



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de La Recherche Scientifique
Université Akli Mohand Oulhadj - Bouira
Institut de Technologie
Département Technologie chimique industrielle



Filière : Génie des Procédés

Spécialité : Génie de la Formulation

Mémoire de Licence

Pour l'obtention du diplôme

De licence en Génie de la formulation

Thème

**Etude de traitement du gaz
Naturel (brut) au niveau de
Module IV Sonatrach Hassi R'mel
Méthode de HUDSON**

Rédigé Par :

Mr. Djaidir Madani

Encadré par :

M^{me} MOULAHSEN.L
Maître de Conférences
A (IT, Univ –Bouira)

**Encadreur de
l'Enterprise :**

Mr. HAMDANI Khathir

*Ingénieur Exp du
Module IV hassi
R'mel*

Soutenu devant le jury :

**Président de jury : M^{me}
HAMIDOUCHE.S**

Maître de Conférences B
(IT, Univ –Bouira)

**Examineur : M^{me}
AICHOUR, A. Maître de
Conférences A (IT, Univ -
Bouira-, Laboratoire de GP
Sétif -1-)**

Année universitaire 2022- 2023

Remerciements

Je tiens, en premier lieu à remercier le bon dieu, tout puissant et miséricordieux, qu'il m'a aidé et m'a donné la patience d'accomplir ce travail à terme

*Mes remerciements les plus respectueux et anticipés vont à ma promotrice **M^{me} MOULAH CEN.L**, qui a été à la hauteur de sa noble tâche, pour avoir accepté de diriger mon travail, pour ses remarques pertinentes, pour sa patience et ses encouragements.*

*Je tiens à remercier vivement la personne qui m'a permis d'intégrer dans le stage pratique à Hassi R'mel, **Mr F.NEILLI**, qu'il trouve ici ma profonde gratitude. Mes remerciements s'adressent également à Monsieur **Mr. FERGUI**.*

*Je tiens également à exprimer mes sincères remerciements à l'ingénieur **HAMDANI Khathir** du module IV., qui m'a guidé tout au long de mon stage, ainsi que pour ses valeureuses explications, et ses soutiens.*

Je tiens à remercier tous mes professeurs de l'Institut de la Technologie qui nous ont beaucoup aidés et ne nous ont rien épargné, ainsi que tout le personnel administratif et pédagogique pour tous leurs efforts.

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

Dédicaces

Au plus profond de mon cœur, je souhaite dédier ce travail à toutes les personnes qui me sont chères.

À ma chère mère, aucune dédicace ne pourrait suffire à exprimer pleinement le respect, l'amour éternel et la considération que j'ai pour vous, en reconnaissance des sacrifices que vous avez consentis pour mon éducation et mon bien-être. Je vous remercie infiniment pour tout le soutien et l'amour que vous m'avez prodigués depuis mon enfance, et j'espère que vos bénédictions m'accompagneront toujours. Que ce modeste travail puisse être l'accomplissement de vos vœux les plus chers et le fruit de vos innombrables sacrifices. Que Dieu, le Très Haut, vous accorde une santé florissante, du bonheur en abondance et une longue vie.

À la mémoire de mon père décédé, ce travail est spécialement dédié. Il a toujours été un encouragement et une source de motivation pour mes études. J'espère que de là où il se trouve à présent, il apprécie ce geste humble comme une marque de reconnaissance de la part d'un fils qui a prié sans relâche pour le salut de son âme. Que Dieu, le Tout-Puissant, l'accueille dans Sa sainte miséricorde.

Je tiens également à dédier ce travail à toute ma famille, à mes chers amis et à mes formateurs.

Sommaire

Remerciements

Dédicaces

Liste des Figures

Liste des Tableaux

Liste des Abréviations

Introduction générale..... - 1 -

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LE GAZ NATUREL

I-1 Le gaz naturel - 2 -

I-1-1 Formation du gaz naturel - 2 -

I-1-2 Extraction du gaz naturel - 3 -

I-1-3 Types des Gaz Naturels et leurs origines - 3 -

I-1-4 Types des Ressources en Gaz Naturel - 4 -

I-1-5 Propriétés De Gaz Naturel - 4 -

I-1-5-1 Propriétés physico-chimiques - 5 -

I-1-5-2 Propriétés thermodynamiques..... - 5 -

I-1-5-2-1 La Chaleur Spécifique..... - 5 -

I-1-5-2-2 Le Coefficient de Joule-Thomson..... - 7 -

I-1-6 Le gaz naturel comme matière première pour l'industrie pétrochimique..... - 7 -

I-1-6-1 Le Stockage du Gaz Naturel - 8 -

I-1-6-2 Le Transport de Gaz Naturel..... - 9 -

I-1-6-2-1 Les pipelines - 9 -

I-1-6-2-2 Gaz naturel liquéfié - 9 -

I-2 Gaz de pétrole liquéfié - 9 -

I-2-1 Définition du GPL - 9 -

I-2-2 Les sources du GPL - 10 -

I-2-3 Propriétés physico-chimiques du GPL - 10 -

I-2-4 Stockage et Transport du GPL - 11 -

I-2-5 Domaine utilisation du GPL..... - 12 -

I-2-6 Le marché du GPL dans le Monde - 12 -

I-2-6-1 Production Du GPL - 12 -

I-2-6-2 La consommation du GPL dans le monde - 13 -

I-2-6-3 Le GPL en Algérie - 13 -

I-3 Le condensat - 14 -

I-3-1 Généralités sur le Condensat..... - 14 -

I-3-2 Les caractéristiques du Condensat - 14 -

I-3-3 Stabilisation du Condensat..... - 15 -

I-4 Procédés de traitement du gaz naturel..... - 16 -

I-4-1 Procédé PRITCHARD - 17 -

I-4-2 Procédé HUDSON..... - 17 -

I-4-2 Procédé mixte	17 -
CHAPITRE II : DESCRIPTION DE LA REGION HASSI R'MEL	
II-1 Aperçu géographique : le gisement de gaz de Hassi R'mel.....	18 -
II-2 Installations Gazières à Hassi-R'mel.....	19 -
II-4 Organisation de la région de Hassi R'mel.....	20 -
CHAPITRE III : TRAITEMENT DE GAZ BRUT DE MODULE IV	
III.1 Description du Module IV.....	21 -
III.2 Les objectives du procédé	21 -
III.2.1 Composition du gaz brut.....	22 -
III.3 Unité de traitement de Gaz	23 -
III.3.1 Description d'un train	23 -
III.3.1.1 Section séparation à haute pression	23 -
III.3.1.2 Section fractionnement et stabilisation.....	24 -
CHAPITRE IV : LES ANALYSES EFFECTUEES ET LES RESULTATS OBTENUS	
IV-1 Introduction	29 -
IV-2 Analyses effectuées au Laboratoire MPPIV.....	29 -
IV-2 Procédure d'échantillonnage.....	30 -
IV-2-1 L'échantillonnage	30 -
IV-2-2. Méthode d'échantillonnage.....	31 -
IV-3 Analyse de Gaz de vente.....	32 -
IV-3-1 Analyse chromatographique du Gaz et du GPL	32 -
IV-3-1-1 Définition de La chromatographie (CPG)	32 -
IV-3-1-2 Objectif.....	32 -
IV-3-1-4 Mode opératoire	34 -
IV-3-1-5 Détermination de la composition molaire (ASTM D1945).....	34 -
IV-3-1-6 Le pouvoir calorifique supérieur (PCS).....	35 -
IV-3-1-7 la densité de gaz.....	35 -
IV-3-2 Détermination de la teneur en eau (taux d'humidité).....	35 -
IV-3-2-1 Objectif.....	35 -
IV-3-2-2 Principe de la méthode	35 -
IV-3-2-3 Mode opératoire	36 -
IV-3-3 Détermination du point de rosée hydrocarbures du gaz	37 -
IV-3-3-1 Définition	37 -
IV-3-3-2 Mode opératoire	37 -
IV-4 Analyses de l'air instrument	37 -
IV-4-1 Mode opératoire	37 -
IV-5 Analyse de GPL.....	38 -
IV-5-1 Mode opératoire	38 -
IV-6 Analyse du condensât	38 -
IV-6-1 Définition.....	38 -
IV-6-2 Détermination de la tension de vapeur Reid (ASTM D323).....	39 -

IV-6-2-1 Définition de la TVR	- 39 -
IV-6-2-2 Principe	- 39 -
IV-6-2-3 Mode opératoire	- 39 -
IV-6-3-1 Définition de la densité 15/4	- 40 -
IV-6-3-2 Appareillage.....	- 40 -
IV-6-3-3 Mode opératoire	- 40 -
<i>IV-7 Analyse du glycol</i>	<i>- 41 -</i>
IV-7-1 Introduction	- 41 -
IV-7-2 Détermination du pH de DEG (ASTM E70).....	- 41 -
IV-7-3 La concentration du Di - éthylène glycol (ASTM D1218).....	- 42 -
IV-7-3-1 Principe d'ASTM D1218	- 42 -
IV-7-3-2 Définition de l'indice de réfraction du DEG	- 42 -
IV-7-3-3 Procédure.....	- 42 -
IV-7-3-4 Précaution à prendre	- 43 -
<i>IV-8 Analyse des huiles de lubrification.....</i>	<i>- 43 -</i>
IV-8-1 Calcul de viscosité cinématique (ASTM D445).....	- 43 -
IV-8-1-1 Objet.....	- 43 -
IV-8-1-3 Appareillage.....	- 44 -
IV-8-1-4 Mode opératoire	- 44 -
IV-8-2 Point flash en vase ouvert des huiles.....	- 45 -
IV-8-2-1 Définition	- 45 -
IV-8-2-2 Appareillage.....	- 45 -
IV-8-2-3 Précaution à prendre	- 45 -
IV-8-2-4 Mode opératoire	- 45 -
<i>IV-9 Analyse des eaux.....</i>	<i>- 46 -</i>
IV-9-1 Introduction	- 46 -
IV-9-2 Détermination du pH (ASTM D1293)	- 46 -
IV-9-3 Volumétrie.....	- 46 -
IV.9.3.1 Détermination de la Teneur en fer (ASTM D1068)	- 46 -
IV-9-3-1 Mode opératoire	- 46 -
IV-9-3-2-1 Définition	- 48 -
IV.9.3.2.2. Mode opératoire	- 48 -
<i>IV-10 Les résultats.....</i>	<i>- 49 -</i>
IV-10-1 Pour le gaz.....	- 49 -
IV-10-2 Pour l'air instrument	- 50 -
IV-10-3 Pour le GPL	- 50 -
IV-10-4 Pour le condensât	- 51 -
IV-10-5 Pour le DEG.....	- 51 -
IV-10-6 Pour l'eau séparée	- 51 -
<i>IV-11 Discussion des résultats</i>	<i>- 51 -</i>
<i>Conclusion générale.....</i>	<i>52</i>
<i>Références bibliographiques</i>	<i>53</i>
<i>Résumé.....</i>	<i>55</i>

Liste des figures

Figure I- 1: Un réservoir anticlinal contenant du pétrole et du gaz associé	- 4 -
Figure I- 2: La demande en GPL par Secteur	- 12 -
Figure I- 3: La demande globale du GPL.....	- 13 -
Figure II- 1: Situation géographique du champ de Hassi r'mel	- 18 -
Figure II- 2: Installations gazière à Hassi r'mel.....	- 20 -
Figure II-3 : organigramme de l'organisation de la région de Hassi r'mel [18].....	- 20 -
Figure III- 1: Section Haute pression avec Boosting	- 24 -
Figure III- 2: Section Stabilisation	- 26 -
Figure III- 3: Section Fractionnement.	- 27 -
Figure III- 4: schéma simplifié du processus MPPIV	- 28 -
Figure IV- 1: l'échantillonnage.....	- 31 -
Figure IV- 2: points échantillonnage de gaz	- 31 -
Figure IV- 3: description de chromatographie	- 32 -
Figure IV- 4: représente l'appareille de Karl Fisher	- 37 -
Figure IV- 5: représente l'appareil de chromatographie	- 38 -
Figure IV- 6: bain de TVR.....	- 39 -
Figure IV- 7: manomètre et bombe de TVR	- 39 -
Figure IV- 8: représente l'appareillage de mesure de la densité	- 40 -
Figure IV- 9: représente les tableaux de conversion.....	- 41 -
Figure IV- 10: schéma représente le télescope de réfractomètre.	- 43 -
Figure IV- 11: l'appareil de réfractomètre	- 43 -
Figure IV- 12: viscosimètre	- 44 -
Figure IV- 13: Pompe à vide et bain de viscosité	- 44 -
Figure IV- 14: représente l'appareil et la méthode de mesure du point de flash.....	- 46 -
Figure IV- 15: représente le titrage de fer.....	- 47 -
Figure IV- 16: methode de determination la durete de l'eau	- 49 -

Liste des tableaux

Tableau I- 1: Types des Ressources.....	- 4 -
Tableau I- 2: Propriétés physiques sélectionnées des paraffines C1–C4 [5].	- 8 -
Tableau II- 1: Les secteurs Gazières à Hassi-r'mel	- 19 -
Tableau III- 1: Spécifications du gaz de vente	- 22 -
Tableau III- 2: specifications du gpl.....	- 22 -
Tableau III- 3: composition du gaz brut.....	- 22 -
Tableau IV- 1: Analyses de Routine [18].	- 29 -
Tableau IV- 2: Analyses Programmées [18].....	- 30 -
Tableau IV- 3: Composition de gaz Naturel de Hassi r'mel (ex 08/04/2023)	- 49 -
Tableau IV- 4: Spécifications de gaz de vente (ex 08/04/2023).....	- 50 -
Tableau IV- 5: Les points de rosée du gaz (ex 08/04/2023).	- 50 -
Tableau IV- 6 : l'humidité et le point de rosée dans l'air instrument.	- 50 -
Tableau IV- 7: Représente la composition et caractéristiques de GPL.....	- 50 -
Tableau IV- 8: Représente résultats de l'analyse de condensât (Ex 08/04/2023).....	- 51 -
Tableau IV- 9: Représente résultat des analyses de DEG (Ex 08/04/2023).	- 51 -
Tableau IV- 10: represente les resultats des analyses d'eau.....	- 51 -

liste des abréviations

ASTM: Société américaine pour les essais et les matériaux (American Society for Testing and Material).

Btu/ft³: British Thermal Unit par pied cube (British thermal unit per cubic foot).

C101: colonne de distillation condenseur rebouilleur du dééthaniseur.

C102: colonne de distillation fonctionnant du débutaniseur

CNDG: Centre National de Dispatching Gaz. 3 -

CSTF: Centre de Stockage et de Transfert Facilités.

CTG: Centre de Traitement de Gaz.

CTH: Centre de Traitement d'Huile.

D001: diffuseur.

D003B: ballon de stockage.

D005A: ballon de stockage.

D102: ballon séparateur.

D103: ballon séparateur.

D104: séparateur froid.

D105: ballon séparateur.

D106: ballon séparateur.

D107: ballon de reflux du dééthaniseur.

D108: ballon de reflux.

DEG: di éthylène glycol.

E101: aéroréfrigérant.

E102: échangeur.

E104: échangeur de chaleur.

E106: échangeur de chaleur.

E108: aéroréfrigérant.

EBT: l'indicateur coloré ériochrome noir T.

EDTA: l'éthylène diamine tétra acétique.

FID: Flame Ionization Detector.

GNL: Gaz Naturel Liquéfié.

GPL: Gaz de pétrole liquéfié.

H101: rebouilleur.

H102: rebouilleur.

K002: compresseur.

K101: Turbo-Expander.

MEG: Monoéthylène glycol.

MMscf: Millions de pieds cubes standards.

MPPIV: Module Processing Plant IV.

P102: pompe.

P103A/B: pompes de reflux.

P104: pompe.

P105: pompe.

PCI: Pouvoir calorifique inférieur.

PCS: Pouvoir Calorifique Supérieur.

PRCV 108 : la vanne joule Thomson.

SBC: Station BOOSTING Centre.

SBN: Station BOOSTING Nord.

SBS: Station BOOSTING Sud.

SCN: Station de compression Nord.

