

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République algérienne démocratique et populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
جامعة عين تموشنت بلحاج بوشعيب
Université –Ain Temouchent- Belhadj Bouchaib
Faculté des Sciences et de Technologie
Département génie mécanique



Projet de Fin d'Etudes

Pour l'obtention du diplôme de Master en Génie Des Procédés

Domaine : Science Technologie

Filière : Génie des procédés

Spécialité : Génie chimique

Thème

Procédé et caractérisation du gaz naturel, GPL et condensat

Présenté Par :

M. BENADIS MOHAMMED

Devant le jury composé de :

Pr. BAILICHE ZOHRA	UAT.B.B (Ain Temouchent)	Président
Pr. BERRICH AMINA	UAT.B.B (Ain Temouchent)	Examineur
Dr. KHEIRA HAMAIDA	UAT.B.B (Ain Temouchent)	Encadrant

Année Universitaire 2025/2026

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Remerciements

Avant tout, je remercie DIEU tout puissant de je avoir donné la force, le courage, la persistance et de nous avoir permis d'exploiter les moyens disponibles afin d'accomplir ce travail.

J'adresse, particulièrement, mes remerciements à l'encadrante de thèse, Mme KHEIRA HAMAIDA, pour son soutien durant la réalisation de mon mémoire, ses explications, ses précieux conseils, sa patience tout au long de l'élaboration de ce modeste travail, ainsi que ses connaissances bibliographiques qui m'ont beaucoup apporté.

Un grand merci à tous les enseignants et les responsables du département de génie des procédés.

Je tiens tout particulièrement à remercier tout le personnel du direction ATL, en particulier : GHEDIER HOUDA, KARBOUAA MOHAMMED, MRABET FERHAT, BAZIZ MOUNCIF, et KORICHI ABD ELKADER , pour leurs collaborations et leurs accompagnements avec leur savoir-faire et leurs grandes expériences professionnelles.

Nous remercions les membres du jury d'avoir accepté de juger notre travail.

Nous souhaitons également remercier toute nous familles et amis pour leur soutien et leur confiance. Merci de m'avoir accompagnée dans cette aventure.

Dédicaces

Au meilleur des pères « BOUCIF » à ma très chère maman « SOULEF » qu'ils trouvent en moi la source de leur fierté à qui je dois tout. Ce travail est le fruit de vos sacrifices que vous êtes consentis pour mon éducation.

À mes chères sœurs avec tous mes vœux de les voir réussir dans leurs vies.

À mes ami(e)s, à qui je souhaite le succès en les remerciant pour l'amitié qui nous a toujours unis, À l'intérieur et à l'extérieur de l'université

Je souhaite adresser mes plus sincères remerciements à ma chère encadrante, Mme KHEIRA HAMAIDA, pour l'ensemble de son accompagnement et de son dévouement. Sa présence régulière et son exigence bienveillante ont été essentielles. Que cette thèse soit l'expression de ma gratitude et de mon profond respect.

À ma chère promotrice GHEDIER HOUDA, un remerciement particulier et sincère pour tous vos efforts fournis. Vous avez toujours été présente. Que ce travail soit un témoignage de ma gratitude et de mon profond respect.

Résumé :

Ce mémoire traite de la caractérisation du gaz naturel, du GPL et du condensat dans le champ gazier d'Ain Tsila (CPF). La problématique principale est la dégradation de la couleur du condensat, qui entraîne un hors-spécification.

L'étude vise à suivre l'efficacité du traitement ainsi que les caractéristiques physico-chimiques du gaz naturel, du GPL et du condensat. Des analyses chromatographiques et physico-chimiques ont été réalisées pour contrôler la conformité des produits aux normes de transport et de commercialisation.

Les analyses physico-chimiques réalisées au laboratoire du CPF ont donné des résultats satisfaisants pour l'ensemble des analyses, à l'exception de ceux liés à la coloration du condensat, dont la dérive a pu être identifiée et analysée, permettant ainsi de recommander des actions préventives et curatives.

Abstract :

This thesis deals with the characterization of natural gas, LPG, and condensate in the Ain Tsila gas field (CPF). The main issue is the degradation of the condensate color, which leads to off-specification products.

The study aims to monitor the treatment efficiency as well as the physicochemical characteristics of natural gas, LPG, and condensate. Chromatographic and physicochemical analyses were carried out to check the compliance of the products with transportation and marketing standards.

The physicochemical analyses performed at the CPF laboratory gave satisfactory results for all the tests, except for those related to the condensate color, whose deviation was identified and analyzed, allowing the recommendation of preventive and corrective actions.

الملخص:

يتناول هذا المذكرة دراسة خصائص الغاز الطبيعي، وغاز البترول المسال، والمكثفات في حقل الغازي لعين تسيلة. وتكمن الإشكالية الرئيسية في تدهور لون المكثفات، مما يؤدي إلى خروجها عن المواصفات القياسية.

تهدف الدراسة إلى متابعة فعالية المعالجة وكذلك الخصائص الفيزيائية والكيميائية للغاز الطبيعي، وغاز البترول المسال والمكثفات. وقد أجريت تحاليل كروماتوغرافية وفيزيائية-كيميائية للتحقق من مطابقة المنتجات لمعايير النقل والتسويق.

أظهرت التحاليل الفيزيوكيميائية التي أجريت في المختبر نتائج مرضية لجميع التحاليل، باستثناء تلك المتعلقة بلون المكثفات، حيث تم تحديد وتحليل سبب الانحراف، مما سمح بالتوصية باتخاذ إجراءات وقائية وعلاجية.

SOMMAIRE

SOMMAIRE	i
Liste des figures	iv
Liste des tableaux	vi
Liste des abréviations	vii
Introduction générale.....	2
Chapitre I : Présentation du champ ATL	4
Introduction	5
I.1 Champ ATL	5
I.2 Situation géographique du champ ATL et description du Bassin Illizi	5
I.3 Caractéristiques et capacité de champ ATL	7
I.4 systèmes de procédés (CPF)	8
Chapitre II : Généralité sur gaz naturel, GPL et condensat	19
Introduction	20
II.1 Caractéristiques du gaz naturel	20
II.2 Les types de gaz naturel	20
II.3 Définition du GPL	21
II.4 Origine des GPL	21
II.4.1 Origine naturelle (gisements)	21
II.4.2 Origine industrielle (raffinage)	21
II.5 Composition chimique	22
II.6 Propriétés et caractéristiques des GPL	22
II.6.1 Propriétés physiques	22
II.6.2 Propriétés chimiques	24
II.7 Les utilisations du GPL	25
II.7.1 La combustion	25
II.7.2 Source de domestiques	26
II.7.3 GPL carburant	26
II.7.4 GPL dans la pétrochimie	26
II.7.5 GPL pour la production d'électricité	27

II.8 Transport des GPL.....	27
II.9 Le condensat	28
II.9.1 Définition du condensat :	28
II.9.2 caractéristique et domaine de valorisation du condensat	28
II.9.3 utilisation du condensat : [16]	28
II.9.4 Transport du condensat : [16]	29
II.9.5 condensat dans l’Algérie et le monde.....	29
Chapitre III : Partie expérimentale	31
Introduction	32
III.1 Laboratoire	32
III.2 Appareillages et équipements	32
III.2.1 Matériels.....	32
III.2.2 Méthodes d’analyses	32
III.2.2.1 Chromatographie en phase gazeuse (CPG).....	33
III.2.2.2 Densimètre specific gravity hydrometre range	38
III.2.2.3 La Pression de vapeur Reid (TVR)	41
III.2.2.4 Hygromètre portable SHAW moisture meters analyseur d’humidité	45
III.2.2.5 indice de coloration du condensat Seta-Lovibond Colorimeter.....	48
III.3 Préparation des échantillons du GPL et gaz naturel.....	49
• Procédure opératoire d’échantillonnage.....	50
III.4 Présentation des formules et méthodes des calculs	51
III.4.1 Facteurs de conversion	51
III.4.2 Le pouvoir calorifique et la densité.....	52
Chapitre IIII : Résultats et discussion.....	54
Introduction	55
IV.1 Les résultats d’analyses des caractéristiques physico-chimiques du GPL	57
IV.1.1 Les caractéristiques chimiques.....	57
IV.1.1.1 Les analyses chromatographiques en phase gazeuse(CPG)	57
A. GPL	57
B. gaz sec	62
IV.1.1.2 La teneur en eau	67
IV.1.2 Les caractéristiques physiques de GPL	68
IV.1.2.1 La densité 15°C	68

IV.1.2.2 La tension de vapeur Reid (TVR) à 37,8 °C	69
IV.1.2.3 Indice de coloration du condensat	73
IV.2 Les paramètres à vérifier.....	75
Conclusion	75
Conclusion général	78
Références bibliographiques	xi
Annexe.....	xiii

Liste des figures

Chapitre I

Figure I.1 : Présentation du Champ	5
Figure I.2 : Situation géographique du champ ATL	6
Figure I.3 : situation géographique du Bassin Illizi	6
Figure I.4 : Schéma du Blok CPF	7
Figure I.5 : Schéma du procédé général du CPF	9
Figure I.6 : slug catchers.	10
Figure I.7 : unités de mercure et déshydratation.....	11
Figure I.8 : récupération de GN	12
Figure I.9 : Stabilisation des condensats.....	13
Figure I.10 : séparation des GPL	14
Figure I.11 : stockage du condensat.....	15
Figure I.12 : stockage du GPL	16
Figure I.13: Système de torchère	17

Chapitre II

Figure II.1 : Origine du GPL	22
Figure II.2: Tensions de vapeur du butane et propane à la température ambiante	23
Figure II.3 : Utilisation du GPL comme carburant.....	26
Figure II.4 : Transport du GPL par bateaux.....	27

Chapitre III

Figure III.1 : Un chromatographe Perkin Elmer clarus 590	33
Figure III.2 : Description technique d'un chromatographe.....	34
Figure III.3 : Types de colonnes dans le four	35
Figure III.4 : Détecteur à conductibilité thermique (TCD) [21].....	36
Figure III.5 : Temps de rétention.....	37
Figure III.6 : Densimètre specific gravity hydrometre	39
Figure III.7 : Hydrometers / Thermo-hydrometers Specific Gravity	39
Figure III.8: Tableau de densités réduction en 15°C	40
Figure III.9 : Thermostatique bath ART-LT/TB-177000/M	41
Figure III.10 : Chambre liquide.....	42
Figure III.11 : Cylindre pour la Pression de Vapeur Reid.....	42
Figure III.12 : échantillons dans l'appareille de TVR	44
Figure III.13 : cylindre d'hydromètre à pression GPL	45
Figure III.14: Hygromètre portable PM880 analyseur d'humidité.....	46
Figure III.15 : Analyseur d'humidité Lié dans la progression de l'installation.....	46
Figure III.16 : tableau de conversion du point de rosé à la pression de livraison	47
Figure III.17 : Seta-Lovibond Colorimeter	48

Figure III.18 : l'échantillon dans l'appareille.....	49
Figure III.19 : bouteille d'échantillon de GPL	50
Figure III.20 : bouteille d'échantillon de GN	50
Figure III.21: Canalisation pour le transfert de l'échantillon	51

Chapitre IIII

Figure IV.1 : Prototypé de la mise en évidence de la rétention des pics d'une Analyse chromatographique du GPL	57
Figure IV.2 : Chromatogramme du GPL (1 ^{er} essai).....	58
FigureIV.3 : Chromatogramme du GPL (2 ^{ème} essai).....	59
FigureIV.4 : Chromatogramme du GPL (3 ^{ème} essai)	60
Figure IV.5 : Résultat de LGP CALCULATION	61
FigureIV.6 : Chromatogramme du gaz sec (1 ^{er} essai).....	62
Figure IV.7 : Chromatogramme du gaz naturel (2 ^{ème} essai)	63
FigureIV.8 : Chromatogramme du gaz naturel (3 ^{ème} essai)	64
FigureIV.9 : le logiciel Diablo ISO 6976.....	66
Figure IV.10 : Résultat de l'analyse de l'humidité et le point de rosée à partir d'hydromètre portable d'après JC-04	67
Figure IV.11 : Résultat de l'analyse de l'humidité et le point de rosée à partir d'hygromètre portable d'après JC-04	67
Figure IV.12 : Résultat de l'analyse de l'humidité et le point de rosée à partir d'hygromètre portable après JC-04	68
Figure IV.13 : Tableau de conversion de kpa à Kg/ Cm ² - GPL	71
Figure IV.14 : Tableau de conversion de Kpa à Kg/Cm ² – Condensat	72
Figure IV.15 : indice de coloration d'après TR01	73
Figure IV.16 : indice de coloration d'après TR02	74
Figure IV.17 : indice de coloration d'après TK03	74

Liste des tableaux

Chapitre I

Tableau I.1 : Spécifications du gaz sec à vendre.....	8
Tableau I.2 : Spécifications d'exportation du GPL.....	16

Chapitre II

Tableau II.1 : Composition des GPL.....	22
Tableau II.2 : Comparaison de pouvoir calorifique entre les GPL et l'essence.....	23
Tableau II.3 : Point d'ébullition et masse volumique des GPL.....	24
Tableau II.4 : résumé Caractéristiques des composants du GPL.....	24
Tableau II.5 : GPL en Etat gazeux et liquide.....	25
Tableau II.6 : Puissance énergétique de GPL par rapport aux autres combustibles.....	25
Tableau II.7 : caractéristique du condensat.....	28

Chapitre III

Tableau III.1 : Normes standard de tests méthodes ASTM.....	33
Tableau III.2 : Facteurs de conversion et conditions de référence.....	51

Chapitre IIII

Tableau IV.1 : Spécifications du GPL.....	55
Tableau IV.2 : Spécifications du gaz sec.....	56
Tableau IV.3 : Spécifications du condensat.....	57
Tableau IV.4 : Rapport de pourcentage normalisé.....	58
Tableau IV.5 : Rapport de pourcentage normalisé.....	59
Tableau IV.6 : Rapport de pourcentage normalisé.....	60
Tableau IV.7 : Résultats des pouvoir calorifiques et des densités obtenus pour les différents essais d'échantillonnages du GPL.....	62
Tableau IV.8 : Rapport de pourcentage normalisé.....	63
Tableau IV.9 : Rapport de pourcentage normalisé.....	64
Tableau IV.10 : Rapport de pourcentage normalisé.....	65
Tableau IV.11 : Résultats des pouvoir calorifiques et des densités obtenus pour les différents essais d'échantillonnages du GPL.....	66
Tableau IV.12 : Densités obtenues par les différents essais d'échantillonnages du gaz sec à la pression de service.....	68
Tableau IV.13 : conversation du Résultat de mesure de la densité du condensat.....	69
Tableau IV.14 : Densités obtenues par les différents essais d'échantillonnages du condensat.....	69
Tableau IV.15 : TVR obtenues par les différents essais d'échantillonnages du Condensat dans trois jours.....	70
Tableau IV.16 : TVR obtenues par les différents essais d'échantillonnages du GPL dans trois jours.....	70
Tableaux IV17 : Résultat de mesure de la moyenne de TVR.....	73
Tableaux IV18 : Résultat de mesure de la moyenne de TVR.....	73
Tableaux IV19 : Paramètres à vérifier.....	75

Liste des abréviations

% : Pourcent / normalité
°C : Degré Celsius
°F : Fahrenheit
APHA : American Public Health Association
ASTM : American standard test method
ATL : Ain Tsila
BS&W : Bottem Sediment and Water
C1 : Méthane
C2 : Ethane
C3 : Propane
C4 : Butane
C5 : Pentane
C6 : Hexane
Cal : Calorie
CIE : Commission Internationale de l'Éclairage
CIP : Cleaning In Place (Nettoyage en place)
CO₂ : Dioxyde de carbone
CPF : Central Processing Facility
CPG : Chromatographie en phase gazeuse
d¹⁵ : Densité à 15 °c
D_R : densité relative
EXP : service exploitation
FID : Détecteur à Ionisation de Flamme
GC : Gas Chromatograph
GNL : Gaz Naturel Liquéfié
GNV : Gaz Naturel
GPL : Gaz Pétrole Liquéfié
GPL/c : Gaz Pétrole Liquéfié Carburante
H₂S : Sulfure d'hydrogène
He : Hélium
HP : Haute Pression
IP : Institute of Petroleum
ISO : International Organization for Standardization
JC : Point d'échantillonnage du gaz sec
KPa : kilo Pascal
LP : Basse Pression
M : Poids moléculaire
MMSCFD : Million Standard Cubic Feet per Day
MON : Motor Octane Number
MTBE : Methyl Tert-Butyl Ether
N₂ : Azote
NaOH : Hydroxyde de sodium
Norm : Normalité.
O₂ : Dioxygène (ou Oxygène)

PCI : Pouvoir Calorifique Inferieur
PCS : Pouvoir Calorifique Supérieure
PDH : Propane Dehydrogenation
PM : Portable Hygromètre
Ppm : Partie Par Million
Ppmv : Partie Par Million Volumique
Pt-Co : Platine-Cobalt
Re : Temps de rétention
RON : Research Octane Number
SC : Point d'échantillonnage du GPL
SH : SONATRACH
SP : Réservoirs Sphériques (GPL)
TCD : Détecteur à Conductivité Thermique
TEP : tonne d'équivalent pétrole
TK : réservoirs du condensat
TR : trains 500/600
TV : Pression de Vapeur
TVR : Pression de Vapeur Reid

Introduction générale

Introduction générale

L'industrie pétrolière et gazière du SH occupe une place essentielle dans le développement économique et énergétique mondial. Les produits issus de cette industrie, notamment le gaz naturel, le gaz de pétrole liquéfié (GPL) et le condensat, sont largement utilisés dans différents secteurs tels que l'énergie, l'industrie, la pétrochimie et le transport. Compte tenu de leur importance stratégique, il est indispensable de garantir leur qualité et leur conformité aux normes en vigueur.

L'objectif de ce travail, consiste à réaliser des séries différentes analyses physico-chimiques sur le gaz naturel, GPL et les condensats pour déterminer ses caractéristiques à savoir : la densité à 15°C, le point rosée, la teneur en humidité, la TVR, l'indice de coloration du condensat (C_5^+). Les analyses de ces paramètres ont été effectuées au niveau du laboratoire d'ATL de façon quotidienne à fin de contrôler la qualité de ce produit ensuite procéder à la comparaison avec les normes requises.

Cependant, la qualité des décisions prises sur la base de ces analyses dépend directement de la fiabilité des résultats obtenus. Cette fiabilité est influencée par plusieurs facteurs, notamment la précision des appareils de mesure, la rigueur des méthodes utilisées, les conditions expérimentales ainsi que la compétence du personnel de laboratoire. Ainsi, il est nécessaire d'évaluer la pertinence et la reproductibilité des résultats analytiques afin de garantir un contrôle qualité efficace.

Dans cette optique, les hypothèses suivantes ont été formulées : les analyses réalisées permettent d'obtenir des résultats fiables et représentatifs des propriétés réelles des produits étudiés, les résultats sont globalement conformes aux normes ASTM, et les éventuelles divergences observées peuvent être expliquées par des facteurs liés aux conditions expérimentales ou à la nature des échantillons.

Dans ce cadre, la problématique de ce mémoire est formulée comme suit :

Parmi les majeurs problèmes rencontrés dans les champs gaziers, la dégradation de la couleur du condensat associé constitue une préoccupation technique et commerciale croissante. En effet, un indice de coloration anormalement élevé selon la norme ASTM D1500 rend le produit hors spécification ($\geq 3,0$ au lieu de $\leq 1,5$ attendu), des déclassements tarifaires et des suspicions de contamination ou de vieillissement. Il est donc essentiel, dès la production sur le champ, de comprendre, maîtriser et corriger les paramètres responsables de cette dérive colorimétrique, ce qui fait l'objet de notre travail, qui consiste à étudier l'évolution de l'indice ASTM D1500 du condensat et à répondre aux questions suivantes :

Quelle est la fiabilité des résultats analytiques obtenus au laboratoire pour l'évaluation des propriétés physico-chimiques du GPL, du gaz naturel et du condensat ?

Quelle est la nature des composés responsables de la coloration ?

Quels sont leurs effets sur la qualité du condensat, les équipements et la valorisation commerciale ?

Comment éliminer ou prévenir durablement cette coloration ?

Quels sont les paramètres influents sur l'indice de coloration ?

Enfin, ce mémoire est structuré en quatre chapitres:

- Le premier chapitre de cette étude est consacré à la présentation du champ ATL et la description du procédé.

Introduction générale

- Le second chapitre présente des généralités sur le gaz naturel, le GPL et le condensat.
- Le troisième chapitre décrira l'ensemble d'appareillage et les différentes méthodes.
- le dernier chapitre j'exposerai les résultats d'analyses et leurs discussions en comparant ces valeurs avec les normes requises dans ce domaine.

Chapitre I :
Présentation du champ ATL
et description du procédé

Introduction

Le gaz brut sortant des puits n'est pas directement utilisable, il faut donc le traiter pour obtenir produits finis utilisable directement allant des gaz aux carburants. Dans le cadre de la stratégie globale de développement du pays, la société nationale SONATRACH a lancé un programme de développement ambitieux visant à accroître la contribution des gaz aux exportations mondiales d'hydrocarbures.

Dans ce chapitre, nous avons fourni au gisement de gaz ATL, compte tenu de sa localisation géographique, ces caractéristiques et capacités, en plus de la description générale des différents systèmes d'installation mis en place et permettant la production de gaz sec, GPL et condensat.



Figure I.1 : Présentation du Champ

I.1 Champ ATL

Ain Tsila (ATL) est un projet de développement de gaz humide en Algérie, c'est une direction de SONATRACH. Le but de ce champ est le développement et l'exploitation des gisements de gaz naturel, il est composé d'un système de lignes principales (trunk line) acheminant les fluides produits à partir des puits vers une unité centrale de traitement CPF

I.2 Situation géographique du champ ATL et description du Bassin Illizi

Ain Tsila (ATL) est un champ de gaz commercial conjointement développé par Sonatrach. Le champ ATL qui en globe les blocs 228 et 229a , partie intégrante du bassin d'Illizi, est située à 1 300 km au sud-sud-est d'Alger et à 160 km au nord-ouest d'Illizi. Ce site a pris une place considérable dans la production nationale des hydrocarbures dès sa mise en service en 2025.



Figure I.2 : Situation géographique du champ ATL

Le gisement Aïn Tsila est situé dans la partie sud du bassin d'Illizi. Il est composé d'une accumulation de gaz-condensat contenue dans le réservoir de l'Ordovicien. Ce gisement est en phase initiale de développement

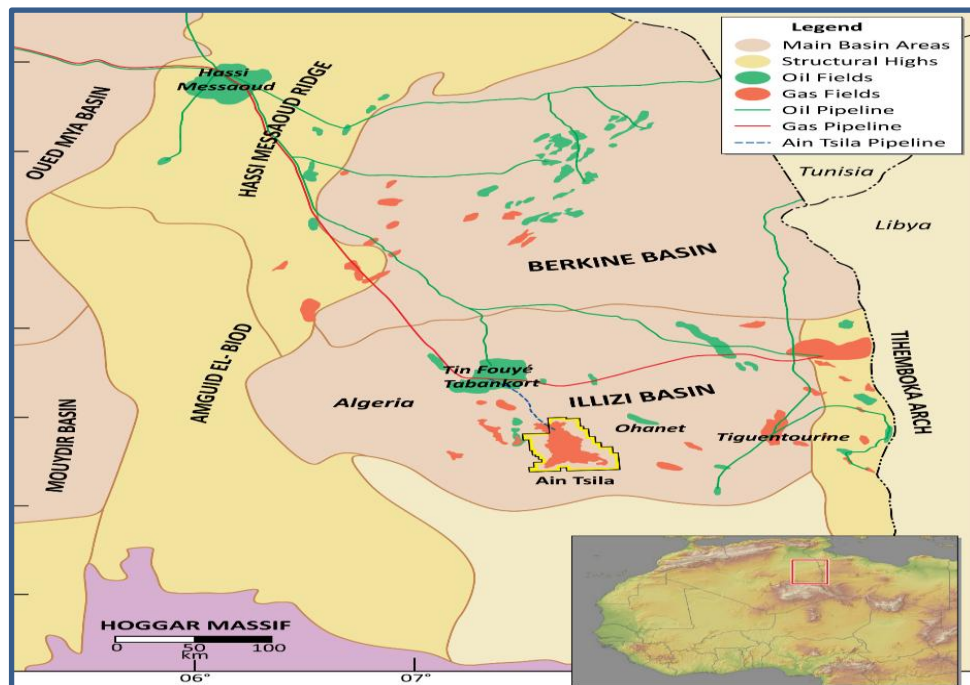


Figure I.3 : situation géographique du Bassin Illizi

Le bassin d'Illizi constitue l'un des grandes provinces pétrolifère et gazière de l'Algérie. Il est situé dans le Sud-Est du Sahara algérien. Il s'étend sur environ 108 424 km², entre les latitudes 26° 30' et 29° 30' Nord, les longitudes 6° et 10° Est. Il est limité au Nord par le bassin de Berkine, à l'Est par le môle de Tihemboka, au Sud par les affleurements du Tassili

N'Ajjer et à l'Ouest par la dorsale d'Amguid El Biod qui le sépare du bassin de Mouydir. (Figure I.3)

I.3 Caractéristiques et capacité de champ ATL

Le champ ATL contient spécifiquement :

30 puits de gaz ;

10 Collecteurs de gaz ;

Une installation de traitement centrale (CPF) assurant la compression du gaz à vendre, l'élimination du mercure, l'extraction de GPL, la stabilisation des condensats, le stockage des produits et le système de compresseur ; Les services associés ; trois canalisations d'expédition du gaz à vendre, des condensats et du GPL.

Les produits finis à savoir, gaz à vendre, GPL et condensat sont évacués vers le réseau de SONATRACH à l'aide de trois pipelines d'évacuation.

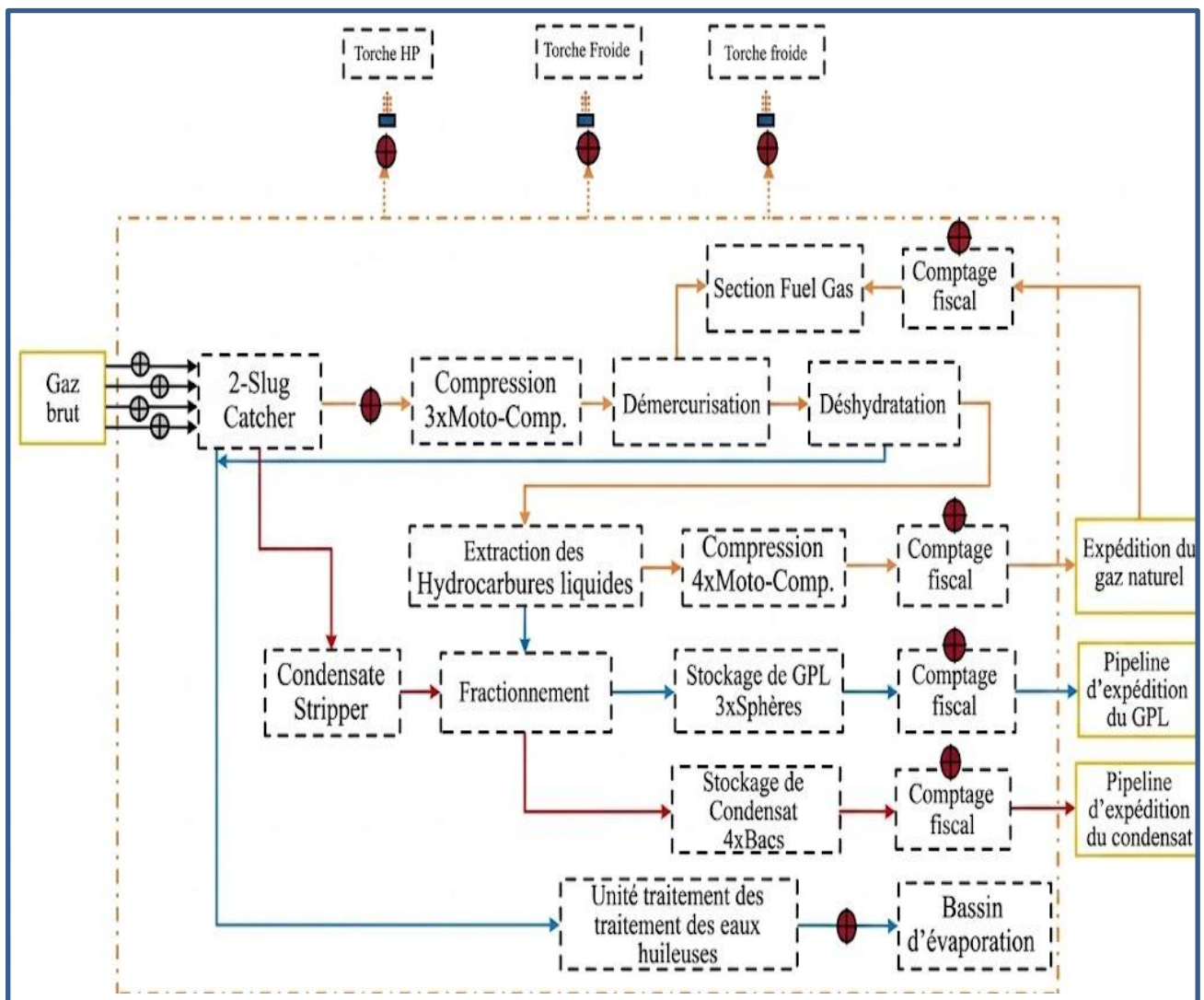


Figure I.4 : Schéma du Blok CPF

I.4 systèmes de procédés (CPF)

Le CPF (Central Processing Facility), Principales caractéristiques :

- Traitement de 12 millions m³/jour de gaz,
- Production de 1 800 tonnes/jour de condensats,
- Production de 1 600 tonnes/jour de GPL,
- Alimentation d'une centrale électrique de 125 MW,
- Exportation via un réseau de 355 km de pipelines.

