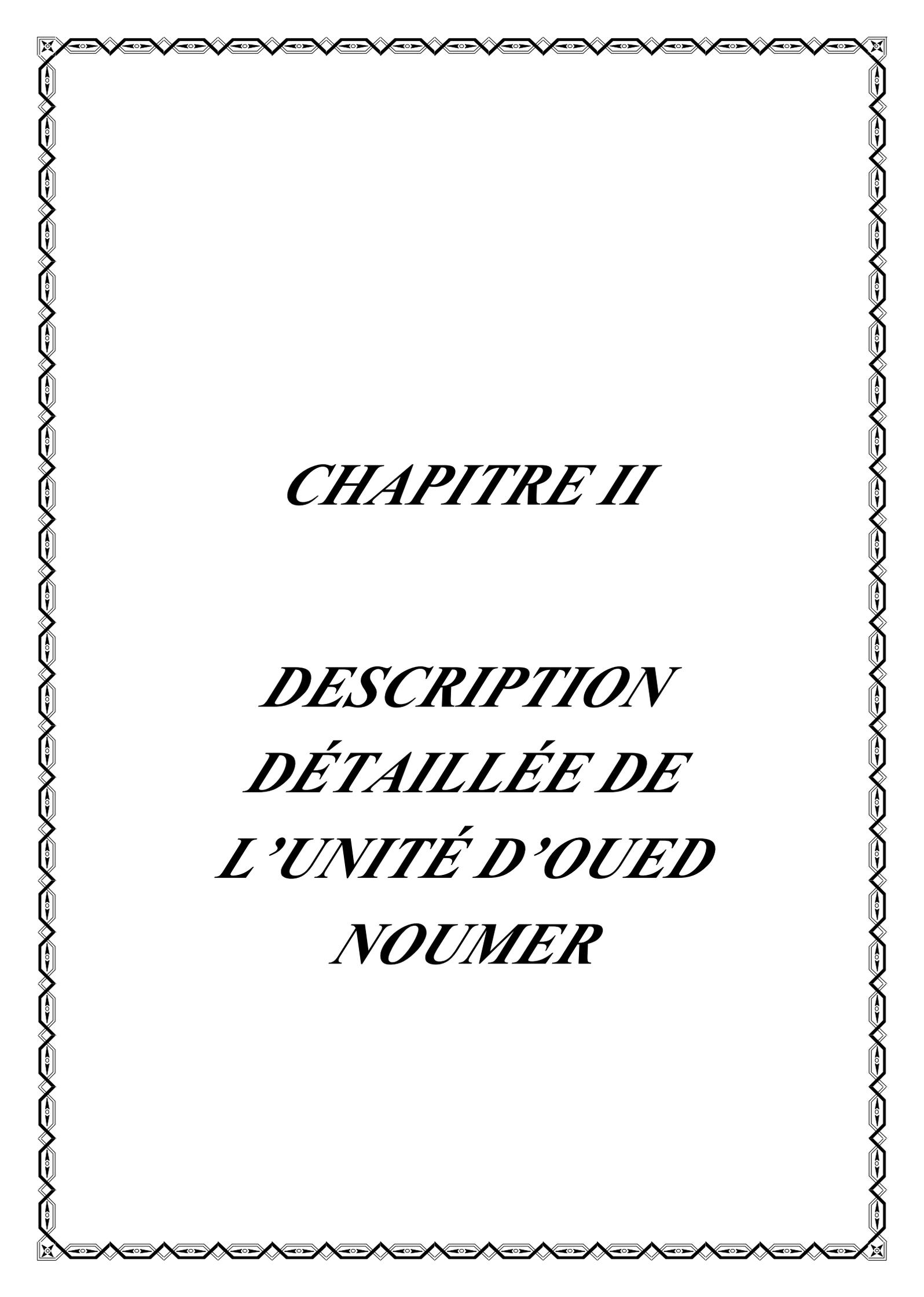
❖ Givrage interne

Le givrage interne se produit dans les instruments du gaz et les lignes de pilotage à cause de l'eau résiduelle laissée par un mauvais séchage de la canalisation après les essais hydrostatiques. Il se forme dans les pilotes et les lignes de pilotage parce que la première détente aura lieu dans le régulateur pilote qui est connecté par des lignes de petit diamètre.

Ce phénomène s'explique, après la détente du gaz en présence de gouttelettes d'eau dans la canalisation formant ainsi du givre à l'intérieur des orifices de passage de gaz, du pré-

pilote, du pilote et de la buse du régulateur. Ceci provoque automatiquement un bouchage au niveau des orifices et l'arrêt du régulateur.

Pour éviter ce genre d'incident, tout en respectant scrupuleusement les règles et spécifications techniques de l'entreprise, il faut veiller au bon séchage et essuyage des canalisations après les essais hydrostatiques [11].



CHAPITRE II

*DESCRIPTION
DÉTAILLÉE DE
L'UNITÉ D'OUED
NOUMER*

II.1. Introduction

L'énergie occupe une place primordiale dans le développement économique en Algérie qui dépend essentiellement de la valorisation des hydrocarbures. **SONATRACH** est la compagnie Algérienne de recherche et d'exploitation, de transport, de transformation et de commercialisation des hydrocarbures et leur dérivés.

Elle intervient également dans d'autres secteurs tels que la génération électrique, les énergies nouvelles et renouvelables ainsi que le dessalement d'eau de mer. Elle exerce ses métiers en Algérie et partout dans le monde. **SONATRACH** est la première entreprise du continent africain, elle est classée 28^{ème} parmi les compagnies pétrolières mondiales (statistique de World Atlas de 2016), 7^{ème} exportateur de GNL et GPL et 5^{ème} exportateur de gaz naturel. Sa production globale (tous produits confondus) est de 205 million de Tep en 2017. Elle emploie plus de 120 000 personnes et ceci dans l'ensemble du groupe (toutes les filiales de SONATRACH), [12].

II.2. Présentation de la région de Hassi R'mel

II.2.1. Situation géographique de Hassi R'mel

Le gisement de Hassi R'mel est situé à 525 Km au sud d'Alger, entre les wilayas de Ghardaïa et Laghouat. Dans cette région relativement plate du Sahara l'altitude moyenne est d'environ de 750 m au-dessus de niveau de la mer.

II.2.2. Historique du champ de Hassi R'mel

Dans le champ de Hassi R'mel le premier puits (HR1) a été foré en 1956, ce puits a mis en évidence la présence de gaz riche en condensat à une pression de 310 bars et une température de 90°C.

De 1957 à 1960 sept puits (HR2...HR8) ont été forés, et en 1961 le gisement de Hassi R'mel a commencé la production.

Le gisement de Hassi R'mel est classé 4^{ème} au monde et 1^{ère} au niveau de l'Algérie, il est d'une superficie de 3500m², et il s'étend sur 70 Km du nord au sud et 50 Km d'est en ouest.

Les principaux champs sont : Hassi R'mel, Djebel Bissa, Oued Noumer, Ait-Kheir, Makouda et Sidi Mezghich.

II.3. Situation Géographique d'Oued Noumer

La direction d'Oued-Noumer est située à 140 Km au Sud-est du champ gazier de Hassi R'mel et de 220 Km à l'Ouest-Nord du champ pétrolier.

Son siège administratif et sa base de vie sont installés à 5Km au nord de la route nationale 49 ; axe routier reliant les wilayas de Ghardaïa et Ouargla à environs de 50Km de Ghardaïa, figure II.1, [16].

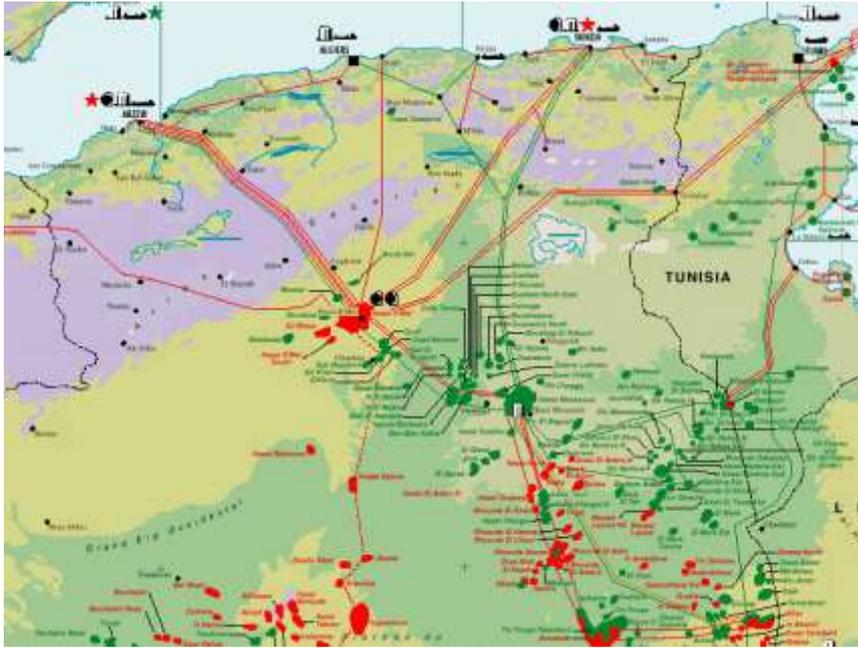


Figure II.1 : Carte géographique représentative d'Oued Noumer [16].

II.4. Gisements

Le champ d'Oued Noumer se compose de plusieurs petites structures :

1) *Oued-Noumer*; 2) *Aït-Kheir*; 3) *Sidi-Mezghich*; 4) *Djorf*; 5) *Makouda*; 6) *Glib El Djemel*; 7) *HassiBoukhelala Nord*; 8) *Oued el Ghofrane*; 9) *Oued Noumer Sud*;

10) *Haoud M'dahba* ; 11) *MedjdebBoukhellala*; 12) *Kebeur El hadjaj*; 13) *Rogbat El Mhour*; 14) *MedjdebBoukhellala*.

II.4.1. Présentation des gisements

Le champ d'Oued-Noumer faisant partie, géologiquement, de la province triasique a été découvert par Sonatrach en 1969 et mis en production à partir de 1972. Les deux niveaux producteurs (A et B) du trias argiligréseux ont donné du gaz, du condensât et de l'huile à une profondeur moyenne de 2750m.

Le gisement a produit jusqu'à lors par déplétion naturelle (expansion du gaz dissout et water-drive), et en 1991 le maintien de pression a démarré à Aït-Kheir avec l'injection de tout le gaz produit dans le secteur. L'unité d'extraction de GPL à partir des gaz associés a été mise en service en 1997 [16].

II.5. Organigramme d'Oued Noumer

Comme toutes les sociétés étatiques, le site industriel d'Oued Noumer est constitué de deux zones : zone d'exploitation et zone administrative, comme présenté sur figure (II.2).

II .6. Capacité des installations

Les installations de traitement de gaz d'Oued Noumer sont conçues pour traiter 8 millions Sm³/jour de gaz d'alimentation dans trois trains parallèles, dont la capacité de chaque train est de 4 millions Sm³/jour, afin de récupérer le maximum du produit propane plus.

La capacité de production journalière des champs d'Oued Noumer, Ait Kheir, Sidi Mezghich, Makouda et Djorf est :

- Pétrole brut et Condensat : 2500 T/Jour.
- GPL : 240 T/Jour.
- Gaz naturel : 5 Millions de Sm³/jour.

II.6.1. Données techniques



L'unité se compose de:

- Unité de séparation de brut en trois (03) étages avec deux fours de stabilisations,
- Quatre (04) Bacs de stockage de brut de 5000m³ chacun,
- Un (01) Bac de test 580 m³
- Deux (02) Électropompes d'expédition de brut
- Trois (03) Turbocompresseurs
- Une (01) Unité de compression d'air
- Deux (02) Générateurs d'électricité de secours de 1000 KW.

Les lignes de transfert des produits sont :

- 1 Gazoduc 20 " (ONR Pipe 48) de 11,5 Km
- 1 Gazoduc 16 " (ONR SC/ATK) de 15 Km
- 2 Oléoduc 8 " (ONR Pipe 28) de 12 Km
- 1 Oléoduc 12 " (ONR Pipe 28) de 12 Km
- 1 Oléoduc 8 " (ONR Pipe 24 " LR1) de 12 Km.

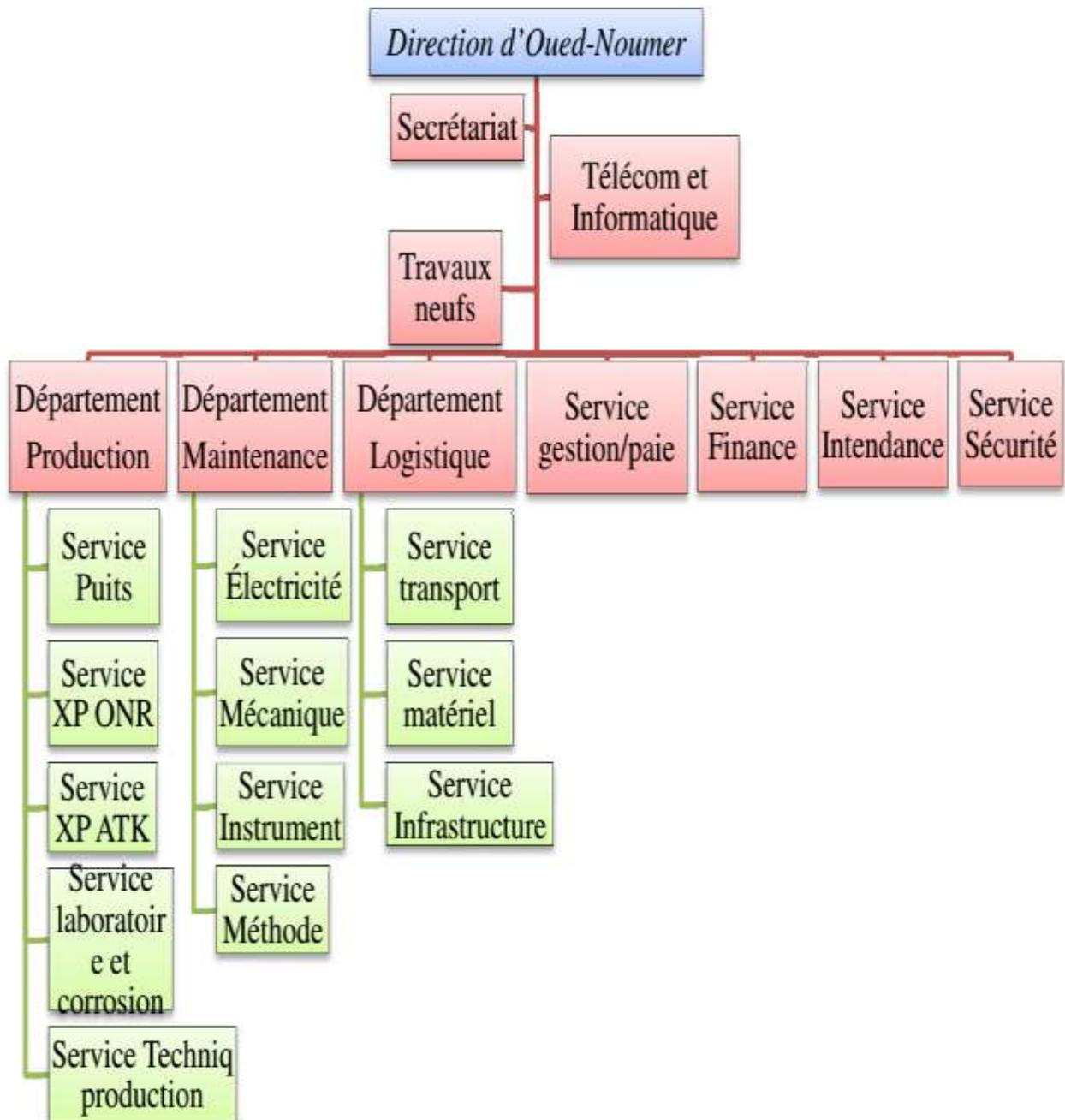


Figure II.2 : Organisation de la direction d'Oued Noumer [16].

Le centre de production d'Oued-Noumer comprend aussi :

- **Système fuel gaz :** Il est conçu pour subvenir aux besoins d'usine en matière de combustible et ceci afin de pouvoir alimenter les équipements nécessaires.
- **Torches :** Les torches sont utilisées comme moyen de sécurité en cas d'augmentation de pression.
 - On distingue trois systèmes de décharges :

- ▶ Décharges gazeuses chaudes,
- ▶ Décharges gazeuses froides,
- ▶ Drainages liquides.

Ces trois décharges sont connectées aux installations existantes : torche chaude, torche froide, bournier/ déshuilage.

- **Laboratoire** : Le site d'Oued-Noumer possède un laboratoire d'analyse assez important vu la dimension du site pétrolier. Il est équipé d'appareils nécessaires et utiles tel que le Karl Fisher (appareil qui mesure la teneur en eau dans le gaz) ainsi qu'un chromatographe. Néanmoins le laboratoire reste en mesure d'offrir la possibilité de réaliser certaines analyses telles que la salinité, la TVR (Tension de Vapeur Reid) et la densité pour le brut ainsi que la composition, la densité, et la teneur en eau du GPL et du gaz sec produit.

II.6.2. Date de debut de construction

- Première unité de séparation de brut : 1970
- Nouvelle unité de séparation de brut et de récupération des gaz : 1983
- Unité d'extraction de GPL : 1993.

II.6.3. Date de demarrage

- Première unité de séparation de brut : 1972, (Démarrage des champs ONR (Oued-Noumer) et ATK (Ait Kheir))
- Nouvelle unité de séparation de brut et de récupération du gaz : 1998 [12].

II.7. Description générale de processus du champ d'Oued Noumer (ONR)

II.7.1. Unité de traitement de brut et de gaz d'ONR

Cette unité a pour but de séparer le gaz associé de l'huile brute. Cette séparation s'effectue en plusieurs étapes en travaillant à des pressions décroissantes ; de façon à dégazer le plus possible l'huile brute avant de la stocker.

Afin d'améliorer la stabilisation de l'huile, deux fours de stabilisation permettent d'ajuster la Tension de Vapeur Reid (TVR) de l'huile pour éviter un dégazage dans les bacs de stockage.

Le centre ONR étant le centre principal de traitement, il est alimenté par :

- Douze puits producteurs de Brut reliés individuellement au centre,
- Une pipe de 30" et de 15 Km de longueur achemine toute la production de gaz d'ATK.

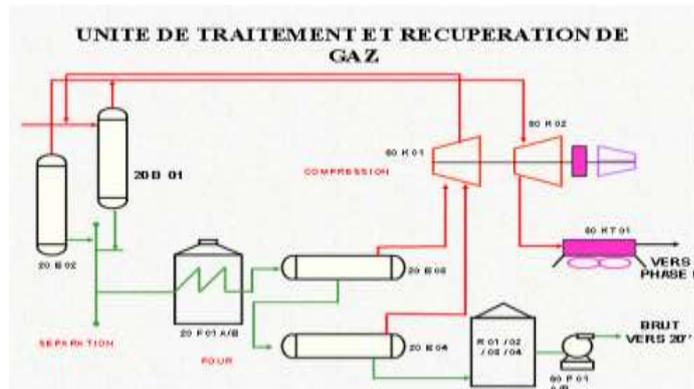


Figure II.3 : Schéma d'unité de traitement et récupération de gaz [13].

II.7.1.1. Unité 20 (traitement de brut et de gaz d'ONR)

Cette unité a pour but de collecter les effluents gaz et/ou huile provenant des différents centres de production (ONR, ATK, MKA), ainsi que de séparer le gaz associé de l'huile brute et stabiliser cette huile pour éviter un dégazage dans les bacs de stockage. Elle se compose de quatre (04) séparateurs de brut, deux (02) fours de stabilisation et de deux (02) groupes d'injection d'eau de lavage, elle est représentée dans la figure II.3.

a. Séparateur de brut haute pression 20-B-01

Ce séparateur tri-phasique reçoit le mélange provenant des puits ONR (après leur passage dans un manifold, où on leur injecte de l'eau pour dissoudre les sels présents), ainsi que les retours liquides venant de l'unité 30 à une pression de 15 bars. L'huile récupérée est mélangée à celle venant d'ATK et de MKD et expédiée vers les fours de stabilisation 20-F-01 (A et B) après une deuxième injection d'eau afin dissoudre les sels restants, tandis que le gaz sera orienté vers l'unité de compression, et l'eau sera vers le bourbier après son passage dans la station de déshuilage.

b. Séparateur de gaz haute pression 20-B-02

Ce séparateur reçoit le gaz venant de l'unité ATK à une pression de 22 bars pour le séparer des liquides présents dans ce dernier. Le gaz sortant passe par une vanne régulatrice PCV 02006 afin de réduire sa pression à 15 bars, et enfin l'envoyé vers l'unité de compression. Les liquides séparés du gaz sont expédiés vers les fours de stabilisation. Cependant si ces liquides sont essentiellement composés d'eau, ils seront dirigés vers la station de déshuilage.

c. Séparateur moyenne pression 20-B-03

Ce séparateur fonctionnant à une pression de 3 bars reçoit les effluents chauds venant des fours de stabilisation. L'huile stabilisée est dirigée vers le séparateur basse pression 20-B-04 sous l'effet d'une différence de pression, tandis que le gaz sera orienté vers l'unité de compression, et l'eau vers l'unité de déshuilage avant de l'envoyer vers le bourbier.

d. Séparateur basse pression 20-B-04

Ce séparateur fonctionnant à une pression de 1,5 bar reçoit l'huile stabilisée du séparateur 20-B-03 grâce à la différence de pression afin de le dégazer. L'huile stabilisée et dégazée est dirigée vers les 4 bacs de stockage (R1 – R2 – R3 – R4, chacun pouvant contenir 4880 m³), alors que les gaz basse pression sont dirigés vers l'unité de compression [13].

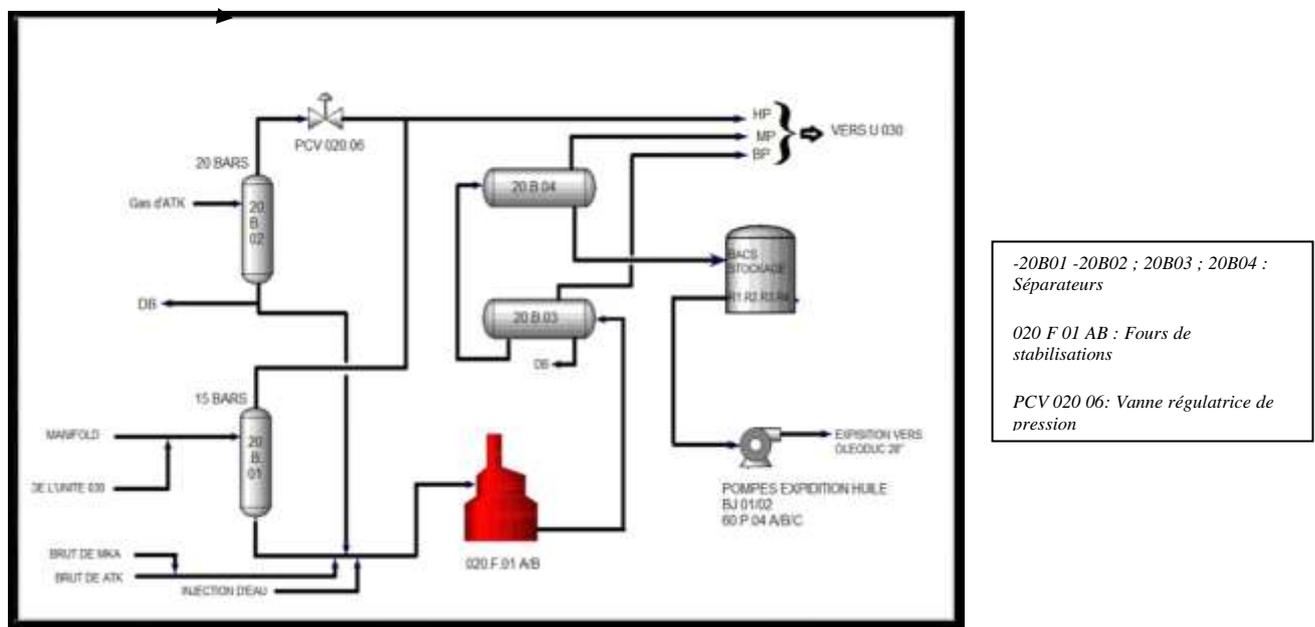


Figure II.4 : Schéma de l'unité de séparation de brute (Unité 20) [13].

II.7.1.2- Unité 30 (unité de compression)

Les installations de compression des gaz venant de l'unité de séparation (unité 20), ces unités sont de conception strictement identique (unités 031/032/033).

