



République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Echahid Hamma Lakhdar - El Oued

Faculté de la Technologie



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

Domaine: Sciences et Technologies
Filière: Industries Pétrochimiques
Spécialité: Raffinage et Pétrochimie

Présenté par:

LAGGOUN Fares
MAGROUD Ayoub
TEI Bachir

Thème

*Optimisation des paramètres de marche
de la section déshydratation au niveau
du train 70 (Rhourde Nouss)*

Soutenu le 28/05/2017

Devant le Jury:

Mr. CHAABIA Naceur

Président

Université d'El Oued.

Mme. LAMI Nassima

Examinatrice

Université d'El Oued.

Mr. SALEMI Said

Rapporteur

Université d'El Oued.

2016/2017



République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Echahid Hamma Lakhdar - El Oued

Faculté de la Technologie



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

Domaine: Sciences et Technologies
Filière: Industries Pétrochimiques
Spécialité: Raffinage et Pétrochimie

Présenté par:

LAGGOUN Fares
MAGROUD Ayoub
TEI Bachir

Thème

*Optimisation des paramètres de marche
de la section déshydratation au niveau
du train 70 (Rhourde Nouss)*

Soutenu le 28/05/2017

Devant le Jury:

Mr. CHAABIA Naceur

Président

Université d'El Oued.

Mme. LAMI Nassima

Examinatrice

Université d'El Oued.

Mr. SALEMI Said

Rapporteur

Université d'El Oued.

2016/2017



Dédicace

J'ai le grand honneur de dédier ce travail

à celui qui fait de moi un homme:

Ma très chère mère Halima,

Mon très cher père Lazhar.

Et ainsi dédier

A mes chères sœurs: Imane, Saliha et sa famille,

A mes frères: Ahmed, Ayoub, Haydar et Safoine.

A toute ma famille Laggoun, et la famille Bouafia.

A notre Encadreur Mr. Said.

A mes cousins: Abdelhai, Abdeladhim et Abdelrazzak.

A tous mes amis: Mounir, Noureddine, Mounira,

Hanane, Ismail(2), Hani, Mohamed Salah, Omar,

Mohamed, Rafike, Othmane(2), Hamza, Youcef,

Abdelhalim, Soufiane, Abdelghani et Said.

A tous ceux qui sèment le bonheur sur mon chemin.

A tous les étudiants diplômés en promotion 2017, spécialité

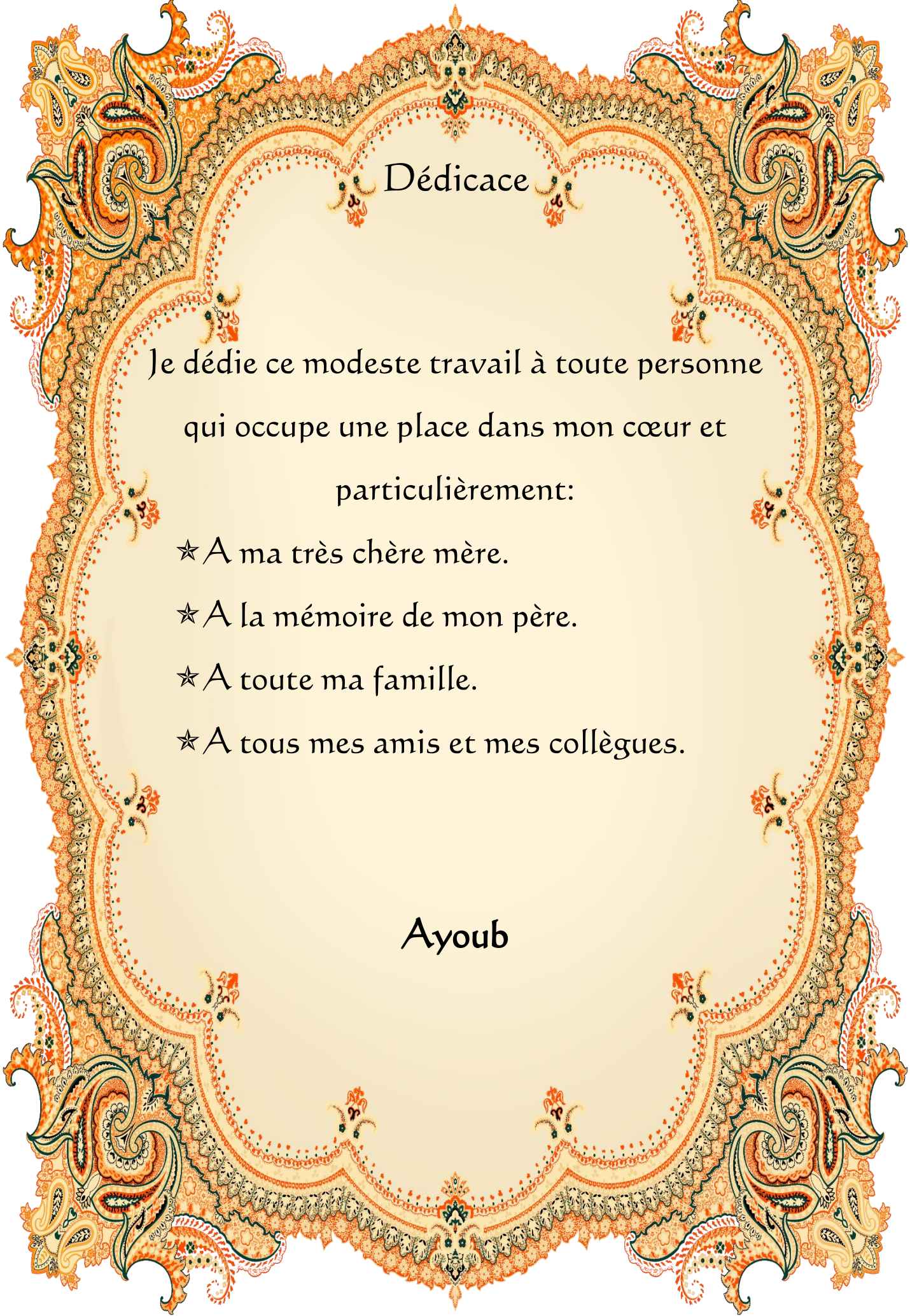
Master Raffinage et Pétrochimie, à l'université Echahid

Hamma Lakhdar El-Oued.

A tous les habitants de Djedeida.

A tous ceux que j'aime.

Fares



Dédicace

Je dédie ce modeste travail à toute personne
qui occupe une place dans mon cœur et
particulièrement:

- ★ A ma très chère mère.
- ★ A la mémoire de mon père.
- ★ A toute ma famille.
- ★ A tous mes amis et mes collègues.

Ayoub



Dédicace

J'ai le grand honneur de dédier ce travail à:

Ma très chère mère.

Mon très cher père.

Mes très chers frères et sœurs.

Mes chers oncles.

Toute ma famille, mes tantes, mes cousins et mes
cousines.

A tous mes amis que j'ai connus dans ma vie.

A tous les enseignants et toutes les enseignantes
de génie des procédés chimique.

Bachir

Remerciement

En premier lieu, nous tenons à remercier notre Dieu, notre créateur, pour le courage et la patience qu'il nous donné pour accomplir ce travail.

*Nous remercions notre encadreur **Mr SALEMI Said** pour ses orientations et conseils. Nous tenons à notifier un remerciement spécial à tous les professeurs qui ont contribué à notre étude.*

Nous tenons aussi à exprimer nos profonds remerciements au membres de jury qui ont accepté de juger ce modeste travail.

Nous tenons aussi à remercier les travailleurs de la phase A spécialement service traitement pour ses informations que nous avons reçus.

Nos derniers remerciements et qui ne sont pas les moindres, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.

TEI Bachir

MAGROUD Ayoub

LAGGOUN Fares

Sommaire

| | |
|-----------------------|--|
| Dédicace | |
| Remerciement | |
| Sommaire | |
| Liste des figures | |
| Liste des tableaux | |
| Introduction générale | |

PARIE THEORIQUE

Chapitre I: Présentation du RNS

| | | |
|-------|---|----|
| I.1 | Situation géographique | 4 |
| I.2 | Historique | 5 |
| I.3 | Organisation de la direction de Rhourde Nous | 7 |
| I.4 | Les principaux champs | 8 |
| I.5 | Réseaux collectes | 9 |
| I.6 | Différents complexes de la région | 9 |
| I.6.1 | La Phase A | 9 |
| I.6.2 | La Phase B | 10 |
| I.6.3 | CSC (centre de séparation et compression) | 10 |
| I.6.4 | CPF (centre d'unité de process) | 10 |
| I.7 | Description générale de l'usine de traitement phase B | 10 |

Chapitre II: Généralités sur le gaz naturel

| | | |
|--------|--|----|
| II.1 | Généralités sur le gaz naturel | 14 |
| II.1.1 | Définition du gaz naturel | 14 |
| II.1.2 | Sources du gaz naturel | 14 |
| II.1.3 | Origines des constituants du gaz naturel | 14 |
| II.1.4 | Caractéristiques du gaz naturel | 15 |
| II.1.5 | Différents types de gaz naturel | 15 |
| II.2 | Techniques du traitement du gaz naturel | 16 |
| II.3 | Les étapes de traitement d'un gaz | 17 |
| II.3.1 | Elimination de l'eau | 17 |
| II.3.2 | Extraction des hydrocarbures liquides | 17 |
| II.3.3 | La stabilisation et le fractionnement | 17 |
| II.3.4 | Ré-compression des gaz moyenne pression | 18 |
| II.4 | Procédés de traitement du gaz naturel | 18 |
| II.4.1 | Procède de PRITCHARD | 18 |

| | | |
|---|---|----|
| II.4.2 | Procède de HUDSON | 18 |
| II.4.3 | Procèdes mixtes | 18 |
| <i>Chapitre III: Les Déshydratations</i> | | |
| III.1 | Séchage de gaz | 20 |
| III.2 | Les Hydrates | 20 |
| III.2.1 | Définition | 20 |
| III.2.2 | Structures des hydrates | 20 |
| III.2.3 | Prévention des hydrates | 20 |
| III.3 | Méthodes de Déshydratation | 21 |
| III.3.1 | Séchage par refroidissement ou compression | 21 |
| III.3.2 | Séchage par absorption | 21 |
| III.3.3 | Déshydratation par membrane | 21 |
| III.3.4 | Déshydratation par Adsorption (cas de Rhoude Nous) | 22 |
| III.4 | Types d'adsorbants | 22 |
| III.4.1 | Selica gel (SiO_2NH_2) | 22 |
| III.4.2 | Charbons actifs | 22 |
| III.4.3 | Alumines actives(Al_2O_3) | 22 |
| III.4.4 | Tamis moléculaires | 23 |
| III.5 | Adsorption par les tamis moléculaires (cas de Rhoude Nous) | 23 |
| III.5.1 | Description des tamis moléculaires | 23 |
| III.5.2 | Principe d'adsorption | 26 |
| III.5.3 | Régénération des tamis moléculaires | 27 |
| <i>Chapitre IV: Description des procédés phase A</i> | | |
| IV.1 | Description de l'unité de traitement de gaz naturel (phase A) | 31 |
| IV.1.1 | Description des unités 10/20/30 et 40 | 32 |
| IV.1.2 | Description d'unité 70 | 32 |
| IV.1.3 | Description du procédé | 33 |
| PARIE PRATIQUE | | |
| <i>Chapitre V: Partie Simulation</i> | | |
| V.1 | Introduction | 39 |
| V.2 | Problématique | 40 |
| V.3 | But de travail | 40 |
| V.4 | Introduction à la simulation | 41 |
| V.4.1 | Définition la simulation | 41 |
| V.4.2 | Définition le simulateur de calcule HYSYS | 42 |
| V.4.3 | HYSYS caractéristiques | 43 |
| V.4.4 | Avantages à l'aide de HYSYS | 44 |

| | | |
|-------|--|----|
| V.5 | Vérification cas de design | 45 |
| V.5.1 | Données de design | 46 |
| V.5.2 | Vérification cas design (Gaz vers sécheurs) | 49 |
| V.6 | Vérification cas actuelle | 50 |
| V.6.1 | Données actuelles | 50 |
| V.6.2 | Vérification cas actuelle simulée (Gaz vers Ballon V-01) | 51 |
| V.6.3 | Vérification cas actuelle simulée (Gaz vers sécheurs) | 52 |
| V.7 | Optimisation des paramètres de marche | 53 |
| V.7.1 | Effet de diminution température de sortie échangeur E-02 | 53 |
| V.8 | Optimisation de cycle régénération des sécheurs | 59 |
| V.8.1 | Cycle de régénération de sécheur A | 60 |
| V.8.2 | Effet de diminution température de sortie échangeur E-02 sur débit massique H ₂ O vers sécheurs par cycle de régénération 12h et 8h | 61 |
| V.8.3 | Procédure de travail pour minimiser la durée de cycle régénération des sécheurs | 63 |
| | Conclusion | 64 |
| | Bibliographie | |
| | Annexe | |
| | Nomenclature | |
| | Résumée | |

Liste des figures

| Les Figures | Page |
|--|-------------|
| Figure I. 1: Schéma simplifier de la situation géographique | 3 |
| Figure I. 2: Organisation de la direction de Rhourde Nouss | 6 |
| Figure I. 3: Schéma des Réseaux collectes | 8 |
| Figure I. 4: Schéma descriptif des phases A, B, CSC et CPF | 11 |
| Figure III. 1: Adsorption idéale en colonne (ZTM) | 26 |
| Figure IV. 1: Schéma simplifie de l'unité 02 | 29 |
| Figure IV. 2: Schéma simplifier du train 70 | 31 |
| Figure IV. 3: Schéma de l'unité de stockage du condensat | 35 |
| Figure V. 1: Interface du programme HYSYS v9.0 | 40 |
| Figure V. 2: Simulation de la section avant les sécheurs | 44 |
| Figure V. 3: Variation de débit massique H ₂ O piégée dans le ballon V-01 en fonction de la température sortie échangeur E-02 | 53 |
| Figure V. 4: Variation de débit massique H ₂ O vers sécheurs en fonction de la température sortie échangeur E-02 | 55 |
| Figure V. 5: Variation de débit massique H ₂ O vers sécheurs par cycle en fonction de la température sortie échangeur E-02 | 57 |
| Figure V. 6: Schéma simplifie section régénération des sécheurs | 58 |
| Figure V. 7: La déférence de débit massique H ₂ O par les deux cycle | 61 |
| Figure V. 8: Schéma simplifié de four de régénération | 62 |

Liste des tableaux

| Tableaux | Page |
|--|-------------|
| Tableau I .1: Les étapes de développement de la région | 5 |
| Tableau II. 1: Spécification des produits | 14 |
| Tableau III. 1: Différents types des tamis moléculaires | 23 |
| Tableau III. 2: Les dimensions critiques de certaines molécules | 24 |
| Tableau III. 3: La polarité des tamis moléculaires | 25 |
| Tableau III. 4: Cycle d'adsorption et régénération (train 70 cas de actuel) | 27 |
| Tableau V. 1: Gaz entrée train 70 | 45 |
| Tableau V. 2: Gaz de régénération | 46 |
| Tableau V. 3: Gaz totale (Gaz entrée train 70 + Gaz régénération) | 47 |
| Tableau V. 4: Vérification cas design (Gaz vers sécheurs) | 48 |
| Tableau V. 5: Gaz vers E-02 | 49 |
| Tableau V. 6: Vérification cas actuel simulée (Gaz vers Ballon V-01) | 50 |
| Tableau V. 7: Vérification cas actuel simulée (Gaz vers sécheurs) | 51 |
| Tableau V. 8: Effet de diminution température de sortie échangeur E-02 sur la quantité d'eau piégée dans le ballon V-01 | 52 |
| Tableau V. 9: Effet de diminution température de sortie échangeur E-02 sur débit massique H ₂ O vers sécheurs | 54 |
| Tableau V. 10: Effet de diminution température de sortie échangeur E-02 sur débit massique H ₂ O vers sécheurs par cycle | 56 |
| Tableau V. 11: Effet de diminution température de sortie échangeur E-02 sur débit massique H ₂ O vers sécheurs par cycle de régénération 12h et 8h | 60 |

Introduction générale:

Le gaz naturel joue un rôle énergétique croissant, l'importance de ses réserves et les avantages qu'il présente sur le plan d'environnement favorisent son utilisation, notamment dans des secteurs à forte valeur ajoutée: industrie de précision, production d'électricité.

Le progrès technologique et le souci de valoriser ce gaz nous permettent aujourd'hui d'investir dans ce domaine afin de récupérer le maximum du gaz et de le traiter pour produire le GPL et le gaz de gaz-lift.

Dès le début de siècle, l'exploitation du gaz naturel, s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage des canalisations par dépôts de cristaux, d'abord considérés comme étant de la glace. Ces cristaux sont, en fait, constitués par des hydrates de gaz naturel apparaissent bien au-dessus de la température de la formation de la glace.

Le problème posé par la formation d'hydrates dans les conduites a pris une importance croissante ces dernières années. La recherche d'une optimisation technico-économique nécessite une amélioration des connaissances dans le domaine. La mise au point de nouvelles techniques, pour éviter la formation ou tout au moins la prise en masse des hydrates, représente un enjeu économique majeur.

PARTIE
THEORIQUE

Chapitre I: Présentation du champ RNS

I.1 Situation géographique:

La région de Rhourde Nous fait partie de la willaya d'Illizi. Elle est éloignée des centres urbains, située à 350 km au Sud/Sud-est de Ouargla, à 1200 km au Sud/Sud-est d'Alger et à 270 km au Sud/Sud-est de Hassi Messaoud. Elle est reliée à la route nationale N°03 (Ouargla-Illizi) par une route de 30 km. Son altitude moyenne est située à 275 m par rapport au niveau de la mer. Son climat est désertique (sec avec un très faible taux d'humidité), et avec une fréquence importante des vents de sable. Elle a un écart important de température entre l'hiver et l'été (-5 °C à 55 °C).