T002A/B : sphères de stockage

TCD: Détecteur de Conductivité Thermique (Thermal Conductivity Detector)

TVR: tension de vapeur Reid

Introduction générale

Le gaz naturel est un composant vital de l'approvisionnement énergétique mondial. C'est l'un des sources d'énergie les plus propres, les plus sûres et les plus utiles, alors que le monde évolue vers une économie à faibles émissions de carbone, le gaz devient un carburant de choix, en particulier pour la production d'électricité dans des nombreuses régions [1].

Bien que l'utilisation principale du gaz naturel soit comme carburant, c'est aussi une source d'hydrocarbures pour la matière première pétrochimique et une source majeure de soufre élémentaire, un produit chimique industriel important [2].

Le gaz naturel a également un large éventail d'autres utilisations dans l'industrie, non seulement comme source de chaleur et d'électricité, mais également comme source d'hydrogène précieux nécessaire au raffinage du pétrole brut ainsi qu'à la production de plastiques et de produits chimiques.

Avec le développement de la technologie du gaz naturel au cours des dernières décennies, son utilisation s'est diversifiée. On le retrouve dans différents domaines, tels que matière première dans l'industrie pétrochimique. Cette industrie utilise principalement la fraction liquide du gaz naturel, comprenant le gaz de pétrole liquéfié et le condensât. Cette préférence est motivée par une demande croissante chaque année pour les gaz de pétrole liquéfié (GPL) et le condensât. Ainsi, il devient essentiel de stimuler la production d'hydrocarbures liquides dans les usines de traitement du gaz naturel, en raison de leur valeur plus élevée sur le marché par rapport au gaz sec. Les moyens de récupération des hydrocarbures liquides sont basés sur deux principes la détente isenthalpique par la vanne Joule-Thomson, l'autre moyen pour obtenir des basses températures se fait par une machine d'expansion par une détente isentropique.

Il existe plusieurs procédés de traitement du gaz naturel, dont le procédé de **PRITCHARD** et **HUDSON** et un procédé **MIXTE**. Dans cette mémoire, on a étudié la méthode de Hudson dans laquelle fonctionne MODULE IV [3]. Cette mémoire se répartit en quatre chapitres, le premier chapitre sur généralités sur le gaz naturel, le deuxième chapitre c'est une description de la région Hassi R'mel, troisième chapitre sur le traitement de gaz de module IV et le dernier chapitre c'est les analyses obtenus et ces résultats.

CHAPITRE I
GENERALITES SUR LE GAZ NATUREL

I-1 Le gaz naturel

I-1-1 Formation du gaz naturel

La formation du gaz naturel est un processus géologique complexe qui prend des millions d'années. Il se produit dans des conditions spécifiques sous la surface de la Terre, généralement dans des gisements souterrains. Voici une explication simplifiée du processus de formation du gaz naturel :

I-1-1-1 Matière organique

Le processus commence avec la matière organique, principalement des débris végétaux et des microorganismes, qui s'accumulent dans des environnements tels que les lacs, les marécages et les fonds marins. Au fil du temps, cette matière organique est ensevelie sous des couches de sédiments.

I-1-1-2 Formation de sédiments

L'accumulation continue de sédiments exerce une pression sur les couches inférieures, provoquant une compaction. La chaleur et la pression élevées, combinées à l'absence d'oxygène dans les couches profondes, déclenchent des processus de décomposition chimique de la matière organique.

I-1-1-3 Formation de kérogène

La matière organique subit des transformations chimiques pour former du kérogène, une substance riche en carbone. Le kérogène est la matière première à partir de laquelle se forment le gaz naturel et le pétrole.

I-1-1-4 Conversion en hydrocarbures

Sous l'effet de la chaleur et de la pression, le kérogène subit un processus de pyrolyse, au cours duquel il se transforme en hydrocarbures, tels que le gaz naturel et le pétrole. Le gaz naturel se forme lorsque le kérogène subit une pyrolyse à des températures et des pressions spécifiques. La température généralement d'environ 90°C à 150°C et la pressions plus de 70bars

I-1-1-5 Migration

Le gaz naturel, étant moins dense que les roches environnantes, migre lentement vers le haut à travers les pores et les fissures des formations géologiques. Il se rassemble généralement dans

des pièges géologiques, tels que des couches imperméables ou des formations géologiques pliées et fracturées, où il peut s'accumuler en quantités commercialement exploitables.

I-1-2 Extraction du gaz naturel

Lorsqu'un puits atteint une réserve de gaz naturel, une méthode régénératrice est mise en œuvre. Un cuvelage en acier est inséré autour du puits et du ciment est injecté pour colmater toute fissure. Ensuite, le cuvelage est percé au niveau de la zone productive. Un tube de production en acier est inséré, connecté à des vannes et des canalisations en surface. La pression élevée du gaz naturel dans les réservoirs le pousse à s'introduire dans les perforations du cuvelage, puis il remonte à la surface à travers le tube de production, se propulsant de manière autonome sans l'assistance de compresseurs ou de pompes. À la surface, une étape de traitement est nécessaire pour éliminer l'eau et les impuretés [1].

I-1-3 Types des gaz naturels et leurs origines

Gaz biogénique : se forme à faible profondeur et à basse température en raison de l'action des bactéries sur les débris organiques qui s'accumulent dans les sédiments.

Gaz thermogénique : se forme à de plus grandes profondeurs par dégradation de la matière organique, appelée kérogène, accumulée dans les sédiments à grains fins, cette dégradation se produit par les effets combinés de la température et de la pression [2].

Gaz a biogène : Extrêmement profonds sous la croûte terrestre, il existe des gaz riches en hydrogène, et à mesure que ces gaz s'élèvent vers la surface de la Terre, ils peuvent interagir par l'activité catalytique des minéraux en l'absence d'oxygène pour former du méthane (méthane abiogène) [3].

I-1-4 Types des ressources en gaz naturel

Les ressources en gaz naturel diffèrent par les caractéristiques géologiques de leur roche réservoir. En fait, le gaz naturel provient à la fois de formations géologiques Suivant :

Tableau I- 1: Types des ressources

Types	Sous-types
Gaz conventionnel	<u>Gaz associé</u> : est présent au contact et / ou dissous dans le pétrole brut et est coproduit avec lui.
	<u>Gaz naturel non-associé</u> : se trouve dans des réservoirs ne contenant pas de pétrole et contient un rapport de méthane plus élevé que le gaz associé [4].
Gaz non-conventionnel [2]	<u>Gaz de schiste</u> : Les gaz de schiste sont piégés dans des formations de roche sédimentaire argileuse profonde.
	<u>Gaz de houille</u> : Le gaz de houille est emprisonné dans les couches de charbon.
	<u>Gaz de sable bitumineux</u> : Les gaz de sable bitumineux se trouvent dans les formations de sable bitumineux, qui contiennent du pétrole lourd et du gaz naturel.

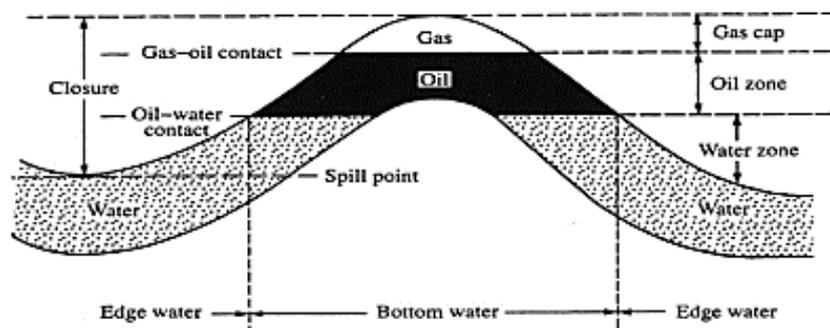


Figure I- 1: Un réservoir anticlinal contenant du pétrole et du gaz associé

I-1-5 Propriétés de gaz naturel

La minéralogie d'une roche détermine ses propriétés physiques et chimiques. Dans une roche, les propriétés physiques telles que la densité, la compressibilité et les propriétés de mouillage contribuent aux propriétés de réservoir telles que la porosité, la perméabilité.

Aussi, les propriétés chimiques d'une roche de réservoir sont particulièrement importantes dans les opérations de forage et de production afin de prédire comment la formation réagira

lorsqu'elle sera exposée à des matériaux étrangers tels que la boue de forage et les produits chimiques de production [3].

De plus, la pression à l'intérieur du réservoir peut également avoir une influence majeure sur les propriétés du gaz, tel qu'il apparaît à la tête de puits [4].

I-1-5-1 Propriétés physico-chimiques

Le gaz naturel est incolore, inodore, insipide, informe et plus léger que l'air, le gaz naturel après un traitement approprié pour la réduction des gaz acides et l'ajustement du point de rosée des hydrocarbures serait alors vendu dans les limites prescrites de pression, de pouvoir calorifique et éventuellement **Wobbe Index** [2].

I-1-5-2 Propriétés thermodynamiques

Les principes de la thermodynamique sont très largement énoncés dans la prévision des propriétés des hydrocarbures. Les propriétés les plus intéressantes sont la chaleur spécifique du gaz naturel et son coefficient de Joule-Thomson [2].

I-1-5-2-1 La chaleur spécifique

La chaleur spécifique est définie comme la quantité de chaleur nécessaire pour augmenter la température d'une masse unitaire d'une substance par l'unité. Il s'agit d'une propriété intensive d'une substance. Il peut être mesuré à pression constante (C_p), ou à volume constant (C_v)

$$C_p = \left(\frac{\partial H}{\partial T}\right)_P \quad (1) \quad C_v = \left(\frac{\partial U}{\partial T}\right)_V \quad (2)$$

Où H est l'enthalpie molaire (Btu/lb mole), U est l'énergie interne molaire (Btu/lb mole), C_p est la chaleur spécifique molaire à la pression constante (Btu/lb mole-°R), et C_v est la chaleur spécifique molaire à volume constant (Btu/lb mole-°R).

Les deux capacités thermiques sont liées thermodynamiquement. Il peut être prouvé que cette relation est contrôlée par le comportement P , V , T des substances par la relation suivante :

$$C_p - C_v = T \left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_P \left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_V \quad (3)$$

$$\text{Pour les gaz idéaux} \quad C_p - C_v = R \quad (4)$$

Où R est la constante des gaz Parfait. [2].

Démonstration de l'équation :

- L'équation d'état des gaz idéaux est donnée par :

$$PV = nRT \quad (5)$$

- Différencions cette équation par rapport à la température (T) à volume constante (V) :

$$(dP/dT)_V = (nR/V) \quad (6)$$

Ici, $(dP/dT)_V$ représente la variation de la pression par rapport à la température à volume constant.

- Ensuite, utilisons la définition de la capacité calorifique à pression constante (C_p) :

$$C_p = T (dS/dT)_P \quad (7)$$

Où S est l'entropie. En supposant que le gaz soit idéal, nous avons :

$$(dS/dT)_P = (nR/V) \quad (8)$$

- Maintenant, trouvons la capacité calorifique à volume constant (C_V). Pour un gaz idéal, nous avons la relation :

$$C_p - C_V = nR$$

- En combinant les résultats précédents, nous pouvons obtenir :

$$T (dS/dT)_P - (dS/dT)_V = nR/V \quad (10)$$

- Nous pouvons simplifier davantage :

$$T (dS/dT)_P = (dS/dT)_V + nR/V \quad (11)$$

- Utilisons la relation fondamentale de la thermodynamique pour les gaz parfaits :

$$dH = C_p dT \quad (12)$$

Où H est l'enthalpie.

- Différencions cette équation par rapport à la température à volume constant (C_V) :

$$(dH/dT)_V = C_V \quad (13)$$

- En supposant que le gaz est idéal, nous pouvons écrire :

$$(dH/dT)_V = nC_p \quad (14)$$

(Nous avons utilisé C_p au lieu de C_V car $C_p - C_V = nR$)

- Maintenant, nous pouvons écrire l'équation de la manière suivante :

$$T (dS/dT)_P = nC_p = (dH/dT)_V \quad (15)$$

- Remplaçons $(dH/dT)_V$ par $(dS/dT)_P - nR/V$ (à partir de l'étape 5) dans l'équation ci-dessus :

$$T (dS/dT)_P = (dS/dT)_V + nR/V \quad (16)$$

- Nous avons maintenant notre équation finale :

$$T (dS/dT)_P - (dS/dT)_V = nR/V \quad (17)$$

- En utilisant les équations thermodynamiques fondamentales pour les capacités calorifiques et l'équation d'état des gaz idéaux, nous obtenons :

$$C_p - C_V = nR/V \quad (18)$$

- Pour les gaz idéaux, n/V est la concentration molaire (c), donc nous pouvons simplifier davantage :

$$C_p - C_V = Rc \quad (19)$$

- Donc, pour les gaz idéaux, $C_p - C_V = R$.

I-1-5-2-2 Le coefficient de Joule-Thomson

Lorsqu'un gaz non idéal passe d'une haute pression à une basse pression, il y a souvent un changement de température. Notez que c'est loin d'être un effet réversible. Il s'agit toutefois d'un effet adiabatique dû au fait que le changement de pression se produit trop rapidement pour qu'un transfert de chaleur significatif se produise. Thermodynamiquement, le coefficient Joule-Thomson est défini comme :

$$\eta = \frac{RT^2}{PC_p} \left(\frac{\partial Z}{\partial T} \right)_P \quad \eta = \left(\frac{\partial T}{\partial P} \right)_H \quad (20)$$

I-1-6 Le gaz naturel comme matière première pour l'industrie pétrochimique

En général, les matières premières primaires sont des substances naturelles qui n'ont pas été soumises à des changements chimiques après avoir été récupérées. Le gaz naturel et le pétrole brut sont les matières premières de base pour la fabrication des produits pétrochimiques.

Le gaz naturel et le pétrole brut sont les principales sources des hydrocarbures intermédiaires ou des matières premières secondaires pour la production pétrochimique. À partir du gaz naturel, l'éthane et le GPL sont récupérés pour être utilisés comme intermédiaires dans la production d'oléfines et des dioléfines. Les produits chimiques importants tels que le méthanol et l'ammoniac sont également basés sur le méthane via le gaz de synthèse. D'autre

part, les gaz de raffinerie provenant de différents systèmes de traitement du pétrole brut sont des sources importantes pour les oléfines et le GPL.

Le charbon, le schiste bitumineux et le sable bitumineux sont des matières premières carbonées complexes et d'éventuelles sources futures d'énergie et de produits chimiques. Toutefois, ils doivent subir un traitement long et approfondi avant de produire des combustibles et des produits chimiques similaires à ceux produits à partir de pétrole brut (gaz naturel de substitution (SNG) et de bruts synthétiques à partir de charbon, de sable bitumineux et de schiste bitumineux) [5].

Tableau I- 2: Propriétés physiques sélectionnées des paraffines C_1-C_4 [5].

Nom	Formulaire	Spécifique Gravité	Point d'ébullition (°C)	PCS (Btu/ft ³)
Méthane	CH ₄	0.554*	-161.5	1,009
Ethane	CH ₃ CH ₃	1.038*	-88.6	1,800
Propane	CH ₃ CH ₂ CH ₃	1.525*	-42.1	2,300
n-Butane	CH ₃ (CH ₂) ₂ CH ₃	0.579*	-0.5	3,262
Isobutane	(CH ₃) ₂ CHCH ₃	0.557*	-11.1	3,253

Spécifique gravité de l'Air = **1.000** et le point d'ébullition d'air (**-183°C à -196°C**)

I-1-6-1 Le stockage du gaz naturel

Les installations de stockage de gaz contribuent largement à la fiabilité dès l'approvisionnement en gaz aux consommateurs et permettent aux fournisseurs de gaz de stabiliser les fluctuations de la consommation quotidienne de gaz. Le gaz naturel dans le stockage sert également de l'assurance contre les accidents imprévus, les catastrophes naturelles ou d'autres événements qui peuvent affecter la production ou la livraison de gaz naturel [3].

Essentiellement, il existe deux types d'installations de stockage pour le gaz naturel :

- a) Capacité relativement petite (jusqu'à 400 000 cm³) au-dessus du sol, des supports de gaz à toit flottant qui fonctionnent à une pression proche de la pression ambiante.
- b) Des installations souterraines beaucoup plus grandes (réservoirs de pétrole ou de gaz épuisés, formations de cavernes de sel et aquifères) qui fonctionnent à des pressions élevées [6].