Chaque unité comprend essentiellement (exemple 031) :

- Compresseur 031 K01 comprenant un étage BP et un étage MP,
- Compresseur 031 K02 comprenant un étage MP et un étage HP,
- Une turbine à gaz 031 KG 01 avec ses auxiliaires.

Le gaz BP venant du 20B04 arrive en alimentation du 31B01 à une pression d'environ 1 bar absolu. Le gaz sort du séparateur filtre 31B01 et se dirige vers l'aspiration du 1^{er} étage du 31 K01.

Le gaz MP venant du 20B03 arrive en alimentation du 31B02 à une pression d'environ 3 bars absolus. Le gaz sort du séparateur filtre 31B02 et se dirige vers l'aspiration du 2^{ème} étage du 31 K01.

Le gaz HP issu du 31K01 est le produit de compression des gaz MP et BP est dirigé principalement vers le séparateur HP 20B02, après refroidissement dans l'aéro-réfrigérant 31A01.

Le gaz HP venant du 20B02 arrive en alimentation du 31B03 à une pression d'environ 15 bars absolus. Le gaz sort du séparateur filtre 31B03 est dirigé vers l'aspiration 1^{er} étage du 31 K02 (3^{ème} étage de la compression).

Le gaz sort du compresseur à une pression de 45 bars absolus, et est dirigé vers le séparateur filtre 31B04 après refroidissement dans les aéro-réfrigérants 31A02 et 31A01, et le gaz est dirigé vers l'aspiration 2^{ème} étage du 31K02.

Le gaz HP sort du 31K02 à une pression de 100 bars absolus, et il est dirigé directement vers l'unité du GPL [13].

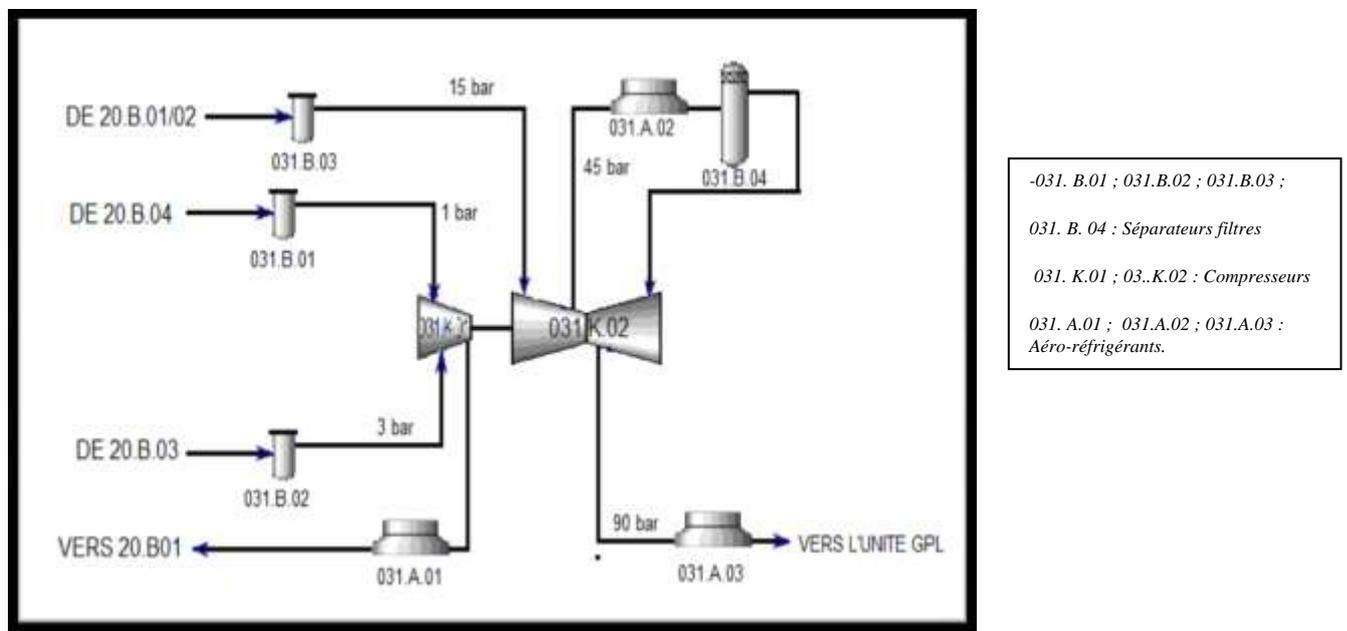


Figure II.5: Schéma de l'unité de compression du gaz brut (Unité 30) [13].

II.7.2. Description de la section de fractionnement de GPL

La section de fractionnement de GPL comprend les unités suivantes :

- Unité 100 : pré-refroidissement et déshydratation,

- Unité 200 : récupération du GPL,
- Unité 300 : ré-compression du gaz traité,
- Unité 400 : fractionnement du GPL,
- Unité 500 : stockage et expédition de GPL,
- Unité 600 : circulation d'huile chaude,
- Unité 700 : Réseau de torches,
- Unité 800 : Système d'air et gaz inerte,
- Unité 900 : Une sous-station électrique existe pour les besoins électriques de l'installation.

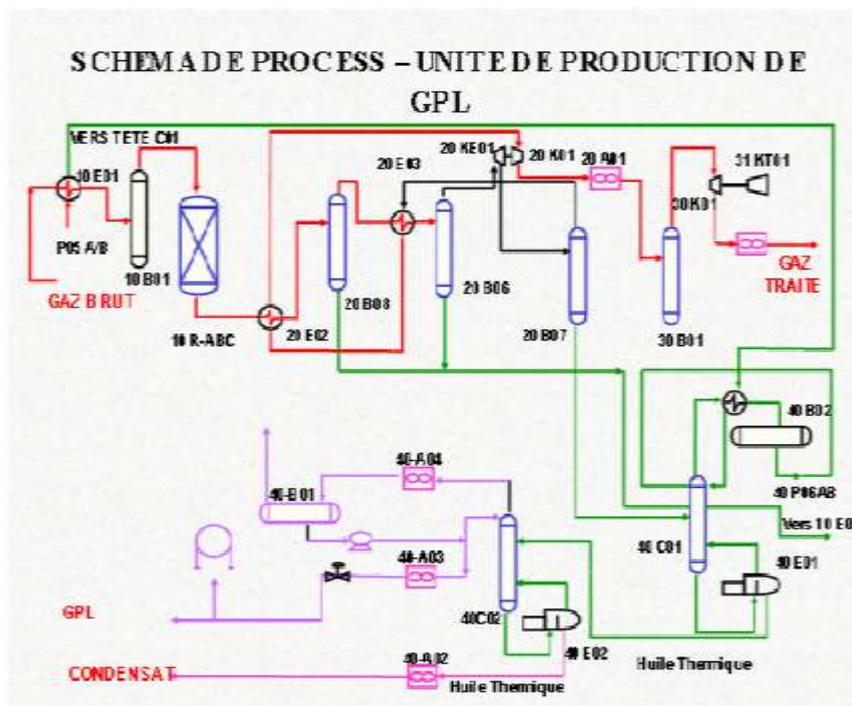


Figure II.6: Schéma de process unité de production de GPL [14].

II.7.2.1. Pré-refroidissement et déshydratation (Unité 100)

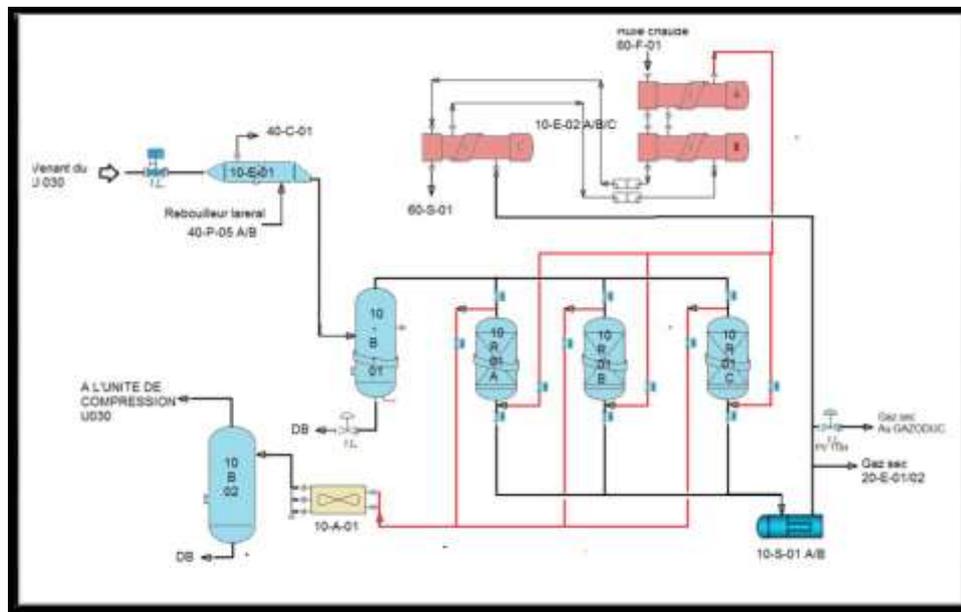
Le gaz d'alimentation en provenance de l'unité compression qui alimente l'unité d'extraction de GPL à la pression de 90 bars et à la température de 50°C, est d'abord refroidie à 45°C à travers l'échangeur 10-E-01. Le gaz est ensuite envoyé au séparateur 10-B-01 puis vers les déshydrateurs 10-R-01 A/B/C. Le liquide sortant du fond de 10-B-01 quant à lui est envoyé au bourbier.

La déshydratation de gaz se fait par tamis moléculaires, dont deux en service et l'autre en régénération en fonctionnant avec un cycle de 12 h d'adsorption. Pour la régénération des tamis moléculaire on prélève une partie du gaz de refoulement compresseur 20-KE-01, en cas de manque on utilise une partie du gaz sec prélevé à la sortie des tamis.

Le gaz de régénération des 10-R-01 A/B/C est chauffé jusqu'à 275°C par circulation d'huile chaude côté tube du réchauffeur 10-E-02-A/B/C, le gaz de régénération saturé humide sortant du sécheur, passe dans l'aéro-réfrigérants 10-A-01A/B pour être refroidi à 50°C. L'eau et les hydrocarbures liquides condensés sont séparés du gaz dans le séparateur 10-B-02, le gaz séparés est expédié vers la ligne des vapeurs de tête du dé-éthaniseur pour être ensuite envoyé vers l'unité de compression existante.

NB : Le gaz utilisé pendant le refroidissement est le même que celui de chauffage à l'exception qu'il contourne le réchauffeur 10E-02A/B/C.

Le gaz de procédés sortant des déshydrateurs est filtré pour éliminer les poussières. En cas de problème au niveau du compresseur du gaz traité ou de la turbine d'entraînement, le gaz est envoyé directement au gazoduc toujours sec, et les déshydrateurs continuent à fonctionner, leur régénération étant toujours assurée [14].



-1.B.01 ; 10. B.02 : Séparateurs
 10 .R. 01.A /B/C : Déshydrateurs
 10. E.02./B/C: Réchauffeurs
 10. E.01: Echangeur
 10. A.01: Aéro-réfrigérant
 60. S.01.A/B : Sécheurs.

Figure II.7: Schéma de l'unité de déshydratation du gaz brut (Unité 100) [14].

II.7.2.2. Récupération de GPL (Unité 200)

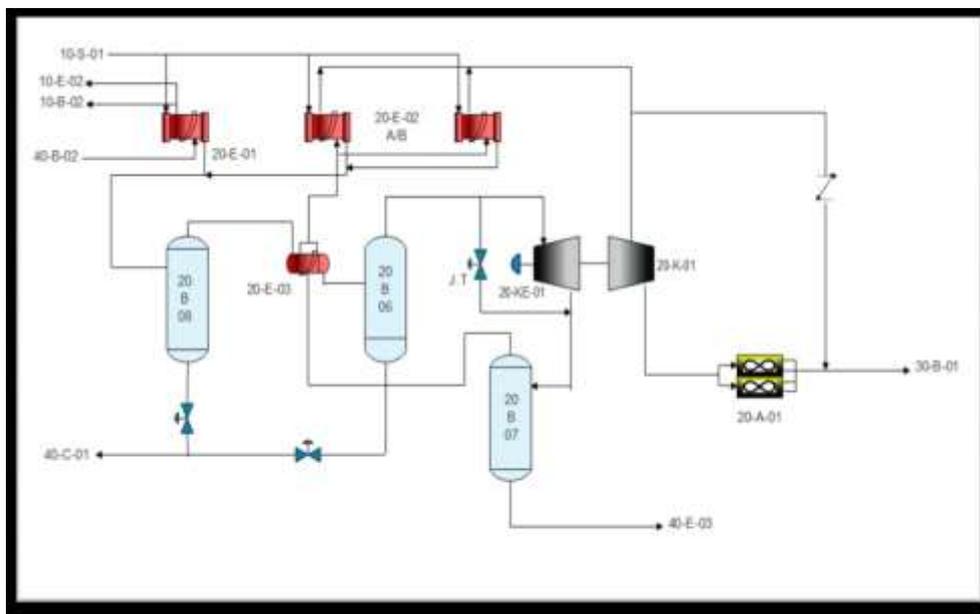
Le gaz sec filtré provenant de l'unité 100 est réparti en deux (02) courants, l'un est refroidi dans l'échangeur 20-E-01 par le gaz de tête dé-éthaniseur 40-C-01, l'autre est refroidi par échange de chaleur dans 20-E-02A/B avec le gaz traité provenant de l'échangeur 20-E-03. Les deux courants sont ensuite mélangés et envoyés au séparateur 20-B-08, le gaz sortant du ballon 20- B-08 subit un autre échange de chaleur avec le gaz sortant de turbo-expander dans l'échangeur 20-E-03.

Le liquide sortant de séparateur 20-B-06 mélangé avec celui sortant de 20-B-08 est envoyé directement au dé-éthaniseur, tandis que les vapeurs en provenance du séparateur 20-B-

06 sont détendues de 90 bars à 35 bars dans le turbo-expander 20-KE-01 et la température est abaissée, sous l'effet de la détente de -8°C à -50°C .

NB : Le rôle de 20-B-06 est d'empêcher l'entraînement de tout liquide vers l'entrée du turbo-expander.

Les condensats froids sortant du séparateur 20-B-07 sont envoyés à la tête de dé-éthaniseur 40-C-01 après échange thermique dans le condenseur de tête dé-éthaniseur. Le gaz traité sortant du séparateur 20-B-07 est envoyé à la récupération du froid dans les échangeurs 20-E-03 et 20-E-02A/B, ensuite il est comprimé par le compresseur 20-K-01 entraîné par l'expansseur 20-KE-01. Le gaz à la sortie du compresseur est refroidi à 50°C dans l'aéro-réfrigérant 20-A-01 et est envoyé au compresseur final 30-K-01 à la pression de 45 bar [14].



20-B-06 ; 20-B-07 ; 20-B-08 :
Séparateurs

20-E-01 ; 20-E-02-A/B ; 20-E-03:
Echangeurs

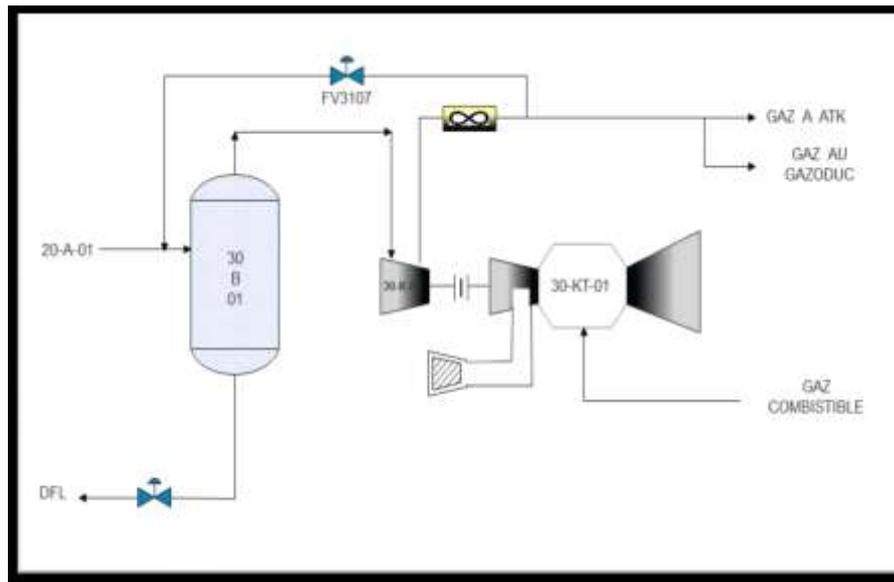
20-KE-01: Turbo-expander

20-A-01: Aéro-réfrigérant.

Figure II.8 : Schéma de l'unité de détente et récupération du GPL (Unité 200) [14].

II.7.2.3. Ré-compression du gaz traité (Unité 300)

Cette unité comprime le gaz à la pression de 70 bars afin de l'envoyer au gazoduc 48 pouces (Alrar/Hassi R'Mel) et /ou vers la réinjection à Ait Kheir. Le gaz traité sortant de l'unité 200 est envoyé au séparateur d'aspiration 30-B-01, ensuite il est comprimé par le compresseur 30-K-01 et refroidi à 50°C dans l'aéro-réfrigérant 30-A-01. Le récupérateur de chaleur 30-E-01 installé sur la décharge de la turbine permet de récupérer la chaleur en chauffant l'huile thermique. Quand l'unité s'arrête, le gazoduc continue à être alimenté avec du gaz sec. Dans ces conditions, le système de l'huile chaude continue à fonctionner afin de permettre la régénération des tamis moléculaire [13].



30-B-01 : séparateur
30-E-01 : récupérateur de chaleur.

Figure II.9: Schéma de l'unité de ré-compression du gaz sec (Unité 300) [13].

II.7.2.4. Fractionnement du GPL (Unité 400)

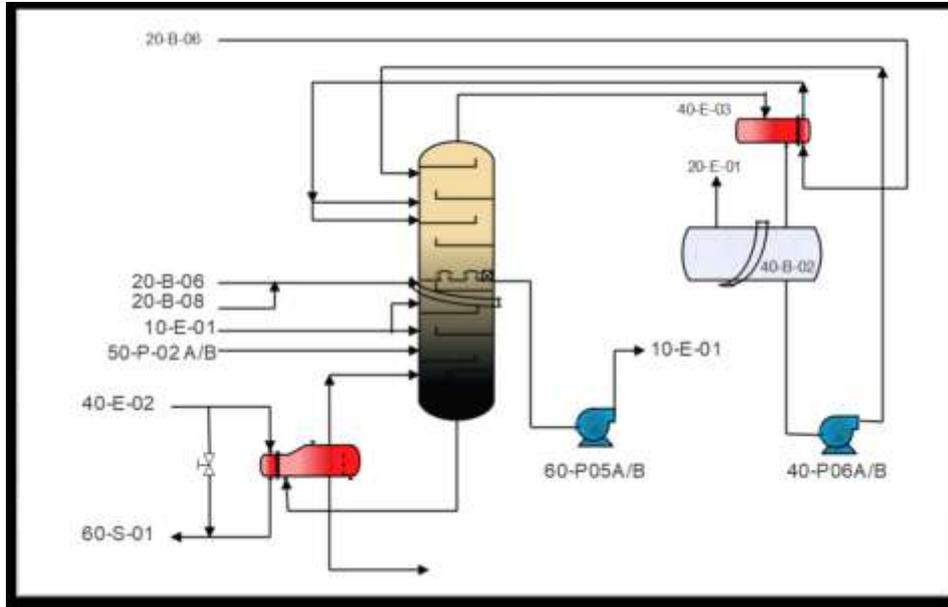
Le fractionnement des hydrocarbures liquides s'effectue essentiellement en deux étapes :

1. L'extraction des constituants légers dans le dé-éthaniseur 40-C-01.
2. La séparation du GPL du condensat dans le dé-butaniseur 40-C-02.

Le dé-éthaniseur est une colonne qui fonctionne à 23 bars, constituée de 46 plateaux à clapets repartis de haut en bas, ces deux parties sont séparées par un plateau accumulateur situé au 20^{ème} étage. Elle est alimentée à partir:

- ✓ Des hydrocarbures liquides séparés dans le séparateur 20-B-07 s'écoulent à -40°C pour se préchauffer dans l'échangeur de reflux de dé-éthaniseur 40-E-03, et ils alimentent le dé-éthaniseur 40-C-01 par les tubulures d'alimentation qui résident en 6^{ème} et 8^{ème} plateau.
 - ✓ Les liquides en provenance de 20-B-06 et 20-B-08 qui se réunissent à la température de -6°C, sont introduit au 25^{ème} et 27^{ème} plateau de dé-éthaniseur 40-C-01.
Les vapeurs de tête qui sont partiellement condensées dans le condenseur du dé-éthaniseur 40-E-03, sont dirigés vers le ballon du reflux 40-B-02 où :
 - ✓ Les vapeurs C1 et C2 à la sortie de ballon de reflux (40-B-02), et après récupération thermique dans l'échangeur 20-E-01, sont acheminées à l'aspiration des compresseurs existants (ancienne unité) et une partie est envoyée pour la régénération des tamis (à travers les échangeurs 10-E-02 A/B/C).
 - ✓ Les liquides condensés sont refoulés par les pompes 40-P-06A/B et injecté au niveau de premier plateau de dé-éthaniseur 40-C-01 comme reflux froid.
- Le liquide déposé dans le plateau d'accumulateur s'écoule par gravité à -6°C et à l'aide des pompes 40-P-05A/B qui assurent le transport de liquide vers l'échangeur 10-E-01 et ceci pour permettre de récupérer le froid. Il sort de l'échangeur à la température de 40°C puis il est renvoyé vers la colonne 40-C-01 en alimentant également le plateau qui se situe au-dessous du plateau accumulateur.

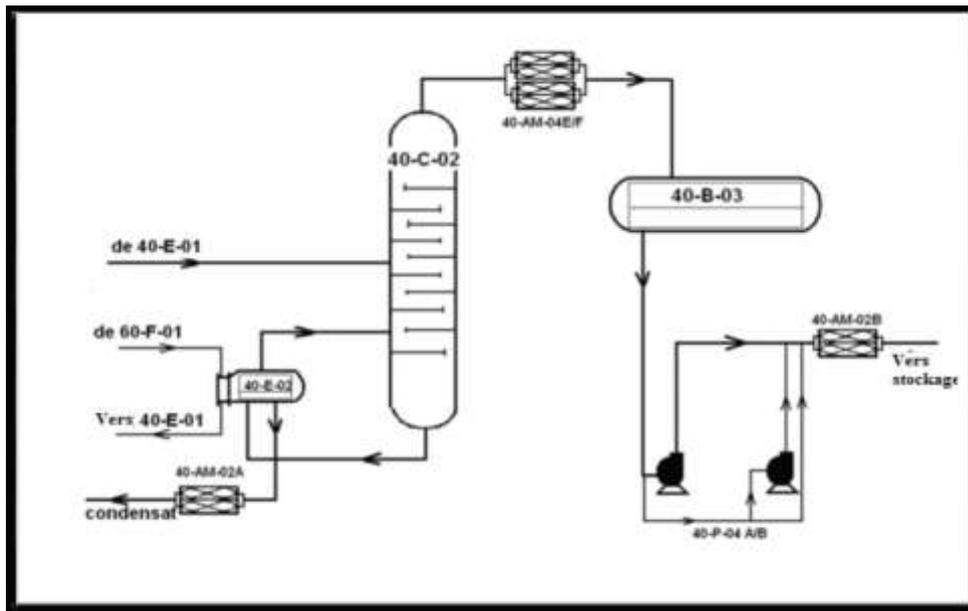
Le liquide du fond de la colonne 40-C-01 est envoyé vers le rebouilleur 40-E-01 pour le réchauffage à une température de 80°C. Une partie de ce liquide est envoyé comme reflux chaud vers la colonne, et l'autre passe comme alimentation du dé-butaniseur 40-C-02 [14].



40-C-01 : Dééthaniseur
60-P-05A/B ; 40-P-06A/B : Pompes
40-E-03 : Echangeur de reflux de dééthaniseur
40-B-02 ; 40-B-03 : Ballon du reflux .

Figure II.10: Schéma de l'unité de fractionnement section dééthaniseur (Unité 400) [14].