Un système de collecte, comprenant des sites de puits, des équipements de site de puits, des écoulements, des stations de manifold et des conduites principales pour collecter les fluides produits et les transporter vers les installations de réception au CPF.

Tableau I.1 : Spécifications du gaz sec à vendre

Propriété	Spécifications	Unité
Teneur en eau	≤ 50	ppm(v)
Pouvoir calorifique	$9100 < PCS < 9500$	Kcal / m ³ à 15°C et 1bar
Teneur en CO₂	Ne doit pas être supérieure (<) à 2,0	Mol %
Teneur en H₂S	Ne doit pas être supérieure (<) à 1,3	ppm
Teneur en oxygène	< 0.01	Mol %
Point de rosé de l'eau	$< -7^{\circ}\text{C}$ à la pression de livraison	°C
Le gaz transporté doit être exempt d'impuretés liquide (eau libre et hydrocarbures) et d'impuretés solides (poussière et sable)		

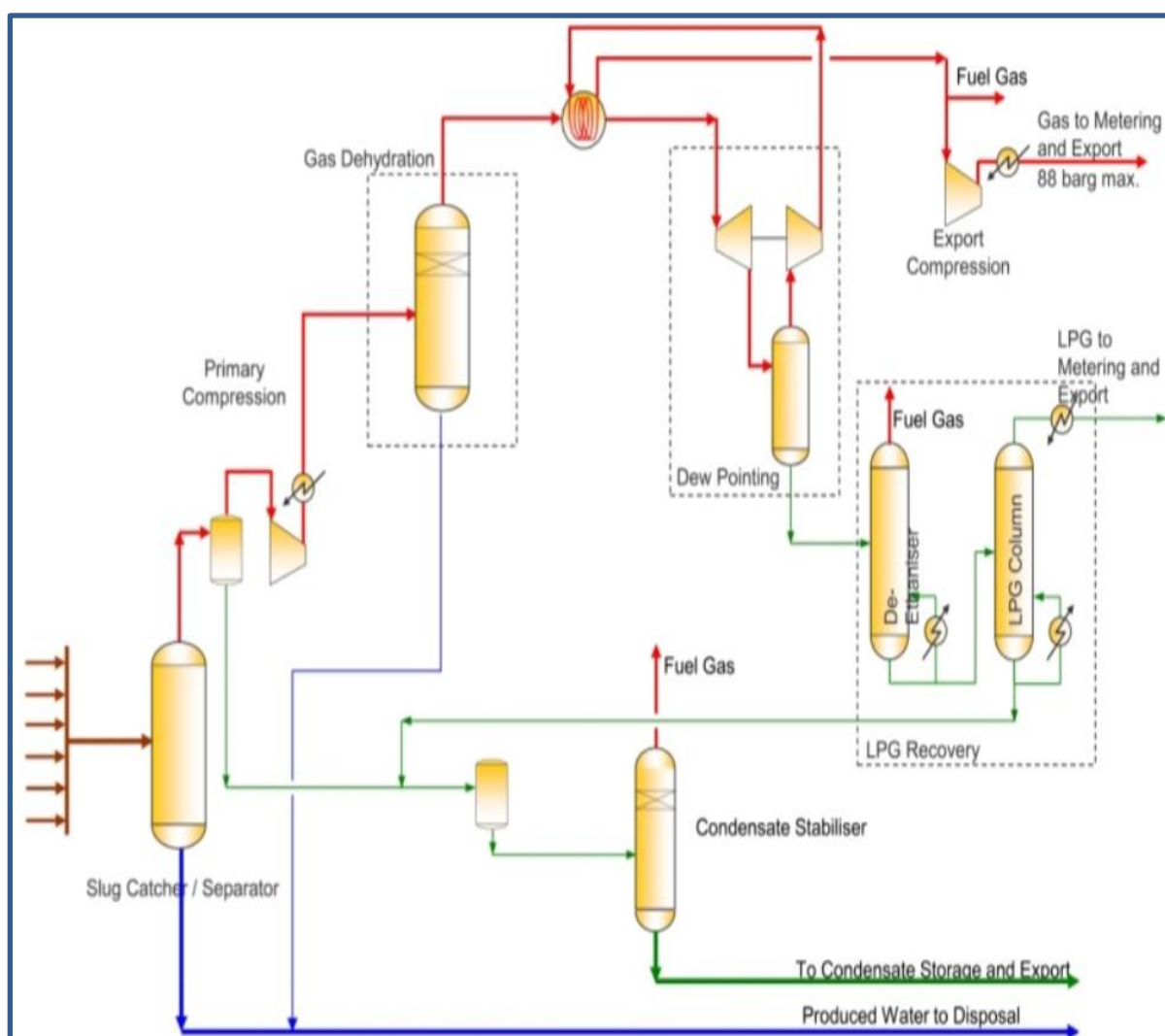


Figure I.5 : Schéma du procédé général du CPF

Les installations de traitement comprenant les installations de réception des pipelines, les ballons séparateurs (slug catchers), la compression du gaz d'alimentation, l'élimination du mercure, la déshydratation du gaz, le conditionnement du gaz (extraction des liquides du gaz naturel), la compression d'export, la stabilisation du condensat, les installations de fractionnement du GPL, les installations d'export du condensat et du GPL, ainsi que les utilités associées, le stockage et les bâtiments (tous situés au CPF).

I.4.2.1 Système d'entrée et installations communes – Unité 300

- **Slug Catchers**

Le système réalise une première distinction entre le liquide et le gaz du gaz brut entrant provenant du réseau de collecte d'ATL. La station de réception comprend le récepteur de pistons racleurs de la conduite principale d'arrivée ainsi qu'un Slug Catcher.

Le flux de gaz effluent arrive via quatre conduites de collecte principales au niveau du CPF dans les ballons séparateurs (slug catchers). Ce fluide de puits contient principalement du gaz ainsi que du condensat et un peu d'eau, qui sont séparés dans l'unité de séparation du gaz grâce à des différences de gravité pour permettre un traitement ultérieur.

Le gaz qui transite par le Slug Catcher est dirigé vers le Scrubber pour une séparation en trois phases (gaz, huile et eau).

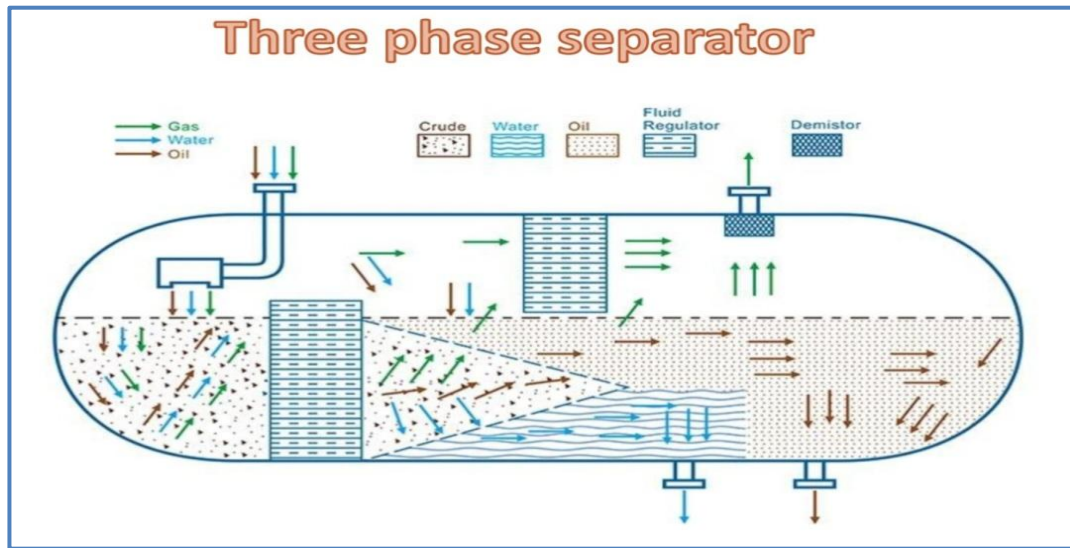


Figure I.6 : slug catchers.

- **Compression du gaz d'alimentation**

Le gaz humide est comprimé dans l'unité de compression du gaz d'alimentation (3 x 50%) jusqu'à la pression de fonctionnement des trains de traitement 500 [1]. De plus, suite à la séparation du brut en trois phases (huile/gaz/eau), ces dernières passent par une étape supplémentaire destinée à l'élimination et du mercure :

I.4.2.2 Trains de traitement de gaz unités 500

- **Séparation à l'entrée**

Le gaz humide est refroidi à environ -31°C par le refroidisseur d'admission du gaz d'alimentation pour éliminer les liquides condensés, puis acheminé Vers l'unité d'adsorption permettant d'éliminer le mercure.

- **Élimination du mercure et déshydratation du gaz**

Toutes les fines/poussières de catalyseur entraînées par le gaz sont éliminées par le filtre de sortie du lit d'adsorbant de mercure.

Après élimination du mercure, le gaz est déshydraté dans une unité de déshydratation à tamis moléculaire jusqu'à un point de rosée de l'eau de 0,1 ppm(v), ce qui est suffisamment bas pour éviter le gel dans le compresseur-détendeur.

La commutation entre les cycles de déshydratation et de régénération s'effectue via des vannes de commutation à l'entrée et à la sortie de chaque lit. La vapeur provenant des récipients adsorbants du déshydrateur de gaz est acheminée vers le filtre de sortie du déshydrateur de gaz pour éliminer les éventuelles fines de tamis moléculaire entraînées [1]

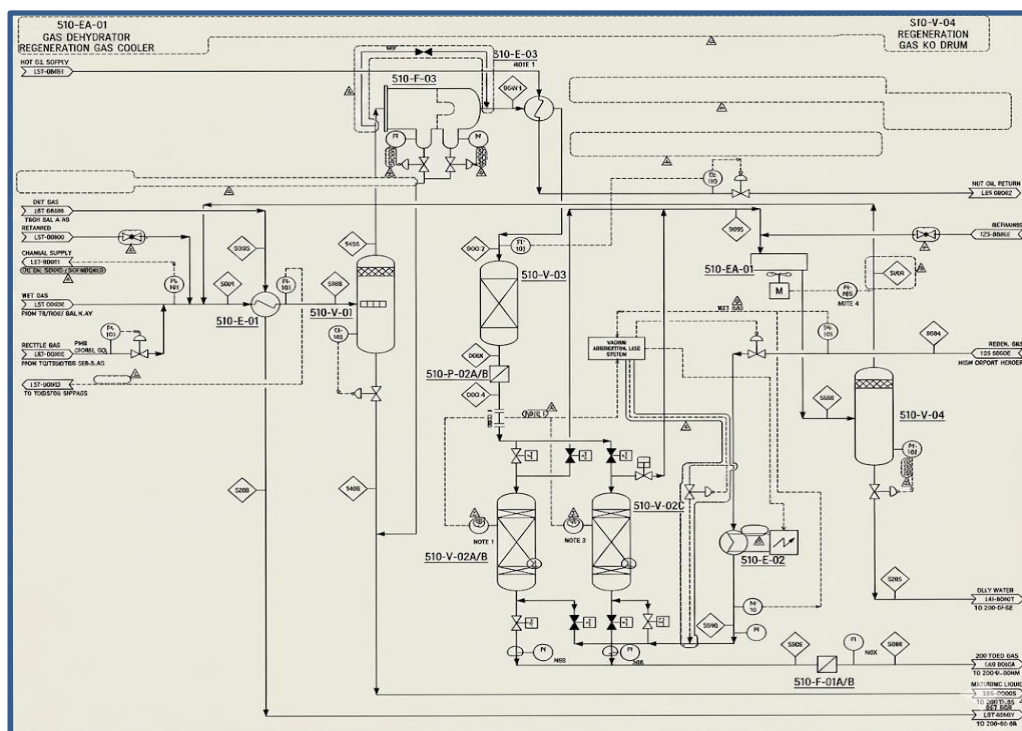


Figure I.7 : PFD unités de mercure et déshydratation [1]

Afin de réduire la teneur en eau et de répondre à la spécification d'export du gaz

- **Régénération des dés hydrateurs**

Le processus de régénération des lits de tamis moléculaire est séquentiel et contrôlé par une logique automatique. Il se déroule en plusieurs phases :

Pressurisation : Le lit est pressurisé de 68,5 barg à 72,5 barg pour atteindre la pression de régénération.

Chauffage : Un gaz sec traverse le lit de bas en haut. La température monte progressivement jusqu'à 290°C pour désorber l'eau et les hydrocarbures légers, tout en limitant le choc thermique. La régénération est considérée terminée quand la température en sortie de lit dépasse 260°C.

Refroidissement : Le gaz de régénération circule sans chauffage jusqu'à ce que la température de sortie soit à moins de 10°C de la température d'entrée.

Dépressurisation : Le lit est ramené à la pression d'adsorption (68,5 barg) avec une vitesse limitée ≤ 2 bar/min pour éviter d'endommager le tamis.

Après refroidissement, l'adsorbeur est maintenu en pression, puis remis en parallèle avec les autres lits pour stabiliser les conditions aval.

Le débit et la température de régénération sont finement contrôlés. Les réchauffeurs sont électriques. Un aéroréfrigérant et une élimination des condensats liquides complètent le système. Une injection de méthanol est possible pour éviter les hydrates [1].

- **Conditionnement du gaz (unité refroidissement et point de rosé)**

Le courant de gaz sec est refroidi pour éliminer les composés C_3^+ et plus lourds, dans le système de récupération des GNV à travers les échangeurs et refroidi davantage dans le détendeur (turbo-expander), puis séparé des condensables dans la colonne de lavage, puis recomprimé vers l'unité de compression du gaz de vente et exporté [1].

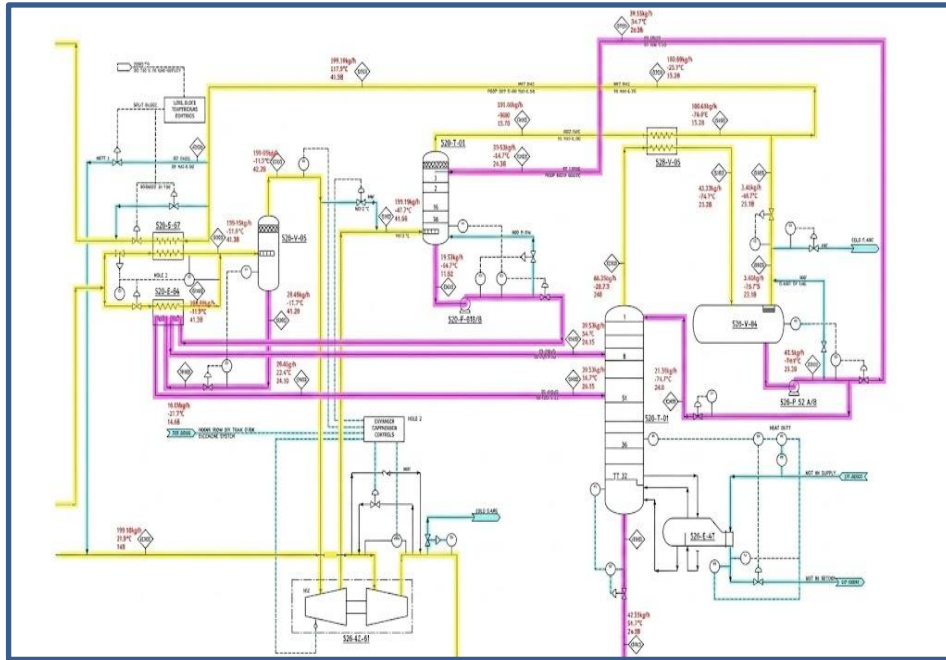


Figure I.8 : récupération de GNV [1]

Les liquides condensés provenant du turbo-expandeur transitent par la colonne de lavage avant d'être envoyés au dééthaniseur. Le produit de tête de ce dernier est mélangé à celui de la colonne de lavage, puis recomprimé et exporté comme gaz de vente.

- **Colonne de lavage**

La colonne de lavage reçoit un gaz à -79°C . Ce gaz est réchauffé à -30°C dans l'échangeur, puis à $15,5^{\circ}\text{C}$ dans autre échangeur. Un contrôle de température compare les températures des unités de traitement et envoie un signal au contrôleur maître des compresseurs de gaz de vente pour augmenter légèrement la pression d'aspiration, ce qui élève la température de sortie et évite la formation de glace de CO_2 .

- **Dééthaniseur unité 520-T-01**

Le dééthaniser extrait l'éthane et les composants légers du liquide de gaz naturel (GNV), à principalement pour fonction de fractionner l'alimentation de la colonne pour produire un produit de tête en C_2^- et un produit de fond en C_3^+ . La colonne contient une combinaison de plateaux à valves à simple et double passage.

Tête de colonne : les vapeurs sont partiellement condensées dans l'échangeur (-75°C), puis séparées dans le ballon. La pression est contrôlée par agissant sur le gaz de sortie, avec une évacuation vers torche froide via en cas de surpression.

Reflux : le liquide du ballon est pompé vers le 1er plateau de la colonne comme reflux constant. Le niveau dans le ballon est régulé par cascade niveau-débit.

Fond de colonne : le niveau est régulé par cascade niveau-débit vers le fractionneur GPL via l'échangeur. Un niveau bas arrête la pompe pour éviter des températures trop basses. Des échantillons manuels permettent d'estimer la composition.

Rebouilleur : l'échangeur qui chauffé à l'huile chaude vaporise le liquide de fond. La température de sortie vapeur est contrôlée par cascade température-débit. L'opérateur peut

ajuster le point de consigne sous supervision pour maintenir les spécifications du gaz de vente et du GPL, notamment en régime réduit.

La vapeur sortant du détendeur et les produits de tête du ballon de reflux du dééthaniseur sont chauffés dans le refroidisseur d'entrée de gaz d'alimentation et acheminés vers la partie compresseur du. Le gaz comprimé est envoyé vers les compresseurs de gaz de vente pour la compression finale [1].

- **Traitement et stabilisation des condensats unité 530-T-03**

Le stripper de condensat reçoit une partie du condensat du ballon comme reflux en tête, tandis que le reste est préchauffé dans l'échangeur par le fond du diviseur de GPL.

Contrôle de pression : deux régulateurs envoient les vapeurs saturées soit aux compresseurs de tête, soit au réseau de gaz combustible. Une surpression déclenche l'évacuation vers la torche HP via.

Élimination des liquides : un ballon de soutirage de tête élimine condensats et eau entraînés. L'eau est envoyée vers le séparateur d'eaux huileuses. Une purge d'eau manuelle est possible au niveau du plateau 5 (descente).

Rebouilleur : l'échangeur qui chauffe à l'huile chaude vaporise le liquide de fond (plateau cheminée n°18). La température de sortie vapeur est régulée par cascade température-débit. Un contrôle cascade niveau-débit stabilise l'alimentation vers le diviseur de GPL.

Le condensat stabilisé sort en fond vers le diviseur. Les vapeurs de tête sont envoyées au ballon, puis comprimées par des compresseurs ($2 \times 50\%$) vers les ballons d'aspiration des compresseurs de gaz d'alimentation, ou bien dirigées vers le réseau de combustible haute pression. L'eau condensée dans la colonne est éliminée au plateau 5, envoyée au ballon, puis au séparateur d'eaux usées huileuses [1].

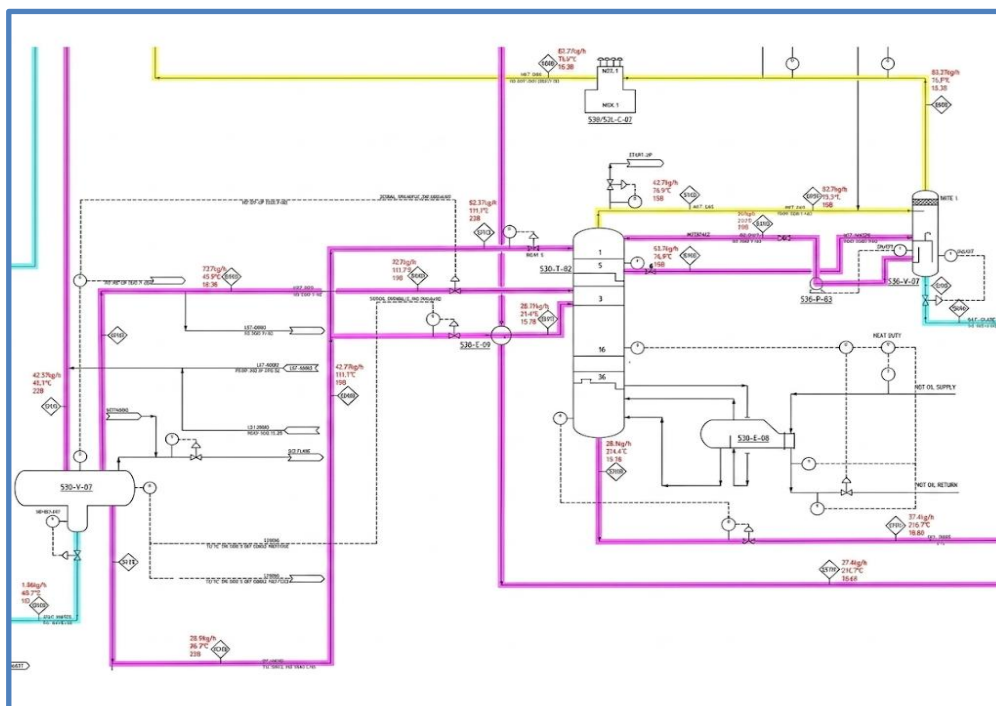


Figure I.9 : Stabilisation des condensats [1]

- **Débutaniseur 530-T-02**

Le fractionneur GPL de 36 plateaux sépare les charges pour produire du GPL (C3/C4) en tête et du condensat stabilisé (C₅⁺) en fond.

Alimentations : le liquide du dééthaniseur est préchauffé dans l'échangeur et introduit au plateau 19; le condensat du stripper est envoyé directement (diphasique) au plateau 26.

Gestion du GPL : le ballon de reflux alimente les pompes. Une partie sert de reflux à la colonne ; le reste (net) est envoyé vers l'export (pipeline GPL) ou le stockage GPL conforme. En cas de GPL hors spécification, l'opérateur actionne pour dévier le flux vers un stockage dédié.

Rebouilleur : vaporise le liquide de fond au plateau n°36. La température de sortie vapeur est régulée par cascade température-débit.

Fond de colonne : le condensat stabilisé est refroidi en cascade, vers environ 45°C, avec un contrôle cascade niveau-débit. En cas de TVR (pression de vapeur Reid) hors spécification, l'opérateur dévie le condensat vers un stockage hors spécification [1].

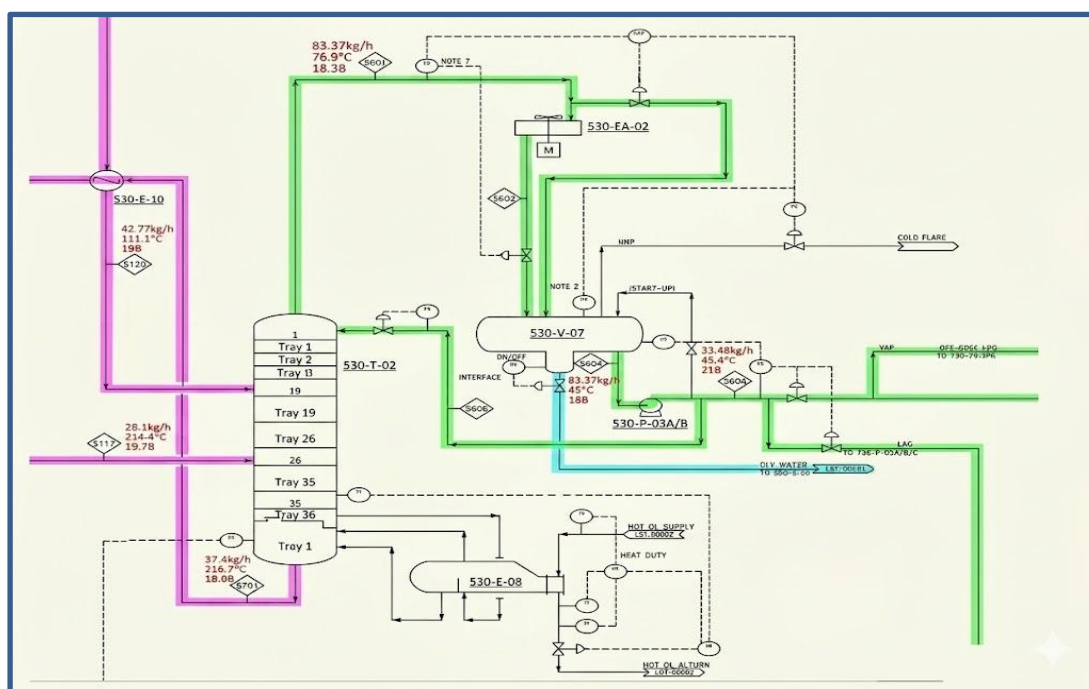


Figure I.10 : séparation des GPL [1]

Enfin, le gaz et le huile traité envoyé où stockage (stockage du condensat et du GPL)

I.4.2.3 Compression du gaz de vente et dosage des produits unités 750 et 760

- **Compression du gaz de vente**

Le gaz sec provenant de la conduite de refoulement du recompresseur est envoyé au collecteur d'aspiration des compresseurs de gaz de vente où il est comprimé à l'aide de compresseurs de gaz de vente (3 en parallèle, 1 en secours). Les compresseurs de gaz de vente sont des compresseurs centrifuges à deux étages entraînés par moteur électrique [1].

- **Stockage du condensat**

Le condensat est stocké dans des conditions ambiantes dans des réservoirs de stockage à pression atmosphérique.

Le condensat conforme aux spécifications en provenance des deux unités de traitement est acheminé par un tuyau de dégazage vers trois réservoirs de stockage de condensat à toit flottant conçus pour stocker 35 heures de capacité de production de pointe [1].