I-1-6-2 Le transport de gaz naturel

Le transport est un aspect essentiel de l'industrie gazière, Le gaz naturel est transporté en toute sécurité, de manière fiable et économique par des pipelines ou des navires qui servent à acheminer l'approvisionnement en gaz de divers puits de production vers la métropole.

I-1-6-2-1 Les pipelines

Les spécifications assurent la qualité du gaz pour fournir un gaz de carburant propre et sûr aux consommateurs.

Les pipelines sont un moyen de transport très pratique, mais ont souvent une flexibilité limitée.

Étant donné que le gaz naturel tel qu'il est livré aux pipelines n'a pratiquement aucune odeur, l'ajout d'un odorant est exigé afin que la présence du gaz puisse être détectée facilement en cas d'accidents et de fuites. Cette odorisation est fournie par l'ajout des traces de certains composés organiques soufrés au gaz avant qu'il n'atteigne le consommateur. [2]

I-1-6-2-2 Gaz naturel liquéfié

La technologie du gaz naturel liquéfié (**GNL**) s'est avérée efficace au cours des 50 dernières années. Lorsque le gaz naturel est refroidi à environ **-162 °C (-260 °F)** à la pression atmosphérique, un liquide condensé se forme et est appelé gaz naturel liquéfié (**GNL**). La réduction de volume est d'environ 1/600 le volume de gaz naturel à la pointe du brûleur. Les propriétés physiques du **GNL** permettent son transport sur des longues distances par les Méthanier à travers les océans vers les marchés et pour sa distribution locale par regazéification ou par des camions.

I-2 Gaz de pétrole liquéfié

I-2-1 Définition du GPL

Le GPL signifiant Gaz de Pétrole Liquéfié, Est un mélange d'hydrocarbures légers composé essentiellement : de butane (**C₄H₁₀**) et de propane (**C₃H₈**) sont HC saturé associées à d'autres composés en quantités infinitésimales comme le méthane (**C₁H₄**) et l'éthane (**C₂H₆**).

La composition molaire est variable selon leur source.

Dans des conditions normales (**T=15°C**) et (**P=1 bar**), les GPL sont naturellement gazeux. Ils peuvent être liquéfiés à faible pression où par un refroidissement. C'est cet état liquide qui

permet de les manipuler, transporter et stocker facilement, il se gazéifie au moment de son utilisation. [7]

I-2-2 Les sources du GPL

Le GPL est obtenu principalement :

- Lors du raffinage du pétrole brut.
- Au cours des opérations du traitement du gaz naturel.
- Les unités GNL lors de l'opération de liquéfaction du gaz naturel.

I-2-3 Propriétés physico-chimiques du GPL

À l'état naturel, le GPL est incolore et aussi inodore. Le GPL que l'on trouve dans le commerce contient un additif chimique (le diéthylmercaptane ou le diméthylsulfure) à base de soufre, afin de faciliter la détection des fuites.

Densité : Le GPL aux conditions normales de pression et température est un gaz plus lourd que l'air et plus léger que l'eau dans l'état liquide. (250L/gaz=1L/liquide) à 38°C la densité est égale 0,534 kg/m³.

Dilatation : à l'état liquide, le GPL a un haut coefficient de dilatation dont il faut tenir compte lors de leur stockage (les sphères ne doivent jamais être complètement remplies).

Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS) : Le GPL ayant un pouvoir calorifique élevé est le :

- Propane: PCS= 22506 (kcal/kg).
- N-butane: PCS = 29622 (kcal/kg).

On appelle pouvoir calorifique d'un combustible liquide ou gazeux la quantité de chaleur dégagée par la combustion d'une masse ou d'un volume unité. Pour un gaz, le pouvoir calorifique s'exprime en « joule par mètre cube » mesuré dans les conditions de références. Il existe deux valeurs de pouvoir calorifique :

- **Pouvoir calorifique supérieur PCS :** Il correspond à la chaleur dégagée lorsque tous les produits de la composition sont ramenés à la température ambiante, l'eau formée étant à l'état liquide.
- **Pouvoir calorifique inférieur (PCI) :** correspond à la réaction de combustion, dans laquelle l'eau formée reste à l'état de vapeur.

Corrosivité, Teneur en soufre : Le GPL est non corrosif à l'acier mais généralement au cuivre et à ces alliages ou à l'aluminium et la teneur en soufre doit être inférieure ou égale à 0,005% en masse.

Toxicité, fluidité : Les GPL sont non toxiques, non corrosifs, très fluides tant à l'état liquide qu'à l'état gazeux. Ces deux gaz peuvent dissoudre certaines matières telles que les huiles, graisses, vernis, caoutchoucs naturels, etc.

Inflammabilité : La combustion du GPL n'est possible que si le pourcentage de gaz dans l'air se situe entre 2 et 10 %, donc dans des limites relativement faibles [7].

I-2-4 Stockage et transport du GPL

Le GPL est stocké sous forme liquide sous pression dans des réservoirs sphériques ou cylindriques horizontaux en acier ou en aluminium. Par une autre manière, On peut le stocker le GPL à basse température (stockage cryogénique). Il existe une large gamme de réservoirs tel que :

Les réservoirs aériens sont revêtus d'une couche de peinture blanche afin d'éviter un échauffement trop important du GPL pendant la période estivale.

Les réservoirs enterrés sont protégés de la corrosion par leur peinture et par un système de protection cathodique, ou par une coque en matière plastique.

Tous les modes de transport valables pour les produits pétroliers peuvent être employés pour les gaz liquéfiés : pipelines, navires pétroliers, péniches, camions, wagons citernes, bouteilles [8].

I-2-5 Domaine utilisation du GPL

Actuellement, les GPL offrent une puissance énergétique nettement supérieure aux autres sources d'énergies ce qui explique la diversité des domaines de leurs utilisations, On peut regrouper cette utilisation dans les secteurs Suivants [8] :

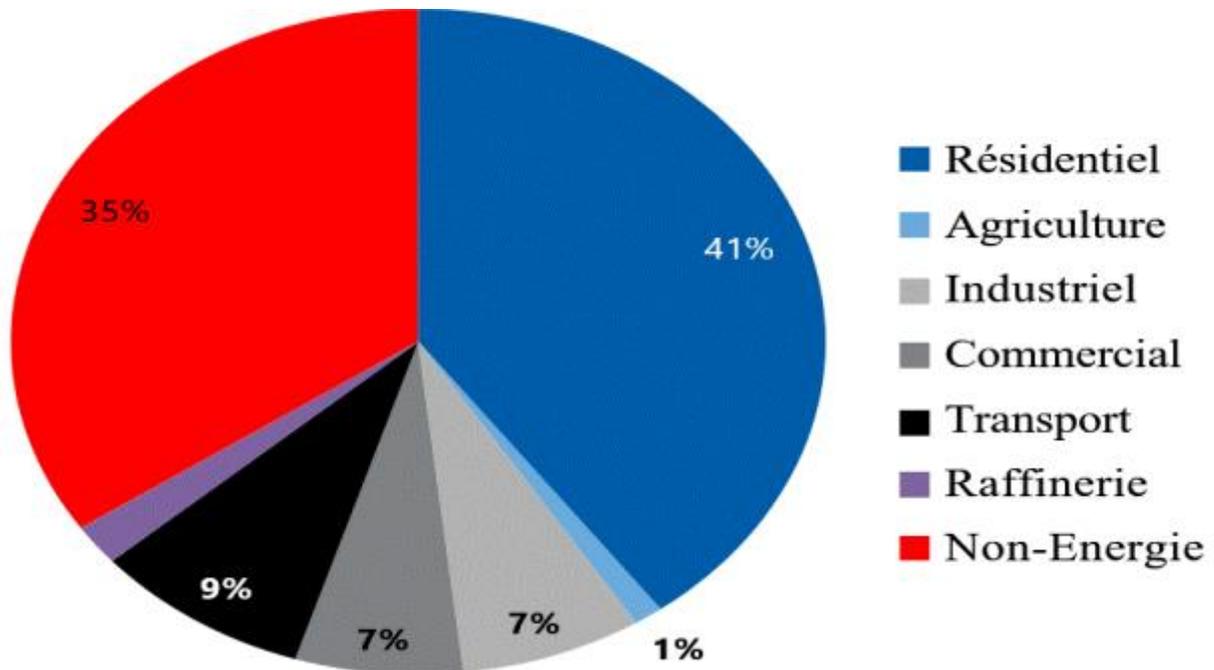


Figure I- 2: La demande en GPL par Secteur

I-2-6 Le marché du GPL dans le monde

I-2-6-1 Production du GPL

En 2021, la production mondiale de GPL (gaz de pétrole liquéfié) était d'environ 330 à 350 millions de tonnes métriques (MT), soit environ 10,2 à 10,8 milliards de gallons américains.

Les principaux pays producteurs de GPL en 2021 étaient les États-Unis, l'Arabie saoudite, la Russie, la Chine, le Canada, l'Iran et d'autres pays du Moyen-Orient.

I-2-6-2 La consommation du GPL dans le monde

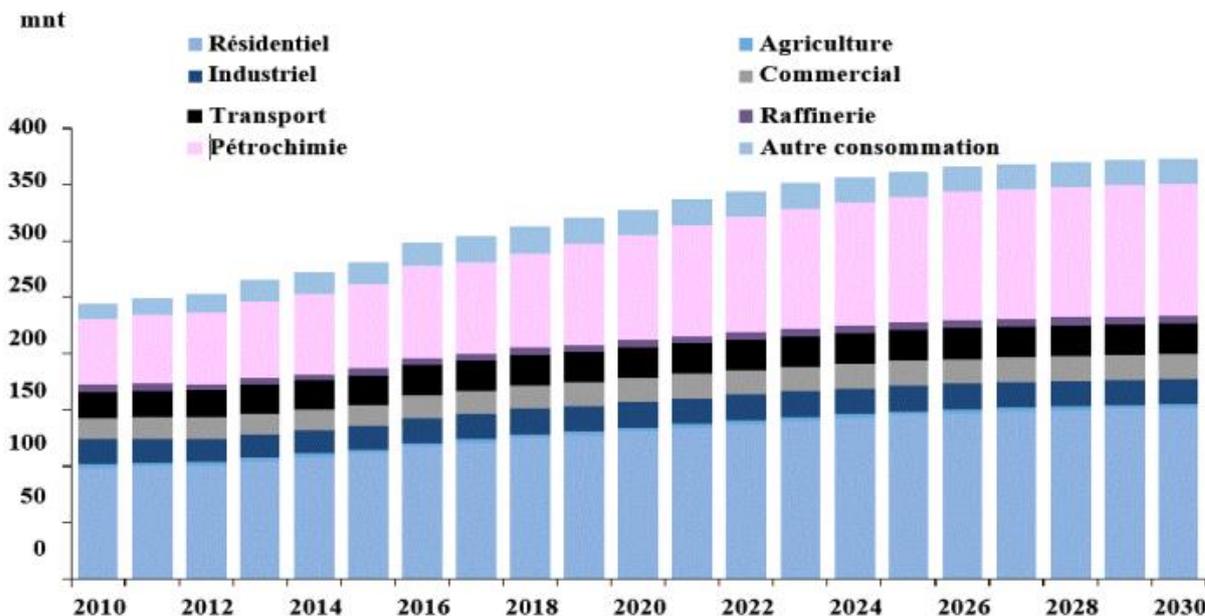


Figure I- 3: La demande globale du GPL

La consommation mondiale totale pour 2018 a été évaluée à 313 mnt, soit environ 3,8 % de plus qu'en 2017 [9].

Le rôle de l'Inde et de l'Indonésie en tant que consommateurs clés est évident depuis quelques années, mais en tant que troisièmes et dixièmes consommateurs de GPL respectivement, et avec un chiffre combiné de la demande de plus de 30 mn t/an.

Avec le flux commercial sino-américain a tué, les produits américains atteignent désormais plus loin, et représentent la plupart des importations Japon et Corée, le GPL américain est désormais bien implanté en Indonésie et commence à atteindre l'Inde.

Il est l'un des plus petits pays d'Asie et d'Afrique qui affichent les taux de croissance les plus élevés. Bangladesh une nouvelle fois affiché des chiffres forts, Nigéria étant en tête de l'Afrique avec une estimation de 780 000 t / an.

Les usines de déshydrogénation du propane (PdH) qui sont principalement responsables de l'utilisation supplémentaire de GPL dans ce secteur en Asie [10].

I-2-6-3 Le GPL en Algérie

L'Algérie est l'un des leaders mondial du GPL, avec une production annuelle qui avoisine les 8,4 millions de tonnes en 2015 (contre 5 millions en 1996), dont 2 millions est consommée localement sous forme du butane et de propane. La classant ainsi deuxième exportateur de cette matière dans le monde après l'Arabie Saoudite.

En 2007 l'Algérie a exporté environs 11 millions de tonnes de GPL, qui a connu une augmentation record de son prix. L'Italie et l'Espagne sont les principaux clients de l'Algérie qui exporte aussi vers d'autres pays d'Amérique latine, d'Asie et d'Afrique comme suit :

- En Méditerranée : 63% (Italie, Espagne, France, Portugal, Maroc, Turquie, Egypte, Liban, Tunisie, Syrie).
- Amérique du nord : 26% (USA, Canada).
- Amérique latine : 2% (Brésil, Argentine, Uruguay, Equateur).
- Europe du nord : 7% (Hollande, Suède, Belgique, Finlande, Angleterre).
- Asie : 2 % (Corée, Japon, Inde) [11].

I-3 Le condensat

I-3-1 Généralités sur le condensat

Le condensat est constitué d'un mélange d'hydrocarbures paraffinées, de C_5H_{12} jusqu'au $C_{12}H_{26}$ et plus, généralement extrait des gisements du Gaz à condensat. Il est sous forme liquide dans les conditions normales de température et de pression [7].

I-3-2 Les caractéristiques du condensat

Les principales caractéristiques du condensat sont :

- ❖ **Aspect** : C'est un liquide incolore, avec une odeur d'essence.
- ❖ **Poids spécifique** : Poids spécifique du condensât est compris entre 0,7 à 0,8.
- ❖ **Point d'éclair** : Son point d'éclair est inférieur à 40°C.
- ❖ **Limites d'inflammabilités** : Il est très inflammable, car il a un point d'éclair inférieur à zéro, ses limites d'inflammabilités sont approximativement : 1,4 et 7,6% (dans l'air).
- ❖ **Densité de vapeur** : Les vapeurs du condensat sont plus lourdes que l'air, la densité de ces vapeurs est de 3 à 4 fois plus grande que celle de l'air.
- ❖ **Explosivité et inflammabilités** : Le condensat est un fluide hautement inflammable et évaporable à une température normale et pression normale, du fait qu'il n'est pas électro conducteur, il ne présente pas de danger d'inflammation ou explosion du fait de l'étincelage électrostatique amorcé par coulage, filtration, chute, pulvérisation...etc. les vapeurs du condensat constituent un mélange gazeux explosif se répondant par terre du fait de sa densité plus élevée que celle de l'air.

- ❖ **Toxicité physiologique** : Les vapeurs du condensat sont toxiques. Lorsqu'un homme est exposé à ces vapeurs, le premier symptôme constaté sera l'irritation des yeux ce qui sera suivie de symptômes névropathies (étourdissement). Lorsque la concentration des vapeurs du condensat est de l'ordre de 0,025% à 0,05% volumique dans l'air, elles ne peuvent pas causer des symptômes sérieux, même après plusieurs heures d'inhalation.
- ❖ **Précautions hygiéniques** : Pour prévenir l'intoxication, on doit réaliser une ventilation convenable des locaux de travail et maintenir la concentration des vapeurs du condensat à moins de 300 ppm [8].

I-3-3 Stabilisation du condensat

Il existe deux procédés de stabilisation du condensat : séparation flash en cascade et séparation par distillation.

- A. **Séparation flash cascade** : se compose de plusieurs séparateurs et compresseurs, ce qui est commun dans les usines de traitement du gaz offshore en raison de sa simplicité, mais ses rendements d'efficacité et de condensat sont plus faibles.
- B. **Séparation par distillation** : est plus complexe et plus efficace, ce qui est fréquent dans les usines de traitement de gaz à terre [2].