Le dé-butaniseur est une colonne de rectification constitué de 40 plateaux à clapets qui fonctionne à une pression de 14bar. Les vapeurs de tête de dé-butaniseur sortant à la température 65°C sont refroidies dans l'aéro-réfrigérant 40-A-04 jusqu'à 55°C et sont recueillies dans le ballon de reflux 40-B-03. Une partie de GPL est utilisée comme reflux froid de tête à l'aide d'une pompe de reflux 40-P-04A/B et l'autre partie est envoyée vers les sphères de stockage de GPL 50-T-01A/B. Le résidu liquide (condensât) de 40-C-02 sortant à 150°C est envoyé au rebouilleur de dé-butaniseur 40-E-02 pour qu'il puisse être chauffé à 163°C ; une partie du liquide dans le rebouilleur sert à alimenter 40-C-02 comme reflux chaud. Le condensât sortant du fond de 40-E-02, après refroidissement à 60°C à travers l'aéro-réfrigérant 40-A-02, est envoyé vers les fours 20-F-01A/B de l'ancienne unité [14].



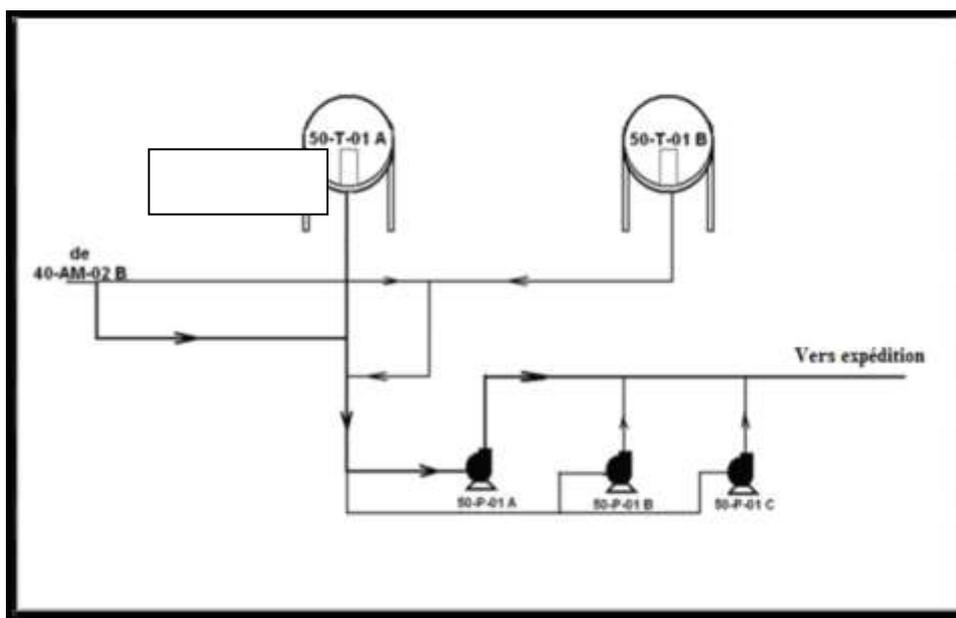
40-C-02 : Débutaniseur
 40-E-02 : Rebouilleur dedébutaniseur
 40-P-04A/B: Pompe.

Figure II.11 : Schéma de l'unité de fractionnement section débutaniseur (Unité 400) [14].

II.7.2.5. Stockage et expédition de GPL (Unité 500)

L'unité de stockage du GPL a pour but d'accumuler le GPL produit et de l'expédier à travers la pipe de GPL reliant Hassi Messaoud à Arzew via Hassi R'mel. Les sphères 50-T-01 A/B accumulent le GPL et les pompes 50-P-01 A/B/C (une en fonction, et les deux autres sont en réserve) refoulent le GPL. Ces pompes ont la capacité de refouler en 15 heures la quantité de GPL produite en 24 heures. Les pompes 50-P-02 A/B (l'une est de réserve) renvoient au procédé le GPL hors spécification [13].

NB : En cas de problème dans les sphères de stockage, le GPL est envoyé directement à l'aspiration des pompes d'expédition 50-P-01 A/B/C.



50-P-01A/B/C : Pompes
 50-T-01A/B : Sphères de stockage.

Figure II.12 : Schéma de l'unité de stockage du GPL (Unité 500) [13].

II.7.2.6. Circulation d'huile chaude (Unité 600)

Un système d'huile est prévu comme source de chauffage de gaz de régénération des tamis moléculaires (dans 10-E-02 A/B/C), et pour les besoins des rebouilleurs des colonnes 40-C-01 dé-éthaniseur et 40-C-02 dé-butaniseur. Le chauffage de d'huile diathermique se fait en deux étapes, la première étape consiste à faire passer l'huile dans l'échangeur 30-E-01, les fumées d'échappement de la turbine 30-KT-01 permettent de chauffer l'huile jusqu'à 220°C grâce au récupérateur de chaleur 30-E-01. La deuxième étape consiste à chauffer l'huile jusqu'à 290°C dans le four 60-F-01 (qui sert à fournir la quantité de chaleur manquante).

L'aéro-réfrigérant 60-A-01 à pour but de refroidir l'huile de retour des rebouilleurs et de l'échangeur 10-E-02 A/B/C. Les filtres 60-S-01 A/B sert à enlever les éventuelles salissures qui se sont formées à cause de la dégradation de l'huile [16].

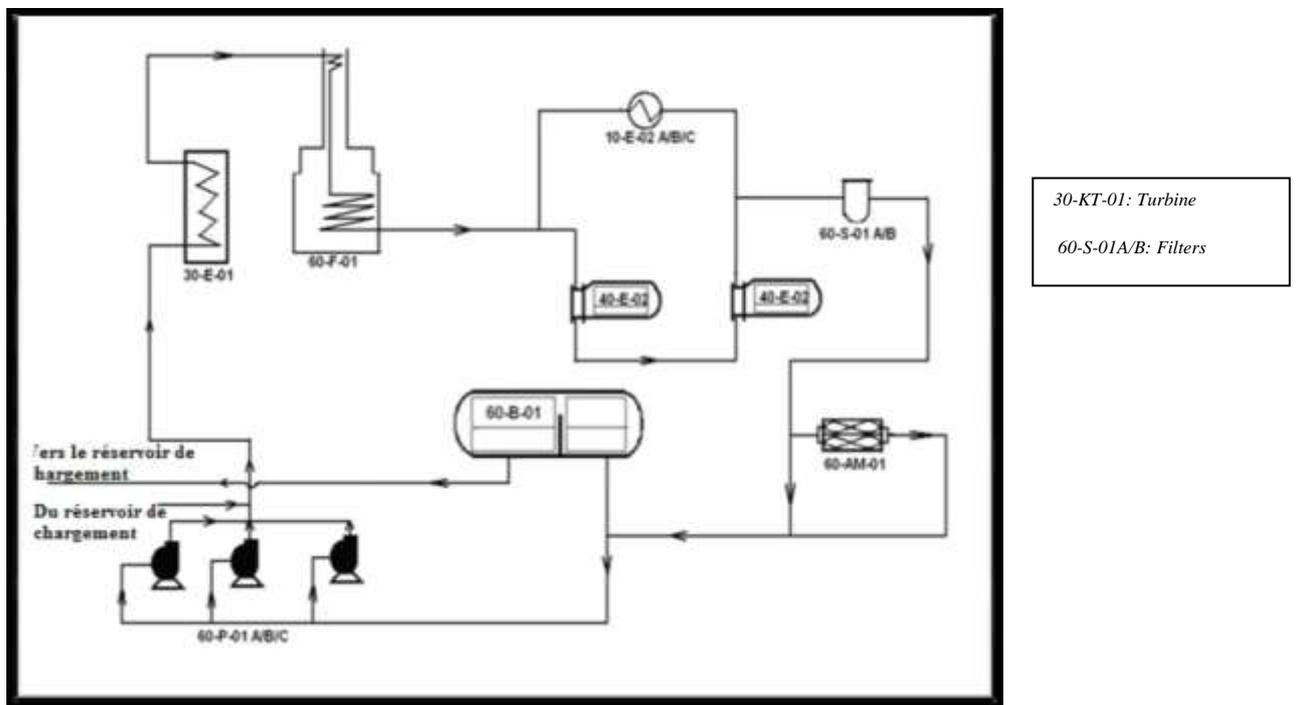


Figure II.13 : Schéma du circuit d'huile chaude (Unité 600) [16].

II.7.2.7. Méthanol et réseau de torche (Unité 700)

Cette unité comprend trois systèmes auxiliaires :

- Système méthanol :** Le méthanol est stocké dans le réservoir 70-B-01 puis injecté dans le processus par les pompes 70-P-02. Le méthanol est utilisé en cas de formation d'hydrate pour dégivrage ; il est injecté dans le processus (les point les plu froid) seulement dans les cas de nécessité absolue.
- Système torche froide :** la torche froide reçoit les décharges du processus en cas d'urgence, ou pendant les purges et/ou les drainages.

La torche froide reçoit toutes les décharges avec une température proche ou inférieure de 0°C.

c. Système de ramassage des égouts huileux

La cuve de ramassage reçoit tous les écoulements huileux prévus dans divers points de l'installation. Ensuite, les écoulements sont envoyés de la cuve de ramassage au borbier existant à travers la ligne à deux (02) pouce et ceci à l'aide de la pompe 70-P-03 A/B [16].

II.7.2.8. Système d'air et gaz inerte (Unité 800)

Cette unité fournie à l'installation :

- L'air de service (pour le nettoyage),
- L'air instrument (pour le fonctionnement des vannes de control),
- Le gaz inerte « l'azote » (pour le refroidissement).

Ce système est formé par de :

- Compresseur d'air 80-K-01
- Séparateur 80-B-01
- Sécheur 80-W-01 (déshydrateurs)
- Accumulateur d'air instrument 80-B-02
- Compresseur 80-K-02 pour augmenter la pression dans l'accumulateur d'azote.

II.7.2.9. Sous-station électrique (Unité 900)

Cette unité sert aux besoins électriques des installations, telles que l'éclairage de CP/ONR, les prises et les équipements de télécom. Chaque équipement dans l'usine possède ses propres armoires d'isolement reliées à des cassettes, leur contrôle se fait à partir de tableaux aux MCC ancienne unité et celle du GPL [16].



CHAPITRE III

*LES HYDRATES DE
GAZ*

III.1. Définition des hydrates

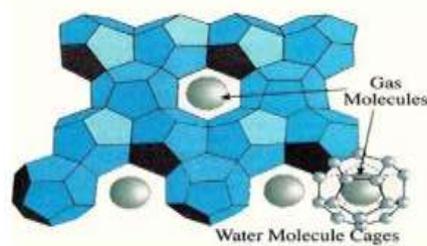
Les hydrates appartiennent à la classe des clathrates qui sont des composés d'inclusion. Le mot « clathrate » a été utilisé la première fois par Powell en 1948 et il dérive du mot latin « clathratus » qui signifie « encapsuler ». Les clathrates sont des solides cristallisés dont lesquels certains atomes ou molécules sont piégés dans des cages aménagées par l'assemblage d'un autre type de molécules. Lorsque le réseau cristallin est formé par des molécules d'eau liées entre elles par des liaisons d'hydrogène et les cavités sont occupées par des molécules gazeuses, les clathrates formées sont appelés hydrates.

La configuration spatiale des molécules d'eau dans un réseau cristallin d'hydrates est différente de celle de la glace, sachant que dans les réseaux, chaque molécule d'eau est reliée à quatre autres molécules d'eau. La glace, sous les conditions normales de température et de pression, a une structure hexagonale. Les molécules d'eau dans la glace forment des canaux ininterrompus tandis que ces molécules, dans le cas de l'hydrate forment des cavités ayant une taille relativement grande. Les cavités formées sont stabilisées par les molécules du gaz retenues dans les encages. La Figure III.6 présente la structure de la glace et le motif de base de la structure des hydrates.

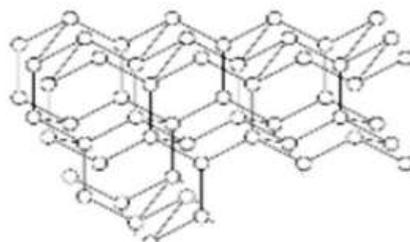
Les hydrates dans certaines conditions se forment avec les hydrocarbures suivants CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} et également CO_2 , H_2S .

On distingue deux formes d'hydrates :

- ❖ Hydrates constitués à partir des hydrocarbures à chaîne courte (C1, C2, CO2).
- ❖ Hydrates constitués à partir des hydrocarbures à chaîne longue (C3, C4), [15].



(a)



(b)

Figure III.1 : Structure d'hydrate (a) et structure cristallin de glace (b) [5].

III.2. Les conditions de formations des hydrates :

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

✚ Présence d'eau liquide

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

✚ Présence d'hydrocarbures légers

Seuls les quatre premiers hydrocarbures (méthane, éthane, propane, butane) sont susceptibles de former des hydrates en présence d'eau liquide. A ce jour, on n'a jamais mis en évidence la formation d'hydrates de pentane et d'homologues supérieurs. D'autres corps tels que le gaz carbonique ou l'hydrogène sulfuré peuvent également former des hydrates avec l'eau.

✚ Réalisation de certaines conditions de température et de pression

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

- ✚ La formation des hydrates est favorisée par un certain nombre de facteurs : les tourbillons, la vitesse du courant gazeux, les plaques à orifice de débitmètres, les changements de section, un coude brusque, le brassage de l'eau et du gaz, les variations de pression et, en général, tous les facteurs augmentant la turbulence.

Le phénomène est auto-accélééré : le début de formation d'un bouchon d'hydrates augmente la perte de charge dans la conduite, donc créé une détente supplémentaire du gaz, ce qui a pour effet de le refroidir et donc d'entretenir et d'accélérer la formation des hydrates [16].

III.3. Structure des hydrates

En présence d'un gaz léger, les molécules d'eau forment une structure cristalline régulière comprenant des cavités ou cages dans les quelles sont piégées les molécules de gaz.

Ce réseau cristallin est dû aux liaisons hydrogènes entre les molécules d'eau qui est stabilisé par les molécules de gaz et qui sont-elles même retenues dans les cages par des forces de Van Der Waals [17].

L'analyse par rayon X des cristaux des différents hydrates a permis d'identifier les trois structures suivantes, présentées dans l'ordre chronologique de leur découverte :

III.3.1. Structure I (S.I):

Cette structure est composée de 46 molécules d'eau mélangées avec des composants gazeux : méthane, éthane et dioxyde de carbone.

III.3.2. Structure II (S.II) ;

Composé de 136 molécules d'eau mélangées avec les hydrocarbures : propane, i-butane, n-butane et l'azote.

III.3.3. Structure H (S.H) ;

Composé de 34 molécules d'eau, et dont la découverte a été publiée en 1987 [18].

III.4. Courbe (P, T) de formation d'hydrates

Pour un gaz naturel donné, en présence d'eau liquide, les hydrates se forment à une certaine température pour une pression donnée.

Les conditions de formation d'hydrates dans un domaine (P, T) sont définies par une courbe séparant le plan en deux (02) zones (Figure III.2). La zone à hautes pressions et basses températures (à gauche de la courbe), est la zone de formation des hydrates.

La zone à basses pressions et hautes températures (à droite de la courbe), est la zone de non formation des hydrates [16].

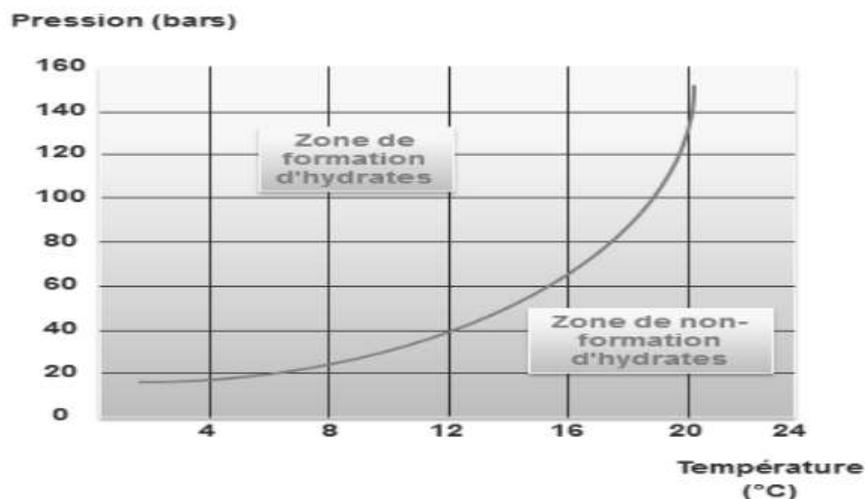


Figure III.2 : Courbe de formation des hydrates [16].

III.5. Inconvénients des hydrates

Le principal inconvénient des hydrates est le bouchage des conduites. L'hydrate en formation crée un étranglement et provoque une détente avec apparition d'une zone froide. Dans le cas du bouchage d'une tuyauterie par les hydrates, aucun moyen mécanique normal de débouchage ne peut être mis en œuvre, s'il n'y a pas intervention immédiate par injection des inhibiteurs tels que le glycol, l'obstruction devient totale [16].

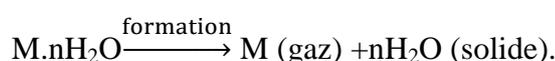
III.6. Propriétés thermiques des hydrates

III.6.1. Chaleur de formation/dissociation des hydrates

Par définition, la chaleur de formation/dissociation d'un hydrate est la quantité de chaleur libérée pour former une unité d'hydrate ou celle qu'il faut fournir afin de dissocier cette unité. Son unité est le J/kg pour la chaleur massique et le J/mol pour la chaleur molaire.

La valeur de la chaleur de formation/dissociation de différents hydrates selon la température est donnée dans le Tableau III.1 Pour ce qui est des hydrates de méthane, il est intéressant de voir que la dissociation des hydrates en glace et en gaz est beaucoup moins coûteuse en termes de quantité de chaleur à fournir que la dissociation en eau liquide et en gaz.

Nous pouvons résumer la formation / dissociation des hydrates par :



Et :



Où M désigne une molécule occupant la cavité d'hydrate [19].

Tableau III.1: Chaleur de formation / dissociation des hydrates [19].

HYDRATE	Chaleur de formation /dissociation, KJ/mole de gaz	
	T < 273K Hydrate =H ₂ O (solide) +gaz	T > 273K Hydrate =H ₂ O(liquide)+gaz
CH ₄ .6H ₂ O	18,1±0,3	54,2±0,3
C ₂ H ₆ .6H ₂ O	25,7±0,3	71,8±0,4
C ₃ H ₈ .17H ₂ O	27,7±0,3	129,2±0,4
i-C ₄ H ₁₀ .17H ₂ O	31,0±0,2	133,2±0,3

III.6.2. Capacité calorifique

C'est la quantité de chaleur à fournir à une unité de matière afin d'élever sa température de ΔT = 1K. L'unité de la capacité calorifique massique est J/(kg.K), de la capacité calorifique molaire C est J/(mole.K).

On peut la définir par la relation suivante à volume constant :

$$C = -T (\partial^2 F / \partial T^2)_{V, Q_{ij}}$$

Avec :

F : Energie libre ;

v : Volume ;

T : Température ;

Q_{ij}: nombre de molécules de cette matière [5].

III.6.3. Conductivité thermique

De façon simple, elle représente la capacité d'un matériau, ou plus généralement d'un composé, à conduire la chaleur d'un endroit A à un endroit B. Son unité est le W/(m.K). On la note λ et elle est définie de façon générale à l'aide de la loi de Fourier.

$$\frac{dQ}{dt} = -\lambda S \frac{dT}{dx}$$

Avec :

Q : Quantité de chaleur passant par la surface S en direction x pendant le temps t.

T : Température ;

S: Surface ;

$\frac{dT}{dx}$: Gradient de température ;

λ: Conductivité thermique.

Les conductivités thermiques expérimentales de l'hydrate de méthane, de l'eau et de la glace sont données dans le Tableau III.2; il est intéressant de noter que la conductivité thermique des hydrates est très proche de celle de l'eau [20].

Tableau III.2: Conductivités thermiques expérimentales [20].

	<i>Conductivité thermique λ (W/ (m. °K))</i>	<i>Température de masse (°K)</i>
Eau	0,55	273
Glace	2,23	263
Hydrate de méthane	0,45	216,2

III.7. Prévention des hydrates

La formation d'hydrate peut être évitée en se plaçant en dehors des conditions thermodynamiques de formation. Ceci peut être réalisé en augmentant la température à une pression donnée, ou en abaissant la pression à une température donnée.

Si c'est impossible, il est nécessaire pour éviter la formation des hydrates soit de réduire la teneur en eau du gaz par opération de séchage, soit d'utiliser des inhibiteurs. Les inhibiteurs agissent comme les " antigels «. Ce sont des solvants miscibles en phase aqueuse, qui modifiant la fugacité de l'eau, permettant d'abaisser la température de formation des hydrates [5].

III.7.1. Chauffage

Le chauffage actif comprend le chauffage électrique et le chauffage par circulation de fluide dans un faisceau. Au niveau des lignes d'écoulement et des colonnes de production, le chauffage actif doit être appliqué avec une isolation thermique pour minimiser les besoins énergétiques.

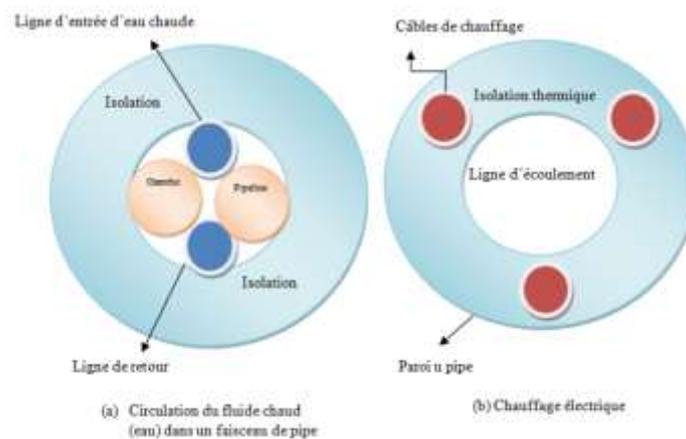


Figure III.3 : Technique de chauffage des pipes [8].

III.7.1.1. Circulation du fluide chaud dans un faisceau de pipe

Le chauffage par le fluide chaud (Figure III.3 a), présente les mêmes avantages que le chauffage électrique. Au lieu d'utiliser de l'électricité pour fournir de la chaleur, le fluide chaud typiquement de l'eau inhibée, circule dans les faisceaux pour fournir de la chaleur au fluide de production. Ces faisceaux peuvent être complexes dans leur conception, à savoir la conception thermique et mécanique, la fabrication, et l'installation.

Les techniques de chauffage actif offrent un bon niveau de protection. Avec le chauffage actif, le contrôle d'hydrate est tout simplement un problème d'énergie, d'isolation et de temps.

Les lignes d'écoulement chauffées électriquement et les inhibiteurs d'hydrate à faible dosage sont deux technologies en développement pour la prévention de la formation des bouchons d'hydrates en vue de réduire la complexité de la conception. La technologie de réchauffement électrique des lignes d'écoulement réduit les préoccupations relatives aux hydrates dans les réseaux sous-marins. Au lieu de prendre du long processus de purge pour l'élimination des hydrates, le chauffage électrique fournit un moyen plus rapide pour chauffer les lignes d'écoulement et éliminer les bouchons d'hydrates.

III.7.1.2. Chauffage électrique

Le chauffage électrique (Figure III.3 b), est une technologie qui se développe rapidement et qui a trouvé des applications dans les domaines off-shore. Les avantages liés au chauffage électrique comprennent l'élimination de la dépressurisation des lignes d'écoulement, la simplification des opérations de redémarrage, et fournit la dissociation rapide des bouchons d'hydrates.

Les techniques de chauffage électriques incluent :

- **Le chauffage direct**, en utilisant la ligne d'écoulement comme conducteur électrique pour le chauffage par résistance.
- **Le chauffage indirect**, en utilisant un élément chauffant électrique installé sur la surface extérieure de la ligne d'écoulement [5].

III.7.2. Réduction de pression

Une baisse de pression effectuée à température constante représente un des moyens pour sortir du domaine de formation des hydrates. Toutefois, une détente du gaz s'accompagne généralement d'une baisse de température qui va à l'encontre de l'effet recherché.

Une dépressurisation ne permet d'éliminer un bouchon d'hydrates que si elle est menée de manière presque isotherme, ceci implique que la conduite ne soit pas isolée et que le processus de détente soit suffisamment lent.

Si toutefois la perte de pression (perte de charge pour l'écoulement) se faisait en isotherme on sera évité la formation d'hydrates [20].

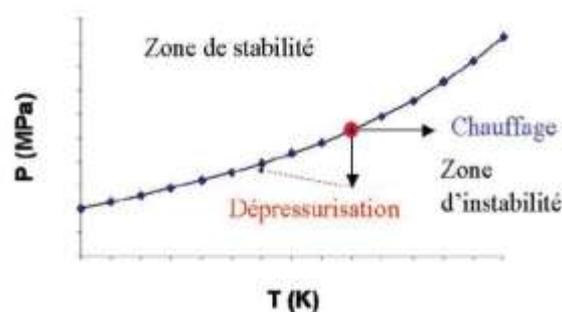


Figure III.4: Principe de dissociation sur la courbe d'équilibre de l'hydrate de méthane [20].