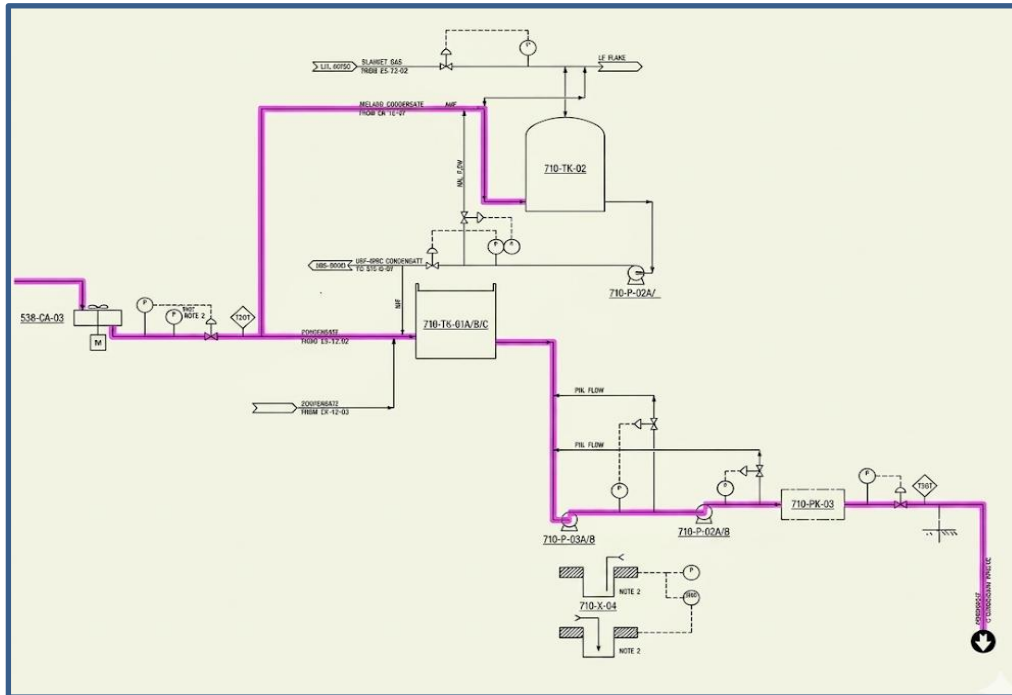


Figure I.11 : stockage du condensat [1]

- **Stockage et exportation du GPL**

Le GPL provenant de la décharge de la pompe de reflux du fractionneur GPL est envoyé au pipeline d'export via les pompes du pipeline (2 en parallèle, 1 en secours). Pendant le fonctionnement normal, le GPL est directement acheminé vers l'export [1].

En cas de restriction dans le système d'export ou de tout écart par rapport à la spécification approuvée, le GPL est stocké dans des sphères Conforme ou Hors spécification.

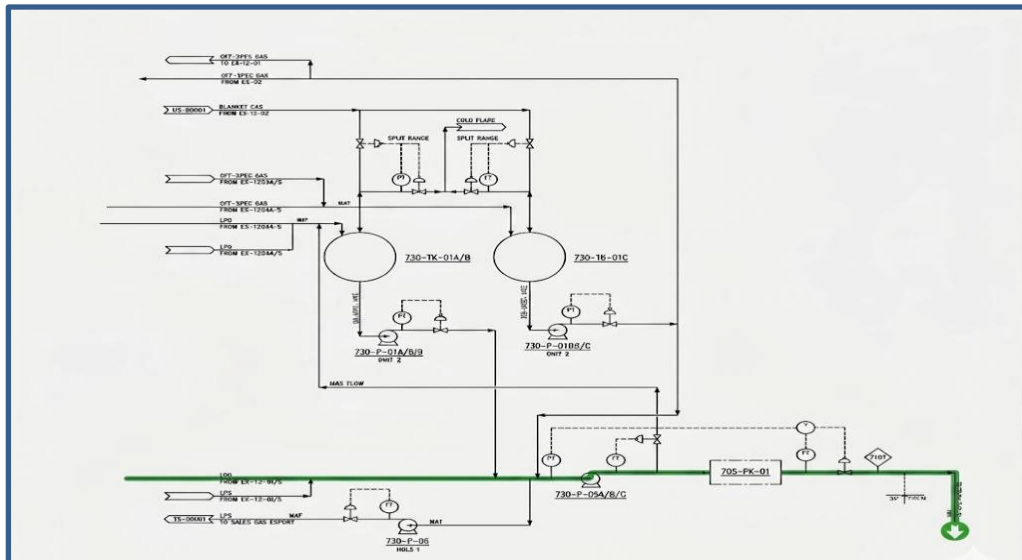


Figure I.12 : PFD stockage du GPL [1]

- **Spécification du GPL**

Le GPL transporté doit être anhydre et exempt d'impuretés solides, notamment de poudre noire.

Tableau I.2 : Spécifications d'exportation du GPL

Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	
Teneur en éthane	< 0.3 Mol %
Teneur en pentane	< 0.4 Mol %
Sédiments de base et eau (BS&W)	Nulle
Eau libre	Nulle
Densité à 15°C	< 0.538
Pression de vapeur à 37.8°C	< 11.0 kg /cm2

I.4.2.4 Les utilités

- **Système d'huile thermique**

Le système d'huile thermique est utilisé pour fournir de la chaleur aux rebouilleurs du procédé, en récupérant la chaleur perdue des gaz d'échappement des turbines à gaz.

- **Système de torchère**

Les systèmes de torchère sont conçus pour l'élimination efficace des dépressurisations des différents systèmes de traitement.

Le CPF comprend trois systèmes de torchère :

- Haute pression.
- Basse pression.
- Froide.

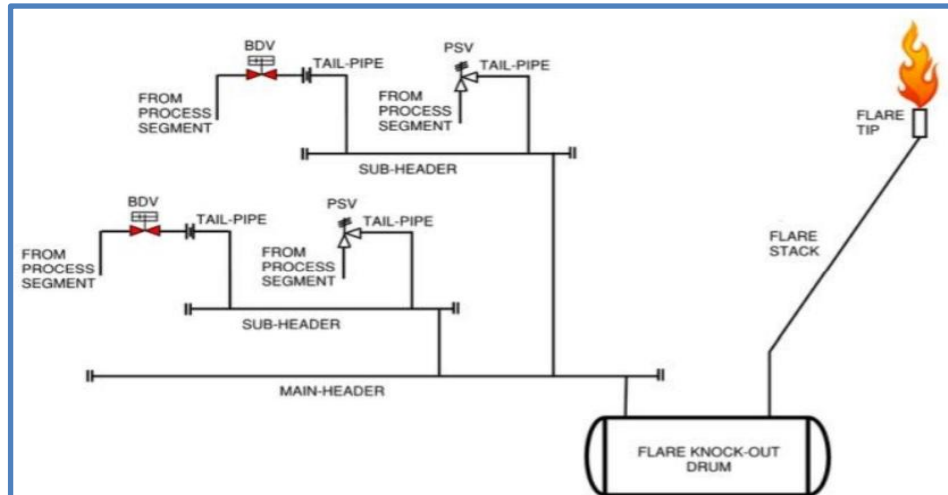


Figure I.13: PFD Système de torchère [1]

- **Gaz combustible**

Le système de gaz combustible du projet de développement d'Aïn Tsila se compose de deux niveaux de pression de distribution :

Gaz combustible Haute Pression (HP)

Gaz combustible Basse Pression (LP)

- **Systèmes du gaz inerte**

L'écoulement d'alimentation (air) d'azote passe dans le générateur d'Azote qui comprend deux packages de génération d'azote à membrane. L'azote a besoin d'être généré avec une pureté de 98% [2].

- **Systèmes d'eau**

- **Système d'eau brute :**

Les systèmes d'eau sont conçus pour fournir une alimentation en eau adéquate pour être utilisée comme eau d'incendie, eau brute et eau potable.

- **Système d'eau potable :**

Le système d'eau potable est conçu pour fournir de l'eau purifiée pour la boisson, le lavage et l'usage sanitaire dans le CPF, la Base Industrielle et le camp de sécurité.

- **Système d'eau d'incendie :**

Le système d'eau d'incendie est conçu pour fournir une alimentation en eau adéquate aux utilisateurs d'eau d'incendie tels que les hydrants, le système de déluge, etc.

- **Injection chimique**

- Injection de méthanol.
- Injection de biocide.
- Métabisulfite de sodium (déchloration).
- Inhibiteur de corrosion.
- Soude caustique NaOH.
- Antitartre à base de phosphate.
- Acide citrique pour l'unité CIP (Nettoyage en Place).

- **Systèmes de drainage**

Les systèmes de drainage du CPF comprendront :

- Système de drainage fermé.
- Systèmes de drainage ouvert provenant de zones dangereuses et non dangereuses
- Système de drainage des eaux pluviales.
- Systèmes de drainage divers, par exemple, huile thermique (fluide caloporteur), eaux usées, liquides de laboratoire, etc.

Chapitre II :

Généralité sur gaz naturel, GPL et condensat

Introduction :

Le gaz naturel est une source d'énergie fossile. C'est un mélange gazeux dépourvu de couleur et d'odeur, auquel on ajoute un produit aromatique pour le distinguer et assurer la sécurité des personnes. Il provient de la décomposition de matières organiques qui sont enfouies dans le sol depuis des millions d'années. Le méthane (CH_4) en est l'élément principal. On retrouve également, en quantités moins importantes, d'autres hydrocarbures comme l'éthane, le propane et le butane, sans oublier des gaz non inflammables tels que l'azote et le dioxyde de carbone.

II.1 Caractéristiques du gaz naturel

Le gaz naturel, en tant que source d'énergie, est l'une des matières premières qui ont favorisé la propagation du progrès économique et .À son stade d'utilisation, il doit se distinguer par certaines caractéristiques :

- **Densité**

Il s'agit du rapport entre la masse d'un volume de gaz et celle du même volume d'air, sous les mêmes conditions de température et pression. Le gaz naturel est plus léger que l'air, avec une densité approximative de 0,6. Lors d'une fuite, il est susceptible de monter et de se diffuser dans l'air.

- **Pouvoir calorifique**

Le pouvoir calorifique représente la quantité de chaleur produite par la combustion intégrale d'une masse donnée (pour les liquides : en J/kg) ou d'un volume déterminé (pour les gaz : en J/m³) de combustible.

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. [3]

Pouvoir calorifique inférieur PCI

Il correspond à la réaction de combustion, dans laquelle l'eau formée restait à l'état de vapeur. Le PCS diffère du PCI d'une quantité qui est à la chaleur latente de vaporisation de l'eau [4].

II.2 Les types de gaz naturel

La différence entre les divers genres de gisements dépend du comportement de la phase liquide, dont l'émergence et la coexistence avec le gaz fluctuent selon les conditions de pression et de température, aussi bien dans le réservoir qu'à la surface.

Le gaz sec

En conditions de production, ce type de gaz ne produit aucune phase liquide, ni dans le réservoir, ni à la surface. Il est principalement constitué de méthane et ne renferme qu'une quantité négligeable d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane.

Le gaz humide

En condition de production, cette catégorie de gaz entraîne la création d'une phase liquide à la surface (par le biais de condensation). Elle contient une quantité importante d'hydrocarbures intermédiaires et moins riche en méthane par rapport au gaz sec.

Le gaz a condensât

Ce fluide se distingue par la création d'une phase liquide condensée (riche en éléments lourds) directement dans le réservoir, lorsque la pression descend en dessous d'un certain seuil (point de rosée).

Le gaz associé

C'est un gaz de couverture qui coexiste avec la phase d'huile dans le réservoir d'huile (Gisement de pétrole) [3].

II.3 Définition du GPL

Le gaz de pétrole liquéfié (GPL) est composé d'un mélange d'hydrocarbures légers, essentiellement de propane (C_3H_8) et de butane (C_4H_{10}), à température ambiante et à pression atmosphérique (1,013 bar et 15 ° C), et est stocké sous forme liquide dans les conditions suivantes :

- Pression relevée à la température ambiante.
- Pression atmosphérique et basse température.
- Pression modérée et température pas tellement basse.

Cette propriété lui permet d'être stocké dans un volume réduit (250 litres de GPL gazeux égale à un litre de GPL liquide). [5]

II.4 Origine des GPL

Le GPL provient de deux origines :

II.4.1 Origine naturelle (gisements)

Les domaines de gaz représentent plus de 60%. En général, un champ de gaz naturel génère près de 90% de méthane (CH_4), en plus de 5% de propane et 5% d'autres gaz tels que le butane.

En termes simples, on procède à la congélation du gaz naturel extrait afin d'isoler ses divers composants.

On aboutit donc à la formation de GPL (butane et propane sous forme liquide), tandis que le méthane demeure à l'état gazeux, ces gaz présentant des points de liquéfaction distincts. Lors de l'extraction de pétrole, on récupère aussi du butane et du propane sous forme de gaz associés dissous (c'est pourquoi on les appelle « gaz de pétrole » liquéfiés). Les proportions de butane et de propane dans le gaz naturel et le pétrole brut fluctuent considérablement d'un gisement à l'autre.

II.4.2 Origine industrielle (raffinage)

Lors du raffinage du pétrole brut, le butane et le propane constituent entre 2 et 3% de l'ensemble des produits obtenus. Ils constituent les coupes les plus légères issues de la distillation du pétrole brut. Ces gaz sont également récupérés à l'issue d'opérations de traitement « secondaires », après la phase de distillation. Selon sa provenance, une tonne de pétrole brut traitée produit 20 à 30 kg de GPL, dont 2/3 de Butane et 1/3 de Propane. Au total, les GPL ne pourront dépasser 5% de la ressource mondiale en hydrocarbures. [6]



Figure II.1 : Origine du GPL

II.5 Composition chimique

La composition chimique du GPL peut varier, en fonction des normes et de son origine. Il peut renfermer du propylène, du butène, une petite quantité de méthane, d'éthylène, de pentane et, à titre exceptionnel, du butadiène, de l'acétylène et du méthyle acétylène.

Tableau II.1 : Composition des GPL [3]

Le composant du GPL	% mol
C1	0.32
C2	1.12
C3	60.95
i-C4	15.46
n-C4	22.14
C5+	0.01

II.6 Propriétés et caractéristiques des GPL

Les Propriétés physico-chimiques des GPL (tension de vapeur, pouvoir calorifique, point d'ébullition, etc.) dépendent de leur teneur en divers hydrocarbures. (Voir tableau I.1).

II.6.1 Propriétés physiques

• Tension de vapeur

C'est la pression à laquelle est maintenu un gaz à l'intérieur d'un récipient pour qu'il reste à l'état liquide.

Le GPL est soumis à des températures supérieures à ses points d'ébullition. En effet, le propane et le butane ne peuvent se maintenir à l'état liquide que sous pression ou par refroidissement.

À 20 °C, leur tension de vapeur est de :

- 2 bars pour le butane,
- 8 bars pour le propane.

Il est à noter que plus la température s'élève, plus la pression augmente.

Le graphique (figure II.2) donne les tensions de vapeur relatives en fonction de la température ambiante.

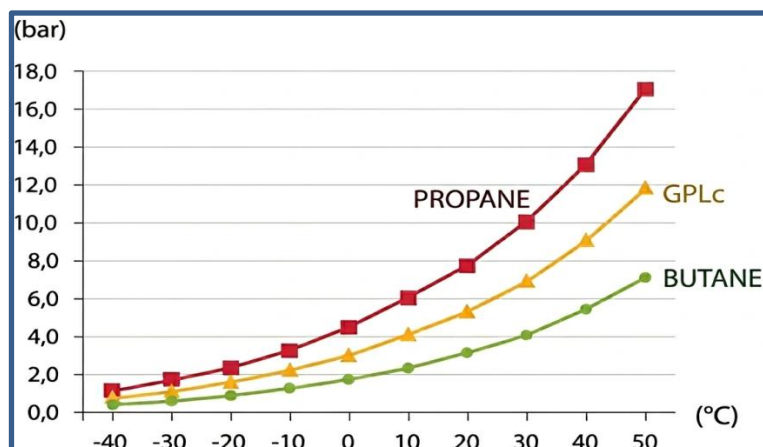


Figure II.2: Tensions de vapeur du butane et propane à la température ambiante

- **Densité**

Dans les conditions normales de température et de pression, le GPL est plus lourd que l'air. Toutefois, sa densité diminue lorsque la température augmente.

- **Pouvoir calorifique**

Le pouvoir calorifique des GPL est pratiquement presque égal à la valeur de l'essence, si elle est exprimée en kilocalories par kilogramme de carburant

Tableau II.2 : Comparaison de pouvoir calorifique entre les GPL et l'essence

Combustible	Pouvoir calorifique supérieur (kcal/kg)	Pouvoir calorifique inférieur (kcal/kg)
Essence	11300	11850
GPL	10500	11000

Un litre de GPL présente une valeur énergétique inférieure de 22,5 % à celle d'un litre d'essence.

Un mélange de GPL doit répondre aux spécifications suivantes :

- Une teneur volumique en propane inférieure à 50 % et une teneur en butane supérieure à 19 %
- Une pression de vapeur comprise entre 7,5 et 11,5 bars à 50 °C.

- **Dilatation**

À l'état liquide, le GPL présente un coefficient de dilatation élevé, qu'il convient de prendre en compte lors de son stockage. En effet, les sphères de stockage ne doivent jamais être intégralement remplies complètement.

- **Point d'ébullition et la masse volumique**

Le point d'ébullition et la masse volumique des GPL sont représentés dans le tableau (II.3).

Tableau II.3 : Point d'ébullition et masse volumique des GPL [7]

Gaz	Point d'ébullition à 760mm Hg (°C)	Masse volumique du liquide (kg/m ³) à 15°C	Masse volumique du gaz (kg/m ³) à 15°C
Butane	0	585	2.50
propane	-42	515	1.85

- 1 litre de butane liquide libère 239 litres de gaz (15°C / 1bar)
- 1 litre de propane liquide libère 311 litres de gaz (15°C / 1 bar)

Ces caractéristiques physiques confèrent à cette énergie un avantage certain du point de vue du stockage et du transport [8].

Tableau II.4: résumé Caractéristiques des composants du GPL [9]

Caractéristiques Techniques	Propane	I-sobutane	n-butane
Formule chimique	C ₃ H ₈	I-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀
Tension de vapeur à 10°C (kg/cm ²)	6,2	1,3	1,5
Masse volumique ; (kg/litre)	0,51	0,56	0,58
Litres de gaz obtenus à partir d'un litre de liquide	272,7	229,3	237,8
Densité du liquide à 15°C	0.51	0.56	0.58
Densité de la vapeur à 15°C	1,86	2,45	2,45
Pouvoir calorifique supérieur (kcal/kg)	11980	11828	11586
Température d'auto inflammation (°C)	480	480	420
Limite d'explosion (%)	2,2 à 9,4	/	1,9 à 8,5
TVR à -20°C	2,6	0,6	0,5
TVR à 0°C	5	1,7	1,1
TVR à +20°C	9	2,3	2,2
TVR à +40°C	14,5	5,7	4
Nombre d'octane	96	97	89

II.6.2 Propriétés chimiques

- **Couleur et odeur**

Le GPL est incolore, tant à l'état liquide qu'à l'état gazeux.

À l'état naturel, le GPL est inodore. Il peut donner, au contact de l'air, des mélanges explosifs; Pour des raisons de sécurité, un agent odorisés est donc ajouté. Cet odorisés, à base de soufre, est constitué de mercaptans.

- **Toxicité**

Le GPL s'enflamme au contact de l'air et produit des gaz toxiques. Lors de sa combustion, il génère notamment du monoxyde de carbone

- **Etat gazeux et liquide**

Le GPL aux conditions normales de pression et température est un gaz plus lourd que l'air.

Le GPL liquide est plus léger que l'eau.

Tableau II.5 : GPL en Etat gazeux et liquide

GPL	La masse volumique
Etat gazeux	Air = 1,2 g/l Propane = 1,8 g/l Butane = 2,4 g/l
Etat liquide	Eau = 1 kg/l Propane = 0,51 kg/l Butane = 0,58 kg/l

- **Impuretés**

Le GPL produit au niveau des différents champs doit répondre aux spécifications suivantes :

- Teneur en gaz sec inférieure ou égale à 3 % mol.
- Teneur en condensât inférieur ou égale à 0.4 % mol.
- Le GPL est non corrosif de l'acier mais l'est habituellement pour l'aluminium, le cuivre et ses alliages.
- Le GPL n'est pas de propriétés lubrifiantes et ceci doit être pris en considération lors du dimensionnement des compresseurs et des pompes.

Le GPL est caractérisé par un indice d'octane recherché (RON) naturellement élevé atteignant aisément 98. Cette propriété découle en fait directement de des valeurs de RON de chacun de ces constituants. Par ailleurs, son indice d'octane moteur (MON) est, lui aussi légèrement plus élevé que celui des essences classiques [3].

II.7 Les utilisations du GPL

Les ressources en hydrocarbures se composent principalement d'hydrocarbures gazeux : le gaz naturel et le GPL sont promis à un bel avenir car la demande mondiale continue à croître, parmi ces utilisations on peut citer par ordre d'importance :

II.7.1 La combustion

La combustion c'est l'objectif le plus important de ces gaz. Ils sont utilisés dans la vie domestique, la cuisine, l'eau chaude, le chauffage et dans la vie artisanale. La répartition de la demande des GPL comme combustible est très variable d'un continent à l'autre, et d'un pays à l'autre. Aux États-Unis, la demande est orientée vers le domestique tertiaire du fait de la concurrence du gaz naturel, mais la demande globale des GPL reste croissante [10].

Le tableau (II.6) démontre la correspondance en termes de puissance énergétique du GPL par rapport à d'autres combustibles.

Tableau II.6 : Puissance énergétique de GPL par rapport aux autres combustibles [11]

1 kg de propane équivaut à				
Bois	charbon	Fioul	gaz naturel	Electricité
4 à 5 kg	1,5 à 2 kg	1.16 m ³	1,5 à 2 kg	12.8 kWh

II.7.2 Source de domestiques

✓ Chauffage :

Maisons exigent une source d'énergie fiable pour une variété d'applications comprenant le chauffage central, production d'eau chaude, le chauffage des piscines voire la climatisation, par exemple, en sus de la cuisson. Les GPL peuvent répondre à tous ces besoins et présentent l'avantage supplémentaire de garantir particuliers et entreprises des risques de ruptures ou de fluctuations d'alimentation en énergie. [12]

✓ Climatisation : Dans les climatiseurs ou les réfrigérateurs [13].

-Soit la détente de GPL absorbe la chaleur de l'environnement pour s'évaporer et crée un froid.

-Soit un moteur fonctionnant au GPL peut entraîner un compresseur qui comprime le gaz GPL.

II.7.3 GPL carburant GPL/c

Les GPL sont utilisés comme carburant automobile depuis des décennies. Ils constituent des produits exceptionnels au plan de la préservation de la qualité de l'air. Ils sont également d'une qualité de combustion complète et ne génèrent aucunes particules [7].

La consommation mondiale du GPL comme carburant s'élevait à près de 28 millions de tonnes en 2024, un pourcentage de 7 à 9 % des GPL consommé mondialement l'est sous forme de carburant



Figure II.3 : Utilisation du GPL comme carburant [13]

II.7.4 GPL dans la pétrochimie

18% des GPL sont utilisés comme matière première pétrochimique, principalement pour la fabrication de l'éthylène et du propylène, deux produits majeurs de l'industrie pétrochimique. Dans certaines zones, la demande globale de GPL pour des applications pétrochimiques affiche une progression constante d'environ 10%, stimulée par le développement des installations de déshydrogénation (PDH). L'emploi du butane comme matière première

pétrochimique tend de plus en plus à se concentrer sur la production de styrène ou d'autres dérivés, alors que son utilisation dans la production de MTBE a fortement décliné, cet additif ayant été principalement substitué par l'éthanol en raison de problèmes environnementaux.

II.7.5 GPL pour la production d'électricité

L'usage du GPL pour la production d'électricité se révèle être une option privilégiée par rapport aux autres sources d'énergie comme le charbon ou le fioul, tant du point de vue économique qu'écologique.

II.8 Transport des GPL

Le transport de GPL classe selon les différentes modes suivantes [14] :

- **Le transport par pipelines (canalisations)**

Ce mode de transport est utilisé dans le cas d'un transfert de quantités importantes de GPL de leur point de récupération vers des unités de séparations ou vers les stockages importants.

Ce mode de transport est retenu également dans le cas d'acheminement des GPL sur de longues distances ; et il est plus économique.

- **Transport par wagon- citernes**

Pour des quantités plus petites, il est préférable d'utiliser la voie ferroviaire. Dans ce cas le train comporte plusieurs wagons-citernes dont la capacité unitaire est de 50 tonnes.

Les wagons citernes sont sous pression et sont fabriqués conformément à des normes contrôlées. Ce mode de transport est surtout utilisé pour la livraison des GPL à partir des raffineries vers des stockages primaires ou à partir des stockages primaires vers des stockages secondaires.

- **Le transport par bateaux**

Ce mode de transport est utilisé fréquemment pour les échanges internationaux. Dans ce cas les GPL sont stockés des réservoirs réfrigérés (jusqu'à -50°) ou sous pression.



Figure II.4 : Transport du GPL par bateaux [15]

- Le transport par camions - citernes

C'est le mode de transport le plus utilisé pour le transport de petites quantités de GPL sur de courtes distances à partir des centres de stockages vers les utilisateurs.

II.9 Le condensat :

II.9.1 Définition du condensat :

C'est un mélange d'hydrocarbures liquides légers C_5^+ récupérés lors de la production de gaz naturel. Il est incolore à ambré, il va bien Liquide à température et pression normales, Très volatil et inflammable, il est utilisé comme pétrole brut léger.

II.9.2 caractéristique et domaine de valorisation du condensat

Les condensats désignent des effluents liquides résultant du refroidissement de la vapeur d'eau ou de gaz. Leur composition fait généralement intervenir de l'eau ainsi qu'une fraction variable d'hydrocarbures dissous ou en suspension. Les propriétés physico-chimiques de ces effluents sont étroitement tributaires de l'origine du gaz, de sa composition initiale ainsi que des conditions opératoires ayant présidé à leur formation. Il est possible de dégager un ensemble de caractéristiques communes, résumées dans le tableau ci-après.

Tableau II.7 : caractéristique du condensat

Propriété	Valeur usuelles
Coloration	Claire
Odeur	évocatrice d'une essence légère
Gravité API	Généralement comprise entre 45 et 75 degrés
Masse volumique	Typiquement de l'ordre de 650 et 750 kg/m ³
Fraction hydrocarbonée	Souvent située entre 70 et 95 % en volume
Teneur en soufre	habituellement inférieure à 1 %

La qualification commerciale des condensats repose sur un faisceau de critères incluant leur composition, leur pureté, ainsi que les spécificités des marchés locaux. D'une manière générale, leur valorisation économique évolue en phase avec les cours du pétrole brut, dans la mesure où ils sont le plus souvent dirigés vers les unités de raffinage comme charge d'alimentation, ou bien intégrés à des mélanges de bruts. Au-delà des variations du marché pétrolier, plusieurs paramètres influencent leur prix :

- La teneur en soufre,
- La densité API,
- Les coûts de transport régionaux.

II.9.3 utilisation du condensat : [16]

➤ les raffineries :

Le condensat peut servir de matière première pour les raffineries dans le but de produire de l'essence, des naphas, du kérosène et d'autres produits raffinés.

➤ Mélange avec du pétrole brut :

Le condensat peut être mélangé avec du pétrole brut pour produire une charge d'alimentation de meilleure qualité pour les raffineries.

➤ Combustible pour la production d'électricité :

Le condensat peut être utilisé comme combustible pour la production d'électricité dans les centrales électriques au gaz.

➤ **Chauffage :**

Le condensat peut être utilisé pour des applications de chauffage dans des processus industriels ou des bâtiments commerciaux et résidentiels.

➤ **Irrigation :**

Le condensat peut être utilisé pour l'irrigation agricole dans les zones où l'eau est rare.

➤ **Procédés industriels :**

Le condensat peut être utilisé comme fluide de refroidissement dans les procédés industriels, comme la production chimique ou pétrochimique.

II.9.4 Transport du condensat : [16]

- **Drainage par gravité :**

Cette méthode repose sur la force de gravité pour déplacer le condensat d'un point haut vers un point bas. Il est couramment utilisé dans les applications à petite échelle où la distance entre la source du condensat et le point de rejet est relativement courte.

- **Pompage :**

Lorsque la distance entre la source et les points de décharge est trop grande pour un drainage par gravité, une pompe peut être utilisée pour déplacer le condensat. Les pompes peuvent être centrifuges ou à déplacement positif, et le choix de la pompe dépendra de facteurs tels que le débit et la pression requis.

- **Conduites de retour de condensat :**

Dans certains environnements industriels, un réseau de tuyaux et de vannes est utilisé pour transporter le condensat vers la source de vapeur ou d'eau chaude. Cette méthode est souvent utilisée dans les applications à grande échelle où le condensat est produit en continu.

- **Systèmes sous vide :**

Dans les systèmes sous vide, la vapeur est utilisée pour créer un différentiel de pression qui aspire le condensat à travers les tuyaux. Cette méthode est souvent utilisée dans des industries telles que la transformation des aliments et les produits pharmaceutiques, où le maintien d'un environnement stérile est essentiel.