I-3-4 Domaine d'utilisation du condensat

La particularité du condensat réside dans son utilisation dans deux secteurs industriels entièrement stratégiques : Le raffinage et la pétrochimie.

A. Utilisation du condensat dans la pétrochimie

La valorisation du condensat, se fait principalement dans le domaine de la pétrochimie où la demande est très importante. Il est principalement utilisé pour la production des oléfines par le vapocraquage.

B. Utilisation du condensat dans le raffinage

Le condensat est utilisé dans la production des carburants notamment les essences, leurs prix de revient est plus bas que les essences produites à partir du pétrole brut car la séparation et la transformation du condensat sont moins coûteux, et sa composition chimique riche en éléments légers.

Il est utilisé dans le procédé d'isomérisation pour produire l'essence, en transformant les normales paraffines en iso-paraffines qui ont un haut indice octane utilisé également dans le reforming catalytique [7].

I-4 Procédés de traitement du gaz naturel

Le gaz en provenance des puits producteurs est un mélange (gaz et hydrocarbures liquides) contenant une faible proportion d'eau du gisement. Ce qui fait que tous les procédés de traitement de gaz se basent sur quatre étapes essentielles [12] :

1. Elimination de l'eau

L'eau libre contenue dans le gaz brut est éliminée par décantation dans des ballons de séparation et ce après un refroidissement. L'eau de saturation est éliminée par absorption au glycol.

2. Extraction des hydrocarbures liquides

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

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 qui permet d'éliminer tous les gaz légers entraînés par les hydrocarbures liquides, et le fractionnement qui consiste à séparer les hydrocarbures liquides stabilisés en condensat et GPL.

4. Recompression des gaz moyenne pression

Les gaz des séparateurs à moyenne pression ont les mêmes qualités que le gaz sec produit, pour cela ils sont récupérés puis recomprimés avant d'être mélangés au gaz sec. Leur récupération permet d'éviter le torchage du gaz.

Les procédés de traitement de gaz sont multiples et le choix du type de traitement se base sur les critères suivants :

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

I-4-1 Procédé PRITCHARD

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par détente avec l'utilisation d'une boucle de propane comme système réfrigérant, pour atteindre en fin de cycle des températures voisines de **- 20°C**.

I-4-2 Procédé HUDSON

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par une série de détentes complétées d'une détente à travers une machine appelée turbo-expandeur, qui permet d'atteindre un niveau de température de **- 40°C**.

I-4-2 Procédé mixte

Ils sont les plus performants, car ils utilisent le Turbo-Expandeur, la vanne Joule Thomson et la Boucle de propane, ou on atteint les **-66°C**. Les procédés mixtes sont plus performants, car ils permettent une meilleure récupération des hydrocarbures liquides.

CHAPITRE II :
DESCRIPTION DE LA REGION HASSI R'MEL

II-1 Aperçu géographique : le gisement de gaz de Hassi R'mel

Découvert en 1956, le gisement de Hassi R'mel est situé à une distance de 550 km au sud d'Alger. Il se trouve entre les régions de Ghardaïa et Laghouat, à une altitude moyenne de 760 mètres (Figure 1)

Le champ de Hassi R'mel s'étend sur une vaste superficie de 3500 km² et possède une forme elliptique. Il se trouve à une profondeur de 2200 mètres et est orienté dans la direction Ouest-Nord-Est. C'est l'un des tout premiers gisements de gaz naturel dans le monde. Son volume initial de gaz à condensat, évalué à environ 3000 milliards de mètres cubes standard récupérables, est contenu dans une structure qui s'étend sur environ 70 km du nord au sud et 50 km d'est en ouest.

Les études réalisées sur ce gisement ont démontré la présence de gaz, de condensat et de GPL dans le réservoir. Les quantités initiales étaient de 200 g/m³ pour le condensat et de 80 g/m³ pour le GPL [13].



Figure II- 1: Situation géographique du champ de Hassi R'mel

II-2 Installations gazières à Hassi-R'mel

Le plan d'ensemble des installations gazières implantées sur le champ de Hassi-R'mel est élaboré de façon à avoir une exploitation rationnelle du gisement et pouvoir récupérer le maximum de liquide. Les installations mise en œuvre sont réparties en trois secteurs [14]:

Tableau II- 1: Les secteurs gazières à Hassi-R'mel

Secteur	Sections de secteur
Secteur nord.	Module 3.
	SCN : Station de compression Nord.
	SBN : Station BOOSTING Nord.
	CTH : Centre de Traitement d'Huile.
Secteur centre.	Module 0.
	Module I.
	Module IV.
	CSTF : Centre de Stockage et de Transfert Facilites.
	CNDG : Centre National de Dispatching Gaz.
	SBC : Station BOOSTING Centre.
	CTH : Centre de Traitement d'Huile.
	Unité de PHASE B.
Secteur sud.	Module 2.
	SCS : Station de Compression Sud.
	Centre de Traitement de Gaz Djebel-Bessa.
	CTG-HR-Sud : Centre de Traitement de Gaz.
	SBS : Station BOOSTING Sud.

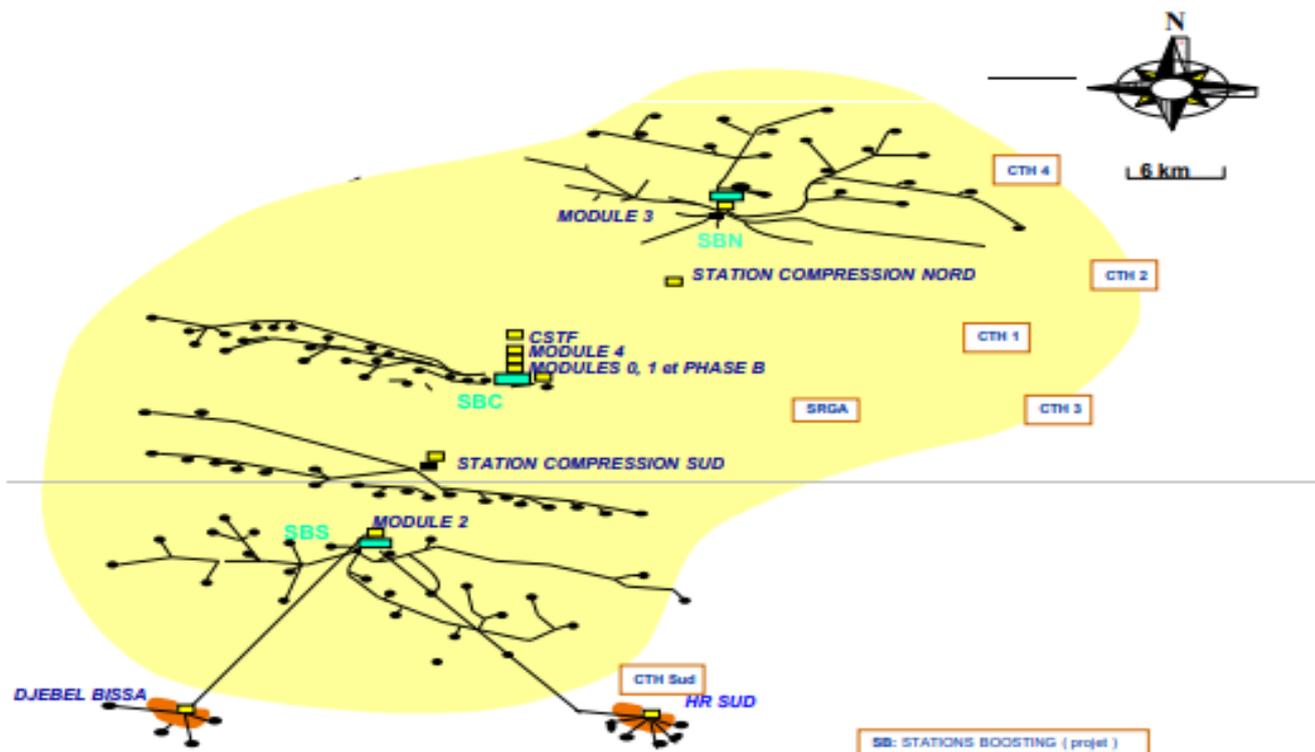


Figure II- 2: Installations gazière à Hassi R'mel

II-4 Organisation de la région de Hassi R'mel

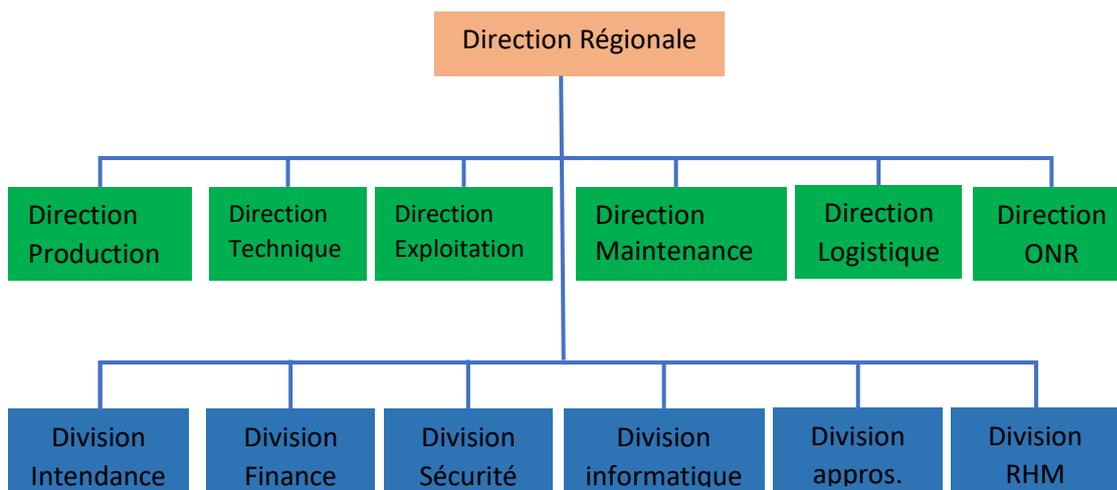


Figure II-3 : organigramme de l'organisation de la région de Hassi R'mel [18]

CHAPITRE III :
TRAITEMENT DE GAZ BRUT DE MODULE IV

III.1 Description du module IV

Le Module Processing Plant IV (MPPIV) est un ensemble d'installations qui permettent de récupérer les hydrocarbures lourds des gaz bruts recueillis à partir de nombreux puits et de fabriquer des gaz de vente ou de réinjection. Il se compose de trois trains de même capacité et comportant le même appareillage. Sa production journalière est de 60 000 000 m³ /j de gaz sec, 6200 t/j de condensat et de 2400 t/j de GPL, Les hydrocarbures liquides récupérés dans la section de séparation à haute pression sont séparés en GPL et condensat dans la section de fractionnement. Ces deux produits s'écoulent vers les installations centrales de stockage et de transfert, CSTF.

Le module IV comprend plusieurs unités dont :

- ❖ Deux unités de régénération de glycol, de stockage et injection.
- ❖ Une unité de traitement des eaux.
- ❖ Deux turbocompresseurs pour gaz.
- ❖ Une unité de production d'air instrument et service.
- ❖ Une unité de production de gaz inerte.
- ❖ Une unité de stockage et de transfert dotée de trois bacs condensat, deux sphères GPL et deux compresseurs Holding. [15]

III.2 Les objectives du procédé

Les principaux objectifs de l'unité de traitement de gaz MPPIV sont :

- Produire du gaz de vente à des spécifications requises.
- Maximiser la récupération du GPL et Condensât en respectant les spécifications.

Notant que les spécifications sont issues d'un accord exprimé sous forme de contrat entre **SONATRACH** et ses clients et qui doit être respecté [15].

En exploitation normale, les spécifications des produits précédemment mentionnés sont :

Tableau III- 1: Spécifications du gaz de vente

PCS	9350 kcal/m ³ (min) (cas du design) 9450 kcal/m ³ (max)
Teneur en eau	Pas plus de 50 PPM en % poids
Température	Pas plus de 60°C
Teneur en C ₅ ⁺	Pas plus de 0.5 % mol
Point de rose	-6°C à 80.5 bars (max) (cas du design)

Tableau III- 2: Spécifications du GPL

Teneur en C ₂ ⁻	3 % mol (max)
Teneur en C ₅ ⁺ :	0.4 % mol (max)

- Spécifications du Condensât liquide :

Il doit être stabilisé à une tension de vapeur Reid de (TVR) 10 Psia (max).

III.2.1 Composition du gaz brut

Tableau III- 3: Composition du gaz brut

Constituant	% molaire
N ₂	5.56
CO ₂	0.2
CH ₄	78.36
C ₂ H ₆	7.42
C ₃ H ₈	2.88
iC ₄ H ₁₀	0.62
nC ₄ H ₁₀	1.1
iC ₅ H ₁₂	0.36
nC ₅ H ₁₂	0.48
C ₆ H ₁₄	0.59
C ₇ H ₁₆	0.56
C ₈ H ₁₈	0.45
C ₉ H ₂₀	0.37
C ₁₀ H ₂₂	0.27
C ₁₁ H ₂₄	0.21
C ₁₂ +	0.57
Totale	100

III.3 Unité de traitement de Gaz

III.3.1 Description d'un train

III.3.1.1 Section séparation à haute pression

Le but de cette section est de récupérer le maximum de liquides hydrocarbures et de produire du Gaz sec en respectant les spécifications.

Le Gaz brut issue des puits est acheminé à travers des collecteurs au Module IV en phase mixte avec des conditions de 103 kg/cm^2 et $57,5^\circ\text{C}$ de pression et de température. A son entrée au train, le Gaz est séparé en trois courants de même débits à travers un appareil appelé diffuseur **D001**, ensuite chacun des trois courants est refroidi à travers l'aéroréfrigérant **E101** à la température 35°C . Après il passe à la première séparation dans le séparateur à trois phases **D101** à 103 kg/cm^2 . L'eau libre quittant le séparateur est drainée vers le bournier tandis que les hydrocarbures liquides sont flashés à 32 kg/cm^2 et 25°C dans le ballon séparateur riche en Condensât **D105**.

Le Gaz généré du séparateur à haute pression **D101** est refroidi à travers les échangeurs Gaz-Gaz **E102**, **E103** tube calandre à la température -12°C , à ce niveau l'injection du glycol **DEG** à 80 % concentré est nécessaire pour éviter la formation des hydrates qui peuvent provoqués le bouchage des tubes du moment que notre Gaz est saturé en eau.

L'injection du **DEG** est assuré par des nozzles, système de pulvérisation placé en amont des échangeurs à haute pression 128 kg/cm^2 . Quittant les deux échangeurs, le Gaz est détendu une fois isenthalpiquement à travers la vanne joule Thomson **PRCV 108** à la température et pression -14°C et 100 kg/cm^2 , séparé des hydrocarbures liquides dans le ballon séparateur **D102** ensuite détendu une deuxième fois isentropiquement dans le Turbo-Expander **K101** côté turbine à la pression 65 kg/cm^2 et -35°C .

Le Gaz en fin de détente est séparé du Condensât dans le séparateur **D103** puis utiliser comme fluide réfrigérant du gaz chaud entrant les échangeurs **E102**, ainsi le procédé produit ses propres frigories et le système devient autonome. Le Gaz sortant de l'échangeur **E102** à 30°C du côté calandre, est comprimé à la pression 70.9 kg/cm^2 dans le Turbo-Expander **K101** du côté compresseur.