III.7.3. Utilisations d'inhibiteurs

Les inhibiteurs agissent comme des antigels, ce sont des solvants miscibles en phase gazeuse, qui en modifiant la fugacité de l'eau, permettant d'abaisser la température de formation des hydrates.

Sels :

Les électrolytes constituent des inhibiteurs très efficaces. Les sels en solution agissent par attraction des dipôles formés par les molécules d'eau ; les molécules d'eau tendent à s'associer avec les ions en solution, plutôt qu'à former un réseau autour des molécules de gaz en solution. De ce fait, la formation du réseau d'hydrates par les molécules d'eau nécessite à une pression donnée une température plus basse. Pour la même raison, la solubilité du gaz dans l'eau diminue.

Les sels les plus efficaces comme inhibiteurs correspondent aux cations suivants : Al^{+3} ; Mg^{+2} ; Ca^{+2} ; Na^{+} ; K^{+} [8].

La plupart des chlorures et notamment Na Cl, KCl, $MgCl_2$, $CaCl_2$, et $AlCl_3$ peuvent être utilisés comme inhibiteurs. Le chlorure de calcium est fréquemment choisi en raison de son efficacité et son faible cout. Les sulfates, notamment Na_2SO_4 , $MgSO_4$, $Al(SO_4)_3$ sont également employés. Enfin, l'utilisation des phosphates et en particulier le phosphate de sodium Na_3PO_4 peut être envisagée.

En présence d'eau de gisement (eau produite), il est nécessaire de tenir compte des sels dissous pour évaluer les risques de formation d'hydrates. Par contre, en raison des risques de corrosion et de dépôts, les sels ne sont que peu utilisés en pratique comme inhibiteurs [16].

✓ Alcools

Les alcools, notamment les glycols et le méthanol, sont très largement utilisés comme inhibiteurs.

Le mono éthylène glycol et celui qui prête le mieux à inhibition des hydrates. En raison de sa masse moléculaire plus faible, il est plus efficace à une concentration massique fixée que le di-éthylène glycol et le tri-éthylène glycol.

Les glycols présentent l'avantage de pouvoir être facilement récupérés en phase liquide, régénérés par distillation et recyclés, mais l'inconvénient d'être relativement visqueux.

Le méthanol est très fréquemment utilisé soit temporairement pour détruire un bouchon, soit en continu pour éviter la formation des hydrates. Le méthanol peu visqueux et n'est pas corrosif. Par contre, sa forte tension de vapeur entraîne des pertes importantes en phase gazeuse. De plus, la régénération par distillation du méthanol est relativement couteuse. De ce fait, le méthanol est souvent consommé en permanence, sans être récupéré.

✓ **Autres inhibiteur**

- L'ammoniac : est un inhibiteur très efficace, mais il est corrosif, toxique et forme avec le dioxyde de carbone en présence de l'eau des carbonates qui risquent de constituer un dépôt solide ;
- Le MEA (Mono-Ethanol Amine) : est préconisé comme inhibiteur, à une concentration massique donnée ;
- De nouveaux types d'additifs qui sont utilisés en faible concentration, évitent la prise en masse des hydrates [5].

III.7.4. Déshydratation

La déshydratation est la technique de prévention d'hydrates la plus commune appliquée aux centres de traitement de gaz.

La déshydratation du gaz naturel est réalisée par différents types de procédés :

III.7.4.1. Déshydratation par adsorption

Par définition, l'adsorption est un transfert de matière d'une phase gazeuse à une phase solide appelée adsorbants (surface solide). Et ceci lorsque les molécules contenues dans un courant de fluide sont amenées en contact avec une surface solide.

Le procédé fonctionne en deux étapes :

- Le gaz passe à travers un lit adsorbant où il est en contact direct avec l'adsorbant solide à la pression de service, ces derniers adsorbent les molécules d'eau contenues dans le gaz jusqu'à ce qu'ils soient saturés d'eau
- Une fois saturés par l'eau adsorbée, les adsorbants solides doivent être régénérés (séchés) par désorption, le phénomène inverse.

Les adsorbants solides les plus courants utilisés pour la déshydratation du gaz sont : Tamis moléculaires, Alumine activée et les Gels de silice, présenté dans la Figure III.5 [19].



Tamis moléculaires

Alumine activée

Gels de silice

Figure III.5 : Trois principaux types d'adsorbants solides [19].

III.7.4.2. Déshydratation par absorption

Cette méthode de déshydratation utilise le transfert de masse de la molécule d'eau dans un solvant liquide. Le séchage des gaz est assuré dans ce cas (Figure III.5) par lavage à contre-courant dans une colonne avec un solvant présentant une forte affinité pour l'eau, le gaz déshydraté sort en tête de colonne ; le solvant sortant du fond de la colonne est régénéré par distillation pour le réutiliser. Les Glycols sont les liquides d'absorption les plus largement utilisés, car ils se rapprochent des propriétés qui répondent aux critères d'application commerciale [21].

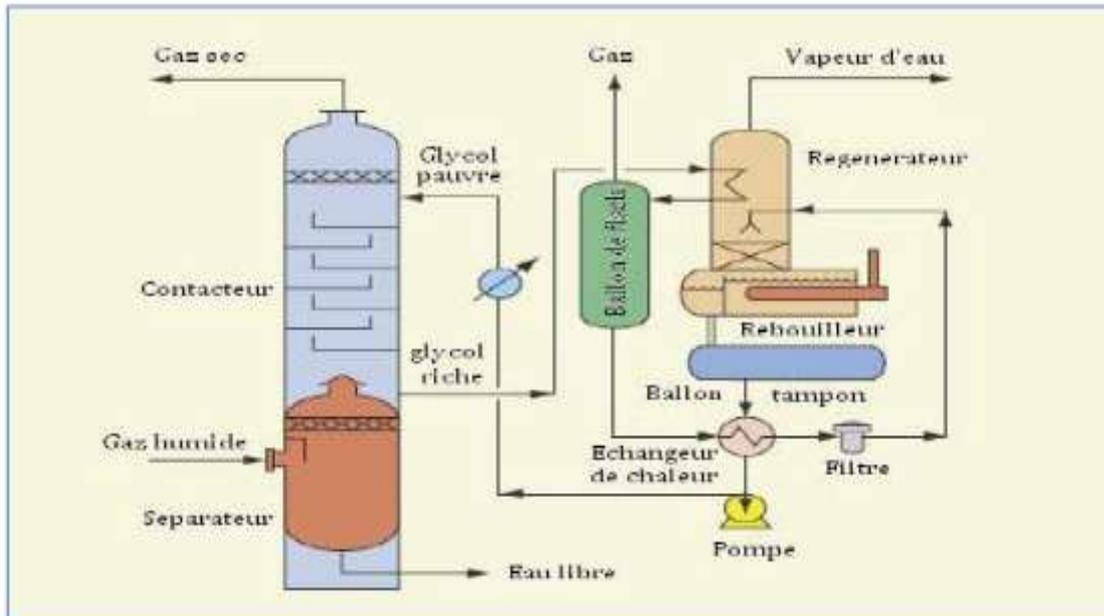


Figure III.6: Procédé de déshydratation par absorption [21].

Propriétés de l'absorbant

L'absorbant aux propriétés suivantes :

- Grande affinité pour l'eau
- Caractère non corrosif
- Stabilité thermique
- Régénération facile
- Viscosité réduite
- Faible tension de vapeur
- Solubilité dans les hydrocarbures réduits
- Faible tendance au moussage et à la formation d'émulsion [22].

Type d'absorbants

- Le Mono éthylène glycol (MEG) : $C_2 H_6 O_2$;
- Le Di-éthylène glycol (DEG) : $C_4 H_{10} O_3$;
- Le Tri-éthylène glycol (TEG) : $C_6 H_{14} O_4$;
- Le Méthanol : CH_3OH ;
- L'Ammoniac: NH_3 [22].

III.7.4.3. Déshydratation par perméation gazeuse

La déshydratation par perméation gazeuse est basée sur le passage du gaz sous pression à travers une membrane poreuse. De l'autre côté de la membrane, côté perméat, on appliquera une pression inférieure à celle du gaz afin de créer une différence de pression en amont et en aval de la membrane. Cette membrane laissera alors passer sélectivement un composé donné sous l'effet de la différence de pression [19].

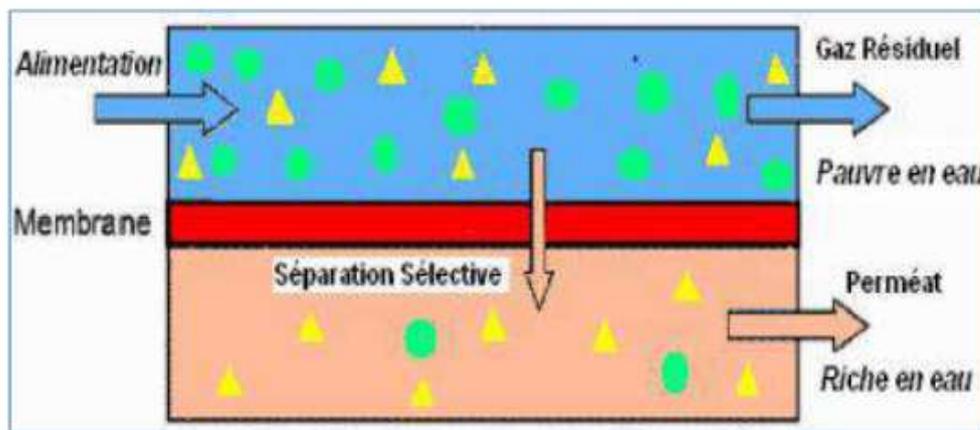


Figure III.7: Schéma de principe de perméation gazeuse [22].

III.7.4.4. Déshydratation par abaissement de température

La déshydratation par abaissement de température utilise le refroidissement pour condenser la molécule d'eau de la phase liquide avec injection d'inhibiteur pour éviter la formation d'hydrates. Cette méthode est utilisée pour contrôler simultanément les points de rosée eau et hydrocarbures du gaz naturel [20].

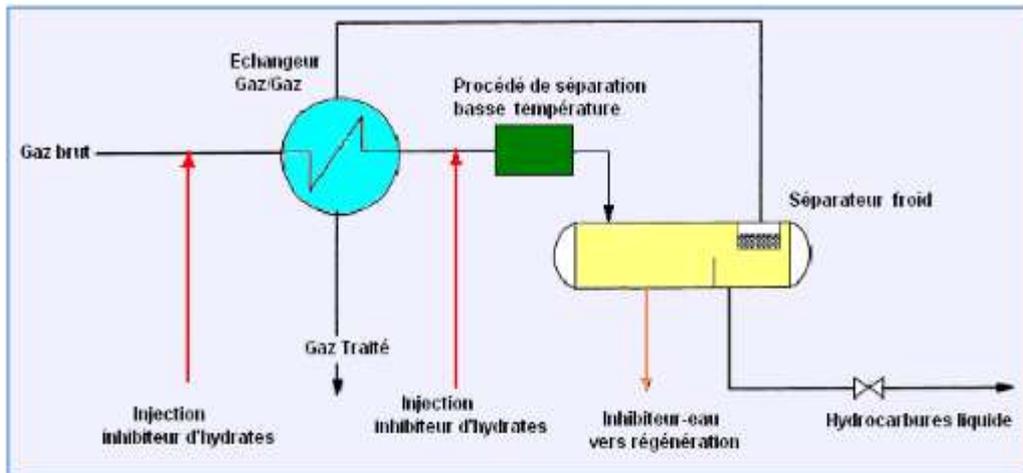
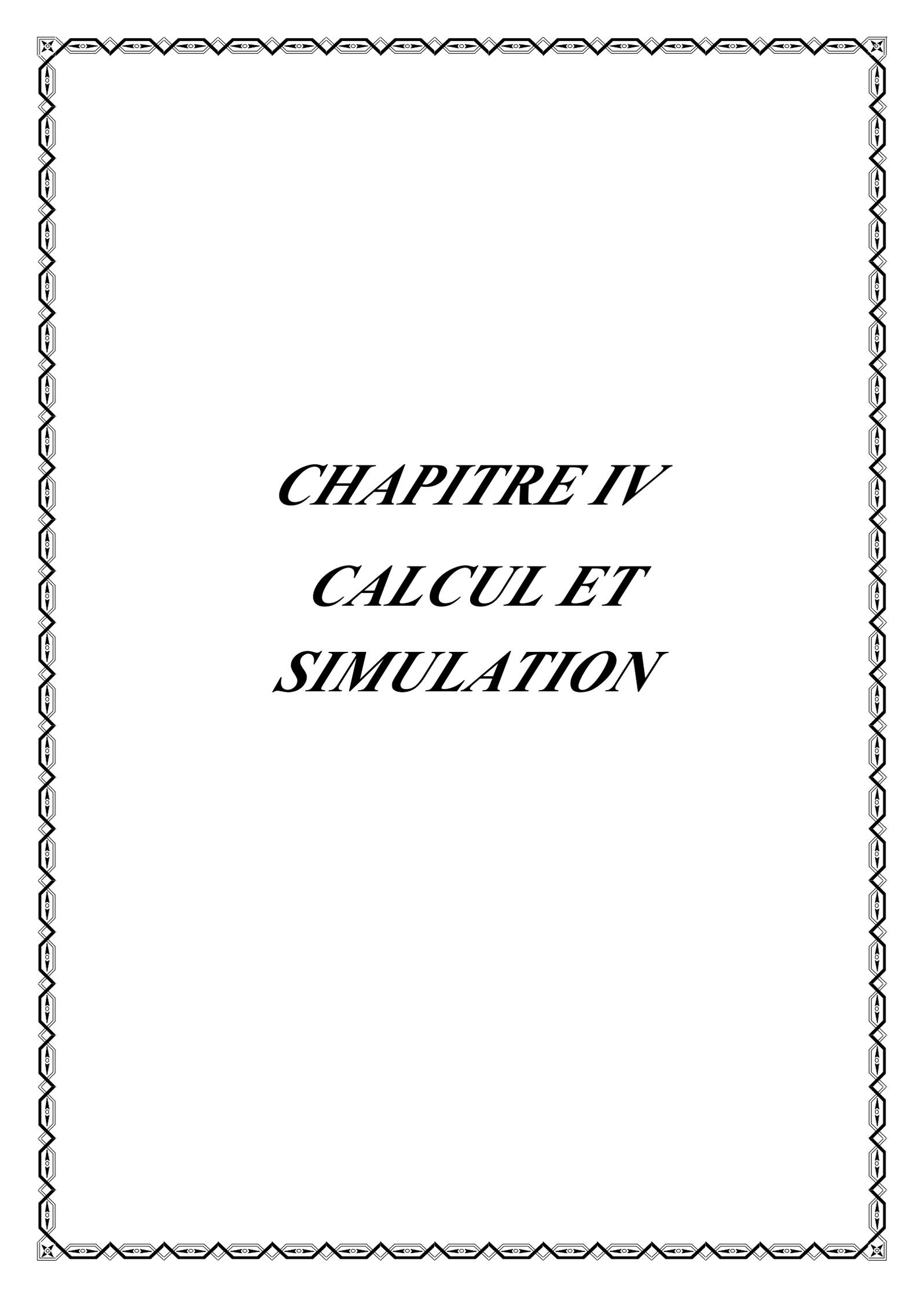


Figure III.8: Schéma simplifié de la déshydratation par abaissement de température [21].



CHAPITRE IV
CALCUL ET
SIMULATION

IV.1. Problématique

L'exploitation du gaz naturel s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage des canalisations par dépôts des hydrates (formation des bouchons). Pour éviter ce problème, les exploitants cherchent à déterminer les conditions auxquelles se forment ces bouchons et trouver des solutions pour les éliminer.

Ce travail a été réalisé sur l'unité de traitement de GPL de Oued Noumer, un champ qui a connu des problèmes de formation d'hydrates lesquels ont provoqué la déstabilisation de toute l'unité de fractionnement et la récupération de GPL.

L'objectif de ce travail est :

- Étudier les conditions de formation et stabilité d'hydrates de gaz, qui permettent aux exploitants de travailler en dehors de ces conditions.
- Proposer la solution d'injecté un gaz naturel chaud pour éliminer les bouchons en absence d'inhibiteur (méthanol) qu'est très chère et toxique pour rétablir rapidement le fonctionnement normal de l'unité GPL.

Obtenir des résultats en utilisant la simulation par le logiciel HYSYS représenté en simulation de cas actuel et désigne de l'unité 400 (fractionnement de GPL) et simulation de cas d'injection de gaz chaud en utilisant le modèle thermodynamique Peng Robinson, afin de l'exploiter comme modèle numérique dans notre étude. Pour valider cette simulation les résultats sont soumis à une comparaison avec les paramètres actuels telle que l'erreur relative enregistrée qui doit être acceptable

IV.2. Partie calcul

Dans ce chapitre nous allons calculer le temps nécessaire pour fusionner le bloc d'hydrate au niveau de la vanne LV 2103 en injectant le gaz chaud avec un débit constant.

La vanne LV 2103 contrôle le débit de la charge froide qui alimente la colonne en fonction du niveau du liquide dans le ballon 20B07.

IV.2.1. Calcul du temps nécessaire pour fusionner le bloc d'hydrate au niveau de la vanne LV2103

- Hypothèse simplificatrice :

L'hydrate coincé dans la vanne (LV2103) est de forme sphérique.

- **Cas 1**

- **Injection du gaz à partir du compresseur du turbo-expander(20-KE-01)**

Les propriétés du gaz injecté de sortie de compresseur du turbo-expander 20-KE-01 sont données dans le tableau IV.1.

Tableau IV.1: Propriétés du gaz injecté de sortie de compresseur du turbo-expander 20-KE-01.

<i>Propriétés</i>	<i>Valeur</i>
Température (°c)	45
Pression (bar)	45
Masse volumique (Kg /m ³)	34,15
Conductivité thermique (W/m ² . °c)	0,0382
Viscosité dynamique (Pa.m)	0,00001301
Chaleur spécifique (J/Kg. °c)	43740
Débit massique (Kg/second)	5,555555

a. Diffusivité thermique

$$D = \frac{\lambda}{\rho \cdot c_p} \quad (\text{IV. 1})$$

Tel que

λ : Conductivité thermique de gaz injecté

ρ : Masse volumique de gaz injecté

c_p : Chaleur spécifique de gaz injecté

Donc;

$$D = 2,5573 \times 10^{-8} \text{ (m}^2\text{/s)}.$$

b. Vitesse d'écoulement

$$U = \frac{Q_{inj}}{\rho \cdot S_{écoul}} \quad (\text{IV.2})$$

Tel que :

Q_{inj} : Débit d'injection

$S_{écoul}$: Section d'écoulement

$$S_{écoul} = 3,14 \times (d_{hydrate})^2 = 3,14 \times 0,5^2 = 0,7853 \text{ (m}^2\text{)}$$

Donc :

$$U = 0,2071 \text{ (m/s)}.$$

c. Coefficient de transfert de chaleur

$$h = \frac{\lambda \cdot Nu}{d_{hydrate}} \quad (\text{IV.3})$$

Pour trouver le nombre de Nusselt (Nu) on doit calculer:

Pr = (chaleur spécifique du gaz X viscosité dynamique du gaz) /conductivité thermique du gaz

$$Pr = \frac{Cp \cdot \mu}{\lambda}$$

$$Pr = 14,8967$$

Et

Re = (masse volumique du gaz X diamètre d'hydrate X vitesse d'écoulement) / viscosité dynamique du gaz

$$Re = \frac{\rho \cdot dh \cdot U}{\mu}$$

$$Re = 271808,8009 \quad (\text{régime tourbillon}).$$

Donc :

$$Nu = 2 + 0,6 \times Pr^{0,33} \times Re^{0,5}$$

$$Nu = 705,4124$$

$$\underline{h = 53,8935 \text{ (W/m}^2 \cdot \text{°C)}}.$$

d. Débit de chaleur

$$Q_h = \text{Sécoul} \cdot h \cdot \Delta T \quad (\text{VI.4})$$

Tel que :

Sécoul: Section d'écoulement

h : Coefficient de transfert de chaleur

ΔT : La différence de température entre le gaz d'injection et le bloc d'hydrate.

Donc ;

$$Q_h = 0,7853 \times 53,8935 \times (45 - (-48))$$

$$\underline{Q_h = 3935,9985 \text{ (J/s)}}.$$

e. Masse de sphère

$$m_{\text{sph}} = V_S \cdot \rho_h \quad (\text{VI.5})$$

Tel que:

V_S : Volume de sphère

ρ_h : Masse volumique d'hydrate

$$V_S = \frac{1}{6} \times 3,14 \times d^3$$

$$V_S = 0,0654 \text{ (m}^3\text{)}$$

Donc;

$$m_{\text{sph}} = 2,2331 \text{ (Kg)}.$$

f. Energie nécessaire de fusion

$$E = H_{\text{fusion}} \cdot m_{\text{sph}} \quad (\text{VI.6})$$

H_{fusion} : Enthalpie de fusion de l'eau (KJ /Kg)

$$E = 333,55 \times 2,2331$$

$$E = 744,8505 \text{ (KJ)}.$$

g. Temps de fusion de bloc d'hydrate

$$t = \frac{E}{Qh}$$

$$t = 1713,6313 \text{ (s)} = 28,5605 \text{ (min)}.$$

Pour un débit d'injection du gaz de sortie de compresseur de turbo expander de 20t/h, le temps nécessaire pour fusionner le bloc d'hydrate coincé à l'intérieur du corps de la vanne LV2103 est approximativement vingt-huit minutes (28.5605 min). Sachant que sans l'injection de gaz chaud il faut pratiquement quelques heures de travail de réchauffement avec l'appareil de Joule Thomson, pour que le bloc d'hydrate se fusionne.

- **Cas 2**

Injection du gaz à partir du compresseur de la turbine solar30-K-01

Les propriétés du gaz injecté du compresseur de la turbine solar 30-K-01 sont données dans le tableau IV.2.

Tableau IV.2 : Propriétés du gaz injecté de sortie du compresseur 30-K-01.

<i>Propriétés</i>	<i>Valeur</i>
Température (°C)	80
Pression (bar)	70
Masse volumique (Kg/m ³)	47,67
Conductivité thermique (W/m. °C)	0,04490
Viscosité dynamique (Pa.s)	0,00001466
Chaleur spécifique	46430
Débit massique (Kg/s)	5,555

a. Diffusivité thermique

$$D = \frac{\lambda}{\rho \cdot c_p}$$

Tel que :

λ : Conductivité thermique de gaz injecté

ρ : Masse volumique de gaz injecté

c_p : Chaleur spécifique de gaz injecté

Donc ;

$$D = 2,0286 \times 10^{-8} \text{ (m}^2\text{/s)}.$$

b. Vitesse d'écoulement

$$U = \frac{Q_{inj}}{\rho \cdot S_{écoul}}$$

Tel que :

Q_{inj} : Débit d'injection

ρ : masse volumique de gaz injecté

$S_{écoul}$: section d'écoulement

$$S_{écoul} = 3,14 \times d_{hydrate}^2 = 3,14 \times 0,5^2 = 0,7853 \text{ (m}^2\text{)}$$

Donc:

$$U = 0,1483 \text{ (m/s)}.$$

c. Coefficient de transfert de chaleur

$$h = \frac{\lambda \cdot Nu}{d_{hydrate}}$$

Pr = chaleur spécifique du gaz * viscosité dynamique du gaz / conductivité thermique du gaz

$$Pr = \frac{c_p \cdot \mu}{\lambda}$$

$$Pr = 15,1595$$

Re = masse volumique du gaz * diamètre d'hydrate * vitesse d'écoulement / viscosité dynamique du gaz

$$Re = \frac{\rho \cdot d_h \cdot U}{\mu}$$

$$Re = 241113,9495 \text{ (régime tourbillon)}.$$

Donc ;

$$Nu = 2 + 0,6 \times Pr^{0,33} \times Re^{0,5}$$

$$Nu = 667,9902$$

$$\underline{h = 59,9855 \text{ (W/m}^2 \cdot \text{°C)}}.$$

d. Débit de chaleur

$$Q_h = S_{\text{écoul}} \cdot h \cdot \Delta T$$

Tel que :

$S_{\text{écoul}}$: Section d'écoulement

h : Coefficient de transfert de chaleur

ΔT : La différence de température entre le gaz d'injection et le bloc d'hydrate.