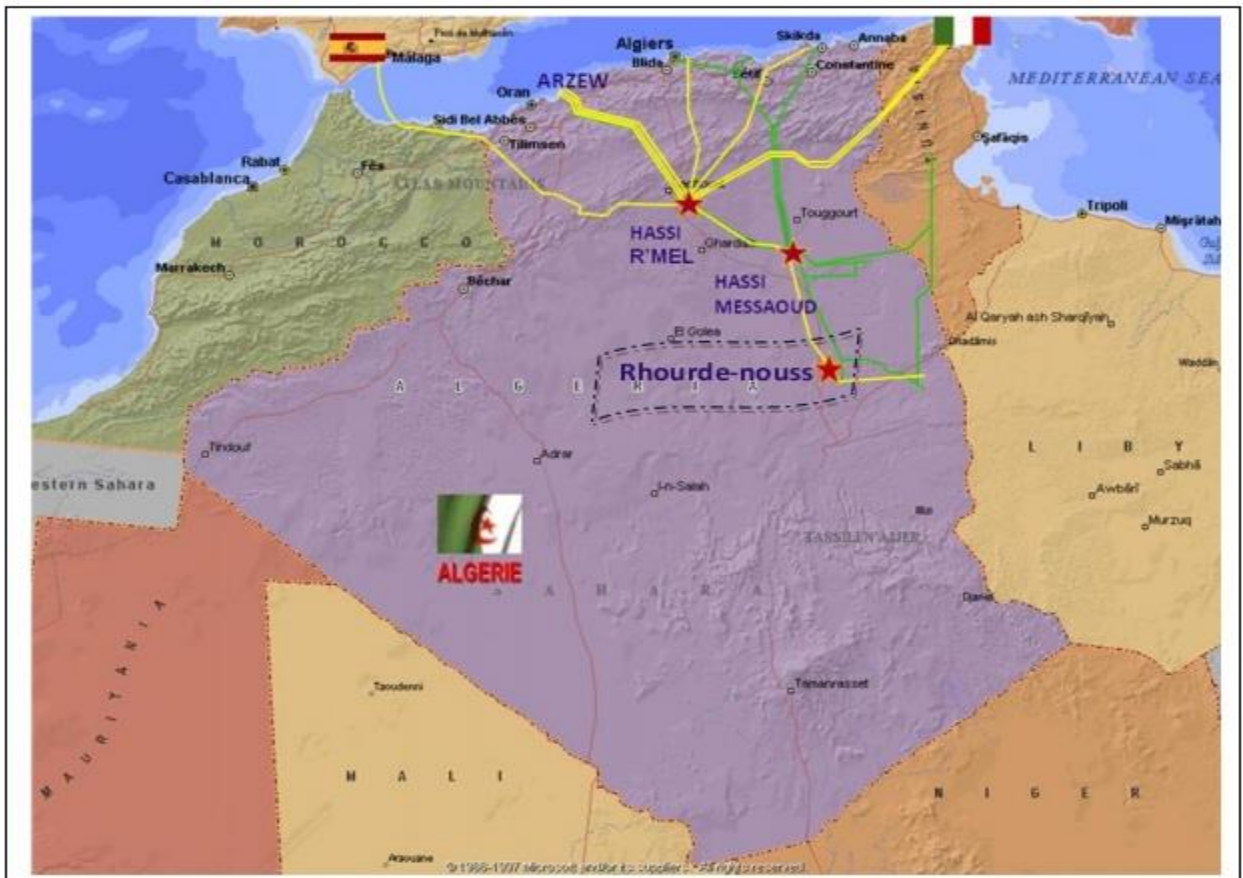


Figure I. 1: Schéma simplifier de la situation géographique

I.2 Historique:

Première découverte de gaz à Rhourde Nouss en 1956. Le premier puits RN1, foré en 1962 a mis en évidence la présence de gaz riche en condensat au niveau de plusieurs réservoirs après la découverte de l'huile sur le puits RN4 un centre de traitement d'huile a été construit et mis en exploitation en 1966.

Les grandes étapes ont ponctué le développement de la région de Rhourde Nouss sont présentées dans le tableau suivant:

Tableau I .1: Les étapes de développement de la région

| Date | Les étapes de Développement |
|----------------------|---|
| 1956 | La première découverte d'un puits du gaz à Rhourde Nouss. |
| 1966 | La première découverte d'un puits de l'huile à Rhourde Nouss |
| 10 Mai 1966 | Mise en service du centre de traitement d'huile. |
| 28 Jan 1988 | Démarrage de l'usine phase A. |
| 14 Juin 1989 | Mise en service de Rhourde Adra. |
| 24 Avril 1992 | Mise en service de Rhourde Hamra. |
| 29 Mai 1992 | Mise en service de Chouf. |
| 16 Juin 1995 | Démarrage de l'usine de HAMRA. |
| 1995 | La région de RHOURDE NOUSS a été la première unité de SONATRACH à avoir installé un système DCS au niveau de HAMRA. |
| 23 Mai 1996 | Première expédition de GPL (HAMRA). |
| 13 Aout 1999 | Extension de la phase A par un cinquième train d'une capacité de traitement de 10.250 millions Sm ³ /j de gaz brut. |
| Février 2000 | Démarrage Usine GPL (Phase B) d'une capacité de traitement de 48 millions Sm ³ /j pour une production de 3800t/j du GPL. |
| 06 Mars 2000 | Première expédition de GPL (Rhourde Nouss). |
| 2004 | Passage au système de contrôle DCS (4 trains UTG). |
| 2005 | Mise en service de l'Unité de Récupération des gaz Torchés (SRGT). |
| 2005/2010 | Préparation Plan de développement CTH et QHA. |
| 2007 | Exploitation du puits RN3. |
| 2008 | Passage au système de contrôle des turbines de MARK II au MARK VI. |
| 2009 | Ouverture de chantier du CTC. |
| 2010 | Ouverture de chantier de QHA, démarrage prévu en 2013. |
| 2011 | Mise en service de CSC. |

I.3 Organisation de la direction de Rhourde Nous :

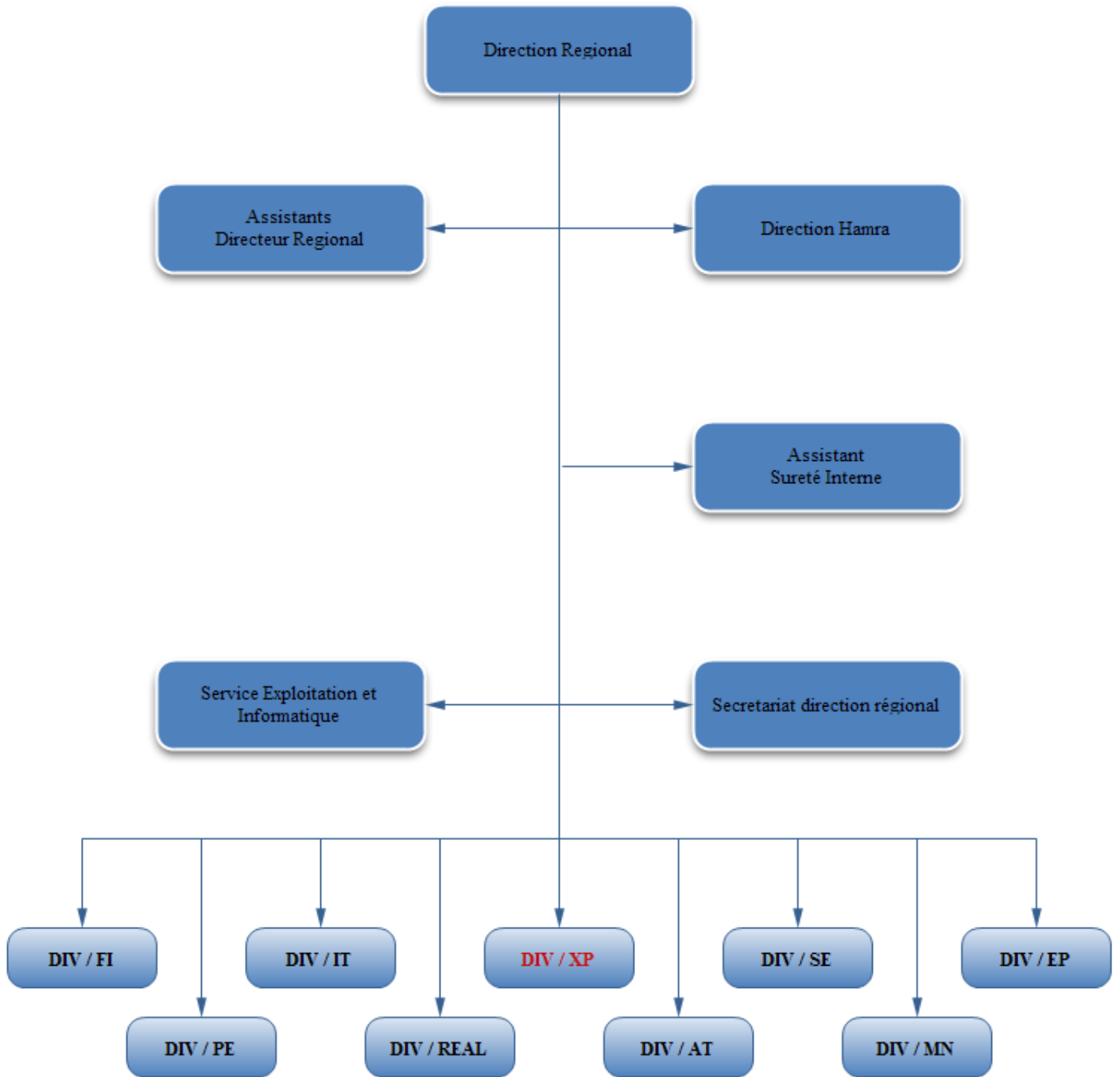


Figure I. 2: Organisation de la direction de Rhourde Nous

I.4 Les principaux champs:

La région de Rhourde Nouss est composée de plusieurs champs (Gisements) sur un rayon de 100 Km par rapport au Rhourde Nouss Centre, les principaux champs mise en exploitation sont:

- Champ de Rhourde Nouss.
- Champ de Rhourde Adra.
- Champ de Rhourde Chouf.
- Champ de Rhourde Hamra.
- Champ de Hamra.

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

- Champ de Rhourde Hamra Sud-est.
- Champ de Rhourde-Nouss 3.
- Champ de Mouilah.
- Champ de Meksem.
- Champ de Draa Allal.
- Champ d'Elketaia.
- Champ de Rhourde Adra Sud-est.

I.5 Réseaux collectes:

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

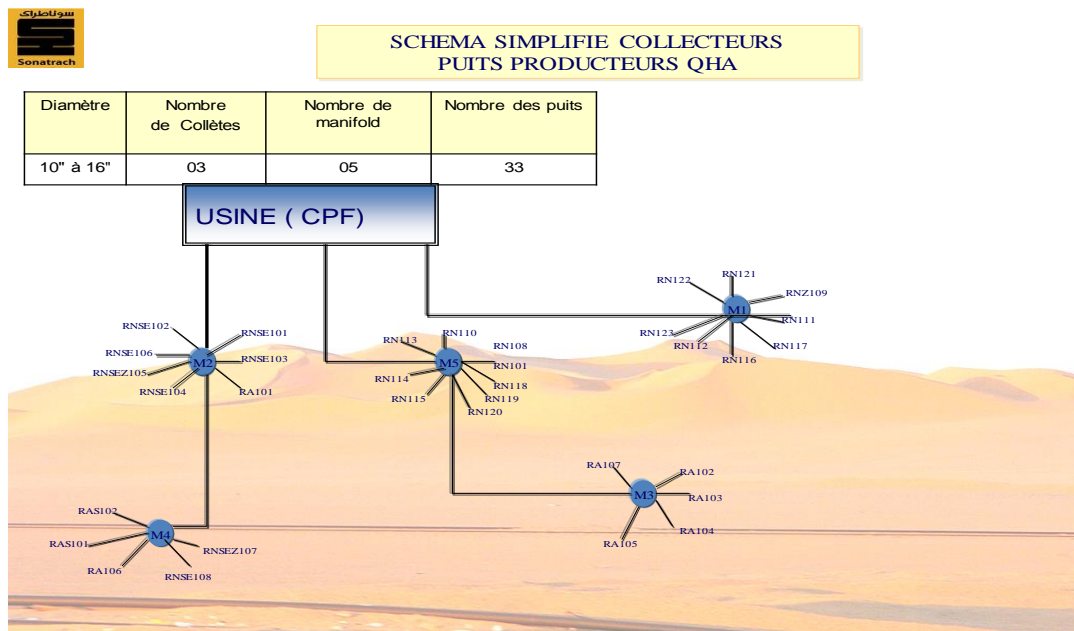


Figure I. 3: Schéma des Réseaux collectes

I.6 Différents complexes de la région:

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

- Deux usines de traitement du gaz humide:
 - La phase A: Traitement de 51 million sm³/j pour récupérer le condensat.
 - La phase B: Traitement de 48.3 million sm³/j pour récupérer le GPL, et les traces du condensat.
- Un centre de séparation et compression pour la production d'huile.
- Une centrale électrique produit 21 MW de l'énergie propre pour la région.
- Une nouvelle usine CPF: traitement de 10 million sm³/j pour la décarbonatation de gaz (diminuer taux de CO₂).

I.6.1 La Phase A:

Cette usine est traiter le gaz brut au niveau du 4 train identique chacun comporté un ensemble des équipements pour but de: réaliser une bonne séparation afin de récupérer le maximum du condensât (C₅₊), assurer la compression du gaz (partie HP) vers la phase B et le recyclage du gaz sec traité (C₁ et C₂) vers la réinjection et l'expédition. Le cinquième train (U-70) fait seulement le traitement de la partie haut pression « HP » du gaz brut.

L'usine existante traité actuellement une charge de 46 million sm³/j de gaz brut avec une production de 2690 t/j du condensât.

I.6.2 La Phase B:

Les installations de cette usine sont conçues pour récupérer le GPL contenus dans le gaz de vente produit par l'usine (phase A).

Le GPL comme produit est envoyé dans un pipeline vers HAOUDH ELHAMRA (HEH), condensat résultant du fractionnement est renvoyé vers stockage dans la phase A, et le gaz résiduaire est aussi renvoyé aux installations de la phase A pour être dirigé vers la vente ou la réinjection.

I.6.3 CSC (centre de séparation et compression):

Elle produit sa propre énergie électrique au moyen d'une centrale électrique de 21MW et un apport à partir de Hamra (ligne de 60KM).

Le Centre de Séparation et de Compression (CSC) pour but de séparer l'huile, l'eau et le gaz provenant des 33 puits dans l'unité 500. Ils sont regroupés suivant leur niveau de pression et sont connectés à trois séparateurs pour séparer le gaz et le condensat. Les gaz provenant de la ligne de tête des trois séparateurs de différentes pressions (MP, BP et TBP) sont comprimés dans système de compression pour obtenir la pression de batterie à l'usine de gaz Rhourde Nouss, qui est de 83 bars eff. Les condensats récupérés au séparateur TBP sont expédiés au dessaleur de brut, et puis sont envoyé vers la colonne de stabilisation. Après le traitement, le brut dessalé et stabilisé provenant de la colonne est stocké dans le bac de stockage de brut dans le système 22 avant expédition. L'objectif prioritaire de cette installation est la production d'huile.

I.6.4 CPF (centre d'unité de process):

C'est une nouvelle usine en court de démarrage, et comporte les unités suivantes:

- Slug catcher (séparateur triphasique).
- Les compresseurs booster.
- Unité décarbonatation.
- Unité déshydratation du gaz.
- Unité d'expansion.
- Les compresseurs du gaz de vente.
- Unité de compression et déshydratation du CO₂.
- Les utilités.

I.7 Description générale de l'usine de traitement phase B:

L'usine de GPL est composée de:

- Trois trains de fractionnement de GPL.
- Une aire de stockage et d'expédition de GPL composée de.
 - Trois sphères de GPL on-spec de 500 m³ chacune.
 - Une sphère de GPL off-spec de 500 m³.
- Une station de compression de gaz pour restituer son énergie de pression pour le renvoyer à la phase A la même pression de départ [1].