Les hydrocarbures liquides résultant du flash dans les deux séparateurs **D102** et **D103** sont flashés dans un séparateur froid, **D104**, à basse pression de 34 kg/cm² et à une température de -39,5°C. Le gaz généré dans ce processus est mélangé avec celui provenant du ballon de reflux du dééthaniseur **D107**. Ensuite, il passe du côté de la calandre dans l'échangeur **E103**. À sa sortie de cet échangeur, il est combiné avec du gaz issu du ballon basse pression **D105**. Ce mélange est ensuite comprimé dans le compresseur **K002**, qui traite les gaz moyen pression, pour atteindre une pression de 72 kg/cm². Enfin, le gaz comprimé est injecté dans le circuit de gaz destiné à la vente. [15]

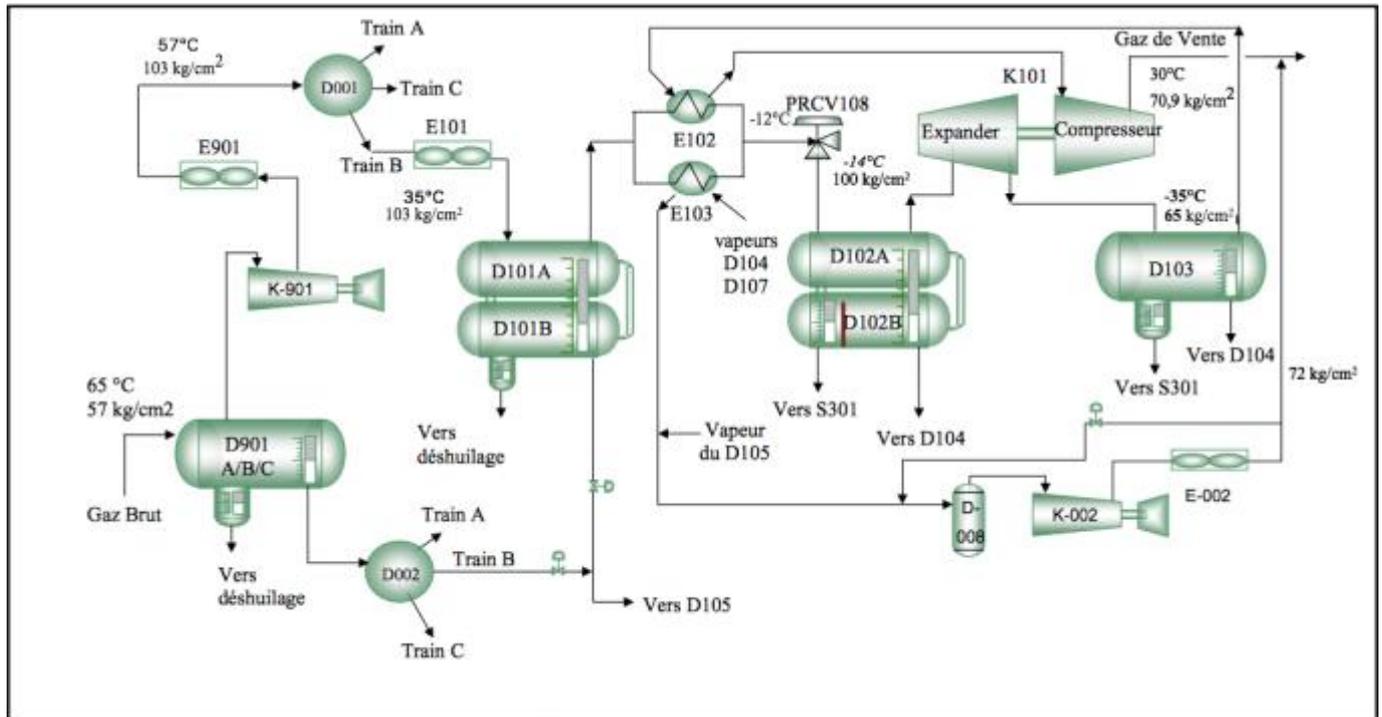


Figure III- 1: Section Haute pression avec Boosting.

II.3.1.2 Section fractionnement et stabilisation

Elle constitue la dernière étape dans le procédé de traitement, elle a pour fonction de séparer et stabiliser le mélange GPL et Condensât, des entraînements des produits légers dans la colonne du dééthaniseur **C101** ensuite fractionner le mélange en produits finis Condensât et GPL dans la colonne du debutaniseur **C102**. [15]

A. La colonne de stabilisation **C101** (dééthaniseur)

C'est une colonne de distillation condenseur rebouilleur, elle est utilisé pour séparer les du mélange GPL et Condensât en tête de colonne et minimiser les entraînements du propane avec la vapeur du **D107**, ballon de reflux de la colonne. (Voir Figure 2).

La colonne est spécifique composée de deux parties : froide et chaude séparées par le 12^{ème} plateau, appelé plateau accumulateur. Alimentée par deux courants, la **C101** travaille à 26.52 kg/cm².

La partie froide est composée de 12^{ème} plateau et alimentée par la charge issue du **D104** au 5^{ème} plateau à -22.7 °C, avant son entrée à la colonne, elle est utilisée comme fluide réfrigérant du produit de tête de la **C101** à travers le condenseur de tête **E106**.

La partie chaude est constituée de 16 plateaux, elle est alimentée au 21^{ème} plateau par le courant en provenance de la séparatrice basse pression **D105** après avoir été préchauffée à 130 °C dans l'échangeur **E104** côté calandre.

La vapeur en tête de colonne est partiellement condensée dans l'**E106** puis flasher dans le ballon **D107** à la température -25°C. Le Gaz généré du flash est envoyé à la section compression, **K002**, tandis que le liquide est pompé au 1er plateau comme reflux à -14°C.

Pour éviter la formation d'hydrates dans le condenseur et la partie froide de la colonne, une solution **MEG** est injectée dans le côté tube du **E106** ainsi que du côté refoulement des pompes de reflux **P103A/B**.

Les hydrocarbures liquides accumulées dans le 12^{ème} plateau, sont acheminées à l'extérieur de la colonne et séparées du glycol dilué dans le séparateur **D106**. Les liquides issus du point de flash sont réintroduits au 13^{ème} plateau, la partie chaude de la colonne, tandis que la vapeur est envoyée au 12^{ème}, partie froide de la colonne.

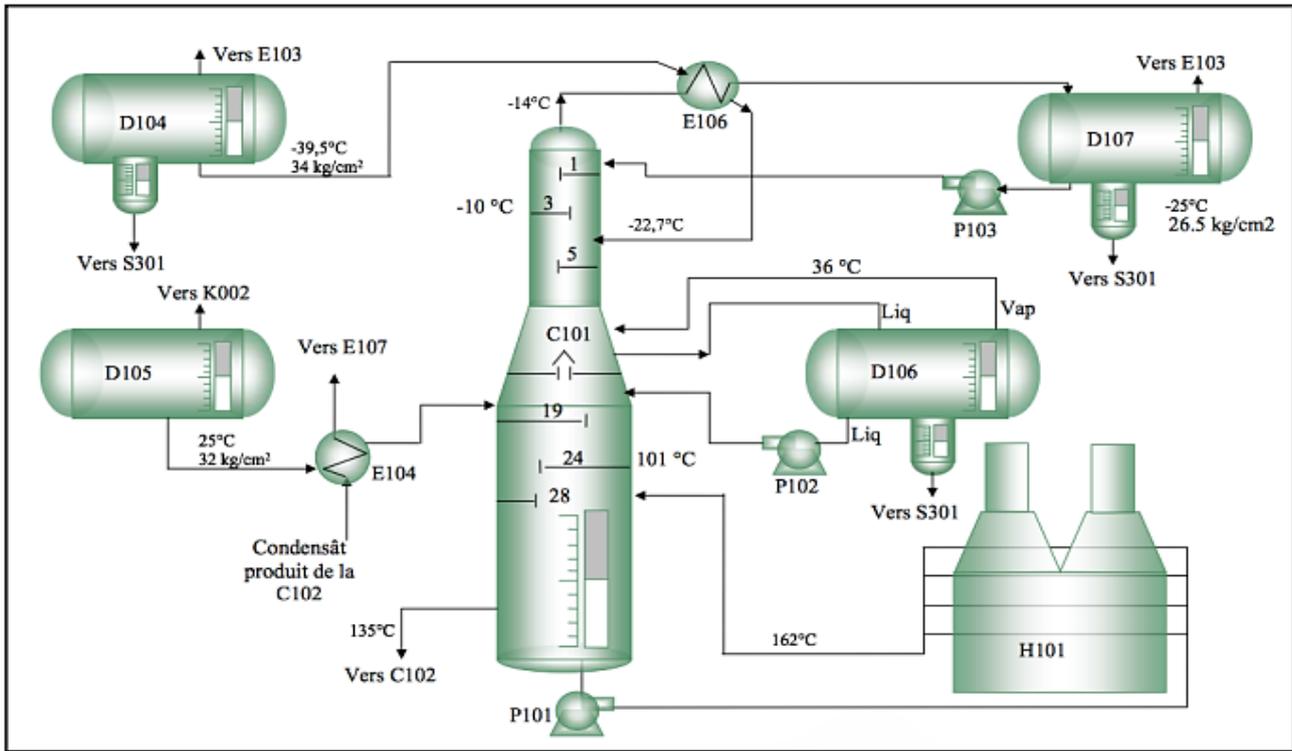


Figure III- 2: Section stabilisation

La chaleur nécessaire pour la vaporisation partielle du résidu, produit de fond de la **C101**, est assurée par le rebouilleur **H101** à 162°C ainsi les hydrocarbures lourds quittant le Botton de la colonne alimentent directement le 21^{ème} plateau du débutaniseur. [15]

B. La colonne du fractionnement C102 (débutaniseur)

C'est une colonne de distillation fonctionnant à une pression de 14.53 kg/cm², composée de 32 plateaux et alimentée depuis le fond de la **C101** jusqu'au 21^{ème} plateau (voir Figure 3). La vapeur en tête de colonne est entièrement condensée à une température de 35°C à travers l'aéroréfrigérant **E108**, puis recueillie dans le ballon de reflux **D108**.

Une partie du liquide provenant du ballon **D108** est pompée vers le premier plateau de la colonne par la pompe **P105**, servant ainsi de reflux. L'autre partie est dirigée vers la section de stockage du GPL, **D005A**, à une pression de 14.5 kg/cm², puis vers le **CSTF** (Centre de Stockage et de Transfert des Fluides).

En cas de produit ne respectant pas les spécifications, la partie destinée au **CSTF** est stockée dans les sphères **T002A/B** en vue d'un retraitement ultérieur. Une fraction du liquide provenant du fond de la colonne est pompée par la **P104** vers le rebouilleur **H102** du débutaniseur, puis chauffée à une température de 217 °C.

Le produit issu du fond de la colonne, à une température de 190 °C, subit un refroidissement successif en contre-courant dans l'échangeur **E104** avec le flux chaud de la partie dééthaniseur, puis par l'aéroréfrigérant **E107** jusqu'à atteindre 25°C. Ensuite, il est acheminé vers le ballon **D003B**, et enfin pompé vers le **CSTF** par la **P102**. En cas de non-conformité du produit, il est envoyé au bac à condensât **T001A/B/C** en vue d'un retraitement ultérieur.

[15]

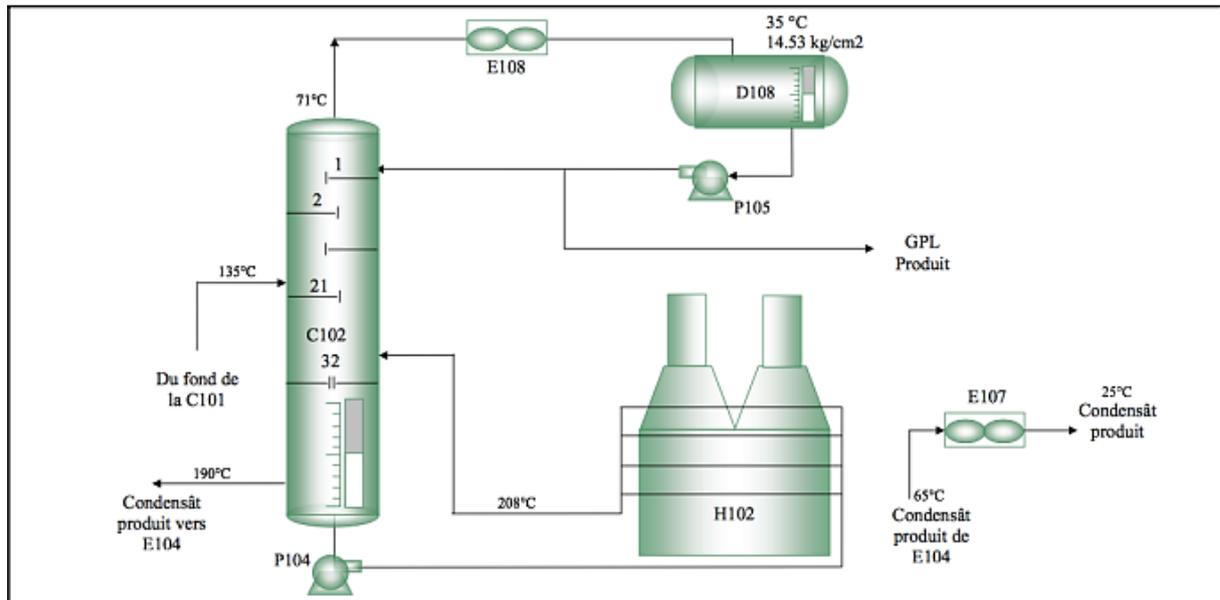


Figure III- 3: Section fractionnement.

CHAPTER IV :
LES ANALYSES EFFECTUEES
ET RESULTATS OBTENUS

IV-1 Introduction

Le rôle essentiel d'un laboratoire de contrôle de qualité pour les Matières Premières Pétrolières et Industries de la vapeur (MPPIV) implique la réalisation d'analyses approfondies sur les produits finis tels que le Gaz, le GPL, le Propane, le Butane et le Condensât. L'objectif est de vérifier leur conformité aux normes et spécifications requises. En parallèle, ce laboratoire exécute des analyses et des évaluations sur les éléments fondamentaux tels que le Glycol, l'Air instrument, l'eau de refroidissement et les huiles de lubrification. Ces composants essentiels sont responsables du bon fonctionnement des machines et équipements.

La norme utilisée au niveau des laboratoires Hassi R'mel est la norme **ASTM**.

IV-2 Analyses effectuées au laboratoire MPPIV

On a deux types des analyses : Analyse de routine et analyses programmées.

Tableau IV- 1: Analyses de Routine [18].

Produits	analyse	Caractéristiques physico-chimiques	Fréquences	Equipements	Norme ASTM
GAZ	Composition molaire	PCS, Densité Poids moléculaire & C ⁵⁺ %	2f/j : gaz total	Chromatographie phase gazeuse	PCS 9350-9450 Kcal/sm ³ C ⁵⁺ < 0,5%
	Humidité		1f/j	Karl-Fisher	≤ 50ppm
	Point de Rosée Hydrocarbures	PRH en °C à la pression de service		Dew Point Tester	≤ -6 à 80 bars
GPL	Composition molaire	Densité, C ²⁻ % & C ⁵⁺ %	1f/j: GPL total 1f/j : GPL trains	Chromatographie phase gazeuse	≤ C ²⁻ % 3% ≤ C ⁵⁺ % 0,4%
CONDENSAT	Densité	D 15/4	2f/j: trains 1f/j: bacs expédit	Hydromètre	
	TVR	TVR à 37,8°C		Bombe Normalisée	≤ 10 Psi ≤0.70307 Kg/cm ²
DEG	Composition		2f/j	Réfractomètre	REG 80%
	pH			pH-mètre	HYP 75%
EAU DES SEPARATEURS D101	pH		1f/j	pH-mètre	Suivi de l'évolution en fonction de l'injection de l'inhibiteur de corrosion
	Salinité			Dosage	
	Fer			Volumétrique	

Tableau IV- 2: Analyses programmées [18].

Produit	Analyse	Caractéristiques Physico-Chimiques	Equipement	Fréquence	Norme ASTM
Eau des Collecteurs	pH		pH-mètre	Hebdomadaire	Suivi de l'évolution en fonction de l'injection de l'inhibiteur de corrosion.
	Salinité		Dosage		
	Fer		Volumétrique		
Eau de refroidissement	pH		pH-mètre		
	Dureté		Dosage volumétrique		
	Fer		Spectrophotomètre		
Air Instrument	Humidité	Point de Rosée eau à pression de service	Karl-Fisher	Mensuelle	≤ -10°C
Huiles de lubrification	Viscosité Cinématique	Viscosité Cinématique à 40°C	Viscosimètre Ubbelhoude		Selon le type d'huile

IV-2 Procédure d'échantillonnage

IV-2-1 L'échantillonnage

Cette opération décrit un ensemble de méthode de prélèvement pour avoir les échantillons représentatifs des produits Chaque produit a un point d'échantillonnage fixe soit en haute, moyenne ou basse pression.