Donc ;

$$Q_h = 0,7853 \times 59,9855 \times (80 - (-48))$$

$$\underline{Q_h = 6029,6464 \text{ (J/s)}}.$$

e. Masse de sphère

$$m_{\text{sph}} = V_s \cdot \rho_h$$

Tel que :

V_s : Volume de sphère

ρ_h : Masse volumique d'hydrate

$$V_s = \frac{1}{6} \times 3,14 \times d^3$$

$$V_s = 0,0654 \text{ (m}^3\text{)}$$

Donc:

$$\underline{m_{\text{sph}} = 2,2331 \text{ (Kg)}}.$$

f. Energie nécessaire de fusion

$$E = H_{\text{fusion}} \cdot m_{\text{sph}}$$

H_{fusion} : Enthalpie de fusion de l'eau (KJ/Kg)

$$E = 333,55 \times 2,2331$$

$$\underline{E = 74,8505 \text{ (KJ)}}.$$

g. Temps de fusion de bloc d'hydrate

$$t = \frac{E}{Qh}$$

$$t = 123,5313 \text{ (s)} = 2,0588 \text{ (min)}.$$

Pour un débit d'injection du gaz de sortie du compresseur de turbine solar de 20t/h, le temps nécessaire pour fusionner le bloc d'hydrate coincé à l'intérieur du corps de la vanne LV2103 est approximativement deux minutes (2.0588 min), inférieur à celui lorsque on injecte du gaz de sortie du turbo-expander.

IV.3. Partie simulation**IV.3.1. Introduction**

La conception d'une unité de production chimique est une opération complexe qui demande des moyens financiers et humains très importants. Dans le contexte actuel, un procédé industriel doit répondre à trois critères : l'économie, la sécurité et l'environnement.

Ainsi, lorsqu'un nouveau procédé est développé, le rôle de l'ingénieur consiste à trouver le système le plus adapté non seulement en termes d'efficacité et de sécurité, mais aussi de coût et de rentabilité pour fabriquer le produit.

A ce titre, la simulation peut être d'une aide très précieuse en prenant en charge et en traitant ces problèmes. Surtout lorsque de nombreuses variables sont en jeu (diversité des composantes, complexité des interactions, non linéarité des phénomènes, etc.).

Ce chapitre a pour but la description de logiciel utilisé et faire une simulation des cas désigne et cas actuel, l'optimisation des paramètres de fonctionnement de la colonne dééthaniseur (température, pression, débit, produit de tête et fond) ainsi que l'analyse et discussions des résultats.

IV.3.2. Définition de la simulation

La simulation est définie comme étant la représentation d'un phénomène physique à l'aide des modèles mathématiques permettant de décrire son comportement. Autrement dit, la simulation permet de représenter les différents phénomènes : transfert de masse, de chaleur et de quantité de mouvement, qui se produisent dans les opérations unitaires, par l'intermédiaire des modèles utilisant des équations analytiques [23].

IV.3.3. Présentation du logiciel HYSYS

HYSYS n'est pas le logiciel de simulation le plus flexible, ni le plus utilisé dans l'industrie, mais il a l'avantage d'être convivial et facile à utiliser une fois que les éléments de base sont compris. HYSYS a été développé pour l'industrie du pétrole, bien qu'il soit utilisé pour d'autres types de procédés chimiques. Les simulations sont accomplies en utilisant les outils des menus. En plus, il dispose d'une interface graphique pour la construction des diagrammes du procédé (PFD - Process Flow Diagrams) [24].

IV.3.4. Définition de HYSYS

Le simulateur HYSYS est un ensemble de modèles mathématiques des opérations unitaires nécessitant certains appareils spécifiques (ballons, compresseurs, colonnes de distillation, échangeurs de chaleur, etc.). Ces opérations sont connectées dans un schéma de procédé PFD par le courant d'informations généré dans ces opérations. Donc, le logiciel HYSYS n'est rien d'autre qu'un programme informatique destiné à la simulation des procédés de l'industrie de gaz, des procédés de raffinages et de la pétrochimie. À l'aide du logiciel HYSYS, on peut calculer la capacité de production, dimensionner les appareils qui composent une unité donnée, déterminer les limites de la marche de cette unité et comprendre les phases critiques du procédé.

De plus, ce même logiciel permet d'envisager l'écoulement en temps réel, de fixer les limites de la marche de l'unité et de mesurer les risques en fonction de l'évolution des paramètres (P, T, etc.) [23].

IV.3.5. Schéma de simulation de procédé

Pour que le logiciel HYSYS puisse résoudre le schéma de procédé et/ou même dimensionner quelques équipements de ce procédé, l'utilisateur doit au préalable :

- Spécifier les constituants du gaz, du liquide ou du mélange.
- Spécifier les paramètres nécessaires pour le calcul de chaque opération unitaire.
- Etablir le schéma PFD de la section d'étude.
- Choisir un modèle thermodynamique convenable.

Ce modèle est utilisé pour la détermination des propriétés thermodynamiques, volumiques ainsi que l'état physique des composés ou des mélanges.

La réussite de la simulation dépend donc du choix du modèle thermodynamique, parce que ce dernier est établi pour une classe de fluides et un domaine de conditions de pression et de température recommandé.

Notons, toutefois, que pour les procédés de traitement du gaz, l'équation d'état de Peng Robinson (PR) est généralement le modèle recommandé. Dans notre travail on utilise "Peng robinson" comme modèle thermodynamique, puisque on a un procédé de traitement du gaz et il y a deux phases de la charge, phase liquide et phase vapeur [23].

Dans la figure (IV.1), on définit la méthode générale d'utilisation de simulateur de procédé comme suite :

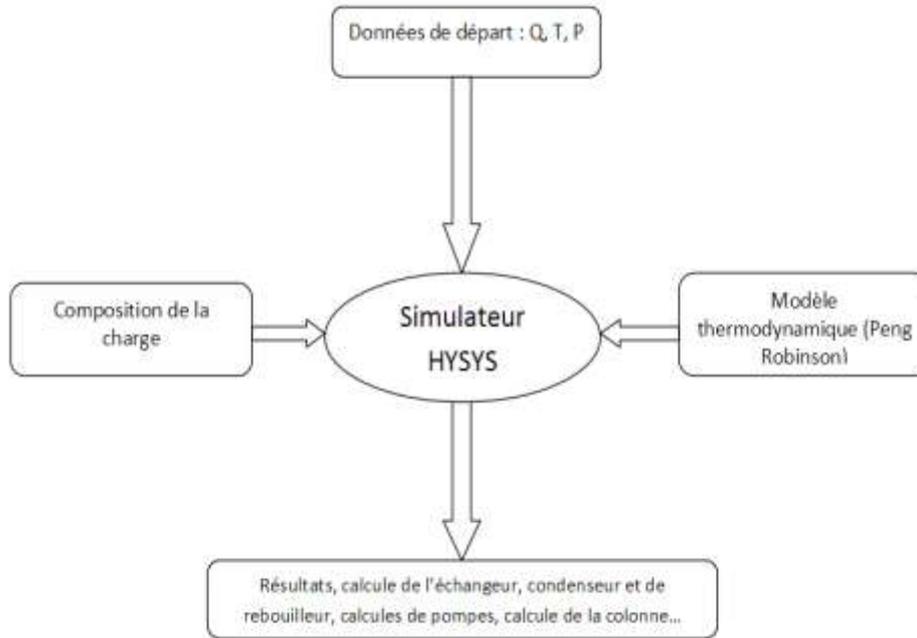


Figure IV.1: Schéma de simulation de procédé [12]

IV.3.6. Etablissement de schéma de simulation

Le procédé de traitement du gaz de l'unité GPL d'Oued Noumer comporte plusieurs sections de traitement. La section concernée par la simulation c'est l'unité 400, elle comporte un nombre important d'équipements (ballons de séparation, échangeurs de chaleur, colonnes de distillation, etc.). Pour chaque équipement un nombre de paramètres a été fixé.

IV.3.7. Simulation de cas design

L'objectif de cette étape est de simuler le fonctionnement de l'unité 400 (fractionnement de GPL), la simulation du cas design se basé sur l'introduction de la nature de la charge (composition) et les conditions actuelles de fonctionnement (Température, Pression et débit), afin de tester la performance du modèle de simulation choisi.

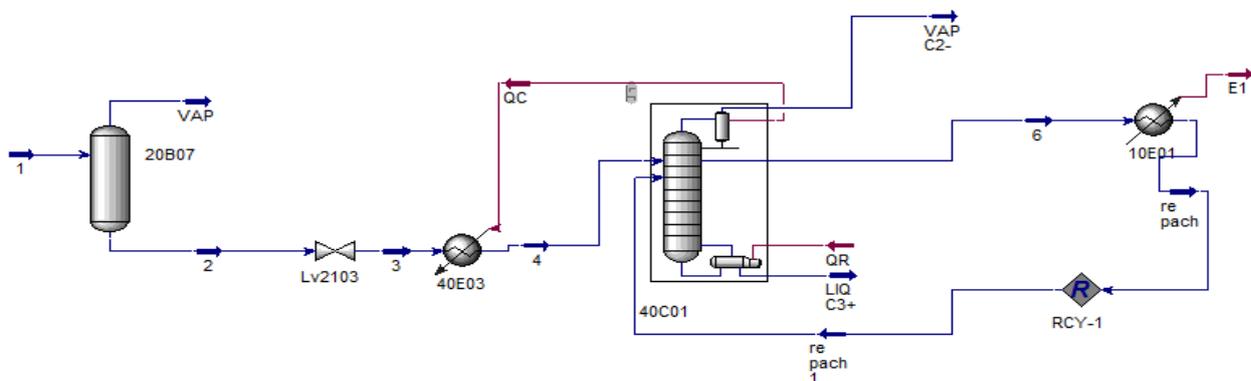


Figure IV.2: Schéma PFD de simulation l'unité 400.

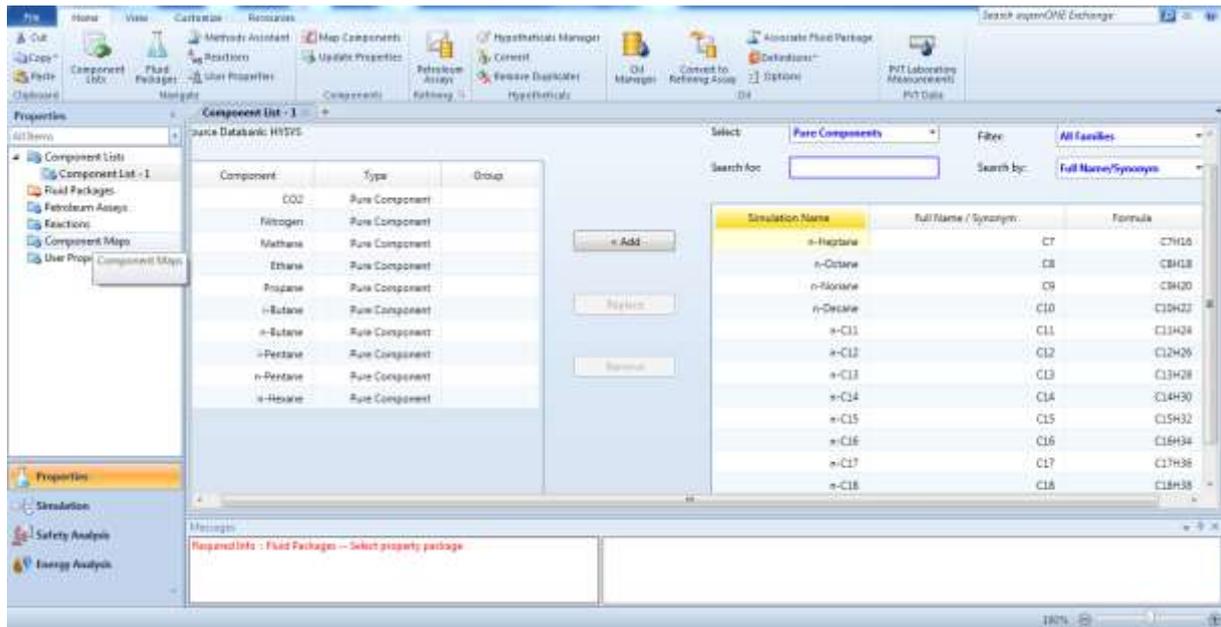
IV.3.7.1. Les étapes de simulation du cas design



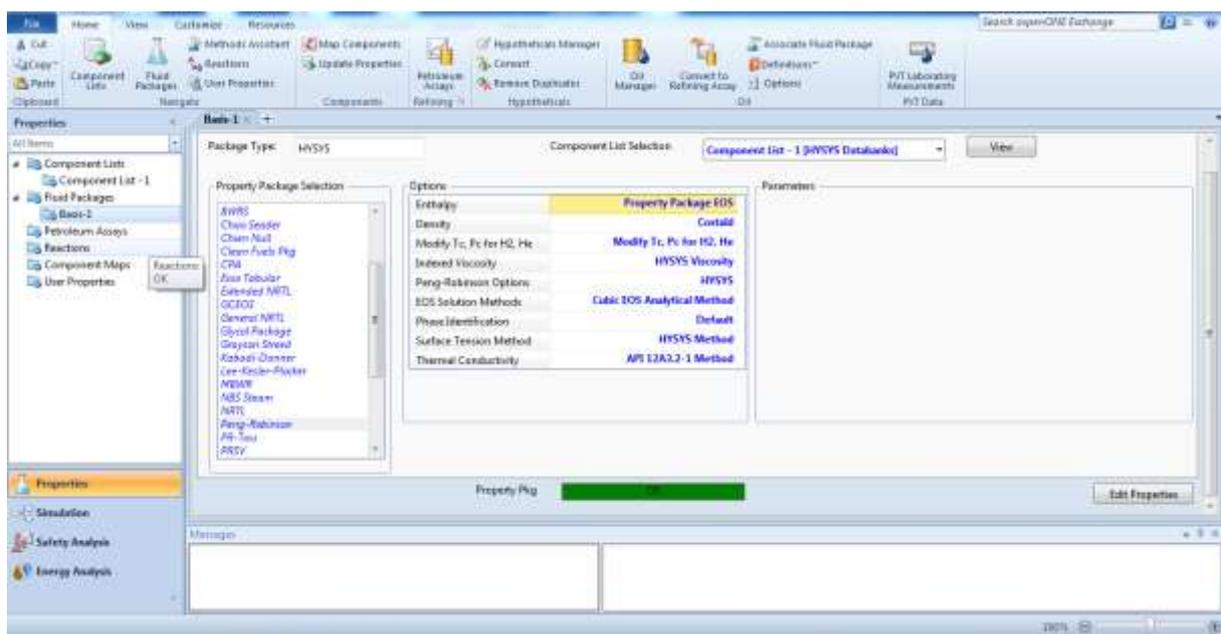
Etape 1 : Ouverture de simulateur HYSYS.



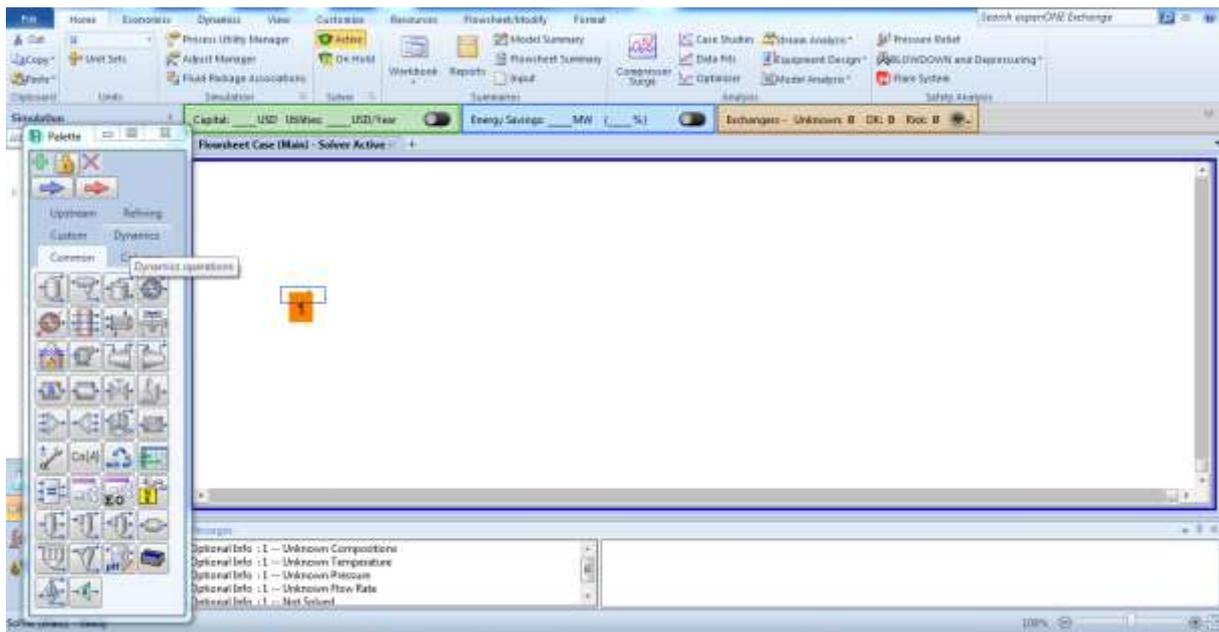
Etape 2 : Fenêtre d'ouverture de nouvelle case sur le simulateur HYSYS.



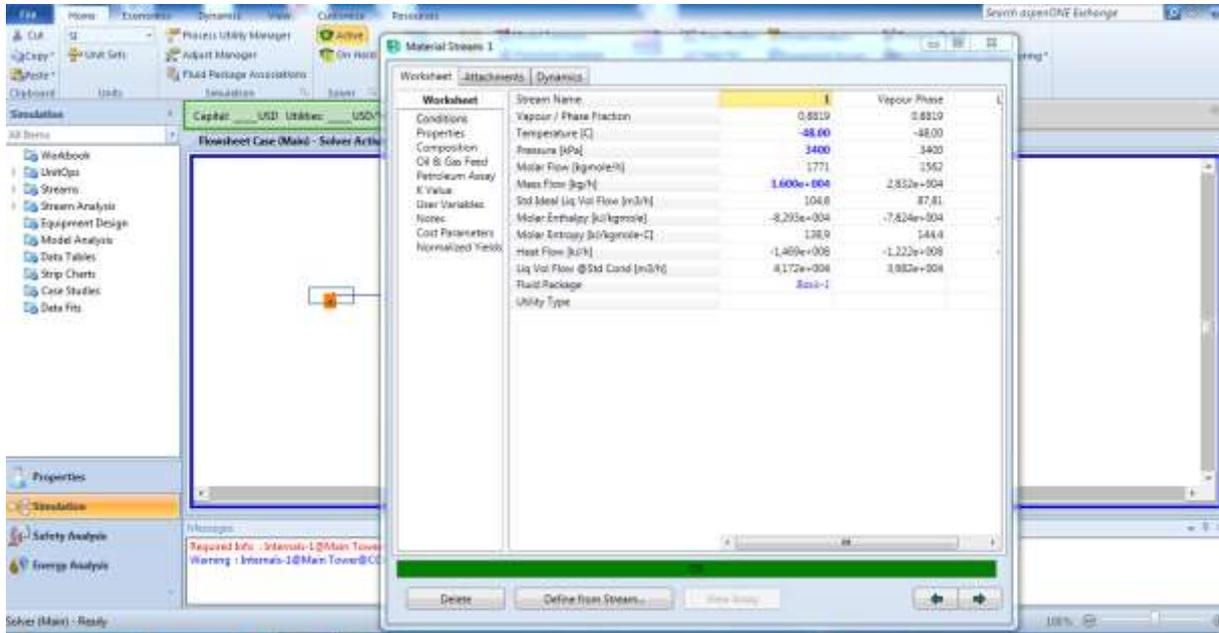
Etape 3 : Introduction des composants de liquide d'entrée du ballon 20-B-07.

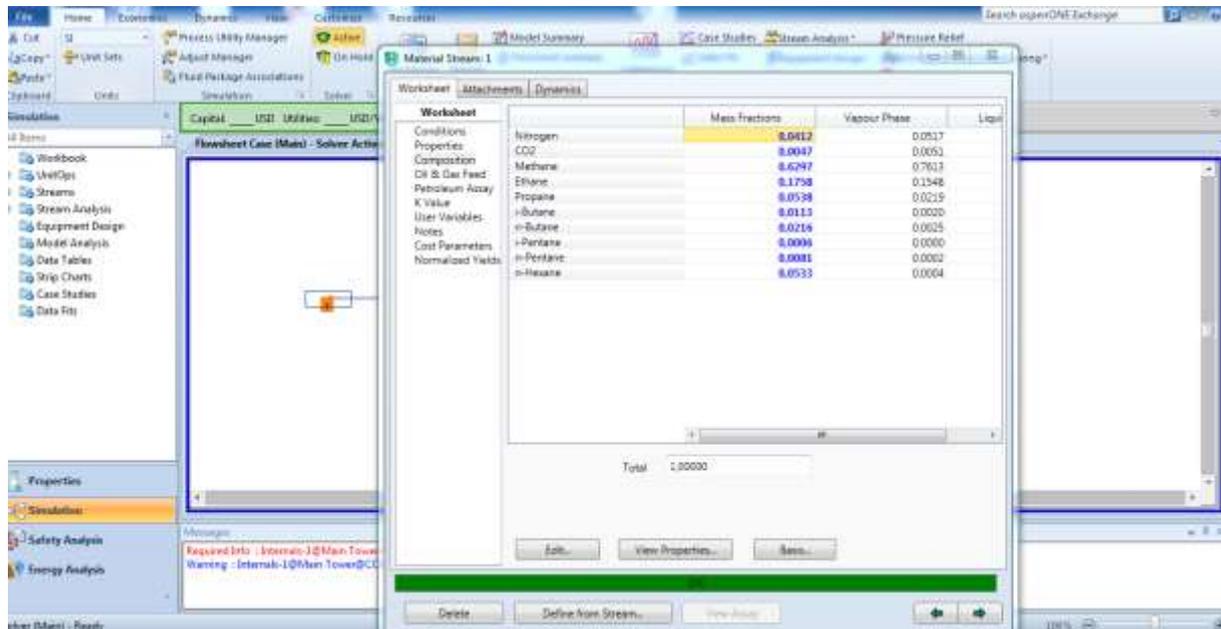


Etape 4 : Sélection de Peng Robinson comme modèle thermodynamique.

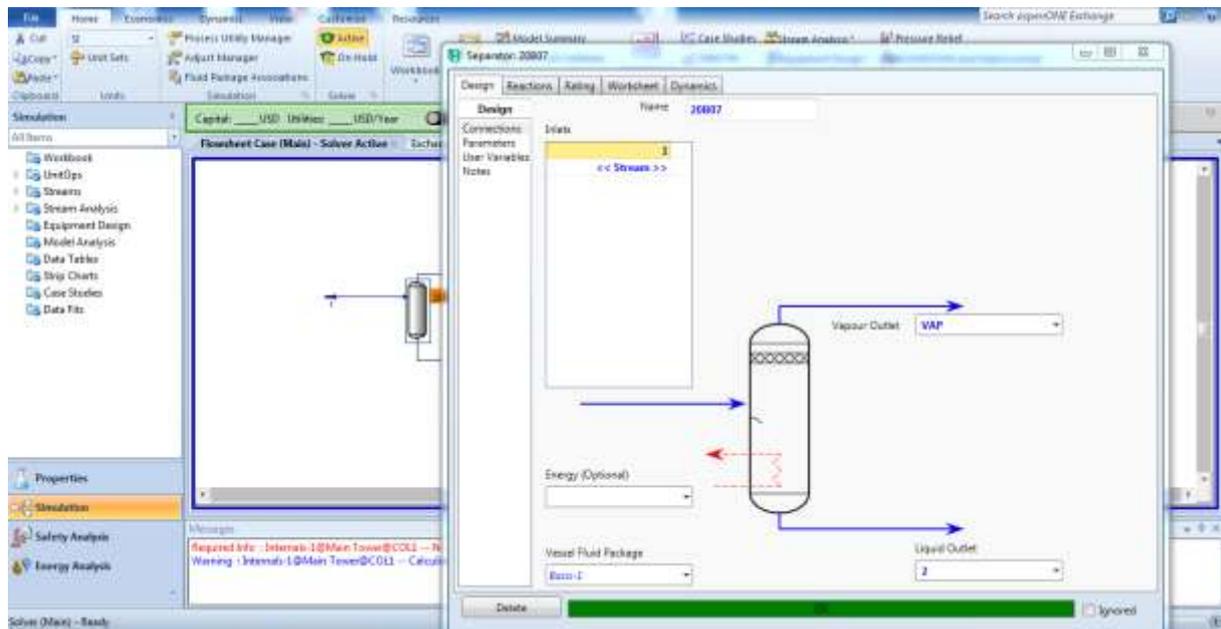


Etape 5 : Fenêtre de simulation et spécification des unités.