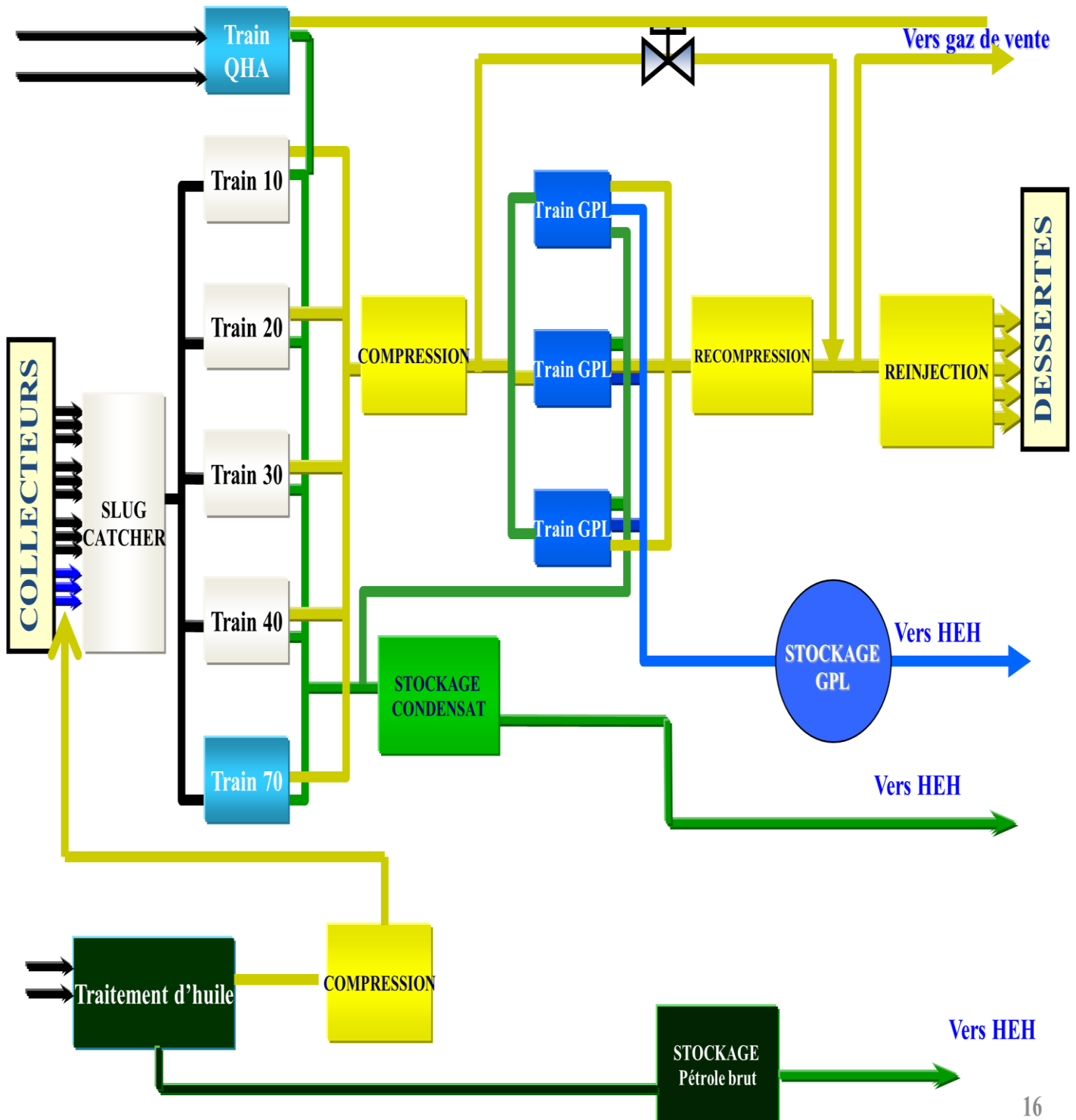


Figure I. 4: Schéma descriptif des phases A, B, CSC et CPF

Chapitre II: Généralités sur le gaz naturel

II.1 Généralités sur le gaz naturel:**II.1.1 Définition du gaz naturel:**

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

Le gaz naturel est une énergie fossile comme l'huile ou le charbon présent naturellement dans des roches poreuses sous forme gazeuse. C'est un mélange dont le constituant principal, de 70% à 95% est de méthane (CH₄). Il est donc composé majoritairement d'hydrogène et de carbone, d'où son nom d'hydrocarbure [2].

II.1.2 Sources du gaz naturel:

Le gaz naturel remplit les pores et les fractures des roches sédimentaires par les profondeurs de la terre et des fonds marins. La partie d'une formation sédimentaire qui renferme le gaz naturel est souvent désignée sous les noms de "réservoir", "champ" ou "gisement".

Le gaz naturel existe partout dans le monde, seul ou associé à du pétrole brut. Il peut être piégé dans différents types de roches sédimentaires, notamment des grès, des carbonates, des filons couches de charbon et des lits de schistes argileux ou "shales".

II.1.3 Origines des constituants du gaz naturel:

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

- **Gaz bactérien**

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

- **Gaz inorganique**

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

- **Gaz thermique**

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

II.1.4 Caractéristiques du gaz naturel :

- **La densité du gaz naturel:** en faisant l'hypothèse que dans les conditions de références considérées, une mole du gaz étudié occupe le même volume qu'une mole d'air, alors, elle est définie comme étant le rapport de sa masse molaire à celle de l'air dans les conditions normales de température et de pression.
- **Le pouvoir calorifique (PC):** c'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une quantité unitaire du gaz, la combustion étant effectuées à la pression atmosphérique et à une température.

Le pouvoir calorifique s'exprime en joules par mètre cube (J/m^3), il se divise en deux:

- Pouvoir calorifique supérieur (PCS).
- Pouvoir calorifique inférieur (PCI).

II.1.5 Différents types de gaz naturel :

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

- **Gaz sec:** ne 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:** Coexistant dans le réservoir avec une phase liquide « huile ». Le gaz associé comprend le gaz de couverture et le gaz dissous [3].

Les spécifications des produits de l'usine de la phase A sont présentées dans le tableau II.1.

Tableau II. 1: Spécification des produits

| COMPOSITION DU GAZ SEC | | | |
|---------------------------|-----------|-----------------|-----------|
| Composants | Y(%) | composants | x(%) |
| N ₂ | 0,58 | iC ₄ | 0,11 |
| CO ₂ | 0,74 | nC ₄ | 0,11 |
| C ₁ | 89,57 | iC ₅ | 0,01 |
| C ₂ | 7,97 | nC ₅ | – |
| C ₃ | 0,92 | C ₆ | – |
| Poids moléculaire | 17,79 | Z | 0,9975 |
| COMPOSITION DES CONDENSAT | | | |
| Composant | % molaire | composant | % molaire |
| N ₂ | – | C ₇ | 9,73 |
| CO ₂ | – | C ₈ | 9,94 |
| C ₁ | – | C ₉ | 11,01 |
| C ₂ | – | C ₁₀ | 9,94 |
| C ₃ | 0,09 | C ₁₁ | 6,08 |
| iC ₄ | 2,05 | C ₁₂ | 4,26 |
| nC ₄ | 6,71 | C ₁₃ | 5,29 |
| iC ₅ | 0,63 | C ₁₄ | 1,17 |
| nC ₅ | 15,47 | C ₁₅ | 1,23 |
| C ₆ | 13,98 | C ₁₆ | 1,24 |
| Poids moléculaire | 114,15 | TVR | 10,5 |

II.2 Techniques du traitement du gaz naturel:

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

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

- Qualité de l'effluent brut.
- Taux de récupération des hydrocarbures liquides visés.
- Spécification des produits finis.
- Coût global des investissements.

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

- L'hydrogène sulfuré H_2S toxique et corrosif.
- Le dioxyde de carbone CO_2 corrosif.
- Le mercure corrode les équipements fabriqués en aluminium.
- L'eau conduisant à la formation des hydrates.
- Les hydrocarbures lourds condensant dans les réseaux de transport.

Les spécifications à respecter pour le gaz traité sont liées soit aux conditions de transport, soit aux conditions d'utilisation (gaz commercial).

Dans le cas de transport par gazoduc, les spécifications de transport visent à éviter la formation d'une phase liquide, le bouchage des conduites par les hydrates et une corrosion trop importante. On impose dans ce cas une valeur maximale au point de rosée des hydrocarbures qui dépend des conditions de transport et peut être par exemple fixée à $0^\circ C$, pour éviter tout risque de formation de la phase liquide par condensation en ligne.

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

Le gaz associé du pétrole est un mélange (gaz + hydrocarbures liquides) contenant une forte proportion d'eau de gisement.

II.3 Les étapes de traitement d'un gaz:

II.3.1 Elimination de l'eau:

L'eau libre contenue dans la charge est éliminée par décantation au niveau des ballons de séparation et ce après un refroidissement.

L'eau de saturation des hydrocarbures est éliminée par adsorption sur des tamis moléculaires.

II.3.2 Extraction des hydrocarbures liquides:

Elle se fait par un abaissement progressif de la température du gaz brut, suivant les procédés suscités, obtenant ainsi un gaz très sec répondant aux normes commerciales.

II.3.3 La stabilisation et le fractionnement:

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

- **La stabilisation:**

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

- **Le fractionnement:**

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

II.3.4 Ré-compression des gaz moyenne pression:

Les gaz des séparateurs à moyenne pression (MP) ont les mêmes qualités que le gaz sec produit. C'est pourquoi ils sont récupérés puis recomprimés avant d'être mélangés au gaz sec. Leur récupération permet d'éviter le torchage du gaz et d'éviter par voie de conséquence, la perte de production et la pollution de l'environnement.

II.4 Procédés de traitement du gaz naturel:

II.4.1 Procède de PRITCHARD:

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échanges thermiques et par détentes avec utilisation d'une boucle de propane comme système réfrigérant et une détente par une vanne dite vanne **Joule Thomson**, en fin de cycle la température voisine de **-23°C**.

II.4.2 Procède de HUDSON:

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échanges thermiques et par une série de détente à travers une vanne **Joule Thomson** et une machine dynamique appelée «**Turbo-Expander**» qui permet d'atteindre un niveau de **-40°C**.

II.4.3 Procèdes mixtes:

Ils sont les plus performants car ils utilisent le Turbo-Expander, la vanne Joule Thomson et la Boucle de propane, où l'on atteint (**-66°C**).

Les procédés mixtes sont plus performants du fait qu'ils permettent une meilleure récupération des hydrocarbures liquides.

Note: le procédé mise en œuvre pour le champ de Rhourde-Nouss est le procédé HUDSON [4].

Chapitre III: Les Déshydratations

III.1 Séchage de gaz:

La présence d'eau entraîne différents problèmes pour les exploitants, suivants les conditions de température et de pression qui règnent dans une installation. La vapeur d'eau peut se condensée et provoquer la formation d'hydrates, se solidifier ou favoriser la corrosion, si le gaz contient des composants acides. Pour éviter ces phénomènes, il est nécessaire de réduire la teneur en eau du gaz au moyen de la technique de traitement approprié [5].

III.2 Les Hydrates:**III.2.1 Définition:**

Un hydrate est une combinaison physique de l'eau et d'autres petites molécules de gaz, produisant un solide qui a une apparence semblable à de la glace, mais de structure différente de celle-ci.

III.2.2 Structures des hydrates :

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

Il y a deux structures cristalline pour les hydrates sont:

- Les petites molécules des gaz (CH_4 , C_2H_6 , et H_2S) froments avec l'eau, un corps centré de structure cubique s'appelle (structure -I) ;
- Les grandes molécules (C_3H_8 et $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$) forment la (structure-II) avec 17 molécules d'eau par une molécule du gaz.

III.2.3 Prévention des hydrates:

La formation d'hydrates peut être évitée en se placent en d'hors 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.

Il est nécessaire pour éviter la formation des hydrates, soit de réduire la teneur en eau du gaz par une opération de séchage, soit d'utilisé des inhibiteurs [3].

III.2.3.1 Chauffage:

Pour maintenir le gaz au-dessus de la température de formation d'hydrates, une première solution particulièrement appropriée dans le cas d'une ligne de collecte de faible longueur, consiste à isoler la conduite. Si le transport est effectué sur une distance relativement importante, cette méthode en général, ne suffit pas, ou devient d'un coût prohibitif.

III.2.3.2 Réduction de pression:

L'abaissement de pression effectué à température fixée représente un des moyens pour sortir de domaine de formation des hydrates. Toute fois une détente de gaz s'accompagne généralement d'une baisse de température qui va à l'encontre de l'effet recherché.

III.2.3.3 Utilisation des 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 plus efficaces comme inhibiteurs correspondant aux cations suivants: Al^{3+} , Mg^{2+} , Ca^{2+} , Na^+ et K^+ .
- **Alcools:** Les alcools, notamment les glycols et le méthanol, sont très largement utilisés comme inhibiteurs.

Autres inhibiteurs:

- **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-éthanol amine): a été préconisé comme inhibiteur, à une concentration massique donnée (20%).
- De nouveaux types d'additifs qui sont utilisés en faible concentration, évitent la prise en masse des hydrates.

III.3 Méthodes de Déshydratation:

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

III.3.1 Séchage par refroidissement ou compression:

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

III.3.2 Séchage par absorption:

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

III.3.3 Déshydratation par membrane:

Il n'existe pas à l'heure actuelle de procédé industriel de déshydratation par membrane. La déshydratation par membrane permet de séparer des mélanges gazeux par

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

III.3.4 Déshydratation par Adsorption (cas de Rhoude Nous):

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

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

III.3.4.1 L'adsorption physique: utilisée pour le traitement de gaz, caractériser par:

- Mise en jeu des forces résiduelles de Van Der Waals.
- Elle est exothermique (dégagement de chaleur).

III.3.4.2 L'adsorption chimique: utiliser dans le domaine catalytique, caractériser par:

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

III.4 Types d'adsorbants:

La majorité d'adsorbants industriels sont capables d'adsorber les gaz ou les fluides organiques ou inorganiques mais leurs caractéristiques d'adsorption rendent chacune plus ou moins spécifique à une application particulière. Dans l'industrie de traitement de gaz, il existe différents types d'adsorbants à savoir:

III.4.1 Selica gel (SiO_2NH_2):

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

III.4.2 Charbons actifs:

Ils sont préparés à partir des matières organiques. Sont caractérisés par une porosité importante pour adsorber les hydrocarbures paraffiniques et les produits organiques. Utilisés généralement pour l'adsorption des matières organiques contenues dans les eaux usées.

III.4.3 Alumines actives (Al_2O_3):

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

III.4.4 Tamis moléculaires:

Ce sont des cristaux de zéolithe synthétique de métal alumino-silicate et leur régénération exige une température très élevée. Une large utilisation dans le domaine de déshydratation du gaz naturel [6].

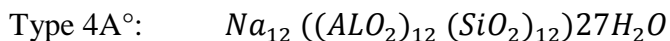
III.5 Adsorption par les tamis moléculaires (cas de Rhoude Nouss):**III.5.1 Description des tamis moléculaires:**

Les tamis moléculaires contrairement aux autres adsorbants leurs pores sont d'une précision uniforme en dimension, suivant la dimension de ces pores les molécules peuvent être facilement adsorbées, lentement adsorbées ou complètement rejetées.

Cette sélectivité de tamisage qui repose sur la taille des molécules à laquelle il a été ajouté une préférence sélective pour les molécules polaires ou polarisables, augmentée d'une haute capacité dans des larges conditions opératoires, donne aux tamis moléculaires un très haut degré de sélectivité d'adsorption.

Les tamis moléculaires sont des zéolites cristallines ayant une formule chimique de base: $M_{2/n} \cdot O \cdot Al_2O_3 \cdot xSiO_2 \cdot yH_2O$ Où M: cation de valence n.

Plusieurs espèces de zéolites sont connues, qui diffèrent dans leurs compositions chimiques, leur structure cristalline et leur propriétés d'adsorption.



Dans les deux cas l'ion de sodium peut être échangé afin de former d'autres produits utilisables.

Les avantages des tamis moléculaires:

- 1) Une dégradation lente avec le temps.
- 2) La diminution de la capacité d'adsorption avec l'augmentation de la température est moins prononcée.
- 3) Une capacité d'adsorption élevée à des concentrations faibles de l'adsorbat.
- 4) Les tamis sont plus recommandés pour la déshydrations des liquides. Par ailleurs, les tamis moléculaires présentent les avantages de pouvoir être régénéré et réutilisé d'où leur utilisation dans les installations fonctionnant en continue.

En remplaçant partiellement les cations de sodium du tamis moléculaires du type 4A° par les cations de potassium, on obtient les tamis de type 3A°.

Si le cation de substitution est le calcium et non le potassium on obtient les tamis de type 5A°.

Les tamis moléculaires de type 10X sont obtenus dans la synthèse de la zéolite de type 13X.

Le tableau suivant représente les différents types des tamis moléculaires:

Tableau III. 1: Différents types des tamis moléculaires

| Type | Diamètre des pores (Å°) | Molécules adsorbées | Applications |
|------|-------------------------|--|--|
| 3A | 3 | Molécules avec diamètre effectif $< 3\text{Å}^\circ$ H ₂ O, NH ₃ | Utilisé pour sécher les liquides polaires tels que le méthanol. |
| 4A | 4 | Molécules avec diamètre effectif $< 4\text{Å}^\circ$ CO ₂ , SO ₂ , C ₂ H ₆ | Utilisé pour le séchage des vapeurs des hydrocarbures insaturés. |
| 5A | 5 | Molécules avec diamètre effectif $< 5\text{Å}^\circ$ | Sert à séparer les paraffines normales des cycles hydrocarbonés par un processus d'adsorption sélective. |
| 10X | 8 | Isoparaffines, oléfines, C ₄ H ₁₀ molécules des diamètres effectifs $< 8\text{Å}^\circ$ | Sert à la séparation des hydrocarbures pour le séchage des gaz et la purification de l'air. |

Pour avoir si une molécule peut ou non passer à travers un port et pénétrer à l'intérieur de réseau cristallin, il faut connaître sa forme géométrique, car pour une molécule sphérique.

L'Argon par exemple, le diamètre critique est égal au diamètre effectif du tamis, alors que pour une molécule linéaire, le cas des paraffines de diamètre critique est déterminé à partir de la section de la molécule [7].

Le tableau suivant présente les dimensions critiques de certaines molécules:

Tableau III. 2: Les dimensions critiques de certaines molécules

| Molécules | Diamètre (A°) |
|-----------------------------|---------------|
| Hydrogène, Acétylène | 2,4 |
| Eau, Oxygène, CO, CO2 | 2,8 |
| Azote | 3,0 |
| Ammoniac, Hydrogène Sulfuré | 3,6 |
| Méthane | 4,0 |
| Ethylène, Oxyde D'éthylène | 4,2 |
| Ethane, Méthanol, Ethanol | 4,4 |
| Méthyle, Mercaptan | 4,5 |
| Propane, N Butane | 4,9 |
| Propylène | 5,0 |
| Toluène | 6,7 |
| Benzène | 6,8 |

Le tableau suivant représente la polarité des tamis moléculaires:

Tableau III. 3: La polarité des tamis moléculaires

| | |
|---------------------|-----------------------|
| Polarité croissante | L'eau |
| | L'ammoniac |
| | Le dioxyde de soufre |
| | L'acide de soufre |
| | Les alcynes |
| | Les alcènes |
| | Le dioxyde de carbone |
| | Les alcanes |
| | Le méthane |

III.5.2 Principe d'adsorption:

L'adsorption sur les tamis moléculaires constitue un procédé de séparation physique très efficace qui peut souvent remplacer la distillation fractionnée. Le tamis moléculaire est utilisé pour l'adsorption des molécules d'eau du gaz.