- Pour le gaz et GPL :

Les points se trouvant au sein des trains, sous haute ou moyenne pression, l'échantillonnage doit se faire dans des bouteilles normalisées en inox de capacité d'un litre.

- Pour les liquides (condensât, glycol et eau) :

Se trouvant sous basse pression, les prélèvements se fait dans des flacons appropriés.

Pour avoir un échantillon homogène et représentatif, il faut purger avant

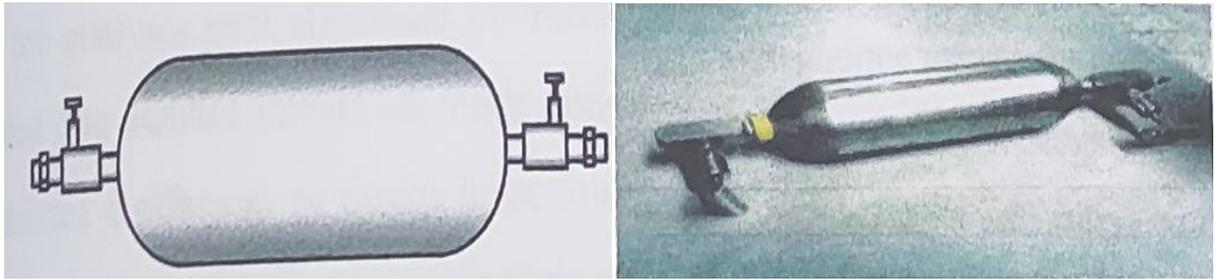


Figure IV- 1: l'échantillonnage

IV-2-2. Méthode d'échantillonnage

- ✓ On raccorde la bouteille (pour le gaz et le GPL) au raccord d'échantillonnage.
- ✓ On ouvre légèrement la 1ère vanne de processus, puis très peu la 2ème vanne, pour permettre au gaz de circuler doucement. Ensuite, on charge la petite quantité d'échantillon dans la bouteille après l'avoir purgée. Après avoir chargé l'échantillon, on ferme la vanne de sortie de la bouteille, puis on attend un moment avant de fermer la 2ème vanne.
- ✓ Une fois l'échantillon prélevé, on ferme toutes les vannes de process, puis on débranche le raccordement en prêtant attention à la pression qui peut subsister dans le raccord.



Figure IV- 2: points échantillonnage de gaz

IV-3 Analyse de Gaz de vente

IV-3-1 Analyse chromatographique du Gaz et du GPL

IV-3-1-1 Définition de la chromatographie (CPG)

La chromatographie en phase gazeuse est une méthode de séparation basée sur la migration différentielle des constituants d'un mélange à analyser. Dans cette technique, les composants sont répartis entre deux phases : une phase stationnaire et une phase mobile, constituée d'un gaz vecteur. Le développement du chromatographe a débuté en 1952 et a connu une expansion significative entre 1960 et 1970, ce qui en a fait l'une des méthodes de laboratoire les plus largement utilisées.

IV-3-1-2 Objectif

- Analyse qualitative : c'est l'identification des constituants qui se base sur le temps de rétention qui est spécifique pour chaque constituant.
- Analyse quantitative : c'est la quantification des constituants qui se base sur la surface du pic de chaque constituant.

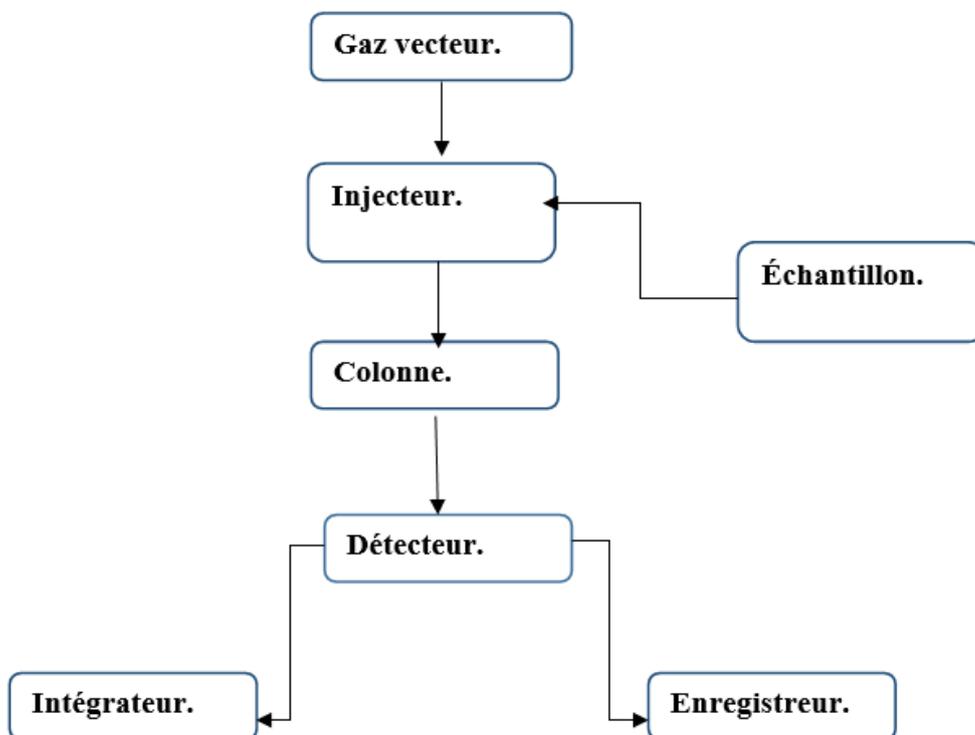


Figure IV- 3: description de chromatographie

- **Gaz vecteur**

On utilise de l'hélium à un débit constant de 30 ml/min afin d'assurer une séparation efficace. Un régulateur de pression à deux ou trois étages est utilisé pour obtenir une pression d'entrée de quelques bars, permettant ainsi de réguler le débit. Cette régulation est nécessaire car le débit varie en fonction de la température

- **Système d'injection**

Il s'agit d'une vanne d'injection équipée d'un système de robinet à voies multiples. Ce dispositif permet, par un simple mouvement de rotation, d'introduire un échantillon gazeux. Avant d'injecter le GPL, le propane et le butane, il est nécessaire de transformer la phase liquide en phase gazeuse, ce qui est réalisé à l'aide d'un bain-marie.

- **Le four**

Est un compartiment placé entre la chambre d'injection et le détecteur, qui contient la colonne chromatographique. Il est muni des éléments chauffants pouvant contrôler la température de Four avec une très grande précision.

- **Colonne**

C'est une partie très importante du chromatographe, c'est le cœur du système où se produit la migration différentielle des solutés qui conduit à leur séparation.

Colonne garnie : composée d'un support en acier inoxydable (inox) de longueur 9m, et son diamètre intérieur est 3mm elle permet la séparation de N₂, CO₂, C₁ à C₆.

Colonne capillaire : phase stationnaire sans support, longueur 0.5 à 50m - diamètre 0.3 à 1mm
Les colonnes ont maintenues à une température constante à 160 °c (isotherme).

- **Le détecteur**

C'est la deuxième étape essentielle du processus chromatographique. Plusieurs types de détecteurs existent, parmi lesquels les plus couramment utilisés dans l'analyse du gaz naturel sont le **TCD** basé sur le principe du pont de Wheatstone à catharomètre, ainsi que le **FID**. Le rôle du détecteur est d'effectuer une identification qualitative et quantitative des constituants séparés par la colonne chromatographique.

- **L'intégrateur**

Donne les surfaces de chaque pic, Il permet de calculer la composition molaire pour chaque composé.

- **L'enregistreur**

Cet appareil permet d'enregistrer la réponse du détecteur pour chaque composant sous forme d'un pic.

IV-3-1-4 Mode opératoire

- ✓ Brancher la bouteille à échantillon du gaz (GPL, Gaz sec,) et purger pendant au moins **1min** à débit relativement fort ;
- ✓ Diminuer le débit d'échantillon (Ni fort ni faible) et le maintenir pendant quelques secondes puis fermer la vanne d'entrée de l'échantillon gaz et ouvrir simultanément l'autre vanne d'entrée de l'échantillon gaz et ouvrir la vanne d'entrée du gaz pour dépressuriser.
- ✓ Chronométrer exactement **1 min** puis démarrer l'analyse en cliquant sur le bouton " START ".
- ✓ L'analyse est terminée après **10min**, un rapport est affiché automatiquement, relever les résultats puis fermer la page du rapport pour revenir à la page initial du signal.

La chromatographie peut déterminer plusieurs caractéristiques :

Composition chimique à travers laquelle on peut déterminer ce qui suit :

- ❖ Pouvoir calorifique supérieur (PCS).
- ❖ Densité.
- ❖ Poids moléculaire

IV-3-1-5 Détermination de la composition molaire (ASTM D1945)

Cette méthode s'applique à la détermination de la concentration des hydrocarbures dans le gaz de vente, par utilisation d'un chromatographe

En utilisant la méthode de normalisation, la composition molaire de chaque constituant mélange est calculée de la manière suivante :

$$C_i = \frac{A_i * F_i}{\sum A_i * F_i} * 100 \quad (IV-1)$$

Avec :

C_i : c'est le pourcentage molaire de l'élément « i ».

A_i : Aire du pic de l'élément « i ».

F_i : facteur de correction de sensibilité de l'élément « i ».

$\sum A_i * F_i$: Total général de la surface des pics multipliés par le facteur correctif de sensibilité de chaque élément.

IV-3-1-6 Le pouvoir calorifique supérieur (PCS)

C'est la quantité de chaleur exprimée en **kcal**, qui serait dégagée par la combustion complète de un **1 mètre** cube normal de gaz. La vapeur d'eau formée pendant la combustion étant ramenée à l'état liquide et les autres produits de combustion étant à l'état gazeux.

IV-3-1-7 la densité de gaz

$$d_{gaz} = \frac{M_{gaz}}{M_{air}} \quad (IV-2)$$

M_{gaz} : Masse molaire moyenne du gaz

M_{air} : Masse molaire de l'air.

$$M_{air} = 28.97 \text{ g/mol}$$

$$M_{gaz} = \sum (M_i Y_i).$$

IV-3-2 Détermination de la teneur en eau (taux d'humidité)

Méthode de Karl Fisher (ASTM D1744)

Cette méthode permet la détermination des traces d'humidité avec une bonne précision.

IV-3-2-1 Objectif

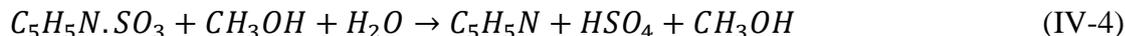
Cette méthode est sélective, elle permet la détermination de la teneur en H₂O dans un échantillon de gaz, liquide par la quantité de coulomb consommée par l'électrolyse, en combinant la coulométrie avec le réactif de Karl - Fisher.

IV-3-2-2 Principe de la méthode

C'est une méthode basée sur la mesure du courant électrique qui résulte d'une réaction d'oxydoréduction.

L'échantillon est mélangé avec une solution pyridine (C₅H₅N) dans le méthanol qui contient une quantité d'iode (I⁻) et (SO₂).

Dosage d'oxydoréduction I₂ avec SO₂, (I₂ se réduit et SO₂ s'oxyde).



L'eau contenue dans l'échantillon injecté dans la cuve de l'appareil **Karl Fisher** réagit avec la solution anodique et libère les ions I⁻. L'iode dégagé à l'anode au cours de l'électrolyse réagit avec l'eau, la quantité de I₂, combinée est proportionnelle à la quantité d'électricité produite suivant la loi de Faraday, d'autre part une molécule d'eau réagit avec une molécule de I₂, de manière que 1 µg d'eau correspond à 10,71C, de cette manière il est possible de déterminer la quantité d'eau contenue dans l'échantillon par une lecture directe du nombre de coulomb dégagé par l'électrolyse (réaction mole à mole où stœchiométrique).

IV-3-2-3 Mode opératoire

- Raccorder la bouteille d'échantillonnage de gaz à l'appareil.
- Régler le débit de gaz en utilisant le compteur et le chronomètre.
- Utiliser l'agitateur mécanique pour la solution anodique.
- Noter la température de l'échantillon pour l'entrer dans le programme de l'appareil. Régler ensuite le débit de notre échantillon et injecter un volume de 1 litre, puis le laisser titrer.
- À la fin du titrage, l'appareil affiche la quantité d'eau en microgrammes (µg).

Formule de Calcul :

$$Teneur\ en\ eau\ (ppm) = \frac{W.M(1+\frac{T}{273})}{V} \quad (IV-6)$$

$$Ou \frac{Pression\ partielle\ de\ la\ vapeur\ d'eau\ (en\ Pa)}{Pression\ totale\ du\ gaz\ (en\ Pa)} . 10^6 \quad (IV-7)$$

W : La masse de l'eau Lecteur en (µg)

M : volume spécifique de l'eau a température et volume normale (25°C ,1 atm).

$$M = 22.4/18 = 1,24\ l/g.$$

V : volume de l'échantillon (1litre de gaz).

T : température réelle de l'échantillon de gaz en °C.



Figure IV- 4: représente l'appareille de Karl Fisher

IV-3-3 Détermination du point de rosée hydrocarbures du gaz

La méthode (ASTM D1142) couvre la détermination du point de rosée des hydrocarbures et des combustibles gazeux par refroidissement en utilisant un miroir approprié.

IV-3-3-1 Définition

Le point de rosée hydrocarbures des combustibles gazeux est la température à laquelle la première goutte de liquide apparaît après le refroidissement du gaz à la pression de service. Cette méthode nous donne un indice précieux sur la teneur en hydrocarbures lourds contenus dans le gaz sec à ne pas confondre avec le point de rosée eau.

IV-3-3-2 Mode opératoire

- ✓ On raccorde l'appareil de mesure du point de rosée (chambre métallique, miroir, manomètre et refroidisseur), à la conduite du gaz à analyser.
- ✓ On connecte la bouteille de (GPL), pour refroidir le gaz à analyser.
- ✓ Une fois la première goutte se pose sur le miroir, on note la température correspondante.

IV-4 Analyses de l'air instrument

Détermination du point de rosée d'eau dans l'air instrument

IV-4-1 Mode opératoire

- ✓ Raccorder la bouteille au point d'échantillonnage.

- ✓ Charger la bouteille et noter la pression de l'échantillon pour introduire sa valeur dans le calcul du point de rosée d'eau dans l'air instrument.
- ✓ Mesuré la humidité dans l'appareille Karl ficher.
- ✓ Déterminer le point de rosée d'eau.

IV-5 Analyse de GPL

L'analyse de Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL) qui s'effectue au niveau du laboratoire du module 1 est la détermination de la composition molaire par la chromatographie avec le chauffage d'échantillon avant l'injection.

Le calcul de la densité du GPL se fait à partir de la composition molaire selon la norme (ASTM D2598).

IV-5-1 Mode opératoire

La procédure d'injection (voir mode opératoire de gaz de vente ci - dessus). Sauf qu'avant d'injecter le GPL (échantillons composés de deux phases, gaz et liquide) il faut transformer la phase liquide en phase gazeuse grâce à un bain marie (température du bain environ de 60 ° C).



Figure IV- 5: Représente l'appareil de chromatographie

IV-6 Analyse du condensât

IV-6-1 Définition

Le condensât est constitué d'un mélange d'hydrocarbures paraffinées, de (C₅H₁₂) jusqu'au (C₁₂H₂₆) et plus, généralement extrait des gisements du gaz à condensât. Il est sous forme liquide dans les conditions normales de température et de pression.

IV-6-2 Détermination de la tension de vapeur Reid (ASTM D323)

En général, cette méthode couvre la détermination de la tension de vapeur des produits pétroliers volatils non visqueux.

IV-6-2-1 Définition de la TVR

La tension de vapeur Reid est la pression des vapeurs en équilibre avec la phase liquide à la température de **37.8 °C**.

La mesure de **TVR** indique la teneur en fraction légères qui conditionne la sécurité au cours du stockage et transport.

IV-6-2-2 Principe

La chambre à essence de l'appareil est remplie avec un échantillon de condensat réfrigéré à **4°C** raccordée à une chambre d'air, immerger l'ensemble dans un bain à une température **37.8 +/- 0.1 °C**, après agitation, lire la pression sur le manomètre de l'appareil, qui est exprimée en **Kg / cm²** ou en **PSI**.