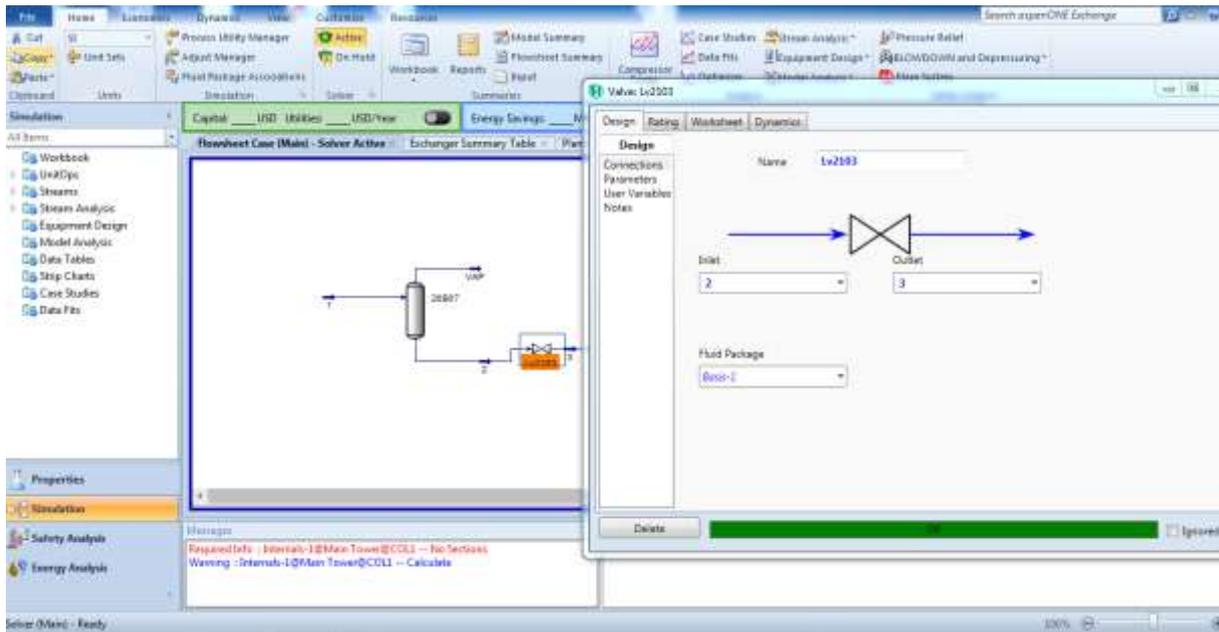




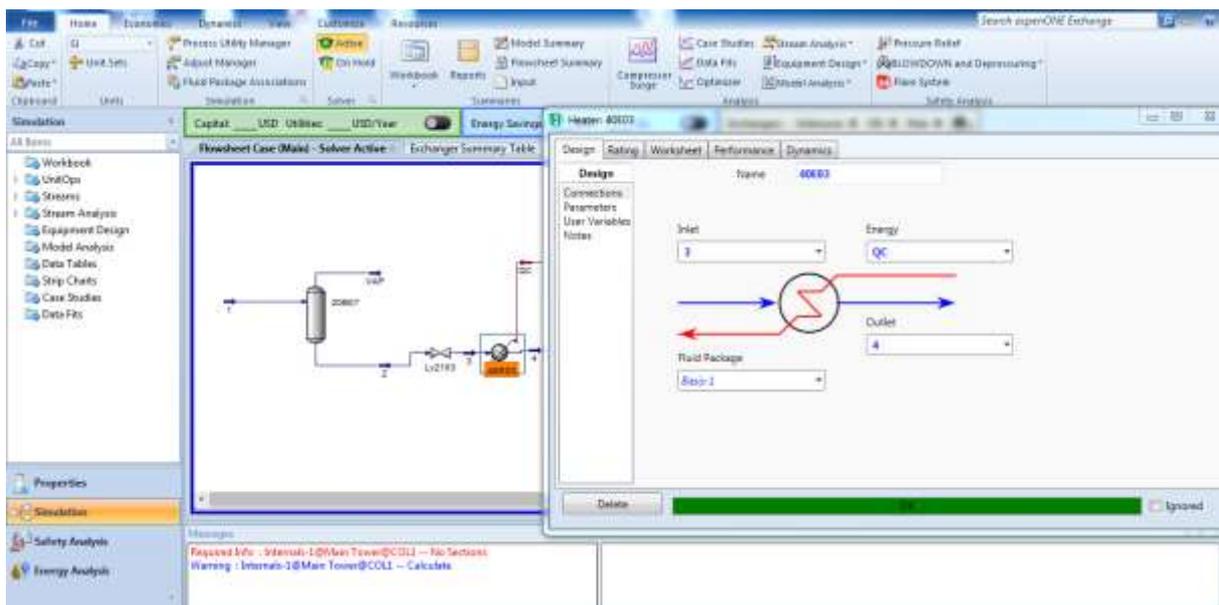
Etape 6 : Introduction des informations du liquide (température ; pression ; débit ; fractions).



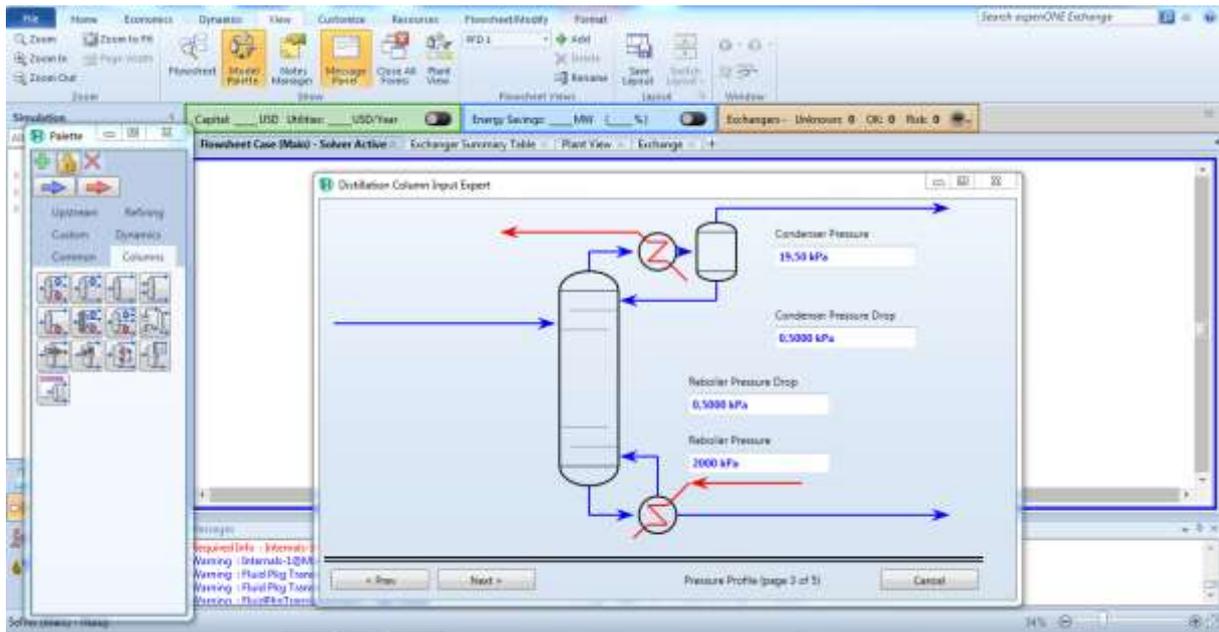
Etape 7 : Spécification du ballon 20-B-07 et nommer l'entrée et la sortie (vapeur et liquide) de cette dernière.



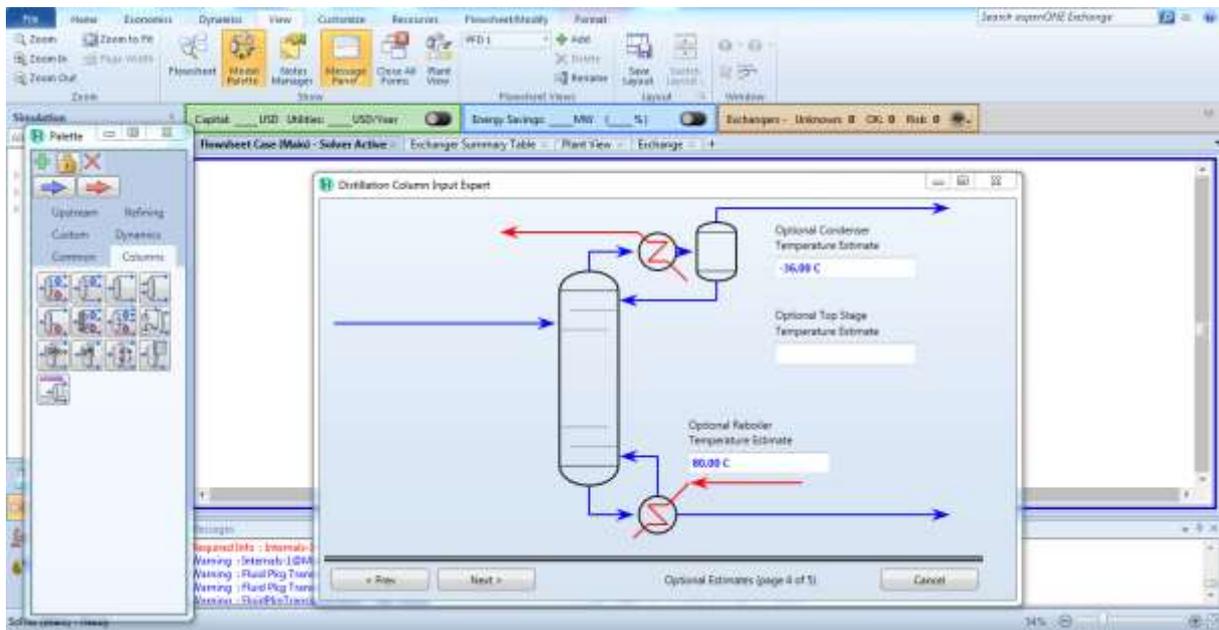
Etape 8 : Spécification de la vanne LV2103 (entrée, sortie).



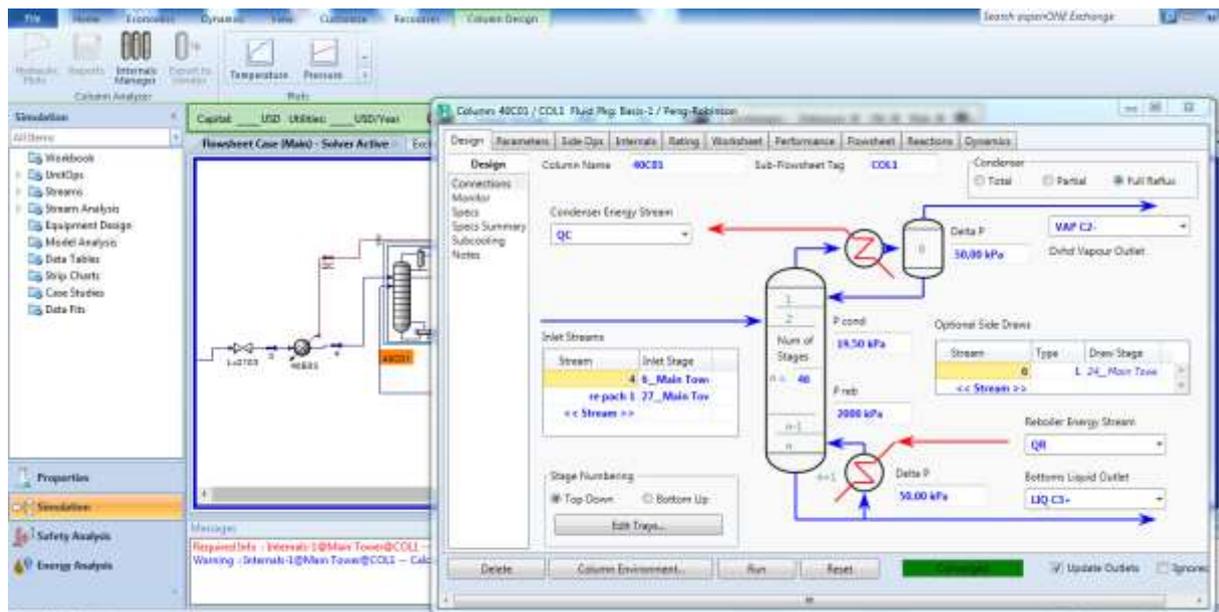
Etape 9 : Spécification de l'échangeur 40E03 (entrée, sortie, énergie).



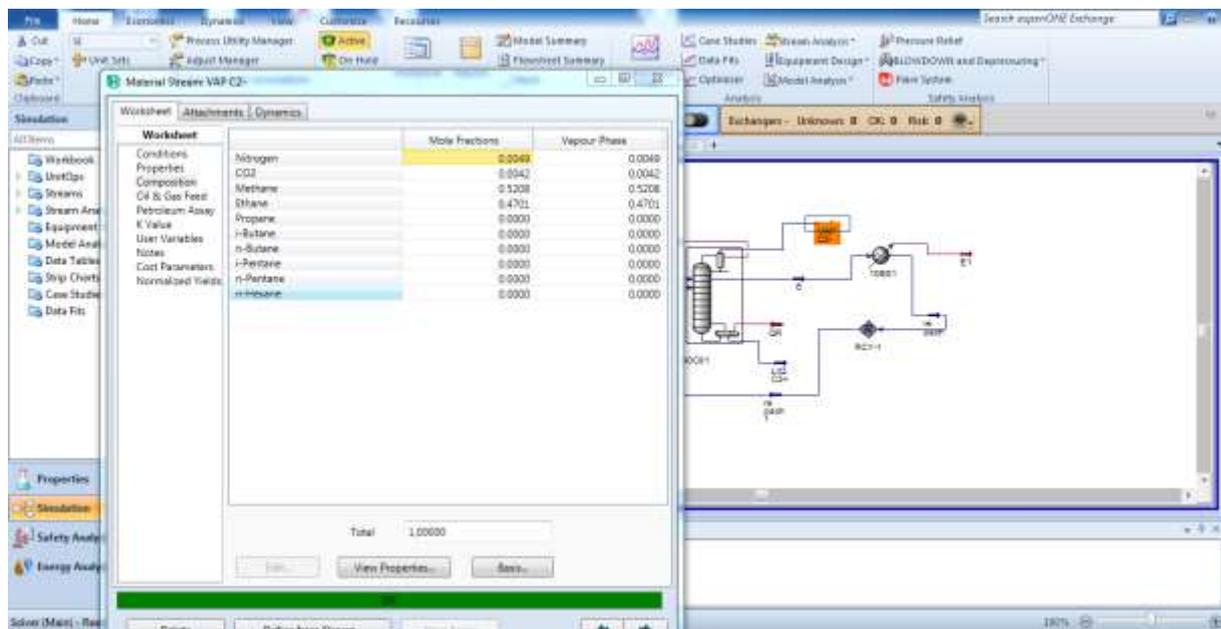
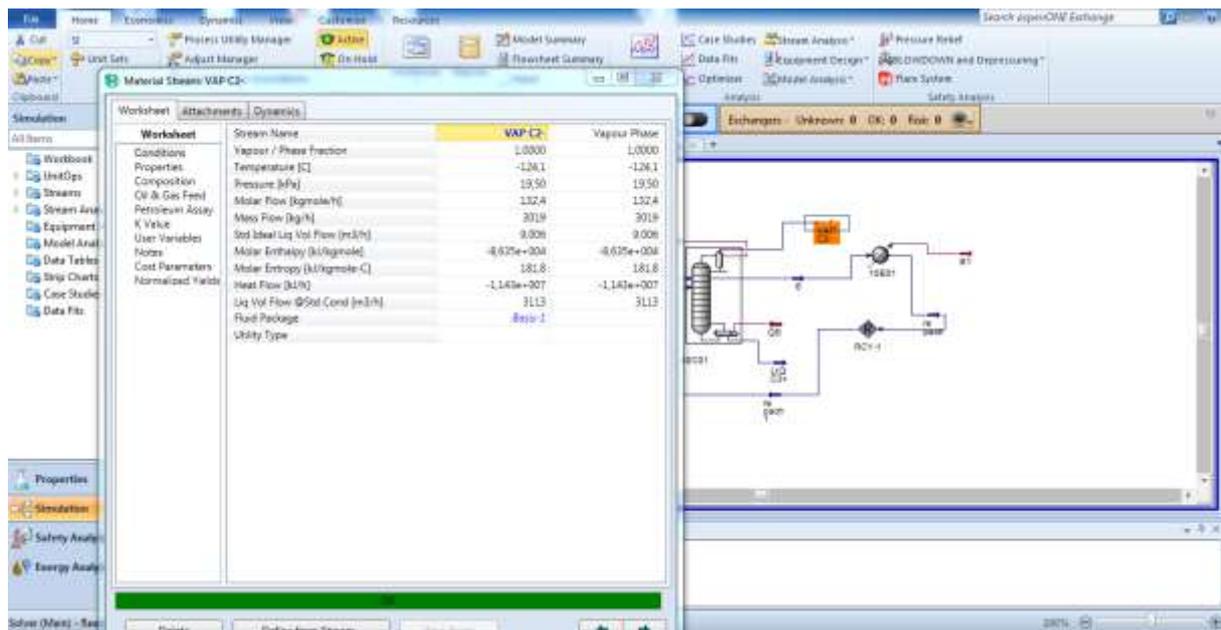
Etape10 : Introduction des pressions de condenseur et rebouilleur de la colonne 40C01.



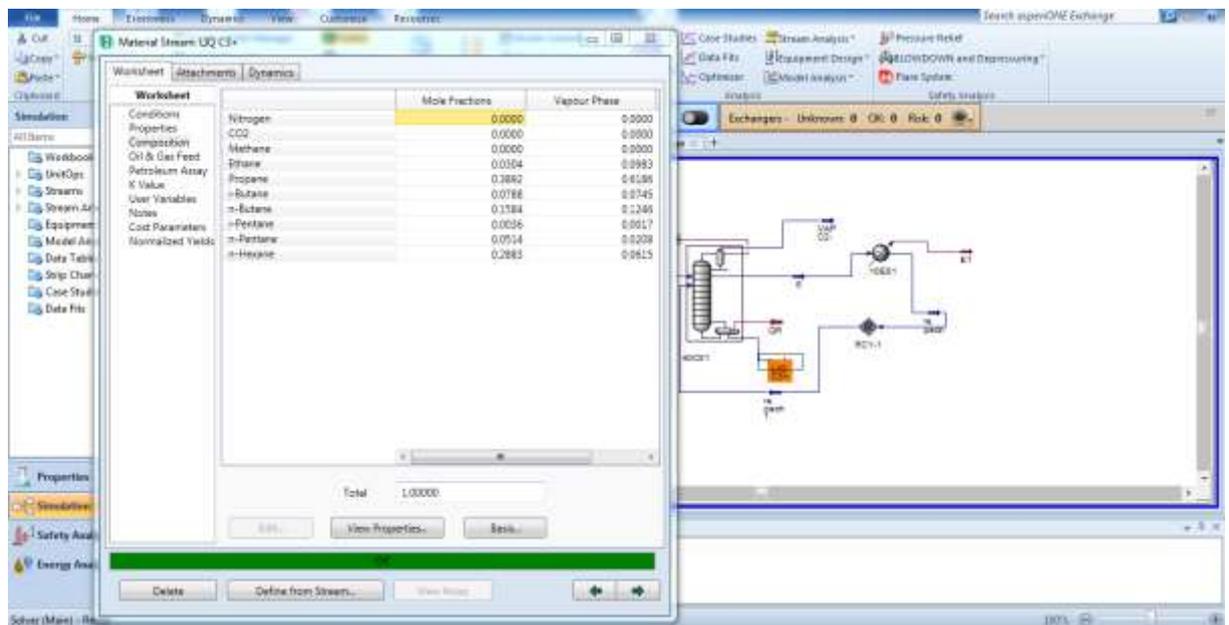
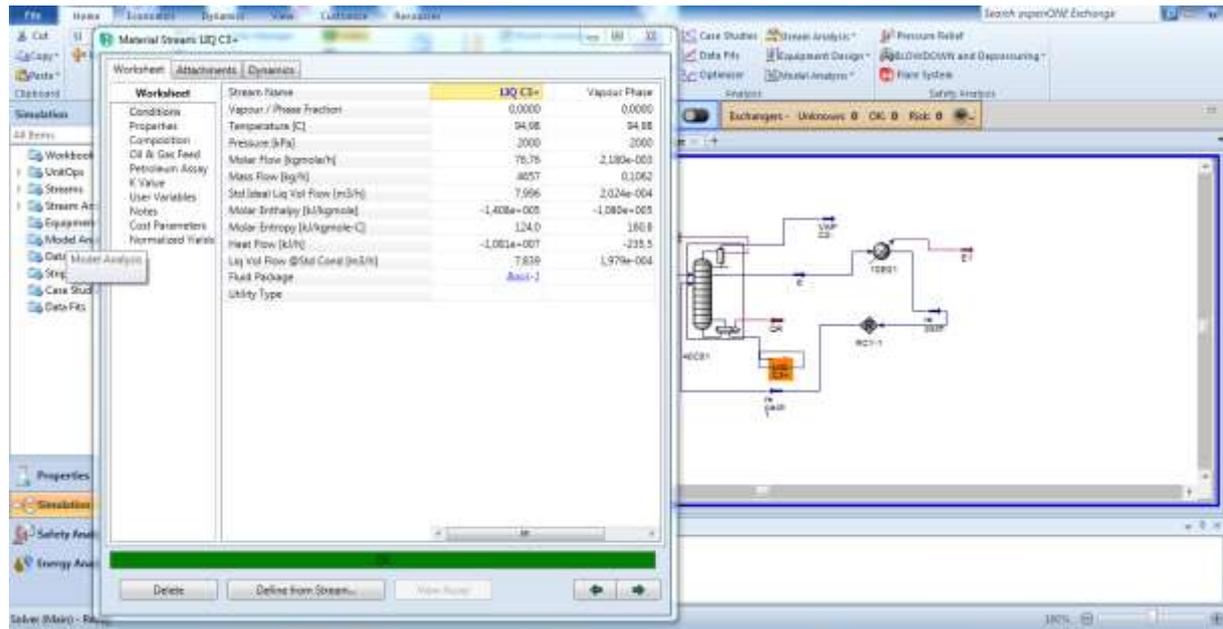
Etape 11 : Introduction des températures de condenseur et rebouilleur de la colonne 40C01.



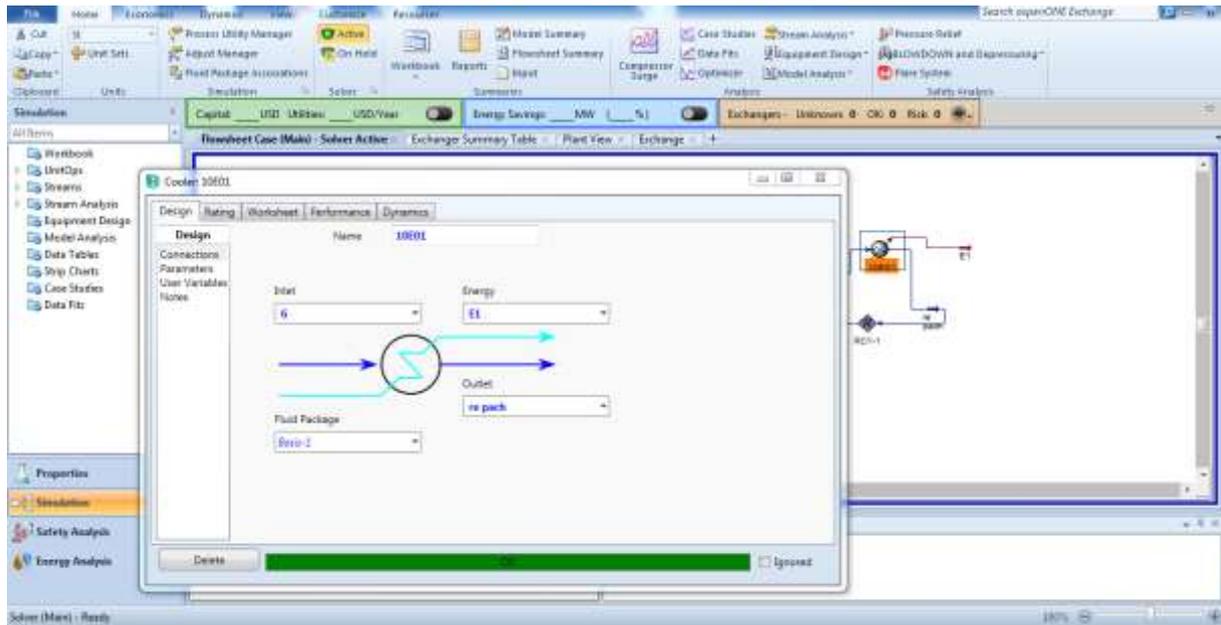
Etape 12 : Introduction des paramètres de la colonne 40C01 (nombre d'étage ; énergie de condenseur et de rebouilleur ; entré et sortie de la colonne).