Le procédé d'adsorption le plus employé est l'adsorption dans un ballon, le gaz à déshydraté traverse un ballon rempli de tamis moléculaires en granulés. Le composé à adsorbé (l'eau) est fixé et retenue par les pores de tamis moléculaires sur une couche d'épaisseur relativement faible. Au fur et à mesure que le gaz hydraté continue d'entrer dans le ballon, cette couche sa sature en eau et le gaz finit alors de se déshydrater sur le reste du tamis moléculaire.

L'adsorption se fait à chaque instant dans une zone bien définie du lit, à l'entrée de cette zone la teneur en eau du gaz est encore à son niveau de départ, tandis qu'à la sortie, ce niveau est réduit aux spécifications du gaz traité.

Cette portion du lit (zone où se produit l'adsorption) est appelée: zone de transfert de matière (ZTM). Ce dernier est la distance que doit parcourir un gaz pour que sa concentration en H₂O chute à zéro.

A mesure que la durée d'adsorption augmente la zone de transfert de matière se déplace lentement de l'entrée vers la sortie du ballon, lorsque la partie inférieure de la ZTM atteint l'extrémité, le point de rosée du gaz traité commence à s'élever assez lentement d'abord et puis très rapidement: C'est le point de saturation, le lit est dit (saturé), et il est nécessaire de procéder à la régénération des tamis moléculaires.

L'importance de la zone de transfert de matière dépend principalement:

- 1). De la cinétique de l'adsorption de l'adsorbat.
- 2). Des caractéristiques thermodynamiques du fluide vecteur.
- 3). De la vitesse linéaire superficielle.
- 4). Des types, de la forme et de granulométrie du tamis moléculaires.
- 5). Des concentrations C_0 et C_s . [8]

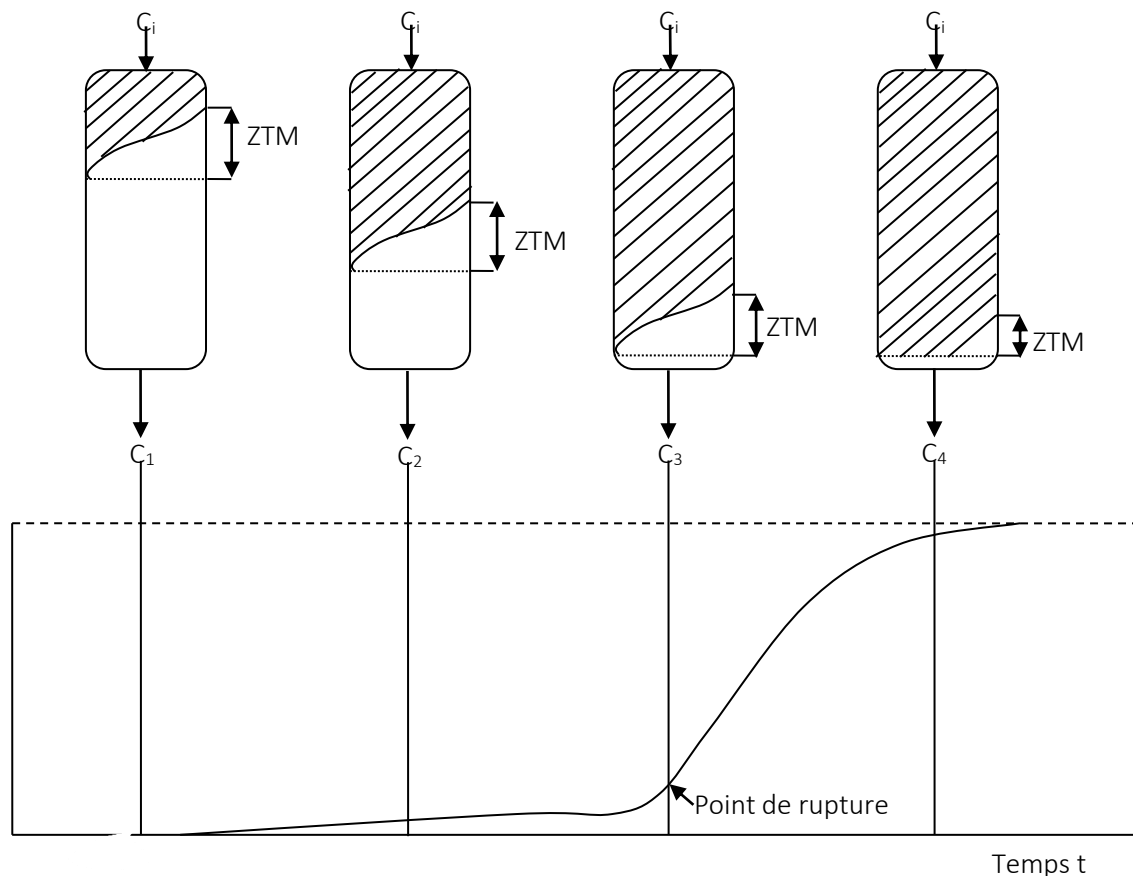


Figure III. 1: Adsorption idéale en colonne (ZTM)

III.5.3 Régénération des tamis moléculaires:

Un tamis moléculaires saturé peut retrouver sa capacité initiale par le procédé connu sous le nom de régénération. La régénération consiste à restituer au tamis moléculaires saturé sa capacité d'adsorption initiale par extraction des corps fixés dans la structure

poreuse du tamis moléculaires à la fin de la phase d'adsorption. Afin de maintenir la continuité du procédé de déshydratation, le gaz à déshydraté est dirigé vers un autre déshydrateur précédemment régénéré. Il existe dans le domaine de traitement du gaz quatre (04) méthodes de régénération à savoir:

- Régénération par chauffage (Thermal Swing).
- Régénération par dépressurisation (Pressure Swing).
- Régénération par entrainement.
- Régénération par déplacement. [7]

III.5.3.1 Régénération par chauffage (Thermal Swing) Cas de Rhoude Nous:

Cette méthode consiste à porter le déshydrateur à une température élevée, le corps adsorbé quitte la surface du tamis moléculaires et se trouve rapidement éliminé par un courant gazeux qui traverse le déshydrateur du bas vers le haut. Ce type de régénération peut être réalisé à une température de l'ordre de 200 à 300°C.

Généralement ce type de régénération est composé de trois phases:

- 1). Phase de chauffage.
- 2). Phase de refroidissement.

Généralement le cycle de régénération est lent peut prendre plusieurs heures, exemple cas de Rhourde Nous (train 70) le cycle de régénération est de 12 heures.

Tableau III. 4: Cycle d'adsorption et régénération (train 70 cas de actuel)

| Heure | 00:00 à 12:00 | 12:00 à 00:00 | 00:00 à 12:00 |
|--------------------------|---------------|---------------|---------------|
| 1 ^{ère} Sécheur | Régénération | Service | |
| 2 ^{ème} Sécheur | Service | Régénération | Service |
| 3 ^{ème} Sécheur | Service | | Régénération |

III.5.3.2 Régénération par dépressurisation (Pressure Swing):

Est basée sur la diminution de la capacité d'adsorption par abaissement de la pression, la température demeurant inchangée. Ce type de régénération est pratiquement obtenu en purgeant le déshydrateur à régénérer par une partie du gaz traité détendu à travers des vannes.

Généralement le cycle de régénération est court peut prendre quelques minutes.

III.5.3.3 Régénération par entrainement:

Cette méthode permet d'éliminer le composé adsorbé grâce à l'entrainement par un fluide non adsorbable, il est soit soluble, soit miscible. Ce procédé ne nécessite pas une variation de pression ou de température. [1]

Chapitre IV:
Description des
procédés phase A

IV.1 Description de l'unité de traitement de gaz naturel (phase A):

L'usine de traitement comprend principalement:

- Un slug Catcher (ballons séparateurs).
- Cinq trains de déshydratation de gaz et de récupération de condensat (trains 10, 20,30,40 et 70).
- Des bacs de stockage et d'expédition des condensats.
- Une station de compression et de réinjection de gaz (unité 50 et 60).

Le gaz brut alimentant l'usine, arrive des puits de production à travers 13 collecteurs, à une pression de 80 bars et une température de 50°C (environ). Le gaz transite à travers l'unité 02 (slug catcher) où il subit une première séparation dans un premier ballon de séparation (02SC01), ensuite il traverse le ballon séparateur tri phasique (02V01A/B), à travers lequel la plus grande partie du liquide est récupérée. L'eau est soutirée du fond du 02 V01B et est transférée vers l'unité 85 (traitement des eaux huileuse).

- Le gaz sortant du ballon (haut) aliment les autres train (cote haut pression HP).
- Le liquide (hydrocarbure liquide) passe à travers les filtres S01A/B/C afin d'éliminer les impuretés et les particules, ensuite alimente les trains (côté basse pression « BP »).

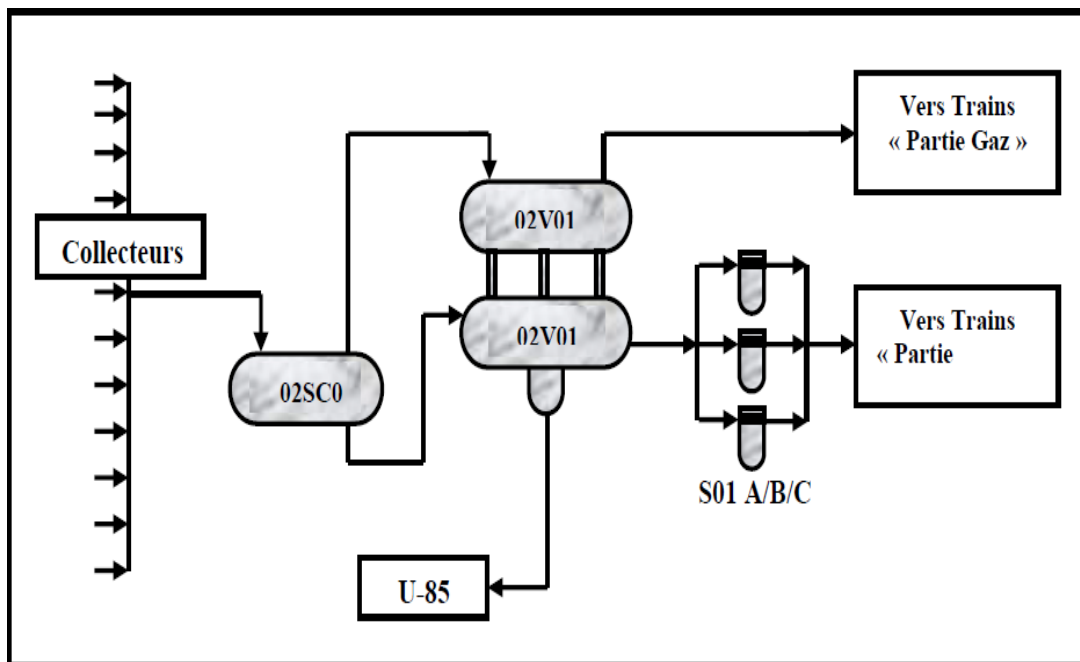


Figure IV. 1: Schéma simplifié de l'unité 02

IV.1.1 Description des unités 10/20/30 et 40:

Les trains de traitement 10/20/30 et 40 sont identiques. Le train 10 travaille en parallèle avec les unités 20,30 et 40. En refroidissant le gaz les hydrocarbures lourds se condensent.

La condensation des hydrocarbures lourds dans l'usine est réalisée en refroidissant le gaz riche en condensat.

Le gaz naturel est refroidi par détente dans le Turbo-Expander en atteignant des températures basses et par conséquent en produisant de liquide.

En outre le Turbo-Expander fournit de l'énergie mécanique qui est exploitée pour comprimer le gaz traité. Ensuite, le condensat est fractionné dans une colonne de stabilisation qui produit, en fond la gazoline dont la tension de vapeur est conforme aux spécifications.

La chaleur nécessaire pour rebouillir la colonne est produite par le four qui chauffe un courant de gazoline.

L'unité produit deux courants de gaz:

- Le gaz léger est comprimé au niveau du compresseur couplé au Turbo-Expander jusqu'à la pression de l'aspiration de la station de Boosting (unité 50).
- Le gaz lourd qui contient des hydrocarbures plus lourds, est comprimé par des compresseurs centrifuges à la pression d'aspiration de la station de Boosting.

Deux systèmes de déshydratation de gaz sont prévus au niveau de l'unité: le premier est conçu pour le gaz à haute pression et le deuxième pour le gaz à basse pression.

La déshydratation se fait par des tamis moléculaires qui une fois terminée la période d'absorption passe à la régénération

Dans les points les plus froids de l'unité, on prévoit la possibilité d'injecter en discontinu le méthanol pour éliminer les éventuelles accumulations d'hydrates qui pourrait se former.

IV.1.2 Description d'unité 70:

La cinquième installation de traitement de gaz est similaire aux quatre autres trains de la phase A, sauf que le condensat récupéré n'est pas stabilisé dans le cinquième train mais envoyé vers les unités de stabilisation du condensat des quatre premiers trains.

L'objectif de l'unité est de séparer et récupérer les condensats dissous dans le gaz brut en utilisant un procédé de turbo-expansion jumelé à une vanne Joule Thomson.

Le gaz libéré de ses condensats est mélangé au gaz des quatre trains puis envoyé, via les compresseurs de gaz de vent existants, vers l'usine de GPL pour récupérer le GPL dissous.

Le condensat récupéré tout comme ses gaz lourds produits, sont dirigés vers les quatre premiers trains pour traitement.

La formation d'hydrates est contrôlée aussi par l'injection de méthanol sur la ligne qui arrive à E-02. Les condensats obtenus par cette pré réfrigération sont séparés dans le séparateur V-01 et sont envoyés au séparateur V-06 avec les liquides obtenus en V-05 et ceux venant du ballon séparateur V-01B (unité 02). L'eau est accumulée sur le fond de V-01 et envoyée vers l'unité U-85.

b) Déshydratation de gaz:

Deux unités de déshydratation de gaz sont prévues dans les trains (10/20/30/40) : La première est destinée au gaz à haute Pression provenant du ballon V-01 et la deuxième au gaz à basse Pression provenant du ballon V-07.

Le gaz brut est séché dans les sécheurs A-010 A/B/C dont deux en adsorption et l'autre en régénération. Ils fonctionnent en parallèle. Chacun de ces sécheurs contient un lit de tamis moléculaires.

Le gaz lourd est séché dans les sécheurs A-01 A/B/C. Chacun de ces sécheurs contient des tamis moléculaires. Une fois la période d'adsorption terminée, les adsorbants passent en régénération d'une manière automatique.

Vu que le train 70 comprend que la section HP, une seule section de séchage a été prévue correspondant à celle du gaz brut.

c) Régénération des sécheurs:

Les sécheurs du gaz brut ainsi que ceux du gaz lourd sont dotés d'un système de régénération de tamis moléculaires commun. Le gaz nécessaire à la régénération est constitué de gaz sec traité et prélevé à la sortie de l'échangeur E-02 à 22 bars. Après être réchauffé dans le four F-01 jusqu'à 288 °C, le gaz de régénération est divisé pour alimenter les deux sections de déshydratation [4].

Un débit de 10 000 Sm³/h est nécessaire pour régénérer les sécheurs utilisés pour le gaz brut et 3 000 Sm³/h pour la régénération des sécheurs du gaz lourd. Le gaz de chauffage saturé en eau sortant du sécheur traverse les aéroréfrigérants EA-01 A/B/C puis le séparateur V-02.

Le liquide est acheminé vers l'unité des eaux huileuses et le gaz vers la section fuel gaz.

La quantité du gaz nécessaire pour régénérer le tamis du train 70 est de 35 420 Sm³/h.

Ce débit de gaz sec alimente les bas des sécheurs à une pression de 73.5 bars.

Le gaz de régénération saturé en eau est renvoyé vers l'échangeur E-02 après recompression jusqu'à une pression de 77 bars. Tandis qu'au niveau du train 70 il n'y a pas de recyclage du gaz de régénération. Ce dernier est réinjecté directement avec le nouveau gaz brut à déshydrater (un circuit semi fermé). (Figure IV.2)

La régénération du tamis moléculaire se fait en deux phases:

- **Phase de chauffage:**

Le gaz sec provenant des sécheurs fonctionnant en mode d'adsorption est introduit dans un four pour augmenter la température du courant gazeux jusqu'à 288 °C. Ce gaz chaud et sec est introduit par le bas du sécheur pour désorber l'eau contenue dans le tamis moléculaire.

- **Phase refroidissement:**

Cette phase est réalisée avec le même gaz sec mais sans le faire passer par le four.

- **Temps des pas des séquences de régénération (mn) cas de train 70:**

Le choix de la direction du courant gazeux lors du cycle adsorption/régénération s'effectue de la manière suivante:

- ➔ Phase d'adsorption: du haut en bas (gaz brut).
- ➔ Phase de dépressurisation: de haut en bas (gaz sec).
- ➔ Phase chauffage.
- ➔ Phase de refroidissement: de bas en haut (gaz sec).
- ➔ Phase de pressurisation: de haut en bas (gaz brut).

d) Condensation à basse température par Turbo-Expander:

Le gaz déshydraté est filtré en S-02 A/B la chute de pression dans le filtre est contrôlée par l'indicateur de pression différentielle PD-16.

L'analyseur AR01 mesure le pourcentage d'humidité qui réside dans le gaz déshydraté.

Le gaz subit ensuite un refroidissement sous un train d'échange constitué de deux échangeurs E-01 et E-03. Le premier est refroidit par le gaz sortant du Turbo-Expander, le second par le liquide de condensation de Turbo-Expander.