IV-6-2-3 Mode opératoire

- Remplir la bombe à carburant avec l'échantillon à une température compris entre **0°C** et **4°C**.
- raccorder la chambre à carburant avec la chambre à air (la chambre à air est branchée à un manomètre).
- Immerger l'ensemble dans un bain à une température **37.8 +/- 0.1 °C**.
- Secouer périodiquement l'appareil jusqu'à la stabilité de l'aiguille et lire la valeur indiquée par le manomètre.



Figure IV- 6: bain de TVR



Figure IV- 7: manomètre et bombe de TVR

IV-6-3 La détermination de la densité (ASTM D1298)

IV-6-3-1 Définition de la densité 15/4

C'est le rapport qui existe entre la masse d'un certain volume de liquide homogène à 15 ° C et celle du même volume d'eau à 4 °C.

La mesure de densité du condensat " **d 15 / 4**", c'est le rapport entre la masse volumique de condensat à 15 °C et celle de l'eau à 4 °C, On utilise dans cette méthode un hydromètre en verre, la valeur est mesurée à une température voisine de 12 ° C puis corrigée à 15 °C au moyen des tableaux de conversion.

IV-6-3-2 Appareillage

- ✓ **Hydromètre** : Hydromètre en verre, gradues en unités de densité.
- ✓ **Thermomètre** : De -50 a + 50 ° C gradues en 0,1°C.
- ✓ **Eprouvette** : Eprouvette en verre clair, la hauteur de l'éprouvette sera telle que la boule de l'hydromètre devra Flotter a au moins **25 mm** au-dessus du fond de l'éprouvette.

IV-6-3-3 Mode opératoire

- Ajouter l'échantillon dans une éprouvette propre.
- Agiter doucement l'échantillon.
- Noter la température, utiliser un thermomètre.
- Estimer la lecture de l'hydromètre.
- Corriger la lecture à l'aide des tableaux de conversion.

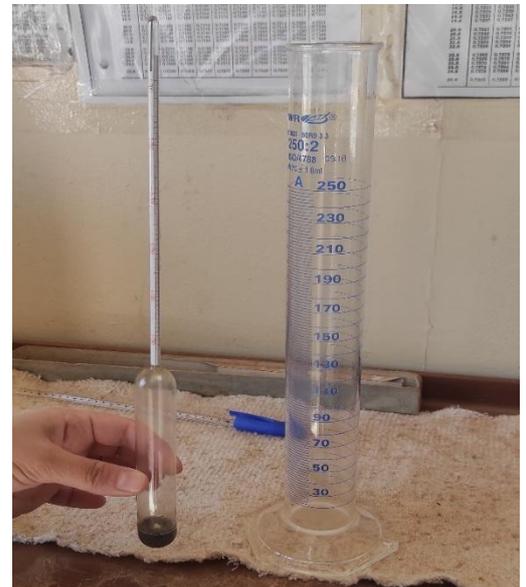


Figure IV- 8: Représente l'appareillage de mesure de la densité

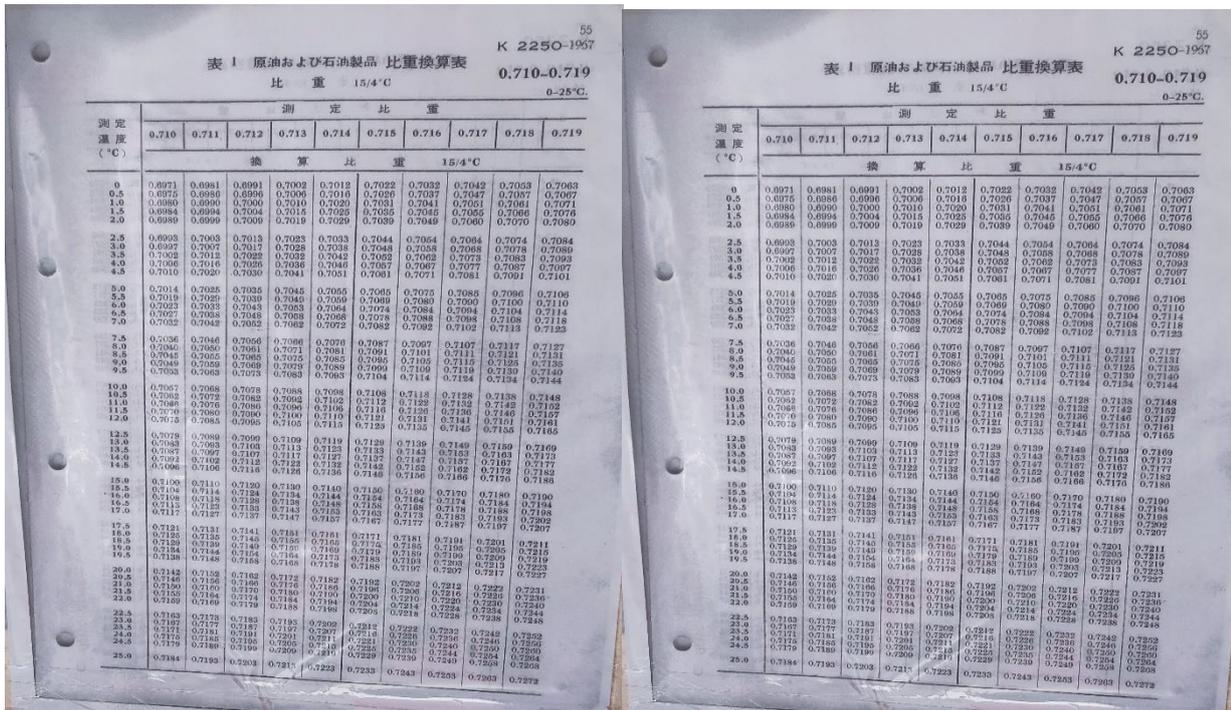


Figure IV- 9: Représente les tableaux de conversion.

IV-7 Analyse du glycol

IV-7-1 Introduction

Le gaz brut provenant des puits contient une certaine quantité d'eau, ce qui peut engendrer le risque de givrage par la formation d'hydrates. Cette situation peut entraîner le blocage des conduites, perturbant ainsi le bon déroulement du processus. Afin de prévenir cela, on introduit du di éthylène glycol (DEG) dans le système. Le di éthylène glycol est couramment employé en tant qu'inhibiteur. Les points suivants sont pris en compte pour sa mise en œuvre :

- Le pH de DEG pour prévenir les phénomènes de corrosion.
- L'indice de réfraction du di - éthylène glycol pour déterminer sa concentration

IV-7-2 Détermination du pH de DEG (ASTM E70)

Le pH d'une solution aqueuse (eau, glycol) en utilisant un pH – mètre de la marque Accumet.

IV-7-3 La concentration du di - éthylène glycol (ASTM D1218)**IV-7-3-1 Principe d'ASTM D1218**

La méthode consiste à mesurer les indices de réfraction des hydrocarbures liquides transparents ou légèrement colorés, ainsi que des solides fondus dont l'indice de réfraction se situent entre **1,33** et **1,50** à température de **20 °C**.

IV-7-3-2 Définition de l'indice de réfraction du DEG

L'indice de la réfraction est le rapport de la vitesse de la lumière dans l'air à sa vitesse dans la substance examinée.

Il est défini comme le sinus de l'angle d'incident divisé par le sinus de l'angle de réfraction lorsque le rayon lumineux passe de l'air dans la substance.

IV-7-3-3 Procédure

- ❖ Nettoyer les surfaces des prismes inférieur et supérieur de l'appareil.
- ❖ Attendre que la température de réfractomètre se stabilise à la valeur auquel en doit faire l'analyse (généralement **20 °C ± 2**).
- ❖ Mettre une goutte de l'échantillon au centre du prisme inférieur et baisser au - dessus le second prisme.
- ❖ Mettre le tambour gradué, à droite de l'appareil, en position 0 Observer dans le télescope du champ et régler l'interface des deux champs clair et sombre jusqu'à ce que leur intersection soit sur l'intersection des deux droites inclinées.
- ❖ Sur l'autre télescope, lire la valeur qui correspond soit (X), ensuite tourner le micromètre jusqu'à ce la première graduation de gauche soit centrée entre les deux droites verticales (voir figures ci - dessous).
- ❖ Lire la valeur affichée sur le micromètre, soit (Y) La valeur totale sera $X + Y / 100$.
- ❖ En fonction de cette valeur, calculer la Concentration DEG dans la courbe d'étalonnage :

$$nD20 = 0,0011xC + 1, 3384 \quad (IV-8)$$

$$nD20=1.421 \quad (IV-9)$$

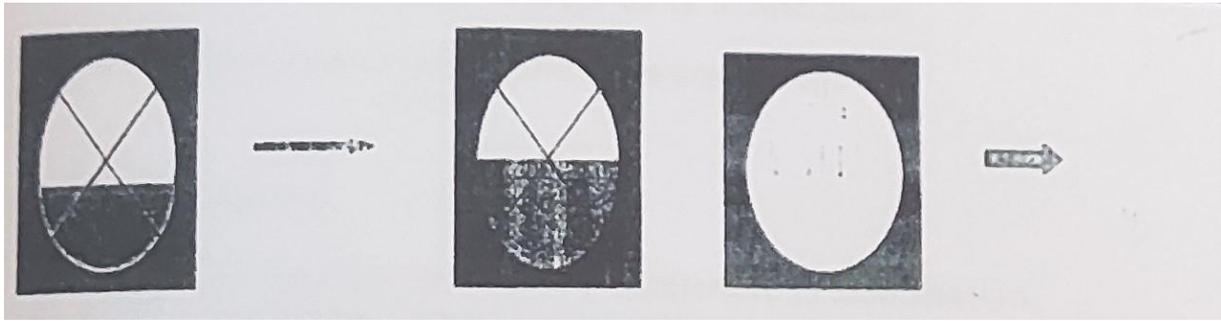


Figure IV- 10: Schéma représente le télescope de réfractomètre.

IV-7-3-4 Précaution à prendre

Après avoir fini la mesure, nettoyer le prisme avec un chiffon imbibé d'éthanol ou de tout autre solvant convenable.

Maintenir la température d'essai strictement constante, car l'indice de réfraction varie avec la température.

Etalonner le réfractomètre de temps en temps avec un standard joint à l'appareil ou de l'eau distillée dont l'indice de réfraction est de **1.3330** à **20 °C**.



Figure IV- 11: Représente l'appareil de réfractomètre

IV-8 Analyse des huiles de lubrification

IV-8-1 Calcul de viscosité cinématique (ASTM D445)

IV-8-1-1 Objet

Cette méthode permet la détermination de la viscosité cinématique d'un produit pétrolier liquide, transparent ou opaque.

IV-8-1-3 Appareillage

- Utilisation d'un bain viscosimétrique avec possibilité de régler la température.
- Utilisation d'un viscosimètre Ubbelohde avec différentes constantes.

IV-8-1-4 Mode opératoire

- ✓ Régler la température de bain à 40°C et attendre la stabilisation ;
- ✓ Remplir le Viscosimètre entre les deux repères (M₃ et M₄) puis le plonger dans le bain. Avant de commencer l'analyse, attendre que la température de l'échantillon atteigne la température de bain.
- ✓ Brancher les tubes connectés sur la pompe à vide au tube viscosimétrique.
- ✓ La pompe à vide aspire le liquide dans le tube capillaire jusqu'au remplissage, laissé le liquide descendre par gravité à travers le capillaire.
- ✓ A l'aide d'un chronomètre mesuré le temps de passage du - liquide entre les deux repères fixés sur le tube (M₁ et M₂).
- ✓ La viscosité du liquide est donnée par le produit de la constante du capillaire et le temps exprimé en secondes.

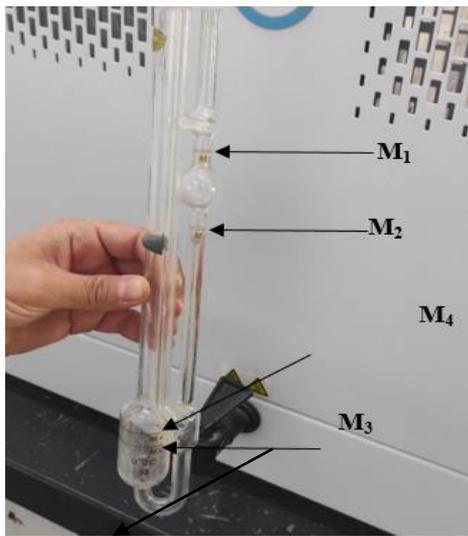


Figure IV- 12: Viscosimètre



Figure IV- 13: Pompe à vide et bain de viscosité

❖ Expression des résultats

Le résultat de l'analyse est exprimé comme la moyenne des temps de chaque mesure, multipliée par la constante du capillaire. Cette constante est exprimée en mm²/s ou en centistokes (cSt).

NB : pour une bonne précision on trouve le temps d'écoulement (entre 3 et 4 min).

IV-8-2 Point flash en vase ouvert des huiles

IV-8-2-1 Définition

Le point d'éclair d'un produit pétrolier est la plus faible température à laquelle il faut porter l'échantillon pour que les vapeurs émises s'enflamment (apparition d'un flash) en présence d'une flamme.

IV-8-2-2 Appareillage

L'équipement doit comprendre essentiellement :

- Une cuve.
- Un thermomètre.
- Un bec benzène.
- Un pilote.

IV-8-2-3 Précaution à prendre

- Positionnez le thermomètre de manière verticale à une distance de 6,4 mm à partir du fond du récipient, et à mi-chemin entre le centre et la paroi du récipient qui fait face à l'opérateur.
- Au départ, la vitesse de chauffe doit se situer entre 14 °C et 17 °C par minute. Lorsque la température de l'échantillon est inférieure d'environ 56°C à la température du point d'éclair attendu, réduisez la vitesse de chauffe à environ 5 °C à 6 °C par minute.

IV-8-2-4 Mode opératoire

- ✓ Remplir la cuve avec l'échantillon jusqu'au repère, (trait de jauge).
- ✓ Placer la cuve dans le support réservé.
- ✓ Placer le thermomètre.
- ✓ Ouvrir le gaz pour que le pilote et le bec benzène s'allument et régler de façon à obtenir une flamme adéquate.
- ✓ La procédure continue jusqu'à l'observation du flash.
- ✓ Lire la température mesurée comme étant le point de flash
- ✓ Lire la température mesurée comme étant le point de flash.



Figure IV- 14: Représente l'appareil et la méthode de mesure du point de flash.

NB : pour déterminer la densité des huiles c'est le même principe de mesure de la densité du condensât, puis corriger dans les tableaux de conversion spécifique.

IV-9 Analyse des eaux

IV-9-1 Introduction

Le gaz brut est constitué d'un mélange de gaz, de condensât et d'eau qui est à l'origine du phénomène de corrosion. Pour suivre l'évolution de ce dernier, on fait des tests de corrosion parmi ces analyses : pH, salinité et teneur en fer.

IV-9-2 Détermination du pH (ASTM D1293)

Le pH - mètre de la marque **Accumet**.

IV-9-3 Volumétrie

IV.9.3.1 Détermination de la teneur en fer (ASTM D1068)

Il s'agit d'un dosage volumétrique du fer présent dans l'eau en utilisant l'éthylène diamine tétra acétique (**EDTA**), en présence de l'acide sulfosalicylique.

IV-9-3-1 Mode opératoire

- ✓ Prélevez un volume de **10 ml** d'échantillon à l'aide d'une pipette de **25 ml** et placez-le dans un bécher de **200 ml**.
- ✓ Ajoutez 1 ml d'acide nitrique concentré à l'aide d'une pipette de 1 ml (travaillez sous une hotte à vapeurs).
- ✓ Chauffez pendant environ **3** minutes sur une plaque chauffante.