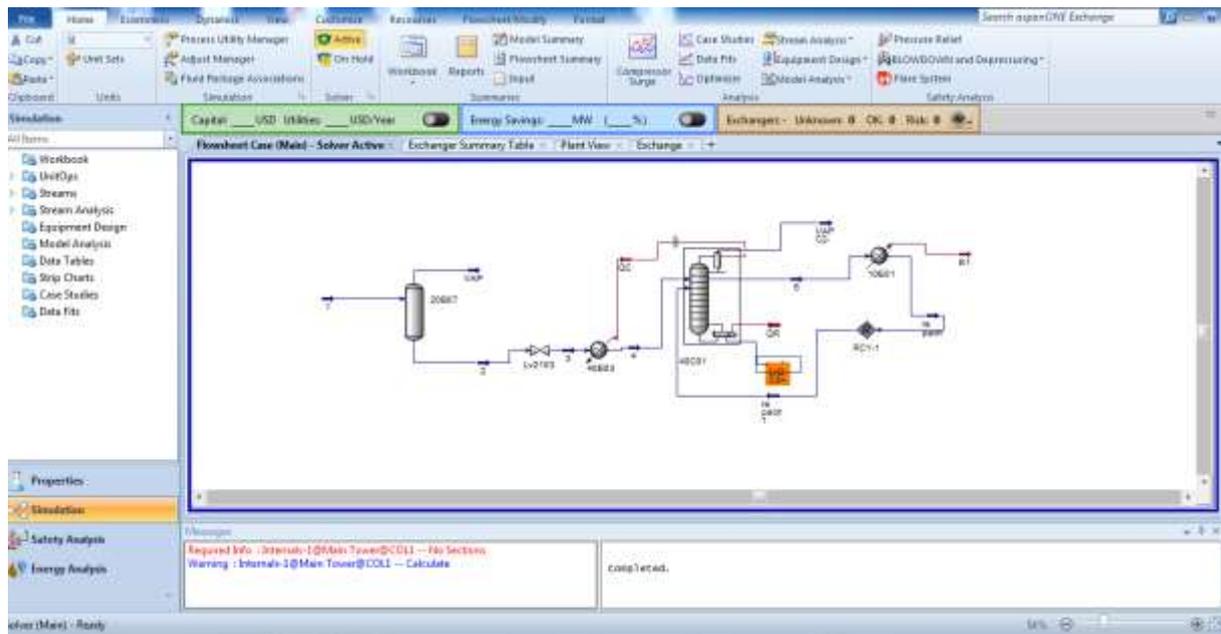
Etape 13 : Les paramètres de tête de la colonne (température ; pression ; débit et fraction des composants de vapeur).



Etape 14 : Les résultats des paramètres de fond de la colonne (température ; pression ; débit et fraction des composants de liquide) obtenus par le simulateur HYSYS.



Etape 15 : Spécification de l'échangeur 10E01 (entré ; sortie ; énergie).



Etape 16 : Réalisation de schéma finale du cas design.

IV.3.7.2. Comparaison entre le cas design et le cas actuel del'unité 400 fractionnement du GPL

Dans cette première étape, notre objectif est de tester la validation du modèle thermodynamique choisi (Peng-Robinson) par comparaison entre cas actuel et cas design ou on cherche d'assurer le minimum d'écart de résultats.

Les résultats sont représentés dans les tableaux suivants :

Tableau IV.3 : Comparaison entre cas actuel et cas design de la charge d'alimentation du dééthaniseur.

<i>Composant</i>	<i>Composition actuelle</i>	<i>Composition du design</i>
N2	0,0030	0,0031
CO2	0,0028	0,0026
Méthane	0,3178	0,3296
Ethane	0,3101	0,3089
Propane	0,1425	0,1428
i-Butane	0,0277	0,0289
n-Butane	0,0594	0,0581
i-Pentane	0,0014	0,0013
n-Pentane	0,0312	0,0189
n-Hexane	0,1041	0,1058

- **Tableau IV. 4 :** Comparaison entre cas actuel et cas design de paramètres de fonctionnement de la charge d'alimentation du dééthaniseur.

<i>Paramètres</i>	<i>Cas actuel</i>	<i>Cas design</i>
<i>Température (°C)</i>	-48	-48
<i>Pression (bar)</i>	34	34

Tableau IV. 5 : Comparaison entre cas actuel et cas design de produit de dééthaniseur.

<i>Produit</i>	<i>Cas actuel</i>		<i>Cas design</i>	
	<i>Produit de tête</i>	<i>Produit de fond</i>	<i>Produit de tête</i>	<i>Produit de fond</i>
N2	0,0055	0,0000	0,0049	0,0000
CO2	0,0034	0,0000	0,0041	0,0000
Méthane	0,5561	0,0000	0,5201	0,0000
Ethane	0,4341	0,0315	0,4695	0,0310
Propane	0,0009	0,3968	0,0013	0,3875
i-Butane	0,0000	0,0780	0,0000	0,0790
n-Butane	0,0000	0,1664	0,0000	0,1587
i-Pentane	0,0000	0,0031	0,0000	0,0036
n-Pentane	0,0000	0,0505	0,0000	0,0515
n-Hexane	0,0000	0,2737	0,0000	0,2888

Tableau IV. 6 : Comparaison entre cas actuel et cas design de paramètres de fonctionnement de produit de dééthaniseur.

<i>Paramètres du dééthaniseur</i>	<i>Cas actuel</i>	<i>Cas design</i>
<i>Température de tête (°C)</i>	-38	-38,30
<i>Température de fond (°C)</i>	80	80,03
<i>Pression de tête (bar)</i>	20	20
<i>Pression de fond (bar)</i>	20,5	20,5

- **Interprétation des résultats**

On remarque que l'erreur entre les résultats exacts et simulés est faible nettement inférieur à 10% (de l'ordre de 0,002 au maximum) pour tous les paramètres de fonctionnement. Ces résultats nous ont permis de confirmer la validité du Logiciel et du modèle thermodynamique utilisé (Peng Robinson) et une fois cette simulation a été validée, ce modèle de simulation sera appliqué dans l'étude de la performance des équipements de l'unité 400 et les paramètres de fonctionnement (Température, Pression , débit, produit de tête et fond) de la colonne dééthaniseur 40C01 en fonction de la variation de débit du gaz injecté (le gaz injecté est utilisé comme mélange avec le liquide de sortie du ballon 20B07 afin de remédier au problème de givrage au niveau de la vanne LV2103).

IV.3.6. Simulation de cas d'injection du gaz naturel chaud

IV.3.6.1. Injection du gaz à la sortie du ballon 20B07

Le but de l'injection à la sortie du ballon 20B07 est d'éviter la formation des hydrates du liquide froid à sa sortie et de liquide prélevé de plateau à cheminé ; et ceci en chauffant la charge froide à l'entrée de la colonne 40C01. L'injection du gaz naturel chaud au niveau de la vanne LV2103 dépend de la température de liquide prélevé de plateau à cheminé.

Nous pouvons injecter le gaz soit de sortie compresseur du turbo-expander 20-K-01 ou bien de sortie du compresseur de turbine solar30-K-01. Nous allons étudier les deux cas et discuter les résultats obtenus. Le gaz injecté est utilisé comme mélange avec le liquide de sortie du ballon 20B07 et doit être à la même pression avec le liquide pour éviter le freinage de liquide dû à la différence de pression, un détendeur doit être mis en place ; cette détente est considérée comme une détente isenthalpique. La pression de la charge froide de sortie de ballon 20B07 est entre 34 et 36 bar. Nous souhaitons, à travers l'injection de gaz, remédier au problème de givrage au niveau de la vanne LV2103 et retrouver les bons paramètres de fonctionnement de colonne 40C01, qui nous permettent de maximiser la récupération des produits pour cela on doit suivre la variation de fraction de C2 dans le fond de la colonne 40C01 qui doit être compris entre 0,02 et 0,04 (valeur exigée par SONATRACH) en fonction de température, pression et débit de gaz injecté.

Le dééthaniseur est une colonne conçue pour séparer l'éthane et les fractions gazeuses plus légères du propane et des fractions plus lourdes par distillation. Le dééthaniseur est la première colonne dans la section du process froid, c'est à ce point du process que les hydrocarbures légers tels que le méthane et l'éthane sont séparés du propane et des hydrocarbures plus lourds. La colonne est équipée de plateaux et de garnitures pour assurer une séparation maximale permettant aux hydrocarbures lourds de descendre pour s'accumuler au fond de la colonne tandis que les hydrocarbures légers sont vaporisés et barbotent dans le liquide vers le sommet. La garniture et le tamis anti-entraînement au sommet de la colonne extraient les gouttelettes de liquide de la vapeur et contribuent à empêcher l'entraînement de liquide plus lourds par la vapeur. Le liquide accumulé sur le plateau inférieur s'écoule vers le rebouilleur qui produit de la vapeur chaude. Celle-ci est renvoyée à la colonne pour séparation. Le propane et les produits lourds sont soutirés au fond de la colonne par l'intermédiaire d'une vanne de contrôle du niveau. En plus du rebouilleur et du condenseur, la colonne dispose d'un

rebouilleur latéral (10-E-01) alimenté par le liquide prélevé de la colonne par la pompe 40-P-05 A /B.

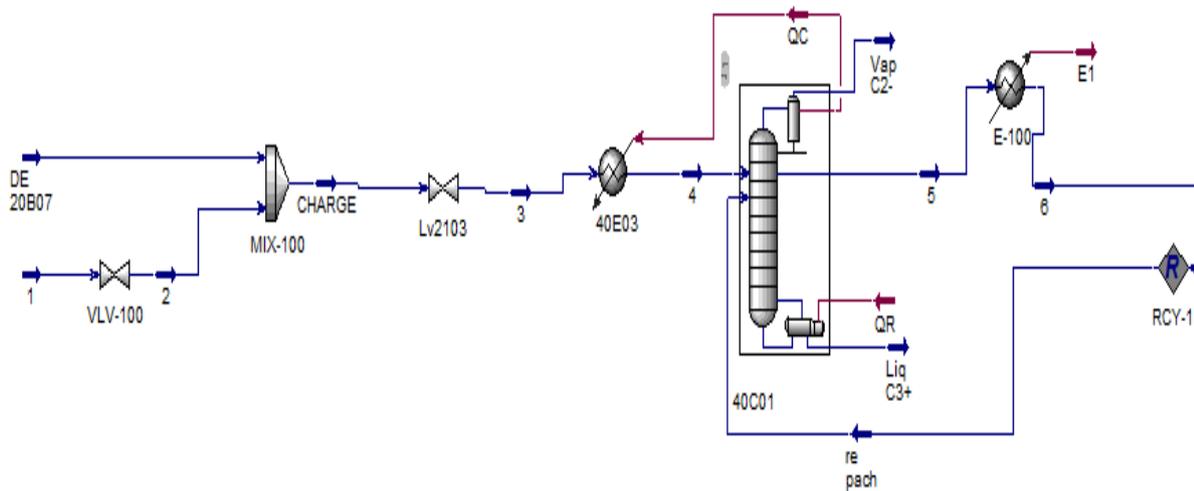


Figure IV.3 : Schéma PFD simulation de cas injection de gaz naturel chaud.

IV.3.6.2. La température de formation d'hydrate dans le plateau à cheminé de la colonne 40C01 :

D'après la simulation on a trouvé que la température de formation d'hydrate de liquide prélevé du plateau à cheminé (TFH) égal à 5,3178°C. L'injection de gaz chaud dans le système se fait si TI 1102 (température de liquide prélevé de plateau à cheminé) est proche de TFH. Comme on le constate, par exemple dans le tableau synoptique de la salle de contrôle (DCS) de l'unité, la température du liquide soutiré de plateau à cheminé indiquée par TI1102 est de 15,59°C ; donc pour ce cas précis on est obligé d'injecter du gaz chaud.



Figure IV.4 : Tableau synoptique de la salle de contrôle (DCS) de l'unité fractionnement GPL 400.

IV.3.6.3. Etude de l'effet de l'injection de gaz chaud sur les paramètres de fonctionnement de la colonne :

Les résultats obtenus par la simulation de cas injection de gaz naturel chaud sont comparés au cas design.

1. Profils de colonne 40C01

➤ **Profil de pression:**

Dans la figure (IV.5) et (IV.6) qui représentent le profil de pression de simulateur HYSYS, montrent que les pressions de liquide et de vapeur de chaque plateau de la colonne varient graduellement du sommet jusqu'au fond de la colonne.

On remarque que pour les deux cas design et injection du gaz naturel chaud, le profil de pression présente une croissance linéaire le long de la colonne (augmentation de la pression du premier plateau en tête jusqu'au dernier plateau du fond).



Figure IV.5 : Profil de pression en fonction du nombre de plateaux (cas design).

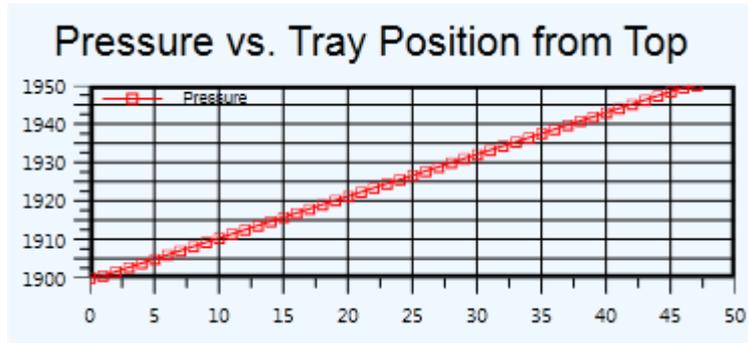


Figure IV. 6 : Profil de pression en fonction du nombre de plateaux (cas injection du gaz naturel chaud).

➤ **Profil de température:**

Dans la figure (IV.7) et (IV.8) qui représentent le profil de température de simulateur HYSYS, les températures de liquide et de vapeur de chaque plateau de colonne varient graduellement du sommet jusqu'au fond de la colonne, ce changement de température est créé par le rebouilleur de la colonne.

On remarque que pour les deux cas design et injection du gaz naturel chaud, le profil de température présente une augmentation de la température à chaque fois qu'on monte dans le nombre d'étages et nous rappelons qu'un profil de température régulier signifie un bon fonctionnement de la colonne.

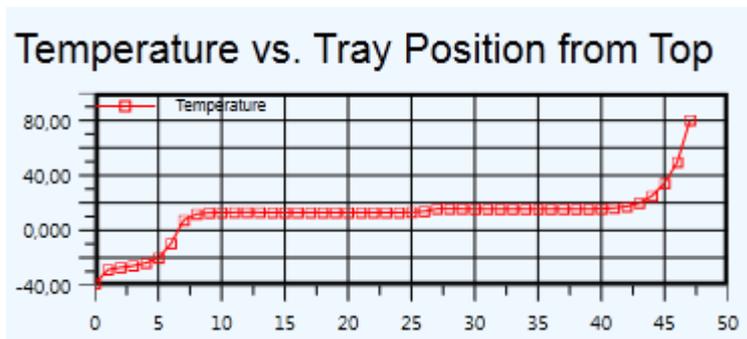


Figure IV.7 : Profil de température en fonction de nombre de plateaux (cas design).

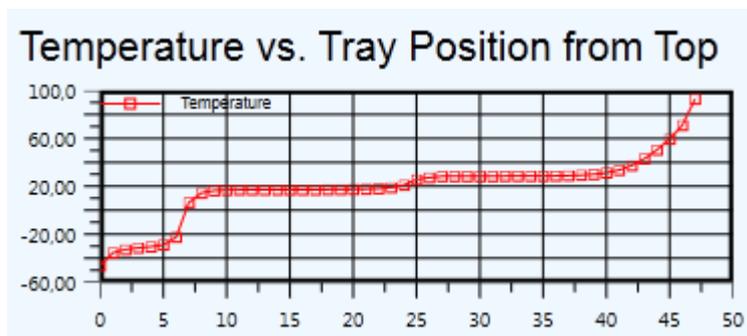


Figure IV.8 : Profil de température en fonction de nombre de plateaux (cas injection du gaz naturel chaud).

➤ **Profil de débit:**

Dans la figure (IV.9) et (IV.10), qui représentent le profil de débit de simulateur HYSYS, ce changement interprète la variation de fraction liquide et vapeur de la colonne à partir du fond jusqu' au sommet de la colonne.

On remarque que pour les deux cas design et injection de gaz naturel chaud, le débit vapeur est important par rapport à celui de la phase liquide dans la section d'enrichissement.

Le débit liquide augmente brusquement par rapport à celui de la phase vapeur dans la section d'épuisement à cause de l'alimentation qui se trouve à l'état liquide, et ce graphe prouve une stabilité dans le fonctionnement de la colonne.

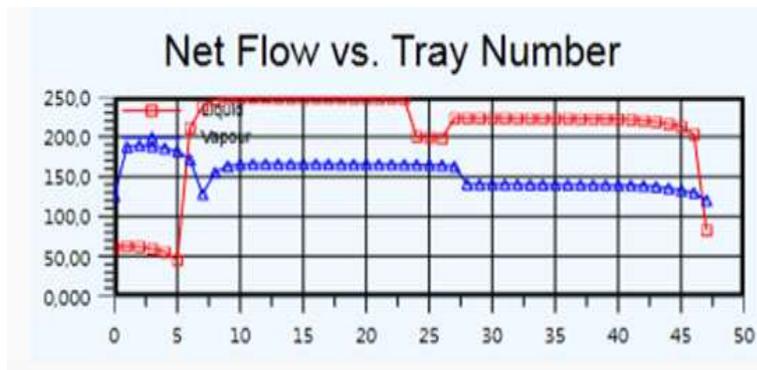


Figure IV.9 : Profil de débit molaire en fonction du nombre de plateaux (cas design).

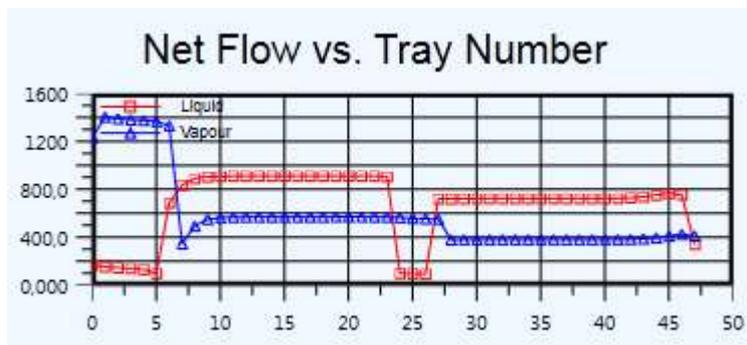


Figure IV.10 : Profil de débit molaire en fonction du nombre de plateaux (cas injection du gaz naturel chaud).

- ✓ D'après les résultats obtenus, on peut conclure que l'injection de gaz naturel chaud n'a aucun effet négatif sur le fonctionnement de la colonne dééthaniseur.

2. L'influence de l'injection de gaz chaud sur la charge froide et les paramètres de fonctionnement de la colonne

Tableau IV. 7 : Composition du gaz à injecter.

Constituants	Fractions
N2	0,0335
CO2	0,0021
Méthane	0,8605
Ethane	0,0934
Propane	0,0090
i-Butane	0,0006
n-Butane	0,0008
i-Pentane	0,0000
n-Pentane	0,0001
n-Hexane	0,0001
Total	1

L'injection du gaz se fait soit à partir de la sortie du compresseur turbo-expander 20-K-01 ou bien du refoulement de compresseur 30-K-01.

- **Cas 1 : Injection de sortie du compresseur de turbo-expander 20-K-01**

Les paramètres du gaz injecté ainsi que celles de la charge froide sont donnés dans le tableau

Tableau IV.8 : Les paramètres du gaz injecté ainsi que celles de la charge froide.

	Débit (T/h)	Température (°C)	Pression (bar)
Gaz a injecté	5 ;10 ; 15	45	45
Charge froide	36	-48	34

Les résultats après simulation sont donnés dans le tableau ci-dessous, où l'influence du débit sur la température et la composition de la charge sont présentés.

- **Influence de débit sur la température**

Tableau IV.9 : Evolution de la température en fonction de débit du gaz injecté de sortie du compresseur de turbo-expander 20-K-01.

	Sans injection	Après injection		
	Débit t/h	5	10	15
	Température °C			
Après détente de gaz sec		40,33	40,33	40,33
De mélange		-42,43	-38,45	-35,22
Après la vane	-55,98	-59,96	-47,16	-44,06
A l'entrée de la colonne	-30	-30	-30	-30
De tête de la colonne	-38,83	-46,84	-49,91	-49,60
Du fond de la colonne	80,03	93,03	93,04	93,04
De plateau à cheminé	12,93	19,51	20,96	20,84

• Influence de débit sur la composition de la charge

1-Débit d'injection 5 tonne/h

Tableau IV. 10 : Composition du mélange avec un débit de 5 t/h.

<i>Constituants</i>	<i>Fractions</i>
N2	0,0071
CO2	0,0022
Méthane	0,4663
Ethane	0,2538
Propane	0,1125
i-butane	0,0227
n-butane	0,0455
i-Pentane	0,0010
n-Pentane	0,0148
n-Hexane	0,0740

Tableau IV. 11 : Composition de la colonne (tête et fond) avec un débit de 5 t/h.

<i>Constituants</i>	<i>Fractions</i>	
	<i>Tête</i>	<i>Fond</i>
N2	0,0098	0,0000
CO2	0,0031	0,0000
Méthane	0,6439	0,0000
Ethane	0,3413	0,0234
Propane	0,0019	0,4033
i-Butane	0,0000	0,0822
n-Butane	0,0000	0,1652
i-Pentane	0,0000	0,0037
n-Pentane	0,0000	0,0536
n-Hexane	0,0000	0,2686

2- Débit d'injection 10 tonne/h

Tableau IV.12 : Composition du mélange avec un débit de 10t/h.

<i>Constituants</i>	<i>Fractions</i>
N2	0,0096
CO2	0,0020
Méthane	0,5502
Ethane	0,2168
Propane	0,0924
i-Butane	0,0185
n-Butane	0,0372
i-Pentane	0,0008
n-Pentane	0,0120
n-Hexane	0,0604

Tableau IV. 13 : Composition de la colonne (tête et fond) avec un débit de 10 t/h.

<i>Constituants</i>	<i>Fractions</i>	
	<i>Tête</i>	<i>Fond</i>
N2	0,0123	0,0000
CO2	0,0025	0,0000
Méthane	0,7071	0,0000
Ethane	0,2704	0,0284
Propane	0,0077	0,3900
i-Butane	0,0000	0,0835
n-Butane	0,0000	0,1676
i-Pentane	0,0000	0,0038
n-Pentane	0,0000	0,0543
n-Hexane	0,0000	0,2724

3- Débit d'injection 15 tonne/h

Tableau IV. 14 : Composition du mélange avec un débit de 15t/h.

<i>Constituants</i>	<i>Fractions</i>
N2	0,0113
CO2	0,0018
Méthane	0,6080
Ethane	0,1914
Propane	0,0786
i-butane	0,0157
n-butane	0,0314
i-Pentane	0,0007
n-Pentane	0,0102
n-Hexane	0,0510

Tableau IV. 15 : Composition de la colonne (tête et fond) avec un débit de 15 t/h.

<i>Constituants</i>	<i>Fractions</i>	
	<i>Tête</i>	<i>Fond</i>
N2	0,0138	0,0000
CO2	0,0022	0,0000
Méthane	0,7432	0,0000
Ethane	0,2251	0,0390
Propane	0,0158	0,3617
i-Butane	0,0000	0,0861
n-Butane	0,0000	0,1728
i-Pentane	0,0000	0,0039
n-Pentane	0,0000	0,0560
n-Hexane	0,0000	0,2805

• **Cas 2 : Injection du gaz naturel chaud de sortie du compresseur de turbine solar 30-K-01**

Les paramètres du gaz injecté ainsi que celles de la charge froide sont donnés dans le tableau

Tableau IV.16 : Les paramètres du gaz injecté ainsi que celles de la charge froide.

	Débit (T/h)	Température (°C)	Pression (bar)
Gaz a injecté	5 ; 10 ;15	80	70
Charge froide	36	-48	34

Les résultats après simulation sont donnés dans le tableau ci-dessous, où l'influence du débit sur la température et la composition de la charge sont présentés.

• **Influence de débit sur la température**

Tableau IV. 17 : Evolution de la température en fonction de débit du gaz injecté de sortie du compresseur de turbine solar 30-K-01.