La température à la sortie de l'échangeur, est réglée par TRC11 qui peut by passer le liquide froid de l'échangeur E-03. Ainsi, le gaz riche est refroidi à environ 8 °C en produisant une certaine quantité de condensât qui est séparé en V-03. Le gaz de séparateur V-03 alimente directement le Turbo-Expander TK-01 à la pression de 72 bars et à température de 8 °C.

Le Turbo-Expander TK-01 (compresseur-détendeur) réalise une chute de pression d'environ 20 bars en refroidissant à -12 °C et en produisant une grande partie de gazoline.

Le mélange bi phasique est séparé dans le ballon V-04, le gaz froid sortant de ce ballon cède ses frigories au gaz entrant au train à travers l'échangeur E-01, ensuite E-02 avant d'être comprimé au niveau du Turbo-Expander où il aura une pression de 56 bars. Ce dernier alimente l'unité de compression (U-50).

Le liquide froid (HC liquides) récupéré au niveau du ballon V-04, cède ses frigories au niveau de l'échangeur E-03 puis au niveau de l'échangeur E-07 ensuite entre dans le ballon V-05 avant d'être mélangé avec les liquides venant du ballon 02SC-01 et du ballon V-01.

Le mélange aura lieu au niveau du mélangeur L-01 qui alimente le ballon V-06.

Actuellement, l'échangeur E-07 est by-passé, mais il sera mis en service lorsque la température après les aéroréfrigérants EA-03 A/B/C dépasse 55 °C.

IV.1.3.2 Partie basse pression (BP):

Afin de stabiliser le condensât, le liquide sera chauffé dans l'échangeur E-06 où il aura une température de 62 °C avant de passer dans le ballon séparateur V-08. Au moyen des pompes P-01 A/B, le condensât non stabilisé est pompé du ballon V-08 vers la colonne de stabilisation C-01, en passant par les filtres S-05 A/B (pour éliminer les impuretés) ensuite par le coalesceur S-04 (pour éliminer l'eau). Une partie du condensât passe par l'échangeur E-05 pour avoir une température de 162°C, alimente la colonne C-01 comme alimentation chaude au niveau du 20^{ème} plateau, et l'autre partie alimente directement la colonne au niveau du 13^{ème} plateau en tant qu'alimentation froide, une partie du condensât

est aspirée du fond de la colonne au moyen des pompes P-03 A/B/C (deux en service et une en stand-by) et est pompée vers le four F-02 où elle sera chauffée jusqu'à une température de 230 °C pour être envoyée vers la colonne (rebouillage). Les vapeurs de tête sont refroidies par les aéro-réfrigérants EA-03 A/B/C ensuite par l'échangeur E-07 avant de passer dans le ballon V-09 (ballon de reflux).

Le liquide du ballon V-09 est aspiré par les pompes P-02 A/B et est refoulé sur le 1^{er} plateau en tant que reflux froid.

Les gaz récupérés au niveau des ballons V-05, V-06, V-08 et V-09 et de coalesceur S-04, sont collectés et envoyés vers le ballon V-07 (ballon de gaz lourd).

Le gaz sortant du V-07 à travers une section de déshydratation constituée de trois sécheurs à tamis moléculaires, dont l'un en adsorption, le 2^{ème} en régénération et le 3^{ème} en stand-by.

La teneur en eau dans le gaz déshydraté ne doit pas dépasser 1 ppm. Ce gaz passe ensuite par les filtres S-03A/B afin d'éliminer les particules du tamis entraînés avant d'être envoyé vers l'unité de compression (U-50).

Le condensât stabilisé soutiré du fond de la colonne est refroidi par l'échangeur E-05, ensuite par l'échangeur E-06, ensuite par les aéro-réfrigérants EA-02 A/B/C et enfin par l'échangeur E-04 A/B où le condensât aura une température de 35 °C.

Le condensât stabilisé sortant des trains ($TVR \leq 10$ PSI et densité $\approx 0,73$) est collecté puis envoyé vers l'unité U-83 (stockage).

Au niveau de 5eme train (train 70), la section de stabilisation du condensât n'existe pas, où le condensât non stabilisé récupéré dans le ballon V-06 ainsi que le gaz lourd sont partagés travers les quatre trains. (Voir l'annexe)

IV.1.3.3 Unité de stockage (U-83):

Le condensât stabilisé provenant des trains 10/20 /30 et 40 est envoyé vers les bacs de stockage 83-T01 A/B/C: les 83T-01 A/B/C sont des bacs identiques, à toit flottant, d'une capacité de 12500 m³ chacun.

Le condensât est expédié à travers les pompes 83P-01 A/B/C qui aspirent des bacs et alimentent l'oléoduc.

Il est possible d'envoyer vers les bacs 83T-01 A/B/C du condensât stabilisé provenant de l'unité 02 (condensât off-spec), ainsi de l'expédier directement à travers les pompes 02 P-05A/B en le mélangeant avec le condensât on-spec [4].

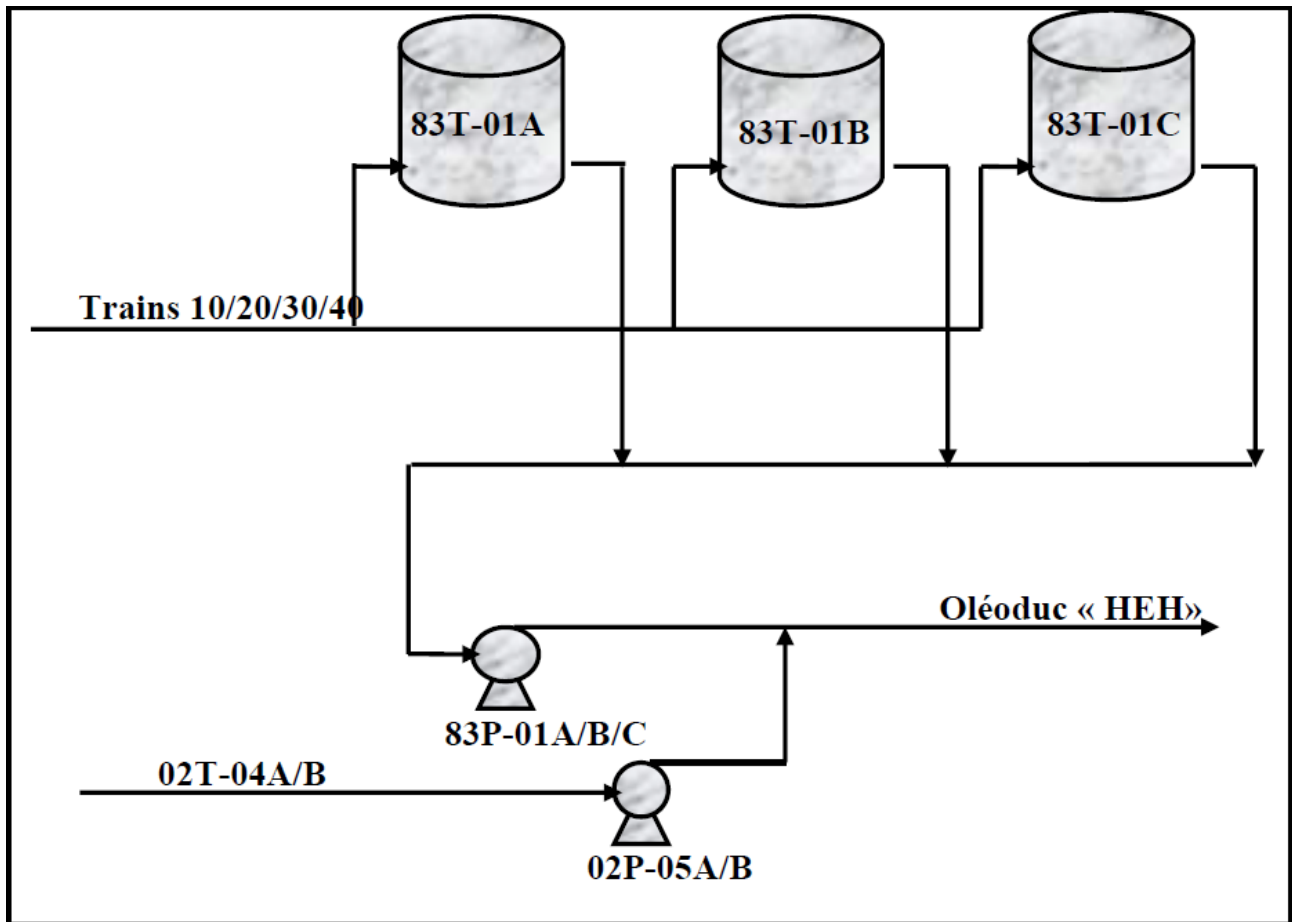


Figure IV. 3: Schéma de l'unité de stockage du condensat

PARTIE
PRATIQUE

V.1 Introduction:

La mise en service de la nouvelle usine d'extraction de GPL en 1999 avait conduit à l'augmentation du débit de gaz à traiter par l'usine de la phase A (de 40 million Sm³/jour à 50 million Sm³/ jour).

Ceci avait été atteint par l'ajout d'un 5ème train de traitement comportant une section de déshydratation du gaz brut pour éviter la formation des hydrates.

Au cours du refroidissement, le gaz doit passer par les sécheurs, ces derniers vont diminuer la teneur en eau dans le gaz de 75 ppm à l'entrée jusqu'à une valeur inférieure de 1 ppm à la sortie.

Les spécifications étaient devenues plus exigeantes et plus particulièrement, celles concernant la teneur en eau admissible qui devrait être inférieure à (1 ppm).

Pour cela, des modifications sur les sections de déshydratation existantes ont été entreprises:

- Trois ballons de séchage de taille adéquate pour le gaz brut ont été installés A-010 A/B/C.
- Le gaz lourd était dévié pour passer à travers les 03 anciens sécheurs A-01 A/B/C.

V.2 Problématique:

Dans le cas de train 70 de l'usine de traitement et recyclage du gaz naturel PHASE A de la Région de Rhourde Nous, depuis sa mise en service début de l'année 1999, cette unité s'est trouvée confrontée à de sérieux problèmes dont l'un des plus importants se situe dans la zone de déshydratation.

Une attention particulière doit être accordée à cette section névralgique devant fonctionner dans des conditions normales pour éviter la formation d'hydrates dans la zone la plus froide où la température atteint -55°C . Les conséquences de ces bouchages provoquent des arrêts d'unité avec pertes de production considérables.

Identification du problème:

A travers l'historique du fonctionnement des unités de séchage, nous avons constaté une dégradation rapide des tamis utilisés dans le train 70 et cela peut provenir des causes suivantes:

- Entraînement des liquides vers les sécheurs (mauvaise séparation).
- Pas d'analyse laboratoire gaz ballon V-01 (Ballon piège liquide) vers sécheurs.

V.3 But de travail:

L'objectif principale de notre étude est l'optimisation des paramètres de marche de la section déshydratation train 70 à la phase A, Rhourde Nous.

V.4 Introduction à la simulation:**V.4.1 Définition la simulation:**

[La simulation informatique ou numérique désigne l'exécution d'un programme informatique sur un ordinateur ou réseau en vue de simuler un phénomène physique réel et complexe (par exemple : chute d'un corps sur un support mou, résistance d'une plateforme pétrolière à la houle, fatigue d'un matériau sous sollicitation vibratoire, usure d'un roulement à billes...). Les simulations numériques scientifiques reposent sur la mise en œuvre de modèles théoriques utilisant souvent la technique des éléments finis. Elles sont donc une adaptation aux moyens numériques de la modélisation mathématique, et servent à étudier le fonctionnement et les propriétés d'un système modélisé ainsi qu'à en prédire son évolution. On parle également de calcul numérique. Les interfaces graphiques permettent la visualisation des résultats des calculs par des images de synthèse.

Ces simulations informatiques sont rapidement devenues incontournables pour la modélisation des systèmes naturels en physique, chimie et biologie, mais également des systèmes humains en économie et en science sociale. Elles permettent de limiter le risque et d'éviter le coût d'une série d'épreuves réelles (ex: essais de véhicules). Elles peuvent offrir un aperçu sur le développement d'un système trop complexe pour simuler avec de simples formules mathématiques (ex: ouragan)¹.

La simulation numérique est utilisée pour:

- Prévoir l'état final d'un système connaissant son état initial (problème direct).
- Déterminer les paramètres d'un système connaissant un ou plusieurs couples (état initial - état final) (problème inverse).
- Préparer des opérateurs à des conditions plus ou moins rares dans leur interaction avec un système complexe (simulation d'entraînement).

Les logiciels de simulation utilisés sont de plus en plus nombreux. Parmi Les plus connus dans le domaine du génie chimique, le logiciel HYSYS PROCESS.

V.4.2 Définition le simulateur de calcul HYSYS:

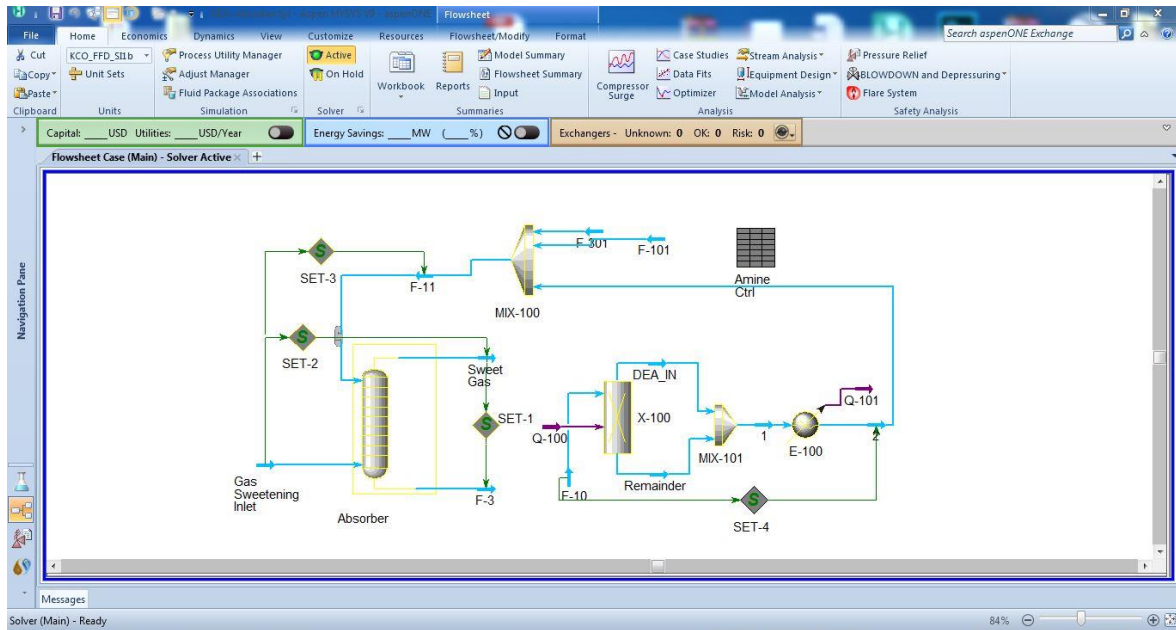


Figure V. 1: Interface du programme HYSYS v9.0

HYSYS est un programme interactif de génie et de simulation de processus. C'est un puissant logiciel de simulation de plantes chimiques et de raffineries de pétrole. Il comprend des outils pour l'estimation des propriétés physiques et de l'équilibre phase-phase liquide-vapeur, les soldes chaleur et matériaux et la simulation de nombreux types d'équipements d'ingénierie chimique.

En tant que logiciel convivial développé par Hyprotech, le package combine une régression complète des données, un accès à la base de données thermodynamiques (TRC, DIPPR, DDB, API, PDS) et la technologie de distillation Mayflower pour permettre la conception et l'analyse des systèmes de séparation, Y compris la distillation azeotropique et extractive et les systèmes de phase liquide non idéale, hétérogène et à phase liquide multiple.

Bien que ce logiciel soit convivial, des efforts considérables doivent être déployés pour le maîtriser. HYSYS, qui repose sur des technologies éprouvées avec plus de 25 ans d'expérience, fournissant des outils de simulation de processus aux industries du pétrole et du gaz et du raffinage. Il fournit une solution de modélisation de processus intuitive et interactive qui permet aux ingénieurs de créer des modèles stables et dynamiques pour la conception de l'usine, la surveillance des performances, le dépannage, l'amélioration opérationnelle, la planification d'entreprise et la gestion d'actifs.

Des programmes comme HYSYS étaient généralement utilisés pour concevoir un processus complet aussi complètement et avec précision que possible. Contrairement à Aspen, HYSYS n'attend pas la saisie de tout avant de commencer les calculs. Il calcule toujours autant qu'il le peut à tout moment et les résultats sont toujours disponibles, même pendant les calculs. Toute modification d'une donnée se propage automatiquement dans tout le programme jusqu'à l'endroit où cette entrée apparaît et tous les recalculs nécessaires sont effectués instantanément.

Il a tendance à être beaucoup plus facile d'attraper des erreurs de cette façon lorsque nous construisons notre simulation.

V.4.3 HYSYS caractéristiques:

Afin de fonctionner avec une efficacité maximale et fournir les connaissances et les connaissances nécessaires, un outil de modélisation en régime permanent doit combiner la facilité d'utilisation avec un pouvoir d'ingénierie robuste. HYSYS fournira les fonctionnalités suivantes:

V.4.3.1 Environnement Windows facile à utiliser:

Process Flow Diagram, les PFD fournissent une représentation graphique claire et concise de la feuille de calcul du processus, y compris les fonctionnalités de productivité telles que la coupe, la copie, la pâte, la connexion automatique et l'organisation de gros cas dans les sous-flux.

V.4.3.2 Fondation complète de la thermodynamique:

Assure un calcul précis des propriétés physiques, des propriétés de transport et du comportement de phase pour les industries du pétrole et du gaz et du raffinage. Contient une vaste base de données de composants et la possibilité d'ajouter des composants utilisateur.