II.9.5 condensat dans l'Algérie et le monde

L'Algérie figure parmi les principaux producteurs de gaz naturel et génère également des volumes notables de condensat. D'après l'Office national des statistiques (ONS), la production algérienne de condensat atteignait environ 74 000 barils par jour en 2019.

Le condensat est essentiellement extrait en association avec le gaz naturel, notamment sur le champ gazier de Hassi R'Mel. Après séparation, il est traité pour servir de matière première dans la fabrication de carburants et de produits chimiques.

En 2020, la production nationale de gaz et de condensat a reculé en raison de la pandémie de Covid-19 et de la contraction de la demande mondiale d'hydrocarbures. Néanmoins,

l'Algérie a récemment lancé plusieurs projets visant à développer de nouveaux gisements et à accroître sa production, afin de satisfaire la demande intérieure ainsi que les besoins des marchés d'exportation.

À l'échelle mondiale, le condensat est produit partout où l'on extrait du gaz naturel. Les principaux pays producteurs sont les États-Unis, l'Arabie saoudite, la Russie, l'Iran, l'Irak, les Émirats arabes unis, le Koweït et le Qatar.

Les États-Unis ont vu leur production de condensat croître rapidement ces dernières années, portée par l'exploitation du gaz de schiste. En 2020, ils se classaient au premier rang mondial avec une production estimée à plus de 1,5 million de barils par jour.

L'Arabie saoudite, qui dispose de gisements de gaz associé à ses réserves pétrolières, est également un acteur majeur, avec environ 1 million de barils par jour produits en 2020.

La Russie, l'Iran et l'Irak contribuent aussi significativement à l'offre mondiale. Enfin, le Qatar se distingue par le recours à des technologies avancées pour valoriser les hydrocarbures gazeux.

Chapitre III :

Partie expérimentale

Introduction

La recherche de la qualité des produits finis et condensat doivent être les préoccupations essentielles, le laboratoire ATL assure tous types d'analyses du parcours de traitements au niveau du CPF, les résultats doivent répondre aux spécifications conventionnelles des produits finis avant expéditions. Le laboratoire travaille en étroite collaboration avec le service d'exploitation.

III.1 Laboratoire

Le rôle d'un laboratoire de contrôle de qualité dans CPF ATL consiste à effectuer des analyses des produits finis (Gaz sec, GPL, et Condensat) et s'assurer qu'ils répondent aux normes et spécifications commerciales requises.

Les résultats des analyses obtenus au laboratoire contribuent à l'élaboration des paramètres nécessaires au fonctionnement optimal de l'usine et par conséquent l'obtention de la meilleure qualité des produits finis.

Le laboratoire travaille en collaboration avec le service EXP.

Le laboratoire réalise les analyses en routine et les demandés ; ceci concerne :

Les hydrocarbures liquides, huiles et condensats.

Les gaz.

Les eaux de usées, de procédés, et potable.

Toutes les analyses en laboratoire font l'objet de normes et procédures.

III.2 Appareillages et équipements

La partie expérimentale de ce travail a été réalisée en analysant l'un des produits expédiés après extraction et traitement.

La procédure de contrôle de la composition des produits finis (Gaz sec, GPL, et Condensat) adoptée consiste, à utiliser la chromatographie en phase gazeuse (CPG) et des analyses physico-chimiques à savoir la densité, La Pression de vapeur Reid (PVR), le point de rosé, la teneur d'eau.

Le calcul des caractéristiques du GPL (le PCS, la masse molaire) est assuré par des formules EXCEL à partir de sa composition.

III.2.1 Matériels

- Un chromatographe Perkin Elmer clarus 590; **(GNV et GPL)**
- Hygromètre portable SHAW moisture meters ; **(GNV)**
- Tension de vapeur reid (TVR) LT/TB-177000 ; **(GPL et Condensat)**
- Densimètre specific gravity hydrometre range 0.7000 au 0.7500 ; **(Condensat)**
- Seta-Lovibond Colorimeter **(Condensat)**.

III.2.2 Méthodes d'analyses

Les méthodes d'analyses appliquées au laboratoire, reposent sur des définitions et des façons décrites d'une manière textuelle détaillée et précise dans les normes standard de tests méthodes ASTM D.

Tableau III.1 : Normes standard de tests méthodes ASTM

Numéros des normes	Matériel
ASTM D2163	Analyse de séparations de composition GPL Chromatographe (Perkin Elmer clarus 590)
GPA 2261	Analyse de séparations de composition GNV Chromatographe (Perkin Elmer clarus 590)
ASTM D323	Tension de vapeur Reid (TVR) LT/TB-177000
ASTM D1298	Densimètre specific gravity hydrometre range 0.7000 au 0.7500
ASTM 1500	Seta-Lovibond Colorimeter
ASTM D5454	Hygromètre portable SHAW moisture meters

III.2.2.1 Chromatographie en phase gazeuse (CPG)

La chromatographie en phase gazeuse (CPG) est une technique de séparation applicable aux composés gazeux ou susceptible d'être volatilisés par élévation de température sans décomposition, les constituants peuvent différer par leur nature et leur volatilité. La séparation exige des quantités de l'ordre de mg seulement, parfois même de μg [17].

On va utiliser pour les analyses de gaz naturel et GPL pour séparer sont compositions

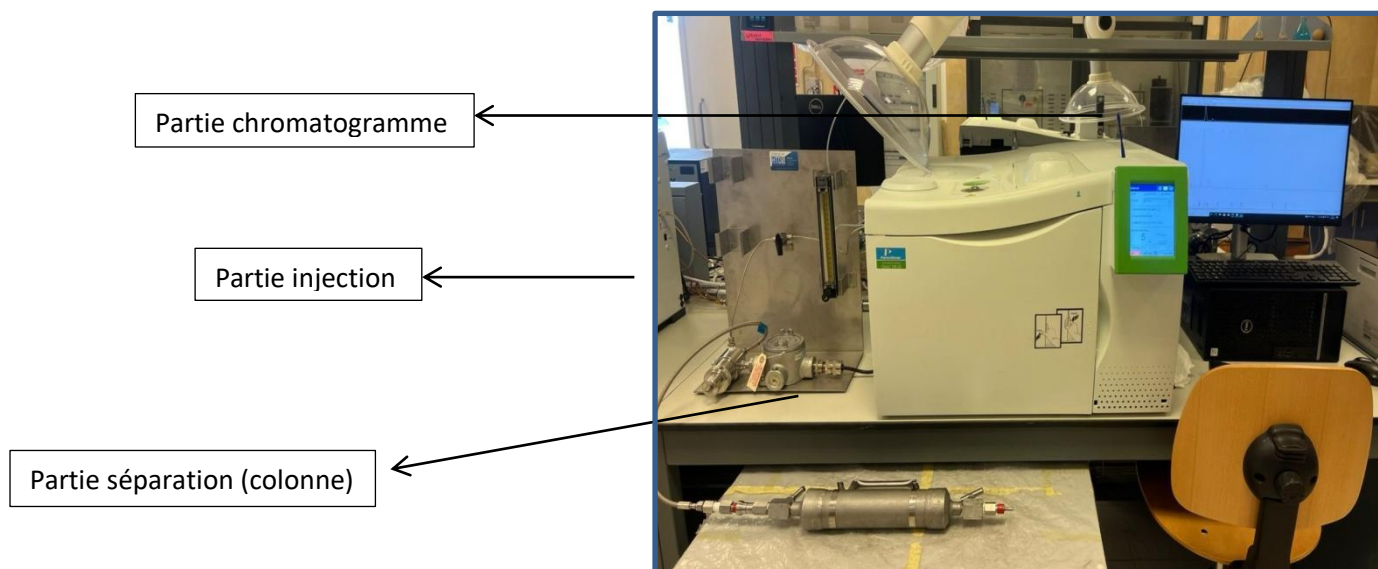


Figure III.1 : Un chromatographe Perkin Elmer clarus 590

Un chromatographe est constitué en première approximation de quatre organes essentiels voir (figure III.2) :

- L'injecteur ;
- Le four ;
- La colonne ;
- Le détecteur.

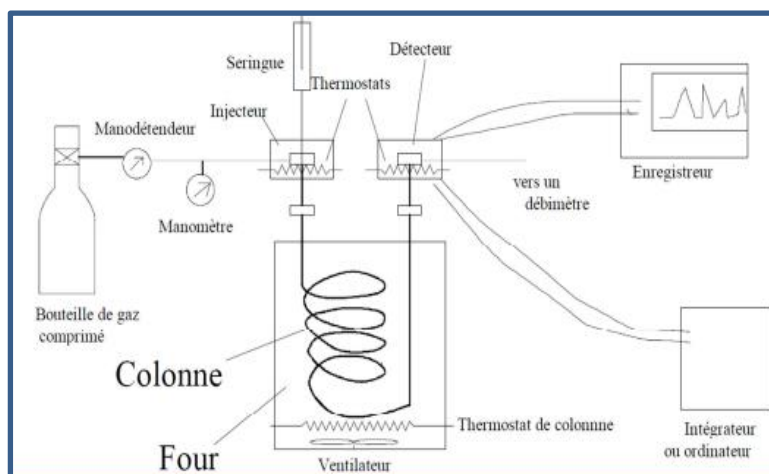


Figure III.2 : Description technique d'un chromatographe

A. Injecteur

Il permet d'introduire un liquide qui doit être vaporisé instantanément avant d'être transféré dans la colonne, sa température doit être supérieure d'environ 20°C à la température du produit le moins volatil, le gaz porteur de préférence préchauffé, entre dans une chambre chauffée, obturée par une pastille d'élastomère, le septum qui assure l'étanchéité [17].

Le choix de l'injecteur dépend de : Type de colonne utilisée et Nature des produits à séparer.

B. Four

Le four est une enceinte thermostat dans laquelle se trouve la colonne possédant un système de ventilation. Au lieu de maintenir la température constante on peut l'astreindre à suivre une loi de variation donnée, généralement linéaire, pour obtenir une chromatographie à température programmée [18].

C. Colonne (phase stationnaire)

Les colonnes de chromatographie en phase gazeuse sont situées dans un four à l'aide d'une température régulatrice. C'est l'organe principal, elle est constituée d'un tube généralement métallique de diamètre intérieur de l'ordre du millimètre, ce tube contient la phase stationnaire constituée. Généralement, une extrémité de la colonne est attachée à l'entrée, tandis que l'autre extrémité est attachée au détecteur.

Le but de la colonne et du four est de séparer l'échantillon injecté dans des composés individuels lors de son déplacement à travers la colonne. Pour faciliter ce processus, le four GC peut être programmé pour accélérer le flux d'échantillons dans la colonne [19].

Il existe deux types de colonnes : les colonnes remplies et les Colonnes capillaires [20].

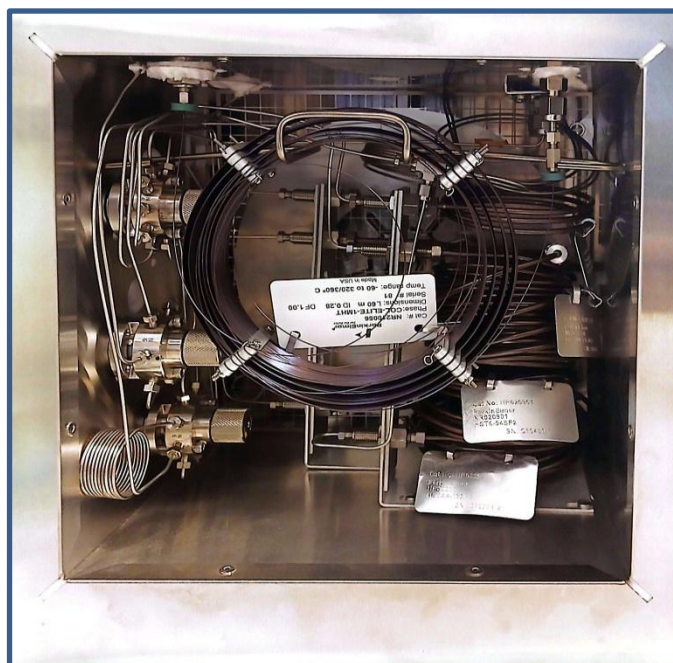


Figure III.3 : Types de colonnes dans le four

- **Les colonnes remplies** : de diamètre intérieur de l'ordre de 4 mm et de 1 à 5 m de long. Leur résolution est moyenne mais elles restent utiles pour des séparations préparatives. Elles sont remplies de granules de support inerte, généralement de la silice, dont la surface est imprégnée ou greffée avec la phase stationnaire. Elles sont aujourd'hui supplantées par les colonnes capillaires, dont le pouvoir de résolution est bien supérieur.
- **Les colonnes capillaires** : ou creuses de diamètre intérieur variant de 0.10 mm à 0.32 mm et d'une longueur typique de plusieurs dizaines de mètres, pouvant aller jusqu'à 100 m. Sont de simples tubes d'acier inoxydable, de verre ou de silice fondue (matériau inerte vis-à-vis de la phase stationnaire et des échantillons).

D. Détecteur

Il permet de mettre en évidence le passage des différents gaz séparés par la colonne, la détection peut être basée sur des techniques des mesures différentes. Le détecteur le plus utilisé en CPG est celui à conductibilité thermique appelé cathétomètre détecteur à conductivité thermique (TCD), et détecteur à ionisation de flamme (FID), dans notre cas on utilise TCD.

TCD est un organe simple et robuste, universel mais relativement peu sensible. Il est fondé sur une comparaison continue entre le flux de chaleur emporté par le gaz vecteur pur et le flux de chaleur emporté par le gaz vecteur chargé des molécules de soluté. Ces flux de chaleurs sont produits par un courant continu de tension fixe, dans une enceinte thermostat avec précision.

Pour obtenir la plus grande réponse pour un soluté donné, il est nécessaire qu'il y'ait la plus grande différence possible entre la conductivité de soluté et celle du gaz porteur. A cet effet, on utilise pratiquement toujours l'hélium comme gaz vecteur [19].

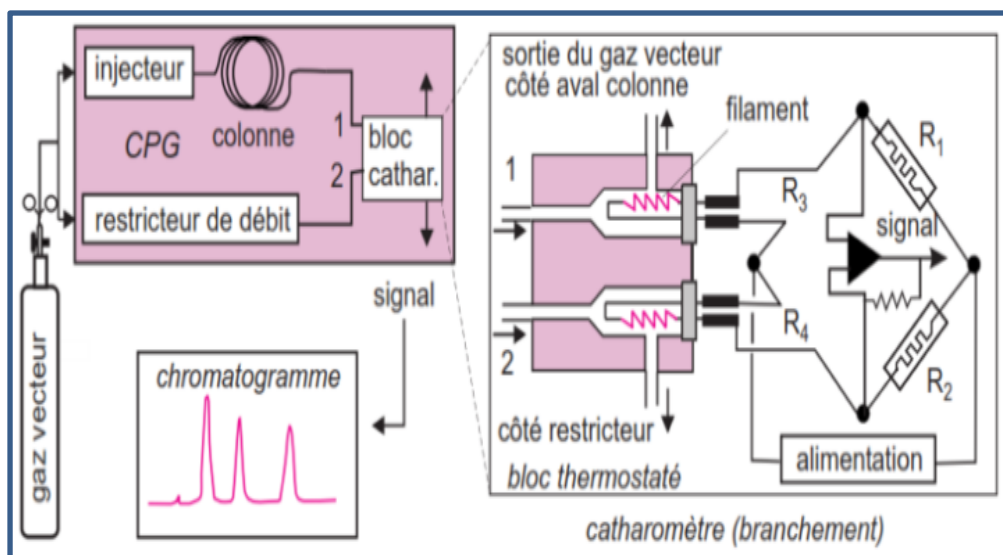


Figure III.4 : Détecteur à conductibilité thermique (TCD) [21]

E. Le gaz vecteur (phase mobile)

Le gaz vecteur est le gaz qui circule à l'intérieur du chromatographe, entraînant les analyses à travers la colonne, depuis l'injecteur jusqu'au détecteur. Son choix dépend du type de détecteur utilisé ; cela peut être par exemple de l'hélium, de l'azote, de l'argon ou de l'hydrogène.

Le débit de ce gaz vecteur est de l'ordre de 40 ml/min pour les colonnes remplies et de 0,2 à 2 ml/min pour les colonnes capillaires. Le débit du gaz vecteur influe sur le pouvoir de résolution du chromatographe [20].

• Chromatogramme

Le chromatogramme est une courbe qui traduit la variation au cours du temps d'un paramètre relié à la concentration instantanée du soluté en sortie de colonne. L'axe des abscisses indique le temps, tandis que l'intensité du signal de détection est représentée sur l'axe des ordonnées. La ligne de référence se réfère au graphique obtenu sans la présence du composé élué. La séparation est considérée comme réussie lorsque le chromatogramme affiche autant de pics chromatographiques que de composés dans le mélange à examiner, en revenant à la ligne de base.

Un constituant est caractérisé par son temps de rétention (t_r), qui représente le temps écoulé entre l'instant de l'injection et celui qui correspond sur le chromatogramme au maximum du pic qui lui est lié [22].

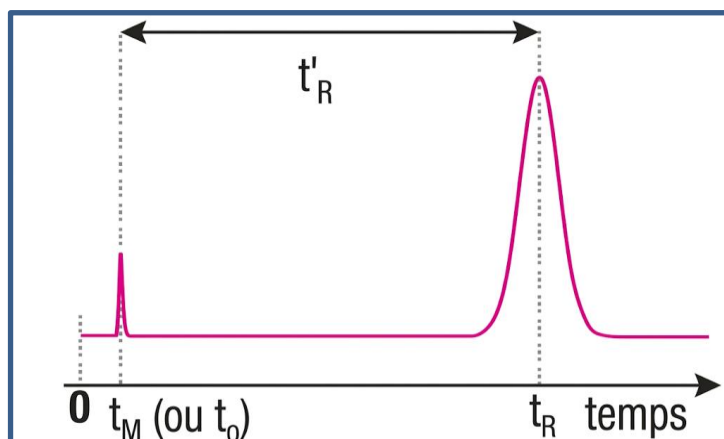


Figure III.5 : Temps de rétention

- **Principe :**

La chromatographie est une méthode physique de séparation basée sur les différences d'affinités des substances à analyser à l'égard de deux phases, l'une stationnaire ou fixe, l'autre mobile. Selon la technique chromatographique mise en jeu, la séparation des composants entraînés par la phase mobile, résulte soit de leur adsorption et de leur désorption successive sur la phase stationnaire, soit de leur solubilité différente dans chaque phase [23].

- **Mode opératoire**

1. L'échantillon est introduit dans l'injecteur chauffé.
2. Raccordez la bouteille d'échantillon sur le raccord d'entrée.
3. Ouvrir la vanne d'entrée GC pour purger la boucle
4. débit entre 40 et lisse coule Pendant 1 minute
5. Dans la barre d'outils cliquez sur « **Edit** » puis sélectionner « **Append** »
6. Entrer le nom d'échantillon puis cliquez sur Save sequence
7. Dans le tableau de bord un message s'affiche que le chromatographe est prêt pour l'injection d'échantillon « **GC ready** ».
8. Dans le tactile appuyer sur le bouton « **start** » Pour exécuter l'injection
9. Fermer la vanne d'entrée et attendre 15 minutes pour La fin d'analyse.
10. Après 15 minutes dans le tableau de bord.cliquez sur « **results** ».
11. cliquez sur view.

Lecture de résultats

Les résultats sont présentés sous forme de chromatogramme.

- **logiciel Total Chrom :**

Total Chrom est un logiciel de gestion et de traitement des données chromatographiques développé par PerkinElmer. Conçu pour automatiser, organiser et analyser les données issues des instruments de chromatographie (GC), TotalChrom constitue une solution complète pour les laboratoires souhaitant assurer une traçabilité, une précision et une conformité optimale dans leurs analyses.

Le logiciel permet de gérer toutes les étapes du processus chromatographique :

- Acquisition de données en temps réel à partir des instruments,

- Traitement chromatographique (intégration des pics, identification des composés, calculs quantitatifs),
- Gestion des méthodes d'analyse (création, modification et validation de méthodes analytiques),
- Planification de séquences d'échantillons pour une exécution automatisée,
- Génération de rapports personnalisés et archivage sécurisé des résultats.
- TotalChrom est compatible avec divers types de détecteurs (FID, TCD, etc.)

III.2.2.2 Densimètre specific gravity hydrometre range

La présente norme internationale ASTM D1298 prescrit une méthode d'estimation de la densité à 15°C du condensat à l'aide de Densimètre specific gravity hydrometre range 0,7000 au 0,7500.

- **Définition**

Un densimètre est un instrument de mesure en verre, simple mais précis, qui flotte verticalement dans un liquide. Il repose sur le principe de la poussée d'Archimède. sa norme est ASTM D1298 : Il s'agit d'un ensemble d'hydromètres en verre de haute précision, calibrés pour une température de référence spécifique souvent 15°C

L'échelle de lecture est Une tige cylindrique en verre graduée.

- **Densité**

Masse d'une substance par unité de volume à une température donnée, généralement exprimée en kg/m^3 .

- **Densité relative**

Rapport entre la densité du produit par la densité de l'eau.



Figure III.6 : Densimètre specific gravity hydrometre

- **Principe :**

La densité est le rapport qui existe entre la masse d'un volume de liquide homogène à 15°C et celle du même volume d'eau à 4°C. La méthode consiste à lire une valeur de densité sur un densimètre à une température chaude et on utilise une table pour la ramener à la température de référence à 15°C.

**Figure III.7 :** Hydrometers / Thermo-hydrometers Specific Gravity

- **Conditions générales pour effectuer une analyse représentative:**

Pour effectuer une analyse représentative il faut:

- Travailler avec des échantillons ayant une température inférieure à 15°C.
- Choisir le densimètre qui convient au liquide destiné à l'analyse.
- Remplir l'éprouvette de telle sorte que l'hydromètre puisse flotter et ne touche pas le fond.

- **Procédure d'analyse de densité condensat :**

Nous versons soigneusement l'échantillon dans le tube à essai, on mesure sa température et essayer de la porter à 15°C que la densité soit plus précise puis tenons l'hydromètre par le haut de la tige et immerger doucement dans le liquide. Nous libérons l'hydromètre en le tournant légèrement et en le laissant flotter librement. Nous attendons quelques secondes jusqu'à ce que l'hydromètre arrête de bouger et soit en équilibre avec le liquide.

Lecteur du résultat :

Une fois stabilisée, nous lisons la valeur de la densité

Si la température est supérieure ou inférieure à 15°C nous corrigeons la densité à 15°C à l'aide de tables de correction suivante (**Figure III.8**) :

Table 53										
Density Reduction to 15°C										
ASTM-IP										
Observed Temperature °C	Observed Density									
	0.700	0.701	0.702	0.703	0.704	0.705	0.706	0.707	0.708	0.709
	Corresponding Density 15°C									
0.0	0.6869	0.6879	0.6890	0.6900	0.6910	0.6920	0.6930	0.6941	0.6951	0.6961
0.5	0.6874	0.6884	0.6894	0.6904	0.6914	0.6925	0.6935	0.6945	0.6955	0.6965
1.0	0.6878	0.6888	0.6898	0.6909	0.6919	0.6929	0.6939	0.6949	0.6959	0.6970
1.5	0.6882	0.6893	0.6903	0.6913	0.6923	0.6933	0.6943	0.6954	0.6964	0.6974
2.0	0.6887	0.6897	0.6907	0.6917	0.6928	0.6938	0.6948	0.6958	0.6968	0.6978
2.5	0.6891	0.6901	0.6912	0.6922	0.6932	0.6942	0.6952	0.6962	0.6973	0.6983
3.0	0.6896	0.6906	0.6916	0.6926	0.6936	0.6946	0.6957	0.6967	0.6977	0.6987
3.5	0.6900	0.6910	0.6920	0.6931	0.6941	0.6951	0.6961	0.6971	0.6981	0.6991
4.0	0.6904	0.6915	0.6925	0.6935	0.6945	0.6955	0.6965	0.6975	0.6986	0.6996
4.5	0.6909	0.6919	0.6929	0.6939	0.6949	0.6960	0.6970	0.6980	0.6990	0.7000
5.0	0.6913	0.6923	0.6933	0.6944	0.6954	0.6964	0.6974	0.6984	0.6994	0.7004
5.5	0.6918	0.6928	0.6938	0.6948	0.6958	0.6968	0.6978	0.6988	0.6999	0.7009
6.0	0.6922	0.6932	0.6942	0.6952	0.6962	0.6973	0.6983	0.6993	0.7003	0.7013
6.5	0.6926	0.6936	0.6947	0.6957	0.6967	0.6977	0.6987	0.6997	0.7007	0.7017
7.0	0.6931	0.6941	0.6951	0.6961	0.6971	0.6981	0.6991	0.7001	0.7012	0.7022
7.5	0.6935	0.6945	0.6955	0.6965	0.6975	0.6986	0.6996	0.7006	0.7016	0.7026
8.0	0.6939	0.6950	0.6960	0.6970	0.6980	0.6990	0.7000	0.7010	0.7020	0.7030
8.5	0.6944	0.6954	0.6964	0.6974	0.6984	0.6994	0.7004	0.7014	0.7024	0.7035
9.0	0.6948	0.6958	0.6968	0.6978	0.6988	0.6999	0.7009	0.7019	0.7029	0.7039
9.5	0.6953	0.6963	0.6973	0.6983	0.6993	0.7003	0.7013	0.7023	0.7033	0.7043
10.0	0.6957	0.6967	0.6977	0.6987	0.6997	0.7007	0.7017	0.7027	0.7037	0.7047
10.5	0.6961	0.6971	0.6981	0.6991	0.7001	0.7011	0.7022	0.7032	0.7042	0.7052
11.0	0.6966	0.6976	0.6986	0.6996	0.7006	0.7016	0.7026	0.7036	0.7046	0.7056
11.5	0.6970	0.6980	0.6990	0.7000	0.7010	0.7020	0.7030	0.7040	0.7050	0.7060
12.0	0.6974	0.6984	0.6994	0.7004	0.7014	0.7024	0.7034	0.7044	0.7054	0.7065
12.5	0.6978	0.6989	0.6999	0.7009	0.7019	0.7029	0.7039	0.7049	0.7059	0.7069
13.0	0.6983	0.6993	0.7003	0.7013	0.7023	0.7033	0.7043	0.7053	0.7063	0.7073
13.5	0.6987	0.6997	0.7007	0.7017	0.7027	0.7037	0.7047	0.7057	0.7067	0.7077
14.0	0.6991	0.7001	0.7011	0.7021	0.7031	0.7041	0.7051	0.7061	0.7072	0.7082
14.5	0.6996	0.7006	0.7016	0.7026	0.7036	0.7046	0.7056	0.7066	0.7076	0.7086
15.0	0.7000	0.7010	0.7020	0.7030	0.7040	0.7050	0.7060	0.7070	0.7080	0.7090
15.5	0.7004	0.7014	0.7024	0.7034	0.7044	0.7054	0.7064	0.7074	0.7084	0.7094
16.0	0.7009	0.7019	0.7029	0.7039	0.7049	0.7059	0.7069	0.7078	0.7088	0.7098
16.5	0.7013	0.7023	0.7033	0.7043	0.7053	0.7063	0.7073	0.7083	0.7093	0.7103
17.0	0.7017	0.7027	0.7037	0.7047	0.7057	0.7067	0.7077	0.7087	0.7097	0.7107
17.5	0.7021	0.7031	0.7042	0.7051	0.7061	0.7071	0.7081	0.7091	0.7101	0.7111
18.0	0.7026	0.7036	0.7046	0.7056	0.7066	0.7075	0.7085	0.7095	0.7105	0.7115
18.5	0.7030	0.7040	0.7050	0.7060	0.7070	0.7080	0.7090	0.7100	0.7110	0.7120
19.0	0.7034	0.7044	0.7054	0.7064	0.7074	0.7084	0.7094	0.7104	0.7114	0.7124
19.5	0.7038	0.7048	0.7058	0.7068	0.7078	0.7088	0.7098	0.7108	0.7118	0.7128
20.0	0.7043	0.7053	0.7063	0.7073	0.7082	0.7092	0.7102	0.7112	0.7122	0.7132
20.5	0.7047	0.7057	0.7067	0.7077	0.7087	0.7097	0.7107	0.7116	0.7126	0.7136
21.0	0.7051	0.7061	0.7071	0.7081	0.7091	0.7101	0.7111	0.7121	0.7131	0.7140
21.5	0.7055	0.7065	0.7075	0.7085	0.7095	0.7105	0.7115	0.7125	0.7135	0.7145
22.0	0.7060	0.7070	0.7079	0.7089	0.7099	0.7109	0.7119	0.7129	0.7139	0.7149
22.5	0.7064	0.7074	0.7084	0.7094	0.7103	0.7113	0.7123	0.7133	0.7143	0.7153
23.0	0.7068	0.7078	0.7088	0.7098	0.7108	0.7118	0.7127	0.7137	0.7147	0.7157
23.5	0.7072	0.7082	0.7092	0.7102	0.7112	0.7122	0.7132	0.7142	0.7151	0.7161
24.0	0.7077	0.7086	0.7096	0.7106	0.7116	0.7126	0.7136	0.7146	0.7156	0.7165
24.5	0.7081	0.7091	0.7100	0.7110	0.7120	0.7130	0.7140	0.7150	0.7160	0.7170
25.0	0.7085	0.7095	0.7105	0.7115	0.7124	0.7134	0.7144	0.7154	0.7164	0.7174

Figure III.8: Tableau de densités réduction en 15°C

III.2.2.3 La Pression de vapeur Reid (TVR)

- **Définition**

L'appareil utilisé pour mesurer la pression de vapeur est appelé un tensiomètre, ou plus communément un appareil de mesure de la pression de vapeur TVR.