	Sans injection	Après injection		
	Débit t/h	5	10	15
<i>Température °C</i>				
Après détente de gaz sec		68,09	68,09	68,09
De mélange		-40,35	-34,83	-30,35
Après la vane	-55,98	-48,83	-43,52	-39,18
A l'entrée de la colonne	-30	-30	-30	-30
De tête de la colonne	-38,83	-45,83	-46,23	-44,68
Du fond de la colonne	80,03	92,97	93,05	93,06
De plateau à cheminé	12,93	19,84	21,09	22

• **Influence de débit sur la composition de la charge**

1-Débit d'injection 5t/h

Tableau IV. 18 : Composition du mélange avec un débit de 5 t/h.

Constituants	Fractions
N2	0,0071
CO2	0,0022
Méthane	0,4663
Ethane	0,2538
Propane	0,1125
i-butane	0,0227
n-butane	0,0455
i-Pentane	0,0010
n-Pentane	0,0148
n-Hexane	0,0740

Tableau IV. 19 : Composition de la colonne (tête et fond) avec un débit de 5 t/h.

<i>constituants</i>	<i>Fractions</i>	
	<i>Tête</i>	<i>Fond</i>
N2	0,0097	0,0000
CO2	0,0031	0,0000
Méthane	0,6427	0,0000
Ethane	0,3402	0,0251
Propane	0,0043	0,3992
i-Butane	0,0000	0,0826
n-Butane	0,0000	0,16595
i-Pentane	0,0000	0,0037
n-Pentane	0,0000	0,0538
n-Hexane	0,0000	0,2697

2- Débit d'injection 10t/h

Tableau IV. 20 : Composition du mélange avec un débit de 10t/h.

<i>Constituants</i>	<i>Fractions</i>
N2	0,0096
CO2	0,0020
Méthane	0,5502
Ethane	0,2168
Propane	0,0924
i-butane	0,0185
n-butane	0,0372
i-Pentane	0,0008
n-Pentane	0,0120
n-Hexane	0,0604

Tableau IV. 21 : Composition de la colonne (tête et fond) avec un débit de 10t/h.

<i>Constituants</i>	<i>Fractions</i>	
	<i>Tête</i>	<i>Fond</i>
N2	0,0122	0,0000
CO2	0,0025	0,0000
Méthane	0,7017	0,0000
Ethane	0,2674	0,0365
Propane	0,0161	0,3689
i-Butane	0,0000	0,0853
n-Butane	0,0000	0,1714
i-Pentane	0,0000	0,0039
n-Pentane	0,0000	0,0555
n-Hexane	0,0000	0,2785

3- Débit d'injection 15t/h

Tableau IV. 22 : Composition du mélange avec un débit de 15t/h.

<i>Constituants</i>	<i>Fractions</i>
N2	0,0113
CO2	0,0018
Méthane	0,6080
Ethane	0,1914
Propane	0,0786
i-butane	0,0157
n-butane	0,0314
i-Pentane	0,0007
n-Pentane	0,0102
n-Hexane	0,0510

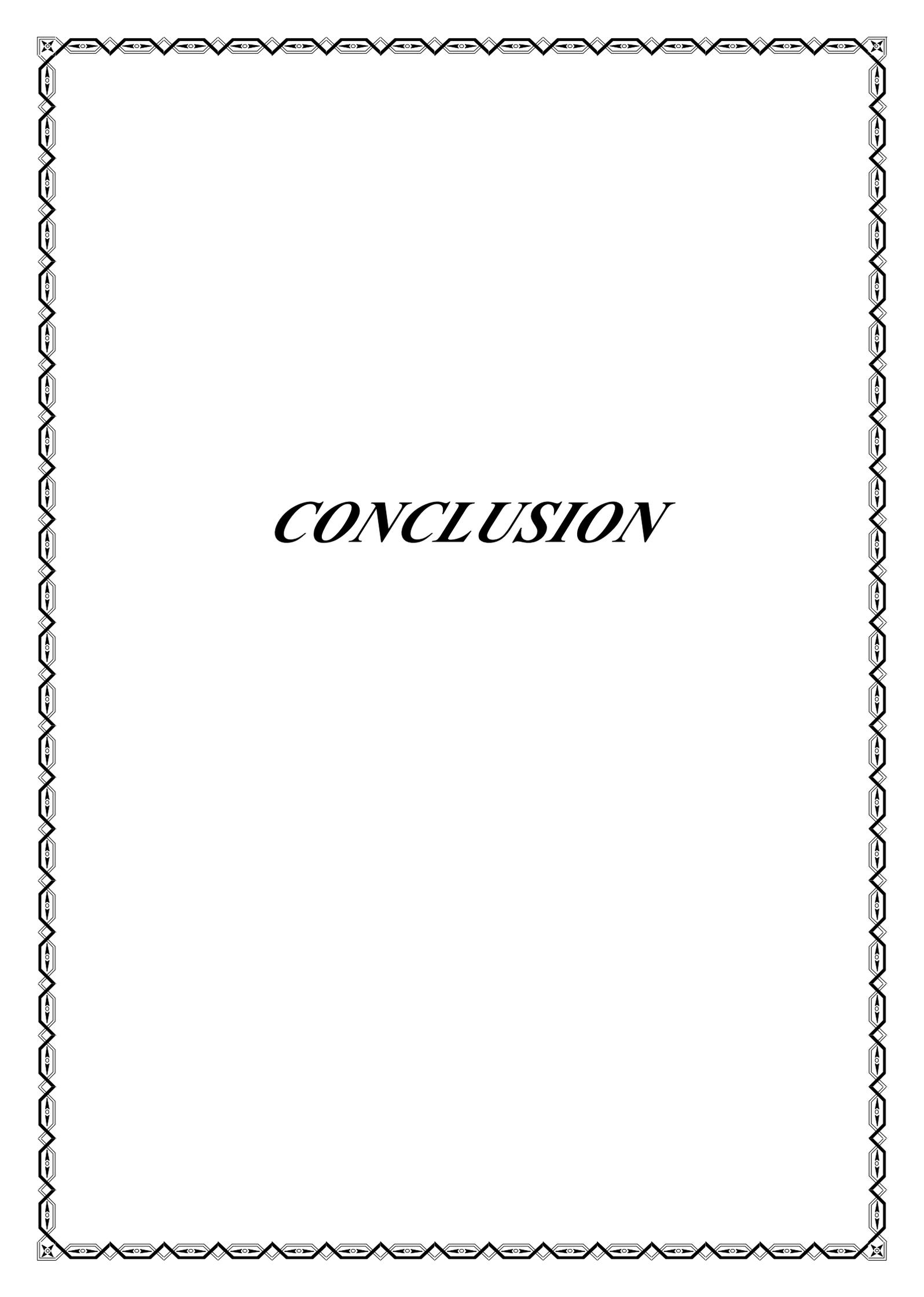
Tableau IV. 23 : Composition de la colonne (tête et fond) avec un débit de 15 t/h.

<i>Constituants</i>	<i>Fractions</i>	
	<i>Tête</i>	<i>Fond</i>
N2	0,0136	0,0000
CO2	0,0022	0,0000
Méthane	0,7370	0,0000
Ethane	0,2206	0,0526
Propane	0,0262	0,3260
i-Butane	0,0003	0,0881
n-Butane	0,0000	0,1795
i-Pentane	0,0000	0,0040
n-Pentane	0,0000	0,0582
n-Hexane	0,0000	0,2916

D'après les résultats des tableaux on a trouvé que la température du mélange de gaz injecté avec le liquide de sortie de ballon séparateur 20B07, de l'entrée de la colonne 40C01 ainsi que du liquide prélevé du plateau à cheminé augmentent proportionnellement avec le débit du gaz chaud injecté et d'une façon remarquable dans le cas 2 (c.à.d injection de gaz naturel chaud à partir de la sortie du compresseur de turbine solar 30-K-01).

La teneur en C2 (fraction d'Éthane) dans le fond de la colonne augmente aussi à chaque fois qu'on augmente le débit du gaz injecté.

L'injection de gaz du compresseur de turbine solar 30-K-01 est plus efficace, où on a obtenu les résultats souhaités c'est-à-dire la fraction de C2 est entre 0,02 et 0,04 ; la température du liquide prélevé du plateau à cheminé est élevée qui égale à 21,09°C (en dehors de TFH) et ceci avec un débit de 10t/h.



CONCLUSION

CONCLUSION :

La présente étude a été réalisée après un stage pratique effectué aux niveaux de champs d'Oued Noumer de la région de Hassi R'mel.

Le champ industriel d'Oued Noumer est considéré parmi les plus importantes réalisations industrielles de la chaîne de transformation des hydrocarbures, exploitée par la société SONATRACH en Algérie. Ce champ a pour objectif principal, la production et la mise en vente du gaz naturel et GPL (Gaz Pétrole Liquéfié). Ce champ a connu le problème de formation d'hydrate, un problème situé au niveau de l'unité de fractionnement de GPL 400 ; lequel ont provoqués la déstabilisation de toute l'unité de fractionnement et récupération de GPL.

Le présent travail concerne l'étude du problème de formation d'hydrates de gaz au niveau de l'unité de fractionnement GPL 400. Les hydrates sont habituellement considérés comme des sources de nuisances possibles lors du développement de champ du gaz. A travers ce travail, nous devons donner des solutions à ce problème qui peuvent être appliquées, et ceci afin d'éviter l'arrêt de l'unité pour une longue durée. Car dans le cas actuel, l'élimination d'un bouchant d'hydrate qui se fait en injectant du méthanol prend des fois beaucoup d'heures. En plus le méthanol est corrosif et couteux. Donc on a proposé l'injection de gaz chaud soit de la sortie du compresseur turbo expander ou de la sortie du compresseur turbine solar ; car celui-ci est efficace et économique.

Pour cela en première étape, le temps nécessaire pour l'élimination des bouchant d'hydrate en injectant de l'air chaud a été calculé. Les résultats nous ont confirmé l'efficacité de cette injection en ce qui concerne la durée, où on a pu réduire le temps de fusion du bloc d'hydrate à vingt-huit minutes pour l'injection de sortie du compresseur de turbo expander et seulement à deux minutes pour l'injection de sortie du compresseur de turbine solar.

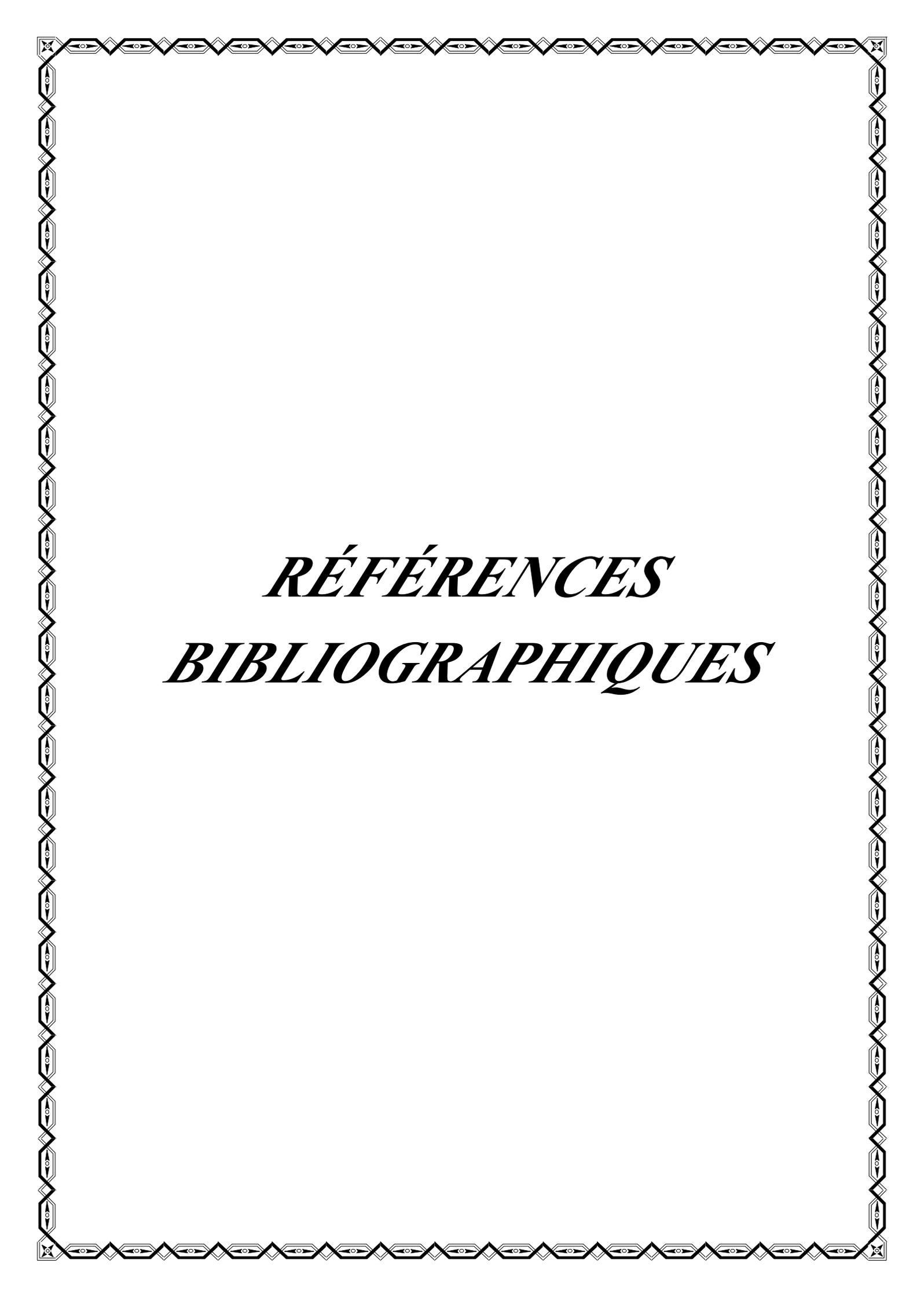
La deuxième étape s'est basée sur la simulation en utilisant le logiciel HYSYS comme outil d'investigation.

Aux premiers lieux, nous avons fait la simulation du cas design de l'unité de fractionnement GPL 400 par le HYSYS V9, en utilisant l'équation d'état Peng Robinson (PR). Une comparaison entre cas design et cas actuel donne une faible différence (de l'ordre de 0.002 qui est inférieur à 10%); donc l'utilisation du Peng Robinson comme modèle thermodynamique est valide.

Une simulation de cas d'injection du gaz naturel chaud (de sortie du compresseur de turbo expander 20-K-01 et de sortie du compresseur de turbine solar 30-K-01) au niveau de la vanne LV2103 avec différent débit, a été effectué.

D'après les résultats de cette simulation, on a trouvé que l'injection du gaz naturel chaud de sortie du compresseur de turbine solar 30-K-01 avec un débit de 15t/h est le plus efficace. Ces résultats sont très acceptables qui écarte la température du liquide de la zone de

formation d'hydrate. Une optimisation des paramètres de fonctionnement de la colonne (40C01) à savoir la température, la pression, le débit et la fraction C2 du produit de tête et fond ; a été aussi effectuée.



RÉFÉRENCES
BIBLIOGRAPHIQUES

Références bibliographiques :

[1] Mémoire de Master 2, Département de Génie Chimique Université ECHAHID HAMMA LAKHDAR EL OUED ; Etude de performance d'une unité de décarbonatation d'un complexe de gaz naturel, 2019 présenté par LAOUID Nacer Eddine. HADJI A. Hakim.

[2] Mémoire de Maste 2, Département de Génie Mécanique Université MOULOUD MAMMERI DE TIZI OUZOU ; Prédiction et prévention de la formation d'hydrates dans les Gazouducs. Etude de cas, 2012 présenté par MOALI Nora.

[3] Mémoire de Master 2, Département de Génie Chimique Université BADJI MOKHTAR-ANNABA ; Simulation d'une variation de la composition de la charge et son impact sur les paramètres de fonctionnement dans la colonne dépropaniseur au niveau du complexe GL1/K de SKIKDA, 2017 présenté par MEDJRAB Abdelouheb.

[4] DOSSIER Techniques de l'Ingénieur l'expertise technique et scientifique de référence, sur le gaz naturel.

[5] Mr. SAMER Said, thèse magister ; Mesure et Prédiction des Conditions de formation d'Hydrates de gaz à condensat, Université de Boumerdes, 2012.

[6] S. Mokhatab, W. A. Poe, J. G. Speight, Natural Gas Transmission and Processing, Gulf Professional Publishing, Oxford (2006).

[7] J.G. Speight, Gas Processing: Environmental Aspects and Methods, Butterworth Heinemann, Oxford, England (1993).

[8] Mémoire de Master 2, Département de Production Université KASDI MERBAH OUARGLA ; Modélisation et simulation d'une unité de décarbonatation du Gaz naturel au niveau de complex d'Alrar, 2015 présenté par AHMOUDA Fouad.

[9] A. Rojey, C. Jaffret, S. CornotGandolph, B. Durand, S. Jullin and M. Valais : Natural Gas Production, Processing and Transport, Editions Technip, Paris, France (1997).

[10] Documents et rapports d'activités de Gaz de France (2005).

[11] Gaz naturel, production, traitement et transport, revue SONATRACH, 2002.

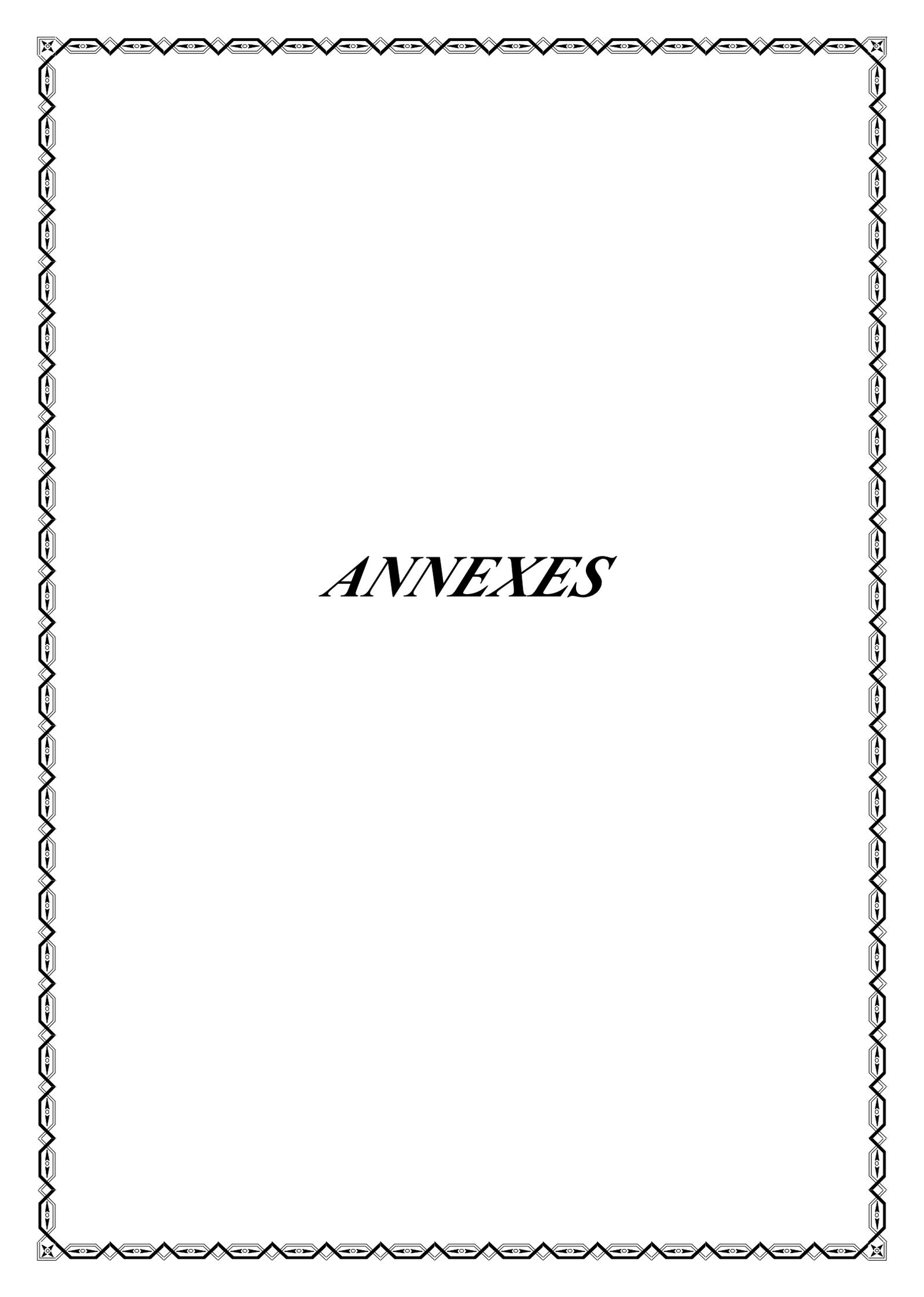
[12] Mémoire de Master 2, Département de Raffinage et pétrochimique Université Hammalakhdar ELOUED ; Optimisation desparamètres de fonctionnement des deux colonnes (dééthaniseur et débutaniseur) pour améliorer la quantité et la qualité du condensât et de GPL, 2016 présenté par BACI Abderrahmane.

[13] Mémoire de fin de formation, Activité Exploration Direction régionale HASSI-R'MEL ; Etude d'impact de changement de dimensionnement des tamis moléculaire 4 A° par 5 A° sur le fonctionnement de l'unité de déshydratation d'Oued Noumer, 2018 présenté par Hachmaoui Bilal.

[14] Mémoire de fin de formation, Activité Exploration Direction régionale HASSI-R'MEL ; Optimisation des paramètres de fonctionnement du dééthaniseur (C-701) et du débutaniseur (C-702) pour améliorer la quantité et la qualité du condensât et de GPL, 2018 présenté par Zouaoua Abderrezak.

Références bibliographiques

- [15] BOUCHAFA Wassila, Thèse doctorale ; Mesure et modélisations des conditions de dissociation d'hydrates de gaz stabilisés en vue de l'application au captage du CO₂, 2011.
- [16] A. Menidjel, Déshydratation du GN régénération des amines, SEMINAIRE, H. R'mel (2010).
- [17] CHABRETTE. P, Les hydrates dans la production et le transport des gaz naturel, 1990.
- [18] ROJEY.A, Le gaz naturel, production traitement transport, 27 Rue Ginoux -75737 Paris cedex 15 : TECHNIP, 1994.430p, (L'Institut Français du Pétrole).
- [19] N. Hong Duc, thèse doctorale ; Dissociation des bouchons d'hydrates de gaz dans les conduites pétroliers sous-marines, Ecole Supérieure des Mines de Saint-Etienne, 2005.
- [20] Mémoire de Master 2, Département de Génie Chimique Université de ; Etude de la formation des hydrates et leur inhibition dans le réseau de Gas-lift du champ de Hassi Messaoud, 2014 présenté DIF Karim.
- [21] Nicolas TONNET, Thèse Doctorale ; Dissociation des hydrates de méthane sédimentaires couplage Transfer de Chaleur/ Transfer de Masse, Ecole nationale de Saint-Etienne, 2004.
- [22] Mémoire de Master 2, Département de Génie Chimique Université de OUARGLA ; Déshydratation du gaz naturel, 2015 présenté par CHERIEF.B.
- [23] Mémoire de Master 2, Département de Génie chimique Université de OUARGLA ; Vérification et optimisation des paramètres de fonctionnement de la colonne du débutaniseur T202 de Hassi R'mel, 2016présenté par A. Kerbouche, B. Kaabouche.
- [24] Mémoire de Master 2, Département de Génie chimique Université ABDELHAMID IBN BADIS MOSTAGANEM ; Optimisation des paramètres de fonctionnement de la colonne du débutaniseur f751du complexeGNL1/Z, 2019 présenté par AMAR Nadia.



ANNEXES

ANNEXE 1

L'équation d'état du Peng Robinson :

$$P = \frac{RT_r}{V-b} - \frac{a\alpha}{V(V+b)+b(V-b)}$$

$$a = a_c \alpha$$

Où :

P : pression du gaz en (bar)

R: Coefficient des gaz parfait en (J/mol.K)

T_r: Température réduite du gaz

V: Volume du gaz en (m³)

a, b: Constantes

α: Volatilité relative

k : Volatilité absolue

ω: Facteur acentrique

P : pression critique du gaz en (bar)

Avec :

$$\alpha = [1+k(1-T_r)]^2$$

$$k = 0.37464 + 1.5422\omega - 0.26992\omega^2$$

$$a = 0.45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c}$$

$$b = 0.07780 \frac{RT_c}{P_c}$$

Le domaine d'utilisation se présente comme suit: T > -271 °C et P < 100000 Pa.