V.4.3.3 Conformité Active X (OLE Automation):

Permet l'intégration d'opérations unitaires créées par l'utilisateur, d'expressions cinétiques de réaction exclusives et de packages de propriétés spécialisées. Interfaces facilement avec des programmes tels que Microsoft Excel et Visual Basic.

V.4.3.4 Opérations globales de l'unité:

Comprend la distillation, les réactions, les opérations de transfert de chaleur, l'équipement rotatif et les opérations logiques dans l'environnement en régime permanent et dynamique. Éprouvé pour fournir des résultats réalistes de qualité et gérer diverses situations telles que la vidange des navires ou le débordement et l'écoulement inverse.

V.4.3.5 Conception et évaluation détaillées de l'échangeur de chaleur:

Les utilisateurs peuvent éventuellement se lier à des outils rigoureux de conception et de calibrage de l'échangeur de chaleur, tels que TASC™ (échangeurs de coquilles et tubes), MUSE™ (échangeurs multi-pass) et ACOL™ (refroidisseurs d'air). Cela fournit aux utilisateurs plus de rigueur si nécessaire sans quitter l'environnement HYSYS.

V.4.3.6 Évaluation économique des modèles de processus:

Les modèles de simulation peuvent être exportés vers Aspen Icarus Process Evaluator™ ou Aspen Icarus Project Manager™ pour l'évaluation économique et la gestion de projets de processus. La technologie Aspen Icarus™ est utilisée pour exécuter le fonctionnement de l'unité et le coût de l'équipement et des installations de traitement dans l'ensemble du site.

V.4.3.7 Travail d'ingénierie avant-gardiste:

Les modèles de simulation HYSYS peuvent être exportés vers Aspen Zyqad™ afin de rationaliser le processus de travail d'ingénierie avant-gardiste. L'utilisation de Aspen Zyqad tout au long de ce processus entraîne une efficacité accrue de l'ingénierie, une qualité et une réduction du temps de cycle du projet.

V.4.4 Avantages à l'aide de HYSYS:

HYSYS aide les industries à améliorer la productivité et la rentabilité tout au long du cycle de vie de l'usine. Les puissants outils de simulation et d'analyse, les applications en temps réel et l'approche intégrée des solutions d'ingénierie dans HYSYS permettent aux entreprises d'améliorer les conceptions, d'optimiser la production et d'améliorer la prise de décision. Certains des principaux avantages commerciaux offerts par HYSYS sont énumérés ci-dessous:

V.4.4.1 Évalue l'efficacité du processus, la sécurité et les modèles de processus améliorés:

Les ingénieurs peuvent évaluer rapidement le design le plus rentable, le plus sûr et le plus sûr. On estime que les changements de conception sur place effectués au cours de la mise en service représentent 7% du coût en capital d'un projet. HYSYS permet aux ingénieurs d'évaluer l'impact de leurs décisions de conception plus tôt dans le projet. Pour les nouvelles conceptions, HYSYS permet aux utilisateurs de créer des modèles rapidement pour évaluer de nombreux scénarios. L'environnement interactif permet des études simples de «quoi-faire» et une analyse de sensibilité. En utilisant de puissants outils de simulation et d'analyse, HYSYS peut nous aider à améliorer la conception, optimiser la production et améliorer la prise de décision.

V.4.4.2 Surveillance du rendement de l'équipement:

Assurer une performance optimale de l'équipement, révéler les sources de problèmes de processus et les éliminer. HYSYS permet aux utilisateurs de déterminer rapidement si l'équipement est en-dessous des spécifications. Par exemple, les ingénieurs qui dépannent ou améliorent les opérations de l'usine utilisent HYSYS pour évaluer les défauts de l'équipement tels que l'encrassement des échangeurs de chaleur, les inondations des colonnes, le compresseur et l'efficacité de séparation. HYSYS vous permet également de concevoir des stratégies de contrôle améliorées et d'évaluer leurs avantages avant de modifier le processus réel.

V.4.4.3 Réduction des coûts d'ingénierie:

Évitez la réintroduction de données manuelle et erronée en simulant avec HYSYS. Le processus réduit les coûts d'ingénierie en créant des modèles qui peuvent être exploités tout au long du cycle de vie de l'usine, du design conceptuel à la conception, à la notation, à la formation et à l'optimisation, offrant un environnement de travail qui garantit que le travail est terminé rapidement et efficacement. Cela évite le processus manuel qui consiste à transférer, à formater et à analyser des données de production et de processus qui peuvent représenter jusqu'à 30% des horaires manuels d'ingénierie. [9]

V.5 Vérification cas de design

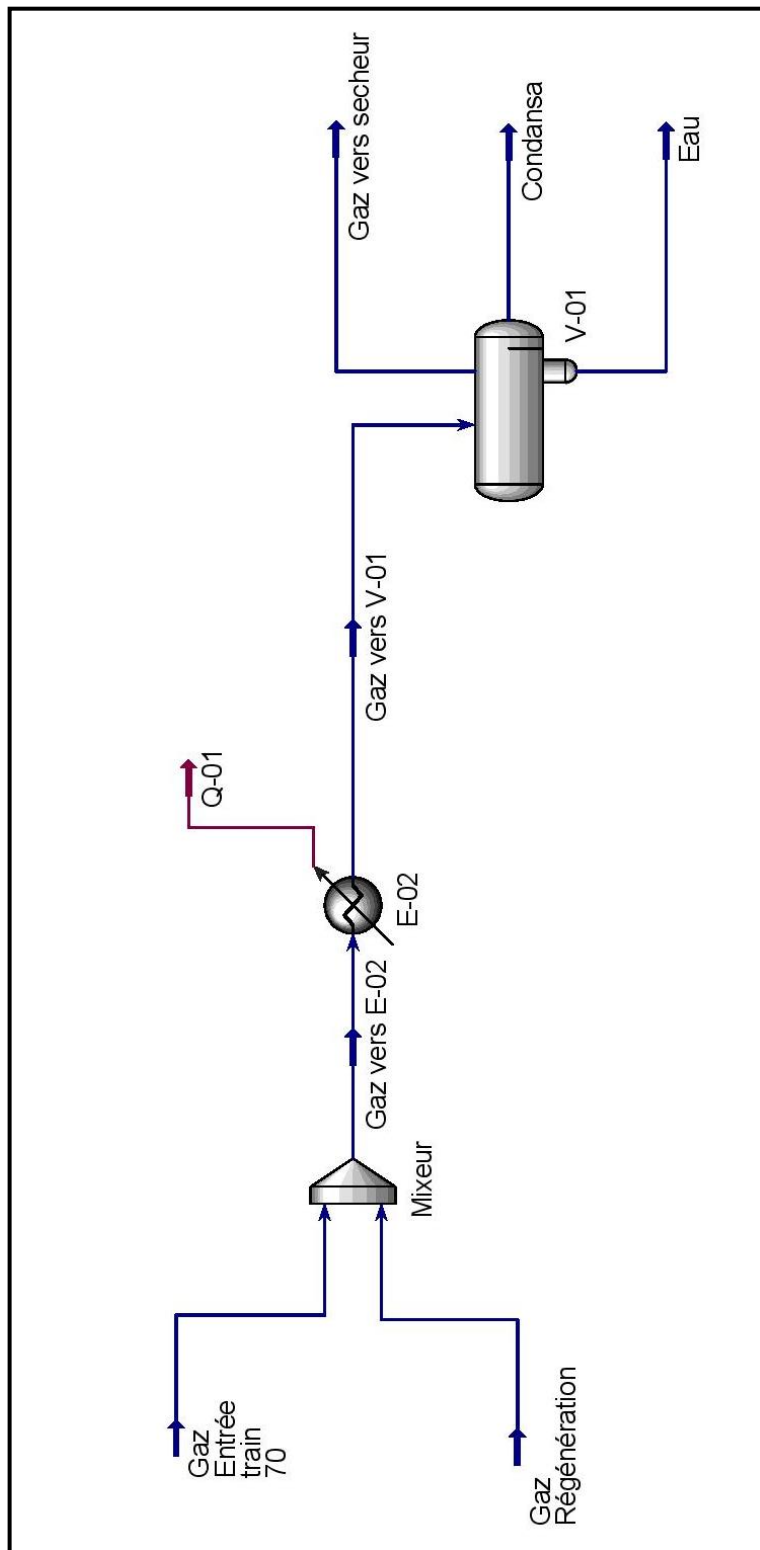


Figure V. 2: Simulation de la section des déshydratation

V.5.1 Données de design:

V.5.1.1 Gaz entrée train 70:

Tableau V. 1: Gaz entrée train 70

| Grandeur | unité | Valeur |
|------------------|----------|----------|
| Pression | Bar | 80 |
| Température | °C | 55 |
| Débit | kgmole/h | 18414.61 |
| N ₂ | kgmole/h | 102.41 |
| CO ₂ | kgmole/h | 78.33 |
| Méthane | kgmole/h | 15890.02 |
| Ethane | kgmole/h | 1334.14 |
| Propane | kgmole/h | 472.24 |
| i-Butane | kgmole/h | 120.42 |
| n-Butane | kgmole/h | 136.29 |
| i-Pentane | kgmole/h | 82.73 |
| n-Pentane | kgmole/h | 49.87 |
| n-Hexane | kgmole/h | 52.25 |
| n-Heptane | kgmole/h | 21.92 |
| n-Octane | kgmole/h | 13.46 |
| n-Nonane | kgmole/h | 6.91 |
| n-Decane | kgmole/h | 3.39 |
| n-C11 | kgmole/h | 1.61 |
| n-C12 | kgmole/h | 0.78 |
| n-C13 | kgmole/h | 0.29 |
| n-C14 | kgmole/h | 0.11 |
| n-C15 | kgmole/h | 0.06 |
| n-C16 | kgmole/h | 0.01 |
| H ₂ O | kgmole/h | 47.37 |

V.5.1.2 Gaz de régénération:

Tableau V. 2: Gaz de régénération

| Grandeur | unité | Valeur |
|------------------|----------|---------|
| Pression | Bar | 78 |
| Température | °C | 62 |
| Débit | kgmole/h | 1502.11 |
| N ₂ | kgmole/h | 8.36 |
| CO ₂ | kgmole/h | 6.37 |
| Méthane | kgmole/h | 1297.23 |
| Ethane | kgmole/h | 108.80 |
| Propane | kgmole/h | 38.43 |
| i-Butane | kgmole/h | 9.77 |
| n-Butane | kgmole/h | 11.04 |
| i-Pentane | kgmole/h | 6.65 |
| n-Pentane | kgmole/h | 4.00 |
| n-Hexane | kgmole/h | 4.10 |
| n-Heptane | kgmole/h | 1.65 |
| n-Octane | kgmole/h | 0.93 |
| n-Nonane | kgmole/h | 0.41 |
| n-Decane | kgmole/h | 0.16 |
| n-C11 | kgmole/h | 0.05 |
| n-C12 | kgmole/h | 0.02 |
| n-C13 | kgmole/h | 0.00 |
| n-C14 | kgmole/h | 0.00 |
| n-C15 | kgmole/h | 0.00 |
| n-C16 | kgmole/h | 0.00 |
| H ₂ O | kgmole/h | 4.12 |

V.5.1.3 Gaz totale (Gaz entrée train 70 + Gaz régénération):

Tableau V. 3: Gaz totale (Gaz entrée train 70 + Gaz régénération)

| Grandeur | unité | Valeur |
|------------------|----------|----------|
| Pression | Bar | 77 |
| Température | °C | 40 |
| Débit | kgmole/h | 19916.72 |
| N ₂ | kgmole/h | 110.77 |
| CO ₂ | kgmole/h | 84.70 |
| Méthane | kgmole/h | 17187.25 |
| Ethane | kgmole/h | 1442.94 |
| Propane | kgmole/h | 510.67 |
| i-Butane | kgmole/h | 130.19 |
| n-Butane | kgmole/h | 147.33 |
| i-Pentane | kgmole/h | 89.38 |
| n-Pentane | kgmole/h | 53.87 |
| n-Hexane | kgmole/h | 56.35 |
| n-Heptane | kgmole/h | 23.57 |
| n-Octane | kgmole/h | 14.40 |
| n-Nonane | kgmole/h | 7.32 |
| n-Decane | kgmole/h | 3.56 |
| n-C11 | kgmole/h | 1.67 |
| n-C12 | kgmole/h | 0.80 |
| n-C13 | kgmole/h | 0.30 |
| n-C14 | kgmole/h | 0.11 |
| n-C15 | kgmole/h | 0.06 |
| n-C16 | kgmole/h | 0.01 |
| H ₂ O | kgmole/h | 51.49 |

V.5.2 Vérification cas design (Gaz vers sécheurs):

Tableau V. 4: Vérification cas design (Gaz vers sécheurs)

| Grandeur | unité | valeur (Cas de design) | valeur (Cas de design simuler) | valeur (% écart) |
|------------------|----------|------------------------|--------------------------------|------------------|
| Pression | Bar | 77.00 | 77.00 | 0.0 |
| Température | °C | 40.0 | 40.0 | 0.0 |
| Débit | kgmole/h | 19863.7800 | 19863.7800 | 0.0 |
| N ₂ | kgmole/h | 110.7500 | 110.7484 | 0.0 |
| CO ₂ | kgmole/h | 84.6200 | 84.6247 | 0.0 |
| Méthane | kgmole/h | 17179.6800 | 17179.6487 | 0.0 |
| Ethane | kgmole/h | 1440.9000 | 1440.8902 | 0.0 |
| Propane | kgmole/h | 508.9700 | 508.9620 | 0.0 |
| i-Butane | kgmole/h | 129.3900 | 129.3885 | 0.0 |
| n-Butane | kgmole/h | 146.1800 | 146.1771 | 0.0 |
| i-Pentane | kgmole/h | 88.1100 | 88.1027 | 0.0 |
| n-Pentane | kgmole/h | 52.9300 | 52.9338 | 0.0 |
| n-Hexane | kgmole/h | 54.2600 | 54.2616 | 0.0 |
| n-Heptane | kgmole/h | 21.8000 | 21.8029 | 0.0 |
| n-Octane | kgmole/h | 12.3100 | 12.3037 | 0.1 |
| n-Nonane | kgmole/h | 5.4500 | 5.4500 | 0.0 |
| n-Decane | kgmole/h | 2.1200 | 2.1195 | 0.0 |
| n-C11 | kgmole/h | 0.7000 | 0.7014 | -0.2 |
| n-C12 | kgmole/h | 0.2300 | 0.2304 | -0.2 |
| n-C13 | kgmole/h | 0.0500 | 0.0457 | 8.6 |
| n-C14 | kgmole/h | 0.0100 | 0.0085 | 15.0 |
| n-C15 | kgmole/h | 0.0000 | 0.0000 | / |
| n-C16 | kgmole/h | 0.0000 | 0.0000 | / |
| H ₂ O | kgmole/h | 25.3300 | 25.3270 | 0.0 |

Interprétation des résultats:

D'après ce tableau, nous remarquons que les résultats du cas design simulée sont proches aux résultats du cas design, donc on peut dire que le modèle utilisé par notre simulateur nous donne des résultats satisfaisants et peut être généralisé pour étudier le cas optimisé.

V.6 Vérification cas actuelle:**V.6.1 Données actuelles:****V.6.1.1 Gaz vers E-02:***Tableau V. 5: Gaz vers E-02*

| Grandeur | unité | valeur |
|------------------|--------------------|---------------|
| Pression | Bar | 74.00 |
| Température | °C | 35.0 |
| Débit | Nm ³ /j | 10200000.0000 |
| N ₂ | kgmole/h | 116.0435 |
| CO ₂ | kgmole/h | 95.5653 |
| Méthane | kgmole/h | 16471.7364 |
| Ethane | kgmole/h | 1484.4851 |
| Propane | kgmole/h | 397.4302 |
| i-Butane | kgmole/h | 92.3418 |
| n-Butane | kgmole/h | 98.7887 |
| i-Pentane | kgmole/h | 43.0423 |
| n-Pentane | kgmole/h | 28.2524 |
| n-Hexane | kgmole/h | 39.6292 |
| n-Heptane | kgmole/h | 27.8732 |
| n-Octane | kgmole/h | 5.8780 |
| n-Nonane | kgmole/h | 34.5097 |
| n-Decane | kgmole/h | 4.7403 |
| n-C11 | kgmole/h | 14.9795 |
| n-C12 | kgmole/h | 4.5507 |
| n-C13 | kgmole/h | 0.9481 |
| n-C14 | kgmole/h | 0.3792 |
| n-C15 | kgmole/h | 0.1896 |
| n-C16 | kgmole/h | 0.0000 |
| H ₂ O | kgmole/h | 40.0000 |

V.6.2 Vérification cas actuelle simulée (Gaz vers Ballon V-01):

Tableau V. 6: Vérification cas actuel simulée (Gaz vers Ballon V-01)

| Grandeur | unité | valeur |
|------------------|--------------------|---------------|
| Pression | Bar | 77.00 |
| Température | °C | 30.0 |
| Débit | Nm ³ /j | 10200000.0000 |
| N ₂ | kgmole/h | 116.0435 |
| CO ₂ | kgmole/h | 95.5653 |
| Méthane | kgmole/h | 16471.7364 |
| Ethane | kgmole/h | 1484.4851 |
| Propane | kgmole/h | 397.4302 |
| i-Butane | kgmole/h | 92.3418 |
| n-Butane | kgmole/h | 98.7887 |
| i-Pentane | kgmole/h | 43.0423 |
| n-Pentane | kgmole/h | 28.2524 |
| n-Hexane | kgmole/h | 39.6292 |
| n-Heptane | kgmole/h | 27.8732 |
| n-Octane | kgmole/h | 5.8780 |
| n-Nonane | kgmole/h | 34.5097 |
| n-Décane | kgmole/h | 4.7403 |
| n-C11 | kgmole/h | 14.9795 |
| n-C12 | kgmole/h | 4.5507 |
| n-C13 | kgmole/h | 0.9481 |
| n-C14 | kgmole/h | 0.3792 |
| n-C15 | kgmole/h | 0.1896 |
| n-C16 | kgmole/h | 0.0000 |
| H ₂ O | kgmole/h | 40.0000 |

V.6.3 Vérification cas actuelle simulée (Gaz vers sécheurs):

Tableau V. 7: Vérification cas actuel simulée (Gaz vers sécheurs)

| Grandeur | unité | valeur |
|------------------|--------------------|------------|
| Pression | Bar | 77.00 |
| Température | °C | 30.0 |
| Débit | Nm ³ /j | 18807.4746 |
| N ₂ | kgmole/h | 115.8974 |
| CO ₂ | kgmole/h | 94.9653 |
| Méthane | kgmole/h | 16423.0088 |
| Ethane | kgmole/h | 1469.5338 |
| Propane | kgmole/h | 387.6878 |
| i-Butane | kgmole/h | 88.1231 |
| n-Butane | kgmole/h | 93.0317 |
| i-Pentane | kgmole/h | 38.5286 |
| n-Pentane | kgmole/h | 24.6702 |
| n-Hexane | kgmole/h | 29.7954 |
| n-Heptane | kgmole/h | 16.1565 |
| n-Octane | kgmole/h | 2.2742 |
| n-Nonane | kgmole/h | 7.9523 |
| n-Decane | kgmole/h | 0.6058 |
| n-C11 | kgmole/h | 0.9707 |
| n-C12 | kgmole/h | 0.1630 |
| n-C13 | kgmole/h | 0.0152 |
| n-C14 | kgmole/h | 0.0026 |
| n-C15 | kgmole/h | 0.0008 |
| n-C16 | kgmole/h | 0.0000 |
| H ₂ O | kgmole/h | 14.0912 |

Interprétation des résultats:

D'après ce tableau, nous remarquons qu'il y a d'une récupération de quantité d'eau au niveau ballon V-01 (La quantité d'eau: en amont V-01=40 kgmole/h; en aval V-01=14.0912 kgmole/h).