Pression exercée par les vapeurs d'un liquide volatil dans un volume clos à une température standard de 37,8 °C (100 °F).

Pour les GPL et les condensats (liquides très volatils), on utilise une cellule de mesure en acier inoxydable, capable de résister à de très hautes pressions jusqu'à plusieurs dizaines de bars.

Composition typique :

- **Chambre liquide** : Une cellule cylindrique où l'on introduit l'échantillon liquide.
- **Chambre vapeur** : Partie de l'appareil contenant l'air (ou la vapeur).
- **Manomètre** : Un manomètre de précision relié à une bonbonne pour lire la pression.
- **Bain-marie thermorégulé** : Un bac d'eau maintenu à une température constante 37,8 °C pour le TVR



Figure III.9 : Thermostatique bath ART-LT/TB-177000/M

- **Principe**

La méthode Reid consiste à déterminer la pression de vapeur absolue d'un produit pétrolier volatil à une température standard de 37,8 °C (100 °F). L'échantillon est introduit dans une chambre scellée connectée à un manomètre, en respectant un rapport liquide/vapeur de 4:1. Après un équilibre thermique, la pression exercée par les vapeurs du produit est mesurée et correspond à la pression de vapeur Reid du condensat et la pression de vapeur du GPL



Figure III.10 : Chambre liquide

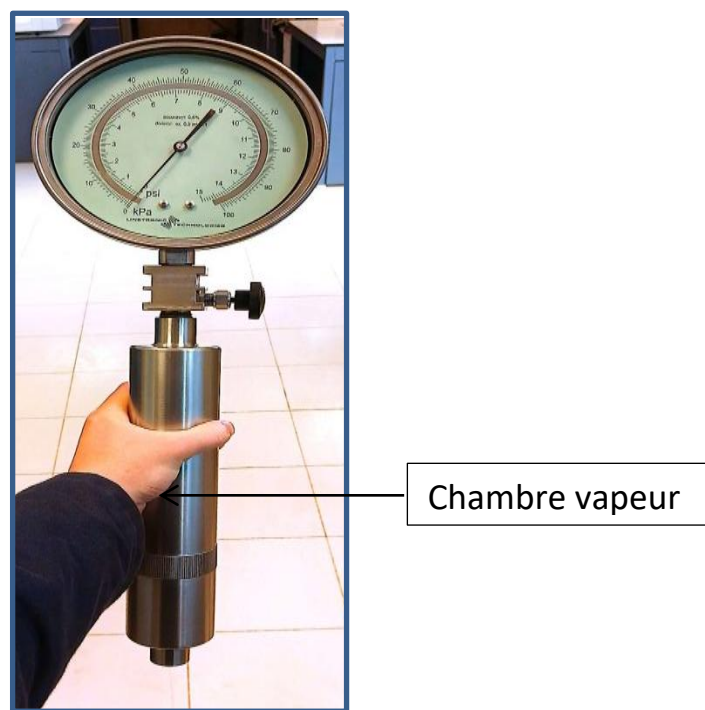


Figure III.11 : Cylindre pour la Pression de Vapeur Reid

Procédure d'analyse**A. Cas du condensat****➤ Préparation de l'appareil**

Vérifier que l'appareil TVR est propre et en bon état.

S'assurer que la chambre liquide et la chambre vapeur sont sèches et exemptes de résidus.

Connecter correctement les deux chambres.

S'assurer que le manomètre est opérationnel et correctement réglé

➤ Remplissage de l'échantillon

Refroidir l'échantillon à une température inférieure à 10 °C pour minimiser les pertes volatiles.

Remplir la chambre liquide avec le produit jusqu'au repère correspondant à 70 % du volume.

Connecter la chambre vapeur pour fermer le système

➤ Mise à température

Immerger l'ensemble de l'appareil dans un bain d'eau thermostatique réglé à 37,8 °C.

Agiter doucement l'ensemble pendant 5 minutes pour permettre l'équilibre de pression.

Ne pas retirer l'appareil du bain pendant la stabilisation.

Lecture de résultat

Lire la pression de vapeur Reid du GPL indiquée par le manomètre en (KPa) une fois l'équilibre atteint (après 5 min) et converti la valeur en kg/cm² selon table de conversion (figure IV.14)



Figure III.12 : échantillons dans l'appareil de TVR

B. Cas du GPL

Le GPL a une pression de vapeur élevée

➤ **Préparation de l'appareil**

Vérifier la propreté et l'étanchéité de l'appareil.

S'assurer que le manomètre est correctement étalonné.

Régler la température du bain thermostatique selon la norme

➤ **Raccordement**

L'appareil est raccordé directement à la source d'échantillonnage (bouteille de GPL) via un tube en acier inoxydable, S'assurer que le manomètre est correctement étalonné et Régler la température du bain thermostatique selon la norme D323

➤ **Remplissage**

Connecter le cylindre d'échantillon au système d'analyse.

Purger le système pour éliminer l'air.

Introduire l'échantillon dans la cellule d'analyse.

➤ **Mesure**

Fermer toutes les vannes

Immerger l'appareil dans le bain thermostatique à température de test 37,8°C.

Attendre que l'équilibre thermique soit atteint.

Lecture de résultat

Lire la pression de vapeur du GPL indiquée par le manomètre en (KPa) une fois l'équilibre atteint et converti la valeur en kg/cm² selon le tableau de conversion (figure IV.13)

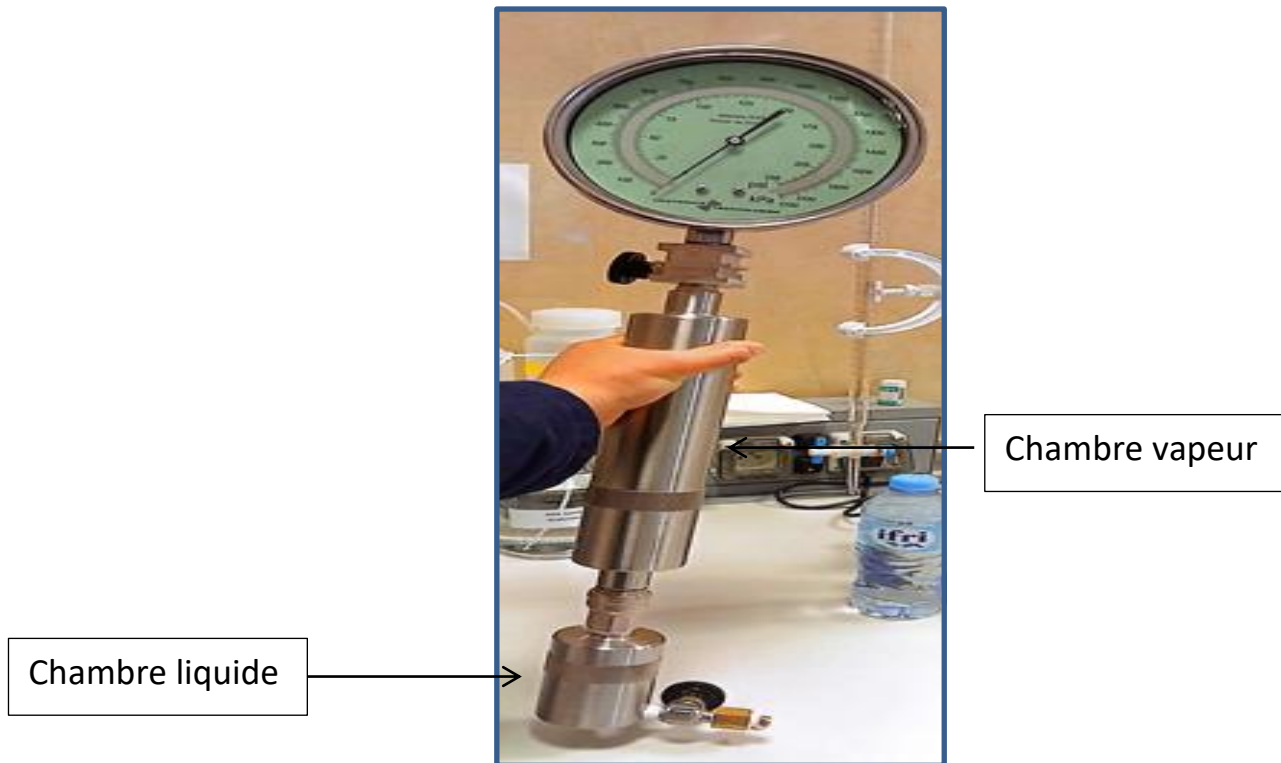


Figure III.13 : cylindre d'hydromètre à pression GPL

III.2.2.4 Hygromètre portable SHAW moisture meters analyseur d'humidité

- **Définition**

La norme ASTM D5454 est une méthode d'essai standard pour la teneur en vapeur d'eau de combustibles gazeux au moyen d'analyseurs d'humidité électroniques. Le point de rosée représente les conditions thermodynamiques de la température et de la pression aux quelles la première goutte d'eau apparaît.

- **Humidité (ou vapeur d'eau) :** Quantité d'eau présente sous forme gazeuse dans un gaz
- **Ppm(V) :** Parties par million en volume, est une unité de mesure qui indique le nombre de molécules de vapeur d'eau pour un million de molécules de gaz.
- **Point de rosée :** Température à laquelle un gaz devient saturé en vapeur d'eau et commence à former du liquide (condensation), Plus le point de rosée est bas, plus le gaz est sec.

- **But**

Cette technique détermine le point de rosée de l'eau d'un gaz et le calcul de sa teneur en humidité à partir de cette mesure.



Figure III.14: Hygromètre portable PM880 analyseur d'humidité



Figure III.15 : Analyseur d'humidité Lié dans la progression de l'installation

- **Principe de l'appareille**

L'analyse de l'humidité dépend de la conductivité de la pression de vapeur d'eau et les molécules d'eau absorbent les pores du capteur, ce qui modifie sa constante diélectrique et donc sa capacité électrique. Cette variation de capacité est convertie électroniquement en point de rosée ou en ppm(v).

- **Mode opératoire**

- **Préparation**

Contrôler l'état du capteur : il doit être propre, sec et non contaminé par des hydrocarbures lourds.

Allumer l'appareil MINI SHAW et laisser stabiliser thermiquement 10 minutes.

Assurez-vous que l'affichage est stable et que l'appareil montre une valeur proche de zéro suite à la purge.

- **Raccordement au gaz sec**

Connecter l'entrée de l'analyseur à la ligne de gaz par une source de gaz sec

Purger la ligne de prélèvement pendant 5 à 10 minutes pour assécher le circuit.

- **Mesure**

Connecter la bouteille d'échantillon ou la ligne de prélèvement à l'entrée de l'analyseur.

Ouvrir lentement la vanne de gaz pour faire circuler le gaz sec sur le capteur.

Maintenir un débit constant.

Attendre la stabilisation de l'affichage.

Lecture de résultats

L'Hygromètre portable affiche l'humidité après l'installation et aussi le point de rosée mais en 1atm alors en converti à la pression de livraison l'aide de table de conversion

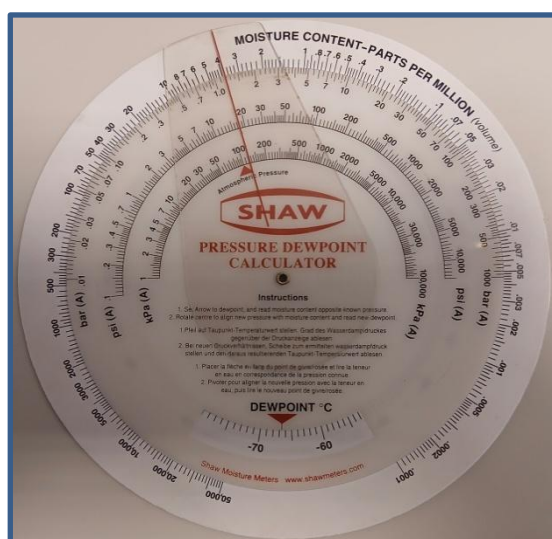


Figure III.16: tableau de conversion du point de rosé à la pression de livraison

III.2.2.5 indice de coloration du condensat Seta-Lovibond Colorimeter

- **Définition**

L'instrument fournit des déterminations en couleur Saybolt, couleur ASTM, couleur Pt-Co / Hazen / APHA, Gardner, Lovibond RYBN, unités IP, valeurs CIE ou données spectrales. Une unité de chauffage intégrée permet de maintenir des échantillons tels que les cires à l'état liquide.

- **Caractéristiques**

- Plusieurs échelles de couleur, y compris ASTM et Saybolt
- Mesure rapide < 25 secondes
- Mesure objective de la couleur
- Interface USB, LAN, RS232
- Chauffage pour les échantillons de cire
- Chambre d'échantillon de 153 mm
- Calibrage à distance intégré
- Échelles de couleur ASTM Saybolt et Lovibond
- Détection et analyse électroniques
- Mesure rapide de la couleur en moins de 25 secondes
- Interface PC et logiciel
- Chauffage intégré pour mesurer les échantillons à des températures élevées
- Affichage en 6 langues

Dans notre analyse on va travailler avec la méthode de couleur ASTM

ASTM Color

Cette méthode permet de déterminer la couleur des produits pétroliers liquides tels que les huiles (Condensat). Et La détermination de la couleur ASTM est réalisée conformément à la norme ASTM D1500.

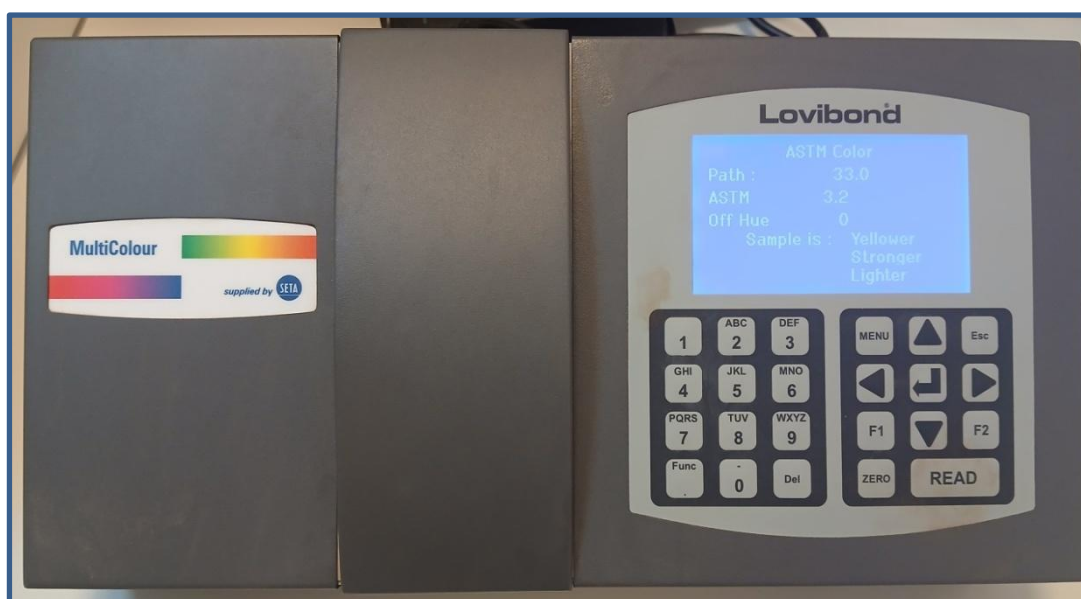


Figure III.17: Seta-Lovibond Colorimeter

- **Principe**

Le principe consiste à comparer la couleur de l'échantillon à une échelle standard ASTM composée de verres colorés allant de 0,5 (le plus clair) à 8,0 (le plus foncé) de unités (ASTM). La mesure peut être effectuée visuellement ou à l'aide d'un colorimètre automatique par l'appareille Seta-Lovibond Colorimeter, qui détermine la couleur par analyse spectrométrique.

Cette méthode est particulièrement adaptée aux produits pétroliers de couleur jaune à brun foncé comme condensat, diesel et produits pétrochimiques foncés

- **Mode opératoire**

D'abord Allumer l'appareille, puis laisser effectuer son auto-diagnostic. Ensuite, sélectionner la méthode d'analyse ASTM Color (D1500) et vérifier que la cellule de référence est propre.

Pour préparer l'échantillon on va mélanger doucement l'échantillon pour assurer son homogénéité, puis remplir une cuve optique propre avec l'échantillon condensat en évitant la formation de bulles d'air. Enfin, essuyer l'extérieur de la cuve avec un papier non pelucheux.

Enfin introduire la cuve contenant l'échantillon dans le compartiment de mesure, puis fermer le compartiment pour éviter toute lumière parasite. Lancer la mesure via l'écran de l'instrument en appuyant sur « READ ». L'appareil analyse alors le spectre lumineux et calcule automatiquement la valeur de couleur.



Figure III.18 : l'échantillon dans l'appareille

Lecture de résultats

Lire la valeur affichée sur l'écran

III.3 Préparation des échantillons du GPL et gaz naturel

Un échantillon liquide de la source est transféré dans un conteneur d'échantillon en le retirant et en le remplissant de liquide, puis en ménageant une découpe de 20% jusqu'à ce qu'il ne reste plus que 80% du volume de liquide [25].



Figure III.19 : bouteille d'échantillon de GPL



Figure III.20 : bouteille d'échantillon de GN

• Procédure opératoire d'échantillonnage

1. Avant de faire le prélèvement le chimiste doit à la salle de contrôle pour s'assurer que l'échantillonnage n'entre pas en conflit avec d'autres activités et que les lieux sont sécurisés.
2. Brancher la bombe d'échantillonnage sur les flexibles en acier inoxydable à l'entrée et à la sortie de la boucle de prélèvement.
3. S'assurer que tous les raccords sont serrés, puis ouvrir avec précaution les vannes d'échantillonnage et laisser le flux de GPL passer par le by-pass pendant un moment pour éliminer tout fluide résiduel des canalisations.
4. Fermer le by-pass et ouvrir les vannes d'entrée et sortie et laisser le GPL traverser la boucle et la bombe de prélèvement pendant environ 30 secondes afin de bien rincer la bombe d'échantillonnage.
5. Fermer la vanne de sortie de la bombe puis la vanne d'entrée et ensuite isoler systématiquement toutes les vannes du circuit de la boucle de prélèvement.
6. Ouvrir lentement les vannes de dépressurisation de la boucle de prélèvement une fois la pression a baissée, déconnecter avec précaution la bombe.
7. Identifier l'échantillon immédiatement après la fin de l'opération.
8. Avant de quitter les lieux s'assurer que toutes les vannes d'échantillonnage sont complètement fermées et l'endroit propre.



Figure III.21: Canalisation pour le transfert de l'échantillon

III.4 Présentation des formules et méthodes des calculs

III.4.1 Facteurs de conversion

On utilise divers facteurs pour transformer différentes mesures et déterminer diverses caractéristiques, voir tableau III.2

Tableau III.2 : Facteurs de conversion et conditions de référence

Type	Valeur/ Formule
L'énergie	1 Cal = 4.184 J 1 TEP = 10^{10} Cal
Conditions normales (CN)	Pression : 1 atm = 101325 Pascal Température : 0°C = 273.15 K Volume molaire : $22414 \text{ Nm}^3/\text{Kmole}$ 1 bar = 14.50 psi
Condition fonctionnement chromatographe laboratoire	Pression : 1 atm = 101325 Pascal Température : 60°F = 15°C = 288.15 K Volume molaire : $23645 \text{ Sm}^3/\text{Kmole}$ $R = 0.08314$
Volumes	$1 \text{ Nm}^3 = 1.0549 \text{ Sm}^3$

III.4.2 Le pouvoir calorifique et la densité

III.4.2.1 Le pouvoir calorifique

- Pouvoir calorifique supérieur (PCS)

C'est la quantité de chaleur libérée lorsque tous les produits de combustion sont réduits à la température ambiante, l'eau formée est sous forme liquide.

- Pouvoir calorifique inférieur (PCI)

Il s'agit de la quantité de chaleur libérée lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau restant sous forme de vapeur.

La méthode chromatographie consiste à déterminer : la composition molaire et le PCS, Les données sont par rapport à 15°C et 1,01325 bar.

La valeur du pouvoir calorifique supérieur s'obtiendra de la somme des produits de la fraction moléculaire de chaque composant, par son pouvoir calorifique supérieur correspondant de chaque composant, aux conditions de 15°C et 1 bar, comme indiqué ci-dessous :

$$PCS = \sum_{i=1}^n X_i PCS_i \quad (1)$$

PCS : Pouvoir calorifique supérieur (Kcal/Cm³) ;

X_i : Concentration moléculaire du composant i ;

PCS_i : Pouvoir calorifique supérieur (Kcal/Cm³) du composant i ;

n : Nombre de composants du GPL.

Pour calculer le PCS, on utilise : le LGP CALCULATION (Excel) pour le GPL et le logiciel Diablo ISO 6976 pour le gaz sec, ce qui nous aide et facilite le calcul.

III.4.2.2 la densité

- Calcul de la densité relative D_R :

$$D_R = \frac{\sum (M_{wi} X_i) Z_i}{\sum (M_{wi} X_i) \frac{D_i}{D_i}} \quad (2)$$

La valeur de la masse volumique calculée sur la base de l'analyse et s'obtiendra de la masse molaire de chaque composant divisée par 29 comme indiqué ci-dessous :

La masse volumique calculée, basé sur l'analyse, sera déterminée en divisant la masse molaire de chaque élément par 29, comme indiqué ci-dessous :

$$\text{Densité} = \frac{M_{wi}}{29} \quad (3)$$

29 : la masse molaire de l'air.

Air : 78% N₂ et 21% O₂.

Mw air : $(28,01 \times 0,78) + (32,00 \times 0,21) = 29 \text{ g/mol}$.

- **Définition de la masse volumique et de la densité relative**

La masse volumique (ρ) d'un liquide est égale au rapport de la masse (m) d'un échantillon et du volume (v) qu'il occupe :

$$\rho = \frac{m}{v} \quad (4)$$

ρ : Masse volumique d'un échantillon en $(\text{g} \cdot \text{cm}^{-3})$;

m : Masse d'un échantillon en (g) ;

v : Volume de l'échantillon en (cm^3) ;

La densité relative d d'un liquide est calculée en divisant la masse volumique d'un échantillon par la masse volumique d'eau pure à 4°C :

$$d = \frac{\rho}{\rho_{\text{eau}}} \quad (5)$$

d : Densité de l'espace chimique (sans unité) ;

ρ : Masse volumique d'un échantillon en $(\text{g} \cdot \text{cm}^3)$;

ρ_{eau} : Masse volumique de l'eau $(\text{g} \cdot \text{cm}^3)$;

Chapitre III :

Résultats et discussion

Introduction

Sonatrach doit disposer d'un GPL, GN et condensat conforme aux normes internationales, afin qu'elle puisse le vendre dans le monde entier. Ces spécifications sont répertoriées dans le tableau ci-dessous

Tableau IV.1 : Spécifications du GPL

Propriété	Spécifications
Methane/ethane , mol %	0.0 – 3.0
Propane Récupération GPL %	56 – 71
i-Butane , mol %	5 – 13
n-Butane, mol %	20 – 30
i-Pentane, mol %	0.0 - 0.4
n-Pentane, mol %	0.0 – 0.1
C6+, mol %	0.0 – 0.1
Densité à 15°C	≤ 0.538
Pression de vapeur à 37.8°C	$< 11.0 \text{ kg/cm}^2$

Tableau IV.2 : Spécifications du gaz sec

Propriété	Spécifications
Azote, mol %	1.5 – 2.5
dioxyde de carbone (CO ₂), mol %	1.5 – 2.5
Methane, mol %	82 – 92
Ethane, mol %	7 – 10
Propane, mol %	0 – 1.7
i-Butane, mol %	0.0 – 0.05
n-Butane, mol %	0.0 – 0.05
C ₅ ⁺ , mol %	0.0 – 0.1
Teneur en H ₂ O, ppm(v)	≤ 50
PCS, kcal/cm ³	9100 < PCS < 9500

Tableau IV.3 : Spécifications du condensat

Paramètre	Valeur
Densité à 15°C	$0.7022 \leq d_{15}^{\circ\text{C}} \leq 0.7201$
Pression de vapeur Reid à 37.8°C	$< 0.85 \text{ kg/cm}^2$
Indice de coloration	0.5 – 1.5 ASTM

IV.1 Les résultats d'analyses des caractéristiques physico-chimiques du produits finis

IV.1.1 Les caractéristiques chimiques

IV.1.1.1 Les analyses chromatographiques en phase gazeuse (CPG)

A. GPL

Les résultats d'analyse chromatographique de l'échantillon du GPL sont résumés dans la boîte de dialogue du logiciel Total Chrom ci-dessous :

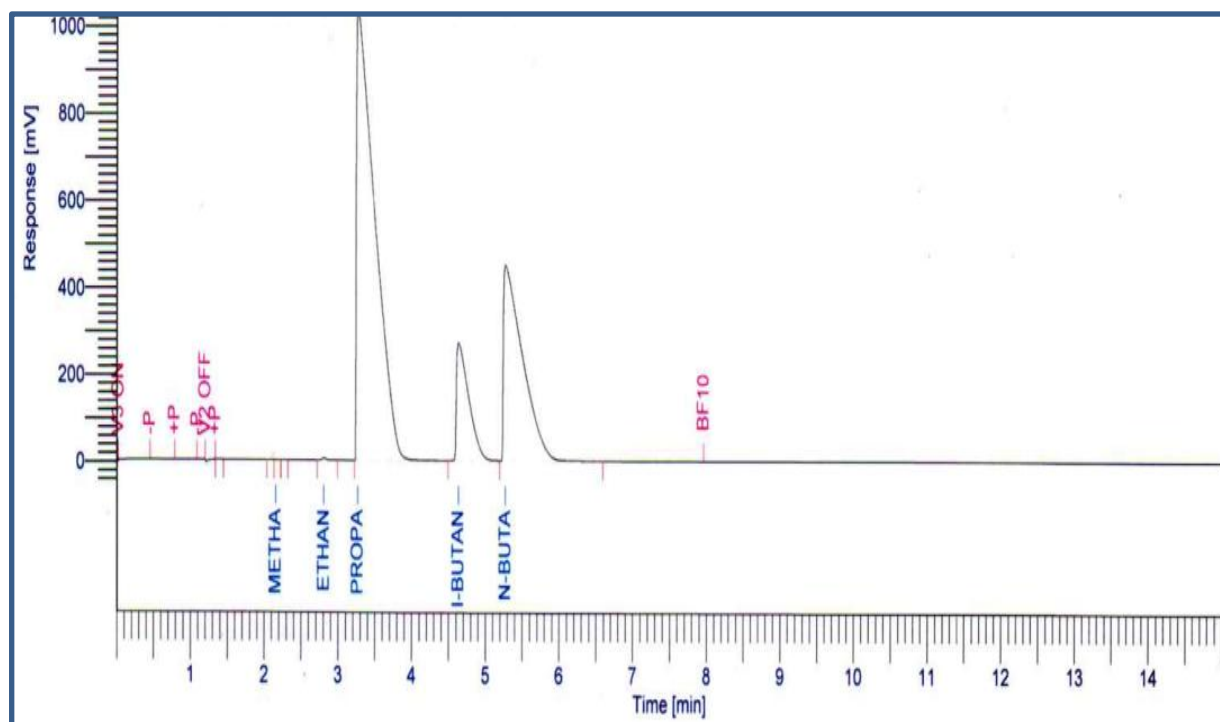


Figure IV.1 : Prototype de la mise en évidence de la rétention des pics d'une Analyse chromatographique du GPL

Plusieurs essais ont été faits, nous avons choisi de présenter ici seulement quelques exemples représentatifs de l'ensemble des échantillons, car nous avons constaté une grande similitude entre des résultats.