- ✓ Laissez refroidir, puis ajoutez de l'eau distillée jusqu'à ce que le volume atteigne **30 ml**.
- ✓ Introduisez délicatement 5 gouttes d'acide sulfosalicylique et agitez doucement.
- ✓ Placez l'électrode du pH-mètre dans le bécher et mettez-le en marche. Utilisez une pipette pour ajouter la solution de NaOH de manière progressive jusqu'à atteindre un pH compris entre **2,22** et **2,26**. Si le pH dépasse la valeur de **2,26**, ajustez-le en utilisant la solution d'acide acétique. Vous devrez obtenir une coloration pourpre dans la solution. En revanche, si elle devient jaune, il sera nécessaire de recommencer l'analyse.
- ✓ Procédez au titrage en utilisant la solution d'**EDTA** à **0,02 mg/L** jusqu'à ce que la couleur passe du pourpre au jaune clair.
- ✓ Effectuez une lecture précise du volume atteint.

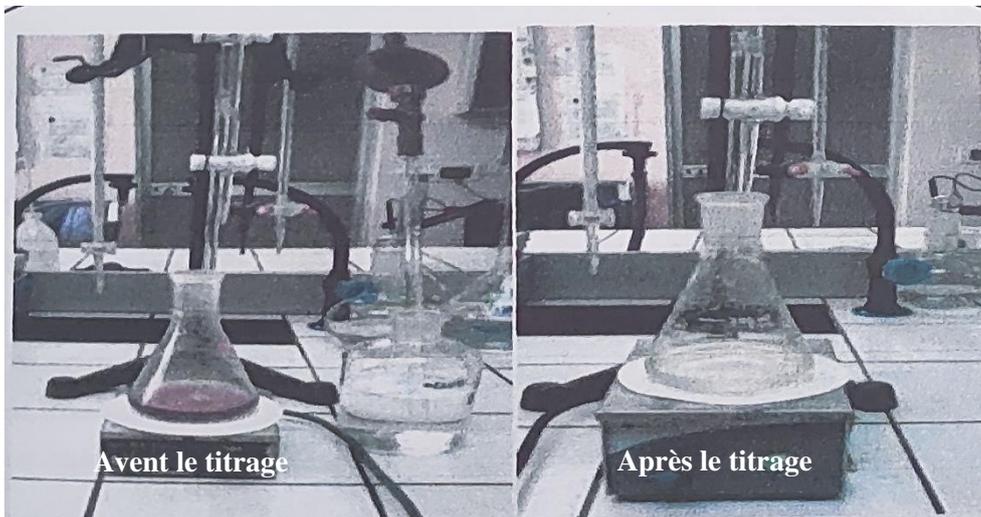


Figure IV- 15: Représente le titrage de fer.

❖ Mécanisme de la réaction

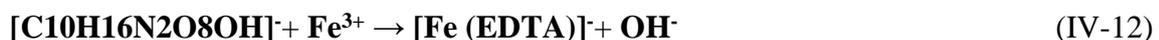
Oxydation des ions Fe^{+2} en Fe^{+3} par HNO_3 , comme suit :



Ionisation de l'indicateur dans l'eau :



Réaction de l'indicateur avec l'échantillon et formation du complexe de fer de couleur pourpre à pH entre 2 et 3.



❖ **Formule de calcul virage**

$$\text{Teneur en fer (ppm)} = V \times 0,3 \times 1000 \quad (\text{IV-13})$$

V : Volume E.D.T.A. versé.

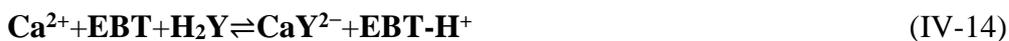
IV-9-3-2 Détermination de la dureté totale de l'eau de refroidissement :*IV-9-3-2-1 Définition*

Quantité d'ions calcium et d'ions magnésium dans l'eau convertie en quantité correspondante de CaCO₃, exprimée en **ppm**. La dureté est une caractéristique généralement acceptée pour représenter la concentration totale en ions calcium et magnésium se forme de carbonate de calcium.

IV.9.3.2.2.Mode opératoire

La méthode consiste à doser un volume d'eau à l'aide d'une solution d'EDTA (0.01 M) en présence de l'indicateur coloré ériochrome noir T (**EBT**) :

- ✓ Prélevez 10 ml d'échantillon et placez-le dans un bécher de 100 ml.
- ✓ Ajoutez 1 ml de solution tampon (ammoniac - chlorure d'ammonium) et agitez.
- ✓ Le pH de l'échantillon augmentera jusqu'à environ 10.
- ✓ Ajoutez 2 gouttes de l'indicateur "ériochrome noir T" et agitez doucement.
- ✓ Dosez la solution avec la solution d'EDTA 0.01 M jusqu'à ce que la couleur passe du rose-violet au bleu.
- ✓ Notez le volume de la solution d'EDTA versé.

❖ **Mécanisme de la réaction**❖ **Formule de calcul :**

$$\text{Dureté total en ppm CaCO}_3 = V_1 \cdot 1000 / V_2$$

V₂ : volume versé d'EDTA.

V₂ : volume de la prise d'échantillon.

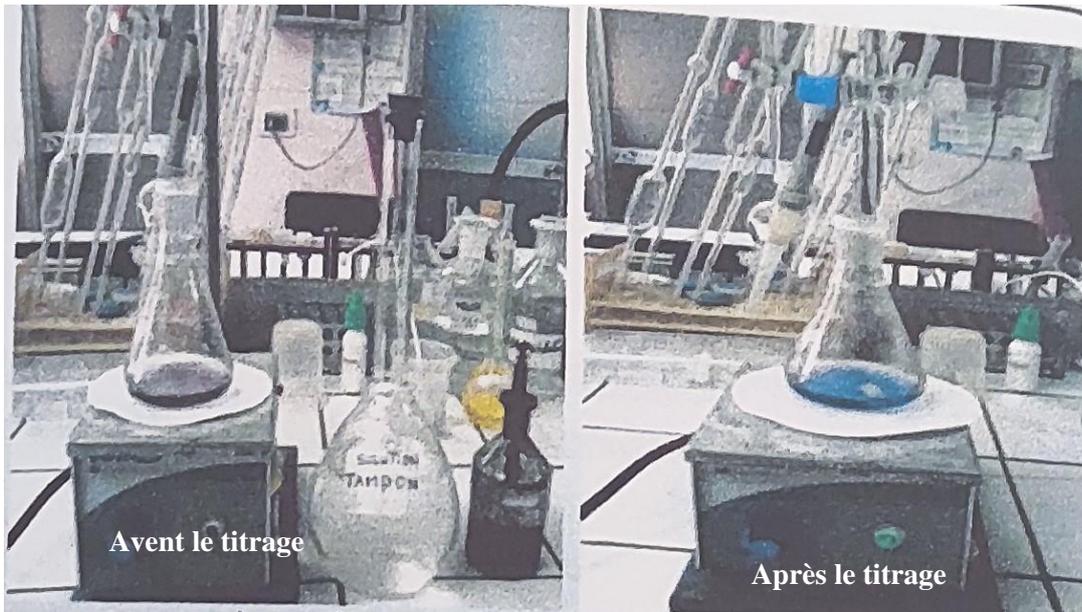


Figure IV- 16: Méthode de détermination la dureté de l'eau

IV-10 Les résultats

IV-10-1 Pour le gaz

Après les analyses de chromatographie ont obtenu les résultats suivants :

Tableau IV- 3: Composition de gaz Naturel de Hassi R'mel (ex 08/04/2023)

Constituants	Composition molaire (Ci)%
N_2	5.36
CO_2	0.21
CH_4	83.71
C_2H_6	8.35
C_3H_8	1.72
$i-C_4H_{10}$	0.21
$n-C_4H_{10}$	0.3
$i-C_5H_{12}$	0.05
$n-C_5H_{12}$	0.06
C_6H_{14}	0.03
Total	100

Tableau IV- 4: Spécifications de gaz de vente (ex 08/04/2023).

Densité	0.65
H ₂ O (ppm)	35.95
Poids moléculaire (g/mol)	18.69
PCS (Kcal/ sm ³)	9301.99
C ₅ ⁺ %	0.14

Après la détermination de point de rosé ont obtenu les résultats suivants :

Tableau IV- 5: Les points de rosée du gaz (ex 08/04/2023).

	PRH (°C)
Train A	-7
Train B	-16
Train C	-17,2
MPP IV	-13,2

IV-10-2 Pour l'air instrument

Après la détermination de point de rosé et l'humidité ont obtenu les résultats suivants :

Tableau IV- 6 : L'humidité et le point de rosée dans l'air instrument.

	Humidité (ppm)	PRH (°C)
MPP IV	184	-18

IV-10-3 Pour le GPL

Après la chromatographie de GPL ont obtenu les résultats suivants :

Tableau IV- 7: Représente la composition et caractéristiques de GPL.

Compositions	GPL %		
	Train A	Train B	Train C
CH ₄ %	0.53	0.75	0.61
C ₂ H ₆ %	0.56	0.77	0.86
C ₃ H ₈ %	52.43	51.7	52.19
i-C ₄ H ₁₀ %	16.2	16.38	16.45
n-C ₄ H ₁₀ %	30.28	30.4	29.89
i-C ₅ H ₁₂ %	0	0	0
n-C ₅ H ₁₂ %	0	0	0
TOTAL%	100	100	100
DENSITE	0.54	0.54	0.54
C ₅ ⁺ %	0	0	0
C ₂ ⁻ %	1.09	1.52	1.47

IV-10-4 Pour le condensât

Après les analyses de TVR et la densité ont obtenu les résultats suivants :

Tableau IV- 8: Représente résultats de l'analyse de condensât (Ex 08/04/2023).

	Train A	Train B	Train C	MPP IV	Condensat expédié CSTF
Densité (15/4°C)	0.7077	0.7080	0.7096	0.7029	0.7035
TVR (Kg/cm²)	0.60	0.56	0.54	0.68	0.65

IV-10-5 Pour le DEG

Après la détermination de pH et la concentration de glycol on trouve les résultats suivants :

Tableau IV- 9: Représente résultat des analyses de DEG (Ex 08/04/2023).

	Train A	Train B	Train C
pH	7.3	6.54	7.33
La concentration C_{DEG} (g/100g)	77.30	74.99	76.78

IV-10-6 Pour l'eau séparée

Après les analyses d'eau séparée de gaz brut on trouve les résultats dans le tableau

Tableau IV- 10: Représente les résultats des analyses d'eau

	L'eau séparée
pH	6.53
Teneur en fer (ppm)	13

IV-11 Discussion des résultats

D'après les résultats des analyses que nous avons effectuées et en les comparants aux normes indiquées dans le tableau 1 et 2, nous constatons que les résultats sont acceptables, c'est-à-dire qu'ils ne dépassent pas la plage spécifiée par les normes internationales ASTM. Par conséquent, nous pouvons dire que le produit est conforme à ces normes.

Conclusion générale

Pendant la période de mon stage au niveau de module IV **SONATRACH** Hassi R'mel ,Nous avons étudié la méthode de traitement du gaz naturel **HUDSON** et nous avons constaté que le principe le plus important est de refroidir pour séparer les composants en fonction de leur densité, en utilisant des aéroréfrigérants et un turbocompresseur, puis de chauffer pour séparer les composants restants selon le principe de la distillation à l'aide de tubes de distillation.

Nous avons également effectué des analyses des composants résultants et les avons comparées aux normes internationales en vigueur. Pour le **GPL**, nous avons vérifié la **densité**, teneur en **C₅⁺** et **C₂⁻**. Quant au **gaz sec**, nous avons vérifié la **densité**, **PCS** et le **teneur en l'eau**. Pour le **condensât**, nous avons découvert la **densité** et la **TVR** et les résultats sont très satisfaisants et répondent aux normes données.

Références bibliographiques

- [1] BAHADORI.A, *Natural Gas Processing Technology and Engineering Design*, LONDON: Gulf Professional Publishing,, 2014.
- [2] MOKHATAB S., W. A. POE et J. Y. MAK, «Principles and Practices,» chez *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*, London, Gulf Professional Publishing., 2018.
- [3] SPEIGHT J. G., «Natural Gas A Basic Handbook,» Gulf Professional Publishing, Laramie, Wyoming, 2019.
- [4] SPEIGHT J. G., «Handbook of Natural Gas Analysis,» John Wiley & Sons, Laramie, WY, 2018.
- [5] MATAR. Sami L. F, « Chemistry of Petrochemicals Processes (,» Gulf Publishing Company, USA, 2001.
- [6] PARRISH A. J. K. e. W. R., «Fundamentals of Natural Gas Processing Columbus,,» Taylor and Francis Group, Ohio, 2006.
- [7] ADJEROUD D. F. e. M. R., «Etude de l'optimisation des paramètres de fonctionnement d'un débutaniseur en utilisant le simulateur HYSYS,» Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene, Alger, 2017.
- [8] DIRAR. A. B, «Etude Comparative Entre les Procédés du Traitement du Gaz Naturel : Procédé Hudson et Pritchard par LeSimulateur HYSYS mémoide de fin d'études,» Université des Sciences et de La Technologie Houari Boumediene., Alger, 2020.
- [9] Statistical Review of Global LPG 2019. (2020).
- [10] APPLETON,D. «Trade Flows and the Petrochemicals Opportunity.,» Argus Media group., Tokyo, 2019.
- [11] ROJEY A., «Gaz naturel (Le): De la production aux marchés. ,» Éditions Technip, 2013.
- [12] OUKHAHEL ET GRIFA,Mémoire. d. f. d. u. d. Bab. Zouar B 2010.
- [13] BENLAGHA A. et SETTI A., «Optimisation des paramètres opératoires relatifs à la section de stabilisation en vue de récupérer le maximum de produits finis (GPL, condensat),» Master's Thesis., biskra, 2012.
- [14] NADIR. G, «Etude de Traitement Du Gaz au Niveau Sonatrach,» Hassi R'mel, 2019.
- [15] Manuel opératoire de module IV .Sonatrach /DP/JGC, 1978..
- [16] SOFIANE .A, «Mémoire de fin d'études, Étude comparative entre le Turbo-Expander et la vanne Joule Thompson en vue d'une chute de pression au niveau du module III de Hassi R'mel,» UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAID, Tlemcen, 2010.
- [17] CHEBLI ,Y L. e. A, « Calcul des paramètres de fonctionnement du dépropaniseur (unité (38) traitement de GPL) "module III à Hassi R'mel". 60 p.Mémoire de projet de fin d'études,»

Université Mohamed Khider, Biskra, 2012.

[18] LEDHEM. M, «Rapport de fin d'études,» UNIVERSITÉ AMAR THELIDJI, LAGHOUAT, 2016/2017.

[19] «Fiches d'analyses» Laboratoire moduleIV, Hassi r'mel, 2023.

Résumé

Il existe plusieurs façons de traiter le gaz naturel, notamment PRITCHARD et HUDSON et un procédé MIXTE. Dans **le module IV** où j'ai effectué mon stage pratique, nous avons étudié la méthode HUDSON. De plus, nous avons procédé à l'analyse des produits résultant du processus de traitement (GPL, CONDANSAT et GAZ SEC), ainsi que des matériaux auxiliaires utilisés dans ce processus (DEG, l'air instrument et l'eau de service). Les résultats étaient conformes aux normes internationales ASTM.

Les mots clés :

PRITCHARD, HUDSON, GPL, CONDANSAT, GAZ, DEG.

Abstract

There are several ways to process natural gas, including PRITCHARD, HUDSON, and a MIXED process. In **module IV**, where I completed my practical internship, we studied the HUDSON method. Additionally, we conducted an analysis of the products resulting from the treatment process (LPG, CONDENSATE, and DRY GAS), as well as the auxiliary materials used in this process (DEG, instrument air, and service water). The results were in accordance with international ASTM standards.

Keywords: PRITCHARD, HUDSON, LPG, CONDENSATE, GAS, DEG.

ملخص

هناك عدة طرق لمعالجة الغاز الطبيعي، بما في ذلك PRITCHARD و HUDSON وعملية مختلطة، في الوحدة المعالجة IV حيث قمت بإتمام التدريب العملي، درسنا طريقة HUDSON كما أجرينا تحليلاً للمنتجات الناتجة عن عملية المعالجة (غاز البترول المسال، المكثفات، والغاز الجاف)، بالإضافة إلى المواد المساعدة المستخدمة في هذه العملية (DEG، هواء الأدوات، ومياه الخدمة). كانت النتائج متوافقة مع معايير ASTM الدولية.

الكلمات المفتاحية:

غاز البترول المسال، المكثفات، الغاز PRITCHARD، HUDSON، ثنائي إيثيل جليكول.