V.7 Optimisation des paramètres de marche:**V.7.1 Effet de diminution température de sortie échangeur E-02:****V.7.1.1 Effet de diminution température de sortie échangeur E-02 sur la quantité d'eau piégée dans le ballon V-01:**

Tableau V. 8: Effet de diminution température de sortie échangeur E-02 sur la quantité d'eau piégée dans le ballon V-01

| Température de sortie échangeur E-02 (°C) | Débit massique H ₂ O piégée dans le ballon V-01 (kg/h) |
|---|---|
| 30 | 466.749 |
| 29 | 480.4555 |
| 28 | 493.5139 |
| 27 | 505.9501 |
| 26 | 517.789 |
| 25 | 529.0549 |
| 24 | 539.7714 |
| 23 | 549.9611 |

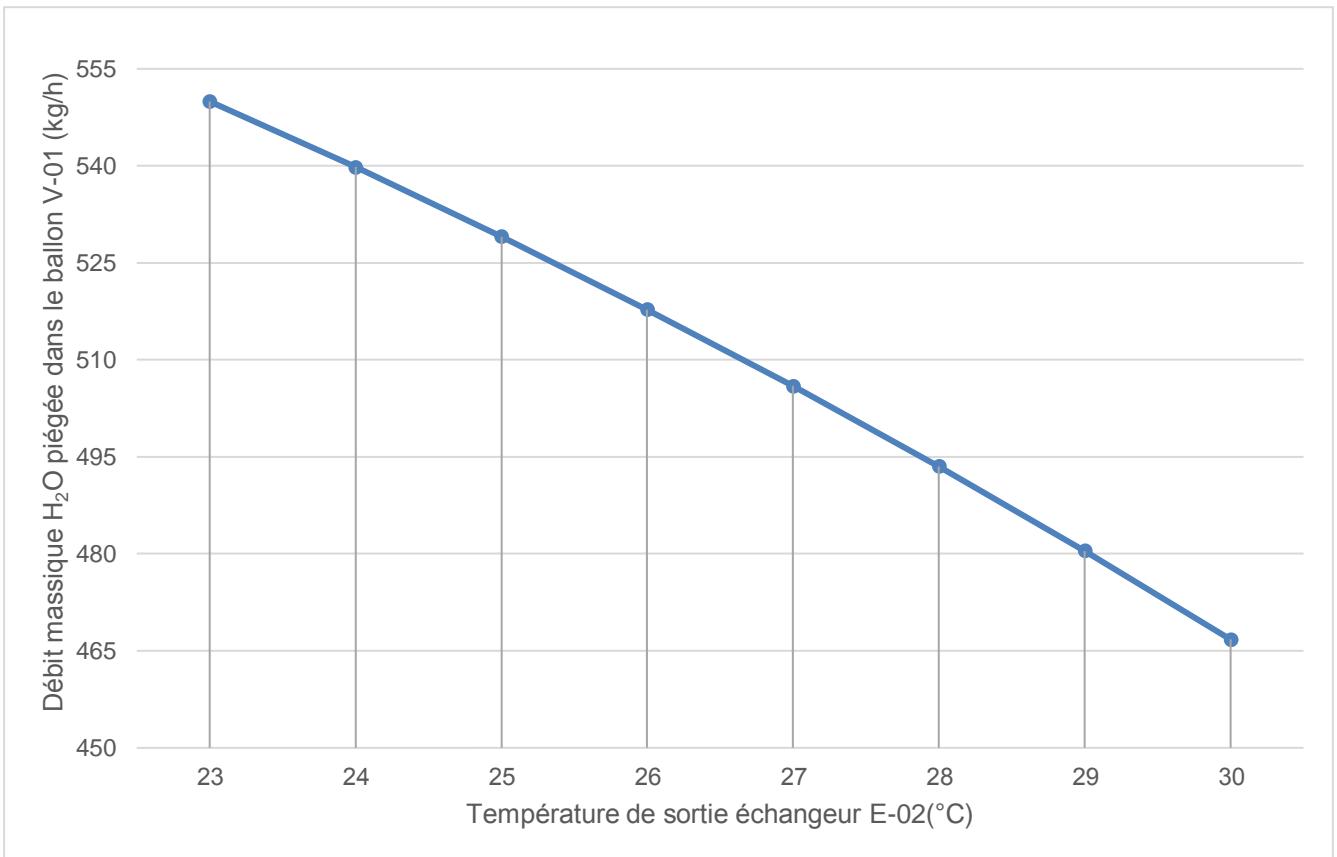


Figure V. 3: Variation de débit massique H₂O piégée dans le ballon V-01 en fonction de la température sortie échangeur E-02.

Dans la figure V.3 on remarque que lorsque la température de sortie échangeur E-02 augmente le débit massique H₂O piégée dans le ballon V-01 diminue, donc la quantité de H₂O piégée dans le ballon V-01 inversement proportionnelle à la température sortie échangeur E-02.

V.7.1.2 Effet de diminution température de sortie échangeur E-02 sur débit massique H₂O vers sécheurs:*Tableau V. 9: Effet de diminution température de sortie échangeur E-02 sur débit massique H₂O vers sécheurs*

| Température de sortie échangeur E-02 (°C) | Débit massique H ₂ O vers sécheurs (kg/h) |
|---|--|
| 30 | 253.855 |
| 29 | 240.1485 |
| 28 | 227.0901 |
| 27 | 214.6539 |
| 26 | 202.815 |
| 25 | 191.5491 |
| 24 | 180.8326 |
| 23 | 170.6429 |

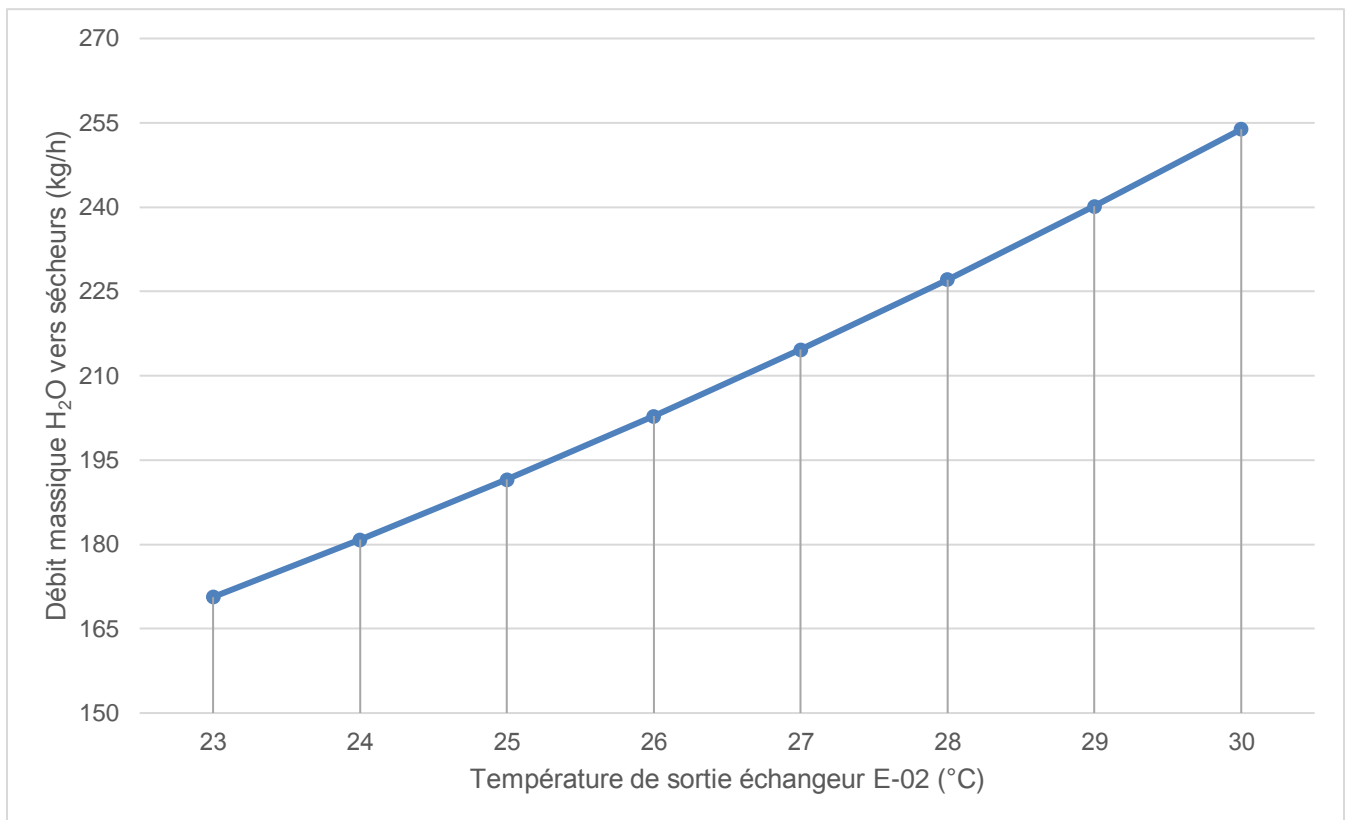


Figure V. 4: Variation de débit massique H₂O vers sécheurs en fonction de la température sortie échangeur E-02

Dans la figure V.4 on remarque que lorsque la température de sortie échangeur E-02 augmente le débit massique H₂O vers sécheurs augment donc il y a une proportionnalité entre la température de sortie échangeur E-02 et le débit massique H₂O vers sécheurs.

V.7.1.3 Effet de diminution température de sortie échangeur E-02 sur débit massique H₂O vers sécheurs par cycle:*Tableau V. 10: Effet de diminution température de sortie échangeur E-02 sur débit massique H₂O vers sécheurs par cycle*

| Température de sortie échangeur E-02 (°C) | Débit massique H ₂ O vers sécheurs par cycle (kg/cycle) |
|---|--|
| 30 | 6092.52 |
| 29 | 5763.563 |
| 28 | 5450.162 |
| 27 | 5151.694 |
| 26 | 4867.56 |
| 25 | 4597.177 |
| 24 | 4339.982 |
| 23 | 4095.429 |

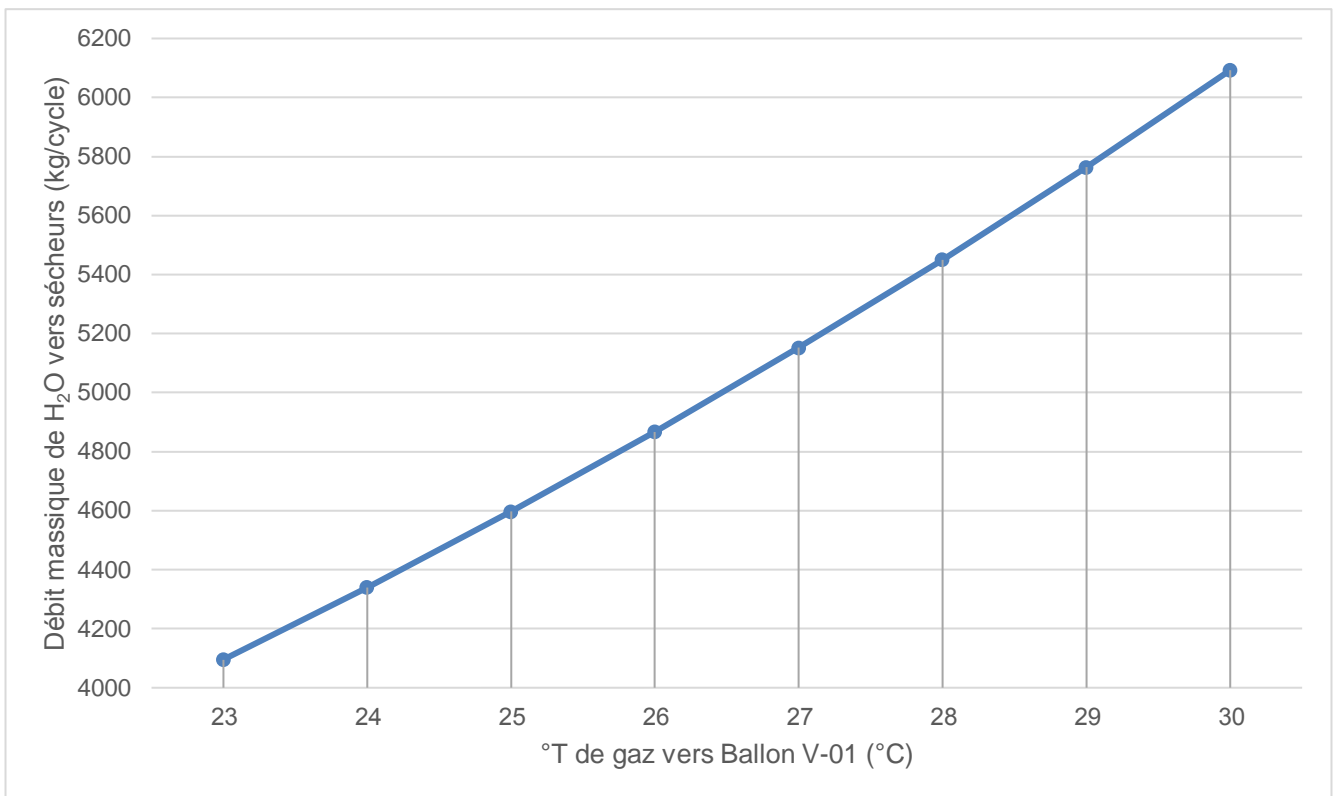


Figure V. 5: Variation de débit massique H₂O vers sècheurs par cycle en fonction de la température sortie échangeur E-02

La figure V.5 présente une augmentation de la température de sortie échangeur E-02 augmente le débit massique H₂O vers sècheurs par cycle augmente donc il y a une proportionnalité entre la température de sortie échangeur E-02 et le débit massique H₂O vers sècheurs par cycle (débit à 30°C=6092.52 kg/cycle; débit à 23°C=4095.429 kg/cycle; différence débit entre 30°C et 23°C est égale: 1997.091 kg/cycle).