A. L'analyse du premier train (essai 1)

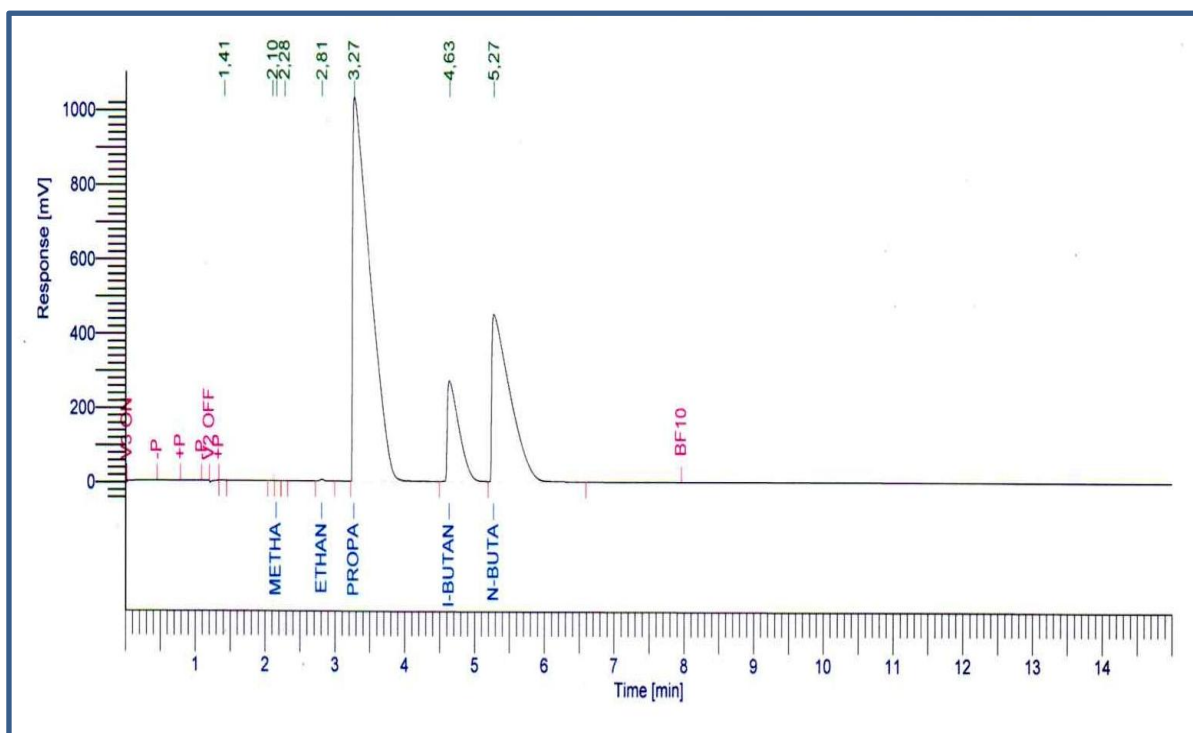


Figure IV.2 : Chromatogramme du GPL (1^{er} essai)

Tableau IV.4 : Rapport de pourcentage normalisé

Nom	Temp (Re) [min]	Surface [$\mu\text{V}\cdot\text{s}$]	Hauteur [μV]	Norm %
C6+	1.570	0	0	0.0000
Méthane	2.158	546	198	0.0808
Ethane	2.809	16842	4410	0.0802
Propane	3.266	17985850	1032450	62.4836
i-butane	4.634	3150564	270842	15.5000
n-butane	5.275	8113576	449829	21.8555
i-pentane	8.699	0	0	0.0000
n-pentane	9.980	0	0	0.0000
Total		29267378	1757729	100.0000

- **Temp (Re)** : temps de rétention ;
- **Norm** : normalité.

B. L'analyse du deuxième train

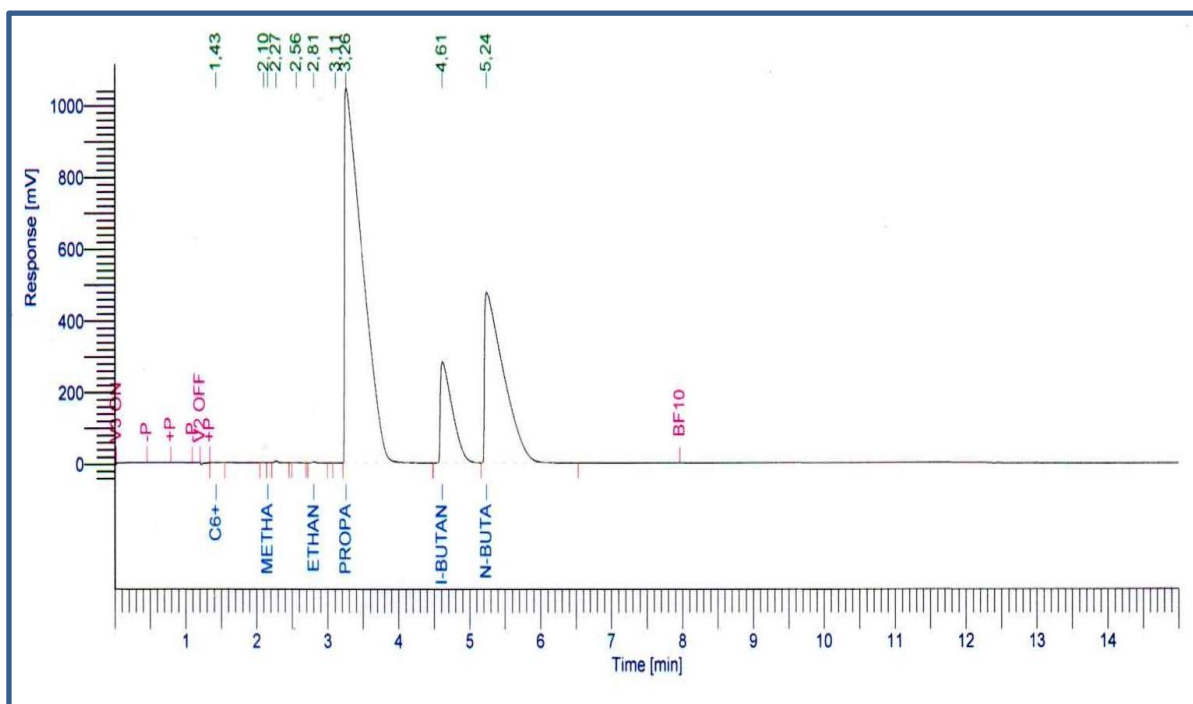
Figure IV.3 : Chromatogramme du GPL (2^{ème} essai)

Tableau IV.5 : Rapport de pourcentage normalisé

Nom	Temp (Re) [min]	Surface [$\mu\text{V}\cdot\text{s}$]	Hauteur [μV]	Norm %
C6+	1.426	1428	188	0.0078
Méthane	2.156	622	263	0.0889
Ethane	2.806	9324	2459	0.0429
Propane	3.256	18253946	1044511	61.3108
i-butane	4.613	3288585	282023	15.6421
n-butane	5.242	8795969	475196	22.9074
i-pentane	8.699	0	0	0.0000
n-pentane	9.980	0	0	0.0000
Total		30349875	1804641	100.0000

Discussion

D'après le chromatogramme de la figure IV.2, on constate que : Le premier pic correspond à C6+ dont le temps de rétention est de 1.426 min, le deuxième pic concorde avec le méthane dont le temps de rétention est de 2.156 min, le troisième pic s'agit bien de l'éthane dont le temps de rétention est de 2.806 min, le quatrième pic est attribué au le Propane dont le temps de rétention est de 3.256 min, et le cinquième pic correspond au i-butane dont le temps de rétention est de 4.613 min, et le sixième pic correspond au N-butane dont le temps de rétention est de 5.242min

En fin le septième composé détecté vers 8.699 min et le huitième vers 9.980 min correspondent certainement à i-Pentane et N-Pentane respectivement.

D'après le tableau IV.1, on constate que la normalité de C6+ est 0.0078%, méthane est 0.0889%, éthane est 0.0429%, propane 61.3108%, i-butane 15.6421%, n-butane 22.9074%, i-pentane 0.0000%, et n-pentane 0.0000%.

L'analyse de la composition du produit, comparée aux spécifications requises (Tableau IV.1), permet de conclure à sa conformité. En effet, les teneurs en méthane et éthane sont inférieures ou égales à 3,0 %, tandis que les fractions d'i-pentane et de n-pentane respectent les seuils maximaux de 0,4 % et 0,1 % respectivement. Par ailleurs, les proportions des constituants principaux s'inscrivent dans les intervalles prescrits, à savoir : le propane est compris entre 56 % et 71 %, l'i-butane entre 5 % et 13 %, et le n-butane entre 20 % et 30 %. Ainsi, l'ensemble des résultats étant conforme aux exigences normatives, le produit est jugé conforme.

C. L'analyse du troisième Essai :

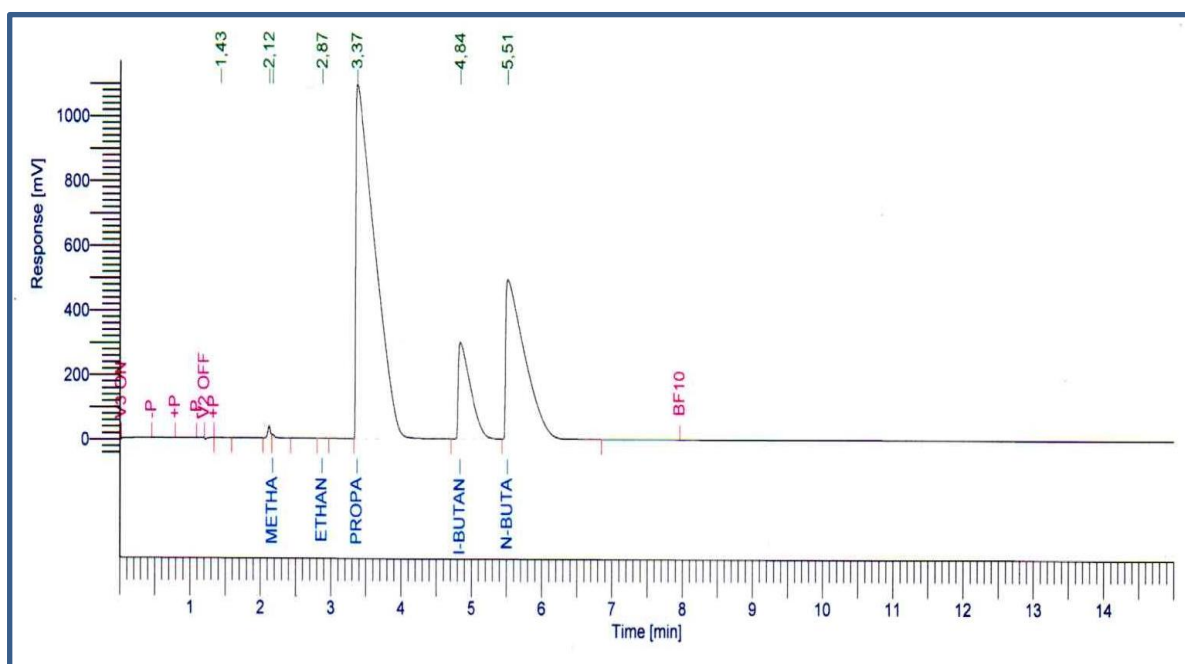


Figure IV.4 : Chromatogramme du GPL (3^{ème} essai)

Tableau IV.6 : Rapport de pourcentage normalisé

Nom	Temp (Re) [min]	Surface [$\mu\text{V}\cdot\text{s}$]	Hauteur [μV]	Norm %
C6+	1.570	0	0	0.0000
Méthane	2.172	27086	10952	3.3910
Éthane	2.872	762	203	0.0031
Propane	3.368	20508964	1095530	60.3450
i-butane	4.836	3650308	300100	15.2102
n-butane	5.513	9226976	494141	21.0508
i-pentane	8.699	0	0	0.0000
n-pentane	9.980	0	0	0.0000
Total		33414095	1900926	100.0000

Discussion

D'après le tableau IV.6, on constate que le pourcentage de méthane est de 3.3910% et le i-butane 15.2102 en comparaison Avec les normes requises nous pouvons dire que notre produit dépasse les spécifications (voir Tableau IV.1), et il ne sera pas commercialisé, nous retraiterons donc le GPL.

D'après les résultats ci-dessus on constate que le GPL est un mélange de gaz de différentes concentrations. L'analyse qualitative fournit des informations à la fois sur l'identité et la quantité des composés, on remarque d'après les analyses que la majorité des éléments sont le propane 63.67%, l'-butane13.04%, et le n-butane 21.55%.

Après l'obtention des résultats d'analyse chromatographique de l'échantillon du GPL , on utilise LGP CALCULATION (Excel) pour avoir les valeurs de PCS et densité comme suit :

LGP CALCULATIONS											
Specification of LPG		C2 < 2 Mol% Normal, < 3 Mol% Max, C5+ = 0.4Mol % Max.									
STREAM	Component	Component Molecular Weight	Component Molecular Weight	Molar Calculated	Weight	Molar	L.VOL	Component Heating Value		Component Molecular Fraction	
	C1 Methane	16,04	0,01	0,0016	0,03	0,08	0,05	9005,493	0,08	0,01	0,03
	C2 Ethane	30,07	0,02	0,0016	0,05	0,08	0,07	15779,794	0,08	0,02	0,05
	C3 Normal Propane	44,09	27,55	1,2675	55,88	62,48	58,91	22436,111	62,48	27,55	55,88
	C3 Propylene	42,08	0,00	0,0000	0,00	0,00	0,00	20802,483	0,00	0,00	0,00
	iC4 iso Butane	58,12	9,01	0,3144	18,27	15,50	17,37	28994,506	15,50	9,01	18,27
	nC4 Normal Butane	58,12	12,70	0,4433	25,77	21,86	23,60	29087,652	21,86	12,70	25,77
	C4 - Iso Butene	56,11	0,00	0,0000	0,00	0,00	0,00	27291,617	0,00	0,00	0,00
	iC5 - Iso Pentane	72,15	0,00	0,0000	0,00	0,00	0,00	35672,319	0,00	0,00	0,00
	nC5 - Normal Pentane	72,15	0,00	0,0000	0,00	0,00	0,00	35743,969	0,00	0,00	0,00
	Neo-C5 Neopentane	72,15	0,00	0,0000	0,00	0,00	0,00	35529,018	0,00	0,00	0,00
	n-C6 Normal Hexane+	86,18	0,00	0,0000	0,00	0,00	0,00	42405,063	0,00	0,00	0,00
	CO2 Carbon Dioxide	44,01	0,00	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,00
	N2 Nitrogen	28,01	0,00	0,0000	0,00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,00
	Methanol	32,00	0,00	0,0000	0,00	0,00	0,00	7728,684	0,00	0,00	0,00
	TOTAL				100,00	100,00	100,00	24890	100,00		100
		MOL. WT.		49,30							
		RDENSITY @60F WATER-1									
	Using IP Table 21	DENSITY @ 15°C		535,1							
	Ideal Calorific Value (PCS) KiloCalories/M3 @ 15 De			24890							

Figure IV.5 : Résultat de LGP CALCULATION

Les résultats de pouvoir calorifique (PCS) et de densité pendant trois jours sont donnés dans le tableau suivant :

Tableau IV.7 : Résultats des pouvoir calorifiques et des densités obtenus pour les différents essais d'échantillonnages du GPL

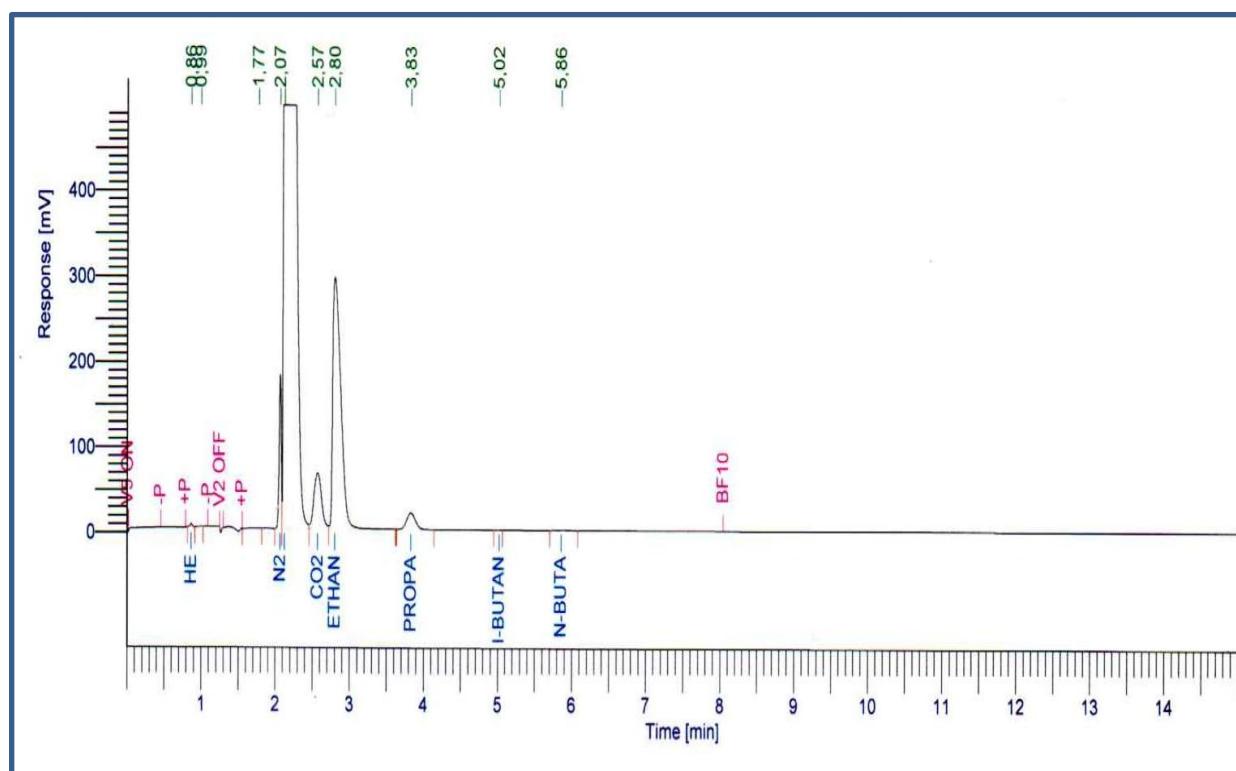
Les caractéristiques	Pouvoir calorifique	Densité
Les essais		
SC01	24890	0.5351
SC02	24972	0.5361
SC03	24378	0.5307
unité	Kcal/m ³	g/cm ³

Discussion

D'après le tableau IV.7, on constate qu'il existe une corrélation positive entre le pouvoir calorifique (PCS) et la densité (d^{15}) : plus la d^{15} est élevé, plus le pouvoir calorifique est important, inversement lorsque le PCS diminue, la densité diminue.

B. gaz sec

A. L'analyse du 1^{er} jour :



FigureIV.6 : Chromatogramme du gaz sec (1^{er} essai)

Tableau IV.8 : Rapport de pourcentage normalisé

Nom	Temp (Re) [min]	Surface [$\mu\text{V}\cdot\text{s}$]	Hauteur [μV]	Norm %
He	0.865	7007.23	3748.94	0.1162
C6+	1.620	0.00	0.00	0.0000
N2	2.066	359404.86	181240.50	1.8259
Méthane	2.122	15479460.08	2.12e+06	86.7511
CO2	2.571	468244.51	65320.35	1.9992
Ethane	2.800	2209892.64	294693.86	8.7848
Propane	3.830	156945.74	19224.44	0.5108
i-butane	5.021	188.59	43.14	0.0005
n-butane	5.855	4164.37	380.18	0.0114
i-pentane	8.753	0.00	0.00	0.0000
n-pentane	9.959	0.00	0.00	0.0000
Total		18685308.03	2.69e+06	100.0000

B. L'analyse du 2^{ème} jour :

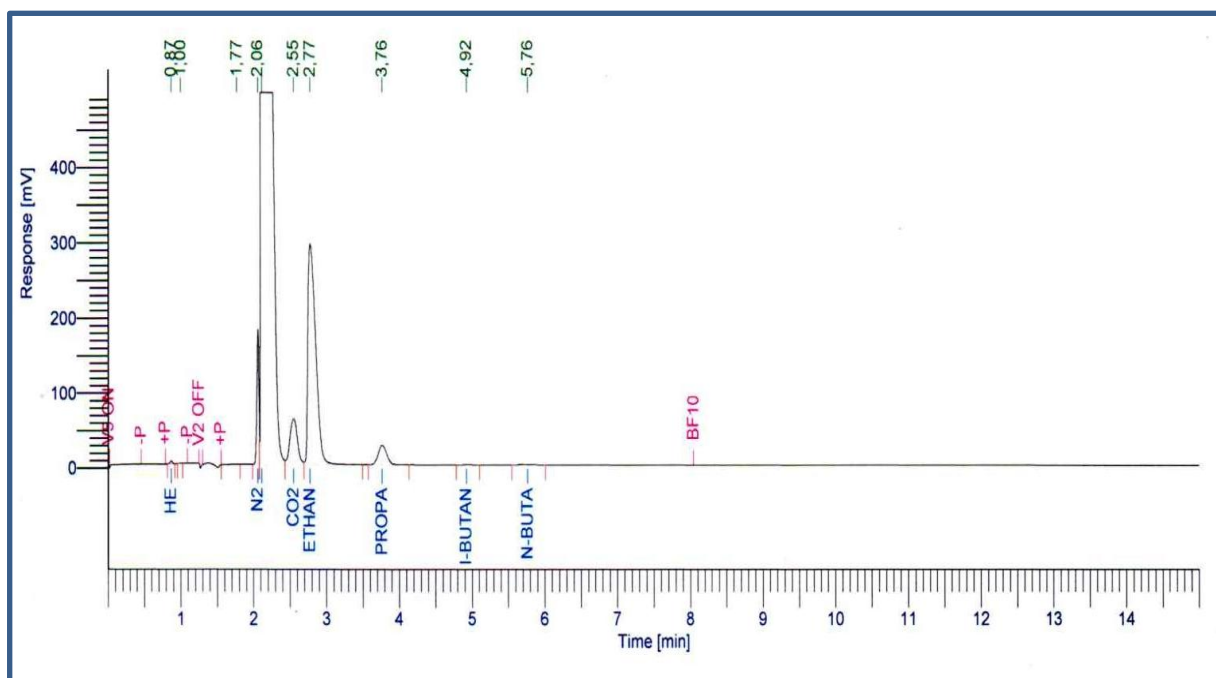
Figure IV.7 : Chromatogramme du gaz naturel (2^{ème} essai)

Tableau IV.9 : Rapport de pourcentage normalisé

Nom	Temp (Re) [min]	Surface [$\mu\text{V}\cdot\text{s}$]	Hauteur [μV]	Norm %
He	0.867	7051.97	3794.20	0.1181
C6+	1.620	0.00	0.00	0.0000
N2	2.057	355554.34	180926.76	1.8257
Méthane	2.112	15298107.15	2.12e+06	86.6529
CO2	2.547	437164.26	61024.47	1.8865
Ethane	2.771	2189295.66	294073.37	8.7961
Propane	3.764	213234.01	26064.23	0.7014
i-butane	4.919	1318.90	137.21	0.0038
n-butane	5.763	5552.97	483.82	0.0154
i-pentane	8.753	0.00	0.00	0.0000
n-pentane	9.959	0.00	0.00	0.0000
Total		18507279.26	2.68e+06	100.0000

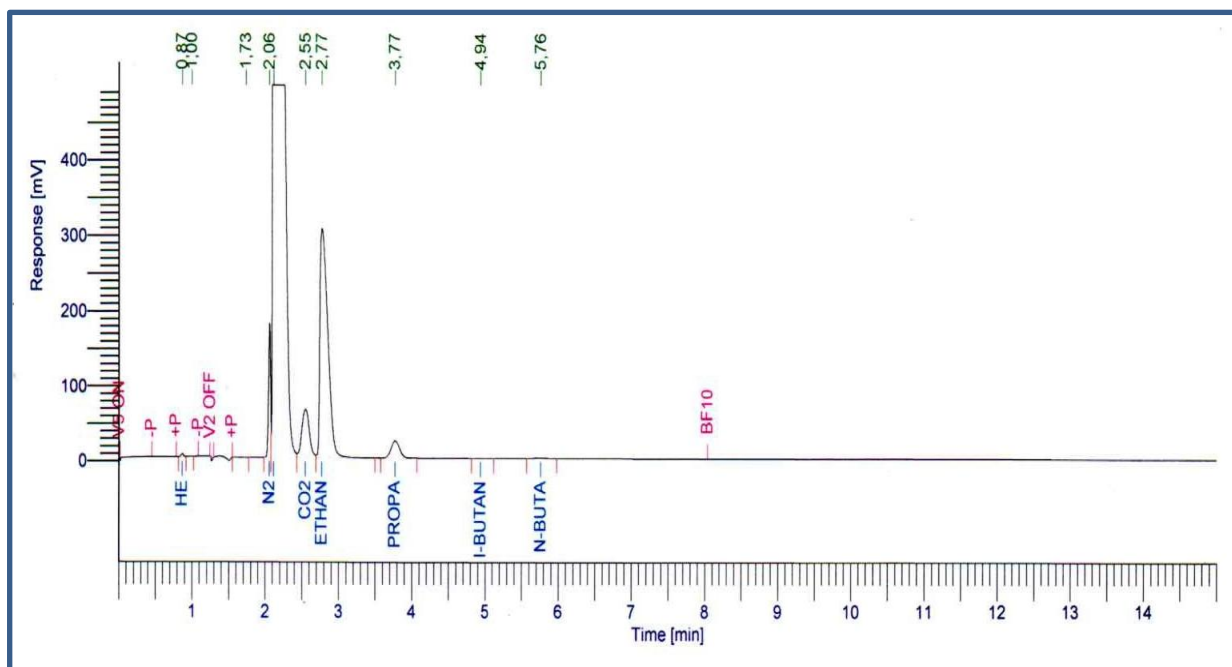
C. L'analyse du 3^{ème} jour :FigureIV.8 : Chromatogramme du gaz naturel (3^{ème} essai)

Tableau IV.10 : Rapport de pourcentage normalisé

Nom	Temp (Re) [min]	Surface [$\mu\text{V}\cdot\text{s}$]	Hauteur [μV]	Norm %
He	0.868	6934.39	3717.40	0.1157
C6+	1.620	0.00	0.00	0.0000
N2	2.059	354003.22	179243.44	1.8096
Méthane	2.115	15311831.17	2.12e+06	86.3400
CO2	2.549	460307.64	64629.07	1.9774
Ethane	2.772	2280994.83	305128.17	9.1233
Propane	3.772	186669.97	22772.11	0.6113
i-butane	4.939	1557.09	172.88	0.0044
n-butane	5.761	6623.54	587.09	0.0183
i-pentane	8.753	0.00	0.00	0.0000
n-pentane	9.959	0.00	0.00	0.0000
Total		18608921.85	2.70e+06	100.0000

Discussion

D'après les tableaux IV (8.9.10), les trois analyses de gaz sec réalisées sur trois jours, on constate que : les pourcentages molaires sont très proches ; pour le composé majoritaire (le méthane), 86,75 % / 86,65 % / 86,34 % sont normalisés, très stables. Une légère augmentation de l'éthane a été constatée le troisième jour sans indice majeur : 8,78 % / 8,80 % / 9,12 %. Pour le propane, 8,51 % / 0,70 % / 0,61 % sont des valeurs cohérentes. Le dioxyde de carbone présente des normes très reproductibles : 1,99 % / 1,88 % / 1,98 %. L'azote a une valeur constante de 1,82 %. Les composés i-butane, n-butane sont en très faibles quantités. L'i-pentane et le n-pentane sont nuls dans les trois essais, ce qui confirme leur absence dans l'échantillon.

Les trois analyses sont en très bon accord, présente des compositions quasi identiques. Les très faibles écarts observés sont typique d'une bonne répétabilité instrumentale et d'un gaz sec bien traité, et stable dans le temps. L'absence de C5+ et les faibles teneurs en CO2 et N2 confirment que le procédé de traitement du gaz sec fonctionne correctement, aucune donnée ne suggère un dérive ou une anomalie

À partir des résultats de l'analyse chromatographique de l'échantillon de gaz sec, on applique la norme ISO 6976 via le logiciel Diablo pour calculer le pouvoir calorifique supérieur (PCS), la densité et la masse molaire, comme indiqué ci-après.

Results Summary	
Result	Dry
Total Raw Amount	219.1164
Total Normalized Mole%	100.0000
Gross Cal. Val. (MJ / Ideal m ³)	39.007
Gross Cal. Val. (MJ / kg)	50.714
Net Cal. Val. (MJ / Ideal m ³)	35.212
Net Cal. Val. (MJ / kg)	45.780
Relative Density (G), Real	0.6291
Gas Density, Real (kg/m ³)	0.77103
Compression (Z) Factor	0.9976
Gross Wobbe Index, Real	49.297
Total Molecular Weight	18.187
PCS_Kcal/Cm ³	9233.9011

FigureIV.9 : le logiciel Diablo ISO 6976

Les résultats de pouvoir calorifique (PCS), de densité (d) et le poids moléculaire pendant trois jours sont donnés dans le tableau suivant :

Tableau IV.11 : Résultats des pouvoirs calorifiques et des densités obtenus pour les différents essais d'échantillonnages du GPL

Les caractéristiques	Pouvoir calorifique	Densité
Les essais		
MT01	9276.5228	0.77411
MT02	9272.3170	0.77216
MT03	9233.9011	0.77103
unité	Kcal/cm ³	kg/m ³

Discussion

D'après le tableau IV.11, on constate une corrélation positive entre le pouvoir calorifique (PCS) et la densité (d₁₅): plus la densité est élevée, plus le PCS est élevée; inversement, quand le PCS diminue, la densité diminue.

IV.1.1.2 La teneur en eau

Les résultats de la teneur en eau et le point de rosé obtenus sont représentés dans les figures IV (10.11.12) et le tableau IV.12 suivants :

A. L'analyse du premier jour

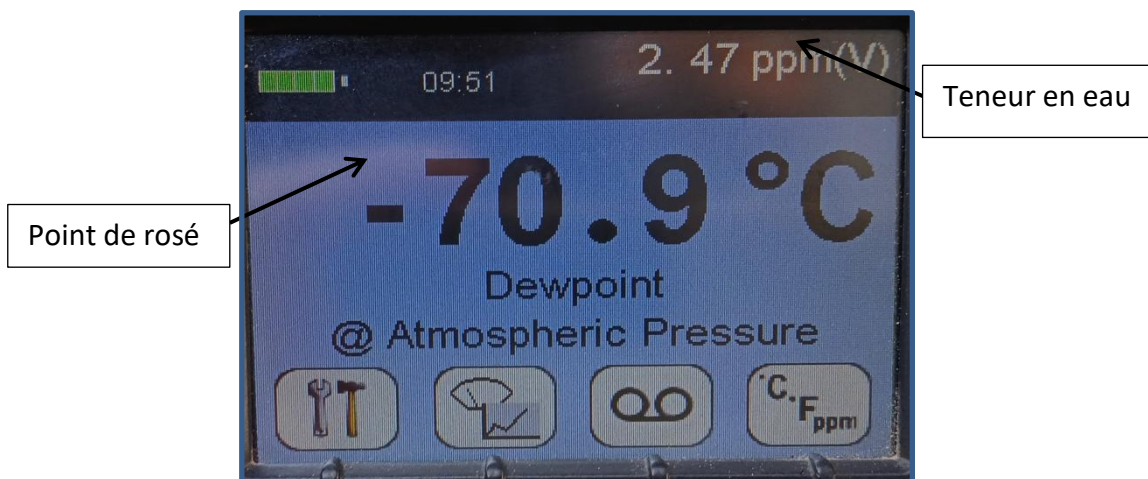


Figure IV.10 : Résultat de l'analyse de l'humidité et le point de rosée à partir d'hydromètre portable d'après JC-04

B. L'analyse du deuxième jour

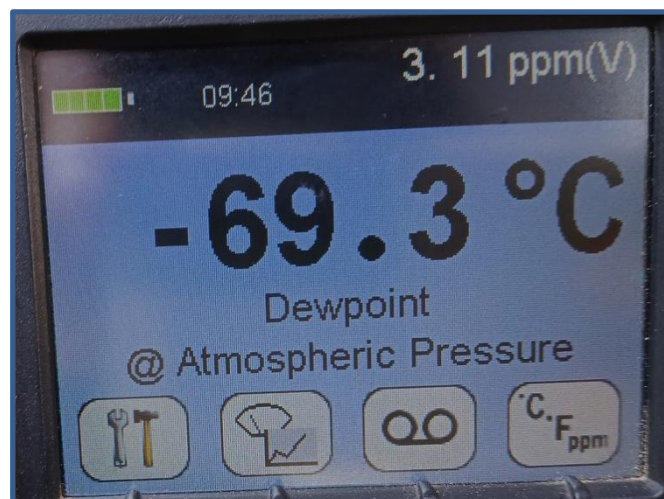


Figure IV.11 : Résultat de l'analyse de l'humidité et le point de rosée à partir d'hygromètre portable d'après JC-04

C. L'analyse du premier jour

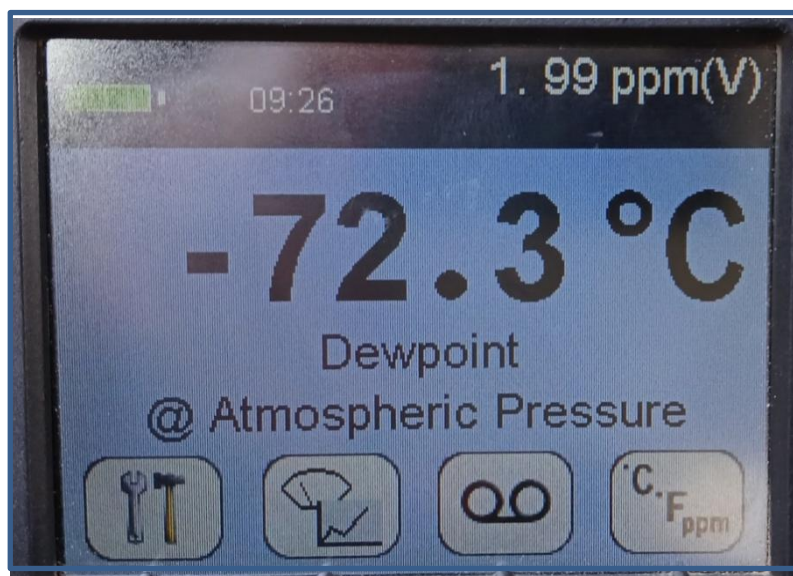


Figure IV.12 : Résultat de l'analyse de l'humidité et le point de rosée à partir d'hygromètre portable après JC-04

Les points de rosé à 1atm on va converti en pression de service 70 bar par table de conversion voir Figure III.16

Tableau IV.12 : Densités obtenues par les différents essais d'échantillonnages du gaz sec à la pression de service

Les caractéristiques	teneur en eau (ppm(v))	Point de rosé (°C)	spécification
Les essais			
Essai du 1 ^{er} jour	2.47	-38	≤ 50 ppm(v)
Essai du 2 ^{ème} jour	3.11	-35.9	
Essai du 3 ^{ème} jour	1.99	-40.1	

Discussion

D'après le tableau IV.12, on voit que les teneurs en eau des différents essais d'échantillonnages du gaz sec sont très proches et répondent aux exigences des spécifications douanières ≤ 50 ppm(v), (voir le Tableau IV.2), donc le gaz sec est conforme

Par ailleurs, des phénomènes de corrosion peuvent apparaitre prématurément endommageant le système d'injection et les cuves de stockage. C'est pour ces raisons, que la teneur en eau dans le gaz sec est fixée très strictement par la norme. Une teneur faible garantie une meilleure qualité du produit (moins de risque de corrosion), d'où une permanente surveillance de ce dernier.

IV.1.2 Les caractéristiques physiques

IV.1.2.1 La densité du condensat à 15°C

Le tableau IV.13 représenté la conversion de la densité à 15°C du condensat selon la figure III.8

Tableau IV.13 : conversation du Résultat de mesure de la densité du condensat

Les caractéristiques	La densité à différents températures	Conversion la densité à 15°C
ESSAI 1	d à 19.5 °C = 0.702	$d^{15} = 0.7058$
ESSAI 2	d à 17°C = 0.701	$d^{15} = 0.7044$
ESSAI 3	d à 16°C = 0.702	$d^{15} = 0.7029$
Unités		g/cm^3

Les différentes densités (d) pour le condensat est regroupé dans le tableau IV.14 suivante :

Tableau IV.14 : Densités obtenues par les différents essais d'échantillonnages du condensat

Les caractéristiques	Les essais	La densité à 15°C
Au niveau des réservoirs 710-TK	TK01	0.7058
	TK02	0.7039
	TK03	0.7028
D'après train 500/600	TR01	0.7044
	TR02	0.7029
	TR03	0.7024
Unités		g/cm^3

Discussion

D'après les résultats du tableau IV.14, on constate que les densités obtenues sont dans la fourchette de l'intervalle [0.7022 -0.7201]. Donc le condensat est conforme

IV.1.2.2 La tension de vapeur Reid (TVR) à 37,8 °C

Les tensions de vapeur Reid pour le condensat et Les tensions de vapeur pour le GPL sont regroupées dans les tableaux IV (15,16) et converti selon les figures IV. (13,14) :

Tableau IV.15 : TVR obtenues par les différents essais d'échantillonnages du Condensat dans trois jours

	Les essais	TVR en Kpa	TVR en Kg / Cm ²
Au niveau des réservoirs 710-TK	TK01	51.0	0.5200
	TK02	52.0	0.5302
	TK03	61.5	0.6271
D'après trains 500/600	TR01	58.5	0.5965
	TR02	62.0	0.6322
	TR03	64.0	0.6526

Tableau IV.16 : TV obtenues par les différents essais d'échantillonnages du GPL dans trois jours

	Les essais	TV en Kpa	TV en Kg / Cm ²
Au niveau des réservoirs sphériques SP	SP01	770	7.85181
	SP02	830	8.46364
	SP03	875	8.92252
D'après trains 500/600	SC01	750	7.64787
	SC02	800	8.15773
	SC03	840	8.56562

Nous avons effectué la conversion de Kpa en à l'aide des tableaux dans les figures IV.13, 14 suivante :

LPG - (VP) Conversion Chart from Kpa to Kg/Cm2							
Kpa	Kg/Cm2	Kpa	Kg/Cm2	Kpa	Kg/Cm2	Kpa	Kg/Cm2
300	3.05915	505	5.14957	710	7.23999	920	9.38139
305	3.11013	510	5.20055	715	7.29097	925	9.43237
310	3.16112	515	5.25154	720	7.34196	930	9.48336
315	3.21211	520	5.30252	725	7.39294	935	9.53435
320	3.26309	525	5.35351	730	7.44393	940	9.58533
325	3.31408	530	5.4045	735	7.49491	945	9.63632
330	3.36506	535	5.45548	740	7.5459	950	9.6873
335	3.41605	540	5.50647	745	7.59689	955	9.73829
340	3.46704	545	5.55745	750	7.64787	960	9.78928
345	3.51802	550	5.60844	755	7.69886	965	9.84026
350	3.56901	555	5.65942	760	7.74984	970	9.89125
355	3.61999	560	5.71041	765	7.80083	975	9.94223
360	3.67098	565	5.7614	770	7.85181	980	9.99322
365	3.72196	570	5.81238	775	7.9028	985	10.0442
370	3.77295	575	5.86337	780	7.95379	990	10.0952
375	3.82394	580	5.91435	785	8.00477	995	10.1462
380	3.87492	585	5.96534	790	8.05576	1000	10.1972
385	3.92591	590	6.01633	795	8.10674	1005	10.2481
390	3.97689	595	6.06731	800	8.15773	1010	10.2991
395	4.02788	600	6.1183	805	8.20872	1015	10.3501
400	4.07886	605	6.16928	810	8.2597	1020	10.4011
405	4.12985	610	6.22027	815	8.31069	1025	10.4521
410	4.18084	615	6.27125	820	8.36167	1030	10.5031
415	4.23182	620	6.32224	825	8.41266	1035	10.5541
420	4.28281	625	6.37323	830	8.46364	1040	10.605
425	4.33379	630	6.42421	835	8.51463	1045	10.656
430	4.38478	635	6.4752	840	8.56562	1050	10.707
435	4.43577	640	6.52618	845	8.6166	1055	10.758
440	4.48675	645	6.57717	850	8.66759	1060	10.809
445	4.53774	650	6.62816	860	8.76956	1065	10.86
450	4.58872	655	6.67914	865	8.82055	1070	10.911
455	4.63971	660	6.73013	870	8.87153	1075	10.9619
460	4.69069	665	6.78111	875	8.92252	1080	11.0129
465	4.74168	670	6.8321	880	8.9735	1085	11.0639
470	4.79267	675	6.88308	885	9.02449	1090	11.1149
475	4.84365	680	6.93407	890	9.07547	1095	11.1659
480	4.89464	685	6.98506	895	9.12646	1100	11.2169
485	4.94562	690	7.03604	900	9.17745	1105	11.2679
490	4.99661	695	7.08703	905	9.22843	1110	11.3188
495	5.047610	700	7.13801	910	9.27942	1115	11.3698
500	5.09858	705	7.189	915	9.3304	1120	11.4208

Figure IV.13 : Tableau de conversion de kpa à Kg/ Cm² - GPL

Condensate (RVP) Conversion Chart from Kpa to Kg/Cm2							
Kpa	Kg/Cm2	Kpa	Kg/Cm2	Kpa	Kg/Cm2	Kpa	Kg/Cm2
40.0	0.4078	60.5	0.6169	81.0	0.8260	101.5	1.0350
40.5	0.4129	61.0	0.6220	81.5	0.8311	102.0	1.0401
41.0	0.4180	61.5	0.6271	82.0	0.8362	102.5	1.0452
41.5	0.4231	62.0	0.6322	82.5	0.8413	103.0	1.0503
42.0	0.4282	62.5	0.6373	83.0	0.8464	103.5	1.0554
42.5	0.4333	63.0	0.6424	83.5	0.8515	104.0	1.0605
43.0	0.4384	63.5	0.6475	84.0	0.8566	104.5	1.0656
43.5	0.4435	64.0	0.6526	84.5	0.8617	105.0	1.0707
44.0	0.4486	64.5	0.6577	85.0	0.8668	105.5	1.0758
44.5	0.4537	65.0	0.6628	85.5	0.8719	106.0	1.0809
45.0	0.4588	65.5	0.6679	86.0	0.8770	106.5	1.0860
45.5	0.4639	66.0	0.6730	86.5	0.8821	107.0	1.0911
46.0	0.4690	66.5	0.6781	87.0	0.8872	107.5	1.0962
46.5	0.4741	67.0	0.6832	87.5	0.8923	108.0	1.1013
47.0	0.4792	67.5	0.6883	88.0	0.8974	108.5	1.1064
47.5	0.4843	68.0	0.6934	88.5	0.9025	109.0	1.1115
48.0	0.4894	68.5	0.6985	89.0	0.9076	109.5	1.1166
48.5	0.4945	69.0	0.7036	89.5	0.9127	110.0	1.1217
49.0	0.4996	69.5	0.7087	90.0	0.9178	110.5	1.12679
49.5	0.5047	70.0	0.7138	90.5	0.9228	111.0	1.13188
50.0	0.5098	70.5	0.7189	91.0	0.9279	111.5	1.13698
50.5	0.5149	71.0	0.7240	91.5	0.9330	112.0	1.14208
51.0	0.5200	71.5	0.7291	92.0	0.9381	112.5	1.14718
51.5	0.5251	72.0	0.7342	92.5	0.9432	113.0	1.15228
52.0	0.5302	72.5	0.7393	93.0	0.9483	113.5	1.15738
52.5	0.5353	73.0	0.7444	93.5	0.9534	114.0	1.16248
53.0	0.5404	73.5	0.7495	94.0	0.9585	114.5	1.16758
53.5	0.5455	74.0	0.7546	94.5	0.9636	115.0	1.17267
54.0	0.5506	74.5	0.7597	95.0	0.9687	115.5	1.17777
54.5	0.5557	75.0	0.7648	95.5	0.9738	116.0	1.18287
55.0	0.5608	75.5	0.7699	96.0	0.9789	116.5	1.18797
55.5	0.5659	76.0	0.7750	96.5	0.9840	117.0	1.19307
56.0	0.5710	76.5	0.7801	97.0	0.9891	117.5	1.19817
56.5	0.5761	77.0	0.7852	97.5	0.9942	118.0	1.20327
57.0	0.5812	77.5	0.7903	98.0	0.9993	118.5	1.20837
57.5	0.5863	78.0	0.7954	98.5	1.0044	119.0	1.21346
58.0	0.5914	78.5	0.8005	99.0	1.0095	119.5	1.21856
58.5	0.5965	79.0	0.8056	99.5	1.0146	120.0	1.22366
59.0	0.6016	79.5	0.8107	100.0	1.0197	120.5	1.22876
59.5	0.6067	80.0	0.8158	100.5	1.0248	121.0	1.23386
60.0	0.6118	80.5	0.8209	101.0	1.0299	121.5	1.23896

Figure IV.14 : Tableau de conversion de Kpa à Kg/Cm² – Condensat

Voici les moyennes du Tension de Vapeur Reid de condensat et Tension de Vapeur de GPL dans les tableaux suivantes :

1. La moyenne du TVR de condensat dans les trois jours

Tableaux IV17 : Résultat de mesure de la moyenne de TVR

Les caractéristiques	TVR en Kg / Cm ²
1 ^{er} jour	0.55825
2 ^{ème} jour	0.5812
3 ^{ème} jour	0.59485

2. La moyenne du TV de GPL dans les trois jours

Tableaux IV18 : Résultat de mesure de la moyenne de TVR

Les caractéristiques	TV en Kg / Cm ²
1 ^{er} jour	7.74984
2 ^{ème} jour	8.310685
3 ^{ème} jour	8.74407

Discussion

D'après les résultats du tableau IV.17 ,18 les moyennes de les pressions de vapeur Reid du condensat à 37.8°C obtenues sont inférieure à $< 0.85\text{kg/cm}^2$, et les moyennes de les pressions de vapeur de GPL à 37.8°C obtenues inférieure à $< 11.0\text{ kg/cm}^2$, donc le condensat et le GPL sont conformes

IV.1.2.3 Indice de coloration du condensat

Trois échantillons de condensat, prélevés à 24 heures d'intervalle, ont été analysés selon la norme ASTM D1500. Les résultats sont les suivants dans les figures IV (15.16.17):

A. L'analyse du premier jour

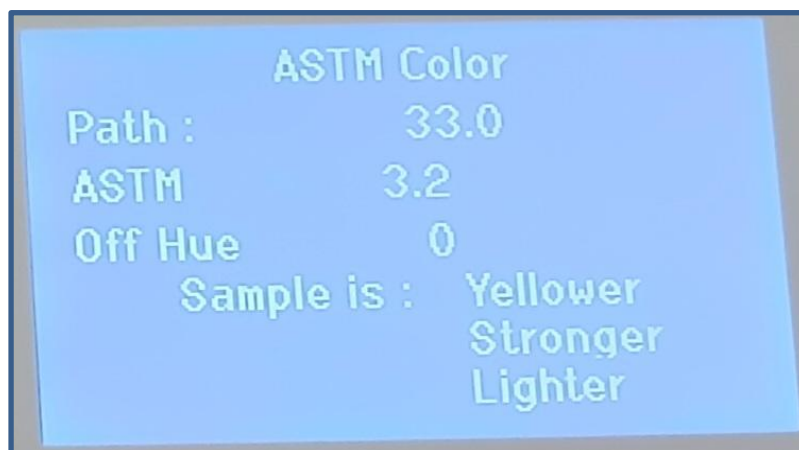
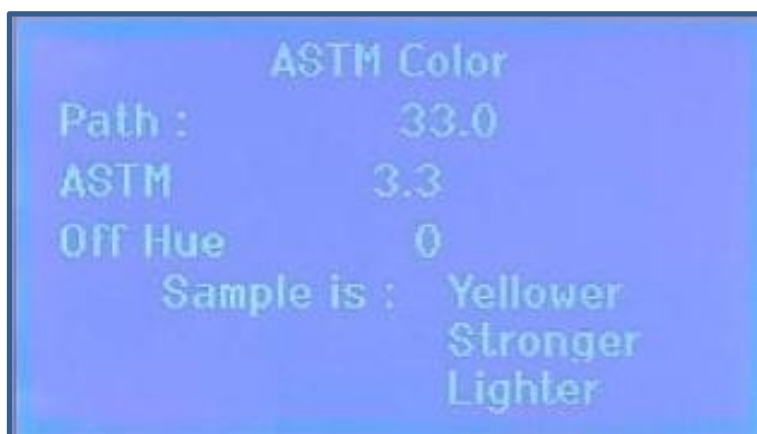


Figure IV.15 : indice de coloration d'après TR01

B. L'analyse du deuxième jour**Figure IV.16** : indice de coloration d'après TR02**C. L'analyse du troisième jour****Figure IV.17** : indice de coloration d'après TK03**Discussion**

Ces valeurs sont nettement supérieures à la spécification typique d'un condensat ($\leq 1,5$). L'échantillon présente une couleur jaune soutenue, plus foncée deux fois que la limite acceptable.

Interprétation

La dégradation de la couleur indique la présence de composés colorés non détectés auparavant. Plusieurs hypothèses sont envisagées :

Présence d'hydrocarbures lourds dans le réservoir : mélange avec des fractions plus lourdes (C5+ aromatiques, résines, asphaltènes)

Oxydation thermique : une élévation de température en surface favorise la formation de résines et de gommes.

Contamination : un mélange accidentel avec un brut plus lourd (riche en asphaltène) a pu se produire.

Particules solides / corrosion : la présence de fer dissous (rouille) ou sable peut également Donner une couleur rougeâtre ou brun foncé.

Présence d'eau et émulsions : mélange condensat + eau + sels Peut provoquer une apparence trouble ou jaunâtre

Choc de puits (choke) par ouverture maximale : l'ouverture brutale du choke provoque une chute de pression importante et un refroidissement intense. Le gaz à grande vitesse arrache et entraîne alors des hydrocarbures lourds, des sédiments, des particules solides (sable, argiles). Ces composés se mélangent au condensat et augmentent fortement son indice de couleur.

Recommandations

Pour rétablir la conformité aux spécifications, il faut agir à la source du problème. Les recommandations suivantes peuvent être appliquées pour remédier à ces problèmes :

Vérifier la stabilité du condensat et contrôler la séparation dans les séparateurs. Ajuster les conditions de température et pression.

Réduire la température de traitement en surface (≤ 40 °C).

Éviter tout mélange avec des bruts lourds.

Inspecter les lignes et réservoirs pour éviter la corrosion, appliquer un inhibiteur de corrosion et remplacer les parties endommagées.

Installer ou nettoyer les filtres et effectuer un drainage régulier des équipements.

Vérifier les séparateurs, purger l'eau accumulée et utiliser un démulsiifiant adapté.

Agir sur le réglage du choke : La position optimale du choke doit être déterminée par des essais pour garantir un débit acceptable sans dégrader la couleur.

IV.2 Les paramètres à vérifier

Parmi les facteurs qui détériorent la qualité de notre produit et modifient ses caractéristiques, j'en aborderai plusieurs. Vous en trouverez un résumé dans le tableau suivant.

Tableaux IV19 : paramètres à vérifier

spécifications	Problème	paramètres à vérifier	Action à mener
Densité à 15 °C ≤ 0.538	valeur élevée	La température de 520-T-01	Diminuer
		PCS de gaz traité	Diminuer
		La température de 530-T-02	Diminuer
Teneur en $C_2^- < 3$	valeur élevée	La température de 520-T-01	Augmenter
		vérifier le niveau de 520-T-01	Augmenter
		La température de 530-T-03	Augmenter
		vérifier le niveau de 530-T-03	Augmenter
Teneur en $C_5^+ < 0.4$	valeur élevée	La température de 530-T-02	Diminuer
		vérifier le niveau de 530-T-02	Diminuer

Conclusion

D'après ces résultats de ce chapitre, on peut conclure que la méthode chromatographie en phase gazeuse (gaz sec, GPL) a permis d'identifier de façon qualitative et quantitative les différents composés trouvés, n'oublier pas l'indice de coloration du condensat est très élevée (hors spécification) mais on va exporter les condensats et régler ce problème aux raffineries.

Conclusion générale

Conclusion général

Ce mémoire est le résultat des travaux effectués au sein de la société nationale «SONATRACH» et exactement au niveau du champ ATL, ILLIZI.

Tout d'abord, j'ai présenté le complexe du champ ATL, avec une description détaillée de l'installation de traitement centrale CPF (Central Processing Facility), ainsi que des infrastructures de conduites pour l'expédition du gaz à vendre, du GPL, des condensats et de l'huile. Une attention particulière a été portée sur les procédés de production du gaz sec, du GPL et du condensat, qui constituent le sujet de mon étude.

Principalement la chromatographique en phase gazeuse CPG pour GPL et gaz sec, et le Seta-Lovibond Colorimeter pour trouver l'indice de coloration Et nous avons trouvé des valeurs nettement supérieures à la spécification typique d'un condensat

Les résultats de tous les tests et analyses effectués au sein du laboratoire du Complexe ATL et leur comparaison aux normes requises, nous ont permis de dégager Les constations suivantes :

- Le GPL produit n'est pas toujours dans les normes en termes de teneur en C1, C4.
- La méthode d'analyse par chromatographe en phase gazeuse CPG s'est avérée très efficace pour ce genre de contrôle, par ce qu'elle permet d'obtenir des résultats qualitatifs et quantitatifs.
- Présente une couleur jaune soutenue, plus foncée deux fois que la limite acceptable de L'échantillon du condensat

Enfin, je souhaite souligner l'intérêt de ce stage pratique, qui m'a non seulement permis de mener à bien mon projet de fin d'études, mais aussi de compléter ma formation en maîtrisant de nouvelles techniques d'analyse et en apprenant à gérer efficacement les processus au sein d'une grande entreprise de renommée mondiale.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] : Manuel d'utilisation systèmes du procédé du Projet de développement AIN TSILA.
- [2] : Gaz de pétrole liquéfiés, site web www.naftal.dz, Mardi 12 Mars 2019.
- [3] : DALIL Youssouf, GPL techniques et problématiques/raffinerie de SBAA (ADRAR), Mémoire de master, 2012 /2013.
- [4] : Data book engineering (GPSA).
- [5] : Z.HANICHI ; "Optimisation des paramètres de fonctionnement d'une débutaniseur" ; Mémoire de fin d'étude université de BOUMERDES ; 2005.
- [6] : Bendaas Okba, optimisation des paramètres de fonctionnement de déethaniseur (C-701) et débutaniseur (C-702) de la section, mémoire de master,2016/2017.
- [7] : Yousfi Alla Eddine, "La procédure de contrôle de la composition du GPL" Mémoire de fin d'étude université de 8mai 1945 Guelma, 2019.
- [8] : J.Wauquier, pétrole brut, produit pétrolières, schémas de fabrication, (tome I) édition Technip, 1994.
- [9]: Benziad, Houssem. Réalisation d'une colonne de stabilisation du condensat au niveau de l'unité de traitement de gaz. 2008; 124P.
- [10] : P. Arqués, Pollution de l'air : causes, conséquences, solutions, édition Edisud, 1988.
- [11] : A. Daoud, les moteurs et les carburants de demain, séminaire environnement et transports, École Nationale des Ponts et Chaussées, Novembre 1995.
- [12] : HOCINI, NOUR EL HOUDA. ETUDE D'UN SYSTÈME DE VAPORISATION DU GPL AU NIVEAU DE L'UNITE GPL-2 à Hassi Messaoud, juin 2018.
- [13] : Abbaci Youcef. "Calcul des paramètres de fonctionnement du dépropaniseur (Unité 38, Traitement du GPL) " à HASSI-R'MEL. Juin 2012; 60P.
- [14] : Etude des fours tubulaires de l'unité GPL-1 à HASSI-MESSAOUD. Septembre 2015; 91P.
- [15] : Les exportations algériennes vers l'Asie en hausse, site web www.algeriainvest.com, Dimanche 31 juillet 2022
- [16] : CHEBBI et LAKEHEL. Valorisation des condensats.2022/2023.
- [17] : Dr. R. BENRABAA "Les méthodes chromatographiques", Séminaire catalogue, IAP-Skikda, 6-9/12/2015.
- [18] : Boucheloukh Hadjira, Cours Méthodes d'Analyses Chromatographiques, Université de Jijel, Faculté des Sciences Exactes et de l'Informatique, Département de Chimie, Jijel.