V.8 Optimisation de cycle régénération des sécheurs:

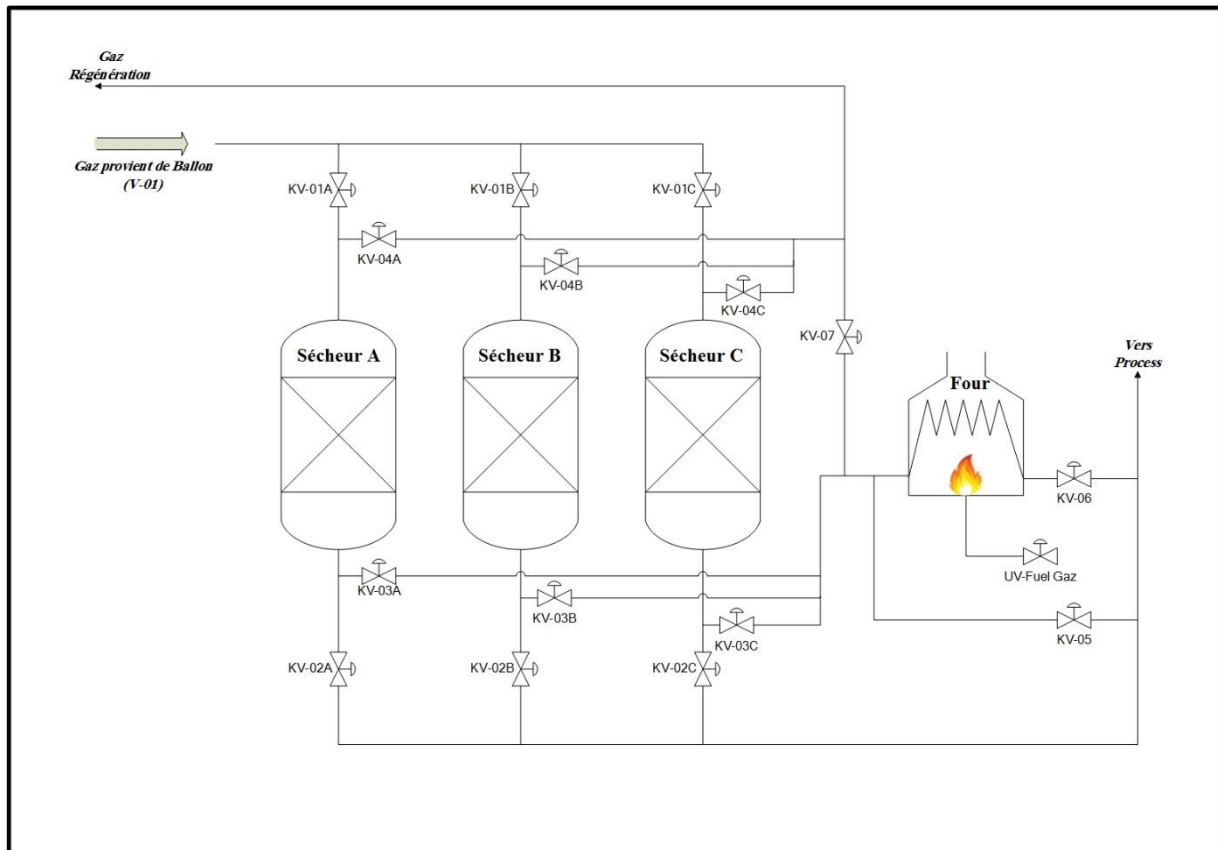


Figure V. 6: Schéma simplifié section régénération des sécheurs

V.8.1 Cycle de régénération de sécheur A (Durée 12h):

(O: ouvert; F: fermé)

V.8.1.1 Préchauffage (Durée 15min):

KV-01A : F KV-05 : F
KV-02A : F KV-06 : O
KV-03A : O KV-07 : F
KV-04A : O UV-Fuel Gaz : F

V.8.1.2 Chauffage (Durée 07h 45min):

KV-01A : F KV-05 : F
KV-02A : F KV-06 : O
KV-03A : O KV-07 : F
KV-04A : O UV-Fuel Gaz : O

V.8.1.3 Pré refroidissement (Durée 15min):

KV-01A : F KV-05 : F
KV-02A : F KV-06 : O
KV-03A : O KV-07 : F
KV-04A : O UV-Fuel Gaz : F

V.8.1.4 Refroidissement (Durée 03h 30min):

KV-01A : F KV-05 : O
KV-02A : F KV-06 : F
KV-03A : O KV-07 : F
KV-04A : O UV-Fuel Gaz : F

V.8.1.5 Attente (Durée 15min):

KV-01A : F KV-05 : O
KV-02A : F KV-06 : F
KV-03A : O KV-07 : O
KV-04A : F UV-Fuel Gaz : F

Remarque: après 12 heures en régénération, le sécheur A entre en service pour 24 heures par la séquence action des vannes:

KV-03A : F
KV-01A : O
KV-02A : O
KV-07 : F

- Sécheur B entre en régénération.

Même procédure de régénération pour les autres sécheurs B et C.

V.8.2 Effet de diminution température de sortie échangeur E-02 sur débit massique H₂O vers sécheurs par cycle de régénération 12h et 8h:

Tableau V. 11: Effet de diminution température de sortie échangeur E-02 sur débit massique H₂O vers sécheurs par cycle de régénération 12h et 8h

| Température sortie échangeur E-02 (°C) | Débit massique H ₂ O vers sécheurs par cycle de régénération 12h (kg/cycle) | Débit massique H ₂ O vers sécheurs par cycle de régénération 8h (kg/cycle) |
|--|--|---|
| 30 | 6092.52 | 4061.68 |
| 29 | 5763.563 | 3842.375 |
| 28 | 5450.162 | 3633.441 |
| 27 | 5151.694 | 3434.463 |
| 26 | 4867.56 | 3245.04 |
| 25 | 4597.177 | 3064.785 |
| 24 | 4339.982 | 2893.321 |
| 23 | 4095.429 | 2730.286 |

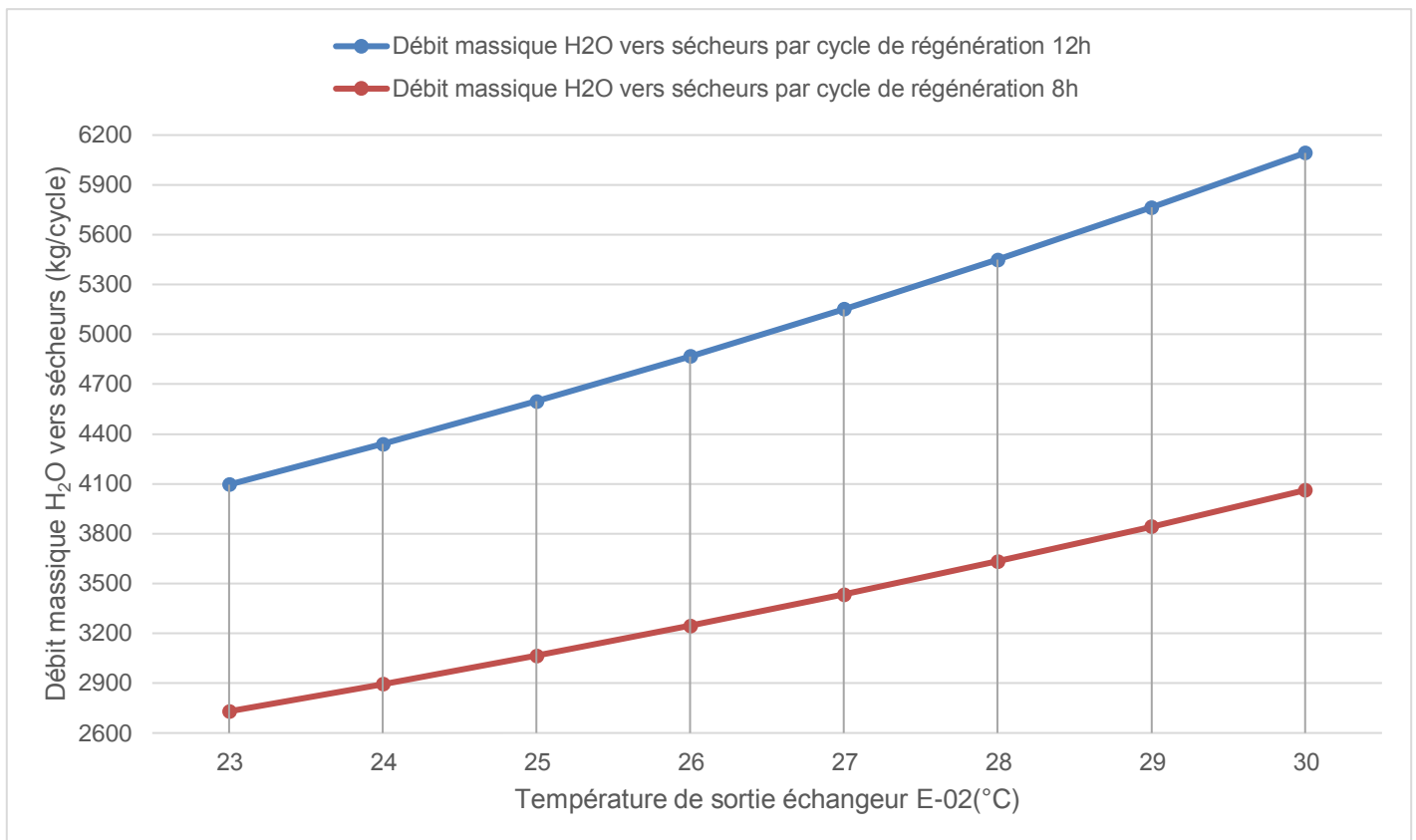


Figure V. 7: La différence de débit massique H₂O par les deux cycle

Lorsque la température de sortie échangeur E-02 augmente, le débit massique H₂O vers sécheurs par cycle augmente; donc il y a une proportionnalité entre la température de sortie échangeur E-02 et le débit massique H₂O vers sécheurs par cycle.

La diminution la durée de régénération des sécheurs 12h à 8h (le temps de service diminue de 24h à 16h), donc le débit massique H₂O vers sécheurs par cycle diminue avec une quantité importante (Température de sortie échangeur E-02 égale 30 °C, le débit massique pour cycle de régénération 12h: 6092.52 kg/cycle, pour 8h: 4061.68 kg/cycle).

V.8.3 Procédure de travail pour minimiser la durée de cycle régénération des sécheurs:

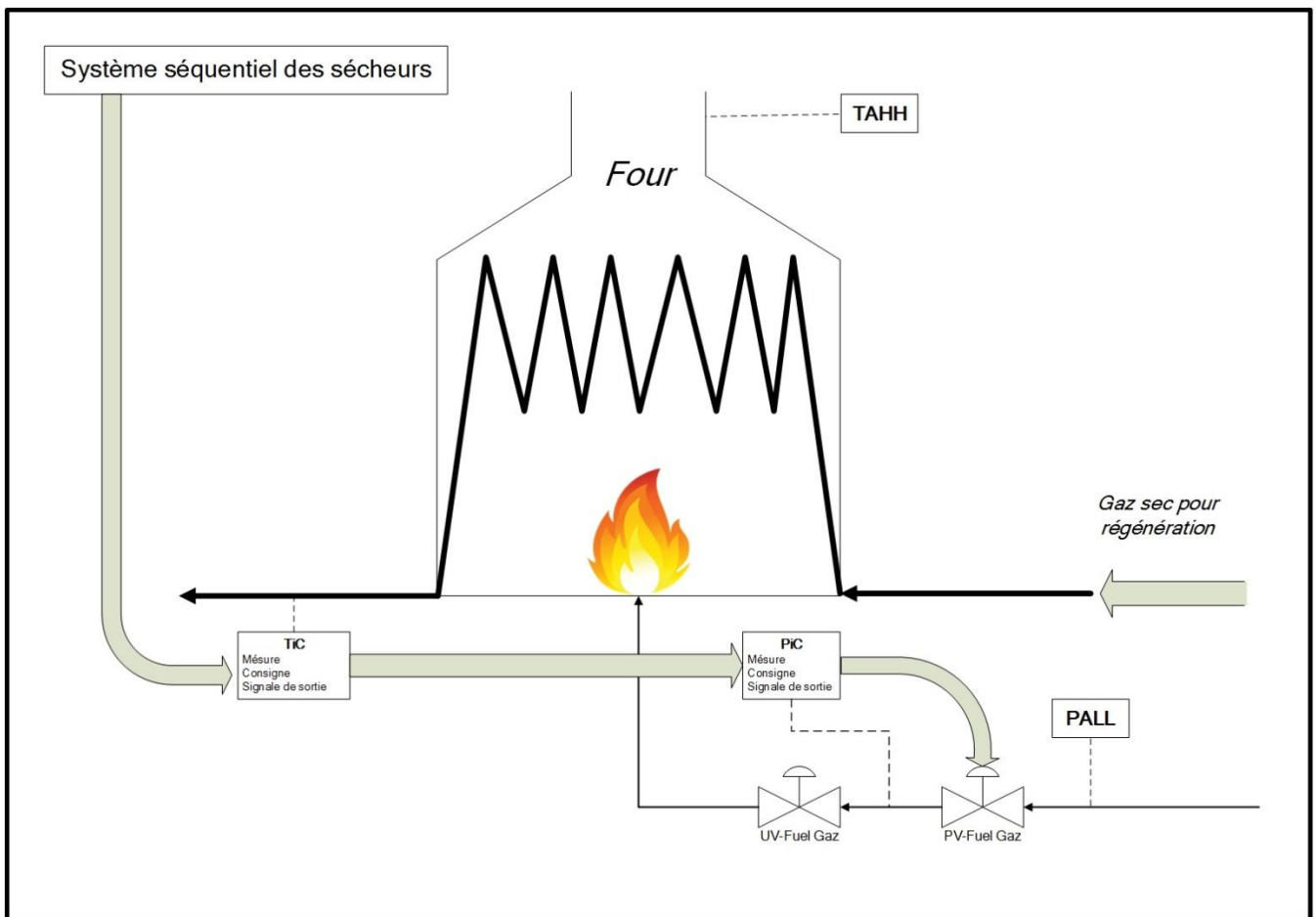


Figure V. 8: schéma simplifié de four de régénération

- 1). Mètre TIC de gaz régénération sortie four en Auto interne.
- 2). Changer le point consigne 288°C, 289°C, 290°C, 291°C, 292°C, ... observer la durée de chauffage (contrainte TAHH, PALL Fuel gaz).
- 3). On propose cycle de régénération minimisé de 12h à 8h, au lieu de 24h au service devient 16h en service.
- 4). Intervention ingénieur de système pour modifier le point consigne TIC=291°C au lieu de 288°C.

Conclusion:

Le traitement du gaz naturel à l'échelle industrielle rencontre des difficultés majeures citons comme exemple la présence de l'eau (sous forme liquide ou vapeur) qui peut entraîner des problèmes de corrosion et/ou de bouchage due à la formation d'hydrates, alors il faut réduire la teneur en eau dans le gaz surtout dans la section déshydratation.

L'étude de la section de déshydratation du train 70 nous a permis de vérifier les effets de variation de température sortie échangeur E-02 sur le débit massique H₂O vers sécheurs.

On propose la diminution de température sortie échangeur E-02 progressivement de 30°C jusqu'à 23°C (débit à 30°C=6092.52 kg/cycle; débit à 23°C=4095.429 kg/cycle; différence débit entre 30°C et 23°C est égale: 1997.091 kg/cycle) pour minimiser le maximum débit d'eau contenu dans le gaz vers sécheurs.

On propose aussi la diminution de durée cycle régénération des sécheurs de 12h à 8h et donc on diminue le temps de service 24h à 16h (à la température de sortie échangeur E-02 égale 30 °C, le débit massique H₂O vers sécheurs pour cycle de régénération 12h: 6092.52 kg/cycle, pour 8h: 4061.68 kg/cycle; différence débit entre 12h et 8h est égale: 2030.84 kg/cycle).

La différence de débit massique H₂O vers sécheurs avec cycle de régénération de 12h et température sortie échangeur E-02 30°C et cycle de régénération de 8h et température de sortie échangeur E-02 23°C: $6092.52 - 2730.2864 = 3362.234$ kg/cycle. Quantité très importante.

Qui sommes-nous voulons à partir de ce travail que les sécheurs fonctionnant avec une grande efficacité pour éviter les entraînements des liquides et la formation des hydrates, ce qui permet d'assurer la continuité de production au niveau de l'unité.

Bibliographie:

- [1]: Document de l'entreprise SONATRACH Rhourde Nouss, 2011.
- [2]: SONATRACH. La Revue de SONATRACH. Edition N°54.Djenane el Malik Hydra-Alger: la Direction Communication et Stratégie d'Image, octobre 2007.p.46. (Publication de l'Entreprise SONATRACH). ISSN 1111-1070.
- [3]: ROJEY et Alexandre, Le gaz naturel, production traitement transport, 1994, p.430.
- [4]: Manuel opératoire des unités 10/20/30/40/70 PHASE A.
- [5]: Gas Process Suppliers Association. Engineering Data Book. Edition N°12, p.821.
- [6]: COULSON and RICHARDSON'S. Chemical Engineering, particles technologies and separation process. Fifth edition, 2002.p.1208.
- [7]: Manuel de l'unité 70: section déshydratation – Rhourde Nouss.
- [8]: Jimmy-Humphrey, George E-Keller, procédés de separation, Tome 2, edition 2002, (p.76,205).
- [9]: Dr Ku Syahidah Ku Ismail et Cik Hafizah Mohd Jahor, HYSYS Simulation manual, 2016, (p2,5)

Nomenclature:

| | |
|---------------------|-------------------------------------|
| RNS: | Rhourde Nous |
| CPF: | Centre D'unité de Process |
| CSC: | Centre de Séparation et Compression |
| GPL: | Gaz de Pétrole Liquéfier |
| HP: | Haute Pression |
| MP: | Moyenne Pression |
| BP: | Basse Pression |
| PALL: | Pressure Alarm Low Low |
| TAHH: | Temperature Alarm High High |
| TBP: | Très Basse Pression |
| TIC: | Temperature Indicator Controller |
| PIC: | Pressure Indicator Controller |
| Sm ³ /J: | Standard mètre cube par jour |
| Nm ³ /J: | Normale mètre cube par jour |
| kgmole/h: | Kilogramme mole par heur |

RESUME

La teneur en eau dans le gaz est une spécification importante à respecter.

L'objectif principal de cette étude est d'optimiser les paramètres de marche de la section de déshydratation pour atteindre une teneur en eau inférieure à 1ppm (v) à la sortie de sécheurs.

Après la simulation de l'échangeur E-02 et ballon V-01 existant au niveau de la section de déshydratation train 70 dans l'unité de traitement de gaz phase A (Rhourde Nouss) avec 100% de la charge, on a constaté une diminution de température de sortie de l'échangeur E-02 ainsi qu'une diminution du temps de cycle de régénération.

Mots clés: Le gaz, déshydratation; tamis moléculaires; sécheurs; échangeur.

ABSTRACT

The water content in the gas is an important specification to be respected.

The main objective of this study is to optimize the running parameters of the dewatering section to reach a water content of less than 1ppm (v) at the outlet of dryers.

After the simulation of the exchanger E-02 and the balloon V-01 existing at the dewatering section of the train 70 in the gas treatment unit A phase (Rhourde Nouss) with 100% of the load, Decrease in the exit temperature of the E-02 exchanger and a decrease in the regeneration cycle time.

Key words: gas; dehydration; molecular screens; dryer; exchanger