Références bibliographiques

[19] : FETAISSA Inès et SADOUKI Ahlem, Guide pratique de laboratoire, Hessi Messaoud : Ecole d'Arzew, 2017, 63p.

[20] : Dr. ZEGHAD NADIA, "Méthodes analytiques appliquées à l'environnement".2021/2022.

[21] : Chromatographie en phase gazeuse (CPG), site web www.chimieanalytique.com.

[22] : Francis Rouessac, Annick Rouessac, Daniel Cruché, Analyse Chimique Méthodes et techniques instrumentales modernes, Dunod, Paris, 2004, 481p.

[23] : Edith Antonot, Robert Marchal, Stage MAFPEN Chromatographie, Lycée Louis Vincent - METZ ,26 et 28 Janvier 1998.

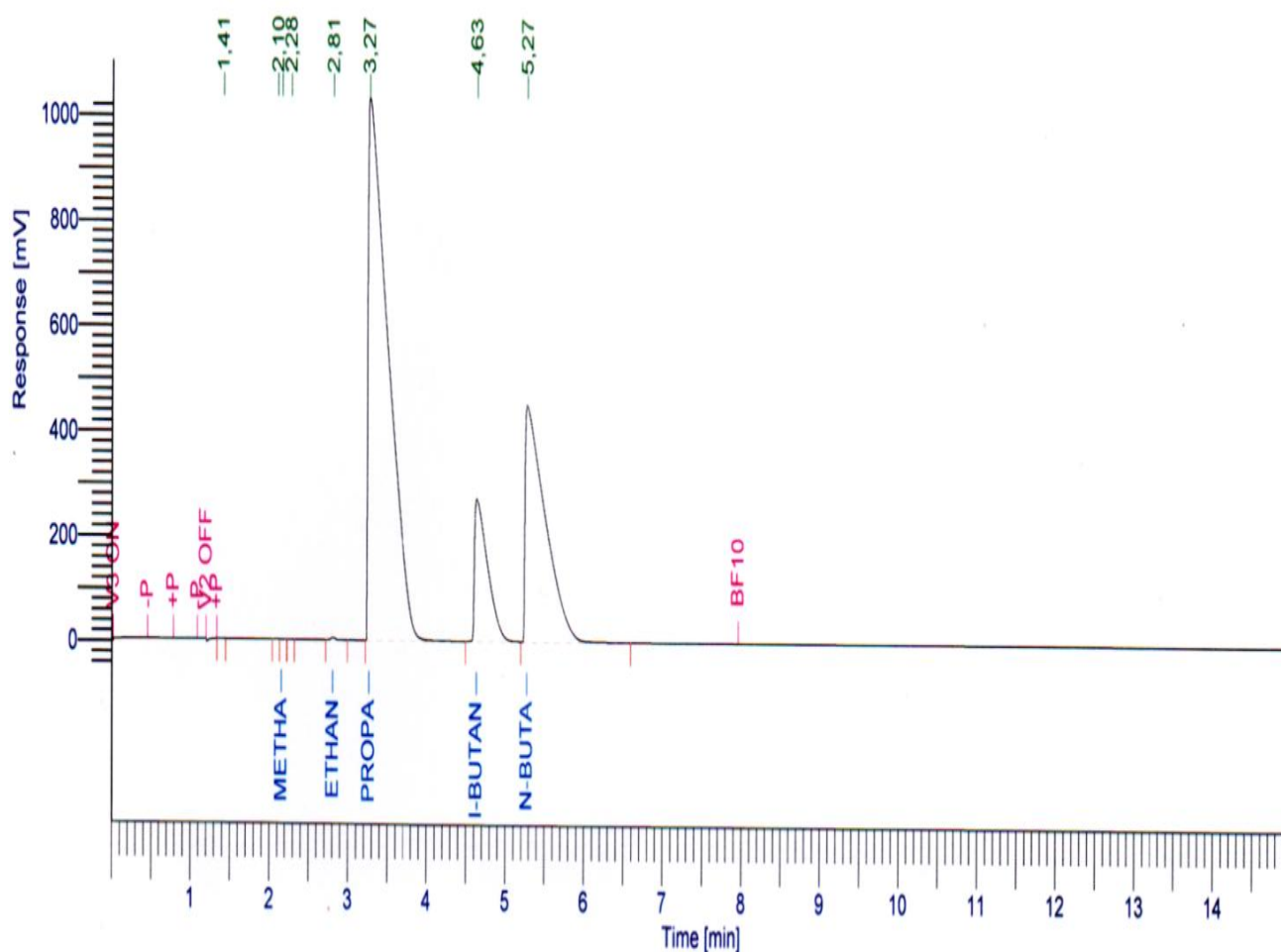
[24] : Seta-Lovibond Colorimeter, site web www.directindustry.fr

[25] : Chadeli faisel, "guide pratique de laboratoire", Le 01/09/2001,n°,p.83-100.

Annexe A : L'analyse du premier jour

Software Version	: 6.3.4.0700	Date	: 12/04/2026 06:58:42
Sample Name	: LPG-TR2-_630_SC_006 in2	Data Acquisition Time	: 10/02/2026 17:42:11
Instrument Name	: NGA2306	Channel	: B
Rack/Vial	: 0/0	Operator	: manager
Sample Amount	: 1,000000	Dilution Factor	: 1,000000
Cycle	: 1		

Result File : C:\GC2\Data\LPG\2-Feb 2026\B_LPG-TR2-_630_SC_006 in2_10_290.rst
Sequence File : C:\GC2\Sequences\LPG-DEC-2025.seq



LPG Composition

Annexe

Annexe B : L'analyse du deuxième jour

Software Version : 6.3.4.0700

Sample Name : LPGTR2- 630_SC_006 in1

Instrument Name : NGA2306

Rack/Vial : 0/0

Sample Amount : 1,000000

Cycle : 1

Date : 12/04/2026 06:56:00

Data Acquisition Time : 28/03/2026 10:44:32

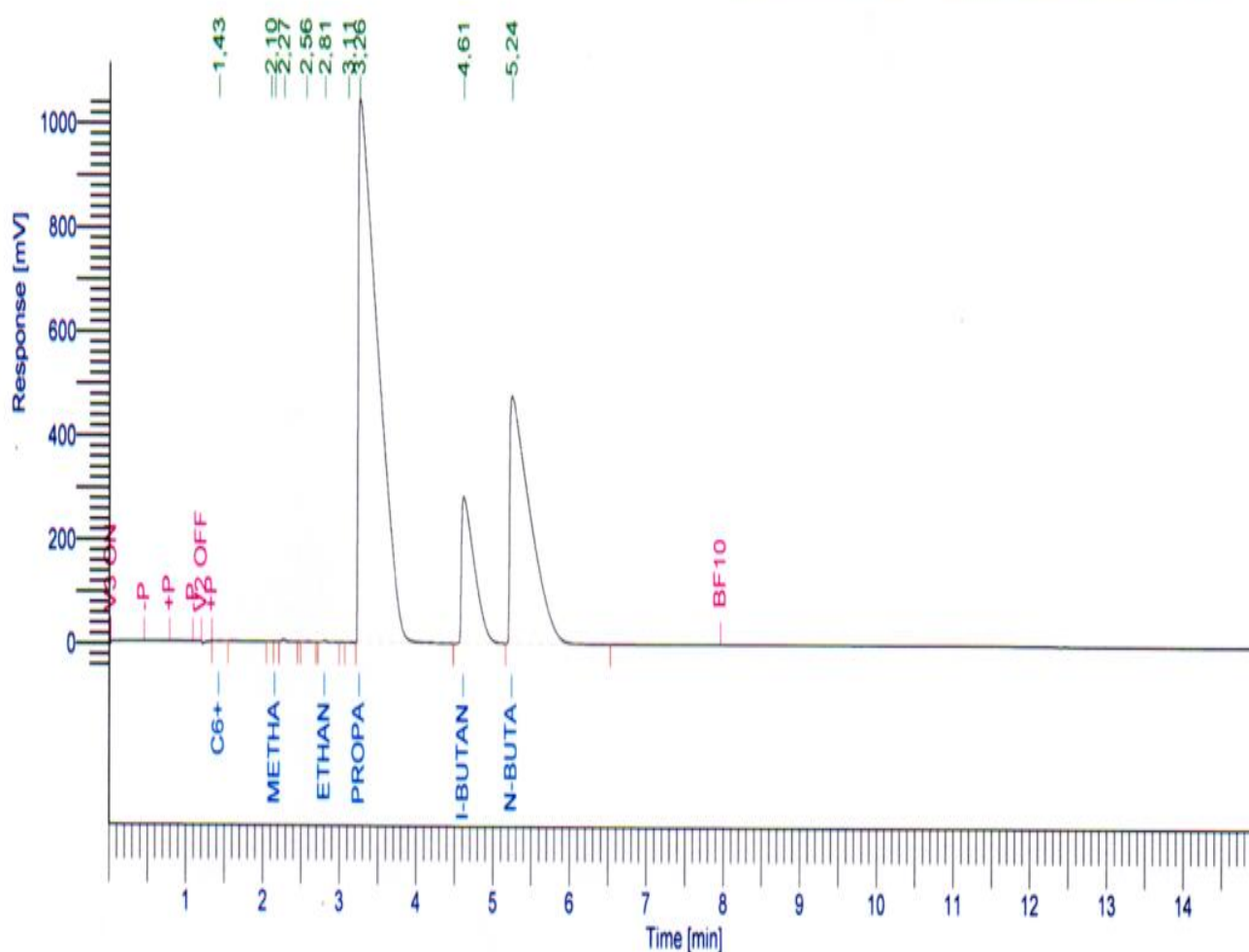
Channel : B

Operator : manager

Dilution Factor : 1,000000

Result File : C:\GC2\Data\LPG\3-Mars 2026\B_LPGTR2- 630_SC_006 in1_28_522.rst

Sequence File : C:\GC2\Sequences\LPG-DEC-2025.seq



LPG Composition

Annexe

Annexe C : L'analyse du troisième jour

Software Version : 6.3.4.0700

Sample Name : LPG-TR2-_630_SC_006 inj1

Instrument Name : NGA2306

Rack/Vial : 0/0

Sample Amount : 1,000000

Cycle : 1

Date : 12/04/2026 07:02:36

Data Acquisition Time : 05/01/2026 08:56:41

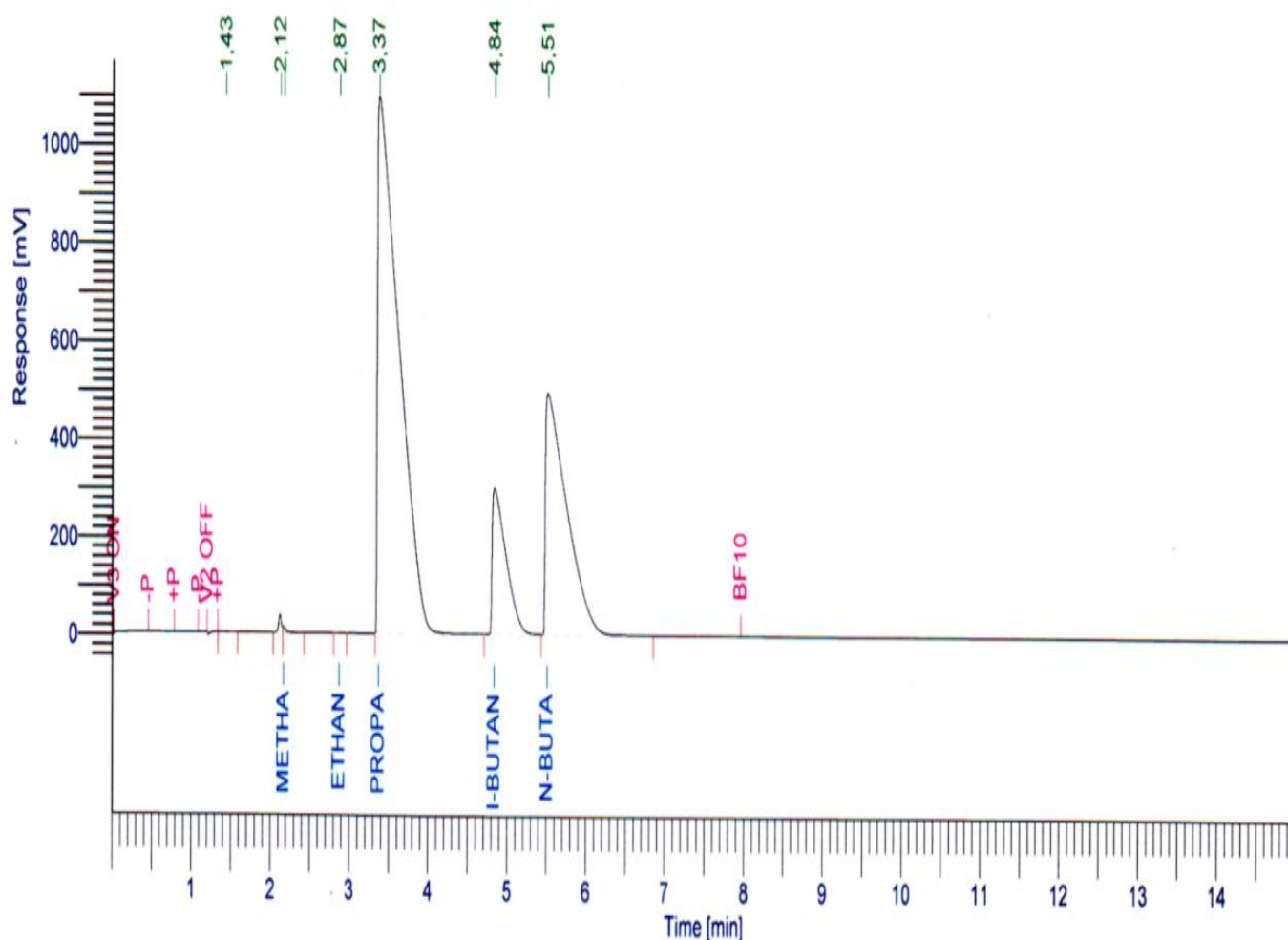
Channel : B

Operator : manager

Dilution Factor : 1,000000

Result File : C:\GC2\Data\LPG\1-Jan 2026\B_LPG-TR2-_630_SC_006 inj1_05_117.rst

Sequence File : C:\GC2\Sequences\LPG-DEC-2025.seq



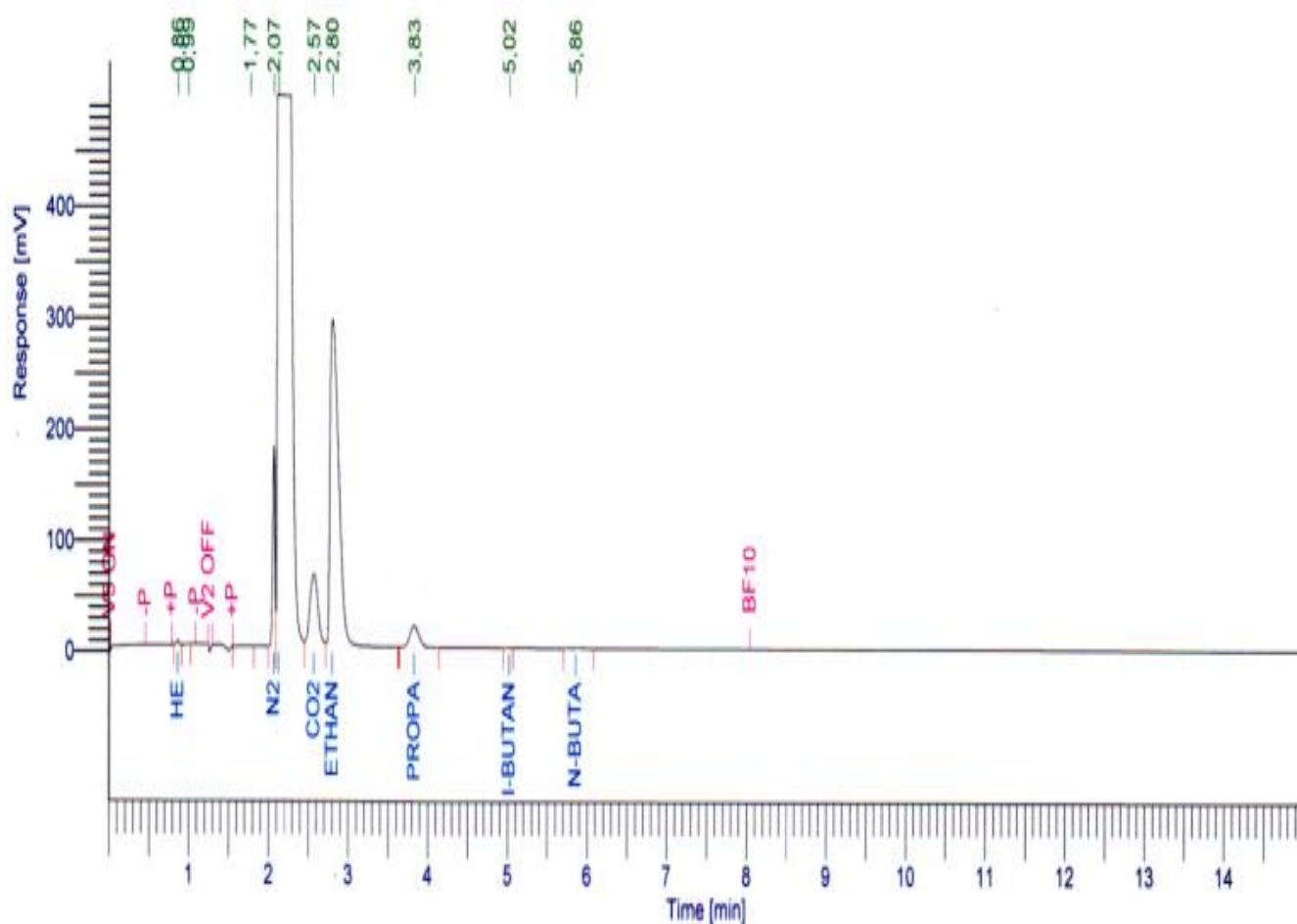
LPG Composition

Annexe D : L'analyse du premier jour

Software Version : 6.3.4.0700
Sample Name : NG GAZ meeting skid inj1
Instrument Name : NGA2306
Rack/Vial : 0/0
Sample Amount : 1,000000
Cycle : 1

Date : 12/04/2026 07:12:40
Data Acquisition Time : 12/03/2026 08:18:59
Channel : B
Operator : manager
Dilution Factor : 1,000000

Result File : C:\GC2\Data\NG\3-mars 2026\NG GAZ meeting skid inj1_12_B_Name_SDOM_Name_SDOM_309.rst
Sequence File : C:\GC2\Sequences\NG.seq



NG Gas Composition

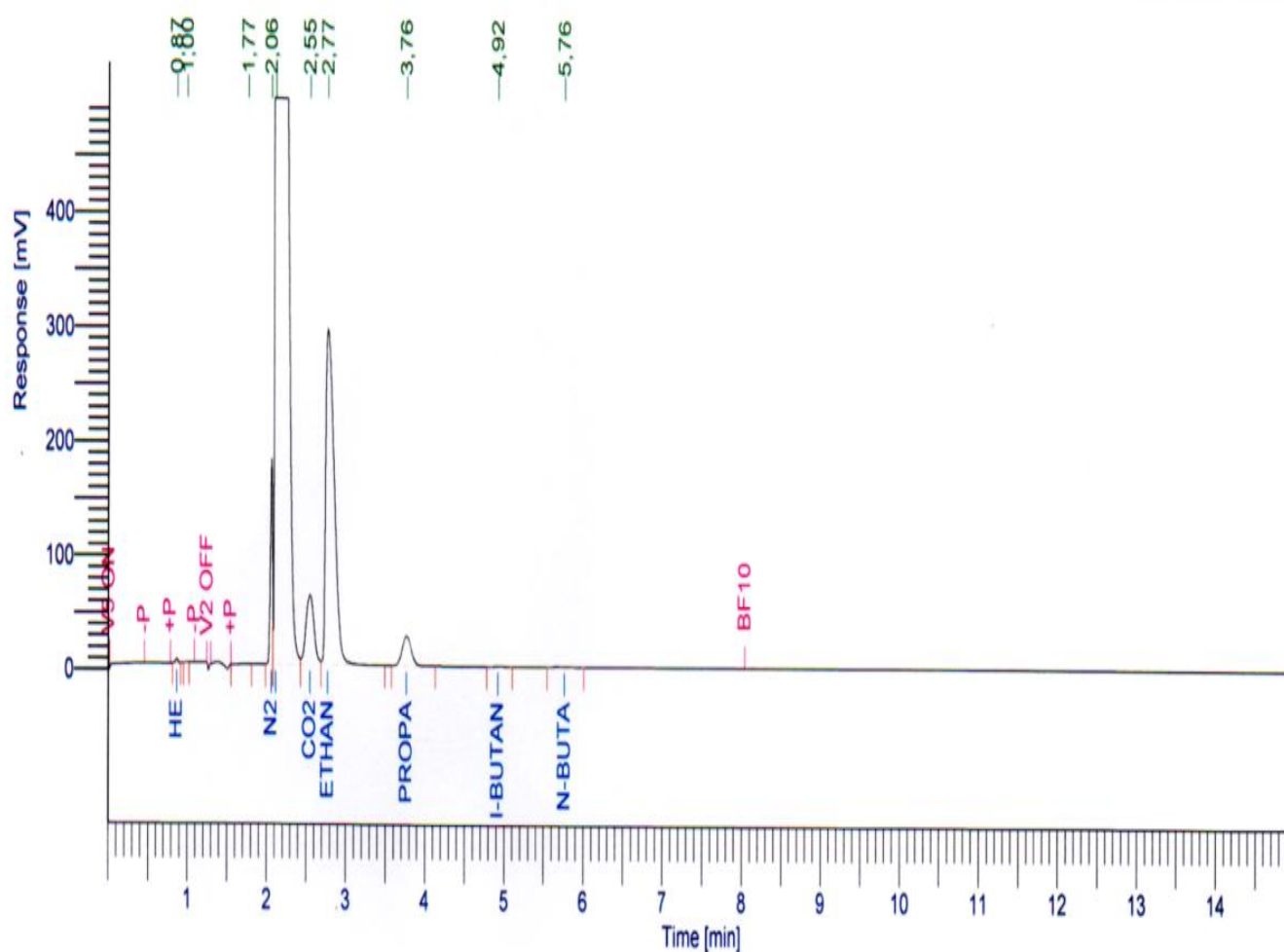
Annexe

Annexe E : L'analyse du deuxième jour

Software Version : 6.3.4.0700
Sample Name : NG GAZ meeting skid inj1
Instrument Name : NGA2306
Rack/Vial : 0/0
Sample Amount : 1,000000
Cycle : 1

Date : 12/04/2026 07:14:53
Data Acquisition Time : 13/03/2026 07:48:27
Channel : B
Operator : manager
Dilution Factor : 1,000000

Result File : C:\GC2\Data\NG\3-mars 2026\NG GAZ meeting skid inj1_13_B_Name_SDOM_Name_SDOM_310.rst
Sequence File : C:\GC2\Sequences\NG.seq



NG Gas Composition

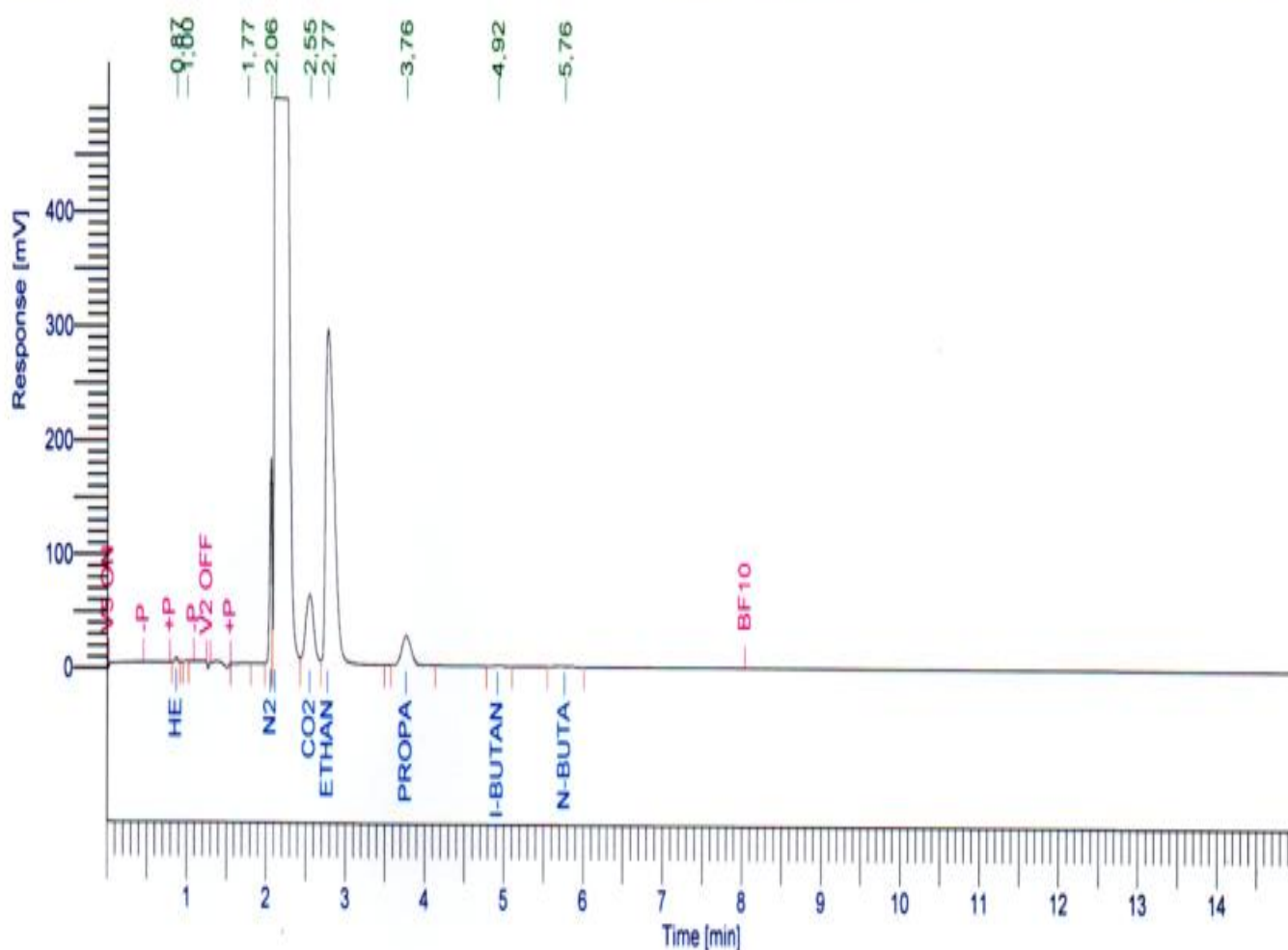
Annexe

Annexe F : L'analyse du troisième jour

Software Version : 6.3.4.0700
Sample Name : NG GAZ meeting skid inj1
Instrument Name : NGA2306
Rack/Vial : 0/0
Sample Amount : 1,000000
Cycle : 1

Date : 12/04/2026 07:14:53
Data Acquisition Time : 13/03/2026 07:48:27
Channel : B
Operator : manager
Dilution Factor : 1,000000

Result File : C:\GC2\Data\NG\3-mars 2026\NG GAZ meeting skid inj1_13_B_Name_SDOM_Name_SDOM_310.rst
Sequence File : C:\GC2\Sequences\NG.seq



NG Gas Composition